PROYECTO

ESTUDIOS ELECTRICOS PARA LOS SISTEMAS MEDIANOS DEL GRUPO SAESA

SISTEMA MEDIANO PALENA

24 de Marzo de 2010

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN 5

1.1 ANTECEDENTES GENERALES 5

1.2 EFECTO DE VOLCÁN CHAITÉN 7

2 ESTUDIO DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN 10

2.1 INTRODUCCIÓN 10

2.2 RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR LÍMITE TÉRMICO. 10

2.3 RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR REGULACIÓN DE TENSIÓN. 11

2.4 RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR CONTINGENCIA. 13

2.5 DETERMINACIÓN DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN. 13

3 ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS 15

3.1 INTRODUCCIÓN 15

3.2 METODOLOGÍA 15

3.3 PREVISIÓN DE DEMANDA 15

3.4 DESPACHO DE UNIDADES GENERADORAS. 18

3.5 EVALUACIÓN DE COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SISTEMA FRENTE A LA OCURRENCIA DE CONTINGENCIAS EN GENERACIÓN 22

4 ESTUDIO DE ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMATICOS DE CARGA (EDAC) 33

4.1 INTRODUCCIÓN 33

4.2 METODOLOGÍA 34

4.3 DESCRIPCIÓN DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO FRENTE A LA OCURRENCIA DE CONTINGENCIAS CONSIDERADAS EN LA NTSYCS PARA SSMM. 35

4.4 CASOS ESTUDIADOS PARA DIMENSIONAMIENTO DEL EDAC Y EDAG. 37

5 ESTUDIO DE CONTINUIDAD 46

5.1 INTRODUCCIÓN 46

5.2 METODOLOGÍA 47

5.3 PREVISIÓN DE DEMANDA Y DESPACHO DE UNIDADES GENERADORAS 47

5.4 EFECTO DE INDISPONIBILIDADES FORZADAS EN DISTRIBUCIÓN Y GENERACIÓN SOBRE LA CONECTIVIDAD DEL SISTEMA 49

5.5 TASAS DE FALLA E INDISPONIBILIDADES EN INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y GENERACIÓN. ... 53

5.6 CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO FMIK Y TTIK. 55

6 ESTUDIO VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 59

6.1 INTRODUCCIÓN 59

6.2 DETERMINACIÓN DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO 59

6.3 VERIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LAS PROTECCIONES 63

7 ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA .. 74

7.1 INTRODUCCIÓN 74

7.2 METODOLOGÍA 74

7.3 ESCENARIOS DE ESTUDIO 75

7.4 OTRAS CONSIDERACIONES 77

7.5 RESULTADOS 79

8 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE PALENA 95

8.1 INTRODUCCIÓN 95

8.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA MEDIANO DE PALENA 95

8.3 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS) 98

8.4 CONDICIONES PARA APLICACIÓN DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO 101

PROCEDIMIENTO 101

SISTEMA PALENA 101

9 ANEXOS 102

9.1 ANEXO Nº1: ESTIMACIÓN DE TASAS DE FALLA E INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS DEL SM DE PALENA. 102

9.2 ANEXO Nº2: ANTECEDENTES PARA EL CÁLCULO DE ÍNDICES DE CALIDAD DE SUMINISTRO FMIK Y TTIK 104

9.3 ANEXO Nº3: EJEMPLO DE CÁLCULO DE FMIK Y TTIK 106

9.4 ANEXO Nº4: CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS Y MÍNIMAS PARA VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 108

1 INTRODUCCIÓN

1.1 *Antecedentes Generales*

Con el objeto de cumplir con los requerimientos técnicos descritos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, en adelante NTSyCS para SSMM, la Empresa operadora del SM deberá realizar periódicamente Estudios Técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los requerimientos de la NTSyCS para SSMM.

En este contexto, la empresa SAESA operadora del SM de Palena, ha encargado a Systep Ingeniería y Diseños S.A. el desarrollo de los Estudios Técnicos requeridos por la NTSyCS para SSMM en el SM Palena para el periodo tarifario 2010-2014.

Según describe la NTSyCS para SSMM en su Título 6-2, los aspectos a considerar en los Estudios Técnicos son:

a) Estudio de Continuidad: Deben determinarse los índices de continuidad FMIK y TTIK del SM, para un horizonte de operación de 12 meses.

b) Restricciones en Instalaciones de Transmisión: Se deben identificar las potencias máximas que se pueden transmitir por las líneas de transmisión que la Empresa identifique como críticas para garantizar frente a la ocurrencia de las contingencias indicadas que se establecen en el Artículo 5-36 de la presente NT…

c) Verificación de Coordinación de Protecciones: Actividad que tiene por objeto confirmar que el desempeño de los relés de protección de las líneas de transmisión, transformadores de potencia y unidades generadoras cumple con las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.

d) Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva: Se debe efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo Nº 5, además de determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para las Instalaciones Transmisión, con resolución semestral para un horizonte de operación de 48 meses.

e) Control de Frecuencia y Determinación de Reservas: Tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo Nº 5. En particular debe determinarse un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.

f) EDAC: Deberá determinar el nivel óptimo y localización de desconexión de carga. El objetivo es evitar colapso por frecuencia y tensión con la activación de esquemas de desconexión para estados de operación distinto del Estado Normal.

g) *Estudio de PRS: El objetivo del PRS es que con posterioridad a un Apagón Total o Apagón Parcial, sea posible establecer los mecanismos que permitan de una manera segura y organizada, restablecer el suministro eléctrico en todas las Islas Eléctricas afectadas en el menor tiempo posible, considerando las Cargas Críticas.*

Para dar cumplimiento a lo anterior, el presente documento reúne en un sólo cuerpo los desarrollos, supuestos, resultados y conclusiones obtenidos para los siguientes estudios:

- Estudio de Continuidad.
- Restricciones en Instalaciones de Transmisión.
- Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones.
- Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.
- Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
- EDAC.
- Estudio de PRS.

Cada uno de estos estudios es tratado por medio de un capítulo dedicado en el cual se tratan sus aspectos relevantes. A su vez, cada estudio o capítulo, posee una estructura en la cual se tratan los siguientes temas:

- Revisión y descripción de aspectos normativos relevantes.
- Descripción de metodología de análisis.
- Descripción de supuestos realizados.
- Descripción de resultados obtenidos.
- Conclusiones y recomendaciones.

De esta forma cada estudio es autocontenido en sus resultados, debiendo el lector referirse al capítulo correspondiente para obtener las conclusiones del caso.

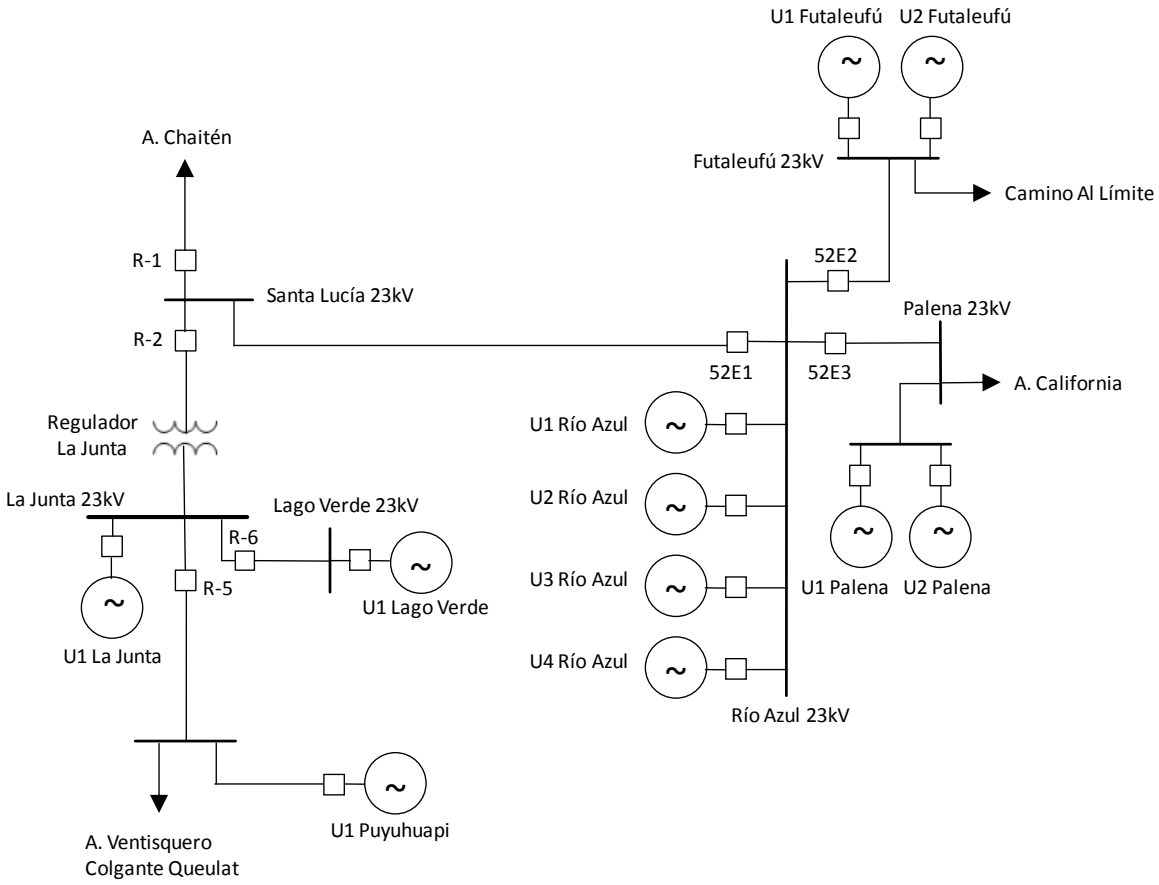

Figura 1: Diagrama unifilar simplificado de instalaciones de SM Palena

1.2 *Efecto de Volcán Chaitén*

Un aspecto relevante que afecta transversalmente a los estudios eléctricos del presente documento asociados al SM Palena es la erupción del volcán Chaitén durante mayo del año 2008. Dada la ubicación y cercanía de las instalaciones del Sistema Mediando de Palena al volcán, en particular en la zona de Chaitén, la hasta entonces operación normal del SM fue fuertemente afectada. En efecto, parte de las instalaciones y equipamiento de suministro en Chaitén quedaron inutilizadas o debieron ser trasladadas, y el consumo en el SM se redujo en forma notable debido a la inexistencia de la demanda de la ciudad de Chaitén[1].

Para expresar la situación anterior de una mejor manera, en las siguientes Figura 2, Figura 3 y Figura 4 se describe el comportamiento horario típico de la generación y la demanda en el

[1] Según la base de datos DIgSILENT facilitada para el estudio, la ciudad de Chaitén y sus cercanías concentraban cerca del 35% de la demanda del Sm Palena previo a la erupción del volcán.

SM Palena previo a la erupción del volcán, durante la catástrofe y tras la erupción del volcán.

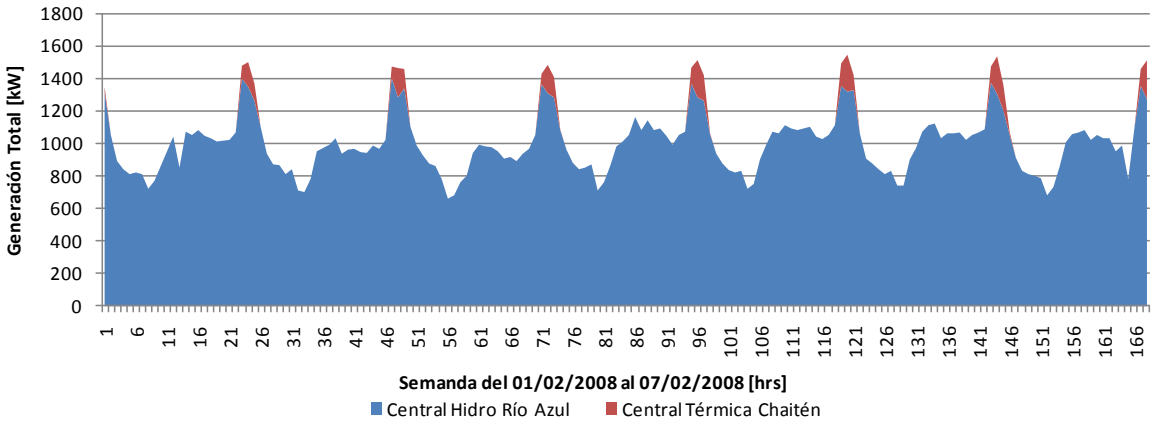

Figura 2: Comportamiento típico de la generación en situación previa a la erupción del volcán Chaitén.

En la Figura 2 se observa que en la situación previa a la erupción del volcán Chaitén casi toda la demanda del SM Palena es abastecida por la operación en base de las unidades hidroeléctricas de central Río Azul. Sólo en las horas punta se observa apoyo de la generación en las unidades térmicas de central Chaitén.

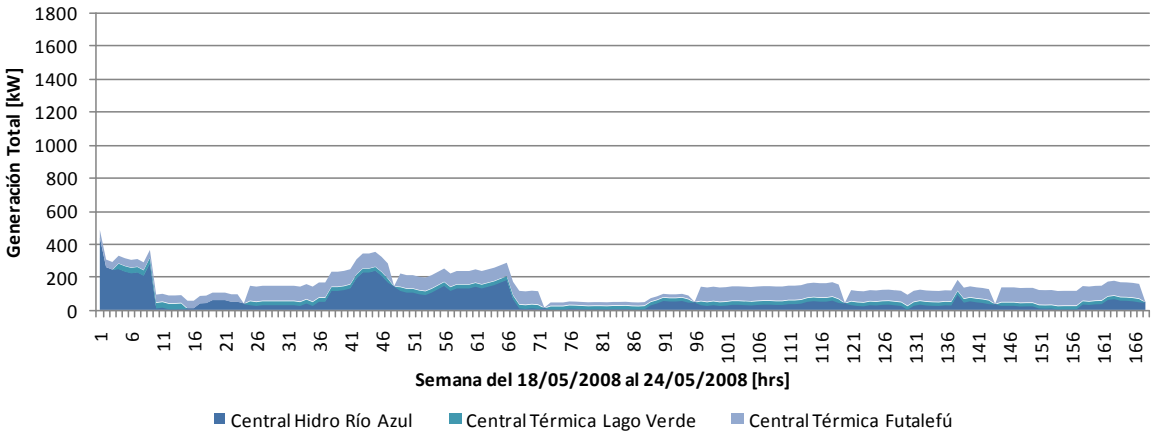

Figura 3: Situación de generación mínima en el SM Palena durante la erupción del volcán Chaitén.

Durante, la erupción del volcán Chaitén la generación del SM Palena decayó a menos de un 20% de la generación total previa, evidenciando de esta forma la magnitud de los efectos de la catástrofe.

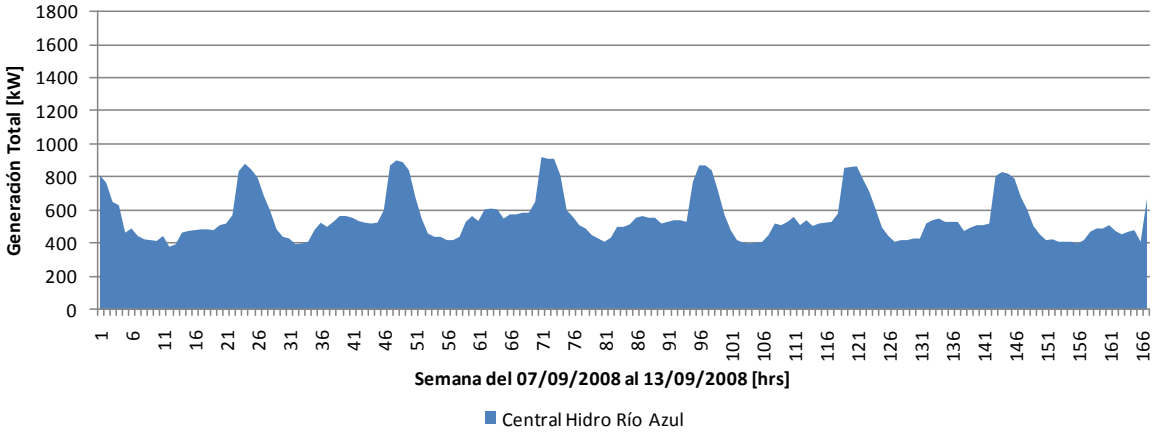

Figura 4: Comportamiento típico de la generación en situación posterior a la erupción del volcán Chaitén.

Tras la erupción del volcán Chaitén en mayo de 2008 (ver Figura 4) se retorna a un nuevo régimen de operación normal[2] en el cual se reconocen dos aspectos principales:

- La demanda total del SM Palena se ve fuertemente disminuida respecto a la situación previa a la erupción del volcán Chaitén.
- La demanda es satisfecha completamente por la generación de las unidades hidráulicas de central Río Azul.

Como se verá posteriormente, esta última situación es de suma relevancia para el análisis realizado en este estudio ya que determina el tipo de operación supuesto para el SM Palena durante el periodo de estudio.

[2] Para este caso entiéndase por operación normal tras la erupción del volcán Chaitén el que el sistema opere esencialmente con generación hidroeléctrica de central Río Azul; es decir desde Julio a Diciembre de 2008.

2 ESTUDIO DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

2.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios para Sistemas Medianos, en adelante NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "Restricciones en Instalaciones de Transmisión". Según describe la NTSyCS para SSMM, dicho estudio *"identificará las potencias máximas que se pueden transmitir por las líneas de transmisión que la Empresa identifique como críticas para garantizar frente a la ocurrencia de las contingencias que se establecen en el Artículo 5-36 de la presente NT"*

Adicionalmente, la NTSyCS para SSMM establece en sus artículos 5-32 y 5-33 que *"La Empresa determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del SM a partir del Límite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias."* y *"La Empresa deberá desarrollar análisis, que formarán parte del Estudio de Restricciones de las Instalaciones de Transmisión señalado en el Título 6-2, para determinar la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de líneas de transmisión, transformación y otros elementos serie, considerando las características de ellos y otros factores limitantes."*

De esta forma, el objetivo principal de este estudio es determinar la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente que habrá de considerarse en las instalaciones de transmisión del SM Palena, de forma que se garanticen las condiciones establecidas en la NTSyCS para SSMM recién descritas.

Para tal efecto, mediante el estudio se determina lo siguiente:

- Límite de Térmico en instalaciones de transmisión del SM Palena.
- Límite por Regulación de Tensión en instalaciones de transmisión del SM Palena.
- Límite por Contingencias en instalaciones de transmisión del SM Palena.

Conforme a lo descrito en el Art. 1-4.7) de la NTSyCS la "Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente" para las instalaciones de transmisión del SM Palena, se determina como el mínimo de los límites de capacidad estudiados.

2.2 *Restricciones de Transmisión por Límite Térmico.*

En su Art. 1-4.35) la NTSyCS para SSMM define el concepto de "Límite Térmico" como la *"Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie, determinada por el límite o carga admisible definido para régimen permanente"*. En efecto, de observarse un nivel de explotación superior al límite térmico en conductores, transformadores de poder u otros elementos serie, es posible que se produzca un deterioro acelerado en las propiedades de dichos elementos y que se vea reducida su vida útil.

Las capacidades térmicas para las líneas de 23 kV del SM Palena, determinadas para una temperatura de conductor de 50° C expuesto al sol, a una temperatura ambiente de 15 °C y una brisa de viento de 2 pies/segundo se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1: Características de conductores en sistema de transmisión SM Palena.

Nombre Alimentador	Zona	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Límite Térmico [A] (*)
Alimentador Palena (52E3)	Alimentador Palena (52E3)	23	Cu #6 AWG	115	113
Alimentador Futaleufu (52E2)	Alimentador Futaleufu (52E2)	23	Cu #6 AWG	78	113
Alimentador Villa Santa Lucía (52E1)	Río Azul - Villa Santa Lucía (52E1)	23	Cu #3 AWG	30	171
	Villa Santa Lucía - Chaitén (R-1)	23	Cu #6 AWG	30	113
	Villa Santa Lucía - La Junta (R-2)	23	Cu #6 AWG	72	113
	La Junta - Puyuhuapi (R-5)	23	Cu #6 AWG	59	113
	La Junta - Lago Verde (R-6)	23	Cu #6 AWG	77	113

(*) Valores para temperatura en conductor de 50ºC,expuesto al sol, temperatura ambiente de 15ºC y viento de 2 pies/seg.

En el caso de los transformadores, y en particular del regulador de voltaje en La Junta, el límite térmico para operación en régimen permanente corresponde a su capacidad nominal (ver Tabla 2).

Tabla 2: Capacidades de régimen en transformadores de sistema de transmisión SM Palena

Nombre	Snom [MVA]	Tensión [kV]	Inom [A]
Autotrafo Regulador de Voltaje La Junta	8	23/23	201

2.3 *Restricciones de Transmisión por Regulación de Tensión.*

En este aspecto la NTSyCS para SSMM en su artículo 1-4.37) define al límite por regulación de tensión como la *"Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie debido a descensos de tensión fuera de los rangos permitidos, ya sea en las barras extremas del elemento o en otras barras del sistema eléctrico, como consecuencia de la transmisión de potencia por el Elemento Serie."*

Al respecto se ha de considerar que en el escenario de funcionamiento normal del sistema de transmisión, para cualquier nivel de carga la demanda total del sistema de Palena es satisfecha con la generación de las unidades hidráulicas de la central Río Azul, estableciéndose así un régimen de operación del SM Palena en cual se identifica un único punto de generación desde el cual se distribuye radialmente la potencia a los clientes a través de la redes de distribución. Dada esta situación, en la práctica la máxima corriente de régimen factible a observar en las líneas de distribución corresponderá a aquella determinada durante la operación en escenario de demanda máxima.

En función de lo anterior, y con el objeto de verificar la existencia de eventuales limitaciones de capacidad por regulación de tensión en la redes, se identifican mediante flujo de potencia las tensiones máximas y mínimas observables en la redes de distribución durante la operación de régimen en el escenario de demanda máxima 2010. El resultado de dicho análisis así como las magnitudes de demanda y generación supuestas se muestran en la Tabla 3, la Tabla 4 y la Tabla 5.

Tabla 3: Tensiones máximas y mínimas en redes para escenario de demanda máxima 2010.

Nombre	Zona	Tensión Mínima [p.u.]	Tensión Máxima [p.u.]
Alimentador Palena (52E3)	Alimentador Palena	1,047	1,062
Alimentador Futaleufu (52E2)	Alimentador Futaleufu	1,030	1,062
Alimentador Villa Santa Lucía (52E1)	Río Azul - Villa Santa Lucía	1,036	1,062
	Villa Santa Lucía - Chaitén	1,035	1,036
	Villa Santa Lucía - La Junta	0,925	1,035
	La Junta - Puyuhuapi	0,970	0,997
	La Junta - Lago Verde	0,985	0,999

Tabla 4: Flujo de potencia en alimentadores para escenario de demanda máxima 2010.

Nombre	Zona	Flujo de Potencia		
		[kW]	[kVar]	[kVA]
Alimentador Palena (52E3)	Alimentador Palena	171	-118	208
Alimentador Futaleufu (52E2)	Alimentador Futaleufu	279	-20	280
Alimentador Villa Santa Lucía (52E1)	Río Azul - Villa Santa Lucía	757	-145	771
	Villa Santa Lucía - Chaitén	22	-73	76
	Villa Santa Lucía - La Junta	616	-67	620
	La Junta - Puyuhuapi	220	-2	220
	La Junta - Lago Verde	82	-76	112
Pérdidas en Transformadores de Generación C. Río Azul		8	32	34
Reactores en S/E Río Azul 23kV		0	226	226

Tabla 5: Despacho de unidades generadoras para escenario de demanda máxima 2010.

Unidad	Potencia Despachada			Consigna de Tensión [p.u.]	Factor de Potencia
	[kW]	[kVar]	[kVA]		
Rio Azul I	313	-8	313	1,05	1,00
Rio Azul II	301	-5	301	1,05	1,00
Rio Azul III	301	-5	301	1,05	1,00
Rio Azul IV	301	-5	301	1,05	1,00

De la Tabla 3 se observa que en el escenario de demanda máxima la tensión en las líneas siempre se mantiene dentro de los márgenes operación normal establecidos por la NTSyCS para SSMM, 0,92 [p.u.] < u<1,08 [p.u.]. Luego, al considerar que esta operación corresponde a la máxima exigencia de corriente de régimen permanente a la que se someterán las instalaciones del SM Palena, se concluye que para las líneas de distribución en MT del SM Palena no corresponde definir un límite de capacidad por regulación de tensión.

Pese a lo anterior, manteniendo la topología actual y las unidades generando con tensión de 1,05 [p.u] en bornes, los resultados de los estudios de flujo de potencia para los escenarios de demanda máxima de los años 2011, 2012 y 2013 evidencian problemas para garantizar que las tensiones permanezcan dentro de los márgenes de operación normal establecidos por la NTSyCS para SSMM en todas las instalaciones del SM Palena. En particular, se

verifica que en las instalaciones ubicadas directamente aguas arriba del regulador de tensión de La Junta se registran tensiones inferiores a 0,92 [p.u], producto del incremento de la demanda local de Puyuhuapi, La Junta y Lago Verde.

Para evitar este problema se propone trasladar del regulador de tensión actualmente ubicado en La Junta hacia la posición intermedia en la línea Santa Lucía – La Junta 23kV, y de ese modo elevar las tensiones en el área afectada. Esta modificación junto con una consigna de tensión de 1,05 [p.u.] en extremo del regulador hacia la Junta, permite garantizar una correcta regulación de tensión en las instalaciones del SM Palena.

2.4 *Restricciones de Transmisión por Contingencia.*

La NTSyCS para SSMM en su artículo 1-4.36) define al Límite por Contingencia como la "*máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie condicionado por el estado de operación del SM luego de ocurrida una Contingencia Simple, con el objeto de evitar la salida en cascada de otros componentes, debido a sobrecargas temporales fuera de los estándares permitidos, o a la proximidad de condiciones de pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.*"

Dadas las características particulares que presenta el SM Palena, esto es generación concentrada en central Río Azul desde la cual se da suministro a clientes mediante redes topológicamente radiales, se concluye que no corresponde definir algún límite por contingencia en líneas de distribución. Esto porque la capacidad de transmisión de cada alimentador en MT debe estar adaptada a su demanda máxima, y en el caso de registrarse seccionamientos en su interior, esto va acompañado de un desprendimiento de carga que no puede ser repuesto por otra vía de transporte.

2.5 *Determinación de Restricciones de Transmisión.*

Tal como fue descrito en la sección 2.1, la NTSyCS para SSMM define la capacidad de transmisión en régimen permanente como la *"Máxima capacidad de transmisión de cada Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, y que está dada por el menor valor de corriente que surge de evaluar el Límite Térmico, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias"*. Luego, en base al análisis realizado en las secciones anteriores, sobre límites térmicos, límites por regulación de tensión y al reconocimiento que para el caso particular del SM Palena no corresponde definir limites por contingencia en las instalaciones del sistema, se concluye que la capacidad de transmisión de régimen está dada por el límite térmico de los conductores en la cabecera de los alimentadores, estando por encima de ellos la capacidad nominal del regulador de tensión actualmente instalado en La Junta. La Tabla 6 y la Tabla 7 describen la capacidad de transmisión de régimen definida para los elementos del sistema.

Tabla 6: Restricciones de Capacidad en Líneas de SM Palena.

Nombre	Zona	Tensión [kV]	Tipo	Límite Térmico (*)		Límite Reg. de Tensión		Límite Contingencia		Restricción de Transmisión		
				[A]	[MVA]	[A]	[MVA]	[A]	[MVA]	[A]	[MVA]	Origen
Alimentador Palena (52E3)	Alimentador Palena (52E3)	23	Cu #6 AWG	113	4,5	N/A	N/A	N/A	N/A	113	4,5	L. Térmico
Alimentador Futaleufu (52E2)	Alimentador Futaleufu (52E2)	23	Cu #6 AWG	113	4,5	N/A	N/A	N/A	N/A	113	4,5	L. Térmico
Alimentador Villa Santa Lucía (52E1)	Río Azul - Villa Santa Lucía (52E1)	23	Cu #3 AWG	171	6,8	N/A	N/A	N/A	N/A	171	6,8	L. Térmico
	Villa Santa Lucía - Chaitén (R-1)	23	Cu #6 AWG	113	4,5	N/A	N/A	N/A	N/A	113	4,5	L. Térmico
	Villa Santa Lucía - La Junta (R-2)	23	Cu #6 AWG	113	4,5	N/A	N/A	N/A	N/A	113	4,5	L. Térmico
	La Junta - Puyuhuapi (R-5)	23	Cu #6 AWG	113	4,5	N/A	N/A	N/A	N/A	113	4,5	L. Térmico
	La Junta - Lago Verde (R-6)	23	Cu #6 AWG	113	4,5	N/A	N/A	N/A	N/A	113	4,5	L. Térmico

(*) Valores para temperatura en conductor de 50ºC,expuesto al sol, temperatura ambiente de 15ºC y viento de 2 pies/seg.

Tabla 7: Restricciones de Capacidad en Transformadores de SM Palena.

Nombre	Snom [MVA]	Tensión [kV]	Inom [A]
Autotrafo Regulador de Voltaje La Junta	8	23/23	201

3 ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

3.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "Control de Frecuencia y Determinación de Reservas". Según describe la NTSyCS para SSMM, dicho estudio *"tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo Nº 5. En particular debe determinarse un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF y del CSF."*

De esta forma, el objetivo principal del estudio mostrado en este capítulo, es determinar el régimen de operación y la reserva de potencia en giro que deberá tener el SM de Palena de forma que se cumplan las condiciones establecidas en la NT SyCS.

3.2 *Metodología*

La metodología general adoptada cuyo detalle se muestra en las secciones siguientes, requiere abordar los aspectos que se indican:

1) Definir una previsión de la demanda total del SM de Palena y de sus cargas a través de una modulación de bloques de carga para periodo 2010.
2) Determinar el despacho económico sin restricción de margen de reserva.
3) Determinar el margen de reserva óptimo que permita minimizar el costo total de operación y energía no suministrada esperado.
4) Analizar el comportamiento dinámico del sistema frente a la contingencia más crítica en términos del monto de la pérdida de generación.

3.3 *Previsión de Demanda*

La demanda se modela con resolución mensual, por medio de una curva de duración compuesta por cuatro bloques. Para determinar las características de los bloques de carga, se utiliza como antecedente la generación histórica (resolución horaria) observada en el SM de Palena durante el año 2008 y las proyecciones de demanda máxima estimada por SAESA para el año 2010 en el SM de Palena.

Como se mencionó previamente, durante el año 2008 se produjo la erupción del volcán Chaitén, lo cual afectó en forma importante la operación del SM Palena. En efecto la información de generación y demanda con la que se cuenta para el 2008 permite identificar claramente tres periodos durante la operación del 2008:

- Operación previa a erupción de volcán Chaitén (01/01/2008 al 02/05/2008 aprox.).
- Operación durante o afectada por la erupción de volcán Chaitén (02/05/2008 al 04/07/2008 aprox.).

- Operación normal posterior a la erupción de volcán Chaitén (04/07/2008 al 31/12/2008 aprox.).

De estos tres periodos sólo el último ofrece información que puede ser utilizada directamente para la determinación de bloques de demanda para el año 2010, siendo necesario entonces "normalizar" la información entre enero y junio del 2008 a la situación posterior a la erupción del volcán Chaitén, esto es posterior al retiro de las instalaciones de la ciudad de Chaitén del SM Palena.

Con este objeto, para el periodo desde el 01/01/2008 al 01/05/2008 la generación "normalizada" se obtendrá ponderando la generación horaria total real observada durante dichos meses del 2008 por el factor $\left(1-\frac{D_{CHAITÉN\ F.S.}}{D_{TOTAL\ SM\ PALENA}}\right)$=0,6513 , donde $D_{CHAITÉN\ F.S.}$ y $D_{TOTAL\ SM\ PALENA}$corresponden a las demandas de Chaitén (actualmente fuera de servicio) y total del SM según se describen en la base de datos DIgSILENT proporcionada para el desarrollo del estudio. De esta forma se estimó la demanda total horaria equivalente que habría observado el SM Palena entre enero y abril de 2008 sí las instalaciones de Chaitén no hubiesen estado operativas como es en la actualidad.

En Tabla 8 siguiente se resume la distribución geográfica de la carga (en kW) en el SM Palena según la fuente recién mencionada:

Tabla 8: Distribución de carga en SM Palena.

Area	Porcentaje [%]
52E1 Río Azul hasta Villa Sta. Lucía	5,5%
52E2 Río Azul hasta Futaleufu	16,9%
52E3 Río Azul hasta Palena	11,1%
F-6 La Junta hasta Lago Verde	4,5%
R-1 Chaitén (En Servicio)	1,2%
R-1 Chaitén (Fuera de Servicio)	34,9%
R-5 La Junta hasta Puyuhuapi	12,1%
R-2 Villa Sta. Lucía hasta La Junta	13,8%
Total SM Palena	100%

Por otro lado, dado que la información de la generación durante la catástrofe (mayo y junio 2008) está totalmente perturbada y no es de utilidad para realizar una proyección al 2010 se ha supuesto que la demanda horaria durante estos meses corresponderá al promedio horario de los meses de abril[3] y julio 2008.

En las Figura 5 y Figura 6 se presentan los resultados de la normalización de la información supuesta.

[3] Información ya corregida por factor proporcional 0,6513 para omitir la carga de la ciudad de Chaitén

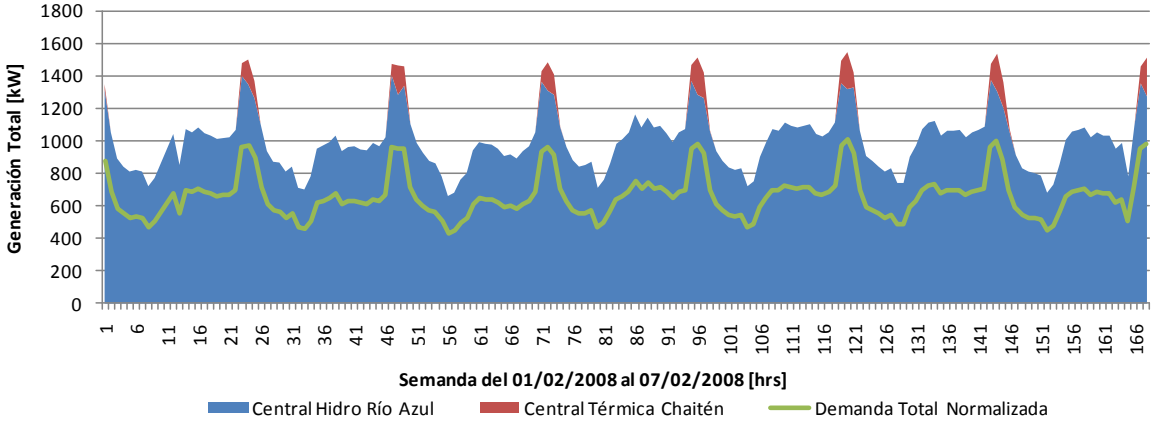

Figura 5: Normalización de carga para periodo previo a erupción de volcán Chaitén

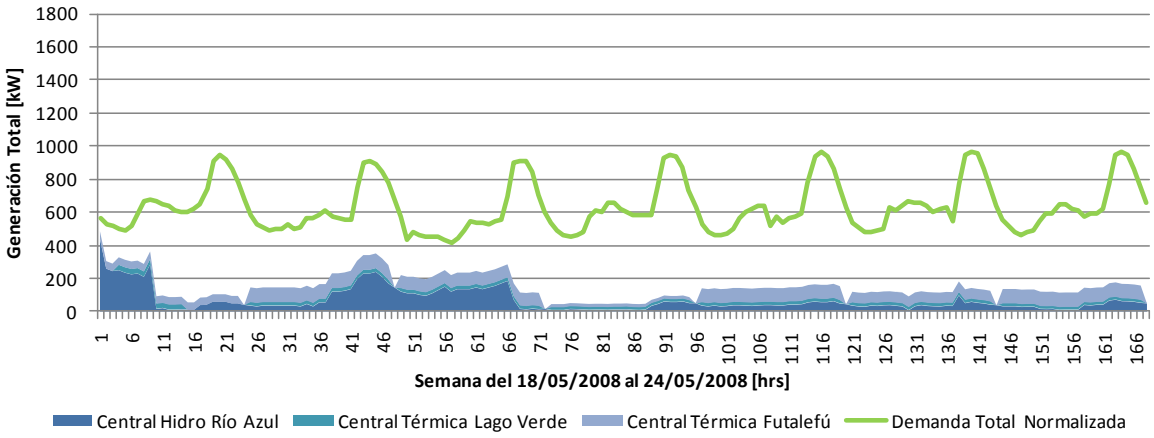

Figura 6: Normalización de carga para periodo de erupción de volcán Chaitén

A partir de la generación horaria normalizada del 2008 se construye una curva de duración de demanda para cada mes del año 2008 las que a su vez son utilizadas para determinar los cuatro bloques de carga mensuales para el 2008.

Luego, para proyectar la estructura de bloques de demanda mensuales del 2010 se pondera estructura del 2008 por la razón entre la demanda máxima esperada para el 2010 (en kW) y la demanda máxima estimada[4] para el 2008 (en kW). La estructura de demandas máximas anuales proyectadas para el periodo de análisis son las descritas en la Tabla 9. La magnitud de potencia y la duración de los bloques con que se ha representado la demanda mensual se muestran en la Tabla 10 y en la Tabla 11 respectivamente.

[4] Recordar que la demanda horaria ha sido normalizada entre los meses de enero y junio de 2008.

Tabla 9: Proyección de demandas máximas anuales en kVA para el SM Palena[5].

Alimentador	Año			
	2010	2011	2012	2013
Santa Lucía (52E1)	777	866	822	842
Palena (52E3)	209	214	219	223
Futaleufu (52E2)	280	287	293	299
Total	1.266	1.367	1.333	1.365

Tabla 10: Estructura de bloques de demanda (en kW) proyectada para el 2010.

	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10
Bloque Nº1	957	1.015	997	1.059	989	955	899	931	902	920	869	913
Bloque Nº2	740	751	739	801	807	772	643	726	693	719	650	676
Bloque Nº3	645	670	663	702	663	622	542	598	573	585	576	596
Bloque Nº4	513	564	583	587	531	514	444	482	475	485	482	495

Tabla 11: Duración en horas de bloques de demanda proyectados para el 2010.

	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10
Bloque Nº1	74	88	107	128	115	115	149	116	109	71	81	70
Bloque Nº2	182	194	217	129	68	65	234	102	85	95	198	253
Bloque Nº3	224	198	195	219	284	306	138	261	247	345	208	201
Bloque Nº4	264	216	225	244	277	234	223	265	279	233	233	220

3.4 *Despacho de unidades generadoras.*

3.4.1 Operación Económica

Respecto al despacho de unidades generadoras, en una primera etapa se determina el despacho económico (sin restricción de margen de reserva) que permite satisfacer los requerimientos de demanda descritos en la 3.3.

Para determinar el despacho económico asociado a cada uno de los bloques de demanda, se hace necesario primero definir la potencia que podrán aportar las unidades generadoras al sistema. Las consideraciones correspondientes a este caso son:

- Para las unidades térmicas se ha supuesto que tanto capacidad máxima como la capacidad mínima de régimen permanente es la descrita en los antecedentes entregados por SAESA.
- En el caso de las unidades hidráulicas de Río Azul, a partir de la Figura 2 y la Figura 4 se concluye que, pese a que se trata de unidades de pasada, ciertamente operan con capacidad de regulación. Esto porque durante la mayor parte del tiempo las unidades hidráulicas satisfacen toda la demanda de SM Palena implicando esto

[5] La proyección de demanda originalmente facilitada por SAESA para el alimentador ha sido corregida para incorporar el efecto del retiro de las instalaciones de Chaitén.

que en forma general operan regulando su carga hidráulica. En conocimiento de esta capacidad de regulación se ha supuesto que la potencia máxima disponible por bloque en cada mes, corresponde a la potencia promedio obtenida de aplicar la estructura de duración temporal de los bloques de demanda a la curva de duración de generación de las unidades hidráulicas de central Río Azul observada durante el 2008[6].

A modo de ejemplo, en la Figura 7 se presenta la capacidad de generación supuesta para Mayo 2010:

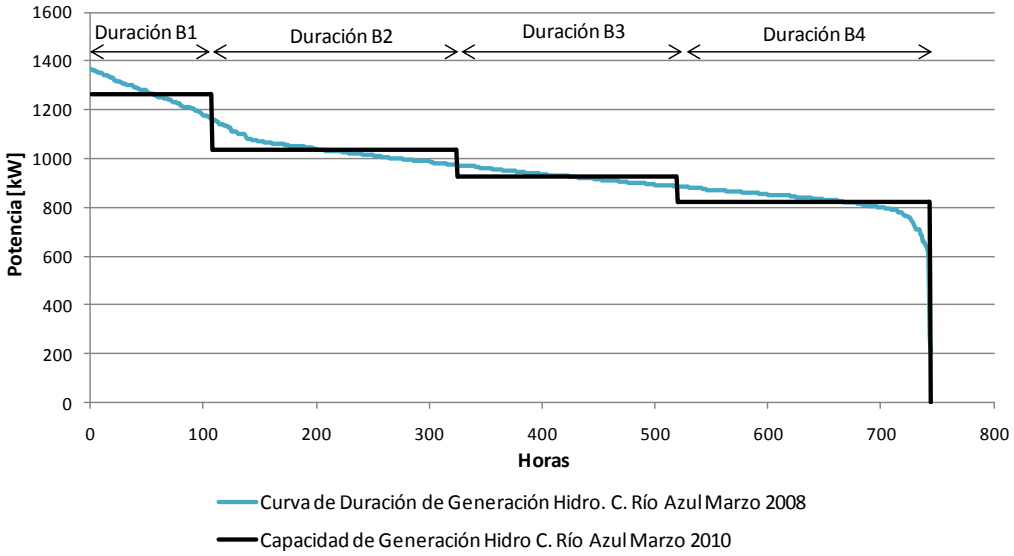

Figura 7: Determinación de capacidad máxima de generación por bloque de unidades hidráulicas de central Río Azul en marzo 2010

En la siguiente Tabla 12 se muestra la disponibilidad de generación hidráulica supuesta en la central Río Azul.

Tabla 12: Disponibilidad de generación hidráulica (en kW) en central Río Azul para bloques de operación.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Bloque Nº1	1.275	1.283	1.265	1.333	1.266	1.266	1.231	1.265	1.273	1.314	1.304	1.315
Bloque Nº2	1.035	1.058	1.037	1.114	1.093	1.095	1.008	1.077	1.092	1.142	1.075	1.066
Bloque Nº3	900	944	927	991	973	968	899	959	977	965	940	916
Bloque Nº4	717	786	823	754	767	775	785	798	794	788	775	784

[6] Nótese que la estructura de disponibilidad de generación hidráulica se ha determinado a partir de la generación horaria histórica observada durante los primeros meses del 2008, i.e. previo a la erupción del volcán Chaitén. Para los meses entre mayo y diciembre se ha supuesto que la disponibilidad de generación hidráulica está determinada al promedio histórico observado entre enero y abril del 2008.

De contrastar la disponibilidad de generación hidráulica (ver Tabla 12), con la demanda por bloque (ver Tabla 10), se concluye que en todos los bloques la disponibilidad de generación hidráulica es superior a la demanda proyectada, implicando esto que bajo el criterio de operación económica sólo se despacharán las unidades hidráulicas.

3.4.2 Margen de Reserva

Una vez definido el despacho económico (sin restricción de reserva) corresponde definir los criterios del margen de reserva que permitan al SM Palena satisfacer los requerimientos exigidos por la NTSyCS para SSMM frente a la ocurrencia de contingencias en generación.

Al respecto se observa que en el caso de requerirse un margen de reserva adicional al determinado en forma natural por el despacho económico asociado a cada bloque de demanda, la reserva en giro deberá ubicarse en la medida de lo posible en unidades hidráulicas de central Río Azul. Esto porque el despacho de cualquier unidad térmica para aumentar el margen de reserva tendrá un costo equivalente al costo de operación de la misma, siendo este monto evitable por la reubicación del margen de reserva en unidades hidráulicas con costo nulo de operación.

Este concepto se refuerza al observar en la Tabla 10, que con la sola excepción del bloque de demanda Nº1 para Abril 2010, todos los bloques de demanda presentan un demanda inferior a 1.050 [kW][7]. Esta observación es relevante ya que refleja que durante la mayor parte del tiempo, el sistema podrá operar con a lo más tres unidades hidráulicas despachadas económicamente, quedando aún una unidad adicional que podría o no ser despachada según el requerimiento de margen de reserva.

Dada la disponibilidad de margen de reserva en las unidades hidráulicas recién descrito y de considerar que el costo operacional de dicho margen es prácticamente nulo, se plantea utilizar como criterio de margen de reserva el despachar en forma permanente una unidad hidráulica adicional a la definida económicamente para satisfacer la demanda.

Esto es, sí la demanda es menor o igual a 700 [kW] (equivalente a la capacidad de dos unidades de Río Azul) despachar tres unidades en Río Azul de modo de garantizar un margen de reserva tal que permita la salida de una unidad y que las restantes operantes tengan capacidad suficiente para asumir la generación desprendida. Análogamente, para escenarios de demanda superior a 700 [kW] y menor a 1.050 [kW] se despacharán las cuatro unidades de central Río Azul permitiendo que en caso de alguna contingencia en generación las restantes unidades operativas posean un margen de reserva suficiente para asumir la generación desprendida.

Para los escenarios de demanda superiores a 1.050 [kW] el esquema propuesto podría ser insuficiente pudiendo producirse un colapso del sistema en el caso que alguna unidad se

[7] Capacidad de generación total de tres unidades hidráulicas de central Río Azul; cada unidad tiene capacidad nominal de 350 [kW].

desconecte intempestivamente. Como se concluye posteriormente en el capítulo 4, para este escenario bastaría con definir un EDAC que permita garantizar la estabilidad del sistema en postcontingencia durante la operación en horas punta.

Respecto al requerimiento de margen de reserva mínimo especificado por la NTSyCS[8] se observa que, el aplicar el criterio de margen de reserva recién descrito al SM Palena permite obtener en todos los despachos proyectados para el 2010 un margen de reserva superior a 10%, garantizándose de esta forma el respeto del requerimiento de la NTSyCS en este aspecto. Esta situación se verifica en la siguiente Figura 8, donde se presenta la distribución del margen de reserva obtenida del despacho determinado para los bloques de demanda mensual en el SM Palena 2010.

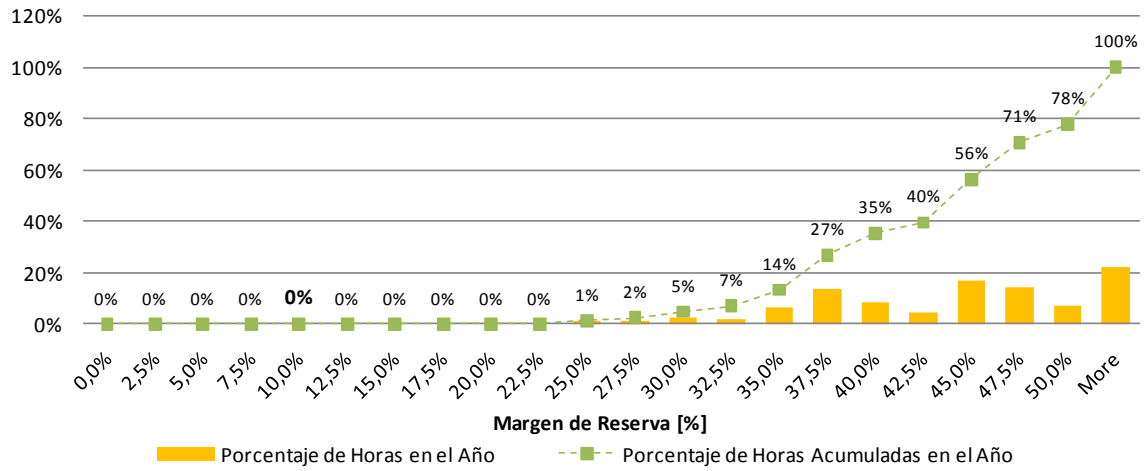

Figura 8: Distribución horaria de Margen de Reserva para despacho de bloques de demanda en el SM Palena en 2010.

En la Figura 8 se verifica que para el SM Palena el despacho propuesto determina siempre un margen de reserva superior a 10%, lo cual se justifica esencialmente por la holgada operación de la central Río Azul tras la disminución de carga provocada por la erupción del Volcán Chaitén. De manera más específica, el margen de reserva mínimo descrito en la en la Figura 8 corresponde a un 22,5%, considerándose esta magnitud como suficiente para enfrentar oscilaciones naturales de carga del SM Palena.

Respecto al comportamiento frente a contingencias en unidades generadoras del SM, el análisis efectuado considera tanto la utilización del margen de reserva en giro como la actuación de EDAC para garantizar la estabilidad dinámica del SM y alcanzar estados estables en postcontingencia que cumplan las exigencias de la NTSyCS para SSMM. En este sentido, al considerar dentro del cálculo del margen de reserva las estructuras de

[8] Margen de reserva primaria mínimo permitido de 10% según en Art. 5-11 de NTSyCS para SSMM.

EDAC propuestas en el capítulo 4 (ver Tabla 13), se obtiene la distribución de margen de reserva descrita en la Figura 9:

Tabla 13: Estructura de EDAC propuesta para SM de Palena 2010

Estructura de EDAC			
Ubicación	Frencuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. 52E3 (Palena)	47,6	0,1	100% de Alim. Palena

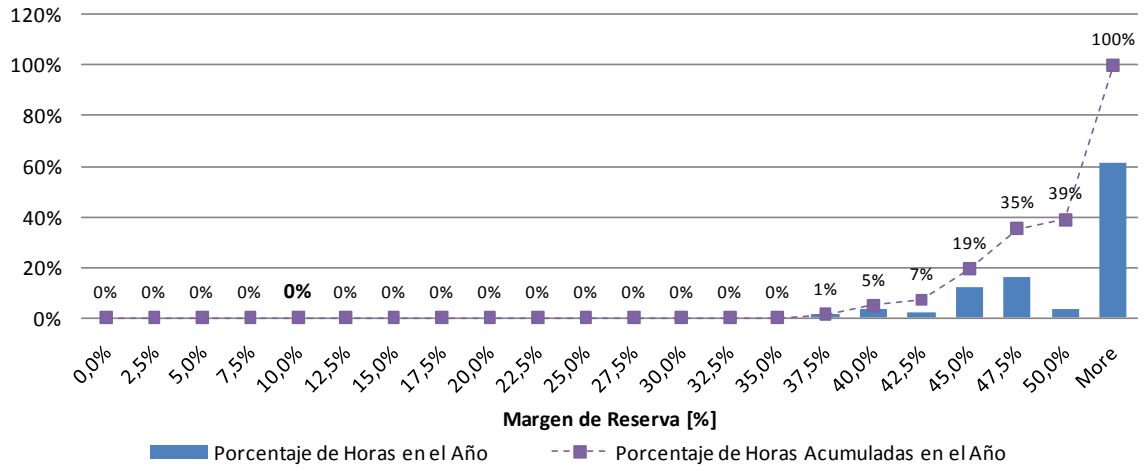

Figura 9: Distribución horaria de Margen de Reserva para despacho económico de bloques de demanda en el SM Palena en 2010 considerando participación de EDAC.

De comparar la Figura 8 y la Figura 9 se concluye que la consideración de la estructura de EDAC propuesta dentro del cálculo del margen de reserva permite mejorar notablemente dicha magnitud contra contingencias en generación.

3.5 *Evaluación de comportamiento dinámico del sistema frente a la ocurrencia de contingencias en generación*

En esta sección corresponde realizar una revisión del comportamiento dinámico del sistema frente a la salida de unidades generadoras, considerando para esto un escenario de precontingencia con la estructura de margen de reserva propuesta. Adicionalmente se supone operativa la estructura de EDAC y EDAG justificada posteriormente en el capítulo 4 del presente documento, a saber:

Tabla 14: Estructura de EDAC y EDAG propuesta para SM de Palena

Estructura de EDAC			
Ubicación	Frencuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. 52E3 (Palena)	47,6	0,1	100% de Alim. Palena

Estructura de EDAG			
Ubicación	Frencuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAG
Unidad Rio Azul I	51,9	0,1	100% de generación en unidad Río Azul I
Unidad Rio Azul II	52,5	0,1	100% de generación en unidad Río Azul II

La revisión del comportamiento dinámico frente a contingencias en generación considera tres escenarios de operación en precontingencia:

- Un escenario de despacho total de 700 [kW]. Que tiene por objeto evaluar el comportamiento de postcontingencia frente a la situación de máxima exigencia de reserva hacia un despacho con tres unidades hidráulicas tras la desconexión intempestiva de una de ellas.
- Un escenario de despacho total de 1.050 [kW]. Que tiene por objeto evaluar el comportamiento de postcontingencia frente a la situación de máxima exigencia de reserva hacia un despacho con cuatro unidades hidráulicas tras la desconexión intempestiva de una de ellas.
- Escenario de demanda máxima proyectado para 2010 (Abril).

3.5.1 Análisis para el escenario de despacho de 700 [kW]

3.5.1.1 Supuestos y Consideraciones

A continuación se detallan las distribuciones de demanda y generación asociadas a un despacho de precontingencia equivalente de 700 [kW].

Tabla 15: Demandas en escenario de despacho con 700 [kW].

Demanda	P. Activa [kW]	P. Reactiva [kVar]
Alim. Sta. Lucía (52E1)	420,1	-260,2
Alim. Futaleufú (52E2)	157,8	-55,8
Alim. Palena (52E3)	118,4	-123,8
Reactores en Río Azul 23kV	0,0	207,6
Pérdidas en Trafos de Generadores	4,5	17,4
Total	700,8	-214,8

Tabla 16: Despacho en unidades generadoras para escenario con despacho de 700[kW].

Unidad Generadora	P. Max [kW]	P. Activa [kW]	P. Reactiva [Kvar]	Consigna de Tensión [p.u.]
Rio Azul I	350	233,6	-71,6	1,0
Rio Azul II	350	233,6	-71,6	1,0
Rio Azul III	350	233,6	-71,6	1,0
Total	1050	700,8	-214,9	N/A
Margen de Reserva equivalente	33%			

3.5.1.2 Resultados

A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva la unidad Río Azul III.

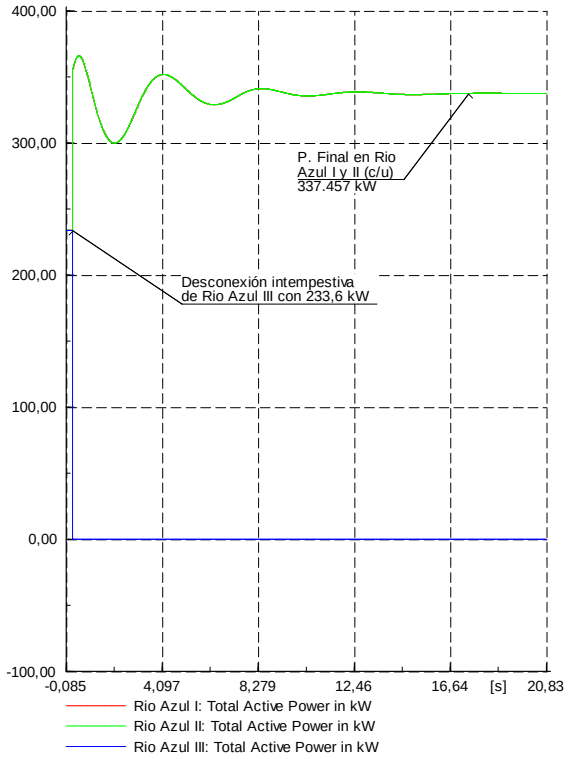

Figura 10: Comportamiento de generación activa en unidades generadoras Río Azul I y Río Azul II frente a desconexión intempestiva de unidad Río Azul III.

En la Figura 10 se observa que tras a la desconexión intempestiva de la unidad Río Azul III la actuación de los controladores de velocidad (estatismo en 10%) en las restantes unidades participantes permiten que el sistema evolucione a una situación de régimen estable.

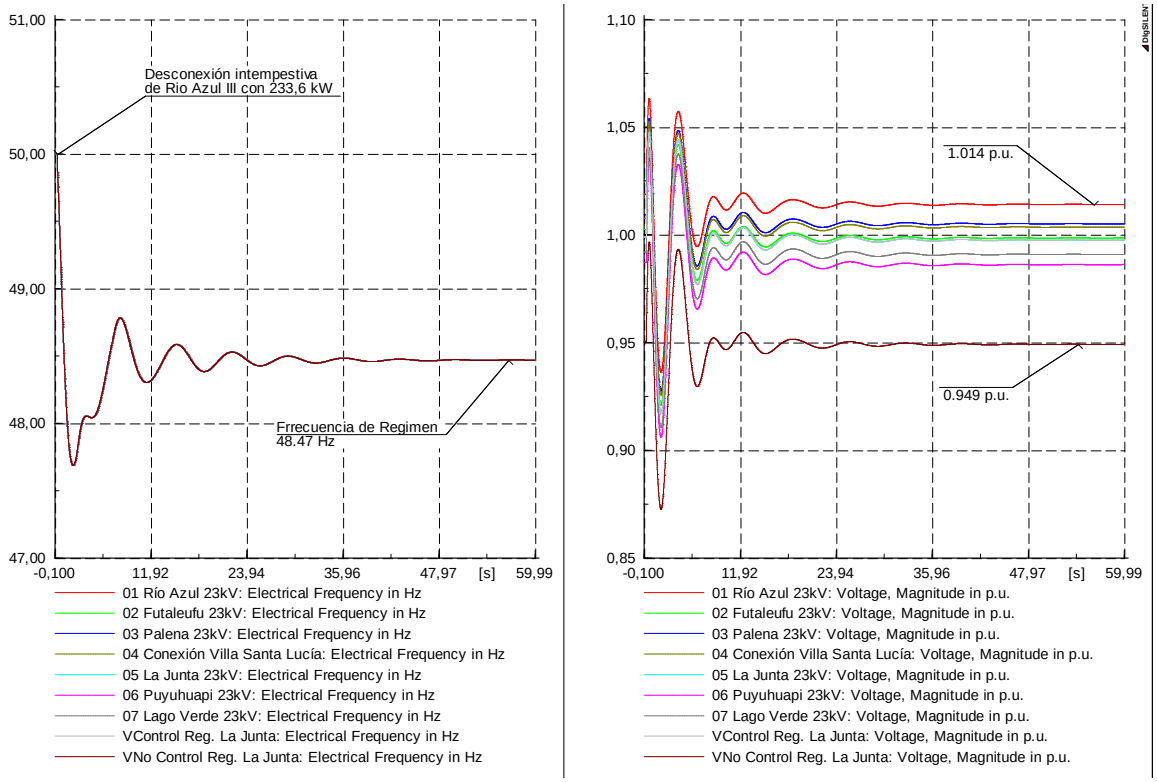

Figura 11: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de unidad Río Azul III.

Respecto al comportamiento de la frecuencia en la Figura 11 se observa que la actuación de los controladores de velocidad en las unidades hidráulicas de Río Azul I, II y IV permiten obtener una frecuencia de régimen levemente inferior a especificada para operación de emergencia por la NTSyCS para SSMM.

$$48{,}5\ [Hz] \leq f < 49{,}5\ [Hz] \quad o \quad 50{,}5\ [Hz] < f \leq 51{,}5\ [Hz]$$

Pese a lo anterior se estima que el comportamiento descrito para la frecuencia es aceptable. Esto porque se observa una pequeña diferencia respecto al requerimiento normativo y el caso en evaluación corresponde al que presenta la máxima exigencia al margen de reserva propuesto que podría presentar el sistema bajo el esquema propuesto.

Respecto al comportamiento de la tensión, en la Figura 11 se observa que las magnitudes finales de régimen se enmarcan dentro de los rangos de operación normal establecidos por la NTSyCS para SSMM, esto es:

$$0{,}92\ [p.u.] \leq u_{barra} \leq 1{,}08 [p.u.]$$

Adicionalmente, mediante la Figura 10 y la Figura 11 se verifica que las oscilaciones electromecánicas del sistema son positivamente amortiguadas.

Finalmente, en base al comportamiento recién descrito se garantiza que el criterio de margen de reserva propuesto permite, para escenarios de despacho inferiores a 700 [kW], evitar la interrupción de suministro a clientes[9] concluyéndose entonces que para los casos descritos la energía no suministrada producto de fallas simples en generación es nula.

3.5.2 Análisis para el escenario de despacho de 1.050 [kW]

3.5.2.1 Supuestos y Consideraciones

A continuación se detallan las distribuciones de demanda y generación asociadas a un despacho de precontingencia equivalente de 1.050 [kW].

Tabla 17: Demandas en escenario de despacho con 1.050 [kW].

Demanda	P. Activa [kW]	P. Reactiva [kVar]
Alim. Sta. Lucía (52E1)	635,1	-190,1
Alim. Futaleufú (52E2)	234,2	-34,9
Alim. Palena (52E3)	174,8	-113,8
Reactores en Río Azul 23kV	0,0	222,2
Pérdidas en Trafos de Generadores	6,5	24,9
Total	1050,5	-91,8

Tabla 18: Despacho en unidades generadoras para escenario con despacho de 1.050[kW].

Unidad Generadora	P. Max [kW]	P. Activa [kW]	P. Reactiva [Kvar]	Consigna de Tensión [p.u.]
Rio Azul I	350	262,6	-22,9	1,04
Rio Azul II	350	262,6	-22,9	1,04
Rio Azul III	350	262,6	-22,9	1,04
Rio Azul IV	350	262,6	-22,9	1,04
Total	1400	1050,5	-91,8	N/A
Margen de Reserva equivalente	25%			

3.5.2.2 Resultados

A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva la unidad Río Azul III.

[9] Ya sea por la actuación de EDAC o colapso del sistema.

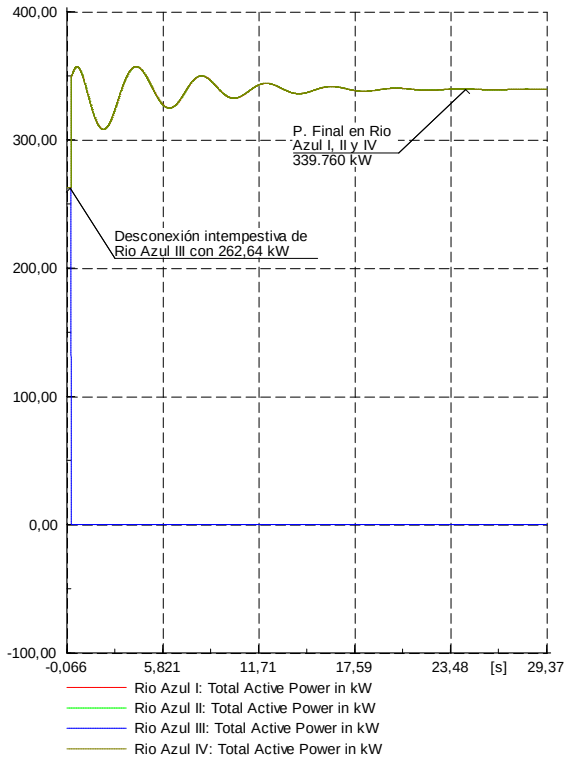

Figura 12: Comportamiento de generación activa en unidades generadoras Río Azul I, II y IV frente a desconexión intempestiva de unidad Río Azul III.

En la Figura 12 se observa que tras a la desconexión intempestiva de la unidad Río Azul III la actuación de los controladores de velocidad (estatismo en 10%) en las restantes unidades participantes permiten que el sistema evolucione a una situación de régimen estable.

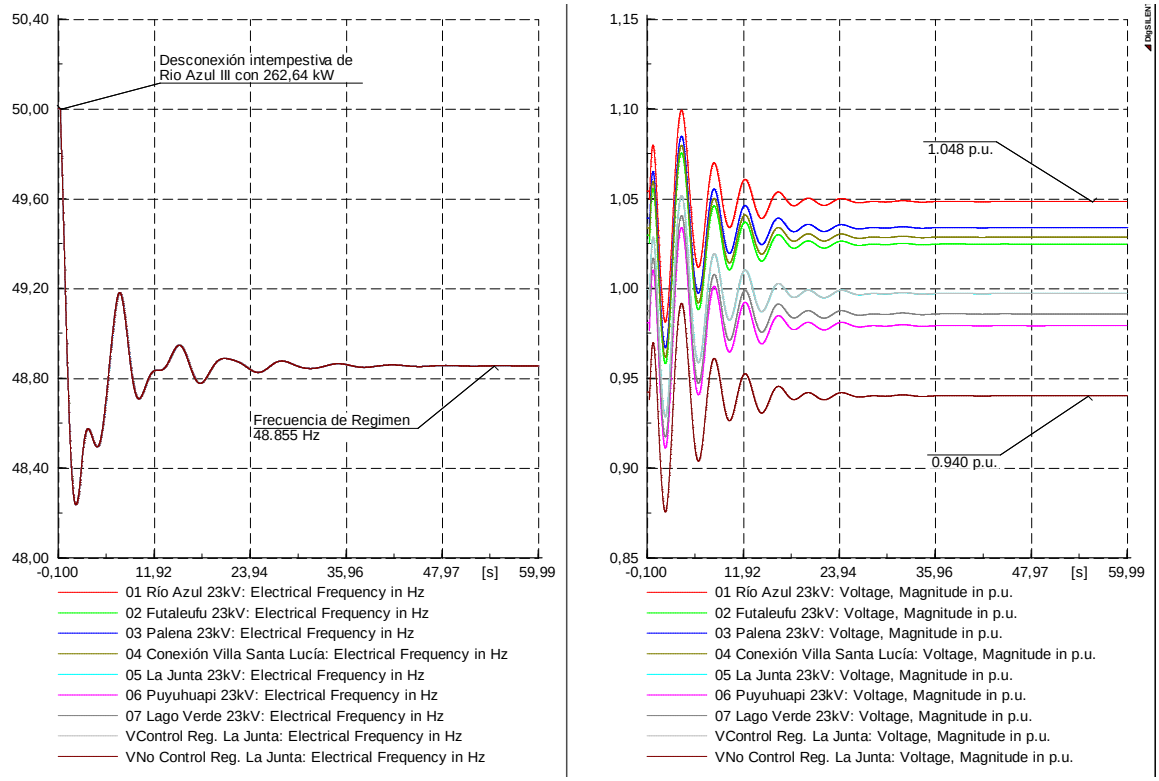

Figura 13: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de unidad Río Azul III.

Respecto al comportamiento de la frecuencia en la Figura 13 se observa que la actuación de los controladores de velocidad en las unidades hidráulicas de Río Azul I y II permiten obtener una frecuencia de régimen dentro del rango permitido por la NTSyCS para SSMM para operación de emergencia.

$$48{,}5\ [Hz] \leq f < 49{,}5\ [Hz] \quad o \quad 50{,}5\ [Hz] < f \leq 51{,}5\ [Hz]$$

Así mismo, en base a la Figura 13 se observa las magnitudes finales de las tensiones de régimen se enmarcan dentro de los rangos de operación normal establecidos por la NTSyCS para SSMM, esto es:

$$0{,}92\ [p.u.] \leq u_{barra} \leq 1{,}08[p.u.]$$

Adicionalmente, mediante la Figura 12 y la Figura 13 se verifica que las oscilaciones electromecánicas del sistema son positivamente amortiguadas.

Finalmente, en base al comportamiento recién descrito se garantiza que el criterio de margen de reserva propuesto permite, para escenarios de despacho inferiores a 1.050 [kW],

evitar la interrupción de suministro a clientes[10] concluyéndose entonces que para los casos descritos la energía no suministrada producto de fallas simples en generación es nula.

3.5.3 Análisis para el escenario de demanda máxima 2010

3.5.3.1 Supuestos y Consideraciones

A continuación se detallan las distribuciones de demanda y generación asociadas a un despacho de precontingencia acorde con el escenario de demanda máxima proyectado para el 2010.

Tabla 19: Demandas en escenario de demanda máxima 2010 (Abril).

Demanda	P. Activa [kW]	P. Reactiva [Kvar]
Alim. Sta. Lucía (52E1)	757,1	-144,8
Alim. Futaleufú (52E2)	279,2	-19,7
Alim. Palena (52E3)	171,4	-117,8
Reactores en Río Azul 23kV	0,0	225,5
Pérdidas en Trafos de Generadores	8,5	32,5
Total	1216,2	-24,4

Tabla 20: Despacho en unidades generadoras para escenario de demanda máxima 2010 (Abril).

Unidad Generadora	P. Max [kW]	P. Activa [kW]	P. Reactiva [Kvar]	Consigna de Tensión [p.u.]
Rio Azul I	350	304,0	-6,1	1,05
Rio Azul II	350	304,0	-6,1	1,05
Rio Azul III	350	304,0	-6,1	1,05
Rio Azul IV	350	304,0	-6,1	1,05
Total	1400	1216,2	-24,4	N/A
Margen de Reserva equivalente	13%			

[10] Ya sea por la actuación de EDAC o colapso del sistema.

3.5.3.2 Resultados

A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva la unidad Río Azul III.

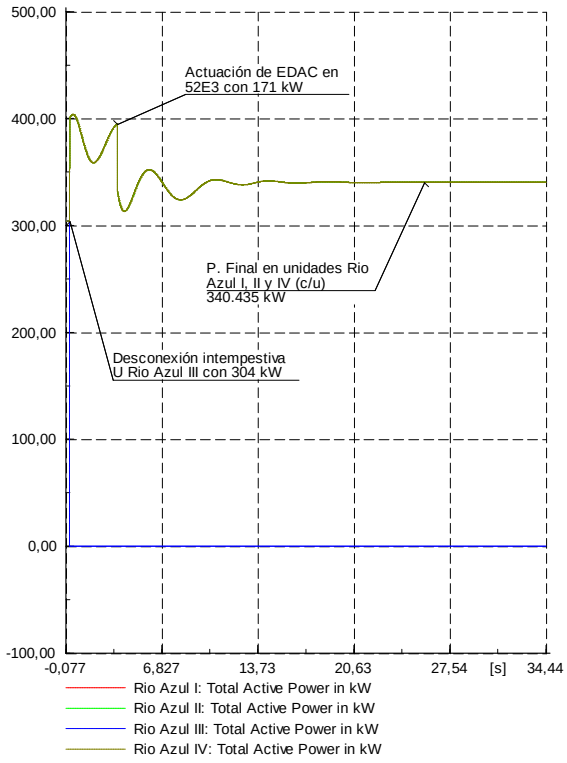

Figura 14: Comportamiento de generación activa en unidades generadoras Río Azul I, II y IV frente a desconexión intempestiva de unidad Río Azul III.

En la Figura 14 se observa que tras a la desconexión intempestiva de la unidad Río Azul III la actuación de los controladores de velocidad en las restantes unidades participantes y la operación del EDAC propuesto en el reconectador 52E3 (Palena) permiten que el sistema evolucione a una situación de régimen estable.

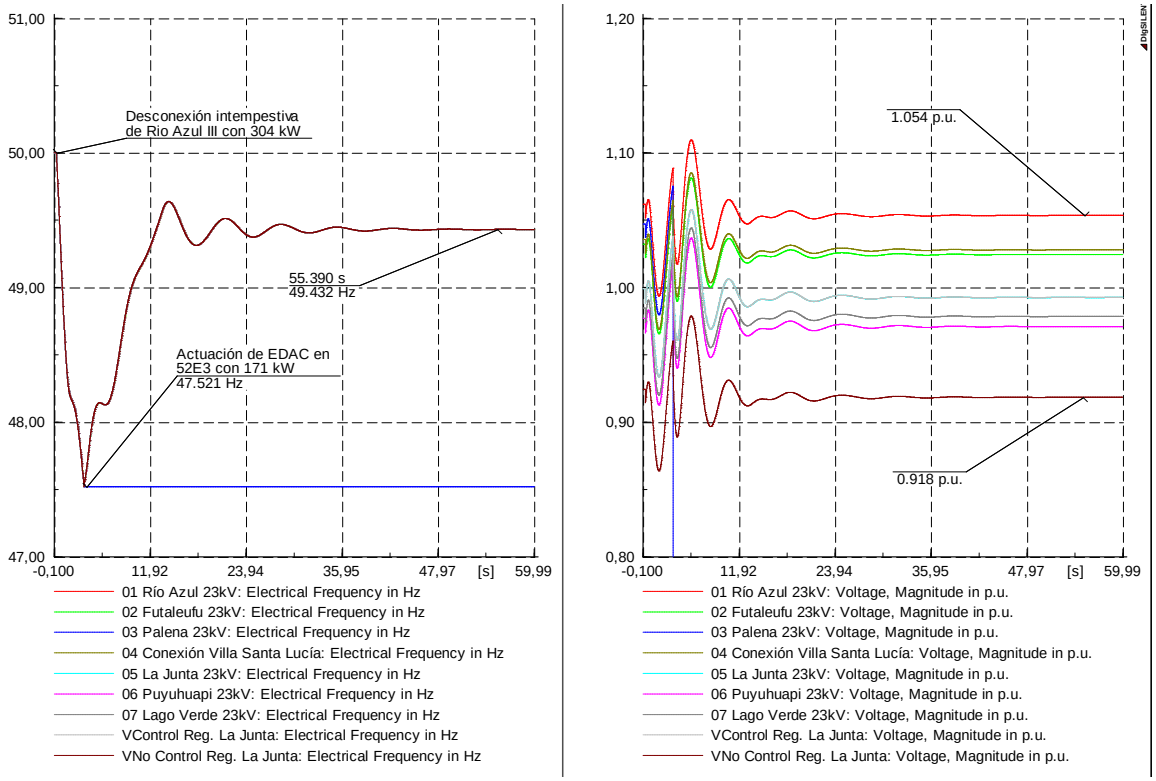

Figura 15: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de unidad Río Azul III.

Respecto al comportamiento de la frecuencia en la Figura 15 se observa que la actuación de los controladores de velocidad en las unidades hidráulicas de Río Azul I, II y IV y la operación del EDAC propuesto en 52E3 permiten obtener una frecuencia de régimen dentro del rango permitido por la NTSyCS para SSMM para operación de emergencia.

$$48{,}5\ [Hz] \leq f < 49{,}5\ [Hz] \quad o \quad 50{,}5\ [Hz] < f \leq 51{,}5\ [Hz]$$

Así mismo, en base a la Figura 13 se observa las magnitudes de tensión de régimen en postcontingencia se enmarcan dentro del rangos de operación de emergencia establecido por la NTSyCS para SSMM.

$$0{,}90\ [p.u.] \leq u_{barra} < 0{,}92\ [p.u.]\ \ o\ \ 1{,}08\ [p.u.] < u_{barra} \leq 1{,}1\ [p.u.]$$

Adicionalmente, mediante la Figura 14 y la Figura 15, se verifica que las oscilaciones electromecánicas del sistema son positivamente amortiguadas.

4 ESTUDIO DE ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMATICOS DE CARGA (EDAC)

4.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "EDAC" (Esquema de Desprendimiento Automático de Carga). Según describe la NTSyCS para SSMM, dicho estudio *"deberá determinar el nivel óptimo y localización de desconexión de carga. El objetivo es evitar el colapso por frecuencia y tensión con la activación de esquemas de desconexión para estados de operación distintos del Estado Normal."*

La Figura 16 siguiente, presenta un esquema simplificado para un sistema eléctrico en el cual la generación y la distribución del suministro se realiza en forma radial desde un centro de generación como se observó previamente en el capítulo 3 para el SM de Palena.

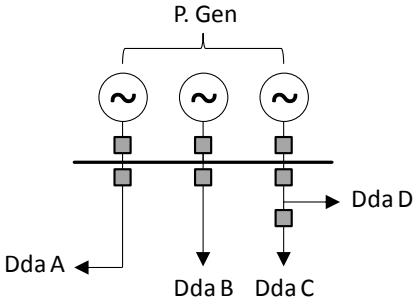

Figura 16: Esquema de simplificado de sistema eléctrico con operación radial en redes y generación concentrada en un punto.

Si durante la operación de este sistema se produce alguna contingencia que provoque la desconexión de instalaciones de suministro, ya sea una unidad generadora o una sección de red con carga, se observará como resultado un desequilibrio en la relación Generación-Demanda del sistema. En caso de no controlar este desequilibrio en forma oportuna el sistema resultará inestable y colapsará. En la práctica, para restablecer de forma oportuna el equilibrio generación-demanda se utilizan dos métodos: la actuación del control de velocidad en unidades generadoras operativas y la actuación de esquemas de desconexión automáticos de carga o generación, EDAC o EDAG respectivamente.

El controlador de velocidad es un dispositivo ubicado en las unidades generadoras que actúa sobre la consigna de potencia mecánica de cada unidad en función de la frecuencia de operación observada. Toda vez que la demanda sea mayor que la generación y por consiguiente la frecuencia decaiga, el control de velocidad de las unidades actuará en forma inversa sobre la consigna de potencia aumentando la potencia mecánica despachada de modo de restablecer el equilibrio generación-demanda y establecer la frecuencia en un valor de régimen. Por el contrario cuando generación es mayor que la demanda (situación

excedentaria) y la frecuencia está en aumento, el control de velocidad actúa disminuyendo la consigna de potencia de la unidad para recuperar una operación estable.

También existen algunos casos en que la actuación de los controladores de velocidad puede no ser suficiente para restablecer la estabilidad del sistema. Esto porque la respuesta de los mismos no es lo suficientemente rápida, o porque simplemente las unidades generadoras controladas no tienen una capacidad disponible suficiente para restablecer el equilibrio generación-demanda. Para estos casos existe la alternativa de los esquemas de desconexión automática de carga o de generación por frecuencia.

Los esquemas de desconexión automática de carga y de generación, EDAC y EDAG respectivamente, son automatismos basados en la operación de relés de frecuencia. Frente a una situación anormal en la cual la frecuencia esté en un nivel muy bajo y/o la reserva en giro haya sido agotada por los controladores de velocidad, se activará la operación de un EDAC. Este desprendimiento de carga tiene por objeto restablecer el equilibrio generación-demanda y al mismo tiempo restablecer las variables del sistema dentro de rangos permitidos. Por el contrario, cuando la frecuencia se encuentre muy elevada y la capacidad de actuación sobre la potencia de las unidades sea limitada, el EDAG desconectará uno o más generadores, de modo de bajar el nivel de generación en la magnitud necesaria para restablecer la frecuencia en la banda de operación permitida.

Aunque la implementación de Esquemas de Desconexión Automática de Generación (EDAG), no es una exigencia propia de la NT SyCS para el Estudio de "EDAC", en el presente capitulo se considerará adicionalmente la posibilidad de disponer de esquemas EDAG en aquellos casos que el análisis particular lo amerite.

4.2 *Metodología*

La metodología general adoptada cuyo detalle se muestra en las secciones siguientes de este capítulo, aborda los aspectos que se indican:

1) La evaluación del comportamiento del sistema eléctrico frente a la ocurrencia de contingencias definidas en la NT SyCS.
2) La identificación de escenarios de operación en postcontingencia que justifiquen la implementación de un esquema de desconexión automática de carga (EDAC).
3) La determinación de características de EDAC y EDAG óptimos necesarios para garantizar una operación dentro de los parámetros establecidos en la NT SyCS en los escenarios de operación descritos en el punto anterior.

4.3 *Descripción de comportamiento del sistema eléctrico frente a la ocurrencia de contingencias consideradas en la NTSyCS para SSMM.*

4.3.1 Descripción de contingencias a evaluar.

Al respecto se consideran las contingencias de mayor severidad descritas por la NT SyCS que sean aplicables a las instalaciones del SM Palena. De esta forma, conforme al art. 1-4, las contingencias de mayor severidad aplicables al sistema son:

47) Severidad 3: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre líneas de transmisión de simple circuito, sin Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión de la línea en tiempo normal por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación del EDAC y/o EDAG requerido para balancear la potencia y estabilizar la frecuencia en el SM.

48) Severidad 4: Desconexión intempestiva de la unidad generadora de mayor tamaño admitiendo desconexión automática limitada de carga, y/o pérdida del mayor módulo de carga admitiendo la actuación limitada del EDAG.

En función de lo anterior se define que las contingencias a evaluar para el análisis de EDAC y EDAG serán:

- Contingencia de severidad 4 en una unidad central Río Azul.
- Contingencia de severidad 3 en tramo Río Azul-Sta. Lucía 23kV[11].
- Contingencia de severidad 3 en tramo Río Azul-Futaleufú 23kV.
- Contingencia de severidad 3 en tramo Río Azul-Palena 23kV.
- Contingencia de severidad 3 en tramo Sta. Lucía-Chaitén 23kV[12].
- Contingencia de severidad 3 en tramo Sta. Lucía-La Junta 23kV.
- Contingencia de severidad 3 en tramo La Junta-Puyuhuapi 23kV.
- Contingencia de severidad 3 en tramo La Junta-Lago Verde 23kV.

4.3.2 Efecto de las contingencias sobre la carga del sistema.

Dadas las características propias de la operación[13] y topología del SM Palena, cada vez que ocurra una contingencia de severidad 3 en componentes serie de las redes de distribución,

[11] Nótese que esta contingencia tiene efectos equivalentes a los de una contingencia de severidad 4 sobre la carga más importante del sistema.

[12] Esta sección de red actualmente en servicio (hasta est. 124387).

[13] Generación concentrada en unidades hidráulicas de Río Azul desde donde se distribuye el suministro a clientes a distribución del SM Palena.

la actuación de protecciones aislará la zona fallada dando origen a pérdida de la carga conectada aguas abajo de la posición de protección actuada. Con el propósito de aclarar esas asociaciones, tomando como base el diagrama unifilar de la Figura 17, en la Tabla 21 siguiente, se describe la afectación que fallas en distintas posiciones de distribución tendrían sobre la carga del sistema.

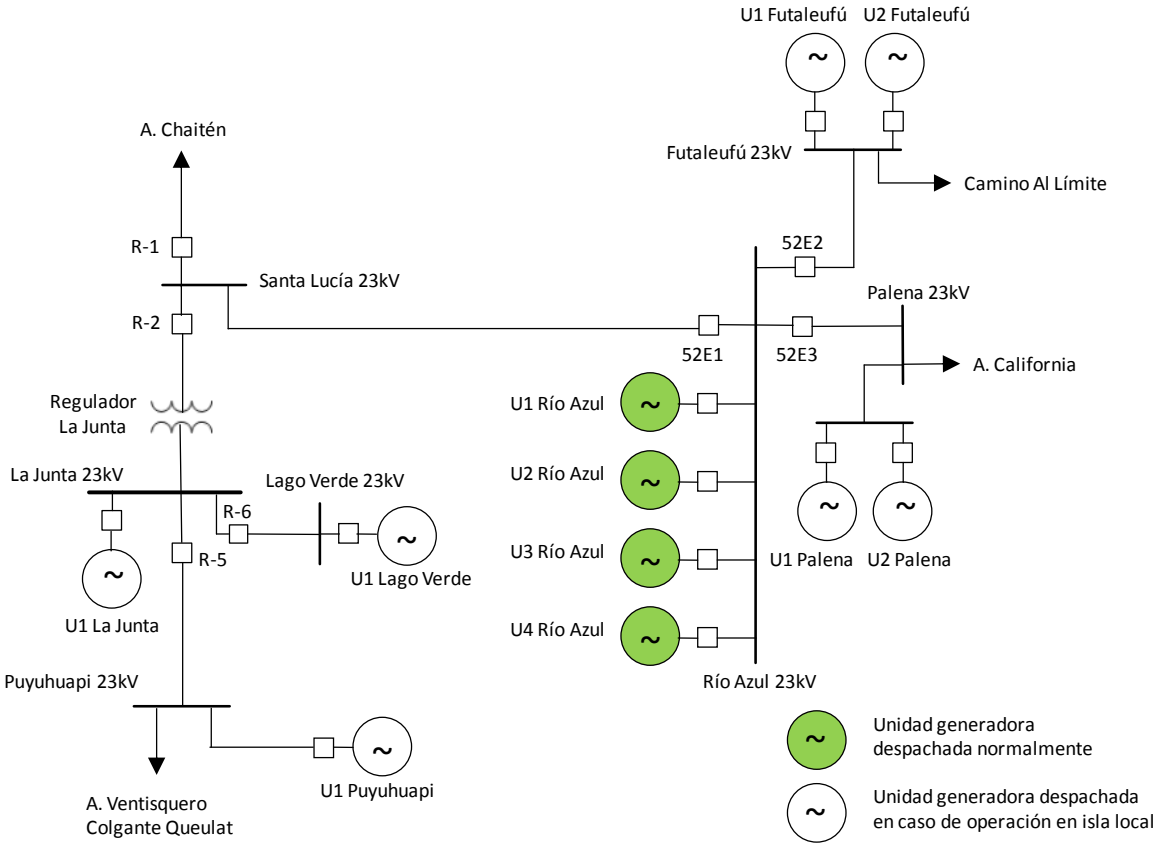

Figura 17: Diagrama unifilar simplificado de instalaciones y operación normal de SM Palena.

Tabla 21: Desconexión de cargas asociada a actuación de protecciones frente a contingencias en redes de distribución.

Nombre Alimentador	Tramo de falla	Protección Actuada	Zonas de carga desconectadas
Alimentador Palena (52E3)	Río Azul - Palena	52E3	Río Azul - Palena
Alimentador Futaleufu (52E2)	Río Azul - Futaleufú	52E2	Río Azul - Futaleufú
Alimentador Villa Santa Lucía (52E1)	Río Azul - Villa Santa Lucía	52E1	Río Azul - Villa Santa Lucía
			Villa Santa Lucía - Chaitén
			Villa Santa Lucía - La Junta
			La Junta - Puyuhuapi
			La Junta - Lago Verde
	Villa Santa Lucía - Chaitén	R-1	Villa Santa Lucía - Chaitén
	Villa Santa Lucía - La Junta	R-2	Villa Santa Lucía - La Junta
			La Junta - Puyuhuapi
			La Junta - Lago Verde
	La Junta - Puyuhuapi	R-5	La Junta - Puyuhuapi
	La Junta - Lago Verde	R-6	La Junta - Lago Verde

4.4 *Casos estudiados para dimensionamiento del EDAC y EDAG.*

Dada la multiplicidad de estados operacionales que pueden presentarse en el sistema eléctrico, para efectos de este estudio se desarrolló un análisis de escenarios extremos definidos en función de la demanda proyectada. De esta forma, al verificarse una correcta operación en esos casos, también se garantiza una correcta operación en los escenarios de demanda intermedios. Dichos casos base para el análisis de EDAC corresponden a los escenarios de demanda máxima y mínima proyectados para el año 2010.

4.4.1 Escenario de demanda máxima.

Para este caso las distribuciones de demanda y generación en precontingencia corresponden a las utilizadas en la sección 3.5.3, es decir un despacho económico para la demanda máxima esperada para el 2010 considerando un margen de reserva de 13%.

Tabla 22: Demanda máxima esperada para el año 2010 en SM Palena.

Demanda	P. Activa [kW]	P. Reactiva [Kvar]
Alim. Sta. Lucía (52E1)	757,1	-144,8
Alim. Futaleufú (52E2)	279,2	-19,7
Alim. Palena (52E3)	171,4	-117,8
Reactores en Río Azul 23kV	0,0	225,5
Pérdidas en Trafos de Generadores	8,5	32,5
Total	1216,2	-24,4

Tabla 23: Despacho de unidades generadoras en escenario de demanda máxima 2010 para SM Palena.

Unidad Generadora	P. Max [kW]	P. Activa [kW]	P. Reactiva [Kvar]	Consigna de Tensión [p.u.]
Rio Azul I	350	304,0	-6,1	1,05
Rio Azul II	350	304,0	-6,1	1,05
Rio Azul III	350	304,0	-6,1	1,05
Rio Azul IV	350	304,0	-6,1	1,05
Total	1400	1216,2	-24,4	N/A
Margen de Reserva equivalente	13%			

Las condiciones normales de operación del escenario de demanda máxima quedan definidas por la topología que considera todas las líneas y transformadores en servicio, la demanda descrita en la Tabla 22 y el despacho de centrales indicado en Tabla 23. Se simularon para este escenario las contingencias indicadas en la sección 4.3.1.

Para cada simulación se registraron los valores extremos de excursión de frecuencia durante el transitorio, los valores de régimen de frecuencia y el consecuente estado de operación final conforme a los rangos de operación permitidos por la NTSyCS para SSMM. Adicionalmente en la Tabla 24, para cada simulación, se describen los requerimientos de EDAC y/o EDAG necesarios en el sistema para retornar a un estado estable postcontingencia con las variables de estado eléctricas dentro de los rangos permitidos por la NTSyCS para SSMM.

Tabla 24: Comportamiento de frecuencia frente a la aplicación de contingencias sin considerar EDAC o EDAG en SM de Palena

Contingencia	Escenario de Demanda Máxima 2010					
	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Estado de operación NTSyCS	Requerimiento de EDAC	Requerimiento de EDAG
Sev. 4 U Río Azul III	44,09	-	44,09	Fuera de Norma	Si	No
Sev. 3 Rio Azul - Futaleufu	-	51,34	50,97	Normal	No	No
Sev. 3 Río Azul - Palena	-	50,99	50,62	Normal	No	No
Sev. 3 Río Azul - Sta. Lucía	-	53,97	52,66	Fuera de Norma	No	Si
Sev. 3 Sta. Lucía - Chaitén	-	50,56	50,13	Normal	No	No
Sev. 3 Sta. Lucía - La Junta	-	53,15	52,2	Fuera de Norma	No	Si
Sev. 3 La Junta - Puyuhuapi	-	51,26	50,86	Normal	No	No
Sev. 3 La Junta - Lago Verde	-	50,72	50,36	Normal	No	No

En la Tabla 24 se observa que en el escenario de demanda máxima 2010, frente a determinadas contingencias, el SM de Palena es incapaz de mantener sus parámetros operacionales dentro de los márgenes permitidos por la NTSyCS para SSMM. Incluso tras la ocurrencia de ciertas contingencias específicas, el sistema se vuelve directamente inestable, siendo imposible retornar a un estado de operación estable si no se aplica algún desprendimiento de carga o generación para restablecer el equilibrio. En base a lo anterior, se analiza la implementación de EDAC y EDAG que permitan mejorar el comportamiento frente a las contingencias analizadas.

4.4.1.1 Análisis de EDAC

Actualmente el SM de Palena presenta siete posiciones con reconectadores dedicados a distribución[14] en los cuales es factible la implementación de un EDAC. Dichas posiciones son descritas en la Tabla 25, en donde adicionalmente se describe el flujo de potencia asociado en el escenario de demanda máxima 2010.

Tabla 25: Flujo de potencia en Reconectadores de SM Palena para escenario de demanda máxima 2010.

Reconectador	Flujo en potencia en precontingencia			Participación en demanda Total SM [%]
	[kW]	[kVar]	[kVA]	
52E1	757,1	-144,8	770,8	62,7%
52E2	279,2	-19,7	279,9	23,1%
52E3	171,4	-117,8	208,0	14,2%
R-1	21,9	-73,0	76,2	1,8%
R-2	616,1	-66,5	619,7	51,0%
R-5	220,5	-2,0	220,5	18,3%
R-6	81,5	-76,4	111,7	6,8%
Total SM	1.207,7	-282,3	1.258,7	100%

En la Tabla 26 se muestra el comportamiento que presentaría el sistema frente a las contingencias evaluadas, considerando habilitados los EDAC en las posiciones que se indican:

Tabla 26: Evaluación de opciones de EDAC factibles a implementar para enfrentar la desconexión intempestiva de una unidad generadora durante la operación de demanda máxima del 2010.

Posición de EDAC	Desprendimiento de carga por EDAC [kW]	Comportamiento de régimen en postcontingencia	
		Estado de operación	Frecuencia Final [Hz]
52E1	757,1	Fuera de Norma	52,12
52E2	279,2	Normal	49,86
52E3	171,4	Normal	49,43
R-1	21,9	Fuera de Norma	45,05
R-2	616,1	Fuera de Norma	51,53
R-5	220,5	Normal	49,72
R-6	81,5	Fuera de Norma	47,56

A partir de la los resultados expuestos en la Tabla 26, se concluye que sólo la implementación de un EDAC en 52E2, 52E3 o R-5 permitiría determinar una operación de postcontingencia con frecuencia dentro de los rangos permitidos por la NTSyCS para SSMM tras la ocurrencia de fallas en las redes de distribución.

En consideración a que la actuación del reconectador 52E3 (Palena) supone un desprendimiento de carga de menor magnitud y permite obtener el comportamiento de

[14] Entiéndase como reconectadores de distribución aquellos que sólo poseen carga aguas abajo.

frecuencia deseado, se estima que esta opción es la mejor alternativa desde un punto de vista económico y de calidad de servicio para el año 2010.

Pese a lo anterior, se observa que para los años subsiguientes 2011, 2012 y 2013 la desconexión la carga desprendida por el EDAC en Palena podría no ser suficiente para garantizar una frecuencia de régimen de postcontingencia dentro de los rangos requeridos por la NTSyCS para SSMM. Luego, en función del crecimiento futuro efectivamente observado en el SM, se propone evaluar para los subsiguientes años 2011,2012 y 2013 reubicación del EDAC propuesto al sub alimentador Puyuhuapi (R-5).

4.4.1.2 Análisis de EDAG

En base al requerimiento de EDAG descrito en la Tabla 24 se evalúa la implementación de un EDAG en las unidades de la central hidráulica Río Azul de modo que tras a la actuación de las protecciones en 52E1 o R-2 el sistema mantenga un adecuado comportamiento de frecuencia de régimen.

Tabla 27 : Evaluación de EDAG factible a implementar en SM de Palena.

Ubicación de falla	Desprendimiento de generación por EDAG [kW]	Comportamiento de régimen en	
		Estado de operación	Frecuencia Final [Hz]
Tramo Río Azul - Sta. Lucía (Opera 52E1)	304 (una unidad)	Fuera de Norma	52,12
	608 (dos unidades)	Emergencia	51,08
Tramo Sta. Lucía - La Junta (Opera R-2)	304 (una unidad)	Fuera de Norma	51,53
	608 (dos unidades)	Normal	50,24

A partir de la Tabla 27 se concluye que para satisfacer los requerimientos de frecuencia impuestos por la NTSyCS para SSMM frente a las fallas analizadas en el escenario de demanda máxima 2010 se deberá considerar el desprendimiento de dos unidades generadoras de central Río Azul por EDAG.

4.4.1.3 Esquema de EDAC y EDAG propuesto para demanda máxima

En función del análisis realizado en las secciones anteriores, la estructura de EDAC y EDAG propuesta es la descrita en la Tabla 28.

Tabla 28: Estructura de EDAC y EDAG propuesta para SM de Palena en escenario de demanda máxima 2010

Estructura de EDAC			
Ubicación	Frencuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. 52E3 (Palena)	47,6	0,1	100% de Alim. Palena

Estructura de EDAG			
Ubicación	Frencuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAG
Unidad Rio Azul I	51,9	0,1	100% de generación en unidad Río Azul I
Unidad Rio Azul II	52,5	0,1	100% de generación en unidad Río Azul II

Se hace notar que para definir las magnitudes de operación recién descritas, esto es frecuencia de operación y tiempos de retardo, se han considerado los resultados determinados tanto en este capítulo como las conclusiones obtenidas previamente en capítulo 3. Específicamente, para determinar la frecuencia de operación del EDAC propuesto es relevante recordar para escenarios de operación con despachos de potencia inferior a 1.050 [kW], en la sección 0 se demostró que la sola utilización del margen de reserva en las unidades hidráulicas es suficiente para obtener el comportamiento de frecuencia deseado tras la desconexión intempestiva de una unidad generadora. Sin embargo, dada la estructura de estatismos definida para los controladores de velocidad de las unidades hidráulicas (10%), en estos casos la oscilación de frecuencia podría eventualmente llegar a un valor mínimo de aproximadamente 47,7 [Hz][15]. Luego, para evitar una desconexión de carga innecesaria en estos escenarios de despacho se define una frecuencia de operación para EDAC[16] inferior a la mínima observable durante el transitorio determinado tras la desconexión intempestiva de una unidad generadora.

Adicionalmente, se hace notar que la estructura de EDAG propuesta puede considerar como alternativas a las unidades I y II de central Río Azul a las unidades Río Azul III y IV para su implementación. De hecho, se recomienda utilizar un esquema de relé de sobrefrecuencia específico que en base la frecuencia medida en Río Azul 23kV y el reconocimiento de las unidades efectivamente despachadas opere centralizadamente sobre

[15] Esta situación corresponde al escenario de despacho de 700 [kW] con tres unidades hidráulicas evaluado en 3.5.1. Para escenarios de despacho menores a esta magnitud se observará que siempre la frecuencia mínima instantánea durante el periodo transitorio es superior a 47,7[Hz]. Así mismo para escenarios de despacho superiores a 700 [kW] el criterio de margen de reserva propuesto en 0 determina la utilización de cuatro unidades, situación para la cual la desconexión intempestiva siempre determina una frecuencia mínima instantánea durante el periodo transitorio superior a 47,7[Hz]

[16] Recordar que el Esquema de EDAC propuesto tiene por objeto estabilizar la operación del sistema para situaciones de despacho de precontingencia superiores a 1.050 [kW], ya que para despachos bajo esta potencia el margen de reserva propuesto sería suficiente para garantizar una operación estable en postcontingencia.

los interruptores de dos de las unidades operativas conforme a la estructura de frecuencias y tiempos de operación descritos en la Tabla 28.

Aclarado lo anterior, al evaluar el comportamiento de las contingencias descritas previamente en 4.3.1 considerando la estructura de EDAC y EDAG de la Tabla 28, se obtiene el siguiente comportamiento en el escenario de demanda máxima:

Tabla 29: Comportamiento de SM de Palena frente a la aplicación de contingencias evaluadas considerando habilitada la estructura de EDAC y EDAG propuesta[17]

Contingencia	Escenario de Demanda Máxima 2010						
	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Estado NTSyCS	EDAC Actuado	EDAG Actuado
Sev. 4 U Río Azul III	47,52 (6,6") (*)	-	49,43	1,054-0,918	Emergencia	52E3	No
Sev. 3 Rio Azul - Futaleufú	-	51,34	50,97	1,067-0,926	Emergencia	No	No
Sev. 3 Río Azul - Palena	-	50,99	50,62	1,061-0,921	Emergencia	No	No
Sev. 3 Río Azul - Sta. Lucía	-	52,95 (1,9")	51,08	1,059-1,029	Emergencia	No	Río Azul I y II
Sev. 3 Sta. Lucía - Chaitén	-	50,56	50,13	1,06-0,921	Normal	No	No
Sev. 3 Sta. Lucía - La Junta	-	52,56 (1,4")	50,25	1,061-1,032	Emergencia	No	Río Azul I y II
Sev. 3 La Junta - Puyuhuapi	-	51,26	50,86	1,068-0,985	Emergencia	No	No
Sev. 3 La Junta - Lago Verde	-	50,72	50,36	1,061-0,938	Normal	No	No

(*) La oscilación considera 6,6 seg. bajo 48,5 [Hz] y 2 seg. bajo 48 [Hz].

A partir de la Tabla 29 se concluye que la estructura de EDAC y EDAG propuesta permite satisfacer los requerimientos de tensión y frecuencia impuestos por la NTSyCS para SSMM tras la ocurrencia de contingencias simples de máxima severidad consideradas en la NTSyCS para SSMM en el escenario de demanda máxima evaluado.

4.4.2 Escenario de demanda mínima.

Para este caso las distribuciones de demanda y de generación en precontingencia corresponden a un escenario de demanda mínima en el año 2010 el cual queda definido por la carga y disponibilidad hidráulica asociadas al bloque de mínima demanda obtenido en la sección 3.3 (Bloque Nº4 Julio 2010).

[17] Los valores que acompañan a excursiones máximas y mínimas de frecuencia corresponden al tiempo en segundos durante el cual frecuencia instantánea excursión fuera de los márgenes de emergencia establecidos por la NTSyCS para SSMM. En ningún caso estos tiempos son superiores a que deben soportar por diseño las unidades generadoras según el Art. 3-6 de la NTSyCS para SSMM.

Tabla 30: Demanda en escenario de demanda mínima esperada (B4 Julio 2010).

Demanda	P. Activa [kW]	P. Reactiva [Kvar]
Alim. Sta. Lucía (52E1)	279,3	-319,7
Alim. Futaleufú (52E2)	108,5	-75,9
Alim. Palena (52E3)	56,3	-150,0
Reactores en Río Azul 23kV	0,0	209,9
Pérdidas en Trafos de Generadores	2,6	9,9
Total	446,6	-325,8

Tabla 31: Despacho de unidades generadoras en escenario de demanda mínima.

Unidad Generadora	P. Max [kW]	P. Activa [kW]	P. Reactiva [Kvar]	Consigna de Tensión [p.u.]
Rio Azul I	350	148,9	-108,6	184,28
Rio Azul II	350	148,9	-108,6	184,28
Rio Azul III	350	148,9	-108,6	184,28
Total	1050	446,6	-325,8	N/A
Margen de Reserva equivalente	57%			

Al igual que en el caso de demanda máxima, se efectúa un análisis del comportamiento dinámico del sistema considerando el escenario de operación en precontingencia recién descrito, la ocurrencia de las contingencias nombradas en la sección 4.3.1 y el comportamiento de protecciones frente a contingencias analizado en la sección 4.3.2.

Adicionalmente, con el objeto de evaluar la efectividad de la estructura de EDAC y EDAG propuesta previamente en 4.4.1.3, se analiza en una primera etapa el comportamiento del sistema frente a la ocurrencia de las contingencias considerando que no existen EDAC ni EDAC, es decir, la situación actual del SM Palena. Luego, por contraste se comparan estos resultados con los obtenidos al considerar que en el escenario de demanda mínima si se aplica la estructura de EDAC y EDAG propuesta en la Tabla 28. Los resultados obtenidos para los escenarios recién descritos se describen en la Tabla 32 y en la Tabla 33.

Tabla 32: Comportamiento de frecuencia frente a la aplicación de contingencias sin considerar EDAC o EDAG en SM de Palena

Contingencia	Escenario de Demanda Mínima (B4 Julio 2010)					
	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Estado de operación NTSyCS	Requerimiento de EDAC	Requerimiento de EDAG
Sev. 4 U Río Azul III	48,35	-	48,95	Emergencia	No	No
Sev. 3 Rio Azul - Futaleufú	-	50,69	50,56	Emergencia	No	No
Sev. 3 Río Azul - Palena	-	50,47	50,33	Normal	No	No
Sev. 3 Río Azul - Sta. Lucía	-	51,86	51,38	Emergencia	No	No
Sev. 3 Sta. Lucía - Chaitén	-	50,24	50,11	Normal	No	No
Sev. 3 Sta. Lucía - La Junta	-	51,53	51,14	Emergencia	No	No
Sev. 3 La Junta - Puyuhuapi	-	50,63	50,48	Normal	No	No
Sev. 3 La Junta - Lago Verde	-	50,37	50,25	Normal	No	No

Tabla 33: Comportamiento de SM Palena frente a la aplicación de contingencias evaluadas considerando habilitada la estructura de EDAC y EDAG propuesta[18]

Contingencia	Escenario de Demanda Mínima (B4 Julio 2010)						
	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Estado NTSyCS	EDAC Actuado	EDAG Actuado
Sev. 4 U Río Azul III	48,35 (1,2")	-	49,43	1,027-0,991	Emergencia	No	No
Sev. 3 Rio Azul - Futaleufú	-	50,69	50,97	1,023-0,985	Emergencia	No	No
Sev. 3 Río Azul - Palena	-	50,47	50,62	1,017-0,98	Normal	No	No
Sev. 3 Río Azul - Sta. Lucía	-	51,86 (2,7")	51,08	1,012-1,00	Emergencia	No	No
Sev. 3 Sta. Lucía - Chaitén	-	50,24	50,13	1,021-0,982	Normal	No	No
Sev. 3 Sta. Lucía - La Junta	-	51,53 (0,7")	50,25	1,018-1,007	Emergencia	No	No
Sev. 3 La Junta - Puyuhuapi	-	50,63	50,86	1,024-1,004	Normal	No	No
Sev. 3 La Junta - Lago Verde	-	50,37	50,36	1,02-0,985	Normal	No	No

Inspeccionando los resultados mostrados en la Tabla 32 y en la Tabla 33, se verifica que para el escenario de demanda mínima evaluado no se requiere la actuación de la estructura de EDAC y EDAG propuesta, y en caso de existir los ajustes determinados no producen operaciones indeseadas. De esta forma se reconoce que para el escenario de demanda mínima evaluado, la sola operación de los controladores de velocidad en las unidades generadoras es suficiente para garantizar la operación dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM tras la ocurrencia de contingencias en redes y unidades generadoras.

En función de lo anterior, se concluye que en forma general la estructura de EDAC y EDAG propuesta para el SM de Palena (ver Tabla 34) permite mantener las magnitudes de frecuencia y tensión dentro de los rangos permitidos por la NTSyCS para SSMM en forma posterior a la ocurrencia de las contingencias en redes de distribución y unidades generadoras de central Río Azul.

[18] Los valores que acompañan a excursiones máximas y mínimas de frecuencia corresponden al tiempo en segundos durante el cual frecuencia instantánea excursión fuera de los márgenes de emergencia establecidos por la NTSyCS para SSMM. En ningún caso es tiempos son superiores a que según el Art. 3-6 de la NTSyCS para SSMM deben soportar por diseño las unidades generadoras.

Tabla 34: Estructura de EDAC y EDAG propuesta para SM de Palena

Estructura de EDAC			
Ubicación	Frencuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. 52E3 (Palena)	47,6	0,1	100% de Alim. Palena

Estructura de EDAG			
Ubicación	Frencuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAG
Unidad Rio Azul I	51,9	0,1	100% de generación en unidad Río Azul I
Unidad Rio Azul II	52,5	0,1	100% de generación en unidad Río Azul II

5 ESTUDIO DE CONTINUIDAD

5.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "Estudio de Continuidad". Según describe la NTSyCS para SSMM, dicho estudio *"debe determinar los índices de continuidad FMIK y TTIK del SM, para un horizonte de operación de 12 meses."* A lo cual agrega en su Título 5-12:

- *Art. 5-50*

La Calidad del Suministro del SM se evaluará a través de la frecuencia de las interrupciones, la potencia interrumpida en cada una de ellas y el tiempo total de las interrupciones.

- *Art. 5-51*

Las interrupciones que afecten a las Instalaciones de Generación y/o de Transmisión, y que tengan su origen en dichas instalaciones, deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK.

Se considerará instalación afectada a toda aquella cuya salida de servicio produzca la interrupción del flujo de potencia establecido a través de ésta.

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^{n} kVAfs_i}{kVAinst}$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^{n} kVAfs_i \cdot Tfs_i}{kVAinst}$$

En donde,

- $kVAfs_i$ *: Potencia interrumpida en el Punto de Conexión, expresada en [kVA]. En los casos en que no exista equipamiento de transformación, se computará la potencia que estaba siendo transportada antes de la interrupción a través de la instalación afectada. De no resultar posible su determinación se considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.*
- $kVAinst$ *: Potencia instalada en el Punto de Conexión, expresada en [kVA]. En los casos en que no exista equipamiento de transformación se considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.*
- Tfs_i *: Tiempo de duración de cada interrupción.*
- n *: Número de interrupciones en el período."*

En el SM Palena no es posible identificar instalaciones de transmisión, ya que no existen líneas dedicadas únicamente al transporte de energía en el sistema, sino que también están destinadas a distribuir energía a los consumos dada la dispersión geográfica en que se encuentran ubicados, motivo por el cual se identifica como un sistema de distribución. Por

lo tanto, se calcularán los índices FMIK y TTIK para instalaciones de generación y/o distribución, entendiendo que en este caso no tiene sentido práctico hablar de instalaciones de transmisión. Otro aspecto relevante es la topología de los alimentadores de la red MT, que en su totalidad corresponden a redes radiales sin redundancia de vínculo. En este caso al abrir todos los interruptores internos de la red, se obtienen islas eléctricas en que todos los nodos de la isla perciben la misma continuidad de servicio, motivo por el cual al determinar los índices resulta más claro definir zonas o tramos en los que se calcularán dichos indicadores.

A la luz de lo anterior, el objetivo del presente estudio es proyectar los Índices de Continuidad de Suministro FMIK y TTIK para los meses del año 2010, considerando para esto la modelación de interrupciones en generación y distribución que puedan afectar la Continuidad de Suministro tanto a nivel sistémico como para los distintos tramos definidos del sistema de distribución.

Tabla 35: Puntos de conexión o zonas para los cuales se proyectan Índices FMIK y TTIK

Punto de Conexión
Tramo 52E1 Río Azul hasta Villa Sta. Lucía
Tramo 52E2 Río Azul hasta Futaleufú
Tramo 52E3 Río Azul hasta Palena
Tramo R-6 La Junta hasta Lago Verde
Tramo R-2 Villa Sta. Lucía hasta La Junta
Tramo R-1 Chaitén (sólo línea en servicio)
Tramo R-5 La Junta hasta Puyuhuapi

5.2 *Metodología*

La metodología general adoptada, cuyo detalle se muestra en las secciones siguientes de este capítulo, requiere de lo siguiente:

1) Una previsión de la demanda y el despacho económico de unidades generadoras del SM Palena para el año 2010.
2) Describir el efecto que tienen las indisponibilidades forzadas en distribución y generación sobre la continuidad del suministro a distribución en los puntos de conexión.
3) Determinar las de tasas de falla e indisponibilidad en instalaciones de generación y distribución del SM Palena.
4) Calcular los de índices de continuidad de suministro FMIK y TTIK.

5.3 *Previsión de demanda y despacho de unidades generadoras*

Tanto la demanda para el año 2010, como la generación asociada corresponden a las determinadas para el "Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reserva" descrito en el capítulo 3 del presente documento. A continuación se repiten los aspectos principales para dar mayor claridad al lector.

5.3.1 Previsión de demanda

La demanda fue modelada con resolución mensual, por medio de una curva de duración compuesta por cuatro bloques para cada mes del año 2010. Para determinar las características de los bloques de carga, se utilizó como antecedente la generación horaria observada en el SM Palena durante el año 2008, y las proyecciones de demanda máxima estimadas por SAESA para el año 2010 en el SM Palena.

En consideración a que durante el año 2008 la operación del SM Palena fue afectada por la erupción del volcán Chaitén, tanto la información de generación horaria como de proyecciones de demanda máxima entregadas como antecedentes debieron ser ajustadas de modo que sean representativas de la situación actual del SM. En la sección 3.3 se describe en detalle los supuestos y ajustes realizados al escenario 2008.

Luego, a partir de la generación horaria del 2008 ajustada por el efecto del volcán Chaitén, se construyó una curva de duración de la demanda para cada mes del año 2008. Luego, en base a esta curva de duración se determinaron los cuatro bloques de carga correspondientes. Finalmente, de ponderar esta estructura de bloques por la razón entre la demanda máxima esperada para el 2010 y la demanda máxima determinada durante el 2008, se obtuvo la estructura de bloques de carga requerida para el año 2010. Las estructuras de demandas y la duración de los bloques definidos son descritas para este caso en el Anexo Nº 2.

5.3.2 Despacho de unidades generadoras.

Comparando la disponibilidad de generación hidráulica en la central Río Azul con la demanda y el consumo proyectado para el SM de Palena en el 2010[19], se concluye que sólo es necesario despachar la central hidráulica para satisfacer dichos requerimientos.

En consideración de lo anterior y que el costo variable de operación de las unidades es prácticamente nulo, el número de unidades despachadas se establece utilizando como criterio de seguridad la operación de una unidad hidráulica adicional a la determinada mediante un despacho económico[20]. El objeto de esta condición es garantizar frente a la desconexión intempestiva de una unidad generadora, las restantes unidades en servicio siempre tengan capacidad en reserva suficiente para asumir la generación desprendida. En el Anexo Nº 2 se describe en detalle la operación de cada una de las unidades despachadas bajo este criterio en cada bloque-mes del 2010.

[19] Debido a la desconexión de la carga asociada a la ciudad de Chaitén y cercanías tras la erupción del volcán Chaitén en mayo de 2008.

[20] Esta situación no aplica para despachos superiores a 1.050 [kW] ya que para estos escenarios la operación económica del sistema utilizará las cuatro unidades hidráulicas disponibles en central Río Azul.

5.4 *Efecto de indisponibilidades forzadas en distribución y generación sobre la conectividad del sistema*

Otro aspecto necesario a analizar es el efecto que las indisponibilidades forzadas de instalaciones de generación y distribución tienen sobre la operación del sistema, y en especial sobre el suministro de potencia en las zonas definidas.

El análisis realizado no considera indisponibilidad programada en instalaciones de generación o distribución como una causa práctica que pueda originar restricciones de suministro en las zonas de distribución o clientes en MT. Esto porque, tanto la holgura en capacidad de generación, como la distribución homogénea de la misma en el SM, permiten operar al sistema en islas eléctricas en forma permanente. Adicionalmente, estos mantenimientos también pueden ser programados en momentos de demanda mínima del sistema, lo cual permite disminuir aún más el riesgo asociado a la operación o seccionamiento de redes.

En consideración de lo anterior, la determinación de los índices de calidad de suministro realizada en este estudio queda sujeta únicamente a las indisponibilidades forzadas que puedan resultar de la aparición de contingencias en la generación y distribución del SM Palena. Las contingencias consideradas son los que se muestran en la Tabla 36:

Tabla 36: Contingencias analizadas para evaluación de índices de calidad de suministro.

Descripción de Contingencia
Falla Tramo 52E1 Río Azul hasta Villa Sta. Lucía
Falla Tramo 52E2 Río Azul hasta Futaleufú
Falla Tramo 52E3 Río Azul hasta Palena
Falla Tramo R-6 La Junta hasta Lago Verde
Falla Tramo R-1 Chaitén (sólo línea en servicio)
Falla Tramo R-5 La Junta hasta Puyuhuapi
Falla Tramo R-2 Villa Sta. Lucía hasta La Junta
Desconexión intempestiva de unidad Hidráulica

Los efectos que cada una de estas situaciones tienen sobre la topología del sistema y sus condiciones de operación en el estado de postcontingencia son tratados a continuación.

5.4.1 Falla en el tramo Río Azul - Villa Santa Lucía 23kV.

Frente a esta contingencia opera el interruptor 52E1 ubicado en Río Azul 23kV, originando la desconexión de la carga ubicada aguas abajo del interruptor, que corresponde al alimentador Santa Lucía en su totalidad. Luego de ocurrida la contingencia, a través de la apertura manual de los reconectadores R-2, R-5 y R-6 en el sector de Santa Lucía y La Junta, es posible recuperar gran parte de la carga del alimentador, operando el sistema en cinco islas eléctricas, cuatro de ellas abastecidas mediante centrales de base y/o respaldo y una quinta desenergizada.

5.4.2 Falla en el alimentador Futaleufú.

Frente a esta contingencia opera el interruptor 52E2 ubicado en Río Azul 23kV, originando el desprendimiento de la carga ubicada aguas abajo del interruptor, que corresponde al alimentador Futaleufú en su totalidad. Luego de ocurrida la contingencia y previo seccionamiento manual del tramo de red fallado, se puede recuperar gran parte de la carga del alimentador (ver Tabla 37), operando en condición de isla eléctrica abastecida mediante las unidades de la central Futaleufú. Es de notar que lo anterior supone que la falla se ubica fuera del sector que operará aislado, cosa que es muy probable dado que el largo del alimentador es mucho mayor que la longitud de las líneas que conforman dicho sector.

Tabla 37: Distribución de carga tramo 52E2 Río Azul hasta Futaleufú[21].

Tramo Río Azul - Futaleufú (52E2)	Porcentaje sobre Total [%]
Ciudad de Futaleufú y cercanías	83,3%
Resto del alimentador	16,7%
Total zona	100%

5.4.3 Falla en el alimentador Palena.

Frente a esta contingencia opera el interruptor 52E3 ubicado en Río Azul 23kV, originando el desprendimiento de la carga ubicada aguas abajo del interruptor, que corresponde al alimentador Palena en su totalidad. . Luego de ocurrida la contingencia y previo seccionamiento manual del tramo de red fallado, se puede recuperar gran parte de la carga del alimentador (ver Tabla 38), operando en condición de isla eléctrica abastecida mediante las unidades de central Palena. Es de notar que lo anterior supone que la falla se ubica fuera del sector que operará aislado, cosa que es muy probable dado que el largo del alimentador es mucho mayor que la longitud de las líneas que conforman dicho sector.

Tabla 38: Distribución de carga tramo 52E3 Río Azul hasta Palena[22].

Tramo Río Azul - Palena (52E3)	Porcentaje sobre Total [%]
Ciudad de Palena y cercanías	86,1%
Resto del alimentador	13,9%
Total zona	100%

[21] Porcentaje de la carga del alimentador Río Azul – Futaleufú que se ubica en las cercanías de la ciudad de Futaleufú se determina utilizando la distribución de carga descrita en base de datos DIgSILENT para SM Palena.

[22] Porcentaje de la carga del alimentador Río Azul – Palena que se ubica en las cercanías de la ciudad de Palena se determina utilizando la distribución de carga descrita en base de datos DIgSILENT para SM Palena.

5.4.4 Falla en el tramo de línea R-6 La Junta hasta Lago Verde.

Frente a esta contingencia opera el reconectador R-6 ubicado en La Junta, originando el desprendimiento de la carga ubicada aguas abajo del reconectador, que corresponde al tramo La Junta-Lago Verde en su totalidad. Luego de ocurrida la contingencia y previo seccionamiento manual del segmento de red fallada, se puede recuperar gran parte de la carga de este alimentador (ver Tabla 39) operando en condición de isla eléctrica abastecida mediante la unidad de central Lago Verde. Es de notar que lo anterior supone que la falla se ubica fuera del sector que operará aislado, cosa que es muy probable dado que el largo del alimentador es mucho mayor que la longitud de las líneas que conforman dicho sector

Tabla 39: Distribución de carga tramo La Junta - Lago Verde[23].

Tramo La Junta - Lago Verde (R-6)	Porcentaje sobre Total [%]
Lago Verde y cercanías	96,3%
Resto del subalimentador	3,8%
Total zona	100%

5.4.5 Falla en el tramo Santa Lucía – Chaitén (sólo línea en servicio).

Frente a esta contingencia opera el reconectador R-1 ubicado en el sector de Santa Lucía, originando el desprendimiento de la carga ubicada aguas abajo del reconectador, lo que corresponde al tramo que aún se encuentra en servicio de la línea Santa Lucía-Chaitén.

5.4.6 Falla en el tramo de línea La Junta - Puyuhuapi.

Frente a esta contingencia opera el reconectador R-5 ubicado en La Junta, originando el desprendimiento de la carga ubicada aguas abajo de este reconectador, que corresponde al tramo La Junta-Puyuhuapi en su totalidad. Luego de ocurrida la contingencia y previo seccionamiento manual del segmento de red fallada, se puede recuperar gran parte de la carga de este alimentador (ver Tabla 40), operando en condición de isla eléctrica abastecida mediante la central Puyuhuapi. Es de notar que lo anterior supone que la falla se ubica fuera del sector que operará aislado, cosa que es muy probable dado que el largo del alimentador es mucho mayor que la longitud de las líneas que conforman dicho sector.

[23] Porcentaje de la carga del subalimentador La Junta – Lago Verde que se ubica en las cercanías de Lago Verde se determina utilizando la distribución de carga descrita en base de datos DIgSILENT para SM Palena.

Tabla 40: Distribución de carga tramo La Junta - Puyuhuapi[24].

Tramo La Junta - Puyuhuapi (R-5)	Porcentaje sobre Total [%]
Ciudad de Puyuhuapi y cercanías	98,8%
Resto del subalimentador	1,2%
Total zona	100%

5.4.7 Falla en el tramo de línea Villa Santa Lucía - La Junta.

Frente a esta contingencia opera el reconectador R-2 ubicado en el sector Santa Lucía, originando el desprendimiento de la carga ubicada aguas abajo de este alimentador, que corresponde a los tramos Santa Lucía-La Junta, La Junta-Puyuhuapi y La Junta-Lago Verde. Luego de ocurrida la contingencia y previo seccionamiento manual del segmento de red fallada mediante la apertura manual de los reconectadores R-5 y R-6 es posible recuperar gran parte de la carga de este alimentador, específicamente los tramos La Junta-Puyuhuapi, La Junta-Lago Verde (ambos en su totalidad) y parte de las cargas ubicadas en el sector de La Junta y sus alrededores (ver Tabla 41), los que quedan operando en condición de isla eléctrica abastecida por las centrales Puyuhuapi, Lago Verde y La Junta, respectivamente. De acuerdo a lo anterior, el sistema eléctrico se separa en cinco islas eléctricas, cuatro de ellas con generación activa (ya sea de base o respaldo) y una quinta desenergizada.

Tabla 41: Distribución de carga tramo Santa Lucía - La Junta[25]

Tramo Santa Lucía - La Junta (R-2)	Porcentaje sobre Total [%]
La Junta y cercanías	97,4%
Resto del tramo	2,6%
Total zona	100%

5.4.8 Desconexión de alguna unidad generadora

Esta contingencia no tiene efectos directos sobre la conectividad del sistema de Palena. Sin embargo, en forma indirecta podría provocar la interrupción de suministro a clientes debido a la actuación de la estructura de EDAC por subfrecuencia propuesta en el capítulo 4.

[24] Porcentaje de la carga del subalimentador La Junta – Puyuhuapi que se ubica en las cercanías de Puyuhuapi se determina utilizando la distribución de carga descrita en base de datos DIgSILENT para SM Palena.

[25] Porcentaje de la carga del subalimentador Santa Lucía - La Junta que se ubica en las cercanías de La Junta se determina utilizando la distribución de carga descrita en base de datos DIgSILENT para SM Palena.

5.5 *Tasas de Falla e indisponibilidades en instalaciones de distribución y generación.*

Al respecto, las tasas de falla e indisponibilidad en líneas de transmisión y transformadores de poder descritos en el Artículo 9-6 de la NTSyCS para SSMM son:

> *"…b) Horas de salida al año por concepto de Indisponibilidad Forzada:*
>
> *i) 10 horas cada 100 [km], para líneas de Instalaciones de Transmisión, con un mínimo de 2 horas.*
>
> *d) Frecuencia de salida al año por concepto de Indisponibilidad Forzada:*
>
> *i) 2,0 veces cada 100 [km], para líneas de Instalaciones de Transmisión, con un mínimo de 2 veces.*

A falta de mayor información, se asumirá que las tasas anteriores también son válidas para un sistema que tiene fundamentalmente características de un sistema de distribución, como el SM Palena. De esta forma, las tasas de falla e indisponibilidades forzadas para cada una de las instalaciones de distribución consideradas en este estudio son las descritas en la Tabla 42.

Tabla 42: Tasas de falla e indisponibilidades forzadas para a contingencias en instalaciones de transmisión del SM Palena.

Descripción de Contingencia	Longitud [km]	Nº de circuitos	Tasa de falla [fallas/hrs del año]	Horas de Indisponibilidad forzada por evento de falla [hrs en falla/falla]
Falla Tramo 52E1 Río Azul hasta Villa Sta. Lucía	30,4	1	0,0002283	1,52
Falla Tramo 52E2 Río Azul hasta Futaleufú	78,5	1	0,0002283	3,92
Falla Tramo 52E3 Río Azul hasta Palena	114,7	1	0,0002619	5,00
Falla Tramo R-6 La Junta hasta Lago Verde	76,7	1	0,0002283	3,84
Falla Tramo R-1 Chaitén (sólo línea en servicio)	53,3	1	0,0002283	2,67
Falla Tramo R-5 La Junta hasta Puyuhuapi	59,5	1	0,0002283	2,97
Falla Tramo R-2 Villa Sta. Lucía hasta La Junta	72,4	1	0,0002283	3,62

Además, dado que en ciertos casos es posible activar centrales de respaldo para reestablecer en forma parcial el suministro en partes del tramo afectado, operando en forma aislada, es necesario establecer el tiempo que tomaría el llevar a cabo esta acción y durante el cual todo el tramo se encontrará desenergizado. A criterio del Consultor, este tiempo corresponde a 0,5 [hr] (ver Tabla 43), considerado como suficiente para determinar la factibilidad e iniciar la operación en isla de cada una de las subáreas desmembradas del sistema en poscontingencia. Por último, es importante mencionar que en estos casos, las horas de indisponibilidad forzada para el tramo no necesariamente corresponderán a las tasas que se calculan de acuerdo a la NTSyCS para SSMM para cada contingencia, sino que

se asignará un promedio ponderado entre el tiempo de indisponibilidad de cada zona y la carga asociada a ella[26].

Tabla 43: Tramos que pueden operar en isla y tiempo requerido para iniciar esta operación.

Contingencia	Zona afectada por la contingencia pero que puede operar en isla	Tiempo requerido para operar en isla [hr]
Falla Tramo 52E1 Río Azul hasta Villa Sta. Lucía	R-2 Villa Sta. Lucía hasta Puyuhuapi y Lago Verde	0,5
Falla Tramo 52E2 Río Azul hasta Futaleufú	Futaleufú	0,5
Falla Tramo 52E3 Río Azul hasta Palena	Palena	0,5
Falla Tramo R-6 La Junta hasta Lago Verde	Lago Verde	0,5
Falla Tramo R-5 La Junta hasta Puyuhuapi	Puyuhuapi	0,5
Falla Tramo R-2 Villa Sta. Lucía hasta La Junta	La Junta, R-5 La Junta hasta Puyuhuapi y R-6 La Junta hasta Lago Verde	0,5

Para el caso de unidades generadoras, las probabilidades de falla han sido determinadas como el promedio de las tasas de falla históricas (eventos/hora) de unidades de características similares a las del SM Palena existentes en el SIC. En dicha estimación se utilizó como antecedente la estadística de falla descrita en la sección 4.3.4 del estudio "Control de Frecuencia y Determinación de Reserva" para el año 2009 disponible en el sitio WEB del CDEC-SIC. En el Anexo Nº 1 se describe en detalle el cálculo y los supuestos realizados para determinar las probabilidades de falla.

En forma análoga, para estimar el tiempo medio que una unidad generadora está fuera de servicio tras producirse en ella una falla, se consideró como antecedente la tasa de indisponibilidad forzada (hr/año) descrita en el sitio WEB del CDEC-SIC de unidades con características similares a las del SM Palena existentes en el SIC. Luego, de dividir dicho parámetro por el número promedio de fallas por año, estimado según el procedimiento descrito el párrafo anterior, se obtuvo el tiempo medio que cada unidad permanece indisponible tras producirse una falla en la misma. En el Anexo Nº1 se describe en detalle el cálculo y los supuestos realizados para determinar dichas magnitudes.

En cuanto a la afectación que producen las contingencias en generación para un determinado escenario de operación, se ha de diferenciar entre aquellas cuyas consecuencias pueden ser controladas únicamente por medio de la utilización del margen de reserva y las que requerirán en forma adicional de la actuación de un EDAC para garantizar la operación estable en postcontingencia.

- En el primer caso, la continuidad del servicio en los puntos de conexión no se ve interrumpida, por lo cual el tiempo de indisponibilidad forzada en las instalaciones de suministro es nulo.
- En el segundo caso, si se observa un corte de suministro en las instalaciones que participan en el EDAC. Se ha supuesto que la indisponibilidad de suministro asociada a la operación del EDAC tiene una duración equivalente a 0,25 [hrs], entendiendo que este tiempo es suficiente para redespachar una unidad hidráulica o térmica adicional que permita restablecer el suministro en la carga desprendida por EDAC.

[26] Para mayor detalle revisar el ejemplo de cálculo en el Anexo N°3.

Tabla 44: Tasas de falla e indisponibilidades forzadas para a contingencias en instalaciones de generación del SM Palena.

Descripción de Contingencia	Tasa de falla [fallas/hrs del año]	Horas de Indisponibilidad forzada de unidad generadora por evento de falla [hrs en falla/falla]	Horas de Indisponibilidad forzada en instalaciones de suministro por evento de falla [hrs en falla/falla]
Desconexión intempestiva de unidad Hidráulica	0,0001265	21,25	0,25

5.6 *Cálculo de Índices de Continuidad de Suministro FMIK y TTIK.*

5.6.1 Cálculo de Índices de Continuidad de Suministro FMIK y TTIK en puntos de conexión.

Para calcular los índices FMIK y TTIK en cada uno de los segmentos de red (puntos de conexión en apego estricto a la norma) descritos en la Tabla 35, en una primera etapa se calculan los aportes que realizan a dichos índices cada una de las contingencias propuestas en la Tabla 36.

Estos aportes están definidos por las siguientes ecuaciones:

$$FMIK_{hj}^{m} = \frac{\sum_{i=1}^{4}(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm})}{MVA_Max_{hj} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}}$$

$$TTIK_{hj}^{m} = \frac{\sum_{i=1}^{4}(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm} \cdot t_{m})}{MVA_Max_{hj} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}}$$

Donde:

- $FMIK_{hj}^{m}$: es el aporte al índice FMIK del punto de conexión h que produce una falla en la instalación m durante el mes j.
- $TTIK_{hj}^{m}$: es el aporte al índice TTIK del punto de conexión h que produce una falla en la instalación m durante el mes j.
- T_{ij}: es la duración en horas del bloque i del mes j.
- $MVA_{restringido\ hjim}$: es el suministro de potencia en [MVA] que es restringido en el punto de conexión h producto de una contingencia en la instalación m en el bloque i del mes j.
- pf_m: es la tasa de falla por hora de la instalación m (valores descritos en Tabla 42 y Tabla 44).
- MVA_Max_{hj}[27]: es la potencia máxima en [MVA] suministrada en el punto de conexión h durante el mes j.

[27] Dado que en puntos de conexión estudiados no se observan transformadores de poder dedicados al suministro directo de consumos se considera a MVA_Max_{hj}, parámetro equivalente al $kVAinst$ descrito por la NTSyCS para SSMM en su artículo 5-51, como "*igual a la potencia máxima transportada por la*

- t_m: Horas de indisponibilidad forzada en suministro eléctrico asociado a instalación m dado que ocurrió una contingencia en la misma.

En el Anexo Nº 3 se describe un caso ejemplo en el cual se aplica el procedimiento recién descrito para una falla específica.

Luego, para obtener los índices FMIK y TTIK para cada punto de conexión h en el mes j basta con calcular:

$$FMIK_{hj} = \sum_{m} FMIK_{hj}^{m}$$

$$TTIK_{hj} = \sum_{m} TTIK_{hj}^{m}$$

Donde:

- $FMIK_{hj}$: es el índice FMIK esperado para el punto de conexión h durante el mes j del año 2010.
- $TTIK_{hj}$: es el índice TTIK esperado para el punto de conexión h durante el mes j del año 2010.

Alternativamente para obtener los índices FMIK y TTIK anuales en cada uno de los puntos de conexión descritos en la Tabla 35 se deberán considerar las siguientes ecuaciones:

$$FMIK_{h;2010} = \sum_{m} \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{4} \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm})}{MVA_Max_{h;2010} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}}$$

$$TTIK_{h;2010} = \sum_{m} \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{4} \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm} \cdot t_m)}{MVA_Max_{h;2010} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}}$$

Donde:

- $MVA_Max_{h;2010}$: es la potencia máxima en [MVA] suministrada en el punto de conexión h durante el año 2010.
- $FMIK_{h;2010}$: es el índice FMIK esperado para el punto de conexión h durante el año 2010.
- $TTIK_{h;2010}$: es el índice TTIK esperado para el punto de conexión h durante el año 2010.

instalación afectada en el período controlado.", correspondiente en este caso a la instalación afectada h y al mes de control j.

Como resultado de este proceso se obtienen los índices de continuidad de suministro FMIK y TTIK en los segmentos de red (puntos de conexión en apego estricto a la norma) del SM de Palena proyectados para el año 2010. Los resultados correspondientes se muestran en la Tabla 50 y la Tabla 51.

Tabla 45: Índice FMIK en puntos de conexión proyectado mensualmente para el año 2010.

FMIK	Mes												Total Año
Punto de Conexión	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2010
Tramo Río Azul - Santa Lucía	0,10	0,10	0,11	0,10	0,11	0,10	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	1,07
Tramo Río Azul - Futaleufú	0,19	0,18	0,20	0,18	0,20	0,19	0,19	0,19	0,18	0,18	0,18	0,19	1,97
Tramo Río Azul - Palena	0,22	0,21	0,23	0,21	0,23	0,22	0,22	0,22	0,21	0,21	0,20	0,22	2,29
Tramo La Junta - Lago Verde	0,62	0,58	0,64	0,60	0,64	0,61	0,63	0,62	0,58	0,60	0,57	0,61	6,40
Tramo Santa Lucía - Chaitén (En Servicio)	0,21	0,20	0,22	0,20	0,21	0,21	0,21	0,21	0,20	0,20	0,19	0,21	2,15
Tramo La Junta - Puyuhuapi	0,63	0,59	0,64	0,60	0,64	0,62	0,63	0,62	0,59	0,60	0,57	0,62	6,43
Tramo Santa Lucía - La Junta	0,42	0,39	0,43	0,40	0,42	0,41	0,42	0,41	0,39	0,40	0,38	0,41	4,27

Tabla 46: Índice TTIK en puntos de conexión proyectado mensualmente para el año 2010.

TTIK	Mes												Total Año
Punto de Conexión	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2010
Tramo Río Azul - Santa Lucía	0,16	0,15	0,16	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	0,15	0,16	1,63
Tramo Río Azul - Futaleufú	0,21	0,19	0,21	0,20	0,21	0,20	0,21	0,20	0,19	0,20	0,19	0,20	2,11
Tramo Río Azul - Palena	0,25	0,23	0,26	0,24	0,26	0,25	0,25	0,25	0,24	0,24	0,23	0,25	2,58
Tramo La Junta - Lago Verde	0,34	0,32	0,35	0,32	0,34	0,33	0,34	0,33	0,32	0,32	0,31	0,33	3,46
Tramo Santa Lucía - Chaitén (En Servicio)	0,44	0,41	0,45	0,42	0,45	0,43	0,44	0,43	0,41	0,42	0,40	0,43	4,49
Tramo La Junta - Puyuhuapi	0,32	0,30	0,33	0,31	0,33	0,31	0,32	0,31	0,30	0,31	0,29	0,31	3,28
Tramo Santa Lucía - La Junta	0,22	0,21	0,23	0,22	0,23	0,22	0,23	0,22	0,21	0,22	0,20	0,22	2,30

5.6.2 Cálculo de Índices de Continuidad de Suministro FMIK y TTIK a nivel sistémico.

Para calcular los índices FMIK y TTIK totales a nivel sistémico se sigue un proceso similar al descrito en la sección 5.6.1. En efecto, la única diferencia en el proceso radica en la modificación de la definición de la variable MVA_Max_{hj}, la cual cambia a:

- MVA_Max_j: es la demanda máxima en [MVA] suministrada en el sistema mediano durante el mes j.

Luego, los aportes a los índices FMIK y TTIK justificados por la falla en la instalación m durante el mes j, $FMIK_j^m$ y $TTIK_j^m$ respectivamente, estarán definidos por:

$$FMIK_j^m = \frac{\sum_h \sum_{i=1}^{4} (T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm})}{MVA_Max_j \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}}$$

$$TTIK_j^m = \frac{\sum_h \sum_{i=1}^{4} (T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm} \cdot t_m)}{MVA_Max_j \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}}$$

A partir de los cuales se obtienen los índices FMIK y TTIK sistémico para cada mes, $FMIK_j$ y $TTIK_j$ respectivamente, aplicando:

$$FMIK_j = \sum_m FMIK_j^m$$

$$TTIK_j = \sum_m TTIK_j^m$$

Alternativamente para obtener los índices FMIK y TTIK anuales a nivel sistémico justificados por fallas en distribución y generación descritas en Tabla 36 deberán considerar las siguientes ecuaciones:

$$FMIK_{2010} = \sum_m \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{4} \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm})}{MVA_Max_{2010} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}}$$

$$TTIK_{2010} = \sum_m \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{4} \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm} \cdot t_m)}{MVA_Max_{2010} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}}$$

Donde:

- MVA_Max_{2010}: es la potencia máxima en [MVA] suministrada en el SM Palena durante el año 2010.
- $FMIK_{2010}$: es el índice FMIK sistémico esperado para el SM Palena durante el año 2010.
- $TTIK_{2010}$: es el índice TTIK sistémico esperado para el SM Palena durante el año 2010.

Como resultado de este proceso se obtiene los índices de calidad de suministro FMIK y TTIK totales para el SM Palena proyectados para el año 2010. Los resultados correspondientes se muestran en la Tabla 52.

Tabla 47: Índices FMIK y TTIK sistémicos proyectado mensualmente para el año 2010.

Índice de calidad de suministro	Mes												Total Año
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2010
FMIK	0,35	0,32	0,36	0,33	0,35	0,34	0,35	0,34	0,33	0,33	0,32	0,34	3,57
TTIK	0,25	0,23	0,26	0,24	0,25	0,24	0,25	0,24	0,23	0,24	0,23	0,24	2,54

6 ESTUDIO VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

6.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "Verificación de Coordinación de Protecciones". Según describe la NTSyCS para SSMM en el Art. 5.3, numeral d), dicho estudio *"Tiene por objeto confirmar que el desempeño de los relés de protección de las líneas de transmisión, transformadores de potencia y unidades generadoras cumple con las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT"*

Adicionalmente, la NTSyCS para SSMM establece en su artículo 3-13 que *"Las Instalaciones de Transmisión deberán estar equipadas con protecciones eléctricas que sean capaces de aislar selectivamente el componente fallado. Los tiempos de actuación de estas protecciones deberán estar en concordancia con el Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones señalado en el Título 6-2 de la presente NT."*

De esta forma, el objetivo principal de este estudio es verificar la correcta operación coordinada y selectiva de los sistemas de protecciones descritos para el SM Palena.

Para tal efecto, en el estudio se determina lo siguiente:

- Las magnitudes de corriente de cortocircuito para fallas de diversa severidad en distintas instalaciones del SM Palena.
- Verificación del comportamiento coordinado y selectivo de los actuales esquemas de protecciones descritos para el SM Palena, corrigiendo cuando sea necesario los ajustes existentes de modo de garantizar la coordinación en la operación de las protecciones.

6.2 *Determinación de Corrientes de Cortocircuito*

En esta sección se resumen los cálculos de las corrientes de falla máximas y mínimas (de fase y residuales) que observan las protecciones ante cortocircuitos de diversa severidad en distintas instalaciones del SM Palena. La ubicación específica de las fallas frente a las cuales se evalúa el comportamiento de las protecciones se describe en la Tabla 48 y la Figura 18

Tabla 48: Ubicación de fallas consideradas para análisis de protecciones

Ubicación de fallas consideradas	
Para falla máxima	Para falla mínima
Frente a R-1	Fin de Alim. R-1
Frente a R-2	Fin de Alim. 52E1
Frente a 52E2	Fin de Alim. 52E2
Frente a 52E3	Fin de Alim. 52E3
Frente a 52E1	La Junta
Frente a R-6	Fin de Alim. R-6
Frente a R-5	Fin de Alim. R-5

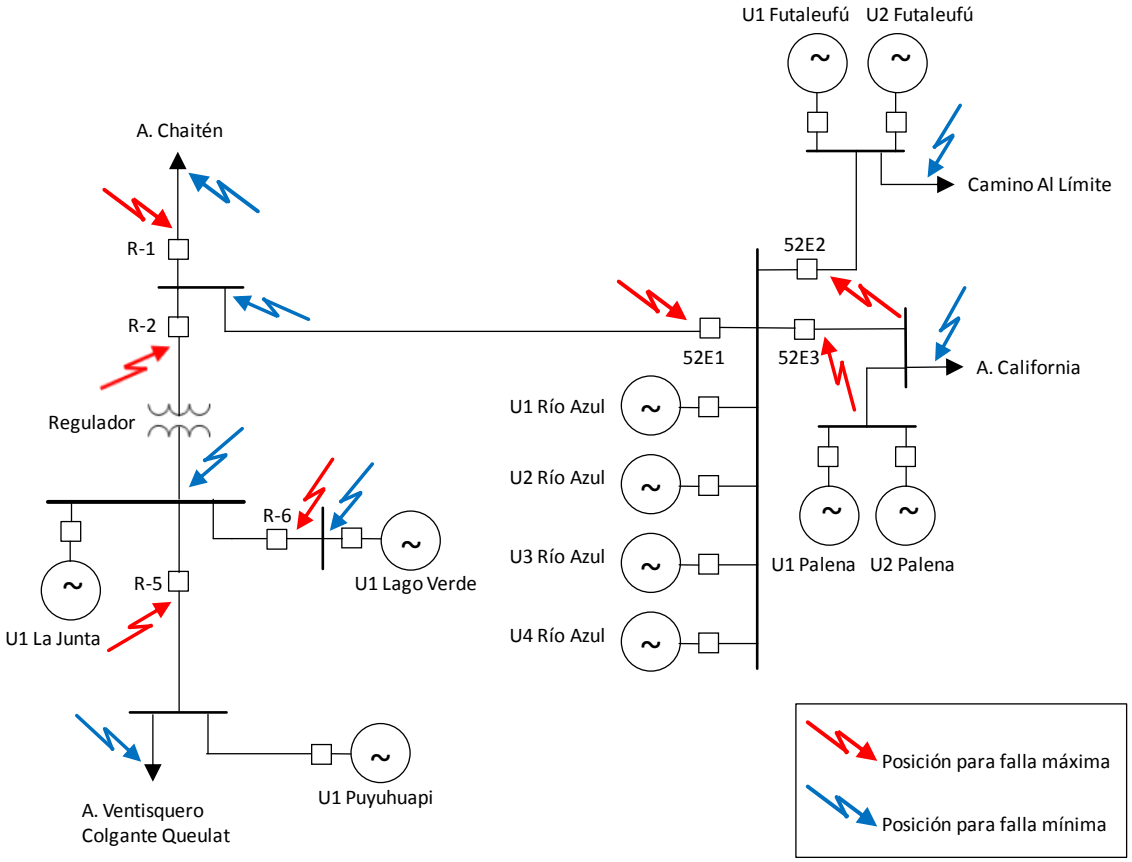

Figura 18: Ubicación de fallas consideradas para análisis de protecciones

Dependiendo de la ubicación, se simula el tipo de cortocircuito que determina la máxima o mínima corriente de falla vista por una protección específica. A modo de ejemplo, para las protecciones en 52E1 la mayor corriente de cortocircuito se observa para una falla bifásica a tierra franca ubicada frente a 52E1. La menor corriente de cortocircuito para una falla

dentro de la zona principal de protección de 52E1 se registra para un cortocircuito monofásico a tierra con resistencia de falla ubicado al final del alimentador R-6[28].

De un modo similar, para las protecciones de fase y residuales asociadas a 52E2, 52E3, R-1, R-2, R-5 y R-6 se determina el tipo específico de falla que maximiza (o minimiza) la corriente de cortocircuito observada en dichas posiciones. Los tipos de falla considerados en esta evaluación son los descritos en la Tabla 49:

Tabla 49: Tipos de falla considerados en cálculo de cortocircuitos

Falla con Icc máxima
Falla trifásica franca
Falla monofásica a tierra franca
Falla bifásica a tierra franca
Falla con Icc mínima
Falla bifásica a través de resistencia de 4 Ω
Falla monofásica a tierra a través de resistencia de 40 Ω
Falla bifásica a tierra a través de resistencia de 40 Ω

Para determinar las corrientes de falla máxima se consideran en operación las 4 unidades generadoras de la Central Río Azul y una unidad de la central Palena (grupo G5131), de modo de maximizar las fuentes que aportan a la falla. Esta combinación se fija de acuerdo al último informe de coordinación de protecciones entregado por la Empresa[29]. En el caso de falla mínima se suponen conectadas únicamente 3 unidades de la Central Río Azul, lo que corresponde al despacho observado para el escenario de demanda mínima durante el año 2008, teniendo en cuenta sólo los datos post evacuación de la ciudad de Chaitén.

De acuerdo a los supuestos antes indicados, se calculan[30] las corrientes de falla máxima y falla mínima que observarán las protecciones del SM Palena, bajo las condiciones descritas en la Tabla 49 para las ubicaciones mostradas en la Tabla 48. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 50, la Tabla 51, la Tabla 52 y la Tabla 53:

[28] Se considera innecesario que en operación de respaldo se deba garantizar una corriente de cortocircuito superior al pickup de una protección.

[29] "Informe de coordinación de protecciones. Reemplazo reconectador R-5 Puyuhuapi, alimentador Chaitén-Puyuhuapi", Agosto 2009.

[30] Conforme a lo requerido por la norma IEC60909, la cual norma la metodología de cálculo corrientes de cortocircuito, se ha considerado en el cálculo de corrientes de cortocircuito un factor de sobretensión de un 10%.

Tabla 50: Corrientes de cortocircuito de fase máximas en instalaciones de protección de SM Palena.

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc de fase máximas a través de instalaciones de protección evaluadas [A]						
		52E1 Fase	52E2 Fase	52E3 Fase	R-6 Fase	R-2 Fase	R-1 Fase	R-5 Fase
Frente a R-1	1FT	196	4	27	3	19	215	5
Frente a R-2	1FT	196	4	27	3	196	-	5
Frente a 52E2	2FT	8	331	47	1	8	-	2
Frente a 52E3	2FT	8	13	296	1	8	-	2
Frente a 52E1	2FT	334	13	47	1	8	-	2
Frente a R-6	2FT	89	1	14	129	89	-	16
Frente a R-5	2FT	89	1	14	8	89	-	123

Tabla 51: Corrientes de cortocircuito residuales (3I0) máximas en instalaciones de protección de SM Palena.

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc residuales (3I0) máximas a través de instalaciones de protección evaluadas [A]						
		52E1 Residual	52E2 Residual	52E3 Residual	R-6 Residual	R-2 Residual	R-1 Residual	R-5 Residual
Frente a R-1	2FT	183	14	15	9	64	246	18
Frente a R-2	2FT	182	14	15	9	182	-	18
Frente a 52E2	2FT	23	497	43	3	23	-	6
Frente a 52E3	2FT	23	39	493	3	23	-	6
Frente a 52E1	2FT	513	39	43	3	23	-	6
Frente a R-6	2FT	27	2	2	174	27	-	48
Frente a R-5	2FT	27	2	2	25	27	-	151

Tabla 52: Corrientes de cortocircuito de fase mínimas en instalaciones de protección de SM Palena.

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc de fase mínimas a través de instalaciones de protección evaluadas [A]						
		52E1 Fase	52E2 Fase	52E3 Fase	R-6 Fase	R-2 Fase	R-1 Fase	R-5 Fase
Fin de Alim. R-1	2FT R=40Ω	70	1	2	1	6	72	2
Fin de Alim. 52E1	2F R=4Ω	113	-	-	-	-	-	-
Fin de Alim. 52E2	1FT R=40Ω	1	73	1	0	1	-	0
Fin de Alim. 52E3	1FT R=40Ω	1	1	71	0	1	-	0
La Junta	1FT R=40Ω	62	0	0	4	62	-	7
Fin de Alim. R-6	1FT R=40Ω	40	0	0	45	40	-	2
Fin de Alim. R-5	2F R=4Ω	46	-	-	-	46	-	46

Tabla 53: Corrientes de cortocircuito residuales (3I0) mínimas en instalaciones de protección de SM Palena.

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc residuales (3I0) mínimas a tarvés de instalaciones de protección evaluadas [A]						
		52E1 Residual	52E2 Residual	52E3 Residual	R-6 Residual	R-2 Residual	R-1 Residual	R-5 Residual
Fin de Alim. R-1	2FT R=40Ω	53	4	5	3	18	71	5
Fin de Alim. 52E1	1FT R=40Ω	99	8	8	5	34	-	10
Fin de Alim. 52E2	1FT R=40Ω	2	34	3	0	2	-	0
Fin de Alim. 52E3	1FT R=40Ω	2	3	35	0	2	-	0
La Junta	1FT R=40Ω	12	1	1	11	12	-	21
Fin de Alim. R-6	1FT R=40Ω	3	0	0	19	3	-	5
Fin de Alim. R-5	1FT R=40Ω	4	0	0	3	4	-	20

En el Anexo Nº4 se presenta en detalle el cálculo de corrientes de cortocircuito realizado para obtener las tablas recién descritas

6.3 *Verificación del comportamiento de las protecciones*

6.3.1 Situación existente

En la presente sección se evalúa el comportamiento de las protecciones existentes en el SM Palena considerando las corrientes de cortocircuito determinadas en los escenarios de falla indicados en la sección 6.2. Con este objeto, en la Tabla 54 siguiente se describen con detalle los ajustes y características relevantes de las protecciones evaluadas.

Tabla 54: Características y ajustes de protecciones de SM Palena evaluadas.

	Protecciones Fase						
	52E1	52E2	52E3	R-6	R-2	R-1	R-5
Relé	RC01 Noja	(*)	RC01 Noja	FORM 6	FORM 4C	FORM 4C	RC01 Noja
Curva	ANSI EI	(*)	ANSI EI	101	114	114	ANSI STI
Pickup (A. Prim.)	40	(*)	30	20	30	30	20
Lever	0,36	(*)	0,55	0,45	0,36	0,36	0,01
Retardo (seg.)	0,3	(*)	0,1	0	0,1	0,1	0,02
Direccionalidad	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional
	Protecciones Residuales						
	52E1	52E2	52E3	R-6	R-2	R-1	R-5
Relé	RC01 Noja	(*)	RC01 Noja	FORM 6	FORM 4C	FORM 4C	RC01 Noja
Curva	ANSI EI	(*)	ANSI EI	101	135	135	ANSI STI
Pickup (A. Prim.)	10	(*)	10	5	10	8	10
Lever	1,02	(*)	1,02	1	0,32	0,39	0,04
Retardo (seg.)	0,45	(*)	0,1	0	0,12	0,09	0,02
Direccionalidad	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional

(*) : Sin información.

En la Figura 19 y la Figura 20 se presentan las curvas de operación de las protecciones de fase y residuales respectivamente:

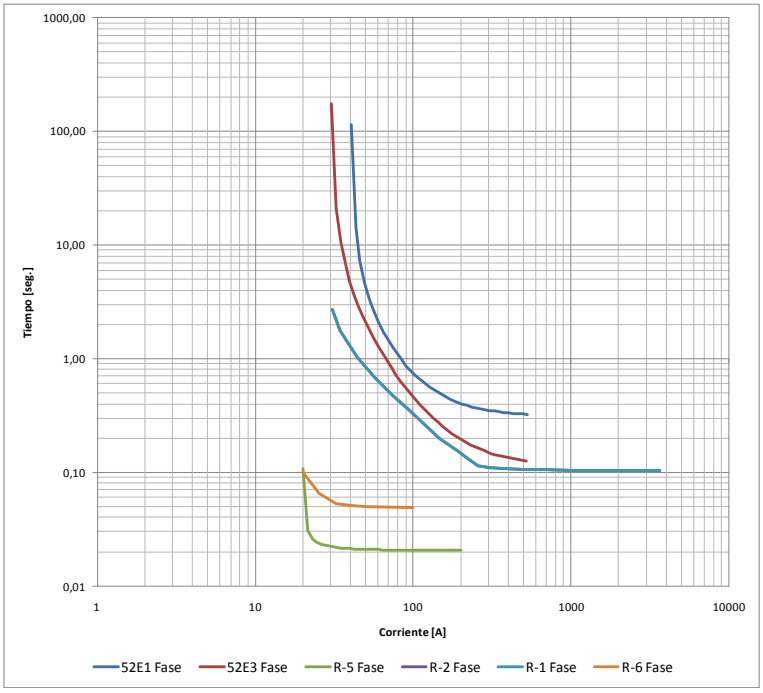

Figura 19: Diagrama de coordinación de curvas de fase existentes en SM Palena[31].

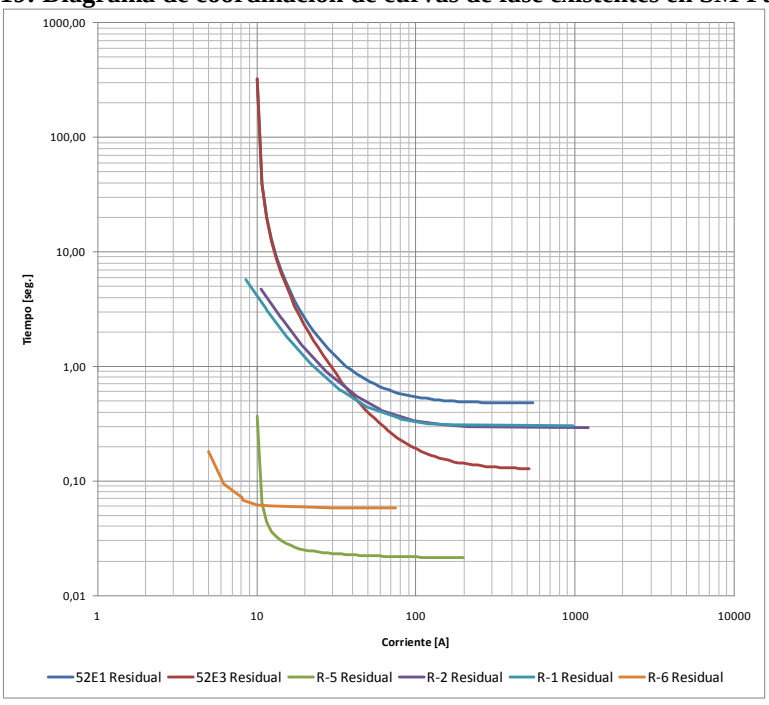

Figura 20: Diagrama de coordinación de curvas residuales existentes en SM Palena.

[31] Como los ajustes para las protecciones de fase de R-1 y R-2 son iguales, los gráficos se encuentran superpuestos en la figura.

Dado que no se tiene información disponible acerca del modelo o el tipo de relé que utiliza la protección 52E2, se ha supuesto que su comportamiento es similar al de la protección 52E3, pues dada la topología de la red estudiada su funcionamiento debiese ser similar. De todas maneras, y como se verá más adelante, no son tan relevantes los valores específicos de los parámetros que gobiernan el comportamiento de este relé siempre y cuando tenga un elemento direccional y se garantice el pickup para la falla máxima y mínima aguas abajo de la protección.

Tomando las magnitudes de corrientes de cortocircuito vistas por los relés para cada una de las fallas definidas en la sección 6.2, por inspección en las curvas de operación se determinan los tiempos de actuación de las protecciones. Dichos valores se resumen en las tablas siguientes.

Tabla 55: Tiempos de operación de Protecciones de Fase en escenarios de falla máxima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase para falla con mayor corriente de cortocircuito														Coordinación de Operación
		52E1 Fase		52E2 Fase		52E3 Fase		R-6 Fase		R-2 Fase		R-1 Fase		R-5 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Frente a R-1	1FT	196	0,41	4	Icc<Ipickup	27	Icc<Ipickup	3	Icc<Ipickup	19	Icc<Ipickup	215	0,14	5	Icc<Ipickup	R-1 descoordina con 52E1
Frente a R-2	1FT	196	0,41	4	Icc<Ipickup	27	Icc<Ipickup	3	Icc<Ipickup	196	0,15	-	Icc<Ipickup	5	Icc<Ipickup	R-1 descoordina con 52E1
Frente a 52E2	2FT	8	Icc<Ipickup	331	0,14	47	No opera	1	Icc<Ipickup	8	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a 52E3	2FT	8	Icc<Ipickup	13	Icc<Ipickup	296	0,15	1	Icc<Ipickup	8	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a 52E1	2FT	334	0,34	13	Icc<Ipickup	47	No opera	1	Icc<Ipickup	8	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a R-6	2FT	89	0,90	1	Icc<Ipickup	14	Icc<Ipickup	129	0,05	89	0,38	-	Icc<Ipickup	16	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a R-5	2FT	89	0,90	1	Icc<Ipickup	14	Icc<Ipickup	8	Icc<Ipickup	89	0,38	-	Icc<Ipickup	123	0,02	Operación coordinada

Tabla 56: Tiempos de operación de Protecciones de Fase en escenarios de falla mínima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase para falla con menor corriente de cortocircuito														Coordinación de Operación
		52E1 Fase		52E2 Fase		52E3 Fase		R-6 Fase		R-2 Fase		R-1 Fase		R-5 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Fin de Alim. R-1	2FT R=40Ω	70	1,45	1	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	1	Icc<Ipickup	6	Icc<Ipickup	72	0,50	2	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. 52E1	2F R=4Ω	113	0,64	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. 52E2	1FT R=40Ω	1	Icc<Ipickup	73	0,84	1	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	1	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. 52E3	1FT R=40Ω	1	Icc<Ipickup	1	Icc<Ipickup	71	0,88	0	Icc<Ipickup	1	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	Operación coordinada
La Junta	1FT R=40Ω	62	1,95	0	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	4	Icc<Ipickup	62	0,62	-	Icc<Ipickup	7	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. R-6	1FT R=40Ω	40	114,10	0	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	45	0,05	40	1,33	-	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. R-5	2F R=4Ω	46	8,84	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	46	1,01	-	Icc<Ipickup	46	0,02	Operación coordinada

Tabla 57: Tiempos de operación de Protecciones Residuales en escenarios de falla máxima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales para falla con mayor corriente de cortocircuito														Coordinación de Operación
		52E1 Residual		52E2 Residual		52E3 Residual		R-6 Residual		R-2 Residual		R-1 Residual		R-5 Residual		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Frente a R-1	2FT	183	0,50	14	No opera	15	No opera	9	No opera	64	0,41	246	0,11	18	No opera	R-1 descoordina con 52E1 y R-2
Frente a R-2	2FT	182	0,50	14	No opera	15	No opera	9	No opera	182	0,30	-	Icc<Ipickup	18	No opera	R-2 descoordina con 52E1
Frente a 52E2	2FT	23	1,95	497	0,13	43	No opera	3	No opera	23	1,20	-	Icc<Ipickup	6	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a 52E3	2FT	23	1,95	39	No opera	493	0,13	3	No opera	23	1,20	-	Icc<Ipickup	6	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a 52E1	2FT	513	0,48	39	No opera	43	No opera	3	No opera	23	1,20	-	Icc<Ipickup	6	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a R-6	2FT	27	1,53	2	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	174	0,06	27	0,93	-	Icc<Ipickup	48	No opera	Operación coordinada
Frente a R-5	2FT	27	1,53	2	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	25	No opera	27	0,93	-	Icc<Ipickup	151	0,02	Operación coordinada

Tabla 58: Tiempos de operación de Protecciones Residuales en escenarios de falla mínima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales para falla con menor corriente de cortocircuito														Coordinación de Operación
		52E1 Residual		52E2 Residual		52E3 Residual		R-6 Residual		R-2 Residual		R-1 Residual		R-5 Residual		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Fin de Alim. R-1	2FT R=40Ω	53	0,72	4	Icc<Ipickup	5	Icc<Ipickup	3	No opera	18	1,70	71	0,14	5	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. 52E1	1FT R=40Ω	99	0,54	8	Icc<Ipickup	8	Icc<Ipickup	5	No opera	34	0,73	-	Icc<Ipickup	10	Icc<Ipickup	52E1 descoordina con R-2
Fin de Alim. 52E2	1FT R=40Ω	2	Icc<Ipickup	34	0,76	3	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. 52E3	1FT R=40Ω	2	Icc<Ipickup	3	Icc<Ipickup	35	0,70	0	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	Operación coordinada
La Junta	1FT R=40Ω	12	16,91	1	Icc<Ipickup	1	Icc<Ipickup	11	No opera	12	3,99	-	Icc<Ipickup	21	No opera	Operación coordinada
Fin de Alim. R-6	1FT R=40Ω	3	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	19	0,06	3	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	5	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. R-5	1FT R=40Ω	4	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	3	No opera	4	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	20	0,02	Operación coordinada

En la última columna de las tablas anteriores se califica el grado de coordinación que presentan las protecciones en su operación, observándose que en gran parte de los escenarios estudiados la operación es coordinada. Sin embargo, existen algunas descoordinaciones entre las protecciones 52E1, R-1 y R-2, situación debida esencialmente a que el paso de coordinación entre las curvas de protección no es adecuado para el rango de corrientes de falla analizado. El paso mínimo de coordinación considerado en este análisis corresponde a 0,3 segundos.

Adicionalmente se ha supuesto que las protecciones R-5, R-6, 52E3 y 52E2[32] tienen activados sus elementos direccionales residuales, por lo que sólo operarán para fallas residuales aguas abajo del respectivo relé, lo que permite una adecuada coordinación frente a este tipo de fallas.

Sin embargo, según los antecedentes aportados por SAESA, para habilitar las funciones direccionales la posición R-6 (control FORM 6) será necesario agregar un trasformador de potencial, o alternativamente reemplazar el reconectador Cooper Power en dicha posición por uno NOJA Power. Por tanto es recomendación del consultor agregar un trasformador de potencial en R-6 de modo de habilitar la característica direccional residual en R-6, ya que de lo contrario podría operar indeseadamente la posición R-6 frente a fallas residuales en el sistema que no debiesen provocar su operación[33].

6.3.2 Ajustes propuestos

Para resolver el problema, en esta sección se proponen nuevos ajustes que permitan la operación coordinada de las protecciones del SM Palena. Dicha propuesta se describe en la Tabla 59. Las curvas de operación para protecciones de fase y residuales se muestran en la Figura 21 y la Figura 22 respectivamente.

[32] Las funciones de sobrecorriente de fase y residuales dispuestas para estas y las restantes posiciones se suponen adireccionales.

[33] Por ejemplo fallas a tierra en el tramo La Junta-Puyuhuapi.

Tabla 59: Características y ajustes de protecciones propuestos para SM Palena.

	Protecciones Fase						
	52E1	52E2	52E3	R-6	R-2	R-1	R-5
Relé	RC01 Noja	(*)	RC01 Noja	FORM 6	FORM 4C	FORM 4C	RC01 Noja
Curva	ANSI EI	(*)	ANSI EI	101	114	114	ANSI STI
Pickup (A. Prim.)	40	(*)	30	20	30	30	20
Lever	0,36	(*)	0,55	0,45	0,36	0,36	0,01
Retardo (seg.)	0,4	(*)	0,1	0	0,1	0,1	0,02
Direccionalidad	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional
	Protecciones Residuales						
	52E1	52E2	52E3	R-6	R-2	R-1	R-5
Relé	RC01 Noja	(*)	RC01 Noja	FORM 6	FORM 4C	FORM 4C	RC01 Noja
Curva	ANSI EI	(*)	ANSI EI	101	135	135	ANSI STI
Pickup (A. Prim.)	10	(*)	10	5	10	8	10
Lever	1,02	(*)	1,02	1	0,32	0,19	0,04
Retardo (seg.)	0,55	(*)	0,1	0	0,12	0	0,02
Direccionalidad	Adireccional	Sólo Directa hacia Futaleufú	Sólo Directa hacia Palena	Sólo Directa hacia Lago	Adireccional	Adireccional	Sólo Directa hacia Puyuhuapi

(*) : Sin información.

- En rojo se destacan los nuevos valores utilizados.

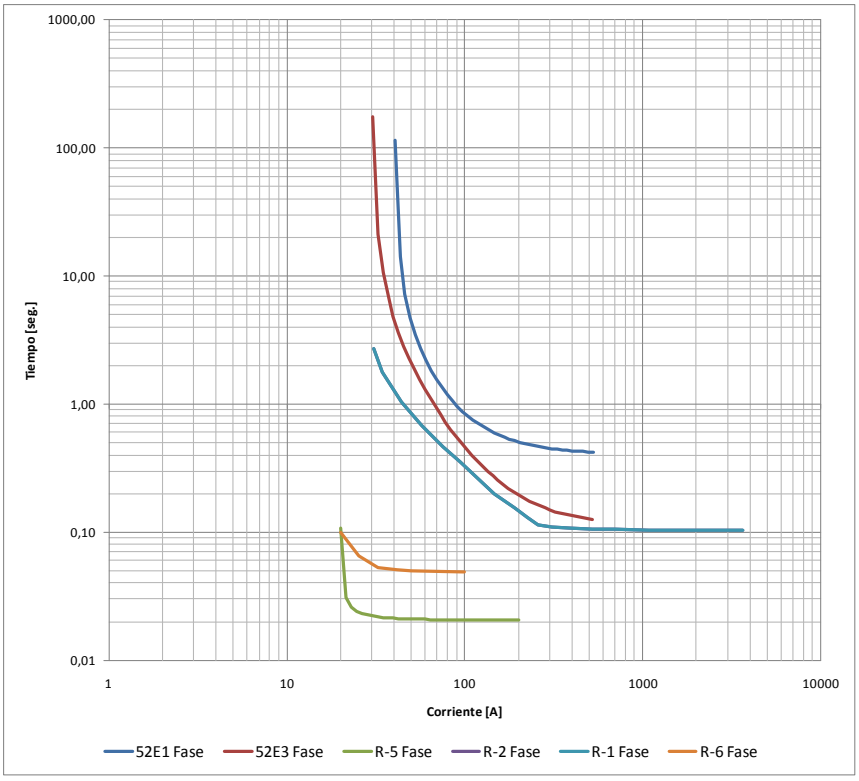

Figura 21: Diagrama de coordinación de curvas de fase propuestas en SM Palena.

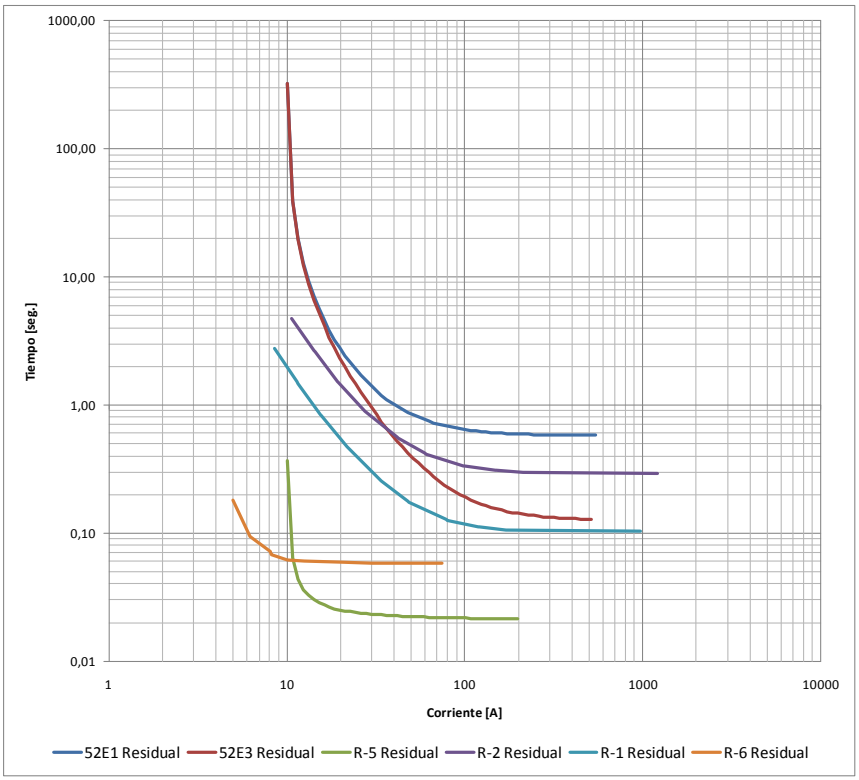

Figura 22: Diagrama de coordinación de curvas residuales propuestas en SM Palena.

Tomando las magnitudes de corrientes de cortocircuito vistas por los relés para cada una de las fallas definidas en la sección 6.2, por inspección en las curvas de operación se determinan los tiempos de actuación de las protecciones. Dichos valores se resumen en las tablas siguientes.

Tabla 60: Tiempos de operación de Protecciones de Fase propuestas en escenarios de falla máxima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase para falla con mayor corriente de cortocircuito														Coordinación de Operación
		52E1 Fase		52E2 Fase		52E3 Fase		R-6 Fase		R-2 Fase		R-1 Fase		R-5 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Frente a R-1	1FT	196	0,51	4	Icc<Ipickup	27	Icc<Ipickup	3	Icc<Ipickup	19	Icc<Ipickup	215	0,14	5	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a R-2	1FT	196	0,51	4	Icc<Ipickup	27	Icc<Ipickup	3	Icc<Ipickup	196	0,15	-	Icc<Ipickup	5	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a 52E2	2FT	8	Icc<Ipickup	331	0,14	47	No opera	1	Icc<Ipickup	8	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a 52E3	2FT	8	Icc<Ipickup	13	Icc<Ipickup	296	0,15	1	Icc<Ipickup	8	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a 52E1	2FT	334	0,44	13	Icc<Ipickup	47	No opera	1	Icc<Ipickup	8	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a R-6	2FT	89	1,00	1	Icc<Ipickup	14	Icc<Ipickup	129	0,05	89	0,38	-	Icc<Ipickup	16	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a R-5	2FT	89	1,00	1	Icc<Ipickup	14	Icc<Ipickup	8	Icc<Ipickup	89	0,38	-	Icc<Ipickup	123	0,02	Operación coordinada

Tabla 61: Tiempos de operación de Protecciones de Fase propuestas en escenarios de falla mínima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase para falla con menor corriente de cortocircuito														Coordinación de Operación
		52E1 Fase		52E2 Fase		52E3 Fase		R-6 Fase		R-2 Fase		R-1 Fase		R-5 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Fin de Alim. R-1	2FT R=40Ω	70	1,55	1	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	1	Icc<Ipickup	6	Icc<Ipickup	72	0,50	2	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. 52E1	2F R=4Ω	113	0,74	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. 52E2	1FT R=40Ω	1	Icc<Ipickup	73	0,84	1	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	1	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. 52E3	1FT R=40Ω	1	Icc<Ipickup	1	Icc<Ipickup	71	0,88	0	Icc<Ipickup	1	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	Operación coordinada
La Junta	1FT R=40Ω	62	2,05	0	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	4	Icc<Ipickup	62	0,62	-	Icc<Ipickup	7	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. R-6	1FT R=40Ω	40	114,20	0	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	45	0,05	40	1,33	-	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. R-5	2F R=4Ω	46	8,94	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	46	1,01	-	Icc<Ipickup	46	0,02	Operación coordinada

Tabla 62: Tiempos de operación de Protecciones Residuales propuestas en escenarios de falla máxima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales para falla con mayor corriente de cortocircuito														Coordinación de Operación
		52E1 Residual		52E2 Residual		52E3 Residual		R-6 Residual		R-2 Residual		R-1 Residual		R-5 Residual		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Frente a R-1	2FT	183	0,60	14	No opera	15	No opera	9	No opera	64	0,41	246	0,11	18	No opera	Operación coordinada
Frente a R-2	2FT	182	0,60	14	No opera	15	No opera	9	No opera	182	0,30	-	Icc<Ipickup	18	No opera	Operación coordinada
Frente a 52E2	2FT	23	2,05	497	0,13	43	No opera	3	No opera	23	1,20	-	Icc<Ipickup	6	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a 52E3	2FT	23	2,05	39	No opera	493	0,13	3	No opera	23	1,20	-	Icc<Ipickup	6	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a 52E1	2FT	513	0,58	39	No opera	43	No opera	3	No opera	23	1,20	-	Icc<Ipickup	6	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a R-6	2FT	27	1,63	2	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	174	0,06	27	0,93	-	Icc<Ipickup	48	No opera	Operación coordinada
Frente a R-5	2FT	27	1,63	2	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	25	No opera	27	0,93	-	Icc<Ipickup	151	0,02	Operación coordinada

Tabla 63: Tiempos de operación de Protecciones Residuales propuestas en escenarios de falla mínima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales para falla con menor corriente de cortocircuito														Coordinación de Operación
		52E1 Residual		52E2 Residual		52E3 Residual		R-6 Residual		R-2 Residual		R-1 Residual		R-5 Residual		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Fin de Alim. R-1	2FT R=40Ω	53	0,82	4	Icc<Ipickup	5	Icc<Ipickup	3	No opera	18	1,70	71	0,14	5	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. 52E1	1FT R=40Ω	99	0,64	8	Icc<Ipickup	8	Icc<Ipickup	5	No opera	34	0,73	-	Icc<Ipickup	10	Icc<Ipickup	52E1 descoordina con R-2
Fin de Alim. 52E2	1FT R=40Ω	2	Icc<Ipickup	34	0,76	3	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. 52E3	1FT R=40Ω	2	Icc<Ipickup	3	Icc<Ipickup	35	0,70	0	Icc<Ipickup	2	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	Operación coordinada
La Junta	1FT R=40Ω	12	17,01	1	Icc<Ipickup	1	Icc<Ipickup	11	No opera	12	3,99	-	Icc<Ipickup	21	No opera	Operación coordinada
Fin de Alim. R-6	1FT R=40Ω	3	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	19	0,06	3	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	5	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Fin de Alim. R-5	1FT R=40Ω	4	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	0	Icc<Ipickup	3	No opera	4	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	20	0,02	Operación coordinada

A partir de las tablas recién descritas se concluye que los nuevos ajustes propuestos permiten obtener una operación coordinada[34] de las protecciones en la mayoría de los casos. La excepción a esta situación sería una falla ubicada al final del alimentador 52E1, situación en la cual la descoordinación de las protecciones implicaría la operación de la protección R-2 antes que 52E1. Sin embargo, esta es una descoordinación aceptable, teniendo en cuenta que la operación de la protección 52E1 necesariamente desenergizará el alimentador R-2, por lo que no sería imprescindible que ante esta falla específica el funcionamiento de estas protecciones sea coordinado.

En función de lo anterior, se concluye que al considerar los ajustes propuestos en la Tabla 64 se puede garantizar una operación coordinada de las protecciones del SM Palena.

Tabla 64: Características y ajustes de protecciones de sobrecorriente propuestos para SM Palena.

	Protecciones Fase						
	52E1	52E2	52E3	R-6	R-2	R-1	R-5
Relé	RC01 Noja	(*)	RC01 Noja	FORM 6	FORM 4C	FORM 4C	RC01 Noja
Curva	ANSI EI	(*)	ANSI EI	101	114	114	ANSI STI
Pickup (A. Prim.)	40	(*)	30	20	30	30	20
Lever	0,36	(*)	0,55	0,45	0,36	0,36	0,01
Retardo (seg.)	0,4	(*)	0,1	0	0,1	0,1	0,02
Direccionalidad	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional	Adireccional
	Protecciones Residuales						
	52E1	52E2	52E3	R-6	R-2	R-1	R-5
Relé	RC01 Noja	(*)	RC01 Noja	FORM 6	FORM 4C	FORM 4C	RC01 Noja
Curva	ANSI EI	(*)	ANSI EI	101	135	135	ANSI STI
Pickup (A. Prim.)	10	(*)	10	5	10	8	10
Lever	1,02	(*)	1,02	1	0,32	0,19	0,04
Retardo (seg.)	0,55	(*)	0,1	0	0,12	0	0,02
Direccionalidad	Adireccional	Sólo Directa hacia Futaleufú	Sólo Directa hacia Palena	Sólo Directa hacia Lago	Adireccional	Adireccional	Sólo Directa hacia Puyuhuapi

(*) : Sin información.

[34] Paso de coordinación siempre superior a 0,3 segundos.

7 ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA

7.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "Control de Tensión y Requerimiento de Potencia Reactiva". Según describe la NTSyCS para SSMM en el Art. 6.3, numeral d), dicho estudio *"deberá efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo Nº 5, además de determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para las Instalaciones Transmisión, con resolución semestral para un horizonte de operación de 48 meses."*

Adicionalmente, la NTSyCS para SSMM establece en su artículo 5-44 que *"En Estado Normal o Estado de Alerta, los márgenes de reserva de potencia reactiva que el SM deberá mantener, serán los que se determinen de acuerdo al Estudios de Control de Tensión establecido en el Título 6-2 de la presente NT."*

De esta forma, el objetivo principal de este estudio es determinar la reserva de potencia reactiva que habrá de considerarse en el SM Palena, de modo que se garantice un adecuado control de tensiones conforme a las condiciones establecidas en la NTSyCS para SSMM.

Para tal efecto, en el estudio del tema se determina lo siguiente:

- La barra más débil del sistema eléctrico desde el punto de vista de la sensibilidad de la tensión a las variaciones de potencia reactiva.
- La contingencia más crítica desde el punto de vista del requerimiento de potencia reactiva.
- La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar la contingencia más crítica.
- El margen de estabilidad de tensión para la barra más débil del sistema eléctrico.

7.2 *Metodología*

La metodología aplicada en el estudio considera dos etapas:

- La primera etapa basada en simulaciones de flujos de potencia, permite determinar la barra más débil desde el punto de vista de la sensibilidad de la tensión a las variaciones de la potencia reactiva, para condiciones de operación normal y postcontingencia. En cada caso se determinan las tensiones de operación y criticas, que permiten verificar el cumplimiento de las exigencias de régimen permanente establecidas en los Arts. 5-29 y 5-30 de la NTSyCS para SSMM.
- La segunda etapa, basada en simulaciones dinámicas, permite determinar la reserva mínima de potencia reactiva que debe disponer el sistema para afrontar la contingencia más crítica. La contingencia más crítica para el SM Palena

corresponde a la salida de servicio de una unidad hidráulica de la central Río Azul, lo anterior debido que la totalidad de la generación necesaria para abastecer la demanda se ubica justamente en la central Río Azul, y una red de distribución en MT topológicamente radial sin redundancia de vínculo.

Se verifica también en esta etapa, que cada unidad generadora cumpla con la restricción de generación impuesta por su respectiva carta de operación, según lo indicado en el Art. 5-47 de la NTSyCS para SSMM *"El control de las tensiones del SM dentro de la banda de variación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama PQ, hasta un límite del 100% de la capacidad máxima en forma permanente. Este límite deberá mantenerse tanto en la región de sobreexcitación como de subexcitación para cumplir con los niveles de tensión especificados."*

7.3 *Escenarios de Estudio*

Para cumplir con la resolución semestral y el horizonte de operación establecido en la NTSyCS para SSMM, se seleccionaron los casos representativos tomando como fuente de información lo indicado en la sección 3.3. En este sentido, se consideraron 3 escenarios de demanda y un horizonte de 48 meses como sigue:

- Escenario de demanda máxima primer semestre (Abril)
  - Año 2010.
  - Año 2011.
  - Año 2012.
  - Año 2013.
- Escenario de demanda máxima segundo semestre (Noviembre)
  - Año 2010.
  - Año 2011.
  - Año 2012.
  - Año 2013.
- Escenario de demanda mínima (Julio)
  - Año 2010.
  - Año 2011.
  - Año 2012.
  - Año 2013.

La asignación mensual de los escenarios de demanda máxima semestral y mínima anual ha sido definida a partir de la identificación de los meses de demanda máxima semestral y mínima durante el 2008 en el SM Palena.

A continuación, en la Tabla 65 y la Tabla 66, se detalla el despacho de generación y la distribución de demanda utilizados en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva, conforme a un despacho económico de las unidades hidráulicas de la

central Río Azul para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 considerando un margen de reserva acorde a lo propuesto en el capítulo 3.

Tabla 65: Despachos de generación considerados en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva

Demanda Máxima 1er Semestre (Abril)										
Unidad	Pmax [kW]	Qmax [kVar]	2010		2011		2012		2013	
			P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
Río Azul I	350	262,5	304,0	-5,6	316,6	-1,0	326,1	3,4	334,8	7,5
Río Azul II	350	262,5	304,0	-5,6	316,6	-1,0	326,1	3,4	334,8	7,5
Río Azul III	350	262,5	304,0	-5,6	316,6	-1,0	326,1	3,4	334,8	7,5
Río Azul IV	350	262,5	304,0	-5,6	316,6	-1,0	326,1	3,4	334,8	7,5
Total Despachado			1216,1	-22,3	1266,4	-4,0	1304,6	13,8	1339,4	30,0

Demanda Máxima 2do Semestre (Noviembre)										
Unidad	Pmax [kW]	Qmax [kVar]	2010		2011		2012		2013	
			P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
Río Azul I	350	262,5	244,1	-32,3	254,1	-29,6	263,5	-25,3	272,3	-21,3
Río Azul II	350	262,5	244,1	-32,3	254,1	-29,6	263,5	-25,3	272,3	-21,3
Río Azul III	350	262,5	244,1	-32,3	254,1	-29,6	263,5	-25,3	272,3	-21,3
Río Azul IV	350	262,5	244,1	-32,3	254,1	-29,6	263,5	-25,3	272,3	-21,3
Total Despachado			976,5	-129,3	1016,3	-118,3	1054,1	-101,1	1089,1	-85,1

Demanda Mínima Anual (Julio B4)										
Unidad	Pmax [kW]	Qmax [kVar]	2010		2011		2012		2013	
			P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
Río Azul I	350	262,5	149,3	-108,2	153,4	-112,5	157,1	-110,9	160,8	-109,2
Río Azul II	350	262,5	149,3	-108,2	153,4	-112,5	157,1	-110,9	160,8	-109,2
Río Azul III	350	262,5	149,3	-108,2	153,4	-112,5	157,1	-110,9	160,8	-109,2
Río Azul IV	350	262,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Despachado			447,9	-324,5	460,3	-337,5	471,3	-332,6	482,3	-327,7

Tabla 66: Distribución de demanda en cabecera de alimentadores considerada en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva

Demanda Máxima 1er Semestre (Abril)								
Alimentador	2010		2011		2012		2013	
	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
Río Azul - Santa Lucía (52E1	757,1	-142,7	788,8	-134,2	812,2	-124,1	834,5	-114,5
Río Azul - Futaleufú (52E2)	279,2	-19,7	286,0	-16,9	292,7	-14,3	298,8	-11,8
Río Azul - Palena (52E3)	171,4	-117,8	182,4	-113,3	190,0	-110,1	195,8	-107,7
Total	1207,7	-280,2	1257,2	-264,4	1294,9	-248,5	1329,1	-234,0

Demanda Máxima 2do Semestre (Noviembre)								
Alimentador	2010		2011		2012		2013	
	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
Río Azul - Santa Lucía (52E1	629,0	-196,1	652,4	-192,9	672,4	-184,3	692,8	-175,4
Río Azul - Futaleufú (52E2)	234,8	-37,4	241,1	-34,9	246,4	-32,8	251,9	-30,6
Río Azul - Palena (52E3)	107,2	-144,2	116,8	-140,3	128,9	-135,3	137,6	-131,7
Total	971,0	-377,7	1010,3	-368,1	1047,7	-352,3	1082,3	-337,7

Demanda Mínima Anual (Julio B4)								
Alimentador	2010		2011		2012		2013	
	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
Río Azul - Santa Lucía (52E1	273,7	-321,2	281,8	-336,4	289,1	-333,1	296,4	-329,9
Río Azul - Futaleufú (52E2)	98,3	-79,8	100,6	-79,0	102,8	-78,1	104,9	-77,2
Río Azul - Palena (52E3)	73,4	-143,3	75,1	-142,7	76,6	-142,0	78,2	-141,4
Total	445,3	-544,2	457,5	-558,0	468,5	-553,2	479,5	-548,5

7.4 *Otras consideraciones*

En la determinación de las magnitudes de tensión y de potencia reactiva, se ha tomado en cuenta lo siguiente:

- El SM Palena concentra generación en Río Azul y carga repartida a lo largo del sistema de distribución. Existen agrupaciones de demanda en las ciudades de Futaleufú, Palena y Puyuhuapi, donde también se cuenta con generación térmica de respaldo que no operan en sincronismo con la central hidráulica de Río Azul, excepto por la unidad de central Palena anteriormente instalada en Chaitén.

- La integridad topológica del sistema que exige la NTSyCS para SSMM al definir las contingencias relevantes para el estudio.
- Que está operativo el EDAC por subfrecuencia propuesto en el capítulo 4 para ampliar el margen de estabilidad angular.
- Se ha supuesto activo el control del cambiador de taps bajo carga del regulador de tensión ubicado en el tramo en el sector de La Junta.
- El total de potencia activa y reactiva que por diseño pueden aportar o absorber las unidades generadoras despachadas.

La importancia de lo recién señalado se profundiza a continuación.

7.4.1 Contingencias Simuladas

Cualquier falla en línea, al ser despejada divide al sistema en islas, de este modo sólo la desconexión intempestiva una unidad generadora (severidad 4) permite satisfacer el requerimiento de no provocar el desmembramiento en islas eléctricas tras la ocurrencia de la contingencia simple (Art. 5-35 de la NTSyCS para SSMM). En este contexto, la única contingencia considerada para los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva es la desconexión intempestiva de una unidad generadora en central Río Azul.

7.4.2 Actuación de EDAC

Se ha demostrado en este estudio que el uso de EDAC por subfrecuencia en el SM Palena es eficaz, porque garantiza una operación económica de costo mínimo sustentado en el despacho de las unidades hidráulicas y permite un margen de reserva coherente con las condiciones de la NTSyCS para SSMM.

Si bien la actuación de EDAC frente a contingencias de severidad 4 busca acelerar el equilibrio entre oferta y demanda de potencia activa, al desconectarse la carga también se disminuye la demanda de potencia reactiva, y eso a su vez mejora la respuesta dinámica de las tensiones porque las unidades generadoras que permanecen en servicio:

- Son capaces de aportar una mayor cantidad de potencia reactiva sin sobrecargarse, toda vez que pueden incrementarla, en compensación de la potencia activa que dejan de entregar.
- La demanda de potencia reactiva ha disminuido luego de la actuación del EDAC.

7.4.3 Efecto del regulador de tensión

Se ha supuesto activa la operación automática regulador de tensión en el sector de La Junta porque esto es lo que ocurre en la práctica. El efecto de la operación del cambiador de taps bajo carga (CTBC), al tratar de mantener la tensión de la barra regulada dentro del valor de consigna, afecta al modo en que la central generadora entrega y absorbe potencia reactiva, toda vez que esto modifica el aporte de potencia reactiva de las redes que se ubican aguas abajo del extremo regulado.

Manteniendo la topología actual y las unidades generando con tensión de 1,05 [p.u] en bornes, los resultados de los estudios de flujo de potencia para los escenarios de demanda máxima de los años 2011, 2012 y 2013 se evidenciaron problemas para garantizar que las tensiones en barra permanezcan dentro de los márgenes de operación normal establecidos por la NTSyCS para SSMM en todas las instalaciones del SM Palena. En particular, se verifica que en las instalaciones ubicadas directamente aguas arriba del regulador de tensión de La Junta se registran tensiones inferiores a 0,92 [p.u], producto del incremento de la demanda local de Puyuhuapi, La Junta y Lago Verde.

En consideración de lo anterior, para el análisis correspondiente a esos años se supuso que la solución técnica al problema es el traslado del regulador de tensión actualmente ubicado en La Junta hacia una posición intermedia en la línea Santa Lucía – La Junta 23kV, y de ese

modo elevar las tensiones en el área afectada. Esta modificación junto con una consigna de tensión de 1,05 [p.u.] en extremo del regulador hacia la Junta, permite garantizar una correcta regulación de tensión en las instalaciones del SM Palena.

7.4.4 Límites de potencia aportada por las máquinas de Río Azul

En la obtención de las curvas Q-V, se observó que no se alcanza a identificar un punto de tensión de colapso (dV/dQ=0). Esto se debe a la limitada capacidad de aporte de reactivos y activos que tienen en conjunto las unidades del SM Palena, la cual no permite obtener la sección de la curva Q-V con pendiente nula.

Dado que para el SM Palena no es posible determinar un punto de tensión de colapso tampoco se puede definir el Margen de Estabilidad de Tensión (MET). Por esto se propone como método alternativo evaluar la estabilidad de tensión utilizando como magnitud relevante el margen de tensión obtenido entre la tensión operación y una tensión crítica.

La tensión crítica de un nodo se obtiene en la misma forma que las curvas Q-V, simulando en la posición a evaluar, una carga puramente reactiva cuya magnitud se incrementa hasta que se alcancen las restricciones de capacidad de las unidades generadoras despachadas. El voltaje en esas condiciones corresponde a la tensión crítica. El margen de tensión queda definido por:

$$Margen\ de\ Tensión = u_{operación} - u_{crítica}$$

En función de lo anterior, se deberá entender el margen de tensión de una posición o barra especifica así propuesto como la máxima caída de tensión (en [p.u.]) en dicha posición tal que el sistema resulte estable en régimen permanente.

7.5 *Resultados*

7.5.1 Escenario demanda máxima 1er semestre (Abril)

7.5.1.1 Identificación de la barra más débil

Las siguientes gráficas muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva (dV/dQ), para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 en distintas barras del sistema eléctrico de Palena, para condiciones normales de operación y de postcontingencia[35].

[35] Para Puyuhuapi 23kV y Palena 23kV y dependiendo del caso puede no presentarse la sensibilidad de tensión debido a la operación del EDAC respectivo en asociación a la contingencia evaluada.

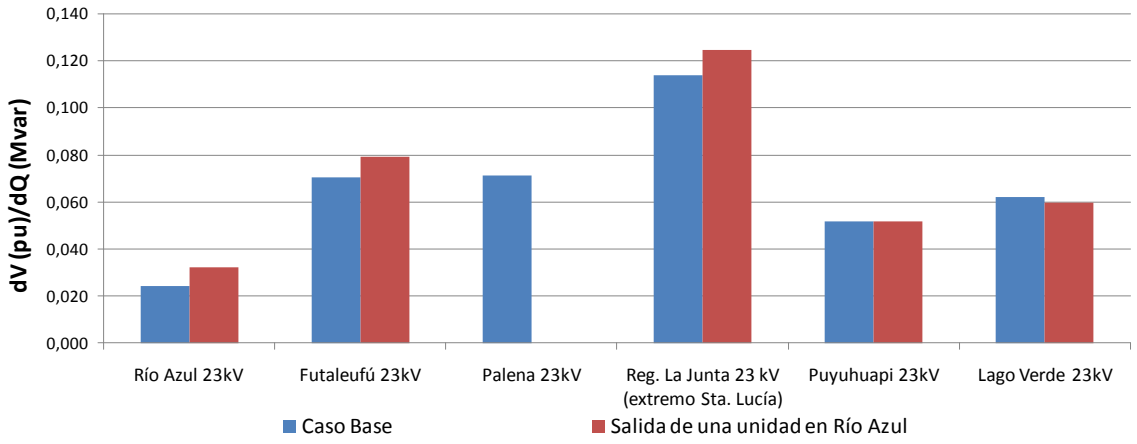

Figura 23: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Abril-2010).

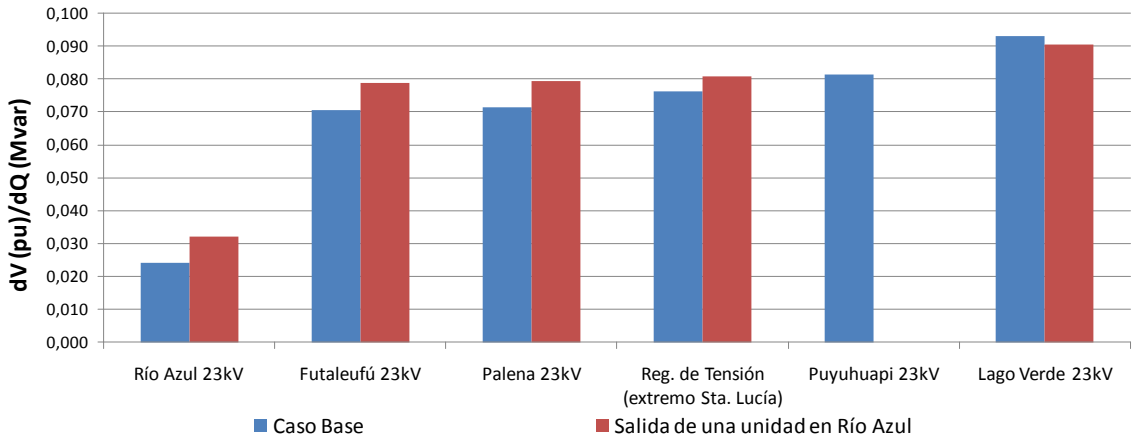

Figura 24: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Abril-2011).

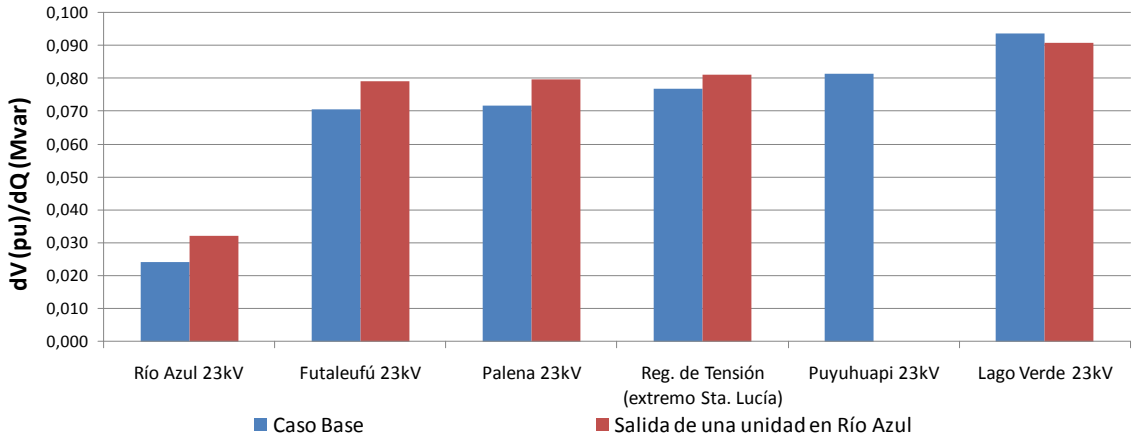

Figura 25: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Abril-2012).

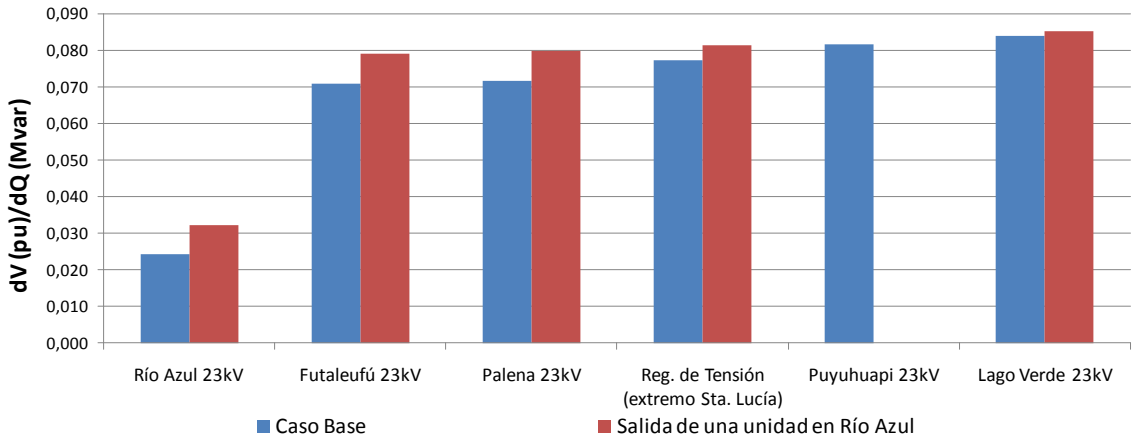

Figura 26: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Abril-2013).

A partir de las figuras anteriores se concluye que:

- Tanto en condiciones de operación normal como de postcontingencia, para el año 2010 las instalaciones más débiles, es decir aquellas con mayor sensibilidad de tensión, son las ubicadas inmediatamente aguas arriba del regulador de tensión en La Junta.
- Luego, tras la reubicación del regulador de tensión según se describe en 7.4.3, para los años 2011, 2012 y 2013 se observa que la barra más débil se ubica en el extremo del subalimentador Lago Verde, tanto para la situación de operación normal como de postcontingencia,.

7.5.1.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva que debe poseer el SM Palena para afrontar las contingencias estudiadas, es aquella que cubre la mayor diferencia entre el despacho total de potencia reactiva precontingencia y la evolución dinámica de la generación total de potencia reactiva del sistema. Verificando además que cada unidad generadora cumpla con las restricciones de su respectiva carta de operación.

Las siguientes gráficas muestran la evolución dinámica del total de generación reactiva, en busca de identificar cual es la contingencia más crítica para el SM Palena y determinar la cantidad de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar dicha contingencia.

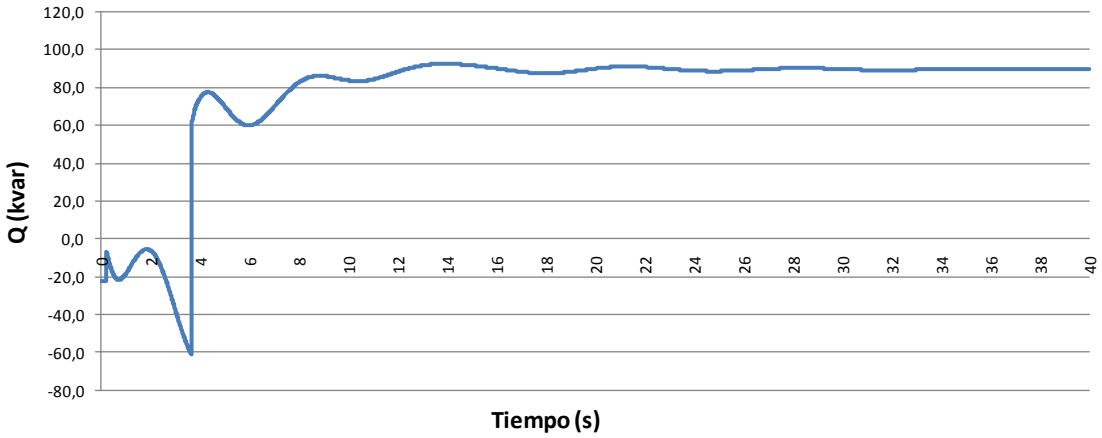

Figura 27: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2010

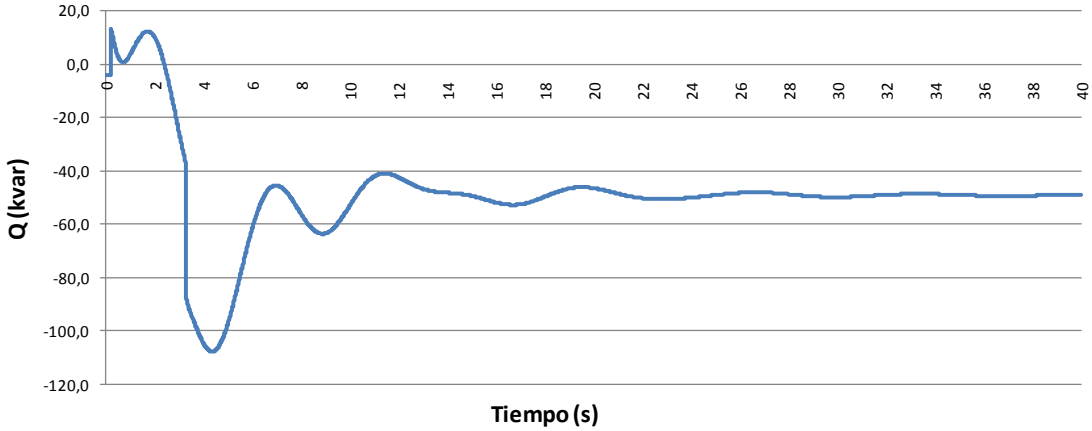

Figura 28: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2011

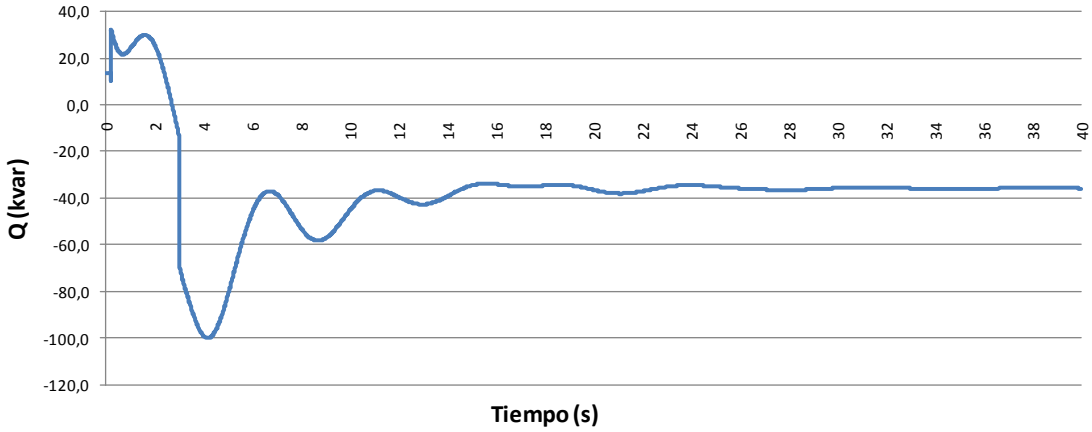

Figura 29: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2012

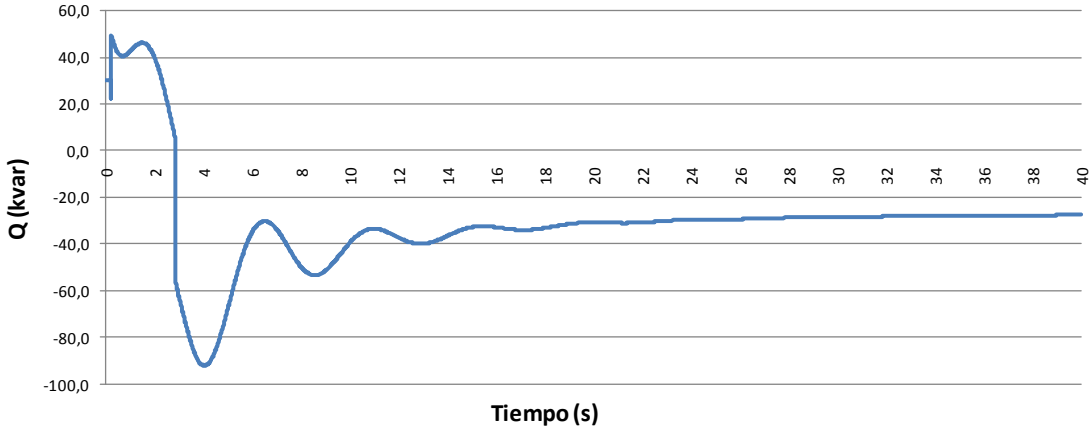

Figura 30: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2013

En la Tabla 67 se muestra la reserva de potencia reactiva necesaria en caso de ocurrir la contingencia más crítica para los escenarios de demanda máxima del primer semestre de cada año del horizonte de estudio. Nótese que para el 2011, 2012 y 2013 las magnitudes son negativas[36] y ello significa tener capacidad de absorción de reactivos para enfrentar la desconexión de una unidad de Río Azul.

[36] Situación justificada por la fuerte generación de reactivos en las propias redes del SM Palena (efecto Ferranti)

Tabla 67: Resumen de Reserva de potencia reactiva requerida para enfrentar la desconexión intempestiva de una unidad generadora en central Río Azul

Escenario	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVAR)
Demanda Máxima Abril-2010	114,9
Demanda Máxima Abril-2011	-103,7
Demanda Máxima Abril-2012	-113,7
Demanda Máxima Abril-2013	-122,1

7.5.1.3 Estabilidad de tensión para la barra más débil

Tabla 68: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda máxima en 1er Semestre

Escenario de operación	Punto con tensión más débil	Tensión de operación [p.u.]		Tensión Crítica [p.u.]		U[Operación]-U[Crítica] [p.u.]	
		Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.
Dda. Máx. Abril-2010	Reg. La Junta (extremo Sta. Lucía)	0,925	0,903	0,81	0,903	0,115	0,000
Dda. Máx. Abril-2011	Extremo subalim. Lago Verde	0,977	1,002	0,922	0,959	0,055	0,043
Dda. Máx. Abril-2012	Extremo subalim. Lago Verde	0,975	1,001	0,931	0,967	0,044	0,034
Dda. Máx. Abril-2013	Extremo subalim. Lago Verde	0,972	0,999	0,939	0,973	0,033	0,026

En la Tabla 68 para la barra más débil, se muestran las tensiones de operación, tensión crítica y margen de tensión. Los resultados evidencian en general y sólo con la excepción del año 2010, un estrecho Margen de Tensión lo cual es explicado por la activación de restricciones de potencia activa[37] en las unidades generadoras.

Pese a lo anterior, a partir del análisis dinámico de los requerimientos de reserva de reactivos realizado, se concluye que la situación de postcontingencia presenta un comportamiento adecuado de tensión para todos los escenarios analizados.

7.5.2 Escenario demanda máxima segundo semestre (Julio)

7.5.2.1 Identificación de la barra más débil

Las siguientes gráficas muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva (dV/dQ), para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 y en distintas barras del sistema eléctrico de Palena, para condiciones normales de operación y de postcontingencia.

[37] El incremento de la corriente asociada al retiro de reactivos en el punto de evaluación implica un incremento de pérdidas de potencia activa en redes.

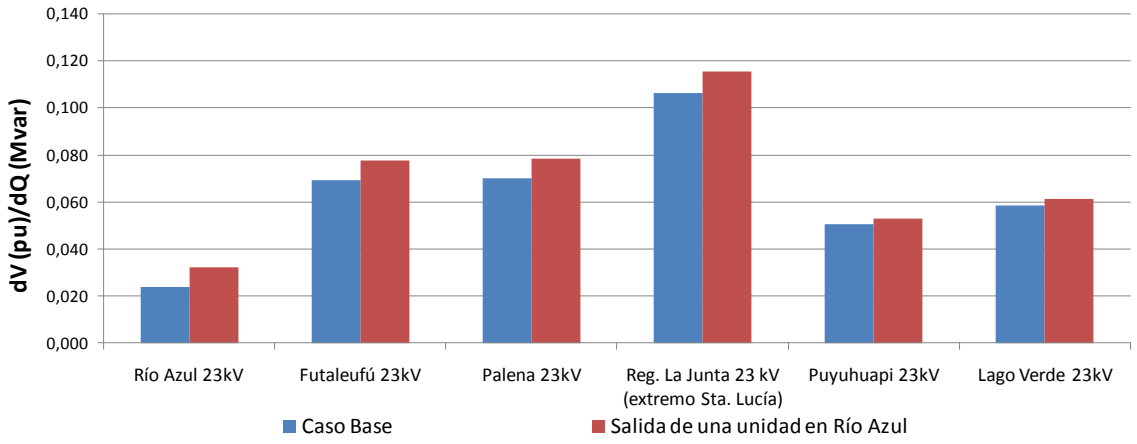

Figura 31: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Julio-2010).

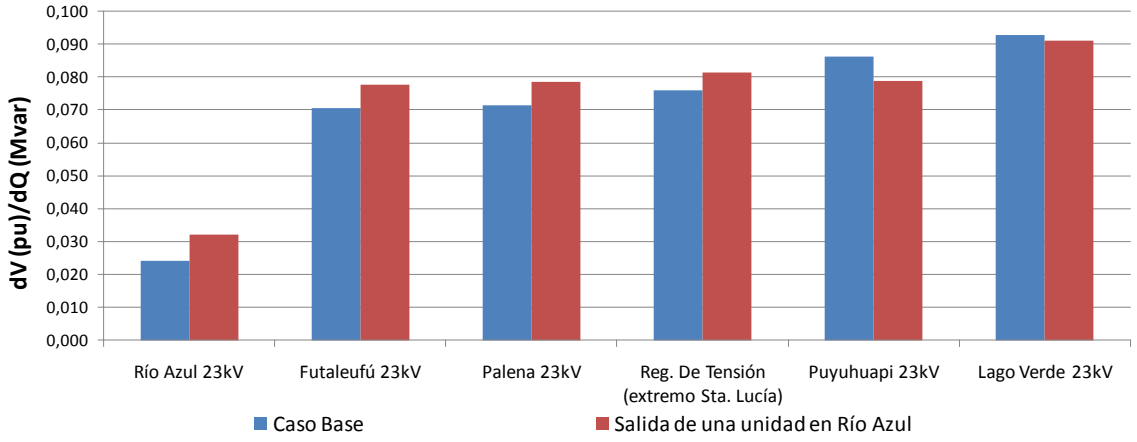

Figura 32: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Julio-2011).

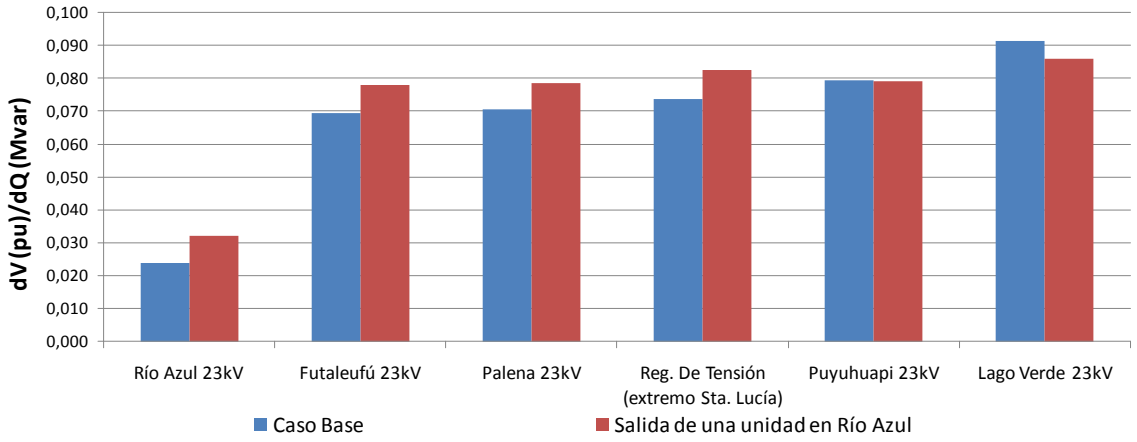

Figura 33: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Julio-2012).

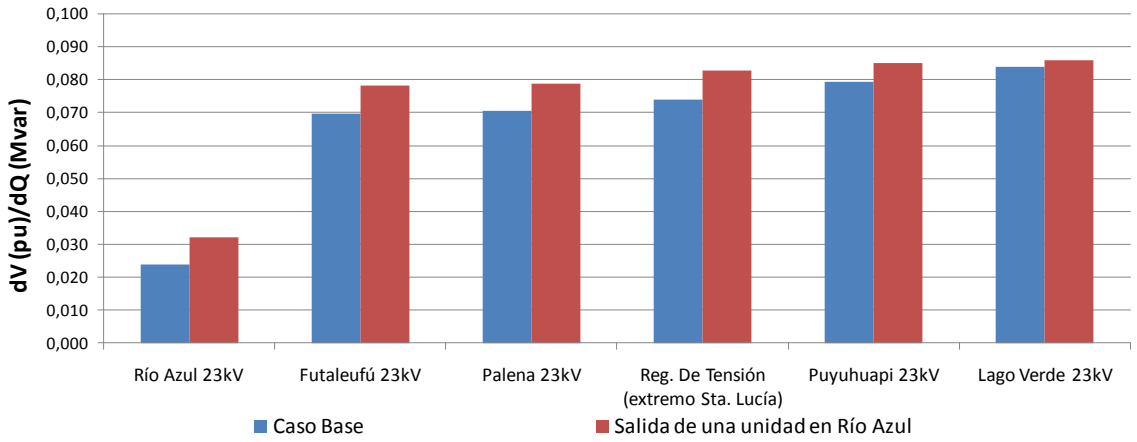

Figura 34: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Julio-2013).

A partir de las figuras anteriores se concluye que:

- Tanto en condiciones normales de operación como de postcontingencia, para el año 2010 las instalaciones más débiles, es decir aquellas con mayor sensibilidad de tensión, son aquellas ubicadas directamente aguas arriba del regulador de tensión en La Junta.
- Luego, tras la reubicación del regulador de tensión según se describe en 7.4.3, para los años 2011, 2012 y 2013 se observa que la barra más débil se ubica en el extremo del subalimentador Lago Verde, tanto para la situación de operación normal como de postcontingencia.

7.5.2.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva que debe poseer el SM Palena para afrontar las distintas contingencias estudiadas, es aquella que cubre la mayor diferencia entre el despacho total de potencia reactiva precontingencia y la evolución dinámica de la generación total de potencia reactiva del sistema. Lo anterior verificando que cada unidad generadora cumpla con las restricciones de su respectiva carta de operación.

Las siguientes gráficas muestran la evolución dinámica del total de generación reactiva, en busca de identificar cual es la contingencia más crítica para el SM Palena y determinar la cantidad de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar dicha contingencia.

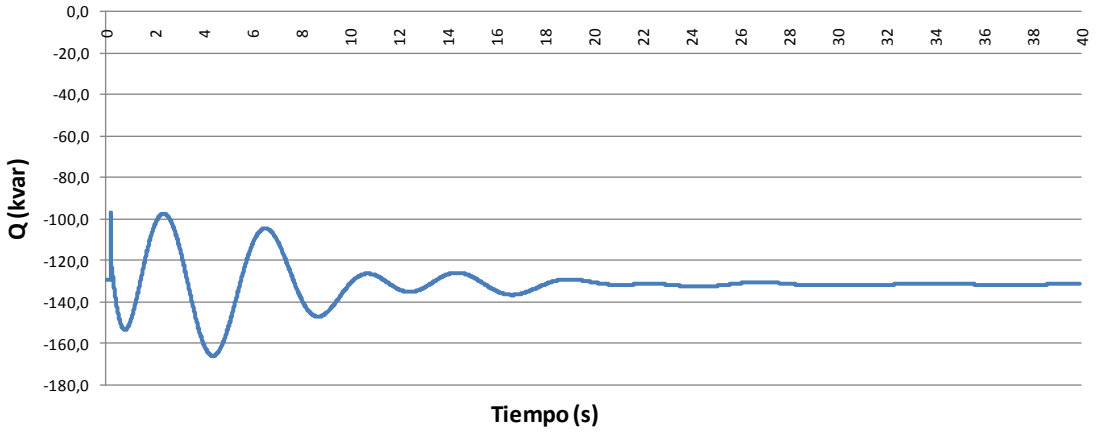

Figura 35: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Julio-2010

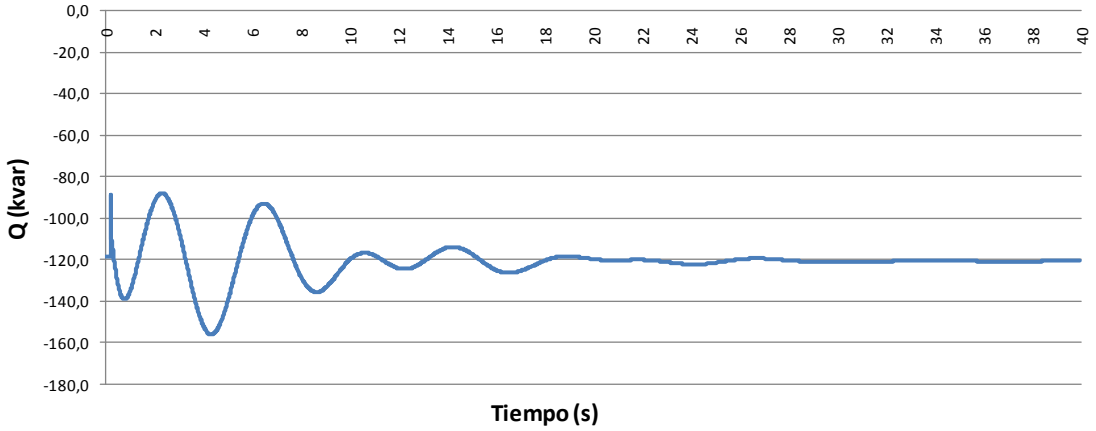

Figura 36: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Julio-2011

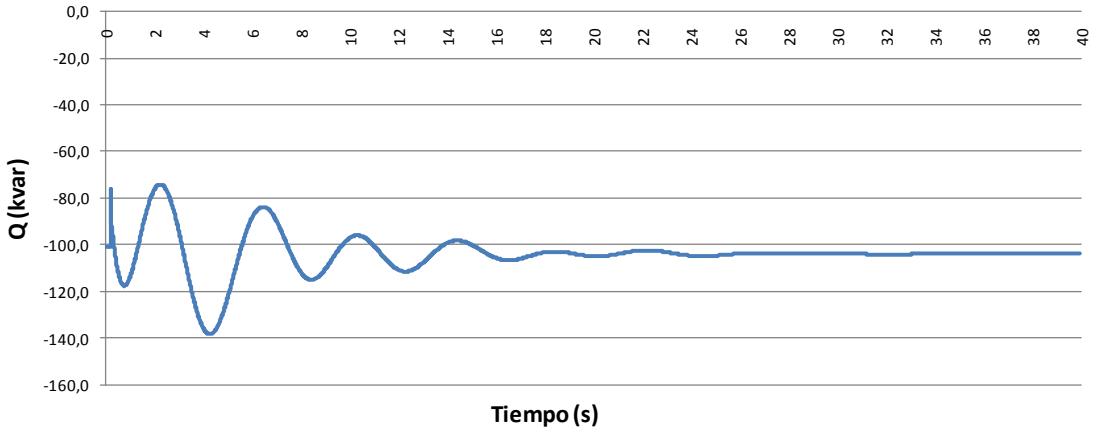

Figura 37: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Julio-2012

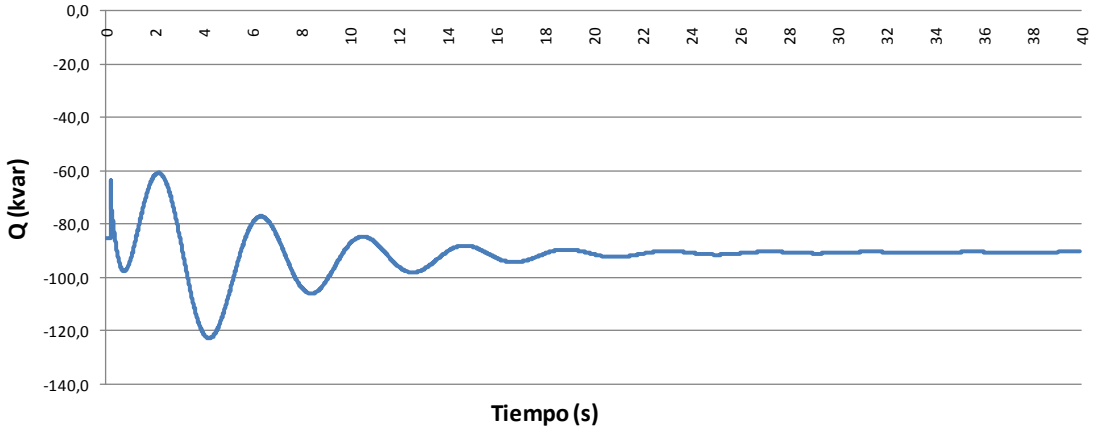

Figura 38: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Julio-2013

En la Tabla 69 se muestra la reserva de potencia reactiva necesaria en caso de ocurrir la contingencia más crítica para los escenarios de demanda máxima del primer semestre de cada año del horizonte de estudio.

Tabla 69: Resumen de Reserva de potencia reactiva requerida para enfrentar la desconexión intempestiva de una unidad generadora en central Río Azul

Escenario	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVAR)
Demanda Máxima Julio-2010	-36,8
Demanda Máxima Julio-2011	-37,8
Demanda Máxima Julio-2012	-37,2
Demanda Máxima Julio-2013	-37,8

7.5.2.3 Estabilidad de tensión para la barra más débil

Tabla 70: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda máxima en 2do Semestre

Escenario de operación	Barra más débil	Tensión de operación [p.u.]		Tensión Crítica [p.u.]		U[Operación]-U[Crítica] [p.u.]	
		Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.
Dda. Máx. Noviembre-2010	Reg. La Junta (extremo Sta. Lucía)	0,956	0,955	0,759	0,879	0,197	0,076
Dda. Máx. Noviembre-2011	Extremo subalim. Lago Verde	0,991	0,991	0,845	0,962	0,146	0,029
Dda. Máx. Noviembre-2012	Extremo subalim. Lago Verde	0,989	0,988	0,858	0,988	0,131	0,000
Dda. Máx. Noviembre-2013	Extremo subalim. Lago Verde	0,986	0,986	0,866	0,986	0,12	0,000

A partir de los resultados mostrados en la Tabla 70 se concluye lo siguiente:

- En comparación con el caso de demanda máxima del primer semestre, se observa una mejoría en los valores de Margen de Tensión para operación normal, lo cual se justifica por la mayor holgura de capacidad que se presenta en las unidades generadoras.
- Adicionalmente, al igual que en el caso de demanda máxima del primer semestre, el análisis dinámico de los requerimientos de reserva de reactivos realizado, permite verificar que en todos los escenarios estudiados la situación de postcontingencia presenta un adecuado comportamiento de tensión.

7.5.3 Escenario demanda mínima anual

7.5.3.1 Identificación de la barra más débil

Las siguientes gráficas muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ), para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 y en distintas barras del sistema eléctrico de Palena, para condiciones normales de operación y de postcontingencia.

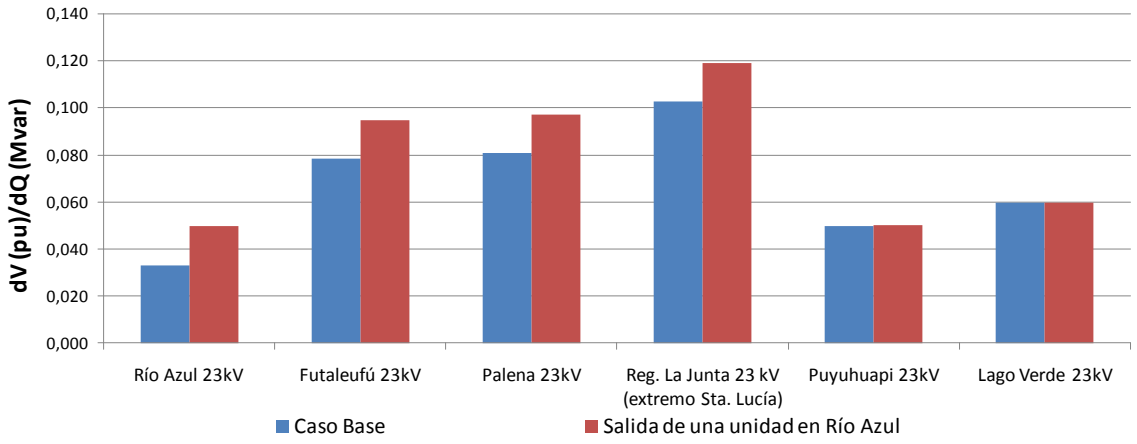

Figura 39: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Noviembre 2010 B4).

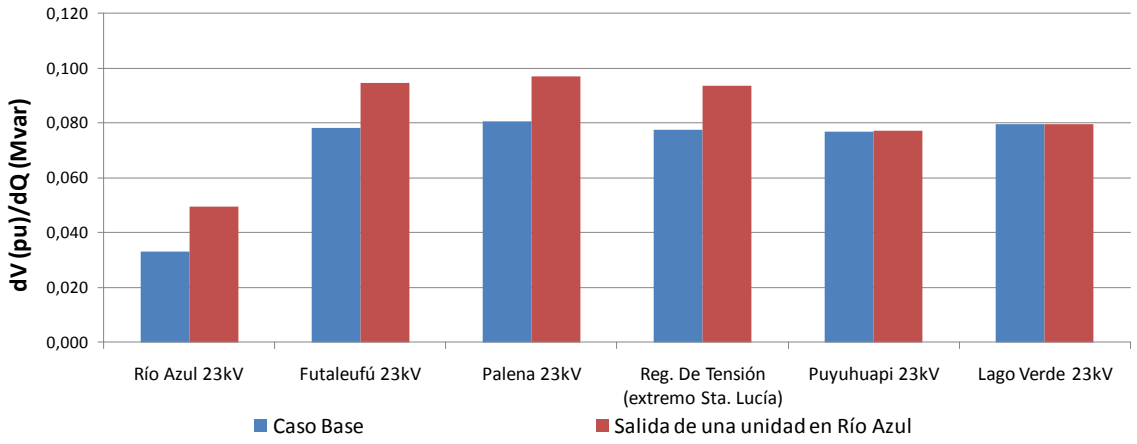

Figura 40: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Noviembre 2011 B4).

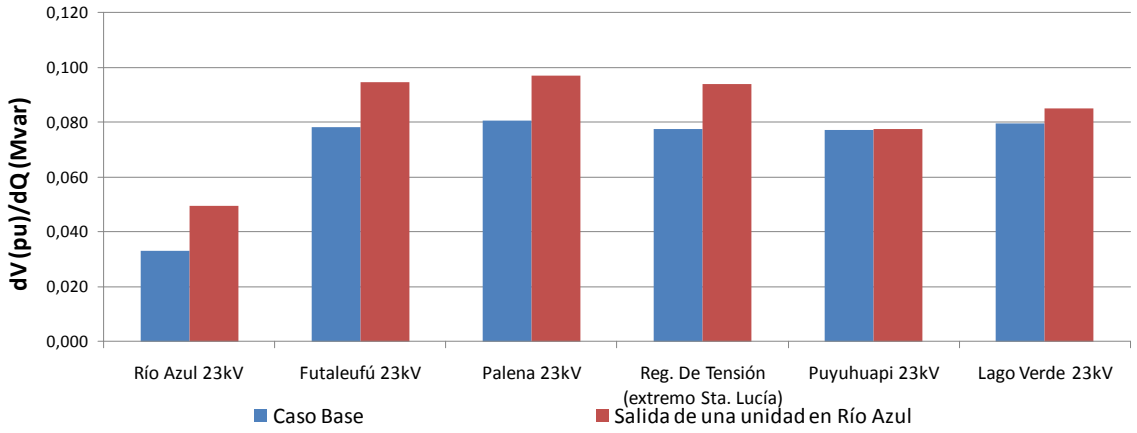

Figura 41: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Noviembre 2012 B4).

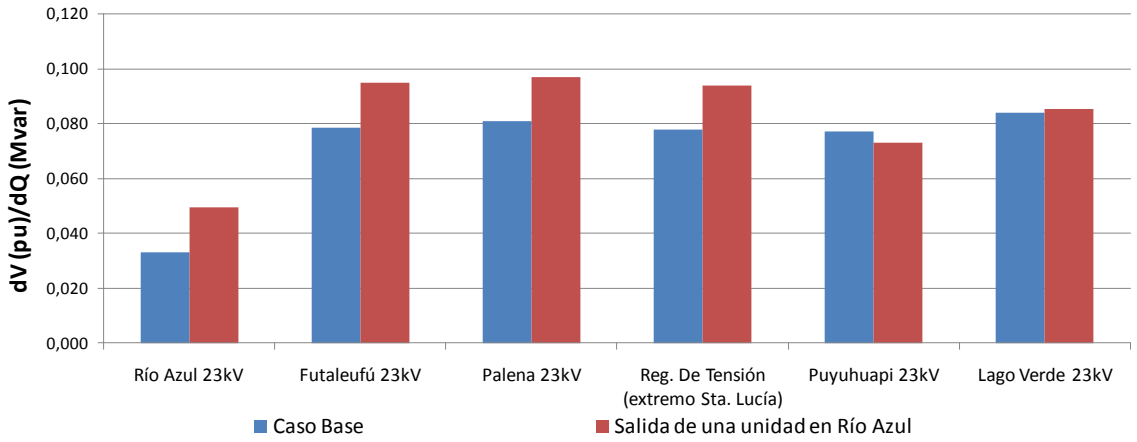

Figura 42: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Noviembre 2013 B4).

A partir de las figuras anteriores se concluye que:

- Tanto en condiciones de operación normal como de postcontingencia, para el año 2010 las instalaciones más débiles, es decir aquellas con mayor sensibilidad de tensión, son aquellas ubicadas inmediatamente aguas arriba del regulador de tensión en La Junta.
- Luego, tras la reubicación del regulador de tensión según se describe en 7.4.3, para los años 2011, 2012 y 2013 se observa que la barra más débil se ubica en el extremo del alimentador Palena, tanto para la situación de operación normal como de postcontingencia.

7.5.3.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva que debe poseer el SM Palena para afrontar las distintas contingencias estudiadas, es aquella que cubre la mayor diferencia entre el despacho total de potencia reactiva precontingencia y la evolución dinámica de la generación total de potencia reactiva del sistema. Lo anterior verificando que cada unidad generadora cumpla con las restricciones de su respectiva carta de operación.

Las siguientes gráficas muestran la evolución dinámica del total de generación reactiva, en busca de identificar cual es la contingencia más crítica para el SM Palena y determinar la cantidad de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar dicha contingencia.

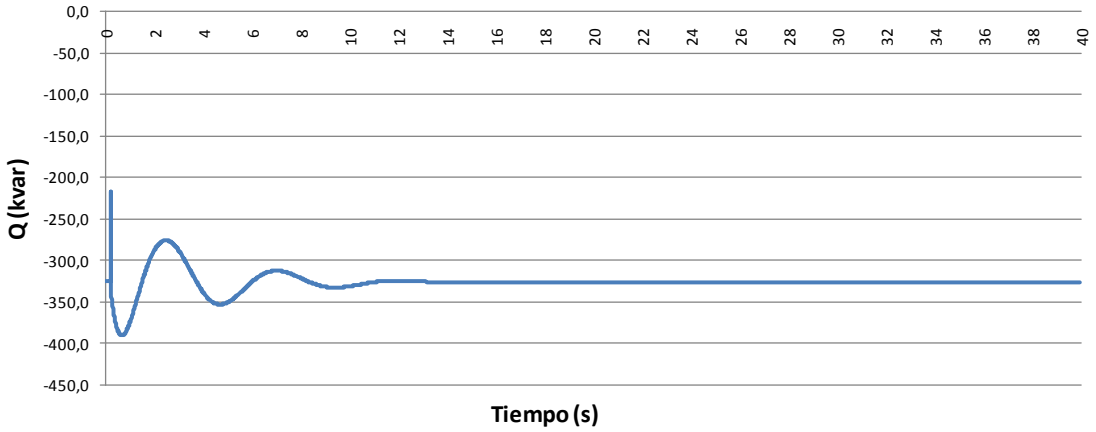

Figura 43: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Noviembre 2010 B4

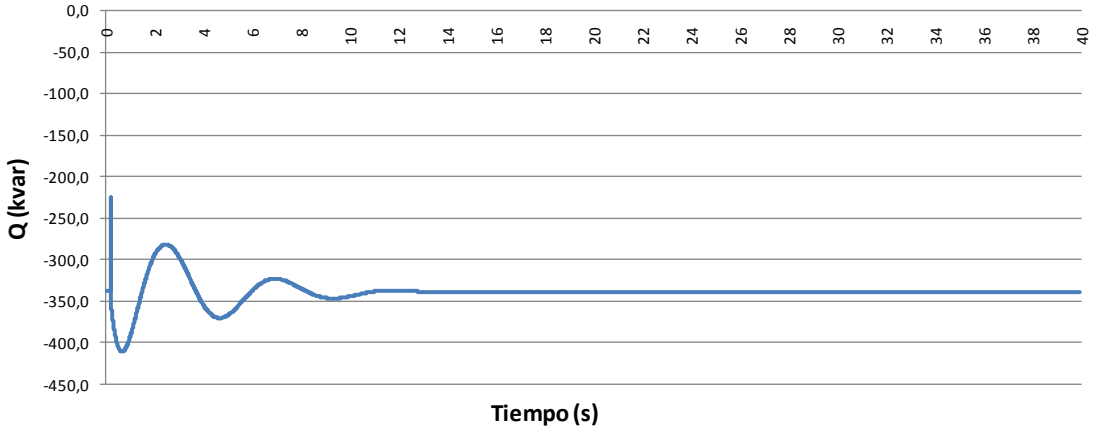

Figura 44: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Noviembre 2011 B4

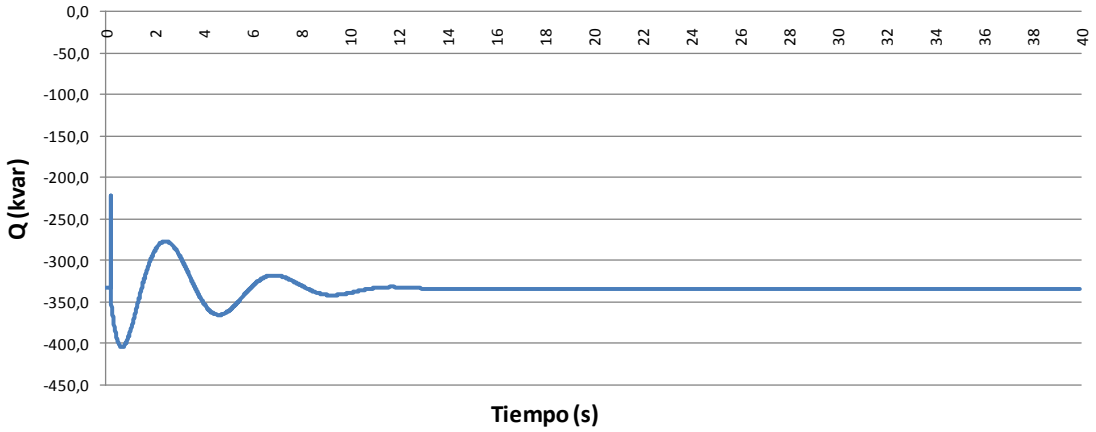

Figura 45: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Noviembre 2012 B4

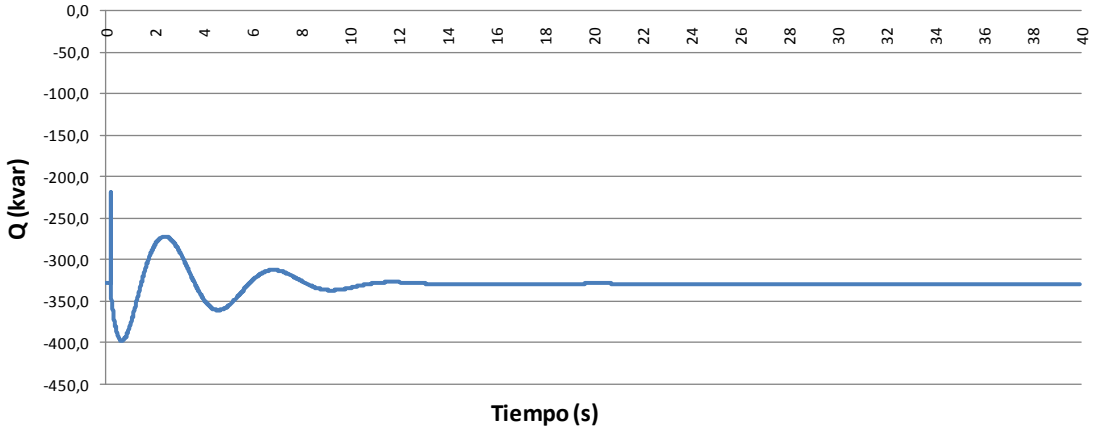

Figura 46: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Noviembre 2013 B4

En la Tabla 71 se muestra la reserva de potencia reactiva necesaria en caso de ocurrir la contingencia más crítica para los escenarios de demanda máxima del primer semestre de cada año del horizonte de estudio.

Tabla 71: Resumen de Reserva de potencia reactiva requerida para enfrentar la desconexión intempestiva de una unidad generadora en central Río Azul

Escenario	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVAR)
Demanda Mínima 2010	-65,7
Demanda Mínima 2011	-73,5
Demanda Mínima 2012	-71,9
Demanda Mínima 2013	-70,2

7.5.3.3 Estabilidad de Tensión para la barra más débil

Tabla 72: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda mínima (Julio B4)

Escenario de operación	Barra más débil	Tensión de operación [p.u.]		Tensión Crítica [p.u.]		U[Operación]-U[Crítica] [p.u.]	
		Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.
Dda Mín 2010	Reg. La Junta (extremo Sta. Lucía)	0,989	0,992	0,831	0,867	0,158	0,125
Dda Mín 2011	Extremo Alim. Palena	1,02	1,024	0,909	0,929	0,111	0,095
Dda Mín 2012	Extremo Alim. Palena	1,02	1,023	0,91	0,929	0,11	0,094
Dda Mín 2013	Extremo Alim. Palena	1,019	1,023	0,91	0,929	0,109	0,094

A partir de los resultados mostrados en la Tabla 72 se concluye que tanto en estado de operación normal como en el de postcontingencia, el sistema presenta un amplio Margen de Tensión, el cual se justifica por la holgura de capacidad de potencia activa con la cual operan las unidades generadoras en este escenario.

8 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE PALENA

8.1 *Introducción*

En conformidad a la NTSyCS para Sistemas Medianos deben realizarse una serie de estudios con el fin de analizar la aplicación de las exigencias que indica la Norma. Entre estos estudios debe realizarse un Estudio de Plan de Recuperación de Servicio (PRS), cuyo objetivo es establecer los mecanismos que permitan con posterioridad a un Apagón Total o Parcial restablecer el suministro eléctrico en todas las Islas Eléctricas.

Este documento ha sido formulado en base a la "Guía de Maniobras de Central Río Azul 2009", el cual ha sido revisado para verificar la inclusión de los aspectos requeridos en la NTSyCS para SSMM. En particular, se han agregado elementos que complementan al documento actual en cuanto a que se considera la situación de un Apagón Total, se explicitan definiciones de los coordinados que participan en el plan y procedimientos que están definidos en la actualidad entre los coordinados que no estaban en forma explícita en el documento original.

8.2 *Descripción General del Sistema Mediano de Palena*

El sistema Palena consta de seis centrales las cuales abastecen la demanda de la zona en su totalidad. El parque de generación se divide en centrales Hidráulicas y Térmicas. Para realizar el reparto de suministro e interconectar el sistema existe una red de distribución. Esta está definida por tres alimentadores principales en 23kV: Alimentadores Santa Lucía, Futaleufú y Palena.

8.2.1 Centrales Sistemas Palena

El sistema Palena consta de un total de Generación disponible de 3,050 kW, compuestos por 1400 kW de generación hidroeléctrica y 1.650 KW de generación térmica.

8.2.1.1 Centrales Hidráulicas

El sistema Palena consta de una central hidráulica denominada central Río Azul la cual está ubicada en el Sector de Puerto Ramírez (a 43 km de la ciudad de Palena), y está compuesta por cuatro unidades de 350 kW correspondiendo de esta forma al 45,9% del parque de generación total del SM Palena.

8.2.1.2 Centrales Térmicas

El sistema Palena consta de cinco centrales térmicas;

- Central Palena, ubicada en Palena está compuesta por dos unidades térmicas (motores diesel) de 180 kW y 292 kW, totalizando una capacidad total de 472 kW

- Central Futaleufú, ubicada en Futaleufú está compuesta por dos unidades térmicas (motores diesel) de 292 kW y 256 kW, totalizando una capacidad total de 548 kW.
- Central Puyuhuapi, ubicada en Puyuhuapi está compuesta por una unidad térmica (motor diesel) de 292 kW.
- Central Lago Verde, ubicada en Lago Verde está compuesta por una unidad térmica (motor diesel) de 150 kW.
- Central La Junta, ubicada en el sector de La Junta es compuesta por una unidad térmica (motor diesel) de 288 kW.

De esta forma, el porcentaje de capacidad de generación térmica en el SM Palena es de 54,09% del parque de generación total del SM Palena.

8.2.2 Líneas de Distribución

El sistema Palena consta de de una red de distribución radial compuesta por tres alimentadores principales en 23kV; Alimentadores Santa Lucía, Futaleufú y Palena. Cada uno de estos alimentadores presenta en 23kV una topología radial observándose su operación general y con disponibilidad de recursos hídricos en central Río Azul, considera el sólo reparto de la generación de esta central entre los clientes del SM Palena.

En forma particular, el alimentador Palena (52E3) con una longitud aproximada de 60 km[38] está destinado a distribuir suministro a los clientes de los sectores El Porfiado, El Malito, El Aceite, El Tigre, El Tranquilo, Palena, El Encuentro y California. Adicionalmente, en la ciudad de Palena se conecta con la central Palena, la cual en función de los requerimientos de demanda del SM puede operar en sincronismo con una unidad (292 kW).

En forma análoga, el alimentador Futaleufú (52E2) con una longitud aproximada de 56 km[34] está destinado a distribuir suministro a los clientes ubicados entre las localidades de Pto. Ramírez y Futaleufú hasta el paso fronterizo con Argentina (S.A.G., Carabineros, Aduana, etc.). Además, en la ciudad de Futaleufú se conecta con la central Futaleufú, la cual frente a la desconexión del Alimentador Futaleufú permite levantar en forma aislada las principales cargas del alimentador.

En forma análoga, el alimentador Santa Lucía (52E1) está destinado a distribuir suministro a los clientes ubicados en las localidades Lago Verde, Puyuhuapi, Villa Santa Lucía, La Junta, y en sus cercanías. Topológicamente este alimentador presenta cinco seccionamientos determinados por interruptores.

El primer tramo del alimentador se subtiende entre Pto. Ramírez (central Río Azul) y Villa Santa Lucía, donde mediante el reconectador R-1 se desprende un arranque hacia la localidad de Chaitén[39]. Desde la misma localidad de Santa Lucía el alimentador continúa a

[38] Longitud lineal, es decir sin considerar derivaciones radiales del conductor troncal.

[39] Dada la erupción del volcán Chaitén en el año 2008, la red de 23kV dispuesta aguas abajo de R-1 esta interrumpida aproximadamente a 52 km[34] de Villa Santa Lucía.

través del reconectador R-2 y se extiende por aproximadamente 67 km[34] hacia el sur hasta el sector de La Junta. Frente al corte de suministro en este tramo la operación de la central La Junta permite restablecer el suministro en forma aislada.

Continuando tras el sector de La Junta la red se subdivide en los subalimentadores Puyuhuapi (R-5) y Lago Verde (R-6). El subalimentador Lago Verde inicia en el reconectador R-6 ubicado en el sector de La Junta y se extiende por aproximadamente 73 km hasta la localidad de Lago Verde, lugar donde se conecta la central Lago Verde. Frente al corte de suministro de este subalimentador la operación de la central Lago Verde permite restablecer el suministro en forma aislada. Por su parte, el subalimentador Puyuhuapi se inicia en el reconectador R-5 ubicado en el sector de La Junta, desde donde se extiende por aproximadamente 58 km hacia el sureste. Aproximadamente en el km 31 se conecta la central Puyuhuapi la cual permite restablecer el suministro en forma aislada frente a un corte de suministro desde La Junta.

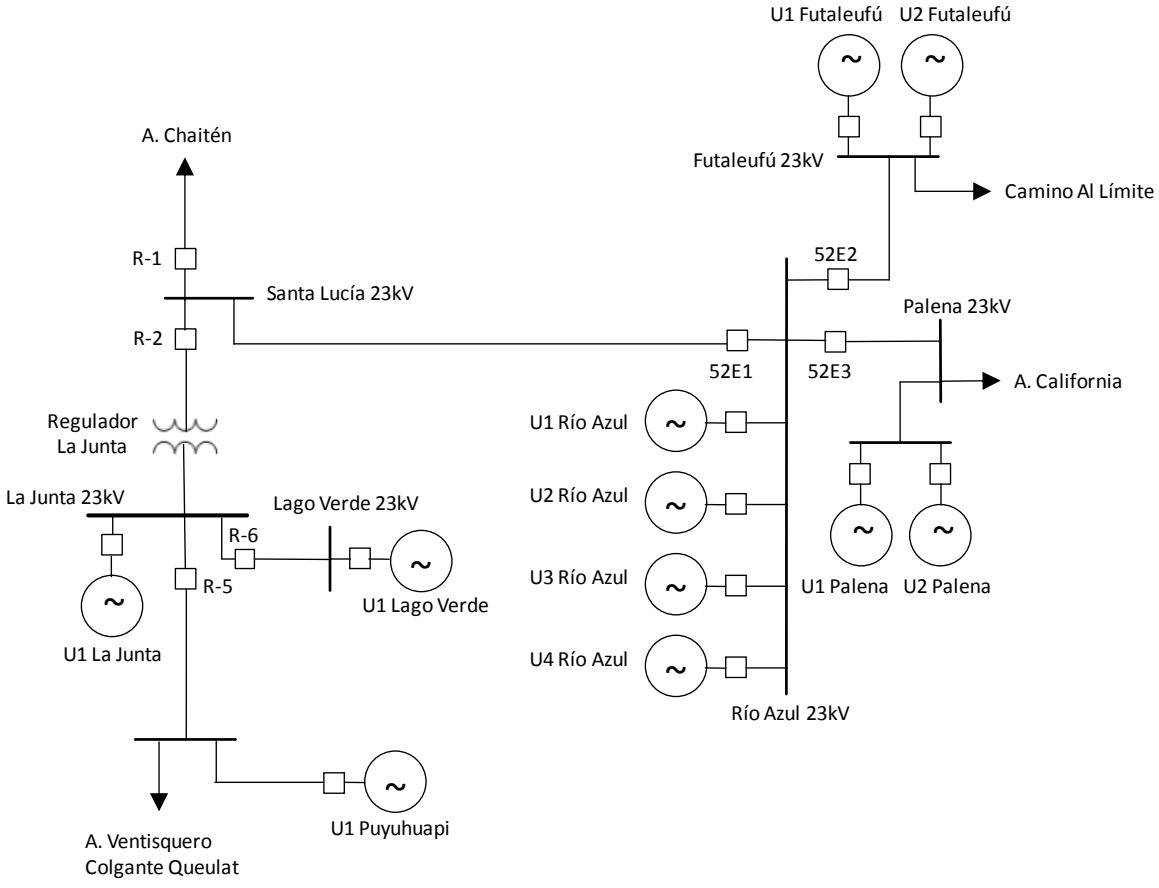

Figura 47: Diagrama unifilar simplificado SM Palena

8.3 *Plan de Recuperación de Servicio (PRS)*

8.3.1 Características

Se aplicará el PRS Palena cuando se produzca una pérdida total de suministro en las barras de 23 kV de central Río Azul.

8.3.2 Definiciones

- CO: Centro de Operación, encargado del despacho de las centrales de generación del sistema de Palena. En el sistema existe un CO el cual está ubicado en las instalaciones de central Río Azul, desde donde se controla y comanda la operación de las centrales del SM Palena.
- Jefe de Distribución: Responsable del patrullaje, la ejecución de maniobras, el mantenimiento y las reparaciones en la red de distribución en 23 kV del SM Palena.
- Brigadas: son las unidades encargadas de realizar las actuaciones correspondientes a patrullaje, ejecución de maniobras, mantenimiento y reparaciones en la red de distribución en 23 kV. Jerárquicamente dependen de la Jefatura de Distribución de la Delegación.
- Operador de Central: Responsable encargado de operar en sincronismo o en forma aislada las centrales térmicas Palena, Futaleufú, Puyuhuapi, Lago Verde y La Junta. Jerárquicamente dependen del CO Río Azul.

8.3.3 Delegación de funciones durante PRS

- La dirección de la aplicación del PRS la hará el CO Río Azul.
- El CO Río Azul determina y autoriza el inicio de plan particular de recuperación de servicio.
- Las acciones de patrullaje y maniobras en la red de transmisión serán solicitadas por el CO al Jefe de Distribución de la Delegación respectiva.
- Las solicitudes de autorización a los Jefes de Distribución se realizan a través del CO de la central Río Azul.
- Los operadores de las instalaciones deberán informar al CO Río Azul respecto a inconvenientes o dificultades que surjan durante el PRS, de manera que este evalúe alternativas de recuperación.
- El CO Río Azul podrá realizar modificaciones según su criterio en el PRS general en virtud de los inconvenientes o restricciones particulares que presente el sistema.
- La verificación de la condición de línea despejada en los distintos segmentos del sistema de distribución será obtenida mediante patrullaje en terreno y/o los sistemas de monitoreo y control disponibles.

8.3.4 Consideraciones iniciales del PRS

- El CO Río Azul identificará la componente fallada utilizando la información de pérdidas de carga y de operación de protecciones. En este último caso la información se obtendrá forma directa para las posiciones en Río Azul 23kV y mediante interrogación a distancia o por información verbal vía radial para demás protecciones.
- El CO Río Azul verifica el estado de unidades de generación e instalaciones principales identificando posibles averías que produzcan indisponibilidades para la posterior recuperación del servicio. Además, debe identificar disponibilidad para tomar carga.
- El CO Río Azul declara y comunica a operadores de centrales y Jefe de Distribución la existencia de un Apagón Total o Parcial a partir de la información del estado operativo del sistema.
- El CO Río Azul solicita al Jefe de Distribución la realización de las maniobras pertinentes en terreno.
- El CO Río Azul verifica con el Jefe de Distribución la realización de las operaciones de terreno solicitadas y pide autorización para energizar redes con potencia disponible.
- Según indisponibilidad en redes de distribución el CO Río Azul ordena a operadores de centrales iniciar la operación de subsistemas Palena, Futaleufú, Puyuhuapi, La Junta y Lago Verde en forma aislada.

8.3.5 Condiciones de Partida del PRS

- Declaración de existencia de un Apagón Total
- Disponer interruptores según esquema de Recuperación de Servicio, tal como se describe en el Procedimiento.
- Central Río Azul energiza su barra de 23 kV.

8.3.6 Conceptos

Con la energía proveniente de central Río Azul y disponibilidad de las instalaciones se recuperan los consumos alimentados desde la barra de 23 kV de central Río Azul lo que corresponde a los alimentadores de Palena, Futaleufú y Santa Lucía. En el caso de observarse disponibilidad de capacidad insuficiente en central Río Azul se podrá sincronizar una unidad de central Palena para satisfacer los requerimientos de demanda.

En caso de existir indisponibilidad de instalaciones de distribución que lo ameriten, y previa verificación con el Jefe de Distribución de aislación de las mismas, el CO Río Azul podrá ordenar a los operadores de centrales iniciar la operación de subsistemas en forma aislada.

8.4 *Condiciones para aplicación de plan de recuperación de servicio*

La aplicación de los planes dependerá del estado en que se encuentren las instalaciones, esto es, caída total o parcial de servicio, la disponibilidad operacional total o parcial de las redes asociadas a los alimentadores Palena, Futaleufú y Santa Lucía; y disponibilidad de potencia en centrales Río Azul y Palena.

PROCEDIMIENTO

SISTEMA PALENA		
1	**CO Río Azul**	Disponer de estado de interruptores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipos no operados 52E1 Santa Lucía (A-818), 52E3 Palena (A-819) y 52E2 Futaleufú (A-820).
2	**CO Río Azul**	Da inicio de plan de recuperación de servicio.
3	**CO Río Azul**	Energizar Barra 23 kV con energía de Grupos hidroeléctricos Nº 5133, Nº 5134, Nº 5135 y Nº 5136 de central Río Azul. En consideración al requerimiento estimado de demanda y la disponibilidad operacional de las unidades generadoras de central Río Azul se podrá sincronizar adicionalmente el Grupo térmico Nº 5531 de central Palena. Para sincronizar la unidad de central Palena, es necesario desarrollar al paso 6 del Procedimiento y luego continuar con el paso 4.
4	**CO Río Azul**	Según disponibilidad de las instalaciones de distribución se energiza alimentador 52E1 – Santa Lucía (A-818).
5	**CO Río Azul**	Según disponibilidad de las instalaciones de distribución se energiza alimentador 52E2 – Futaleufú (A-820).
6	**CO Río Azul**	Según disponibilidad de las instalaciones de distribución se energiza alimentador 52E3 – Palena (A-819).

Una vez recuperado los consumos de los alimentadores Santa Lucía, Futaleufú y Palena y haber estabilizado el sistema, se traspasa la carga de la central Palena a la central Río Azul y se ajusta el número y potencia de unidades despachadas en central Río Azul conforme a los requerimientos de demanda.

9 ANEXOS

9.1 *Anexo Nº1: Estimación de Tasas de falla e indisponibilidad forzada de unidades generadoras del SM de Palena.*

Como se describe en la sección 3.4 la probabilidad de falla de cada unidad se estimó considerando la tasa de falla de unidades de similares características a la del SM de Palena existentes en el SIC. Dicha información fue obtenida de la sección 4.3.4. del estudio "Control de Frecuencia y Determinación de Reserva" para el año 2009 disponible en el sitio WEB del CDEC-SIC.

En la siguiente Tabla 73 se describen las tasas de falla para motores diesel y unidades hidráulicas de pequeño tamaño (hasta 10MW) presentes en el SIC. Nótese que solo se han considerado para esta estadística aquellas unidades que poseen un registro de medición superior a un año o que no hayan presentado fallas a la fecha.

Tabla 73: Estadísticas de falla e indisponibilidad forzada para unidades diesel e hidráulicas de pequeño tamaño del SIC.

Central	Nº Fallas en Periodo	Tasa Falla	Nº Unidades	Tasa Falla Anual por Unidad [Fallas/año]	Tasa Falla Horaria por unidad [Fallas/hr]	Tipo	Tasa de Indisponibilidad Forzada Anual por unidad [hrs/año]
Ancud	14	2,5	1	2,5	0,00028167	Diesel	N/I
Los Sauces	1	0,6	1	0,6	0,00006831	Diesel	75
Malleco	1	0,2	1	0,2	0,00002012	Diesel	75
Maule	23	14,7	1	14,7	0,00167248	Diesel	N/I
Punitaqui	1	0,7	1	0,7	0,00007659	Diesel	N/I
Traiguén	1	0,6	1	0,6	0,00006831	Diesel	75
Casablanca	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Const. Elek	24	15,3	1	15,3	0,00174216	Diesel	N/I
Curacautín	3	1,8	1	1,8	0,00020492	Diesel	75
Chiloé	0	0	6	0	0	Diesel	N/I
Chuyaca	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Curauma	28	4,9	2	2,5	0,00028167	Diesel	N/I
Esperanza	9	5,9	1	5,9	0,00067812	Diesel	N/I
Lebu	0	0	1	0	0	Diesel	75
Monte Patria	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Placilla	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Quintay	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Totoral	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Esperanza	15	9,9	1	9,9	0,0011302	Diesel	N/I
Quellón	6	1,1	1	1,1	0,00012071	Diesel	N/I
Chiburgo	2	1,4	2	0,7	0,00007847	Hidro	N/I
Eyzaguirre	4	2,8	1	2,8	0,00031686	Hidro	N/I
Los Morros	15	2,6	1	2,6	0,00030179	Hidro	50
El Rincón	0	0	2	0	0	Hidro	N/I
Puclaro	0	0	1	0	0	Hidro	N/I
Sauce Andes	0	0	1	0	0	Hidro	N/I
Chacabuquito	33	5,1	4	1,3	0,00014603	Hidro	10
Florida	6	1,1	1	1,1	0,00012071	Hidro	33,6
Los Molles	15	2,6	2	1,3	0,00015089	Hidro	N/I
Maitenes	27	4,8	3	1,6	0,00018107	Hidro	N/I
Pilmaiquén	36	6,3	5	1,3	0,00014486	Hidro	0,14
Puntilla	7	1,2	2	0,6	0,00007042	Hidro	24

N/I: No Informado

Luego la tasa de falla horaria promedio para cada tipo de tecnología en el SM de Palena se estima como el promedio de las tasas de falla horarias observadas en el SIC para cada tecnología:

Tabla 74: Tasa de falla horaria estimada por tecnología para unidades del SM Palena

Tecnología	Tasa de Falla Horaria [Fallas/hr]
Diesel	0,0003185
Hidro	0,0001265

Adicionalmente, en la Tabla 73 se ha descrito en la última columna la tasa de indisponibilidad forzada de las unidades consideradas según se describe en el sitio WEB del CDEC-SIC. De dividir el promedio de tasas de indisponibilidad forzadas por tecnología por la tasa de falla horaria estimada en la Tabla 74 se obtiene el tiempo medio de indisponibilidad de cada tecnología por falla:

Tabla 75: Tiempo medio de indisponibilidad por evento de falla para unidades del SM Palena.

Tecnología	Tiempo medio de indisponibilidad por falla [hr/falla]
Diesel	26,88
Hidro	21,25

9.2 *Anexo Nº2: Antecedentes para el cálculo de Índices de Calidad de Suministro FMIK y TTIK*

El presente anexo tiene por objeto describir toda la información necesaria para replicar los índices de calidad de suministro proyectados en la sección 5.6 para el SM Palena en el año 2010.

Tabla 76: Modulación de bloques de demanda proyectados para 2010 en el SM Palena.

Carga por tramo [MVA]	Ene B1	Feb B1	Mar B1	Abr B1	May B1	Jun B1	Jul B1	Ago B1	Sep B1	Oct B1	Nov B1	Dic B1
Tramo Río Azul - Santa Lucía	0,068	0,072	0,071	0,075	0,070	0,068	0,064	0,066	0,064	0,065	0,061	0,065
Tramo Río Azul - Futaleufú	0,222	0,235	0,231	0,245	0,229	0,221	0,208	0,216	0,209	0,213	0,201	0,212
Tramo Río Azul - Palena	0,165	0,175	0,172	0,182	0,170	0,164	0,155	0,160	0,155	0,158	0,150	0,157
Tramo La Junta - Lago Verde	0,089	0,094	0,092	0,098	0,091	0,088	0,083	0,086	0,083	0,085	0,080	0,085
Tramo Santa Lucía - Chaitén (en servicio)	0,055	0,059	0,058	0,061	0,057	0,055	0,052	0,054	0,052	0,053	0,050	0,053
Tramo La Junta - Puyuhuapi	0,175	0,185	0,182	0,193	0,180	0,174	0,164	0,170	0,165	0,168	0,159	0,167
Tramo Santa Lucía - La Junta	0,225	0,238	0,234	0,248	0,232	0,224	0,211	0,218	0,211	0,216	0,204	0,214
Duración del bloque [hr]	74	88	107	128	115	115	149	116	109	71	81	70

Carga por tramo [MVA]	Ene B2	Feb B2	Mar B2	Abr B2	May B2	Jun B2	Jul B2	Ago B2	Sep B2	Oct B2	Nov B2	Dic B2
Tramo Río Azul - Santa Lucía	0,052	0,053	0,052	0,057	0,057	0,055	0,046	0,051	0,049	0,051	0,046	0,048
Tramo Río Azul - Futaleufú	0,172	0,174	0,171	0,186	0,187	0,179	0,149	0,168	0,161	0,167	0,151	0,157
Tramo Río Azul - Palena	0,127	0,129	0,127	0,138	0,139	0,133	0,111	0,125	0,119	0,124	0,112	0,116
Tramo La Junta - Lago Verde	0,068	0,070	0,068	0,074	0,075	0,071	0,060	0,067	0,064	0,067	0,060	0,063
Tramo Santa Lucía - Chaitén (en servicio)	0,043	0,044	0,043	0,046	0,047	0,045	0,037	0,042	0,040	0,042	0,038	0,039
Tramo La Junta - Puyuhuapi	0,135	0,137	0,135	0,146	0,147	0,141	0,117	0,132	0,126	0,131	0,119	0,123
Tramo Santa Lucía - La Junta	0,174	0,176	0,173	0,188	0,189	0,181	0,151	0,170	0,162	0,169	0,152	0,159
Duración del bloque [hr]	182	194	217	129	68	65	234	102	85	95	198	253

Carga por tramo [MVA]	Ene B3	Feb B3	Mar B3	Abr B3	May B3	Jun B3	Jul B3	Ago B3	Sep B3	Oct B3	Nov B3	Dic B3
Tramo Río Azul - Santa Lucía	0,046	0,047	0,047	0,050	0,047	0,044	0,038	0,042	0,040	0,041	0,041	0,042
Tramo Río Azul - Futaleufú	0,149	0,155	0,154	0,163	0,154	0,144	0,126	0,138	0,133	0,135	0,133	0,138
Tramo Río Azul - Palena	0,111	0,115	0,114	0,121	0,114	0,107	0,093	0,103	0,099	0,101	0,099	0,103
Tramo La Junta - Lago Verde	0,060	0,062	0,061	0,065	0,061	0,058	0,050	0,055	0,053	0,054	0,053	0,055
Tramo Santa Lucía - Chaitén (en servicio)	0,037	0,039	0,038	0,041	0,038	0,036	0,031	0,035	0,033	0,034	0,033	0,035
Tramo La Junta - Puyuhuapi	0,118	0,122	0,121	0,128	0,121	0,113	0,099	0,109	0,105	0,107	0,105	0,109
Tramo Santa Lucía - La Junta	0,151	0,157	0,155	0,165	0,155	0,146	0,127	0,140	0,134	0,137	0,135	0,140
Duración del bloque [hr]	224	198	195	219	284	306	138	261	247	345	208	201

Carga por tramo [MVA]	Ene B4	Feb B4	Mar B4	Abr B4	May B4	Jun B4	Jul B4	Ago B4	Sep B4	Oct B4	Nov B4	Dic B4
Tramo Río Azul - Santa Lucía	0,036	0,040	0,041	0,042	0,038	0,036	0,031	0,034	0,034	0,034	0,034	0,035
Tramo Río Azul - Futaleufú	0,119	0,131	0,135	0,136	0,123	0,119	0,103	0,112	0,110	0,112	0,112	0,115
Tramo Río Azul - Palena	0,088	0,097	0,100	0,101	0,091	0,089	0,076	0,083	0,082	0,083	0,083	0,085
Tramo La Junta - Lago Verde	0,047	0,052	0,054	0,054	0,049	0,048	0,041	0,045	0,044	0,045	0,045	0,046
Tramo Santa Lucía - Chaitén (en servicio)	0,030	0,033	0,034	0,034	0,031	0,030	0,026	0,028	0,028	0,028	0,028	0,029
Tramo La Junta - Puyuhuapi	0,094	0,103	0,106	0,107	0,097	0,094	0,081	0,088	0,087	0,088	0,088	0,090
Tramo Santa Lucía - La Junta	0,120	0,132	0,137	0,138	0,125	0,121	0,104	0,113	0,111	0,114	0,113	0,116
Duración del bloque [hr]	264	216	225	244	277	234	223	265	279	233	233	220

Tabla 77: Demanda máxima esperada para el 2010 en el SM Palena.

Nombre Tramo	Dda Máxima Esperada 2010 [kVA]
Tramo Río Azul - Santa Lucía	86
Tramo Río Azul - Futaleufú	281
Tramo Río Azul - Palena	209
Tramo La Junta - Lago Verde	112
Tramo Santa Lucía - Chaitén (en servicio)	70
Tramo La Junta - Puyuhuapi	222
Tramo Santa Lucía - La Junta	285
Total	**1.266**

Tabla 78: Generación máxima total mensual durante el 2008 en el SM Palena.

Mes	Generación Máxima Mensual 2008 [kW]
ene-08	980
feb-08	1.057
mar-08	1.034
abr-08	1.122
may-08	996
jun-08	962
jul-08	920
ago-08	952
sep-08	930
oct-08	940
nov-08	952
dic-08	950

9.3 *Anexo Nº3: Ejemplo de cálculo de FMIK y TTIK*

A continuación se detalla el proceso realizado para calcular el aporte a los índices de continuidad de suministro FMIK y TTIK del punto de conexión "Río Azul – Palena" producido por una falla en el propio Tramo Río Azul – Palena 23kV, es decir los factores $FMIK^{Río\ Azul-Palena}_{Río\ Azul-Palena;Marzo\ 2010}$ y $TTIK^{Río\ Azul-Palena}_{Río\ Azul-Palena;Marzo\ 2010}$.

- En primer lugar se observa que una falla en este tramo obligará a la operación del interruptor 52E3, desenergizando todo el alimentador Palena. Sin embargo, gran parte de la carga puede restablecerse en un plazo breve mediante la puesta en servicio de la central de respaldo Palena, previa desconexión de la red entre Río Azul 23kV y la ciudad de Palena de manera de aislar esta última de la zona fallada.
- A partir de la demanda descrita en la Tabla 76 del Anexo Nº2, se obtienen la duración y el valor de $MVA_{restringido\ hjim}$ para todos los bloques de marzo de 2010:

Tabla 79: Potencia suministrada a la zona Río Azul - Palena en estado de precontingencia.

Carga por tramo [MVA]	Mar B1	Mar B2	Mar B3	Mar B4
Tramo Río Azul - Palena	0,172	0,127	0,114	0,100
Duración del bloque [hr]	107	217	195	225

- La tasa de falla se obtiene multiplicar la tasa de falla horaria del Tramo Río Azul - Palena por el Nº de horas de Marzo, resultando

$$pf_{Río\ Azul-Palena;Marzo\ 2010} = 0{,}19485.$$

- La duración de la indisponibilidad forzada de suministro provocada por la falla en el tramo tiene una duración de 5 horas, de acuerdo al cálculo establecido por la NTSyCS para SSMM. Sin embargo, un 86,1%[40] de la carga se puede restablecer en 0,5 horas, por lo que el tiempo representativo de indisponibilidad forzada para este tramo producto de una falla en el mismo es $t_{Río\ Azul-Palena} = 0{,}5 \cdot 0{,}861 + 5 \cdot (1 - 0{,}861) = 1{,}125$ [hr].
- La demanda máxima en el punto de conexión Río Azul hasta Palena durante Marzo de 2010, a saber $MVA_Max_{Río\ Azul-Palena;Marzo\ 2010}$, es 0,193 [MVA]. Esta magnitud es determinada aplicando a la estructura de demanda máximas para el año 2010, la modulación de demanda máximas mensuales observadas durante el 2008 en el SM Palena (ver Tabla 78).

Con estos datos aplicados a las ecuaciones descritas en la sección 5.6 se obtiene un $FMIK^{Río\ Azul-Palena}_{Río\ Azul-Palena;Marzo\ 2010}$ preliminar para el sector de Palena igual a 0,24614 y otro para el resto de la zona de 0,12307. La única diferencia entre estos índices es que producto

[40] Porcentaje de la carga del alimentador Río Azul – Palena que se ubica en las cercanías de la ciudad de Palena (según la distribución de carga descrita en base de datos DIgSILENT para SM Palena), y que por tanto puede ser levantada en una operación de isla sin mayor dificultad ni retraso superior a 0,5 [hrs].

de la operación en isla el sector de Palena debe desenergizarse dos veces por cada evento de falla, mientras que el resto de la zona sólo una vez. Con esto es posible obtener el valor final de cada índice ponderando por el porcentaje de carga de cada sector, obteniéndose los siguientes valores:

$$FMIK^{Río\ Azul-Palena}_{Río\ Azul-Palena;Marzo\ 2010} = 0{,}22903$$

$$TTIK^{Río\ Azul-Palena}_{Río\ Azul-Palena;Marzo\ 2010} = 0{,}25766$$

9.4 *Anexo Nº4: Cálculo de corrientes de cortocircuito máximas y mínimas para verificación de coordinación de protecciones*

Tabla 80: Corrientes de cortocircuito de Fase máximas para distintos tipos de fallas francas en SM Palena

Ubicación de falla	Tipo de Falla	Icc de fase observada Ik" [A]						
		52E1	52E2	52E3	R-6	R-2	R-1	R-5
Frente a R-1	3F	184	-	29	-	-	184	-
	1FT	**196**	**4**	**27**	**3**	**19**	**215**	**5**
	2FT	194	5	30	3	21	210	6
Frente a R-2	3F	184	-	29	-	184	-	-
	1FT	**196**	**4**	**27**	**3**	**196**	**-**	**5**
	2FT	194	5	30	3	194	-	6
Frente a 52E2	3F	-	240	38	-	-	-	-
	1FT	5	326	44	1	5	-	1
	2FT	**8**	**331**	**47**	**1**	**8**	**-**	**2**
Frente a 52E3	3F	-	-	202	-	-	-	-
	1FT	5	8	290	1	5	-	1
	2FT	**8**	**13**	**296**	**1**	**8**	**-**	**2**
Frente a 52E1	3F	240	-	38	-	-	-	-
	1FT	330	8	44	1	5	-	1
	2FT	**334**	**13**	**47**	**1**	**8**	**-**	**2**
Frente a R-6	3F	86	-	14	86	86	-	-
	1FT	87	0	13	118	87	-	10
	2FT	**89**	**1**	**14**	**129**	**89**	**-**	**16**
Frente a R-5	3F	86	-	14	-	86	-	86
	1FT	87	0	13	5	87	-	113
	2FT	**89**	**1**	**14**	**8**	**89**	**-**	**123**

Tabla 81: Corrientes de cortocircuito Residuales para distintos tipos de fallas francas en SM Palena

Ubicación de falla	Tipo de Falla	3I0 observada [A]						
		52E1	52E2	52E3	R-6	R-2	R-1	R-5
Frente a R-1	3F	-	-	-	-	-	-	-
	1FT	160	12	14	8	56	215	15
	2FT	**183**	**14**	**15**	**9**	**64**	**246**	**18**
Frente a R-2	3F	-	-	-	-	-	-	-
	1FT	159	12	13	8	159	-	15
	2FT	**182**	**14**	**15**	**9**	**182**	**-**	**18**
Frente a 52E2	3F	-	-	-	-	-	-	-
	1FT	15	312	27	2	15	-	4
	2FT	**23**	**497**	**43**	**3**	**23**	**-**	**6**
Frente a 52E3	3F	-	-	-	-	-	-	-
	1FT	15	24	309	2	15	-	4
	2FT	**23**	**39**	**493**	**3**	**23**	**-**	**6**
Frente a 52E1	3F	-	-	-	-	-	-	-
	1FT	321	24	27	2	15	-	4
	2FT	**513**	**39**	**43**	**3**	**23**	**-**	**6**
Frente a R-6	3F	-	-	-	-	-	-	-
	1FT	17	1	1	108	17	-	30
	2FT	**27**	**2**	**2**	**174**	**27**	**-**	**48**
Frente a R-5	3F	-	-	-	-	-	-	-
	1FT	17	1	1	16	17	-	94
	2FT	**27**	**2**	**2**	**25**	**27**	**-**	**151**

Tabla 82: Corrientes de cortocircuito de Fase para distintos tipos de fallas con impedancia en SM Palena

Ubicación de falla	Tipo de Falla	Icc de fase observada Ik" [A]						
		52E1	52E2	52E3	R-6	R-2	R-1	R-5
Fin de Alim. R-1	2F R=4Ω	72	-	-	-	-	72	-
	1FT R=40Ω	66	1	2	1	6	73	2
	2FT R=40Ω	**70**	**1**	**2**	**1**	**6**	**72**	**2**
Fin de Alim. 52E1	**2F R=4Ω**	**113**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
	1FT R=40Ω	121	3	3	2	11	-	3
	2FT R=40Ω	126	3	3	2	13	-	4
Fin de Alim. 52E2	2F R=4Ω	-	81	-	-	-	-	-
	1FT R=40Ω	**1**	**73**	**1**	**0**	**1**	**-**	**0**
	2FT R=40Ω	1	81	1	0	1	-	0
Fin de Alim. 52E3	2F R=4Ω	-	-	80	-	-	-	-
	1FT R=40Ω	**1**	**1**	**71**	**0**	**1**	**-**	**0**
	2FT R=40Ω	1	1	79	0	1	-	0
La Junta (R-6 y R-5)	2F R=4Ω	66	-	-	-	66	-	-
	1FT R=40Ω	**62**	**0**	**0**	**4**	**62**	**-**	**7**
	2FT R=40Ω	66	0	0	5	66	-	10
Fin de Alim. R-6	2F R=4Ω	43	-	-	43	43	-	-
	1FT R=40Ω	**40**	**0**	**0**	**45**	**40**	**-**	**2**
	2FT R=40Ω	**42**	**0**	**0**	**47**	**42**	**-**	**3**
Fin de Alim. R-5	**2F R=4Ω**	**46**	**-**	**-**	**-**	**46**	**-**	**46**
	1FT R=40Ω	40	0	0	1	40	-	46
	2FT R=40Ω	43	0	0	1	43	-	48

Tabla 83: Corrientes de cortocircuito Residuales para distintos tipos de fallas con impedancia en SM Palena

Ubicación de falla	Tipo de Falla	3I0 observada [A]						
		52E1	52E2	52E3	R-6	R-2	R-1	R-5
Fin de Alim. R-1	2F R=4Ω	-	-	-	-	-	-	-
	1FT R=40Ω	54	4	5	3	19	73	5
	2FT R=40Ω	**53**	**4**	**5**	**3**	**18**	**71**	**5**
Fin de Alim. 52E1	2F R=4Ω	-	-	-	-	-	-	-
	1FT R=40Ω	**99**	**8**	**8**	**5**	**34**	**-**	**10**
	2FT R=40Ω	115	9	10	6	40	-	11
Fin de Alim. 52E2	2F R=4Ω	-	-	-	-	-	-	-
	1FT R=40Ω	**2**	**34**	**3**	**0**	**2**	**-**	**0**
	2FT R=40Ω	2	40	4	0	2	-	1
Fin de Alim. 52E3	2F R=4Ω	-	-	-	-	-	-	-
	1FT R=40Ω	**2**	**3**	**35**	**0**	**2**	**-**	**0**
	2FT R=40Ω	2	3	40	0	2	-	1
La Junta (R-6 y R-5	2F R=4Ω	-	-	-	-	-	-	-
	1FT R=40Ω	**12**	**1**	**1**	**11**	**12**	**-**	**21**
	2FT R=40Ω	17	1	1	16	17	-	31
Fin de Alim. R-6	2F R=4Ω	-	-	-	-	-	-	-
	1FT R=40Ω	**3**	**0**	**0**	**19**	**3**	**-**	**5**
	2FT R=40Ω	4	0	0	28	4	-	8
Fin de Alim. R-5	2F R=4Ω	-	-	-	-	-	-	-
	1FT R=40Ω	**4**	**0**	**0**	**3**	**4**	**-**	**20**
	2FT R=40Ω	5	0	0	4	5	-	27