

Empresa: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

País: Chile

Proyecto: Estudio de SSCC para la Operación del SEN

Descripción: INFORME 4 - SSCC Control de Frecuencia y Tensión – 2020-2023

DOCUMENTO PRINCIPAL
Informe Final

Código de Proyecto: EE-2019-004

Código de Informe: EE-ES-2019-0792

Revisión: A

*Power System Studies, Power Plant Field Testing
and Electrical Commissioning
ISO9001:2008 Certified*



Este documento EE-ES-2019-0792-RA fue preparado para Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Nicolás Turturici
Departamento de Estudios
nicolas.turturici@estudios-electricos.com

Ing. Rodrigo Bernal
Departamento de Estudios
rodrigo.bernal@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Fernández
Departamento de Estudios
pablo.fernandez@estudios-electricos.com

Ing. David Perrone
Coordinador Dpto. Estudios
david.perrone@estudios-electricos.com

Ing. Gustavo Alvarado
Departamento de Estudios
gustavo.alvarado@estudios-electricos.com

Ing. Javier Vives
Coordinador Dpto. Estudios
javier.vives@estudios-electricos.com

Ing. Jorge Herrera
Departamento de Estudios
jorge.herrera@estudios-electricos.com

Ing. Alejandro Musto
Gerente Dpto. Estudios
alejandro.musto@estudios-electricos.com

Este documento contiene 88 páginas y ha sido guardado por última vez el 31/05/2019 por Pablo Fernández; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	31.5.2019	Para revisión. Contempla instancias previas de revisión del Coordinador a Informe Inicial e Informes 1, 2 y 3.	NiT/PaF	JaV/DaP	AIM

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO	5
2	INTRODUCCIÓN.....	20
3	DEFINICIONES DE SSCC	21
3.1	Control de Frecuencia	21
3.1.1	Control Rápido de frecuencia (CRF)	21
3.1.2	Control Primario de Frecuencia (CPF)	21
3.1.3	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	21
3.1.4	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	22
3.1.5	Cargas Interrumpibles (CI).....	22
3.2	Control de tensión.....	22
4	METODOLOGÍA	23
4.1	Generalidades	23
4.2	Análisis inicial de Inercia mínima	28
4.2.1	Análisis de sensibilidad al control rápido de frecuencia	29
4.2.2	Análisis de sensibilidad al control de tensión.....	29
4.3	Control de Frecuencia	30
4.3.1	Metodología general	30
4.3.2	Control rápido y control primario	32
4.3.3	Control secundario	41
4.3.4	Control terciario	46
4.4	Control de Tensión	50
4.4.1	Metodología general	50
4.4.2	Definición y evaluación de los recursos	50
4.4.3	Definición de las Áreas de Control de Tensión (ACT)	52
4.4.4	Bases para el análisis de las ACT	53
4.4.5	Determinación de los requerimientos para el control de tensión de las ACT	54
5	CONCLUSIONES.....	59
5.1	Control de Frecuencia	59
5.1.1	Montos de reserva	59
5.1.2	Propuestas de requerimientos y/o recomendaciones	63
5.2	Control de tensión.....	70



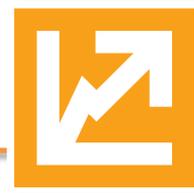
5.2.1 ACT Norte Grande	70
5.2.2 ACT Norte Chico	73
5.2.3 ACT Centro	76
5.2.4 ACT Centro/Sur	78
5.2.5 ACT Sur	80
5.2.6 Análisis complementarios	82
5.2.7 Evaluación de definiciones de los SSCC de CT	85
6 REFERENCIAS.....	87

Anexos:

- ➔ PARTE A – DESARROLLOS INICIALES

- ➔ PARTE B – CONTROL DE FRECUENCIA
 - ANEXO CF 1 – Base de Datos
 - ANEXO CF 2 – Evaluación de equipos existentes para CF

- ➔ PARTE C – CONTROL DE TENSIÓN
 - ANEXO CT 1 – RCT
 - ANEXO CT 2 – Red N
 - ANEXO CT 3 – Red N-1
 - ANEXO CT 4 – Base de Datos
 - ANEXO CT 5 – Simulaciones Dinámicas



1 RESUMEN EJECUTIVO

En el marco de los cambios legislativos asociados a los Servicios Complementarios (SSCC) dispuestos en la Ley N°20.936, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (Coordinador) solicita la elaboración de los “Estudios de Servicios Complementarios para la Operación del SEN”, con el fin de determinar los requerimientos asociados a los distintos SSCC, acorde con el nuevo régimen establecido en la normativa. Estos estudios plantean en un horizonte 2020 – 2023 y se encuentran enfocados en responder a los siguientes objetivos:

- » **Objetivo 1: Preparación de la Base de Datos y Escenarios Base**
- » **Objetivo 2: Determinar los requerimientos del SC de Control de Frecuencia**
- » **Objetivo 3: Determinar Requerimientos del SC de Control de Tensión**
- » **Objetivo 4: Análisis de Sensibilidad de las especificaciones técnicas de prestación de cada SC**
- » **Objetivo 5:** Análisis de sensibilidad respecto a los requerimientos de SC de Control de Contingencias en sus Categorías Desconexión de Carga y Desconexión de Generación

Alineado con los objetivos, el desarrollo de los estudios prevé tres hitos:

- **HITO 1; Definición de las Bases de Estudio**
 - Metodología
 - Base de Datos DigSILENT Power Factory
 - Escenarios de Operación
- **HITO 2; Determinación de los requerimientos de los SSCC**
 - Control de Frecuencia
 - Control de Tensión
 - Análisis de las especificaciones técnicas de los SSCC
- **HITO 3; Análisis de los requerimientos del SC Control de Contingencias**
 - Desconexión de Carga
 - Desconexión de Generación

La presente entrega corresponde a la **versión final** de los estudios asociados a los HITOS 1 y 2 para todo el horizonte de estudio 2020-2023.

El estudio se presenta dividido en los siguientes documentos:

- **Documento Principal:** Integra las definiciones y metodologías, junto con las principales conclusiones del estudio.
- **Parte A – Desarrollos Iniciales:** Incluye los escenarios base y análisis de mínima inercia.
- **Parte B – Control de Frecuencia y Parte C – Control de Tensión:** describen en detalle la información utilizada, escenarios específicos, simulaciones y el procesamiento de los datos realizado para la obtención de sendos resultados asociados a cada uno de estos SSCC.

A partir de los análisis realizados, siguiendo la metodología alineada con el Coordinador Eléctrico Nacional, se obtienen las conclusiones documentadas en el capítulo 5. A continuación, se resumen los aspectos más relevantes de resultados obtenidos.



SC CONTROL DE FRECUENCIA

A partir de la Resolución Exenta (RE) N° 801 de la Comisión Nacional de Energía (CNE) que aprueba el Informe de definición de SSCC [5], se establecen definiciones para las diferentes categorías de Control de Frecuencia las cuales, de forma general, difieren de las aplicaciones actualmente utilizadas por el Coordinador en sus estudios de la NTSyCS [7] y de Definición y programación de servicios complementarios [10]. De esta forma, los montos de reserva aquí obtenidos no necesariamente guardan relación con los determinados en instancias previas.

La siguiente tabla, resume -para cada categoría de SSCC- las características previstas según [5], junto con los montos determinados en el presente estudio para la primera Etapa de análisis.

Tabla 1-1 - Resumen de requerimientos SSCC Control de Frecuencia – Escenario 2020

Servicio Complementario		Detalles / Comentarios	Monto mínimo requerido [MW]	
Categoría	Característica			
CRF	100% @ 1seg x 5min	No se identifica requerimiento estricto de CRF. No obstante, a medida que la Inercia sistémica es menor, la disponibilidad de reserva de CRF resulta más efectiva para reducir los requerimientos de reserva de CPF para evitar actuación de EDACxBF. <u>Se recomienda contemplar reserva de 50MW para CRF, lo cual reduce de 300MW a 200MW la reserva mínima total requerida para CPF ante contingencias</u> respecto al caso sin CRF.	0 (*)	
CPF	100% @ 10seg x 5min	CPF Variaciones aleatorias	40	
		Contingencia simple (Severidad 5)	CPF Contingencia Total (con 0MW CRF):	300 (*)
			Asignación Térmica mínima	50 (**)
			Asignación Hidráulica mínima	50 (**)
TOTAL CPF	CPF Variaciones + CPF Contingencia (con 0MW CRF)	340		
CSF	100% @ 5min x 15min	Seguimiento de variaciones intrahorarias	Diario medio (referencial)	64
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	50
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	77
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	46
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	96
		Error de previsión de demanda	Diario medio (referencial)	239
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	-224 / +234
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	-234 / +242
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	-240 / +203
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	-262 / +296
		TOTAL CSF	Diario medio (referencial)	247
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	-230 / +239
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	-246 / +253
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	-244 / +208
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	-279 / +311
			Rampa requerida (5min)	-25/+30 MW/min
CTF	100% @ 15min x 1 h.	Seguimiento de variaciones intrahorarias	Diario medio (referencial)	212
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	163
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	243
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	99
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	355
		Error de previsión de demanda	Diario medio (referencial)	239
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	-224 / +234
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	-234 / +242
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	-240 / +203
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	-262 / +296
		TOTAL CTF	Diario medio (referencial)	319
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	-277 / +285
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	-337 / +342
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	-260 / +226
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	-441 / +462

(*) Si bien la definición de la CNE establece bandas simétricas para CRF y CPF ante contingencias, no se identifica la necesidad estricta de contar con reserva ante sobrefrecuencia en ninguno de los dos casos.

(**) La asignación mínima de 50MW térmica y 50MW hidráulico es válida ya sea contemplando 300MW de CPF total para contingencias (con 0MW CRF) como ante un total de 200MW de CPF total ante contingencias (con 50MW CRF)



Respecto a estos resultados, se destacan los siguientes aspectos:

Control Rápido y Control Primario de Frecuencia:

- Se identifica una estrecha relación entre la reserva para CRF y la reserva para CPF ante contingencias, de modo que la definición de requerimientos de reserva para esta última dependerá del nivel de reservas para CRF que se considere. La combinación de reservas debe ser suficiente para evitar cortes de carga y proporcionar un adecuado establecimiento de la frecuencia post contingencia.
- Dado que el CRF proporciona la reserva en un rango temporal comparable a la respuesta inercial del sistema ante desbalances de generación/demanda por contingencia simple, el breve tiempo de activación conlleva a que dicho SC incremente su efectividad a medida que la inercia sistémica es menor.
- La combinación de asignación de reserva para CPF ante contingencias distribuida en unidades térmicas e hidráulicas, permite reducir los requerimientos netos de reserva primaria. Esto otorga el beneficio de combinar las principales ventajas de cada tecnología, que en términos generales corresponde a una mayor rapidez de respuesta en unidades térmicas (mayor frecuencia mínima) y un mayor nivel de sostenimiento de la reserva por parte de las unidades hidráulicas (mayor frecuencia de establecimiento).
- La reserva mínima de CPF ante contingencias para el caso más crítico es de **300MW considerando nula reserva para CRF**. Si el **CRF** cuenta con reserva de **50MW**, el requerimiento de reserva mínima de **CPF** se reduce a **200MW**, lo cual pone en evidencia el impacto de la reserva rápida. Para ambos casos y todos los montos intermedios, **se requiere contar como mínimo con 50MW de CPF asignado a unidades térmicas y de 50MW asignado a unidades hidráulicas**. El monto restante puede ser asignado a unidades sincrónicas con independencia de su tecnología, pero se recomienda priorizar el aporte hidráulico. Mayores detalles se proporcionan en el apartado 3.3.4 del Informe de Control de Frecuencia.
- De forma referencial en base a los Escenarios PCP proporcionados para el presente Estudio y al desempeño de los modelos dinámicos de las unidades sincrónicas, se encuentran las siguientes condiciones mínimas de despacho necesarias para cumplir con los requerimientos de reserva primaria (mayores detalles en apartado 6.2.3 del Informe de Control de Frecuencia):
 - Operación de Día:
 - Se requeriría al menos 8 unidades hidráulicas con una reserva en giro de $\sim 10\%$ para proporcionar la reserva hidráulica mínima de 50MW, cubriéndose el resto de los requerimientos de CPF con la reserva asociada a las unidades térmicas despachadas conforme a los escenarios económicos esperados, las cuales operan mayoritariamente en montos reducidos de despacho (v.g. mínimo técnico).
 - Operación de Noche:
 - Se requeriría de al menos 7 unidades térmicas con una reserva en giro de $\sim 2,5\%$ (alternativamente, 5 unidades térmicas con reserva en giro de $\sim 7,5\%$) para proporcionar la reserva térmica mínima de 50MW, cubriéndose el resto de los requerimientos de CPF con la reserva asociada a las unidades hidráulicas despachadas conforme a los escenarios económicos esperados.



- Para las condiciones topológicas analizadas, no se identifica un requerimiento de mínima proporción de reserva para CPF ante contingencias en función de la localización geográfica. No obstante, por la naturaleza del SEN, el requerimiento de un mínimo de 50MW térmico conlleva a que dicha reserva sea asignada mayoritariamente en la zona norte.
- Para CPF ante variaciones no se identifica un requerimiento estricto de contar con asignación térmica o hidráulica. A la vez, se encuentra que el CRF no debe asignar reserva para dichos fenómenos.

Control Secundario de Frecuencia:

- La reserva para control secundario (CSF) contempla tanto el seguimiento de las variaciones intrahorarias como los errores de previsión de la demanda y fuentes variables. En línea con la práctica existente, se han identificado bloques horarios (diferentes de los actuales), para maximizar el aprovechamiento de la reserva y cubrimiento de los errores.
- En cuanto a las unidades participantes en este tipo de recurso, si bien no se encuentra un requerimiento estricto de participación de unidades térmicas o hidráulicas, se identifica que estas últimas resultan más adecuadas para brindar este servicio. Las principales razones de esta recomendación se basan en que con un pequeño grupo de unidades hidráulicas es posible cumplir con los requerimientos de rampa y montos de reserva, a la vez que en términos generales dicha tecnología otorga un adecuado sostenimiento del aporte en el rango temporal requerido.

Control Terciario de Frecuencia:

- En el caso del control terciario (CTF), se aplican los mismos bloques que el CSF, y se calculan los montos para cubrir adecuadamente variaciones intrahorarias -en su marco temporal- y errores de previsión horaria de la demanda y fuentes variables.

Proyección en horizonte 2021-2023:

- Para los años 2021-2023, se estima que los montos requeridos para variaciones instantáneas, intrahorarias y errores de previsión puedan incrementarse por sobre un 10% para casos conservadores, en los cuales se contempla una alta proyección de generación variable.

A partir del análisis del desempeño sistémico y de las respuestas individuales de las unidades de generación se realizan propuestas de requerimientos y/o recomendaciones particulares para cada Servicio Complementario, lo cual se expone a continuación:

SC de Control Rápido de Frecuencia (CRF):

- **Condiciones de activación y desactivación del SC**

Si bien la CNE especifica los requerimientos temporales para el SC de CRF, correspondientes a inyectar el 100% de la reserva comprometida en menos de 1 segundo y ser capaz de mantener el aporte por hasta 5



minutos, no explicita las condiciones de activación, desactivación y de criterios de carga del equipamiento asociado a este SC. Por este motivo, y teniendo presente que las condiciones que se consideren también pueden tener impacto sobre el SC de CPF, se identifica la necesidad de que el Coordinador pueda establecer los criterios que deba cumplir el equipamiento que comprometa reserva para CRF (típicamente BESS). De esta forma, se minimizan eventuales sub o sobreutilizaciones de la reserva. Existen diversas alternativas para establecer las condiciones requeridas, como por ejemplo mediante umbrales de frecuencia absoluta para activación y desactivación o bien mediante la exigencia de estatismos, en forma semejante a como se realiza actualmente con las unidades sincrónicas.

Considerando montos de reserva para CRF de hasta 50MW, los análisis realizados indican que establecer umbrales de frecuencia es suficiente para lograr un desempeño satisfactorio y no producir efectos adversos a la operación del sistema. A modo de recomendación, se presentan los siguientes criterios específicos:

Activación:

- Umbral de $\pm 0,3\text{Hz}$ (50,3Hz / 49,7Hz): Permite que el CRF no actúe ante variaciones instantáneas ni dentro de la banda de operación del AGC. A la vez, ante subfrecuencia es suficiente para que la inyección de la potencia se produzca con la rapidez que evite la actuación de EDACxBF.
- Si bien no se identifica la necesidad estricta de contar con estatismo, es una alternativa adecuada y podrá ser requerida según la necesidad o conveniencia que estudios específicos determinen.

Desactivación:

- Umbral de -0,2Hz y 0Hz (49,8Hz y 50Hz): Distribuir la frecuencia de desactivación entre el equipamiento disponible minimiza la excursión de la frecuencia ante el cese del aporte del CRF, pues se distribuye temporalmente al no asignar el mismo umbral a todos los equipos. Los valores recomendados favorecen que la frecuencia de establecimiento sea mayor que en el caso de contar con umbrales de desactivación más bajos. Cabe destacar que para frecuencias menores a 49,7Hz el AGC se mantiene en modo *espera*, de forma que el tiempo que tarda el sistema en restituir la frecuencia en torno al valor nominal se incrementa.

Criterios de carga del equipamiento:

- Umbral de activación de carga +25mHz (50,025Hz): tras la inyección de potencia ante una subfrecuencia, es necesario establecer bajo qué condiciones el equipamiento puede volver a cargarse. Se recomienda que el proceso de carga se efectúe a partir de una condición de sobrefrecuencia (+25mHz) y se contemple una banda muerta de al menos 50mHz, de modo que los equipos se sigan cargando en la medida que la frecuencia se encuentre dentro de las bandas muertas de control $\pm 25\text{mHz}$. La recomendación de iniciar la carga en sobrefrecuencia obedece a que en tal condición ya no se requiere de la inyección de potencia por parte de los equipos asociados a CRF y que el sistema se encuentra en un estado de compensación de la energía que dejó de ser suministrada durante la subfrecuencia. Un punto que debe considerarse es que luego



de un evento de subfrecuencia en el cual la misma descienda por debajo de 300mHz (activación de equipos BESS) puede requerirse asegurar un intervalo mínimo de operación de la frecuencia por encima de la nominal (v.g. +25mHz) para que todos estos equipos reestablezcan su capacidad de operación.

Simetría de las bandas de CRF

Si bien las definiciones de la CNE establecen que el SC de CRF debe tener bandas simétricas, a partir de los análisis realizados no se identifica la necesidad de contar con reserva del tipo CRF para atender eventos de sobrefrecuencia. Se destaca que el hecho de utilizar reservas simétricas subir/bajar podría atender con el aprovechamiento sistémico de este recurso para la función más requerida, correspondiente al aporte ante subfrecuencia.

SC de Control Primario de Frecuencia (CPF):

- **Desviaciones de frecuencia a las cuales se calcula la reserva primaria:**

El requerimiento de aporte del 100% de la reserva comprometida en 10 segundos, resulta ambiguo si no se establece un umbral de referencia de desviación de frecuencia en el cual se entrega dicho monto. Sin esta definición, no es posible identificar cuanta reserva tiene disponible cada máquina y, en la operación, si la misma se encuentra cumpliendo con el servicio ofrecido.

En este contexto, se identifica la necesidad de definir una magnitud de variaciones de frecuencia para las cuales se calculen los montos de reserva para CPF de subida y de bajada ante variaciones instantáneas y ante contingencias.

De los análisis realizados, **se recomienda calcular las reservas para CPF utilizando los siguientes valores de excursión de frecuencia:**

Servicio Complementario	Excursión de frecuencia
CPF(+) ante variaciones	-200mHz
CPF(-) ante variaciones	+200mHz
CPF(+) ante contingencias	-700mHz
CPF(-) ante contingencias	+700mHz

Debe tenerse presente que con la evolución del sistema, podría ser necesario modificar los valores de frecuencia para los cuales se calculen las reservas para CPF. Por este motivo, **se recomienda que el Coordinador pueda proponer valores alternativos a los indicados en la tabla precedente.**



Por otra parte, se destaca que la definición de un aporte a 10 segundos resulta compatible con los tiempos en el cual se presentan las condiciones de mínima frecuencia ante contingencias simples en el sistema, i.e. cuando se requiere el aporte para evitar cortes de carga por sub-frecuencia.

- **Cálculo de reserva en función de la potencia y la potencia promedio**

La definición del SC conforme a la CNE, indica que las unidades participantes del CPF “deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de **5 [min]**”, sin explicitar si dicho aporte debe ser el mismo proporcionado a los 10 segundos.

Dado que en el CPF pueden participar unidades sincrónicas de distinta tecnología, ya sea hidráulica o térmica, la evolución del aporte de potencia que éstas realicen durante el lapso de tiempo definido por la CNE (5 minutos) será diferente, pues depende de las características físicas y de control involucradas en la respuesta del elemento motriz de cada unidad.

Así, en términos generales, de los análisis realizados sobre los modelos homologados disponibles de las unidades sincrónicas, se identifica que:

- A los 10 segundos las unidades térmicas inyectan una mayor cantidad de potencia que las unidades hidráulicas respecto a sus respectivas potencias máximas.
- Algunas unidades térmicas no son capaces de mantener un aporte sostenido durante los 5 minutos requeridos por la CNE, pudiendo presentarse condiciones en las cuales por lapsos de tiempo aportan menos que el valor inicial de despacho.
- Las unidades hidráulicas tienen una respuesta dinámica más lenta que las térmicas, por lo que el aporte de potencia se estabiliza en valores apreciablemente mayores a los que son capaces de entregar en 10 segundos.

De esta forma, se recomienda definir un criterio para evaluar el sostenimiento del aporte que sea suficientemente simple, que permita abarcar las respuestas de las distintas tecnologías y que pueda ser validado en forma inequívoca.

En función de lo anterior, **se recomienda que el cálculo de la reserva para cada SC de CPF se efectúe considerando el mínimo entre la potencia que la unidad es capaz de aportar a los 10 segundos y el valor de potencia promedio que aporta en el rango de 0 a 5 minutos**. En este último caso, la potencia promedio corresponde a la energía aportada por la unidad durante 5 minutos, dividido 5 minutos.

Finalmente, vale decir que si bien los análisis desarrollados en el presente estudio se realizan utilizando los modelos dinámicos homologados disponibles en la Base de Datos del Coordinador, estos modelos podrían no ser suficientemente representativos de todas las dinámicas lentas presentes en las unidades de generación (principalmente térmicas), ya que la aplicación o uso de éstos (rango de validez) ha sido principalmente enfocado en estudios de transitorios sistémicos en el orden de $\sim 30s$.



- **Simetría de las bandas de CPF**

Si bien las definiciones de la CNE establecen que el SC de CPF debe tener bandas simétricas, a partir de los análisis realizados no se identifica la necesidad estricta de contar con reserva del tipo CPF ante contingencias para atender eventos de sobrefrecuencia producidos por contingencias simples.

De forma similar a lo mencionado para el CRF, una asignación simétrica podría implicar requerimientos innecesarios de reserva que impliquen operar las unidades sincrónicas por fuera de los despachos económicamente óptimos.

SC de Control Secundario de Frecuencia (CSF):

Si bien a partir de los estudios realizados no se encuentra un requerimiento adicional estricto y con independencia de que el SC actúe en forma automática, se recomienda que el Coordinador pueda definir un tiempo mínimo de actuación del CSF. La principal motivación de esta sugerencia es que los aportes de reserva comprometida para el CSF se provean en forma suave desde un tiempo razonablemente menor a los 5 minutos que se exigen para el aporte del 100% de la reserva. Como referencia, se considera que un tiempo de ~ 10 s resulta adecuado, pues corresponde al tiempo en que en términos generales se alcanza la frecuencia mínima post contingencia tras la actuación del CRF y el CPF.

SC de Control Terciario de Frecuencia (CTF):

En función de los análisis realizados, se identifica la conveniencia de diferenciar el SC de CTF en dos subcategorías:

- **Reserva en Giro:**

Reserva que puede ser proporcionada por unidades participantes del CTF y que se encuentran despachadas al momento de requerirse su participación en el SC.

Para identificar la reserva que cada unidad puede proporcionar, el cálculo debe considerar tanto las capacidades de entrega de rampa, así como las limitaciones de aporte máximo, aporte mínimo y despacho actual. De esta forma, se propone que la reserva en giro para cada unidad se calcule conforme a las siguientes expresiones:

$$Reserva_{CTF}^+(P_{desp}) = \min(Rampa^+ \cdot 15min, P_{max} - P_{desp})$$

$$Reserva_{CTF}^-(P_{desp}) = \min(Rampa^- \cdot 15min, P_{desp} - P_{min})$$

Adicionalmente se destaca que no se imponen restricciones a las rampas ya que este SC opera en forma manual, a diferencia del AGC.



• **Reserva Fría:**

Se recomienda considerar como una reserva asociada a las unidades que participan del CTF y que, encontrándose fuera de servicio al momento de requerirse su participación en el SC, tienen la capacidad de entrar en servicio y proporcionar la reserva comprometida en los tiempos que exige las definiciones de los SSCC estipuladas por la CNE.

Se propone que la reserva fría para cada unidad se calcule conforme a la siguiente expresión, la cual aplica únicamente para inyección de potencia, a diferencia de la reserva en giro:

$$Reserva_{CTF}^{Fría} = \min(Rampa^+ \cdot 15min; P_{max})$$

Para que la participación de la unidad en el CTF como Reserva Fría sea válida, adicionalmente se requiere que:

- El tiempo de sincronización de la unidad sea inferior a 5 minutos, pues conforme a las definiciones de la CNE el aporte debe activarse dentro de un tiempo de 5 minutos.
- En 15 minutos en total, la máquina logre establecerse operando al menos en su mínimo técnico.

Estas condiciones se plasman mediante la siguiente expresión:

$$Sujeto a: Rampa^+ \cdot 15min > P_{min} \ \& \ T_{Sincronización} < 5min$$



SC CONTROL DE TENSIÓN

Conforme al Informe de definición de SSCC emitido por la CNE [5], *los servicios de Control de Tensión corresponden a aquellos servicios que permiten **mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico dentro de una banda predeterminada**, establecida en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local. Al diseñar el requerimiento del servicio, el **Coordinador** podrá exigir, entre otros aspectos, el **mínimo de reserva requerido por oferente** y el **requerimiento de controladores de tensión automáticos***

Debido al carácter local del control de tensión, la definición de las Áreas de Control de Tensión (ACT) en el SEN se realiza con el objetivo de estudiar de manera focalizada los fenómenos de estabilidad de tensión y requerimientos de potencia reactiva de cada una de estas zonas. A partir de los resultados del procesamiento de datos para las barras del SEN desde 66kV hasta 500kV, se realiza la siguiente propuesta de división del SEN en áreas de control de tensión:

- **ACT NORTE GRANDE:** Desde el extremo norte del SEN hasta la subestación Los Changos.
- **ACT NORTE CHICO:** Desde la subestación Los Changos 500kV (incluyendo la zona de Diego de Almagro) hasta las subestaciones Nueva Pan de Azúcar 500kV y Las Palmas 220kV hacia el sur.
- **ACT CENTRO:** Entre las subestaciones Polpaico 500kV y Alto Jahuel 500kV y entre las subestaciones Los Vilos 220kV y Puente Negro 220kV, incluyendo las redes de 110kV de la V Región y Región Metropolitana.
- **ACT CENTRO-SUR:** Desde las subestaciones Ancoa 500kV hasta Temuco 220kV, incluyendo las redes de 154kV de la VI-VII región (Itahue) y Concepción.
- **ACT SUR:** Desde la subestación Ciruelos 220kV hacia el sur.

De manera complementaria, se encuentra que algunas de las ACT propuestas podrían ser subdivididas a su vez en sub-áreas de control de tensión, lo cual resulta natural debido a la extensión de cada una de las ACT, teniendo en consideración, además, que la distribución de los Recursos de Control de Tensión (RCT) y su efectividad sobre cada ACT no es necesariamente homogénea.

Para cada una de las ACT mencionadas anteriormente, se realizan análisis para determinar los requerimientos y reservas de potencia reactiva que necesita el sistema para operar de manera segura en condiciones normales de operación, incluyendo reservas de potencia reactiva para las variaciones de los requerimientos intra-horarios producto del cambio en la demanda y generación, y reservas para afrontar contingencias, tanto dentro como fuera de la propia ACT.

El abanico de escenarios de estudio surge de la selección de escenarios PCP que presentan el menor número de unidades de generación en servicio, resultando tanto en un menor control de tensión como inercia en la ACT en estudio. Además, se realizan Escenarios Adicionales, partiendo de los Escenarios Específicos, llevados a un mayor grado de exigencia mediante la indisponibilidad de unidades de generación.



A partir de los análisis realizados se determinan los máximos requerimientos y reservas de potencia reactiva necesarios para operar de manera segura el sistema considerando la ocurrencia de las contingencias más críticas encontradas y las variaciones de los requerimientos de potencia reactiva intra-horaria.

ACT	sub-ACT	Año	Requerimientos de Potencia Reactiva		Reservas de Potencia Reactiva				Suficiencia de RCT
			Operación Normal		Transiciones		Contingencias		
			Mín	Máx	Capacitiva	Inductiva	Capacitiva	Inductiva	
Norte Grande	Norte/Centro	2020-21	-399	-134			212	-112	✓
		2022	-435	-148	19	-55	265	-112	RCT
		2023	-357	-120			230	-122	Adicionales
	Sur	2020-21	74	140			68	-52	RCT
		2022	87	154	8	-36	63	-54	Adicionales
		2023	111	169			48	-53	
Norte Chico	Total	2020-21	-756	-479			103	-112	
		2022	-852	-556	67	-63	101	-111	✓
		2023	-942	-664			100	-109	
Centro	Troncal	2020-21-22	-83	1034	96	-123	173	-131	✓
		2023	-122	968			155	-125	
	V Región 110kV	2020-21	-26	79	14	-12	40	-17	✓
		2023	-26	82			65	-12	
	RM 110kV	2020-21	299	426	25	-31	44	-41	✓
		2023	310	464			41	-50	
Centro/Sur	Troncal	2020	-311	638	81	-147	233	-140	
		2020	53	148	12	-11	33	-17	✓
	Troncal (Charrúa+Itahue)	2021-22	-245	896	93	-158	270	-197	
		2023	-311	950			247	-207	
	Concepción 154kV	2020	55	145			19	-29	✓
		2021-22	45	148	11	-	18	-20	✓
2023		44	151			15	-18	✓	
Sur	-	2020-21	-39	64			88	-21	RCT
		2022	-105	27	17	-17	58	-47	Adicionales
		2023	-142	22			67	-48	✓

Tabla 1-2. Resumen de requerimientos de SEN

Respecto a estos resultados, se destacan los siguientes aspectos:

General

- Del análisis de cada una de las ACT se identifica que en el área del Norte Grande (norte de Los Changos) los **requerimientos de inercia mínima para asegurar la estabilidad** resultan próximos a los mínimos valores identificados de los escenarios PCP. Por este motivo podría ser conveniente contemplar la restricción identificada (6500MVAs) en la planificación. En las restantes ACT del sistema no se han identificado requerimientos de inercias mínimas para asegurar la estabilidad del sistema.

Norte Grande

- La sub-ACT Sur del Norte Grande presenta valores de tensión por debajo de la tensión nominal y déficit de las reservas capacitivas requeridas en la mayoría de los escenarios analizados para todas las fechas



de estudio consideradas. La deficiencia en esta sub-ACT no deriva en tensiones inadmisibles, pero se observan saltos de tensión mayores al 5%, que alcanzan un 8% en 2023.

- El cumplimiento normativo de los niveles de tensión en red completa y post-contingencia deriva en que no sea estrictamente necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT. A pesar de esto se recomienda incorporar recursos de control de tensión que ejerzan control dinámico de la misma para reducir las variaciones ante contingencias:
 - PV Domeyko Oeste (201MVA) [proyecto futuro]
 - PE Cerro Tigre (158MVA) [proyecto futuro]
 - PV Andes Solar (21.8MVA)
- Los recursos están enunciados en orden de prioridad con respecto a su efectividad. En todos los casos, se recomienda que el control sea tanto de día como de noche, lo que implica el requerimiento de que estos proyectos ofrezcan el servicio aún sin recurso primario.
- A pesar de que una mayor velocidad de respuesta del control de tensión mejora su desempeño, una respuesta de aprox. 5 segundos es suficiente para mejorar el control de tensión del área.
- Al analizar la zona de Parinacota a 2022 se observa que se presentan tensiones elevadas en red completa, pero las variaciones de tensión son menores al 5%. Considerando esto, a pesar de no ser un requerimiento estricto, se recomienda la incorporación de recursos de control adicional para mejorar el perfil de tensiones, mediante aporte de potencia reactiva (tanto de día como de noche). Los equipos disponibles que serían efectivos para tal fin son los proyectos solares actualmente en servicio conectados a la S/E Pozo Almonte, o los proyectos futuros a conectarse a la S/E Lagunas:
 - PV La Huayca II (25MVA)
 - PV PAS2 / PAS3 (7+16 MVA)
 - PV Atacama Solar (151MVA) [proyecto futuro]
 - PV Santa Isabel (70MVA) [proyecto futuro]

Norte Chico

- En particular en el ACT Norte Chico se encuentra que los equipos de compensación previstos para la S/E Nueva Pan de Azúcar permiten controlar las tensiones sin la necesidad de aplicar despachos forzados de máquinas sincrónicas o requerimientos especiales para las fuentes renovables (v.g. control de reactivo sin presencia de recurso primario).
- Se encuentra que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados, con variaciones de tensión menores al 2.1% en ante contingencias.
- En condiciones de red completa, se evidencia que a las fechas futuras algunas barras de 500kV de la zona operarían normalmente con tensiones por debajo de los 512kV utilizados como tensión de servicio, por lo que se recomienda evaluar la modificación de las mismas.



Centro

- Se encuentra que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. A pesar de presentarse un déficit de reservas capacitivas en la V Región, se observa que los RCT de las sub-ACT adyacentes dan soporte a la misma de forma eficiente, logrando que las tensiones post-contingencia no superen el 5% (máximo 4.4%) en barras de 220kV y 110kV de esta sub-ACT (límites de operación de red completa).

Centro/Sur

- Se encuentra que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. Sólo se presenta un leve incumplimiento de las reservas inductivas requeridas a 2020, sobre un escenario con despacho reducido (N-2) con respecto a las proyecciones PCP.

Sur

- La desconexión de línea Melipulli - Pargua 220kV deriva en bajos niveles de tensión (límite en 2020 - 0.90pu e inadmisibles en 2021 – 0.87pu) en nodos del extremo sur del sistema, lo cual se encuentra asociado a la débil vinculación (radial en 110kV) post-falla y a los elevados niveles de tensión de servicio contemplados en la zona.
- Debido a esto, luego de la entrada en servicio de la S/E Pargua, se recomienda utilizar tensiones de servicio iguales a 220kV para las SS/EE Pargua, Chiloé y Ancud. Con esta consideración no se presentan incumplimientos normativos en red completa ni ante contingencias.
- A pesar de esto, esta contingencia deriva en variaciones de tensión significativas en la zona: 8% a 2020 y 10.5% a 2021. Con las modificaciones propuestas en la tensión de servicio de las barras de la zona esta falla no implica incumplimientos, por lo que no es estrictamente necesario incorporar recursos adicionales para el control de tensión. A pesar de esto, se recomienda que el PE San Pedro (65MVA) realice un control dinámico de tensión (una respuesta del orden de los 5 segundos se considera suficiente) para reducir las variaciones de tensión post-contingencia y mejorar la regulación de tensión del área.
- A 2023, debido al ingreso de la línea Nva Ancud – Nva Puerto Montt 220kV, se eliminan los inconvenientes asociados a la pérdida del circuito de 220kV Melipulli – Pargua, y por lo tanto no se requiera definir tensiones de servicio específicas para cumplir con los valores post-contingencia. Aun así se observa que se pueden presentar condiciones de déficit de las reservas capacitivas requeridas (sólo en escenarios con reducido o nulo número de unidades de generación disponible). En estos casos los recursos para el control de las tensiones son brindados por el ACT adyacente, sin mayores inconvenientes en el área, encontrándose en todos los casos las tensiones dentro de los niveles exigidos.



Se realizaron análisis específicos para evaluar la dependencia de la operación del SEN con respecto al despacho de centrales específicas y la disponibilidad de otros RCT (FACTs). De este análisis se resumen los siguientes puntos:

- No se encuentra necesario el despacho (análisis no simultáneo) de las centrales Guacolda, Nueva Renca, Pehuenche para un correcto control de tensión del SEN.
- Se encuentra necesario el despacho de la generación de Pullinque para evitar sobrecargas en tramos de líneas de 66kV y brindar soporte al control de tensión local.
- Con el ingreso de las obras asociadas a Tinguiririca al año 2021, se independiza la operación del subsistema zonal de 154kV de la generación disponible en la cuenca de Tinguiririca.
- Ante indisponibilidad del SVC de Domeyko se encuentran subtensiones inadmisibles en la zona sur, requiriéndose la incorporación de recursos adicionales para dar soporte de tensión local. La incorporación del PV Domeyko acorde a lo recomendado, resulta satisfactoria para la operación ante estas condiciones.

A partir del análisis del desempeño sistémico se realiza una revisión de las definiciones de los SSCC con el objetivo de proponer modificaciones y/o mayores especificaciones a cada categoría para que resulten acordes a los requerimientos particulares SEN. A continuación, se presentan las propuestas presentadas. De forma general, se considera conveniente que el SSCC de control de tensión se divida en dos categorías:

Mínima Inercia

- **Justificación del servicio**
En determinadas áreas del sistema puede existir requerimientos de mínima inercia asociados a problemas de inestabilidad en tensión o angular ante contingencias. Este fenómeno no se encuentra asociado a problemas de inestabilidad en frecuencia que puedan solucionarse con recursos tales como control rápido de frecuencia, sino que se asocian a comportamientos dinámicos transitorios (tiempos menores a 1 segundo) en donde interactúan las inercias de las unidades sincrónicas con los controles de tensión.
- **Definición propuesta**
Corresponde al despacho de unidades sincrónicas para que determinada área pueda sobrellevar una contingencia simple sin pérdida de estabilidad con el resto del sistema.
- **Consideraciones específicas**
El servicio podrá ser prestado por unidades sincrónicas que cumplan con los parámetros de desempeño asociados al control de tensión acorde a los requerimientos de la NTSyCS.
- **Consideraciones complementarias**
El control de tensión por parte de elementos que no aporten inercia (ERNC o FACT), a pesar de no poder reemplazar estrictamente el requerimiento principal, puede mejorar el desempeño transitorio post-contingencia y mitigar parcialmente los requerimientos de inercia. Los recursos que atiendan a este requerimiento pueden ser:
 - Dispositivos FACTs



- Proyectos ERNC con control de tensión con tiempo de establecimiento menor al segundo.

Control de Tensión

- Definición original

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.

- Consideraciones complementarias

Se considera evaluar la conveniencia de contemplar una categoría particular para englobar aquellas unidades que ofrezcan reservas de potencia reactiva por fuera de las exigencias asociadas a la NTSyCS, lo cual contempla:

- Unidades sincrónicas con factor de potencia disponible mayor al exigido por norma.
- Proyectos renovables disponibles para control de tensión en ausencia de recurso primario.

- Especificación propuesta

En lo que respecta a los parámetros de desempeño de los recursos se contempla que:

- *Unidades Sincrónicas:* Acorde a NTSyCS, excepto que se presenten requerimientos adicionales específicos y las mismas puedan prestarlos.

- *FACT:* En la actualidad no existen a nivel normativo una metodología para evaluar el desempeño de este tipo de equipamiento. Si bien en general este tipo de dispositivos se incorporan en el sistema para dar respuesta a problemas concretos, podría ser interesante plantear una definición general para hacer una evaluación de funcionamiento de los mismos a lo largo del tiempo respecto a su desempeño de diseño inicial.

- *Proyectos ERNC:*

Del análisis del desempeño del SEN sumado a las capacidades reales que pueden tener los proyectos renovables, se sugiere hacer una distinción contemplando las siguientes categorías:

- Para el control de las tensiones en red completa, se puede solicitar el aporte de potencia reactiva sin control dinámico de tensión, aun en ausencia de su recurso primario.
- Para el control de tensión permanente post-contingencia, se debe asegurar una respuesta de los proyectos en un tiempo menor a los 20 segundos, para lograr un establecimiento de la tensión dentro de las bandas acorde a las exigencias normativas. Teniendo en cuenta la capacidad real de los proyectos existentes es la actualidad, se considera conveniente proponer para tal fin un control de tensión con un tiempo de establecimiento del orden de los 5 segundos.
- Para cuestiones específicas en donde se requiera atender a problemas de estabilidad transitoria post-contingencia, se requerirá tiempos de establecimiento menores al segundo. Este punto resulta similar a las consideraciones complementarias de mínima inercia, por lo que ambos puntos podrían unirse en una categoría independiente.



2 INTRODUCCIÓN

En el presente documento corresponde al Informe Final de los Estudios de Servicios Complementarios Control de Frecuencia y Control de Tensión para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional en el horizonte 2020-2023.

- **HITO 1; Definición de las Bases de Estudio**
 - Metodología
 - Base de Datos DigSILENT Power Factory
 - Escenarios de Operación
- **HITO 2; Determinación de los requerimientos de los SSCC**
 - Control de Frecuencia
 - Control de Tensión
 - Análisis de las especificaciones técnicas de los SSCC
- **HITO 3; Análisis de los requerimientos del SC Control de Contingencias**
 - Desconexión de Carga
 - Desconexión de Generación

La presente entrega, aborda los análisis asociados a los objetivos 1 a 4 de las bases del estudio:

- » **Objetivo 1: Preparación de la Base de Datos y Escenarios Base**
- » **Objetivo 2: Determinar los requerimientos del SC de Control de Frecuencia**
- » **Objetivo 3: Determinar Requerimientos del SC de Control de Tensión**
- » **Objetivo 4: Análisis de Sensibilidad de las especificaciones técnicas de prestación de cada SC**
- » **Objetivo 5: Análisis de sensibilidad respecto a los requerimientos de SC de Control de Contingencias en sus Categorías Desconexión de Carga y Desconexión de Generación**

La presente entrega corresponde se corresponde a los HITOS 1 y 2, que abarca el desarrollo de los Objetivos 1, 2, 3 y 4 para todo el horizonte de estudio 2020-2023 (Etapas 1 y 2).

En este documento se presentan las definiciones de los SSCC conforme a RE 801 de la CNE [5], la metodología de estudio, escenarios base y conclusiones. Complementando este documento, se presentan los siguientes documentos:

- **Parte A – Desarrollos Iniciales**: Incluye los escenarios base y análisis de mínima inercia.
- **Parte B – Control de Frecuencia y Parte C – Control de Tensión**: describen en detalle la información utilizada, escenarios específicos, simulaciones y el procesamiento de los datos realizado para la obtención de sendos resultados asociados a cada uno de estos SSCC.



3 DEFINICIONES DE SSCC

A partir de la Resolución Exenta (RE) N° 801 de la Comisión Nacional de Energía (CNE) que aprueba el Informe de definición de SSCC [5], a continuación se transcribe los aspectos técnicos más relevantes de las características esperadas para cada uno de los servicios según su categoría. Se destaca que es parte del presente proyecto, particularmente como Objetivo 4 de las bases de estudio (a partir del informe 3), complementar y/o sugerir adaptaciones a estas definiciones.

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

3.1 Control de Frecuencia

3.1.1 Control Rápido de frecuencia (CRF)

Corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

Las instalaciones que participen del CRF deberán entregar el **100%** de la reserva comprometida dentro de un tiempo de **1 [s]**, y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos **5 [min]**.

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de **bandas de regulación simétricas**, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

3.1.2 Control Primario de Frecuencia (CPF)

Corresponde a acciones de control orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

El CPF deberá activarse de forma automática frente a desviaciones instantáneas de la frecuencia del sistema eléctrico. Las instalaciones que participen del CPF deberán entregar el **100%** de la reserva comprometida dentro de un tiempo de **10 [s]**, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de **5 [min]**.

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de **bandas de regulación simétricas**, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

3.1.3 Control Secundario de Frecuencia (CSF)

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. Las instalaciones que participen del CSF deberán entregar el **100%** de la reserva comprometida dentro de un tiempo de **5 [min]**, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de **15 [min]**.



3.1.4 Control Terciario de Frecuencia (CTF)

Corresponde a acciones de control destinadas a **restablecer las reservas** del Control Secundario de Frecuencia o incorporar **reservas adicionales** con el objeto de preparar al 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 CTF operará de forma centralizada y **manual**. Asimismo, dicha prestación deberá **activarse**, o iniciar la prestación del servicio, dentro de un tiempo de **5 [min]**, luego de la instrucción del Coordinador y el tiempo máximo de entrega del servicio será de **1 [hr]** medido desde la activación.

Al diseñar el requerimiento del servicio, el **Coordinador** podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, **requerimientos de rampas de subida y de bajada y tiempo mínimo** para la entrega del **100%** de la reserva comprometida. Lo anterior podrá ser requerido en atención a proveer de reserva adicional para el control de sobrefrecuencia y subfrecuencia debido a requerimientos sistémicos como desvíos de demanda o generación, entre otros.

3.1.5 Cargas Interrumpibles (CI)

Se entenderá por Cargas Interrumpibles a la **reducción de demanda** neta del Usuario Final, medida desde el punto de conexión de éstos al sistema eléctrico, bajo instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros.

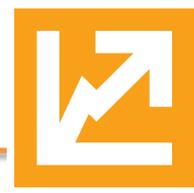
Dicha prestación deberá reducir el consumo por el total del monto de carga comprometido dentro de un tiempo máximo de **30 [min]** luego de la instrucción del Coordinador, y deberá ser capaz de mantener su aporte por un periodo de al menos **2 [hrs]**.

3.2 Control de tensión

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

Al diseñar el requerimiento del servicio, el **Coordinador** podrá exigir, entre otros aspectos, el **mínimo de reserva requerido** por oferente y el **requerimiento de controladores de tensión automáticos**.

El Coordinador podrá requerir a un conjunto de instalaciones la implementación de un **controlador conjunto de tensión**, con el fin de mantener la tensión en una barra en un valor definido.



4 METODOLOGÍA

El presente capítulo tiene como objetivo presentar la metodología, criterios, convenciones y supuestos a utilizar durante el desarrollo del Estudio de SSCC para la operación del SEN, específicamente asociado a los servicios relacionados con el Control de Frecuencia y Control de Tensión. De igual modo, se resumen aspectos relevantes relativos a la elaboración de escenarios específicos de estudio, aspecto que se amplía en el capítulo asociado a cada servicio complementario estudiado.

4.1 Generalidades

De forma general el abordaje propuesto pretende iniciar con los resultados de los escenarios de despacho económico, para luego identificar necesidades complementarias para asegurar un correcto desempeño del Sistema Eléctrico Nacional.

En este sentido, como punto de partida se desarrollan los Escenarios Base del Estudio, los cuales se establecen a partir de los despachos económicos proporcionados por el Coordinador para la Programación de Corto Plazo (PCP). Estos casos sólo consideran restricciones asociadas a límites de transmisión (básicamente térmicos) y despachos contemplando el equipamiento existente, sin incorporar requerimientos particulares de reserva de potencia activa o reactiva. De todos los despachos horarios previstos en los resultados PCP, se seleccionan aquellos que cuentan con un mayor grado de criticidad o exigencia a nivel inercia, transferencias, reservas de potencia, demanda y/o generación ERNC/convencional, así como también casos intermedios que resulten de interés para evaluar transiciones del sistema.

Estos escenarios exigentes y en algunos casos críticos son posteriormente analizados en términos de mínima inercia por estabilidad, conforme se detalla en el apartado 4.2. Esta instancia tiene dos resultados, por una parte, requerimientos específicos de inercia mínima por zona, necesarios para asegurar el desempeño dinámico transitorio, y por otro, las bases para luego construir los escenarios específicos de estudio que contemplen un relevante grado de criticidad para la evaluación de los servicios complementarios de control de frecuencia y tensión a nivel general y zonal del sistema.

Los escenarios específicos asociados a control de frecuencia tienen carácter principalmente sistémico. Por otro lado, los asociados al control de tensión tienen carácter zonal en su totalidad. Las zonas por evaluar serán específicamente distinguidas dentro del desarrollo de cada estudio (problemáticas de mínima inercia por estabilidad, localización de reservas y áreas de control para control de tensión). Para esta etapa del estudio, en donde todavía no se tiene una definición de las Áreas de Estudio definitivas en todo el período de estudio, se contemplan las siguientes ZONAS para el desarrollo de los escenarios específicos:

- Zona Norte Grande: Instalaciones al norte de la S/E Los Changos.
- Zona Norte Chico: Instalaciones comprendidas al sur de S/E Los Changos y al norte de la S/E Polpaico.
- Zona Centro: Instalaciones comprendidas al sur de la S/E Polpaico y al norte de la S/E Charrúa.
- Zona Sur: Instalaciones al sur de la S/E Charrúa.



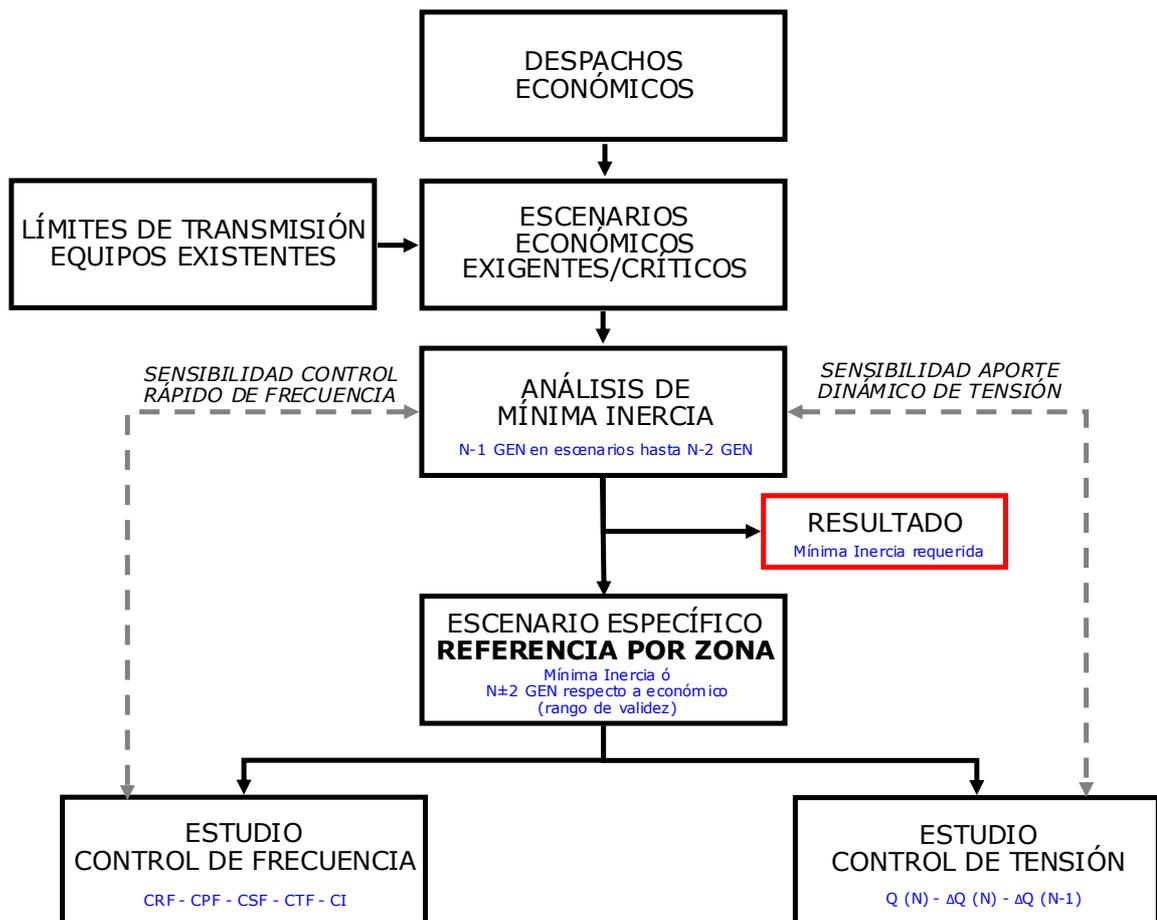
Luego, a partir de los Escenarios Específicos desarrollados se construyen Casos de Sensibilidad para evaluar la inercia mínima y su dependencia del Control Rápido de Frecuencia y del aporte dinámico de tensión.

En lo que respecta a los proyectos renovables proyectados a futuro en el sistema, se cuenta con una incertidumbre asociada a proyectos de gran envergadura en el Norte Grande (ver documento “EE-ES-2019-0324” correspondiente al Informe Inicial del estudio: Desarrollo de la Base de Datos). Considerando esto, sólo se contemplará la incorporación de los mismos para el desarrollo de escenarios específicos de análisis, contemplando el impacto de estos en el incremento de la criticidad de los casos evaluados.

Al momento de abordar el estudio de control de tensión se definirán áreas de control que pueden no corresponderse con las zonas aquí definidas. En estos casos se redefinirán los escenarios específicos por área de control de tensión, con todos los aspectos aquí considerados.

A continuación, la Figura 4-1 muestra un diagrama general de la fase inicial de la metodología del estudio, presentando la secuencia conceptual utilizada para desarrollar los Escenarios que se utilizan para el desarrollo del Estudio de Control de Frecuencia y Control de Tensión. Desde ya, como parte del desarrollo natural de los estudios podrán surgir casos y condiciones adicionales a las aquí presentadas.

Figura 4-1 - Diagrama de metodología general - Análisis inicial.





Una vez definidos los Escenarios del Estudio, se procede a realizar sobre estos el Estudio de Control de Frecuencia y Control de Tensión.

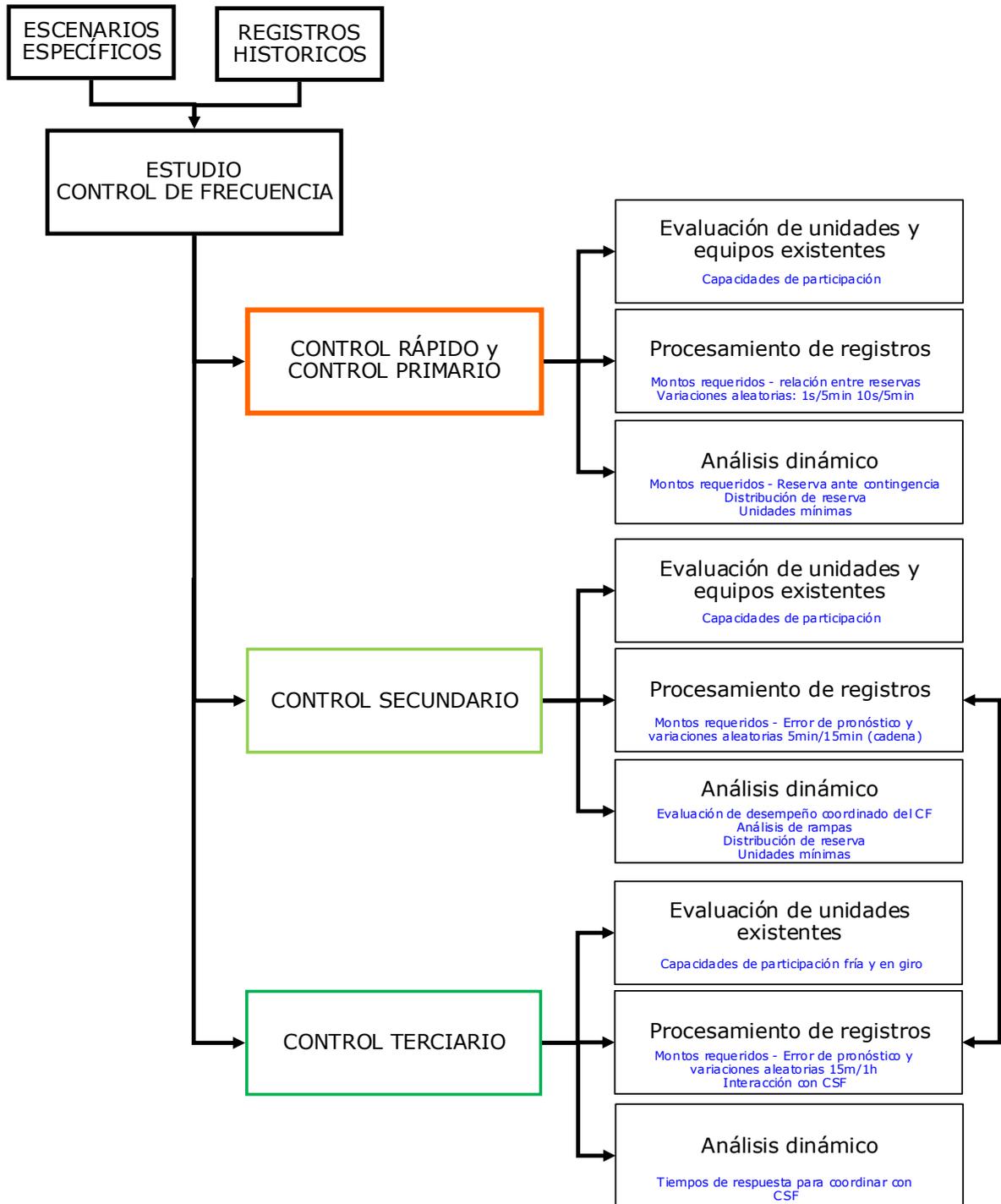
Respecto al Estudio de **Control de Frecuencia** se abordan los servicios básicamente desde tres frentes, según aplique en cada caso:

1. Evaluación de equipos existentes: se estudian las capacidades y requerimientos mínimos de los equipos para participar de dicho servicio.
2. Procesamiento de registros: se estudian los montos requeridos específicos para cada servicio a partir de datos e información real provista por el Coordinador.
3. Análisis dinámicos: Se evalúa el desempeño de cada servicio junto con su coordinación y posibles restricciones en su distribución en el SEN.

A modo de resumen, la siguiente figura muestra un diagrama con los principales puntos que se abordan en la metodología ligada al Estudio de Control de Frecuencia. En el apartado 4.3 se presentan mayores detalles de cada una de estas instancias.



Figura 4-2 - Diagrama de metodología general propuesto para el Estudio de Control de Frecuencia.



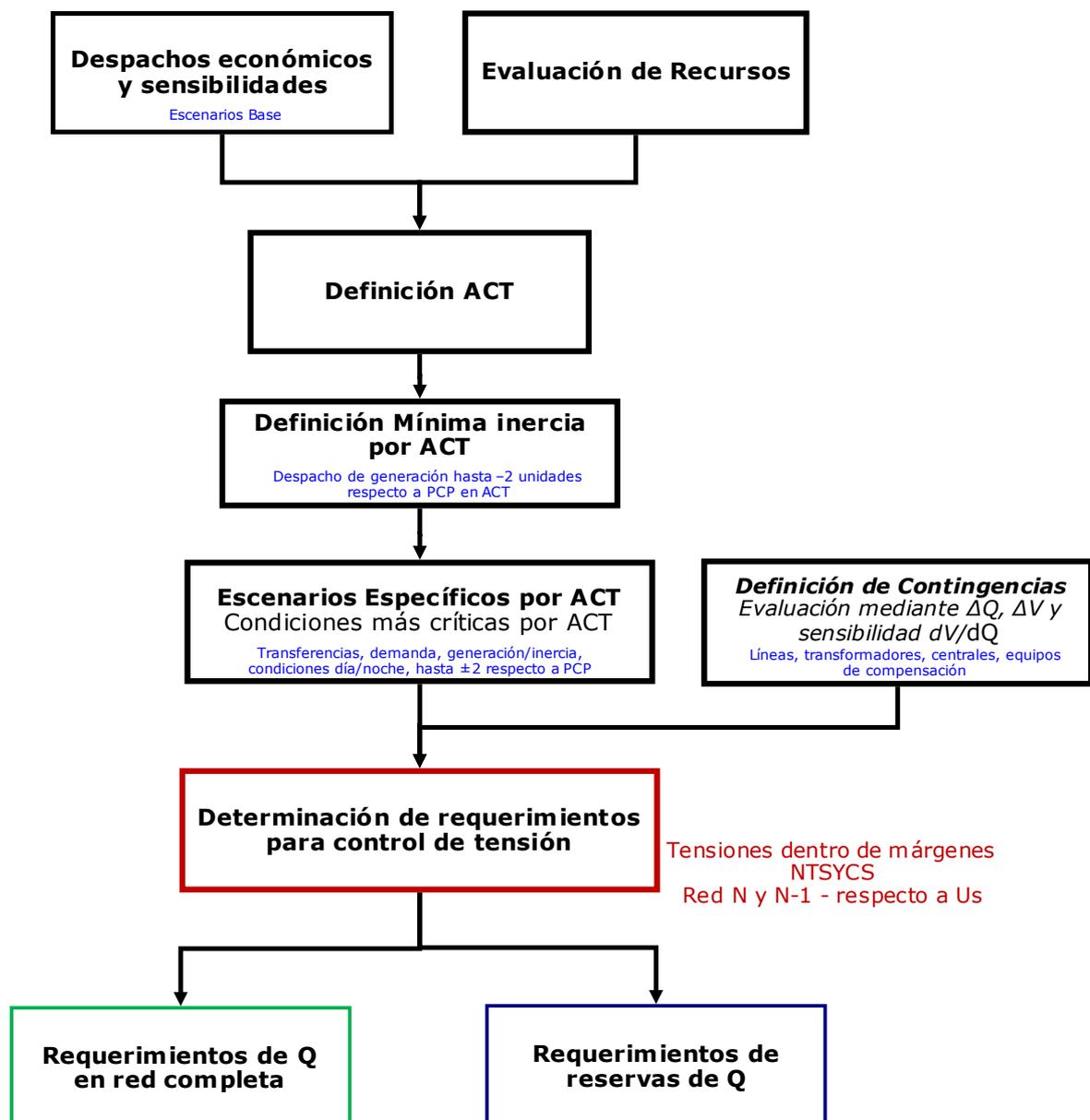


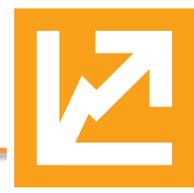
En lo que respecta al Estudio de **Control de Tensión**, los principales puntos que se abordan en la metodología se describen en el siguiente diagrama. Los mismos contemplan diferentes etapas asociadas a:

- Evaluación de los recursos del sistema
- Definición de las ACT
- Desarrollo de los escenarios específicos por ACT
- Determinación de los requerimientos para el control de tensión

En el apartado 4.4 se presentan mayores detalles de cada una de estas instancias.

Figura 4-3 - Diagrama de metodología general para el Estudio de Control de tensión.





4.2 Análisis inicial de Inercia mínima

El sistema debe tener la suficiente robustez para que eventos de desbalances carga/generación no produzcan una desvinculación sincrónica de las diferentes áreas y, a la vez, limitar la tasa de caída/subida inicial de la frecuencia para que la misma no alcance excursiones inadmisibles, fuera de la banda: 48,30-52,00Hz (según tecnología).

El primero de los aspectos corresponde a un fenómeno de estabilidad transitoria, donde tanto la inercia de las zonas como las características y capacidad del control -dinámico- de tensión tienen un impacto directo en la respuesta del sistema. El segundo, se relaciona con el control de frecuencia el cual es de índole global y será específicamente evaluado en base a la metodología planteada en 4.3.2.

En línea con lo anterior, antes de estudiar en detalle los SSCC de control de frecuencia y tensión, se propone realizar un análisis inicial para identificar potenciales necesidades de inercia mínimas en las zonas para asegurar que el sistema resulte transitoriamente estable (conforme con la NTSyCS). De esta forma, la evaluación de la inercia mínima se establece como uno de los criterios principales para el diseño y construcción de los Escenarios Específicos del estudio. Se destaca que, al analizar la inercia mínima, de forma paralela se están identificando unidades sincrónicas necesarias para control de tensión.

El procedimiento conceptual planteado para esta tarea es el siguiente:

- Para cada zona de interés, tomar los escenarios base que cuentan con reducida inercia y se encuentre en condiciones importadoras o mínima exportación.
- Simular la pérdida de la unidad más grande del área operando a plena potencia.
- Si el sistema resulta transitoriamente estable, continuar con la evaluación de la contingencia sobre escenarios adicionales que contemplen hasta 2 unidades de gran tamaño fuera de servicio en el área de estudio (y el correspondiente redespacho fuera del área de análisis).

En función de este análisis podrán presentarse dos resultados:

- ➔ Límite de mínima inercia en la zona, encontrándose que en el barrido de escenarios se encuentran efectivamente problemas de inestabilidad angular.
- ➔ Inercia mínima de validez, en caso que no se identifiquen problemas de inestabilidad sobre los casos evaluados, se indicará un límite referencial asociado al escenario más crítico evaluado (N-1 sobre una condición N-2 de generación). Este valor, obtenido sobre un caso significativamente más conservador que el económico, pretende identificar el rango de validez asociado al resto de los análisis.

Las zonas por evaluar serán las siguientes (más allá que puedan surgir cambios como parte del análisis):

- Zona Norte Grande: Instalaciones al norte de la S/E Los Changos.
- Zona Norte Chico: Instalaciones comprendidas al sur de S/E Los Changos y al norte de la S/E Polpaico.
- Zona Centro: Instalaciones comprendidas al sur de la S/E Polpaico y al norte de la S/E Charrúa.
- Zona Sur: Instalaciones al sur de la S/E Charrúa.



4.2.1 Análisis de sensibilidad al control rápido de frecuencia

Una vez que el resultado de inercia mínima se haya identificado, se procede a evaluar si la participación de equipos con capacidades de efectuar Control Rápido de Frecuencia, conforme a lo establecido en el apartado *Evaluación de equipos existentes*, permiten mitigar y/o reducir los requerimientos de inercia relativos a los fenómenos de inestabilidad angular.

Se analizarán los tiempos requeridos de actuación del CRF para evaluar si efectivamente estos concuerdan con la dinámica de los fenómenos angulares que definen los requerimientos de inercia mínima.

4.2.2 Análisis de sensibilidad al control de tensión

En línea con lo antes mencionado, el control de tensión tiene impacto directo sobre los fenómenos de inestabilidad transitoria. En este sentido, se estudiará el impacto del Control de Tensión dinámico frente a condiciones de inercia mínima que deriven en problemas de estabilidad angular y/o de tensión.

Se espera como resultado obtener una evaluación del aporte de potencia reactiva requerida para lograr una respuesta similar para un mismo nivel de inercia en la zona estudiada. Esto se realizará a través de aumentar las reservas de Q[MVAr] para los controles rápidos pertenecientes principalmente a parques renovables y compensadores dinámicos.



4.3 Control de Frecuencia

4.3.1 Metodología general

Los requerimientos asociados a los servicios de Control de Frecuencia se abordarán básicamente a partir de 3 aspectos: evaluación de equipos existentes, procesamiento de registros y análisis dinámicos. Cada uno de estos se diferenciará por los tiempos de actuación de cada servicio e interrelación entre estos mismos.

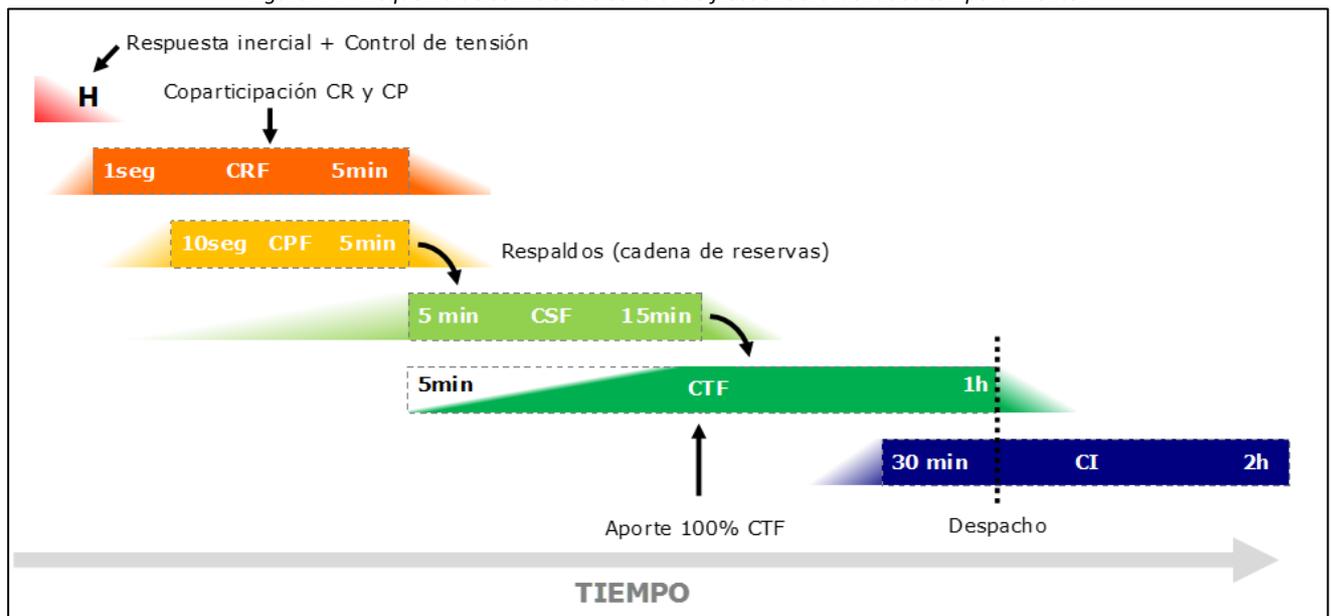
De forma general el procesamiento de registros y los análisis dinámicos establecerán los montos y características requeridas por el sistema para cada sub-categoría de SSCC. Luego, cruzando esta información con la evaluación de los equipos existentes se podrán establecer con qué recursos -mínimos- puede cumplirse con los requerimientos del sistema, así como también dar señales de posibles necesidades adicionales.

Como punto de partida para los análisis de los requerimientos del Control de Frecuencia, se toman Escenarios Específicos que contemplen al menos las siguientes características:

- Mínima inercia sistémica con el objetivo de estudiar las relaciones y requerimientos conjuntos entre el CPF y CRF.
- Máxima inercia sistémica con el fin de evaluar las diferentes perturbaciones cuando existe un mayor grado de robustez.
- Condiciones que recreen escenarios para el amanecer y atardecer para estudiar las máximas rampas de subida y bajada de la demanda y/o de la generación variable. Además, analizar las fluctuaciones instantáneas en diferentes bloques horarios.

La siguiente figura muestra las relaciones temporales de los diferentes servicios asociados al Control de Frecuencia, contemplando las definiciones indicadas en la RE N°801 de la CNE [5] transcritas en el capítulo 3.

Figura 4-4 - Esquema de servicios de control de frecuencia ordenados temporalmente.



De la figura anterior se destacan los siguientes aspectos:



- Coparticipación: el rango temporal para la cual se definen los servicios hace que exista un solape temporal en la actuación de estos. Lo anterior permite distribuir los requerimientos de reservas en más de un servicio, ya que estos responden al mismo fenómeno para un rango de tiempo similar.
- Cadena de Reservas: se establece una jerarquía en las reservas que obedece a un orden temporal de cada servicio. Este principio se basa en el respaldo y reposición de un recurso cuando el que actúa primero se agota.

Tal como se menciona en el apartado 4.2, la inercia es la respuesta natural del sistema, la cual define la pendiente con la que la frecuencia cambia inmediatamente después de un desbalance carga/generación. Este fenómeno se presenta en órdenes de tiempo de segundos. Enfocando aquí en aspectos puramente de control de frecuencia (i.e. descartando aspectos de estabilidad transitoria), la respuesta inercial podrá tener interacción con el CRF y eventualmente el CPF.

La primera acción de control destinada a mantener la frecuencia dentro de los rangos normativos es el CRF, el cual a partir de 1 segundo deberá ser capaz de responder con el 100% de su capacidad comprometida y poder mantenerlo por 5 minutos.

De manera similar al CRF, el CPF debe ser capaz de entregar el 100% de su potencia comprometida en 10 segundos y poder mantenerla por 5 minutos. Si bien este servicio es más lento que el CRF, ambos realizan una coparticipación durante 5 minutos, por lo que es coherente distribuir montos de reserva según su impacto en la recuperación de la frecuencia. Luego de 5 minutos no se puede asegurar la permanencia de los recursos (v.g. descarga de baterías, reducción de presión en unidades turbo-vapor, etc.) de modo que se prevé el ingreso del CSF.

De esta forma, luego de la acción del CRF y CPF entra el CSF con umbrales de cumplimiento (100% de la potencia comprometida) coordinado con los anteriores (5min), más allá que de la información suministrada, el AGC tiene capacidad para iniciar su acción en el orden de los 4 seg. Así, el CSF actúa como un respaldo y reposición del servicio provisto por el CPF y CRF.

A modo de conservar una Cadena de Reservas coherente con los tiempos máximos comprometidos por el CSF establecidos en el apartado 3.1, se evaluará que a partir de los 15 minutos el CTF aporte el 100% de la potencia comprometida. Al respecto, el Informe de Definición de SCCC, emitido por la CNE en la RE N° 801 [5], establece que el CTF debe activarse en 5 minutos y sostener el aporte máximo durante 1 hr., entregándole la libertad al Coordinador de establecer el momento en el cual las unidades deben alcanzar el máximo aporte para el servicio.

Finalmente, como último recurso, se cuenta con la posibilidad de actuar sobre las Cargas Interrumpibles. En línea con lo acordado con el Coordinador este recurso no será analizado, contemplando que la aplicación del mismo se encuentra aún bajo análisis y que no representa un impacto directo en el desempeño del control de frecuencia en el rango de interés del presente estudio.

A continuación, se proveen mayores detalles del abordaje previsto para cada sub-categoría de SCCC.



4.3.2 Control rápido y control primario

Los Controles Rápido y Primario tienen como objetivo controlar las desviaciones instantáneas de la frecuencia y establecer el equilibrio entre generación y demanda por un tiempo acotado.

De forma genérica se prevé que estos controles participen tanto para fluctuaciones instantáneas (normales) como ante contingencias. No obstante, se realizará un análisis que pueda sugerir o descartar la estricta necesidad de cada uno de estos y la posibilidad de que existan estas funciones en los equipos existentes. En particular, siendo que por su respuesta dinámica este tipo de recurso resulta más eficiente para la contención de excursiones significativas de frecuencia, tales como las que son provocadas por contingencias que impliquen en significativos desbalances de potencia.

1. Reserva asociada a fluctuaciones instantáneas: esta componente de la reserva primaria tiene como objetivo abastecer las variaciones instantáneas aleatorias de la demanda y fuentes variables de generación. Es la reserva que permite que la frecuencia se mantenga dentro de los estándares de la NTSyCS ante las variaciones normales del sistema (hasta $\pm 200\text{mHz}$ según Art. 5-30).
2. Reserva asociada a contingencias: esta debe ser mayor que el nivel técnicamente mínimo y próxima al óptimo que se obtiene de la evaluación técnico-económica Costo de Reserva vs Costo de Energía No Suministrada. En el marco del presente estudio, el principal objetivo corresponde a determinar los mínimos requerimientos técnicos de reserva y distribución de la misma, que permitan mantener los estándares de calidad de la frecuencia ($\pm 700\text{mHz}$ según Art. 5-30) ante las contingencias simples que deriven en los máximos desbalances carga/generación.

Conforme a lo anterior los montos para cada servicio están descritos por la siguiente fórmula:

$$CRF = Reserva_{variaciones}^{CRF} + Reserva_{contingencia}^{CRF} (Reserva_{contingencia}^{CPF})$$

$$CPF = Reserva_{variaciones}^{CPF} + Reserva_{contingencia}^{CPF} (Reserva_{contingencia}^{CRF})$$

Ambas expresiones contemplan 2 términos, uno relacionado con las fluctuaciones instantáneas de la demanda y el otro con la reserva ante contingencias. Para esta última se considera una codependencia entre ambos servicios.

Se destaca que, si bien para el CRF se contempla inicialmente una reserva ante fluctuaciones instantáneas, esta podría no ser un requerimiento necesario, esto será abordado tanto a nivel procesamiento de registros como análisis dinámico. En este caso este término se elimina de la fórmula, quedando este servicio ligado completamente a actuar frente a contingencias.

Tanto el CRF como el CPF comparten un rango temporal de actuación similar, por lo que se evaluará la necesidad y/o conveniencia de la coparticipación de ambos servicios. En esta línea se espera encontrar una relación entre los montos de cada uno para que se cumplan los requerimientos mínimos tanto para el caso de las fluctuaciones instantáneas como para contingencias.



Conforme a las definiciones de la RE 801 de la CNE [5] se prevé inicialmente que la reserva para estos servicios sea simétrica. No obstante, como parte de los análisis asociados al Objetivo 4, se evaluará la necesidad/conveniencia de contar con reservas asimétricas para CRF/CPF, contemplando que el sistema pueda no requerir técnicamente la misma reserva para responder ante las condiciones de sobre/sub-frecuencia que puedan presentarse.

Evaluación de equipos existentes

En esta instancia se estudian las capacidades y requerimientos mínimos de los equipos para participar de servicio de CRF y CPF. Conforme a lo anterior, se desarrolla un banco de pruebas que contempla todas las unidades homologadas candidatas para realizar estos servicios, su transformador elevador asociado y una barra de potencia infinita. Para el caso del CPF, dentro del anexo se muestran las centrales indicadas por el Coordinador que actualmente podrían participar de este servicio, todas serán consideradas.

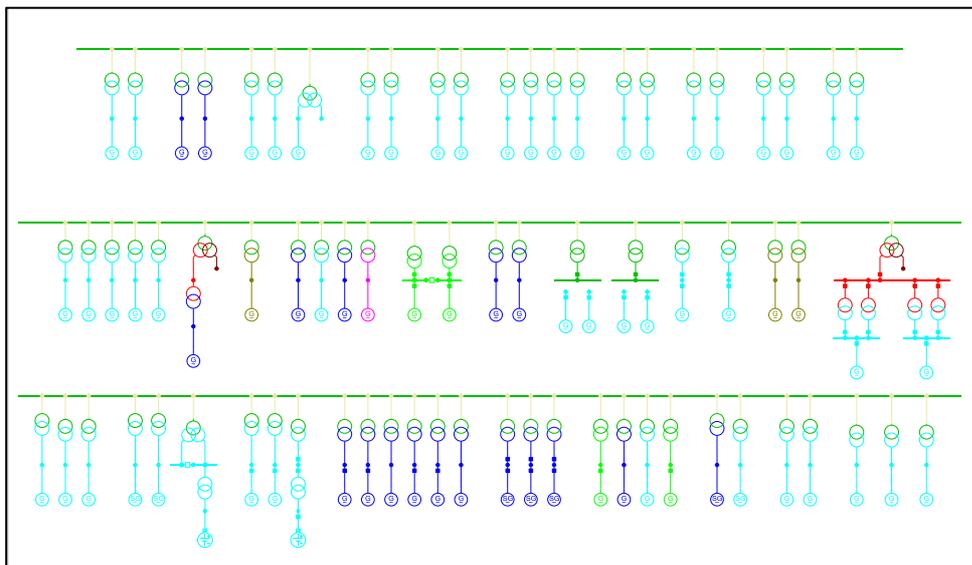
Para lograr una evaluación de los equipos existentes y los requerimientos necesarios para que los mismos participen del CRF o CSF se propone la siguiente metodología:

1. Se evaluarán solo aquellas unidades que poseen un modelo homologado en la Base de Datos oficial provista por el Coordinador.
2. Se desarrolla un banco de pruebas con las unidades candidatas, transformadores elevadores asociados y una barra de potencia infinita, en el cual se analizará la respuesta ante desviaciones de frecuencia asociados a fluctuaciones instantáneas ($\pm 0.2\text{Hz}$) y contingencias ($\pm 0.7\text{Hz}$) con un gradiente máximo de 2Hz/s (valor que un parque o unidad debe ser capaz de soportar sin desconectarse según Art. 3-10 de la NTSyCS).
3. Para cada unidad estudiada se evalúa el comportamiento de la potencia máxima de aporte y si este es sostenido por el tiempo requerido (5 minutos).

La siguiente figura muestra el banco de pruebas armado para realizar las evaluaciones pertinentes y requerimientos para cada unidad. En esta se muestran las principales unidades del SEN conectadas en un sistema uninodal.



Figura 4-5 - Banco de pruebas para evaluar la respuesta de las unidades candidatas a participar del CRF y CPF.



Respecto a la potencia máxima de aporte y la capacidad para sostenerla durante 5 minutos, estos se calculan los mediante los siguientes procesos:

1. Determinación de potencia máxima de despacho:

El objetivo de esta prueba es identificar una potencia base (por unidad generadora) para tomar como referencia en las definiciones de porcentaje de despacho y reservas disponibles para variaciones y contingencias. La razón que fundamenta este análisis se asocia a que los modelos de reguladores de velocidad + turbina pueden tener límites superiores o inferiores al propio valor nominal de la unidad generadora. El valor a determinar corresponde al máximo despacho de la unidad que permite una correcta inicialización y respuesta estable (sin cambios) en 5 minutos de simulación para una condición estable del sistema. En este análisis se contempla que la frecuencia se mantiene constante en 50Hz.

Para realizar esta prueba se inician los modelos con un despacho de 1,5 veces la potencia nominal [MW] de cada unidad, no esperando que una unidad pueda entregar más que esa potencia de forma estable, y se simulan 5 minutos. Luego, de forma iterativa se resimula imponiendo el valor de despacho equivalente al valor final de la simulación anterior (5min) hasta que el valor de inicio y fin resulten iguales.

2. Aporte escalón $\pm 0,2\text{Hz}$:

Para diferentes condiciones iniciales respecto de la potencia máxima de despacho (desde 100% a 50%), se aplica un escalón en la frecuencia de 0,2Hz. Para lo anterior, se evalúa tanto la máxima potencia que puede entregar cada unidad en 1s (CRF) y 10s (CPF) y la capacidad de mantener el aporte. El aporte que este equipo/unidad realice será indicativo de su capacidad para participar en la reserva para control rápido/primario para variaciones aleatorias.



3. Aporte escalón $\pm 0,7\text{Hz}$:

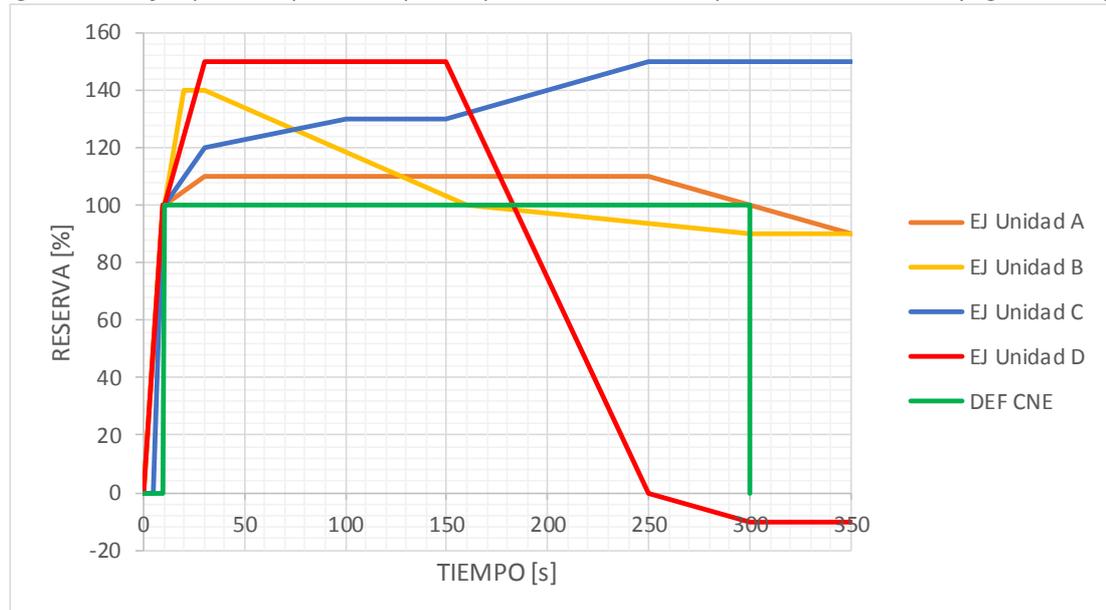
Se repite el procedimiento explicado anteriormente para el aporte frente a un escalón de $\pm 0,2\text{Hz}$, ahora con escalones de $\pm 0,7\text{Hz}$. El aporte que este equipo/unidad realice será indicativo de su capacidad para participar en la reserva para control rápido/primario para contingencias.

En cada caso se evaluará, inicialmente, el nivel de potencia que el equipo/unidad puede entregar en un 100% desde 1s/10s hasta los 5min. Asimismo, de forma complementaria, se realizará un análisis energético de las respuestas, contemplando que una entrega de energía similar a la que resulta de un aporte del 100% por 5 minutos, puede implicar en una respuesta igual o mejor de la frecuencia. A modo de ejemplo pueden verse a continuación alguno de los tipos de respuesta que se pueden presentar. En el caso de la unidad A y C, pueden ofrecer el 100% de su reserva puesto a que aportan tal monto en 10 seg. y entregan igual o más en 5min. En el caso de la unidad B, entrega el 100% en 10 seg. y sigue aportando potencia (aunque no en el 100%) durante 5min. En este último caso, se evaluará que la energía total entregada en sea igual o mayor a la asociada al “rectángulo” que surge de la definición de la RE N°801 de la CNE [5] ($\approx 5\text{min} \times \text{RESERVA}@10\text{seg}$).

En caso de que una unidad aporte inicialmente potencia, pero dentro del intervalo de 5 min invierta su aporte (ejemplo unidad D), se indicará que tal unidad merece una evaluación específica (de su modelo homologado o de la respuesta real, si corresponde) para ser considerada apta, puesto a que no puede ofrecer el servicio cumpliendo completamente con lo especificado en la RE N°801 de la CNE [5], en particular en lo que respecta al párrafo “...deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 [min]...”

La razón de esto se basa en que una unidad que durante el período donde se requiere su aporte pueda llegar a absorber potencia, va en contra de lo que se requiere y puede perjudicar el desempeño del control de frecuencia. En tal caso será conveniente que mantenga su potencia constante y otra unidad, más idónea pueda aportar la reserva necesaria.

Figura 4-6 – Ejemplos de tipos de respuesta para una variación específica de frecuencia (v.g. 200mHz)





Procesamiento de registros

Se estudian los montos requeridos específicos para cada servicio a partir de datos e información real provista por el Coordinador. Estos se adaptan principalmente para cubrir fluctuaciones instantáneas de la demanda y de la generación variable.

Para lograr lo anterior se propone la siguiente metodología:

1. Se contempla una etapa de filtrado previo para eliminar variaciones excesivas asociadas a eventos de pérdidas de generación/consumos o maniobras operacionales. Esto se realiza a través de contemplar un percentil equivalente a $\sim \pm 4\sigma$, en el caso de que el valor exceda este umbral, este se interpolará entre los valores adyacentes.
2. Se evaluará la conveniencia de realizar el cálculo de errores a partir de las diferencias entre las muestras instantáneas, 1 seg. para el CRF¹ y 10 seg. para el CPF, y la media de 5 minutos o respecto de la rampa cada 5 minutos.
3. La reserva para variaciones aleatorias contemplará tanto las fluctuaciones de demanda como aquellas producidas por las fuentes de generación variables (ERNC). Es decir, la reserva calculada a través de σ_{Total} corresponderá a las variaciones que actualmente son “vistas” por las unidades sincrónicas (que actualmente hacen regulación), contemplando así tanto variaciones de demanda como de las fuentes renovables. Siendo que estas resultan independientes se espera encontrar una relación tal que $\sigma_{Total}^2 = \sigma_{Demanda}^2 + \sigma_{ERNC}^2$.
4. Se compararán los resultados respecto de los valores de los errores obtenidos tanto para CRF como para CPF. En el caso de que la diferencia entre ambos sea mayor a un umbral, se considerará que existe un requerimiento de reserva rápida y primaria por separado. Por otro lado, si la diferencia es menor a este umbral, entonces se dirá que ambos servicios podrán ser atendidos por unidades que participen en ambos servicios. El umbral de referencia corresponderá a un valor de variación de demanda (rápida) que hace que la frecuencia alcance el límite de la banda de $\pm 200\text{mHz}$ en un intervalo menor al de actuación del CPF (10 seg.)
5. Se calculará el monto de reserva asociado a fluctuaciones instantáneas para un percentil 95 ($\sim 2\sigma$) de los errores entre el valor instantáneo y la media de 5 minutos.

Para dar mayor claridad a lo expresado en el punto 3, la siguiente figura muestra para un período temporal cualquiera cómo se conforma la generación, demanda y sus variaciones. Como primer punto para este análisis, se han filtrado variaciones importantes que puedan dar lugar a cambios significativos de la frecuencia. Así, la demanda total es equivalente a la generación total registrada, considerando que la misma se realiza mediante mediciones “eléctricas”. Es decir, lo que entregan los generadores en sus bornes es igual a la demanda, con

¹ En función de la información disponible podrá realizarse un análisis con información parcial que permita identificar la estricta necesidad de definir/utilizar reservas rápidas para seguimiento de fluctuaciones instantáneas.

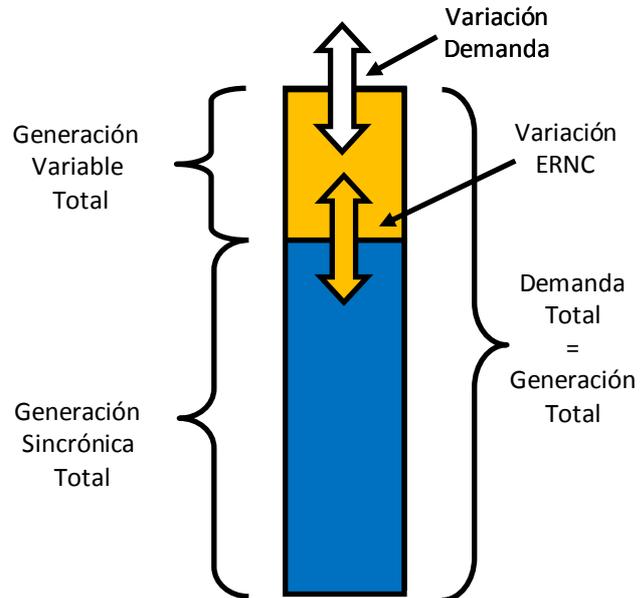


independencia de su aporte mecánico. De hecho, las diferencias entre el aporte mecánico y lo requerido eléctricamente redundará en variaciones de la frecuencia.

La demanda total -variable- es abastecida con generación renovable -variable- y con generación sincrónica, que deberá absorber ambas variaciones para que la frecuencia permanezca controlada. Así, el registro que contempla ambas variaciones corresponde a la resta de los registros de generación total y generación variable. De esta forma, la generación sincrónica resulta menor en magnitud que la generación total, pero cuenta con mayores fluctuaciones. Vale destacar que si bien esto se presenta aquí para el análisis de variaciones aleatorias de control rápido y primario, este mismo concepto también aplica para los análisis de control secundario y terciario.



Figura 4-7 – Componentes de variación para un bloque horario genérico



Las siguientes figuras muestran un ejemplo del procesamiento de un registro diario para el caso de las variaciones instantáneas. En estas se observan las variaciones instantáneas y tanto los promedios como rampas cada 5 minutos.

Finalmente, se considera que los valores obtenidos a partir de aplicar la metodología anterior deben sumar algebraicamente a la reserva asociada a contingencias, siendo que la condición de agotamiento de la reserva por fluctuaciones es una condición normalmente frecuente (P95) y, por lo tanto, de contemplarse como parte de la reserva de contingencia, derivaría en una condición de menor grado de seguridad.



Figura 4-8 - Ejemplo Procesamiento de un Registro de Potencia para variaciones instantáneas – Registro Diario Completo

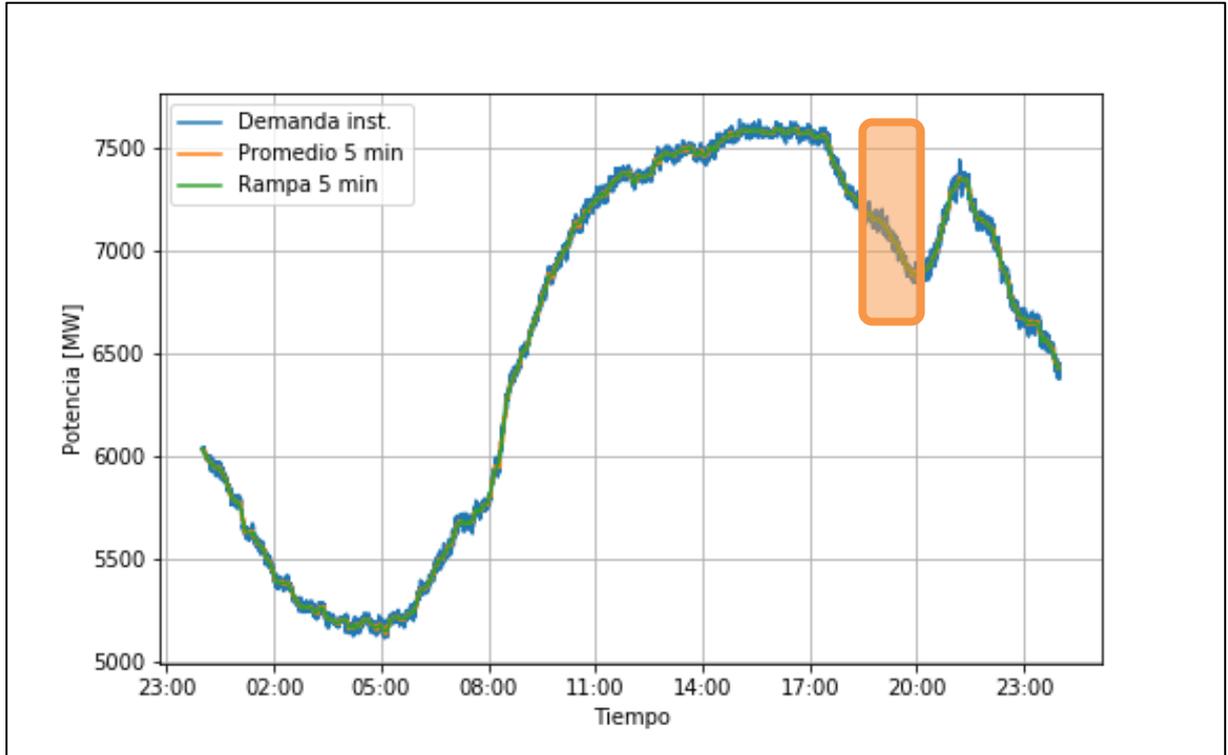
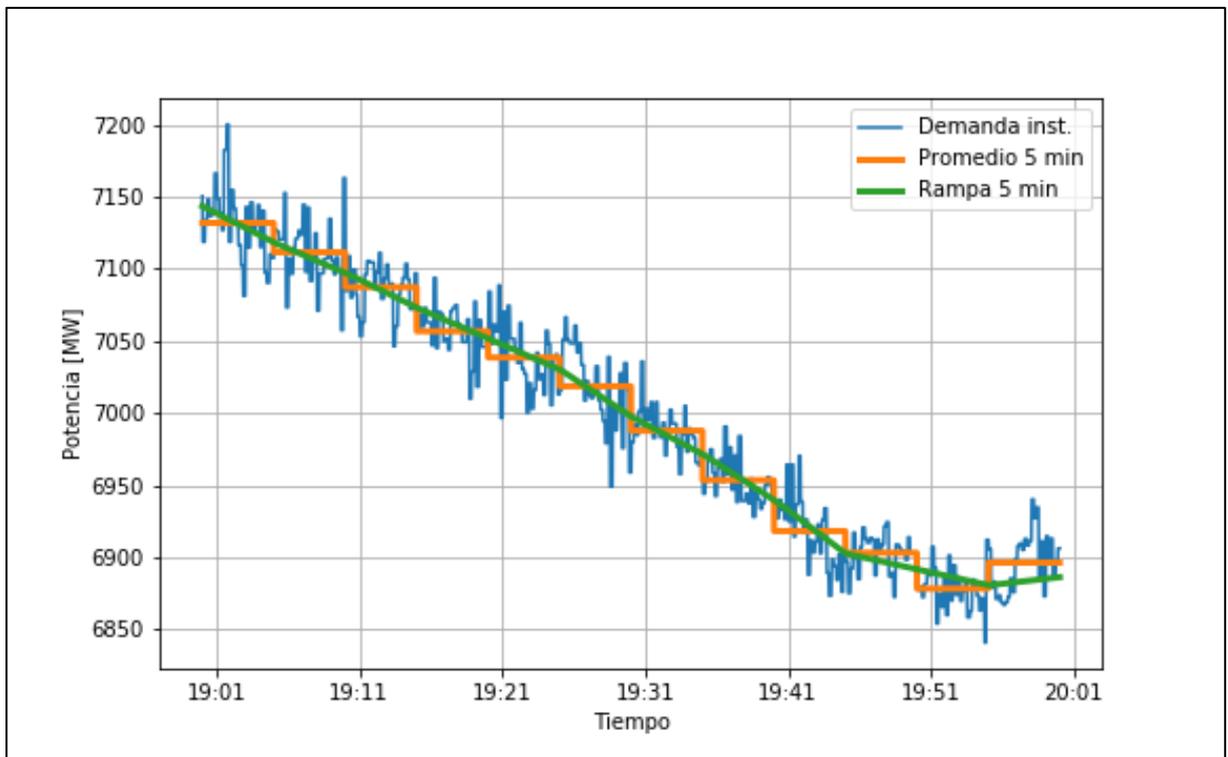
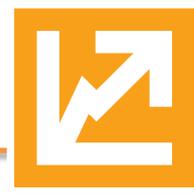


Figura 4-9 - Ejemplo Procesamiento de un Registro de Potencia para variaciones instantáneas – Detalle 19:00→20:00hrs.





Análisis dinámicos

Los análisis dinámicos tienen por objetivo lograr calcular los montos asociados a reservas ante contingencias y validar mediante simulaciones que los valores, tanto para fluctuaciones como para contingencias, sean suficientes para subsanar un desbalance entre generación y demanda. De igual modo, servirán para evaluar la estricta necesidad de contemplar bandas simétricas para las reservas de CRF y CPF.

Con respecto al cálculo de los montos de reserva requeridos ante contingencia se propone la siguiente metodología, la cual es concordante con el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de reservas emitido por el Coordinador [7][7]:

1. Se realizarán simulaciones de fallas de Severidad 5 (desconexión de la unidad más grande) o desconexión del mayor bloque de demanda por zona en diversas condiciones operativas, dentro de las cuales se analizarán al menos los siguientes casos:
 - a. Falla severidad 5 considerando sólo reserva para CRF.
 - b. Falla severidad 5 considerando sólo reserva para CPF.
 - c. Falla severidad 5 considerando combinaciones de reserva para CRF/CPF.
 - d. Desconexión de un bloque de demanda considerando sólo reserva para CRF.
 - e. Desconexión de un bloque de demanda considerando sólo reserva para CPF.
Desconexión de un bloque de demanda considerando combinaciones de reserva para CRF/CPF.
2. Los montos de reserva para cada caso estudiado serán válidos cuando estos cumplan, al límite, con los parámetros de desempeño indicados en los Art. 3-9, 5-40, 5-42 y 5-30 de la NTSyCS. Específicamente se evaluará que la frecuencia no descienda transitoriamente por debajo de 48,3Hz y que la misma se reestablezca por encima de 49,3Hz, así como también que no supere $52,0\text{Hz}^2$ y que la misma se restablezca por debajo de 50,7Hz. Para este análisis se contemplarán los EDAC/G actualmente implementados en cada sistema.
3. Se evaluará el desempeño de cada servicio junto con su coordinación y posibles restricciones en su distribución en el SEN.

Sensibilidad de la demanda con la frecuencia

Se realizará un análisis de sensibilidad de la dependencia de la demanda respecto de la frecuencia, es decir, se estudiará el efecto de esta dependencia en la respuesta real que tiene el sistema. Lo anterior se efectuará para estudiar el efecto puro del CRF y CPF en la evolución de la frecuencia frente a una contingencia de desbalance en la generación.

El objetivo de este análisis es cuantificar que impacto tiene el comportamiento de la demanda con la frecuencia en la respuesta y montos de reserva para control de frecuencia. En particular, considerando que, así

² Si bien la NTSyCS no plantea un límite estricto para la sobrefrecuencia, se contempla el umbral de 52Hz, a partir de donde existe riesgo de desconexión de parques eólicos y fotovoltaicos según los umbrales establecidos en el Art 3-9.

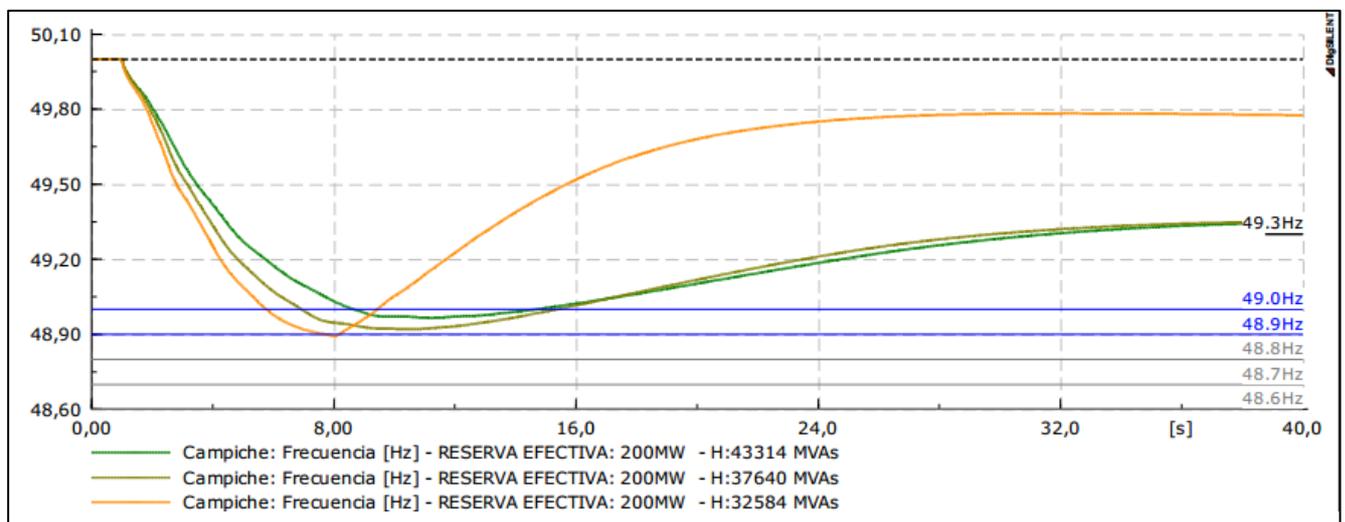


como se proponen análisis detallados del desempeño de las unidades generadoras podría ser relevante mantener actualizado el modelo de la demanda para una correcta estimación del desempeño del sistema.

Impacto de la inercia

Se realizará un análisis específico para poner en evidencia el efecto de reducir la inercia sistémica respecto a los niveles de reserva para CRF y CPF y, mediante una pérdida de generación, se analizará como aumenta el EDAC y su relación entre control rápido y primario. Conforme a lo anterior, con antecedentes del Estudio 1 Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados [8] la Figura 4-10 muestra la evolución de la frecuencia ante la desconexión del CC San Isidro con 393MW para distintos niveles de inercia manteniendo las mismas reservas de CPF en todos los casos.

Figura 4-10 - Comparación respuestas en frecuencia ante desconexión del CC San Isidro para una reducción de inercia sistémica.



Por otra parte, se validarán los montos de reservas ante fluctuaciones instantáneas calculados según la metodología detallada en el apartado precedente a través de simulaciones dinámicas que utilicen como entrada los registros previamente procesados de demanda y generación variable por Zona.

4.3.3 Control secundario

La reserva para CSF debe compensar las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación variable respecto de los valores previstos en la programación de la operación del SI. Adicionalmente, esta debe contemplar el respaldo y reposición del CPF y CRF para atender las variaciones intrahorarias que se encuentran fuera del rango temporal asociado a estos servicios.

Conforme a las definiciones de la CNE en la RE 801 [5], este servicio será automático efectuado por el AGC. Por esto, el análisis se encontrará enfocado en calcular los requerimientos respecto de los niveles de reserva y validar mediante simulaciones dichos montos.



Al igual que en el caso de CRF y CPF, la metodología utilizada se aborda desde 3 frentes para definir los requerimientos de las unidades para participar en el CSF y aquellos definidos para mantener la frecuencia sistémica dentro de los rangos normativos. Estos se presentan a continuación.

Evaluación de equipos existentes

Se evalúan las capacidades de las unidades candidatas a participar en el servicio de CSF a partir de los requerimientos estipulados en el apartado 3.1.3, es decir, dichas unidades deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 [min].

En línea con lo anterior, el Coordinador proporciona un listado con las unidades sincrónicas participantes del AGC, el cual se reporta en los anexos. En esta se presentan las unidades, modo de operación, límites de regulación en MW (superior e inferior) y rampas en MW/min (de subida y bajada).

En base a esto, se prevé realizar un alineamiento de los valores entregados por el Coordinador de manera que exista concordancia con las definiciones y parámetros de desempeño del CSF.

Procesamiento de registros

Para calcular el requerimiento de las reservas se propone una metodología que tiene como base el cálculo según normativa (Artículo 6-50), es decir, que esta será establecida en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda. No obstante, debido a los tiempos de actuación establecidos en el apartado 3.1 y a que esta actuará como una cadena de reservas con respecto al agotamiento del CRF y CPF, se propone agregar una componente intrahoraria que contemple los errores de 5 minutos con respecto a una media de 15 minutos.

Conforme a lo anterior, se propone la siguiente metodología para el cálculo de los requerimientos respecto de los niveles de reserva para el CSF a través del procesamiento de los registros provistos por el Coordinador:

1. Se contempla una etapa de filtrado previo para eliminar variaciones excesivas asociadas a eventos de pérdidas de generación/consumos o maniobras operacionales. Esto se realiza a través de contemplar un percentil equivalente a $\sim \pm 4\sigma$, en el caso de que el valor exceda este umbral, este se interpolará entre los valores adyacentes.
2. Cálculo de errores intrahorarios y de previsión de la demanda & fuentes variables:
 - a. Errores intrahorarios para CSF: se realizará el cálculo de estos errores de 2 formas, las cuales serán analizadas y comparadas según los requerimientos encontrados en cada una de estas.
 - i. Cálculo de la diferencia entre el valor medio de 5 minutos con respecto a una media de 15 minutos.
 - ii. Cálculo de la diferencia entre el valor de la rampa en 5 minutos con respecto a la rampa en 15 minutos. Ambas rampas se calcularán como la diferencia entre los promedios de 5 y 15 minutos respectivamente.



- b. Error de previsión: diferencia incremental horaria de generación vista por las unidades sincrónicas calculada como:

$$\begin{aligned} \text{Error Previsión}_h = & ((\text{Gen. Real}_h - \text{ERNCReal}_h) - (\text{Gen. Real}_{h-1} - \text{ERNCReal}_{h-1})) \\ & - ((\text{Gen. Prog}_h - \text{ERNCProg}_h) - (\text{Gen. Prog}_{h-1} - \text{ERNCProg}_{h-1})) \end{aligned}$$

- Los niveles de reserva provenientes de ambos errores contemplan un intervalo de confianza de un 95% ($\sim 1,96\sigma$) modelando la distribución de probabilidades como una curva normal. Pudiendo eventualmente presentar asimetrías que deriven en requerimientos diferentes en reserva para subir y para bajar.
- Se prevé que ambos errores sean independientes entre sí, por lo que el monto total que debería ser considerado como la suma cuadrática de ambos errores, es decir, $\text{Reserva}_{CSF} = \sqrt{\text{Error Previsión}_{1,96\sigma}^2 + \text{Error Intrahorario}_{1,96\sigma}^2}$.
- Según lo expuesto en las referencias [6] y [8] los errores intrahorarios y de previsión horaria son diferentes durante el día, por lo que se propone evaluar un requerimiento para cada hora del día o bloque horario. El objetivo de esta instancia será identificar los efectos de contemplar un único valor para todo el día frente a la disgregación por bloques.

A diferencia de la forma en que el nivel de reservas para CSF es calculado actualmente por el Coordinador [7], en la metodología propuesta los tiempos de actuación, particularmente aquellos relacionados con variaciones intrahorarias, sugieren que los montos calculados serán mayores a los presentados actualmente.

Las siguientes figuras muestran un ejemplo del procesamiento de un registro diario para el caso de las variaciones intrahorarias. En estas se observan las variaciones instantáneas y tanto los promedios como rampas cada 5 y 15 minutos.

Figura 4-11 - Ejemplo Procesamiento de un Registro de Potencia para variaciones Intrahorarias – Registro Diario Completo

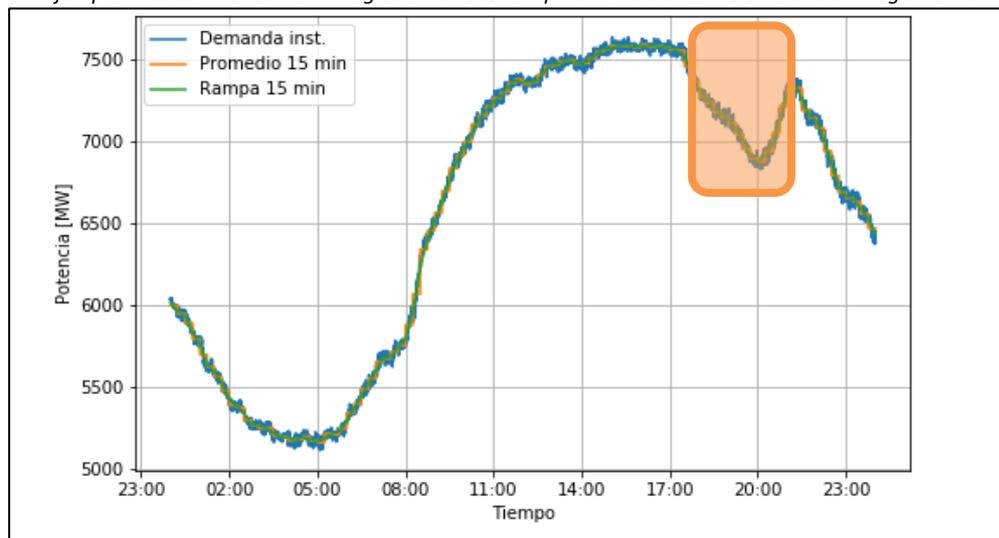
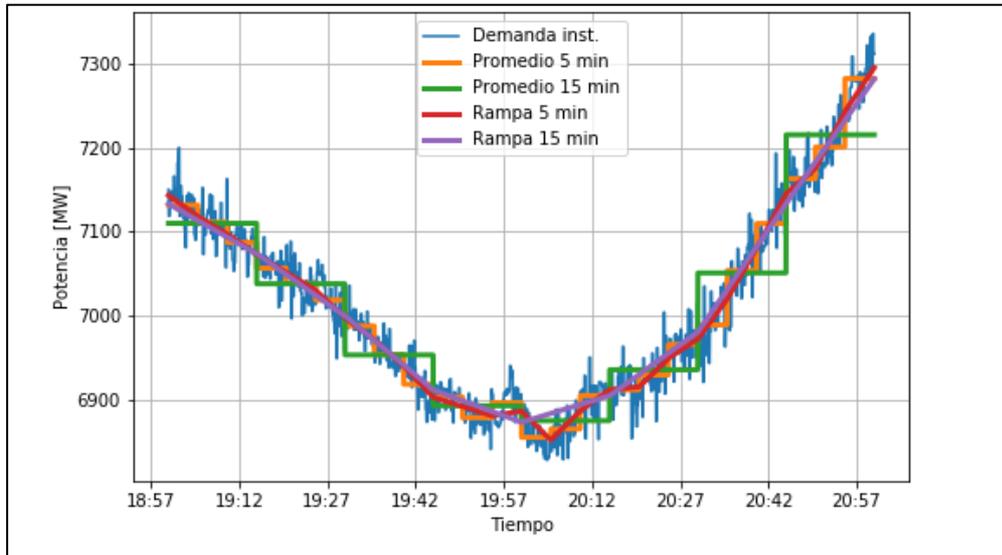


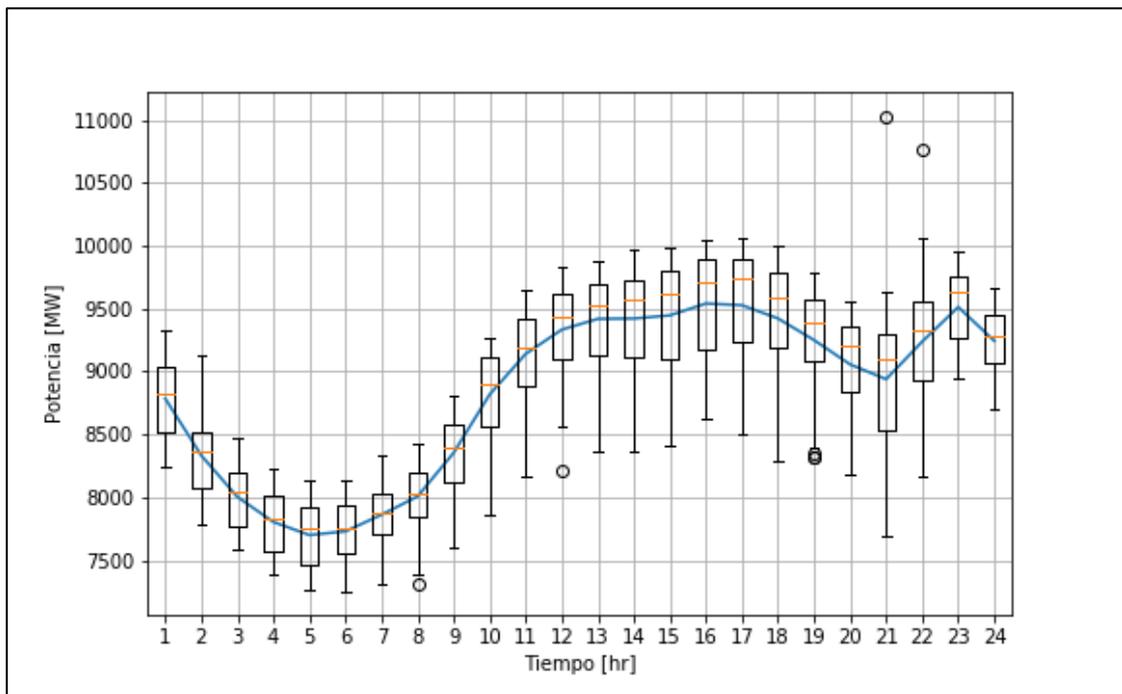


Figura 4-12 - Ejemplo Procesamiento de un Registro de Potencia para variaciones Intrahorarias – Detalle 19:00→21:00hrs.

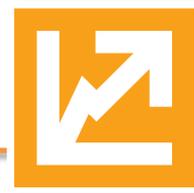


Por otro lado, la siguiente figura muestra la demanda real, la programación y el valor para cada hora del día durante un mes a través de un gráfico de cajas, en el cual se muestra en azul el valor medio.

Figura 4-13 - Ejemplo Procesamiento de un Registro de Potencia para error de previsión– Registro mensual.



Con respecto a los requerimientos de rampa de subida y bajada, estas serán calculadas a partir del procesamiento de los registros. Las mismas contemplarán los efectos combinados de desviaciones del consumo y de generación variable. A partir de estos datos se determinarán adicionalmente las exigencias mínimas de rampas requeridas para el CSF.



Análisis dinámicos

Los análisis dinámicos tienen por objetivo principal validar mediante simulaciones que los montos de reserva para CSF calculados a partir del procesamiento de los registros sean suficientes para cumplir con las exigencias normativas estipuladas en la NTSyCS.

La metodología se enfoca en abordar la suficiencia respecto a rampa, permanencia efectiva durante el tiempo de compromiso (5-15 minutos) y reposición del CRF/CPF. Conforme a lo anterior se propone realizar una evaluación ante rampas sostenidas y frente a contingencias.

En ambos casos se contempla la implementación del AGC en la BD con las especificaciones provistas por el Coordinador. Este será capaz de monitorear los niveles de reserva en el tiempo, lo que permitirá estudiar de manera dinámica tanto la suficiencia como el funcionamiento de la cadena de reserva entre CRF/CPF y CSF.

Análisis frente a rampas sostenidas

Este análisis tiene por objetivo estudiar la suficiencia de los niveles de reservas y rampas frente a subidas y bajadas sostenidas en la demanda. Conforme a lo anterior, se propone la siguiente metodología:

1. Se ajustará un Escenario Específico por bloque horario para contemplar la reserva mínima calculada de CSF.
2. Se estudiará un periodo equivalente a 15 minutos, tiempo para el cual las unidades participantes del CSF están comprometidas a aportar el servicio.
3. Como entrada se utilizarán las máximas subidas y bajadas de demanda y generación variable encontradas en los registros provistos por el Coordinador, los cuales serán ingresados a los respectivos consumos y parques renovables divididos por zona.
4. Se monitoreará la rampa y reservas disponibles durante todo el tiempo de simulación y se verificará si el nivel de reserva es suficiente.

Adicionalmente, se evaluará la conveniencia o requerimientos de mantener una distribución de las reservas y/o la mínima cantidad de unidades asignadas para realizar el servicio de CSF en las distintas zonas del estudio. Para esto se realizará la misma metodología descrita anteriormente, pero ahora se añadirá el análisis de la evolución de las variables sistémicas cuando todas las reservas se encuentren concentradas en una zona.

Análisis frente a perturbaciones debido a errores de previsión de demanda

Este análisis tiene por objetivo evaluar el funcionamiento de la cadena de reservas, es decir, la capacidad de reestablecer los niveles de reserva al CRF y CPF, a través de una coordinación efectiva con el CSF. Para lograr lo anterior se propone la siguiente metodología:

1. Se ajustará un Escenario Específico por bloque horario para contemplar la reserva mínima calculada de CSF.
2. Se estudiará un periodo equivalente a 15 minutos, tiempo para el cual las unidades participantes del CSF están comprometidas a aportar el servicio



3. Se realizará al menos una perturbación de desbalance carga/generación en la cual el rango de frecuencia no supere los límites y tiempos para los cuales el AGC se desactive. Estas serán aplicadas al principio de la simulación y, luego de 5 minutos, se evaluará la conveniencia de realizar una nueva perturbación.
4. Se monitoreará la rampa y reservas disponibles durante todo el tiempo de simulación de modo de analizar cómo el CSF realiza el restablecimiento de los valores del CRF y CPF.

4.3.4 Control terciario

El CTF tiene como función principal reestablecer las reservas del CSF y/o incorporar nuevas reservas con el objetivo de preparar al sistema para desbalances en un orden de tiempo mayor a 15 minutos.

Si bien la definición del CTF presentada en el apartado 3.1.4 no establece un compromiso del 100% de la potencia comprometida para un tiempo específico, para cumplir con la función del restablecimiento del CSF, se propone un tiempo de 15 minutos. Lo anterior es concordante con la cadena de reservas de todos los servicios enfocados al Control de Frecuencia.

Al igual que en los servicios de control de frecuencia presentados anteriormente, se propone estudiar los requerimientos de CTF desde 3 enfoques, los cuales se detallan a continuación.

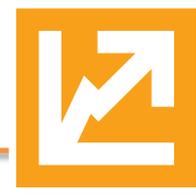
Evaluación de equipos existentes

La evaluación de las capacidades de los equipos existentes para la participar del servicio de CTF se enfocará en estudiar para cada unidad la capacidad de proveer la reserva comprometida, iniciando al menos en 5 minutos, entregando el máximo comprometido en 15 minutos y finalmente manteniéndolo durante 1 hora.

Los requisitos de CTF pueden ser cumplidos por unidades que se encuentran despachadas (reserva en giro) y por aquellas que no están en servicio (reserva fría):

- 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 y sostener durante 1 hora.
- Reserva fría para CTF: potencia que las unidades participantes del CTF que se encuentran fuera de servicio son capaces de entregar en 15 minutos y sostener durante 1 hora, teniendo en cuenta los tiempos de activación o puesta en servicio de dichas unidades (límite RE N°801 - CNE 5min).

Conforme a lo anterior y con la información provista por el Coordinador, se realizará la evaluación por unidad de la capacidad de entregar el servicio de CTF, tanto para reserva fría como para reserva en giro. A modo de ejemplo, la siguiente tabla muestra el resultado esperado para tres unidades. Como se aprecia, sólo se considera potencia como reserva fría si el tiempo de sincronización de la unidad es menor a 5 minutos y su aporte estará en correspondencia con tiempo de arranque, rampa, limitaciones de capacidad mínima y máxima (i.e. debe ingresar en el lapso de 15 min. a su zona de operación estable). Si bien la reserva en giro también



desentenderá del despacho de la unidad, se contempla aquí el aporte en 15min considerando sólo su rampa de toma de carga.

Tabla 4-14 – Ejemplo de cálculo de aportes para CTF para reserva en giro y fría para Canutillar, Ralco U1 y U16.

Unidad	Tiempo de sincronización [min]	Lim. Superior [MW]	Lim. Inferior [MW]	Rampa [MW/min]	Aporte máximo reserva fría a 15 min [MW]	Aporte máximo reserva en giro a 15 min [MW]
Canutillar	3	77	50	15	77	27
Ralco U1	8	330	95	20	0	235
U16	20	350	125	11.5	0	172.5

Para el cálculo de la reserva fría para cada unidad “i” se utiliza la siguiente fórmula:

$$Reserva Fría_i = \min(Rampa_i^+ [MW/min] \cdot (15[min] - T_i^{sincronización} [min]), P_i^{max} [MW]).$$

Esta fórmula es válida solamente para aquellas unidades cuyo tiempo de sincronización es menor a 5 minutos y naturalmente sólo corresponde a una reserva positiva (para subir).

Por otro lado, para el cálculo de la reserva en giro para cada unidad “i” se utilizan las siguientes fórmulas dependiendo de si se requiere de balance hacia arriba o hacia abajo:

$$Reserva Giro_i^+ [MW] = \min(Rampa_i^+ [MW/min] \cdot 15[min], P_i^{max} [MW] - P_i^{desp} [MW]),$$

$$Reserva Giro_i^- [MW] = \max(Rampa_i^- [MW/min] \cdot 15[min], P_i^{desp} [MW] - P_i^{min} [MW]).$$

En este caso que se cuenta con reserva para subir como para bajar, se prevé genéricamente contar con rampas de distinto valor.

Procesamiento de registros

La metodología utilizada para el procesamiento de los registros enfocado al CTF se realiza de manera similar al CSF, es decir, se analizan las desviaciones intrahorarias y aquellas asociadas a errores de previsión de la demanda a nivel horario. No obstante, los rangos temporales de las variaciones intrahorarias varían.

Si bien existe un solapamiento temporal en la actuación del CSF con el CTF, se prevé que este último cumpla la función de respaldo para continuar y finalizar con la cadena de reservas. Particularmente en aquellas variaciones asociadas con el error de previsión de la demanda.

Conforme a lo anterior, se propone la siguiente metodología para el cálculo de los requerimientos respecto de los niveles de reserva para el CTF a través del procesamiento de los registros provistos por el Coordinador:

1. Se contempla una etapa de filtrado previo para eliminar variaciones excesivas asociadas a eventos de pérdidas de generación/consumos o maniobras operacionales. Esto se realiza a través de



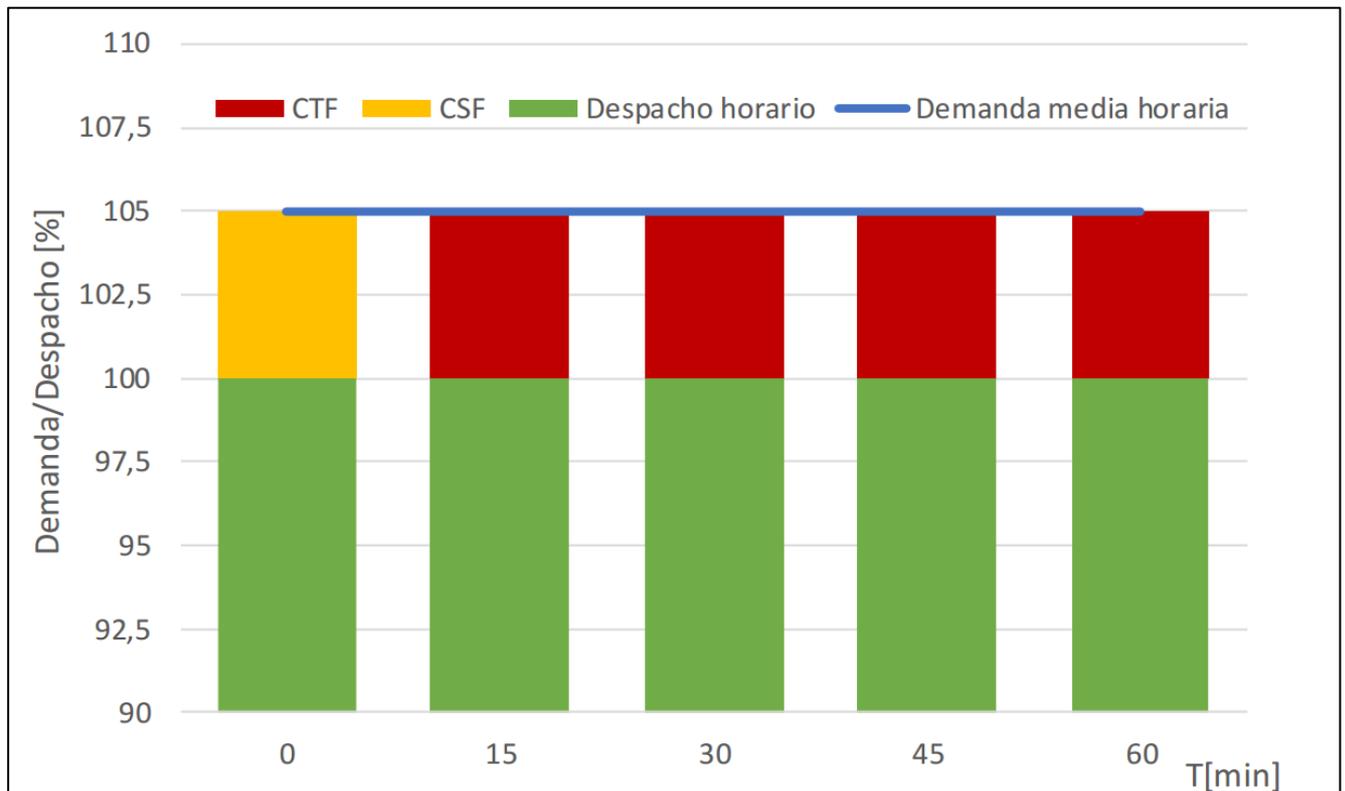
contemplar un percentil equivalente a $\sim\pm 4\sigma$, en el caso de que el valor exceda este umbral, este se interpolará entre los valores adyacentes.

2. Cálculo de errores intrahorarios y de previsión de la demanda:
 - a. Errores intrahorarios para CTF: se realizará el cálculo de estos errores de 2 formas, las cuales serán analizadas y comparadas según los requerimientos encontrados en cada una de estas.
 - i. Cálculo de la diferencia entre el valor medio de 15 minutos con respecto a una media horaria.
 - ii. Cálculo de la diferencia entre el valor de una rampa en 15 minutos con respecto a una rampa horaria. Ambas rampas se calcularán como la diferencia entre los promedios de 15 y 60 minutos respectivamente.
 - b. Error de previsión: este se calcula de la misma manera que para el CSF, es decir, a partir de la diferencia incremental horaria de generación calculada como:
$$Error\ Previsión_h = (Gen.\ Real_h - Gen.\ Real_{h-1}) - (Gen.\ Prog_h - Gen.\ Prog_{h-1})$$
3. Los niveles de reserva provenientes de ambos errores contemplarán un intervalo de confianza de un 95% ($\sim 1,96\sigma$) modelando la distribución de probabilidades como una curva normal.
4. Se prevé que ambos errores sean independientes entre sí, de ser así el monto total que se contemplará será la suma cuadrática de ambos errores, es decir, $Reserva_{CTF} = \sqrt{Error\ Previsión_{1,96\sigma}^2 + Error\ Intrahorario_{1,96\sigma}^2}$.
5. A partir de los resultados obtenidos en el punto anterior, se evaluará la necesidad de utilizar bandas simétricas o asimétricas respecto de los montos de reserva asignados para realizar regulación hacia arriba o hacia abajo.
6. Se evaluará la conveniencia de que tanto los errores intrahorarios como de previsión horaria sean calculados en forma diferenciada para cada hora del día o bloque horario, de forma análoga a lo presentado para CSF.

Siendo que el requerimiento del error de previsión se basa en el error medio de 1h y los recursos para CSF y CTF operan entre 5min a 15 min y 15min a 1hs, se considera necesario contemplar esta reserva sobre ambos servicios para asegurar el cubrimiento en toda la hora. Así, como se muestra en la figura de ejemplo, el cubrimiento de un error medio horario de 5% se prevé que 15 minutos del error sea cubierto por el CSF y los restantes 45 min, estén a cargo del CTF. Todo esto con independencia de las variaciones intrahorarias.



Figura 4-15 - Distribución del Error de previsión para CSF y CTF.



Complementando lo antes expuesto, los montos de CTF podrían recalcularse con un objetivo de cubrir aquellos casos donde no sea suficiente el CSF, en donde se proponen, a modo de sensibilidad, las siguientes posibilidades contemplando la información existente (errores horarios):

- **Alternativa A:** el CTF se define en base a 3σ de modo que cubre lo mismo que lo antes presentado, más la posibilidad de errores más allá del 95% de los casos (99,7%).
- **Alternativa B:** el CTF se define en base a 1σ de modo que cubre los casos diferenciales para pasar del 95% al 99,7%; siempre que se considere que el CSF puede mantenerse aportando durante 1h si es necesario (conforme a la práctica, aunque no a las definiciones de la NTSyCS y del SSCC CSF de la RE 801).

Análisis dinámicos

El análisis dinámico para los requerimientos del servicio de CTF tiene por objetivo principal evaluar la coordinación entre este y el CSF. En esta línea se estudiará la conveniencia de realizar simulaciones dinámicas, análisis quasi-dinámicos o relaciones estáticas a partir de la información provista del Coordinador, para validar la coordinación entre ambos servicios.

- **Simulaciones dinámicas:** debido a los órdenes de tiempo asociados al CTF se evaluará la conveniencia de utilizar un banco de pruebas con unidades participantes de este servicio y un AGC equivalente. Lo anterior permite una visión detallada de la coordinación entre el CSF y el CTF.



- Análisis Quasi-dinámico: este permite modelar de manera aproximada los cambios en la frecuencia en órdenes de tiempo mayores. En este sentido se podrá validar en forma general la coordinación entre ambos servicios.
- Relaciones estáticas: a partir de la información de límites de potencia activa, rampas y tiempos de sincronización se analizará de forma teórica los valores de desempeño asociados a la coordinación del CSF y su reposición por parte del CTF.

4.4 Control de Tensión

4.4.1 Metodología general

Se presenta en este apartado la metodología general a aplicar para el Estudio de determinación de los requerimientos del Servicio Complementario (SC) de Control de Tensión (CT).

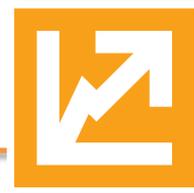
El desarrollo del estudio se divide principalmente en las siguientes etapas

- 1) Definición y evaluación de los Recursos de Control de Tensión (RCT)
- 2) Definición de las Áreas de Control de Tensión (ACT)
- 3) Bases para el análisis de las ACT:
 - a. Definición de la inercia mínima por ACT
 - b. Definición de Escenarios Específicos para la evaluación:
 - i. Mínima inercia
 - ii. Máximas y mínimas transferencias por vínculos relevantes
 - iii. Máxima y mínima demanda zonal
 - iv. Variabilidad de las condiciones de generación zonales en relación a las condiciones hidrológicas y la disponibilidad de energía renovable (DIA/NOCHE).
 - c. Definición de contingencias a evaluar
- 4) Determinación de los requerimientos para el control de tensión
 - a. Requerimientos de potencia reactiva en red completa y distribución.
 - b. Requerimientos de reservas de Potencia Reactiva (RPR) y distribución.

4.4.2 Definición y evaluación de los recursos

Previo a la identificación de las ACT se identifican los recursos existentes en el sistema para desempeñar este servicio. En este punto se realiza una evaluación del equipamiento disponible para tal fin, que contempla:

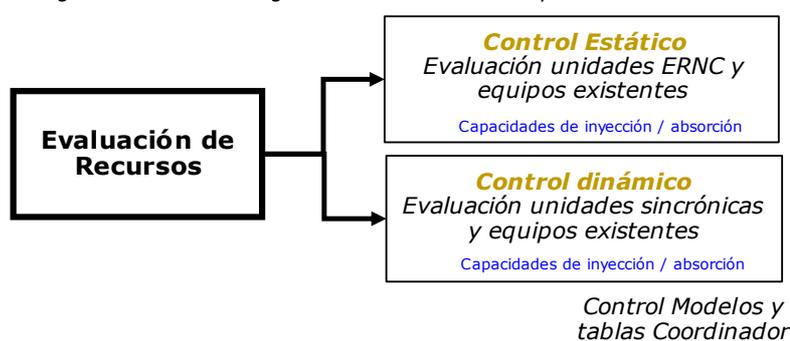
- Unidades sincrónicas
- Equipos de compensación reactiva
 - Dinámica: CER, STATCOM, SVC
 - Estática: Capacitores y reactores
- Proyectos renovables:
 - Control estático de Q
 - Control dinámico (Etapa 2)



Se contempla para el análisis la agrupación de los RCT cuando los mismos tengan similar influencia para el control de tensión. Esto en general está asociado con recursos conectados en puntos adyacentes, dado que el fenómeno de control de tensión resulta fundamentalmente local.

En lo que respecta a la capacidad que poseen cada uno de los RCT, se considera que los modelos incorporados en la base de datos representan las capacidades de cada uno de los equipos dado que los mismos se encuentran homologados, tanto de forma estática como dinámica. Teniendo esto en cuenta, se contempla utilizar la curva de capacidad PQ de cada generador sincrónico y equipos de compensación y los controles dinámicos asociados (AVR, OEL, UEL, límites de aporte, etc.).

Figura 4-16 – Metodología: evaluación de recursos para control de tensión



Por otro lado, particularmente en lo que respecta a los proyectos de generación renovable se considera la siguiente división:

- Etapa 1
 - Se considerará que estos proyectos controlan potencia reactiva constante, sin control de tensión, con una curva de capacidad acorde a la exigida por la NTSyCS, en barras de baja tensión, lo cual resulta en una condición conservadora.
 - En lo que respecta al desempeño dinámico, se utilizará el modelo propuesto (EE): Se considerará que estos proyectos controlan potencia reactiva constante, pero activan un “modo falla” en el cual aportan potencia reactiva en función de la desviación de tensión cuando la misma cae por debajo del umbral del 10%, acorde a lo especificado en el Art. 3-7 de la NTSyCS.
- Etapa 2:
 - Se considera la posibilidad de que proyectos específicos realicen control dinámico de tensión.
El análisis de este requerimiento se realiza en primera instancia considerando que proyectos específicos pueden brindar control de tensión con un tiempo de establecimiento del orden de los 5 segundos, considerando los eventuales tiempos involucrados en la transmisión de información desde el control conjunto a los correspondientes equipos de la planta.
En el caso de que existan requerimientos asociados a tiempos de respuesta menores, se definirá la necesidad de implementar este tipo de controles y los tiempos asociados.



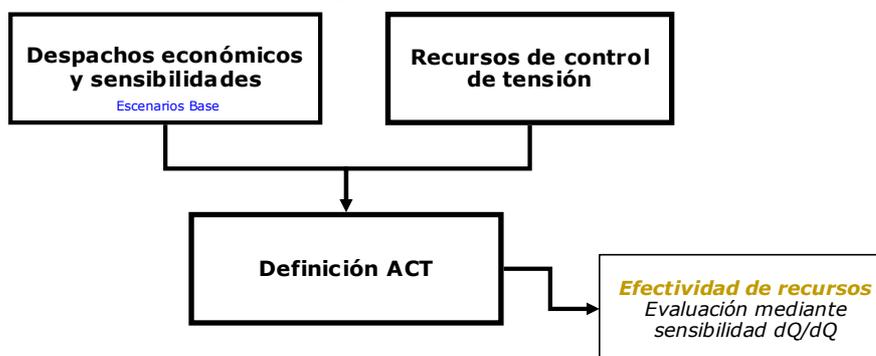
Para mayores detalles remitirse al documento “EE-ES-2019-0324” correspondiente al Informe Inicial del estudio: Desarrollo de la Base de Datos.

4.4.3 Definición de las Áreas de Control de Tensión (ACT)

El control de tensión en las barras del SEN se corresponde a un fenómeno local, que deberá ser atendido de la misma forma. Esto permite dividir el análisis por zonas, en las cuales el control de tensión de las barras pueda ser efectuado principalmente por un grupo de RCT pertenecientes a la misma.

La asociación de un grupo de RCT a un conjunto de barras debe considerar la efectividad de los recursos a atender a las variaciones de tensión de una región, es decir, a los requerimientos de potencia reactiva de ésta. Esto puede ser medido mediante la **sensibilidad dQ/dQ** , que relaciona la variación de potencia reactiva de cada RCT ante la variación de 1 MVar inyectado/absorbido en cada barra de interés.

Figura 4-17 – Metodología: definición de áreas para control de tensión



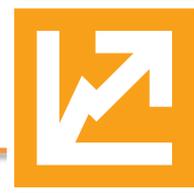
No existe un valor absoluto de dQ/dQ que permita definir si un recurso pertenece o no a un ACT, ya que un recurso con baja relación de efectividad puede ser el único existente para atender a requerimientos de una zona. A pesar de esto, puede definirse un valor referencial que aporte a la definición general de las ACT y los recursos asociados:

- RCT con influencia sobre una barra: sensibilidad $dQ/dQ > 0,1/0,2$ (10% a 20%)

La definición de las ACT tendrá en cuenta tanto este valor, como el conjunto de RCT principales asociados a las barras de la misma.

El análisis de esta relación debe realizarse sobre escenarios que permitan resolver flujos de potencia, y que consideren las condiciones de operación esperadas de transferencias por el sistema. Considerando esto, el análisis se desarrolla sobre todos los escenarios específicos definidos por zonas.

Esta metodología puede derivar en que algunos recursos de control de tensión, específicamente generadores sincrónicos, no sean evaluados en lo que respecta a efectividad por no encontrarse despachados. Debido a esto se realizarán sensibilidades del despacho de los generadores sincrónicos mayores a 100MW que se encuentren dentro de los recursos disponibles para control de tensión para conocer su efectividad al control de tensión (sensibilidad dQ/dQ) independientemente de si los mismos se encuentran o no operativos dentro de los escenarios evaluados.



4.4.4 Bases para el análisis de las ACT

Una vez definidas las ACT se realiza un análisis detallado de las mismas a fin de definir las condiciones de análisis.

Escenarios Específicos por ACT Condiciones más críticas por ACT

Transferencias, demanda, generación/inercia,
condiciones día/noche, hasta ± 2 respecto a PCP

Definición de Contingencias Evaluación mediante ΔQ , ΔV y sensibilidad dV/dQ

Líneas, transformadores, centrales, equipos
de compensación

Definición de Escenarios Específicos para la evaluación

La definición de los escenarios específicos para el análisis de cada ACT contemplará las condiciones más exigentes para las mismas. Estas condiciones tendrán como referencia las condiciones de operación esperadas definidas en los archivos PCP recibidos, en lo que respecta al despacho de generación y las condiciones de transferencias. Sobre las condiciones más exigentes encontradas en esta proyección, se considerarán (siempre que sea factible) variaciones de despacho / transferencias que deriven en condiciones más exigentes para dar suficiente validez a los resultados teniendo en cuenta la posible variabilidad de las condiciones de operación.

Como límite para esta acción se considera una variación de los despachos esperados de hasta 2 unidades por zona respecto a los escenarios económicos, lo cual implicará un impacto tanto en la inercia y el control de tensión de la zona, como en las transferencias desde y hacia la misma.

Se tomarán como casos de entrada los escenarios específicos por zonas desarrollados en la etapa inicial del estudio, incluyendo los escenarios de mínima inercia. En el caso en que las ACT se correspondan con las zonas definidas previamente, se utilizarán los escenarios específicos definidos para estas. De no ser así se definirán los escenarios específicos para las ACT correspondientes incluyendo los de mínima inercia.

Estas definiciones en cada ACT permitirán definir las condiciones de mayor criticidad para el control de tensión resultando la base para la obtención y definición de los RCT necesarios para mantener las variables dentro de condiciones aceptables tanto en red completa como ante variaciones y contingencias.

Entre las principales consideraciones para el armado de estos escenarios se contempla:

- Mínima inercia
- Máximas y mínimas transferencias por vínculos relevantes
Dependiendo del vínculo en cuestión esto se corresponderá con las máximas transferencias posibles/probables o el límite de transmisión del vínculo.
- Máxima y mínima demanda zonal.
- Variabilidad de las condiciones de generación zonales en relación con las condiciones hidrológicas y la disponibilidad de energía renovable (DIA/NOCHE).

Definición de contingencias a evaluar

Para cada ACT se definirán las contingencias simples más exigentes para el control de tensión en los siguientes elementos del sistema:



- Líneas de transmisión
- Transformadores
- Centrales de generación
- Equipos de compensación de potencia reactiva estáticos (reactores y capacitores)
- Equipos de compensación de potencia reactiva dinámicos (CER, SVC, STATCOM)

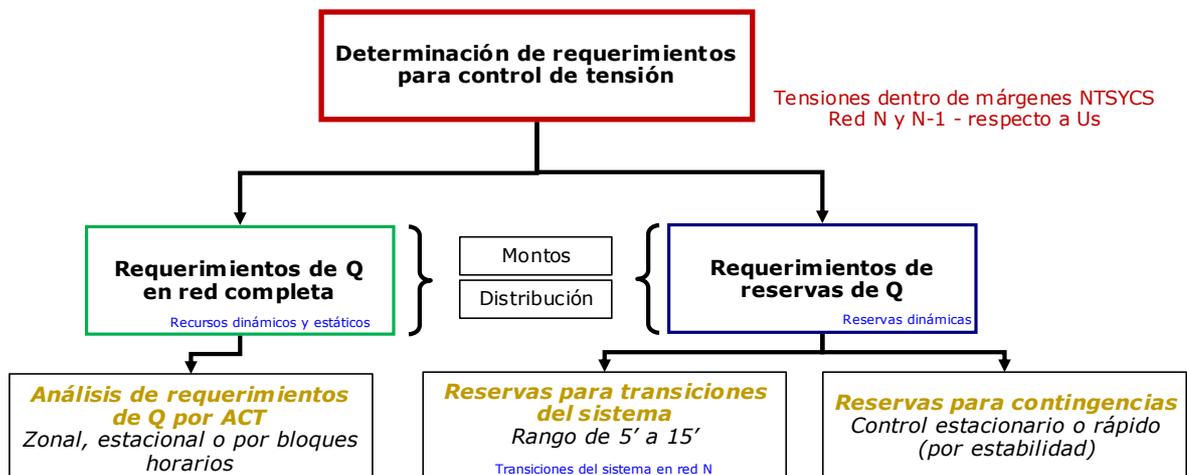
4.4.5 Determinación de los requerimientos para el control de tensión de las ACT

Acorde a la definición de los SSCC, los correspondientes al Control de Tensión resultan aquellos servicios que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico dentro de una banda predeterminada, establecida en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local. Estos requerimientos se dividen en dos categorías, que difieren en su característica, objetivo y recursos asociados:

- ✓ Requerimientos de potencia reactiva en red completa
- ✓ Requerimientos de reservas de potencia reactiva

Con los requerimientos definidos en las diferentes ACT se evaluará la suficiencia de los recursos de control de tensión esperados en los escenarios proyectados (proyecciones PCP y sus sensibilidades de generación) y se indicará si se prevé de recursos adicionales para lograr cumplir con los requerimientos definidos, como ser el despacho forzado de una central o el aporte de potencia reactiva de un proyecto renovable en horas de la noche.

Figura 4-18 – Metodología: requerimientos para control de tensión



Requerimientos de potencia reactiva en red completa

Estos requerimientos se encuentran asociados a la operación en red completa manteniendo las tensiones de cada ACT dentro de los límites admisibles por la NTSyCS. Para esto se contempla tomar como referencia las tensiones de servicio existentes en el SEN.

En el caso de que las obras previstas en las diferentes fechas de estudio impliquen modificaciones significativas en las tensiones de las áreas de análisis y las mismas no estén consideradas dentro de los estudios



de Tensiones de Servicio, se contempla modificar las tensiones de servicio de manera de establecer bases de evaluación acordes a la operación esperada. En el **Anexo 1** correspondiente al Informe Inicial de base de datos se resumen los Us consideradas para el estudio, a su vez, en el anexo 1 del presente documento se resumen las tensiones de servicio de las principales barras del sistema de acuerdo a lo definido en el Estudio de Tensiones de Servicio emitido por el Coordinador.

Los recursos asociados al control de tensión se corresponden tanto a los equipos que realizan control de tensión dinámico (por ejemplo, generadores sincrónicos), como a los recursos de aporte estático de potencia reactiva (ERNC en modo PQ, reactores y capacitores).

En las ACT en donde se evidencien modificaciones significativas en los requerimientos de potencia reactiva, asociadas a variaciones de generación/demanda/transferencias (derivadas de diferentes condiciones hidrológicas u horarias), se distinguirán los requerimientos de potencia reactiva en referencia a estas condiciones. Esto puede implicar que una ACT los requerimientos de potencia reactiva puedan definirse como:

- Requerimientos de potencia reactiva específicos para el ACT (base)
- Requerimientos de potencia reactiva estacionales (hidrologías seca/húmeda)
- Requerimientos de potencia reactiva por bloques horarios, asociados a:
 - Variaciones de demanda
 - Variaciones de generación ERNC

Los requerimientos de potencia reactiva se evidenciarán en el análisis de las diferentes condiciones operativas de cada ACT (escenarios específicos) mediante la evaluación de la utilización de los recursos de la misma (potencia reactiva inyectada/absorbida) para mantener los niveles de tensión dentro de los límites normativos.

En el caso de las variaciones estacionales o por bloques horarios de los requerimientos, las características de la variación de la generación/transferencias/demanda en la zona serán obtenidas de los escenarios PCP recibidos, para escenarios típicos representativos.

En cada ACT se analizan cuáles son las barras más débiles de la red, a fin de evidenciar deficiencia en el control de tensión. Se evaluará si estas barras se encuentran operando cerca del límite de estabilidad en tensión con el fin de determinar si existen requerimientos adicionales de control de tensión cercanos a dicha barra.

Requerimientos de reservas de potencia reactiva

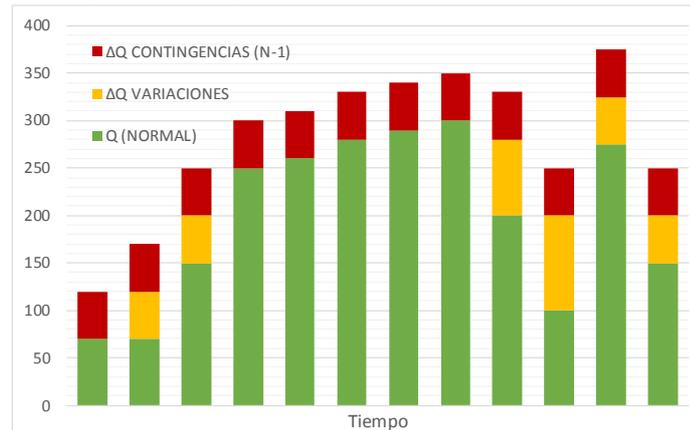
Se contempla la determinación de las reservas de potencia reactiva necesarias en las ACT del SEN y la distribución de estas, para atender a las contingencias simples más probables manteniendo las tensiones del sistema dentro de los límites establecidos por las NTSyCS, y cumpliendo con los estándares de evolución transitoria de la misma.

Para esto, se realiza un análisis de contingencias simples (definidas en el apartado 4.4.4) para identificar los requerimientos de potencia reactiva para las ACT. A su vez, se evaluará la necesidad de definir reservas de



potencia reactiva para atender a las transiciones del sistema dentro de una ACT causadas por variaciones de la demanda y generación.

Figura 4-19. Diagrama de tipos de requerimientos por ACT



Determinación de las reservas de potencia reactiva requeridas para contingencias

Determinación de las contingencias más críticas para la zona

Para determinar las contingencias más críticas, se evalúa el efecto que producen las contingencias definidas para cada ACT. Los indicadores utilizados para ello son los siguientes:

- Variación de la inyección/absorción de potencia reactiva en red N-1 respecto a red N
Las contingencias que impliquen las mayores variaciones de potencia reactiva de los recursos de control de tensión serán las que definan los mayores requerimientos tanto de absorción como de inyección de potencia reactiva.
- Variación de tensión en red N-1 respecto a red N
En caso de que las contingencias analizadas impliquen excursiones de la tensión fuera de los límites considerados para estado de EMERGENCIA, se redefinirán la operación de los RCT existentes y/o se contemplará la necesidad de incorporar nuevos recursos, a fin de que existan medios suficientes para contrarrestar esta variación. Con esto se analizan nuevamente las contingencias, y se definen las reservas necesarias para el cumplimiento de los estándares de calidad normativos.
- Sensibilidad en red N-1
Contingencias que deriven en condiciones de elevada sensibilidad en algún nodo del sistema. En caso de que existan contingencias que impliquen condiciones de elevada sensibilidad en barras del sistema (evaluación de la condición de operación con respecto al punto de colapso) se podrán readecuar los recursos para contrarrestar esta condición, definiendo reservas de potencia reactiva necesarias para tal fin.



Análisis Estático

Una vez determinadas las contingencias más críticas, se evalúan los requerimientos de potencia reactiva asociados a estas contingencias, necesarios para lograr una condición post-contingencia aceptable en términos normativos. Esto se realiza mediante un análisis estático (flujos de potencia) donde se comparan los cambios en la inyección/absorción de potencia reactiva de los RCT en Red N y Red N-1.

Analizados los montos de potencia reactiva requeridos para afrontar las contingencias más críticas, se analizan la distribución requerida de estos recursos, no sólo para el cumplimiento normativo, sino para mejorar los perfiles de tensión y evitar grandes flujos de potencia reactiva por el sistema. Para esto, en las ACT analizadas se definirán recursos primarios (mayor aporte al control de la contingencia) y secundarios (aporte de RCT alejados de la contingencia) para brindar las reservas necesarias, y la implicancia de la distribución de la reserva sobre unos u otros.

A su vez, se analizará el impacto asociar la reserva a recursos secundarios, de manera de evaluar los montos necesarios para compensar la reducción de la eficiencia del control de tensión. Se verificará que esto resulte en tensiones admisibles post-contingencia.

Por otro lado, se podrá contemplar la utilización de recursos ajenos al área de control de tensión, siempre y cuando el aporte de los mismos implique condiciones post-contingencia admisibles derivadas de la transmisión de estos recursos hasta el ACT en estudio. Se contemplará admitir esta utilización siempre y cuando las reservas utilizadas sean menores a las mínimas requeridas en las ACT adyacentes consideradas. Es decir, no se contempla incrementar las reservas mínimas requeridas de un ACT para abastecer un ACT adyacente.

Análisis dinámico

Se evalúa el desempeño de las ACT del SEN ante las contingencias críticas encontradas para los escenarios más desfavorables observados. Con esto se verificará, desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje, si las tensiones en todas las barras del sistema están sobre 0,7pu luego de 50ms de aplicada la contingencia, 0,8pu luego de 1s de aplicada la contingencia. Del mismo modo, todas las tensiones en las barras del sistema deberán estar sobre 0,9pu luego de 20s de aplicada la contingencia.

En caso de encontrarse incumplimiento de estos estándares, se readecuarán los RCT y se identificarán los requerimientos de potencia reactiva necesarios para lograr una respuesta admisible. Dentro de los mismos, puede incluirse la necesidad de que proyectos renovables específicos participen activamente del control de tensión mediante la implementación de controles destinados a tal fin (etapa 2).

Determinación de las reservas de potencia reactiva requeridas para transiciones

En los casos en que se identifiquen diferencias significativas en los requerimientos horarios o por bloques horarios en un ACT, se evaluará la necesidad de definir reservas para cubrir las transiciones del sistema.



Se contempla que las variaciones de los requerimientos horarios de potencia reactiva pueden ser abastecidos por medio de la acción del operador del sistema, a fin de no afectar las reservas de potencia reactiva de los recursos en servicio, mediante:

- la conexión o desconexión de capacitores y reactores
- la modificación de la consigna de potencia reactiva de los proyectos renovables
- el despacho de generadores adicionales

Por otro lado, si se producen variaciones significativas en los requerimientos de potencia reactiva de un ACT en un rango de tiempo de 5' a 15', los requerimientos serán suministrados por los recursos en servicio mediante la utilización de las reservas asociadas a contingencias, en caso de existir. Para evitar eso se contempla en estos casos evaluar la necesidad de definir reservas de potencia reactiva adicionales para atender a las transacciones del sistema.

Para esto, se utilizarán los registros de variaciones demanda y generación renovable derivados del análisis de control rápido/primario (apartado 4.3.2) y el control secundario de frecuencia (apartado 4.3.3). Con esto, para los escenarios de estudio que ameriten, se generarán escenarios que representen una condición operativa 15' posterior o anterior, contemplando las variaciones de demanda y generación renovable máximas que pueden presentarse en este rango. Con esto las reservas para transiciones quedarán definidas por la variación de los requerimientos de potencia reactiva en red completa de un escenario a otro.



5 CONCLUSIONES

A partir de los análisis desarrollados en los documentos adjuntos Parte A – Desarrollos Iniciales, Parte B – Control de Frecuencia y Parte C – Control de tensión se presentan a continuación las principales conclusiones.

5.1 Control de Frecuencia

5.1.1 Montos de reserva

La siguiente tabla, resume -para cada categoría de SSCC- las características previstas según [5], junto con los montos determinados en el presente estudio para la primera Etapa de análisis.

Tabla 5-1 - Resumen de requerimientos SSCC Control de Frecuencia – Escenario 2020

Servicio Complementario		Detalles / Comentarios	Monto mínimo requerido [MW]	
Categoría	Característica			
CRF	100% @ 1seg x 5min	No se identifica requerimiento estricto de CRF. No obstante, a medida que la Inercia sistémica es menor, la disponibilidad de reserva de CRF resulta más efectiva para reducir los requerimientos de reserva de CPF para evitar actuación de EDACxBF. <u>Se recomienda contemplar reserva de 50MW para CRF</u> , lo cual reduce de 300MW a 200MW la reserva mínima total requerida para CPF ante contingencias respecto al caso sin CRF.	0 (*)	
CPF	100% @ 10seg x 5min	CPF Variaciones aleatorias	40	
		Contingencia simple (Severidad 5)	CPF Contingencia Total (con 0MW CRF):	300 (*)
			Asignación Térmica mínima	50 (**)
			Asignación Hidráulica mínima	50 (**)
TOTAL CPF	CPF Variaciones + CPF Contingencia (con 0MW CRF)	340		
CSF	100% @ 5min x 15min	Seguimiento de variaciones intrahorarias	Diario medio (referencial)	64
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	50
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	77
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	46
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	96
		Error de previsión de demanda	Diario medio (referencial)	239
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	-224 / +234
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	-234 / +242
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	-240 / +203
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	-262 / +296
		TOTAL CSF	Diario medio (referencial)	247
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	-230 / +239
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	-246 / +253
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	-244 / +208
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	-279 / +311
		Rampa requerida (5min)	-25/+30 MW/min	
CTF	100% @ 15min x 1 h.	Seguimiento de variaciones intrahorarias	Diario medio (referencial)	212
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	163
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	243
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	99
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	355
		Error de previsión de demanda	Diario medio (referencial)	239
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	-224 / +234
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	-234 / +242
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	-240 / +203
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	-262 / +296
		TOTAL CTF	Diario medio (referencial)	319
			BLOQUE 1 (Noche) (21:00hr a 06:00hr)	-277 / +285
			BLOQUE 2 (Salida del sol) (06:00hr a 09:00hr)	-337 / +342
			BLOQUE 3 (Día valle) (09:00hr a 17:00hr)	-260 / +226
			BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr)	-441 / +462

(*) Si bien la definición de la CNE establece bandas simétricas para CRF y CPF ante contingencias, no se identifica la necesidad estricta de contar con reserva ante sobrefrecuencia en ninguno de los dos casos.
(**) La asignación mínima de 50MW térmico y 50MW hidráulico es válida ya sea contemplando 300MW de CPF total para contingencias (con 0MW CRF) como ante un total de 200MW de CPF total ante contingencias (con 50MW CRF)



Respecto a estos resultados, se destacan los siguientes aspectos:

Control Rápido y Control Primario de Frecuencia:

- Se identifica una estrecha relación entre la reserva para CRF y la reserva para CPF ante contingencias, de modo que la definición de requerimientos de reserva para esta última dependerá del nivel de reservas para CRF que se considere. La combinación de reservas debe ser suficiente para evitar cortes de carga y proporcionar un adecuado establecimiento de la frecuencia post contingencia.
- Dado que el CRF proporciona la reserva en un rango temporal comparable a la respuesta inercial del sistema ante desbalances de generación/demanda por contingencia simple, el breve tiempo de activación conlleva a que dicho SC incremente su efectividad a medida que la inercia sistémica es menor.
- La combinación de asignación de reserva para CPF ante contingencias distribuida en unidades térmicas e hidráulicas, permite reducir los requerimientos netos de reserva primaria. Esto otorga el beneficio de combinar las principales ventajas de cada tecnología, que en términos generales corresponde a una mayor rapidez de respuesta en unidades térmicas (mayor frecuencia mínima) y un mayor nivel de sostenimiento de la reserva por parte de las unidades hidráulicas (mayor frecuencia de establecimiento).
- La reserva mínima de CPF ante contingencias para el caso más crítico es de **300MW considerando nula reserva para CRF**. Si el **CRF** cuenta con reserva de **50MW**, el requerimiento de reserva mínima de **CPF** se reduce a **200MW**, lo cual pone en evidencia el impacto de la reserva rápida. Para ambos casos y todos los montos intermedios, **se requiere contar como mínimo con 50MW de CPF asignado a unidades térmicas y de 50MW asignado a unidades hidráulicas**. El monto restante puede ser asignado a unidades sincrónicas con independencia de su tecnología, pero se recomienda priorizar el aporte hidráulico. La siguiente figura muestra la necesidad de contar con los montos mínimos requeridos y el efecto que tiene la distribución de la asignación sobre la frecuencia mínima y de establecimiento:

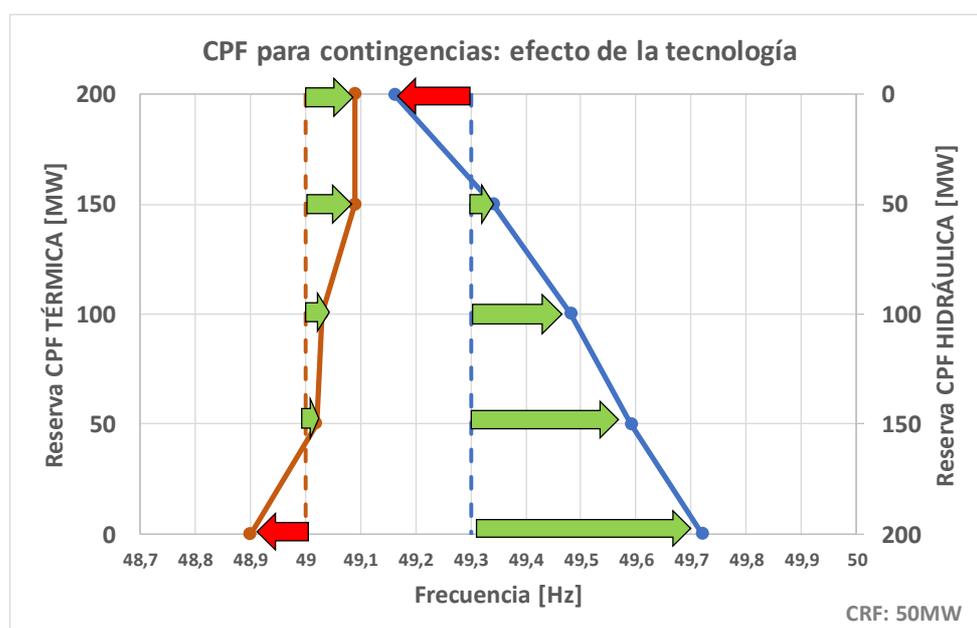


Figura 5-1 - Efecto de la tecnología del CPF para contingencias - Rangos de operación.



- Por otra parte, las siguientes tablas muestran los requerimientos de distribución de CPF para casos con reservas de CRF de 0MW, 20MW y 50MW utilizando la siguiente nomenclatura:

	Incumple principalmente por frecuencia mínima
	Incumple principalmente por frecuencia de establecimiento
	Cumple en ambos casos

Tabla 5-2 - Cumplimiento en función de reservas CRF y CPF Hidráulica/Térmica.

CRF: 50MW	RES. TÉRMICA [MW]				
RES. HIDRO	0	50	100	150	200
0	0	50	100	150	200
50	50	100	150	200	250
100	100	150	200	250	300
150	150	200	250	300	350
200	200	250	300	350	400

CRF: 20MW	RES. TÉRMICA [MW]				
RES. HIDRO	0	50	100	150	200
0	0	50	100	150	200
50	50	100	150	200	250
100	100	150	200	250	300
150	150	200	250	300	350
200	200	250	300	350	400

CRF: 0MW	RES. TÉRMICA [MW]				
RES. HIDRO	0	50	100	150	200
0	0	50	100	150	200
50	50	100	150	200	250
100	100	150	200	250	300
150	150	200	250	300	350
200	200	250	300	350	400
250	250	300	350	400	450

Mayores detalles se proporcionan en el apartado 3.3.4 del Informe de Control de Frecuencia.

- De forma referencial en base a los Escenarios PCP proporcionados para el presente Estudio y al desempeño de los modelos dinámicos de las unidades sincrónicas, se encuentran las siguientes condiciones mínimas de despacho necesarias para cumplir con los requerimientos de reserva primaria (mayores detalles en apartado 6.2.3 del Informe de Control de Frecuencia):
 - Operación de Día:
 - Se requeriría al menos 8 unidades hidráulicas con una reserva en giro de $\sim 10\%$ para proporcionar la reserva hidráulica mínima de 50MW, cubriéndose el resto de los requerimientos de CPF con la reserva asociada a las unidades térmicas despachadas conforme a los escenarios económicos esperados, las cuales operan mayoritariamente en montos reducidos de despacho (v.g. mínimo técnico).
 - Operación de Noche:
 - Se requeriría de al menos 7 unidades térmicas con una reserva en giro de $\sim 2,5\%$ (alternativamente, 5 unidades térmicas con reserva en giro de $\sim 7,5\%$) para



proporcionar la reserva térmica mínima de 50MW, cubriéndose el resto de los requerimientos de CPF con la reserva asociada a las unidades hidráulicas despachadas conforme a los escenarios económicos esperados.

- Para las condiciones topológicas analizadas, no se identifica un requerimiento de mínima proporción de reserva para CPF ante contingencias en función de la localización geográfica. No obstante, por la naturaleza del SEN, el requerimiento de un mínimo de 50MW térmico conlleva a que dicha reserva sea asignada mayoritariamente en la zona norte.
- Para CPF ante variaciones no se identifica un requerimiento estricto de contar con asignación térmica o hidráulica. A la vez, se encuentra que el CRF no debe asignar reserva para dichos fenómenos.

Control Secundario de Frecuencia:

- La reserva para control secundario (CSF) contempla tanto el seguimiento de las variaciones intrahorarias como los errores de previsión de la demanda y fuentes variables. En línea con la práctica existente, se han identificado bloques horarios (diferentes de los actuales), para maximizar el aprovechamiento de la reserva y cubrimiento de los errores.
- En cuanto a las unidades participantes en este tipo de recurso, si bien no se encuentra un requerimiento estricto de participación de unidades térmicas o hidráulicas, se identifica que estas últimas resultan más adecuadas para brindar este servicio. Las principales razones de esta recomendación se basan en que con un pequeño grupo de unidades hidráulicas es posible cumplir con los requerimientos de rampa y montos de reserva, a la vez que en términos generales dicha tecnología otorga un adecuado sostenimiento del aporte en el rango temporal requerido.

Control Terciario de Frecuencia:

- En el caso del control terciario (CTF), se aplican los mismos bloques que el CSF, y se calculan los montos para cubrir adecuadamente variaciones intrahorarias -en su marco temporal- y errores de previsión horaria de la demanda y fuentes variables.

Proyección en horizonte 2021-2023:

- Para los años 2021-2023, se estima que los montos requeridos para variaciones instantáneas, intrahorarias y errores de previsión puedan incrementarse por sobre un 10% para casos conservadores, en los cuales se contempla una alta proyección de generación variable.



5.1.2 Propuestas de requerimientos y/o recomendaciones

A partir del análisis del desempeño sistémico y de las respuestas individuales de las unidades de generación se realizan propuestas de requerimientos y/o recomendaciones particulares para cada Servicio Complementario, lo cual se expone a continuación:

SC de Control Rápido de Frecuencia (CRF)

- **Condiciones de activación y desactivación del SC**

Si bien la CNE especifica los requerimientos temporales para el SC de CRF, correspondientes a inyectar el 100% de la reserva comprometida en menos de 1 segundo y ser capaz de mantener el aporte por hasta 5 minutos, no explicita las condiciones de activación, desactivación y de criterios de carga del equipamiento asociado a este SC. Por este motivo, y teniendo presente que las condiciones que se consideren también pueden tener impacto sobre el SC de CPF, se identifica la necesidad de que el Coordinador pueda establecer los criterios que deba cumplir el equipamiento que comprometa reserva para CRF (típicamente BESS). De esta forma, se minimizan eventuales sub o sobreutilizaciones de la reserva. Existen diversas alternativas para establecer las condiciones requeridas, como por ejemplo mediante umbrales de frecuencia absoluta para activación y desactivación o bien mediante la exigencia de estatismos, en forma semejante a como se realiza actualmente con las unidades sincrónicas.

Considerando montos de reserva para CRF de hasta 50MW, los análisis realizados indican que establecer umbrales de frecuencia es suficiente para lograr un desempeño satisfactorio y no producir efectos adversos a la operación del sistema. A modo de recomendación, se presentan los siguientes criterios específicos:

Activación:

- Umbral de $\pm 0,3\text{Hz}$ (50,3Hz / 49,7Hz), lo cual se fundamenta principalmente en las siguientes razones:
 - Dentro de la banda comprendida entre 50,3Hz y 49,7Hz, se cuenta con la acción conjunta de la reserva primaria para variaciones instantáneas y del AGC, de modo que no se requiere de la acción del CRF para contener a la frecuencia dentro de dicha banda.
 - Actualmente la mayor frecuencia absoluta que activa EDACxCEX por gradiente de frecuencia se encuentra ajustada en 49,5Hz, por lo que se recomienda contar con un margen para que esta reserva se desarrolle antes de que se apliquen cortes de carga. Asimismo, el Artículo 6-53 de la NTSyCS establece que los EDAC con actuación por tasa de variación de frecuencia podrán activarse a partir de escalones comprendidos entre 49,2Hz y 49,7Hz. Esto implica que si bien actualmente los EDACxCEX tienen una frecuencia absoluta de habilitación inferior a 49,7Hz, en el futuro podrían fijar la activación en dicho valor. Por estos motivos, **49,7Hz** es el valor límite recomendado para la activación del CRF.
- Si bien no se identifica la necesidad estricta de contar con estatismo, es una alternativa adecuada y podrá ser requerida según la necesidad o conveniencia que estudios específicos determinen.



Desactivación:

- Umbral de -0,2Hz y 0Hz (49,8Hz y 50Hz), lo cual se fundamenta principalmente en las siguientes razones:
 - Distribuir la frecuencia de desactivación entre el equipamiento disponible minimiza la excursión de la frecuencia ante el cese del aporte del CRF, pues se distribuye temporalmente al no asignar el mismo umbral a todos los equipos.
 - Los valores recomendados favorecen que la frecuencia de establecimiento sea mayor que en el caso de contar con umbrales de desactivación más bajos. Cabe destacar que para frecuencias menores a 49,7Hz el AGC se mantiene en modo *espera*, de forma que el tiempo que tarda el sistema en restituir la frecuencia en torno al valor nominal se incrementa.
 - Si el umbral de desactivación fuera menor a 49,7Hz, tras el cese de aporte al CRF la frecuencia descendería bajo el actual umbral de operación del AGC. En esas condiciones, la restitución de la frecuencia dentro de la banda de operación del AGC dependería del nivel de reserva para CPF que quede disponible, o bien de acciones manuales previo a la operación del CTF en el caso de que el CPF no sea suficiente para establecer la frecuencia sobre 49,7Hz.

Criterios de carga del equipamiento:

- Umbral de activación de carga +25mHz (50,025Hz), lo cual se fundamenta principalmente en las siguientes razones:
 - Tras la inyección de potencia ante una subfrecuencia, es necesario establecer bajo qué condiciones el equipamiento puede volver a cargarse. Se recomienda que el proceso de carga se efectúe a partir de una condición de sobrefrecuencia (+25mHz) y se contemple una banda muerta de al menos 50mHz, de modo que los equipos se sigan cargando en la medida que la frecuencia se encuentre dentro de las bandas muertas de control ± 25 mHz.
 - La recomendación de iniciar la carga en sobrefrecuencia obedece a que en tal condición ya no se requiere de la inyección de potencia por parte de los equipos asociados a CRF y que el sistema se encuentra en un estado de compensación de la energía que dejó de ser suministrada durante la subfrecuencia.
 - Un punto que debe considerarse es que luego de un evento de subfrecuencia en el cual la misma descienda por debajo de 300mHz (activación de equipos BESS) puede requerirse asegurar un intervalo mínimo de operación de la frecuencia por encima de la nominal (v.g. +25mHz) para que todos estos equipos reestablezcan su capacidad de operación.



Simetría de las bandas de CRF

Si bien las definiciones de la CNE establecen que el SC de CRF debe tener bandas simétricas, a partir de los análisis realizados no se identifica la necesidad de contar con reserva del tipo CRF para atender eventos de sobrefrecuencia. Esto se fundamenta principalmente en las siguientes razones:

- Los máximos desbalances por contingencia simple capaces de producir eventos de sobre/subfrecuencia son de $\sim 220\text{MW}/400\text{MW}$ respectivamente.
- Contemplando que la actuación del CRF se concibe para evitar actuaciones de desconexión de generación/cortes de carga, las máximas excursiones de sobre/subfrecuencia límites para la definición de estos requerimientos resultan asimétricas: 52Hz/49Hz (+2Hz / -1Hz).
- El CRF se requiere principalmente en escenarios de reducida inercia sistémica, asociado a la presencia de una gran porción de generación ERNC. Este tipo de fuentes, de acuerdo a lo especificado en el Artículo 3-16, prevén de forma natural un comportamiento asimétrico para condiciones de sobre y subfrecuencia; para la sobrefrecuencia reducirán su potencia sin que se le haya especificado una reserva en caso de tener habilitados los módulos HFRT. De los análisis dinámicos efectuados sobre el caso de inercia mínima, se encuentra que incluso sin contemplar HFRT ni reserva para CPF, la pérdida de 220MW de consumos deriva en excursiones menores a 52Hz.
- De los análisis dinámicos desarrollados, se identifica una inter relación entre los requerimientos de CRF con los de CPF. Por otra parte, de los análisis de suficiencia se encuentra que de forma natural, se prevé una reserva para CPF mucho mayor para bajar que para subir.
- Desde el punto de visto de los equipamientos asociados a este tipo de reserva, la exigencia de una banda simétrica podría implicar una subutilización de las capacidades disponible para atender el fenómeno de subfrecuencia, el cual resulta de mayor interés.

SC de Control Primario de Frecuencia (CPF)

- **Desviaciones de frecuencia a las cuales se calcula la reserva primaria:**

El requerimiento de aporte del 100% de la reserva comprometida en 10 segundos, resulta ambiguo si no se establece un umbral de referencia de desviación de frecuencia en el cual se entrega dicho monto. Sin esta definición, no es posible identificar cuanta reserva tiene disponible cada máquina y, en la operación, si la misma se encuentra cumpliendo con el servicio ofrecido.

En este contexto, se identifica la necesidad de definir una magnitud de variaciones de frecuencia para las cuales se calculen los montos de reserva para CPF de subida y de bajada ante variaciones instantáneas y ante contingencias.



Como antecedente, la NTSyCS vigente mediante el Artículo 5-30 establece los siguientes rangos de frecuencia admisibles en el sistema en función del porcentaje de tiempo medido que se admite que se presenten dichos valores:

- Entre 49,8Hz y 50,2Hz, durante al menos el 97% o 99% del período dependiendo del porcentaje de aporte de energía de centrales hidráulicas.
- Entre 49,3Hz y 50,7Hz, durante no más de un 0,5% o 1,5% del período dependiendo del porcentaje de aporte de energía de centrales hidráulicas.

De los análisis realizados y de los antecedentes referidos, **se recomienda calcular las reservas para CPF utilizando los siguientes valores de excursión de frecuencia:**

Servicio Complementario	Excursión de frecuencia
CPF(+) ante variaciones	-200mHz
CPF(-) ante variaciones	+200mHz
CPF(+) ante contingencias	-700mHz
CPF(-) ante contingencias	+700mHz

Debe tenerse presente que con la evolución del sistema, podría ser necesario modificar los valores de frecuencia para los cuales se calculen las reservas para CPF. Por este motivo, **se recomienda que el Coordinador pueda proponer valores alternativos a los indicados en la tabla precedente.**

Por otra parte, se destaca que la definición de un aporte a 10 segundos resulta compatible con los tiempos en el cual se presentan las condiciones de mínima frecuencia ante contingencias simples en el sistema, i.e. cuando se requiere el aporte para evitar cortes de carga por sub-frecuencia.

- **Cálculo de reserva en función de la potencia y la potencia promedio**

La definición del SC conforme a la CNE, indica que las unidades participantes del CPF “deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de **5 [min]**”, sin explicitar si dicho aporte debe ser el mismo proporcionado a los 10 segundos.

Dado que en el CPF pueden participar unidades sincrónicas de distinta tecnología, ya sea hidráulica o térmica, la evolución del aporte de potencia que éstas realicen durante el lapso de tiempo definido por la CNE (5 minutos) será diferente, pues depende de las características físicas y de control involucradas en la respuesta del elemento motriz de cada unidad.

Así, en términos generales, de los análisis realizados sobre los modelos homologados disponibles de las unidades sincrónicas, se identifica que:

- A los 10 segundos las unidades térmicas inyectan una mayor cantidad de potencia que las unidades hidráulicas respecto a sus respectivas potencias máximas.



- Algunas unidades térmicas no son capaces de mantener un aporte sostenido durante los 5 minutos requeridos por la CNE, pudiendo presentarse condiciones en las cuales por lapsos de tiempo aportan menos que el valor inicial de despacho.
- Las unidades hidráulicas tienen una respuesta dinámica más lenta que las térmicas, por lo que el aporte de potencia se estabiliza en valores apreciablemente mayores a los que son capaces de entregar en 10 segundos.

De esta forma, se recomienda definir un criterio para evaluar el sostenimiento del aporte que sea suficientemente simple, que permita abarcar las respuestas de las distintas tecnologías y que pueda ser validado en forma inequívoca.

En función de lo anterior, **se recomienda que el cálculo de la reserva para cada SC de CPF se efectúe considerando el mínimo entre la potencia que la unidad es capaz de aportar a los 10 segundos y el valor de potencia promedio que aporta en el rango de 0 a 5 minutos.** En este último caso, la potencia promedio corresponde a la energía aportada por la unidad durante 5 minutos, dividido 5 minutos.

Finalmente, vale decir que si bien los análisis desarrollados en el presente estudio se realizan utilizando los modelos dinámicos homologados disponibles en la Base de Datos del Coordinador, estos modelos podrían no ser suficientemente representativos de todas las dinámicas lentas presentes en las unidades de generación (principalmente térmicas), ya que la aplicación o uso de éstos (rango de validez) ha sido principalmente enfocado en estudios de transitorios sistémicos en el orden de $\sim 30s$.

- **Simetría de las bandas de CPF**

Si bien las definiciones de la CNE establecen que el SC de CPF debe tener bandas simétricas, a partir de los análisis realizados no se identifica la necesidad estricta de contar con reserva del tipo CPF ante contingencias para atender eventos de sobrefrecuencia producidos por contingencias simples. Se destacan los siguientes aspectos:

- Los máximos desbalances por contingencia simple capaces de producir eventos de sobre/subfrecuencia son de $\sim 220MW/400MW$ respectivamente.
- Contemplando que la actuación del CPF se concibe para evitar actuaciones de desconexión de generación/cortes de carga, las máximas excursiones de sobre/subfrecuencia límites para la definición de estos requerimientos resultan asimétricas: 52Hz/49Hz (+2Hz / -1Hz).
- Las fuentes ERNC prevén de forma natural un comportamiento asimétrico para condiciones de sobre y subfrecuencia; para la sobrefrecuencia reducirán su potencia sin que se le haya especificado una reserva en caso de tener habilitados los módulos HFRT. De los análisis dinámicos efectuados sobre el caso de inercia mínima, se encuentra que incluso sin contemplar HFRT ni reserva para CPF, la pérdida de 220MW de consumos deriva en excursiones menores a 52Hz.



- De los análisis de suficiencia, se encuentra que de forma natural se prevé una reserva para CPF mucho mayor para bajar que para subir.
- Desde el punto de visto de los equipamientos asociados a este tipo de reserva, la exigencia de una banda simétrica podría implicar una subutilización de las capacidades disponible para atender el fenómeno de subfrecuencia, el cual resulta de mayor interés.

SC de Control Secundario de Frecuencia (CSF)

Si bien a partir de los estudios realizados no se encuentra un requerimiento adicional estricto y con independencia de que el SC actúe en forma automática, se recomienda que el Coordinador pueda definir un tiempo mínimo de actuación del CSF. La principal motivación de esta sugerencia es que los aportes de reserva comprometida para el CSF se provean en forma suave desde un tiempo razonablemente menor a los 5 minutos que se exigen para el aporte del 100% de la reserva. Como referencia, se considera que un tiempo de $\sim 10s$ resulta adecuado, pues corresponde al tiempo en que en términos generales se alcanza la frecuencia mínima post contingencia tras la actuación del CRF y el CPF.

SC de Control Terciario de Frecuencia (CTF)

En función de los análisis realizados, se identifica la conveniencia de diferenciar el SC de CTF en dos subcategorías:

• Reserva en Giro:

Reserva que puede ser proporcionada por unidades participantes del CTF y que se encuentran despachadas al momento de requerirse su participación en el SC.

Para identificar la reserva que cada unidad puede proporcionar, el cálculo debe considerar tanto las capacidades de entrega de rampa, así como las limitaciones de aporte máximo, aporte mínimo y despacho actual. De esta forma, se propone que la reserva en giro para cada unidad se calcule conforme a las siguientes expresiones:

$$Reserva_{CTF}^+(P_{desp}) = \min(Rampa^+ \cdot 15min, P_{max} - P_{desp})$$

$$Reserva_{CTF}^-(P_{desp}) = \min(Rampa^- \cdot 15min, P_{desp} - P_{min})$$

Adicionalmente se destaca que no se imponen restricciones a las rampas ya que este SC opera en forma manual, a diferencia del AGC.



• **Reserva Fría:**

Se recomienda considerar como una reserva asociada a las unidades que participan del CTF y que, encontrándose fuera de servicio al momento de requerirse su participación en el SC, tienen la capacidad de entrar en servicio y proporcionar la reserva comprometida en los tiempos que exige las definiciones de los SSCC estipuladas por la CNE.

Se propone que la reserva fría para cada unidad se calcule conforme a la siguiente expresión, la cual aplica únicamente para inyección de potencia, a diferencia de la reserva en giro:

$$Reserva_{CTF}^{Fría} = \min(Rampa^+ \cdot 15min; P_{max})$$

Para que la participación de la unidad en el CTF como Reserva Fría sea válida, adicionalmente se requiere que:

- El tiempo de sincronización de la unidad sea inferior a 5 minutos, pues conforme a las definiciones de la CNE el aporte debe activarse dentro de un tiempo de 5 minutos.
- En 15 minutos en total, la máquina logre establecerse operando al menos en su mínimo técnico.

Estas condiciones se plasman mediante la siguiente expresión:

$$Sujeto a: Rampa^+ \cdot 15min > P_{min} \ \& \ T_{Sincronización} < 5min$$



5.2 Control de tensión

A continuación se resumen los principales resultados y conclusiones del estudio de servicios complementarios de control de tensión.

5.2.1 ACT Norte Grande

Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Norte Grande de la siguiente manera:

- Se encuentra conveniente la determinación de los requerimientos de potencia reactiva (RPR) del Norte Grande teniendo en cuenta esta subdivisión en zona norte/centro y sur. Lo anterior, permite asociar de manera más precisa los RCT del Norte Grande en función sus características topológicas, distribución de los RCT y los fenómenos de control de tensión encontrados en el Norte Grande: tensiones más altas en la zona norte/centro y más bajas en la zona sur. Estas dos sub-ACT se pueden identificar dentro del Norte Grande ya que, por un lado, los RCT de la parte norte y centro del Norte Grande tienen tendencia a absorber potencia reactiva en condiciones de operación normal, es decir, existe un excedente de potencia reactiva generada que es absorbida principalmente por las unidades sincrónicas y reactores del Norte Grande. Por otro lado, los RCT de la parte sur del Norte Grande, correspondiente a la zona de Domeyko, tienen tendencia a inyectar potencia reactiva.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Grande.

ACT	sub-ACT	Año	Operación Normal	
			Mín	Máx
Norte Grande	Norte/ Centro	2020-21	-399	-134
		2022	-435	-148
		2023	-357	-120
	Sur	2020-21	74	140
		2022	87	154
		2023	111	169

Tabla 5-3: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Norte Grande dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.
- A pesar de esto, se encuentra que:
 - Las barras de la sub-ACT Sur presentan valores de tensión por debajo de la tensión nominal en la mayoría de los escenarios de estudio, para todas las fechas analizadas.
 - Luego del 2022, las obras asociada a las líneas de 220kV entre Nva Pozo Almonte y Parinacota reducen la sensibilidad en las barras del norte del ACT (Parinacota y Cóndores), pero derivan en que las mismas operen con elevados niveles de tensión en red N, cercanos al límite normativo.



Requerimientos de reservas de potencia reactiva

- Se observa un requerimiento de reservas para transiciones por 55MVar inductivos en el norte-centro y 36MVar inductivos en el Sur para la transición del amanecer del Norte Grande. A su vez se requieren 19MVar capacitivos en el Norte Grande y 8MVar capacitivos en la zona Sur para la transición al anochecer.
- De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Norte Grande para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]			Contingencia
			2020-21	2022	2023	
Norte Grande	Total	Capacitiva	280	309	241	Los Changos - Cumbre/Parinas 500kV C1
		Inductiva	-143	-142	-145	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
	Norte/Centro	Capacitiva	212	265	230	Los Changos - Cumbre/Parinas 500kV C1
		Inductiva	-112	-112	-122	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
	sur	Capacitiva	68	63	48	Los Changos - Cumbre/Parinas 500kV C1
		Inductiva	-52	-54	-53	Reactor Los Changos 500kV 175MVar

Tabla 5-4: Requerimientos de reservas de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande

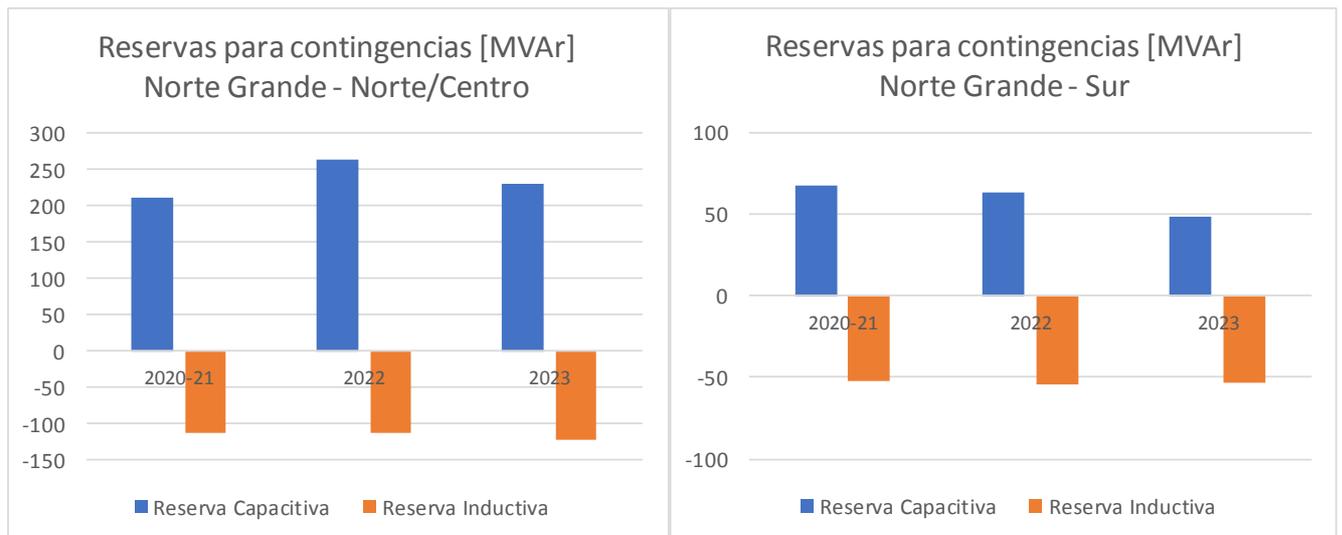


Figura 5-2. Evolución de las reservas

A 2023 los requerimientos de reserva capacitiva se reducen debido al seccionamiento de la línea Los Changos – Cumbre 2x500kV en Parinas, lo que resulta en que la contingencia crítica se corresponda a un circuito Los Changos – Parinas 2x500kV, correspondiente a un vínculo más corto, y por ende, de menor impacto en el sistema.

- En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Norte Grande dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**
- La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.



ACT	Año	Reservas Capacitivas			Reservas Inductivas		
		Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario	Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario
Norte/Centro	2020-21	212	354	827	-112	-352	-565
	2022	265	385	1326	-112	-357	-847
	2023	230	420	1197	-122	-384	-975
Sur	2020-21	68	13	80	-52	-120	-187
	2022	63	4	66	-54	-134	-196
	2023	48	0	42	-53	-158	-212
Total Norte Grande	2020-21	280	418	863	-143	-482	-708
	2022	309	428	1352	-142	-491	-1020
	2023	241	431	1189	-145	-596	-1183

Tabla 5-5: Resumen suficiencia en ACT

Requerimientos y recomendaciones

Zona Norte Grande - Sur

Se puede observar que específicamente en la sub-ACT de Domeyko se presenta una condición de déficit de las reservas capacitivas requeridas, condición que se repite en la mayoría de los escenarios analizados para todas las fechas de estudio consideradas.

El déficit en esta sub-ACT deriva en que los recursos utilizados para el control de las tensiones sean brindados por la sub-ACT adyacente, lo cual como ya se mencionó, no deriva en tensiones inadmisibles. Por otro lado, en lo que respecta a las variaciones de la tensión, se encuentra que:

- A 2020-21, en los escenarios de estudio que contemplan los recursos acorde a los escenarios esperados (PCP) las variaciones de tensión post-contingencia no superan el **5%** (rango de operación en red completa). A pesar de esto, en los escenarios específicos con recursos reducidos con respecto a las proyecciones, se presentan variaciones admisibles pero mayores al 5% (hasta **5.7%**) en las barras del sur del ACT ante la salida de servicio del SVC Domeyko.
- A 2022, las variaciones de tensión alcanzan un máximo de **6.8%** ante esta contingencia.
- A 2023, las variaciones de tensión alcanzan un máximo de **8%** ante esta contingencia.

El cumplimiento normativo de los niveles de tensión en red completa y post-contingencia deriva en que no sea estrictamente necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT. A pesar de esto se recomienda el incremento de los recursos de control de tensión tanto para atender a las bajas tensiones en red N, como para reducir los saltos de tensión post-contingencia en la sub-ACT. Considerando el requerimiento, se recomienda que este servicio sea brindado por medio de un equipo que ejerza control dinámico de la tensión.

Los recursos que se prevén en el ACT y se consideran efectivos disponibles para tal fin son:

1. PV Domeyko Oeste (201MVA) [proyecto futuro]
2. PE Cerro Tigre (158MVA) [proyecto futuro]
3. PV Andes Solar (21.8MVA)



Los recursos están enunciados en orden de prioridad con respecto a su efectividad. En todos los casos, se recomienda que el control sea tanto de día como de noche, lo que implica:

- Proyectos solares con control de tensión aún sin recurso primario
- Proyectos eólicos del tipo full converter pueden dar este servicio en ausencia de recurso primario, mientras que proyectos eólicos del tipo DFIG sólo podrán dar este soporte en condiciones de disponibilidad de viento.

A pesar de que una mayor velocidad de respuesta del control de tensión mejora su desempeño, una respuesta del orden de los 5 segundos es suficiente para mejorar el control de tensión del área.

Zona Norte Grande – Norte/Centro

Al analizar la zona de Parinacota luego de 2022 se observa que, a pesar de presentarse tensiones elevadas en red N, las variaciones de tensión post-contingencias son menores al 5%. Considerando esto, se recomienda la incorporación de recursos de control adicional para mejorar el perfil de tensiones, los cuales pueden suplirse por recursos estáticos, es decir, sin control dinámico de la tensión. Los equipos disponibles que serían efectivos para tal fin son los proyectos solares actualmente en servicio conectados a la S/E Pozo Almonte, o los proyectos futuros a conectarse a la S/E Lagunas:

1. PV La Huayca II (25MVA)
2. PV PAS2 / PAS3 (7+16 MVA)
3. PV Atacama Solar (151MVA) [proyecto futuro]
4. PV Santa Isabel (70MVA) [proyecto futuro]

Se recomienda que el control sea tanto de día como de noche, lo que implica que los proyectos solares ofrezcan potencia reactiva aún sin recurso primario.

5.2.2 ACT Norte Chico

Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Norte Chico de la siguiente manera:

- Se considera conveniente considerar al ACT como una en lo que respecta a requerimientos debido a que ambas sub-áreas presentan características similares y comparten los recursos de CT.
- Las barras de 220kV más débiles del ACT se encuentran en las subestaciones de 220kV al Sur, correspondientes a La Cebada, Punta Sierra y Las Palmas, pero con las obras asociadas a 2022 (líneas Nva Maitencillo – Pelambres 2x220kV) su sensibilidad se reduce, en algunos casos hasta un 50%, con respecto a los años anteriores. Mismo impacto se observa en la S/E Punta Colorada.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Chico.



ACT	sub-ACT	Año	Operación Normal	
			Mín	Máx
Norte Chico	Norte	2020-21	-91	-39
		2022	-98	-45
		2023	-87	-29
	Centro/Sur	2020-21	-689	-432
		2022	-779	-495
		2023	-874	-611
	Total	2020-21	-756	-479
		2022	-852	-556
		2023	-942	-664

Tabla 5-6: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Norte Chico dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

Requerimientos de reservas de potencia reactiva

- Se observa un requerimiento de reservas para transiciones totales del ACT de 63MVar inductivos para la transición del amanecer, y de 67MVar capacitivos para el atardecer.
- De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Norte Chico para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]			Contingencia
			2020-21	2022	2023	
Norte Chico	Total	Capacitiva	103			Los Changos - Cumbre 500kV C1
				101		ATR Cumbre 500/220kV
		Inductiva			100	Nva Cardones - Nva Maitencillo 2x500kV C1
			-112	-111	-109	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar
	Norte	Capacitiva	63	64	44	ATR Cumbre 500/220kV
		Inductiva	-23	-24	-21	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar
	Centro/Sur	Capacitiva	84	79	82	Nva Cardones - Nva Maitencillo 2x500kV C1
		Inductiva	-90	-89	-88	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar

Tabla 5-7: Requerimientos de reservas de potencia reactiva debido a una contingencia / Norte Chico

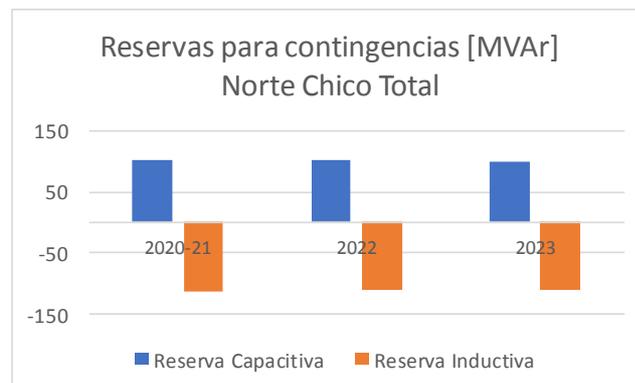


Figura 5-3. Evolución de las reservas



Se observa que los requerimientos de reservas de potencia reactiva no varían significativamente durante los años analizados.

- En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Norte Chico dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**
- La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

ACT	Año	Reservas Capacitivas			Reservas Inductivas		
		Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario	Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario
Norte	2020-21	63	113	192	-23	0	-79
	2022	64	119	203	-24	-11	-73
	2023	44	135	169	-21	-23	-57
Centro/Sur	2020-21	84	335	588	-90	-181	-454
	2022	79	391	676	-89	-122	-357
	2023	82	302	639	-88	-207	-413
Total Norte Chico	2020-21	103	507	752	-112	-182	-508
	2022	101	584	802	-111	-111	-406
	2023	100	462	774	-109	-231	-458

Tabla 5-8: Resumen suficiencia en ACT

Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. Esto es coherente con los resultados de las variaciones de tensión ante contingencias, en donde se observa que las mismas no superan el 2.1% en las barras del ACT, en todas las fechas de estudio analizadas. Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.

Requerimientos y recomendaciones

En condiciones de red completa, se evidencia que a las fechas futuras algunas barras de 500kV de la zona operarían normalmente con tensiones por debajo de los 512kV utilizados como tensión de servicio. En este caso se recomienda que se evalúe la modificación de las mismas. Los valores promedios encontrados de los escenarios analizados son:

	Unom	Tensión promedio escenarios de estudio		
		2020-21	2022	2023
S/E Cumbre	500kV	512	512	506
S/E Nva Cardones	500kV	505	505	501
S/E Nva Maitencillo	500kV	506	508	505
S/E Nva Pan de Azúcar	500kV	510	511	509

Tabla 5-9: Tensiones promedio en barras de 500kV del NC

De los análisis realizados se concluye a su vez que no se requiere del despacho de la CT Guacolda de forma forzada para dar soporte de tensión en el ACT.



5.2.3 ACT Centro

Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Centro de la siguiente manera:

- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Centro.

ACT	sub-ACT	Año	Operación Normal	
			Mín	Máx
Centro	Troncal	2020-21-22	-83	1034
		2023	-122	968
	V Región 110kV	2020-21	-26	79
		2023	-26	82
	RM 110kV	2020-21	299	426
		2023	310	464

Tabla 5-10: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Centro dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

Requerimientos de reservas de potencia reactiva

- Se observa un requerimiento de reservas para transiciones en el ACT asociadas a las variaciones de demanda del sistema de:
 - Centro-Troncal: 96MVAR capacitivos y 123MVAR inductivos
 - V Región: 14MVAR capacitivos y 12MVAR inductivos
 - Región Metropolitana: 25MVAR capacitivos y 31MVAR inductivos.
- De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Centro para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	2020-21-22		2023	
			Máx Requerimiento [MVAR]	Contingencia	Máx Requerimiento [MVAR]	Contingencia
Centro	Total	Capacitiva	248	Nehuenco U2 TV+TG	198	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	-162	I. Los Piuquenes 220kV	-167	Cerro Navia - Chena 110kV C1
	Troncal	Capacitiva	173	Nehuenco U2 TV+TG	155	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	-131	I. Los Piuquenes 220kV	-125	Cerro Navia - Chena 110kV C1
	V-Región	Capacitiva	40	Nueva Renca TV+TG	65	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	-17	I. Los Piuquenes 220kV	-12	Cerro Navia - Chena 110kV C1
	RM	Capacitiva	44	Nehuenco U2 TV+TG	41	San Isidro U2 TV+TG
		Inductiva	-41	Cerro Navia - Chena 110kV C1	-50	Cerro Navia - Chena 110kV C1

Tabla 5-11: Requerimientos de reservas de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro



Figura 5-4. Evolución de las reservas

Se observa que los requerimientos de reservas de potencia reactiva no varían significativamente durante los años analizados.

- En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Centro dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**
- La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

ACT	Año	Reservas Capacitivas			Reservas Inductivas		
		Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario	Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario
Troncal	2020-21-22	173	491	1119	-131	-722	-1255
	2023	155	521	1048	-125	-637	-1235
V Región 110kV	2020-21-22	40	15	192	-17	-34	-143
	2023	65	20	192	-12	-37	-146
RM 110kV	2020-21-22	44	423	818	-41	-310	-809
	2023	41	388	747	-50	-328	-880
Total Centro	2020-21-22	248	1030	1804	-162	-1106	-2101
	2023	198	930	1712	-167	-1049	-2105

Tabla 5-12: Resumen suficiencia en ACT

- Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. A pesar de presentarse un déficit de reservas capacitivas en la V Región, se observa que los RCT de las sub-ACT adyacentes dan soporte a la misma de forma eficiente, logrando que las variaciones de la tensión post-contingencia no superen el 5% (máximo 4.4%) en barras de 220kV y 110kV de esta sub-ACT (límites de operación de red completa). Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.



5.2.4 ACT Centro/Sur

Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Centro Sur de la siguiente manera:

- En la primera etapa (2020) se encuentra conveniente la determinación de los requerimientos de potencia reactiva (RPR) del Centro Sur teniendo en cuenta la subdivisión en las zonas de Concepción, Itahue (Sistema de 154kV) y Charrúa (Sistema nacional de 500kV y 220kV). Lo anterior, permite asociar de manera más precisa los RCT del ACT en función de sus características topológicas y la distribución de los recursos. Con el acceso de las obras a los años posteriores, se introducen nuevos vínculos entre las sub-ACT de Itahue y Charrúa, incrementando considerablemente la cercanía eléctrica de las mismas y, por lo tanto, la influencia mutua de los RCT. En este sentido, a partir del año 2021 se considera conveniente unificar el análisis de las mismas, conformando así dos sub-ACT de estudio: Troncal (Itahue + Charrúa) y Concepción.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Centro-Sur, así como para el total del área.

ACT	sub-ACT	Año	Op. Normal	
			Mín	Máx
Centro/Sur	Troncal (Charrúa)	2020	-311	638
	Itahue 154kV	2020	53	148
	Troncal (Charrúa+Itahue)	2021-22	-245	896
		2023	-311	950
	Concepción 154kV	2020	55	145
		2021-22	45	148
		2023	44	151
	Total	2020	-156	905
		2021-22	-155	1036
		2023	-221	1082

Tabla 5-13: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Centro/Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

Requerimientos de reservas de potencia reactiva

- Se observa un requerimiento de reservas para transiciones en el ACT asociadas a las variaciones de demanda del sistema de:
 - Troncal: 81MVAR capacitivos y 147MVAR inductivos



- Itahue 154kV: 12MVAR capacitivos y 11MVAR inductivos
- Concepción: 11MVAR capacitivos.
- De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Centro-Sur para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVAR]			Contingencia
			2020	2021-22	2023	
Centro Sur	Total	Capacitiva	247	274	239	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	-166	-217	-224	Ralco U1
	Concep.	Capacitiva	19	18	NA	Charrúa-Lagunillas 220kV
			NA	NA	15	CCEE S. Vicente 154kV
		Inductiva	-29	NA	NA	Concep-A.Ribera 154kV
			NA	-20	-18	Ralco U1
	Charrúa (Troncal)	Capacitiva	233	NA	NA	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	-140	NA	NA	Ralco U1
	Itahue	Capacitiva	33	NA	NA	Tuniche - Punta Cortes 154kV C1
		Inductiva	-17	NA	NA	Curilique
	Troncal (Charrúa + Itahue)	Capacitiva	NA	270	247	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	NA	-197	-207	Ralco U1

Tabla 5-14: Requerimientos de reservas de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur

En la sub-ACT de Concepción, la contingencia más exigente a 2020 se corresponde con la pérdida de la línea Concepción – Alonso de Rivera 154kV, debido a que la misma produce la desvinculación de los consumos: Ejercito, Chiguayante, Colo-Colo, Perales, Lirquén e Indura, que suman aproximadamente 160MW. A 2021, con el ingreso de las obras asociadas a la S/E El Trébol y El Guindo, se presentan nuevos enmallamientos en esta zona por lo que la desconexión de esta línea ya no produce la desvinculación de los consumos, dejando de ser una contingencia crítica.

Se observa que, a pesar del ingreso de los nuevos proyectos, los requerimientos de reservas de potencia reactiva no varían significativamente durante los años analizados.

- En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Centro/Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**
- La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.



ACT	Año	Reservas Capacitivas			Reservas Inductivas		
		Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario	Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario
Charrúa	2020	233	680	1342	-140	-260	-1523
Itahue	2020	33	284	368	-17	-354	-498
Troncal (Charrúa + Itahue)	2021-22	270	1207	1803	-197	-720	-2143
	2023	247	1244	1972	-207	-707	-2455
Concepción	2020	19	30	428	-29	-19	-278
	2021-22	18	30	423	-20	-30	-281
	2023	15	31	430	-18	-31	-281
Total Centro Sur	2020	247	1166	2074	-166	-784	-2237
	2021-22	274	1238	2226	-217	745	2424
	2023	239	1275	2394	-224	707	2455

Tabla 5-15: Resumen suficiencia en ACT

- Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. A pesar de presentarse un déficit de potencia reactiva inductiva de Concepción en el año 2020, se observa que los RCT de las sub-ACT adyacentes dan soporte a la misma de forma eficiente, logrando que las tensiones post-contingencia no superen el 5% (máximo 3.6%) en barras 154kV de esta sub-ACT (límites de operación de red completa).
- A las fechas posteriores, la entrada en servicio de las obras que enmallan la red de concepción con 220kV derivan en la reducción de los requerimientos y en la existencia de mayores reservas para la operación, con lo cual no se presentan escenarios con menos reservas que las máximas requeridas.
- Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT a ninguna de las fechas de estudio.

5.2.5 ACT Sur

Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Sur de la siguiente manera:

- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Sur, así como para el total del área. Se observa que los requerimientos inductivos para la operación se incrementan con los años debido al ingreso de las líneas futuras en el ACT.

ACT	Año	Operación Normal	
		Mín	Máx
Sur	2020	-39	64
	2021-22	-105	27
	2023	-142	22

Tabla 5-16: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.



- De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa.**

Requerimientos de reservas de potencia reactiva

- Se observa un requerimiento de reservas de 17MVA_r inductivos/capacitivos para atender a las transiciones de demanda de la zona sur.
- De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Sur para afrontar las contingencias son:

ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVA _r]			Contingencia
		2020	2021-22	2023	
Sur	Capacitiva	88			Rahue - Puerto Montt C1 220kV
			58	67	PE Aurora
	Inductia	-21			Gamboa - Chonchi 110kV
			-47	-48	Rector Pichirropulli

Tabla 5-17: Requerimientos de reservas de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur

A 2020, la contingencia de la línea Rahue – Puerto Montt C1 220kV implica la desconexión del PE Aurora conectado en tap off a dicha línea (conexión que se normaliza a 2021).

- La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

ACT	Año	Reservas Capacitivas			Reservas Inductivas		
		Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario	Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario
Sur	2020	88	57	263	-21	53	195
	2021-22	58	57	353	-47	44	195
	2023	67	59	384	-48	33	185

Tabla 5-18: Resumen suficiencia en ACT

Se encuentra que pueden presentarse condiciones de déficit de las reservas capacitivas requeridas (sólo en escenarios con reducido o nulo número de unidades de generación disponible). En estos casos los recursos para el control de las tensiones son brindados por el ACT adyacente, sin mayores inconvenientes en al área.

Requerimientos y recomendaciones

- La desconexión de línea Melipulli - Pargua 220kV deriva en bajos niveles de tensión (límite en 2020 - 0.9pu e inadmisibles en 2021 – 0.87pu) en nodos del extremo sur del sistema, lo cual se encuentra asociado a la débil vinculación (radial en 110kV) post-falla y a los elevados niveles de tensión de servicio contemplados en la zona.



- Debido a esto, luego de la entrada en servicio de la S/E Pargua, se recomienda utilizar tensiones de servicio iguales a 220kV para las SS/EE Pargua, Chiloé y Ancud. Con esta consideración no se presentan incumplimientos normativos en red completa ni ante contingencias.
- A pesar de esto, esta contingencia deriva en variaciones de tensión significativas en la zona: 8% a 2020 y 10.5% a 2021. Con las modificaciones propuestas en la tensión de servicio de las barras de la zona esta falla no implica incumplimientos, por lo que no es estrictamente necesario incorporar recursos adicionales para el control de tensión. A pesar de esto, se recomienda que el PE San Pedro (65MVA) realice un control dinámico de tensión (una respuesta del orden de los 5 segundos se considera suficiente) para reducir las variaciones de tensión post-contingencia y mejorar la regulación de tensión del área. Se recomienda que este servicio sea brindado tanto con o sin recurso primario (siempre que la tecnología implementada así lo permita).
- A 2023, debido al ingreso de la línea Nva Ancud – Nva Puerto Montt 220kV, se eliminan los inconvenientes asociados a la pérdida del circuito de 220kV Melipulli – Pargua, y por lo tanto no se requiera definir tensiones de servicio específicas para cumplir con los valores post-contingencia.
- Con las consideraciones mencionadas, se observa que en todos los escenarios **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**

5.2.6 Análisis complementarios

Se realizaron múltiples análisis de sensibilidad en el control de tensión de las distintas áreas ya sea para analizar la dependencia de algunas centrales específicas en la operación del SEN, así como también ante la indisponibilidad de algún equipo preponderante en la regulación de tensión.

Dependencia de la generación

Central Guacolda

Como se mostró en el análisis del norte chico, a diferencia de lo encontrado para la operación de la zona luego de la entrada en servicio del vínculo Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500kV (ver estudios del Coordinador), no se encuentra necesario el despacho de la Central Térmica Guacolda de forma forzada para dar soporte de tensión en horas de la noche luego de la modificación de la compensación reactiva de dicha línea (año 2020).

Centrales de la zona Centro y Ancoa

En condiciones de hidrología húmeda, con altas transferencias por el sistema de 500kV en sentido Charrúa → Alto Jahuel, se incrementan considerablemente las solicitudes de potencia reactiva capacitiva, tanto para partir con tensiones próximas a la tensión de servicio en los nodos de 500kV al sur (510kV en Charrúa y Ancoa) como para alcanzar correctos niveles de tensión en la zona centro (Alto Jahuel), principal nodo receptor de estos montos de potencia activa.



La necesidad de mantener un perfil de tensión elevado en los nodos al sur, no representa mayores inconvenientes ante estas condiciones, dado que estos niveles de transferencia activa por el sistema de 500kV aseguran la disponibilidad de un gran número de unidades de generación en la zona sur, con elevada capacidad de inyección de potencia reactiva, sumado a los bancos de capacitores en las SS/EE Charrúa y Ancoa. Por otra parte, para el control de las tensiones en la zona centro se requiere a su vez la inyección de elevados montos de potencia reactiva capacitiva, para lo cual resulta suficiente con la utilización de los bancos de capacitores (Alto Jahuel, Cerro Navia y Polpaico) y los dispositivos FACTS, y ciertas unidades de generación (en un número significativamente inferior a los despachos PCP). Por todo lo anterior, ante estas condiciones de transferencias, los requerimientos de potencia reactiva resultan máximos pero capaz de ser suministrados por los recursos disponibles, sin exigencias adicionales, no siendo la operación del sistema en estas condiciones dependiente del despacho de la CH Pehuenche ni Nueva Renca para lograr un correcto control de tensión.

Centrales de Tinguiririca

Con la topología al año 2020, se observa que el subsistema de 154kV entre Alto Jahuel e Itahue resulta sensible al despacho de la generación de las centrales de la cuenca del Tinguiririca, encontrándose tensiones al límite normativo en caso de indisponibilidad del total de las mismas.

Al año 2021, con la concreción de las obras asociadas a Tinguiririca y el nuevo enmallamiento de la red, se observa un fortalecimiento del subsistema zonal, insensibilizando las tensiones en los principales nodos de 154kV al despacho de las centrales del Tinguiririca, mejorando a su vez el perfil de tensión en los mismos.

Por lo tanto, con la concreción de las obras asociadas a Tinguiririca al año 2021, no se presenta dependencia del despacho de las centrales para el control de tensión del sistema zonal de 154kV.

Central Pullinque

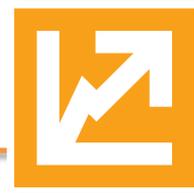
Se encuentra que resulta necesario el despacho de generación local en la red de 66kV ($\approx 40\text{MW}$) en condiciones de alta demanda para evitar sobrecargas en tramos de líneas. A su vez, bajo estas condiciones el sistema aún se mantiene a elevada carga, con tensiones tendientes a deprimirse, por lo que el control de tensión en las unidades de Pullinque resulta muy beneficioso para la operación de la misma.

Por otra parte, vale destacar que en condiciones demanda baja no se presentan requerimientos adicionales, tanto para el control de tensión como de transferencias. A su vez, resulta importante indicar que esta exigencia desaparece para el año 2021, con el ingreso de las SS/EE Metrenco y Lastarria 220/66kV seccionando el doble circuito Cautín – Ciruelos 220kV y brindando dos nuevos puntos intermedios de suministro al corredor de 66kV.

Indisponibilidad de equipamientos

SVC de Domeyko

En caso de indisponibilidad del SVC de Domeyko el déficit de potencia reactiva en la zona sur del Norte Grande debe ser suministrado por la sub-ACT adyacente (norte-centro), derivando en un bajo perfil de tensión



en los principales consumos mineros del sur. En este contexto, la simulación estática de contingencias resulta en que la desconexión de líneas de 500kV (Kimal – Los Changos) deriva en tensiones al límite inferior normativo (0,9p.u.) o en no convergencias (Los Changos – Cumbre). De la simulación dinámica de contingencias se encuentra que, al reducir el control de tensión de la zona sur mediante la indisponibilidad del SVC de Domeyko, se presenta evoluciones dinámicas transitorias inadmisibles de la tensión. En base a lo anterior, se verifica que la incorporación del PV Domeyko Oeste controlando tensión en su punto de conexión resulta efectiva para el cumplimiento normativo en el desempeño post-contingencia.

En base a lo analizado, para mantener un correcto control de tensión en la zona sur del Norte Grande considerando la operación sin el SVC de Domeyko, se deberá incorporar recursos de control dinámico de tensión adicionales en el área en la zona de influencia.

Se refuerza en este punto la recomendación de que el PV Domeyko Oeste [futuro] u otro proyecto que fuera a conectarse en la sub-ACT brinde control dinámico de tensión. Dependerá de los niveles de seguridad con los que se requiera operar el sistema la definición de este recurso como una recomendación o un requerimiento mínimo para la operación, ya que el caso se presenta ante un N-1-1 de elementos del sistema.

CER Puerto Montt

En general, se observa que el CER de Puerto Montt no presenta una participación preponderante en condiciones normales de operación, no así ante contingencias. En este sentido, en condiciones normales se encuentra factible la operación con el CER de Puerto Montt fuera de servicio por mantenimiento, cumpliendo con los niveles de tensión exigidos.

A pesar de lo anterior, se encuentra que ante la simulación de múltiples contingencias las tensiones en nodos de 220kV del extremo sur del SEN, exceden los límites normativos. Vale destacar que esta condición ya fue analizada anteriormente y, de forma análoga, se propone el ajuste de las tensiones de servicio de las subestaciones Pargua, Chiloé y Gamboa igual a la nominal, evitando así caer en incumplimientos.

Análisis sin obras de compensación reactiva Norte Chico

A partir de los análisis del Norte Chico sin la concreción de las obras asociadas a la compensación reactiva en Nva. Pan de Azúcar se encuentra que los requerimientos de potencia reactiva inductiva en el área resultan considerablemente incrementados. El principal motivo de este excedente de potencia reactiva en el área se debe a la generada por las líneas de transmisión, la cual resulta incrementada por la indisponibilidad de los recursos asociados a este proyecto.

En general los recursos disponibles resultan suficiente para la compensación del excedente de reactiva (reactores de barra, plantas ERNC, generadores y dispositivos FACTs), no obstante, se pueden presentar condiciones (escenarios de noche con nula inyección ERNC) en las cuales se requieran RCT adicionales para el sostenimiento de las tensiones dentro de los niveles exigidos. Para esto se analizó, de forma no simultánea, la operación con un despacho de 5 unidades en la CT Guacolda (forzado) y con plantas fotovoltaicas absorbiendo



potencia reactiva en condiciones de nula generación (160MVar), encontrándose que ambos casos resultan factibles.

De este análisis resulta que las condiciones más exigentes para el control de las tensiones se encuentran en la S/E Nueva Pan de Azúcar 500kV en red completa, cuya tensión se encuentra entre 1.02 y 1.03p.u. de la tensión de servicio (512kV) en todos los escenarios de estudio, mientras que no se detectan condiciones críticas de operación post-contingencia.

5.2.7 Evaluación de definiciones de los SSCC de CT

A partir del análisis del desempeño sistémico se realiza una revisión de las definiciones de los SSCC con el objetivo de proponer modificaciones y/o mayores especificaciones a cada categoría para que resulten acordes a los requerimientos particulares SEN. A continuación, se presentan las propuestas presentadas. De forma general, se considera conveniente que el SSCC de control de tensión se dividido en dos categorías:

Mínima Inercia

- **Justificación del servicio**

En determinadas áreas del sistema puede existir requerimientos de mínima inercia asociados a problemas de inestabilidad en tensión o angular ante contingencias. Este fenómeno no se encuentra asociado a problemas de inestabilidad en frecuencia que puedan solucionarse con recursos tales como control rápido de frecuencia, sino que se asocian a comportamientos dinámicos transitorios (tiempos menores a 1 segundo) en donde interactúan las inercias de las unidades sincrónicas con los controles de tensión.

- **Definición propuesta**

Corresponde al despacho de unidades sincrónicas para que determinada área pueda sobrellevar una contingencia simple sin pérdida de estabilidad con el resto del sistema.

- **Consideraciones específicas**

El servicio podrá ser prestado por unidades sincrónicas que cumplan con los parámetros de desempeño asociados al control de tensión acorde a los requerimientos de la NTSyCS.

- **Consideraciones complementarias**

El control de tensión por parte de elementos que no aporten inercia (ERNC o FACT), a pesar de no poder reemplazar estrictamente el requerimiento principal, puede mejorar el desempeño transitorio post-contingencia y mitigar parcialmente los requerimientos de inercia. Los recursos que atiendan a este requerimiento pueden ser:

- Dispositivos FACTS
- Proyectos ERNC con control de tensión con tiempo de establecimiento menor al segundo.

Control de Tensión

- **Definición original**



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.

- Consideraciones complementarias

Se considera evaluar la conveniencia de contemplar una categoría particular para englobar aquellas unidades que ofrezcan reservas de potencia reactiva por fuera de las exigencias asociadas a la NTSyCS, lo cual contempla:

- Unidades sincrónicas con factor de potencia disponible mayor al exigido por norma.
- Proyectos renovables disponibles para control de tensión en ausencia de recurso primario.

- Especificación propuesta

En lo que respecta a los parámetros de desempeño de los recursos se contempla que:

- *Unidades Sincrónicas:* Acorde a NTSyCS, excepto que se presenten requerimientos adicionales específicos y las mismas puedan prestarlos.

- *FACT:* En la actualidad no existen a nivel normativo una metodología para evaluar el desempeño de este tipo de equipamiento. Si bien en general este tipo de dispositivos se incorporan en el sistema para dar respuesta a problemas concretos, podría ser interesante plantear una definición general para hacer una evaluación de funcionamiento de los mismos a lo largo del tiempo respecto a su desempeño de diseño inicial.

- *Proyectos ERNC:*

Del análisis del desempeño del SEN sumado a las capacidades reales que pueden tener los proyectos renovables, se sugiere hacer una distinción contemplando las siguientes categorías:

- Para el control de las tensiones en red completa, se puede solicitar el aporte de potencia reactiva sin control dinámico de tensión, aun en ausencia de su recurso primario.
- Para el control de tensión permanente post-contingencia, se debe asegurar una respuesta de los proyectos en un tiempo menor a los 20 segundos, para lograr un establecimiento de la tensión dentro de las bandas acorde a las exigencias normativas. Teniendo en cuenta la capacidad real de los proyectos existentes es la actualidad, se considera conveniente proponer para tal fin un control de tensión con un tiempo de establecimiento del orden de los 5 segundos.
- Para cuestiones específicas en donde se requiera atender a problemas de estabilidad transitoria post-contingencia, se requerirá tiempos de establecimiento menores al segundo. Este punto resulta similar a las consideraciones complementarias de mínima inercia, por lo que ambos puntos podrían unirse en una categoría independiente.



6 REFERENCIAS

- [1] Informe Inicial Base de Datos - <<EE-ES-2019-0324-RB>>. Estudios Eléctricos, marzo 2019.
- [2] Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC – Informe Final. ABB, diciembre de 2015.
- [3] Generation Control – Tuning Guide: Application Manual. VENTYX, abril de 2014.
- [4] Automatic Generation Control (AGC): Function Description. VENTYX, octubre de 2014.
- [5] Resolución Exenta N° 801. Informe de Definición de Servicios Complementarios versión definitiva. Comisión Nacional de Energía, diciembre 2018.
- [6] Análisis de la operación interconectada en Fase 4 Informe Final– Parte#2. Coordinador Eléctrico Nacional, agosto 2018.
- [7] Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas – Informe Final. Coordinador Eléctrico General, Gerencia de Operación, diciembre 2018.
- [8] Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados Estudio 1 - Control de Frecuencia y Distribución de Reservas para Control Primario y Secundario - Informe Final. Coordinador Eléctrico Nacional, marzo 2017.
- [9] Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo – Informe Técnico Definitivo. Comisión Nacional de Energía, julio 2018.
- [10] Informe de definición y programación de Servicios Complementarios año 2018. Marzo 2019



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco