

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIOS SISTEMAS MEDIANOS – SISTEMA
PALENA

INFORME TÉCNICO

Preparada para:



Febrero, 2014

M 1432



ESTUDIOS SISTEMAS MEDIANOS – SISTEMA PALENA

INFORME TÉCNICO

HISTÓRICO DE REVISIONES

VERSIÓN	PREPARÓ	REVISÓ	APROBÓ	FECHA	OBSERVACIONES
	FV/NP	FM	AC	20/03/2014	

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	6
1.1.	Objetivos Generales	6
1.2.	Alcance y metodología general	6
1.1.	Descripción del sistema.....	7
2.	CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS	9
2.1.	Objetivo.....	9
2.2.	Metodología	9
2.3.	Determinación del margen de reserva optimo	10
2.3.1.	<i>Costo de operación del sistema</i>	<i>10</i>
2.3.2.	<i>Fallas consideradas.....</i>	<i>11</i>
2.3.3.	<i>Costo de la Energía No Suministrada</i>	<i>11</i>
2.3.4.	<i>Cálculo del costo total de operación</i>	<i>12</i>
2.4.	Control de frecuencia	13
2.5.	Conclusiones	17
3.	RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN.....	18
3.1.	Objetivo.....	18
3.2.	Metodología	18
3.3.	Restricciones de transmisión por capacidad térmica	18
3.4.	Restricciones de transmisión por Caída de tensión	19
3.5.	Restricciones de transmisión por contingencia estática	20
3.6.	Restricciones de transmisión por Estabilidad Transitoria	20
3.6.1.	<i>Apertura del reconector R-5 (alimentador Puyuhuapi).....</i>	<i>20</i>
3.6.2.	<i>Apertura de alimentador a Villa Santa Lucía.....</i>	<i>22</i>
3.6.3.	<i>Apertura de alimentador a Futaleufú.....</i>	<i>22</i>
3.6.4.	<i>Apertura de alimentador a Palena.....</i>	<i>22</i>
3.6.5.	<i>Apertura de alimentador a Puyuhuapi.....</i>	<i>23</i>
3.7.	Resultados finales, resumen valores máximos de transmisión	24
4.	ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA	25
4.1.	Objetivo.....	25
4.2.	Metodología	26
4.3.	Fallas consideradas.....	27

4.4.	Escenarios considerados	27
4.5.	Verificación del EDAC propuesto en Chaitén.....	28
4.5.1.	<i>Demanda máxima año 2017</i>	<i>28</i>
4.5.2.	<i>Demanda mínima año 2014 con dos unidades en CH Río Azul.....</i>	<i>29</i>
4.5.3.	<i>Demanda mínima año 2014 con tres unidades en CH Río Azul.....</i>	<i>30</i>
4.6.	Análisis Dinámico de eventos puntuales.....	30
4.6.1.	<i>Salida de servicio de unidades de Río Azul para escenarios de demanda mínima</i>	<i>31</i>
4.6.2.	<i>Falla en alimentador a Chaitén para casos de demanda mínima.....</i>	<i>32</i>
4.6.3.	<i>falla en alimentador a Villa Sta. Lucía para casos de demanda mínima</i>	<i>33</i>
4.7.	Conclusiones	34
5.	ESTUDIO DE CONTINUIDAD	35
5.1.	Objetivo.....	35
5.2.	Metodología	35
5.3.	Fallas consideradas.....	35
5.4.	Tasas de falla y tiempos de reparación.....	35
5.5.	Despachos para cada bloque	36
5.6.	Desarrollo y resultados del estudio de continuidad.....	37
5.7.	Conclusiones	39
6.	VERIFICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES	40
6.1.	Objetivo.....	40
6.2.	Metodología	41
6.3.	Verificación de la selectividad de las protecciones	44
6.3.1.	<i>Alimentador CH Río Azul - Villa Sta. Lucía - Chaitén -Puyuhuapi - Lago Verde</i>	<i>44</i>
6.3.2.	<i>Alimentador CH Río Azul - Futaleufú</i>	<i>52</i>
6.3.3.	<i>Alimentador CH Río Azul - Palena</i>	<i>54</i>
6.4.	Verificación dinámica de tiempos de apertura	58
6.5.	Conclusiones	59
7.	CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA	60
7.1.	Objetivo.....	60
7.2.	Metodología	60
7.3.	Fallas consideradas.....	60
7.4.	Resultados del control de tensión y requerimiento de potencia reactiva	61
7.4.1.	<i>Identificación de barras más débiles</i>	<i>61</i>
7.4.2.	<i>Determinación margen de tensión para barra más débil- Curvas Q-V.....</i>	<i>62</i>
7.4.3.	<i>Requerimiento de potencia reactiva</i>	<i>64</i>
7.5.	Conclusiones	65
8.	PLAN DE RECUPERACIÓN DEL SERVICIO	67
8.1.	Objetivo.....	67
8.2.	Descripción del Sistema Mediano de Palena.....	67
8.2.1.	<i>Plantas de generación.....</i>	<i>67</i>
8.2.2.	<i>Líneas de sub - transmisión</i>	<i>68</i>
8.3.	Generalidades del PRS	68
8.3.1.	<i>Definiciones</i>	<i>69</i>
8.3.2.	<i>Funciones Asignadas Durante el PRS.....</i>	<i>69</i>
8.3.3.	<i>Consideraciones iniciales.....</i>	<i>69</i>
8.3.4.	<i>Consideraciones de Partida</i>	<i>70</i>
8.3.5.	<i>Conceptos</i>	<i>70</i>
8.4.	Procedimiento del PRS	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura de los estudios realizados.	7
Figura 2. Diagrama unilineal simplificado del sistema Palena.	8
Figura 3. Costos de operación y ENS en función de la reserva operativa.	13
Figura 4. Disparo unidad 4 CH Río Azul. Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.	14
Figura 5. Disparo alimentador a Chaitén-Puyuhuapi. Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.	14
Figura 6. Disparo alimentador a Puyuhuapi. Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.	15
Figura 7. Disparo alimentador a Puyuhuapi (nueva localización). Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.	16
Figura 8. Disparo alimentador a Chaitén. Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.	16
Figura 9. Disparo alimentador a Puyuhuapi. Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.	21
Figura 10. Falla y salida de servicio Alimentador a Puyuhuapi (condición límite de estabilidad con despacho reducido en La Junta a 200 kW)	21
Figura 11. Falla y salida de servicio Alimentador a Puyuhuapi en su nueva localización, sin restricción de despacho en La Junta	22
Figura 12. Falla y F/S alimentador Palena	23
Figura 13. Falla y F/S alimentador Puyuhuapi. Demanda del SM Palena = 1400 kW.	24
Figura 14. Falla y F/S una unidad de CH Río Azul, para dos unidades despachadas.	31
Figura 15. Falla y F/S una unidad de CH Río Azul, para tres unidades despachadas.	31
Figura 16. Falla y F/S alimentador a Chaitén con dos unidades despachadas en CH Río Azul.	32
Figura 17. Falla y F/S alimentador a Chaitén con tres unidades despachadas en CH Río Azul.	32
Figura 18. Falla alimentador a Chaitén - Puyuhuapi con dos unidades despachadas en CH Río Azul.	33
Figura 19. Falla alimentador a Chaitén - Puyuhuapi con tres unidades despachadas en CH Río Azul.	33
Figura 20. Curvas de protecciones BT Río Azul	43
Figura 20. Curvas de unidades de fase / tierra y corrientes máximas de carga. Río Azul - Chaitén. ..	46
Figura 21. Curvas de unidades de fase / tierra y corrientes máximas de carga. Río Azul - Puyuhuapi.	46
Figura 22. Curvas de unidades de fase / tierra y corrientes máximas de carga. Río Azul - Lago Verde.	47
Figura 23. Curvas de unidades de fase / tierra y corrientes máximas de carga. Río Azul - Futaleufú.	53
Figura 24. Curvas de unidades de fase / tierra y corrientes máximas de carga. Río Azul - Palena.	55
Figura 25. Verificación de tiempos de apertura: Falla trifásica CH Río Azul salida a Chaitén - Puyuhuapi con despeje en 400ms.	58
Figura 26. Verificación de tiempos de apertura: Falla trifásica Santa Bárbara con despeje en 1300ms.	59
Figura 27. Curvas Q-V. Max 2014.....	63
Figura 28. Curvas Q-V. Max 2015.....	63
Figura 29. Curvas Q-V. Max 2016.....	63
Figura 30. Curvas Q-V. Max 2017.....	64
Figura 31. Curvas Q-V. Max 2017. F/S de unidad 2 de Futaleufú que agota la reserva en giro.	64
Figura 32. Demanda mínima 2014. F/S reactor 100 kVAr.	65

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Costo variable de operación considerado para los generadores.....	10
Tabla 2. Despachos de unidades generadoras para los casos analizados.....	11
Tabla 3. Fallas consideradas para la determinación de la ENS.....	11
Tabla 4. Tasa de falla anual por tipo de elemento.....	12
Tabla 5. Costos de operación y ENS en función de la reserva.....	13
Tabla 6. Características de conductores del sistema de transmisión.....	19
Tabla 7. Características de transformadores del sistema de transmisión.....	19
Tabla 8. Restricciones por Caída de Tensión en el sistema de transmisión.....	19
Tabla 9. Resumen de límites máximos para líneas del sistema de transmisión con relocalización del reconector R-5 de La Junta.....	24
Tabla 10. Estructura de EDAC.....	25
Tabla 11. Estructura de EDAG.....	25
Tabla 12. Fallas consideradas para análisis de EDAC/EDAG.....	27
Tabla 13. Despachos para escenarios de EDAC/EDAG.....	27
Tabla 14. Frecuencias en Hz para estados post-contingencia. Caso Demanda Máxima.....	28
Tabla 15. Frecuencias en Hertz para estados post-contingencia. Demanda mínima 2014 con dos unidades en CH Río Azul.....	29
Tabla 16. Frecuencias en Hertz para estados post-contingencia. Demanda mínima con tres unidades en servicio en CH Río Azul.....	30
Tabla 17. Fallas consideradas para Estudio de Continuidad.....	36
Tabla 18. Tasas de falla y tiempos de reparación.....	36
Tabla 19. Despachos según bloque anual de operación.....	37
Tabla 20. Resultados para cada bloque.....	38
Tabla 21. Índices FMIK y TTIK sistémicos anuales.....	39
Tabla 21. Seteos Protecciones BT Río Azul.....	42
Tabla 22. Relés alimentador Chaitén - Puyuhuapi. Datos originales.....	45
Tabla 23. Tiempos de despeje para fallas monofásicas. Unidades de tierra.....	48
Tabla 24. Tiempos de despeje para fallas monofásicas. Unidades de fase.....	49
Tabla 25. Tiempos de despeje para fallas trifásicas.....	50
Tabla 26. Relé alimentador Futaleufú. Datos originales.....	52
Tabla 27. Alimentador a Futaleufú. Tiempos de despeje para fallas monofásicas y trifásicas.....	53
Tabla 28. Relé alimentador Palena. Datos originales.....	54
Tabla 29. Tiempos de despeje para fallas monofásicas. Unidades de tierra.....	56
Tabla 30. Tiempos de despeje para fallas monofásicas. Unidades de fase.....	56
Tabla 31. Tiempos de despeje para fallas trifásicas.....	57
Tabla 33. Autovalores de mayor magnitud.....	61
Tabla 34. Factores de participación para el caso de demanda máxima 2017.....	61
Tabla 35. Factores de participación para el caso de demanda máxima 2016.....	61
Tabla 36. Factores de participación para el caso de demanda máxima 2015.....	62
Tabla 37. Factores de participación para el caso de demanda máxima 2014.....	62
Tabla 38. Aporte de potencia reactiva de unidades. Max 2014.....	64
Tabla 39. Procedimiento del PRS.....	70

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivos Generales

El presente estudio tiene como objeto dar cumplimiento con lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (en adelante la NT), mediante la realización de los estudios técnicos requeridos para todos los Sistemas Medianos del Grupo SAESA.

1.2. Alcance y metodología general

Los estudios desarrollados permitieron el análisis de las condiciones de aplicación de las exigencias que establece la Norma Técnica en su Título 6-2:

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

b) Restricciones en Instalaciones de Transmisión: Se 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 indicadas que se establecen en el Artículo 5-36 de la presente NT.

d) Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva: se deberá efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N° 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 N° 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.



Figura 1. Estructura de los estudios realizados.

1.1. Descripción del sistema

El Sistema Mediano de Palena se extiende desde Chaitén por el norte hasta Puyuhuapi por el sur. Las principales localidades que abastece son Chaitén, Palena, Futaleufú, Villa Santa Lucía, La Junta, Lago Verde, Puyuhuapi, El Amarillo y Puerto Cárdenas, además de pequeñas localidades ubicadas entre las anteriores.

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 denominados Santa Lucía (o Chaitén - Puyuhuapi), Futaleufú y Palena.

Al sur de Chaitén se encuentra la central Santa Bárbara, que consta de dos unidades de 109 kW cada una y que abastece de energía a la localidad del mismo nombre en forma aislada las 24 horas del día aunque prontamente se interconectará al Sistema Palena.

En particular, el alimentador Palena (52E3) con una longitud aproximada de 60 km 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 dos unidades de 292 kW c/u.

En forma análoga, el alimentador Futaleufú (52E2) con una longitud aproximada de 56 km 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 o operar en sincronismo las principales cargas del alimentador.

Finalmente, 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 reconectores.

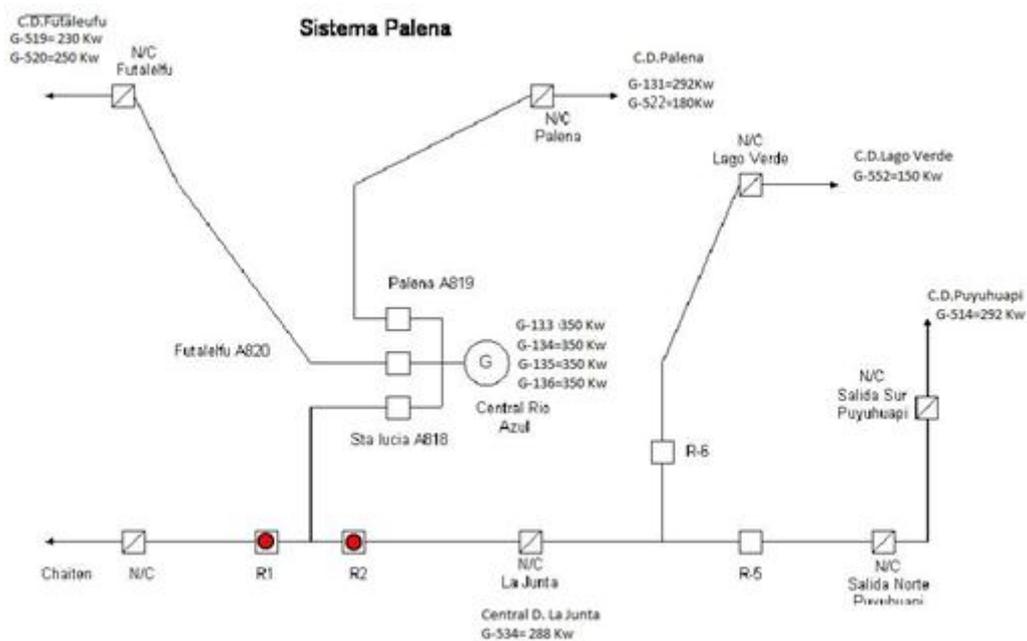


Figura 2. Diagrama unilineal simplificado del sistema Palena.

2. CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

2.1. Objetivo

El objetivo de este estudio fue el de verificar el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N°5 de la NT, y en particular el de determinar el porcentaje de reserva óptimo para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del Control Primario de Frecuencia (CPF) y del Control Secundario de Frecuencia (CSF).

Esta evaluación se realizó, de acuerdo a lo establecido por la NT, mediante una optimización clásica en la que se determinó el nivel de reserva para el que se produce el Costo Total mínimo resultante de la suma de:

- El costo de operación del sistema para cada nivel de reserva considerado.
- El costo de falla de corta duración asociado a la ENS determinado según el nivel de reserva.

El análisis se complementó con la verificación del desempeño dinámico del sistema ante las contingencias más críticas, realizadas sobre escenarios extremos de demanda (máxima y mínima), y considerando en el estado pre-falla el porcentaje de reserva óptimo determinado.

2.2. Metodología

Para determinar el valor de reserva óptimo a mantener durante la operación normal del sistema, se calcularon el sobre costo de generación producto del aumento en la reserva rotante y el costo de la energía no suministrada (ENS) para las fallas en el sistema que produzcan posibles pérdidas de generación de manera tal que esta ENS sea dependiente del nivel de reserva primaria.

Debido a que el sobre costo de generación es típicamente una función creciente con el valor de reserva y la ENS una función decreciente, el costo total en función de la reserva presentará un valor mínimo (óptimo). Por otro lado, la normativa vigente exige un mínimo de 10% de reserva regulante (sobre la máxima potencia de las unidades despachadas). En este contexto, es posible realizar un análisis simplificado asumiendo condiciones conservadoras; si el resultado del análisis indica un valor de reserva óptima inferior al 10%, se adoptará finalmente el valor indicado en la norma, en caso contrario se deberá realizar un análisis más detallado para definir el valor de reserva. Las condiciones conservadoras deben ser tales que sobreestimen la ENS y subestimen los costos de generación para lograr el mayor valor posible de reserva óptima en los cálculos.

Las simplificaciones adoptadas y sus efectos son:

- **Solo escenarios de demanda máxima:** son los más exigentes para el sistema, por lo que la ENS será mayor. Se consideró al sistema operando las 8760 horas del año a máxima potencia.
- **Despacho económico:** se despachó la generación del sistema siguiendo el orden de mérito en base al costo variable de la energía, minimizándose así el costo de operación.
- **Fallas con pérdida de generación:** se analizaron sólo aquellas fallas que produjeron pérdida de generación o formación de islas con déficit generación. Quedaron descartadas fallas en alimentadores exclusivos de demanda, ya que esa ENS no es dependiente del margen de reserva y por lo tanto no modifica el valor óptimo de la misma.
- **Máquinas con capacidad de reserva:** se asumió que todas las unidades generadoras son capaces de regular. El margen de regulación en unidades diesel es del 5%, mientras que las unidades de la central hidroeléctrica Río Azul aportan el remanente necesario en cada caso.

- **Resolución estática:** partiendo del escenario base se analizó el monto de potencia activa que se pierde para cada falla, y en el caso de formarse islas, qué pérdida de potencia percibió el subsistema deficitario en generación. No se tuvo en cuenta la sensibilidad de la carga con la frecuencia.
- **Tiempos de arranque de 15 min:** se asumió que posteriormente a una contingencia se demora un tiempo promedio de 15 minutos en arrancar un nuevo generador (térmico) para restituir la demanda cortada/no alimentada.
- **Actuación de reconectores:** se asumió que posteriormente a una falla que implique la actuación de un reconector, éste lo hará en forma definitiva.

2.3. Determinación del margen de reserva óptimo

2.3.1. COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

En base a las simplificaciones adoptadas se crearon escenarios de operación del sistema con distintos valores de margen de reserva. El costo de operación del sistema para cada caso i se calculó según:

$$C_i = T \sum_k CV_k D_{ik}$$

Dónde:

C_i : Costo de operación del sistema para el caso i [USD].

T : Tiempo de operación del sistema (8.760 h).

CV_k : Costo variable de operación del generador k [USD/MWh].

D_{ik} : Despacho del generador k en el caso i [MW].

En la Tabla 1 se detallan las potencias máximas y los costos de operación variable suministrados por SAESA para las distintas unidades generadoras del sistema Palena.

Tabla 1. Costo variable de operación considerado para los generadores.

Generador	Tipo	Potencia nominal [kW]	Consumo específico [litros/kWh]	CO [US\$/kWh]	Comentarios
C.H.Rio Azul 1	Hidro	0		1	Costo supuesto
C.H.Rio Azul 2	Hidro	0		1	Costo supuesto
C.H.Rio Azul 3	Hidro	0		1	Costo supuesto
C.H.Rio Azul 4	Hidro	0		1	Costo supuesto
Palena 1	Diesel	292	0.250 lts/KWH	227.27	Se supone desplazada desde Chaitén
Puyuhuapi	Diesel	292	0.293 lts/KWH	266.36	
La Junta	Diesel	292	0.313 lts/KWH	284.55	
Palena 2	Diesel	288	0.314 lts/KWH	285.45	Se supone desplazada desde Chaitén
Futaleufú 1	Diesel	250	0.350 lts/KWH	318.18	
Futaleufú 2	Diesel	230	costo supuesto	320.00	Costo supuesto
Lago Verde	Diesel	150	0.812 lts/KWH	738.18	
Santa Bárbara 1	Diesel	109		740.00	Costo supuesto
Santa Bárbara 2	Diesel	109		742.00	Costo supuesto

Los despachos de cada unidad generadora para cada caso estudiado se detallan en la Tabla 2.

Tabla 2. Despachos de unidades generadoras para los casos analizados.

	Pnom [kW]	Costos [US\$/MW]	Despacho [kW]				Costo [US\$/h]				Reserva [kW]			
			r=0	r=10	r=19	r=26	r=0	r=10	r=19	r=26	r=0	r=10	r=19	r=26
C.H.Rio Azul 1	350	1.00	349	223	337	194	0	0	0	0	1	127.2	13.2	155.7
C.H.Rio Azul 2	350	1.00	350	333	222	222	0	0	0	0	0	17.5	128.3	128.3
C.H.Rio Azul 3	350	1.00	350	333	222	222	0	0	0	0	0	17.5	128.3	128.3
C.H.Rio Azul 4	350	1.00	350	333	222	222	0	0	0	0	0	17.5	128.3	128.3
Palena 1	292	227.27	292	277	277	277	66	63	63	63	0	14.6	14.6	14.6
Puyuhuapi	292	266.36	292	277	277	277	78	74	74	74	0	14.6	14.6	14.6
La Junta	292	284.55	292	277	277	277	83	79	79	79	0	14.6	14.6	14.6
Palena 2	292	285.45	292	277	277	277	83	79	79	79	0	14.6	14.6	14.6
Futaleufú 2	250	318.18	0	238	238	238	0	76	76	76	0	12.5	12.5	12.5
Futaleufú 1	230	320.00	0	0	219	219	0	0	70	70	0	0.0	11.5	11.5
Lago Verde	150	738.18	0	0	0	143	0	0	0	105	0	0.0	0.0	7.5
Santa Bárbara 1	100	740.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
Santa Bárbara 2	100	742.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
Totales			2567	2567	2567	2567	312	372	442	547	1	250.6	480.6	630.6

De acuerdo a lo estipulado en la NT, el margen de reserva porcentual se calculó respecto a la suma de las potencias máximas de las unidades despachadas.

2.3.2. FALLAS CONSIDERADAS

Para la determinación de la energía no suministrada se consideraron fallas simples (1 elemento) que provocaron la pérdida de generación en el sistema o formaron islas con déficit de generación. En la Tabla 3 se listan las contingencias analizadas.

Tabla 3. Fallas consideradas para la determinación de la ENS.

Contingencia	Elemento fallado	Consecuencia
Falla trifásica	Trafo II CH Río Azul	generador II Río Azul F/S
Falla trifásica	Trafo I CD Palena	generador I Palena F/S
Falla trifásica	Trafo II CD Palena	generador II Palena F/S
Falla trifásica	Trafo CD La Junta	generador La Junta F/S
Falla trifásica	Trafo CD Puyuhuapi	generador Puyuhuapi F/S
Falla trifásica	Trafo CD Lago Verde	generador Lago Verde F/S
Falla trifásica	Trafo CD Futaleufú	generadores Futaleufú I y II F/S
Disparo de grupo	Grupo I Futaleufú	Generador I Futaleufú F/S
Disparo de grupo	Grupo II Futaleufú	Generador II Futaleufú F/S
Falla trifásica	Interruptor 52E1 CH Río Azul	Alimentador Chaitén-Puyuhuapi F/S
Falla trifásica	Interruptor 52E2 CH Río Azul	Alimentador Palena F/S
Falla trifásica	Interruptor 52E3 CH Río Azul	Alimentador Futaleufú F/S
Falla trifásica	Reconectador R5	Alimentador Puyuhuapi F/S
Falla trifásica	Reconectador R2	Alimentador La Junta-Puyuhuapi-L.Verde F/S

2.3.3. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Adoptando un costo de falla $CF = 14.408,42$ USD/MWh, el costo de la ENS se calculó integrando la potencia perdida por la contingencia menos la reserva en las máquinas restantes:

$$CENS_i = CF \sum_j \left[P_{ij} - (R_i - PR_{ij}) \right] t_{ij} FA_{ij}$$

Donde:

$CENS_i$: Costo de la energía no suministrada para en el caso i [MWh].

- P_{ij} : Potencia perdida durante la contingencia j en el caso i [MW].
 R_i : Reserva para el caso i [MW].
 PR_{ij} : Pérdida de reserva debido a la contingencia j en el caso i [MW].
 t_{ij} : Tiempo de recuperación del sistema para la contingencia j en el caso i [MW].
 FA_{ij} : Fallas anuales para la contingencia j en el caso i .

En todos los casos la potencia perdida P_{ij} y reserva remanente ($R_i - PR_{ij}$) se obtuvo de la condición de operación prefalla. El tiempo de recuperación del sistema t_{ij} representa el tiempo que se demoraría en arrancar y llevar un o varios generadores a máxima potencia para suplir la pérdida ocurrida debido a la contingencia; se asumió un tiempo de puesta en marcha de 15 minutos por máquina, y la cantidad de máquinas a despachar dependiente de la potencia requerida.

Para determinar la cantidad de ocurrencias anuales FA_{ij} para cada falla se tomaron como referencia las tasas de falla para cada tipo de elemento (Tabla 4) y posteriormente se sumaron estas tasas en función de la cantidad de elementos que contribuyen a cada contingencia.

Tabla 4. Tasa de falla anual por tipo de elemento.

Elemento	Tasa de falla [fallas/año]	Fuente
Generador Diesel	7,4	Promedio de tasas de falla de unidades Diesel descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Generador Hidroeléctrico	1,1	Promedio de tasas de falla de unidades Hidro descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Transformador	1,0	Tasas de falla para transformadores establecida a criterio del consultor. Se considera exagerada la descrita en la NT
Línea 23 kV	2,0	Tasas de falla para líneas descritas en la NT para SSMM

Por ejemplo, para 4 unidades en servicio en la CH Río Azul la cantidad de fallas anuales será la suma de la tasa de fallas correspondiente a una unidad generadora tipo hidroeléctrico, más la tasa de falla de un transformador, multiplicado por la cantidad de unidades en servicio en cada caso. Por ejemplo, con 4 unidades se obtiene: $(1,1 \text{ fallas/año} + 1 \text{ falla/año}) \cdot 4 \text{ unidades} = 8,4 \text{ fallas/año}$.

2.3.4. CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE OPERACIÓN

El costo total de operación del sistema en función del margen de reserva (caso i) se calculó como el sobre costo de operación debido al incremento de la reserva (respecto al caso sin reserva, caso 1) más el costo de la energía no suministrada:

$$COT_i = C_i - C_1 + CENS_i$$

Tabla 5. Costos de operación y ENS en función de la reserva.

Margen de reserva (%)	Costo operación C_i [USD]	Sobrecosto por reserva $C_i - C_1$ [USD]	CENS _i [USD]	Costo Total COT_i [USD]
0	2732956	0	117953	117953
10	3257329	524374	70376	594750
20	3867914	1134959	17841	1152799
27	4788138	2055183	7105	2062288

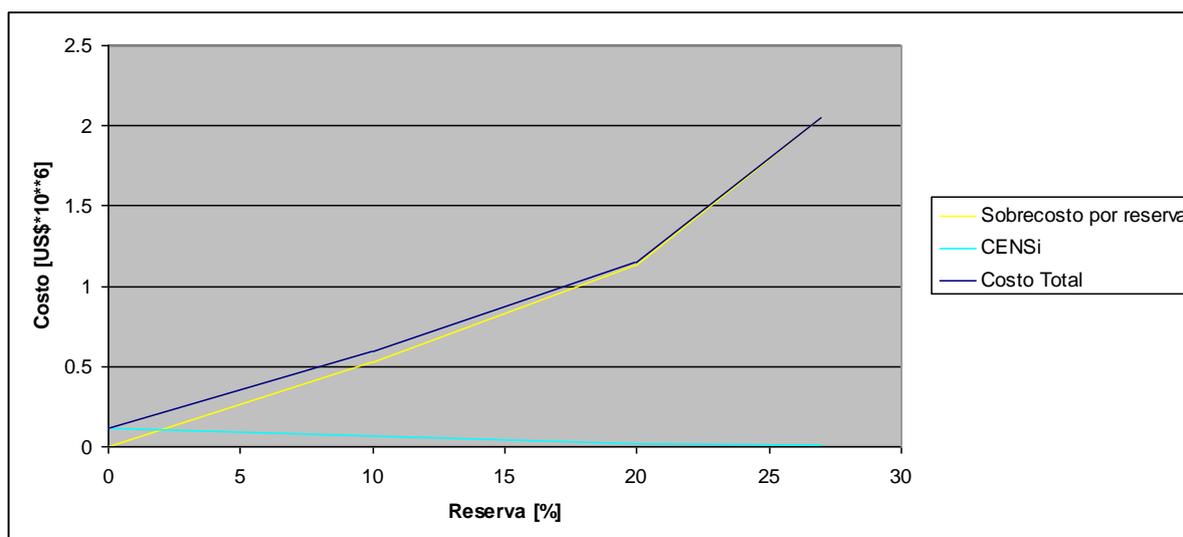


Figura 3. Costos de operación y ENS en función de la reserva operativa.

2.4. Control de frecuencia

Partiendo del escenario base (10% de margen de reserva operativa) se simularon las fallas de mayor exigencia para el sistema, tanto para la condición de pérdida de generación (subfrecuencia) como para pérdida de carga (sobrefrecuencia), para evaluar el desempeño del control de frecuencia y los ajustes de la EDAC / EDAG propuestos.

La mayor pérdida de generación individual para el sistema es la falla de una de las unidades de la CH Río Azul, estando despachada a máxima potencia, ya que éstas son las unidades de mayor módulo del SM.

Sin embargo, la peor contingencia que implica la mayor pérdida de generación y el mayor corte de carga es la desconexión del Alimentador Chaitén - Puyuhuapi en la barra de 23 kV de la CH Río Azul.

Para el primer caso, en la Figura 4 se observa la evolución de las variables de interés para la desconexión con falla de la unidad 4 de Río Azul, despachada en 0.33 MW. La pérdida de generación provocó la actuación del esquema de desconexión de carga por subfrecuencia en el alimentador Chaitén (R-1) con 0,549 MW. Las oscilaciones electromecánicas resultaron debidamente amortiguadas y el sistema permaneció operativo dentro de los límites establecidos como aceptables, con una frecuencia de establecimiento de 50.33 Hz, debido a que el corte fue excedentario.

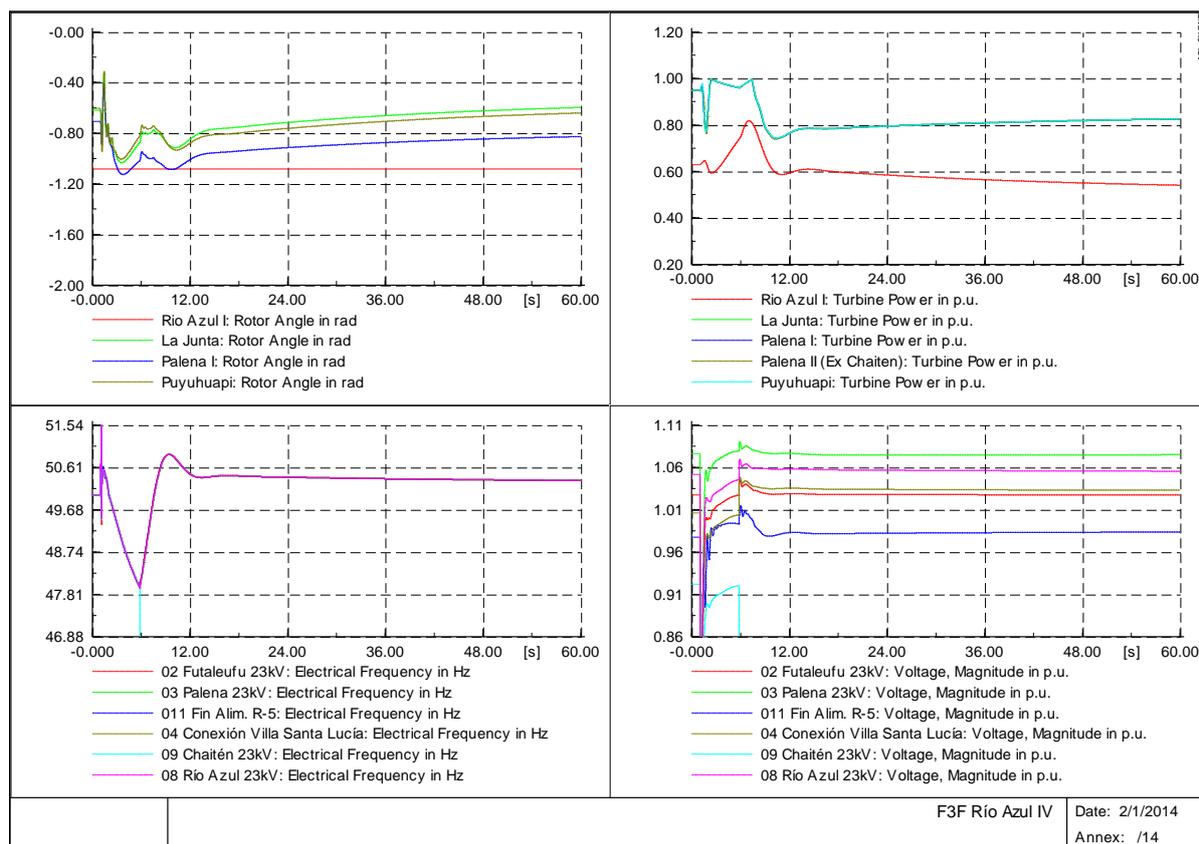


Figura 4. Disparo unidad 4 CH Río Azul. Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.

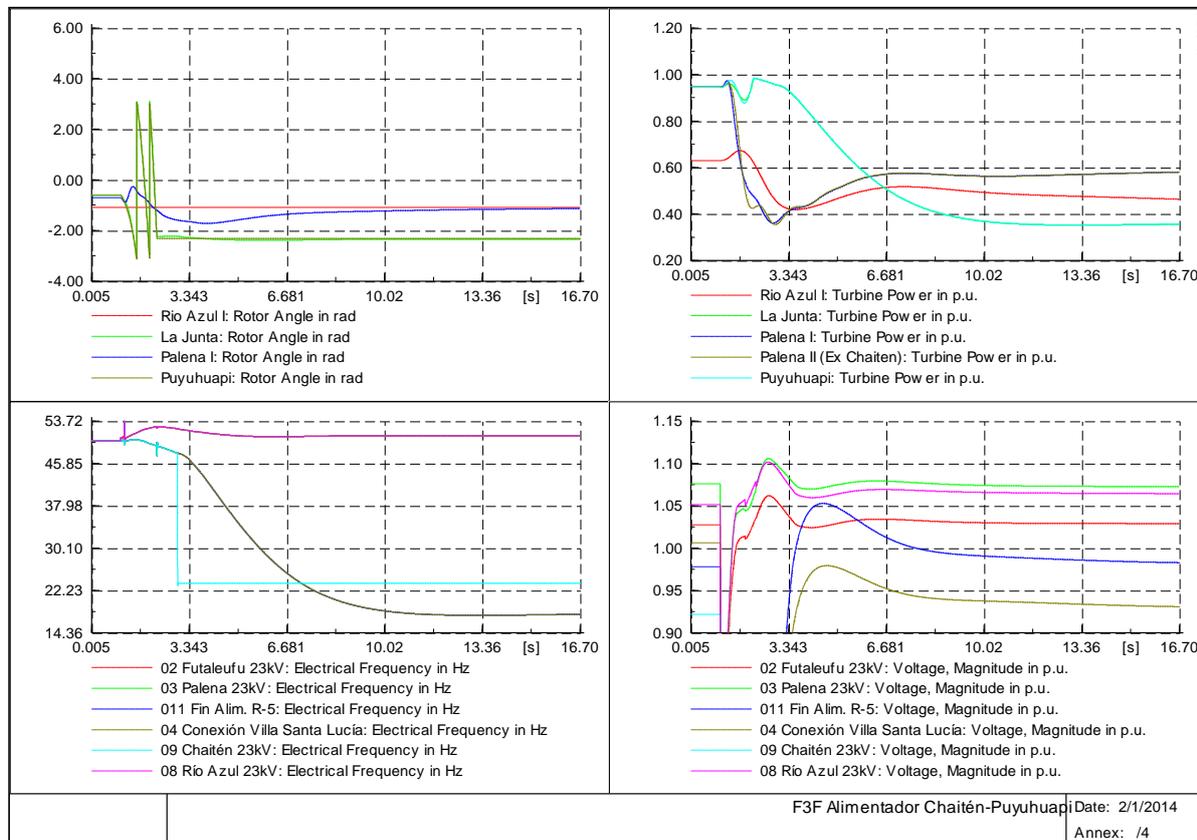


Figura 5. Disparo alimentador a Chaitén-Puyuhuapi. Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.

Para el segundo caso, en la Figura 5 se observa el caso de la salida de servicio del alimentador Chaitén - Puyuhuapi. El subsistema deficitario resultante posee 1650 kW de demanda y queda alimentado solamente por las centrales Puyuhuapi y La Junta (550 kW). En estas condiciones actúa el EDAC de Chaitén (sugerido por este estudio en lugar del propuesto anteriormente para Palena) desconectando 594 kW de consumos. La demanda posterior ($1650 - 594 = 1050$ kW) tampoco puede ser abastecida por la generación local. Existe la posibilidad de recurrir a cortes adicionales de carga a través de la apertura del reconectador R6 a Lago Verde pero aún así la demanda cortada sería insuficiente (para el caso considerado, del orden de 120 kW). En consecuencia, se declara el apagón en el subsistema. Para solucionarlo, se deberían instalar reconectores en otros puntos del subsistema a fin de realizar cortes de carga selectivos.

Para el caso de la apertura del reconectador R5 (salida a Puyuhuapi) la Figura 6 muestra que la unidad de La Junta pierde sincronismo. Esto se debe a que la unidad debe transmitir prácticamente toda su potencia a través de un sistema relativamente largo y con pocos consumos intermedios.

Para solucionar el problema se sugiere relocalizar el reconectador a aproximadamente 1 km de su emplazamiento a fin que su salida de servicio deje vinculados algunos consumos a la central de La Junta, reduciendo así la potencia transmitida desde La Junta hacia el resto del SM. De esta manera, la Figura 7 demuestra que es posible evitar la salida de sincronismo de la central La Junta a través de esta estrategia.

Finalmente, la Figura 8 demuestra que la mayor pérdida de carga (salida de servicio del alimentador R1 a Chaitén) puede ser controlada sin la activación del EDAG localizado en CH Río Azul.

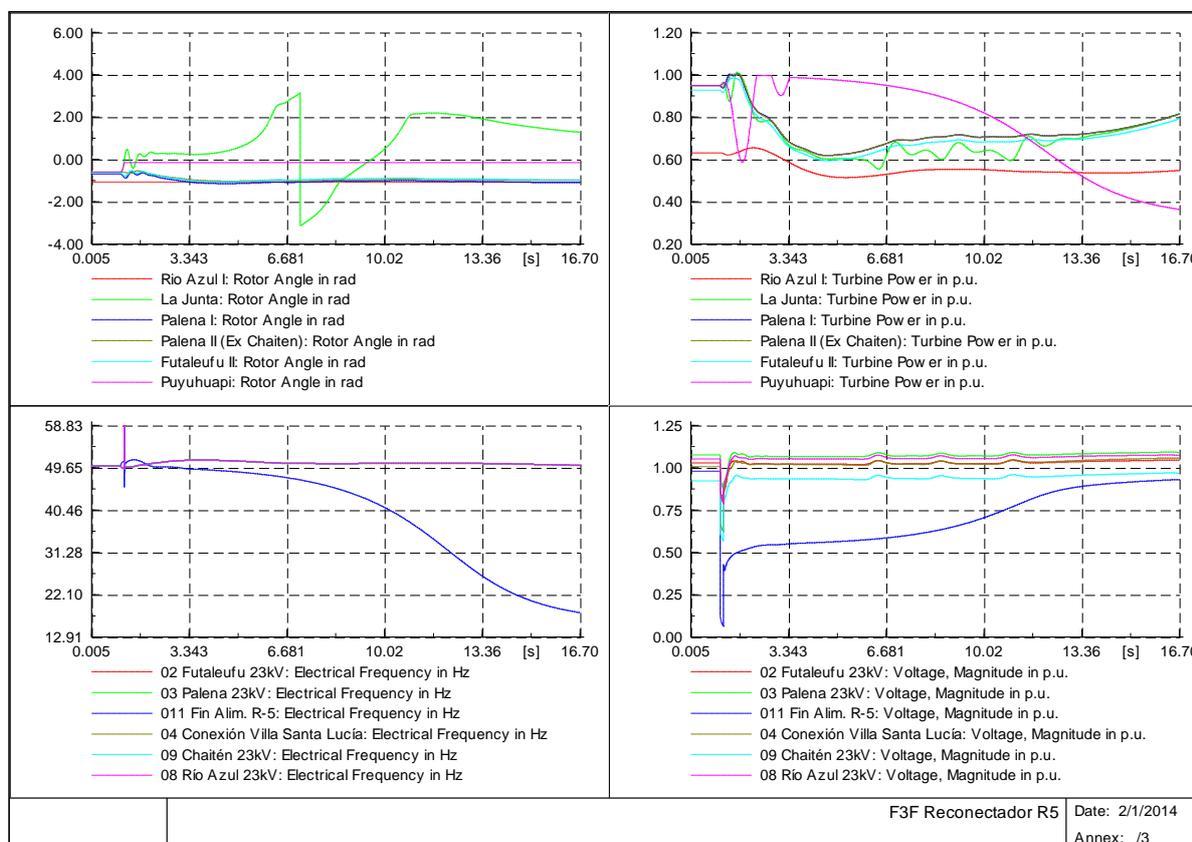


Figura 6. Disparo alimentador a Puyuhuapi. Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.

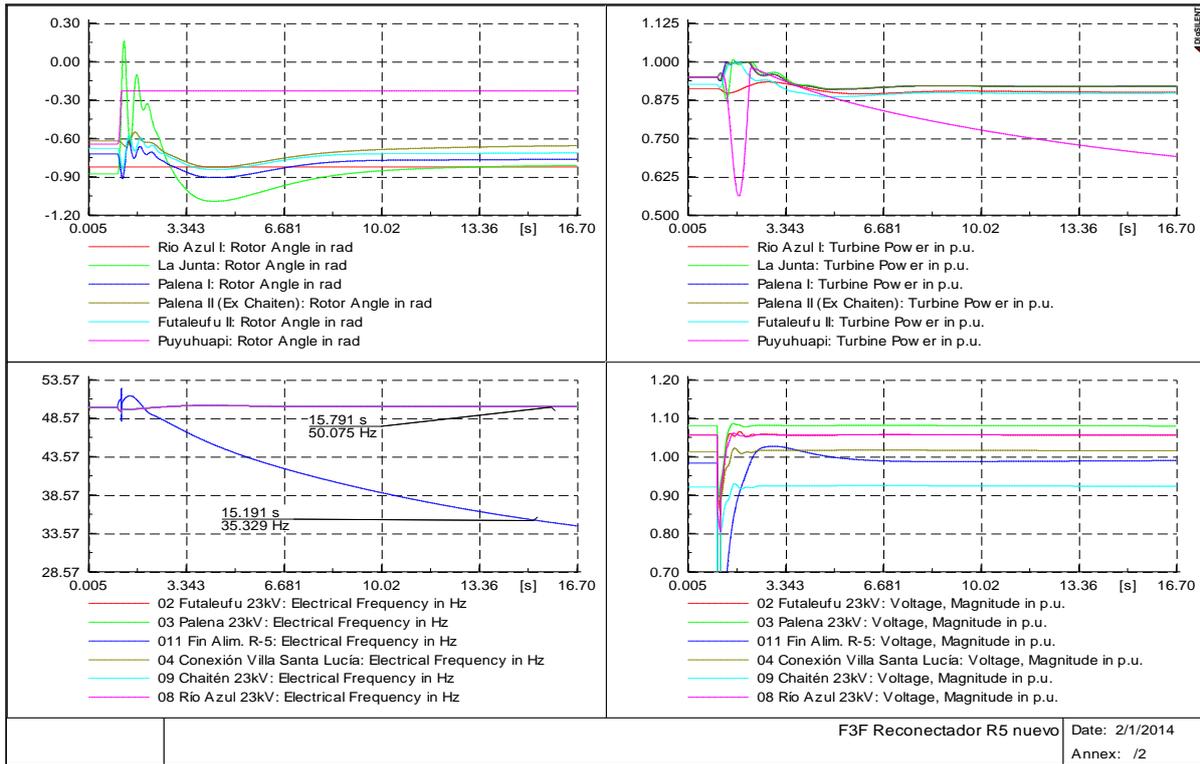


Figura 7. Disparo alimentador a Puyuhuapi (nueva localización). Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.

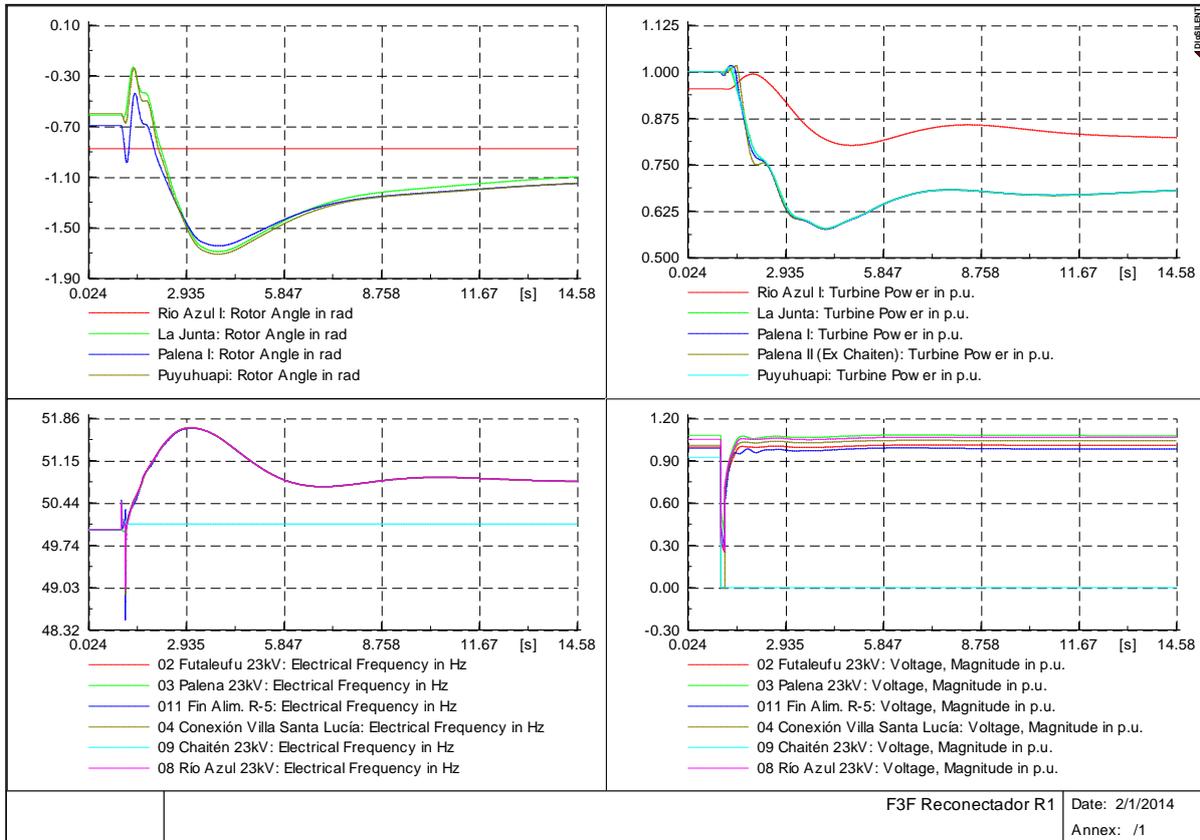


Figura 8. Disparo alimentador a Chaitén. Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.

2.5. Conclusiones

- **Reserva mínima adoptada de 10%.** De acuerdo a los análisis realizados, la función de costo de operación total del sistema (operación + ENS) en función del porcentaje de reserva en giro resultó monótonamente creciente, por lo que la reserva óptima obtenida fue de 0%. Sin embargo, dado que la normativa vigente exige un mínimo de 10% de reserva, se adoptó este último valor como consigna para la construcción de los escenarios.
- **El sistema resiste adecuadamente las mayores pérdidas de generación.** Las simulaciones dinámicas de fallas trifásicas y pérdidas de una unidad de la central Río Azul en condición de máxima demanda y con 10% de margen de reserva, así como la falla del transformador de la central Futaleufú con salida definitiva de las unidades generadoras 1 y 2, mostró resultados aceptables para la evolución de las distintas variables electromecánicas del sistema, estabilizándose mediante la correcta actuación del EDAC propuesto (apertura del reconectador R1 a Chaitén en 48 Hz temporizado 100ms).
- **El sistema resiste parcialmente la mayor pérdida de generación.** La simulación dinámica de la apertura del alimentador a Chaitén - Puyuhuapi mostró que este subsistema colapsa por insuficiente generación y elementos de maniobra para implementar cortes de carga por mínima frecuencia. Considerando la demanda total del sistema, el corte de carga resultante es del 64 %, inferior al 80 % que la norma técnica define para declarar Apagón Total.
- **El sistema resiste adecuadamente la mayor pérdida de carga.** La simulación dinámica de la falla trifásica y pérdida del alimentador Chaitén (R-1) en condición de máxima demanda y con 10% de margen de reserva mostró resultados aceptables para la evolución de las distintas variables electromecánicas del sistema, sin actuación de EDAG.

3. RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

3.1. Objetivo

Mediante este estudio se establecieron las potencias máximas que se pueden transmitir por las líneas de transmisión críticas para garantizar un desempeño del sistema acorde a lo estipulado en la NT por los Artículos 5-29 (Estado Normal), 5-30 (Estado de Alerta) y 5-36 (Alerta con Contingencias de severidad creciente), frente a los estados indicados en dichos Artículos.

Según describe la NT en el artículo 6-3, este 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 indicadas que se establecen en el Artículo 5-36 de la presente NT”.

Adicionalmente, la NT establece en sus artículos 5-36 y 5-37 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.”

3.2. Metodología

Estas evaluaciones se realizaron mediante la ejecución de estudios de flujos de carga, acompañados de algunas verificaciones mediante simulación dinámica, dado que, según lo establecido por el Artículo 5-39 de la NT, luego de ocurrida una Contingencia Simple, el SM deberá presentar una amortiguación positiva de todas las oscilaciones electromecánicas. Esto conlleva la necesidad de verificar el comportamiento amortiguado de las magnitudes significativas durante el estado transitorio posterior al despeje de la falla.

Los límites a determinar se estratifican según:

- **Límites por capacidad térmica de las instalaciones de transporte y transformación.** Son datos del problema, resultando importante la discusión de los niveles de sobrecarga temporaria que resultan admisibles a criterio de SAESA.
- **Límites por Caída de Tensión.** Estos están determinados por las prescripciones de los correspondientes Artículos de la NT.
- **Límites por Contingencia.** De acuerdo con la NT, estos límites quedarán definidos por la máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie condicionado por el estado de operación del SM luego de ocurrida una Contingencia Simple, de modo de evitar el riesgo de salida en cascada de otros componentes por sobrecargas o por condiciones de pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.
- **Límites por Estabilidad Transitoria y Dinámica (amortiguamiento).** Resulta factible que algún límite quede fijado por problemas de pérdida de sincronismo dentro del sistema, o por problemas de amortiguamiento inadecuado.

3.3. Restricciones de transmisión por capacidad térmica

En su Art. 1-4.35) la NT 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”.

Son datos obtenidos a partir de la información provista por SAESA. Se presentan los datos para las líneas de transmisión en la tabla 6 y para los transformadores en la tabla 7. Las capacidades térmicas para las líneas son determinadas para una temperatura de conductor de 50 °C y una temperatura ambiente de 15 °C

Tabla 6. Características de conductores del sistema de transmisión

Nombre alimentador	Zona	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Límite térmico [A]*
Alimentador Villa Santa Lucía (52E1)	Río Azul-Villa Santa Lucía (52E1)	23	Cu #3 AWG	30	171
	Villa Santa Lucía-Chaitén (R1)	23	Cu #6 AWG	30	113
	Villa Santa Lucía-La Junta (R2)	23	Cu #6 AWG	73	113
	La Junta-Lago Verde	23	Cu #6 AWG	59	113
	La Junta-Puyuhuapi	23	Cu #6 AWG	77	113
Alimentador Futaleufu (52E2)	Alimentador Futaleufu (52E2)	23	Cu #6 AWG	78	113
Alimentador Palena (52E3)	Alimentador Palena (52E3)	23	Cu #6 AWG	115	113

(*) Valores para temperatura de conductor de 50 °C con sol, viento 2 pies/s

Tabla 7. Características de transformadores del sistema de transmisión

Nombre	Snominal [MVA]	Tensión [kV]	Regulación [%]
Regulador de tensión La Junta	8	23/23	+/- 15
Regulador de tensión Chaitén	4	23/23	+/- 15

3.4. Restricciones de transmisión por Caída de tensión

Estos límites se definen a partir de lo establecido en los artículos 1-4.37) y 7.4 de la NT. En relación a dicho apartado se determina la corriente que se traduce en la máxima caída de tensión tolerada por la NT. Dicho valor corresponde a un rango de tensión entre 0.92 [pu] y 1.08 [pu] para operación normal. En la tabla 8 se detallan los resultados obtenidos.

Tabla 8. Restricciones por Caída de Tensión en el sistema de transmisión

Nombre	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Imáx por Caída de Tensión [A]
Alimentador Río Azul - Futaleufú	23	Cu #6 AWG	78	20
Alimentador Río Azul - Palena	23	Cu #6 AWG	115	22.2
Alimentador Río Azul - Villa Santa Lucía	23	Cu #3 AWG	30	30.3

Es importante mencionar que el límite de caída de tensión para el Alimentador Río Azul - Villa Santa Lucía se alcanza para el escenario de demanda máxima del año 2017. En estas condiciones, la tensión en Chaitén alcanza el límite inferior que establece la Norma Técnica (0.92), por lo que se infiere que de no instalarse recursos de transmisión adicionales a los existentes para escenarios futuros, habrá que recurrir al despacho forzado de unidades de Santa Bárbara.

3.5. Restricciones de transmisión por contingencia estática

Dado que el SM Palena no posee elementos en paralelo, no se realizan evaluaciones en este sentido.

3.6. Restricciones de transmisión por Estabilidad Transitoria

El único caso detectado en que se producen problemas de estabilidad transitoria corresponde a la apertura del reconectador R5 estando despachada la central La Junta.

En la mayoría de las contingencias el sistema queda desmembrado en dos islas. Considerando los elementos de maniobra actualmente instalados, ninguna isla desvinculada de la CH Río Azul sobreviviría, ya que luego de la actuación del reconectador que corresponda, la falla sigue alimentada desde el generador o generadores aislados y son éstos en última instancia quienes se desconectan ya que permanecen alimentado la falla. No obstante lo comentado, se evaluará la condición límite de operación (y por tanto la factibilidad) de cada una de estas islas, en caso que sean viables, asumiendo que existen elementos de maniobra adecuados.

3.6.1. APERTURA DEL RECONECTADOR R-5 (ALIMENTADOR PUYUHUAPI)

Esta falla es de interés para aquellas situaciones que requieren el despacho de la central La Junta.

En estas condiciones, la apertura del reconectador R-5 quita a esta central su demanda local y ésta debe transmitir prácticamente toda su generación a través de un sistema débil.

La Figura 9 muestra el comportamiento de las variables de interés para la situación sin restricción en el despacho de la central La Junta (277 kW). En estas condiciones, la apertura del reconectador provoca su pérdida de sincronismo.

La Figura 10 muestra una condición extrema en que el despacho de la central La Junta se ha limitado a 200 kW. En estas condiciones, la apertura del reconectador provoca una excursión angular de aproximadamente 150 grados.

Finalmente, la Figura 11 muestra que la relocalización del reconectador R-5 de La Junta (aproximadamente un kilómetro hacia el sur) permite dejar vinculada a esta central parte de la demanda local y evitar así su pérdida de sincronismo, sin restringir su despacho.

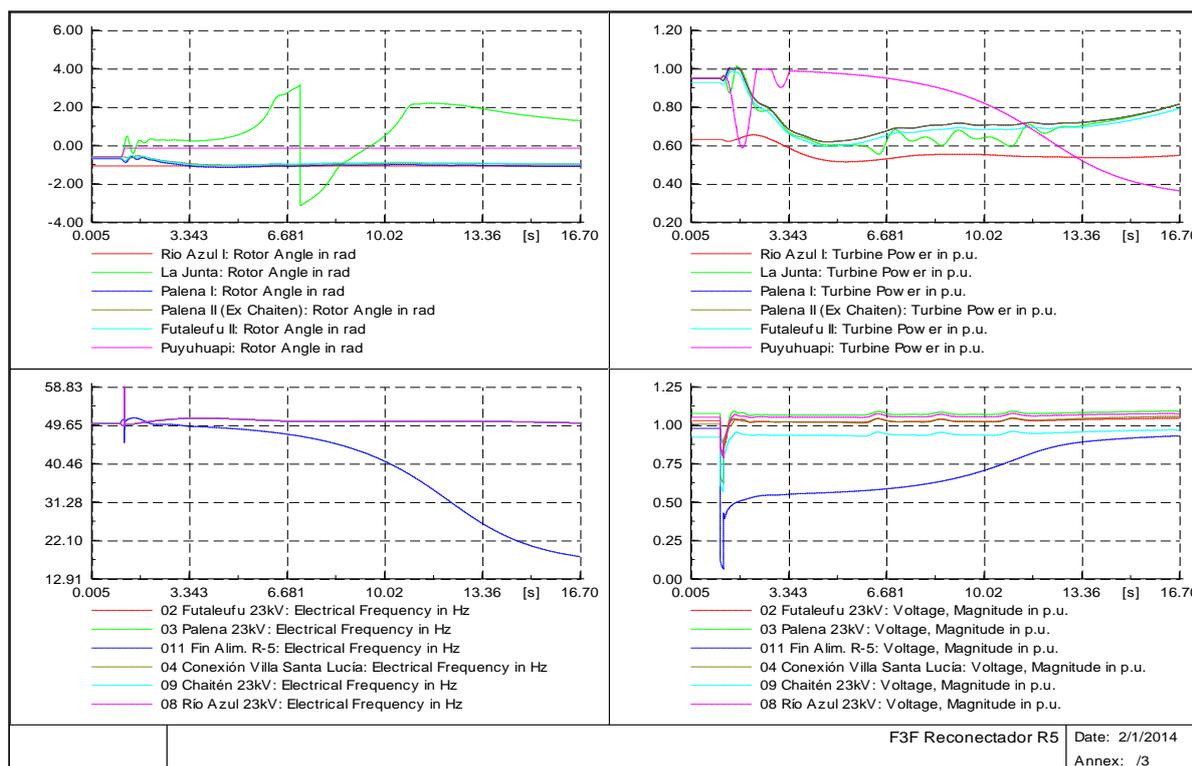


Figura 9. Disparo alimentador a Puyuhuapi. Ángulos relativos, potencia mecánica de generadores, frecuencia y tensiones.

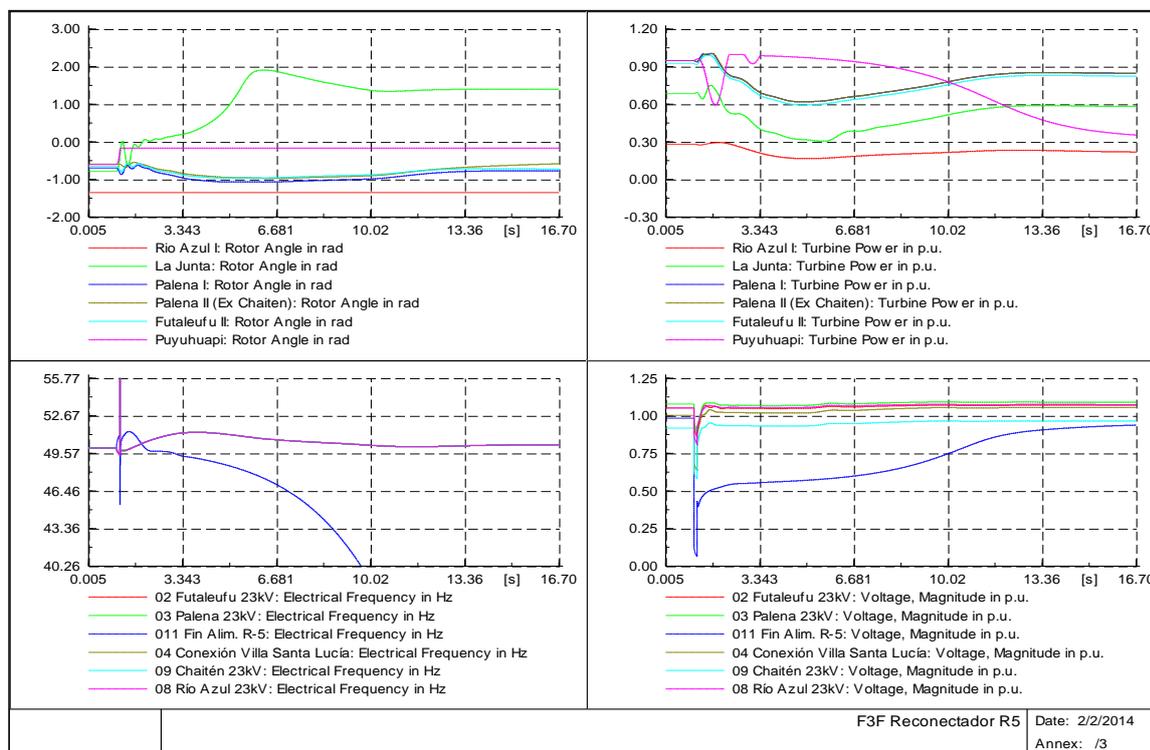


Figura 10. Falla y salida de servicio Alimentador a Puyuhuapi (condición límite de estabilidad con despacho reducido en La Junta a 200 kW)

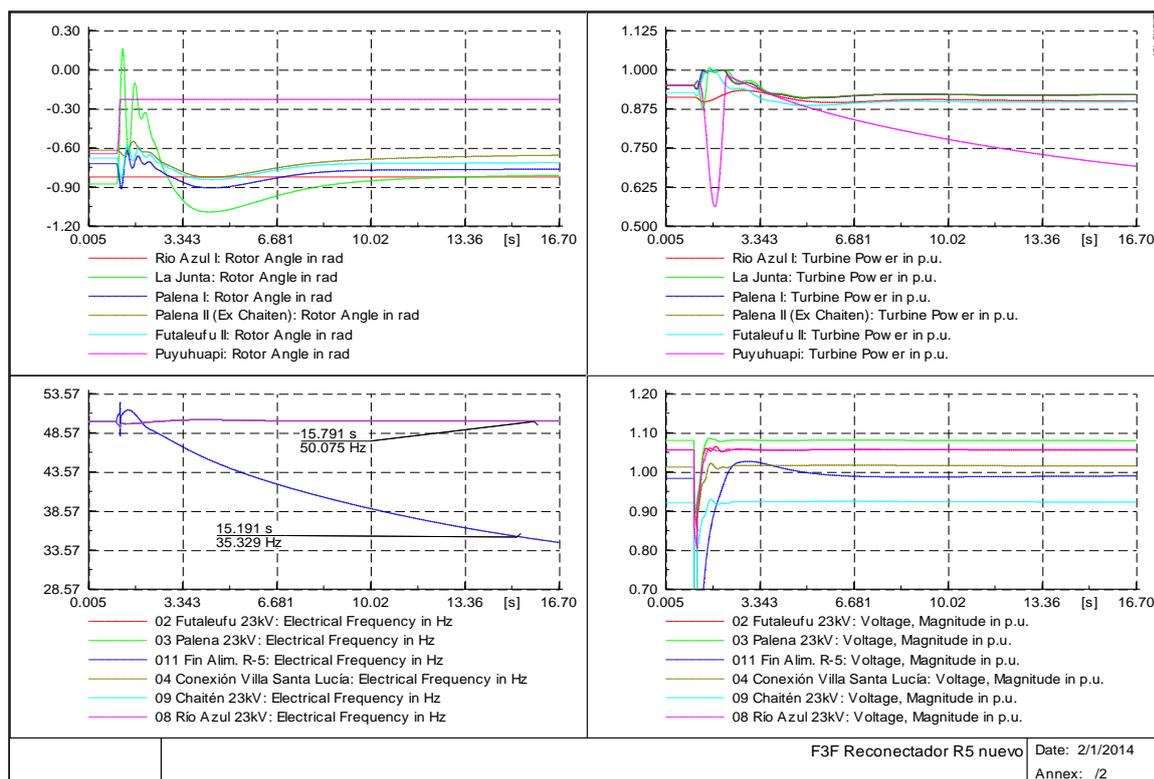


Figura 11. Falla y salida de servicio Alimentador a Puyuhuapi en su nueva localización, sin restricción de despacho en La Junta

3.6.2. APERTURA DE ALIMENTADOR A VILLA SANTA LUCÍA

Esta contingencia deja al SM Palena dividido en dos islas. La isla excedentaria se localiza en torno a CH Río Azul alimentando a Palena y Futaleufú. La isla deficitaria comprende la demandas del subsistema Villa Santa Lucía - Chaitén - Puyuhuapi - Lago Verde, alimentadas generalmente con las centrales La Junta y Puyuhuapi. Si bien en este estudio se propone instalar un EDAC en Chaitén que permitiría compensar gran parte del déficit, éste es siempre mayor que la oferta de generación del subsistema y por tanto la isla no es viable.

3.6.3. APERTURA DE ALIMENTADOR A FUTALEUFÚ

Esta contingencia deja al SM Palena dividido en dos islas. La isla excedentaria se localiza en torno a CH Río Azul alimentando a Palena y el subsistema Villa Santa Lucía - Chaitén - Puyuhuapi - Lago Verde. La isla deficitaria comprende la demandas del subsistema Futaleufú, alimentadas eventualmente con las unidades 1 y 2 de la central Futaleufú. Debido a que no existen reconectores o interruptores en el subsistema que permitirían implementar un EDAC local, no existe forma de compensar el déficit, y éste es siempre mayor que la oferta de generación del subsistema, por tanto la isla no es viable.

3.6.4. APERTURA DE ALIMENTADOR A PALENA

Esta contingencia deja al SM Palena dividido en dos islas.

La isla excedentaria se localiza en torno a la central Palena (siempre que ésta se encuentre despachada con dos unidades en 555 kW) alimentando a la demanda de la zona de Palena. En este caso, el desequilibrio mayor se produce para demandas del SM en torno a los 2000 kW, que implican una demanda del subsistema de unos 400 kW y un excedente del orden de 170 kW. En caso que se encuentre despachada solamente una unidad, la isla es siempre deficitaria y dado que no posee elementos de maniobra adecuados no sería posible implementar un EDAC y por tanto la isla en estas condiciones no es viable.

La isla deficitaria comprende la demandas del subsistema Futaleufú y el subsistema Villa Santa Lucía - Chaitén - Puyuhuapi - Lago Verde, alimentadas desde la CH Río Azul, y eventualmente con las unidades 1 y 2 de la central Futaleufú, además de la central Puyuhuapi y La Junta. La isla posee recursos de control más que suficientes para hacer frente al déficit (como máximo del orden de 170 kW), ya que la isla posee mayor inercia y reserva en giro que la isla excedentaria.

La Figura 12 muestra el comportamiento de las principales variables de interés luego de la falla trifásica en el alimentador a Palena y posterior apertura del interruptor correspondiente. Se observa que las unidades diesel de la central Palena son capaces de controlar la sobrefrecuencia resultante en la isla Palena, y además la frecuencia en el subsistema deficitario queda controlada por acción de las unidades generadoras que aportan su reserva en giro, sin activar el EDAC de Chaitén.

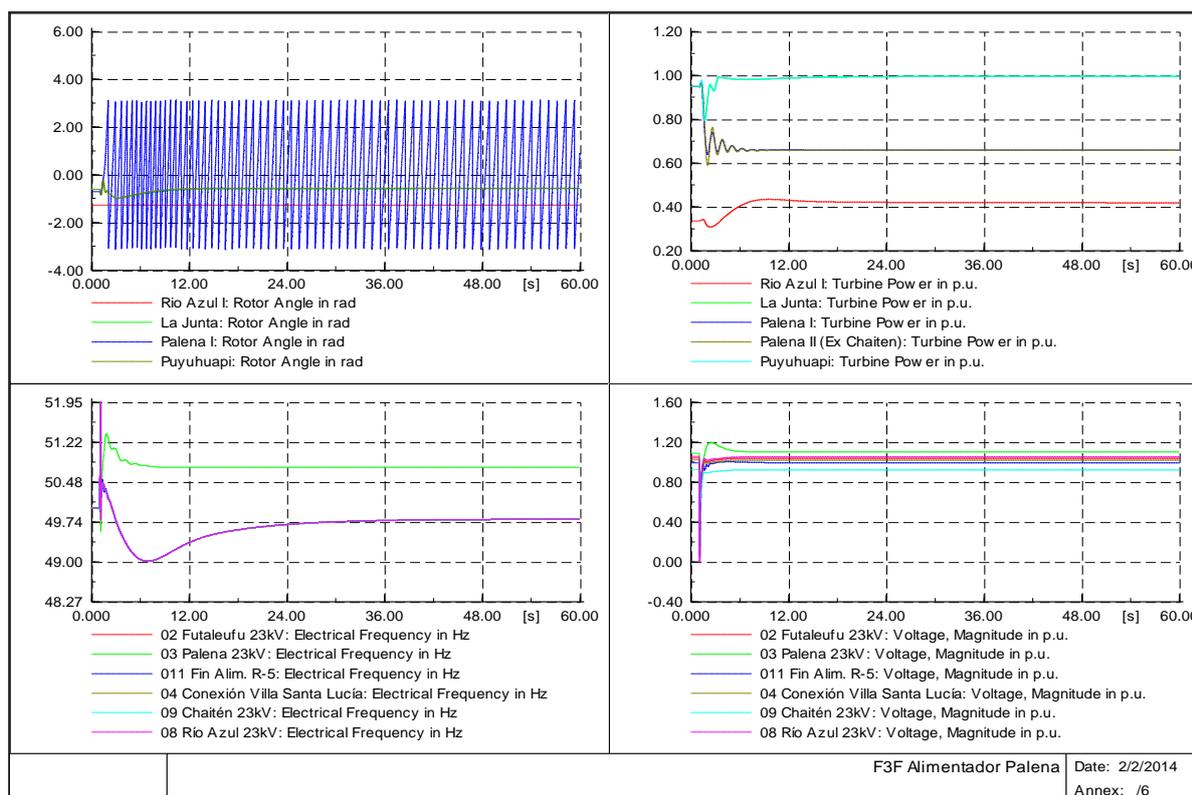


Figura 12. Falla y F/S alimentador Palena.

3.6.5. APERTURA DE ALIMENTADOR A PUYUHUAPI

Esta contingencia deja al SM Palena dividido en dos islas.

La isla excedentaria se localiza en torno a la central Puyuhuapi alimentando a la demanda local (al sur de La Junta). En este caso, el desequilibrio mayor se produce para demandas del SM en torno a los 1400 kW, que implican una demanda local de unos 200 kW y un excedente del orden de 80 kW. Para las combinaciones de generación y demanda analizadas no existen estados deficitarios.

La isla deficitaria comprende el resto del SM Palena al norte de La Junta. La isla posee recursos de control más que suficientes para hacer frente al déficit (como máximo del orden de 80 kW), ya que la isla posee mayor inercia y reserva en giro que la isla excedentaria.

La Figura 13 muestra el comportamiento de las principales variables de interés luego de la falla trifásica en el alimentador a Puyuhuapi y posterior apertura del reconector correspondiente. Se asume que el mismo se encuentra en la localización que recomienda el

estudio. La unidad de la central Puyuhuapi es capaz de controlar la sobrefrecuencia resultante en la isla, y además la frecuencia en el subsistema deficitario queda controlada por acción de las unidades generadoras que aportan su reserva en giro, sin activar el EDAC de Chaitén.

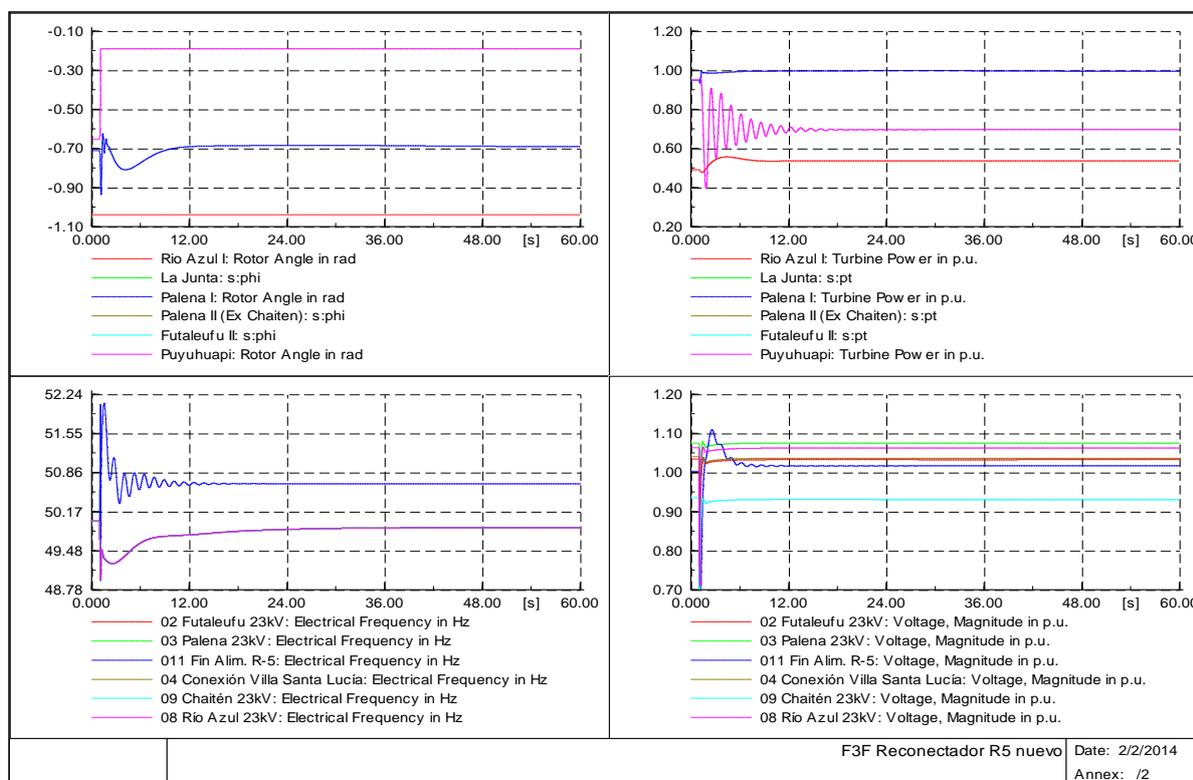


Figura 13. Falla y F/S alimentador Puyuhuapi. Demanda del SM Palena = 1400 kW.

3.7. Resultados finales, resumen valores máximos de transmisión

En la tabla 9 se resumen los valores límites de transmisión para las líneas del sistema Palena, tomando para el caso de los transformadores el límite térmico mostrado en la tabla 7.

Como se observa en la tabla 9 no se realizaron simulaciones dinámicas para el caso de los alimentadores radiales (líneas a Chaitén y Lago Verde), pues el análisis de dicha naturaleza se centró en las principales líneas de transmisión del sistema. Para el caso de los transformadores se consideran los límites mostrados en la tabla 7.

Tabla 9. Resumen de límites máximos para líneas del sistema de transmisión con relocalización del reconector R-5 de La Junta

Nombre	Límite Térmico [A]	Imáx por caída de tensión [A]	I máx por est. transitoria [A]
Río Azul - Villa Santa Lucía (52E1)	171	30.3	N/A
Villa Santa Lucía - Chaitén (R1)	113	15	N/A
Alimentador Futaleufú (52E2)	113	20	N/A
Alimentador Palena (52E3)	113	22.2	N/A

4. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA

4.1. Objetivo

En el sistema mediano Palena se tomó en cuenta la recomendación realizada en trabajos anteriores, por lo que se modeló inicialmente un esquema EDAC que comanda la apertura del alimentador 52E3 a Palena cuando la frecuencia cae por debajo de 47.6 Hz. Este automatismo había sido diseñado para el sistema con demanda reducida (debido a la destrucción de la ciudad de Chaitén) siendo las unidades de la CH Río Azul capaces de alimentar por sí solas la totalidad del sistema mediano en condiciones normales.

Tabla 10. Estructura de EDAC

Nombre	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg]	Magnitud de EDAC
52E3 (Palena)	47.6	0.1	100% alim Palena

Debido al importante crecimiento de la demanda estimado para el período bajo estudio (2014 - 2017) se hace necesario, además de Río Azul, despachar otras unidades diesel. Según se ha visto, las unidades de Palena son de las primeras en ser despachadas y esto hace que el EDAC sobre el alimentador a Palena pierda su eficacia original, ya que su activación desconectaría también las unidades generadoras de Palena.

Observando la topología y elementos de maniobra existentes en el sistema, y bajo la premisa de no desconectar consumos en conjunto con generadores, las dos únicas opciones existentes para relocalizar el EDAC propuesto para Palena son el reconectador R-1 a Chaitén o bien el reconectador R-6 a Lago Verde (considerando que la central Lago Verde entraría en funcionamiento sólo en condiciones de emergencia).

Dado que el alimentador a Chaitén es el que desconecta la mayor cantidad de consumo, su selección redundará en una mayor probabilidad de que el sistema pueda recuperarse de un problema de subfrecuencia, por lo que en este estudio se sugerirá la implementación del EDAC en el reconectador R-1. Si bien esto puede resultar una medida exagerada, dado el valor de la carga del Chaitén, el criterio empleado en el estudio fue el de utilizar los elementos de protección y maniobra existentes.

Con respecto al EDAG, se modeló también un automatismo que desconecta selectivamente dos unidades de la CH Río Azul. En principio no se proponen cambios a este esquema, con respecto al primer escalón de disparo.

Tabla 11. Estructura de EDAG

Nombre	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg]	Magnitud de EDAC
1ra. unidad de Río Azul	51.9	0.1	Respaldo. Apertura del interruptor de unidad. Pérdida del 100% de su generación.
2da. unidad de Río Azul	53	0.05	Respaldo. Apertura del interruptor de unidad. Pérdida del 100% de su generación.

Se realizará entonces la verificación de la suficiencia y adecuación de los umbrales y temporizaciones mostrados en las tablas anteriores comprobando que cada una de las contingencias fueron resueltas de conformidad con las bandas de frecuencia y tensión definidas en la NT para cada estado operativo.

En relación a este estudio la NT establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado “EDAC” (Esquema de Desprendimiento Automático de Carga). Según describe la NT, 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.”

Asimismo, con respecto a este estudio el Artículo 3-6 establece que “Toda unidad generadora deberá continuar operando sus unidades bajo la acción de su Controlador de Velocidad para variaciones de la frecuencia que estén dentro de los límites de operación, en sobre y subfrecuencia, que a continuación se indican:”

- a) Indefinidamente, para frecuencias entre 48,5 [Hz] y 51,5 [Hz].
- b) Al menos 60 segundos entre 48,0 [Hz] y bajo 48,5 [Hz].
- c) Al menos 60 segundos sobre 51,5 [Hz] y hasta 52,0 [Hz].
- d) Al menos 5 segundos entre 47,5 [Hz] y bajo 48,0 [Hz].
- e) Al menos 5 segundos sobre 52,0 [Hz] y hasta 53,0 [Hz].

Para valores fuera de los rangos establecidos, las protecciones propias de las unidades podrán desconectarlas del SM para prevenir daños al equipamiento.

4.2. Metodología

Se analizaron fallas simples en generación, líneas de transmisión y alimentadores radiales manteniendo en servicio las EDAC y EDAG modeladas y verificando que la actuación de las mismas se tradujo en un estado operativo de post-contingencia dentro de los límites establecidos por la NT. Se estudiaron 2 escenarios correspondientes a condiciones de demanda máxima y mínima.

Respecto al caso de demanda mínima (que para el SM Palena resultan críticos debido a su reducida demanda) se analizó la operación con dos y tres unidades en la CH Río Azul.

Es importante comentar que los elementos de maniobra del SM Palena son reconectores. Por lo tanto, las contingencias analizadas que implican la formación de islas consideran que la falla es despejada por el reconector antes de que actúe la protección de los generadores que se encuentren en servicio en la isla eléctrica. En caso que éstas actúen (que es lo que normalmente debería ocurrir) la isla eléctrica irá al apagón.

El esquema propuesto está basado en la inhibición (automática o manual) de las reconexiones siempre que se encuentre al menos un generador despachado “aguas abajo” del alimentador que corresponda. Esto se debe a que no existe certeza luego de la reconexión del estado de los generadores aislados. Si éstos no fueron desconectados por sus protecciones, durante la reconexión es altamente probable que se producirán cierres en condiciones adversas (ya que los reconectores no poseen sincronizador) originando esfuerzos mecánicos importantes en los generadores. Si éstos fueron desconectados por sus propias protecciones, muy probablemente el subsistema en torno a Río Azul recibirá más carga que la que es capaz de abastecer y de esta manera el sistema en su conjunto colapsará por subfrecuencia.

4.3. Fallas consideradas

En la Tabla 12 se describen las contingencias seleccionadas para el análisis.

Tabla 12. Fallas consideradas para análisis de EDAC/EDAG

Contingencia	Elemento fallado	Consecuencia
Falla trifásica	Trafo II CH Río Azul	generador II Río Azul F/S
Falla trifásica	Trafo I CD Palena	generador I Palena F/S
Falla trifásica	Trafo II CD Palena	generador II Palena F/S
Falla trifásica	Trafo CD La Junta	generador La Junta F/S
Falla trifásica	Trafo CD Puyuhuapi	generador Puyuhuapi F/S
Falla trifásica	Trafo CD Lago Verde	generador Lago Verde F/S
Falla trifásica	Trafo CD Futaleufú	generadores Futaleufú I y II F/S
Disparo de grupo	Grupo I Futaleufú	Generador I Futaleufú F/S
Disparo de grupo	Grupo II Futaleufú	Generador II Futaleufú F/S
Falla trifásica	Reconector 52E1 CH Río Azul	Alimentador Chaitén-Puyuhuapi F/S
Falla trifásica	Reconector 52E2 CH Río Azul	Alimentador Palena F/S
Falla trifásica	Reconector 52E3 CH Río Azul	Alimentador Futaleufú F/S
Falla trifásica	Reconector R5	Alimentador Puyuhuapi F/S
Falla trifásica	Reconector R2	Alimentador La Junta-Puyuhuapi-L.Verde F/S
Falla trifásica	Reconector R1	Alimentador Chaitén F/S
Falla trifásica	Reconector R6	Alimentador Lago Verde F/S

En este caso el estudio se realizó sobre el peor caso que es el que corresponde al año horizonte. En ese caso, producto del aumento de la demanda considerado, es necesario despachar centrales diesel que en la actualidad solamente se utilizan ante contingencias.

4.4. Escenarios considerados

En la tabla 13 se presentan los despachos para los escenarios húmedos (demanda máxima y mínima) y secos (demanda máxima y mínima).

Tabla 13. Despachos para escenarios de EDAC/EDAG

	Pnom [kW]	Demanda máxima 2017 [kW]		Demanda mínima 2014 CH Río Azul x2 [kW]		Demanda mínima 2014 CH Río Azul x3 [kW]	
		Despacho	Reserva	Despacho	Reserva	Despacho	Reserva
C.H.Río Azul 1	350	223	127.2	287	127.2	120	230.0
C.H.Río Azul 2	350	333	17.5	333	17.5	250	100.0
C.H.Río Azul 3	350	333	17.5	0	0.0	250	100.0
C.H.Río Azul 4	350	333	17.5	0	0.0	0	0.0
Palena 1	292	277	14.6	0	0.0	0	0.0
Puyuhuapi	292	277	14.6	0	0.0	0	0.0
La Junta	292	277	14.6	0	0.0	0	0.0
Palena 2	288	277	14.6	0	0.0	0	0.0
Futaleufú 2	250	238	12.5	0	0.0	0	0.0
Futaleufú 1	230	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Lago Verde	150	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Santa Bárbara 1	109	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Santa Bárbara 2	109	0	0.0	0	0.0	0	0.0

2567	250.6	620	144.7	620	430.0
------	-------	-----	-------	-----	-------

4.5. Verificación del EDAC propuesto en Chaitén

En las siguientes tablas se resumen las frecuencias resultantes de los estados de post-contingencia del sistema ante cada una de las fallas, indicándose el desempeño de las EDAC/EDAG en cada condición.

Es importante comentar que para los casos aceptables, las tensiones evolucionaron dentro de la banda del +/- 10%.

Para demanda máxima, los casos más severos corresponden a la pérdida del alimentador a Chaitén - Puyuhuapi, ya que en estas condiciones se pierde del orden del 60% de la demanda del SM Palena. Este valor, sin embargo, se encuentra debajo del 80 % que la Norma Técnica establece para declarar el apagón total.

Para demanda mínima, los casos más severos también corresponden a la pérdida del mismo alimentador. En caso de encontrarse despachadas dos unidades en Río Azul, la sobrefrecuencia

4.5.1. DEMANDA MÁXIMA AÑO 2017

Tabla 14. Frecuencias en Hz para estados post-contingencia. Caso Demanda Máxima

Elemento fallado/ Gen F/S	EDAC	EDAG	Isla 1			Isla 2		
			Máx	Mín	Final	Máx	Mín	Final
Trafo II CH Río Azul / Gen II	594		50.89	48	50.32	N/A	N/A	N/A
Trafo I CD Palena / Gen I	594		50.93	48	50.27	N/A	N/A	N/A
Trafo II CD Palena / Gen II	594		50.93	48	50.27	N/A	N/A	N/A
Trafo CD La Junta / Gen	594		51.13	48	50.35	N/A	N/A	N/A
Trafo CD Puyuhuapi / Gen	594		51.13	48	50.35	N/A	N/A	N/A
Trafo CD Lago Verde / Gen			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Trafo CD Futaleufú / Gen I-II			50	48.27	49.3	N/A	N/A	N/A
Grupo I Futaleufú			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Grupo II Futaleufú			50	48.27	49.2	N/A	N/A	N/A
Reconectador 52E1 CH Río Azul			52.6	50	50.78	Colapso		
Reconectador 52E2 CH Río Azul			50.93	50	50.23	Colapso		
Reconectador 52E3 CH Río Azul			50.1	49.27	49.86	51.11	50	50.54
Reconectador R2			51.21	50	50.51	Colapso		
Reconectador R1			51.46	50	50.57	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconectador R6			50	49.33	49.83	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconectador R5			51.31	50	50.21	Colapso		
Reconectador R5 relocalizado			50.21	49.7	50.08	Colapso		

4.5.2. DEMANDA MÍNIMA AÑO 2014 CON DOS UNIDADES EN CH RÍO AZUL

Tabla 15. Frecuencias en Hertz para estados post-contingencia. Demanda mínima 2014 con dos unidades en CH Río Azul

Elemento fallado/ Gen F/S	EDAC	EDAG	Isla 1			Isla 2		
			Máx	Mín	Final	Máx	Mín	Final
Trafo II CH Río Azul / Gen II			Colapso			N/A	N/A	N/A
Trafo I CD Palena / Gen I			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Trafo II CD Palena / Gen II			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Trafo CD La Junta / Gen			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Trafo CD Puyuhuapi / Gen			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Trafo CD Lago Verde / Gen			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Trafo CD Futaleufú / Gen I-II			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Grupo I Futaleufú			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Grupo II Futaleufú			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Reconector 52E1 C. Río Azukl		330	53.8	50	50.63	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector 52E2 C. Río Azul	140	330	52	46.8	49.6	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector 52E3 C. Río Azul						Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector R2	140	330	52.14	47.95	50.35	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector R1	140	330	Colapso			Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector R6			51.16	50	50.15	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector R5			52.1	47.8	50.05	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector R5 relocalizado			51.88	50	50.33	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.

Inspeccionando la tabla anterior se observa que la falla de R1 lleva a un Colapso y no la Falla del 52E, siendo que la segunda es una falla más cercana a la central Río Azul y significa la desconexión de más carga. Esto se debe a que la falla en R1 inicialmente lleva al sistema a la sobrefrecuencia, se produce el disparo de una unidad en Río Azul y posteriormente el sistema queda con déficit de generación, la única unidad operativa en Río Azul agota su reserva, sin embargo la frecuencia sigue disminuyendo. Como el EDAC está localizado justamente en R1, el sistema queda sin corte de carga disponible y es por esto que se produce el colapso.

En el caso de la falla en el 52 E, en efecto se pierde más carga, y esto tiene por efecto que la unidad de Río Azul no agote su reserva en giro.

4.5.3. DEMANDA MÍNIMA AÑO 2014 CON TRES UNIDADES EN CH RÍO AZUL

Tabla 16. Frecuencias en Hertz para estados post-contingencia. Demanda mínima con tres unidades en servicio en CH Río Azul.

Elemento fallado/ Gen F/S	EDAC	EDAG	Isla 1			Isla 2		
			Máx	Mín	Final	Máx	Mín	Final
Trafo II CH Río Azul / Gen II	140		50	47.6	49.6	N/A	N/A	N/A
Trafo I CD Palena / Gen I			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Trafo II CD Palena / Gen II			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Trafo CD La Junta / Gen			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Trafo CD Puyuhuapi / Gen			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Trafo CD Lago Verde / Gen			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Trafo CD Futaleufú / Gen I-II			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Grupo I Futaleufú			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Grupo II Futaleufú			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Reconector 52E1 C Río Azul		250	53	50	50.6	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector 52E2 C Río Azul			51.6	50	50.29	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector 52E3 C Río Azul			51.3	50	50.2	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector R2		250	52.03	49.32	49.94 1	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector R1			51.7	49.8	50.34 1	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector R6			50.57	49.8	50.1	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector R5		250				Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.
Reconector R5 relocalizado			51.14	49.8	50.22	Sin Gen.	Sin Gen.	Sin Gen.

Sin Gen. : Sin generación en el subsistema

4.6. Análisis Dinámico de eventos puntuales

En el presente apartado se muestran gráficamente algunos de los eventos evaluados, con el fin de detallar determinadas situaciones específicas de cada escenario.

4.6.1. SALIDA DE SERVICIO DE UNIDADES DE RÍO AZUL PARA ESCENARIOS DE DEMANDA MÍNIMA

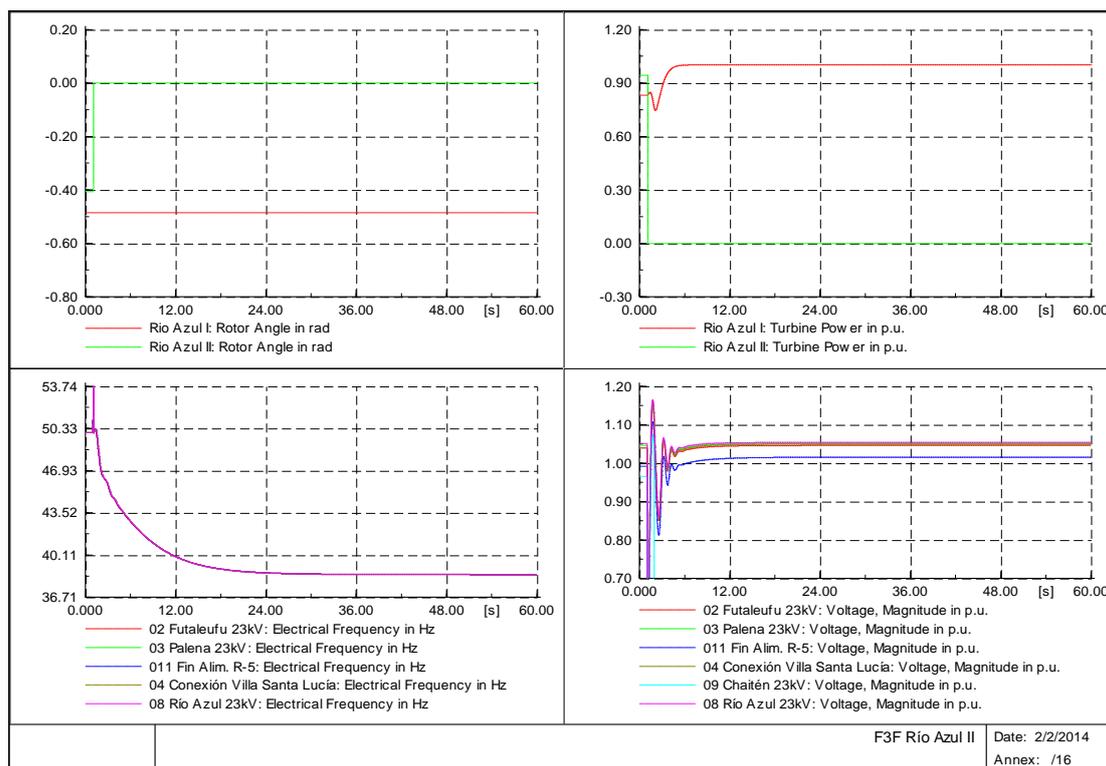


Figura 14. Falla y F/S una unidad de CH Río Azul, para dos unidades despachadas.

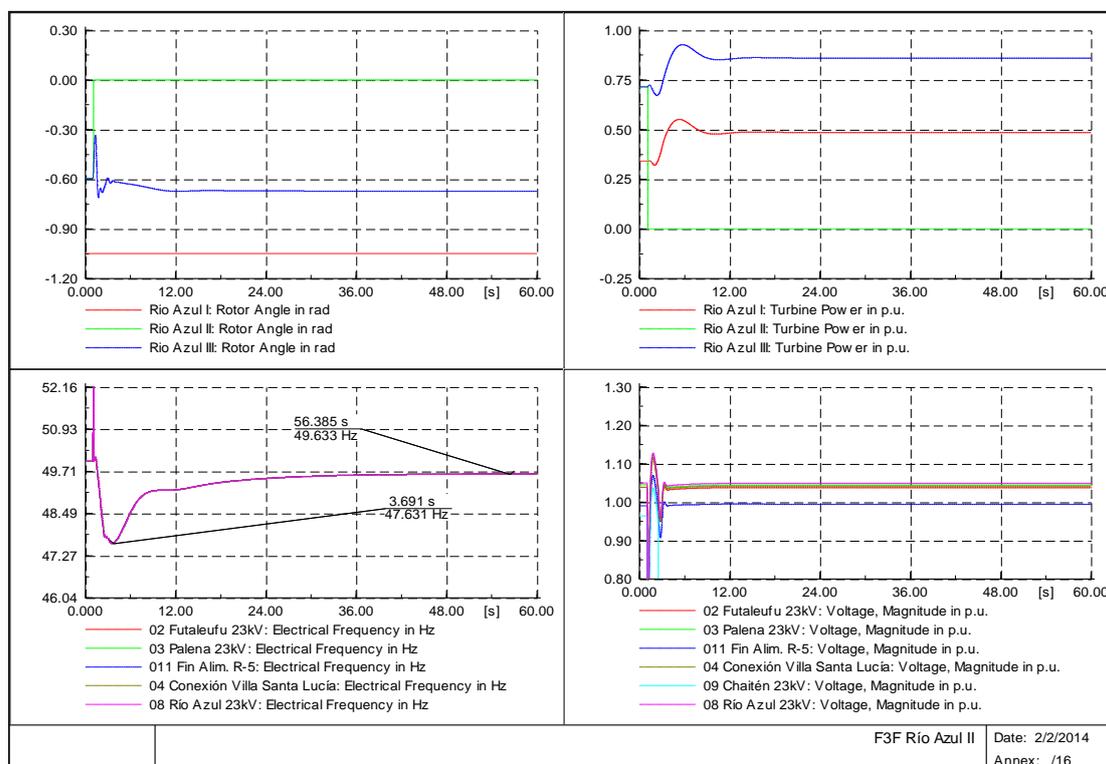


Figura 15. Falla y F/S una unidad de CH Río Azul, para tres unidades despachadas.

4.6.2. FALLA EN ALIMENTADOR A CHAITÉN PARA CASOS DE DEMANDA MÍNIMA

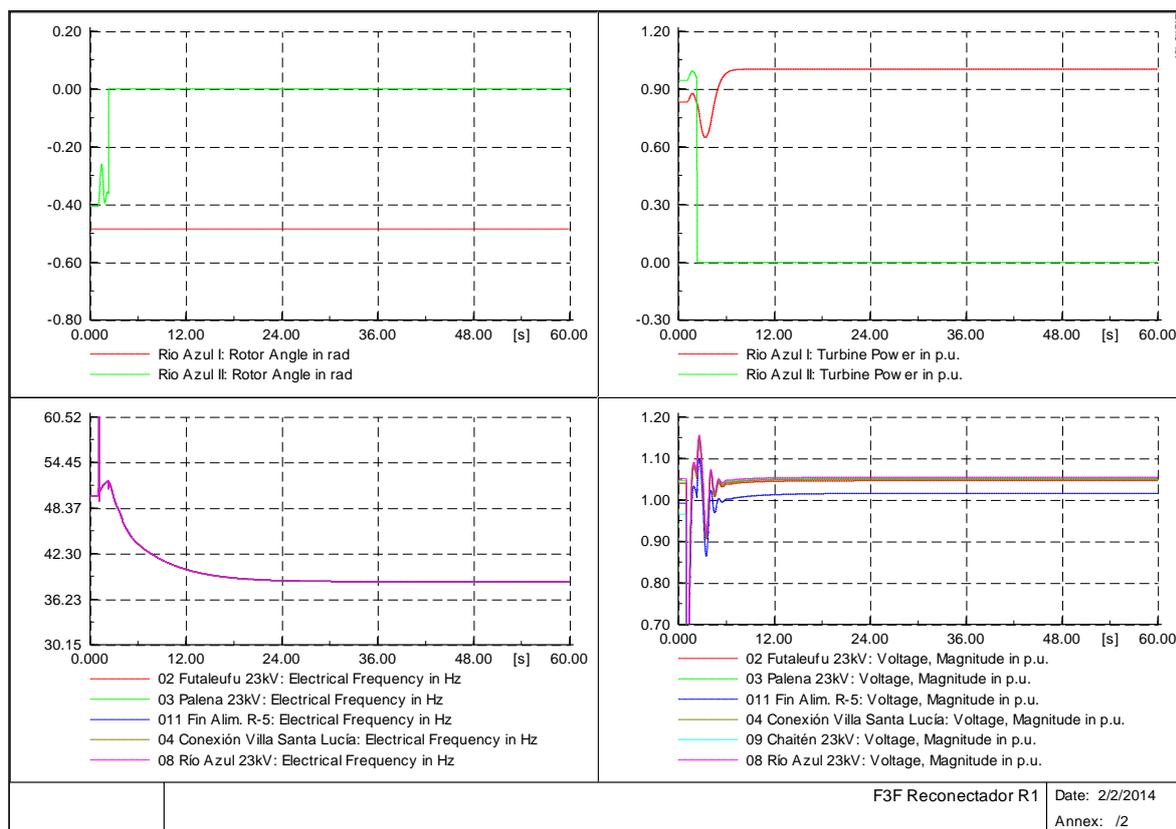


Figura 16. Falla y F/S alimentador a Chaitén con dos unidades despachadas en CH Río Azul.

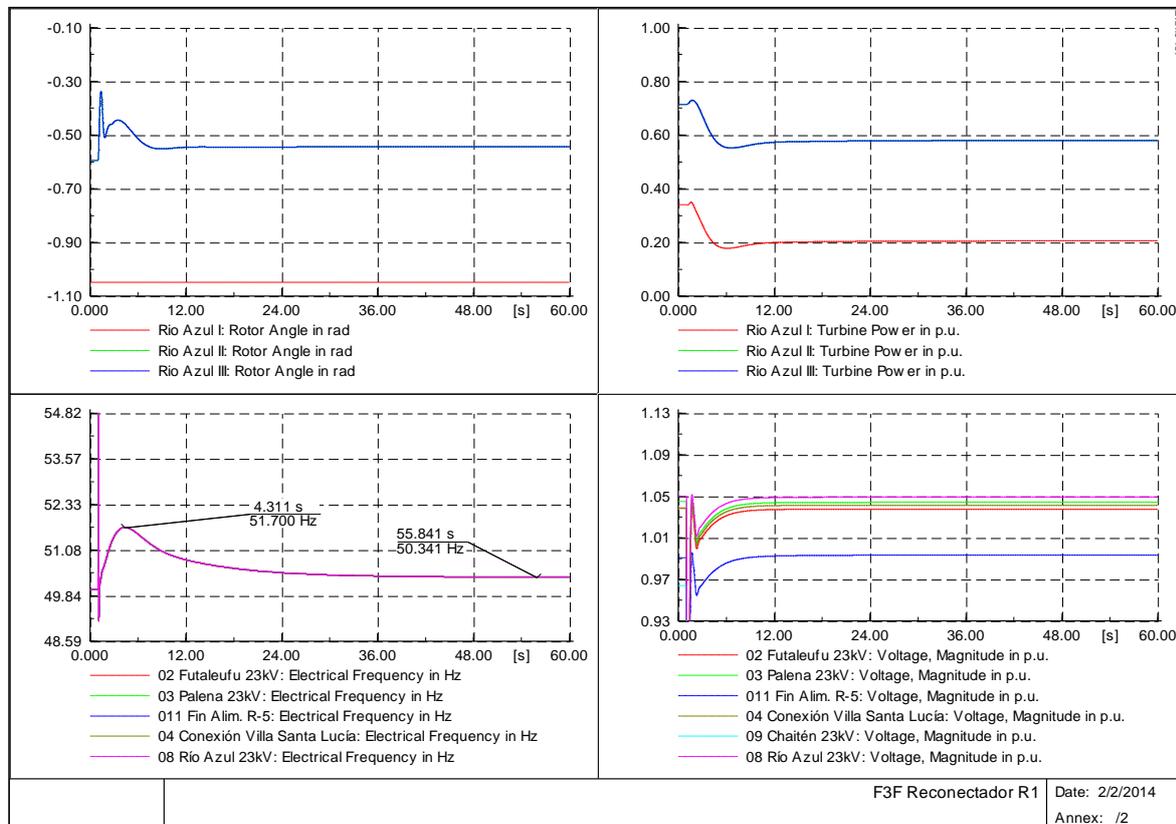


Figura 17. Falla y F/S alimentador a Chaitén con tres unidades despachadas en CH Río Azul.

4.6.3. FALLA EN ALIMENTADOR A VILLA STA. LUCÍA PARA CASOS DE DEMANDA MÍNIMA

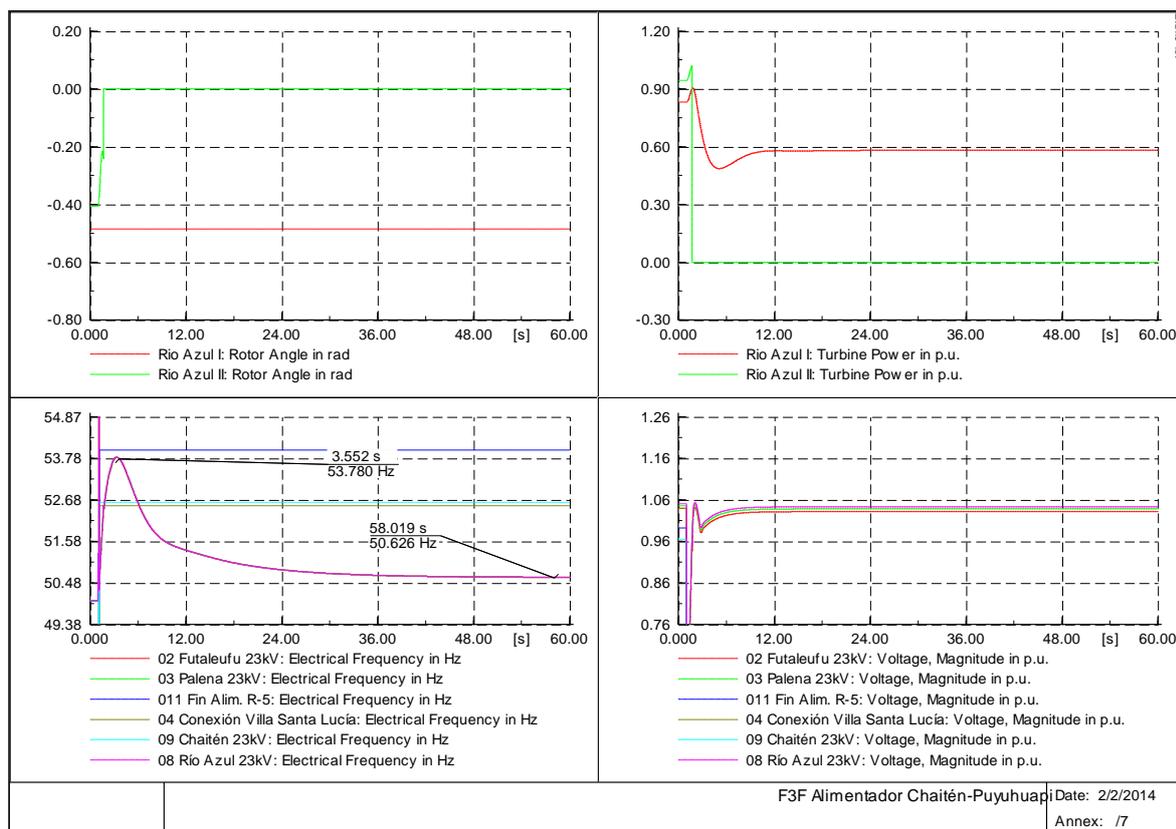


Figura 18. Falla alimentador a Chaitén - Puyuhuapi con dos unidades despachadas en CH Río Azul.

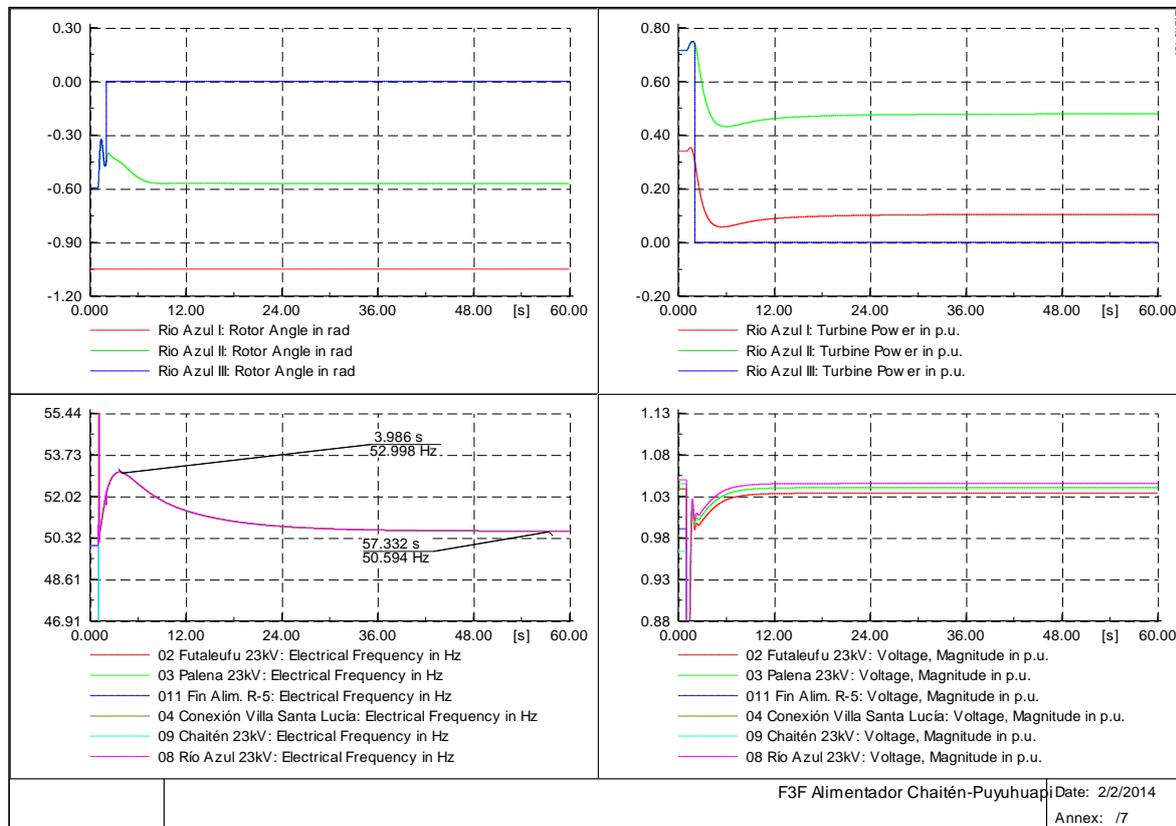


Figura 19. Falla alimentador a Chaitén - Puyuhuapi con tres unidades despachadas en CH Río Azul.

4.7. Conclusiones

La relocalización del EDAC propuesto inicialmente en el reconector que maniobra el alimentador a Palena hacia el reconector R-1 que opera el alimentador a Chaitén demuestra su efectividad para todas las fallas analizadas asegurando el funcionamiento del sistema en condición de post-contingencia, dentro de los límites establecidos por la NT.

Si bien la respuesta dinámica del sistema puede ser mejorada con una partición del sistema Chaitén, el criterio utilizado fue el de emplear exclusivamente los elementos de maniobra existentes.

Los modelos de EDAG presentes en la base de datos funcionan correctamente, permitiendo que el sistema opere, en condición de post-contingencia, dentro de los límites establecidos por la NT. El estudio muestra que es suficiente con disparar una única unidad en Río Azul para el peor escenario posible (demanda mínima de 2014) por lo que se recomienda reajustar el umbral actual del segundo escalón de 52.6 Hz a 53 Hz con menor temporización, de manera que este escalón quede como respaldo.

Los resultados obtenidos demuestran claramente la necesidad de despachar la central Río Azul con al menos tres unidades en todos los casos.

5. ESTUDIO DE CONTINUIDAD

5.1. Objetivo

El estudio de continuidad permite determinar los índices de calidad de suministro FMIK y TTIK de cada Sistema Mediano (SM), dando cumplimiento a los Estándares de Calidad de Suministro en Instalaciones de Generación y de Transmisión definidos en los artículos 5- 50 y 5-51 de la NT.

- 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.

La frecuencia de las interrupciones, la potencia interrumpida en cada una de ellas y el tiempo total de las interrupciones, necesarios para evaluar la calidad de suministro dentro del Sistema Mediano, fueron calculados de acuerdo a las definiciones de los referidos artículos mediante un análisis exhaustivo de cada uno de los modos de falla.

Como subproducto de este análisis, se obtuvo otro indicador de calidad de suministro, que es el valor de la Energía No Suministrada (ENS) esperada para el período de análisis, el cual puede ser comparado con valores límites de ENS que surgen de la experiencia internacional (10^{-4} pu respecto a la demanda anual).

5.2. Metodología

El estudio se realizó aplicando un modelo probabilístico orientado al cálculo de confiabilidad de sistemas de generación y transmisión. Las características del modelo y las condiciones generales del estudio se encuadraron en las prescripciones establecidas en la NT.

La simulación de los modos de falla del sistema de generación y transmisión se efectuó en base al método de frecuencia y duración, siguiendo una lista de contingencias establecida y resolviendo en cada caso el flujo de carga en corriente alterna. Para cada modo de falla se evaluó si existieron:

- Violaciones a los límites de tolerancia permitidos para las tensiones de la red.
- Sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores y/o capacitores serie.
- Insuficiencia de la capacidad de generación existente para abastecer la demanda.

Se analizaron 4 escenarios operativos, a partir de la obtención de 4 bloques anuales de demanda, pues se consideró que este modelo de subdivisión constituía una aproximación razonable en función de la característica de la demanda y generación anual.

5.3. Fallas consideradas

En la tabla 15 se detallan las fallas consideradas.

5.4. Tasas de falla y tiempos de reparación

Se tomaron los mismos valores de tasas de fallas y tiempos de reparación que los empleados en el estudio de reservas óptima. Se considera un tiempo de reparación de 15 minutos (0,25 hs), pues ese es el tiempo que se supone se emplea para redespachar una

unidad de generación necesaria para llevar el sistema nuevamente a una operación segura y estable.

Tabla 17. Fallas consideradas para Estudio de Continuidad

Falla	Elemento	Observaciones / Efecto
1	Generadores Río Azul	Pérdida de un generador de la central, o su transformador asociado.
2	Generadores Palena	Pérdida de un generador de la central, o su transformador asociado.
3	Generadores Futaleufú	Pérdida de un generador de la central, o del transformador.
4	Generador La Junta	Pérdida de un generador de la central, o del transformador.
5	Generador Puyuhuapi	Pérdida de un generador de la central, o del transformador.
6	Alimentador R1 Chaitén	Desconexión alimentador radial aguas abajo del reconectador R-1.
7	Alimentador R5 Puyuhuapi	Desconexión alimentador radial aguas abajo del reconectador R-5.
8	Alimentador R6 Lago Verde	Desconexión alimentador radial aguas abajo del reconectador R-6.
9	Alimentador 52E1 Chaitén - Puyuhuapi	Formación de dos islas en caso de existir generación en la isla importadora o apagón, pérdida de generación en la isla importadora de potencia.
10	Alimentador 52E2 Futaleufú	Formación de dos islas en caso de existir generación en la isla importadora o apagón, pérdida de generación en la isla importadora de potencia.
11	Alimentador 52E3 Palena	Formación de dos islas en caso de existir generación en la isla importadora o apagón, pérdida de generación en la isla importadora de potencia.
12	Reguladores de tensión La Junta y Chaitén	Desconexión de consumos aguas abajo del transformador correspondiente.

Tabla 18. Tasas de falla y tiempos de reparación

Elemento	Tasa de falla [fallas/año]	Tiempo reparación [hs]	Fuente
Generador Diesel	7,4	0,25	Promedio de tasas de falla de unidades Diesel descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Generador Hidroeléctrico	1,1	0,25	Promedio de tasas de falla de unidades Hidro descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Transformador	1,0	0,25	Tasas de falla para transformadores establecida a criterio del consultor. Se considera exagerada la descrita en la NT
Línea 23 / 33 kV	2,0	0,25	Tasas de falla para líneas descritas en la NT para SSMM

5.5. Despachos para cada bloque

En la siguiente tabla se muestran los despachos para cada uno de los cuatro bloques anuales de operación, considerando en cada caso un despacho económico con una reserva aproximada de 10%.

Tabla 19. Despachos según bloque anual de operación

Central	Despacho [kW]			
	B1	B2	B3	B4
Río Azul	1209	1176	1203	920 (x3)
Palena	277	277	-	-
Puyuhuapi	277	-	-	-

5.6. Desarrollo y resultados del estudio de continuidad

Los índices FMIK y TTIK se definen según las siguientes formulas:

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

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

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.

Partiendo de las tasas de falla presentadas en el punto 5.4, y considerando que el tiempo de reparación es el mismo para todas las contingencias, se define un tiempo medio de duración de falla r medio (r_{med}).

Trabajando con los valores globales anuales calculados a partir de la suma de los 4 bloques, es posible definir un valor de potencia media interrumpida anual (P_{medf}), y considerando la cantidad total de fallas por año (n), puede expresarse $kVAfs_i$ como:

$$\sum_{i=1}^n kVAfs_i \left[\frac{MW \times fallas}{año} \right] = n \left[\frac{fallas}{año} \right] \times P_{medf} [MW]$$

A su vez, la ENS total debería surgir de considerar la cantidad de fallas totales del año, la potencia media interrumpida y la duración media de una falla:

$$ENS \left[\frac{MWh}{año} \right] = n \left[\frac{fallas}{año} \right] \times P_{medf} [MW] \times r_{med} \left[\frac{h}{falla} \right]$$

De allí surge que:

$$\sum_{i=1}^n kVAf_s_i \left[\frac{MW \times fallas}{año} \right] = \frac{ENS \left[\frac{MWh}{año} \right]}{r_{med} \left[\frac{h}{falla} \right]}$$

Finalmente, la expresión para **FMIK** será:

$$FMIK \left[\frac{fallas}{año} \right] = \frac{ENS \left[\frac{MWh}{año} \right]}{r_{med} \left[\frac{h}{falla} \right] \times P_{máx} [MW]}$$

Si en la expresión de **TTIK** se considera el tiempo Tf_s_i uniforme e igual al r_{med} , se puede expresar:

$$TTIK \left[\frac{h}{año} \right] = \frac{ENS \left[\frac{MWh}{año} \right]}{P_{máx} [MW]}$$

Estas expresiones fueron utilizadas para realizar una aproximación conceptual que permitiera relacionar los resultados de ENS obtenidos con los índices definidos.

Los resultados que se obtuvieron mediante la aplicación de esta metodología se han resumido en las Tablas que siguen

Tabla 20. Resultados para cada bloque

	Horas	ENS [MWh/año]	Frecuencia de interrupciones [1/año]	Duración de interrupciones [h/año]	ENS [MWh/bloque]	Frecuencia de interrupciones [1/año/bloque]	Duración de interrupciones [h/año/bloque]
Bloque 1	561	6.140	3.59	3.73	0.393	0.230	0.239
Bloque 2	1647	3.943	3.33	3.00	0.741	0.626	0.563
Bloque 3	2847	4.471	3.37	4.04	1.453	1.097	1.312
Bloque 4	3705	4.411	3.60	5.14	1.866	1.522	2.173
	8760		Totales		4.453	3.476	4.288

Tabla 21. Índices FMIK y TTIK sistémicos anuales

AÑO	ENS [MWh]	Totales		r medio	Pmáx	FMIK	TTIK
		[f/año]	[h/año]	[h/falla]	[MW]	[Total año 2014]	[Total año 2014]
2017	4.453	3.476	4.288	0,25	2.269	7.85	1.96

5.7. Conclusiones

En relación a los índices FMIK y TTIK calculados, no se estipula en la NT un límite máximo de estos índices, pero según lo expresado en el artículo 246 del Decreto Supremo N°327 del Ministerio de Minería de Chile, los límites máximos para instalaciones de distribución son de entre 3,5 y 5 veces al año para el FMIK y 13 a 18 horas para el TTIK. En función de dichos límites, el TTIK presenta un resultado satisfactorio, pero en el caso del FMIK este valor es un tanto elevado y surge a partir de los altos valores de ENS obtenidos en cada bloque.

6. VERIFICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

6.1. Objetivo

Mediante este estudio se verificó que el desempeño de los relés de protección de las líneas de transmisión, transformadores de potencia y unidades generadoras cumple con las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS) establecidas en la NT en los respectivos Artículos:

- Instalaciones de generación: Artículo 3-4, Artículo 3-6, Artículo 5-31 y Artículo 5-49.

Artículo 3-4

Las instalaciones y equipamientos de medios de generación que operen en el SM, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

a) Si la potencia nominal de cualquier nueva unidad generadora que se instale en un SM, es mayor que el módulo de la mayor unidad existente, el propietario de la nueva unidad deberá realizar estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para demostrar que su desconexión intempestiva del SM no producirá desconexiones automáticas de carga por subfrecuencia adicionales a las resultantes de aplicar la presente NT.

b) La protección de las unidades generadoras y sus conexiones con el SM debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:

i) El tiempo máximo para despeje de falla en ningún caso podrá exceder los valores límites resultantes del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones señalado en el Título 6-2 de la presente NT, el cual será determinado por la Empresa.

ii) Para el caso de unidades generadoras que se incorporan al SM, el tiempo máximo para despeje de falla deberá ser determinado en forma previa a la conexión de la unidad generadora.

iii) Cada unidad generadora conectada al SM, deberá disponer de la protección de respaldo para fallas en Instalaciones de Transmisión, debiendo la Empresa disponer de protección para fallas que ocurran en las instalaciones de la unidad generadora. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones serán coordinados por la Empresa, pero en ningún caso podrán exceder los valores límites resultantes del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones señalado en el Título 6-2 de la presente NT.

iv) El ajuste de los relés y de las protecciones que afecten al área del Punto de Conexión deberá estar coordinado en forma previa a la conexión de acuerdo a lo que establezca el Estudio que desarrolle la Empresa para tal efecto.

Artículo 3-6

Toda unidad generadora deberá continuar operando sus unidades bajo la acción de su Controlador de Velocidad para variaciones de la frecuencia que estén dentro de los límites de operación, en sobre y subfrecuencia, que a continuación se indican:

a) Indefinidamente, para frecuencias entre 48,5 [Hz] y 51,5 [Hz].

b) Al menos 60 segundos entre 48,0 [Hz] y bajo 48,5 [Hz].

c) Al menos 60 segundos sobre 51,5 [Hz] y hasta 52,0 [Hz].

d) Al menos 5 segundos entre 47,5 [Hz] y bajo 48,0 [Hz].

e) Al menos 5 segundos sobre 52,0 [Hz] y hasta 53,0 [Hz].

Para valores fuera de los rangos establecidos, las protecciones propias de las unidades podrán desconectarlas del SM para prevenir daños al equipamiento.

Artículo 5-31

La frecuencia nominal de cada SM es 50 [Hz], ante lo cual la Empresa deberá adoptar todas las medidas posibles para que ésta permanezca constante, aceptándose en condiciones de operación normal y régimen permanente variaciones de $\pm 1,0\%$, esto es, un valor mínimo de 49,50 [Hz] y un valor máximo de 50,50 [Hz].

Artículo 5-49

El personal encargado del despacho deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia permanezca constante, aceptándose en régimen permanente variaciones de $\pm 3,0\%$, esto es, un valor mínimo de 48,5 [Hz] y un valor máximo de 51,5 [Hz].

- Instalaciones de Transmisión: Artículo 3-13.

Artículo 3-13

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.

- Otros equipos eléctricos: Artículo 4-14, Artículo 5-40, Artículo 5-41 y Artículo 5-42.

Artículo 4-14

La Empresa deberá comprobar el estado de conservación y mantenimiento de las protecciones eléctricas del SM y verificar que sus ajustes y parámetros corresponden a los valores resultantes del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones establecido en el Título 6-2 de la presente NT.

Artículo 5-40

Con el fin de garantizar la recuperación del SM frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-36 de la presente NT, los tiempos de actuación de las protecciones principales deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas de acuerdo al Estudio de Verificación y Coordinación de las protecciones, especificado en el Título 6-2 de la presente NT.

Artículo 5-41

La compatibilidad entre los tiempos de actuación de los mecanismos de reconexión automática, con los requerimientos de estabilidad transitoria del SM y los tiempos mínimos necesarios para asegurar la extinción de la corriente de arco secundario, deberá ser verificada mediante análisis, que formarán parte del Estudio de Verificación y Coordinación de Protecciones señalado en el Título 6-2 de la presente NT, que estarán destinados a definir los parámetros, certificar el adecuado funcionamiento de la instalación y su equipamiento, y determinar la probabilidad de éxito en la reconexión de la línea.

Artículo 5-42

La Empresa deberá desarrollar los análisis para definir los parámetros mínimos de la reconexión sea esta monopolar o tripolar, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-36 de la presente NT, de manera de cumplir con las exigencias de la presente NT, asegurando la minimización del Costo de Operación más el Costo de Falla de Corta Duración. Los resultados obtenidos formarán parte del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones señalado en el Título 6-2 de la presente NT.

Para el desarrollo de los trabajos, se tomó como base la información de detalle, los manuales, los planos, los esquemas unilineales, y los ajustes actuales de todas las protecciones actualmente instaladas o suministradas por SAESA.

6.2. Metodología

Se verificaron los ajustes de las protecciones del modelo respecto a la documentación y estudios recibidos por SAESA. Posteriormente, se realizaron pruebas de fallas en distintos puntos de la red y en escenarios extremos para evaluar el correcto desempeño de las

mismas. Las fallas fueron ubicadas a lo largo de los principales nodos de los alimentadores correspondientes.

Dado que no se dispone de información detallada de las protecciones de las unidades generadoras, no ha podido modelarse su efecto en los estudios y por tanto se asume que éstas están debidamente coordinadas con las protecciones del sistema de transmisión.

Las protecciones asociadas al alimentador a Futaleufú no se coordinan con otras localizadas aguas abajo. Por lo tanto, solamente se verificará que los puntos de carga estable y de falla produzcan actuaciones adecuadas. Esto implica que los alimentadores sujetos a verificación de coordinación de protecciones son los dirigidos desde C.H. Río Azul hacia Villa Santa Lucía (Chaitén y Puyuhuapi) y desde C.H. Río Azul hacia Palena.

En el estudio se asume que Santa Bárbara se encuentra conectada a Chaitén a través de una línea de 23 kV de 15 km de longitud. La central Santa Bárbara no se considera despachada.

Con respecto a las protecciones de BT los generadores, se muestran los ajustes de la central hidráulica Río Azul en la siguiente tabla:

Tabla 22. Seteos Protecciones BT Río Azul

Central Río Azul	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4
Interruptor	M08 H1	M08 H1	M08 H1	M08 H1
Unidad de Control	STR 58 U	STR 58 U	STR 58 U	STR 58 U
Corriente nominal (In)	800 (Amp.)	800 (Amp.)	800 (Amp.)	800 (Amp.)
Unidad de tiempo largo (Long-Time)				
Io	$0,8 \times I_n = 640$ (Amp.)			
I _r	$0,98 \times I_o = 627,2$ (Amp.)			
Mínimo de Operación	627,2 (A-prim) en 400 V			
Banda de tiempo (tr)	15 seg.	15 seg.	15 seg.	15 seg.
Unidad de tiempo corto (Short-Time)				
I _m	$6,0 \times I_r = 3763,2$ (Amp.)			
Mínimo de Operación	3763,2 (A-prim) en 400 V			
Banda de tiempo (tm)	0,4 seg.	0,4 seg.	0,4 seg.	0,4 seg.

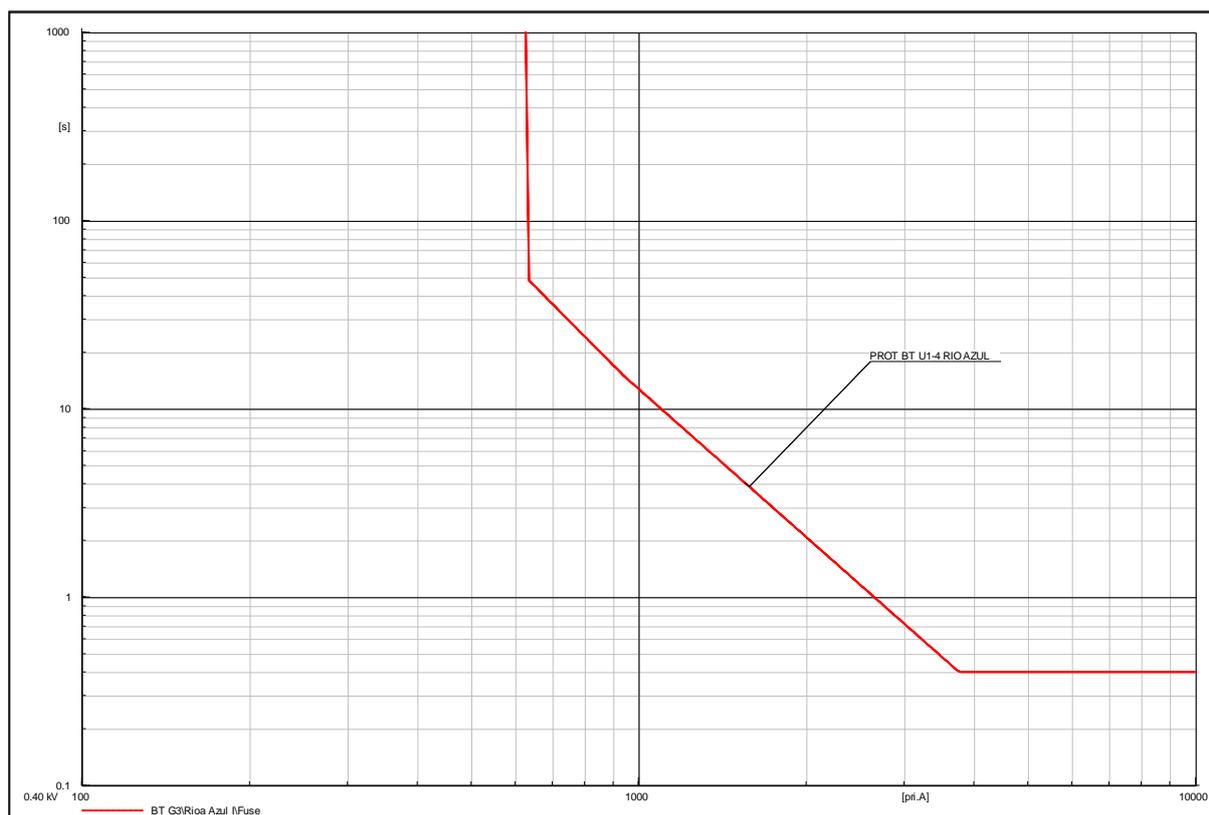


Figura 20. Curvas de protecciones BT Rio Azul

Con respecto a las protecciones de sobretensión, subtensión, sobrefrecuencia, subfrecuencia y vector shift de C.H. Río Azul SAESA ha considerado los siguientes ajustes:

Unidad sobretaje (59)

Voltaje de operación 1 = 440,0 V entre fases (110% de la nominal, ref 400 V).
= 254 V fase neutro (110% de la nominal).

Tiempo de retardo = 1 seg.

Voltaje de operación 2 = 480,0 V entre fases (120% de la nominal)= 277,13 V fase neutro (120% de la nominal).

Tiempo de retardo = 0,16 seg.

Unidad bajo voltaje (27)

Voltaje de operación 1 = 360,0 V entre fases (90% de la nominal, ref 400 V).
= 207,85 V fase neutro (90% de la nominal).

Tiempo de retardo = 2 seg.

Voltaje de operación 2 = 200,0 V entre fases (50% de la nominal).
= 115,47 V fase neutro (50% de la nominal).

Tiempo de retardo = 0,16 seg.

Unidad sobrefrecuencia (81-O)

Frecuencia de operación 1 = 50,5 Hz.

Tiempo de retardo = 0,16 seg.

Unidad baja frecuencia (81-U)

Frecuencia de operación 1 = 49,50 Hz.

Tiempo de retardo = 20 seg.

Frecuencia de operación 2 = 48,0 Hz.

Tiempo de retardo = 0,16 seg.

Unidades Vector Shift.

Phase angle shift = 18°.

Con respecto a los ajustes de las protecciones de sobre y subfrecuencia, se recomienda considerar los lineamientos de la Norma Técnica para Sistemas Medianos, que exige el funcionamiento de los generadores al menos durante 5 segundos entre 47.5 y 53 Hz.

Con respecto a las protecciones de sobre y subtensión, la misma normativa exige la posibilidad de operar el sistema en estado de emergencia dentro de una banda de +/- 10% por lo que los ajustes propuestos podrían provocar salidas de servicio intempestivas en estas condiciones. Se recomienda su reajuste y coordinación con la limitación Volt/Hz.

Finalmente, respecto a la protección Vector Shift, se recomienda desactivarla, hasta tanto se disponga de modelos dinámicos apropiados de los generadores que permitan su ajuste robusto y evitar de esta manera disparos intempestivos.

6.3. Verificación de la selectividad de las protecciones

Los criterios de coordinación adoptados fueron:

- **Selectividad:** curvas de disparo de las protecciones de reconectores en serie separadas secuencialmente desde tiempos mayores a menores a medida que se avanza en el alimentador estudiado.
- **Tiempos:** la separación de tiempo mínima entre las curvas de 150 ms.

6.3.1. ALIMENTADOR CH RÍO AZUL - VILLA STA. LUCÍA - CHAITÉN -PUYUHUAPI - LAGO VERDE

En la Tabla 22 se muestran los ajustes suministrados por SAESA para las protecciones asociadas a este alimentador, y en negrita los reajustes propuestos en este informe.

Debido a que el intervalo selectivo adoptado en el estudio de SAESA es de 100ms, y éste se considera escaso teniendo en cuenta los tiempos máximos de retardo de interruptores considerados por la Norma Técnica (120 ms), en este informe se ha considerado el reajuste de los reconectores de manera de obtener intervalos selectivos del orden de 150 ms. Se trató de conservar la filosofía original de ajuste de SAESA consistente en la utilización de unidades instantáneas y de tiempo inverso.

En las siguientes figuras se muestran las curvas de fase y residuales para los diferentes trayectos del alimentador, y en negrita los reajustes propuestos considerando los comentarios anteriores. Estas curvas fueron calculadas a partir de los ajustes provistos por SAESA.

Tabla 23. Relés alimentador Chaitén - Puyuhuapi. Datos originales

	52E1 Río Azul salida a Chaitén - Puyuhuapi	R-1 Villa Sta. Lucía salida a Chaitén	R-2 Villa Sta. Lucía salida a La Junta	R-5 Salida a Puyuhuapi	R-6 Salida a Lago Verde
Reconectador/Interr.	Noja Power (OSM27)	Noja Power (OSM 27)	Noja Power (OSM 27)	Noja Power (OSM 27)	Nova
Control/Relé	RC01	RC01	RC01	RC01	F6
Tensión Servicio [kV]	23	23	23	23	23
F A S E					
I pick up [A]	40	30	30	20	20
Curva	IEC SI	IEC SI	IEC SI	IEC STI (U.S. STI)	103
Multiplicador	0.02	0.02	0.02 (0.03)	0.08 (0.40)	0.19
Sumador [seg]	0.18 (0.25)	0.10 (0.03)	0.10	0.03	0.12 (0.05)
I instantáneo [A]	40	30	30	20	-
Retardo instantáneo [s]	0.36 (0.5)	0.26 (0.21)	0.26 (0.30)	0.16	-
Reconexión	1	1	1	1	1
Tpo. Recon. [seg]	5	5	5	5	5
R E S I D U A L					
I pick up [A]	10	10 (6)	10	10	5
Curva	IEC STI (IEC SI)	IEC SI	IEC SI	IEC STI (U.S. STI)	103
Multiplicador	0.12 (0.05)	0.02	0.02 (0.01)	0.04 (0.28)	1.5
Sumador [seg]	0.17 (0.10)	0.07 (0.02)	0.07	0.00	0.0
I instantáneo [A]	10	10	10	10	-
Retardo instantáneo [s]	0.32 (0.42)	0.22	0.22 (0.27)	0.12	-
Reconexión	1	1	3	1	1
Tpo. Recon. [seg]	5	5	5	5	5

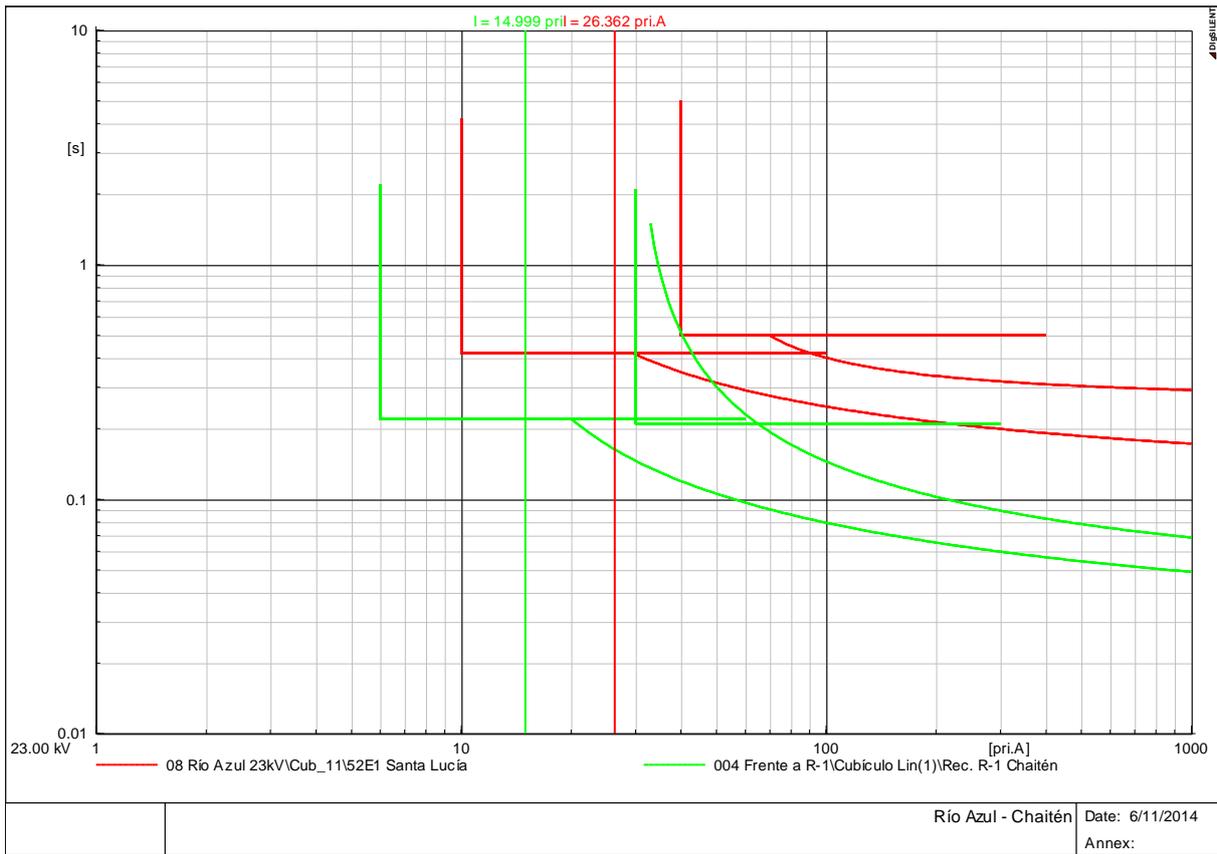


Figura 21. Curvas de unidades de fase / tierra y corrientes máximas de carga. Río Azul - Chaitén.

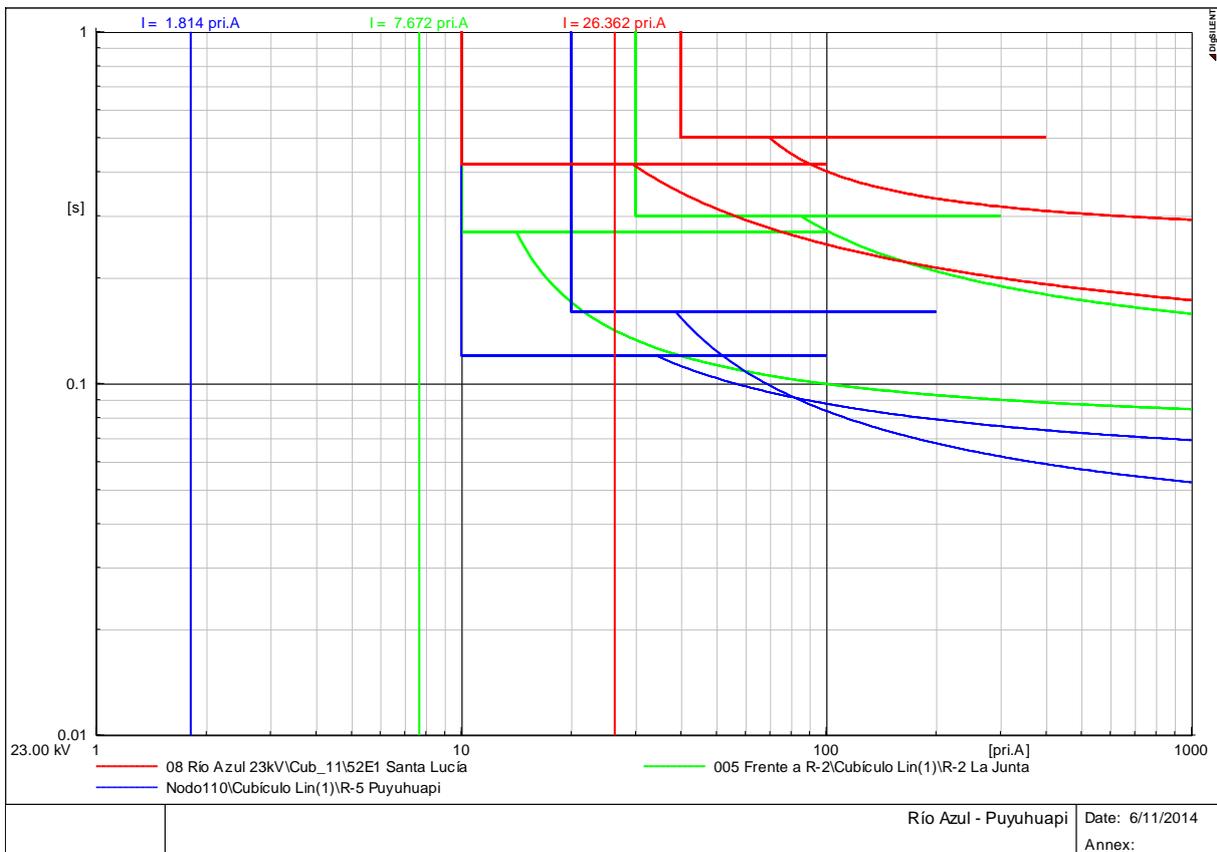


Figura 22. Curvas de unidades de fase / tierra y corrientes máximas de carga. Río Azul - Puyuhuapi.

Tabla 24. Tiempos de despeje para fallas monofásicas. Unidades de tierra.

		R-1	R-2	52 E1	R-5	R-6	52 E2	52 E3	52EG-2	52EG-1
Caso	Falla	TIERRA								
Dem. Máxima 2017	Santa Bárbara	0.22	inf							
Dem. Máxima 2017	Chaitén	0.22	inf	0.42	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Villa Santa Lucía	inf	inf	0.217	inf	0.137	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	CH Río Azul	0.22	0.3	0.189	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	La Junta	inf	0.134	0.42	inf	0.032	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Puyuhuapi	inf	0.27	inf	0.1	0.139	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Lago Verde	inf	inf	inf	inf	0.027	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Extremo R-5	inf	inf	inf	0.115	0.328	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Santa Bárbara	0.22		inf			inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Chaitén	0.22					inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Villa Santa Lucía	inf	inf	0.248			inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	CH Río Azul			0.213			inf	inf	inf	0.521
Dem. Mínima 2014	La Junta		0.228	0.42		0.069	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Puyuhuapi		inf	inf	0.12		inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Lago Verde					0.037	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Extremo R-5				0.12		inf	inf	inf	inf

Tabla 25. Tiempos de despeje para fallas monofásicas. Unidades de fase.

Caso	Falla	R-1	R-2	52 E1	R-5	R-6	52 E2	52 E3	52EG-2	52EG-1
		FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE
Dem. Máxima 2017	Santa Bárbara	0.17	inf	0.5	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Chaitén	0.155	inf	0.49	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Villa Santa Lucía	inf	0.3	0.331	0.16	inf	0.4	0.5	0.35	inf
Dem. Máxima 2017	CH Río Azul	inf	0.448	0.308	0.16	inf	inf	0.5	0.35	inf
Dem. Máxima 2017	La Junta	inf	0.291	0.43	0.125	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Puyuhuapi	inf	0.3	0.5	0.085	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Lago Verde	inf	0.3	0.5	inf	0.06	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Extremo R-5	inf	0.3	0.5	0.103	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Santa Bárbara	0.208	inf	0.5	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Chaitén	0.189	inf	0.493	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Villa Santa Lucía	inf	inf	0.357	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	CH Río Azul	inf	inf	0.332	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	La Junta	inf	0.3	0.469	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Puyuhuapi	inf	0.3	0.5	0.101	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Lago Verde	inf	0.3	0.5	inf	0.06	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Extremo R-5	inf	0.3	0.5	0.118	inf	inf	inf	inf	inf

Tabla 26. Tiempos de despeje para fallas trifásicas

		Fallas trifásicas								
Caso	Falla	R-1	R-2	52 E1	R-5	R-6	52EG-		52EG-	
		FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	52 E2	52 E3	2	1
Dem. Máxima 2017	Santa Bárbara	0.168	inf	0.5	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Chaitén	0.155	inf	0.493	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Villa Santa Lucía	inf	0.3	0.331	0.16	inf	0.4	0.5	0.35	inf
Dem. Máxima 2017	CH Río Azul	inf	0.3	0.332	0.16	inf	0.4	0.5	0.35	inf
Dem. Máxima 2017	La Junta	inf	0.289	0.421	0.142	inf	inf	inf	0.35	inf
Dem. Máxima 2017	Puyuhuapi	inf	0.3	0.5	0.087	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Lago Verde	inf	0.3	0.5	inf	0.06	inf	inf	inf	inf
Dem. Máxima 2017	Extremo R-5	inf	0.3	0.5	0.099	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Santa Bárbara	0.208	inf	0.5	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Chaitén	0.192	inf	0.494	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Villa Santa Lucía	inf	inf	0.369	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	CH Río Azul			0.354	inf	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	La Junta		0.3	0.471		inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Puyuhuapi		0.3	0.5	0.108	inf	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Lago Verde		0.3	0.5	inf	0.06	inf	inf	inf	inf
Dem. Mínima 2014	Extremo R-5		0.3	0.5	0.12	inf	inf	inf	inf	inf

Los resultados demuestran que para todas las fallas existe actuación selectiva y respaldo, con las siguientes excepciones:

Con respecto a la selectividad, se observan actuaciones indebidas del reconectador R-6 de Lago Verde, debido a que su unidad de tierra no es direccional. Se recomienda en este caso el uso de dicha característica y de no existir el reemplazo de la protección.

Con respecto al respaldo, para fallas en Santa Bárbara y Chaitén, en caso que falle la apertura del Reconectador R1 la misma quedaría sin respaldo. Los ajustes han considerado la presencia de Santa Bárbara 15 km al norte de Chaitén. Si esta localización se mantiene, se estima conveniente considerar un eventual reajuste o bien la incorporación de un nuevo reconectador debido a la longitud del tramo a proteger.

6.3.2. ALIMENTADOR CH RÍO AZUL - FUTALEUFÚ

En la Tabla 25 se muestran los ajustes suministrados por SAESA para la protección asociada a este alimentador, y en negrita los reajustes propuestos teniendo en cuenta los comentarios anteriores.

Tabla 27. Relé alimentador Futaleufú. Datos originales

	52E2 Río Azul salida a Futaleufú
Reconectador/Interr.	Noja Power (OSM27)
Control/Relé	RC01
Tensión Servicio [kV]	23
F A S E	
I pick up [A]	20
Curva	IEC SI
Multiplicador	0.05
Sumador [seg]	0.04
I instantáneo [A]	20
Retardo instantáneo [s]	0.26 (0.4)
Reconexión	1
Tpo. Recon. [seg]	5
R E S I D U A L	
I pick up [A]	10
Curva	IEC SI
Multiplicador	0.02
Sumador [seg]	0.07
I instantáneo [A]	10
Retardo instantáneo [s]	0.22
Reconexión	1
Tpo. Recon. [seg]	5

En la Figura 23 se muestran las curvas de fase y residuales correspondientes.

En la Tabla 26 se muestran los resultados de la evaluación de los tiempos de actuación de la protección para los diferentes tipos y localizaciones de falla. Los mismos resultaron entre 106 ms y 272 ms lo cual se considera aceptable.

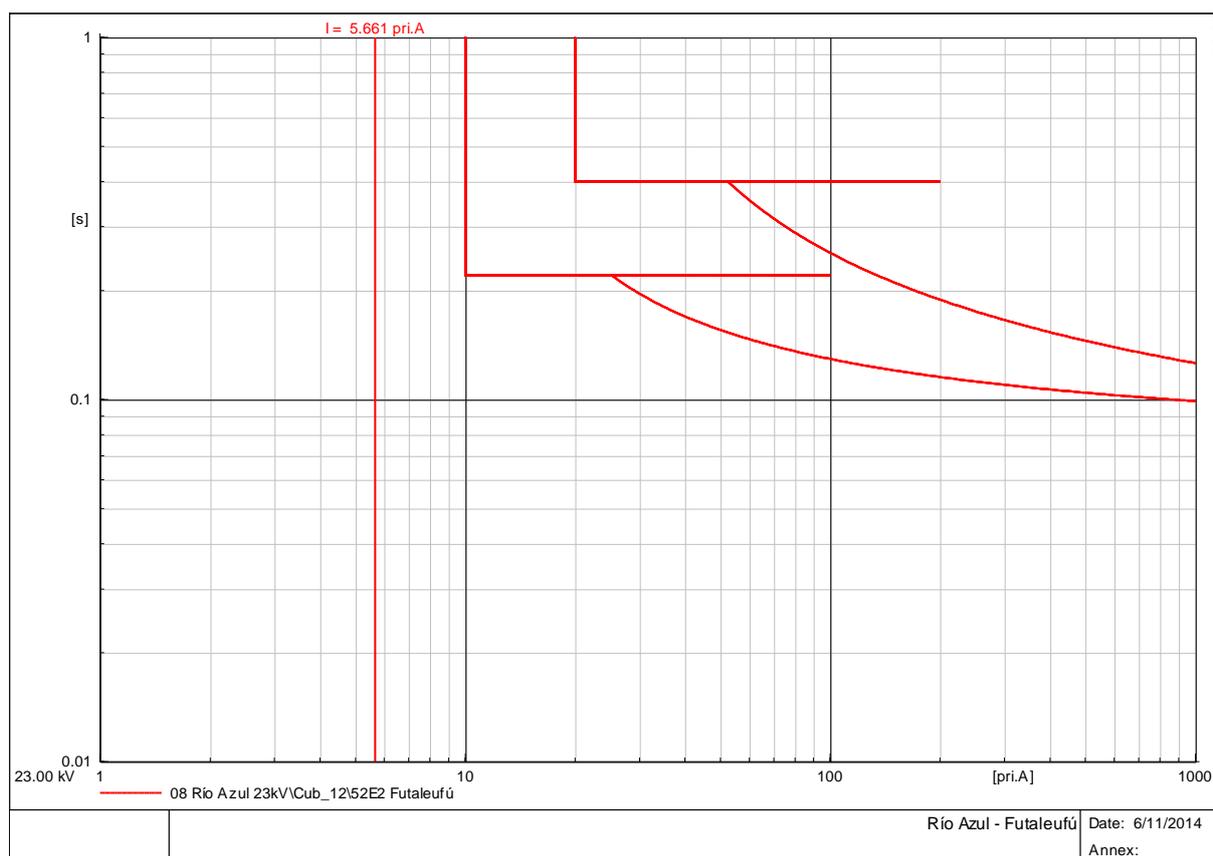


Figura 24. Curvas de unidades de fase / tierra y corrientes máximas de carga. Río Azul - Futaleufú.

Tabla 28. Alimentador a Futaleufú. Tiempos de despeje para fallas monofásicas y trifásicas.

Caso	Falla	Falla monofásica		Falla trifásica
		TIERRA	FASE	FASE
Dem. Mínima 2017	CH Río Azul	0.115	0.185	0.209
Dem. Mínima 2017	Fin alimentador	0.168	0.272	0.267
Dem. Máxima 2014	CH Río Azul	0.106	0.15	0.163
Dem. Máxima 2014	Fin alimentador	0.15	0.247	0.237

6.3.3. ALIMENTADOR CH RÍO AZUL - PALENA

En la Tabla 29 se muestran los ajustes suministrados por SAESA para las protecciones asociada a este alimentador, mientras que la Figura 25 muestra las curvas correspondientes.

Tabla 29. Relé alimentador Palena. Datos originales

	52E3 Río Azul salida a Palena	52EG-2 Palena	52EG-1 Palena (forward)	52EG-1 Palena (reverse)
Reconectador/Interr.	Noja Power (OSM27)	Noja Power (OSM27)	Noja Power (OSM27)	Noja Power (OSM27)
Control/Relé	RC01	RC01	RC01	RC01
Tensión Servicio [kV]	23	23	23	13.2
FASE				
I pick up [A]	30	20	20	-
Curva	IEC SI	IEC SI	IEC STI (IEC EI)	-
Multiplicador	0.03 (0.07)	0.02 (0.04)	0.04 (0.01)	-
Sumador [seg]	0.16 (0.18)	0.10 (0.17)	0.06 (0.04)	-
I instantáneo [A]	30	20	20	40
Retardo inst. [s]	0.36 (0.50)	0.26 (0.35)	0.16	0.46 (0.31)
Reconexión	1	1	-	-
Tpo. Recon. [seg]	5	5	-	-
RESIDUAL				
I pick up [A]	10	10	10	10
Curva	IEC STI	IEC SI	IEC STI (U.S. STI)	IEC STI
Multiplicador	0.12 (0.20)	0.02	0.04 (0.28)	0.13
Sumador [seg]	0.17 (0.19)	0.07	0	0.27
I instantáneo [A]	10	10	10	10
Retardo inst. [s]	0.32 (0.45)	0.22 (0.27)	0.12	0.42
Reconexión	1	1	-	-
Tpo. Recon. [seg]	5	5	-	-

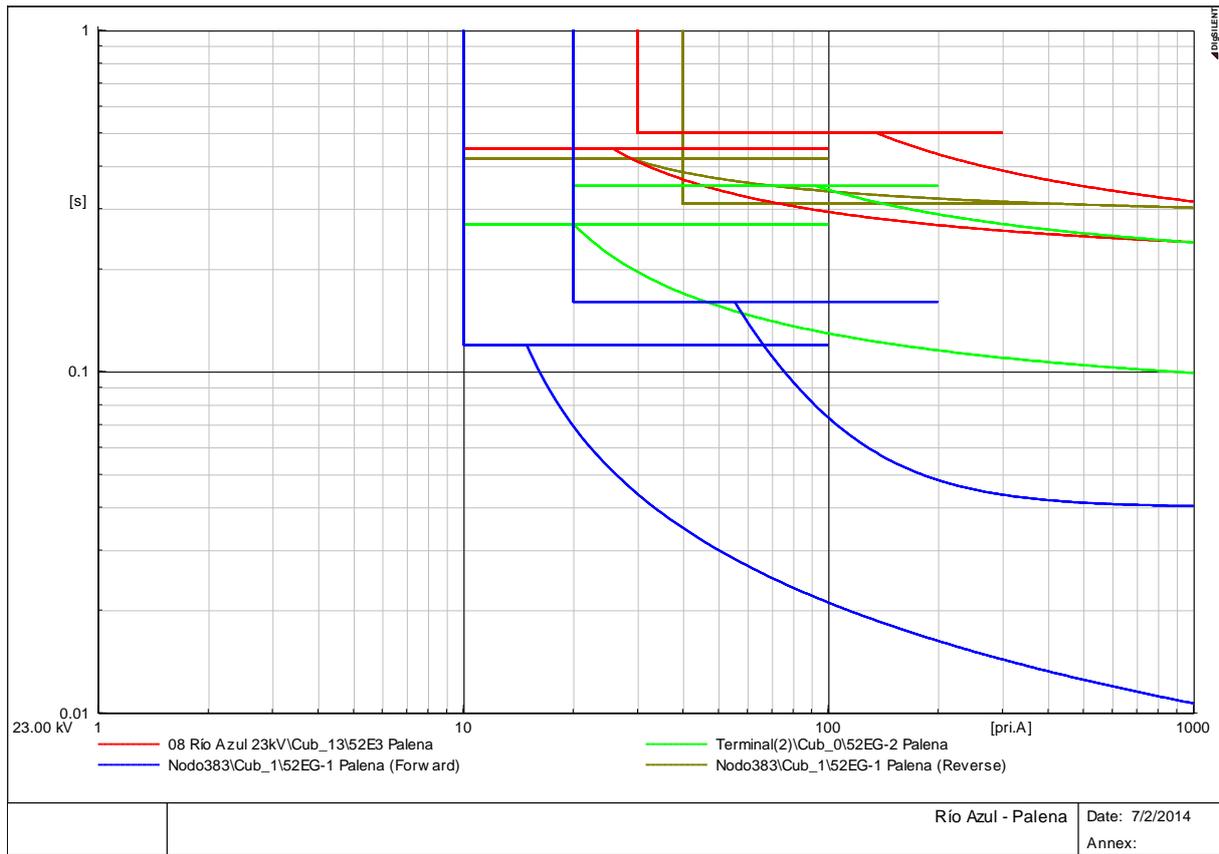


Figura 25. Curvas de unidades de fase / tierra y corrientes máximas de carga. Río Azul - Palena.

En la Tabla 30 se muestran los resultados de la evaluación de los tiempos de actuación de la protección para los diferentes tipos y localizaciones de falla.

Tabla 30. Tiempos de despeje para fallas monofásicas. Unidades de tierra.

Caso	Falla	R-1	R-2	52 E1	R-5	R-6	52 E2	52 E3	52EG-2	52EG-1 (*)
		TIERRA								
Dem. Máxima 2017	Fin alimentador 52E3	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.39	0.154	inf/0.47
Dem. Máxima 2017	Central Palena BT	inf	inf/inf							
Dem. Máxima 2017	Central Palena AT	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.39	0.133	0.022/0.47
Dem. Máxima 2017	CH Río Azul	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.39	0.168	inf/0.47
Dem. Mínima 2014	Fin alimentador 52E3	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.39	0.178	inf/0.47
Dem. Mínima 2014	Central Palena BT	inf	inf/inf							
Dem. Mínima 2014	Central Palena AT	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.39	0.157	0.03/0.47
Dem. Mínima 2014	CH Río Azul	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.39	inf	inf/0.521

(*) Tiempo para dirección "Forward"/Tiempo para dirección "Reverse"

Tabla 31. Tiempos de despeje para fallas monofásicas. Unidades de fase.

Caso	Falla	R-1	R-2	52 E1	R-5	R-6	52 E2	52 E3	52EG-2	52EG-1 (*)
		FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE
Dem. Máxima 2017	Fin alimentador 52E3	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.5	0.35	inf/0.31
Dem. Máxima 2017	Central Palena BT	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.5	0.35	0.160/0.31
Dem. Máxima 2017	Central Palena AT	inf	inf	inf	inf	inf	0.4	0.471	0.303	0.053/0.31
Dem. Máxima 2017	CH Río Azul	inf	0.3	0.5	0.16	inf	0.4	0.364	0.35	inf/0.31
Dem. Mínima 2014	Fin alimentador 52E3	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.5	0.35	inf/inf
Dem. Mínima 2014	Central Palena BT	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf/inf
Dem. Mínima 2014	Central Palena AT	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.5	0.326	0.064/0.31
Dem. Mínima 2014	CH Río Azul	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.426	inf	inf/inf

(*) Tiempo para dirección "Forward"/Tiempo para dirección "Reverse"

Tabla 32. Tiempos de despeje para fallas trifásicas.

		R-1	R-2	52 E1	R-5	R-6	52 E2	52 E3	52EG-2	52EG-1 (*)
Caso	Falla	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE	FASE
Dem. Máxima 2017	Fin alimentador 52E3	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.5	0.336	inf/0.31
Dem. Máxima 2017	Central Palena BT	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.5	0.35	0.104/0.31
Dem. Máxima 2017	Central Palena AT	inf	inf	inf	inf	inf	0.4	0.474	0.304	0.054/0.31
Dem. Máxima 2017	CH Río Azul	inf	0.3	0.5	0.16	inf	0.4	0.391	0.35	inf/0.31
Dem. Mínima 2014	Fin alimentador 52E3	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.5	0.35	inf/inf
Dem. Mínima 2014	Central Palena BT	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.5	0.35	0.117/0.31
Dem. Mínima 2014	Central Palena AT	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.5	0.331	0.067/0.31
Dem. Mínima 2014	CH Río Azul	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.478	inf	inf/inf

(*) Tiempo para dirección "Forward"/Tiempo para dirección "Reverse"

Dado que la protección 52EG-1 es una propuesta de SAESA, y que se desconocen los detalles de su cableado, se desconoce con precisión la zona de protección asociada a cada ajuste, y por tanto su direccionalidad. Por este motivo se decide dejar ambos tiempos de actuación, para fallas en Palena BT y Palena AT

Los resultados demuestran actuaciones selectivas y con respaldo, con la excepción de fallas cercanas a la central Río Azul y alimentadas desde las centrales Río Azul, Futaleufú, Palena, La Junta y Puyuhuapi. En estas condiciones es difícil lograr selectividad con elementos de fase no direccionales por lo que en primera aproximación se estima conveniente incorporar direccionalidad a los reconectores de La Junta y Puyuhuapi, o bien revisar nuevamente los ajustes de las protecciones una vez se conozca con todo detalle la topología del sistema teniendo en cuenta Santa Bárbara.

6.4. Verificación dinámica de tiempos de apertura

Para los casos más exigentes que surgen de la evaluación de las fallas a lo largo del alimentador Chaitén - Puyuhuapi, se realizaron simulaciones de estabilidad transitoria para verificar que las unidades generadoras no pierden sincronismo a pesar de los tiempos de despeje involucrados. Los resultados se muestran en las Figuras 25 y 26 y demuestran que no existen problemas de estabilidad transitoria.

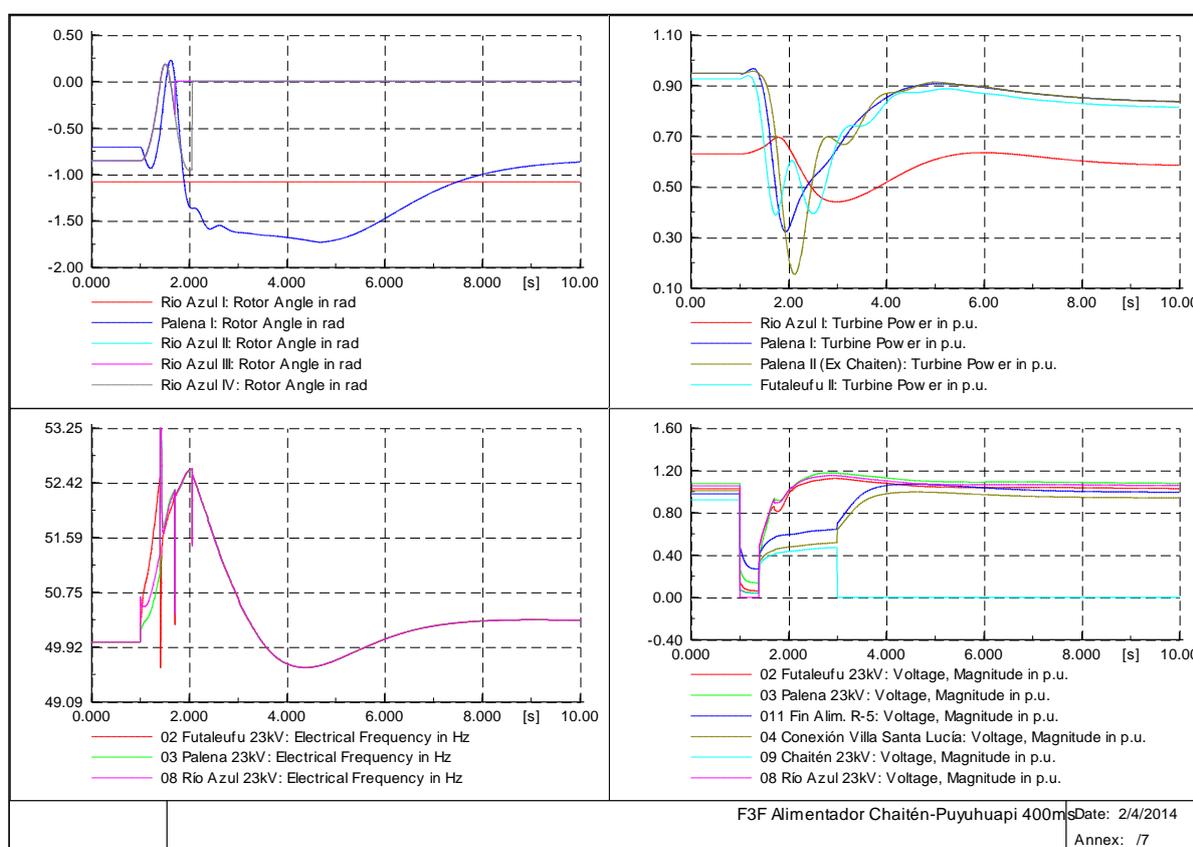


Figura 26. Verificación de tiempos de apertura: Falla trifásica CH Río Azul salida a Chaitén - Puyuhuapi con despeje en 400ms.

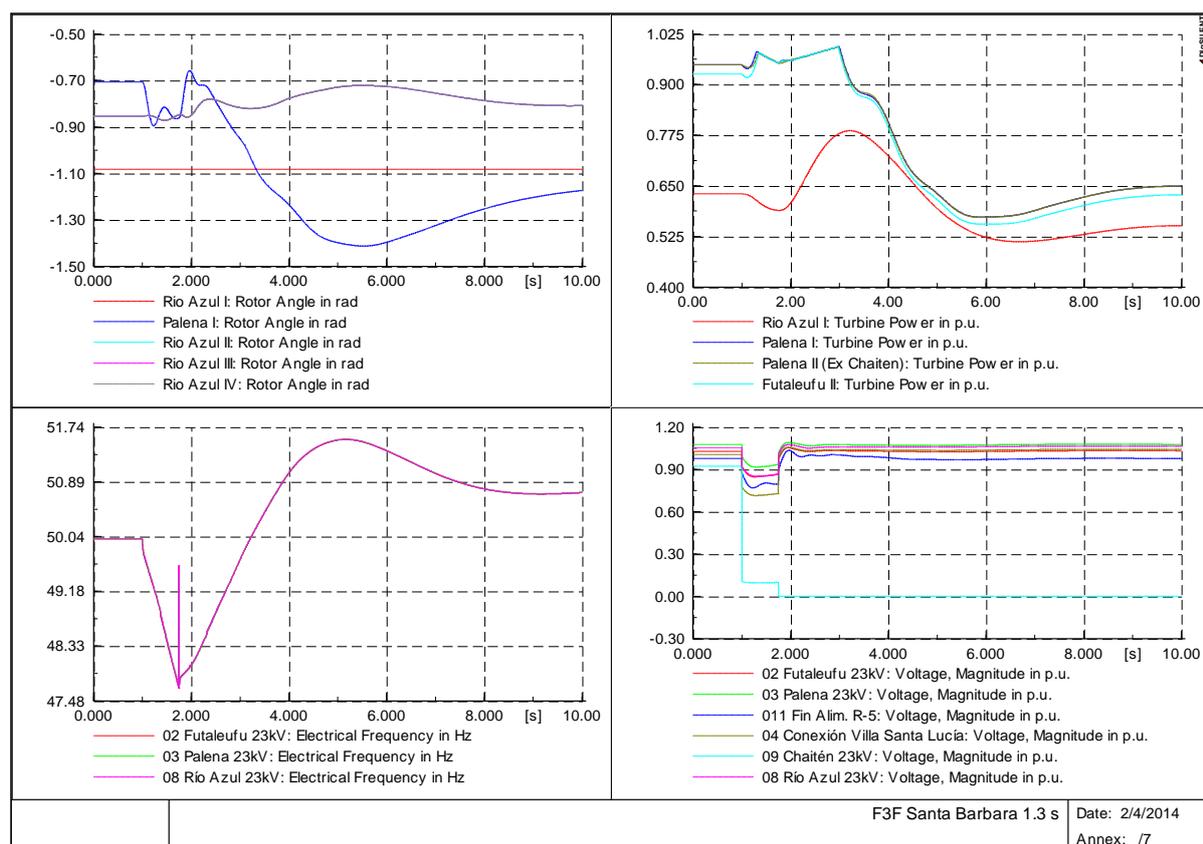


Figura 27. Verificación de tiempos de apertura: Falla trifásica Santa Bárbara con despeje en 1300ms.

6.5. Conclusiones

- **Coordinación.** En general no se detectaron actuaciones descoordinadas entre los diferentes reconectadores.
- **Tiempos de despeje de falla.** Los tiempos de despeje de falla se consideran adecuados en todos los casos.
- **Verificación dinámica de tiempos de despeje de falla.** Las unidades generadoras resisten tiempos de despeje de falla aún mayores que los que resultaron del estudio.

7. CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

7.1. Objetivo

El objetivo de este estudio fue el de verificar el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N°5 de la NT, y en particular determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para las instalaciones de Transmisión, con resolución anual para un horizonte de operación de 48 meses.

En efecto, mediante este estudio se determina lo siguiente:

- Las barras más débiles del sistema desde el punto de vista de la sensibilidad de la tensión a las variaciones de potencia reactiva.
- Contingencia más crítica desde el punto de vista del requerimiento de potencia reactiva.
- Márgenes de estabilidad de tensión para la barra más débil del sistema eléctrico a partir de curvas Q-V.

7.2. Metodología

Los estudios se realizaron mediante análisis de flujos de carga en estado normal y en estados de contingencia, verificando el cumplimiento de las exigencias de régimen permanente establecidas en los Artículos 5-29 y 5-30 de la NT.

Debido a la ausencia de información, no pudo verificarse que el funcionamiento de las unidades generadoras cumpliera con los respectivos diagrama PQ, según lo indicado en el Artículo 5-47 de la NT. No obstante lo anterior, las unidades diesel fueron despachadas con potencia reactiva nula a fin de asegurar el cumplimiento de lo anterior para este tipo de unidades.

Se consideró un horizonte de 48 meses, extrapolando la demanda máxima para cada año futuro en función de los criterios de crecimiento de carga suministrados por SAESA. Sólo se consideró el peor caso de mínima demanda (año 2014).

7.3. Fallas consideradas

De acuerdo a lo observado en el estudio de EDAC, desde el punto de vista del control de tensión para escenarios de demanda máxima las únicas contingencias que podrían implicar problemas de control de tensión son la salida de unidades de la unidad Futaleufú, ya que las mismas no implican cortes de carga. Estas contingencias aplican solamente al último año de la evaluación (2017) ya que para años anteriores la demanda es menor y la unidades no ingresan al despacho económico.

El resto de las contingencias de generación implican cortes por subfrecuencia, por lo que el estado postfalla será menos exigente desde el punto de vista del control de tensión.

En los casos en que el sistema se separe aplica el mismo concepto anterior, respecto a la isla que se forma en torno a la CH Río Azul. Según se ha comentado en el estudio de EDAC, el resto de las islas no tiene posibilidades de sobrevivir con los elementos de maniobra y recursos de generación existentes.

7.4. Resultados del control de tensión y requerimiento de potencia reactiva

Se resumen los principales resultados obtenidos del análisis de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva.

7.4.1. IDENTIFICACIÓN DE BARRAS MÁS DÉBILES

Las barras más débiles del sistema se identificaron a partir del análisis modal de la matriz jacobiana del flujo de cargas. Los autovalores de mayor magnitud indican los puntos del espacio transformado que poseen mayores sensibilidades a la tensión. Luego las barras que poseen mayor participación en los modos más sensibles son las más débiles.

Tabla 33. Autovalores de mayor magnitud

Dmax 2014		Dmax 2015		Dmax 2016		Dmax 2017	
Autovalores [p.u./MVar]	% modo dominante						
20.64	100.00	22.03	100.00	22.50	100.00	23.96	100.00
6.52	31.58	6.70	30.41	6.78	30.11	6.90	28.79
2.93	14.19	2.98	13.52	2.98	13.26	3.00	12.53
2.47	11.95	2.70	12.27	2.76	12.24	2.80	11.71

Tabla 34. Factores de participación para el caso de demanda máxima 2017.

Autovalor = 23.96		Autovalor = 6.9		Autovalor = 3		Autovalor = 2.8	
Nodo	Factor de participación	Nodo	Factor de participación	Nodo	Factor de participación	Nodo	Factor de participación
011 Fin Alim. R-5	0.00599	010 Fin Alim. 52E3	0.00395	BT StaBarbara1	0.01318	010 Santa Bárbara	0.01731
07 Lago Verde 23kV	0.00584	03 Palena 23kV	0.00351	BT StaBarbara2	0.01318	09 Chaitén 23kV	0.01695
012 Fin Alim. F-6	0.00584	BT Palena2	0.00345	BT_G2	0.01248	008 Fin Alim. R-1	0.01265
06 Puyuhuapi 23kV	0.00574	BT Palena1	0.00345	010 Santa Bárbara	0.01241		
Lago Verde BT	0.00567			09 Chaitén 23kV	0.01217		
BT puyuhuapi	0.00553			008 Fin Alim. R-1	0.00924		

Tabla 35. Factores de participación para el caso de demanda máxima 2016.

Autovalor = 22.5		Autovalor = 6.78		Autovalor = 2.98	
Nodo	Factor de participación	Nodo	Factor de participación	Nodo	Factor de participación
011 Fin Alim. R-5	0.00571	010 Fin Alim. 52E3	0.00382	009 Fin Alim. 52E2	0.00598
07 Lago Verde 23kV	0.00559	03 Palena 23kV	0.00339	BT Futaleufu	0.00539
012 Fin Alim. F-6	0.00559	BT Palena2	0.00333	02 Futaleufu 23kV	0.00525
06 Puyuhuapi 23kV	0.00546	BT Palena1	0.00333	BT StaBarbara2	0.00487
Lago Verde BT	0.00543			BT StaBarbara1	0.00487
BT puyuhuapi	0.00527			010 Santa Bárbara	0.00460
006 Frente a R-5	0.00483			010 Fin Alim. 52E3	0.00451
05 La Junta 23kV	0.00483			09 Chaitén 23kV	0.00451

Tabla 36. Factores de participación para el caso de demanda máxima 2015.

Autovalor = 22.03		Autovalor = 6.7		Autovalor = 2.98	
Nodo	Factor de participación	Nodo	Factor de participación	Nodo	Factor de participación
011 Fin Alim. R-5	0.00558	010 Fin Alim. 52E3	0.00382	009 Fin Alim. 52E2	0.00677
07 Lago Verde 23kV	0.00550	03 Palena 23kV	0.00339	BT Futaleufu	0.00611
012 Fin Alim. F-6	0.00550	BT Palena1	0.00333	02 Futaleufu 23kV	0.00595
06 Puyuhuapi 23kV	0.00537	BT Palena2	0.00333	010 Fin Alim. 52E3	0.00448
Lago Verde BT	0.00534	011 Fin Alim. R-5	0.00296		
BT puyuhuapi	0.00517	009 Fin Alim. 52E2	0.00290		

Tabla 37. Factores de participación para el caso de demanda máxima 2014.

Autovalor = 20.64		Autovalor = 6.52		Autovalor = 2.93	
Nodo	Factor de participación	Nodo	Factor de participación	Nodo	Factor de participación
011 Fin Alim. R-5	0.00534	010 Fin Alim. 52E3	0.00390	009 Fin Alim. 52E2	0.00793
07 Lago Verde 23kV	0.00529	03 Palena 23kV	0.00344	BT Futaleufu	0.00717
012 Fin Alim. F-6	0.00529	BT Palena2	0.00343	02 Futaleufu 23kV	0.00698
Lago Verde BT	0.00514	BT Palena1	0.00339	010 Fin Alim. 52E3	0.00425
06 Puyuhuapi 23kV	0.00514	011 Fin Alim. R-5	0.00310		
BT puyuhuapi	0.00495				

El análisis anterior demuestra que la sensibilidad de la tensión aumenta con el incremento de demanda. Las barras más débiles que se han identificado corresponden a los extremos de los alimentadores Chaitén - Puyuhuapi, Palena y Futaleufú.

7.4.2. DETERMINACIÓN MARGEN DE TENSIÓN PARA BARRA MÁS DÉBIL- CURVAS Q-V

Se calcularon las curvas Q-V para los nodos identificados en el análisis modal como de mayor participación. A partir de estas curvas se observa que existen márgenes de potencia reactiva mínimos del orden de 500 kVAr. En las figuras 57 y 58 se muestran las curvas Q-V para el caso de máxima y mínima demanda para el año 2014 respectivamente.

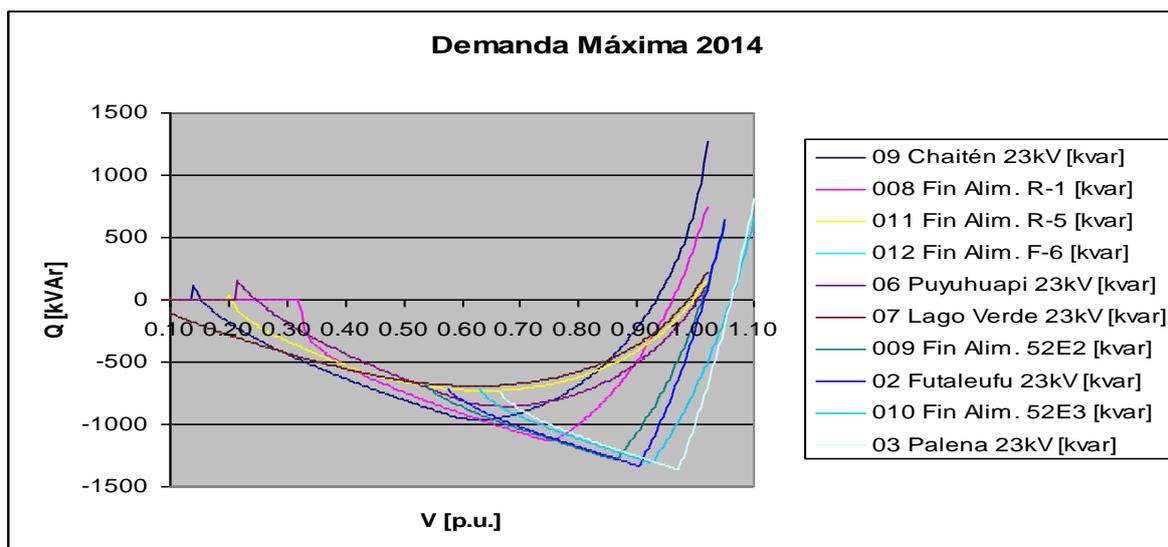


Figura 28. Curvas Q-V. Max 2014

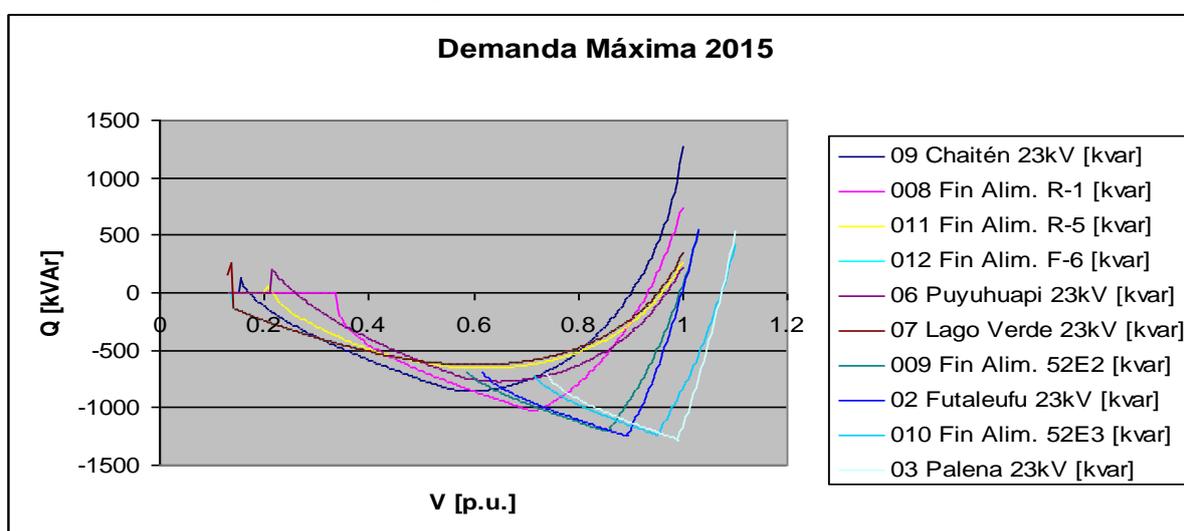


Figura 29. Curvas Q-V. Max 2015

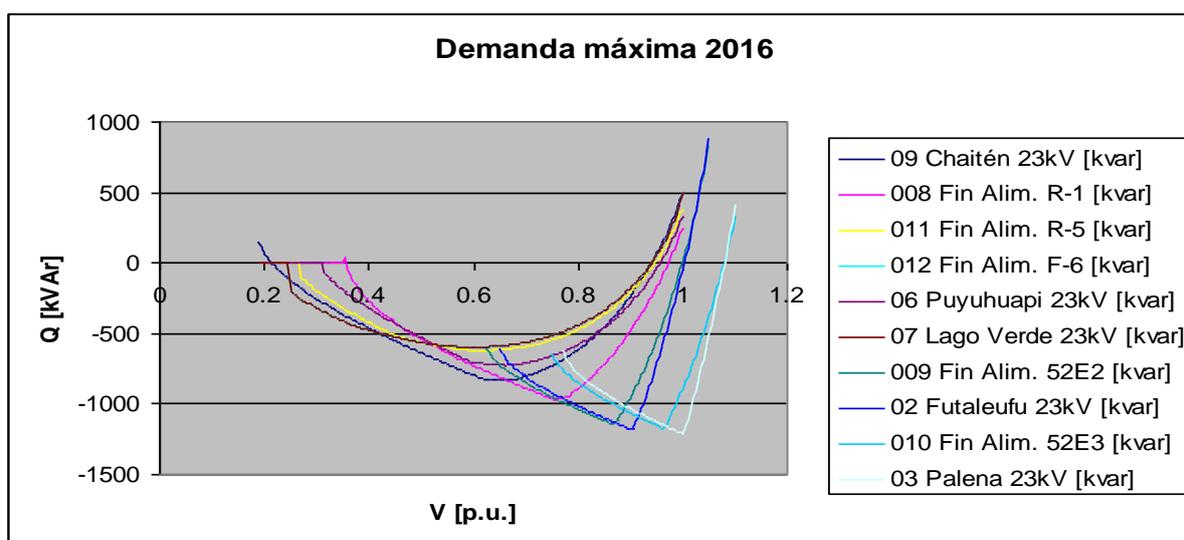


Figura 30. Curvas Q-V. Max 2016

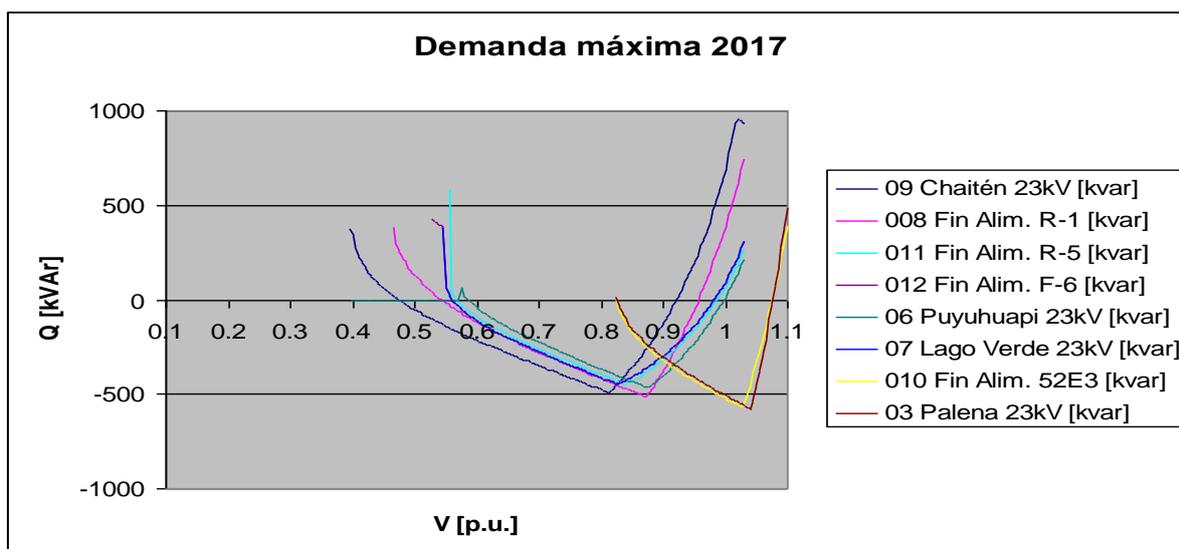


Figura 31. Curvas Q-V. Max 2017

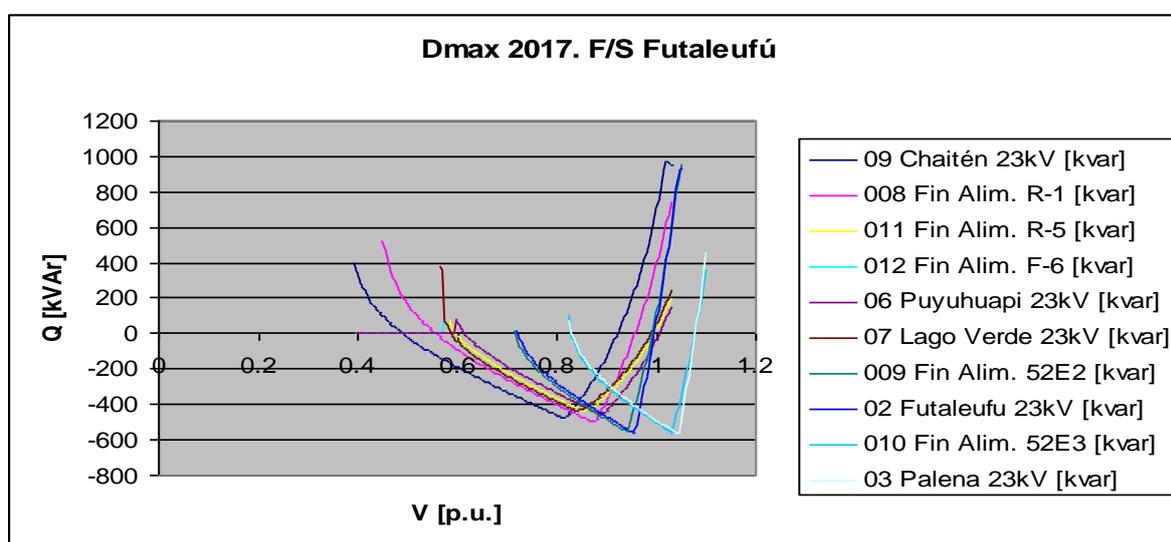


Figura 32. Curvas Q-V. Max 2017. F/S de unidad 2 de Futaleufú que agota la reserva en giro.

7.4.3. REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA

Los aportes de potencia reactiva de las unidades despachadas para el caso más exigente (demanda máxima 2017) se muestran en la Tabla 32. Se observa que existen márgenes de potencia reactiva suficientes en la región de sobreexcitación. Los valores de potencia reactiva máxima fueron estimados.

Tabla 38. Aporte de potencia reactiva de unidades. Max 2014

Generador	Snom	Pmax	Qmax @Pmax	Generación				Margen			
				Caso base 2017		F/S Futaleufú		Caso base 2017		F/S Futaleufú	
				kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
Futaleufu II	320	256	153.6	237	0	N/A	N/A	19	154	N/A	N/A
La Junta	365	292	175.2	277	0	292	0	15	175	0	175
Palena I	365	292	175.2	277	0	292	0	15	175	0	175
Palena II (Ex Chaiten)	365	292	175.2	277	0	292	0	15	175	0	175
Puyuhuapi	365	292	175.2	277	0	292	0	15	175	0	175
Rio Azul I	437.5	350	210	220	122	352	105	130	88	-2	105
Rio Azul II	437.5	350	210	330	96	350	106	20	114	0	104
Rio Azul III	437.5	350	210	330	96	350	106	20	114	0	104
Rio Azul IV	437.5	350	210	330	96	350	106	20	114	0	104

Con respecto al funcionamiento en subexcitación, fue simulada la salida de servicio de uno de los reactores de 100 kVAr de CH Río Azul. Si bien se desconoce la curva PQ se estima que los aportes de potencia reactiva de las unidades despachadas se encontrarán muy cercanos a los límites de subexcitación. No obstante lo anterior, puede apreciarse que las unidades no pierden estabilidad en esta situación.

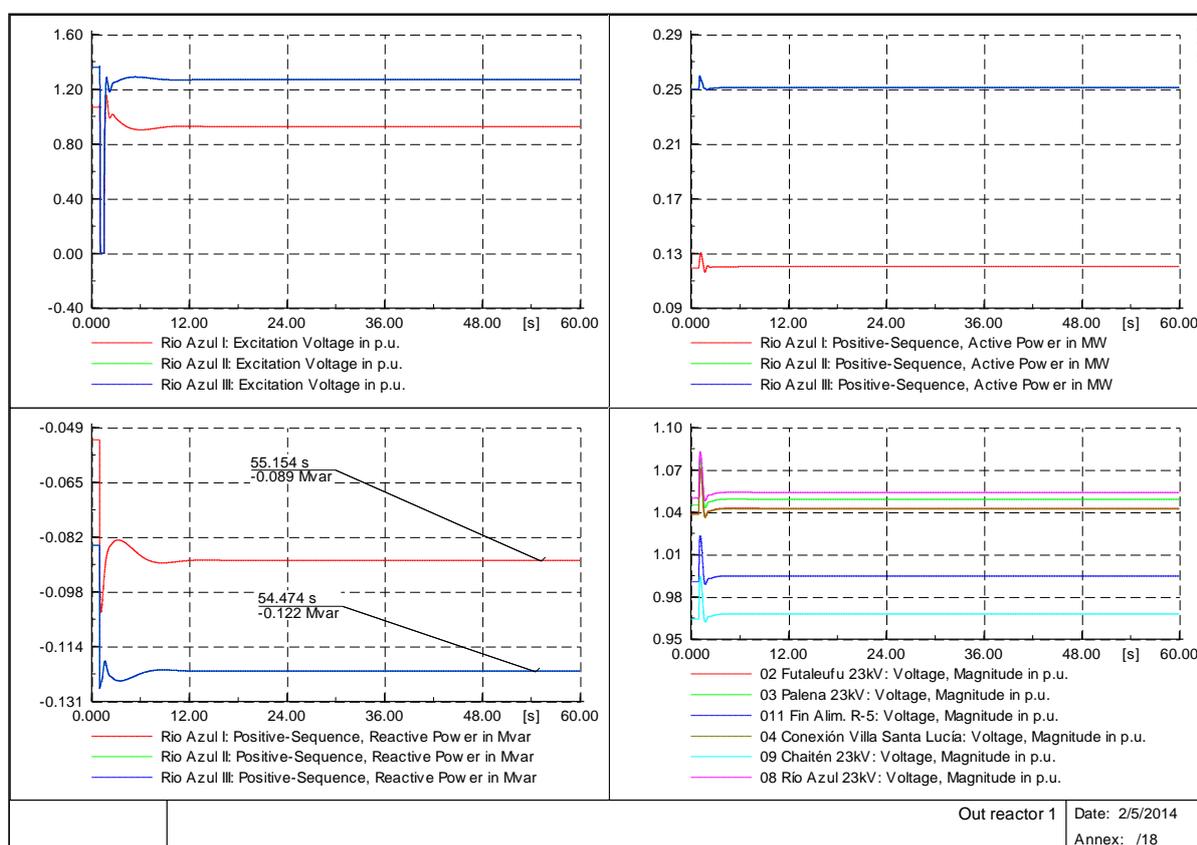


Figura 33. Demanda mínima 2014. F/S reactor 100 kVAr.

7.5. Conclusiones

- **Operación con margen de tensión adecuado.** Inspeccionando las curvas Q-V para el caso de las barras más débiles, se observa que el margen de tensión es adecuado teniendo en cuenta las tensiones de operación tanto en condición N como en post-contingencia.

-
- **Aporte de potencia reactiva de las unidades del sistema.** Las unidades mantienen márgenes adecuados en condiciones de sobreexcitación. No pudo verificarse la absorción de potencia reactiva en condiciones de subexcitación debido a la ausencia de diagramas PQ y datos de limitadores de subexcitación (de existir).

8. PLAN DE RECUPERACIÓN DEL SERVICIO

En relación a los Términos de Referencia y en conformidad a lo establecido a la NT SyCS 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 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 corresponde al PRS actualmente vigente en el Sistema Mediano de Palena, el cual ha sido revisado para verificar la inclusión los aspectos requeridos en la NT SyCS para los SSMM teniendo en cuenta el importante aumento de consumo previsto en el estudio respecto a la situación actual.

8.1. Objetivo

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.

8.2. Descripción del Sistema Mediano de Palena

Este Sistema se extiende desde Chaitén por el norte hasta Puyuhuapi por el sur.

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.

Las Principales localidades que abastece son Chaitén, Palena, Futaleufú, Villa Santa Lucía, La Junta, Lago Verde, Puyuhuapi, El Amarillo y Puerto Cárdenas, además de pequeñas localidades ubicadas entre las anteriores.

8.2.1. PLANTAS DE GENERACIÓN

El sistema Palena consta de un total de Generación disponible de 3,194 kW, compuestos por 1400 kW de generación hidroeléctrica y 1.794 KW de generación térmica.

La generación hidroeléctrica está concentrada en la 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 43,83% del parque de generación total del SM Palena.

Con respecto a la generación térmica, el SM Palena posee cinco centrales térmicas:

Central Palena, ubicada en Palena está compuesta por dos unidades térmicas (motores diesel) de 292 kW, cada una, totalizando una capacidad total de 584 kW.

Central Futaleufú, ubicada en Futaleufú está compuesta por dos unidades térmicas (Motores diesel) de 230 kW y 250 kW, totalizando una capacidad total de 480 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 56,17% del parque de generación total del SM Palena.

Al sur de Chaitén se encuentra la central Santa Bárbara, que consta de dos unidades de 109 kW cada una y que abastece de energía a la localidad del mismo nombre en forma aislada las 24 horas del día aunque prontamente se interconectará al Sistema Palena. Dicha central es controlada en forma remota desde la Central Río Azul, y en forma local con dos operadores.

8.2.2. LÍNEAS DE SUB - TRANSMISIÓN

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 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 dos unidades de 292 kW c/u.

En forma análoga, el alimentador Futaleufú (52E2) con una longitud aproximada de 56 km 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 o operar en sincronismo 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 subdivide 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. Desde la misma localidad de Santa Lucía el alimentador continúa a través del reconectador R-2 y se extiende por aproximadamente 67 km 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 o en sincronismo.

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 o en sincronismo

8.3. Generalidades del PRS

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

El procedimiento considera las disposiciones establecidas en el Título 5-4 PRS de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS-SM).

8.3.1. 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.

8.3.2. FUNCIONES ASIGNADAS DURANTE EL 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.

8.3.3. CONSIDERACIONES INICIALES

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.

8.3.4. CONSIDERACIONES DE PARTIDA

- 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.

8.3.5. 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 unidades de central Palena para satisfacer los requerimientos de demanda.

En caso de existir indisponibilidad de instalaciones de distribución 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. Procedimiento del PRS

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.

Tabla 39. Procedimiento del PRS

1	CO Río Azul	Disponer de estado de interruptores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipos no operados 52E-1 (A-818) Sta. Lucia Chaiten Puyuhuapi, 52E-2 (A-820) Futaleufu y 52E-3 (A819) Palena.
2	CO Río Azul	Abrir reconectores R-1, R-2, R-5 y R-6.
3	CO Río Azul	Da inicio de plan de recuperación de servicio.
4	CO Río Azul	Energizar Barra 23 kV con energía de Grupos hidroeléctricos N° 5133, N°5134, N° 5135 y N° 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 N° 5531 de central Palena. Si esto aún no resultara suficiente, 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). En función del nivel de demanda previo, considerar realizar la maniobra en pasos sucesivos a fin de acotar el impacto en frecuencia de los escalones de carga, con reconectores R-1 y R-2 abiertos, luego cerrar R-2 y de ser necesario sincronizar generador de La Junta, para posteriormente energizar alimentador a Puyuhuapi mediante el cierre de R-5. Cerrar posteriormente R-1 y R-6.
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 recuperados los consumos de los alimentadores Santa Lucía, Futaleufú y Palena y haber estabilizado el sistema, se ajustan los niveles de reserva en giro traspasando carga entre las centrales Palena, La Junta, Puyuhuapi y Río Azul y se ajusta el número y potencia de unidades despachadas en central Río Azul conforme a los requerimientos de demanda.