# INFORME DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS AÑO 2027

Versión preliminar noviembre 2026 – Actualización versión definitiva junio 2026

**CONTENIDO**


| | | |
|---|---|---|
| **1** | **RESUMEN EJECUTIVO** | **5** |
| **2** | **ABREVIATURAS Y DEFINICIONES** | **9** |
| | 2.1 Abreviaturas | 9 |
| | 2.2 Definiciones | 11 |
| **3** | **INTRODUCCIÓN** | **15** |
| **4** | **DEFINICIÓN DE SERVICIOS** | **18** |
| | 4.1 Control de Frecuencia | 19 |
| | 4.1.1 Control Rápido de Frecuencia (CRF) | 20 |
| | 4.1.2 Control Primario de Frecuencia (CPF) | 21 |
| | 4.1.3 Control Secundario de Frecuencia (CSF) | 23 |
| | 4.1.4 Control Terciario de Frecuencia (CTF) | 25 |
| | 4.1.5 Cargas Interrumpibles (CI) | 26 |
| | 4.2 Control de Tensión | 26 |
| | 4.3 Control de Contingencias | 29 |
| | 4.3.1 Desconexión de Carga | 29 |
| | 4.3.2 Desconexión de Generación | 31 |
| | 4.3.3 Plan de Defensa Contra Contingencias | 32 |
| | 4.4 Plan de Recuperación de Servicio | 32 |
| | 4.4.1 Partida Autónoma (PA) | 33 |
| | 4.4.2 Aislamiento Rápido (AR) | 33 |
| | 4.4.3 Equipos de Vinculación (EV) | 33 |
| **5** | **IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS** | **34** |
| | 5.1 Control de Frecuencia | 34 |
| | 5.1.1 Control Primario de Frecuencia | 36 |
| | 5.1.2 Control Secundario de Frecuencia | 39 |
| | 5.1.3 Control Terciario de Frecuencia | 41 |
| | 5.1.4 Cargas Interrumpibles | 43 |
| | 5.2 Control de Tensión | 44 |
| | 5.2.1 Requerimientos de Potencia Reactiva | 45 |
| | 5.2.2 Requerimiento de fortaleza de red y potencia de cortocircuito | 46 |
| | 5.2.3 Recursos actualmente disponibles y recursos comprometidos | 48 |
| | 5.2.4 Determinación de la suficiencia de recursos | 49 |
| | 5.3 Control de Contingencias | 51 |
| | 5.3.1 Desconexión de Carga | 51 |
| | 5.3.2 Desconexión de Generación | 55 |
| | 5.3.3 Plan de Defensa Contra Contingencias | 55 |
| | 5.4 Plan de Recuperación de Servicio | 58 |
| **6** | **ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA EN PROVISIÓN DE SSCC** | **60** |
| | 6.1 Antecedentes Generales | 60 |
| | 6.2 Esquema de Subastas SSCC de Control de Frecuencia | 61 |
| | 6.3 Consideraciones Generales Análisis Condiciones de Competencia | 63 |
| | 6.4 Control de Frecuencia | 67 |
| | 6.4.1 Control Primario de Frecuencia | 67 |
| | 6.4.2 Control Secundario de Frecuencia | 68 |

6.4.3 Control Terciario de Frecuencia 69
6.4.4 Evolución Subastas 2025-2026 70
6.5 Control de Tensión 75
6.5.1 SC de Control de Tensión - Mantenimiento de Tensiones en Barra 75
6.5.2 SC de Control de Tensión - Potencia de Cortocircuito 76
6.6 Control de Contingencia 77
6.6.1 Desconexión de Carga 77
6.6.2 Desconexión de Generación 79
6.6.3 Plan de Defensa Contra Contingencias 79
6.7 Plan de Recuperación de Servicio 79
6.8 Resumen Mecanismos de Materialización SSCC Año 2027 80

**7 INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS 81**

7.1 Control de Frecuencia 81
7.1.1 Control Primario de Frecuencia (CPF) 81
7.1.2 Control Secundario de Frecuencia (CSF) 82
7.1.3 Control Terciario de Frecuencia (CTF) 83
7.2 Control de Tensión 85
7.2.1 Recursos actualmente disponibles 85
7.2.2 Recursos técnicos comprometidos 86
7.2.3 Recursos futuros sujetos a materialización y verificación 86
7.3 Control de Contingencias 87
7.3.1 Desconexión de Carga 87
7.3.2 Desconexión de Generación 92
7.3.3 Plan de Defensa Contra Contingencias 100
7.4 Plan de Recuperación de Servicio 101

**8 PROYECTOS Y PROPUESTAS DE SOLUCIÓN PARA LA PRESTACIÓN DE SSCC 102**

8.1 PROYECTO USO DE CONDENSADORES SÍNCRONOS (CCSS) EN EL SEN ZONA NORTE 102
8.2 PROYECTO INCORPORACIÓN CONDENSADORES SÍNCRONOS (CCSS) 104
8.3 PROPUESTA DE NUEVO SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE RAMPA SOLAR 107
8.4 PROYECTO BESS para PARTIDA en negro CHILOÉ y reactor de línea en S/E Kimal 111

**9 INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA 116**

9.1 Control de Frecuencia 116
9.2 Control de Tensión 116
9.2.1 Zona Norte Grande 116
9.2.2 Zona Norte Chico 116
9.2.3 Zona Centro 117
9.2.4 Zona Centro Sur 117
9.2.5 Zona Sur 117
9.2.6 Zona Norte Grande y Norte Chico 117
9.3 Control de Contingencias 118
9.3.1 Desconexión de Carga 118
9.3.2 Desconexión de Generación 118
9.3.3 Planes de Defensa Contra Contingencias Críticas 122
9.3.4 Planes de Defensa Contra Contingencias Extremas 122
9.4 Plan de Recuperación de Servicio 125
9.4.1 Partida Autónoma (PA) 125
9.4.2 Aislamiento Rápido 125
9.4.3 Equipamiento de Vinculación 126

**10 CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS 127**

10.1 Control de Frecuencia 127
10.2 Control de Tensión 127
10.3 Control de Contingencias 129
10.3.1 Desconexión de Carga 129
10.3.2 Desconexión de Generación 130
10.3.3 Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas 131
10.3.4 Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas 132
10.4 Plan de Recuperación de Servicio 133
10.4.1 Partida Autónoma 133
10.4.2 Equipos Aislamiento Rápido 134
10.4.3 Equipos de Vinculación 134

**11 ANEXOS 136**

**ANEXO A. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA E INFORMACIÓN UTILIZADA 136**

**ANEXO B. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DEL REEMPLAZO DE CPF POR CRF 139**

**ANEXO C. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE FRECUENCIA 145**

**ANEXO D. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE TENSIÓN 145**

**ANEXO E. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE CONTINGENCIA 145**

**ANEXO F. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO 145**

**ANEXO G. PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN QUE DEBEN VERIFICARSE PARA LA PRESTACIÓN DE SSCC 145**

**ANEXO H. DEFINICIÓN DE ÁREAS DE CONTROL DE TENSIÓN 146**

**ANEXO I. DETERMINACIÓN DEL REQUERIMIENTO DE FORTALEZA DE RED Y POTENCIA DE CORTOCIRCUITO ASOCIADO AL ENLACE HVDC KIMAL–LO AGUIRRE 147**

**ANEXO J. ANÁLISIS DEL FACE Y ACTIVACIONES DEL CTF 154**

# 1 Resumen Ejecutivo

El Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) establece que el Coordinador debe elaborar anualmente el Informe de Servicios Complementarios (ISSCC) para una operación segura, de calidad y más económica, en conformidad con las normas técnicas vigentes. En cumplimiento de este mandato, el presente ISSCC establece los Servicios Complementarios (SSCC) requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), junto con la calendarización y mecanismos para materializar su prestación y/o instalación, cuyo horizonte de aplicación comprende el período desde el 1 enero al 31 de diciembre de 2027.

La Tabla 1-1 contiene una síntesis de los SSCC requeridos -descritos en el presente informe-, categorizados de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución Exenta de la CNE[1], junto con su respectivo mecanismo de provisión.

**Tabla 1-1** Servicios Complementarios requeridos para el año 2027 en el SEN

| SSCC | Categoría de SSCC | Subcategoría de SSCC | Mecanismo de Provisión |
|---|---|---|---|
| **Control de Frecuencia** | Control Primario de Frecuencia (CPF) | Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF +) | Subasta[2] |
| | | Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF -) | Subasta |
| | Control Secundario de Frecuencia (CSF) | Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) | Subasta |
| | | Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-) | Subasta |
| | Control Terciario de Frecuencia (CTF) | Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+) | Subasta |
| | | Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CTF-) | Subasta |
| **Control de Tensión** | Control de Tensión (CT) | Control de Tensión (CT) | Instrucción Directa y Licitación |
| **Control de Contingencias** | Desconexión de Carga | EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Contingencia Específica) | Instrucción Directa |
| | | Desconexión Manual de Carga (DMC) | Instrucción Directa |
| | Desconexión de Generación | EDAG o ERAG (EDAG o ERAG por Contingencia Específica) | Instrucción Directa |
| | Plan de Defensa contra Contingencias (PDC) | Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC) | Instrucción Directa |
| | | Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) | Instrucción Directa |
| **Plan de Recuperación de Servicio** | Partida Autónoma (PA) | Partida Autónoma (PA) | Instrucción Directa |
| | Aislamiento Rápido (AR) | Aislamiento Rápido (AR) | Instrucción Directa |

[1] Resolución Exenta N°545 Comisión Nacional de Energía del 4 de septiembre de 2025.
[2] Respecto a la calendarización de la subasta del servicio complementario CPF+ se informa que el inicio de la subasta se hizo efectivo para la programación del 24 de febrero de 2026.

| SSCC | Categoría de SSCC | Subcategoría de SSCC | Mecanismo de Provisión |
|---|---|---|---|
| | Equipos de Vinculación (EV) | Equipos de Vinculación (EV) | Instrucción Directa |

Respecto de los avances en materia de cuantificación de los recursos asociados a Control de Frecuencia, se incluyen modificaciones respecto a la última versión del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR), acorde con las metodologías establecidas en la normativa vigente.

Cabe destacar que el Coordinador establece los requerimientos para cada una de las categorías de este servicio mediante el ECFyDR, el cual se emite dos veces al año. En particular, en esta actualización se ha considerado la versión del ECFyDR parte 1, cuya versión definitiva se ha publicado el 30 de junio de 2026 y la versión del ECFyDR parte 2, cuya versión preliminar se ha publicado el 20 de noviembre de 2026, que abordan los requerimientos para la prestación de este servicio para el año 2027[3]. La sección 4.1 del presente informe detalla la descripción de cada una de las categorías y la sección 5.1 presenta los requerimientos respectivos. Los principales aspectos abordados relacionados con este servicio son los siguientes:

a) En relación con la prestación del Servicio Complementario de Control Rápido de Frecuencia (CRF), se determinó que este recurso no es requerido durante el año 2027, toda vez que los recursos actuales que tiene el SEN para cumplir con el objetivo del Control de Frecuencia, bajo las condicionantes metodológicas contenidas en la Norma Técnica de SSCC, son suficientes durante el horizonte de aplicación del presente informe, esto es el año 2027. Lo anterior significa que, con la reserva de CPF disponible, se logra evitar la operación del EDAC y mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos en la NTSyCS ante las contingencias N-1 estudiadas.

b) Adicionalmente, se llevó a cabo un análisis costo-beneficio respecto del uso de CRF como reemplazo de CPF. Dicho análisis determinó que la incorporación de CRF no sería recomendable dado que no se generarían beneficios en los costos de operación del SEN.

c) Respecto a la metodología de cálculo de las reservas conjuntas de CSF y CTF, se mantiene la definida por el Coordinador en el año 2021, incluyendo una mejora en la determinación de reservas para CSF y CTF, basada en un análisis que permite determinar reservas de manera estacional, bloque horario y por tipo de día en función del perfil de demanda (día laboral y no laboral) para ambos Servicios Complementarios. En las secciones 5.1.2 y 5.1.3 se presenta la distribución de reservas de CSF y CTF, considerando para ello el ECFyDR 2026 parte 2. Además, se realizó un análisis del Error de Control de Área Filtrado (FACE) del sistema y las activaciones del CTF para determinar sus requerimientos.

Respecto al requerimiento para el servicio complementario de Cargas Interrumpibles, a partir del Informe de Seguridad de Abastecimiento publicado en octubre de 2026[4] y de la exploración de los días críticos para el año 2027, se determinó que no se requiere el servicio de Cargas Interrumpibles para el año 2027, conforme con lo presentado en el punto 5.1.4 de este documento.

[3] Estudio CFyDR 2026 Parte 1 y 2, disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/

[4] Disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-de-la-programacion-de-la-operacion/estudios-de-seguridad-de-abastecimiento/2026-estudios-de-seguridad-de-abastecimiento/

Respecto al SC de Control de Tensión y el requerimiento de potencia de cortocircuito, considerando la actualización de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y sus Anexos Técnicos (AT) IBR y Estudio de Robustez, en cuanto a los requisitos técnicos de diseño y el despliegue de los recursos proyectados con capacidad Grid Forming (GFM), el Coordinador continúa monitoreando las condiciones de robustez del sistema previendo publicar en febrero de 2027 el primer Estudio de Robustez de acuerdo con lo requerido en el AT Estudio de Robustez. Los resultados estarán condicionados a la cantidad de BESS que finalmente tengan la capacidad de operar como GFM. En este mismo sentido, el Coordinador está desarrollando un Estudio de Fortaleza de Red el que inició durante el segundo semestre de 2026, y que será complementario al Estudio de Robustez que debe ser publicado en febrero de 2027. Sin perjuicio de lo anterior, para determinar el requerimiento del SC de CT en la zona norte, se ha utilizado como criterio objetivo y cuantificable el requerimiento de Razón Efectiva de Cortocircuito (RECC) asociado al enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre, considerando distintos escenarios respecto del aporte efectivo de instalaciones basadas en convertidores con capacidad GFM. Con este criterio se determina un requerimiento de 606 MVA de potencia de cortocircuito adicional en S/E Kimal 220 kV (103 MVAr equivalentes en CCSS o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento), que será materializado mediante licitación. Este requerimiento se revisará con los resultados de los Estudios de Robustez y de Fortaleza de Red, en los que también se verificará la fortaleza en el resto de las barras de la zona norte.

De acuerdo con los análisis realizados con información disponible a noviembre de 2026, en S/E Kimal 220 kV se utilizó como objetivo un RECC de 2,0, que equivale a 7.800 MVA de potencia de cortocircuito. Este valor es superior al mínimo de 7.506 MVA especificado en las bases de licitación del enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre. En la barra Lo Aguirre 500 kV, los análisis disponibles no identifican, bajo los escenarios considerados, la necesidad de incorporar infraestructura adicional.

La representación y cuantificación del aporte de tecnologías de tipo GFM en la evaluación de RECC presenta incertidumbre, aun cuando se reconoce su potencial contribución a la estabilidad de la red. Para incorporar esta incertidumbre, se consideran escenarios con distintos niveles de materialización y aporte efectivo de recursos GFM, a partir de los cuales se realiza un análisis de mínimo arrepentimiento o Minimax Regret, considerando un RECC de 2,0. Al evaluar alternativas de refuerzos mediante tecnología del tipo condensadores síncronos, los resultados indican que el menor arrepentimiento respecto de refuerzos en la barra de S/E Kimal, corresponde a la incorporación de un aporte adicional de 606 MVA de potencia de cortocircuito, lo que equivaldría a un condensador síncrono de alrededor de 103 MVAr nominales, considerando una reactancia total equivalente de 0,17 pu, o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento. La equivalencia utilizada no prescribe una tecnología específica, por lo que las soluciones que se materialicen deberán acreditar un aporte efectivo equivalente en S/E Kimal 220 kV.

La determinación anterior constituye una primera aproximación cuantitativa realizada con la mejor información disponible y está sujeta, principalmente, a la incertidumbre respecto de la materialización, ubicación y aporte efectivo de los recursos GFM. Para efectos de evaluar la suficiencia de recursos, en las secciones siguientes se distinguen los recursos técnicos actualmente disponibles, los recursos ya comprometidos cuya entrada en operación se encuentra prevista y aquellos recursos futuros cuyo aporte dependerá de su materialización efectiva y verificación técnica. En caso de verificarse una insuficiencia de recursos para satisfacer el requerimiento señalado, ésta deberá ser cubierta mediante los mecanismos previstos para el Servicio Complementario de Control de Tensión, procurando

mantener neutralidad tecnológica y estableciendo los requerimientos funcionales que deberán satisfacer las soluciones que se materialicen.

En cuanto a los demás SSCC, las metodologías para la cuantificación de los recursos requeridos no se vieron modificadas respecto de la versión anterior. En el Capítulo 5 del informe se presentan los requerimientos técnicos para cada uno de ellos.

En relación con los SSCC que resultaron competitivos de acuerdo con la Tabla 1-1 (servicios provistos mediante subasta y/o licitación), para efecto de evaluar las condiciones de competencia de los servicios de CPF, CSF y CTF se analizó el indicador RSI (*Residual Supply Index*), que mide la proporción del requerimiento (demanda) que puede ser satisfecho sin considerar la capacidad de las empresas más relevantes. El ANEXO A detalla la descripción de diversos índices típicos de concentración y poder de mercado, dentro de los cuales se encuentra el RSI.

Por otra parte, el actual esquema de subastas para SSCC de CF se circunscribe a ofertas de costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros, sujetas a valores máximos y medidas de mitigación de corto plazo. Los costos de oportunidad y sobrecostos asociados a su prestación son remunerados ex post como parte del valor adjudicado, según se estableció por primera vez en la Resolución Exenta N° 442 del 23 de noviembre de 2020, manteniéndose vigente en la Resolución Exenta N° 545 del 04 de septiembre de 2025[5].

Adicionalmente, a partir del 07 de julio de 2021 se implementó una modificación a las Bases Administrativas de Subastas, para efectos de incorporar al proceso de co-optimización todas las configuraciones disponibles de las distintas instalaciones de generación para la prestación de los SSCC de control de frecuencia, con el objetivo de eliminar potenciales variaciones de recursos provenientes de la indisponibilidad de aquellos recursos que no participan con ofertas. Esto último, además incentiva la presentación de ofertas, ya que unidades que no lo hagan pueden ser adjudicadas por instrucción directa, y de suceder aquello, no reciben remuneración por costos de desgaste, mantenimiento, habilitación, etc., a diferencia de un escenario en el que presentaran ofertas, donde se remunera el precio ofertado por la reserva adjudicada. Cabe destacar que, de acuerdo con el informe justificativo publicado el 14 de mayo de 2026, el monto mínimo a adjudicar de CTF[6] es de 10 MW, mientras que, conforme a las Bases Administrativas de Subastas, para el CSF el monto mínimo a adjudicar es de 5 MW.

En relación con los proyectos y propuestas de solución para la prestación de SSCC, por parte de los Coordinados, en el Capítulo 8 de este informe se presentan las iniciativas recibidas. Específicamente, se recibieron proyectos de los coordinados AES Andes S.A., Enel Generación Chile S.A. y filiales, Transelec S.A. y Colbún S.A. relacionados con propuestas de definición de nuevos SSCC y nuevos recursos para el PRS.

Finalmente, el Capítulo 9 presenta las Instalaciones y/o Adecuaciones requeridas para prestar SSCC y el Capítulo 10 la Calendarización de los SSCC correspondientes.

[5] Disponible en: https://comisionenergia.sharepoint.com/:b:/s/SubdepartamentoNormativas/IQD489HDU2dgTZP-yXdeeob-AS81CbD_SJg-oLH9DqnIZbM?e=MAcsqD

[6] Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/05/Informe_Justificativo_CTF_Minimo.pdf

# 2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

## 2.1 ABREVIATURAS

| | |
|---|---|
| AGC | Control Automático de Generación |
| AR | Aislamiento Rápido |
| AT IBR | Anexo Técnico de Exigencias mínimas de instalaciones basadas en convertidores que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional |
| AT Estudio Robustez | Anexo Técnico de Metodología para el estudio de análisis de robustez del Sistema Eléctrico Nacional |
| CI | Cargas Interrumpibles |
| CC | Centro de Control |
| CCSS | Condensadores Sincrónicos |
| CDC | Centro de Despacho y Control |
| CF | Control de Frecuencia |
| CPF | Control Primario de Frecuencia |
| CRF | Control Rápido de Frecuencia |
| CSF | Control Secundario de Frecuencia |
| CT | Control de Tensión |
| CTF | Control Terciario de Frecuencia |
| DMC | Desconexión Manual de Carga |
| ECEA | Equipo de Compensación de Energía Activa |
| ECFyDR | Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas |
| ECTyRPR | Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva |
| EDAC | Esquema de Desconexión Automática de Carga |
| EDAG | Esquema de Desconexión Automática de Generación |
| ERAG | Esquema de Reducción Automática de Generación |
| ESCR | Equivalent Short-Circuit Ratio |
| EV | Equipamiento de Vinculación |
| GFL | Grid Following |
| GFM | Grid Forming |
| HHI | Hirschman-Herfindhal Index |

| | |
|---|---|
| HVDC | High Voltage Direct Current |
| ISSCC | Informe de Servicios Complementarios |
| LGSE | Ley General de Servicios Eléctricos |
| NTSSCC | Norma Técnica de Servicios Complementarios |
| NTSyCS | Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio |
| PA | Partida Autónoma |
| PDCC | Plan de Defensa contra Contingencias Críticas |
| PDCE | Plan de Defensa contra Contingencias Extremas |
| PCP | Programación de la Operación de Corto Plazo |
| PRS | Plan de Recuperación de Servicio |
| RECC | Razón Efectiva de Cortocircuito trifásico |
| Resolución SSCC | Resolución Exenta N°545 del 4 de septiembre de 2025, que aprueba modificaciones al Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos. |
| Reglamento | Decreto Supremo 113 de 2017 que aprueba el Reglamento de Servicios Complementarios. |
| RG | Reserva en Giro |
| RPPMT | Rentas Pivotales de Poder de Mercado Totales |
| RPT | Rentas Pivotales Totales |
| RSI | Residual Supply Index |
| SAE | Sistema de Almacenamiento de Energía |
| RTU | Remote Terminal Unit |
| SC | Servicio Complementario |
| Skss | Potencia de Cortocircuito Subtransitoria Inicial |
| SSCC | Servicios Complementarios |
| SI | Sistema Interconectado |
| SITR | Sistema de Información en Tiempo Real |
| ST | Sistema de Transmisión |

## 2.2 DEFINICIONES

1. **Agregador:** Tercero encargado de facilitar la agrupación de los Clientes Libres que prestan los Servicios Complementarios relacionados con los incrementos o reducciones de su demanda eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 73 y 74 del DS113/2017. Sin perjuicio de las tareas y responsabilidades del Agregador, los Clientes Libres son en todo momento e individualmente responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del Servicio Complementario que prestan al sistema eléctrico.
2. **Apagón Parcial:** Desmembramiento de un SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor al 10% y menor al 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
3. **Apagón Total**: Desmembramiento incontrolado de un SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
4. **Cliente Libre:** Usuario final no sometido a regulación de precios.
5. **Cliente Regulado:** Usuario sometido a regulación de precios de acuerdo con lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
6. **Contingencia Crítica:** Falla o desconexión intempestiva de una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Parcial.

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

   Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

   A los efectos de la NT de Seguridad y Calidad de Servicio, son fallas de baja probabilidad de ocurrencia:

   **a)** Las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barras (severidades 8 y 9);
   **b)** La falla que provoca apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito (severidad 6); o
   **c)** La falla de un Elemento Serie seguida de la operación errónea del Sistema de Protecciones en un extremo, debiendo operar las Protecciones de Respaldo Local o Remoto (severidad 7).
8. **Control Conjunto:** sistema de control cuya función es mantener la tensión en una barra de alta tensión en un valor definido, efectuando una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades que se encuentran operando.
9. **Controlador de Carga/Velocidad:** En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición

estable de la potencia de unidades que operan en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.

10. **Controlador de Frecuencia/Potencia:** En el caso de un parque eólico, fotovoltaico, o Equipo de Compensación de Energía Activa, corresponde al dispositivo que permite variar la generación de la instalación en función de la frecuencia en su Punto de Conexión al ST, detectando las desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el sistema de control de la potencia generada.
11. **Controlador de Tensión:** En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de la unidad o en un nudo remoto, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio.

    En el caso de un parque eólico o fotovoltaico, corresponde al dispositivo que permite el control de la tensión en el Punto de Conexión del parque al ST, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva dispuestos para esos fines.
12. **Coordinador**: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
13. **Desempeño Deficiente o Insuficiente:** Operación de una instalación o equipamiento sujeto a la coordinación del Coordinador que no cumple con las instrucciones impartidas por éste o con los requerimientos de diseño, estándares o exigencias establecidas en la NTSyCS y NTSSCC.
14. **Demanda Neta:** Corresponderá al valor de demanda descontando la generación de energías renovables con recursos primarios variables, como la eólica y la solar fotovoltaica.
15. **Empresa Coordinada o Coordinado:** Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de Clientes Libres y que se interconecten al sistema eléctrico, así como los pequeños medios de generación distribuida, a que se refiere el artículo 72°-2 de la LGSE.
16. **Equipo de Compensación de Energía Activa:** Equipo capaz de inyectar potencia activa a la red en forma rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión del SI, ante variaciones de la frecuencia. Para los términos prácticos del presente informe se considerará que un Sistema de Almacenamiento de Energía corresponde a un equipo de compensación de energía activa.
17. **Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC):** son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores asociados a consumos, en condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAC se produce frente a: límites o umbrales de Subfrecuencia, gradientes de disminución de frecuencia, límites de Subtensión o señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen los siguientes tipos de EDAC: EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión y EDAC por contingencia específica.
    - **Por Subfrecuencia:** en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subfrecuencia local;
    - **Por Subtensión**: en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de Subtensión local;

- **Por contingencia específica**: en los que el procesamiento de la decisión de desenganche se realiza en una ubicación remota, sobre la base de la detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales, que pueden afectar la seguridad y calidad de servicio de un área del SI.

18. **Esquema de Desconexión/Reducción Automática de Generación (EDAG/ERAG):** son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento. La activación de los EDAG se produce frente a: límites o umbrales de sobrefrecuencia, y señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen EDAG o ERAG por sobrefrecuencia y por contingencia específica.
19. **Informe de Servicios Complementarios:** Informe anual del Coordinador a que hace referencia el inciso tercero del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
20. **Nueva Infraestructura:** Instalaciones del sistema eléctrico destinadas a la prestación de Servicios Complementarios que se interconectan al mismo y materializadas a través de licitaciones de dichos servicios o mediante la instrucción de instalación directa por parte del Coordinador.
21. **Potencia Máxima de Despacho:** Máximo valor de potencia activa que puede sostener una unidad generadora de forma permanente, sin comprometer su participación en el CPF.
22. **Potencia Mínima de Despacho:** Mínimo valor de potencia activa que puede sostener una unidad generadora de forma permanente, sin comprometer su participación en el CPF.
23. **Recursos(s) Técnicos(s):** Atributo(s) de las instalaciones del sistema eléctrico que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema. En particular son recursos técnicos la capacidad de inyección de potencia activa y/o capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva de unidades generadoras o equipos, y la potencia conectada de los Usuarios Finales o de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, entre otros.
24. **Recurso Técnico Comprometido:** Recurso Técnico adjudicado o instruido.
25. **SEN – Sistema Eléctrico Nacional:** Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 [MW].
26. **SEN – Norte Grande:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al norte de S/E Los Changos, incluyendo ésta.
27. **SEN – Centro Sur:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al sur de S/E Los Changos.
28. **Sistema Interconectado:** conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico incluyendo: las centrales eléctricas, líneas de transmisión a nivel nacional, zonal y dedicado; enlaces HVDC, equipos de compensación de energía activa, subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de Clientes Libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión o a través de alimentadores de uso exclusivo que operan interconectadas entre sí, con el objeto de generar, transportar y distribuir energía eléctrica en dicho sistema eléctrico.
29. **Sistema de Almacenamiento de Energía:** Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema.

30. **Tiempo máximo de establecimiento:** Tiempo que demora la señal de potencia entregada por la unidad generadora en ingresar en una banda del ±10% del valor final del escalón aplicado en la consigna de velocidad o de carga del Controlador de Carga/Velocidad.
31. **Tiempo de Inicio de Activación:** Periodo en que se inicia la prestación del Recurso Técnico Comprometido, contado desde que es requerido el respectivo Servicio Complementario. Se entenderá que el respectivo Servicio Complementario es requerido cuando se produzca una condición operativa en el Sistema Eléctrico Nacional, que active automatismos locales; a través del envío de la consigna tratándose de servicios automáticos centralizados; o desde la instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador tratándose de Servicios Complementarios cuyo modo de activación no es mediante automatismos, según corresponda.
32. **Tiempo Total de Activación:** Periodo en que se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación.
33. **Tiempo de Entrega:** Periodo en que las instalaciones deberán ser capaces de mantener el total del Recurso Técnico Comprometido de conformidad a lo dispuesto en el presente Informe, contando desde el momento en que transcurrió Tiempo Total de Activación.
34. **Usuario o Consumidor Final:** Usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo, siendo este un Cliente Libre o Regulado.
35. **Umbral de activación:** Desviación de frecuencia en [Hz] a partir de la cuál, la instalación entrega su aporte o reserva en potencia activa [MW] para la prestación del servicio de control de frecuencia.
36. **Umbral de desactivación:** Rango de frecuencia en [Hz] dentro del cual, una vez normalizada la frecuencia y tras haber superado el umbral de activación, la instalación cesa su aporte adicional o disminución de potencia activa.

# 3 INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y el artículo 20 del Decreto Supremo 113 de 2017 que aprueba el Reglamento de Servicios Complementarios, en adelante el Reglamento, corresponderá al Coordinador elaborar anualmente un Informe de Servicios Complementarios (ISSCC), el cual deberá señalar los Servicios Complementarios requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional junto con su calendarización respectiva y el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación.

Por otra parte, y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 23 del Reglamento, en el presente informe se indican los requerimientos necesarios para garantizar una operación segura, de calidad y más económica para el conjunto de instalaciones del SEN, en conformidad con las normativas vigentes. Dado lo anterior, se definen zonas en el SEN, identificando los SSCC necesarios para cumplir los requerimientos anteriores, y se indican los recursos técnicos disponibles para la prestación de los distintos servicios.

La presente versión del ISSCC 2027 incorpora e implementa lo resuelto por el Panel de Expertos mediante el Dictamen N°29-2026, que instruyó al Coordinador a emitir una nueva versión del Informe en la que, bajo la categoría vigente de Control de Tensión, determine el requerimiento cuantitativo de recursos técnicos necesarios para preservar la estabilidad de tensión en la zona norte del SEN; identifique los recursos técnicos actualmente disponibles para satisfacer dicho requerimiento; e identifique los recursos o infraestructura adicionales que resulten necesarios para cubrir eventuales insuficiencias y defina el mecanismo para su materialización, conforme a la normativa vigente.

Para estos efectos, el presente Informe incorpora dicha determinación, en el plazo prescrito en la normativa, utilizando los antecedentes técnicos y normativos disponibles a la fecha de su elaboración, explicitando los principales supuestos e incertidumbres consideradas. En particular, se incorporan los análisis disponibles respecto de la fortaleza de red asociada al enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre y al aporte esperado de recursos con capacidad Grid Forming (GFM).

En concordancia con lo indicado en el artículo 23 del Reglamento, el presente informe dispone de la siguiente estructura:

a) **Apartado Definición de Servicios:** en éste se presentan los diferentes Servicios Complementarios (SSCC) definidos por la CNE, mediante lo dispuesto en la Resolución de SSCC y complementados con los requerimientos técnicos establecidos por el Coordinador para su prestación. Cada SC definido se fundamenta en términos de la funcionalidad que aporta a la implementación de los aspectos establecidos en la NTSyCS y NTSSCC, así como al cumplimiento de los estándares definidos en ellas.

b) **Apartado de Identificación y Cuantificación de Servicios:** en base a los estudios desarrollados por el Coordinador, en este apartado se indican los SSCC seleccionados de la Resolución de SSCC y los requerimientos sistémicos que son necesarios para la operación del SEN.

c) **Apartado de Análisis de Condiciones de Competencia en la Provisión de SSCC:** con sustento en los análisis conducentes a establecer si existen condiciones de competencia en cada uno de los mercados relevantes asociados a los SSCC correspondientes, el Coordinador definirá los SSCC que se materializarán a través de subastas o licitaciones y cuáles lo harán por medio de una instrucción directa.

d) **Apartado Instalaciones que prestan Servicios Complementarios:** en donde se especifican los equipos e instalaciones que prestarán SSCC durante la vigencia del ISSCC. Se deberá indicar claramente el tipo de instalación, su propietario u operador y la forma en que participa de

los SSCC, en concordancia con lo definido en el literal a). En este apartado, además se aborda, el análisis de los proyectos de SSCC presentados al Coordinador, en el contexto de lo establecido en el artículo 20 del Reglamento y el artículo 2-5 de la NTSSCC.

e) **Apartado de Instalación y/o Adecuación de Infraestructura:** en los casos que de los estudios realizados por el Coordinador se detecte que los recursos técnicos son insuficientes para la prestación de alguno de los SSCC, se licita o instruye, dependiendo del mecanismo de provisión del respectivo SC, la instalación de nueva infraestructura, indicando su vida útil y mantenimiento anual eficiente. Por otra parte, el Coordinador también podrá solicitar la adecuación de la infraestructura existente con el fin de que pueda participar en la prestación de algún SC.

f) **Apartado de Calendarización de los Servicios:** en esta sección se indica la fecha en la cual un SC, que no haya sido requerido desde el inicio del periodo de vigencia del presente informe, comenzará su prestación. Asimismo, se indicarán las fechas en las cuales se espera licitar o instruir la adecuación del equipamiento existente o la instalación de nueva infraestructura para la prestación de alguno de los SSCC.

Dado lo expresado en los puntos previos, con el fin de poder cuantificar los requerimientos a nivel del SEN para cada servicio complementario, así como las características técnicas que deberán poseer las instalaciones que presten dichos servicios, el Coordinador ha utilizado, entre otros, los resultados de los Estudios establecidos en la NTSSCC "Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas" (ECFyDR) parte 1 y 2[7], "Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva" (ECTyRPR)[8], "Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga" (EEDAC)[9], "Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias"[10] y "Estudio Plan de Recuperación de Servicio" (PRS)[11].

Adicionalmente, para la determinación del requerimiento asociado a la fortaleza de tensión en la zona norte se han considerado los antecedentes técnicos disponibles relativos al nivel de cortocircuito, los indicadores de fortaleza de red aplicables y el aporte de los recursos síncronos y de las instalaciones basadas en convertidores, conforme se desarrolla en el Capítulo 5.

En cuanto a las nuevas instalaciones, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4-2 y 4-4 de la NTSSCC, todas las instalaciones que el Coordinador identifique como potenciales prestadores de SSCC, deberán someterse al Proceso de Verificación como parte del proceso de Entrada en Operación. Para estos efectos, serán incorporadas en los anexos del ISSCC correspondiente.

Cabe destacar que aquellas instalaciones señaladas en los Anexos de este Informe como "En proceso de verificación y habilitadas para la prestación del SC", se consideran que pueden participar en la

[7] Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/

[8] Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/

[9] Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-edac/

[10] Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/

[11] Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-recuperacion-de-servicio

prestación de Servicios Complementarios, con los recursos técnicos disponibles informados fundadamente al Coordinador y reciben la remuneración correspondiente, sujeto a la evaluación del correcto desempeño en la prestación del Servicio Complementario respectivo. Su verificación, al igual que para el resto de las instalaciones mandatadas a prestar SSCC, deberá desarrollarse conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Servicios Complementarios, el Anexo Técnico de Verificación de Instalaciones para la prestación de SSCC y las guías de verificación vigentes.

Finalmente, se destaca que este Informe ha sido confeccionado considerando la normativa vigente, por lo que según lo indicado en el artículo 2-8 de la NTSSCC, podrá ser revisado y actualizado considerando los nuevos antecedentes que puedan modificar los requerimientos de cuantía de los recursos técnicos contenidos en el presente informe.

# 4 DEFINICIÓN DE SERVICIOS

En el presente capítulo se presentan las definiciones de la Resolución de SSCC, emitida por la CNE, para cada SC y sus correspondientes categorías. A su vez, el Coordinador establece requerimientos adicionales que deberán cumplir los equipamientos para realizar una prestación satisfactoria del SC en el que participen.

Cada Servicio Complementario se fundamentará en términos de la funcionalidad que aporta al cumplimiento de los estándares definidos en la NTSSCC, considerando lo indicado en la Resolución de SSCC y requerimientos adicionales establecidos por el Coordinador.

La Tabla 4-1 presenta el resumen de los SSCC indicados en la resolución correspondiente.

**Tabla 4-1** Categorías y subcategorías de SSCC

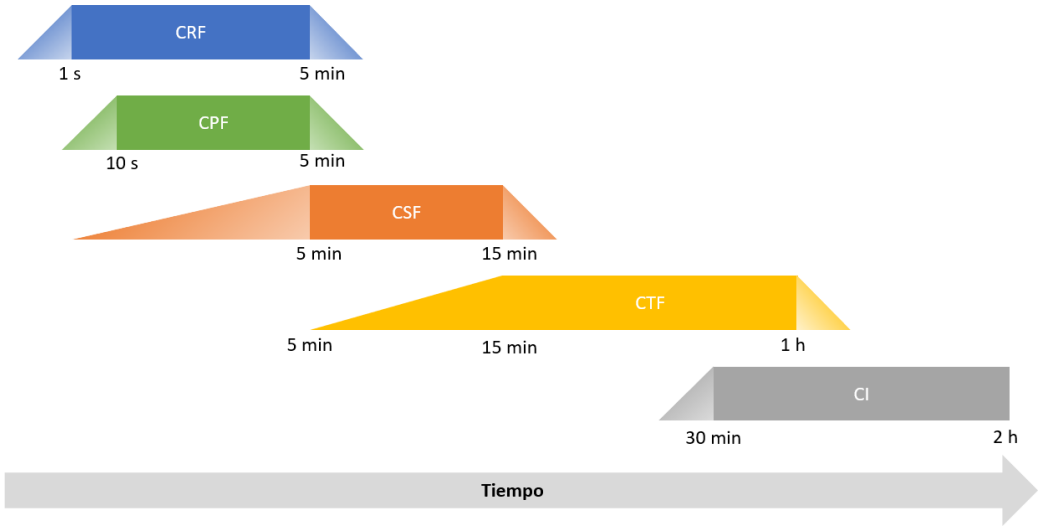
| SSCC | Categoría de SSCC | Subcategoría de SSCC |
|---|---|---|
| **Control de Frecuencia** | Control Rápido de Frecuencia (CRF) | Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF +) |
| | | Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF -) |
| | Control Primario de Frecuencia (CPF) | Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF +) |
| | | Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF -) |
| | Control Secundario de Frecuencia (CSF) | Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) |
| | | Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-) |
| | Control Terciario de Frecuencia (CTF) | Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+) |
| | | Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CTF-) |
| | Cargas Interrumpibles (CI) | Cargas Interrumpibles (CI) |
| **Control de Tensión** | Control de Tensión (CT) | Control de Tensión (CT) |
| **Control de Contingencias** | Desconexión de Carga | EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica) |
| | | Desconexión Manual de Carga (DMC) |
| | Desconexión de Generación | EDAG o ERAG (EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia y EDAG o ERAG por Contingencia Específica) |
| | Plan de Defensa contra Contingencias (PDC) | Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC) |
| | | Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) |
| **Plan de Recuperación de Servicio** | Partida Autónoma (PA) | Partida Autónoma (PA) |
| | Aislamiento Rápido (AR) | Aislamiento Rápido (AR) |
| | Equipos de Vinculación (EV) | Equipos de Vinculación (EV) |

## 4.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Se define el SC de Control de Frecuencia al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SI.

En la prestación de este SC se distinguen cinco acciones básicas para controlar la frecuencia, las cuales se relacionan entre sí. En la Figura 4-1 se presenta esquemáticamente la relación que existe entre las distintas categorías del SC Control de Frecuencia.

**Figura 4-1:** Esquema cadena de reservas de Control de Frecuencia




En la Figura 4-2 se representa referencialmente los tiempos asociados a la prestación de control de frecuencia, los que son utilizados para la definición de cada categoría de aquel SC. En la Tabla 4-2, se presentan las características de las cinco categorías de los SSCC de CF.

**Figura 4-2:** Representación referencial tiempos servicios de CF

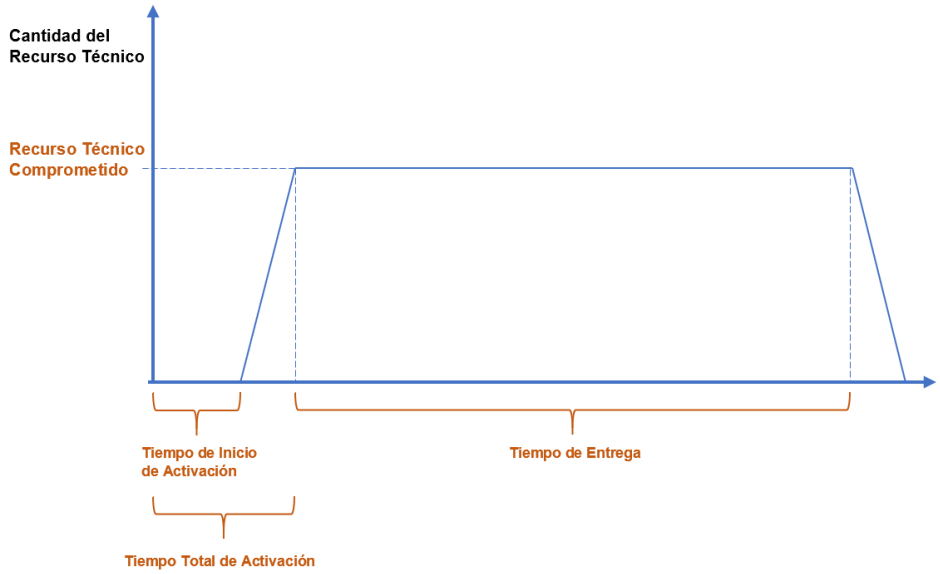



**Tabla 4-2** Características de los SSCC de CF

| Característica Técnica | Modo de Activación | Tiempo de Inicio de Activación | Tiempo Total de Activación | Mínimo Tiempo de Entrega | Máximo Tiempo de Entrega |
|---|---|---|---|---|---|
| **CRF** | Automático Local | - | 1[s] | 5[min] | |
| **CPF** | Automático Local | - | 10[s] | 5[min] | |
| **CSF** | Automático Centralizado | - | 5[min] | 15[min] | |
| **CTF** | Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador | 5[min] | 15[min][12] | - | 1[hr] |
| **CI** | Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador | - | 30[min] | 2[hr] | - |

A continuación, se presentan las definiciones de cada una de las categorías consideradas.

### 4.1.1 CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)

**1) Definición:**

Corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera 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 será de 1 [s] y su Mínimo Tiempo de Entrega será de 5 [min].

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

**2) Requerimientos asociados a la prestación:**

Considerando las definiciones establecidas por la CNE para la prestación de este servicio, se ha requerido que el CRF sea un servicio prestado ante contingencias o excursiones de la frecuencia que no respondan a variaciones naturales de la demanda neta del sistema.

En este contexto, y como se indica en la sección 5.1 del presente informe, los análisis muestran que a nivel técnico no hay una necesidad en el SEN para la implementación de este SC, dado que los recursos actualmente disponibles son suficientes para cumplir con el objetivo del Control de Frecuencia para el año 2027. Cabe precisar que el carácter de no requerido del CRF se refiere exclusivamente a que, con la reserva de CPF disponible, se logra evitar la operación del EDAC y mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos en la NTSyCS ante las contingencias N-1 estudiadas. Las condiciones bajo las cuales el CRF podría pasar a ser técnicamente requerido se describen en la sección 5.1 del presente informe.

Cabe señalar que ante una eventual implementación de CRF, se requiere que los controladores de frecuencia/potencia entreguen una respuesta de tipo escalón, con una banda muerta de activación de +/-300 mHz. Para la desactivación se recomienda una banda de +/- 100mHz. Estas especificaciones

[12] Tiempo Total de Activación requerido por el Coordinador de acuerdo con el numeral 1 del título 4.1.4 del presente Informe.

se sustentan en los análisis del ECFyDR y han sido establecidas para que la prestación sea consistente con los tiempos de respuesta requeridos para el servicio y con el carácter sustitutivo del CRF respecto del CPF.

Sin perjuicio de lo anterior, los análisis del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR) muestran que, a nivel sistémico, ante contingencias, una proporción de las reservas para el CPF se puede intercambiar por CRF, de acuerdo con la tasa de sustitución de los montos de reserva indicados en la Tabla 5-1. En efecto, en aquellas condiciones de inercia y demanda/generación del SEN donde la sustitución de CPF mediante CRF ante contingencias, es mayor a uno, el requerimiento conjunto de CRF y CPF se reduce y, por lo tanto, dependiendo del costo de los recursos comprometidos en la operación del SEN, podría haber un beneficio sistémico de contar con reservas de CRF tanto en la programación como en la operación en tiempo real. Dicho efecto sustitutivo ha sido analizado e incorporado en diferentes versiones del ECFyDR y ha demostrado ser válido incluso considerando distintos cambios topológicos y escenarios con niveles significativamente reducidos de inercia, dado que responde a una característica estructural del SEN bajo la normativa vigente.

En el ANEXO B se presenta un análisis costo-beneficio de contar con CRF para el reemplazo de CPF. De ese análisis se concluye que integrar montos de CRF no generaría un beneficio sistémico y no sería recomendable reemplazar CPF al no generar menores costos para la operación del SEN.

### 4.1.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

**1) Definición:**

Corresponde a acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Primario de Frecuencia por subfrecuencia (CPF+) y de Control Primario de Frecuencia por sobrefrecuencia (CPF-).

El Tiempo Total de Activación del servicio CPF será de 10 [s], y su Mínimo Tiempo de Entrega será 5 [min].

La prestación de esta categoría de servicios se realiza a través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

**2) Requerimientos asociados a la prestación:**

**a) Estado Normal de Operación**

En Estado Normal de operación del sistema, es necesario contar con reservas de potencia activa para enfrentar las variaciones de la demanda respecto del valor programado para el despacho, con el fin de disminuir el error de frecuencia del sistema con respecto a su valor nominal. Se consideran como variaciones normales las desviaciones que se encuentren dentro de la banda de ± 0,2 [Hz].

Considerando lo anterior, y dadas las exigencias de la NTSyCS vigente, en especial lo dispuesto en el artículo 3-17 y en el AT IBR, para la prestación de este servicio (CPF+ y CPF-), se considera la participación de unidades de tipo sincrónica, parques eólicos y fotovoltaicos. De igual forma, se considera la participación de las unidades del tipo ERV con o sin capacidad de almacenamiento y los sistemas de almacenamiento de energía, en modo GFL o GFM, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 3-6 y 4-7 del AT IBR.

Se debe considerar lo siguiente:

**a.** Las unidades sincrónicas que participen de la regulación primaria deberán contar con las características técnicas asociadas al Controlador de Carga/Velocidad, según lo dispuesto en el artículo 3-17 de la NTSyCS. Este controlador deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

**i.** Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo. Los rangos de ajustes serán:

- Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%.
- Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%.

**ii.** Banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 25 [mHz].

**iii.** El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos desde la detección de la subfrecuencia o sobrefrecuencia hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.

**iv.** Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI. Para la operación en isla, las unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por el Coordinador.

**v.** Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

**b.** Las instalaciones basadas en convertidores (IBR), que operen en modo GFL y que participen del control primario de frecuencia, deberán contar con las características técnicas mínimas asociadas al Controlador de Frecuencia/Potencia, según lo dispuesto a continuación, para que se encuentren alineadas con el Art.4-7 del AT IBR. En el caso de los sistemas de almacenamiento que operen como GFM, deberán contar con las características técnicas mínimas descritas en el Art. 3-6 del AT IBR. En ambos casos, estos son:

**i.** Estatismo permanente con rango ajustable. Los rangos de ajustes serán entre 2% y 5%. El estatismo % deberá ser calculado utilizando como potencia activa base la potencia máxima de la instalación.

**ii.** Banda muerta menor al 0,1% del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 25 [mHz].

**iii.** El retardo inicial del sistema de frecuencia/potencia deberá ser inferior a 1 segundo desde la detección de la subfrecuencia o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción.

**iv.** Tiempo de Crecimiento deberá ser inferior a 4 segundos.

**v.** Tiempo de establecimiento deberá ser inferior a 10 segundos.

**vi.** Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

**vii.** El funcionamiento del controlador de frecuencia/potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario, por lo que deberá considerar una estimación continua y permanente de las reservas necesarias para prestar el servicio. Para llevar a cabo la estimación de la reserva en la operación en tiempo real cada central debe enviar al Coordinador la señal de potencia disponible de la central que represente fielmente, en conformidad a la normativa vigente, la potencia disponible

instantánea de la central, así como cualquier otra señal SITR que sea requerida por el Coordinador.

Los rangos de ajustes específicos que deben implementar las unidades generadoras y las instalaciones basadas en convertidores (IBR) son determinados por el Coordinador, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-17 de la NTSyCS y a los Artículos 3-6 y 4-7 del AT IBR. Asimismo, en casos excepcionales se podrá autorizar que las instalaciones operen con estatismos, bandas muertas o tiempos de crecimiento o establecimiento superiores a los definidos en el presente informe, previa entrega de antecedentes técnicos y la respectiva revisión del Coordinador.

**b) Operación ante Contingencias**

Ante la ocurrencia de una contingencia que genere un déficit o exceso importante de generación y por ende una subfrecuencia o sobrefrecuencia, respectivamente, es necesario contar con una reserva de potencia para contribuir a evitar una variación de frecuencia elevada y la posible pérdida de consumo o generación en el sistema. Se considerarán como eventos que produce un déficit o exceso importante de generación aquellas contingencias que den origen a una desviación de frecuencia superior a ±0,2 [Hz].

Para operar el sistema de manera segura y acorde a los estándares exigidos en la NTSyCS se requiere que esta reserva cumpla con dos condiciones: 1) una entrega de reserva pronta que compense el descenso de la frecuencia durante los primeros segundos post contingencia y 2) contar con un aporte estable de potencia que permita la recuperación dinámica de la frecuencia.

De acuerdo con lo anterior se pueden distinguir los siguientes atributos para el CPF ante contingencia:

a. **Control primario ante contingencia - 10 s (CPF@10s):** Reserva necesaria para compensar la caída inicial de la frecuencia, teniendo por objetivo evitar la excursión de la frecuencia a niveles que podrían activar la operación de los EDAC por Subfrecuencia ante la ocurrencia de una contingencia simple. Esta reserva debe ser entregada durante los primeros 10 [s] después de ocurrida la contingencia.
b. **Control primario ante contingencia - 5 min (CPF@5min):** Reserva requerida durante el tiempo de acción del CPF, esto es 5 minutos, teniendo por objetivo restablecer el valor permanente de la frecuencia por sobre 49,3 [Hz] y bajo 50,7 [Hz]. Esto para eventos de Subfrecuencia o Sobrefrecuencia.

En consistencia con lo descrito, podrán participar de este servicio las unidades sincrónicas e instalaciones basadas en convertidores (IBR) que cumplan con el estándar definido en el numeral 2) literal a), cuantificando sus aportes de reserva acorde a las definiciones planteadas en literales a. y b. de la operación ante contingencias. Adicionalmente, estas instalaciones deben cumplir con el aporte de reserva levantado en el proceso de verificación de CPF.

### 4.1.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

**1) Definición:**

Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y de Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-).

El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC. El Tiempo Total de Activación del servicio CSF será de 5 [min], y su Mínimo Tiempo de Entrega será de 15 [min].

**2) Requerimientos asociados a la prestación:**

A efectos de realizar el CSF a través del AGC, los Coordinados deberán cumplir con lo especificado en el artículo 4-17 de la NTSyCS y con las exigencias del Coordinador, esto es:

- Cumplir con las especificaciones de diseño del AGC, contenidas en el "Informe de Diseño, Requerimientos Técnicos e Implementación del AGC del SEN"[13].
- Instalar los equipos de control, supervisión y sistemas de comunicaciones, que permitan contar con una plataforma independiente y redundante de manera de garantizar la calidad en el servicio de información para monitoreo y control del AGC, cumpliendo con una disponibilidad mínima del enlace de comunicaciones del Coordinado del 99,95%, como dispone la Norma IEC 60870-4.
- Para garantizar un adecuado desempeño de la respuesta de las unidades a los comandos del AGC, es necesario definir un límite al tiempo de retardo máximo a partir del cual las unidades inician su cambio de generación visto en el módulo AGC. Este tiempo de retardo máximo depende de la tecnología de generación y se detalla en la Tabla 4-3.

**Tabla 4-3** Tiempo de retardo máximo por tecnología

| Tecnología | Tiempo de retardo admisibles | Observaciones |
|---|---|---|
| **Térmica a vapor** | Hasta 45 segundos | Su tiempo de retardo suele aumentar durante las inversiones de sentido de la consigna de potencia, producto de la inercia térmica de la caldera. No obstante, aunque su tiempo de retardo supera los 20 segundos, su respuesta es adecuada para prestar el SC de CSF |
| **Ciclo Combinado** | Hasta 30 segundos | Se exceptúan de este requerimiento, los tiempos contabilizados durante las inversiones de sentido de la consigna de potencia producto de la inercia térmica de la caldera de recuperación de la TV del Ciclo Combinado. |
| **Ciclo Abierto** | Hasta 25 segundos | Supera los 20 segundos en aquellas zonas donde actúan controles locales, como el control de temperatura de los gases de escape de la TG. |
| **Hidroeléctrica de Embalse** | Hasta 20 segundos | Este tiempo de retardo es válido bajo condiciones de operación normales en las cotas de los embalses que no ocasionen problemas en las chimeneas de equilibrio y túneles de aducción. |
| **Energía Renovable Variable con y sin capacidad de almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía.** | Hasta 20 segundos | Sus tiempos en general son menores a 20 segundos. Su tiempo de retardo se puede ver aumentado por el control del PPC cuando conecta o desconecta inversores o aerogeneradores de acuerdo con la potencia generada. |

[13] Este documento puede ser descargado del sitio web del Coordinador en el siguiente enlace: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/control-automatico-de-generacion-agc/

- Disponer de las señales requeridas para integrar las unidades generadoras al AGC, según se especifica en el Anexo Técnico de “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de Datos al SITR del CDC”.

Se considerará la participación de centrales generadoras con aporte de excedentes al SEN sobre los 9 MW de tipo sincrónica e instalaciones basadas en convertidores (IBR). Además, conforme a las Bases Administrativas de Subastas, el monto mínimo a adjudicar es de 5 MW.

### 4.1.4 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

**1) Definición:**

Corresponde a acciones de control activadas por instrucción del Coordinador en la operación en tiempo real, destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar el sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes.

Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-).

El Tiempo de Inicio de Activación del CTF será de 5 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, su Tiempo Total de Activación es de 15 [min] y su Máximo Tiempo de Entrega será de 1 [hr].

**2) Requerimientos asociados a la prestación:**

Dentro de las consideraciones que se deberán tomar para la prestación de este servicio, y para mantener la coherencia con la cadena de reservas que se da entre los distintos controles, se deberá considerar el 100% de la entrega de reserva comprometida en un tiempo máximo de 15 [min], medidos desde que el Coordinador entrega la instrucción al respectivo CC, de manera que el CTF permita recuperar las reservas necesarias para la acción que debe ser ejercida por el CSF.

Se considerará la participación de unidades generadoras de tipo sincrónica, instalaciones basadas en convertidores (IBR) de tipo GFL o GFM y Clientes Libres.

En el caso que este SC sea prestado por Clientes Libres, éstos deberán cumplir con los siguientes requisitos adicionales:

**a)** Integrar al SCADA del Coordinador la señal de Potencia Activa, cumpliendo al menos lo indicado en el Anexo Técnico respectivo[14].

**b)** Disponer de un Centro de Control validado por el Coordinador, que permita cumplir las instrucciones dadas por el Coordinador en los tiempos que el SC requiere.

**c)** La prestación del SC no podrá realizarse con consumos destinados a la prestación de otros SSCC, como EDAC o los Planes de Defensa Contra Contingencias.

**d)** Los Clientes Libres podrán participar a través de un tercero Agregador, no obstante, serán en todo momento e individualmente responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del SC que prestan y de las demás obligaciones del reglamento y las establecidas en el presente documento.

**e)** En el caso que uno o más Clientes Libres participen de la prestación del SC a través de un Agregador, este último deberá cumplir con los requisitos anteriores, de modo de realizar las labores de comunicación, entrega de información y coordinación de las acciones necesarias para la correcta prestación del SC instruido por el Coordinador.

[14] Anexo Técnico de Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR.

**f)** El Agregador deberá cumplir con los requisitos que aseguren el fiel cumplimiento del servicio, incluidos aquellos que estén previstos en las bases de la subasta dispuestas por el Coordinador, cuando corresponda.

**g)** El Coordinador podrá definir los requisitos y condiciones para los Clientes Libres conectados en distribución, de acuerdo con la normativa vigente.

### 4.1.5 CARGAS INTERRUMPIBLES (CI)

**1) Definición:**

Se entenderá por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta de uno o un grupo de Usuarios Finales, medida desde el punto de conexión de este al sistema eléctrico, bajo instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, gestionar congestiones, responder ante emergencias sistémicas, entre otros.

El Tiempo Total de Activación será de 30 [min] a partir de la instrucción del Coordinador y el Mínimo Tiempo de Entrega será de 2 [hr].

**2) Requerimientos asociados a la prestación:**

Dentro de los requerimientos particulares asociados a la prestación del SC de Cargas Interrumpibles se debe considerar que el prestador del servicio debe enviar el registro de potencia activa que dé cuenta de la disponibilidad de disminución de los montos comprometidos. Estos registros deben provenir de medidores de clase de facturación, cuyas características están definidas en el Anexo Técnico de “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas” de la NTSyCS.

El registro debe enviarse de forma mensual el segundo día hábil del mes siguiente al informado siguiendo el formato de carga de registros de la Plataforma de Medidas.

En el caso de que uno o más Clientes Libres participen de la prestación del SC a través de un Agregador, este último deberá cumplir con los requisitos anteriores y aquellos establecidos en las Bases de Licitación, si corresponde, de modo de realizar las labores de comunicación, entrega de información y coordinación de las acciones necesarias para la correcta prestación del SC correspondiente.

Adicionalmente, el reporte de potencias debe ser enviado de forma agregada en el formato de carga de registros de la Plataforma de Medidas, es decir, debe ser enviado sumando los vectores de medidas de cada uno de los Clientes Libres que integran la Carga Interrumpible del agregador para ser evaluado como una única prestación.

## 4.2 CONTROL DE TENSIÓN

**1) Definición:**

Corresponde a acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

Asimismo, para efectos del presente Informe, el SC de Control de Tensión comprende la disponibilidad y/o aporte de recursos técnicos destinados a mantener la fortaleza de la red, incluida la provisión de potencia de cortocircuito trifásico cuando ello resulte necesario para preservar la estabilidad de tensión.

**2) Requerimientos asociados a la prestación:**

Dependiendo de la naturaleza del equipamiento que preste este Servicio Complementario se distinguen diferentes tipos de requerimientos:

**a) Unidades generadoras sincrónicas:**

- **Control de régimen permanente y dinámico:** Esta prestación corresponde a la actuación del controlador de tensión de una unidad generadora sobre la salida de la excitatriz, a través de la modificación de la corriente de campo, para contribuir a mantener la tensión de operación de una barra de referencia, en régimen permanente y ante la ocurrencia de contingencia, de acuerdo con la consigna previamente establecida por el Coordinador.

**b) Instalaciones basadas en convertidores (IBR):**

- **Control de régimen permanente:** Esta prestación corresponde a la entrega de una cantidad fija de potencia reactiva, de acuerdo con una consigna previamente establecida por el CDC, y dentro de las capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación basada en convertidores (siendo el aporte mínimo de la instalación lo exigido en el artículo 3-9 de la NTSyCS).

  En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario -unidades generadoras basadas en convertidores, sistemas de almacenamiento o componente de almacenamiento de CRCA, según el Artículo 3-9 de la NTSyCS- e implique un aumento en el consumo de potencia activa, el costo asociado al consumo de energía adicional incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC.

- **Control dinámico:** Esta prestación corresponde a la actuación del Controlador de Tensión de un parque de instalaciones basadas en convertidores (eólico, solar o sistema de almacenamiento) sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva, para contribuir a mantener la tensión de operación en los niveles admisibles establecidos en la NTSyCS, tanto en régimen permanente como ante contingencias, de acuerdo con la consigna de tensión previamente establecida por el Coordinador y conforme a lo establecido en los artículos 3-2 y 4-2 del Anexo Técnico de IBR, para las tecnologías GFM y GFL, respectivamente, como mínimo. En caso de ser necesario, se requerirá este servicio a aquellas instalaciones que se ajustan a lo establecido en el artículo 3-13 de la NTSyCS.

  El estándar para este tipo de control fue estudiado como parte de las medidas post-apagón 25F en una asesoría específica[15]. Este fue establecido para poder contener las sobretensiones que se producen al tener desconexiones de EDAC en escenarios de demanda baja diurnos, en los cuales las sobretensiones superan valores de 1,1 pu en un tiempo menor a los 4 segundos y con una duración de varios segundos. En base a lo anterior, el estándar que resultó es el siguiente:

  **i.** El Tiempo de crecimiento debe ser menor a 2,5 [s] para el menor valor de SCR esperado, medido en el Punto de Conexión al SI. Este tiempo es menos exigente que el establecido en los Art. 3-2 y 4-2 del AT IBR.
  **ii.** El Tiempo de establecimiento debe ser menor que 3,5 [s] para el menor valor de SCR esperado, medido en el Punto de Conexión al SI. Este tiempo es más exigente que el establecido en los Art. 3-3 y 4-3 del AT IBR. Se aceptarán tiempos de establecimientos hasta 5 [s], en caso de que se justifique técnicamente que la instalación no puede alcanzar el valor de 3,5 [s].

[15] https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/05/R1308-25-CEN-Definicion-de-Estandar-de-Control-de-Tension-para-ERV-V4.pdf

**iii.** Un estatismo entre 2% y 7% cuando el parque controla tensión en una barra de AT. En el caso de que controle tensión en una barra de MT, el estatismo deberá ser tal que cumpla el estatismo equivalente entre 2% y 7% referido a la barra AT.

**iv.** El Tiempo de Reacción deberá ser inferior a 200 milisegundos, medido en el Punto de Conexión al SI.

**v.** La Banda de Establecimiento deberá ser inferior a ±5%, medida en el Punto de Conexión al SI.

**vi.** El porcentaje de la sobreoscilación no debe ser mayor a un 5%, manteniéndose así dentro de la Banda de Establecimiento. Este porcentaje corresponde a la diferencia entre el valor máximo de salida y el valor final estabilizado, dividida por el cambio real en la salida (desde el valor inicial hasta el final estabilizado).

Los rangos de ajustes específicos que deben implementar las instalaciones basadas en convertidores (IBR) son determinados por el Coordinador, de acuerdo con lo establecido en los Artículos 3-3 y 4-3 del AT IBR.

Así, de manera transitoria, en conformidad al Artículo 7-5 del AT IBR, se aceptarán tiempos de crecimiento o de establecimiento mayores mientras se aplica el plan de adecuaciones del estándar de control de tensión de la NTSyCS 2026. Sin embargo, estos tiempos no podrán superar los 20 [s] en ningún caso, debido a que ese es el tiempo en el que según el Art. 5-34 de la NTSyCS, la magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final.

En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario e implique un aumento en el consumo de potencia activa, el costo asociado al consumo adicional de energía incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC según lo indicado en el Artículo 2-40 de la NTSSCC.

### c) Elementos de compensación reactiva

- **Control estático:** Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de compensadores de potencia reactiva, ya sea bancos de condensadores o reactores fijos y/o desconectables, entre otros, para contribuir a mantener la tensión de operación de las barras del sistema dentro de los niveles establecidos en la NTSyCS, en régimen permanente y ante la ocurrencia de una contingencia.
- **Control dinámico:**
  - Corresponde a la disponibilidad y/o utilización de compensadores sincrónicos y compensadores de tensión (SVC, STATCOM, etc.), entre otros, para contribuir a mantener la tensión de operación de las barras del sistema dentro de los niveles establecidos en la NTSyCS, en régimen permanente y ante la ocurrencia de una contingencia.
  - Corresponde a la disponibilidad y/o utilización de tecnología del tipo condensadores sincrónicos (CCSS) u otra que cumpla con los requerimientos técnicos para la provisión de potencia de cortocircuito trifásico que contribuya a la estabilidad de forma de onda de tensión[16].

[16] Esta característica se conoce en la literatura como fortaleza de la red y corresponde a la habilidad de un sistema eléctrico de potencia de mantener y controlar la forma de onda de la tensión, durante el estado estacionario y ante una contingencia. Es una característica o atributo esencial para el sistema eléctrico, necesario para mantener la seguridad y estabilidad de este. Este atributo ha sido aportado históricamente de manera natural, al igual que la inercia, por las unidades sincrónicas.

Para efectos de la determinación de los recursos requeridos para esta última prestación, podrán considerarse los aportes de las distintas tecnologías capaces de contribuir efectivamente a la fortaleza de red, siempre que dichos aportes puedan ser técnicamente determinados y, cuando corresponda, verificados por el Coordinador.

El sistema de excitación de una máquina sincrónica deberá cumplir con que el error en estado estacionario de la tensión de generación deberá ser inferior a 0,25% para cualquier cambio en la carga del generador, según el artículo 3-12 literal b) de la NTSyCS.

Las unidades generadoras sincrónicas e instalaciones basadas en convertidores (IBR), deberán operar de forma estable y permanente, entregando o absorbiendo reactivos, de acuerdo con los límites establecidos en sus Diagramas PQ, considerando las exigencias mínimas descritas en la NTSyCS y los recursos levantados en el proceso de verificación de la prestación de su Control de Tensión. En el caso de las instalaciones basadas en convertidores (IBR), esto podrá ser realizado mediante un control por consigna de tensión sobre la barra de inyección al sistema, ajustando el factor de potencia del parque o mediante un control de inyección de potencia reactiva.

Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a Centrales Eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] con dos o más unidades generadoras deberán tener un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando, según el artículo 3-13 de la NTSyCS.

Los parques eólicos y fotovoltaicos de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] deberán tener un sistema de control que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador, según el artículo 3-13 de la NTSyCS.

Sin perjuicio de lo anterior, independiente de la potencia nominal individual de las centrales, parques o sistemas de almacenamiento, si los estudios específicos que realice el Coordinador lo justifican, se podrá exigir a cualquier central, parque o sistema de almacenamiento la implementación de un control conjunto o individual de tensión para controlar la tensión en una barra que determine el Coordinador.

Este SC podrá ser prestado por otras instalaciones, en la medida que cumplan con los requisitos y exigencias técnicas definidos por el Coordinador.

## 4.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

### 4.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

Corresponde al desprendimiento automático o manual de carga con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

Los Esquemas de Desconexión Automático de Carga (EDAC) son esquemas de control que operan automáticamente emitiendo orden de desenganche sobre interruptores asociados a consumos, en condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad.

La activación de los EDAC se produce frente a: límites o umbrales de Subfrecuencia, gradientes de disminución de frecuencia, límites de Subtensión o señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen los siguientes tipos de EDAC: EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión y EDAC por Contingencia Específica.

Se entenderá por Desconexión Manual de Carga (DMC) a aquellas acciones o instrucciones del Coordinador, necesarias para que los Usuarios Finales desconecten carga manualmente frente a situaciones de riesgo de la seguridad del sistema eléctrico.

La naturaleza de la prestación de los servicios EDAC por Subfrecuencia se considera sistémica[17] y los EDAC por Subtensión y EDAC por Contingencia Específica se consideran de naturaleza local. La naturaleza de los servicios de DMC podrá ser local o sistémica, dependiendo de la causa del requerimiento del servicio, según lo determine el Coordinador.

#### 4.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

El SC de EDAC por Subfrecuencia, corresponde al esquema de control que emite órdenes de Desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos, previa operación de un relé de Subfrecuencia con medida local.

Para realizar la prestación de este servicio, de acuerdo con lo indicado en la NTSyCS, el equipamiento deberá cumplir al menos con las siguientes especificaciones técnicas:

- Equipamiento capaz de medir frecuencia en no más de 120 [ms].
- La operación del esquema en su conjunto, incluyendo la apertura de interruptores, no deberá superar los 200 [ms].
- Equipos de medición de frecuencia deben contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos sincronizados mediante GPS.
- Cuando se requiera, estos esquemas deberán tener la capacidad de calcular y actuar por gradiente de frecuencia.

#### 4.3.1.2 EDAC por Subtensión

El SC de EDAC por Subtensión, corresponde al esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos, previa operación de un relé de Subtensión con medida local.

De acuerdo con lo indicado en la NTSyCS, el equipamiento deberá cumplir al menos con las siguientes especificaciones técnicas:

- Equipamiento capaz de medir tensión en no más de 120 [ms].
- Equipamiento con capacidad para operar con un tiempo de retardo ajustable entre 0 [s] y 1 [s].
- Equipos de medición de tensión deben contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos sincronizados mediante GPS.

#### 4.3.1.3 EDAC por Contingencia Específica

El SC de EDAC por Contingencia Específica se refiere a las acciones de control automáticas destinadas a preservar la seguridad y calidad de servicio frente a la ocurrencia de una contingencia particular. Éste corresponde al esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su seguridad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos. El procesamiento de la decisión de desenganche se realiza en una ubicación remota o local, sobre la base de la detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales, que pueden afectar la seguridad y calidad de servicio de un área del SI.

[17] Si bien la naturaleza se considera sistémica, de acuerdo con los resultados de los estudios sistémicos, se podrían definir áreas asociadas a su actuación.

Dentro de esta subcategoría de SC se considerará también la actuación de los EDAC asociados a los PDCE y PDCC.

La especificación técnica de estos dependerá de la solución específica con el fin de evitar la propagación de fallas al resto de las instalaciones del SI, evitando la salida incontrolada de las mismas y permitiendo, además, el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio establecidos en la NTSyCS.

#### 4.3.1.4 Desconexión Manual de Carga (DMC)

El SC de DMC corresponde a la instrucción que determina e imparte el Coordinador, según corresponda, para el desprendimiento o limitación de consumo en las instalaciones de Usuarios Finales, con la finalidad de preservar los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NTSyCS. La DMC podrá ser instruida a través de las siguientes modalidades:

- **DMC en línea:** se instruyen por el CDC en tiempo real a los CC, para que los Usuarios Finales desconecten o limiten su carga en las barras de consumo correspondientes.
- **DMC programada:** se instruyen por el Coordinador a través de la PCP o de una reprogramación de generación, de forma tal que los Usuarios Finales del SI desconecten o limiten sus cargas desde las barras de consumo correspondientes.

Las DMC tienen una naturaleza dual, en el sentido que pueden originarse para dar cuenta de un fenómeno sistémico o un fenómeno local.

La activación de las DMC deberá ser instruida por el Coordinador como un último recurso para preservar la seguridad y calidad del sistema eléctrico.

### 4.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

**1) Definición:**

Corresponde al desprendimiento o reducción automática de generación o inyección con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio frente a condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad.

Los Esquemas de Desconexión o Reducción Automática de Generación (EDAG o ERAG) son esquemas de control que operan automáticamente, emitiendo orden de desenganche sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento. La activación de los EDAG se produce frente a: límites o umbrales de sobrefrecuencia, y señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen dos subcategorías para este SC:

**a)** EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia.

**b)** EDAG o ERAG por Contingencia Específica.

La naturaleza de la prestación del servicio EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia se considera sistémica, en el caso del servicio EDAG o ERAG por Contingencia Específica su naturaleza se considera local.

Cabe destacar que, los EDAG o ERAG que se utilicen con el objetivo de aumentar el flujo a través de instalaciones de transmisión, por sobre el límite N-1 de la instalación, no son considerados como servicios complementarios.

**2) Requerimientos asociados a la prestación:**

Dentro de la subcategoría de SC de EDAG por Contingencia Específica se considerará también la actuación de los EDAG asociados a los PDCE y PDCC.

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC y al diseño propio de cada esquema.

### 4.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Corresponde al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar un apagón total o parcial del sistema eléctrico ante la ocurrencia de una contingencia extrema o crítica según corresponda.

Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) y de Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC). La primera tiene por objetivo evitar un Apagón Total y la segunda un Apagón Parcial.

La naturaleza de la prestación del servicio de PDCE se considera sistémica, mientras que en el caso del PDCC su naturaleza se considera local.

#### 4.3.3.1 Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)

Se entenderá por PDCC al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Parcial del SI ante la ocurrencia de una Contingencia Crítica.

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC y el diseño propio de cada PDCC.[18]

#### 4.3.3.2 Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)

Se entenderá por PDCE al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Total del SI ante la ocurrencia de una Contingencia Extrema.

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC y el diseño propio de cada PDCE. [19]

## 4.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Corresponden a los servicios que, una vez ocurrido un Apagón Parcial o Total del sistema eléctrico, permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible. Dentro de este servicio se definen 3 subcategorías:

- **a)** Partida Autónoma.
- **b)** Aislamiento Rápido.
- **c)** Equipos de Vinculación.

[18] https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/

[19] https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/

### 4.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA (PA)

**1) Definición:**

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo.

**2) Requerimientos asociados a la prestación:**

Las unidades con partida autónoma se agruparán en dos categorías: las que requieren de equipamiento adicional (tales como grupo electrógeno, banco de baterías u otro) y las unidades de combustión interna que por su naturaleza pueden realizar el proceso de partida sin necesidad de equipamiento adicional.

### 4.4.2 AISLAMIENTO RÁPIDO (AR)

**1) Definición:**

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un Apagón Total o Parcial.

**2) Requerimientos asociados a la prestación:**

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

### 4.4.3 EQUIPOS DE VINCULACIÓN (EV)

**1) Definición:**

Corresponde a la prestación que dan los equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que se hayan mantenido operando en forma de islas independientes.

**2) Requerimientos asociados a la prestación:**

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

# 5 IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS

## 5.1 CONTROL DE FRECUENCIA

De acuerdo con lo determinado en los análisis realizados por el Coordinador a través del Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR) 2026 partes 1 y 2; y el análisis realizado para la Carga Interrumpible, el cual se encuentra en el presente informe, las categorías de SSCC asociadas al control de frecuencia que son requeridas en la operación del sistema para el año 2027 corresponden a:

- Control Primario de Frecuencia.
- Control Secundario de Frecuencia.
- Control Terciario de Frecuencia.

De acuerdo con el ECFyDR[20] elaborado por el Coordinador, a la fecha no se verifica una necesidad técnica a nivel de sistema de implementar el SC de CRF para el año 2027, considerando los niveles de inercia y demanda previstos en el horizonte de estudio. En efecto, los elementos técnicos que fundamentan esta conclusión y que se resumen en el ECFyDR del 2026 parte 1 y 2, son los siguientes:

**i.** En escenarios de baja inercia y generación bruta total, descontada la demanda asociada a la carga de BESS del SEN, que acorde a los despachos analizados para el año 2027 se encuentran en torno a 30 [GVAs] y 7.500 [MW] respectivamente, se observa que es posible cumplir con los estándares establecidos en la NTSSCC y NTSyCS mediante CPF provisto por las unidades que se encuentran habilitadas y algunas de las que se prevé se habiliten[21] para la prestación del servicio complementario según lo indicado en los ANEXOS del presente informe, en particular evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de baja frecuencia. Además, el tiempo en el que se alcanza la frecuencia mínima, ante una contingencia simple de la unidad generadora más grande del sistema (Severidad 5), sería del orden de 10 segundos. Estos tiempos son superiores al tiempo de activación exigido para el CRF (1 segundo) y caen en la vecindad de la exigencia para la activación completa del CPF (10 segundos).

**ii.** En un análisis para condiciones más exigentes a las previstas, correspondientes a escenarios con despachos sin activación de restricciones de reservas, se alcanza un nivel de inercia sistémica del orden de 20 [GVAs], sin requerir la incorporación de CRF para evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. Aun cuando en este caso se observa que la frecuencia mínima se alcanza en un tiempo cercano a los 5 segundos, el CPF provisto por recursos disponibles logra evitar que la frecuencia post contingencia descienda bajo los 48,9 [Hz] (umbral del primer escalón del EDAC-BF).

Las condiciones bajo las cuales el CRF pasaría a ser técnicamente requerido corresponden a un desbalance crítico de potencia activa, superior al asociado a las contingencias de Severidad 4 o 5, para el cual, aun con toda la reserva de CPF disponible, no se logre evitar la operación del EDAC o mantener la frecuencia dentro de los rangos normativos[22]. En caso de identificarse un requerimiento de CRF, ya sea por razones técnicas o económicas, se evaluará el mecanismo óptimo para su materialización, considerando licitaciones o subastas.

---

[20] https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/

[21] Las unidades que pueden participar de la prestación del SC de CF son aquellas que en el ANEXO C se encuentran catalogadas en la Columna “verificado” con “SI” y “En proceso de verificación y habilitadas para la prestación del SC”.

[22] El ISSCC 2026 cuantificó este umbral para contingencias simples sobre 750 MW en demanda baja y 1.000 MW en demanda alta. Este correspondió a un análisis prospectivo ya que no es requerido por la normativa.

Sin perjuicio de lo anterior, y en conformidad a lo establecido en el artículo 3-15 de NTSSCC, se determinó la razón de sustitución de CPF de contingencia mediante CRF a nivel sistémico.

Conforme a los resultados del ECFyDR 2026 parte 1, donde se consideró para simular la respuesta de CRF, que los controladores de frecuencia/potencia tienen una respuesta del tipo escalón, con una banda muerta de +/-300 [mHz], se determina la tasa de sustitución de los montos de reserva de CPF en función del nivel de demanda e inercia del sistema. Dichos resultados se muestran en la Tabla 5-1:

**Tabla 5-1** Remplazo del aporte inicial de **CPF por CRF** en función de la Generación Bruta Total del SEN menos carga BESS y la Inercia Sistémica.

| Inercia Sistémica [GVAs] | Generación Bruta Total - Consumo instantáneo BESS SEN [MW] | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 7.500 | 8.000 | 8.500 | 9.000 | 9.500 | 10.000 | 10.500 | 11.000 | 11.500 | 12.000 | 12.500 |
| **20** | 1,44 | 1,43 | 1,42 | 1,41 | 1,39 | 1,38 | 1,37 | 1,36 | 1,34 | 1,33 | 1,32 |
| **25** | 1,40 | 1,38 | 1,37 | 1,35 | 1,34 | 1,32 | 1,30 | 1,29 | 1,27 | 1,26 | 1,24 |
| **30** | 1,35 | 1,33 | 1,31 | 1,30 | 1,28 | 1,26 | 1,24 | 1,22 | 1,20 | 1,18 | 1,17 |
| **35** | 1,30 | 1,28 | 1,26 | 1,24 | 1,22 | 1,20 | 1,18 | 1,15 | 1,13 | 1,11 | 1,09 |
| **40** | 1,26 | 1,23 | 1,21 | 1,18 | 1,16 | 1,14 | 1,11 | 1,09 | 1,06 | 1,04 | 1,01 |
| **45** | 1,21 | 1,18 | 1,16 | 1,13 | 1,10 | 1,07 | 1,05 | 1,02 | 0,99 | 0,96 | 0,94 |
| **50** | 1,17 | 1,14 | 1,10 | 1,07 | 1,04 | 1,01 | 0,98 | 0,95 | 0,92 | 0,89 | 0,86 |
| **55** | 1,12 | 1,09 | 1,05 | 1,02 | 0,98 | 0,95 | 0,92 | 0,88 | 0,85 | 0,82 | 0,78 |
| **60** | 1,07 | 1,04 | 1,00 | 0,96 | 0,93 | 0,89 | 0,85 | 0,82 | 0,78 | 0,74 | 0,70 |

La sustitución de CPF de contingencia por CRF, en condiciones de baja inercia, lo que usualmente ocurre en horas diurnas cuando hay exceso de generación solar, muestra que contar con disponibilidad de reservas de CRF resultaría potencialmente beneficioso para el SEN, ya que se reduce el requerimiento de CPF. Eso se observa en la Tabla precedente, en los casos donde la tasa de sustitución es mayor a 1.

Desde un punto de vista técnico-normativo, no se observan condiciones N-1 que justifiquen la necesidad de CRF. Más aun considerando que se prevé que exista un mayor número de plantas ERV participantes en CPF y, de manera adicional, sistemas de almacenamiento de energía, que son más rápidos que las centrales sincrónicas en proveer este servicio. Cabe señalar que los requerimientos de CPF y CRF se determinan conforme a la metodología establecida en la NTSSCC, la cual considera el criterio N-1 y busca asegurar eficiencia económica y neutralidad tecnológica, por lo que no corresponde imponer restricciones ex ante en la definición de dichos requerimientos en función de configuraciones específicas, como la separación del sistema y la consecuente formación de islas eléctricas, salvo que estas se deriven directamente de la aplicación de la metodología vigente.

Desde una mirada técnico-económica, tal como se indicó anteriormente (en sección 4.1.1), al reducir el requerimiento conjunto de las reservas CRF y CPF, dependiendo del costo de los recursos comprometidos en la operación del SEN, se puede generar un beneficio sistémico de contar con reservas de CRF tanto en la programación como en la operación en tiempo real. Cabe señalar que una eventual implementación de CRF, requiere ajustar los controladores de frecuencia/potencia, para una respuesta en base a escalón y una banda muerta de activación de +/-300 mHz y para la desactivación una banda de +/-100mHz, estando estos recursos disponibles en las plantas ERV y sistemas de almacenamiento[23].

[23] Dicha implementación debe considerar el proceso de Verificación de SSCC.

A continuación, se describen los criterios considerados para la cuantificación de cada tipo de reserva requerido.

### 5.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para el control primario de frecuencia se distinguen dos componentes: las variaciones aleatorias de la demanda y de la generación ERV, y otra asociada a soportar contingencias de Severidad 5, que a su vez se separa en dos componentes, una que debe actuar de manera pronta (CPF@10s) y otra que permite restablecer la frecuencia a un valor de régimen permanente (CPF@5min) y contingencias asociadas a desconexión de cargas.

En el caso de la reserva para variaciones aleatorias y/o naturales del sistema, se determina una reserva CPF para Estado Normal de operación que permite mantener con un nivel de confianza del 95% la frecuencia dentro de la banda ±0,2 [Hz].

La metodología asociada a su determinación corresponde al cálculo de las desviaciones del valor medio de 10 [s] versus el valor de la media de 5 [min] en una ventana móvil. La reserva para CPF en Estado Normal está dada por lo indicado en la Tabla 5-2:

**Tabla 5-2** Reserva para CPF en estado normal

| CPF estado normal [MW] |
|---|
| **±61** |

Por otra parte, el CPF ante contingencias se encuentra asociado a soportar contingencias de desconexión de generación en el sistema, para el caso CPF+, sin activar el EDAC por Subfrecuencia cuando se presentan contingencias simples de Severidad 5. Dado lo anterior, la reserva para CPF+ se estima en función de que la contingencia de la unidad más grande del SEN no provoque una excursión de frecuencia que disminuya más allá de los 48,9 [Hz] y que post-contingencia la frecuencia de restablecimiento sea superior a 49,3 [Hz]. Análogamente, la reserva para CPF- se estima considerando la mayor contingencia simple que afecta a un retiro desde el sistema, correspondiente a 200 MW consistente con lo previsto en el horizonte analizado en el ECFyDR. Adicionalmente, se analizaron desbalances superiores, como una desconexión de BESS en carga de 300 MW, con carácter referencial para evaluar el desempeño del sistema ante contingencias de mayor magnitud. La evaluación de montos mayores de retiro será considerada en su mérito, atendiendo la evolución del sistema, entre otros aspectos, la configuración de las contingencias, la existencia de puntos únicos de falla, su interacción con los esquemas vigentes y las consideraciones necesarias para asegurar una operación a mínimo costo y segura. Para montos de desconexión de hasta 300 MW de BESS en carga los requerimientos para la programación de la operación se encuentran modelados. En caso de permitirse montos superiores de desconexión de BESS en carga por sobre 300 MW, el requerimiento de CPF- necesario podría requerir recursos adicionales los que aún no se han determinado. Las condiciones de despacho de las unidades quedarán determinadas por las restricciones modeladas en el proceso de programación una vez que los requerimientos y los recursos estén determinados.

Considerando la dependencia de la Reserva de CPF ante Contingencias con la demanda (se considera la generación bruta total del SEN menos la demanda asociada a la carga del BESS) y la inercia del sistema previo a la ocurrencia de una contingencia**,** para **CPF+** el requerimiento se ha definido en función de dichas variables, tal como se indica en la Tabla 5-3 a la Tabla 5-5.

Cabe señalar que, estos montos consideran el efecto de una frecuencia pre-contingencia inferior a la nominal. Para mayores antecedentes de cómo se considera este efecto para ajustar las reservas calculadas, ver informe del ECFyDR 2026 parte 2.

**Tabla 5-3** Reservas requeridas **CPF+ para CPF@10s [MW]** en función de la Generación Bruta Total del SEN menos carga BESS y la Inercia. **Potencia desconectada 400 [MW]**

| Inercia [GVAs] | Generación Bruta Total - Carga instantánea BESS SEN [MW] | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 7.500 | 8.000 | 8.500 | 9.000 | 9.500 | 10.000 | 10.500 | 11.000 | 11.500 | 12.000 | 12.500 |
| **20** | 466 | 446 | 427 | 411 | 396 | 383 | 370 | 359 | 348 | 338 | 329 |
| **25** | 400 | 383 | 367 | 353 | 340 | 329 | 318 | 308 | 299 | 290 | 282 |
| **30** | 353 | 338 | 324 | 312 | 301 | 290 | 281 | 272 | 264 | 257 | 250 |
| **35** | 318 | 304 | 292 | 281 | 271 | 262 | 253 | 245 | 238 | 231 | 225 |
| **40** | 290 | 278 | 267 | 257 | 247 | 239 | 231 | 224 | 217 | 211 | 206 |
| **45** | 268 | 257 | 246 | 237 | 228 | 221 | 214 | 207 | 201 | 195 | 190 |
| **50** | 250 | 239 | 229 | 221 | 213 | 206 | 199 | 193 | 187 | 182 | 177 |
| **55** | 234 | 224 | 215 | 207 | 200 | 193 | 187 | 181 | 176 | 171 | 166 |
| **60** | 221 | 211 | 203 | 195 | 188 | 182 | 176 | 171 | 166 | 161 | 157 |

**Tabla 5-4** Reservas requeridas **CPF+ para CPF@10s [MW]** en función de la Generación Bruta Total del SEN menos carga BESS y la Inercia. **Potencia desconectada 350 [MW]**

| Inercia [GVAs] | Generación Bruta Total - Carga instantánea BESS SEN [MW] | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 7.500 | 8.000 | 8.500 | 9.000 | 9.500 | 10.000 | 10.500 | 11.000 | 11.500 | 12.000 | 12.500 |
| **20** | **391** | **371** | **352** | **336** | **321** | **308** | **295** | **284** | **273** | **263** | **254** |
| **25** | **330** | **313** | **297** | **283** | **270** | **259** | **248** | **238** | **229** | **220** | **212** |
| **30** | 288 | 273 | 259 | 247 | 236 | 225 | 216 | 207 | 199 | 192 | 185 |
| **35** | 258 | 244 | 232 | 221 | 211 | 202 | 193 | 185 | 178 | 171 | 165 |
| **40** | 235 | 223 | 212 | 202 | 192 | 184 | 176 | 169 | 162 | 156 | 151 |
| **45** | 218 | 207 | 196 | 187 | 178 | 171 | 164 | 157 | 151 | 145 | 140 |
| **50** | 205 | 194 | 184 | 176 | 168 | 161 | 154 | 148 | 142 | 137 | 132 |
| **55** | 194 | 184 | 175 | 167 | 160 | 153 | 147 | 141 | 136 | 131 | 126 |
| **60** | 186 | 176 | 168 | 160 | 153 | 147 | 141 | 136 | 131 | 126 | 122 |

**Tabla 5-5** Reservas requeridas **CPF+ para CPF@10s [MW]** en función de la Generación Bruta Total del SEN menos carga BESS y la Inercia. **Potencia desconectada 300 [MW]**

| Inercia [GVAs] | Generación Bruta Total - Carga instantánea BESS SEN [MW] | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 7.500 | 8.000 | 8.500 | 9.000 | 9.500 | 10.000 | 10.500 | 11.000 | 11.500 | 12.000 | 12.500 |
| **20** | 341 | 321 | 302 | 286 | 271 | 258 | 245 | 234 | 223 | 213 | 204 |
| **25** | 282 | 265 | 250 | 236 | 223 | 211 | 200 | 191 | 181 | 173 | 165 |
| **30** | 243 | 228 | 214 | 202 | 191 | 180 | 171 | 162 | 154 | 147 | 140 |
| **35** | 215 | 202 | 189 | 178 | 168 | 159 | 151 | 143 | 135 | 129 | 122 |
| **40** | 195 | 183 | 172 | 162 | 152 | 144 | 136 | 129 | 122 | 116 | 111 |
| **45** | 181 | 169 | 159 | 149 | 141 | 133 | 126 | 119 | 113 | 108 | 102 |
| **50** | 170 | 159 | 149 | 141 | 133 | 126 | 119 | 113 | 107 | 102 | 97 |
| **55** | 162 | 152 | 143 | 134 | 127 | 120 | 114 | 108 | 103 | 98 | 93 |
| **60** | 156 | 146 | 138 | 130 | 123 | 117 | 111 | 106 | 101 | 96 | 92 |

A continuación, en la Tabla 5-6 se muestran los requerimientos de **CPF+** permanente, que solamente tienen una dependencia significativa respecto el nivel de generación total del SEN menos la carga del BESS, para contingencias de generación de distintos montos en [MW].

**Tabla 5-6** Reservas requeridas **CPF+ para CPF@5min [MW]** en función de la generación bruta total del SEN menos **carga** BESS y monto de potencia desconectada

| Generación Bruta Total - Carga instantánea BESS SEN [MW] | Aporte CPF+ para CPF@5min [MW] | | |
|---|---|---|---|
| | P Desc. 400 [MW] | P Desc. 350 [MW] | P Desc. 300 [MW] |
| **7.500** | 332 | 283 | 234 |
| **8.000** | 325 | 276 | 228 |
| **8.500** | 319 | 270 | 221 |
| **9.000** | 312 | 263 | 214 |
| **9.500** | 305 | 256 | 207 |
| **10.000** | 298 | 249 | 201 |

| Generación Bruta Total - Carga instantánea BESS SEN [MW] | Aporte CPF+ para CPF@5min [MW] | | |
|---|---|---|---|
| | P Desc. 400 [MW] | P Desc. 350 [MW] | P Desc. 300 [MW] |
| **10.500** | 291 | 243 | 194 |
| **11.000** | 285 | 236 | 187 |
| **11.500** | 278 | 229 | 180 |
| **12.000** | 271 | 222 | 174 |
| **12.500** | 264 | 216 | 167 |

En el caso de **CPF-**, en el ECFyDR se realiza la simulación de la contingencia más grande asociada a la desconexión intempestiva de carga, para distintos niveles de generación bruta menos BESS en carga en el SEN, resultando en la reserva requerida en estado permanente para este SC, presentado en la Tabla 5-7 para distintos niveles de demanda en el SEN. Se debe considerar que, dados los antecedentes disponibles para el ECFyDR parte 1, la contingencia considerada corresponde a 300 [MW] de BESS en proceso de carga. No obstante, debido a la variabilidad que pueden tener estos valores, se proporcionan valores para desconexiones de 300, 250 y 200 [MW], conforme a lo determinado en el ECFyDR 2026 parte 2.

**Tabla 5-7** Reservas requeridas **CPF- para CPF@5min [MW]** en función de la Generación Bruta Total del SEN menos Carga instantánea BESS

| Aporte CPF (-) para CPF@5min [MW] | | | |
|---|---|---|---|
| **Generación Bruta Total – Carga instantánea BESS SEN [MW]** | **P Desc. 200 [MW]** | **P Desc. 250 [MW]** | **P Desc. 300 [MW]** |
| **7.500** | -92 | -140 | -189 |
| **8.000** | -87 | -135 | -184 |
| **8.500** | -81 | -130 | -178 |
| **9.000** | -76 | -125 | -173 |
| **9.500** | -71 | -120 | -168 |
| **10.000** | -66 | -114 | -163 |
| **10.500** | -61 | -109 | -158 |
| **11.000** | -56 | -104 | -153 |
| **11.500** | -50 | -99 | -147 |
| **12.000** | -45 | -94 | -142 |
| **12.500** | -40 | -89 | -137 |

Sin perjuicio de lo anterior, la representación de los requerimientos de CPF+ de la Tabla 5-3 a Tabla 5-6, en los procesos de programación de la operación, se realizará utilizando relaciones simplificadas entre las variables (CPF@10s, CPF@5min, Generación Bruta Total del SEN menos carga BESS, Inercia), que permitan cumplir con los niveles de reserva mínimos exigidos en cada momento, de modo de no comprometer los tiempos de ejecución y plazos de entrega del proceso de programación. De manera análoga se realizará con los requerimientos de CPF- indicados en la Tabla 5-7.

### 5.1.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

El Control Secundario de Frecuencia (CSF) opera de manera automática por medio del AGC, y en conjunto con el Control Terciario de Frecuencia (CTF), el cual es instruido por el Coordinador mediante consignas manuales, deben compensar las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda neta del SEN.

En primera instancia, se considera que el CSF debe cubrir al menos las variaciones intrahorarias que experimenta la demanda neta del sistema eléctrico. Considerando, además, que el CSF está supeditado al AGC y según lo establece el artículo 3-27 de la NTSSCC, las reservas para CSF no deben ser inferiores al requerimiento obtenido como el producto entre la máxima excursión de frecuencia admisible (considerado para estos efectos la banda establecida para la condición normal de operación 50±0,2 [Hz]) y el BIAS del sistema. Este último ha sido calculado en función de los registros ante fallas que posee el Coordinador de las excursiones de frecuencia que se han presentado en el sistema.

Adicionalmente, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 3-29 de la NTSSCC, se especifica la determinación del requerimiento de tasas o rampas que se asocien a las variaciones de la demanda neta, por lo cual se debe disponer de reserva para CSF que permita afrontar estas variaciones.

En consecuencia, la reserva requerida para el CSF será el mayor valor entre los montos requeridos para atender las variaciones intrahorarias, la reserva mínima asociada a la operación del AGC y las reservas para cubrir las rampas de 5 minutos (tiempo asociado al SC de control secundario de frecuencia).

$$RCSF = Max\{R_{VI}, R_{Min_AGC}, R_{Rampa}\}$$

Donde:

$R_{VI}$: reserva requerida por variaciones intrahorarias.

$R_{Min_AGC}$: reserva requerida para la operación del AGC.

$R_{Rampa}$: reserva requerida para compensar variaciones de la rampa de 5 minutos de la demanda neta.

Según los resultados obtenidos en los análisis realizados por el Coordinador en el ECFyDR parte 2, el monto de reserva del CSF queda determinado principalmente por el requerimiento del AGC[24], esto es por el producto entre la desviación de frecuencia aceptable que mantiene el estándar de la frecuencia en Estado Normal (±200 [mHz]) y el BIAS del sistema, mientras que, en los bloques de mayor variabilidad de la rampa de demanda neta, queda determinado por el requerimiento de rampa.

En la
Tabla **5-8** se presenta el requerimiento asociado a la reserva para CSF, el cual se define de forma dinámica, teniendo requerimientos de reserva de CSF por estacionalidad y por bloque[25].

[24] El detalle puede ser revisado en el documento técnico "*Procedimiento para determinar el Bias (β) del AGC del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)*", disponible en el sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/control-automatico-de-generacion-agc/

[25] Las categorías asociadas a bloques horarios, estacionalidad y tipo de día están descritas en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas Parte 1, del año 2026.

**Tabla 5-8** Reservas requeridas para **CSF**

| Bloque Horario | Estacionalidad Otoño - Invierno | | | | Estacionalidad Primavera - Verano | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Día Laboral | | Día No Laboral | | Día Laboral | | Día No Laboral | |
| | RCSF (-) [MW] | RCSF (+) [MW] | RCSF (-) [MW] | RCSF (+) [MW] | RCSF (-) [MW] | RCSF (+) [MW] | RCSF (-) [MW] | RCSF (+) [MW] |
| **Bloque 1** (22:00 - 01:59) | -278 | 197 | -276 | 176 | -167 | 167 | -153 | 153 |
| **Bloque 2** (02:00 - 06:59) | -175 | 183 | -151 | 151 | -153 | 153 | -130 | 130 |
| **Bloque 3** (07:00 - 09:59) | -414 | 222 | -372 | 206 | -391 | 211 | -403 | 204 |
| **Bloque 4** (otoño-invierno 10:00 - 15:59) (primavera-verano 10:00 - 16:59) | -294 | 309 | -247 | 244 | -224 | 168 | -189 | 168 |
| **Bloque 5** (otoño-invierno 16:00 - 18:59) (primavera-verano 17:00 - 19:59) | -251 | 421 | -235 | 431 | -213 | 375 | -214 | 372 |
| **Bloque 6** (otoño-invierno 19:00 - 21:59) (primavera-verano 20:00 - 21:59) | -275 | 302 | -211 | 287 | -214 | 276 | -175 | 298 |

Adicionalmente, dado el monto de reserva determinado, en la siguiente tabla se presentan las rampas sistémicas de cada bloque por estacionalidad para el intervalo de tiempo de 5 minutos.

**Tabla 5-9 Rampas** máximas de bajada y de subida **CSF**. **Requerimiento de 5 minutos**

| Bloque Horario | Estacionalidad Otoño - Invierno | | | | Estacionalidad Primavera - Verano | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Día Laboral | | Día No Laboral | | Día Laboral | | Día No Laboral | |
| | Rampa de bajada máxima [MW/5Min] | Rampa de subida máxima [MW/5Min] | Rampa de bajada máxima [MW/5Min] | Rampa de subida máxima [MW/5Min] | Rampa de bajada máxima [MW/5Min] | Rampa de subida máxima [MW/5Min] | Rampa de bajada máxima [MW/5Min] | Rampa de subida máxima [MW/5Min] |
| **Bloque 1** (22:00 - 01:59) | -278 | 197 | -276 | 176 | -161 | 158 | -115 | 140 |
| **Bloque 2** (02:00 - 06:59) | -175 | 183 | -140 | 121 | -139 | 147 | -117 | 123 |
| **Bloque 3** (07:00 - 09:59) | -414 | 222 | -372 | 188 | -391 | 178 | -403 | 130 |
| **Bloque 4** (otoño-invierno 10:00 - 15:59) (primavera-verano 10:00 - 16:59) | -294 | 309 | -247 | 244 | -224 | 168 | -189 | 130 |
| **Bloque 5** (otoño-invierno 16:00 - 18:59) (primavera-verano 17:00 - 19:59) | -251 | 421 | -235 | 431 | -186 | 375 | -145 | 372 |
| **Bloque 6** (otoño-invierno 19:00 - 21:59) (primavera-verano 20:00 - 21:59) | -275 | 302 | -211 | 287 | -214 | 276 | -175 | 298 |

### 5.1.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

Como se indica en el artículo 3-21 de la NTSSCC, las reservas para Control Terciario de Frecuencia (RCTF) deben ser determinadas de forma conjunta con las Reservas para Control Secundario de Frecuencia (RCSF), las que deben compensar tanto la variabilidad asociada a las variaciones

intrahorarias, como la incertidumbre asociada a los errores de previsión[26]. En consecuencia, las Reservas para CTF quedarán determinadas según la siguiente expresión:

$$RCTF = R_{Conjunta} - RCSF$$

Donde:

RCTF: reserva de potencia para Control Terciario de Frecuencia.

$R_{Conjunta}$: reserva de potencia conjunta para CSF y CTF.

RCSF: Reserva de potencia para Control Secundario de Frecuencia.

Cabe señalar que, conforme a lo indicado en el ECFyDR 2026 parte 2, el requerimiento de reservas para CTF representa una cota superior del requerimiento efectivo del sistema, toda vez que la metodología establecida en la NTSSCC no internaliza que una parte relevante de las desviaciones intrahorarias en la previsión de demanda neta es cubierta por las reservas disponibles para el seguimiento de demanda, lo que es consistente con la secuencia de utilización de recursos establecida en las Reglas de Operación de SSCC en Tiempo Real.
Considerando lo anterior, para efectos de determinar los requerimientos de CTF aplicables en el período 2027, se ha desarrollado un análisis complementario basado en el comportamiento observado del sistema y en la utilización efectiva de los recursos destinados al control de frecuencia. Este enfoque busca establecer requerimientos consistentes con las necesidades operacionales del sistema, reconociendo la contribución de los distintos mecanismos de control y seguimiento de demanda.

La metodología considera dos componentes principales:

En primer término, la necesidad residual de control de frecuencia. Para estos efectos se utiliza la serie histórica del Error de Control de Área Filtrado (FACE), expresado en MW y registrado con resolución de un minuto. Esta variable permite caracterizar el desbalance residual de potencia que debe ser corregido para contribuir al restablecimiento de la frecuencia nominal, considerando el efecto de los mecanismos de control que se encuentran actuando en el sistema, incluidos el CPF, CSF, CTF y el seguimiento de demanda.

La información del FACE se agrupa según las estaciones del año, tipos de día y bloques horarios definidos para la determinación de reservas. Para cada agrupación se obtiene el requerimiento asociado al percentil 97 de su distribución estadística, distinguiendo las necesidades de regulación positiva y negativa.

En segundo término, se debe considerar la utilización histórica del CTF. En efecto, complementariamente, se analizan los montos y la frecuencia de las activaciones efectivas de CTF durante el mismo período de observación, utilizando las mismas agrupaciones temporales y distinguiendo ambos sentidos de regulación.

Para cada agrupación se determina el percentil 97 de los montos de activación de CTF. Este valor se pondera mediante un factor que representa la frecuencia relativa de utilización del servicio, calculado a partir del número promedio de activaciones diarias de cada bloque horario, normalizado respecto del bloque de mayor frecuencia de activación dentro de la misma estación y tipo de día.

Esta ponderación permite reconocer las diferencias en la utilización histórica del CTF entre bloques horarios, asignando una mayor contribución a aquellos en que el servicio ha sido requerido con mayor frecuencia.

[26] Error de previsión es la diferencia entre la generación real y lo previsto en el programa y no guarda relación necesariamente con el error de pronóstico del recurso primario

En base a los elementos anteriores, se determina el requerimiento de CTF para cada agrupación temporal y sentido de regulación mediante la suma de la necesidad residual identificada a partir del FACE y la contribución de las activaciones históricas de CTF, ajustada por su frecuencia relativa de utilización.

De esta forma, el procedimiento considera tanto las necesidades residuales de control de frecuencia observadas como la contribución del CTF que ya fue desplegada durante la operación del sistema. Con ello se busca evitar que el dimensionamiento del servicio reproduzca íntegramente desviaciones de la demanda neta que, en la práctica, son gestionadas mediante otros mecanismos operacionales.

Los requerimientos obtenidos mediante este procedimiento constituyen los montos de reserva de CTF propuestos para su aplicación durante 2027. El cálculo efectuado en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas se mantiene como referencia del requerimiento obtenido mediante la metodología normativa, sin que se aplique como límite adicional a los resultados del presente análisis.

Las reservas de CTF calculadas con el análisis complementario, mediante el análisis estadístico del FACE y las instrucciones de CTF, se presentan en la
Tabla **5-10**. El detalle de este cálculo se presenta en el Anexo J.

**Tabla 5-10 Reservas** requeridas para **CTF, considerando FACE y activación histórica del CTF**

| Bloque Horario | Estacionalidad Otoño - Invierno | | | | Estacionalidad Primavera - Verano | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Día Laboral | | Día No Laboral | | Día Laboral | | Día No Laboral | |
| | RCTF (-) [MW] | RCTF (+) [MW] | RCTF (-) [MW] | RCTF (+) [MW] | RCTF (-) [MW] | RCTF (+) [MW] | RCTF (-) [MW] | RCTF (+) [MW] |
| **Bloque 1** (22:00 - 01:59) | -218 | 229 | -199 | 223 | -186 | 148 | -157 | 182 |
| **Bloque 2** (02:00 - 06:59) | -183 | 135 | -166 | 158 | -139 | 126 | -136 | 123 |
| **Bloque 3** (07:00 - 09:59) | -249 | 552 | -239 | 559 | -174 | 487 | -181 | 509 |
| **Bloque 4** (otoño-invierno 10:00 - 15:59) (primavera-verano 10:00 - 16:59) | -369 | 357 | -395 | 333 | -454 | 333 | -493 | 374 |
| **Bloque 5** (otoño-invierno 16:00 - 18:59) (primavera-verano 17:00 - 19:59) | -389 | 293 | -349 | 353 | -638 | 318 | -504 | 332 |
| **Bloque 6** (otoño-invierno 19:00 - 21:59) (primavera-verano 20:00 - 21:59) | -189 | 129 | -175 | 144 | -191 | 178 | -243 | 77 |

### 5.1.4 CARGAS INTERRUMPIBLES

El servicio de Cargas Interrumpibles debe actuar reduciendo la demanda neta de uno o varios Usuarios Finales, a partir de una instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda total del sistema en periodos de alto consumo y baja generación, para gestionar congestiones o para responder ante emergencias sistémicas, entre otros.

Para determinar el monto de Carga Interrumpible necesario para el año 2027, se realiza el cálculo de la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) y la determinación de la curva de excedencia de potencia (1-LOLP) en los meses en los cuales el Estudio de Seguridad de Abastecimiento (ESA) identifica un posible déficit de suministro de energía en el Sistema Eléctrico Nacional.

Según los resultados del ESA del mes de octubre 2026[27] no se identificó déficit de energía para ninguna condición hidrológica en ninguno de los casos estudiados. No obstante, se realizó una exploración de días críticos para el año 2027 utilizando los mismos criterios asociados al caso 6[28] del ESA con tal de establecer un escenario de mayor exigencia para las instalaciones del sistema, realizando análisis estadísticos de la participación de centrales ERV, buscando momentos de mayor exigencia en el sistema en condiciones de máxima demanda neta.

Se estudió el periodo entre abril y agosto, identificados como los meses de mayor criticidad. Para cada uno de estos meses, se generaron programas de generación con los escenarios del Estudio de Seguridad de Abastecimiento, y se sensibilizaron casos considerando distintos factores de participación de las tecnologías de generación disponibles: hidráulica, térmica, eólica, solar fotovoltaica y almacenamiento.

Finalmente, utilizando los Índices de Indisponibilidad Forzada de las centrales que participan en los escenarios críticos, se obtuvo la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) y se determinó la demanda de quiebre que considera un factor de seguridad del 99%. Los resultados obtenidos se encuentran en la Tabla 5-11.

**Tabla 5-11** Demandas de quiebre para el año 2027

| Mes | Demanda máxima 2027[29] [MW] | Demanda de quiebre[30] [MW] |
|---|---|---|
| Abril | 12.949 | 15.708 |
| Mayo | 13.620 | 15.226 |
| Junio | 14.583 | 15.954 |
| Julio | 14.415 | 16.130 |
| Agosto | 14.418 | 15.284 |

Se puede observar que las demandas de quiebre exceden a las demandas máximas pronosticadas para el año 2027. En base a estos resultados, se concluye que el sistema **no requiere del servicio de Cargas Interrumpibles** y, en consecuencia, su requerimiento es de **0 [MW].**

## 5.2 CONTROL DE TENSIÓN

El SC de Control de Tensión es imprescindible para mantener operando el sistema dentro de los estándares exigidos por la NTSyCS. En el presente informe se han considerado las necesidades de potencia reactiva para el año 2027 según se establece en el "Estudio Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva".

Asimismo, en esta versión se incorpora la determinación del requerimiento de recursos técnicos necesarios para preservar la fortaleza y estabilidad de tensión en la zona norte del SEN, considerando la potencia de cortocircuito y los demás antecedentes técnicos disponibles a la fecha.

[27] Disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-de-la-programacion-de-la-operacion/estudios-de-seguridad-de-abastecimiento/2026-estudios-de-seguridad-de-abastecimiento/

[28] El caso 6 del ESA consideran la indisponibilidad de centrales térmicas eficientes.

[29] Se considera un factor de crecimiento del 3% anual en la demanda del sistema con respecto a la demanda máxima de abril, mayo, junio, julio y agosto 2026.

[30] Demanda que puede ser abastecida con una certeza del 99% a partir de la Probabilidad de Pérdida de Consumo (LOLP por sus siglas en inglés)

### 5.2.1 Requerimientos de Potencia Reactiva

Debido al carácter local del Control de Tensión y con el fin de identificar los recursos que tienen mayor influencia en el control sobre las barras del sistema, se han definido las siguientes Áreas de Control de Tensión (ACT)[31]:

- ACT Norte Grande: Desde el extremo norte del SEN hasta la S/E Los Changos.
- ACT Norte Chico: Desde las SS/EE Polpaico 500 kV y Los Vilos 220 kV hacia el norte hasta S/E Los Changos 500 kV (incluyendo la zona de Diego de Almagro).
- ACT Centro: comprende las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500 y 220 kV.
- ACT Centro Sur: comprende las instalaciones entre las subestaciones Alto Jahuel 500 kV, 220 kV, y 154 kV hasta Cautín 220 kV.
- ACT Sur: Desde la subestación Cautín 220 kV hacia el sur.

En el caso del SC de Control de Tensión existe un requerimiento de potencia reactiva por zona, que debe estar disponible en el sistema para mantener las tensiones en las bandas admisibles definidas en la NTSyCS. Este requerimiento de operación normal del sistema puede ser satisfecho por unidades sincrónicas, parques eólicos y fotovoltaicos inyectando potencia reactiva (con o sin control dinámico) y por equipos de compensación de potencia reactiva. Asimismo, los sistemas de almacenamiento de energía (BESS) con capacidad para proveer control de tensión deben participar de la misma manera que lo tienen que hacer los parques eólicos y fotovoltaicos.

Por otra parte, existe una necesidad de contar con reservas de potencia reactiva que pueda ser entregada de manera rápida cuando el sistema se ve perturbado por una contingencia, permitiendo cumplir con los estándares de recuperación dinámica indicados en la NTSyCS. Para satisfacer este requerimiento podrán participar unidades sincrónicas, parques eólicos y fotovoltaicos que cuenten con control dinámico de tensión, condensadores sincrónicos, reguladores estáticos o dinámicos de tensión (SVC, STATCOM, etc.) y sistemas de almacenamiento de energía (BESS). En el caso de las instalaciones con tecnología IBR, estas deberán realizarlo de acuerdo con el estándar propuesto en el capítulo 4.2.

En la Tabla 5-12 se presentan los requerimientos de potencia reactiva esperados para la operación del sistema durante el año 2027, tanto para la condición normal de operación del sistema, como las reservas necesarias para afrontar las posibles contingencias.

**Tabla 5-12** Requerimientos de potencia reactiva para la prestación del SC de Control de Tensión

| ACT | Sub-ACT | Requerimiento para Operación Normal [MVAr] | | Reservas para Contingencia [MVAr] | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Mínimo | Máximo | Capacitiva | Inductiva |
| **Norte Grande** | Norte-Centro | 103.7 | 133.2 | 156.4 | -94.1 |
| | Sur (Domeyko) | 84.1 | 153.9 | 45.5 | -77.1 |
| **Norte Chico** | Norte | -5.8 | 0.6 | 16.4 | -19.5 |
| | Centro-Sur | -412.0 | -217.9 | 120.3 | -147.3 |
| **Centro** | 500/220 kV | -44.0 | 25.2 | 123.3 | -32.0 |
| | RM 110 kV | -89.9 | 119.6 | 53 | -8.43 |
| | V Región | -50.9 | 0 | 17.83 | -8.78 |

[31] Para más detalle de la definición de las Áreas de Control de Tensión, ver ANEXO H.

| ACT | Sub-ACT | Requerimiento para Operación Normal [MVAr] | | Reservas para Contingencia [MVAr] | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Mínimo | Máximo | Capacitiva | Inductiva |
| Centro Sur | Centro-Sur 154 kV | -340.6 | 251.3 | 147.8 | -85.3 |
| | 500/220 kV | -4.4 | 60.6 | 82.5 | -15.2 |
| | Concepción | -3.4 | 16.0 | 20.0 | -5.8 |
| Sur | Sur | -168.1 | -159.8 | 31.9 | -51.3 |

Al respecto, en el "Estudio Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva" publicado el 2026 se analizó el caso en el que se asume que todos los parques fotovoltaicos y eólicos cumplen con la curva PQ requerida en el Artículo 3-9 de la NTSyCS para evitar aplicar medidas de última instancia, como la apertura de líneas o el bypass de capacitores serie, que permiten mantener un perfil de tensiones que cumpla el requerimiento para estado normal del Art. 5-19 de la NTSyCS. Los resultados indican que, en el caso más crítico, los montos de reserva de reactivos totales de régimen permanente necesarios serían cercanos a 1.000 MVAr para las zonas Sur, Norte Chico y Norte Grande, los que podrían ser provistos con las centrales del tipo ERV.

Estos montos de potencia reactiva necesaria requieren de la implementación, por parte de cualquier central, parque o sistema de almacenamiento, de un control conjunto o individual de tensión para controlar la tensión en una barra que determine el Coordinador. Lo anterior con el fin de coordinar y gestionar de manera eficiente y automática los recursos de potencia reactiva en las instalaciones basadas en convertidores (IBR) de esas zonas del SEN.

### 5.2.2 Requerimiento de fortaleza de red y potencia de cortocircuito

Adicionalmente al requerimiento de potencia reactiva antes señalado, la reducción de la presencia de generación sincrónica y el aumento de instalaciones basadas en convertidores pueden reducir los niveles de potencia de cortocircuito y, con ello, la fortaleza de tensión de la red. Para efectos de esta versión del Informe, corresponde determinar cuantitativamente dicho requerimiento utilizando los antecedentes técnicos y normativos disponibles, considerando explícitamente las incertidumbres asociadas al aporte futuro de las instalaciones con capacidad GFM.

Como referencia normativa cuantitativa se ha considerado la exigencia establecida para los enlaces HVDC de conmutación natural, conforme a la cual la Razón Efectiva de Cortocircuito trifásico (RECC) en las subestaciones de conexión debe ser superior a 2,5 para todas las condiciones efectivas de despacho. Este valor puede disminuir a un RECC de 2,0 a solicitud del Coordinado, para lo cual requerirá de autorización del Coordinador para reducir a dicha exigencia. El RECC se determina conforme a la siguiente expresión[32]:

$$\text{RECC} \geq \frac{\text{Capacidad de Cortocircuito del Sistema AC} - \text{Capacidad Reactiva del Enlace HVDC}}{\text{Potencia transmitida por el enlace HVDC}}$$

Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que las bases de licitación de la línea HVDC, establecieron un valor mínimo 7.506 MVA de potencia de cortocircuito trifásico en S/E Kimal, exigiendo que el sistema HVDC opere satisfactoriamente y sin ninguna limitación para dicho nivel de potencia de

[32] Artículo 62 del Anexo Técnico: Exigencias Mínimas para el Diseño de Instalaciones de Transmisión de la NTSyCS.

cortocircuito. El objetivo RECC = 2,0 utilizado en este informe equivale a 7.800 MVA y es, por lo tanto, levemente más exigente que el mínimo de las bases.

Este criterio constituye una exigencia específica asociada al enlace HVDC y, por lo tanto, no debe entenderse como el único indicador de fortaleza aplicable a toda la zona norte del SEN. En este informe, el requerimiento determinado en esta sección corresponde a la condición de fortaleza exigida por el enlace HVDC en S/E Kimal 220 kV. Se ha utilizado esta condición por tres razones. Primero, constituye una exigencia normativa explícita y cuantificada, establecida en el artículo 62 del Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión. Segundo, el convertidor del enlace es de conmutación natural, tecnología cuya operación es particularmente sensible a una baja potencia de cortocircuito, ya que en esas condiciones aumenta el riesgo de fallas de conmutación ante perturbaciones en la red de corriente alterna. Tercero, el enlace transfiere hasta 3.000 MW, por lo que una operación insatisfactoria del convertidor tendría consecuencias sobre la seguridad de todo el SEN y no solo sobre la Zona Norte. Adicionalmente, la potencia de cortocircuito que se incorpore en S/E Kimal contribuirá a la fortaleza de las barras eléctricamente cercanas, aunque en una magnitud que disminuye con la distancia eléctrica. Con todo, la suficiencia de fortaleza en el resto de las barras de la zona norte se verificará en el Estudio de Robustez, cuya primera versión se publicará en febrero de 2027, y el requerimiento se actualizará conforme a sus resultados.

El índice RECC constituye una evaluación estática de fortaleza de red y no reemplaza las verificaciones dinámicas necesarias para la operación segura del enlace HVDC. El aporte de los equipos basados en convertidores depende de sus modelos, límites de corriente y estrategias de control. Durante 2027 se contempla verificar las capacidades GFM mediante modelos EMT, ensayos HIL y pruebas en sitio, conforme a los procedimientos y plazos aplicables a cada instalación. Por tanto, la equivalencia utilizada para el dimensionamiento no debe interpretarse como una sustitución automática entre tecnologías.

Para evaluar la sensibilidad del requerimiento al aporte GFM se consideraron, entre otros, los siguientes escenarios:

- **Caso sin aporte GFM**: escenario diurno de alta participación de ERV, sin restricción de inercia ni despacho térmico forzado, considerando los condensadores sincrónicos ya adjudicados y los aportes considerados en el escenario base. Corresponde a un caso base que no considera el aporte de los recursos GFM, y se utiliza como referencia respecto de la contribución de estos recursos en los escenarios analizados, dada la falta de certidumbre de su aporte.
- **Caso GFM**: escenario que incorpora el estado regulatorio y la información disponible a noviembre de 2026 respecto de instalaciones BESS con obligación o capacidad prevista de operación GFM, equivalente a 4,25 GW. El aporte efectivo de estos recursos se encuentra sujeto a su materialización, ubicación y desempeño efectivo.

Los resultados obtenidos para Kimal 220 kV son los siguientes:

**Tabla 5-13.** Requerimientos de potencia de cortocircuito adicional en escenarios evaluados

| Escenario | RECC Kimal | Potencia de cortocircuito adicional para RECC 2,0 [MVA] |
|---|---|---|
| **Caso sin aporte GFM** | 1,22 | 2.327 |
| **Caso GFM** | 2,14 | No requiere |

Los valores indicados en la tabla anterior corresponden a la potencia de cortocircuito adicional requerida en la barra y no a la capacidad de una instalación específica. Como referencia, si se expresa como compensación síncrona equivalente conectada en cada barra (considerando X''eq = 0,17 p.u.),

corresponden a 395.6 en el escenario sin aporte GFM, y a valores de 0 MVAR en el escenario Caso GFM, este último, corresponde al catastro realizado con información a noviembre de 2026. Esta equivalencia se utiliza como métrica común para cuantificar el aporte de fortaleza de red y no constituye una prescripción tecnológica respecto de la solución que deba implementarse.

Debido a la incertidumbre asociada al aporte de tecnologías de tipo GFM en la evaluación de RECC, se realiza un análisis de minimización de máximo arrepentimiento, con la finalidad de identificar la alternativa robusta, considerando distintos escenarios de aporte a la corriente de cortocircuito de dichas tecnologías. Los resultados muestran que, al considerar refuerzos mediante tecnología del tipo condensadores síncronos, la opción de menor arrepentimiento respecto de refuerzos en la barra de S/E Kimal, corresponde a la incorporación de un aporte adicional de 606 MVA de potencia de cortocircuito, lo que equivaldría a un condensador síncrono de 103 MVAr, considerando una reactancia total equivalente de 0,17 pu, o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento. El detalle de la metodología aplicada puede ser revisada en el Anexo I.

En S/E Lo Aguirre 500 kV, los análisis disponibles no identifican, bajo las condiciones evaluadas, la necesidad de incorporar infraestructura adicional para satisfacer requerimientos de RECC.

### 5.2.3 Recursos actualmente disponibles y recursos comprometidos

Para evaluar la suficiencia de recursos se distinguen los que se encuentran actualmente disponibles, de aquellos que se encuentran comprometidos o cuya materialización futura está sujeta a incertidumbre.

**a) Recursos actualmente disponibles**

La generación sincrónica actualmente en servicio constituye un recurso disponible para aportar potencia de cortocircuito y fortaleza de red. Los análisis realizados muestran que el requerimiento puede ser satisfecho mediante el despacho de unidades térmicas, por lo que no se identifica para el 2027 una insuficiencia de recursos inmediata que comprometa la seguridad de operación. No obstante, utilizar permanentemente estos recursos mediante despacho forzado implica costos adicionales de operación y obliga a mantener unidades sincrónicas en servicio en condiciones en que, de no existir dicho requerimiento, podrían ser desplazadas por instalaciones basadas en convertidores (IBR). A modo de referencia, en el contexto del análisis de mínimo arrepentimiento, para el escenario de 2,78 GW GFM, el déficit de 606 MVA de potencia de cortocircuito requeriría un despacho adicional de 124 MW de generación a GNL, cuyo costo se estima en 31,7 MMUSD anuales. En comparación, la anualidad de inversión del refuerzo propuesto, equivalente a un condensador síncrono de 103 MVA nominales, alcanza 3,4 MMUSD anuales. Bajo los supuestos considerados, la incorporación del refuerzo permitiría evitar un sobrecosto operacional significativamente superior a su anualidad de inversión, mientras persista dicho déficit.

Asimismo, los análisis consideran los aportes de instalaciones existentes que contribuyen a la fortaleza de la red, incluyendo, entre otras, las consideradas en los escenarios de cálculo en la zona norte.

**b) Recursos técnicos comprometidos**

Como recursos técnicos comprometidos se consideran los refuerzos adjudicados en la licitación del Servicio Complementario de Control de Tensión realizada durante 2023-2024, cuya entrada en operación se estableció a partir del segundo semestre de 2027, conforme a la Tabla 5-14.

**Tabla 5-14** Distribución y magnitud de los refuerzos a la potencia de cortocircuito adjudicados en la licitación del SSCC de Control de Tensión 2023

| S/E 220kV | Adjudicados SSCC CT 2023 [MVA] | Inercia [s] |
|---|---|---|
| Ana María | 3.844 | 5[33] y 10,2[34] |
| Central Tocopilla | 356 | 5,04 |
| Monte Mina | 1.993 | 10,02 |
| Illapa | 1.493 | 5 |

**c) Recursos GFM futuros**

Los recursos BESS con capacidad GFM pueden contribuir a reducir el requerimiento de potencia de cortocircuito convencional. Sin embargo, para efectos de determinar la suficiencia de recursos, su aporte debe distinguirse según su grado de materialización y verificabilidad. Los proyectos futuros o aquellos cuyo desempeño GFM aún no pueda ser acreditado son abordados en el análisis de mínimo arrepentimiento, dada la incertidumbre del aporte de GFM. La cartera de proyectos BESS con autorización de conexión en la zona norte muestra una incorporación potencial relevante de recursos GFM durante el período 2028-2030.

Se debe destacar que los análisis se han realizado con la información al 6 de noviembre de 2026, incluyéndose las exenciones de instalaciones, aprobadas o rechazadas por la CNE para efectos del cumplimiento de las exigencias GFM.

### 5.2.4 Determinación de la suficiencia de recursos

Sobre la base de los antecedentes anteriores, el Coordinador determina que actualmente existen recursos operacionales que permiten mantener la seguridad del sistema eléctrico mediante el despacho de generación sincrónica, por lo que no se identifica una insuficiencia inmediata de recursos que impida preservar la estabilidad de tensión.

Sin embargo, bajo condiciones de operación caracterizadas por el desplazamiento de generación sincrónica, la entrada en operación del enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre y una elevada participación de instalaciones basadas en convertidores, se identifica en S/E Kimal 220 kV una necesidad estructural adicional de fortaleza de red equivalente a un rango que va desde **0 MVA hasta 2.327 MVA** de potencia de cortocircuito para mantener un valor de RECC de al menos 2,0, dependiendo del aporte efectivo de los recursos GFM.

Si bien se reconoce el potencial de las tecnologías Grid Forming (GFM) para fortalecer la estabilidad de la red, su representación y cuantificación dentro de la evaluación del indicador RECC, aún presenta incertidumbres. Para abordar este aspecto, se analizaron diversos escenarios de aporte GFM a la fortaleza de red y a los niveles de cortocircuito, mediante una metodología de minimizar el máximo arrepentimiento. Al evaluar alternativas de refuerzo con condensadores síncronos (CCSS) en la barra de S/E Kimal 220 kV, los resultados indican que la solución de menor arrepentimiento consiste en incorporar un aporte adicional de aproximadamente 606 MVA de potencia de cortocircuito. Asumiendo una reactancia total equivalente del conjunto generador-transformador de 0,17 p.u., este requerimiento equivale a instalar una capacidad nominal de 103 MVAr en condensador síncrono en S/E Kimal 220

[33] Alupar
[34] Transelec

kV, o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento. Esta estimación no debe considerarse como una decisión anticipada respecto de la tecnología, la ubicación definitiva o el mecanismo específico de materialización, los que deberán considerar la efectividad de las distintas alternativas disponibles.

El aporte de los BESS con capacidad GFM se representó mediante fuentes con una corriente máxima de 1,3 p.u., o con la sobrecorriente autorizada por la CNE cuando correspondía (ver ANEXO I). En el escenario con el catastro actualizado (4,25 GW GFM), la potencia de cortocircuito en S/E Kimal alcanza 8.226 MVA, frente a los 7.800 MVA requeridos para el objetivo RECC = 2,0. El margen es, por lo tanto, de 426 MVA, equivalente a 5,5 % del valor requerido. Sin embargo, es importante destacar que este margen no está asegurado, ya que depende de que los recursos GFM considerados se materialicen y tengan el aporte supuesto. Los análisis de RECC y la evaluación de mínimo arrepentimiento se encuentran en el ANEXO A.

## 5.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

En la presente sección se identifican las subcategorías del SC de Control de Contingencias que serán requeridas para la operación del sistema durante el año 2027.

### 5.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

#### 5.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

El EDAC por Subfrecuencia ha sido diseñado considerando lo especificado en los artículos 3-40 y 3-41 de la NTSSCC.

De acuerdo con lo establecido en el "Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga"[35] del año 2020, la propuesta de EDAC tiene por objetivo homogeneizar los criterios de operación en todas las zonas del SEN y hacer equiparables y equitativos los montos porcentuales de carga a desconectar entre las distintas zonas del sistema eléctrico. Las Tabla 5-15 y Tabla 5-16 muestran el detalle de estos requerimientos.

**Tabla 5-15** Montos de carga bruta a desconectarse por el EDAC por Subfrecuencia SEN

| Escalón | Ajuste | Monto de Carga [%] | Monto de Carga [MW] [36] | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Mínimo | Máximo |
| Escalón 1 | 48,9 [Hz] | 2 | 151 | 251 |
| Escalón 2 | 48,7 [Hz] | 3 | 226 | 376 |
| Escalón 3 | 48,5 [Hz] | 4 | 301 | 501 |
| Escalón 4 | 48,3 [Hz] | 6 | 452 | 752 |
| Escalón 5 | 49,0 [Hz] / -0,6 [Hz/s] | 5 | 377 | 626 |
| Escalón 6 | 48,8 [Hz] / -0,6 [Hz/s] | 5 | 377 | 626 |
| **Total** | | **25** | **1.883** | **3.132** |

**Tabla 5-16** EDAC por Subfrecuencia SEN, por Zonas

| Zona[37] | Monto [MW] | |
|---|---|---|
| | Mínimo | Máximo |
| Norte Grande | 552 | 762 |
| Atacama | 116 | 144 |
| Coquimbo | 103 | 170 |
| Chilquinta - Aconcagua | 118 | 251 |
| Metropolitana | 444 | 868 |
| Troncal | 114 | 151 |
| Sistema 154 – 66 kV | 151 | 367 |
| Charrúa | 68 | 67 |
| Concepción | 90 | 141 |
| Araucanía | 127 | 211 |
| **Total** | **1.883** | **3.132** |

[35] Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-edac/

[36] Montos de carga Mínimo y Máximo estimados al 2026, considerando escenarios de Demanda Baja y Alta, respectivamente.

[37] Montos por zona serán repartidos según los porcentajes de la Tabla 5-14.

Dado dicho estudio, se realizó un análisis de las condiciones de competencia para la provisión del servicio en el año 2021, resultando que no se descartarían condiciones de competencia para proveer el servicio en las zonas Norte Grande, Atacama y Concepción, recomendando implementar el SC de EDAC por Subfrecuencia a través de licitaciones para estas zonas. En el resto de las zonas, dado que no se podrían asegurar las condiciones de competencia, se recomendó una implementación del EDAC a través de instrucción directa. El proceso de licitación asociado del servicio concluyó en agosto de 2021, resultando desierto y procediendo a realizar una instrucción directa acorde a lo establecido en el Estudio. El estado de implementación de este esquema se detalla en la sección 9.3.

A pesar de lo anterior y conforme a lo establecido en el Artículo 5-11 de la NTSyCS, la demanda total disponible para el EDAC por subfrecuencia no deberá ser inferior al 30% de la demanda conjunta del SEN. Este porcentaje representa un requerimiento de disponibilidad y asigna al Coordinador la responsabilidad de instruir la habilitación de los EDAC disponibles necesarios para desconectar los montos de carga requeridos para cumplir con los estándares de recuperación dinámica del SEN establecidos en el Título 5-6 de la NTSyCS.

Cabe señalar que, de acuerdo con análisis derivados del apagón del 25 de febrero de 2025, se identificó la existencia de una cantidad significativa de PMGD conectados a alimentadores que, a su vez, forman parte de esquemas EDAC, contabilizándose un total de 111 alimentadores en dicha condición. Esto significa que la carga bruta que debían desconectar los Coordinados cuyos montos de EDAC se ven afectados por la inyección de dichos PMGD, podría resultar superior al 30% definido como referencia mínima a efectos de garantizar una desconexión neta de 25%. En este contexto, se emitió la carta DE02139-25, mediante la cual se instruyó a los respectivos Coordinados a trasladar los EDAC hacia alimentadores, de la misma subestación en que se encuentran, pero que no tengan aportes de PMGD y en caso de que no fuera posible, ajustar el monto de carga a desconectar en otras subestaciones de la zona. No obstante, en ciertos casos, debido a restricciones operacionales y de configuración de red, no sería posible cumplir completamente dicha instrucción; en dichos casos se deberá aumentar la carga a desconectar de manera que la desconexión neta cumpla con lo requerido por el Coordinador, conforme se describe en los numerales siguientes.

El Estudio de EDAC del presente año, asociado a una de las medidas post-apagón, ha evidenciado que, con una desconexión del 25% de la carga neta (esto es, carga que ya considera el efecto de las PMGD conectadas a los alimentadores donde se encuentran los EDAC), pueden presentarse problemas de sobretensión transitoria en escenarios de baja demanda. Esta sobretensión transitoria por sobre 1,1 en p.u. en algunas barras del SEN, podría causar una desconexión descontrolada de generación basada en convertidores ya que:

a) Las centrales PMGD, de acuerdo con lo establecido en el Art. 7-29 de la NTCO-PMGD, deben desconectarse después de 1 segundo desde que se supera el umbral de tensión de 1.1 en p.u en el punto de conexión con el sistema de media tensión.
b) Para los recursos basados en inversores conectados a las instalaciones del SEN, de acuerdo con lo indicado en los artículos 3-1 y 4-1 del AT IBR y para inversores con control GFM y GFL, respectivamente, se señala que para el caso de sobretensiones mayores a 1,1 y menores o iguales a 1,2 por unidad, la instalación deberá operar de manera continua e ininterrumpida durante al menos 1 segundo.

Las dos desconexiones de generación descritas serían contraproducentes para los objetivos del EDAC, pudiendo incluso agravar la condición de subfrecuencia debido a una propagación descontrolada de desconexiones de generación.

Considerando lo anterior, para compatibilizar los distintos requerimientos normativos, tanto de disponibilidad de EDAC-BF como de recuperación dinámica del SEN y con el objetivo de evitar o

reducir potenciales desconexiones de recursos basados en inversores, los Coordinados deberán considerar en la implementación del esquema EDAC lo siguiente:

1. Cumplir con el porcentaje mínimo de carga disponible exigido en la NT, correspondiente al 30% de su demanda bruta. Para ello, deberá considerar la instalación de relés con umbral de frecuencia ajustado en 48,1 Hz, de manera que el 5% adicional de carga opere como un séptimo escalón de EDAC, cuyo objetivo es actuar como línea de última defensa ante eventuales déficits de desconexión en alguno de los escalones precedentes.

   No obstante, lo anterior, en el caso de que un Coordinado ya haya presentado una propuesta que contemple la desconexión de más del 30% de su demanda bruta, no será necesaria la implementación de este séptimo escalón. Asimismo, se hace presente que el Coordinador podrá instruir ajustes o modificaciones adicionales al esquema propuesto, en caso de estimarlo necesario para resguardar la correcta adecuación al diseño y objetivos operacionales del EDAC.

2. En el caso de que no sea posible para un Coordinado implementar su EDAC en alimentadores sin PMGD, el Coordinado deberá aumentar el monto a desconectar como carga neta con el fin de cumplir con el monto instruido por el Coordinador, contrarrestando totalmente el efecto de los PMGD conectados a los alimentadores asociados a su EDAC. Para que logren una desconexión de carga neta estable en el tiempo y en torno al 30% de la demanda bruta, se recomienda que:

   a. Instalar relés con bloqueo de flujo inverso con el fin de minimizar el efecto de los PMGD.

   b. Implementar un esquema con una lógica dinámica que vaya calculando y seleccionando de manera inteligente los relés que se habilitarán para cumplir con el porcentaje instruido en todo momento.

3. En el caso de que con todo lo anterior, el Coordinado no pueda lograr desconectar una carga neta equivalente al 30% de su demanda bruta, de acuerdo con lo establecido en los Art. 5-10 y 5-12 de la NTSyCS, podrá suscribir un acuerdo con otro Coordinado o la instalación de un sistema de almacenamiento para lograr cumplir con los montos exigidos, siendo siempre responsable la efectividad de dicha desconexión.

4. Para el control de las sobretensiones transitorias que se producen en escenarios de demanda baja, y de acuerdo con lo establecido en el Art. 3-33 d) de la NTSSCC, se deberán tomar una serie de acciones las cuales están descritas en el Estudio EDAC, el cual se encuentra publicado en el sitio web del Coordinador[38] y que están relacionadas con la implementación de manera masiva del Control Dinámico de Tensión en IBR. En una primera etapa, se está llevando a cabo un plan de instrucciones por seguridad del Control Dinámico de Tensión en parques eólicos, fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento asociado a una de las medidas post-apagón para verificar la factibilidad técnica de la habilitación masiva de este control, que ya lleva un avance de 22 plantas instruidas de un plan de 43 plantas. Además, como resultado de estos análisis, en el presente Informe se establece, como requisito para la prestación del SC de Control de Tensión, en la sección 4.2 un estándar de Control Dinámico de Tensión para las instalaciones de tipo IBR cuyos tiempos de crecimiento y de establecimiento difieren de los señalados en los artículos 3-3 y 4-3 del AT IBR, con el objeto de maximizar los recursos que cumplen con el estándar al tiempo de que se logran evitar las sobretensiones transitorias.

Por tanto, el esquema EDAC por Subfrecuencia se encuentra en proceso de adecuación conforme a las definiciones del presente año, que actualiza y complementa el diseño establecido en 2020.

[38] https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-edac/

El Coordinador está implementando estos ajustes en montos, criterios y configuraciones, lo que implica una etapa de transición técnica.

Mientras dicho proceso se completa y se avanza en resolver las limitaciones vinculadas al control dinámico de tensión en zonas críticas, el sistema continuará durante el 2027 operando bajo el esquema vigente definido en el Anexo E, asegurando continuidad en la provisión del servicio durante el período de implementación. Cuando se cumplan las condiciones de control de tensión dinámico de parques IBR y una aprobación total o casi total de las propuestas de EDAC, se instruirá la habilitación del 5% adicional de EDAC-BF en un séptimo escalón de 48,1 Hz, indicado en esta sección.

#### 5.3.1.2 EDAC por Subtensión

Dado el estudio vigente, no se ha detectado la necesidad de implementar un esquema EDAC por Subtensión, en consecuencia, no se requerirá un SC de este tipo.

#### 5.3.1.3 EDAC por Contingencia Específica

El SC de EDAC por Contingencia Específica será necesario para la operación del sistema, manteniéndose los siguientes esquemas:

**a)** EDAC asociado a contingencia específica de la Línea 66 kV San Javier-Constitución.

**b)** EDAC asociado a PDCC Fase 1: Contingencia Línea Quillota-Polpaico 2x220 kV.

**c)** EDAC asociado a PDCC Fase 3: Falla línea Quillota-San Luis 2x220 kV.

**d)** EDAC asociado a PDCE Zona Norte, por la pérdida de alguno de los doble circuitos del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre: ***en etapa de implementación***.

Respecto al EDAC asociado a PDCE Zona Norte, la Tabla 5-17 considera el esquema propuesto:

**Tabla 5-17** EDAC asociado a PDCE Zona Norte propuesto

| Escalón | Tasa de frecuencia [Hz/s] | Frecuencia habilitación [Hz] | Monto de EDAC | Monto [MW] |
|---|---|---|---|---|
| **I** | -0,9 | 49,5 | Adicional | 293 |
| **II** | -1,8 | 49,5 | Adicional | 232 |
| **III** | -2,2 | 49,5 | Adicional | 123 |
| **Total** | | | | **648** |

#### 5.3.1.4 Desconexión Manual de Carga

La Desconexión Manual de Carga corresponde al último recurso que podrá ser utilizado en el sistema para contener una falla o sobrecarga que se presente, con el fin de preservar los estándares de seguridad y calidad de servicio indicados en la NTSyCS.

### 5.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

#### 5.3.2.1 EDAG por Sobrefrecuencia

De acuerdo con los análisis desarrollados por el Coordinador, no se ha identificado la necesidad de contar con este recurso en el sistema.

#### 5.3.2.2 EDAG por Contingencia Específica (Extrema)

Se identifica la necesidad de contar con este SC, ya que tanto los PDCE, como los PDCC contemplan en su diseño la actuación de este tipo de esquemas para evitar apagones en el sistema. Los planes asociados a este servicio serán:

**a)** Automatismo transitorio de EDAG en la Zona Norte (Fase 0).

**b)** PDCC Fase 1: Contingencia Línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.

**c)** PDCE Zona Norte, asociado a la pérdida de alguno de los doble circuitos del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre**.**

### 5.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

#### 5.3.3.1 Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas

Los PDCC que actualmente se encuentran implementados en el sistema están categorizados en la subcategoría de SC de PDCC de acuerdo con lo siguiente:

**a)** PDCC Fase 1: Contingencia Línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.

**b)** PDCC Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

Se revisaron los Planes de Defensa contra Contingencias Fase 1 y Fase 3, en los Estudios de Plan de Defensa contra Contingencia del año 2024, en cuyo análisis se determinó que:

- **Fase 1:** sin necesidad de modificaciones.
- **Fase 3:** se recomiendan modificaciones al PDCE actual para mejorar selectividad, aunque el plan de defensa sigue siendo efectivo tal como está. Esto debido a que la entrada en operación del corredor 2x220 kV Agua Santa-La Pólvora-Las Dichas- Nueva Alto Melipilla, del segundo transformador 220/115/60kV (300MVA N2) de la subestación Agua Santa y la subestación Las Dichas 220/66kV (150MVA), cambia la topología de la zona. Esto acarreará nuevas formas de operación que requieren ser analizadas. La adecuación del PDCE Fase 3 actual consiste en que cuando se produzca una falla de severidad 6 en la línea 2x220kV San Luis-Quillota se debe buscar el umbral de potencia de despacho total de las unidades generadoras que inyectan en la subestación San Luis bajo el cual no se produzcan oscilaciones de potencia en las líneas de transmisión de la zona de influencia en los escenarios analizados. Una vez definido este umbral, se busca que la cargabilidad de la línea 2x220kV San Luis-Agua Santa esté por debajo del 100% para evitar problemas asociados con el conductor o con las protecciones de sobrecorriente. Lo anterior, se realiza por medio de un EDAG en las unidades de generación de la subestación San Luis que operará de acuerdo con el orden de mérito de despacho de estas. De esta manera, se propone un plan de defensa de fase 3 que mantendrá el sistema operando mientras se reestablece la línea 2x220kV San Luis-Quillota y la subestación San Luis vuelva a conectar por medio de las líneas 2x220kV San Luis-Quillota y 2x220kV San Luis-Agua Santa, a diferencia del PDCE existente que deja fuera de servicio la subestación San Luis con la apertura de la línea 2x220kV San Luis-Agua Santa apenas se produzca un evento de severidad 6 en la línea 2x220kV San Luis-Quillota. Estas adecuaciones se desarrollaron con mayor detalle en el informe del “Estudio Plan de Defensa Contra Contingencias: PDCE FASE 3” del segundo semestre del año 2025.

#### 5.3.3.2 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

A través de los estudios realizados por el Coordinador durante el año 2019[39] y 2020[40], se ha detectado e instruido la implementación de un PDCE en la Zona Norte del SEN. El esquema se sustenta en los siguientes resultados para una falla de Severidad 6.

En el estudio de Plan de Defensa contra Contingencias del año 2024 se revisó la adecuación del PDCE en la Zona Norte originado por la aparición de tramos nuevos en el sistema de transmisión que no estaban considerados en el diseño original del automatismo. Junto con lo anterior, en el mismo estudio se establecen ajustes menores a las acciones estabilizantes del automatismo instruido actualmente.

**Tabla 5-18** Efectos contingencia Severidad 6 en Líneas de Interconexión.

| Línea | Riesgo | Efecto |
|---|---|---|
| 500 kV Los Changos – Jadresic (ex Parinas) | Riesgo de Apagón Parcial | Contingencia Crítica |
| 500 kV Jadresic (ex Parinas) - Cumbre | Riesgo de Apagón Parcial | Contingencia crítica |
| 500 kV Cumbre – Nueva Cardones | Riesgo de Apagón Total | Contingencia extrema |
| 500 kV Nueva Cardones – Nueva Maitencillo | Riesgo de Apagón Total | Contingencia extrema |
| 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar | Riesgo de Apagón Total | Contingencia extrema |
| 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico | Riesgo de Apagón Total | Contingencia extrema |
| 500 kV Polpaico – Lo Aguirre | Riesgo de Apagón Total | Contingencia extrema |

Para el estudio de Plan de Defensa contra Contingencias del año 2026, a publicarse durante diciembre de 2026, se presentarán los resultados de las simulaciones dinámicas para transferencias máximas por los tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte (Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico). Este análisis permitirá verificar el comportamiento del sistema y evaluar de manera prospectiva la incorporación de infraestructura adicional (como BESS en modo GFM) para ampliar el rango de validez del esquema.

Asociado a las fallas de severidad 6 en las líneas de doble circuito 500 kV entre Los Changos y Lo Aguirre[41], se presentan los recursos que se están implementando:

a) **Separación del Sistema y Acciones Complementarias:** para atender las condiciones de inestabilidad sistémica derivada de la falla de severidad 6 en alguno de los tramos de 500 kV entre S/E Los Changos y Lo Aguirre, se deberá implementar un control automático de separación del sistema mediante la apertura de líneas 2x500 kV o de líneas 2x220 kV y 110 kV que están en paralelo al sistema de 2x500 kV afectado por la falla. Esta separación del sistema deberá ir acompañada de otras acciones complementarias automáticas para su correcto funcionamiento (puenteo de la compensación serie, bloqueo del Sistema Integral de

[39] Estudio para el diseño de detalle del PDCE de la zona norte del SEN, Informe Final, de marzo de 2019, disponible en el sitio web del coordinador en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-especificos-para-la-operacion/interconexion/contingencias-extremas-y-planes-de-defensa-zona-norte-del-sen/2019-estudio-para-diseno-de-detalle-pdce-zona-norte-del-sen/

[40] Estudio de Plan de defensa contra Contingencias, Informe Final, de noviembre de 2020, disponible en el sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/2020-plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/

[41] De acuerdo con la comunicación DE00499-21 emitida por el Coordinador el 04 de febrero de 2021.

Control de Transferencias del Norte Chico, etc.). Dicho automatismo puede ser implementado mediante acciones de control con un sistema del tipo WAMPAC.

b) **Control de la Tensión:** la separación del sistema, en algunas condiciones de operación, puede originar actuación de EDAC (en el subsistema deficitario) y derivar en sobretensiones, por lo que se requiere implementar el control automático de conexión de reactores (en las subestaciones Los Changos, Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar) y de desconexión de circuitos en la línea de 500 kV Los Changos – Kimal.

c) **Control de Sobrefrecuencia Zona Norte:** Para controlar sobrefrecuencias luego de la separación del sistema en dos islas, en condiciones de transferencias por el sistema de 500 kV de Norte a Sur, se requiere implementar en el subsistema Norte un esquema de desconexión de generación basado en un automatismo de control centralizado, donde se reciban señales de potencia generada en diversas unidades de generación (de la Zona Norte) y habilitar o deshabilitar, según corresponda y de forma dinámica, el esquema de desprendimiento por sobrefrecuencia en los escalones previamente determinados.

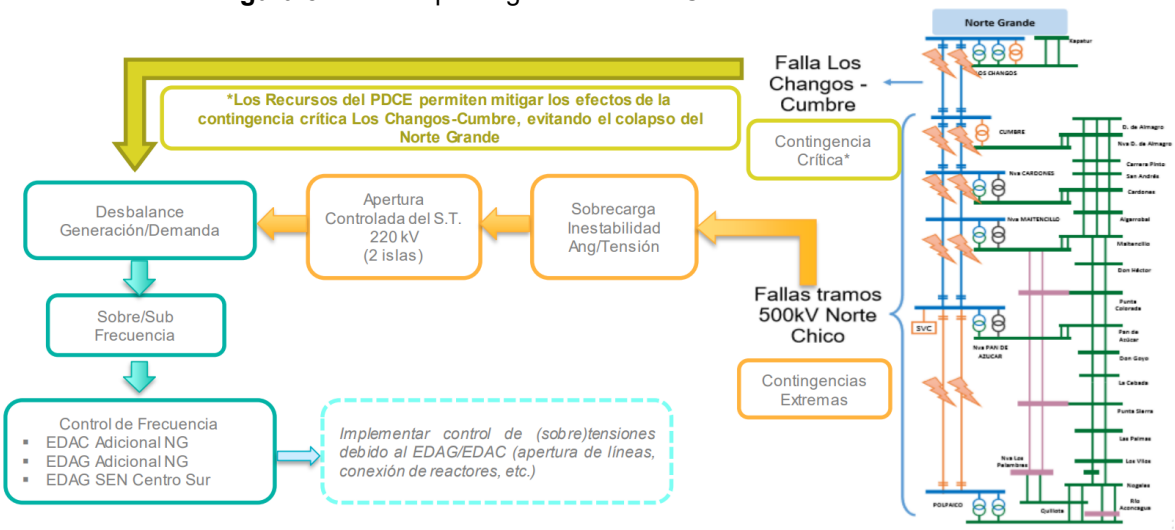
d) **Control de Sobrefrecuencia Zona Centro Sur:** Para controlar sobrefrecuencias luego de la separación del sistema en dos islas, en condiciones de transferencias por el sistema de 500 kV de Sur a Norte, se requiere implementar en el subsistema Centro Sur un esquema de desconexión de generación basado en una combinación de un automatismo de control centralizado utilizando el equipamiento implementado en la Fase 2 del PDCE y relés de frecuencia en escalones fijo en unidades de generación determinadas.

e) **Control de Subfrecuencia Zona Norte Grande**: Para controlar subfrecuencias luego de la separación del sistema en dos islas, en condiciones de transferencias por el sistema de 500 kV de Sur a Norte, se requiere implementar en determinados consumos, esquemas de desprendimiento automático de carga.

En la Figura 5-1 se presenta esquemáticamente el PDCE de la Zona Norte del SEN. La vida útil de todos los equipamientos asociados a este PDCE será de 4 años para efectos de remuneración de la inversión a partir de su puesta en servicio.

Por otro lado, y respecto de los PDCC Fase 1 y Fase 3, dado que deben seguir habilitados se extiende su vida útil, para efectos de dar continuidad a su operación y mantenimiento por 3 años más.

**Figura 5-1:** Descripción general del PDCE Zona Norte del SEN



## 5.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

De acuerdo con las necesidades definidas y cuantificadas en el Estudio de PRS[42] vigente elaborado por el Coordinador, se requieren las siguientes subcategorías de este servicio para la operación del Sistema:

**a)** Partida Autónoma.

**b)** Aislamiento Rápido.

**c)** Equipamiento de Vinculación.

A la fecha, el Estudio para PRS 2026[43] se encuentra en proceso de respuesta a observaciones. Los cambios propuestos más relevantes respecto de la versión 2025 son los siguientes:

**a)** Tanto en el cuerpo como en los anexos del Estudio de PRS, se actualizan los tiempos de Partida Autónoma (PA), de acuerdo con los antecedentes técnicos disponibles en los Anexos vigentes del ISCC 2026.

**b)** En el Anexo A se incorporan los proyectos de seccionamiento en la Zona Norte Grande, asociados a la Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera – María Elena (NUP 3286) y la Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro (NUP 3288), cuyos impactos se consideran en las áreas Iquique, Tarapacá y Centro. También se incluyó el proyecto de ampliación de la S/E Kimal 500 kV (NUP 3868), correspondiente a los paños de conexión para la futura obra correspondiente a la línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal, la cual impactará en las áreas de Tarapacá y Centro. Por último, se incluyó el nuevo equipo de compensación reactiva de S/E Lagunas (NUP 3887), el cual sirve de apoyo para las áreas Tarapacá, Iquique y Centro.

**c)** Se incorporan los proyectos de seccionamiento en la Zona Norte Chico, asociados a la Nueva S/E La Ligua (NUP 2411) y el NUP 3284 (Ampliación SE Don Goyo + Seccionamiento Línea 220 kV Nueva Pan de Azúcar–Punta Sierra + Bypass Línea 220 kV Pan de Azúcar–La Cebada), cuyos impactos se consideran en el área Pan de Azúcar. También se incluyen la nueva línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca y la ampliación de la S/E La Ruca (NUP 3076 y 3870), que abren un nuevo camino de energización para los consumos de Ovalle en el área Pan de Azúcar. Por último, se incorporan la Nueva Línea 2x110 kV Subestación Caldera a Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones (NUP 1155) y la Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos - Atacama Kozán (NUP 1156), con impacto en el área Cardones.

**d)** En el Anexo E se incorporan los proyectos de seccionamiento en la Zona Centro, asociados a los NUP 3077, 2412, 3078, 1645, 3079 y 3273, cuyos impactos se consideran en las áreas Alto Jahuel, Itahue, Cerro Navia, Biobío y Araucanía.

**e)** Se actualiza la denominación del CC de las instalaciones de transmisión de Engie Energía Chile S.A. y TEN S.A.

**f)** Se incorpora el detalle del registro del resultado de las pruebas de comunicación entre COR y CC que debe ser reportado al Coordinador.

**g)** Se corrige el requerimiento de autonomía de 6 horas de los equipos de respaldo de energía.

---

[42] El Estudio PRS vigente está disponible en el sitio web del Coordinador en la ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-recuperacion-de-servicio/2025-plan-de-recuperacion-de-servicio/

[43] La versión preliminar del Estudio PRS 2026 está disponible en el sitio web del Coordinador en la ruta https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-recuperacion-de-servicio/2026-plan-de-recuperacion-de-servicio/

**h)** h) Se actualizan las nuevas instalaciones que ingresaron en operación según se describe el Anexo 7 ERS por Área PRS.

**i)** Se instruye la habilitación de Aislamiento Rápido (AR) en las unidades TG de central TER Kelar y en la unidad TER Tocopilla U16.

**j)** Se incorpora una nueva estrategia de energización de los SS.AA. de la unidad TER Tocopilla U16, a partir de la partida autónoma previa de las unidades de central TER Atacama.

A continuación, la Tabla 5-19 resume los requerimientos para el año 2027.

**Tabla 5-19** Categorías y subcategorías de SSCC para el año 2027

| SSCC | Categoría de SSCC | Subcategoría de SSCC |
|---|---|---|
| **Control de Frecuencia** | Control Primario de Frecuencia (CPF) | Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF +) |
| | | Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF -) |
| | Control Secundario de Frecuencia (CSF) | Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) |
| | | Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-) |
| | Control Terciario de Frecuencia (CTF) | Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+) |
| | | Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CTF-) |
| **Control de Tensión** | Control de Tensión (CT) | Control de Tensión (CT) |
| **Control de Contingencias** | Desconexión de Carga | EDAC (EDAC por Subfrecuencia y EDAC por Contingencia Específica) |
| | | Desconexión Manual de Carga (DMC) |
| | Desconexión de Generación | EDAG o ERAG (EDAG o ERAG por Contingencia Específica) |
| | Plan de Defensa contra Contingencias (PDC) | Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC) |
| | | Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) |
| **Plan de Recuperación de Servicio** | Partida Autónoma (PA) | Partida Autónoma (PA) |
| | Aislamiento Rápido (AR) | Aislamiento Rápido (AR) |
| | Equipos de Vinculación (EV) | Equipos de Vinculación (EV) |

# 6 ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA EN PROVISIÓN DE SSCC

## 6.1 ANTECEDENTES GENERALES

En la actualidad, los servicios complementarios de control primario de frecuencia por sobre y sub frecuencia, secundario de subida y bajada y terciario de sub y sobrefrecuencia se materializan a través de subastas, debiendo ofertar los agentes participantes sus costos directos de prestación, tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros. Los costos de oportunidad, sobrecostos y costos de combustible adicional son calculados ex post y por lo tanto, no existen incentivos para incluir dichos componentes en las ofertas. De igual manera, la CNE fija valores máximos que internalizan medidas de mitigación *ex-ante*.

Lo anterior se regula en la RE N°443 *que fija y comunica los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia*, de fecha 23 de noviembre de 2020; en la RE N° 493 de fecha 20 de diciembre de 2020, *que fija y comunica los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta del servicio complementario de control primario de frecuencia por sobrefrecuencia,* ambas modificadas por la RE N° 668 de fecha 30 de octubre de 2025; en la RE N° 32 de fecha 23 de enero de 2026, que *fija y comunica los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subastas del Servicio Complementario de Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia;* y en la RE N° 545 de 4 de septiembre de 2025, que modifica y reemplaza el Informe de Definición de Servicios Complementarios aprobado por la RE N° 189 de 23 de abril de 2024.

El conjunto de medidas vigente eliminó la incertidumbre que enfrentaban los agentes, asociada al costo marginal[44], y que incentivaba la inclusión de una prima por riesgo en las ofertas.

En este contexto, antes de realizar cualquier tipo de análisis, resulta fundamental determinar el mercado relevante en el que se desenvuelve una firma determinada y, por ende, los competidores que dicha empresa enfrentará. El mercado relevante puede ser definido como "*(…) un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado*"[45].

En el caso particular de la industria eléctrica, el mercado relevante del producto se encuentra bien definido, ya sea que se trate de energía, potencia o servicios complementarios ("SSCC"). No obstante, no se puede afirmar lo mismo para el caso del mercado relevante geográfico, ya que éste dependerá de las características topológicas del sistema de transmisión y su capacidad, así como también de la tecnología del parque generador y el tipo de demanda.

En los mercados de SSCC se requiere considerar las características económicas particulares de este tipo de servicio, que condicionan el comportamiento estratégico de los agentes, especialmente en lo que respecta al poder de mercado[46], para lo cual es crucial considerar el hecho de que el mercado de los SSCC está fuertemente acoplado al mercado de energía, vale decir, es un mercado conexo al de energía.

---

[44] Ver Carta DE 04954-20 de 21 de septiembre de 2020 e informe de Harrison y Muñoz (2020) disponible en https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/.

[45] Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10. Si bien esta Guía fue dejada sin efecto mediante la Resolución Exenta N°331 de 29 de mayo de 2017, la propia Fiscalía señala que siendo un referente analítico válido para el análisis de competencia.

[46] El poder de mercado se define como la capacidad que tiene una empresa para aumentar los precios por encima de cierto nivel competitivo, o de referencia, de manera rentable. Motta (2018).

Adicionalmente, la demanda por Servicios Complementarios está definida en base a requerimientos determinados por el Coordinador. Por lo tanto, dicha demanda para cada servicio complementario es, en el corto plazo, inelástica. No obstante, la integración a gran escala de energías renovables hace suponer que dicho requerimiento, en algunos casos, siga aumentando.

Por lo anterior, los mercados relevantes para cada SC quedan demarcados por la definición de productos y requerimientos. Por lo tanto, hay potencialmente, tantos mercados relevantes como SSCC y requerimientos sean definidos.

Respecto a barreras de entrada, dado que las mismas unidades de generación eléctrica y sistemas de almacenamiento tienen la capacidad para entregar alguno de (o todos) los SSCC necesarios, las principales barreras corresponden a las del mercado de generación eléctrica. Sin embargo, existen una serie de tecnologías como respuesta de demanda, almacenamiento, volantes de inercia, entre otros, que pueden entregar algunos SSCC, como control de frecuencia, que pueden enfrentar otro tipo de barreras de entrada.

Para algunos SSCC, como control de tensión o plan de recuperación de servicio (salvo la partida autónoma), la provisión está asociada mayoritariamente a costos fijos necesarios para habilitar la entrega de dichos SSCC por parte de las unidades de generación, pero no conlleva costos adicionales relevantes por operación, lo anterior bajo el supuesto que la entrega del servicio no modifica la cantidad disponible de potencia activa del generador en operación normal del sistema. En el caso de licitaciones que involucren la instalación de nueva infraestructura, los participantes compiten principalmente por el costo de desarrollo de la solución respectiva.

Otros SSCC, como control de frecuencia, pueden significar costos fijos muy bajos y costos de operación asociados principalmente a costos de oportunidad, gatillado por la reducción de la participación en el mercado de energía, así como también a sobrecostos asociados a la porción de energía generada para la prestación de reservas para SSCC.

Con todo, para efecto de evaluar las condiciones de competencia para los servicios de Control Primario de Frecuencia (CPF), Control Secundario de Frecuencia (CSF) y Control terciario de Frecuencia (CTF) se analizaron indicadores de concentración de tipo estático, como el RSI (*Residual Supply Index*), el cual se describe a continuación.

- **RSI**: este indicador mide el porcentaje de la demanda que se puede satisfacer sin considerar la capacidad de los $i$ grupos empresariales más relevantes. De este modo, si el RSI es mayor a 100%, significa que el resto de los agentes poseen capacidad suficiente para satisfacer el mercado y, por lo tanto, estos $i$ agentes deberían tener poca influencia en el mercado. En particular se emplea el RSI3, el cual corresponde al indicador conjunto para los 3 grupos empresariales con mayor capacidad.

## 6.2 ESQUEMA DE SUBASTAS SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA

En el presente, las subastas por servicios complementarios de control de frecuencia consisten en un valor ofertado, que contiene valores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros, sujeto a valores máximos y medidas de mitigación de corto plazo[47].

[47] En línea a como se realiza en el CAISO, PJM y otros operadores independientes del sistema eléctrico. Ver por ejemplo, “PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations”, diciembre 2019; “PJM Manual 15: Cost Development Guidelines”, septiembre 2020; “Fifth Replacement FERC Electric Tariff, CAISO”, Agosto 2020; y “System-Level Market Power Mitigation: Conceptual Design Proposal”, septiembre 2019.

De producirse costos de oportunidad y sobrecostos, éstos son remunerados *ex post* como parte del valor adjudicado, el cual se define en la Resolución Exenta N° 545 del 4 de septiembre de 2025 como la suma del costo de oportunidad real, costo por operación a un costo variable mayor al costo marginal real, costo de operación adicional real y valor ofertado. Según la resolución, estos componentes se definen de la siguiente manera:

- **Costo de oportunidad real**: Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Costos por operación a un costo variable mayor al costo marginal real**: Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando el costo variable de la instalación resulta ser mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo será calculado por el Coordinador, cuando corresponda, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Costo de operación adicional real**: Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor, al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Valor ofertado**: Es el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.

En adición, como medidas de mitigación de corto plazo, la CNE definió en su RE N° 443 del 23 de noviembre de 2020; RE N° 493 de fecha 20 de diciembre de 2020, ambas modificadas por la RE N° 668 de fecha 30 de octubre de 2025; y RE N° 32 de fecha 23 de enero de 2026 los valores máximos que aplican al proceso de subastas, los cuales se dividen en uno **de reserva** y otro **de remuneración**.

El ***precio máximo de reserva*** se define como el valor de desgaste estimado, el cual se establece de manera transitoria en la resolución y puede ser recalculado por el Coordinador a través de un estudio de costos[48], y un factor de ajuste aditivo, el cual corresponde a una función creciente en el número de recursos técnicos ofertados. Ello se justificaría en el entendido que, mientras más competidores oferten, mayor será el nivel de competencia, y en consecuencia menor la necesidad de contar con precio máximo más restrictivo.

De tratarse de conglomerados no pivotales, si sus ofertas se encontraren por sobre el precio de reserva aludido en el párrafo precedente, las ofertas son descartadas, entendiendo como conglomerado a las empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial según lo establecido en el artículo 96 de la Ley N°18.045 de Mercado de Valores. Los conglomerados pivotales son calculados

[48] El Estudio de Costos de Desgaste fue publicado en el mes de septiembre de 2025, y luego discrepado ante el Panel de Expertos en las discrepancias N°36-2025, N°37-2025, N°39-2025 y N°40-2025. El dictamen de estas ordenó al Coordinador a rehacer el Estudio de Costos de Desgaste de SSCC, por lo que los valores de costos de desgaste actualmente vigentes siguen siendo los establecidos por la CNE de manera transitoria.

según el RSI3, utilizando la capacidad habilitada disponible y los requerimientos establecidos en el Informe de SSCC respectivo.

En el caso de conglomerados pivotales, entonces las ofertas son descartadas si superan el valor de costo de desgaste "teórico" contenido en la resolución y actualizado por el Coordinador cuando corresponda.

Por su parte, al tratarse de subastas parcial o completamente desiertas, se aplica un precio máximo de remuneración, consistente en un componente de costo de oportunidad, remuneración por operación con costo variable mayor al costo marginal, remuneración por costo de operación adicional para instalaciones de generación térmicas y remuneración por costo de operación adicional para instalaciones de generación hidráulica. Ello implica que, de declararse un proceso parcial o completamente desierto, las unidades que sean "forzadas" en la programación -unidades que no ofertaron- recibirán una remuneración por dichos conceptos *ex post*, pero no se remunerarán otros costos como los de desgaste, mantenimiento, etc, ya que no se realiza una oferta.

A su vez, el 7 de julio de 2021 se modificaron las bases administrativas de subastas de SSCC de control de frecuencia, introduciendo una nueva definición de subasta parcial o totalmente desierta, en los siguientes términos: *"Se declarará una subasta como total o parcialmente desierta, si como resultado de la co-optimización de energía y reservas, (…) la adjudicación resultante en un bloque horario específico considera en su totalidad o parcialmente configuraciones operativas que no hayan presentado una oferta válida o no hayan presentado oferta."*.

Dicha modificación mantiene los incentivos a la participación de todas aquellas unidades que se encuentren habilitadas para la prestación de SSCC, ya que, en caso de que alguna de éstas decidiera no participar, asumiría el riesgo de ser adjudicada directamente como proveedor de algún SC de control de frecuencia, con motivo de ser incluida directamente en la co-optimización en conjunto con las unidades que sí ofertaron, lo que derivaría en la no obtención de ingresos por concepto de costos de desgaste, mantenimiento, habilitación, etc.

Finalmente, el 14 de mayo de 2026 se publicó el informe justificativo sobre el establecimiento de un mínimo de 10 MW para la adjudicación de servicios de CTF[49].

## 6.3 CONSIDERACIONES GENERALES ANÁLISIS CONDICIONES DE COMPETENCIA

Una materia relevante en relación con el mercado de SSCC de CF es la creación de incentivos adecuados para promover la participación de los agentes y fomentar la competencia.

Debido a que existen medidas de mitigación, potenciales abusos en el mercado de SSCC a través de ofertas elevadas están limitados.

Asimismo, con el actual diseño de subastas de SSCC, todos los recursos disponibles y habilitados para la prestación de estos servicios son incluidos en la co-optimización de energía y reservas, tanto en la programación del día siguiente como en la programación intradiaria, de corresponder. Esto quiere decir que no se puede afectar el equilibrio de mercado directamente a través de la no presentación de ofertas, ya que ello no altera la disponibilidad de recursos en la co-optimización.

Lo anterior implica que no pueden existir despachos forzados, en horario solar, por ejemplo, solo porque un agente ofertó un precio reducido. Ello por cuanto al tratarse de co-optimización de energía y reservas, si existiese la posibilidad de adjudicar un servicio complementario a una central no térmica,

[49] https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/05/Informe_Justificativo_CTF_Minimo.pdf

el programa privilegiaría a dicha unidad. Por lo mismo, el único escenario alternativo a adjudicar una unidad térmica que ofertó un precio reducido, en un caso extremo cero, es la adjudicación de otra central con costo variable mayor a cero. Ergo, una oferta de estas características tampoco podría gatillar escenarios de recortes.

En efecto, lo anterior se ve ilustrado en los gráficos de la Figura 6-1 a 6-6, donde se muestra la proporción acumulada horaria de adjudicaciones por tecnología para cada servicio en el período comprendido entre el 1 de enero de 2025 y el 19 de noviembre de 2026.

**Figura 6-1:** Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CPF+

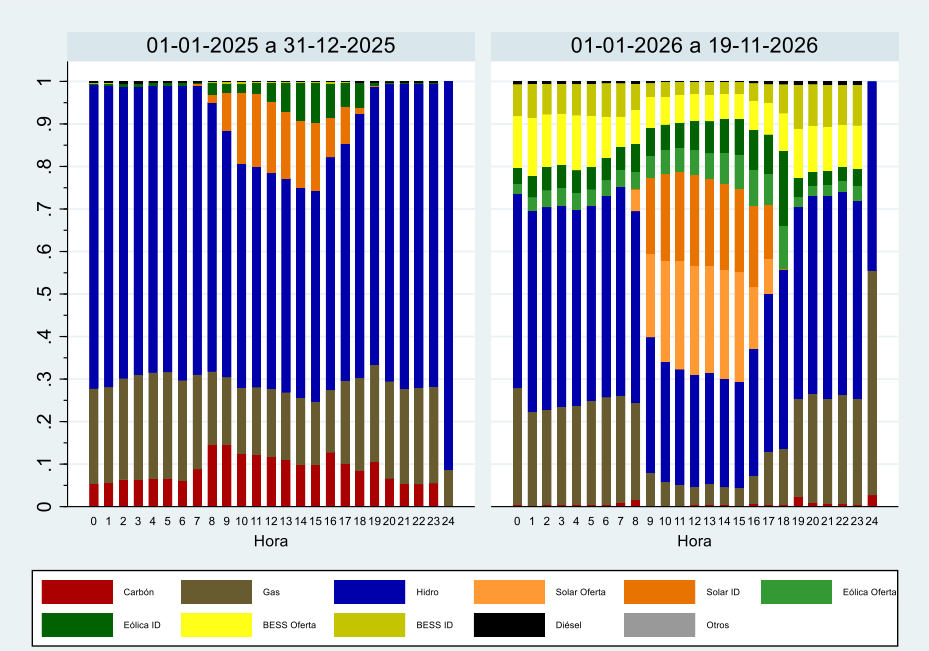



**Figura 6-2**: Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CPF-

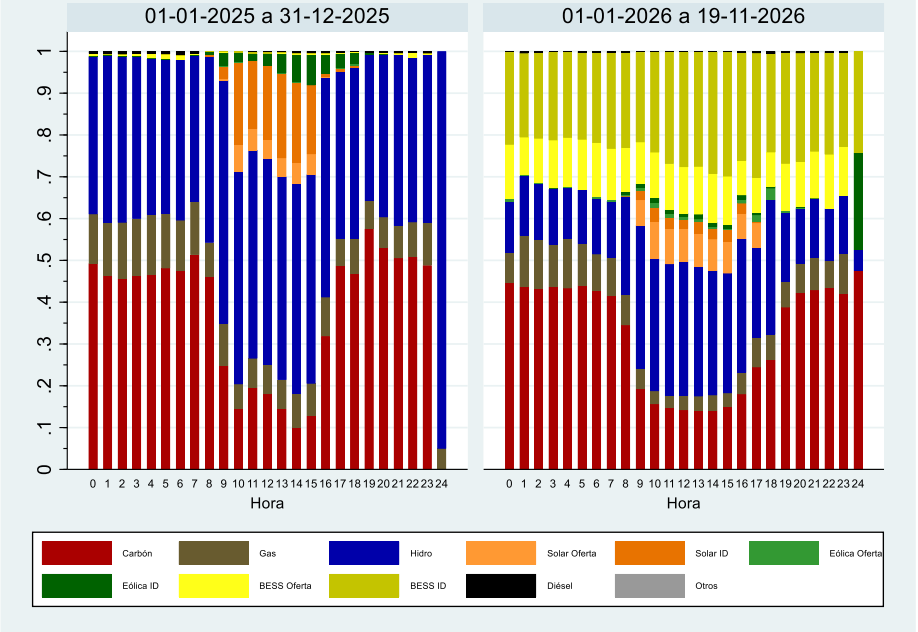


**Figura 6-3:** Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CSF+

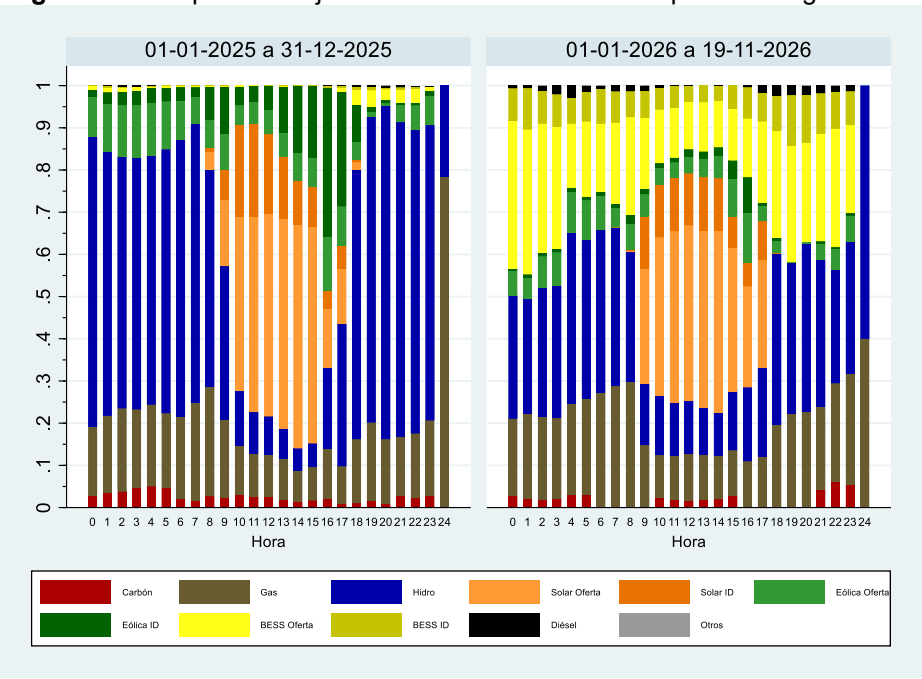



**Figura 6-4:** Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CSF-

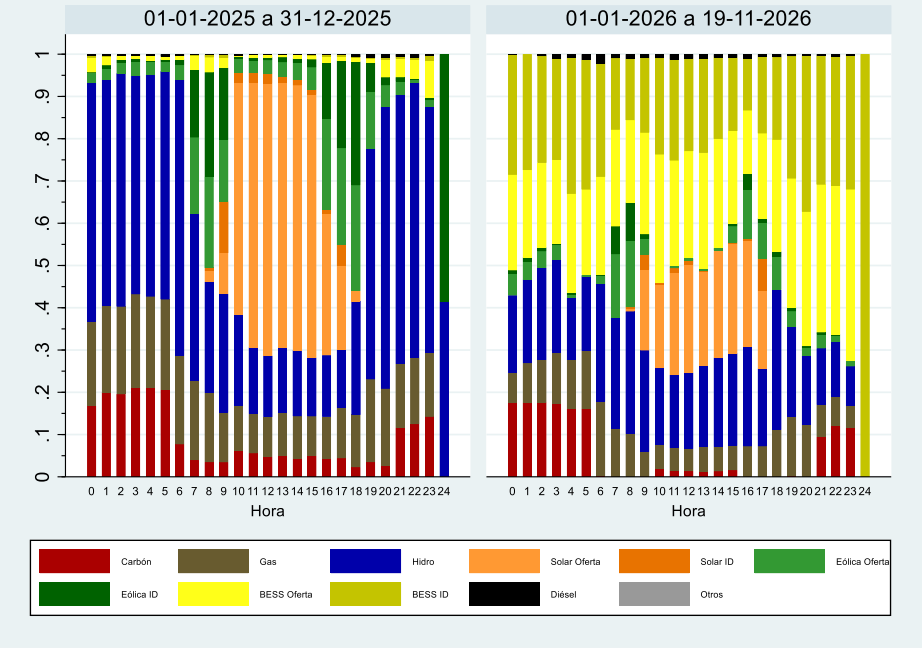


**Figura 6-5**: Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CTF+

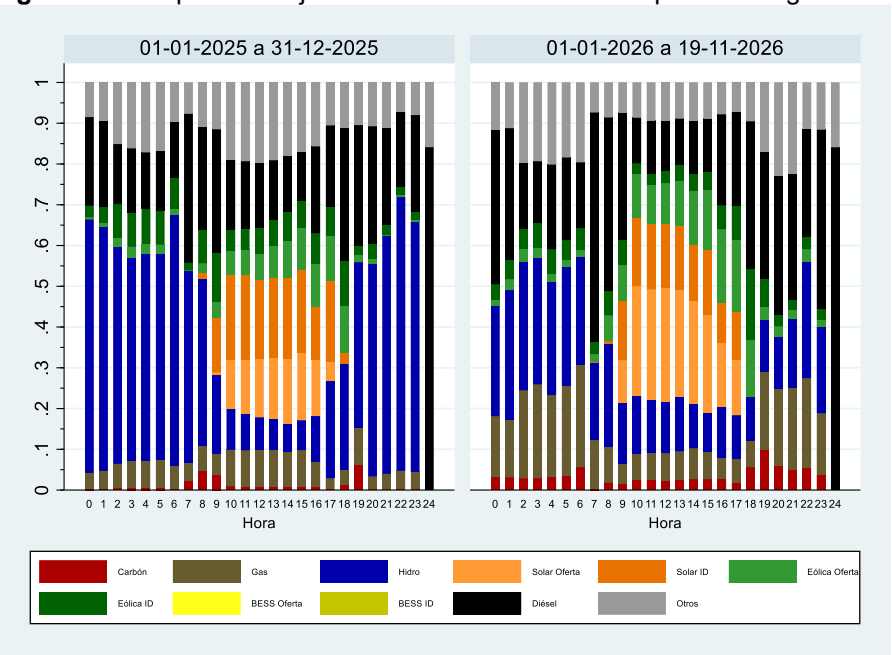
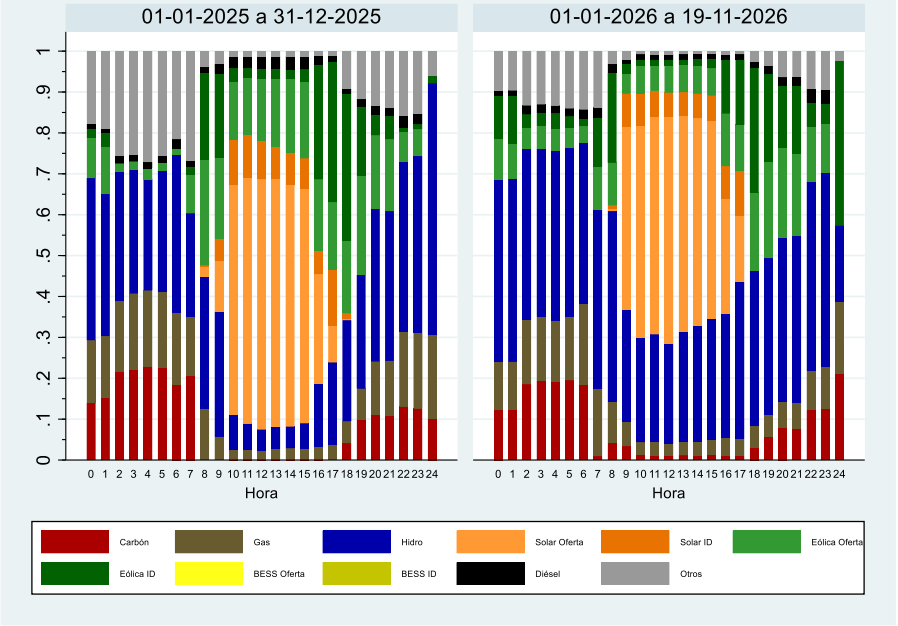



**Figura 6-6:** Proporción adjudicación horaria acumulada por tecnología CTF-




Como se aprecia, durante el año 2026 la adjudicación a centrales ERV y medios de almacenamiento ha sido significativa en todos los servicios, incluyendo CPF. Más aún, en la primera mitad del 2026 existieron períodos con adjudicaciones 100% renovables en horario solar para CSF+ y CPF+, y desde la segunda quincena de abril han existido días donde casi el 100% del tiempo las adjudicaciones de CSF- fueron a BESS, o una combinación de BESS más solar en el caso de CSF+.

Por todo lo expuesto previamente, en adición a que es un requisito para la entrada en operación el haber realizado los ensayos y entregado el informe de verificación para la prestación de todos los servicios complementarios que la instalación puede prestar; se considera suficiente para efectuar el

análisis de competencia el cálculo del indicador RSI3, ya que, de existir episodios esporádicos con conglomerados pivótales, sus ofertas estarán limitadas al valor máximo, el cual es una función del costo de desgaste teórico, y serán descartadas en caso de superar dicha cantidad, emulando en todo momento un escenario de co-optimización bajo instrucción directa en cuanto a la disponibilidad de recursos, tal como ya fuera explicado en extenso.

Ahora bien, dado que el RSI no internaliza diferencias en el costo de provisión de las reservas entre tecnologías, ni asimetrías en el costo de operación del sistema, el que este indicador sea mayor a uno no es suficiente. En este sentido, las tecnologías con costo variable igual a cero pueden ejercer presión competitiva en escenarios de recortes de energía, al ser el costo de oportunidad igual a cero, así como también en episodios de estrechez de recursos, pero podrían no ser priorizadas en un contexto de abundancia de reservas y costos marginales elevados, ya que el costo de oportunidad de estas unidades sería muy elevado[50]. Un escenario análogo puede ser enfrentado por las unidades diésel, ya que podrían ejercer presión competitiva si el costo marginal del sistema es similar a su costo variable, pero no así en caso de que este último fuera ostensiblemente superior al primero[51].

Para aproximar el efecto anterior relacionado con las centrales ERV, se realizan 2 estimaciones del RSI3. Una sin centrales ERV y otra con la disponibilidad esperada al 2027, la cual se obtuvo de los inputs tenidos en cuenta para las simulaciones del Análisis Costo-Beneficio del Reemplazo de CPF por CRF, contenido en el ANEXO B. En el caso particular del CPF, se utilizan los datos históricos de generación e inercia programados para determinar los requerimientos de dicho servicio para el cálculo del RSI3. En todas las situaciones descritas previamente, se asume un escenario conservador, ajustando la capacidad de reserva de las centrales ERV por un factor de planta; los recursos solares solo son considerados en los bloques horarios 4 y 5; y los datos históricos de generación e inercia son ajustados por un factor de 95%. En el caso de los medios de almacenamiento, se ajusta la capacidad disponible según los perfiles de adjudicación observados entre el 1 y 26 de mayo de 2026, y no son considerados para los servicios de CTF.

Dado lo anterior, a continuación, se muestran las condiciones de competencia para cada uno de los servicios definidos en la RE N° 545 de 4 de septiembre de 2025 y que son requeridos para el año 2027.

## 6.4 CONTROL DE FRECUENCIA

### 6.4.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para determinar la capacidad disponible para la prestación del servicio de control primario de frecuencia, se consideraron todas las unidades habilitadas para tal efecto, así como también centrales ERV que se encuentran en el cronograma de verificación. Se incluyeron los sistemas de almacenamiento que actualmente se encuentran verificados para la prestación de los servicios, así como también los proyectos que se encontrarán operativos el año 2027.

A partir de la información anterior, se calculó el RSI3 para el CPF de subida y bajada[52] .

[50] En un escenario de costos de oportunidad elevados para las centrales con costo variable cero, las centrales térmicas tenderían a ser adjudicadas con mayor probabilidad como resultado de la co-optimización, ya que el costo de proveer las reservas sería reducido para estas últimas.
[51] En el servicio de CTF+, al considerar unidades en frío, podrían ser competitivas incluso con un costo variable elevado, dependiendo de la probabilidad de activación que le sea asignada.
[52] No se considera el control rápido de frecuencia dentro del análisis.

**Figura 6-7:** Curva duración RSI3 CPF+

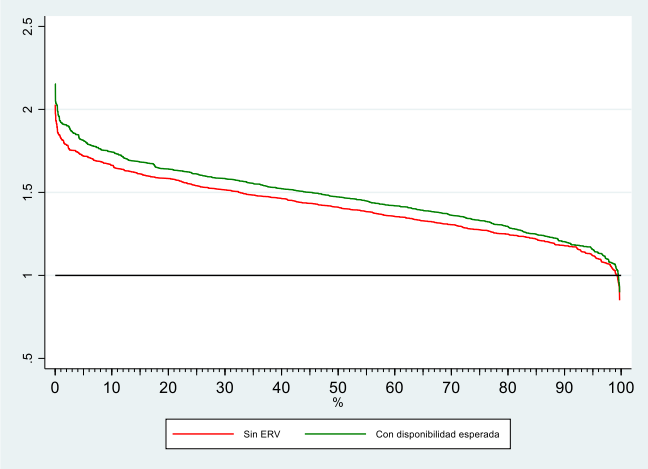
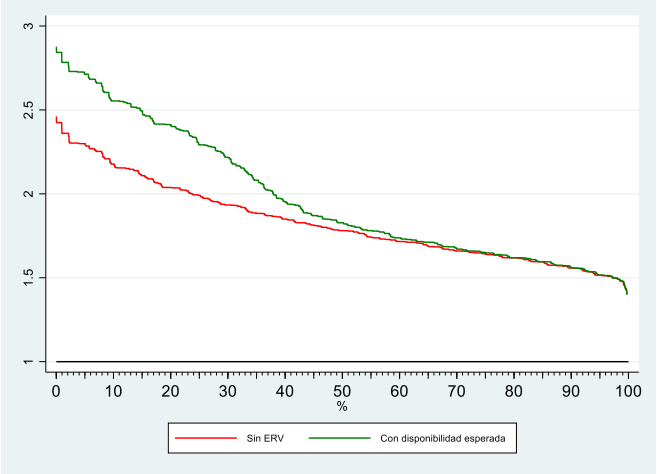



**Figura 6-8:** Curva duración RSI3 CPF-




Como se observa en la Figura 6-7, el RSI3 para el CPF+ se encuentra sobre 1 alrededor del 99% del tiempo, tanto en el escenario sin ERV como en el con disponibilidad esperada. En el caso del CPF-, durante todo el período de análisis el indicador no fue inferior a 1. La mejora sustantiva respecto de períodos previos se debe al aumento de recursos renovables y la incorporación de medios de almacenamiento.

Por lo anterior, se determina que existirían condiciones de competencia potencial, manteniendo la adjudicación a través de subastas para ambos servicios.

### 6.4.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

Los potenciales competidores que fueron considerados para la prestación del CSF corresponden al parque generador existente y habilitado para dar dichos servicios, en adición a la incorporación de centrales ERV y medios de almacenamiento bajo el mismo criterio señalado para el CPF.

Cabe señalar que la suma de capacidades disponibles de todos los servicios de subida de las centrales ERV puede ser superior a su capacidad máxima, al igual que la suma de la disponibilidad de todos los servicios de bajada, por lo que en dicha situación se debería descontar de la disponibilidad del CSF lo

asignado al CPF. Esto podría tener relevancia en un caso de baja disponibilidad agregada de recursos. Para abordar de manera indirecta esta problemática, se estima el escenario sin ERV, ya que, de existir condiciones de competencia bajo esa premisa, no es posible que estas empeoren al adicionar recursos disponibles de unidades ERV. Al respecto, el RSI3 se encuentra sobre el umbral de 1 durante todo el período tenido en consideración.

**Figura 6-9:** Curva duración RSI3 CSF+

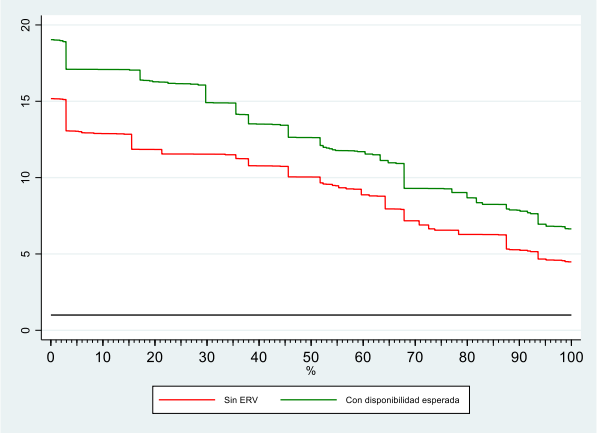
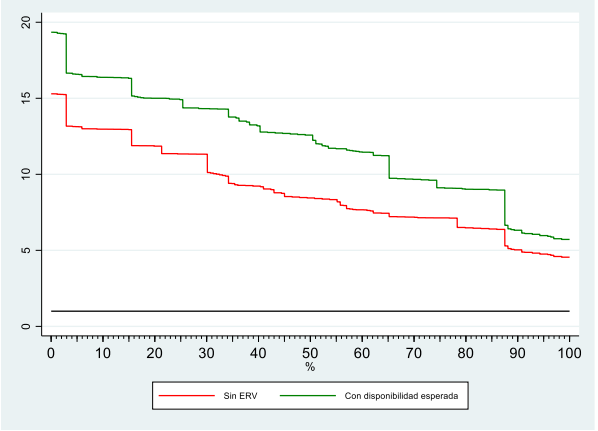



**Figura 6-10:** Curva duración RSI3 CSF-




Consecuentemente, se concluye que existirían condiciones de competencia potencial para los servicios de CSF+ y CSF-, manteniendo su adjudicación a través de un esquema de subastas.

### 6.4.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

Para determinar los potenciales competidores, se siguieron los mismos lineamientos esgrimidos previamente. Asimismo, tal como fuera señalado en el caso anterior, la disponibilidad de recursos para este servicio debería internalizar las potenciales asignaciones en CPF y CSF, y el remanente ser tenido en cuenta para el CTF. Para tener en consideración dicho escenario, se determinó el RSI3 sin recursos renovables, el cual supera el umbral en todo el periodo. Como es de esperar, el resto de los escenarios con disponibilidad de ERV también supera el umbral todo el período.

**Figura 6-11:** Curva duración RSI3 CTF+

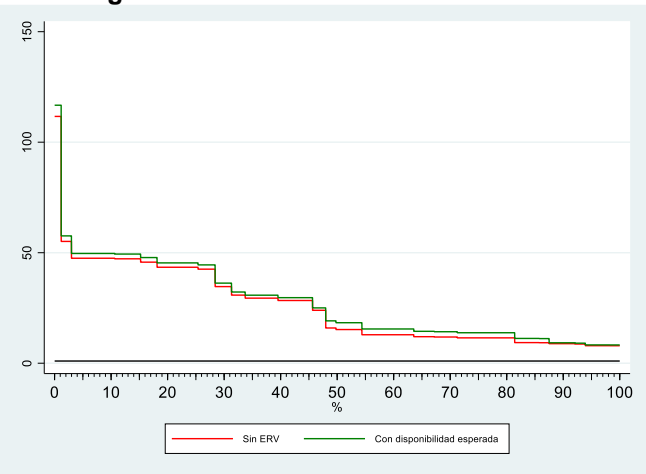
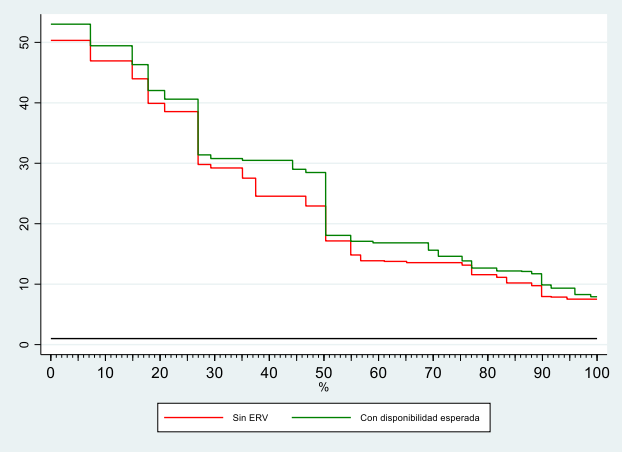



**Figura 6-12:** Curva duración RSI3 CTF-




Consecuentemente, al no existir agentes pivotales, se concluye que existirían condiciones de competencia potenciales para los servicios de control terciario de frecuencia por sub y sobrefrecuencia, manteniendo su adjudicación a través de un esquema de subastas.

### 6.4.4 EVOLUCIÓN SUBASTAS 2025-2026

En los gráficos siguientes, se presenta la proporción de MW adjudicados por instrucción directa y ofertas para el período comprendido entre el 1 de enero de 2025 y 19 de noviembre de 2026. Cabe destacar que, desde el 24 de febrero de 2026, el servicio de CPF+ comenzó a ser materializado a través de subastas, por lo que solo a partir de marzo del mismo año las estadísticas de adjudicaciones por ofertas o instrucción directa son relevantes para el citado servicio

**Figura 6-13:** Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF+

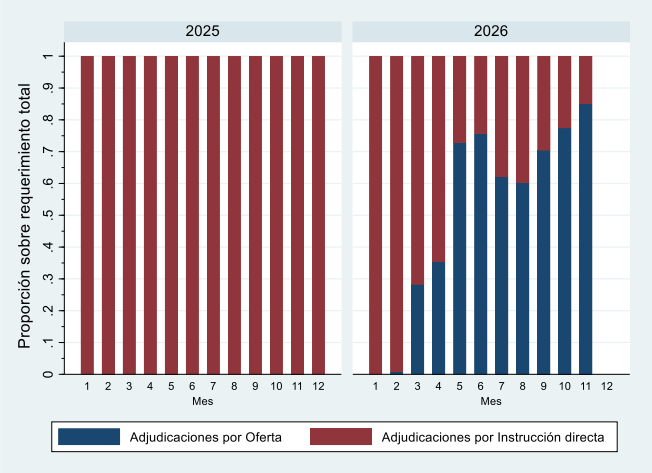



**Figura 6-14:** Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF-

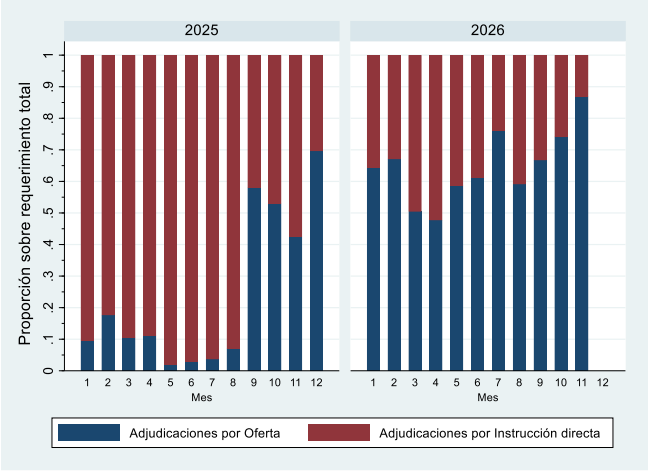



**Figura 6-15:** Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF+

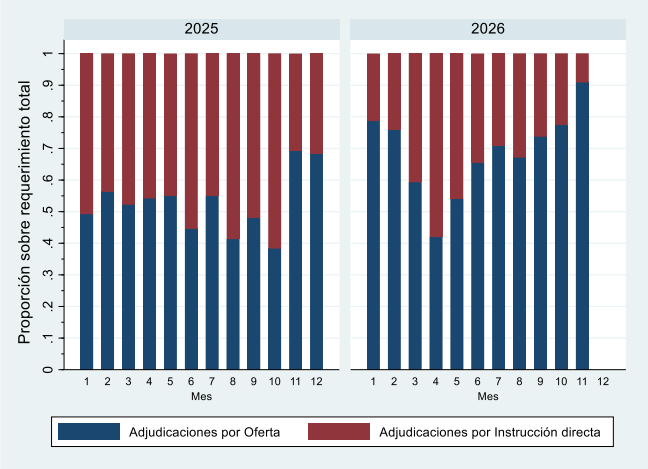


**Figura 6-16:** Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF-

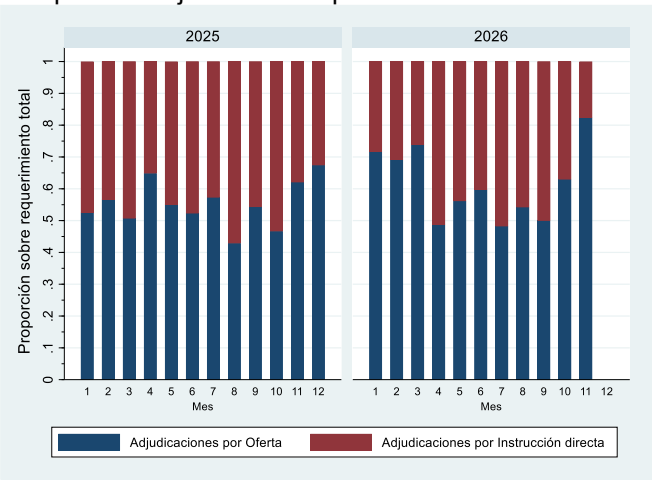



**Figura 6-17:** Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF+

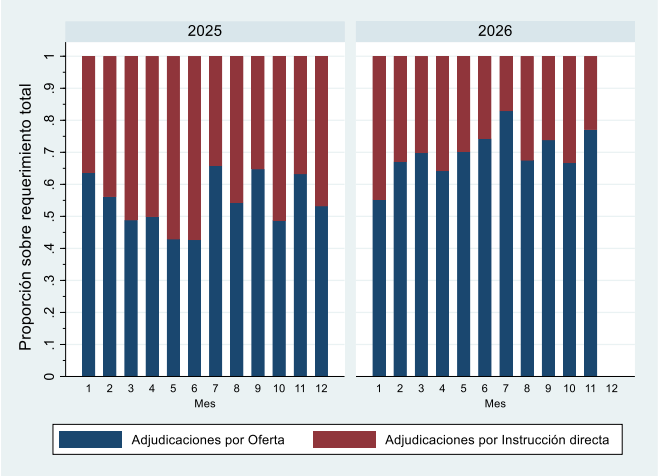
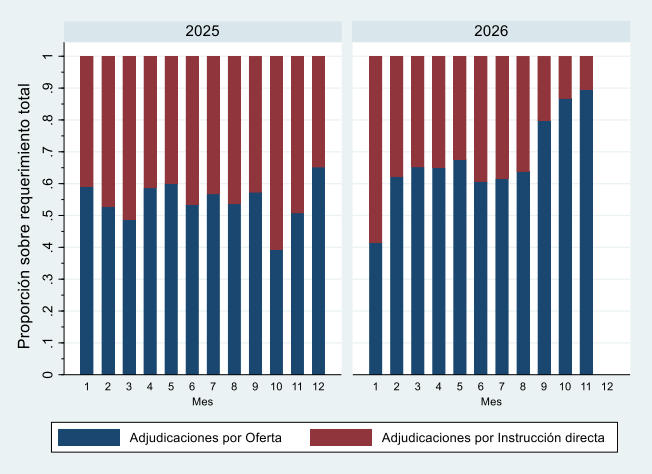



**Figura 6-18:** Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF-




Como se observa, la proporción de adjudicaciones a unidades que presentaron ofertas aumentó en todos los servicios, destacando el aumento del CPF+ desde el inicio de las subastas, en adición al CSF+ y CTF- que cerca de 90% en los primeros 19 días del mes de noviembre de 2026.

Cabe destacar que la potencial competitividad en el mercado no se ve reflejada en la proporción de adjudicaciones a unidades que presentan ofertas, ya que ésta se plasma en la existencia o no de actores que posean la habilidad para alterar el precio de equilibrio. Asimismo, existen medidas de mitigación que limitan los potenciales abusos que podrían ocurrir en las ofertas.

En cuanto a las adjudicaciones por tecnología, se aprecia en los siguientes gráficos la relevancia creciente de los medios de almacenamiento, en particular en los servicios de bajada de control secundario y primario de frecuencia, aunque de igual forma se aprecia un incremento celerado de las adjudicaciones en los servicios de subida, rondando el 80% en el caso de CSF+. Con motivo de este cambio tecnológico, la participación hidráulica disminuyó su participación en la mayoría de los servicios.

Se espera que la participación de sistemas de almacenamiento continúe su tendencia al alza a medida que se concrete la entrada de nuevas unidades.

**Figura 6-19:** Proporción adjudicaciones por tecnología CPF+

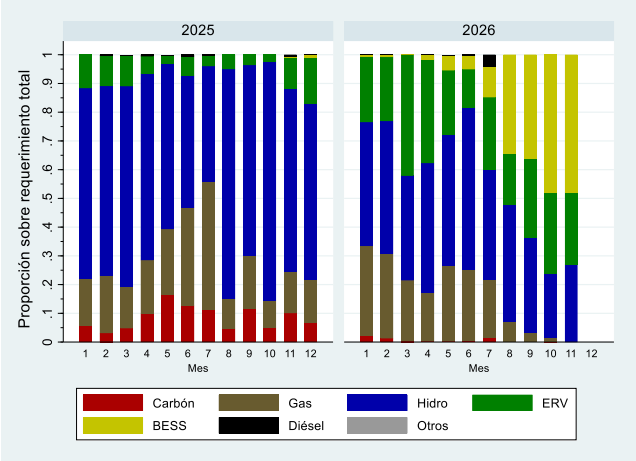



**Figura 6-20:** Proporción adjudicaciones por tecnología CPF-

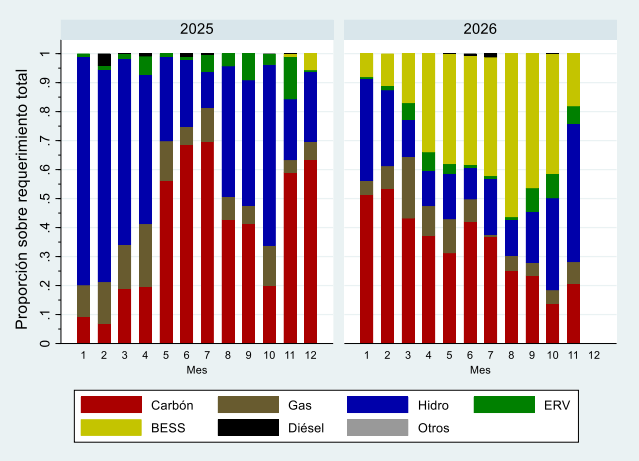


**Figura 6-21:** Proporción adjudicaciones por tecnología CSF+

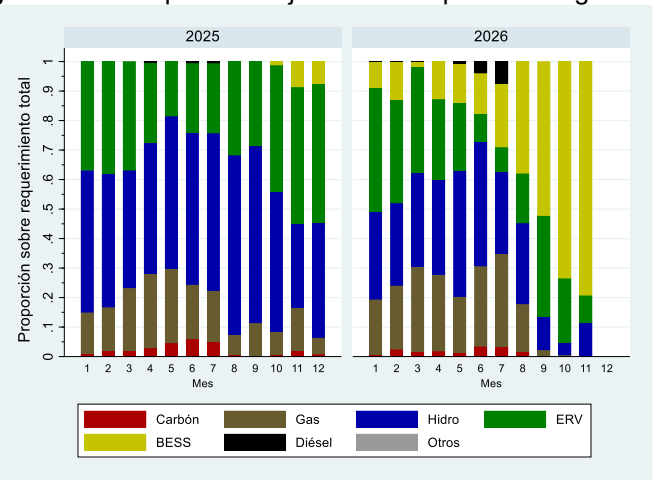



**Figura 6-22:** Proporción adjudicaciones por tecnología CSF-

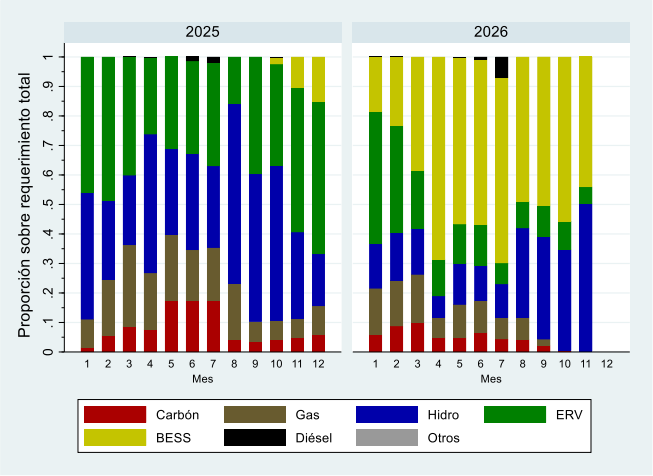



**Figura 6-23:** Proporción adjudicaciones por tecnología CTF+

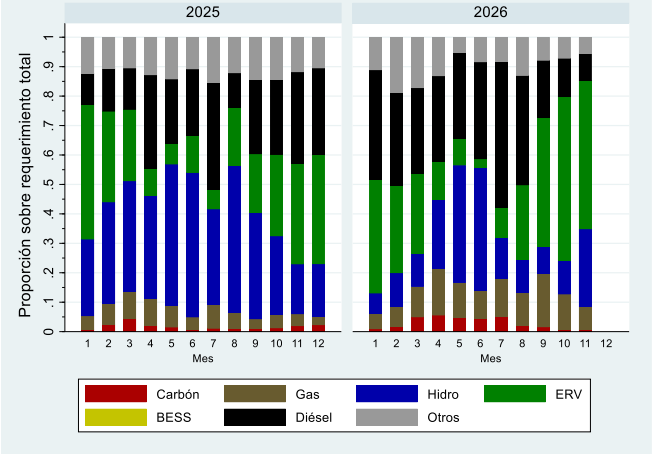
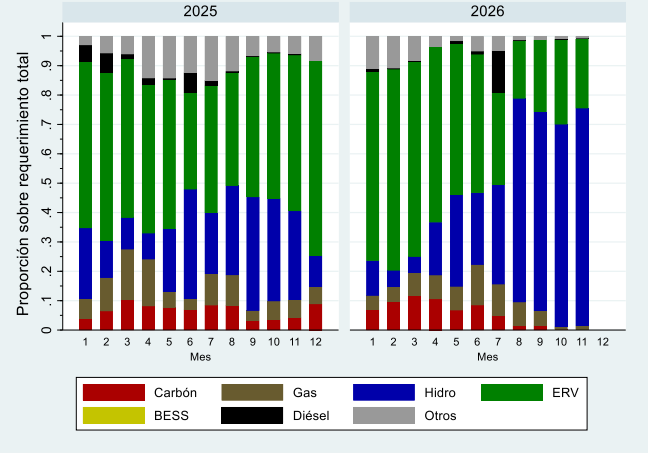


**Figura 6-24:** Proporción adjudicaciones por tecnología CTF-




## 6.5 CONTROL DE TENSIÓN

El SC de Control de Tensión está asociado, por un lado, al mantenimiento de las tensiones de operación en las barras del sistema dentro de los estándares exigidos por la NTSyCS, tanto en régimen permanente como ante la ocurrencia de una contingencia, y por otro al aporte de potencia de cortocircuito trifásico en barras para el mantenimiento de la fortaleza de la red.

### 6.5.1 SC DE CONTROL DE TENSIÓN - MANTENIMIENTO DE TENSIONES EN BARRA

Si bien existen zonas asociadas a los requerimientos de este SC, la sustitución de los recursos disponibles para su prestación es relativamente reducida y no es fácilmente determinable, debido a la naturaleza altamente local del servicio, y a que el nivel de sustitución depende entre otros, de las condiciones de operación del parque generador y de la topología de la red.

Consecuencia de lo anterior es que sea necesario contar con el aporte de la mayoría de los recursos disponibles dispersos en la red para establecer el perfil de tensiones de manera eficiente, esto es, usando la menor cantidad de aporte de potencia reactiva de las instalaciones, lo que implica menores pérdidas para el sistema. Lo anterior se encuentra en concordancia con las exigencias de diseño indicadas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que impone un aporte de potencia reactiva mínimo tanto a máquinas sincrónicas como a parques eólicos y fotovoltaicos.

Por lo anterior, el mercado relevante geográfico podría reducirse incluso a cada nodo particular del sistema.

Por otro lado, en el caso que se licitara o subastara el CT, las unidades que tienen su control automático de tensión en servicio, aportarían al control dinámico aun cuando estas unidades no resultaran adjudicadas, por lo que, para poder hacer operativa una eventual subasta o licitación, se tendría que reducir el control automático de tensión en servicio, lo que podría poner en riesgo la seguridad operativa del SEN, particularmente en el caso de unidades que requieren incorporar PSS para el amortiguamiento de modos interáreas. A la situación descrita anteriormente, hay que agregar, además, el efecto de la inercia y comportamiento del sistema de excitación en el tipo de respuesta del sistema ante contingencia, en cuanto a la recuperación dinámica de la tensión. Todo esto hace aún más difícil la implementación de un potencial mercado para este servicio.

En consecuencia, dadas las características altamente locales del servicio de control de tensión, no existirían condiciones de competencia que permitan subastar o licitar la prestación del servicio, por lo

que se determina la instrucción directa del SC de CT, en sintonía con la mayoría de los mercados internacionales, especialmente los pertenecientes a la Unión Europea[53].

### 6.5.2 SC DE CONTROL DE TENSIÓN - POTENCIA DE CORTOCIRCUITO

Durante el año 2024 se llevó a cabo una licitación para cubrir los requerimientos de potencia de cortocircuito en la zona norte del SEN. Este mecanismo de provisión tomó en cuenta la existencia de condiciones de competencia en el mercado, lo que se concluyó de los antecedentes analizados respecto de potenciales oferentes, montos de requerimiento y tecnología capaz de abastecer el requerimiento. A continuación, en la Tabla 6-1 se presentan los recursos adjudicados para la prestación del SC de CT:

**Tabla 6-1:** Ofertas adjudicadas en la Licitación de Control de Tensión para la provisión de corriente de cortocircuito

| Proponente | Código Proyecto | Tipo de Proyecto | Barra de Conexión | Potencia COCI en su barra de conexión [MVA] |
|---|---|---|---|---|
| Consorcio Alupar | SE1 | Nuevo Condensador | Ana María 220kV | 1.851,0 |
| Consorcio Alupar | SE4 | Nuevo Condensador | Illapa 220kV | 1.493,0 |
| Engie Energía Chile S.A. | ID_05 | Reconversión de unidades | Central Tocopilla 220kV | 355,7 |
| Transelec Holdings Rentas Ltda. | SE1 | Nuevo Condensador | Ana María 220kV | 1.993,4 |
| Transelec Holdings Rentas Ltda. | SE3 | Nuevo Condensador | Likanantai 220kV | 1.993,4 |

Conforme a la determinación efectuada en la sección 5.2 del presente Informe, bajo condiciones de operación caracterizadas por un mayor desplazamiento de generación sincrónica y considerando la entrada en operación del enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre, se identifica en la barra Kimal 220 kV un requerimiento adicional de fortaleza de red equivalente a 606 MVA de potencia de cortocircuito para alcanzar un RECC de 2,0, determinado mediante el análisis de mínimo arrepentimiento que se describe a continuación.

Se realizó un análisis de minimización del máximo arrepentimiento debido a la incertidumbre del aporte de tecnologías de tipo GFM en la evaluación de RECC. Al identificar refuerzos mediante tecnología del tipo CCSS, los resultados indican que el menor arrepentimiento respecto de refuerzos en la barra de S/E Kimal, corresponde a la incorporación de un aporte adicional de 606 MVA de potencia de cortocircuito, lo que equivaldría a un condensador síncrono de 103 MVAr nominales considerando una reactancia total equivalente de 0,17 pu., o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento.

Este requerimiento corresponde a una cuantificación funcional del atributo necesario y no constituye una definición anticipada de la tecnología mediante la cual deba satisfacerse. En consecuencia, podrán considerarse soluciones basadas en condensadores sincrónicos, reconversión de unidades existentes, instalaciones basadas en convertidores con capacidades técnicas adecuadas u otras tecnologías que acrediten un aporte equivalente a la fortaleza de red requerida.

Para comparar soluciones tecnológicamente distintas, el Coordinador establecerá los factores de efectividad que permitan determinar el aporte de cada alternativa al cumplimiento del requerimiento

[53] Study on the future design of the ancillary service of voltage and reactive power control – Elia (Belgian Electricity System Operator), 31-10-2018

en Kimal 220 kV, así como las barras o zonas en que dichos recursos pueden localizarse para producir un efecto técnicamente equivalente.

Considerando la existencia de alternativas tecnológicas potencialmente sustituibles y el antecedente del proceso competitivo realizado para la provisión de potencia de cortocircuito en la zona norte, se determina que la incorporación de recursos adicionales de carácter permanente para cubrir la insuficiencia residual será materializada mediante un proceso de licitación del Servicio Complementario de Control de Tensión.

Las bases de dicho proceso deberán establecer requisitos de desempeño funcional y factores de efectividad que permitan la participación de distintas tecnologías, procurando mantener neutralidad tecnológica y asegurando que las soluciones adjudicadas proporcionen efectivamente el nivel de fortaleza requerido en las barras relevantes.

## 6.6 CONTROL DE CONTINGENCIA

### 6.6.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

#### 6.6.1.1 EDAC por Subfrecuencia

El diseño actualmente vigente del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC), correspondiente al definido en el Estudio EDAC 2020, fue reevaluado durante el año 2025 mediante un nuevo estudio orientado a verificar su validez y suficiencia. Cabe señalar que, de acuerdo con análisis derivados del evento del 25 de febrero de 2025, se identificó la existencia de una cantidad significativa de PMGD conectados a alimentadores que, a su vez, forman parte de esquemas EDAC, contabilizándose un total de 111 alimentadores en dicha condición. En el capítulo 5.3.1.1 se describen las acciones tomadas por el Coordinador para asegurar la disponibilidad efectiva del EDAC.

En ese contexto se evaluaron condiciones de competencia para la provisión de este requerimiento mediante el índice Residual Supply Index (RSI3) por zona, concluyéndose que en gran parte de las zonas del SEN no existen condiciones suficientes de competencia.

**Tabla 6-2:** RSI3 EDAC por zona.

| Zona | RSI3 |
|---|---|
| **Norte Grande** | 1,79 |
| **Atacama** | 1,35 |
| **Coquimbo** | 0,13 |
| **Quinta Región** | 0,83 |
| **Metropolitana** | 0,21 |
| **Troncal Centro** | 0,33 |
| **Sistema 154-66 kV** | 0,31 |
| **Charrúa** | 1,81 |
| **Concepción** | 1,62 |
| **Araucanía** | 0,15 |

Aun en aquellas zonas donde el RSI3 resulta superior a 1, la implementación de mecanismos competitivos requeriría niveles de disponibilidad de demanda que se muestran en la **Tabla 6-3**. Estos niveles de disponibilidad de demanda son significativamente superiores a los actualmente comprometidos (25% de la demanda), principalmente en clientes mineros y empresas distribuidoras,

lo que resulta poco factible desde el punto de vista operativo, concluyéndose que no existían condiciones de competencia para la provisión del servicio.

**Tabla 6-3:** Proporción mínima de la demanda por zona para alcanzar RSI3 igual a 1.

| Zona | % Demanda |
|---|---|
| **Norte Grande** | 55% |
| **Atacama** | 73% |
| **Charrúa** | 55% |
| **Concepción** | 61% |

El estudio EDAC del presente año, asociado a una de las medidas post apagón, concluye que los Coordinados deben cumplir con un porcentaje mínimo de carga disponible de 30% en concordancia con lo exigido en la NTSyCS y que el ajuste del 5% adicional (respecto del 25% requerido por el esquema vigente) debe ser con un relé con umbral de frecuencia en 48,1 Hz de modo de operar como un séptimo escalón de EDAC.

Considerando lo anterior, y dado el carácter crítico del EDAC para la seguridad y recuperación de frecuencia del sistema, el requerimiento adicional del 5% será implementado mediante asignaciones efectuadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, sin perjuicio de la posibilidad establecida en el artículo 5-10 de la NTSyCS de que los coordinados puedan convenir el traspaso de desconexión de carga equivalente con otro coordinado, siempre que demuestren al Coordinador que el efecto de la desconexión resulta equivalente.

#### 6.6.1.2 EDAC por Contingencia Específica

En la actualidad, los EDAC por contingencia especifica se encuentran implementados en algunos consumos y en proceso de implementación en otros. Estos esquemas son de naturaleza local o zonal y responde a una solución específica para afrontar las contingencias, son difícilmente sustituibles por esquemas alternativos por lo que fueron implementados por instrucción directa. En caso de contemplarse alguna actualización a los planes existentes o incorporarse nuevos EDAC por contingencia especifica, se evaluarán las condiciones de competencia para su prestación.

#### 6.6.1.3 Desconexión Manual de Carga

La desconexión manual de carga se materializa mediante las instrucciones de operación dadas por el CDC del Coordinador directamente a los CC de los Clientes Libres. Por este motivo los Clientes Libres no requerirían equipos adicionales para prestar el servicio y cualquier cliente que cuente con un sistema de comunicación directa al CC que lo coordina y cuyas variables sean monitoreadas en tiempo real por el CDC, estaría en condición de hacerlo.

Este servicio puede ser de naturaleza sistémica o local, según sea para preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema en su conjunto o una parte de este. Además, el requerimiento de una DMC podría ser previsto con una anticipación tal que permita incorporarlo al programa de operación o no. En este último caso, en que no haya sido programado, es el CDC el que debe instruirlo en línea.

Para el caso de requerimientos que correspondan a DMC sistémico y pueda ser programado, se puede concluir que existirían las condiciones de competencia necesaria para la prestación del servicio, sin embargo, lo improbable de esta condición hace poco eficiente desarrollar una licitación para prestar este servicio.

Por el contrario, para DMC locales no se puede verificar que existan condiciones de competencia al no poder determinarse *ex ante* el mercado relevante geográfico, el cual, por definición es de naturaleza

local según sea el requerimiento. Por lo mismo, de implementar una licitación para la provisión de este servicio, tendrán que llevarse a cabo tantas licitaciones como posibles zonas existan, lo cual no solo derivaría en adjudicaciones a cargas que potencialmente tendrían poder de mercado, sino que también sería ineficiente desde el punto administrativo.

En conclusión, se recomienda instrucción directa para proveer este servicio.

### 6.6.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

#### 6.6.2.1 EDAG por Contingencia Específica

En la actualidad los EDAG por contingencia específica se encuentran contemplados principalmente en el diseño de los planes de defensa contra contingencia tanto extrema como crítica indicados en 5.3.2.2. Estos esquemas ya se encuentran implementados en ciertas unidades y se encuentran en proceso de implementación en otras. En caso de requerirse nuevos EDAG o actualizaciones a los esquemas existentes se considerará la evaluación de las condiciones de competencia para su implementación.

### 6.6.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Dado que la mitigación de las contingencias, tanto extremas como críticas, se realiza a través de la instrucción de acciones específicas para cada una de las contingencias consideradas, y dado que estas acciones se llevan a cabo con recursos específicos, que no son reemplazables por otros, es que para la provisión de este servicio no se estima que existan condiciones de competencia que permitan implementar licitaciones o subastas. Los planes de defensa contra contingencias extremas y contra contingencias críticas ya se encuentran implementados o están en proceso de implementación en el sistema eléctrico mediante instrucción directa.

## 6.7 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

El Servicio Complementario de Plan de Recuperación de Servicio (PRS), correspondiente a los servicios de Partida Autónoma (PA), Aislamiento Rápido (AR) y Equipos de Vinculación (EV), tiene por objeto permitir el restablecimiento del suministro eléctrico en el menor tiempo posible una vez ocurrido un apagón parcial o total del Sistema Eléctrico Nacional, conforme a la definición establecida en la normativa vigente. En este contexto, el diseño y ejecución del PRS se realiza bajo condiciones de contingencia y considerando escenarios sistémicos cuya materialización depende de las condiciones reales de operación existentes al momento de ocurrencia de un evento de recuperación de servicio.

La cuantía y localización de los recursos requeridos para la prestación del PRS se encuentran definidas en el Estudio de Plan Recuperación de Servicio elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, el cual identifica las instalaciones que cuentan con capacidades de Partida Autónoma, Aislamiento Rápido y Equipos de Vinculación necesarias para materializar las distintas estrategias de recuperación del SEN; adicionalmente en el Anexo F se identifican las instalaciones que participan del SC de Plan de Recuperación de Servicio.

La prestación del servicio depende de recursos específicos asociados a cada zona, por lo que aun cuando puedan existir recursos técnicamente alternativos para ciertas funciones del servicio, éstos operan principalmente como redundancias o respaldos ante indisponibilidades de recursos principales, y no como oferentes equivalentes que puedan competir entre sí bajo condiciones homogéneas de prestación.

A partir de lo anterior, el análisis de condiciones de competencia concluye que no existen condiciones estructurales suficientes para materializar la prestación del servicio mediante mecanismos

competitivos. Se concluye que la prestación del Servicio Complementario de PRS debe implementarse mediante Instrucción Directa sobre las instalaciones identificadas en el Estudio de Plan de Recuperación de Servicio. Sin perjuicio de ello, en caso de requerirse nueva infraestructura para la provisión del servicio en determinadas zonas, podría evaluarse la implementación de mecanismos competitivos para su incorporación, siempre que existan múltiples potenciales oferentes para prestar el servicio requerido.

## 6.8 RESUMEN MECANISMOS DE MATERIALIZACIÓN SSCC AÑO 2027

En resumen y considerando la mejor información disponible para definir eventuales requerimientos para los Servicios Complementarios contenidos en el presente Informe, se estiman las condiciones estructurales de competencia presentadas en la Tabla 6-4:

**Tabla 6-4:** Resumen mecanismos materialización SSCC

| Subcategoría Servicios | Condiciones Estructurales de Competencia | Mecanismo |
|---|---|---|
| CPF + | SÍ | Subasta |
| CPF - | SÍ | Subasta |
| CSF + | SÍ | Subasta |
| CSF - | SÍ | Subasta |
| CTF + | SÍ | Subasta |
| CTF - | SÍ | Subasta |
| CT – Mantenimiento de Tensión en barra | NO | Instrucción Directa |
| CT – Potencia de cortocircuito / fortaleza de red – recursos permanentes adicionales | SÍ | Licitación |
| EDAC Subfrecuencia | NO | Instrucción Directa |
| EDAC Contingencia Específica | NO | Instrucción Directa |
| DMC | NO | Instrucción Directa |
| EDAG/ERAG por Contingencia Específica | NO | Instrucción Directa |
| PDCE | NO | Instrucción Directa |
| PDCC | NO | Instrucción Directa |
| PA | NO | Instrucción Directa |
| AR | NO | Instrucción Directa |
| EV | NO | Instrucción Directa |

Mientras no se encuentren disponibles los recursos permanentes requeridos para la provisión de potencia de cortocircuito y fortaleza de red, el Coordinador podrá adoptar las medidas operacionales necesarias utilizando los recursos técnicos actualmente disponibles, de acuerdo con las condiciones de operación del SEN.

# 7 INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En la presente sección se identificarán los recursos técnicos para la prestación de los distintos SSCC, así como las capacidades de cada instalación y la metodología utilizada para cuantificar dichos recursos.

## 7.1 CONTROL DE FRECUENCIA

### 7.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

Los aportes representativos de las unidades generadoras serán estimados en función de los modelos dinámicos que dispone el Coordinador, los cuales han sido entregados y aprobados en los periodos de entrada en operación de las unidades y actualizados por las empresas en forma posterior a la ejecución de trabajos relevantes sobre las unidades.

En el caso de instalaciones cuyo proceso de Verificación de CPF haya finalizado, se utilizará el aporte determinado por el Coordinador mediante la emisión del Documento (carta) de Verificación que se menciona en el Artículo 4-16 de la NTSSCC. No obstante, si se presentan diferencias entre el comportamiento observado en el proceso de verificación y el modelo dinámico homologado, el Coordinador revisará las diferencias y de ser necesario, solicitará una actualización del modelo.

**I. Reserva para CPF en Estado Normal:**

Se desarrolla un banco de pruebas con las unidades de generación que pueden participar en la prestación del SC, transformadores elevadores asociados y una barra de potencia infinita, en el cual se analizará la respuesta ante desviaciones de frecuencia asociados a fluctuaciones instantáneas (±0,2 [Hz]).

Para cada unidad estudiada se evalúa el comportamiento de la potencia máxima de aporte, en base a la simulación de la respuesta de su modelo dinámico homologado, tomando como testigo el valor de potencia entregado a los 10 [s] y el aporte que puede sostener la instalación por un tiempo de 5 [min], lo anterior en concordancia con la definición del servicio complementario. En el caso de que el proceso de verificación de CPF se encuentre cerrado, se considerará el aporte efectivo que la instalación pudo entregar a los 10 [s] y que pudo sostener por 5 minutos, con su estatismo normal de operación y una banda muerta de +/- 25 [mHz].

Finalmente, se reconocerá como reserva efectiva aportada por la unidad a los 10 segundos, según los requerimientos sistémicos.

$$RPF_{normal} = P_{10s}$$

Donde,

$RPF_{normal}$: Reserva primaria para control de frecuencia en Estado Normal.

$P_{10s}$: Potencia entregada en t=10 [s] post contingencia.

**II. Reserva para CPF Contingencia:**

Se desarrolla un banco de pruebas con las unidades de generación que pueden participar en la prestación del SC, transformadores elevadores asociados y una barra de potencia infinita, en el cual se analizará la respuesta ante desviaciones de frecuencia asociados a contingencias (±0,7 [Hz]) con un gradiente máximo de 2 [Hz/s] (valor que un parque o unidad debe ser capaz de soportar sin desconectarse según artículo 3-11 de la NTSyCS).

Para cada unidad estudiada se evalúa el comportamiento de la potencia máxima de aporte, en base a la simulación de la respuesta de su modelo dinámico homologado, tomando como testigo el valor de potencia entregado a los 10 [s] y el aporte que puede sostener la instalación por un tiempo de 5 [min], lo anterior en concordancia con la definición del servicio. En el caso de que el proceso de verificación de CPF se encuentre cerrado, se considerará el aporte efectivo que la instalación pudo entregar a los 10 [s] y que pudo sostener por 5 minutos, con su estatismo normal de operación y una banda muerta de +/- 25 [mHz].

Finalmente, se reconocerán como reservas efectivas aportada por la unidad a ambos valores, según los requerimientos sistémicos.

$$\left\{RPF^{10\,s}{}_{contingencia}, RPF^{5\,min}{}_{contingencia}\right\} = \left\{P_{10s}\,, \frac{E_t}{300}\right\}$$

Donde,

$RPF^{10\,s}{}_{contingencia}$: Reserva primaria para control de frecuencia ante contingencias para 10 [s].

$RPF^{5\,min}{}_{contingencia}$: Reserva primaria para control de frecuencia ante contingencias para 5 [min].

$P_{10s}$: Potencia entregada en t=10 [s] post contingencia.

$E_t$: Energía aportada por la unidad en 5 [min].

Finalmente, con el fin de preservar un adecuado aporte de las unidades al CPF, se considerará un nivel de despacho máximo y mínimo para las unidades acorde a una asignación eficiente en función de las características técnicas de cada instalación.

En el caso de que el proceso de verificación de CPF se encuentre cerrado, se considerará el aporte efectivo que la instalación pudo entregar a los 10 [s] y que pudo sostener por 5 minutos, con su estatismo normal de operación y una banda muerta de +/- 25 [mHz].

### III. Unidades Participantes en CPF:

En el ANEXO C se encuentra el listado de todas las unidades que participarán del CPF, junto con los aportes considerados. En este listado se incluyen todas las unidades en operación que deberán someterse al Proceso de Verificación de sus atributos técnicos.

En el ANEXO G se encuentran los proyectos en proceso de conexión y que deberán verificarse para la prestación del SC de CPF. En este caso, siendo un requisito para obtener su entrada en operación.

## 7.1.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

El servicio de CSF será prestado mediante un AGC y las reservas comprometidas calculadas en base a la tasa de toma/bajada de carga, el retardo del tiempo de respuesta de las unidades y la potencia que puede aportar una unidad en 5 minutos y sostenerla por 15 minutos.

$$Reserva\ CSF_i^{+} = \min\left\{Rampa_i^{+}\left[{}^{MW}/_{min}\right] \cdot (5 - Tr)\ [min], Pd_i^{max}[MW] - Pd_i\ [MW]\right\}$$

$$Reserva\ CSF_i^{-} = \min\left\{Rampa_i^{-}\left[{}^{MW}/_{min}\right] \cdot (5 - Tr)\ [min], Pd_i\ [MW] - Pd_i^{\min}[MW]\right\}$$

Donde,

$Reserva\ \ CSF_i^{+}$: Reserva para control secundario por subfrecuencia de la unidad i.

$Reserva\ \ CSF_i^{-}$: Reserva para control secundario por sobrefrecuencia de la unidad i.

$Rampa_i^+$ : Tasa de toma de carga de la unidad i.

$Rampa_i^-$ : Tasa de bajada de carga de la unidad i.

$Tr$: Tiempo de retardo en la respuesta de la unidad.

$Pd_i^{max}$: Potencia neta máxima de despacho de la unidad i

$Pd_i^{min}$: Potencia neta mínima de despacho de la unidad i

$Pd_i$ : Potencia neta de despacho de la unidad i.

En el caso de unidades a carbón, existen restricciones adicionales a la reserva que pueden entregar en función de la cantidad de pulverizadores que se encuentren en servicio.

En el ANEXO C se encuentra el listado de todas las unidades que participarán del CSF, junto con las respectivas reservas de las unidades que ya se encuentran sintonizadas en el AGC. En este listado se incluyen todas las unidades en operación que deberán someterse al Proceso de Verificación de sus atributos técnicos.

En el ANEXO G se encuentran los proyectos en proceso de conexión y que deberán verificarse para la prestación del SC de CSF. En este caso, siendo un requisito para obtener su entrada en operación.

### 7.1.3 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

En el caso del control terciario, se considerarán las reservas que pueden entregar las unidades que se encuentren en servicio (CTF giro) en un tiempo de 15 minutos, de acuerdo con su tasa de toma/bajada de carga informada, considerando que la activación del servicio no debe superar los 5 [min] desde que el Coordinador entrega la instrucción. En el caso de las unidades que se encuentran fuera de servicio (CTF frío), se considerará el valor que puedan alcanzar las unidades en 15 minutos desde que el Coordinador le da la orden de partida, siempre y cuando haya sincronizado en un tiempo no superior a 5 [min] y en el periodo de 15 [min] se encuentre en un nivel de generación igual o superior a su mínimo técnico.

En el caso de Clientes Libres, se considerarán aquellos que puedan entregar el monto total comprometido en un tiempo no superior a los 15 [min] desde la instrucción inicial. Adicionalmente, debe cumplir con los requisitos mínimos planteados en el punto 4.1.4 del presente informe.

De acuerdo con lo anterior, se pueden definir dos subcategorías para esta reserva, siendo estas:

$$Reserva\ \ CTF_i^+ = Reserva\ Giro\ CTF_i^+\ o\ Reserva\ Fria\ \ CTF_i^+$$

$$Reserva\ \ CTF_i^- = Reserva\ Giro\ CTF_i^-$$

#### I. Reserva en giro para CTF:

Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de las unidades participante del CTF son capaces de entregar en 15 minutos, considerando que el servicio debe ser activado en a lo más 5 minutos después de que el Coordinador emana una instrucción, y sostener durante 1 hora.

$$Reserva\ Giro\ CTF_i^+ = \min\left\{Rampa_i^+\left[{}^{MW}/_{min}\right] \cdot 10\ [min], Pd_i^{max}[MW] - Pd_i\ [MW]\right\}$$

$$Reserva\ Giro\ CTF_i^- = \min\left\{Rampa_i^-\left[{}^{MW}/_{min}\right] \cdot 10\ [min], Pd_i\ [MW] - Pd_i^{min}[MW]\right\}$$

Donde,

$Reserva\ Giro\ CTF_i^+$: Reserva en giro para control terciario por subfrecuencia de la unidad i.

$Reserva\ \ Giro\ CTF_i^-$: Reserva en giro para control terciario por sobrefrecuencia de la unidad i.

$Rampa_i^+$ : Tasa de toma de carga de la unidad i.

$Rampa_i^-$ : Tasa de bajada de carga de la unidad i.

$Pd_i^{max}$: Potencia neta máxima de despacho de la unidad i, en el caso que la unidad se encuentre participando en el SC de CTF.

$Pd_i^{min}$: Potencia neta mínima de despacho de la unidad i, en el caso que la unidad se encuentre participando en el SC de CTF.

$Pd_i$ : Potencia neta de despacho de la unidad i.

Para el caso de los Clientes Libres, la Reserva para CTF+ y CTF- a considerar considerará la demanda que es posible variar entre el tiempo de inicio de activación (5[min]) y el tiempo total de activación (15 [min]), considerando la tasa de variación equivalente que se verifique.

**II. Reserva fría para CTF:**

Potencia de las unidades participantes del CTF+ que se encuentran fuera de servicio sean capaces de entregar en 15 minutos y sostener durante 1 hora. Las unidades deben sincronizar en menos de 5 minutos y alcanzar al menos su mínimo técnico en un tiempo de 15 minutos desde que recibe la instrucción.

$$Reserva\ Fria\ \ CTF_i^+ = \min\left\{Rampa_i^+\left[{}^{MW}/_{min}\right] \cdot \min\left\{10\ [min], \left(15\ [min] - T_i^{MT}[min]\right)\right\} + Pdneta_i^{MT};\ Pdneta_i^{max}[MW]\right\}$$

Donde,

$Reserva\ Fria\ \ CTF_i^+$: Reserva fría para control terciario por subfrecuencia de la unidad i.

$Rampa_i^+$ : Tasa de toma de carga de la unidad i.

$Pdneta_i^{max}$: Potencia neta máxima de despacho de la unidad i.

$Pdneta_i^{MT}$: Potencia neta mínima técnica de despacho de la unidad i.

$T_i^{MT}$ : Tiempo entre la orden de partida y la llegada al estado de mínimo técnico de la unidad i.

**III. Unidades Participantes en CTF:**

En el ANEXO C se encuentra el listado de todas las unidades que participarán del CTF, junto con las respectivas reservas consideradas. En este listado se incluyen todas las unidades en operación que deberán someterse al Proceso de Verificación de sus atributos técnicos.

En el ANEXO G se encuentran los proyectos en proceso de conexión y que deberán verificarse para la prestación del SC de CTF. En este caso, siendo un requisito para obtener su entrada en operación.

## 7.2 CONTROL DE TENSIÓN

Dentro del SC de Control de Tensión, se distinguen diversas instalaciones que pueden participar de esta categoría. Para el periodo que esté vigente el presente informe se identifican las siguientes clases de equipos prestadores del servicio:

- Unidades sincrónicas (control de régimen permanente y dinámico).
- Equipos de compensación de potencia reactiva:
  - Dinámicos: CER, STATCOM, SVC, etc.
  - Estáticos: Capacitores y reactores.
- Instalaciones basadas en convertidores (IBR):
  - Control de régimen permanente de potencia reactiva.
  - Control dinámico de potencia reactiva: El estándar establece que el tiempo de crecimiento del control debería ser menor que 2,5 [s] y el tiempo de establecimiento del control deberá ser menor que 3,5 [s] para el menor valor de SCR admisible.

Para efectos de la determinación efectuada en la sección 5.2, los recursos asociados al Control de Tensión se distinguen según su condición de disponibilidad en: (i) recursos actualmente disponibles; (ii) recursos técnicos comprometidos; y (iii) recursos futuros cuyo aporte se encuentra sujeto a su materialización efectiva y verificación.

### 7.2.1 Recursos actualmente disponibles

En el caso de las unidades sincrónicas, su capacidad de inyección/absorción de reactivos se determina en el Proceso de Verificación. En aquellos casos en que la unidad se encuentra en proceso de verificación y habilitadas para la prestación de SC, su aporte de reactivos se determinó utilizando la curva PQ disponible en la plataforma de información técnica y/o en base a los modelos homologados.

Por otra parte, en el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento, se considerará como recurso disponible para Control de Tensión, el determinado en el proceso de verificación para los parques verificados. En el caso que la unidad se encuentre en proceso de verificación y habilitadas para la prestación del SC, sus recursos disponibles serán los determinados a partir del modelo homologado y/o la curva PQ definida en el artículo 3-9 de la NTSyCS, considerando un control de tipo estático (inyección/absorción de reactivos) o dinámico de acuerdo con lo requerido en la operación de tiempo real y acorde a lo definido en el artículo 3-13.

En el ANEXO D se encuentra el listado de todas las unidades que participan del CT, junto con la reserva disponible para inyección y absorción de reactivos. En este listado se incluyen todas las unidades en operación que son instruidas, las que deberán someterse al Proceso de Verificación de sus atributos técnicos.

Para efectos del requerimiento de fortaleza de red identificado en la sección 5.2, se consideran asimismo como recursos actualmente disponibles aquellas instalaciones en operación que aportan efectivamente potencia de cortocircuito y fortaleza de tensión. El aporte de dichos recursos dependerá de las instalaciones que se encuentren efectivamente en servicio y de las condiciones de despacho y topología del SEN.

De acuerdo con los análisis señalados en la sección 5.2, los recursos sincrónicos actualmente disponibles permiten cubrir operacionalmente el requerimiento mediante las medidas de despacho que resulten necesarias. En consecuencia, dichos recursos constituyen una alternativa operacional para preservar la seguridad del sistema eléctrico mientras no se encuentren disponibles los recursos

permanentes adicionales, sin perjuicio de los mayores costos de operación que dichas medidas puedan producir.

### 7.2.2 Recursos técnicos comprometidos

Por otra parte, se consideran recursos técnicos comprometidos aquellos adjudicados el 31 de mayo de 2024 para la prestación del SC de CT[54], cuya entrada en operación se encuentra prevista conforme a la calendarización indicada en el presente Informe. Estos recursos no se consideran actualmente disponibles mientras no se produzca su entrada en operación y se cumplan las exigencias de verificación que correspondan. Su detalle se presenta en la Tabla 7-1:

**Tabla 7-1**: Ofertas adjudicadas en la Licitación del SC de Control de Tensión

| Proponente | Código Proyecto | Tipo de Proyecto | Barra de Conexión | Potencia COCI en su barra de conexión [MVA] | Inercia Referencial [MVAs] |
|---|---|---|---|---|---|
| Consorcio Alupar | SE1 | Nuevo Condensador | Ana María 220kV | 1.851,0 | 1.800 |
| Consorcio Alupar | SE4 | Nuevo Condensador | Illapa 220kV | 1.493,0 | 1.350 |
| Engie Energía Chile S.A. | ID_05 | Reconversión de unidades | Central Tocopilla 220kV | 355,7 | 741 |
| Transelec Holdings Rentas Ltda. | SE1 | Nuevo Condensador | Ana María 220kV | 1.993,4 | 920 |
| Transelec Holdings Rentas Ltda. | SE3 | Nuevo Condensador | Likanantai 220kV | 1.993,4 | 920 |

### 7.2.3 Recursos futuros sujetos a materialización y verificación

En el ANEXO G se encuentran los proyectos en proceso de conexión y que deberán verificarse para la prestación del SC de CT. En este caso, siendo un requisito para obtener su entrada en operación.

Entre dichos proyectos podrán existir instalaciones basadas en convertidores con capacidad GFM capaces de contribuir a la fortaleza de red. Sin embargo, mientras su entrada en operación y su desempeño efectivo no hayan sido materializados y, cuando corresponda, verificados, estos recursos no se considerarán como recursos actualmente disponibles para satisfacer el requerimiento determinado en la sección 5.2.

Sin perjuicio de lo anterior, dichos proyectos serán considerados en los escenarios y análisis de sensibilidad del requerimiento, atendida su potencial contribución a reducir la necesidad de recursos adicionales de fortaleza de red.

La clasificación anterior permitirá actualizar la evaluación de suficiencia a medida que los recursos comprometidos o futuros entren efectivamente en operación y se tengan disponibles los resultados de los Estudios de Robustez y Fortaleza de Red.

[54] El Acta de Adjudicación se encuentra disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/05/22_SSCC-CT_Acta-de-Evaluacion-y-Adjudicacion-de-Ofertas-Economicas_Rev0.pdf

## 7.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

### 7.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

#### 7.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

Los recursos necesarios para proveer el SC de EDAC por Subfrecuencia en las zonas Norte Grande, Atacama y Concepción, acorde al esquema especificado en el punto 5.3.1.1, fueron licitados por el Coordinador durante el primer semestre 2021. En las otras zonas que no se determinaron condiciones de competencia, dicho SC se materializará a través de Instrucción Directa.

El 24 de agosto de 2021 se llevó a cabo el proceso de apertura de las ofertas, el cual concluyó con la declaración desierta del proceso al no haber recibido ofertas[55], por lo que su prestación seguirá materializándose a través de instrucción directa.

Mientras se realizan instrucciones directas y el nuevo esquema se encuentre operativo, se considerarán como prestadores de este SC, las instalaciones que actualmente tienen habilitado el EDAC por Subfrecuencia.

En el ANEXO E se identifican los Coordinados y alimentadores que actualmente se encuentran asociados a este servicio junto con la carga participante en cada escalón del esquema.

#### 7.3.1.2 EDAC por Contingencia Específica

Los esquemas que serán considerados para la prestación de este servicio se detallan a continuación:

**a) EDAC asociado a la contingencia específica de Línea 66 kV San Javier – Constitución**

El Coordinado CGE S.A. implementó un EDAC por baja frecuencia y otras variables específicas (aprobado previamente por el Coordinador), que permite la formación de una isla en S/E Constitución (de CGE), ante la desconexión de la línea de 66 kV San Javier – Constitución (de Transelec) o si se detecta el aislamiento de la S/E Constitución con otras SS/EE aledañas producto de una falla en otras instalaciones más lejanas que esa línea de 66 kV. Este automatismo se encuentra operativo.

La lógica de operación del esquema permite 2 modos de operación:

- Modo SEN – Centro Sur que es el modo normal de operación cuando la S/E Constitución se encuentra conectada al SEN.
- Modo ISLA que es el modo de emergencia cuando la S/E Constitución, junto con los clientes conectados a su barra, quedan operando de manera aislada del SEN.

Los modos de operación evalúan si el paño B1 de S/E Constitución inyecta o retira potencia activa desde la barra. Todos ellos tienen programada una potencia mínima equivalente a 0,5 [MW].

Los modos de operación son los siguientes:

**I. Modo SEN – Centro Sur (MS)**

El modo operación SEN – Centro Sur se habilita cuando el interruptor 52B1 en S/E Constitución se encuentra cerrado, lo que implica que dicha subestación esté conectada al SEN mediante la línea 66

[55] Esto fue comunicado mediante carta DE 04238-21 del 26 de agosto de 2021, disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/licitacion-edac/2021-licitacion-edac/

kV Constitución - San Javier. Los escalones de frecuencia que rigen para este modo de operación se muestran en la Tabla 7-2.

**Tabla 7-2** Modo de operación SEN – Centro Sur (MS)

| Condición 52B1 Cerrado | Etapas EDAC | | Ajustes Frecuencia | |
|---|---|---|---|---|
| | Alimentador | Interruptor | Umbral [Hz] | Gradiente [Hz/s] |
| **Escalón 1** | Purapel | 52E1 | 49,0 | 0,6 |
| **Escalón 3** | Santa María/ Pangalillo | 52E3/52E6 | 48,8 | 0,6 |

Este esquema se activa por detección de apertura del interruptor 52B1 de S/E Constitución. Si se abre en otro punto, por ejemplo, solo en San Javier, el esquema queda en Modo SEN.

### II. Modo de operación en ISLA

El modo de operación en ISLA se habilita cuando el interruptor 52B1 en S/E Constitución se encuentra abierto, lo que implica que dicha subestación no esté conectada al SEN. En este modo de operación, el controlador envía una señal (mediante canal de tele protección) a la Central CELCO (de Arauco Bioenergía) para que cambie su control de frecuencia de modo esclavo a maestro. Para este modo de operación (en isla), se tienen cuatro (4) escalones de frecuencia como se indican en la Tabla 7-3. Para la condición Modo ISLA, se deberán coordinar los valores de baja frecuencia definidos en los alimentadores de 23 kV de S/E Constitución, con los valores de baja frecuencia definidos en los generadores de Celco y Viñales, de modo que sean menores a los especificados en S/E Constitución.

**Tabla 7-3** Modo de operación en ISLA

| Escalón | Etapas EDAC | | | Ajustes Frecuencia |
|---|---|---|---|---|
| | Alimentador | Interruptor | Umbral [Hz] | Gradiente [Hz/s] |
| **Escalón 1** | Purapel | 52E1 | 48.6 | N/A |
| **Escalón 2** | Santa María/ Pangalillo | 52E3/52E6 | 48.5 | N/A |
| **Escalón 3** | Falucho (Ex-O'Higgins) | 52E4 | 48.3 | N/A |
| **Escalón 4** | Energía Verde | 52ET2 | 49.0 | -2,7 |

### b) Sistema de Desconexión Automático de Carga (SDAC) Contingencia Específica en el Sistema de Sociedad Transmisora Metropolitana (STM)

El Sistema de Desconexión Automático de Carga (SDAC) tiene como propósito evitar la propagación de contingencias ante eventos de fallas específicos que provoquen la sobrecarga de uno o más transformadores de 220/110 kV que alimentan el sistema de 110 kV de ENEL Distribución. Para ello, supervisa variables como tensión, corriente y estado de interruptores en las SSEE asociadas al sistema de STM, donde identifica los eventos de falla y detecta las sobrecargas cuando superen los umbrales predefinidos en los transformadores y líneas específicas. Cuando la detección es simultánea entre un evento de falla y una o más sobrecargas, el SDAC ejecuta la desconexión automática de cargas del sistema de distribución de ENEL mediante 7 escalones predefinidos a desconectar, aplicados cada 8 segundos, según se detalla en Tabla 7-4.

Para cada contingencia se desprende una secuencia predefinida de escalones, según se detalle en la Tabla 7-4. A su vez, los 7 escalones, están compuesto por un grupo de transformadores de SS/EE primarias de distribución que alimentan cargas de distribución, según se detalla en la Tabla 7-5.

El avance en la secuencialidad del desprendimiento de escalones proseguirá hasta que el sistema haya logrado la condición de alivio.

**Tabla 7-4:** Secuencia de desprendimiento de escalones por contingencia en función del Banco de Autotransformadores 220/110 kV fallado

| Secuencia de Escalones a Desprender | Los Almendros | El Salto 1 | El Salto 2 | Cerro Navia Hyundai | Cerro Navia Hyosung | Cerro Navia ABB | Chena 1 | Chena 2 | Buin | Alto Jahuel |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **1°** | 6 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 3 | 4 | 4 | 7 |
| **2°** | 1 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 7 | 7 | 7 | 6 |
| **3°** | 7 | 6 | 6 | 4 | 4 | 4 | 1 | 1 | 3 | 5 |
| **4°** | 5 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 5 | 4 |
| **5°** | 2 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 4 | 3 | 6 | 1 |
| **6°** | 4 | 4 | 4 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 2 | 3 |
| **7°** | 3 | 5 | 5 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 1 | 2 |

Las secuencias de actuación de la Tabla 7-4, corresponde a la definida para el período de invierno 2026 (programada para comenzar el 29 de mayo) y está sujeta a evaluación anual, por lo que puede presentar variaciones para el año 2027.

**Tabla 7-5:** Transformadores que componen cada escalón participante del SDAC

| Escalón | Transformadores de SS/EE primarias de distribución | | | |
|---|---|---|---|---|
| **1** | Apoquindo T2 | Vitacura T3 | Vitacura T4 | |
| **2** | Chacabuco T1 | Lo Boza T4 | Quilicura T2 | Quilicura T4 |
| **3** | San José T1 | San José T2 | Pajaritos T1 | Pajaritos T2 |
| **4** | Panamericana T1 | Panamericana T2 | San Bernardo T1 | San Bernardo T3 |
| **5** | Santa Raquel T1 | Santa Raquel T2 | Santa Rosa T1 | Santa Rosa T2 |
| **6** | La Reina T2 | La Reina T4 | Andes T1 | Andes T2 |
| **7** | Santa Elena T2 | San Joaquín T4 | Macul T3 | Macul T4 |

### c) EDAC asociado a los Planes de Defensa contra Contingencias Críticas

Actualmente en el SEN se encuentra implementado un PDCC que contempla las siguientes fases:

i. Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.

ii. Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

En el marco de la implementación de las Fases 1 y 3, se identifica que para controlar los desbalances importantes de carga/generación que produzcan altas tasas de caída de frecuencia (menores a -0,9 [Hz/s]), se dispone de un Esquema de Desconexión Automático de Carga por Contingencia Crítica de acción rápida, que actúa en base a relés de tasa de caída de frecuencia ($\Delta f/\Delta t$), cuya acción es complementada por los EDAC por Subfrecuencia disponibles en el sistema. Con la acción de este esquema se busca frenar las abruptas caídas de frecuencia para evitar la desconexión descontrolada

de generación y juntamente con el aporte del EDAC por Subfrecuencia y la reserva primaria, compensar el déficit de potencia (generación) y así evitar el colapso del subsistema por Subfrecuencia.

En la Tabla 7-6 se presentan las cargas actualmente comprometidas para participar en el esquema. Los tiempos de operación son los establecidos en la NTSyCS.

**Tabla 7-6** Recursos existentes en EDAC por Contingencia Crítica, SEN – Centro Sur

| Coordinado | Carga comprometida [MW] | Ajustes Frecuencia | |
|---|---|---|---|
| | | Umbral [Hz] | Gradiente [Hz/s] |
| Angloamerican (División El Soldado) | 6,8 | 49,5 | -1,9 |
| Angloamerican (División Los Bronces) | 381 | 49,5 | -1,2 |
| Cementos Melón | 2,4 | 49,5 | -1,9 |
| Cementos Polpaico | 10,0 | 49,5 | -1,9 |
| CMPC Cartulinas (Procart) | 12,0 | 49,5 | -1,9 |
| CMPC Papeles Cordillera (Puente Alto) | 7,6 | 49,5 | -1,9 |
| Codelco (División Andina) | 18,0 | 49,5 | -1,2 |
| Codelco (División El Teniente) | 50,0 | 49,5 | -1,9 |
| Codelco (División Ventanas) | 9,5 | 49,5 | -1,9 |
| Cristalerías Chile | 2,2 | 49,5 | -1,9 |
| Minera Los Pelambres (Piuquenes) | 28,5 | 49,5 | -1,9 |
| Minera Valle Central | 2,4 | 49,5 | -0,9 |
| | 5,4 | 49,5 | -1,2 |
| Grupo CGE | 71,0 | 49,5 | -0,9/-1,9 |
| Enel Distribución | 345 | 49,5 | -0,9/-1,2/-1,9 |
| Chilquinta | 53,7 | 49,5 | -0,9/-1,2/-1,9 |
| E. E. Puente Alto | 6,4 | 49,5 | -0,9/-1,2/-1,9 |
| El Litoral | 2,55 | 49,5 | -0,9/-1,2/-1,9 |
| **TOTAL** | **671,55** | | |

Este recurso de control de contingencias, orientado a evitar el apagón parcial y total del SEN, permite también mitigar las contingencias de severidad 6 para las cuales fue diseñado el PDCE de la Zona Norte, cuando las transferencias por el sistema de 2x500 kV, al norte de S/E Polpaico, son en sentido norte-sur.

En el caso de que aguas abajo del interruptor donde está instalado el relé perteneciente al esquema se hayan conectado centrales PMGD, PMG u otro tipo de centrales generadoras, es responsabilidad del Coordinado proponer medidas para compensar ese detrimento, especialmente si esta generación provoca flujo inverso en ciertos horarios. Para compensar el desbalance que provoca la generación aguas abajo, se debe cambiar el paño donde está implementado el esquema, incorporar otros paños al esquema o implementar un esquema dinámico. El diseño de esta adecuación debe considerar que el esquema original fue instruido para que se cumpliera con la desconexión de un porcentaje del 21.9% de las cargas entre Los Vilos y Ancoa, con el objetivo de asegurar en todo momento la desconexión de los montos mínimos requeridos definidos cuando se implementó este esquema. Cabe señalar que, de acuerdo con análisis preliminares derivados del evento del 25 de febrero, hay unos 280 MW aprox. de generación conectados aguas abajo de los relés asociados al EDAC por Contingencia Crítica del Centro Sur.

### d) EDAC asociado a los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas

El PDCE de la Zona Norte del SEN incluye un esquema EDAC como uno de los recursos que serán utilizados ante su activación acorde con lo indicado en la sección 7.3.1.1.

En la Tabla 7-7 se presenta el esquema específico, el cual comenzó a ser implementado durante el segundo semestre de 2021[56]. Adicionalmente, para el correcto control de estas contingencias, se requieren los montos definidos en la sección 7.3.1.1.

**Tabla 7-7** EDAC PDCE Zona Norte propuesto

| Escalón CEx | Tasa de Caída de Frecuencia [Hz/s] | Supervisión de Frecuencia [Hz] | Coordinado | Subestación[57] | EDAC Adicional[58] [MW] |
|---|---|---|---|---|---|
| I | -0,9 | 49,5 | Minera Escondida Ltda. | Domeyko 1 (Laguna Seca) | 91 |
| | | | Corporación Nacional del Cobre | MMH | 62 |
| | | | Minera Spence S.A. | Spence | 16 |
| | | | Sociedad Contractual Minera El Abra | El Abra | 16 |
| | | | Minera Centinela | Esperanza | 29 |
| | | | Minera Antucoya | Minera Antucoya | 5 |
| | | | Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM | Collahuasi (Barra 1) | 19 |
| | | | Sierra Gorda SCM | Sierra Gorda | 14 |
| | | | Sociedad Química y Minera de Chile S.A. | El Loa | 9 |
| | | | Compañía Minera Zaldívar SpA | | 9 |
| | | | Compañía General de Electricidad S.A. | | 23 |
| II | -1,8 | 49,5 | Minera Escondida Ltda. | OGP1 | 69 |
| | | | Corporación Nacional del Cobre | Chuquicamata km-6 | 33 |
| | | | | 10A | 13 |
| | | | Minera Spence S.A. | | 6 |
| | | | Sociedad Contractual Minera El Abra | | 6 |
| | | | Minera Centinela | | 11 |
| | | | Minera Antucoya | Minera Antucoya | 7 |
| | | | Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM | Collahuasi (Barra 1) | 29 |
| | | | Sierra Gorda SCM | Sierra Gorda | 22 |
| | | | Sociedad Química y Minera de Chile S.A. | El Loa | 14 |
| | | | Compañía Minera Zaldívar SpA | Zaldívar | 6 |

[56] Comunicado mediante carta DE01419-21.
[57] Las subestaciones especificas deberán ser propuestas por los Coordinados y se incluirán una vez que el esquema se encuentre implementado.
[58] Esta carga a la fecha de emisión de carta DE01419-21 no está vinculada a ningún EDAC existente. El Coordinado puede seleccionar la carga adicional a desprender desde los consumos que estime conveniente. Se requiere que el monto de carga a desprender [MW] indicado en esta columna esté disponible en todo momento.

| Escalón CEx | Tasa de Caída de Frecuencia [Hz/s] | Supervisión de Frecuencia [Hz] | Coordinado | Subestación[57] | EDAC Adicional[58] [MW] |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Compañía General de Electricidad S.A. | | 16 |
| III | -2,2 | 49,5 | Minera Escondida Ltda. | Domeyko 2 (Óxidos) | 50 |
| | | | Corporación Nacional del Cobre | Gaby | 29 |
| | | | Minera Spence S.A. | | 3 |
| | | | Sociedad Contractual Minera El Abra | | 3 |
| | | | Minera Centinela | | 5 |
| | | | Minera Antucoya | | 2 |
| | | | Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM | | 6 |
| | | | Sierra Gorda SCM | Sierra Gorda | 4 |
| | | | Sociedad Química y Minera de Chile S.A. | | 3 |
| | | | Compañía Minera Zaldívar SpA | Zaldívar | 11 |
| | | | Compañía General de Electricidad S.A. | | 7 |
| **Total** | | | | | **648** |

#### 7.3.1.3 Desconexión Manual de Carga (DMC)

Para la prestación de este servicio, se considera que todas las cargas del sistema se encuentran a disposición del CDC para hacer uso de ellas, ante eventuales situaciones que pongan en riesgo la seguridad del sistema.

### 7.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

#### 7.3.2.1 EDAG por Contingencia Específica

Los EDAG considerados en este caso se encuentran asociados a los PDCC actualmente implementados en el sistema, además de un esquema que está siendo implementado con el PDCE de la Zona Norte. A continuación, se detalla individualmente cada esquema.

**a) Automatismo transitorio de EDAG del PDCE Zona Norte (EDAG Fase 0).**

Este automatismo transitorio ha sido propuesto para mejorar la resiliencia del SEN frente a contingencias que separen el sistema eléctrico en dos islas, como son las fallas de severidad 6 en el corredor de 500 kV entre Los Changos y Lo Aguirre.

Corresponde a un EDAG en la zona Norte Grande que se instruyó para que opere mientras se completa la implementación definitiva del EDAG por Contingencia Específica asociado al PDCE de la Zona Norte.

Este automatismo fue instruido a un grupo de generadores y considera la utilización de una protección de sobrefrecuencia, tal como se muestra en la Tabla 7-8.

**Tabla 7-8** EDAG Fase 0

| Escalón | Ajuste | Unidad o central | Potencia [MW] | Potencia Escalón [MW] |
|---|---|---|---|---|
| III | 51,5 [Hz] | PFV Lalackama I | 55 | 1089,4 |
| | | PFV Lalackama II | 16,5 | |
| | | PFV Jama U1 y U2 | 54,6 | |
| | | PFV Andes Solar | 19,8 | |
| | | PFV Andes Solar II-A | 86,8 | |
| | | PE Taltal | 99 | |
| | | PFV Maria Elena | 68 | |
| | | PE Cerro Tigre | 184,8 | |
| | | PE Tchamma | 175 | |
| | | PFV Uribe Solar | 52,8 | |
| | | PE Llanos del Viento | 160 | |
| | | PFV La Cruz Solar | 52,8 | |
| | | PFV Azabache | 64,3 | |
| IV | 51,6 [Hz] | PFV Usya | 55,9 | 906,7 |
| | | PFV Nuevo Quillagua | 96,5 | |
| | | PFV Coya | 199,4 | |
| | | PFV Huatacondo | 89,5 | |
| | | PFV Andes Solar II-B | 141 | |
| | | PFV Willka | 109,2 | |
| | | PFV Tamaya Solar | 115 | |
| | | PFV Cerro Dominador | 100,2 | |
| V | 51,8 [Hz] | PFV Pampa Tigre | 103,6 | 861,3 |
| | | PFV San Pedro | 86,8 | |
| | | PFV Santa Isabel | 170,2 | |
| | | PFV Bolero | 138,2 | |
| | | PFV Las Salinas | 184,5 | |
| | | PFV Valle del Sol | 178 | |
| VI | 0,9 [Hz/s] – 51 [Hz] | PFV Diego de Almagro | 32 | 1130,5 |
| | | PFV Pampa Solar Norte | 65,9 | |
| | | PFV Sol de los Andes | 82,3 | |
| | | PFV Conejo Solar | 104,2 | |
| | | PFV Diego de Almagro Sur | 211,6 | |
| | | PFV Malgarida | 204,3 | |
| | | PFV Guanchoi | 430,2 | |
| VII | 1,2 [Hz/s] – 51 [Hz] | PFV Domeyko | 207,2 | 764,3 |
| | | PFV Atacama Solar II | 174,2 | |
| | | PFV Sol del Desierto | 230,5 | |
| | | PFV Sol del Lila | 152,4 | |
| **TOTAL** | | | | **4.752,2** |

El EDAG Fase 0 se encuentra en servicio y se ha comenzado el retiro coordinado con la entrada en operación de las unidades generadoras correspondientes al EDAG del PDCE Zona Norte. Cabe señalar al respecto que, el EDAG Fase 0 se instruyó el año 2021 considerando centrales térmicas y

basadas en IBR, pero ha habido modificaciones por la incorporación de generación basada en IBR, según el ISSCC 2026 versión Junio 2025. Por lo tanto, lo que hoy se encuentra implementado y en servicio corresponde al EDAG Fase 0 diseñado e instruido el año 2025, donde se ha ido deshabilitando aquellos parques que ya se integraron al EDAG del PDCE Zona Norte.

Así, el automatismo EDAG Fase 0 se llevó a cabo mediante el ajuste de sus protecciones de sobrefrecuencia existentes. Debido a que este esquema convive, pero no interactúa directamente, con el EDAG del PDCE Zona Norte, la asignación de unidades se hizo a cada escalón a partir del III escalón. Luego, se asignaron las unidades de manera que se logre cumplir con el monto comprometido al menos durante el 66% del período de máxima generación solar (entre las 10:00 y las 16:00 horas), ya que son las horas de mayores transferencias por el sistema de 500 kV en el sentido norte-sur, considerando los registros de generación real al momento del Estudio PDCE-ZN 2025. Estos cálculos serán actualizados durante el próximo semestre incorporando registros operacionales recientes y la medición separada entre parque generador y BESS, a efectos de estimar con mayor precisión el monto efectivamente desconectable. Además de las unidades del Norte Grande, se han incorporado en los últimos escalones, centrales ubicadas en el Norte Chico al norte de la Subestación Illapa, debido a que dichas desconexiones serían necesarias únicamente en escenarios de máxima transferencia por el sistema de 500 kV, típicamente desde la Subestación Cardones hacia el sur. De acuerdo con el seguimiento de la implementación de los EDAG del PDCE Zona Norte y EDAG Fase 0, se aprecia que el monto actualmente disponible permite cubrir gran parte de dicho período.

Como el esquema es fijo, pero la generación va cambiando, existirán momentos en que los escalones serán deficitarios y otros en los que será excedentario. Sin embargo, de acuerdo con los registros, este esquema en conjunto con el esquema definitivo (sin considerar las unidades sincrónicas), quedan muy poca parte del tiempo excedentario.

Finalmente, en caso de que las centrales cuenten con sistemas de almacenamiento mediante equipos BESS, el o los relés utilizados deberán estar configurados para permitir la desconexión de la planta generadora y no se debe afectar la operación del sistema de almacenamiento, particularmente en el estado de carga.

**b) EDAG asociado a PDCC Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV**

Se cuenta con un EDAG en la S/E San Luis, que actúa con órdenes de desconexión secuencial de generación en las unidades de las centrales Nehuenco, San Isidro y Quintero. El detalle se encuentra en ANEXO E**.**

**c) EDAG asociado a PDCE Zona Norte:**

Este PDCE contempla la implementación de dos esquemas EDAG de acuerdo con lo indicado a continuación.

El automatismo asociado al EDAG por Contingencia Extrema en las unidades de la Zona Norte, deberá asignar de forma dinámica los escalones de desprendimiento para completar los montos de la Tabla 7-9.

**Tabla 7-9** Escalones y montos de desprendimiento asociados al EDAG del PDCE Zona Norte

| Escalón | Ajuste de frecuencia | Potencia Gen. Objetivo [MW] |
|---|---|---|
| **I** | 51,3 [Hz] | 250 |
| **II** | 51,4 [Hz] | 277 |
| **III** | 51,5 [Hz] | 250 |
| **IV** | 51,6 [Hz] | 340 |

| | | |
|---|---|---|
| **V** | 51,8 [Hz] | 375 |
| **VI** | 0,9 [Hz/s] – 51 [Hz] | 516 |
| **VII** | 1,2 [Hz/s] – 51 [Hz] | 517 |
| **Total [MW]** | | **2.525** |

Las unidades que forman parte del esquema EDAG del PDCE Zona Norte son las presentadas en la Tabla **7-10**.

**Tabla 7-10** Unidades que integran el EDAG del PDCE Zona Norte (asignación dinámica)

| Unidad o central | ID Central Infotécnica |
|---|---|
| TER ANGAMOS U1 (**) | 377 |
| TER ANGAMOS U2 (**) | 377 |
| TER KELAR | 404 |
| TER COCHRANE U1 (**) | 379 |
| TER COCHRANE U2 (**) | 379 |
| TER ANDINA (**) | 376 |
| TER HORNITOS (**) | 395 |
| TER MEJILLONES CTM3-TG | 386 |
| TER MEJILLONES CTM3-TV | 386 |
| TER IEM U1 | 488 |
| TER TOCOPILLA U16-TG-TV | 387 |
| CSP CERRO DOMINADOR | 649 |
| GEO CERRO PABELLON (U1 y U2) | 464 |
| PFV CERRO DOMINADOR | 490 |
| PFV FINIS TERRAE | 399 |
| PFV BOLERO | 456 |
| PFV HUATACONDO | 517 |
| PFV LA HUAYCA II U1, U2 y U3 | 403 |
| PFV MARIA ELENA | 394 |
| PFV GRANJA SOLAR | 639 |
| PFV POZO ALMONTE SOLAR II | 401 |
| PFV POZO ALMONTE SOLAR III | 402 |
| PE SIERRA GORDA ESTE | 454 |
| PFV JAMA U1 y U2 | 400 |
| PFV URIBE SOLAR | 455 |
| PE VALLE DE LOS VIENTOS | 406 |
| PE CALAMA | 1685 |
| PFV CAPRICORNIO | 1705 |
| PE CERRO TIGRE | 1712 |
| PFV LAS SALINAS | 1983 |
| PFV NUEVO QUILLAGUA | 1665 |
| PFV PAMPA TIGRE | 1810 |
| PFV SANTA ISABEL | 1651 |
| PFV SOL DEL DESIERTO | 1740 |
| PFV TAMAYA SOLAR | 1826 |

| Unidad o central | ID Central Infotécnica |
|---|---|
| PFV WILLKA | 1841 |
| PFV ANDES SOLAR II-B | 1850 |
| PFV ATACAMA SOLAR II | 1671 |
| PE LLANOS DEL VIENTO | 1819 |
| PE TCHAMMA | 1691 |
| PFV ANDES SOLAR IV | 2076 |
| PFV CEME 1 | 2010 |
| PFV TAIRA | 2093 |
| PE KALLPA | 2170 |
| PE HORIZONTE | 2379 |
| PFV SAN PEDRO | 1672 |
| PFV VALLE DEL SOL | 1839 |
| PFV DOMEYKO | 1794 |
| PFV SOL DEL LILA | 1742 |
| PFV ANDES SOLAR II-A | 643 |
| PFV COYA | 1864 |
| PE TALTAL | 283 |
| PE ANTOFAGASTA | 2290 |
| PFV ESTELA SOLAR | 2166 |
| PFV GABRIELA | 2363 |
| PE CKHÚRI | 1793 |
| PFV ANDES SOLAR III | 2322 |
| PFV VÍCTOR JARA | 2350 |
| BESS ARENALES | S/I |
| PFV QUILLAGUA II | 2347 |
| BESS TOCOPILLA | S/I |
| PFV ANDES SOLAR | 374 |
| PFV ELENA | 1884 |
| PFV AZABACHE | 1696 |
| PFV USYA | 1656 |
| PFV LA CRUZ SOLAR | 1741 |
| PFV LALACKAMA (I) | 284 |
| PFV LALACKAMA (II) | 344 |
| PFV CONEJO SOLAR (*) | 356 |
| PFV PAMPA SOLAR NORTE (*) | 332 |
| PFV JAVIERA (*) | 314 |
| PFV DIEGO DE ALMAGRO (*) | 269 |
| PFV CHAÑARES (*) | 285 |
| PFV SALVADOR (*) | 288 |
| PFV SOL DE LOS ANDES (*) | 1756 |
| PFV MALGARIDA (*) | 1714 |
| PFV ALMEYDA (*) | 599 |
| PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR (*) | 1862 |
| PFV GUANCHOI (*) | 1900 |

(*) Corresponden a las centrales ERV del Norte Chico.

(**) Unidades térmicas que se encuentran actualmente en condición de inhabilitadas del EDAG del PDCE Zona Norte, por instrucción del Coordinador.

Las centrales de generación renovable variable (ERV) adicionales a las consideradas en el diseño original[59] han sido determinadas empleando como criterio que su potencia nominal sea superior a 20 MW y que se encuentren al norte de la S/E Illapa. Esta selección responde a que, si bien el parque generador de la zona se ha ido expandiendo, la generación total efectiva en la zona norte se ha mantenido relativamente constante. Por esta razón, para asegurar el cumplimiento de la desconexión de los montos comprometidos por el esquema durante los períodos en que se registran altos flujos por el sistema de 500 kV en sentido norte-sur, se ha decidido incluir a casi todas las centrales renovables del Norte Grande, así como una fracción de las del Norte Chico.

El listado considera centrales ERV y sistemas de almacenamiento de energía ya en operación, así como aquellos cuya entrada en servicio está dentro del horizonte de evaluación.

En el caso de los sistemas de almacenamiento, la lógica del automatismo deberá actualizarse para que estos se desconecten únicamente cuando estén inyectando potencia activa al sistema y los ubique en los últimos escalones, debido a su flexibilidad para balancear la isla después del transitorio. En aquellas centrales con capacidad de almacenamiento, el automatismo deberá ser capaz de aislar y desconectar exclusivamente la generación de energía, manteniendo en servicio el almacenamiento cuando se encuentre en modo de carga.

Por otra parte, las centrales ERV que participen en el EDAG, deberán enviar las señales de estado en tiempo real a la celda maestra, que den cuenta si está prestando SSCC de CPF, CSF o control dinámico de tensión, de manera que el algoritmo del esquema los considere como última prioridad en la asignación de escalones.

Complementando la medida anterior, para efectos de evitar la desconexión de centrales térmicas que aportan inercia y servicios complementarios de control de tensión, se deshabilitarán del EDAG del PDCE Zona Norte las unidades térmicas una vez que el esquema cuente con la generación suficiente para cubrir los montos de diseño del esquema. Al respecto, ya se han deshabilitado del EDAG asociado al PDCE Zona Norte las centrales térmicas Angamos, Cochrane y Mejillones CTA y CTH.

Para la Zona Centro Sur, se deben disponer para el EDAG los montos de generación por escalón presentados en la
Tabla **7-11**:

**Tabla 7-11** Escalones para el EDAG propuesto

| Escalón | Ajuste de Frecuencia [Hz] | Potencia Objetivo [MW] |
|---|---|---|
| I | 51,4 | 500 |
| II | 51,6 | 500 |
| III | 51,8 | 500 |
| IV | 51,5 @ 4 s | 400 |
| **Total [MW]** | | **1900** |

[59] Informe EE-ES-2019-0077 Estudio para el Diseño de detalle del PDCE de la zona Norte del SEN, de marzo de 2019.

Estos montos deben ser conformados por las unidades de la Tabla 7-12 y Tabla 7-13, utilizando el equipamiento de la Fase 1 del PDCE. Para estos efectos, se modificó su lógica y se están implementando canales de comunicación para obtener el estado de las unidades que actualmente no están enlazadas al esquema. Estas centrales deberán integrarse al esquema existente mediante el envío de información hacia la Celda Maestra de la SE Charrúa. Adicionalmente, se remitieron comunicaciones formales con instrucciones de adecuación de la celda maestra, presentación del proyecto a nuevos parques que se deben integrar y de la documentación necesaria para la ejecución de sus proyectos.

Para la implementación del esquema se podrá usar protecciones existentes en la medida que no interfiera con otras funciones existentes y si cumple con la alta disponibilidad, redundancia y confiabilidad que requiere el PDCE, en caso contrario, se deberán usar protecciones nuevas dedicadas a estos EDAG. Mediante el ajuste de relés se deberá:

1. Retirar la central fotovoltaica PFV Santiago Solar del primer escalón.
2. Mantener los parques eólicos ya instruidos en el primer escalón.
3. Incluir todos los parques eólicos al sur de S/E Lo Aguirre con una potencia nominal mayor a 20 MW en los primeros tres escalones. El criterio para asignar cada parque será evitar o minimizar los superávits con respecto a la potencia objetivo considerando la generación real del 2024.
4. En el caso de que un parque eólico cuente con capacidad de almacenamiento, él o los relés que se tengan que instalar deberán desconectar solo la planta y no su equipo de almacenamiento.
5. Mover todas las centrales sincrónicas al último escalón.
6. Adecuar el punto de apertura por parte de la celda maestra para las centrales cuya apertura en S/E Charrúa ya no es efectiva dada la entrada en servicio de S/E Los Notros.

Con estas modificaciones, se prioriza las desconexiones de centrales que no proveen al sistema de más de un recurso general de control de contingencia, como lo son la inercia, el control primario y secundario de frecuencia, el control dinámico de tensión y la disponibilidad de un estabilizador de sistema de potencia.

**Tabla 7-12** EDAG Zona SEN – Centro Sur. Unidades que participan en un escalón fijo mediante relés de frecuencia

| Escalón | Ajuste | Potencia Objetivo [MW] | Unidad o central | ID central infotécnica | Potencia máxima[MW] | Potencia máxima Escalón [MW] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| I | 51,4 [Hz] | 500 | PE CUEL | 251 | 33 | 842,8 |
| | | | PE RENAICO II | 258 | 145,3 | |
| | | | PE SAN PEDRO | 268 | 36 | |
| | | | PE SAN PEDRO II | 366 | 65 | |
| | | | PE AURORA | 512 | 129,1 | |
| | | | PE SAN GABRIEL | 544 | 183 | |
| | | | PE MALLECO NORTE | 1707 | 137,9 | |
| | | | PE CARDONAL | 2023 | 31,5 | |
| | | | PE SAN MATIAS | 2091 | 82 | |
| II | 51,6 [Hz] | 500 | PE LA FLOR | 611 | 32,4 | 597,2 |
| | | | PE LA ESTRELLA | 1682 | 49,9 | |
| | | | PE MALLECO SUR | 1706 | 135,2 | |

| Escalón | Ajuste | Potencia Objetivo [MW] | Unidad o central | ID central infotécnica | Potencia máxima[MW] | Potencia máxima Escalón [MW] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | PE LOS OLMOS | 1757 | 111,9 | |
| | | | PE PUELCHE SUR | 1815 | 160 | |
| | | | PE LA CABAÑA | 2122 | 107,8 | |
| **III** | 51,8 [Hz] | 500 | PE RENAICO I | 342 | 88 | 552,7 |
| | | | PE TOLPAN SUR | 626 | 83,5 | |
| | | | PE NEGRETE | 1667 | 36 | |
| | | | PE ALENA | 1690 | 86,2 | |
| | | | PE MESAMAVIDA | 1758 | 61,4 | |
| | | | PE LOMAS DE DUQUECO | 1800 | 58,8 | |
| | | | PE CAMPO LINDO | 1845 | 65,7 | |
| | | | PE MANANTIALES | 2042 | 27,1 | |
| | | | PE LOS CERRILLOS | 2161 | 46 | |
| **IV** | 51,5 [Hz] @ 4 s | 400 | HE RAPEL | 112 | 363,8 | 882,7 |
| | | | TER NEHUENCO CC1-TV | 128 | 112,8 | |
| | | | TER SAN ISIDRO II CC1-TV | 206 | 139 | |
| | | | TER NUEVA VENTANA | 212 | 267,1 | |
| **Total [MW]** | | **1.900** | **Total [MW]** | | | **2.875,4** |

**Tabla 7-13** EDAG Zona SEN – Centro Sur. Unidades que participan para completar los escalones de S/E Charrúa.

| Bloque/Central | Unidad | Potencia Nom de cada unidad [MW] | Potencia Bloque [MW] | Punto Apertura |
|---|---|---|---|---|
| Bloque Abanico | Abanico x 4 | 21 | 42(*) | Charrúa |
| Bloque Rucúe | Rucúe U1 y U2 | 89 | 379 | Charrúa |
| | Mampil U1 y U2 | 24,5 | | Charrúa |
| | Peuchén U1 y U2 | 40 | | Charrúa |
| | Quilleco U1 y U2 | 36 | | Charrúa |
| C. Antuco | Antuco U1 | 152 | 152 | Antuco |
| C. Antuco | Antuco U2 | 152 | 152 | Antuco |
| C. El Toro | El Toro U1 | 110 | 110 | El Toro |
| C. El Toro | El Toro U2 | 110 | 110 | El Toro |
| C. El Toro | El Toro U3 | 110 | 110 | El Toro |
| C. El Toro | El Toro U4 | 110 | 110 | El Toro |
| Bloque Ralco | Ralco U1 y U2 | 382 | 721 | Los Notros |
| | Palmucho | 31,3 | | Los Notros |
| Bloque Yungay | Yungay TG x 3 | 60 | 218 | Charrúa |
| | Yungay TG4 | 38 | | Charrúa |
| C. Los Pinos | Los Pinos | 111 | 111 | Charrúa |
| C. Santa Lidia | Santa Lidia | 120 | 120 | Charrúa |
| C. Santa María | Santa María | 397,8 | 397,8 | Charrúa |
| | Antuco U1 y U2 | 152 | 1198 | Charrúa |

| Bloque/Central | Unidad | Potencia Nom de cada unidad [MW] | Potencia Bloque [MW] | Punto Apertura |
|---|---|---|---|---|
| Bloque Laja-Pangue | El Toro x 4 | 110 | | Charrúa |
| | Pangue U1 y U2 | 227 | | Los Notros |
| **Total [MW]** | | | 3.168,8 | |

(*) Pueden ser despachadas solo 2 unidades a plena carga.

### 7.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

#### 7.3.3.1 Plan de Defensa contra Contingencias Críticas

Actualmente en el SEN se encuentra implementado un PDCC que contempla las siguientes fases:

- Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

A continuación, se presentan los recursos y/o instalaciones disponibles de cada fase del PDCC.

**a) Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV**

Para hacer frente a la sobrecarga de la línea Quillota-Nogales 2x220 kV, luego de la pérdida de ambos circuitos de la línea Quillota-Polpaico 2x220 kV, se cuenta con un EDAG en la S/E San Luis, que actúa con órdenes de desconexión secuencial de generación en las unidades de las centrales Nehuenco, San Isidro y Quintero. El déficit de potencia sistémico originado por la operación del EDAG San Luis es compensado con la actuación del esquema de desconexión automático de carga EDAC Contingencia Crítica y complementado con el EDAC Subfrecuencia (EDAC por Subfrecuencia sistémico) vigente. De la revisión del esquema implementado, se establece que para la fase 1 se mantiene el esquema existente.

**b) Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV**

La falla del vínculo San Luis – Quillota 2x220 kV, provoca una sobrecarga de la línea San Luis-Agua Santa 2x220 kV, de los transformadores de Agua Santa 220/110 kV y de la red de 110 kV de la zona V Región Costa, así como oscilaciones de potencia en este subsistema e inestabilidad angular en las centrales de la zona.

Para controlar la sobrecarga en el sistema de 110 kV y mitigar sus efectos en el sistema, se cuenta con un esquema automático de desconexión de la línea San Luis – Agua Santa 2x220 kV. Por otra parte, y con el objetivo de evitar la actuación indeseada de las protecciones de la red de 110 kV de la región de Valparaíso costa, durante la contingencia y previo a la apertura del vínculo San Luis – Agua Santa, se ha habilitado el bloqueo por oscilación de potencia en las protecciones de las líneas de 110 kV de la zona comprometida.

Con la desconexión automática del vínculo San Luis – Agua Santa se pierde el aporte de generación al sistema de las centrales que inyectan energía en la S/E San Luis, déficit que es compensado con la actuación del EDAC por Contingencia Crítica (correspondiente al mismo recurso implementado en la fase 1 del PDCC) y/o el EDAC por Subfrecuencia sistémico para evitar un colapso por Subfrecuencia.

De la revisión del esquema implementado, se establece que se requieren modificaciones al PDCE actual, esto debido a la entrada en operación del corredor 2x220 kV Agua Santa-La Pólvora-Las Dichas- Nueva Alto Melipilla, del segundo transformador 220/115/60kV (300MVA N2) de la subestación Agua Santa y la subestación Las Dichas 220/66kV (150MVA). Esto acarreará nuevas

formas de operación que requieren ser analizadas. La adecuación del PDCE Fase 3 actual consiste en que cuando se produzca una falla de severidad 6 en la línea 2x220kV San Luis-Quillota se debe buscar el umbral de potencia de despacho total de las unidades generadoras que inyectan en la subestación San Luis bajo el cual no se produzcan oscilaciones de potencia en las líneas de transmisión de la zona de influencia en los escenarios analizados. Una vez definido este umbral, se busca que la cargabilidad de la línea 2x220kV San Luis-Agua Santa esté por debajo del 100% para evitar problemas asociados con el conductor o con las protecciones de sobrecorriente. Lo anterior, se realiza por medio de un EDAG en las unidades de generación de la subestación San Luis que operará de acuerdo con el orden de mérito de despacho de estas. De esta manera, se propone un plan de defensa de fase 3 que mantendrá el sistema operando mientras se reestablece la línea 2x220kV San Luis-Quillota y la subestación San Luis vuelva a conectar por medio de las líneas 2x220kV San Luis-Quillota y 2x220kV San Luis-Agua Santa, a diferencia del PDCE existente que deja fuera de servicio la subestación San Luis con la apertura de la línea 2x220kV San Luis-Agua Santa apenas se produzca un evento de severidad 6 en la línea 2x220kV San Luis-Quillota. Estas adecuaciones se desarrollan con mayor detalle en el informe del “Estudio Plan de Defensa Contra Contingencias: PDCE FASE 3” del segundo semestre del año 2025.

#### 7.3.3.2 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

Actualmente se está implementando el PDCE Zona Norte, asociado a la pérdida de cualquiera de los dos circuitos del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre. Para cumplir con lo anterior se describen los recursos requeridos en la sección 9.3.

En este PDCE, se utiliza el *Recurso de Control de Estabilidad, Control de Sobrecarga y Control de Sobretensiones* definido en la sección 9.3.4 del Plan de Defensa Contra Contingencias vigente[60]. Este recurso permite la separación del sistema en dos islas y la apertura de elementos para el control de la estabilidad, sobrecargas y sobretensiones producida por la pérdida de cualquiera de los tramos de 500kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre.

## 7.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

En el ANEXO F se encuentran enumeradas las instalaciones que prestarán este servicio complementario en sus distintas categorías, junto con las capacidades técnicas bajo las cuales se evaluará su prestación.

En el caso de las instalaciones de transmisión que presten el SC de Equipamiento de Vinculación, solo serán remuneradas por el concepto de SSCC en el caso que dicha obra no se encuentre categorizada dentro de los sistemas de transmisión Nacional o Zonal, ya que, en tales casos, su pago provendrá por esa vía.

[60] Disponible: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/plan-de-defensa-contra-contingencias-extremas/

# 8 PROYECTOS Y PROPUESTAS DE SOLUCIÓN PARA LA PRESTACIÓN DE SSCC

A continuación, se presentarán los Proyectos y Propuestas de soluciones para la prestación de Servicios Complementarios, que fueron sido remitidas por las empresas interesadas, en virtud de lo establecido en el artículo 2-5 de la NTSSCC[61]. Se recibieron propuestas de Enel Generación Chile S.A. y sus filiales (carta DE00922-26), AES Andes S.A. (carta DE00946-26), Colbún S.A. (carta DE01070-26) y Transelec S.A. (carta DE00905-26).

El análisis de cada propuesta contempla dos aspectos:

- **Descripción y Justificación de la Propuesta:** información entregada por las empresas interesadas, y que debiera contener antecedentes que justifiquen la necesidad del proyecto y la evaluación técnico-económica del mismo.
- **Pronunciamiento del Coordinador Eléctrico Nacional**: análisis de la propuesta por parte del Coordinador.

## 8.1 PROYECTO USO DE CONDENSADORES SÍNCRONOS (CCSS) EN EL SEN ZONA NORTE

### a) Descripción de la Propuesta

El Coordinado Enel Generación Chile S.A. (Enel), y sus filiales, mediante carta DE00922-26, ha presentado una propuesta asociada a la licitación, adjudicación e implementación de CCSS adicionales a los adjudicados en la licitación realizada por el Coordinador Eléctrico durante 2023 y 2024.

Enel indica lo siguiente:

*La matriz eléctrica chilena se encuentra en un proceso avanzado de transición energética, tal como lo evidencian los datos de generación histórica, especialmente ante la creciente inserción de energías renovables durante la última década. En este contexto, la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (BESS) permitirá un mayor aporte de centrales basadas en inversores (IBR), en detrimento de la generación proveniente de unidades sincrónicas.*

*No obstante, prescindir por completo máquinas rotatorias podría generar situaciones complejas para la operación segura y resiliente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), dada su relevancia para la estabilidad y el soporte operativo de la red, así lo muestran los "Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red", elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional durante 2022, "Estudio de Confiabilidad SEN, operación sin carbón al 2030", elaborado por el Coordinador durante 2024, Estudio "Transición Energética del SEN Etapa 1 - Informe Principal", elaborado por Estudios Eléctricos para Generadoras de Chile durante 2025 y 2026, e incluso la Minuta de Operación N°4/2025 del Coordinador.*

*La incorporación de CC.SS. podría materializarse mediante de una licitación pública de Servicios Complementarios o instrucción directa por parte del Coordinador a través de reconversiones de unidades que han sido retiradas del SEN, conforme al artículo 72°-7 de la Ley.*

[61] Todas las propuestas recibidas y consideradas por el Coordinador para la elaboración de este Informe pueden ser descargadas del sitio web del Coordinador, en el siguiente enlace: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2027/proyectos-y-propuestas-a-isscc-2027/

Conforme a lo anterior, el coordinado propone instalar CC.SS. en las siguientes barras de la zona Norte del SEN:

| Barra | Potencia de CC [MVA] | CC.SS. equivalente [MVAr] |
|---|---|---|
| Miraje 220 kV | 1.600 | 400 |
| Lagunas 220 kV | 1.000 | 250 |
| Atacama 220 kV | 2.000 | 500 |
| Lalackama 220 kV | 800 | 200 |
| Jadresic 220 kV | 400 | 100 |
| Illapa 220 kV | 800 | 200 |

**b) Justificación de la Propuesta**

Enel Generación Chile S.A. indica lo siguiente:

*La Zona Norte del SEN presenta periodos con niveles insuficientes de potencia de cortocircuito (PCc) e inercia, lo que se traduce en una menor fortaleza de red en determinadas barras de 220 kV, tal y como lo evidencian los siguientes estudios:*

A. *Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red, Coordinador, 2022.*
B. *Estudio de Confiabilidad SEN, operación sin carbón al 2030, Coordinador, 2024.*
C. *Transición Energética del SEN Etapa 1 - Informe Principal, Estudios Eléctricos, 2025-2026:*
    1. *Se analiza periodo 2026 – 2030.*
    2. *La principal amenaza futura es la insuficiente fortaleza de red, por lo tanto, se debe asegurar una fortaleza mínima de red (ESCR ≥ 1,5), especialmente en el Norte Grande y Norte Chico, donde la penetración de IBR es masiva y la presencia síncrona es mínima.*
    3. *Para cumplir con lo anterior se requiere contar con:*
        i. *Mayor capacidad de CC.SS.*
        ii. *Despachos forzados de unidades síncronas como una medida transitoria.*
        iii. *IBR GFM a partir de 2028-2030 dada su madurez limitada.*
        iv. *Restricciones a la operación de IBR cuando no existan refuerzos suficientes.*
    4. *Desarrollo de:*
        i. *Alrededor de 3 GVA de CC.SS. durante el periodo 2026-2027 para operar centrales con IBR sin recortes.*
        ii. *Alrededor de 2,5 GVA de CCSS durante el periodo 2030-2031, adicionales a los mencionados previamente, si no se cuenta con capacidad de IBR GFM.*
D. *Minuta de Operación N°4/2025, Coordinador.*

*El análisis realizado por Estudios Eléctricos (Estudio literal C) enfatiza que la incorporación de BESS con tecnología IBR tipo GFM puede contribuir a la fortaleza de red, siempre y cuando se instalen al año 2028 al menos 3 GVA de Condensadores Síncronos. Porque ambas medidas por sí solas no resultan suficientes para alcanzar los umbrales mínimos de operación en todas las barras de SEN, especialmente en la zona norte.*

*Adicionalmente, es relevante señalar que en la actualidad existe la necesidad de mantener unidades térmicas en mínimo técnico para mantener una operación segura del SEN (Minuta de Operación N°4 2025), cuya materialización eleva los costos sistémicos correspondientes al sobrecosto por operar dichas centrales fuera del orden económico.*

*La incorporación de CC.SS. además disminuye la sensibilidad a oscilaciones locales de la red eléctrica y reduce vertimientos de ERV por límites de estabilidad, sin comprometer la calidad de suministro.*

**Pronunciamiento Coordinador Eléctrico Nacional**

La propuesta presentada por Enel Generación Chile S.A., relativa a la instalación de Condensadores Síncronos, será considerada por el Coordinador en el marco del Estudio de la Fortaleza de red referido en la sección 5.2, el que ha empezado a llevarse a cabo durante el segundo semestre de 2026, y cuyos resultados serán posteriores y complementarios a los del Estudio de Robustez, que se prevé publicar en febrero de 2027. Estos estudios contemplan, entre otros aspectos, el levantamiento de las capacidades Grid Forming de las instalaciones de almacenamiento a la luz de las nuevas definiciones normativas establecidas en los AT IBR y Estudio de Robustez.

Sin perjuicio de lo anterior, conforme a lo indicado en la sección 5.2, en S/E Kimal 220 kV se determina un requerimiento de 606 MVA de potencia de cortocircuito adicional (103 MVAr equivalentes en CCSS, o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento), a partir de resultados que, según el aporte de los recursos GFM, se sitúan entre 0 y 2.327 MVA de potencia de cortocircuito para alcanzar un RECC de 2,0.

Esta determinación corresponde a un requerimiento funcional y no implica establecer anticipadamente que la solución deba materializarse mediante condensadores sincrónicos. En consecuencia, la propuesta de Enel podrá constituir una alternativa para satisfacer total o parcialmente dicho requerimiento en la medida que su aporte efectivo a la fortaleza de red, su localización y demás características técnicas resulten compatibles con el requerimiento determinado por el Coordinador.

La materialización de recursos permanentes adicionales se efectuará conforme al mecanismo que resulte procedente de acuerdo con el análisis de condiciones de competencia señalado en el Capítulo 6, procurando mantener neutralidad tecnológica.

## 8.2 PROYECTO INCORPORACIÓN CONDENSADORES SÍNCRONOS (CCSS)

### a) Descripción de la Propuesta

El Coordinado AES Andes S.A. (AES Andes), mediante carta DE00946-26, ha presentado una propuesta asociada a la incorporación de CCSS adicionales a los adjudicados en la licitación realizada por el Coordinador Eléctrico durante 2023 y 2024, con el fin de proveer potencia de cortocircuito, asegurar un ESCR >= 1,5 en barras prioritarias e inercia en un escenario de alta penetración de recursos basados en inversores (IBR). AES Andes propone materializar este requerimiento por medio de reconversión de unidades sincrónicas retiradas o existentes, en particular las unidades retiradas de central Norgener, vislumbrando su materialización entre los años 2028 al 2029.

AES Andes indica lo siguiente:

*En este contexto, AES Andes pone de manifiesto la urgencia de contar con nuevos recursos que aporten robustez, sobre la base de las siguientes premisas:*

a) *Condición crítica de robustez de tensión e inercia y riesgos de una apuesta exclusiva por la tecnología grid-forming (GFM).*

*Los estudios adjuntos a esta propuesta evidencian que, con la masificación de IBR-GFL y el retiro de unidades que hoy aportan recursos de cortocircuito e inercia, el SEN requerirá medidas físicas de refuerzo para sostener la operación segura sin recurrir a recortes generalizados de IBR o despachos forzados extendidos. En particular, se estima la necesidad de incorporar en torno a 3,0 GVA en condensadores síncronos (CCSS), adicionales a los ya licitados por el Coordinador, distribuidos en el SEN, lo que permitiría alcanzar una condición de ESCR (cortocircuito equivalente) superior a 1,5 de manera sistémica en escenarios críticos, sin depender necesariamente de restricciones.*

b) *Necesidad de cuantificar de manera independiente los requerimientos de "Cortocircuito" e "Inercia", y de reconocer la prestación y remuneración del recurso de Inercia en el mercado de Servicios Complementarios*

*...Por ello, deben medirse y remunerarse de manera independiente (definir un SSCC de Inercia separado del Control de tensión). El marco regulatorio chileno entrega las bases y roles para aquello, la Ley General de Servicios Eléctricos y el Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) habilitan al Coordinador Eléctrico Nacional a proponer nuevos servicios complementarios. Hoy, la normativa regula los SSCC de frecuencia y tensión, pero no reconoce la Inercia como servicio independiente.*

c) *Alcance técnico del umbral ESCR >= 1,5: piso mínimo, no garantía universal.*

*En la práctica, un ESCR >= 1,5 es un umbral operativo referencial, útil para una referencia sistémica; sin embargo, no garantiza por sí solo la estabilidad de todos los inversores GFL. La respuesta real depende de tecnologías y sintonías específicas de cada fabricante, de la topología local y de la interacción entre plantas.*
*Para ello, alcanzar ESCR >= 1,5, debe leerse como un mínimo; la verificación final exige estudios EMT por caso (modelos OEM, pruebas de desempeño, entre otras) para validar estabilidad de control, soporte ante fallas (FRT) y sincronización en las condiciones locales de red.*

d) *Señales económicas en horas solares y riesgo de retiros anticipados si no se internalizan costos.*

*Las centrales térmicas que hoy sostienen parte de la inercia y entrega de aportes de cortocircuito en bloques diurnos están experimentando menores ingresos tanto en energía como en capacidad, tendencia que se intensificará con el ingreso de nueva capacidad IBR. En paralelo, no están siendo compensadas por costos asociados (p. ej. al impuesto a emisiones cuando su operación es forzada por seguridad). Si estos factores no se incorporan adecuadamente al análisis y a los mecanismos de SSCC, podrían anticiparse decisiones de desconexión, agravando el déficit de los atributos sistémicos (cortocircuito e inercia).*

**b) Justificación de la Propuesta**

AES Andes indica lo siguiente:

*Los escenarios diurnos contenidos en el análisis que se adjunta, con alta simultaneidad de centrales FV y BESS tipo grid-following, deprimen los niveles de ESCR en gran parte de la red y especialmente*

*en nodos del Norte Grande, donde aun con despacho forzado de generación síncrona varios puntos no alcanzarán ESCR >= 1,5. Esto confirma que el déficit no es coyuntural, sino estructural, y que se requieren medidas físicas que aumenten la potencia de cortocircuito local y la fortaleza de tensión.*

*Los CCSS entregan justamente ese atributo de manera segura, rápida y eficiente. El esquema vigente que refuerza la red forzando inercia mediante más generación síncrona no es suficiente en todos los nodos críticos cuando se materializa la entrada masiva de BESS; y aun mejorando controles (p. ej., migrar una alta fracción de IBR a GFM), siguen siendo necesarios recursos que entreguen cortocircuito firme y soporte de tensión en barras específicas. Los CCSS abordan ambos déficits (corriente de cortocircuito e inercia) con eficacia local donde más se requerirá de tales atributos. Adicionalmente a esto debe tenerse en cuenta que la tecnología GFM no tiene aún la madurez ni la penetración necesaria en nuestro sistema.*

**c) Evaluación técnico-económica del proyecto**

AES Andes indica lo siguiente:

*En términos económicos, aumentar la robustez del sistema con condensadores síncronos permitiría en el caso concreto de reconversión de la central Norgener aumentar en 665 MVA adicionales el cortocircuito de S/E Crucero, lo que a su vez implicaría habilitar 443 MW nuevos en energías renovables no convencionales o sistemas de almacenamiento lo que contribuirá a reducir los costos operacionales del sistema y aumentar la seguridad. Asimismo, el proyecto implicaría un aporte equivalente en nuevos 1,189 GVA·s de inercia, los cuales permitirían desplazar en torno a 50 MW de generación forzada en el Norte Grande.*

*Adicionalmente, la incorporación de nuevos condensadores síncronos en el Norte Grande permitirá reducir vertimientos de energía y evitar restricciones a IBR, liberando capacidad de transmisión para energías limpias, y minimizar la necesidad de medidas operativas extraordinarias, con impactos positivos en precios, emisiones y uso de la infraestructura existente.*

*El detalle de los montos se expone en la* ***Minuta "EE-ES-2026-0175-RB - Análisis de Fortaleza_Impacto Conversion Norgener"*** recibida mediante carta DE00946-26*.*

**Pronunciamiento Coordinador Eléctrico Nacional**

La propuesta presentada por AES Andes constituye un antecedente que ha sido considerado por el Coordinador en la evaluación de los requerimientos de fortaleza de red desarrollada en la sección 5.2 del presente Informe.

Sobre la base de los antecedentes técnicos y normativos actualmente disponibles, el Coordinador ha determinado que, bajo condiciones de operación caracterizadas por un mayor desplazamiento de generación sincrónica y considerando la entrada en operación del enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre, existe en Kimal 220 kV un requerimiento adicional de fortaleza de red de 606 MVA de potencia de cortocircuito para alcanzar un RECC de 2,0, determinado mediante el análisis de mínimo arrepentimiento descrito en la sección 5.2, lo que equivale a 103 MVAr de compensación síncrona, o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento.

.

La propuesta de reconversión de unidades de Central Norgener podrá constituir una alternativa para contribuir a satisfacer el requerimiento de fortaleza de red, en la medida que se determine su efectividad respecto de las barras en que se ha identificado dicho requerimiento y se verifique el cumplimiento de las exigencias técnicas correspondientes. Por tanto, el aporte de potencia de cortocircuito informado por AES Andes en S/E Crucero no permite, por sí solo, concluir que dicho proyecto cubra total o parcialmente el requerimiento identificado en Kimal 220 kV, lo que deberá ser determinado considerando su factor de efectividad y el comportamiento eléctrico de la red.

Asimismo, la cuantificación efectuada en este Informe se refiere al requerimiento asociado al Servicio Complementario vigente de Control de Tensión y fortaleza de red. La propuesta de AES Andes relativa a reconocer la inercia como un Servicio Complementario independiente corresponde a una materia distinta y no modifica la determinación efectuada en el presente Informe respecto del Control de Tensión.

La materialización de recursos permanentes adicionales se efectuará conforme al mecanismo que resulte procedente de acuerdo con el análisis de condiciones de competencia señalado en el Capítulo 6, procurando mantener neutralidad tecnológica.

## 8.3 PROPUESTA DE NUEVO SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE RAMPA SOLAR

### a) Descripción de la Propuesta

El Coordinado Colbún S.A. (Colbún), mediante carta DE01070-26, ha presentado una propuesta de un nuevo servicio complementario de control de rampa solar que pueda estar disponible en el SEN en el amanecer y atardecer, es decir, el horario asociado a la entrada y salida del bloque de generación solar.

Colbún indica lo siguiente:

*La propuesta contempla la introducción de un nuevo Servicio Complementario denominado "Control de Rampa Solar", concebido como una herramienta adicional para contribuir al control y mantenimiento de la frecuencia del SEN en rangos operativos adecuados durante los períodos críticos de amanecer y atardecer. La evidencia operativa acumulada en los últimos años muestra que las variaciones abruptas en la generación solar durante estos intervalos han incrementado la exigencia sobre los recursos de control primario y secundario de frecuencia, generando mayores desviaciones y un uso intensivo de los SSCC actualmente disponibles. En este escenario, el Control de Rampa Solar se plantea como un mecanismo específico y focalizado para mitigar dichos efectos, fortaleciendo la estabilidad del sistema y reduciendo la exposición a eventos operacionales no deseados.*

*Adicionalmente, esta minuta aborda la necesidad de avanzar de manera temprana en la definición técnica y regulatoria de los servicios de Inercia y Grid Forming, en línea con las discusiones y análisis que el Coordinador ha venido desarrollando para el SEN. La pronta clarificación de estos servicios resulta clave para que los proyectos actualmente en desarrollo y aquellos que se ejecutarán en el corto y mediano plazo puedan incorporar desde su etapa de diseño los requerimientos técnicos asociados, permitiendo que el sistema disponga oportunamente de estos atributos cuando sean requeridos para la operación segura y confiable de la red.*

*Junto con lo anterior, la minuta incorpora una propuesta de mejora al diseño del mercado de Servicios Complementarios, planteando la transición hacia un esquema de remuneración del tipo Pay as Clear, con el objetivo de reforzar las señales económicas, mejorar la eficiencia en la asignación de recursos*

*y relevar el rol fundamental que cumplen los SSCC en la seguridad, continuidad y resiliencia operacional del SEN.*

**b) Justificación de la Propuesta**

Colbún indica lo siguiente:

*El proceso de transición energética que ha experimentado Chile durante la última década se ha caracterizado por una acelerada descarbonización de la matriz eléctrica y una creciente incorporación de fuentes renovables variables, particularmente generación solar fotovoltaica.*

*En este nuevo contexto operacional, la alta penetración de generación solar ha modificado significativamente los perfiles diarios de demanda neta, intensificando los gradientes de potencia durante los períodos de transición solar, particularmente en el amanecer y el atardecer. Estas rampas de generación, cada vez más pronunciadas, han tensionado los mecanismos tradicionales de control de frecuencia, basados en recursos síncronos y reservas operativas diseñadas para un sistema con características dinámicas distintas a las actuales.*

*La experiencia comparada demuestra que, a medida que los sistemas eléctricos avanzan hacia una mayor participación de generación renovable variable, se vuelve imprescindible complementar los servicios tradicionales con nuevas herramientas operativas y de mercado que permitan gestionar de forma explícita las rampas de potencia, reforzar la estabilidad de frecuencia y tensión, y asegurar la disponibilidad de atributos esenciales del sistema.*

*En este contexto, surge la necesidad de incorporar un Servicio Complementario de Control de Rampa Solar (CRS) en el SEN, concebido como un mecanismo operativo destinado a limitar, gestionar y suavizar las variaciones rápidas de potencia neta asociadas a la generación solar. La implementación de este servicio permitiría fortalecer la resiliencia del sistema, optimizar el uso de las reservas de frecuencia existentes y contribuir al cumplimiento de los estándares de seguridad, calidad y continuidad del suministro establecidos por la normativa vigente, alineando al SEN con las mejores prácticas internacionales observadas en sistemas eléctricos comparables.*

*Adicionalmente, Colbún sustenta su propuesta en el análisis de los siguientes antecedentes:*

1) *Informe de Evaluación de Estándares de Desempeños de los Servicios Complementarios, emitidos por el Coordinador.*
2) *Análisis estadístico de las rampas en el amanecer y atardecer.*
3) *Análisis de las activaciones del Control Terciario de Frecuencia.*
4) *Informe Semestral Monitoreo de la Competencia en el mercado Eléctrico 2025, emitido por la Unidad de Monitoreo de la Competencia en noviembre de 2025.*
5) *Informe Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas, emitido por Vinken-Dictuc para la Comisión Nacional de Energía en abril de 2024.*

*En virtud de lo expuesto, se verifica que el Coordinador está utilizando el Control Terciario de Frecuencia (CTF) para restablecer la frecuencia a los niveles normales de operación durante las fluctuaciones generadas por la entrada y salida de grandes volúmenes de generación solar. Esta conclusión se desprende del elevado porcentaje de activaciones del CTF que abarcan los bloques 3, 4 y 5, representando más del 75% del total de activaciones de este servicio. Aunque estas acciones logran mantener la frecuencia bajo control, es relevante señalar que podrían indicar una dificultad sistémica para mantener la frecuencia dentro del rango operativo normal, especialmente al amanecer y atardecer, con las reservas actualmente asignadas para los servicios asociados al Control de Frecuencia.*

*En muchos casos, las activaciones del CTF se ejecutan cuando la frecuencia se desvía de los 49,8 Hz o 50,2 Hz, y sigue una tendencia creciente, sugiriendo el agotamiento de las reservas del Control Primario de Frecuencia (CPF) para fluctuaciones instantáneas y la activación de la reserva del CPF ante contingencias. La reserva del Control Secundario de Frecuencia (CSF) también se activa en conjunto con el sistema AGC y la activación del CTF para restaurar la frecuencia del sistema. En esta situación, el sistema se vuelve vulnerable a contingencias en generación o consumo, ya que las reservas primarias se están utilizando y las secundarias y terciarias se emplean para llevar la frecuencia al rango normal de operación.*

*Adicionalmente, se observa que la metodología actual del Coordinador para la determinación de reservas de los servicios de Control de Frecuencia no contempla un análisis que evalúe las variaciones de frecuencia debido a la entrada y salida de generación solar.*

*Por estas razones, Colbún S.A. identifica la oportunidad de introducir un Servicio Complementario específico, denominado "Control de Rampa Solar" (CRS), que brinde al Coordinador Eléctrico Nacional una herramienta adicional para controlar la frecuencia durante las horas diurnas, especialmente al amanecer y atardecer. Este servicio estaría diseñado para no utilizar las reservas destinadas a los controles de frecuencia ya normados y activados en casos de desviaciones normales de demanda o contingencias en generación o consumo.*

*El CRS fortalecería la resiliencia del SEN ante cambios bruscos de generación solar y mitigaría los riesgos asociados a contingencias en estas circunstancias. La propuesta de Colbún S.A. plantea que el CRS tenga características normativas y técnicas similares al CTF, formando parte del Control de Frecuencia, pero con la diferencia de que sería programado únicamente en tres bloques horarios: 3, 4 y 5, tanto para la estacionalidad Otoño-Invierno como para Primavera-Verano. Se priorizaría el servicio de bajada al amanecer y el de subida al atardecer. La asignación de Mega Watts (MW) en cada bloque podría determinarse según la tendencia de la rampa solar para ambos casos, amanecer y atardecer, o usar la reserva ya asignada al CTF en el estudio correspondiente, dado que en la práctica operacional se logra controlar las desviaciones de frecuencia producidas por estos cambios.*

**c) Evaluación técnico-económica del proyecto**

*En lo que se refiere a la operación del Control de Rampa Solar (CRS), se propone que esta sea análoga a la que tiene el Control Terciario de Frecuencia, es decir, que el Coordinador de una instrucción telefónica al Coordinado en la operación en tiempo real, indicando la cantidad de MW que debe subir o bajar dependiendo de la activación del servicio. Asimismo, para el caso de desactivar el servicio, el operador del Coordinador llamará a su par del Coordinado para instruir que, esta vez, el servicio ha sido desactivado y que, por lo tanto, la unidad debe retomar el estado de carga y la reserva de CRS que ha sido programada en el horario correspondiente.*

*La propuesta de Colbún S.A. respecto a la metodología para la asignación de reservas en el servicio de Control de Rampa Solar (CRS) en la programación diaria del Coordinador sería similar al sistema actual de subastas utilizado para el Control de Frecuencia. Esto implica considerar los costos de desgaste por tecnología, los cuales los Coordinados deben tener en cuenta al realizar sus ofertas. En cuanto al esquema de realización de estas ofertas, así como los detalles de su envío por parte de los Coordinados, se sugiere mantener el mismo esquema empleado para la subasta de servicios asociados al Control de Frecuencia. De esta manera, no serían necesarios cambios normativos en este ámbito. Este mismo método se aplicaría a la adjudicación del CRS, asimilando los procedimientos establecidos para los servicios que son subastados, incluyendo la posibilidad de adjudicación directa por parte del Coordinador, bajo las mismas condiciones ya normadas.*

*Con el objetivo de utilizar la estructura establecida en la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC), se sugiere que la cantidad de reserva en megavatios (MW) disponible para el servicio de CRS, sujeta a oferta por parte de los Coordinados, sea determinada por el ECFyDR realizado semestralmente por el Coordinador.*

*Respecto a la remuneración del CRS, se propone mantener el mismo esquema que tiene el Control Terciario de Frecuencia (CTF). Esto implica evaluar las remuneraciones mediante subastas del servicio y, según corresponda, considerar los Costos de Recurso Adicional, Retiro de Energía Adicional y Costos de Oportunidad de centrales de Energías Renovables No Convencionales (ERNC).*

*En cuanto a lo que se pudo analizar usando la estadística de la generación solar, basado en la información de SITR disponible por Colbún S.A. cada 1 segundo y la información de generación horaria que se dispone en la página del Coordinador, lo cual se detalla en el capítulo 4.2 de la presente minuta* (recibida mediante carta DE01070-26)*, se pudo constatar que la rampa solar durante los periodos de amanecer y atardecer está en torno a los 40 MW/min, llegando incluso a valores de 45 MW/min en verano. Asimismo, se observa que la acción conjunta del CSF y CTF es capaz de resolver en parte las desviaciones que se producen por lo que el tiempo total de activación que se necesitaría para este servicio podría quedar en un estado intermedio entre ambos servicios, es decir, en 10 minutos.*

*En vista y considerando todo lo anterior, una propuesta de reservas para el CRS es la siguiente:*

Tabla 12: Resumen requerimientos para CRS, propuesta Colbún S.A.

| | Resumen requerimientos para CRS | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Estacionalidad Otoño - Invierno | | Estacionalidad Primavera - Verano | |
| | Día Laboral | Día No Laboral | Día Laboral | Día No Laboral |
| | MW | MW | MW | MW |
| **Bloque 3 07:00 - 09:59** | -400 | -400 | -450 | -450 |
| **Bloque 5 16:00 - 18:59** | +400 | +400 | +450 | +450 |

*Finalmente, para avanzar en la implementación de estos nuevos Servicios Complementarios, resulta fundamental que los mismos sean incorporados en el Informe de SSCC elaborado por el Coordinador. En este sentido, el artículo 25, en conjunto con el artículo 13 del Reglamento de SSCC, otorgan al Coordinador la facultad de proponer la creación de nuevos servicios cuando se identifiquen necesidades o surjan nuevos requerimientos sistémicos, con el objeto de que estos sean considerados por la CNE. Posteriormente, la CNE podrá actualizar la Resolución de SSCC correspondiente. Por ello, resulta especialmente relevante que el Coordinador integre estas propuestas en el informe en elaboración, asegurando un avance oportuno y coherente en la incorporación de servicios que respondan a las necesidades actuales y futuras del sistema.*

**Pronunciamiento Coordinador Eléctrico Nacional**

El Coordinador al cierre del mes de marzo de 2026 envió a la CNE, mediante carta DE01989-26, y en respuesta al Oficio Ordinario N° 131/2026, un Informe Propuesta de Servicios Complementarios, con la definición de nuevos servicios complementarios asociados con las exigencias de fortaleza de red incorporadas en la NTSyCS, versión enero 2026, y con los requerimientos de seguridad levantados a partir de su conocimiento de la operación del SEN. En el mencionado informe se incorpora una definición asociada a un servicio complementario de Rampa de Potencia Activa, que se propone su uso en el periodo de salida y entrada solar.

Adicionalmente esta propuesta de definición incorpora también la definición de nuevos SSCC de fortaleza de tensión y de respuesta inercial.

Por otro lado, el Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico envió a la CNE carta CD00051-26, proponiendo transitar el mercado de subastas de SSCC de Control de Frecuencia, desde un sistema pay-as-bid hacia pay-as-clear, recomendando la modificación de la Resolución Exenta 545/2025, en lo referente a los pagos asociados al "valor ofertado" por un "parámetro de oferta" que se asocie al valor más alto de las ofertas adjudicadas.

Por el momento, hasta no tener la retroalimentación de la CNE respecto a la propuesta de definición de estos SSCC, no se podrá considerar su uso para el 2027, aunque sin perjuicio de lo anterior el Coordinador ha tomado medidas para mantener la seguridad de operación del SEN, calculando ajustes de generación de igual costo variables traducidas en consignas de generación en tiempo real durante determinados períodos de incremento del recurso solar, para ser instruidas a los respectivos centros de control con el propósito de mantener condiciones seguras de operación que permitan sostener adecuados márgenes de control de frecuencia y seguimiento de la demanda.

## 8.4 PROYECTO BESS PARA PARTIDA EN NEGRO CHILOÉ Y REACTOR DE LÍNEA EN S/E KIMAL

### a) Descripción de la Propuesta

El Coordinado Transelec S.A. (Transelec) ha presentado una propuesta asociada a la instalación de un equipo BESS para proveer de partida autónoma (*Black Start*) a la isla de Chiloé ante la indisponibilidad de la línea 1x220 kV Pargua – Nueva Ancud. Transelec informa un plazo constructivo estimado de 18 de meses a partir de su fecha de adjudicación (Propuesta N°1).

Adicionalmente, Transelec propone un segundo proyecto asociado a la instalación de un reactor de 500 kV y 150 [MVAr] en la S/E Kimal, asociado a la línea 2x500 kV Kimal – Los Changos. Transelec informa un plazo constructivo estimado de 42 de meses a partir de su fecha de adjudicación (Propuesta N°2).

Propuesta N°1:

*El proyecto consiste en 2 sistemas de almacenamiento BESS conectados a media tensión, uno a la barra de la S/E Central Quellón II 23kV (TER Trincao) y otro a la barra de la S/E Degañ 23kV, con capacidades de 0,68 MW/6,88 MWh y 1,16 MW/6,88 MWh respectivamente. Adicionalmente el proyecto deberá cumplir al menos con las siguientes especificaciones técnicas:*

- *Tiempo máximo para sincronizar: < 200 ms*
- *Tiempo máximo para plena carga: < 200 ms, considerando retardos de sistema de control y de telecomunicaciones, dado que la respuesta natural del BESS es de menos de 50 ms.*
- *Tiempo mínimo de operación a plena carga: No hay limitaciones, pudiéndose mantener la potencia máximo por 5 horas (BESS Degañ) y 9 horas (BESS Quellón).*
- *Exigencias para operación en modo control de carga: Se sugiere mantener equipo cargado en forma permanente, particularmente, cuando los flujos van desde el SEN hacia Chiloé. Para la carga del equipo, se sugiere realizarla durante horas de alta generación eólica a una capacidad máxima de 3,4 MW por 2 horas aproximadamente.*

Propuesta N°2:

*El proyecto consiste en un reactor de línea de al menos 150 [MVAR] de capacidad, su conexión se debe realizar a la subestación Kimal y debe ser capaz de conectarse ambos circuitos de la línea Kimal – Los Changos 500kV:*

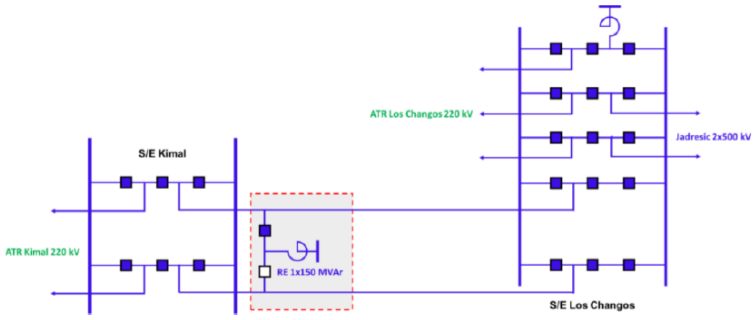



*Figura 3: Diagrama unilineal simplificado proyecto reactor de línea Kimal - Los Changos 500kV.*

## b) Justificación de la Propuesta

Propuesta N°1:

*Actualmente la LT 1x220 kV Nueva Ancud – Pargua no tiene respaldo, hasta la puesta en servicio del proyecto 2x220 kV Tineo – Nueva Ancud, cuya fecha PES es incierta, motivo por el cual se torna necesario poder otorgar algún respaldo a los consumos asociados a la Isla de Chiloé.*

*Si bien la Isla de Chiloé tiene centrales de generación, de acuerdo con el informe definitivo de servicios complementarios del 2025, las centrales de la isla no cuentan con capacidad de partida autónoma y son energizadas con recursos externos a través del cruce aéreo Pargua – Nueva Ancud 220kV.*

*Según la información obtenida de infotécnica, el consumo de los servicios auxiliares de las principales centrales de la isla es el siguiente:*

- *TER Degañ: 526 kVA*
- *TER Chiloé: 75 kVA*
- *TER Trincao: 500 kVA*

Propuesta N°2:

*Actualmente, la línea de transmisión en 500 kV Kimal - Los Changos tiene una longitud aproximada de 140 km. Esta línea cuenta con dos circuitos que, debido a sus características constructivas, generan una potencia reactiva del orden de 150 MVAr cada uno cuando se encuentran operando en vacío, como resultado de su efecto capacitivo. Cabe señalar que esta línea no cuenta con compensación shunt que permita contrarrestar dicha generación de potencia reactiva. Producto de esto, las condiciones operacionales de la zona han obligado al Coordinador a elevar constantemente las tensiones de operación de la zona resultando que los equipos primarios de la subestación Kimal se vean obligados a operar más de 2.500 horas al año por sobre su capacidad nominal, esto se puede evidenciar en la siguiente figura que muestra las mediciones de tensión en un rango de 6 meses del año 2025:*

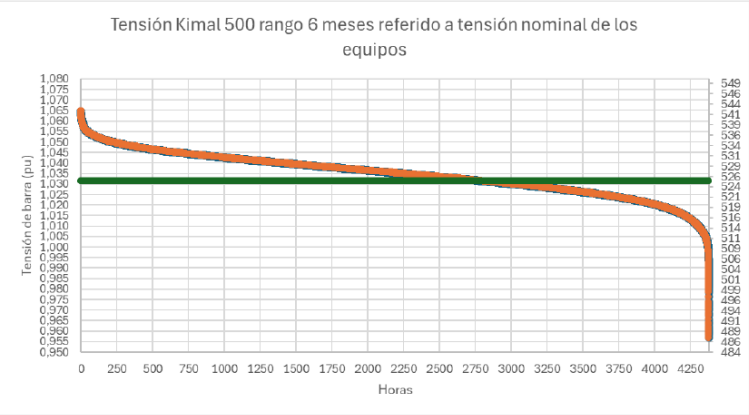



*Figura 4: Curva de duración tensión en barra 500kV Kimal, rango de 6 meses.*

*Como medida operacional paliativa actualmente el Coordinador recurre a la apertura de uno de los circuitos de esta línea para control la tensión, sin embargo, tanto las simulaciones como los datos reales de la operación muestran que esta medida es insuficiente para regular las sobretensiones en la zona, además de degradar la seguridad del sistema.*

### c) Evaluación técnico-económica del proyecto

Propuesta N°1:

*La valorización interna de Transelec para este proyecto es de 3,6 MMUSD considerando la construcción de los 2 equipos BESS.*

*Por otro lado, para evaluar el impacto económico que tiene este proyecto se toma de referencia la definición de costo de falla de corta duración acorde a la NTSyCS:*

*Costo de Falla de Corta Duración: "Costo por kilowatt-hora en el que, en promedio, incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso. Dicho costo varía según el tipo de cliente o consumidor afectado, la duración de la interrupción del suministro y la profundidad de la interrupción".*

*Por otro lado, la demanda punta de la zona se encuentra entorno a los 75 MW por lo que se puede estimar la duración critica de una falla que justifique el costo de inversión determinado para el proyecto obteniéndose el valor de 10,5 horas continuas de interrupción del suministro.*

Propuesta N°2:

*Según la valorización realizada por Transelec este proyecto tendría un costo de 13,59 MMUSD cuyo detalle de valorización se presenta a continuación:*

| | Total Project Investment |
|---|---|
| **Item** | **MUSD Equiv.** |
| **Ingeniería y Estudios** | **0,56** |
| Ingeniería y Estudios | 0,56 |
| **Suministros** | **5,53** |
| Suministros | 5,53 |
| **Construcción** | **1,68** |
| Construcción | 1,68 |
| **Indirectos y Utilidad Construcción** | **3,89** |
| **Campamento (No incluido)** | **-** |
| **Administración de Contrato** | **0,48** |
| **Inspección Técnica de Obra** | **1,19** |
| **Overhead y Gastos Generales VPI** | **0,25** |
| **Total** | **13,59** |

*Figura 6: Valorización proyecto de reactor de línea Kimal - Los Changos.*

## d) Pronunciamiento Coordinador Eléctrico Nacional

Propuesta N°1:

El Coordinador Eléctrico al cierre del mes de marzo de 2026 envió a la CNE, mediante carta DE01989-26, y en respuesta al Oficio Ordinario N° 131/2026, un Informe Propuesta de Servicios Complementarios, con la definición de nuevos servicios complementarios asociados con las exigencias de fortaleza de red incorporadas en la NTSyCS, versión enero 2026, y con los requerimientos de seguridad levantados a partir de su conocimiento de la operación del SEN. En el mencionado informe se incorpora una propuesta de ampliar la definición de partida autónoma solicitando que se considere el conjunto de instalaciones que pueden proveer esta partida en negro y adicionalmente aseguren un adecuado control de tensión para energizar líneas de transmisión y mantener la operación de una isla eléctrica de manera autónoma, siendo esta la condición requerida en la isla de Chiloé.

Respecto a la propuesta particular, la instalación de sistemas BESS no permite subsanar la deficiencia identificada en la isla de Chiloé, dado que las centrales presentes en esta isla cuentan con capacidades limitadas de control de tensión. Por tanto, la provisión adecuada de este servicio requiere necesariamente contar con un soporte de control de tensión, por ejemplo, mediante la instalación de un equipo CER, STATCOM, o bien mediante el recambio de los controladores de tensión de las centrales de la isla. Al respecto, en el informe de propuesta de SSCC enviado a la CNE, mediante carta DE 01989-26, se propuso aumentar el alcance del servicio de PA para atender esta problemática, bajo lo cual se podría instruir la implementación del equipamiento requerido.

Propuesta N°2:

Haciendo uso del mecanismo definido por el Artículo 91 bis de la LGSE y el Artículo 4° de la Resolución Exenta N°156 de 2025 de la CNE, mediante Carta DE02259-26, del 8 de abril de 2026, el Coordinador propuso a la CNE el proyecto Nuevos Reactores 2x150 MVAr en Línea 2X500 kV Kimal - Los Changos en S/E Kimal, cuyo objetivo es permitir operar la línea 2x500 kV Kimal – Los Changos sin restricciones operaciones.

Este proyecto tiene como propósito garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio en las instalaciones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

A la fecha de emisión del presente reporte, la CNE no acogió  propuesta del Coordinador (mediante la emisión del Oficio ORD. N° 678, de 8 de julio de 2026), situación que mantiene en ciertos horarios la imposibilidad de mantener cerrados ambos circuitos de la línea 2x500 kV por sobretensiones.

# 9 INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA

## 9.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema para CPF, CSF y CTF, son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de frecuencia, en todas sus categorías, para el periodo de estudio, en especial para el año 2027.

## 9.2 CONTROL DE TENSIÓN

De acuerdo con los análisis vigentes, los recursos son suficientes para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva en el horizonte de estudio. Solo una zona presenta recursos al límite de su capacidad, tal como se explica en los siguientes puntos.

Lo anterior se refiere específicamente a los requerimientos de potencia reactiva para el horizonte de aplicación del presente Informe. En forma adicional, conforme a lo determinado en la sección 5.2, se ha evaluado el requerimiento de recursos asociados a potencia de cortocircuito y fortaleza de red bajo condiciones futuras de operación caracterizadas por una mayor participación de instalaciones basadas en convertidores y la entrada en operación del enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre.

Sin perjuicio de lo anterior, el control de tensión en las áreas del Norte Grande, Norte Chico y Sur presenta dificultades en la gestión de recursos disponibles, las cuales se resuelven utilizando maniobras como la apertura de líneas o el puenteo de compensación en serie. Si bien estas medidas de última instancia resultan necesarias con el fin de mantener las tensiones dentro de los rangos normales de operación establecidos en la NTSyCS, su uso podría degradar la seguridad del sistema. Además, se debe considerar que, en el orden de jerarquía de utilización de recursos para el control de tensión, la inyección o absorción de potencia reactiva de los parques ERV es prioritario respecto del resto de los recursos, y según análisis presentados en el ECTyRPR, si todos los parques ERV aportasen control de tensión dentro de su Diagrama PQ requerido disponible, sería suficiente para mantener los niveles de tensión en rango de Estado Normal.

### 9.2.1 ZONA NORTE GRANDE

En cuanto a los requerimientos de potencia reactiva correspondientes al horizonte de aplicación del presente Informe, se observa que en esta zona los recursos son suficientes mientras todos los elementos de CT se encuentren disponibles. Lo anterior es sin perjuicio de los requerimientos de potencia de cortocircuito y fortaleza de red analizados específicamente en la sección 9.2.6.

Se observa un caso particular de falta de recursos de potencia reactiva cuando el SVC Domeyko está en mantenimiento o fuera de servicio. No obstante, dicha insuficiencia de recurso puede ser atendida mediante coordinación de mantenimientos y la aplicación de políticas de operación.

### 9.2.2 ZONA NORTE CHICO

En cuanto a los requerimientos de potencia reactiva correspondientes al año 2027, se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión. Lo anterior es sin perjuicio de los requerimientos de potencia de cortocircuito y fortaleza de red analizados específicamente en la sección 9.2.6.

### 9.2.3 ZONA CENTRO

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (año 2027).

### 9.2.4 ZONA CENTRO SUR

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (año 2027).

### 9.2.5 ZONA SUR

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (año 2027).

### 9.2.6 ZONA NORTE GRANDE Y NORTE CHICO

En el ISSCC 2023 se identificó la necesidad de nuevos recursos de potencia de cortocircuito asociada a condensadores sincrónicos u otras tecnologías[62], por lo que en 2023 se inició un proceso licitatorio para proveer este servicio, el que finalizó el pasado 31 de mayo de 2024, adjudicando las instalaciones de la Tabla 7-1. Se espera que la habilitación de estos recursos tendrá su entrada en operación a partir del segundo semestre del año 2027.

Adicionalmente a dichos recursos comprometidos, conforme al análisis desarrollado en la sección 5.2 del presente Informe, se ha identificado que, bajo condiciones de operación caracterizadas por un mayor desplazamiento de generación sincrónica y considerando la entrada en operación del enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre, la barra Kimal 220 kV presenta un requerimiento adicional de fortaleza de red.

Considerando un RECC de 2,0, el requerimiento adicional es de 606 MVA de potencia de cortocircuito en Kimal 220 kV (103 MVAr equivalentes en CCSS, o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento), determinado mediante el análisis de mínimo arrepentimiento entre escenarios de aporte de los recursos GFM, cuyos resultados van de 0 a 2.327 MVA. Dicho rango corresponde a una cuantificación funcional del atributo requerido y no constituye una definición anticipada de la tecnología que deba implementarse.

Los análisis de la sección 5.2 muestran que, mientras no se encuentren disponibles recursos permanentes adicionales, el requerimiento puede ser cubierto mediante recursos técnicos actualmente disponibles, incluyendo las medidas operacionales necesarias sobre generación sincrónica. En consecuencia, no se identifica para el año 2027 una insuficiencia inmediata que impida preservar la seguridad de operación. Sin embargo, la utilización sostenida de dichas medidas implica mayores costos de operación y una mayor dependencia del despacho de generación sincrónica.

Por lo anterior, se determina la incorporación de recursos permanentes adicionales capaces de aportar efectivamente a la fortaleza de red requerida en Kimal 220 kV. Las soluciones podrán corresponder a condensadores sincrónicos, reconversión de instalaciones existentes, instalaciones basadas en convertidores con capacidades adecuadas u otras tecnologías que acrediten un aporte equivalente al requerimiento determinado, considerando para estos efectos su localización y correspondiente factor de efectividad.

---

62 https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Analisis-Adicional_R02-V02.pdf

El requerimiento de 606 MVA podrá revisarse en futuras versiones de este informe, considerando el grado de materialización y aporte efectivo de los recursos GFM, así como los resultados de los Estudios de Robustez y de Fortaleza de Red.

Para los recursos ya adjudicados en el proceso de licitación 2023-2024 se mantienen las condiciones de vida útil establecidas en dicho proceso. Respecto de los nuevos recursos que eventualmente deban materializarse para satisfacer el requerimiento adicional identificado, la vida útil y demás parámetros técnicos y económicos deberán establecerse considerando las características de la solución y tecnología que corresponda, conforme a la normativa aplicable.

## 9.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

### 9.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

#### 9.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

Para la prestación de este SC, se encuentra vigente el "Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga"[63], siendo materializado en todas las zonas a través de Instrucción Directa.

En el ANEXO E se identifican los Coordinados y alimentadores que actualmente se encuentran asociados a este servicio junto con la carga participante en cada escalón del esquema. Al respecto, se espera que la implementación de dicho EDAC finalice en gran medida durante el año 2026 y primer semestre de 2027, considerando que se debe evitar la desconexión de alimentadores que poseen conexión de PMGD, y cuando esto no sea posible, deberá implementar mayor carga en el EDAC para que la carga neta a desconectar cumpla con el requerimiento instruido.

#### 9.3.1.2 EDAC por Contingencia Específica

**a) EDAC** por contingencia específica asociado a la **Línea 66 kV San Javier-Constitución** y a **los PDCC Fase 1** Falla Línea Quillota-Polpaico 2x220 kV y **Fase 3** Falla línea Quillota-San Luis 2x220 kV,

Se identifica que los recursos que poseen actualmente los esquemas son suficientes para cumplir con los requerimientos para el periodo de estudio (año 2027).

**b) EDAC asociado a PDCE de la Zona Norte**

El EDAC por Contingencia Extrema asociado al PDCE de la Zona Norte (pérdida de alguno de los doble circuitos del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre), está siendo implementado de acuerdo con la propuesta indicada en la Tabla 7-7.

### 9.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

**a) Automatismo transitorio de EDAG en la Zona Norte (Fase 0)**

Este automatismo transitorio está completamente implementado, y se mantendrá mientras se incorporan todas las unidades instruidas al EDAG del PDCE Zona Norte.

[63] Publicado en sitio web del Coordinador en la siguiente ruta: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-edac/

A medida que se integren nuevas unidades al EDAG del PDCE Zona Norte, cuya entrada en servicio parcial comenzó en septiembre de 2024, el Coordinador solicitará paulatinamente la inhabilitación o readecuación de los ajustes de las unidades asociadas al EDAG Fase 0, conforme al grado de avance de ambos esquemas, lo que será evaluado de forma permanente (ya se inhabilitaron del EDAG del PDCE ZN las centrales térmicas Angamos y Cochrane, Mejillones CTA y Mejillones CTH).

**b) EDAG asociado a Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV**

Se identifica que los recursos que posee actualmente el esquema son suficientes para cumplir con los requerimientos para el periodo de estudio (año 2027).

**c) EDAG asociado a Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV**

Se define un EDAG para las unidades sincrónicas conectadas a la subestación San Luis que se desconectarán de acuerdo con el orden de mérito de despacho respectivo hasta que la cargabilidad de la línea 2x220kV San Luis-Agua Santa sea menor o igual a su valor de corriente nominal. Para mayor detalle de la implementación, revisar el “Estudio Plan de Defensa contra Contingencia: PDCE Fase 3” del segundo semestre del año 2025.

**d) EDAG asociado a PDCE Zona Norte:**

El EDAG de la zona Norte asociado al PDCE Zona Norte está parcialmente en servicio y se instruyó la integración de las unidades pendientes a más tardar en marzo de 2026. El estado de implementación es el siguiente:

**Tabla 9-1** Plazos comprometidos implementación EDAG asociado a PDCE Zona Norte

| Central | Estado de implementación/Última Fecha comprometida |
|---|---|
| TER ANGAMOS U1 (*) | Implementada |
| TER ANGAMOS U2 (*) | Implementada |
| TER COCHRANE U1 (*) | Implementada |
| TER COCHRANE U2 (*) | Implementada |
| PFV HUATACONDO | Implementada |
| PFV BOLERO | Implementada |
| PFV CERRO DOMINADOR | Implementada |
| PFV GRANJA SOLAR | Implementada |
| PE SIERRA GORDA ESTE | Implementada |
| PE VALLE DE LOS VIENTOS | Implementada |
| PFV FINIS TERRAE | Implementada |
| PE CALAMA | Implementada |
| PFV CAPRICORNIO | Implementada |
| TER MEJILLONES CTA (*) | Implementada |
| TER MEJILLONES CTH (*) | Implementada |
| TER MEJILLONES CTM 3 TG | Implementada |
| TER MEJILLONES CTM 3 TV | Implementada |
| TER MEJILLONES IEM U1 | Implementada |
| TER TOCOPILLA U16 | Implementada |
| PFV LA HUAYCA II | Implementada |

| Central | Estado de implementación/Última Fecha comprometida |
|---|---|
| GEO CERRO PABELLON U1 y U2 | Implementada |
| PFV POZO ALMONTE SOLAR II | Implementada |
| PFV POZO ALMONTE SOLAR III | Implementada |
| TER KELAR CC TG1 | Implementada |
| TER KELAR CC TG2 | Implementada |
| TER KELAR CC TV | Implementada |
| PFV CEME 1 | Implementada |
| PFV TAMAYA SOLAR | Implementada |
| PE KALLPA (EX LOMAS DE TALTAL) | Implementada |
| PE HORIZONTE NORTE Y SUR | Implementada |
| PE ANTOFAGASTA | Implementada |
| PFV URIBE SOLAR | Sin información |
| PFV LAS SALINAS | Implementada |
| PFV WILLKA | Implementada |
| PFV TAIRA (EX TOCOPILLA) | Implementada |
| PE TCHAMMA | 15/11/2026 |
| PE LLANOS DEL VIENTO | 15/11/2026 |
| PFV PAMPA TIGRE | 15/11/2026 |
| PE CKHURI | 15/11/2026 |
| PFV ANDES SOLAR | Implementada |
| PFV GABRIELA | 31/03/2026 |
| PFV JAVIERA | 27/11/2026 |
| PFV NUEVO QUILLAGUA | 31/12/2026 |
| PFV SOL DEL DESIERTO | 30/10/2026 |
| PE CERRO TIGRE | 15/11/2026 |
| PFV VICTOR JARA | 10/04/2026 |
| PFV ANDES SOLAR IV | Implementada |
| PFV SOL DE LOS ANDES | 02/10/2026 |
| PFV ATACAMA SOLAR II | 30/12/2026 |
| PFV ELENA | 17/04/2026 |
| PFV MARIA ELENA | 17/08/2027 |
| PE TALTAL | 31/12/2026 |
| PFV VALLE DEL SOL | 31/12/2026 |
| PFV AZABACHE | 31/12/2026 |
| EXTENSIÓN PFV FINIS TERRAE | 31/12/2026 |
| PFV GUANCHOI | 31/12/2026 |
| PFV COYA | 31/12/2026 |
| BESS TOCOPILLA | 31/12/2026 |
| PFV USYA | 31/03/2027 |
| PFV MALGARIDA | 31/03/2027 |
| PFV ALMEYDA | 31/03/2027 |

| Central | Estado de implementación/Última Fecha comprometida |
|---|---|
| CSP CERRO DOMINADOR | Sin Información |
| PFV SAN PEDRO | Implementada |
| PFV NUEVO QUILLAGUA II | 31/12/2026 |
| PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR | Implementada |
| PFV JAMA | 17/08/2027 |
| PFV SALVADOR | 30/06/2027 |
| PFV ANDES SOLAR II-A | 26/11/2026 |
| PFV ANDES SOLAR II-B | 26/11/2026 |
| PFV ANDES SOLAR III | 26/11/2026 |
| PFV DIEGO DE ALMAGRO | 31/12/2026 |
| PFV PAMPA SOLAR NORTE | 30/11/2026 |
| PFV DOMEYKO | 30/11/2026 |
| PFV CONEJO SOLAR | 05/03/2027 |
| PFV CHAÑARES | 30/05/2027 |
| PFV LALACKAMA I | 30/05/2027 |
| PFV LALACKAMA II | 30/05/2027 |
| PFV SOL DE LILA | 30/05/2027 |
| PFV LA CRUZ SOLAR | Sin Información |
| BESS ARENALES | Implementada |
| PFV ESTELA SOLAR | 27/04/2027 |
| PFV SANTA ISABEL | 02/03/2027 |

(*) Actualmente inhabilitada por requerimiento del Coordinador

El EDAG de la zona sur asociado al PDCE Zona Norte está implementado para los bloques de generación que desconecta directamente la celda Charrúa y se instruyó a las unidades pendientes con ajustes de sobrefrecuencia fijos que finalizaran su integración al esquema.

Al respecto, las fechas informadas por los coordinados para finalizar la implementación son:

**Tabla 9-2** Plazos comprometidos implementación EDAG Zona sur asociado al PDCE Zona Norte

| Central | Fecha implementación |
|---|---|
| HE RAPEL U1, U2, U3, U4 y U5 | Implementada |
| TER NUEVA VENTANAS | Implementada (espera router multicliente en S/E Charrúa) |
| TER SAN ISIDRO II CC1-TV | Implementada |
| PE SAN PEDRO | Implementada |
| PE SAN PEDRO II | Implementada |
| PE CUEL | Implementada (espera router multicliente en S/E Charrúa) |
| PE AURORA | Implementada (espera router multicliente en S/E Charrúa) |
| TER NEHUENCO CC1-TV | Implementada |

Para las nuevas centrales a incorporar al EDAG (zona Norte y Sur), que aparecen en el informe de SSCC 2026 versión junio, se instruyó finalizar la implementación en julio de 2026.

### 9.3.3 PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS CRÍTICAS

Actualmente en el SEN se encuentra implementado un PDCE que contempla dos fases, siendo los recursos que posee el esquema, suficientes para cumplir con los requerimientos para el periodo de estudio (año 2027). Estas fases son:

- Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

En el estudio de Plan de Defensa contra Contingencia vigente se ha identificado la necesidad de adecuar la lógica de operación de PDCC Fase 3, esto debido a la entrada en operación del corredor 2x220 kV Agua Santa-La Pólvora-Las Dichas- Nueva Alto Melipilla, del segundo transformador 220/115/60kV (300MVA N2) de la subestación Agua Santa y la subestación Las Dichas 220/66kV (150MVA). Esto acarreará nuevas formas de operación que requieren ser analizadas. Se deberá, cuando se produzca una falla de severidad 6 en la línea 2x220kV San Luis-Quillota, buscar el umbral de potencia de despacho total de las unidades generadoras que inyectan en la subestación San Luis bajo el cual no se produzcan oscilaciones de potencia en las líneas de transmisión de la zona de influencia en los escenarios analizados, también, se busca que la cargabilidad de la línea 2x220kV San Luis-Agua Santa esté por debajo del 100% para evitar problemas asociados con el conductor o con las protecciones de sobrecorriente. Lo anterior, se realiza por medio de un EDAG en las unidades de generación de la subestación San Luis que operará de acuerdo con el orden de mérito de despacho de estas. De esta manera, se propone un plan de defensa de fase 3 que mantendrá el sistema operando mientras se reestablece la línea 2x220kV San Luis-Quillota y la subestación San Luis vuelva a conectar por medio de las líneas 2x220kV San Luis-Quillota y 2x220kV San Luis-Agua Santa, a diferencia del PDCE existente que deja fuera de servicio la subestación San Luis con la apertura de la línea 2x220kV San Luis-Agua Santa apenas se produzca un evento de severidad 6 en la línea 2x220kV San Luis-Quillota. Estas adecuaciones se desarrollan con mayor detalle en el informe del “Estudio Plan de Defensa Contra Contingencias: PDCE FASE 3” del segundo semestre del año 2025.

### 9.3.4 PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS

Actualmente se está implementando el **PDCE de la Zona Norte**, asociado a las fallas de severidad 6 en las líneas de doble circuito 500 kV entre Los Changos – Polpaico, de acuerdo con lo dispuesto en el “*Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN*”, de fecha abril de 2019, sus posteriores actualizaciones y lo requerido en los Anexos a las instrucciones de implementación emanadas por el Coordinador, que se indican a continuación:

- DE00168-20 y su anexo “Implementación de Esquema de Desconexión Automática de Generación por Contingencia Extrema en el Norte Grande del SEN”.
- DE00170-20 y su anexo “Requerimientos Mínimos para la Implementación del Plan de Defensa por Contingencias Extremas”.
- DE00171-20, su anexo “Requerimientos Mínimos para la implementación del EDAG de la zona Centro-Sur para el PDCE de la Zona norte” y adenda del 15 de abril de 2020.
- DE00172-20, su anexo “EDACxCEx por Coordinado” y reevaluación del EDACxCEx de la Zona Norte Grande.
- DE02940-25, sin anexo.
- DE07602-25, sin anexo.

Cabe señalar que, posterior a los documentos indicados, se han realizado modificaciones en el alcance del sistema de transmisión hasta S/E Lo Aguirre que abarca este PDCE, en las unidades generadoras asociadas a los EDAG y en las cargas asociadas al EDAC, siendo todas esas actualizaciones incluidas en la sección 7.3 el presente informe.

El estado de los proyectos antes descritos cuenta con el siguiente avance:

- Implementación de Esquema de Desconexión Automática de Generación por Contingencia Extrema en el Norte Grande del SEN, el EDAG de la Zona Norte entró en servicio con algunas centrales en septiembre de 2024, contemplando a la fecha emisión de este informe las siguientes unidades generadoras que ya cumplieron con todas las etapas de implementación, siendo integradas a la celda maestra de ENGIE:

**Tabla 9-3** Unidades en Esquema de Desconexión Automática de Generación por Contingencia Extrema en el Norte

| Unidad | Propietario |
|---|---|
| Angamos U1 (inhabilitada) | AES ANDES |
| Angamos U2 (inhabilitada) | AES ANDES |
| Cochrane U1 (inhabilitada) | AES ANDES |
| Cochrane U2 (inhabilitada) | AES ANDES |
| Cerro Pabellón | ENEL GREEN POWER CHILE |
| Finis Terrae | ENEL GREEN POWER CHILE |
| PE Sierra Gorda | ENEL GREEN POWER CHILE |
| Valle de los Vientos | ENEL GREEN POWER CHILE |
| PFV Capricornio | ENGIE S.A. |
| Parque Eólico Calama | ENGIE S.A. |
| CTA (Mejillones) (inhabilitada) | ENGIE S.A. |
| CTH (Mejillones) (inhabilitada) | ENGIE S.A. |
| CTM 3 TG (Mejillones) | ENGIE S.A. |
| CTM 3 TV (Mejillones) | ENGIE S.A. |
| IEM (Mejillones) | ENGIE S.A. |
| U16 (Tocopilla) | ENGIE S.A. |
| PAS2 | SOLAR PACK |
| PAS3 | SOLAR PACK |
| CC Kelar TG1 | TAMAKAYA ENERGÍA - KOSPO SERVICES |
| CC Kelar TG2 | TAMAKAYA ENERGÍA - KOSPO SERVICES |
| CC Kelar TV | TAMAKAYA ENERGÍA - KOSPO SERVICES |
| Granja Solar | COPEC RENOVABLES SPA |
| La Huayca II | ENLIGHT INVESTMENTS SPA |
| PFV Huatacondo | AUSTRIANSOLAR CHILE CUATRO SPA |
| PFV Bolero | BOLERO SPA |
| PFV Cerro Dominador | CERRO DOMINADOR CSP S.A. |
| PFV CEME 1 | GM HOLDINGS S.A. |
| PFV Tamaya Solar | ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. |
| PE Kallpa | ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. |
| PE Horizonte Norte y Sur | COLBÚN S.A. |

- El proyecto del Plan de Defensa por Contingencias Extremas asociado al Esquema de Separación de Islas y Mitigación de Sobretensiones, que debe ser implementado por InterChile, Transelec y TEN, se encuentra en proceso de implementación, informándose un plan de trabajo de 18 meses, correspondiente a un plazo que se cumple en abril de 2027. Adicionalmente, según corresponde al diseño de detalle, también debe ser implementado por CGE Transmisión,

Centella Transmisión S.A., Electrans III S.A. y Transquinta S.A. para efectos de asegurar los puntos de apertura necesarios para la separación de islas.

- La empresa Transelec finalizó la implementación de la celda maestra del EDAG de la Zona Centro - Sur, los ensayos en fábrica y sitio se ejecutaron en marzo de 2023. Se instruyó la integración de las unidades generadores faltantes (PE Aurora, PE Cuel, PE San Pedro, PE San Pedro II, Rapel U1, U2, U3, U4, U5, San Isidro TV, Nehuenco TV y Nuevas Ventanas) para julio de 2025, de manera de iniciar el periodo de marcha blanca y puesta en servicio definitivo durante el segundo semestre del año 2025. Sin embargo, las posteriores adecuaciones requeridas a la celda maestra de S/E Charrúa y los planes actualizados por los coordinados para la integración de las centrales pendientes (PE Aurora, PE Cuel y Nuevas Ventanas) al EDAG se espera finalicen a principios de 2027, quedando pendiente sólo la disponibilidad del router multicliente en S/E Charrúa.
- Por otra parte, Transelec finalizó la adecuación de la celda maestra de S/E Charrúa para poder recibir a los parques adicionales instruidos, sin embargo, se encuentra pendiente la instalación de los router multiclientes por parte de las compañias de telecomunicaciones en esa S/E y la apertura de bloques de generación desde S/E Los Notros.
- Para los parques adicionales, se instruyó como plazo julio de 2026, para que se integren a la celda maestra. Al respecto, las últimas fechas informadas por los coordinados para finalizar la implementación son:

**Tabla 9-4** Plazos parques eólicos comprometidos en implementación EDAG Zona sur

| Central | Última Fecha comprometida de implementación |
|---|---|
| PE SAN GABRIEL | 23/11/2027 |
| PE TOLPAN SUR | 23/11/2027 |
| PE ALENA | 31/12/2026 |
| PE LA CABAÑA | No informada |
| PE RENAICO II | 30/11/2026 |
| PE RENAICO I | 30/11/2026 |
| PE LOS OLMOS | Implementada (espera router multicliente en S/E Chrrúa) |
| PE MESAMAVIDA | Implementada (espera router multicliente en S/E Charrúa) |
| PE SAN MATIAS | 15/01/2027 |
| PE PUELCHE SUR | 31/12/2026 |
| PE LA ESTRELLA | 15/01/2027 |
| PE CAMPO LINDO | 15/01/2027 |
| PE CARDONAL | 02/03/2027 |
| PE MANANTIALES | 02/03/2027 |
| PE LOS CERRILLOS | 02/03/2027 |
| PE LA FLOR | 30/10/2027 |
| PE LOMAS DE DUQUECO | 31/12/2026 |
| PE MALLECO NORTE | 31/12/2026 |
| PE MALLECO SUR | 31/12/2026 |
| PE NEGRETE | 31/12/2026 |

Los ajustes de sobrefrecuencia fijos en protecciones de estos parques están habilitados, quedando pendientes sólo la habilitación de ajustes en los parques eólicos La Flor, Lomas de Duqueco, Negrete, Malleco Norte y Sur, cuya implementación se encuentra comprometida para diciembre de 2026.

- EDACxCEx por Coordinado, se está trabajando con cada Coordinado respecto de la aprobación de propuestas y, posteriormente, su implementación.

## 9.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

### 9.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA (PA)

Según lo indicado en el Estudio del PRS 2022, se instruyó la provisión del SC de partida autónoma a la Central Termopacífico, propiedad de Genpac S.A., aportando 20 MW con el fin de proveer de SS/AA a la central Cardones para su partida, sincronización y posterior regulación de frecuencia en el área de Cardones. Este proceso presentó inconvenientes durante los ensayos de verificación de la Partida Autónoma de la central, los que son descritos en la sección 10.4. Cabe señalar que la vida útil del nuevo equipamiento, que debe ser instalado para prestar el SC de PA, es de 20 años, de concretarse.

En el Estudio PRS 2025 Vigente se instruyó la incorporación de los siguientes recursos de Partida Autónoma en el Sistema Eléctrico Nacional:

- Se instruyó la incorporación del Servicio Complementario de Partida Autónoma a la unidad CTM-3, con el propósito de fortalecer la redundancia de este servicio en el área Cordillera.
- Se instruyó la incorporación del Servicio Complementario de Partida Autónoma a la Unidad 16 (U16) de Central Tocopilla, con el objetivo de reducir su dependencia de las unidades TG1, TG2 y TG3 de la misma central.
- Se instruyó la incorporación del Servicio Complementario de Partida Autónoma en las unidades U3, U4 y U5 de Central Pilmaiquén, con el fin de incrementar las alternativas de recuperación de la isla del área Pilmaiquén,

En relación con la instrucción de incorporación de Partida Autónoma a las unidades CTM-3 y U16, mediante carta DE06962-25, se requirió al Coordinado Engie la entrega de antecedentes adicionales que posibilitaran evaluar lo señalado en las observaciones al Estudio PRS 2025 Versión Preliminar, donde solicitan excluir estas unidades de implementar el SSCC de PA. Engie respondió adjuntando antecedentes adicionales mediante carta DE12014-25.

Actualmente, el Coordinador se encuentra analizando la factibilidad y la alternativa de implementación del SSCC de PA para las unidades CTM-3 y U16, en el marco de lo establecido en el Estudio PRS y conforme a los criterios técnicos y económicos aplicables.

### 9.4.2 AISLAMIENTO RÁPIDO

En la versión preliminar del Estudio de PRS 2026 se incorporaron los siguientes requerimientos asociados al aislamiento rápido para el año 2027.

1. TER Kelar
2. TER Tocopilla U16

Por lo que los coordinados de estas instalaciones deberán realizar las adecuaciones necesarias para dotar a dichas unidades de capacidad de separación controlada del SEN, abastecimiento de servicios auxiliares y de operación estable en isla. Asimismo, deberán asegurar que, una vez en isla, los

sistemas de protecciones mantengan su selectividad y coordinación, y que los sistemas de comunicaciones se mantengan activos enviando sus señales al SCADA del Coordinador. .

### 9.4.3 EQUIPAMIENTO DE VINCULACIÓN

De acuerdo con el Estudio del PRS elaborado por el Coordinador en el 2022, se instruyó a TEN S.A la verificación del equipamiento de vinculación en los interruptores de ambos extremos de la línea 500 kV Changos – Cumbre (S/E Changos K5 y K8, y S/E Cumbre K2 y K5). El Coordinado informó el 25 de diciembre de 2023 que dicha instalación ya cuenta con el equipamiento implementado. Este último se encuentra en proceso de verificación desde octubre de 2025, con sus protocolos de pruebas observados en noviembre del mismo año. El Coordinador solicitará a TEN S.A., la actualización de los hitos y fechas en que ejecutará las actividades faltantes, el envío de la nueva versión de los protocolos de pruebas, fecha de ejecución de ensayos y envío del informe de verificación para el equipamiento de vinculación respectivo, con la finalidad de finalizar el proceso de verificación durante el primer semestre de 2027.

Asimismo, en el Estudio PRS 2024, se instruyó a Transmisora Parinas S.A la implementación de equipamiento de vinculación en los interruptores K8 y K11 de S/E Jadresic. Estos interruptores deberán contar del equipamiento primario, de control y de protecciones necesarios para permitir la vinculación entre las zonas Norte Grande y Norte Chico. Actualmente el equipamiento de vinculación de estos interruptores se encuentra implementado y en proceso de verificación, con sus protocolos de pruebas aprobados desde julio de 2025. Al igual que la instalación anterior, el Coordinador solicitará a Transmisora Parinas S.A. informar la fecha de ejecución de ensayos y envío del informe de verificación respectivo, con el objetivo de que la verificación de estas instalaciones finalice durante el primer semestre de 2027.

Los plazos para la implementación de estas instalaciones se especifican en el punto 10.4.

# 10 CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS

Considerando lo indicado en las secciones 7 y 9 del presente estudio, a continuación, se indica la calendarización de los distintos SSCC necesarios para el año 2027. Cabe destacar que, en el caso de las instalaciones que en este Informe son incorporadas para la prestación de los SSCC, estas deberán realizar el proceso de verificación en los plazos que fije el Coordinador en el cronograma respectivo. En los Anexos se identifica aquellas instalaciones que se encuentran verificadas, las que están en proceso de verificación y aquellas que deben comenzar dicho proceso.

## 10.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Se identifica de los análisis de competencia, que los potenciales recursos con los que contará el sistema en el periodo de estudio son suficientes para cumplir con los requerimientos de los SSCC de CPF, CSF y CTF, por lo que no se requiere licitación de nueva infraestructura específica para la prestación de estos servicios.

En el ANEXO C se identifica a las instalaciones en operación prestadoras de estos servicios durante el año 2027. Aquellas instalaciones que no se encontraban llamadas a prestar dichos servicios en el año 2026, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 de enero de 2027.

En el ANEXO G se identifican las instalaciones que se encuentran prontas a entrar en operación según solicitudes realizadas al Coordinador. Dicho ANEXO identifica aquellos Servicios que deberán estar habilitados.

Acorde con lo indicado en la NTSSCC todas las instalaciones del SEN que puedan participar de la prestación de Servicios Complementarios deben verificar sus recursos técnicos disponibles. Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios en el ANEXO C que no hayan iniciado el proceso de verificación, deben dar cumplimiento al cronograma establecido por el Coordinador[64], pudiendo realizar las pruebas por parte de los titulares de las instalaciones, siguiendo los lineamientos de las guías de verificación publicadas por el Coordinador en su página web[65].

En el caso de las instalaciones del ANEXO G, previo a la Entrada en Operación deberán someterse al Proceso de Verificación de sus recursos técnicos disponibles, pudiendo quedar pendiente la verificación de los equipos de registro y las señales para la medición y verificación del desempeño y disponibilidad por un plazo máximo de un mes contado desde la fecha de entrada en operación.

## 10.2 CONTROL DE TENSIÓN

Según se indica en la sección 9.2, la Sub-Área Sur (Domeyko) del Área de Control de Tensión Norte Grande cuenta con los recursos suficientes para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva en el horizonte analizado, considerando disponibilidad total de sus recursos. No obstante, en condiciones particulares de mantenimiento o indisponibilidad del SVC de Domeyko, los recursos podrían resultar insuficientes. Dado que esta condición puede ser abordada mediante la implementación de políticas de operación y mantenimiento, no se ha instruido recursos adicionales para esta zona.

En el ANEXO D se identifican las instalaciones en operación prestadoras de estos servicios durante el año 2027. Aquellas instalaciones que no se encontraban llamadas a prestar dichos servicios en el

[64] Disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/proceso-de-verificacion-de-instalaciones/cronograma-de-verificacion/calendario-de-instalaciones-de-generacion/
[65] Disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/proceso-de-verificacion-de-instalaciones/instructivos-tecnicos-de-verificacion/

año 2026, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 de enero de 2027.

Acorde con lo indicado en la NTSSCC todas las instalaciones del SEN que puedan participar de la prestación de Servicios Complementarios deben ser verificadas.

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios en el ANEXO D que no hayan iniciado el proceso de verificación, deben dar cumplimiento al cronograma establecido por el Coordinador, pudiendo realizar las pruebas por parte de los titulares de las instalaciones, siguiendo los lineamientos de las guías de verificación publicadas por el Coordinador en su página web.

En el caso de las instalaciones del ANEXO G, previo a la Entrada en Operación deberán someterse al Proceso de verificación de sus recursos técnicos disponibles, pudiendo quedar pendiente la verificación de los equipos de registro y las señales para la medición y verificación del desempeño y disponibilidad por un plazo máximo de un mes contado desde la fecha de entrada en operación.

En lo que respecta a las instalaciones necesarias para la provisión de Control de Tensión en su requerimiento de potencia de cortocircuito, se espera que las instalaciones adjudicadas en el proceso licitatorio finalizado el 31 de mayo de 2024 entren en operación a partir del segundo semestre de 2027.

Respecto del requerimiento adicional de fortaleza de red identificado en la sección 5.2, y tal como se indicó en la sección 6.5.2, la existencia de alternativas tecnológicas potencialmente sustituibles y el antecedente del proceso competitivo realizado para la provisión de potencia de cortocircuito en la zona norte, se determina que la incorporación de recursos adicionales de carácter permanente para cubrir la insuficiencia residual será materializada mediante un proceso de licitación del Servicio Complementario de Control de Tensión.

Las bases de dicho proceso deberán establecer requisitos de desempeño funcional y factores de efectividad que permitan la participación de distintas tecnologías, procurando mantener neutralidad tecnológica y asegurando que las soluciones adjudicadas proporcionen efectivamente el nivel de fortaleza requerido en las barras relevantes.

La calendarización deberá considerar que los recursos permanentes se encuentren disponibles oportunamente respecto del momento en que se materialice el requerimiento de fortaleza de red identificado, considerando particularmente la entrada en operación del enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre y la evolución efectiva de los recursos GFM en la zona norte.

Considerando que el mecanismo definido para la materialización de los recursos permanentes adicionales corresponde a una licitación del Servicio Complementario de Control de Tensión, y tomando como referencia la experiencia del proceso licitatorio desarrollado durante los años 2023 y 2024, se establece la siguiente calendarización referencial.

**Tabla 10-1** Calendarización referencial licitación requerimiento adicional de fortaleza de red

| Actividades | Inicio | Término | Días corridos | Responsable | Marca / etapa |
|---|---|---|---|---|---|
| **Informe SSCC** | | | | | **Sección** |
| Preparación y publicación del informe correspondiente | | 30-dic-26 | | Coordinador | Hito |
| **Proceso de Licitación SSCC CT** | | | | | **Sección** |
| Preparación de Bases de Licitación y Homologación de tecnologías | lun 04-ene-27 | mar 06-jul-27 | 183 | Coordinador | Actividad |
| Inicio de licitación Internacional | vie 09-jul-27 | vie 09-jul-27 | 1 | Coordinador | Hito |
| Preparación y Presentación de Ofertas | vie 09-jul-27 | vie 07-ene-28 | 182 | Proponente | Actividad |
| Análisis y Evaluación de ofertas | vie 07-ene-28 | mar 07-mar-28 | 60 | Coordinador | Actividad |
| Adjudicación de las Obras de Infraestructura SSCC | vie 10-mar-28 | vie 10-mar-28 | 1 | Coordinador | Hito |

La vida útil de la nueva infraestructura será de 25 años, contados desde su respectiva entrada en operación.

Las fechas señaladas corresponden a una calendarización estimada y podrán ser ajustadas durante la elaboración de las Bases de Licitación, considerando las características de las soluciones tecnológicas, los resultados de los estudios técnicos disponibles y los plazos requeridos para asegurar su adecuada materialización.

Mientras no se encuentren disponibles los recursos permanentes requeridos, el Coordinador podrá adoptar las medidas operacionales necesarias utilizando los recursos técnicos actualmente disponibles, de acuerdo con las condiciones de operación del SEN.

## 10.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

### 10.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

#### 10.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

Este SC se ha materializado a través de Instrucción Directa, y su implementación comenzó durante el segundo semestre de 2021. El EDAC BF homogéneo se encuentra en diversos grados de implementación por parte de los Coordinados

Respecto al EDAC vigente, las instalaciones identificadas como prestadoras de este servicio, acorde a lo indicado en el ANEXO E, deberán mantener su respectiva prestación en conformidad con lo establecido en este informe, hasta que el nuevo esquema se encuentre operativo, lo que será informado oportunamente por el Coordinador.

#### 10.3.1.2 EDAC por Contingencia Específica

**a) EDAC asociado a la Línea 66 kV San Javier-Constitución y a los PDCC Fase 1 Falla Línea Quillota-Polpaico 2x220 kV y Fase 3 Falla línea Quillota-San Luis 2x220 kV**

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios, acorde a lo indicado en el ANEXO E, mantendrán su actual prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 de enero de 2027.

**b) EDAC PDCE de la Zona Norte**

El EDAC por Contingencia Extrema asociado al PDCE de la Zona Norte (pérdida de alguno de los doble circuitos del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre), está siendo implementado de acuerdo con la propuesta indicada en la Tabla 7-7, comenzando su respectiva prestación en la medida que cada carga del esquema se habilita y realiza el proceso de verificación. De acuerdo con el actual grado de avance de aprobación de propuestas y de la implementación, y considerando que esta se realiza en conjunto con la adecuación del EDAC BF, se espera se encuentre completamente habilitado durante el primer semestre del año 2027. Cabe destacar que esta implementación podrá verse modificada en función de las soluciones que implementen las empresas coordinadas para garantizar el contar con el monto instruido, mitigando el efecto que generan los PMGD.

### 10.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

**a) Automatismo transitorio de EDAG en la Zona Norte (Fase 0)**

El automatismo se encuentra en servicio.

Las unidades asociadas al EDAG Fase 0 se irán deshabilitando o readecuando paulatinamente, de acuerdo con el grado de avance de implementación de los esquemas, a medida que se integren nuevas unidades al EDAG del PDCE Zona Norte, lo que será evaluado de manera permanente y coordinada. El estado de implementación de este esquema es el siguiente:

**Tabla 10-2** Estado de implementación del EDAG Zona Norte Fase 0

| Escalón | Ajuste | Unidad o central |
|---|---|---|
| I | 51,3 [Hz] | Jama I y II |
| II | 51,4 [Hz] | María Elena |
| | | Uribe Solar |
| III | 51,5 [Hz] | PFV Lalackama I |
| | | PFV Lalackama II |
| | | PFV Andes Solar II-A |
| | | PE Taltal |
| | | PE Cerro Tigre |
| | | PE Tchamma |
| | | PE LLanos del Viento |
| | | PFV La Cruz Solar |
| | | PFV Azabache |
| IV | 51,6 [Hz] | PFV Usya |
| | | PFV Nuevo Quillagua |
| | | PFV Coya |
| | | PFV Andes Solar II-B |
| | | PFV Willka |
| V | 51,8 [Hz] | PFV Pampa Tigre |
| | | PFV San Pedro |

| Escalón | Ajuste | Unidad o central |
|---|---|---|
| | | PFV Santa Isabel |
| | | PFV Valle del Sol |
| VI | 0,9 [Hz/s] – 51 [Hz] | PFV Diego de Almagro |
| | | PFV Pampa Solar Norte |
| | | PFV Sol de los Andes |
| | | PFV Conejo Solar |
| | | PFV Malgarida |
| | | PFV Guanchoi |
| VII | 1,2 [Hz/s] – 51 [Hz] | PFV Domeyko |
| | | PFV Atacama Solar II |
| | | PFV Sol del Desierto |
| | | PFV Sol del Lila |

**b) EDAG asociado a Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV**

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios, acorde a lo indicado en el ANEXO E, mantendrán en las mismas condiciones actuales su respectiva prestación según lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2027.

**c) EDAG asociado a PDCE Zona Norte:**

El EDAG de la Zona Norte asociado al PDCE Zona Norte entró en servicio parcialmente en septiembre de 2024.

El EDAG de la Zona Sur asociado al PDCE Zona Norte finalizó su proceso de implementación de la celda maestra en S/E Charrúa y de los trip sobre los Bloques de generación: Bloque Abanico, Bloque Rucue, Bloque Antuco, Bloque El Toro, Bloque Yungay, Los Pinos, Santa Lidia y Santa María. Se está implementando el trip en S/E Los Notros para el Bloque Ralco y Bloque Pangue. Se encuentra pendiente la implementación de un router multiclientes de las compañías de telecomunicaciones en S/E Charrúa.

Considerando lo anterior, y con el objetivo de avanzar en la transición desde esquemas temporales hacia una solución de mayor permanencia operativa, la implementación mediante el uso de protecciones existentes se contempla únicamente para el EDAG Fase 0. Para el caso del EDAG Norte y Centro-Sur del PDCE ZN, se podrían utilizar protecciones existentes en la medida en que no interfieran con otras funciones ya implementadas y cumplan con los requisitos de alta disponibilidad, redundancia y confiabilidad que exige el PDCE; de lo contrario, deberán incorporarse nuevas protecciones dedicadas específicamente a estos EDAG.

### 10.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS CRÍTICAS

**a) PDCC Fase 1**

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de los PDCC (Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV).

**b) PDCC Fase 3**

Se ha identificado la necesidad de adecuar la lógica de operación de PDCC Fase 3 (Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV), esto debido a la entrada en operación del corredor 2x220 kV Agua Santa-La Pólvora-Las Dichas- Nueva Alto Melipilla, del segundo transformador 220/115/60kV (300MVA N2) de la subestación Agua Santa y la subestación Las Dichas 220/66kV (150MVA). Esto

acarreará nuevas formas de operación que requieren ser analizadas. Se deberá, cuando se produzca una falla de severidad 6 en la línea 2x220kV San Luis-Quillota, buscar el umbral de potencia de despacho total de las unidades generadoras que inyectan en la subestación San Luis bajo el cual no se produzcan oscilaciones de potencia en las líneas de transmisión de la zona de influencia en los escenarios analizados, también, se busca que la cargabilidad de la línea 2x220kV San Luis-Agua Santa esté por debajo del 100% para evitar problemas asociados con el conductor o con las protecciones de sobrecorriente. Lo anterior, se realiza por medio de un EDAG en las unidades de generación de la subestación San Luis que operará de acuerdo con el orden de mérito de despacho de estas. De esta manera, se propone un plan de defensa de fase 3 que mantendrá el sistema operando mientras se reestablece la línea 2x220kV San Luis-Quillota y la subestación San Luis vuelva a conectar por medio de las líneas 2x220kV San Luis-Quillota y 2x220kV San Luis-Agua Santa, a diferencia del PDCE existente que deja fuera de servicio la subestación San Luis con la apertura de la línea 2x220kV San Luis-Agua Santa apenas se produzca un evento de severidad 6 en la línea 2x220kV San Luis-Quillota. Estas adecuaciones se desarrollan con mayor detalle en el informe del "Estudio Plan de Defensa Contra Contingencias: PDCE FASE 3" del segundo semestre del año 2025.

En el ANEXO E, se identifica a las instalaciones en operación prestadoras de estos servicios durante el año 2027. Aquellas instalaciones que no se encontraban llamadas a prestar dichos servicios en el año 2026, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 de enero de 2027.

### 10.3.4 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS

Según se indica en la sección 9.3, se está implementando el **PDCE de la Zona Norte**, acorde al diseño definido en el "*Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN*", de fecha abril de 2019, junto con posteriores adecuaciones y ampliaciones instruidas y lo requerido en los Anexos a las instrucciones de implementación emanadas por el Coordinador, que se indican a continuación:

- DE00168-20 y su anexo "Implementación de Esquema de Desconexión Automática de Generación por Contingencia Extrema en el Norte Grande del SEN".
- DE00170-20 y su anexo "Requerimientos Mínimos para la Implementación del Plan de Defensa por Contingencias Extremas".
- DE00171-20, su anexo "Requerimientos Mínimos para la implementación del EDAG de la zona Centro-Sur para el PDCE de la Zona norte" y adenda del 15 de abril de 2020.
- DE00172-20, su anexo "EDACxCEx por Coordinado" y reevaluación del EDACxCEx de la Zona Norte Grande.
- DE07602-25, sin Anexo.

Dicho plan considera lo siguiente:

- EDAC por Subfrecuencia acorde a lo indicado en la Tabla 7-7
- EDAG por Contingencia Específica acorde a lo indicado en la Tabla 7-13 y Tabla 7-14.
- Diversos recursos asociados a la implementación de automatismos según se describe en la sección 9.3.3.

Al respecto, los Coordinados propietarios de las instalaciones involucradas en este plan ya comenzaron a ejecutar las actividades correspondientes para la implementación de dicho PDCE, el correspondiente a los transmisores ha sido adjudicado. El EDAG ZN del PDCE está operativo, a partir de septiembre de 2024 y se estima que la adecuación del EDAC estará finalizada durante el año 2027.

## 10.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

### 10.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA

En el marco de una alternativa de energización en la Zona Norte Chico, se contempla la utilización de la PA de Central Termopacífico y, posteriormente, la sincronización de Central Cardones, la cual requiere al menos 20 MW, que se prevé sean proporcionados por Central Termopacífico.

Esta alternativa considera el uso de Central Termopacífico con PA, junto con el CER de la S/E Cardones como apoyo para el control de tensión. Posteriormente, una vez alimentados los SSAA de Central Cardones, se sincronizará esta unidad para continuar con la energización de las instalaciones y el control de frecuencia.

Conforme a lo anterior, una vez verificada la Central Termopacífico para prestar el servicio de PA, esta será considerada en la actualización del Estudio PRS, en la respectiva alternativa de recuperación, y en el Anexo F del Informe de Servicios Complementarios, para la prestación de la partida autónoma. Durante el proceso de verificación de central Termopacífico fue reportado por el coordinado Generadora del Pacífico SpA (Genpac) que central TER Termopacífico no pudo llevar a cabo de manera exitosa los ensayos de verificación de partida autónoma de la central. El problema se debe a que el control de la central está dimensionado para llevar a cabo la PA con una nave, aportando una potencia de 20 MW, no pudiendo soportar esta topología la energización del transformador de poder de la central. Mediante carta DE03161-26, de fecha 11 de mayo de 2026, el Coordinador envió a Genpac observaciones asociadas al estudio de estrategias de control, adecuaciones e inversiones a la central que permitan llevar a cabo la energización exitosa del transformador de poder de la central y continuar la energización de instalaciones hasta central TER Cardones. Con el objetivo de poder levantar la información previa, el Coordinador solicitó adicionalmente a Genpac el envío de un cronograma de trabajo, que considere los hitos, fechas de ejecución, asociadas a informar la factibilidad de implementar adecuaciones que permitan la Partida Autónoma de central Termopacífico. Genpac dio respuesta al coordinador mediante carta DE04928-26 adjuntando un cronograma de trabajo que se extiende hasta el año 2028.

Posteriormente, mediante la carta DE05036-26, de fecha 29 de julio 2026, el Coordinador solicitó a Genpac que los análisis comprometidos fuesen informados a más tardar el 31 de diciembre de 2026. Genpac dio respuesta a esta solicitud mediante la carta DE06839-26, de fecha 11 de agosto del 2026, en la cual informó que se encuentra analizando 3 alternativas técnicas que le permita a la central reducir o mitigar la corriente de inrush del transformador de poder con el objetivo de permitir la partida autónoma exitosa de la central. Finalmente, Genpac SpA informó que el estudio de factibilidad, que contenga los resultados del análisis de factibilidad y la propuesta de adecuación de la instalación, será enviado al Coordinador a más tardar el 31 de diciembre de 2026.

Para el Área de Pilmaiquén de la Zona Sur, con el fin de poder contar con más alternativas para recuperar la isla de esta área, se instruye la incorporación del Servicio Complementario de Partida Autónoma en las unidades U3, U4 y U5 de Central Pilmaiquén.

En el Área Centro de la Zona Norte Grande, se mantiene en análisis la incorporación del Servicio Complementario de Partida Autónoma en las centrales Mejillones (CTM3) y Tocopilla (U16), considerando que las unidades TG1 y TG2 de central Tocopilla se encuentran próximas a cesar su operación.

Las instalaciones indicadas en el ANEXO F iniciarán su prestación acorde a lo indicado en dicho anexo.

### 10.4.2 EQUIPOS AISLAMIENTO RÁPIDO

En la versión preliminar del Estudio PRS 2026 se incorporó el requerimiento de prestación del servicio de aislamiento rápido a las siguientes centrales:

1. TER Kelar
2. TER Tocopilla U16

Cabe destacar que la versión preliminar del Estudio PRS 2026 se encuentra en la etapa de observaciones por parte de los Coordinados.

En el ANEXO F, se identifica a las instalaciones en operación prestadoras de estos servicios durante el año 2027. Aquellas instalaciones que no se encontraban llamadas a prestar dichos servicios en el año 2026, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 de enero de 2027.

### 10.4.3 EQUIPOS DE VINCULACIÓN

A continuación, se detalla el estado de avance del equipamiento de vinculación instruido para garantizar el acoplamiento entre las zonas del Norte Grande y Norte Chico del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ante un escenario de recuperación de servicio, se indica lo siguiente:

a) Equipamiento de vinculación en interruptores K5 y K6 de S/E Changos 500 kV se encuentra implementado y con plazo vencido desde noviembre de 2025, según cronograma de verificación. Se presentaron los protocolos de pruebas de verificación en octubre de 2025, los cuales se observaron en noviembre de 2025. A la fecha, el Coordinado no ha informado la actualización de fechas de ejecución de pruebas, ni de entrega del informe de verificación.

b) Equipamiento de vinculación en interruptores K2 y K5 de S/E Cumbre 500 kV se encuentra implementado y con plazo vencido desde noviembre de 2025, según cronograma de verificación. Se presentaron los protocolos de pruebas de verificación en octubre de 2025, los cuales se observaron en noviembre de 2025. A la fecha, el Coordinado no ha informado la actualización de fechas de ejecución de pruebas, ni de entrega del informe de verificación.

c) Equipamiento de vinculación en interruptores K8 y K11 de S/E Jadresic 500 kV se encuentra implementado, estando actualmente en proceso de verificación y con plazo vencido de enero 2025. No obstante, si bien los protocolos de pruebas para las pruebas de verificación se encuentran aprobados, no se ha informado fecha de ejecución de los ensayos ni remitido el informe de verificación. A la fecha, el Coordinado no ha informado la actualización de fechas de ejecución de pruebas, ni de entrega del informe de verificación.

Tal como se señaló previamente, el Coordinador requerirá a las empresas TEN S.A. y Transmisora Parinas S.A. la información de los hitos y fechas en que ejecutará las actividades faltantes y en envío de los informes de verificación pendientes, en atención a la necesidad de regularizar los procesos pendientes y asegurar el cumplimiento de las exigencias establecidas y con el objeto de finalizar estos procesos de verificación durante el primer semestre de 2027.

En el ANEXO F se indican las instalaciones que fueron sometidas al proceso de verificación para la prestación del servicio complementario y aquellas que aún están en proceso de acuerdo con el Cronograma de Verificación de SSCC en instalaciones de Transmisión[66].

[66] Cronograma de verificación de SSCC en instalaciones de Transmisión: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/proceso-de-verificacion-de-instalaciones/cronograma-de-verificacion/calendario-de-instalaciones-de-transmision/2024-10-18-cronograma-de-verificacion-de-sscc-en-instalaciones-de-transmision_v1/

# 11 ANEXOS

## ANEXO A. Metodología para el Análisis de Condiciones de Competencia e Información Utilizada

El objetivo del análisis de condiciones de competencia es identificar cuáles son los factores que podrían alejar la asignación económica de un equilibrio de mercado competitivo y determinar la existencia o no de poder de mercado en el mercado relevante definido[67].

Antes de definir cualquier medición de concentración o poder de mercado, es fundamental determinar el mercado relevante del cual se está hablando, ya que es éste el que circunscribe el contexto en el cual se desenvuelve una firma determinada y, por ende, los competidores que enfrentará.

El mercado relevante puede ser definido como "(…) un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado"[68]. Por su parte, el poder de mercado se entiende como la habilidad de una firma para elevar los precios sobre un nivel competitivo de forma rentable[69] y en general en distintos mercados se ha buscado aproximar la existencia de poder de mercado por medio de la aplicación tanto de índices (*Market Share*, HHI, *Residual Supply Index* u otros) como de modelos de comportamiento estratégico.

Es importante tener presente que existen algunas variantes en la definición de poder de mercado, las cuales tratan de explicitar en forma más precisa cual es el mercado de análisis. Por ejemplo, la siguiente definición establece que "El poder de mercado se define como la habilidad de una empresa o grupo de empresas para alterar rentablemente los precios por sobre los niveles de competitividad por un período significativo de tiempo". En esta definición, el Depto. de Justicia de US (DOJ) y la *Federal Trade Commission* (FTC), consideran como período significativo uno o dos años. En el caso de Reino Unido, la agencia reguladora Ofgem (*The Office of Gas and Electricity Markets*) también reconoce la duración del poder de mercado. De manera similar la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) en Estados Unidos reconoce esta dimensión temporal en la definición de mercado, especialmente tomando en consideración el hecho que, en mercados complejos como es el caso del mercado eléctrico, las situaciones de potencial poder de mercado pueden aparecer constantemente. En particular, poder de mercado en sistemas eléctricos es una directa consecuencia de restricciones de transmisión que reduce los mercados relevantes, baja capacidad de almacenamiento de electricidad y la baja elasticidad de la demanda por electricidad.

### I. Índices Estáticos

Una de las herramientas más utilizadas por su facilidad de implementación son índices estáticos relacionados con la concentración de agentes en el mercado. La facilidad de utilización de estos índices contrasta con la efectividad para realmente analizar los niveles de competencia. Es por lo tanto importante reconocer las limitaciones de estos índices, particularmente para aplicaciones asociadas a los mercados eléctricos. Sin embargo, al revisar las metodologías utilizadas por diversas agencias y unidades de monitoreo de mercado, índices estáticos sí son utilizados de manera extensiva, teniendo

[67] Para un mayor análisis ver "Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el mercado de SSCC", DICTUC, marzo 2019. Disponible en https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/.
[68] Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10
[69] *"Market power is a crucial concept in the economics of competition law. It refers to the ability of a firm to raise price above some competitive level – the benchmark price – in a profitable way.."* Motta (2004), Competition Policy: Theory and Practice. Cambridge: Cambridge University Press, Chapter 2: Market Power and welfare: Introduction, p.40.

el cuidado necesario de considerarlos como un elemento más a considerar para evaluar las condiciones de competencia.

### d) Market Share

Consiste una métrica simple que expresa el porcentaje del mercado que es entregado por una misma firma respecto al tamaño total del mercado. Para entregar más detalles sobre la competitividad a mercado, a menudo se utiliza para calcular *Concentration Ratios*, los cuales consisten en la porción de mercado que es controlado por los *n* agentes más grandes. Matemáticamente el indicador queda definido por:

$$MS_i = \frac{c_i}{\sum_{i=1}^{N} c_i}$$

donde $c_i$ representa la capacidad de la empresa $i$ .

### e) Herfindahl-Hirschman Index (HHI)

Esta métrica se define como la suma de los cuadrados del *Market Share* de todos los agentes en el mercado, con un valor máximo de 10.000 para el caso de un mercado monopólico. El objetivo es entregar una idea de la distribución relativa del mercado entre los agentes que lo componen. De este modo, un HHI alto indica una gran concentración de mercado, ya que indicaría que existen pocas firmas (cada una con un gran porcentaje del total), o bien, existen grandes diferencias entre la penetración de mercado de cada firma, por ejemplo, una empresa grande con gran participación junto a muchas empresas pequeñas. Matemáticamente el indicador queda definido por:

$$HHI = \sum_{i=1}^{N} MS_i^2$$

donde $MS_i$ es el market share de la empresa i.

### f) Pivotal Supplier Indicator (PSI)

Este indicador busca medir el potencial poder de mercado considerando la oferta y la demanda, para esto se analiza para cada generador qué tan necesario (pivotal) es para servir la demanda, revisando para cada hora si es que la capacidad total del sistema sin el generador es mayor o no a la demanda. De esta forma, para cada hora el PSI funciona como un indicador binario sobre si el generador es pivotal (1) o no (0). Usualmente, se considera un espacio de tiempo mayor y se considera el porcentaje del tiempo en que cierta unidad es pivotal para el sistema.

### g) Residual Supply Index (RSI[70])

Posee un cálculo similar al PSI, pero no se expresa de forma binaria, el indicador RSI mide el porcentaje de la demanda que se puede satisfacer sin considerar la capacidad de los i generadores más relevantes. Lo anterior queda expresado en la fórmula:

[70] El RSI fue desarrollado por Anjali Sheffrin para el California Independent System Operator (CAISO), y fue presentado en un workshop de monitoreo de mercado de la FERC (FERC Market Monitoring Workshop) en el año 2002. Presentación disponible en, https://www.caiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex_AnjaliSheffrin_FERCMarketMonitoringWorkshop_December3-4_2002.pdf.

$$RSI_i = \frac{\text{Total capacity} - \text{Supplier } i\text{'s relevant capacity}}{\text{Total demand (Plus Ancillary Services)}}$$

De este modo, si es que el RSI es mayor a 100% significa que el resto de los agentes poseen capacidad suficiente para satisfacer el mercado y, por lo tanto, estos $i$ agentes deberían tener poca influencia en el mercado. Usualmente se realiza en mercados como CAISO y PJM, en donde se utiliza el *Three Pivotal Supplier Test* que en la práctica resulta ser un RSI3.

# ANEXO B. Análisis Costo-Beneficio del Reemplazo de CPF por CRF

Con el objetivo de complementar los análisis realizados en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR), mediante el cual se cuantificaron los requerimientos para el Servicio Complementario de Control de Frecuencia, el Coordinador realizó adicionalmente un estudio económico de reemplazo CPF/CRF para el año 2027. Este análisis tiene por objeto determinar si, para el horizonte del presente informe, el intercambio de reservas de CPF por CRF que reconoce el ECFyDR resulta conveniente para el SEN desde el punto de vista de los costos de operación.

Este anexo resume los detalles de diseño, modelación y evaluación de la reserva primaria para distintas condiciones del SEN. Para esto, se consideran las relaciones existentes entre la reserva primaria, las condiciones de inercia del sistema, el total de generación disponible y la disponibilidad de reserva rápida de equipos eficientes a partir del año 2027, a modo de realizar una evaluación costo-beneficio con el fin de determinar si el Control Rápido de Frecuencia (CRF) entrega un beneficio para el sistema.

El objetivo general del estudio es evaluar la conveniencia económica de satisfacer en parte el monto de los requerimientos definidos para CPF, mediante las unidades que actualmente se encuentran verificadas para prestar este servicio, así como posibles unidades que pueden integrar este servicio en el futuro, con aporte de instalaciones existentes que cumplan con los requerimientos asociados a la prestación de CRF. El presente anexo presenta un resumen ejecutivo del estudio, considerando los puntos indicados a continuación:

a. **Marco metodológico del estudio:** Se presenta la modelación efectuada para la determinación del reemplazo y la forma de procesar los datos provenientes del ECFyDR para el desarrollo de los análisis cubiertos en el documento.
b. **Consideraciones, supuestos y simplificaciones de las simulaciones:** Se muestran los casos analizados para los análisis, presentando los supuestos que los sostienen.
c. **Resultados y conclusiones:** Se presentan los resultados del estudio realizado, identificando los puntos clave que materializan el objetivo general planteado.

## Anexo B.1. Marco Metodológico del Estudio

El ECFyDR desarrollado para el año 2027 parametriza el requerimiento de reservas y la efectividad del aporte de CPF en función de distintos niveles de inercia y demanda máxima del SEN, como se muestra en la Sección 5 de este Informe. Estos datos dan cuenta del requerimiento de CPF en función del producto entre la inercia y la demanda máxima, con el objetivo de mantener el nadir de frecuencia en su límite mínimo ante una contingencia simple (49,8 Hz).

De manera similar, el ECFyDR determina una relación entre la equivalencia del aporte del CRF para reemplazar al CPF, evaluando el cociente CPF/CRF en función de la demanda máxima y la inercia del SEN. Los valores de reemplazo correspondientes se visualizan en la
**Tabla 5-1** de la Sección 5 de este Informe. Se entiende que, en caso de un eventual monto de reemplazo, disminuiría los valores de CPF según las proporciones indicadas.

Para la representación de la curva de CPF en el modelo de programación de unidades, se realizó un conjunto de aproximaciones lineales de modo de encontrar la mejor y más simple correlación con los datos obtenidos en el ECFyDR, y a su vez, presentar características de convexidad para evitar la presencia de óptimos locales al ejecutar el modelo de optimización. La aproximación cuenta con 12 linealizaciones (k), conforme a la forma presentada en la ecuación (1). Esta relación determina el monto de CPF inicial requerido para cada hora simulada, en función de la Inercia (I), la Generación Bruta (Gen), la Potencia Máxima posible a desconectar (P) y el monto de CRF (CRF) a nivel sistémico. Los coeficientes obtenidos de las regresiones realizadas se presentan en la Tabla B-1.

$$CPF@10s[MW] = INTER_k + \alpha_k \cdot I[GVAs] + \beta_k \cdot Gen[GW] + \gamma_k \cdot P[MW] + \delta_k \cdot CRF[MW] \quad (1)$$

**Tabla B-1** Reemplazo de aporte inicial CPF por CRF (parte I).

| k | $INTER_k$ | $\alpha_k$ | $\beta_k$ | $\gamma_k$ | $\delta_k$ |
|---|---|---|---|---|---|
| I | 226.9000 | -3.8400 | -22.0667 | 1.0000 | -1.2627 |
| II | 204.2460 | -6.6000 | -17.6762 | 1.2000 | -1.2850 |
| III | 124.1300 | -1.2750 | -13.8000 | 0.7300 | -1.0908 |
| IV | 5.9722 | -0.3417 | -7.3333 | 0.7167 | -0.9567 |
| V | 191.9000 | -4.8400 | -22.0667 | 1.2000 | -1.2627 |
| VI | 159.2460 | -7.6000 | -17.6762 | 1.4000 | -1.2850 |
| VII | 108.5726 | -2.3871 | -15.1667 | 0.9750 | -1.1197 |
| VIII | 12.4583 | -2.1000 | -10.2500 | 1.0500 | -1.0625 |
| IX | 458.1500 | -11.1400 | -33.6000 | 1.2500 | -1.4050 |
| X | 410.6500 | -12.1400 | -33.6000 | 1.4500 | -1.4050 |
| XI | -65.2500 | 0.2500 | -3.0000 | 0.6250 | -0.7513 |
| XII | -106.5000 | -0.2500 | -3.0000 | 0.8250 | -0.7513 |

Adicionalmente, se considera que los montos de CRF obtenidos solo pueden reemplazar como máximo el 50% de los montos de CPF@10s, por lo que la simulación contará con las restricciones necesarias para representar este efecto.

## Anexo B.2. Consideraciones, supuestos y simplificaciones de las simulaciones

Las simulaciones operativas realizadas se plantean a partir de los criterios y supuestos para los casos de estudio empleados para el Informe Técnico Final Estudio GNL año 2027, elaborado por este Coordinador en el marco del Informe de SSCC 2027.

Se definieron simulaciones cronológicas para el año 2027, a partir del 1 de enero, hasta abarcar el primer semestre (S1). El proceso de simulaciones se realizó para 3 hidrologías históricas del SEN: Hidrología seca (90% P.E.), Hidrología media (50% P.E.) e Hidrología húmeda (20% P.E.).

Para cada condición hidrológica, se calcularon los costos térmicos horarios totales resultantes del despacho simulado. La evaluación se realizó a través de 2 escenarios, un escenario base y un escenario CRF:

- El Escenario Base: No considera la participación del Control Rápido de Frecuencia (CRF), es decir, CRF = 0 [MW].
- El Escenario CRF: deja sin restricciones el monto de CRF, con tal de permitir al modelo la optimización horaria de este valor.

El modelo cuenta con las siguientes actualizaciones de supuestos:

- Plan de obras de generación de acuerdo con los proyectos que han sido declarados en construcción, según lo informado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en abril de 2026, y ajustes por tecnología entre la fecha de puesta en servicio informada por las empresas desarrolladas y la fecha real de puesta en servicio.
- Se ajustaron perfiles de ERV de acuerdo con los últimos datos estadísticos de operación.
- Se actualizó la capacidad de los proveedores actuales y futuros de reserva para control de frecuencia, conforme al calendario de verificación vigente.

- Volúmenes disponibles de Gas Natural según máximos de contratos existentes, a la fecha de este estudio, para el año 2027.
- Se consideran que las nuevas instalaciones de almacenamiento estarían habilitadas para la prestación de CPF. Asimismo, se considera que el servicio de CRF puede ser provisto igualmente por sistemas de almacenamiento.

Inicialmente se ejecutó el escenario CRF para cada hidrología y se determinó el monto óptimo de CRF para cada una de ellas (Fase A). El resultado obtenido es un consenso basado en el promedio horario de los montos resultantes de CRF para cada hidrología. Luego, este resultado es aplicado en el mismo caso (Escenario CRF'), como un monto fijo de CRF, para la obtención de costos finales (Fase B).

Se obtuvo el costo de operación sistémico al realizar las simulaciones respectivas para cada escenario. Se determinó el beneficio producido por el uso de estos mediante la diferencia entre el costo total sin la presencia de CRF (Escenario Base) y el costo total con la presencia de CRF (Escenario CRF), como se visualiza en (2). El costo total considera tanto el costo total térmico como el costo total eventual asociado al uso del agua futura, tal como se expresa en (3). Para considerar una valorización del agua similar a la de la política de operación, se utilizó como referencia el dual del embalse respectivo al final del horizonte de estudio, lo que es presentado en la ecuación (4).

$$\Delta\text{Beneficio}_{S1} = CostoTotal_{EscenarioBase} - CostoTotal_{EscenarioCRF'} \quad (2)$$

$$Costo\ Total = Costo\ Total_{Térmico} + Costo\ Total_{Hidro} \quad (3)$$

$$Costo\ Total_{Hidro} = \sum_{emb} (-cotafin_{emb} \cdot VAfin_{emb}) \quad (4)$$

La Figura B-1 muestra el diagrama de flujo asociado a los distintos procesos: simulaciones y evaluación económica realizada en este estudio.

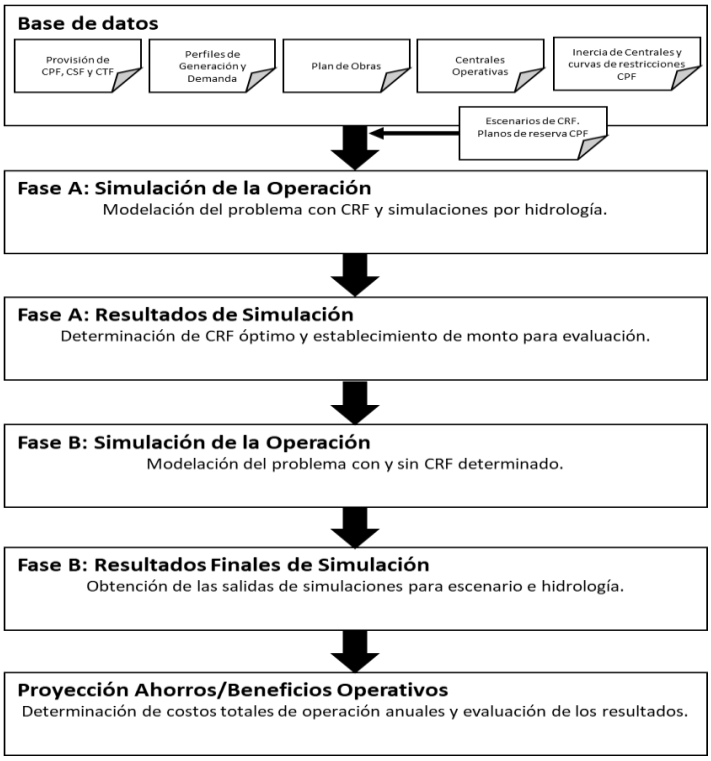
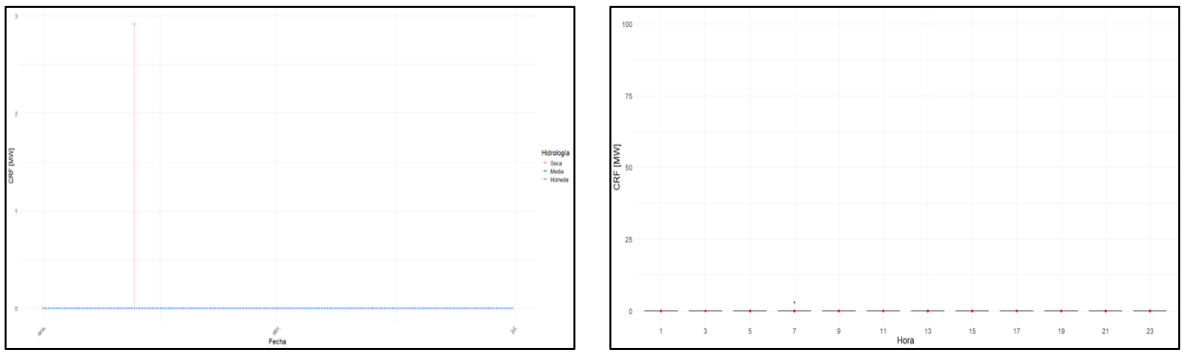



**Figura B-1:** Diagrama de flujo general del estudio.

## Anexo B.3. Resultados y Conclusiones

**Fase A:**

Luego de ejecutar las simulaciones para el Escenario CRF, se obtuvieron los montos de CRF óptimos que pueden ser observados en la Figura B-2. De su análisis se desprende que, para el horizonte de estudio, no se asignan montos óptimos de CRF para ningún bloque horario.




(1) Resultado en 6 meses. (2) Diagrama de caja por bloque horario.

**Figura B-2:** CRF óptimo en Escenario CRF.

En la Tabla B-3 se encuentran los valores promedio por bloque resultantes de la simulación para el Escenario CRF (redondeados al múltiplo de cinco más cercano). Estos valores son los que fueron fijados para simular el Escenario CRF' y determinar los costos resultantes.

**Tabla B-3** CRF óptimo por bloque ajustado.

| Periodo | CRF Promedio [MW] | Periodo | CRF Promedio [MW] |
|---|---|---|---|
| [00:00 – 01:59] | 0 | [12:00 – 13:59] | 0 |
| [02:00 – 03:59] | 0 | [14:00 – 15:59] | 0 |
| [04:00 – 05:59] | 0 | [16:00 – 17:59] | 0 |
| [06:00 – 07:59] | 0 | [18:00 – 19:59] | 0 |
| [08:00 – 09:59] | 0 | [20:00 – 21:59] | 0 |
| [10:00 – 11:59] | 0 | [22:00 – 23:59] | 0 |

**Fase B:**

En la Tabla B-4 se muestran los costos totales obtenidos de las simulaciones. Se observa que no existen diferencias entre los costos totales del escenario base y del escenario CRF, por lo que la implementación de CRF **no genera beneficios** en términos de reducción de costos para el horizonte evaluado.

**Tabla B-4** Costo Totales para cada hidrología simulada en [USD].

| Costo Total | Hid. Húmeda | Hid. Media | Hid. Seca |
|---|---|---|---|
| Escenario Base | $206.861.720 | $205.537.540 | $296.435.140 |
| Escenario CRF' | $206.861.720 | $205.537.540 | $296.435.140 |

La Tabla B-5 presenta los beneficios esperados para cada una de las hidrologías. Estos valores representan el ahorro que se obtendría entre enero y junio del año 2027 por efecto de incorporar los montos de CRF determinados en este estudio.

**Tabla B-5** Beneficios obtenidos en 6 meses para cada hidrología en [USD].

| - | Hid. Húmeda | Hid. Media | Hid. Seca |
|---|---|---|---|
| Beneficios | $0 | $0 | $0 |

Al observar los resultados presentados es posible concluir que la inclusión de un servicio de CRF **no generaría** un beneficio sistémico bajo los montos determinados en este estudio. Para las 3 hidrologías muestreadas, el Escenario CRF presenta valores nulos óptimos de CRF, por lo que este servicio no es recomendable para reemplazar económicamente las reservas de CPF del sistema.

### Anexo B.4. Bases de Estudio CPF-CRF

Ver archivo comprimido **AnexoB.4*_BasesEstudioCPF-CRF.zip***

## ANEXO C. Instalaciones que Participan del SC de Control de Frecuencia

Ver archivo Excel ***Control de frecuencia.xls***

## ANEXO D. Instalaciones que Participan del SC de Control de Tensión

Ver archivo Excel ***Control de Tensión.xls***

## ANEXO E. Instalaciones que Participan del SC de Control de Contingencia

Ver archivo Excel ***Control de Contingencias.xls***

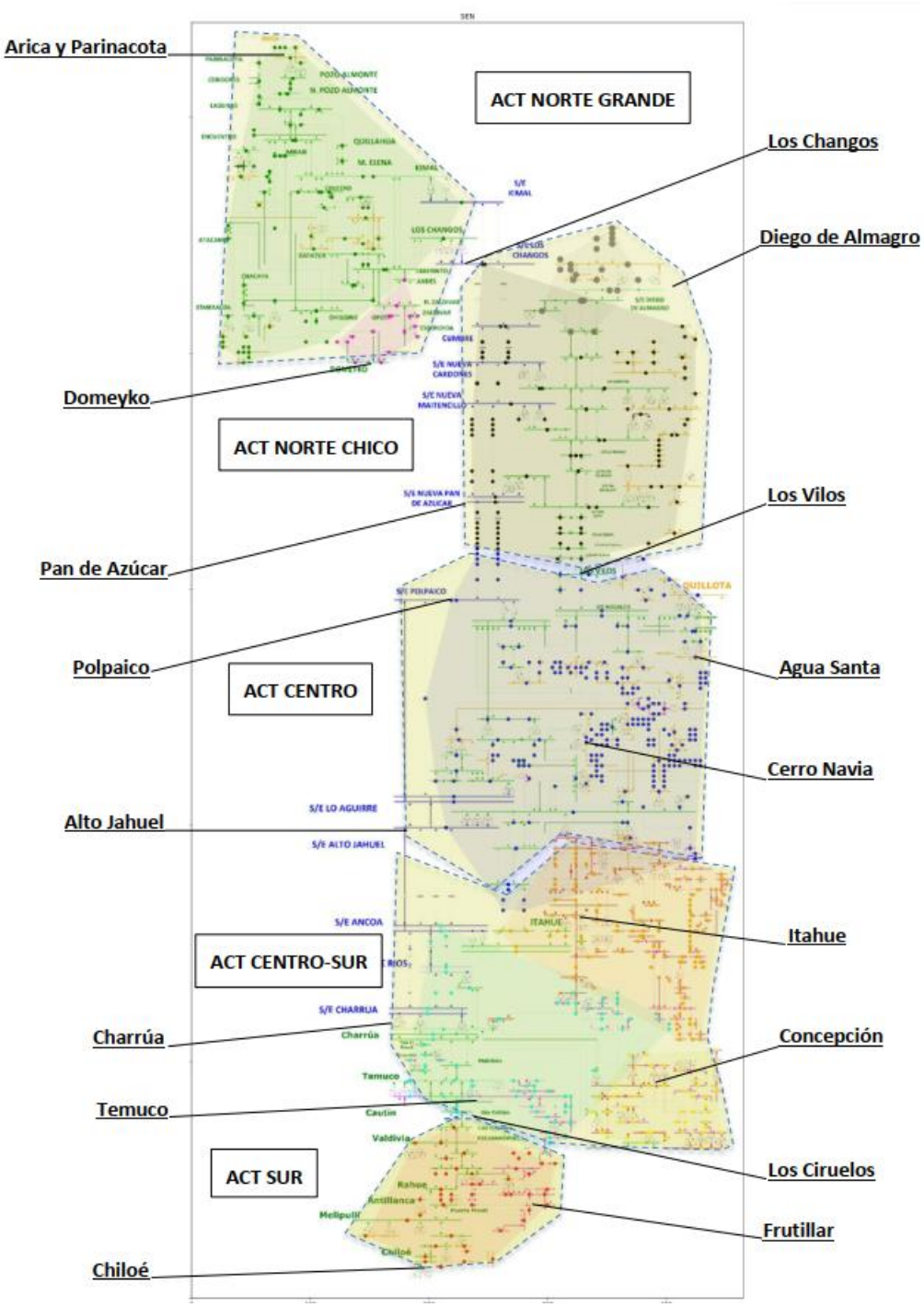
## ANEXO F. Instalaciones que Participan del SC de Plan de Recuperación de Servicio

Ver archivo Excel ***Plan de Recuperación de Servicio.xls***

## ANEXO G. Proyectos de Generación y Transmisión que deben Verificarse para la prestación de SSCC

Ver archivo Excel ***Proyectos de Generación.xls***

## ANEXO H. Definición de Áreas de Control de Tensión



# ANEXO I. Determinación del Requerimiento de Fortaleza de Red y Potencia de Cortocircuito asociado al enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre

El enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre es una obra relevante que transportará los excedentes de generación renovables del norte hacia la zona centro del SEN. Su tecnología LCC requiere suficiente fortaleza en ambos extremos, condición especialmente relevante en la S/E Kimal ante el retiro de generación síncrona y la creciente incorporación de tecnologías basadas en inversores.

Este anexo fundamenta la determinación de refuerzos para respaldar la fortaleza de red en la S/E Kimal 220 kV durante la operación del enlace HVDC Kimal-Lo Aguirre. Con los antecedentes disponibles hasta comienzos de noviembre de 2026, se identifica un requerimiento de 606 MVA de potencia de cortocircuito adicionales, lo que equivaldría a instalar una capacidad aproximada de 103 MVAr nominales de compensación síncrona (CS), o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento. Esta magnitud resulta de una evaluación de minimización de máximo arrepentimiento aplicada a tres escenarios de materialización y contribución efectiva de recursos BESS con capacidad de control Grid Forming (GFM).

El fundamento del análisis se desarrolla en dos etapas consecutivas. Primero, el estudio eléctrico de la RECC[71] caracteriza el requerimiento del enlace, cuantifica los déficits de potencia de cortocircuito. Luego, el análisis de mínimo arrepentimiento utiliza dichos resultados para seleccionar una alternativa de refuerzo bajo incertidumbre.

## I. Objetivo y alcance

El análisis determina, con la información disponible y antes de contar con las conclusiones y recomendación de los estudios de Robustez y Fortaleza, dispuesto el primero en el Anexo Técnico Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del SEN de la NTSyCS, incorporar un refuerzo para gestionar el riesgo de insuficiencia de potencia de cortocircuito en la S/E Kimal. La decisión se expresa como potencia de cortocircuito adicional y capacidad síncrona equivalente, para que las especificaciones posteriores mantengan la neutralidad tecnológica y exijan prestaciones funcionales verificables.

El análisis RECC es una evaluación estática de fortaleza de red y no reemplaza las pruebas y verificaciones dinámicas requeridas para la operación segura del enlace HVDC. El aporte de equipos basados en convertidores depende de sus modelos, límites de corriente, estrategia de control, ubicación y respuesta ante perturbaciones. En consecuencia, la equivalencia utilizada para el dimensionamiento no debe interpretarse como una sustitución automática entre tecnologías.

## II. Criterio RECC y referencia de potencia de cortocircuito

El enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre emplea convertidores conmutados por línea (LCC), cuya operación depende de la fortaleza de las redes de corriente alterna a las que se conecta. En este contexto, las bases técnicas de licitación del proyecto establecen una potencia de cortocircuito trifásico mínima de 7.506 MVA en la barra Kimal 220 kV, como condición mínima para su operación.

[71] Artículo 62 del Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión (AT EMDIT).

El indicador incluido en el AT EMDIT establece el cálculo de RECC a partir de la siguiente expresión:

$$RECC = \frac{Skss - Qc}{Pd}$$

Donde Skss corresponde a la potencia de cortocircuito trifásico inicial en la barra AC de conexión del enlace HVDC, expresada en MVA; Qc representa la compensación reactiva capacitiva requerida para su operación, expresada en MVAr; y Pd corresponde a la potencia activa transmitida por el enlace, expresada en MW.

Los análisis consideran una transferencia de potencia activa de 3.000 MW y una compensación reactiva capacitiva de 1.800 MVAr (Qc). Para efectos del presente análisis, se adopta un RECC = 2,0 como criterio de evaluación, lo que, bajo las mismas condiciones de operación, requiere una potencia de cortocircuito de 7.800 MVA, la cual es mayor a la establecida en las bases técnica de licitación de la línea HVDC (7.506 MVA).

## III. Evaluación eléctrica del indicador RECC del enlace HVDC

La evaluación del índice RECC constituye el fundamento técnico previo al análisis de riesgo. Su objetivo fue determinar la fortaleza de la red de corriente alterna en las barras convertidoras Kimal 220 kV y Lo Aguirre 500 kV, identificar las condiciones operacionales restrictivas y cuantificar la potencia de cortocircuito adicional requerida cuando el sistema no alcanza el objetivo. En esta etapa se establecen los requerimientos de cortocircuito que posteriormente se utilizan como entradas del análisis de minimización del máximo arrepentimiento.

### a. Condiciones y criterios de modelación

El estudio considera los años 2031 y 2036, condiciones diurnas y nocturnas y una transferencia máxima de 3.000 MW por el enlace. La potencia de cortocircuito trifásico se calculó en DIgSILENT, utilizando el método completo de cortocircuito. Para esta evaluación, se excluyó el aporte de potencia de cortocircuito de los recursos Grid Following, y en el caso de los BESS GFM, estos se representaron como full size converter, con corriente máxima de 1,3 p.u., o en su defecto, con el nivel de sobrecorriente autorizada por la Comisión Nacional de Energía (CNE)[72] , según correspondiera. En todos los casos se consideraron en servicio los condensadores síncronos adjudicados en la licitación del SSCC de Control de Tensión 2023. En el caso base, sobre el cual se determinan los requerimientos de compensación síncrona, la generación síncrona en servicio en el Norte Grande corresponde a Cerro Dominador y Cerro Pabellón. Adicionalmente, se analizaron casos con despacho térmico adicional de centrales del Norte Grande, como insumo del análisis de minimización del máximo arrepentimiento.

Las simulaciones abarcaron casos sin aporte GFM y un conjunto de BESS GFM correspondiente al catastro disponible a comienzos de noviembre de 2026, que alcanza 4,25 GW. La distribución zonal de los BESS considerados se presenta en la Figura I-1. Si bien la mayor capacidad GFM se localiza en el Norte Grande y Atacama, su aporte a la potencia de cortocircuito en barra de 220 kV de S/E Kimal depende de su ubicación y cercanía eléctrica, por lo que la capacidad nominal agregada no se traduce directamente en un aporte equivalente en la barra Kimal 220 kV. Adicionalmente, se incluyeron sensibilidades de generación síncrona

[72] Para la modelación se revisaron las exenciones a la exigencia GFM y las autorizaciones particulares relativas a corrientes máximas inferiores a 1,3 p.u., según correspondiera, contenidas en las resoluciones exentas CNE N° 400, 401, 495, 551, 560, 580, 590 y 618, todas de 2026.

e hidrología para evaluar distintas condiciones de disponibilidad de unidades síncronas capaces de cubrir el requerimiento.

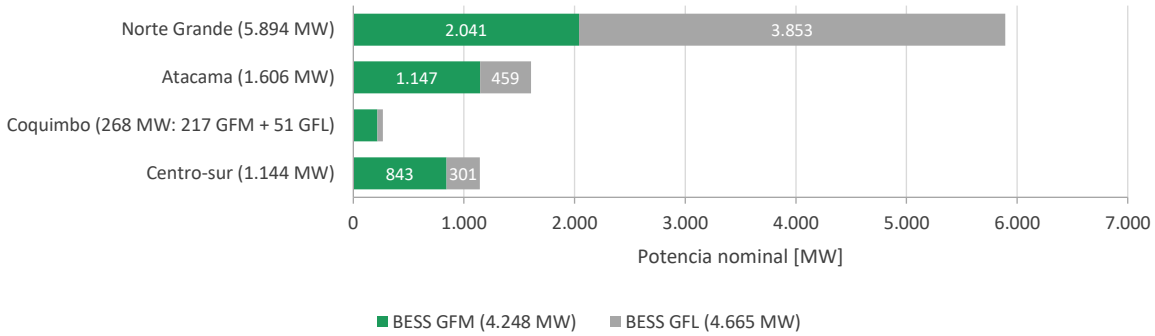



Figura I-1: BESS modelados por zona y tipo de control con el Caso GFM actualizado (noviembre de 2026).

Respecto de la generación síncrona, con el objeto de representar distintas condiciones de disponibilidad de generación, se evaluaron diversos despachos de centrales térmicas existentes en el Norte Grande (gas natural, GNL y carbón), considerando su operación a mínimo técnico y niveles de generación adicional comprendidos entre 156 MW y 1.011 MW. Para la evaluación en S/E Lo Aguirre se consideró, además, el despacho de la central Nueva Renca. Complementariamente, se analizó el aporte individual de las unidades síncronas a la potencia de cortocircuito de cada barra convertidora, incluyendo 19 unidades del Norte Grande para S/E Kimal y 184 unidades del centro-sur para S/E Lo Aguirre. Estos casos permitieron representar el efecto de la composición y localización del despacho síncrono sobre el indicador RECC.

Como antecedente complementario, la figura I-1 presenta la inercia síncrona del Norte Grande y Atacama para los casos analizados de despacho térmico adicional (DTA) con una potencia de cortocircuito simétrica subtransitoria (Skss) = 8.226 MVA y RECC = 2,14, por lo que cumple el requerimiento analizado y, por tanto, no requeriría refuerzos adicionales.

El resultado depende de la ubicación y del desempeño efectivo de los recursos GFM, no sólo de su potencia nominal. Las sensibilidades con menor desarrollo o aporte GFM mostraron déficits de 606 MVA y 1.538 MVA de Skss respecto del objetivo RECC = 2,0.

Las simulaciones también confirmaron que el despacho de generación síncrona puede utilizarse como mitigación operacional, aunque su eficacia depende de las unidades conectadas y de su cercanía eléctrica a S/E Kimal. En S/E Lo Aguirre, el estudio identificó recursos síncronos existentes capaces de alcanzar RECC = 2,5, por lo que no se determinó infraestructura adicional para esa barra.

Tabla I-1 Síntesis de condiciones evaluadas y resultados del estudio eléctrico del RECC.

| Materia evaluada | Resultado | Implicancia |
|---|---|---|
| Condición más exigente | S/E Kimal 220 kV, día año 2031, máxima transferencia | La decisión de refuerzo se concentra en S/E Kimal 220 kV |
| Catastro actualizado a comienzos de noviembre 2026 | 4,25 GW GFM; Skss 8.226 MVA; RECC 2,14 | Cumple RECC 2,0 sin refuerzo en ese caso |
| Desarrollo/Efectividad intermedia GFM | 2,78 GW GFM; déficit de 606 MVA de Skss adicional | Equivaldría a 103 MVAr de compensación síncrona |
| Desarrollo/Efectividad menor GFM | 1,35 GW GFM; déficit de 1.538 MVA de Skss adicional | Equivaldría a 262 MVAr de compensación síncrona |
| Generación síncrona | Puede cubrir déficits mediante despacho focalizado | Alternativa de mitigación transitoria con costo operacional |
| S/E Lo Aguirre 500 kV | RECC 2,5 alcanzable con recursos síncronos existentes | No determina nueva infraestructura en este análisis |

## IV. Escenarios de incertidumbre y formulación del análisis de riesgo

El estudio RECC determinó qué déficit de potencia de cortocircuito corresponde a cada configuración GFM y qué despacho síncrono permite mitigarlo. El análisis de minimización del máximo arrepentimiento tomó esos resultados como datos de entrada y agregó la comparación económica entre alternativas. Por tanto, la capacidad de 606 MVA de potencia de cortocircuito adicional (103 MVAr equivalente en CS, o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento. ) surge de comparar el costo y el riesgo de actuar frente a los distintos déficits de potencia de cortocircuito previamente calculados.

Tabla I-2 Relación entre las dos etapas de análisis

| Etapa | Pregunta que responde | Resultados utilizados en la etapa siguiente |
|---|---|---|
| **Estudio eléctrico RECC** | ¿Cuánta fortaleza existe y qué déficit se produce en cada configuración? | RECC, Skss, déficit de Skss, compensación equivalente y despacho de mitigación |
| **Análisis de minimización del máximo arrepentimiento** | ¿Qué capacidad inicial limita mejor el riesgo de decidir sin conocer efectividad y desarrollo de GFM? | Capacidad inicial identificada, condiciones de seguimiento y eventual complemento |

La incertidumbre relevante se relaciona con la materialización (fecha puesta en servicio), localización, disponibilidad y contribución efectiva de los BESS GFM. Debido a lo anterior, se utilizaron tres configuraciones eléctricas representativas: el catastro actualizado de 4,25 GW, un desarrollo intermedio de 2,78 GW (aproximadamente dos tercios del catastro) y un desarrollo menor de 1,35 GW (aproximadamente un tercio del catastro).

Los dos últimos escenarios se utilizaron como sensibilidades representativas para evaluar la decisión ante distintos grados de materialización y aporte efectivo GFM. El caso sin aporte GFM se incluyó únicamente en la evaluación del RECC como referencia teórica para cuantificar el efecto de estos recursos.

El requerimiento físico se determina como potencia de cortocircuito adicional en Kimal y, para efectos de su valorización económica, se convierte a MVAr nominales equivalentes de compensación síncrona. Esta equivalencia permite comparar alternativas homogéneas sin prescribir la tecnología definitiva. Los recursos GFM no se consideran como alternativa de inversión en el análisis de riesgo, ya que son parte de la variable de incertidumbre sobre la cual se construyen los escenarios del análisis.

Tabla I-3 Escenarios eléctricos utilizados en el análisis de riesgo

| Escenario | GFM considerado | Déficit de Skss para RECC 2,0 | Compensación síncrona equivalente |
|---|---|---|---|
| Despliegue/Efectividad menor | 1,35 GW | 1.538 MVA | 262 MVAr |
| Despliegue/Efectividad intermedio | 2,78 GW | 606 MVA | 103 MVAr |
| Catastro actualizado a comienzos de noviembre 2026/Efectividad completa | 4,25 GW | Sin déficit | 0 MVAr |

La equivalencia utiliza una reactancia subtransitoria total X" = 0,17 pu.

## V. Dimensionamiento del requerimiento mediante minimización del máximo arrepentimiento

La evaluación utiliza el criterio de minimización del máximo arrepentimiento. Este enfoque no asigna probabilidades a los escenarios GFM. Para cada alternativa de capacidad inicial se calcula el costo total en cada escenario, se identifica la alternativa de menor costo dentro de ese escenario y se mide el sobrecosto o arrepentimiento de las restantes. La decisión seleccionada es aquella cuyo mayor arrepentimiento entre escenarios (diferente efectividad GFM), es el menor entre los casos evaluados de refuerzos (diferentes infraestructuras de CS).

Se compararon tres alternativas iniciales: 0, 103 y 262 MVAr equivalentes en CCSS. Los costos consideran una inversión referencial de 0,38 MMUSD por MVA nominal del condensador, anualizada a 25 años con una tasa del 7%. La evaluación comprende 2029–2043, con valor presente al cierre de 2028, entrada del refuerzo inicial en abril de 2032 y eventual complemento en abril de 2034. El despacho térmico se valoriza según los MW requeridos en cada escenario, considerando costos variables de 70 USD/MWh para GNL y 50 USD/MWh para carbón, y un supuesto de 10 horas diarias de operación térmica.

Tabla I-4 Costo presente de cada alternativa por escenario GFM

| Escenario GFM | 0 MVAr | 103 MVAr | 262 MVAr | Mínimo del escenario |
|---|---|---|---|---|
| Despliegue/Efectividad menor → 1,35 GW | 242,3 | 231,4 | 181,0 | 181,0 |
| Despliegue/Efectividad intermedia → 2,78 GW | 141,6 | 100,5 | 133,1 | 100,5 |
| Catastro actualizado a comienzos de noviembre 2026/Efectividad completa → 4,25 GW | 0,0 | 21,1 | 53,8 | 0,0 |

Valores en MMUSD de valor presente. Cada celda incluye, según corresponda, inversión inicial, mitigación térmica y capacidad complementaria.

Tabla I-5 Matriz de arrepentimiento

| Escenario GFM | 0 MVAr | 103 MVAr | 262 MVAr |
|---|---|---|---|
| Despliegue/Efectividad menor → 1,35 GW | 61,4 | 50,4 | 0,0 |
| Despliegue/Efectividad intermedia → 2,78 GW | 41,1 | 0,0 | 32,6 |
| Catastro actualizado a comienzos de noviembre 2026/Efectividad completa → 4,25 GW | 0,0 | 21,1 | 53,8 |
| **Máximo arrepentimiento por capacidad** | **61,4** | **50,4** | **53,8** |

Valores en MMUSD de valor presente. El menor máximo arrepentimiento corresponde a 103 MVA.

El menor valor del máximo arrepentimiento es de 50,4 MMUSD y corresponde a un refuerzo de 606 MVA de potencia de cortocircuito, equivalente a una capacidad inicial de 103 MVAr en CS, o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento. . La alternativa de 262 MVAr alcanza 53,8 MMUSD y la alternativa sin refuerzo inicial 61,4 MMUSD.

## VI. Requerimiento identificado para línea HVDC Kimal-Lo Aguirre

Sobre la base de los antecedentes eléctricos y económicos disponibles, se identifica para S/E Kimal 220 kV un requerimiento inicial de 103 MVAr nominales equivalentes de compensación síncrona, o bien, a un BESS-GFM de aprox. 466 MVA, u otra tecnología con capacidad equivalente de entregar dicho requerimiento, asociado a un aporte aproximado de 606 MVA de potencia de cortocircuito en la condición modelada. El requerimiento tiene por finalidad respaldar el objetivo RECC = 2,0 y, con ello, asegurar el mínimo de potencia de cortocircuito previsto en las bases de licitación del enlace HVDC.

La magnitud se expresa como compensación síncrona equivalente para hacer comparable la evaluación. La especificación técnica del recurso y el mecanismo de materialización deben formularse en términos funcionales, incluyendo como mínimo el aporte verificable a Skss en Kimal, su disponibilidad, respuesta dinámica, capacidad de control de tensión y compatibilidad con la operación del enlace. Esto permite preservar neutralidad tecnológica sin reducir la exigencia de desempeño.

La materialización del requerimiento deberá incorporarse al mecanismo aplicable al servicio de Control de Tensión definido en el cuerpo del Informe, con una calendarización compatible con la entrada en operación del enlace y con los plazos efectivos de desarrollo de la infraestructura. Mientras el recurso no se encuentre disponible, el Coordinador deberá considerar medidas operacionales transitorias y verificar que las unidades utilizadas entreguen el aporte de potencia de cortocircuito previsto en los casos estudiados.

Para efectos del presente análisis, el requerimiento de fortaleza se determina a partir de la verificación de las condiciones mínimas necesarias para la plena operación del enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre en la S/E Kimal 220 kV. La evaluación considera la configuración y los recursos previstos en la zona norte bajo condiciones de máxima transferencia y con los antecedentes disponibles a noviembre de 2026. La fortaleza en el resto de las barras de la zona norte se verificará en los Estudios de Robustez y Fortaleza. La incertidumbre asociada a la materialización y al aporte efectivo de los BESS GFM fue incorporada mediante una evaluación

de escenarios y un análisis de minimización del máximo arrepentimiento, orientado a adoptar una decisión robusta frente a los distintos niveles de desarrollo considerados.

## ANEXO J. Análisis del FACE y activaciones del CTF

Ver archivo Excel ***Análisis del FACE y activaciones CTF.xlsx***