
ESTUDIOS DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DEL SISTEMA MEDIANO HORNOPIRÉN

Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Diciembre 2020

**Estudios de la Calidad y Seguridad de Servicio del Sistema Mediano Hornopirén
Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos**

Rev.	Fecha	Versión Documento	Realizó	Revisó / Aprobó
1	17-12-2020	Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F. Flavio Serey L.	Víctor Velar G.

Índice

Índice.....	iii
1 Resumen Ejecutivo	5
2 Introducción y Objetivos	8
3 Antecedentes	9
3.1 Descripción del Sistema Mediano Hornopirén.....	9
3.2 Antecedentes Operacionales.....	11
3.3 Ampliaciones del SM Hornopirén	12
3.4 Demanda del SM Hornopirén	12
3.5 Horizonte de Análisis	13
3.6 Herramienta de Simulación Utilizada	13
3.7 Utilización de EDAC y EDAG en el estudio	13
4 Desarrollo de los Estudios	14
4.1 Adecuaciones a la Base de Datos	14
4.2 Escenarios de operación base	16
4.1 Escenarios de operación base	16
4.2 Estudio de Control de Frecuencia y Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)	18
4.2.1 Objetivo específico	18
4.2.2 Aspectos Normativos	18
4.2.3 Protecciones de baja y sobre frecuencia.....	19
4.2.4 Resultados	20
4.3 Estudio de Control de Tensión.....	29
4.3.1 Bases Técnicas y Metodología.....	29
4.3.2 Escenarios y Contingencias	29
4.3.3 Resultados	31
4.4 Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión	35
4.4.1 Objetivos Específicos.....	35
4.4.2 Determinación de Limitaciones Térmicas	36
4.4.3 Resultados	36
4.5 Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones	37
4.5.1 Objetivos Específicos.....	37
4.5.2 Metodología	37

4.5.3	Protecciones consideradas.....	37
4.5.4	Ubicaciones de fallas.....	44
4.5.5	Resultados del análisis de verificación.....	46
4.5.6	Análisis de Resultados.....	50
5	Comentarios y Conclusiones	51
6	Anexo.....	53

1 Resumen Ejecutivo

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NT), publicada en marzo de 2018, establece en el Capítulo 7 los requerimientos de los Estudios de la Seguridad y Calidad de Servicio que deberá realizar el Coordinador o la Operadora Principal, según sea el caso, para considerar en la programación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Mediano (SM).

A continuación, se resumen los principales resultados, recomendaciones y conclusiones derivados de los estudios realizados para el SM Hornopirén, considerando un horizonte de 4 años, esto es, hasta 2024.

Estudio de Control de Frecuencia y Estudio EDAC

En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas y el Estudio de EDAC se verificó que, con los actuales procedimientos empleados para la operación del SM de Hornopirén, tales como el criterio utilizado para el despacho de unidades, un mínimo de dos unidades de la CT Hornopirén en servicio y sin EDAC, para las condiciones de operación más exigentes desde el punto de vista del control de frecuencia, las simulaciones del comportamiento dinámico del sistema frente a contingencias tanto de generación como de consumo cumplen con los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la norma técnica vigente.

Sin embargo, existe un riesgo de operación de la protección de baja frecuencia de la central Cuchildeo ante la salida intempestiva de la nueva central Río Negro. Esto se debe a que los ajustes de esta protección no cumplen los requerimientos de diseño establecidos en el Artículo 3-6 de la NT. Por lo tanto, se recomienda modificar dichos ajustes, así como los de la protección de sobre frecuencia de la misma central, de manera de cumplir las exigencias de la NT.

Dado que la seguridad del sistema no hace necesario implementar un esquema EDAC, si este existiera lo único que provocaría sería frecuentes desconexiones innecesarias de consumos debido a la elevada tasa de fallas que ha presentado la central Cuchildeo, de acuerdo con la estadística de fallas de los últimos cinco años proporcionada por SAESA. Por lo tanto, no se recomienda implementar en el corto plazo un esquema EDAC en el SM Hornopirén.

Con respecto al Control Secundario de Frecuencia, se determinó un requerimiento de reserva de potencia activa asociado al error de previsión de la demanda de ± 282 kW. Este requerimiento es adicional a la reserva para Control Primario de Frecuencia validada mediante simulaciones dinámicas, pero puede ser provista por las unidades de la CT Hornopirén que no se encuentren en servicio.

Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva

En el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva se verificó el cumplimiento de los estándares de SyCS, mediante la utilización de los recursos de potencia reactiva

disponibles en la base de datos DigSILENT entregada, en particular, los que determina la curva de capacidad de cada generador. Para la verificación se realizaron análisis basados en simulaciones de flujos estáticos para determinar los requerimientos mínimos de potencia reactiva para afrontar contingencias en escenarios exigentes en términos de potencia reactiva.

Los resultados obtenidos muestran que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva es de 152 kVAr ante la desconexión intempestiva de la Unidad Hornopirén U2, y respecto de la necesidad de absorción de potencia reactiva, el mayor requerimiento es de -58 kVAr ante la salida del reconectador Hornopirén desde el reconectador Lago Cabrera.

Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión

Las restricciones que se definen en el estudio corresponden a la máxima potencia que se puede transportar por las líneas de transmisión y elementos serie, tal que permitan garantizar que, frente a la ocurrencia de contingencias en el sistema, se verifique que se cumplen con los estándares de SyCS establecidos en la NT, en lo referente a la recuperación dinámica de las variables eléctricas.

En el estudio se verificó que los elementos serie del sistema de transmisión se operarán manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la capacidad de transmisión en régimen permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta.

Tabla 1.1 Resumen de características y límites de elementos serie del SM Hornopirén

Línea	Tensión [kV]	Tipo Conductor	Capacidad [MVA]	Longitud [km]
Alimentador Hornopirén	23	bicapa AAAC; 70mm ²	9.4	2.318
	23	Cu Duro Des 6 AWG	4.2	21.082
	23	sin información	6.1	1.280
	23	Cu Duro Des 2 AWG	7.8	0.548
	23	Alu Ais c/XLPE AAAC 4 AWG	4.2	2.372
	23	Alu Prot 2 AWG 23KV	6.0	0.033
Alimentador Contao	23	Cu Duro Des 6 AWG	4.2	78.330
	23	Alu Des AAAC Azuza 1/0 AWG	8.0	42.387
	23	Cu Du Des 4 AWG	5.7	0.224
	23	Alu Ais c/XLPE AAAC 4 AWG	4.2	27.518
	23	sin información	4.2	0.508
	23	Cu Duro Des 2 AWG	7.8	0.223
	23	bicapa AAAC; 70mm ²	9.4	3.178
	23	bicapa AAC; 35mm ²	6.7	0.145
Acometida CH Cuchildeo	23	Cu Duro Des 6 AWG	4.2	0.224
	23	Tricapa AAAC Alliance 25kV Hendrix	12.3	0.332
Acometida CT Hornopirén	23	Cu Duro Des 2 AWG	7.8	0.068

Considerando que, para el horizonte de los próximos cuatro años no se proyectan obras de transmisión, se mantendrían los límites de la tabla anterior, los cuales no se activan para los niveles de demanda proyectados.

Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones

En el Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones se comprobó la operación de los sistemas de protecciones del SM Hornopirén, considerando escenarios de operación de demanda máxima y mínima. Los resultados obtenidos muestran algunas descoordinaciones entre los fusibles del lado de 23 kV de los transformadores de poder de la central Hornopirén y otras protecciones del sistema, para fallas en los enrollados de 23 kV de dichos transformadores y en el nivel de 0.4 kV de la misma central, especialmente en condiciones de demanda mínima.

Por lo anterior, se solicita informar al Coordinador sobre la justificación de la filosofía actual de operación de las protecciones de la CT Hornopirén, o bien realizar un Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones, de manera de solucionar las descoordinaciones encontradas y que tenga en cuenta el desarrollo de proyectos que puedan condicionar los resultados del presente estudio.

2 Introducción y Objetivos

Se define como sistema mediano (SM), al sistema eléctrico cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 MW y superior a 1500 kW. Por otra parte, cuando en un SM exista solo una empresa con instalaciones de generación, la coordinación y estudios del SM será realizada por la empresa propietaria de las instalaciones, mientras que cuando exista más de una empresa generadora, será el Coordinador Eléctrico Nacional, quien realice la programación de la operación del SM y los estudios correspondientes, de acuerdo con lo señalado en el Capítulo 7 de la NT.

El objetivo principal del presente estudio es el análisis de las condiciones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma técnica mediante los estudios sistémicos del SM de Hornopirén.

En el presente informe se reportan los estudios de la seguridad y calidad de servicio que desarrolló el Coordinador Eléctrico Nacional para el sistema mediano de Hornopirén:

- Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
- Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)
- Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva
- Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión
- Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones

3 Antecedentes

La información técnica utilizada para la realización del presente estudio fue proporcionada por la operadora principal del SM de Hornopirén, SAESA.

3.1 Descripción del Sistema Mediano Hornopirén

El sistema mediano de Hornopirén actualmente está compuesto de cinco unidades térmicas, de propiedad de SAGESA S.A., y una unidad hidráulica de pasada (Cuchildeo), de propiedad de Energía de la Patagonia y Aysén S.A., las cuales abastecen la demanda de esta zona, ubicada en la región de Los Lagos. La generación se encuentra concentrada, conformando un sistema de distribución radial, el cual consta de dos alimentadores principales en 23 kV, el alimentador Contao y el alimentador Hornopirén. El alimentador Hornopirén, con una longitud aproximada de 14 km de su línea troncal, abastece la demanda de la zona urbana de Hornopirén y alrededores. El alimentador Contao, con una longitud de aproximadamente 74 km para su línea troncal, abastece la demanda de la zona de Contao y alrededores.

La central Hornopirén cuenta con cinco motores diésel de 750 kW ubicados en un patio de 23kV, donde cada generador tiene su respectivo transformador elevador, e inyecta su producción directamente al sistema de distribución a través de una conexión aérea.

Por otra parte, la central de pasada Cuchildeo está ubicada a 500 metros aproximadamente de la central Hornopirén y consta de una unidad de 800kW de generación hidroeléctrica, que se conecta a través de una línea de 23 kV a la barra de la central térmica. Esta central utiliza los caudales del río Cuchildeo, el cual desemboca en la ribera de la costa de Hornopirén.

La figura siguiente muestra el diagrama completo del sistema mediano de Hornopirén.

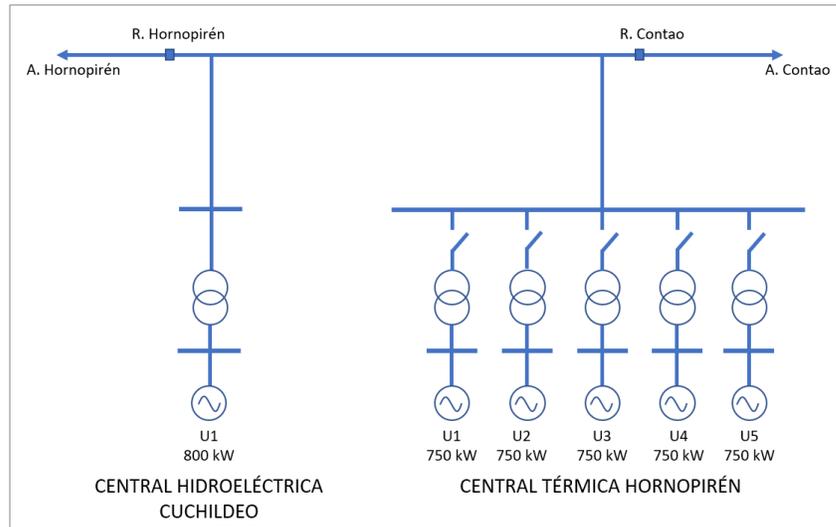


Figura 3.1 Esquema general del SM de Hornopirén

Las principales características del sistema se muestran en las tablas siguientes.

Tabla 3.1 Sistema de Distribución

Línea	Tensión [kV]	ID Modelo línea	Tipo Conductor	Capacidad [MVA]	Longitud [km]	Resistencia [ohm]	Reactancia [ohm]	Susceptancia [μ S] ⁽¹⁾
Alimentador Hornopirén	23	10101660	bicapa AAAC; 70mm ²	9.4	2.318	1.114	0.953	6.955
	23	10002100	Cu Duro Des 6 AWG	4.2	21.082	31.749	8.960	56.542
	23	10101650	sin información	6.1	1.280	1.208	0.559	3.841
	23	10070060	Cu Duro Des 2 AWG	7.8	0.548	0.333	0.216	1.617
	23	10101610	Alu Ais c/XLPE AAAC 4 AWG	4.2	2.372	3.572	1.008	6.361
	23	10101618	Alu Prot 2 AWG 23KV	6.0	0.033	0.039	0.004	0.098
Alimentador Contao	23	10002100	Cu Duro Des 6 AWG	4.2	78.330	117.965	33.290	210.080
	23	10101330	Alu Des AAAC Azuza 1/0 AWG	8.0	42.387	25.101	15.802	131.864
	23	10002140	Cu Du Des 4 AWG	5.7	0.224	0.211	0.092	0.623
	23	10101610	Alu Ais c/XLPE AAAC 4 AWG	4.2	27.518	41.441	11.695	73.802
	23	15011100	sin información	4.2	0.508	1.495	0.251	1.525
	23	10070060	Cu Duro Des 2 AWG	7.8	0.223	0.135	0.088	0.658
	23	10101660	bicapa AAAC; 70mm ²	9.4	3.178	1.527	1.306	9.535
	23	10101655	bicapa AAC; 35mm ²	6.7	0.145	0.133	0.064	0.435
Acometida CH Cuchildeo	23	10002100	Cu Duro Des 6 AWG	4.2	0.224	0.338	0.095	0.602
	23	10101623	Tricapa AAAC Alliance 25kV Hendrix	12.3	0.332	0.124	0.102	0.997
Acometida CT Hornopirén	23	10070060	Cu Duro Des 2 AWG	7.8	0.068	0.041	0.027	0.201

(1) Calculado considerando $B=3 \mu\text{S}/\text{km}$ para los siguientes modelos de línea, que no incluían un valor para dicho parámetro: 10101623, 10101660, 10101655, 10101650, 10101618 y 15011100.

Tabla 3.2 Unidades Generadoras

Unidad	Marca	Tipo	Pnom (kW)	Tensión (kV)
Hornopirén U1-U4	Caterpillar	Diésel	800	0,4
Hornopirén U5	Mecc Alte	Diésel	820	0,4
Cuchildeo	SHZ	Hidroeléctrica	800	2,3

Tabla 3.3 Transformadores de poder

Unidad	Marca	Pnom (kVA)	Vnom MT (kV)	Vnom BT (kV)	Impedancia (%)	Conexión
Hornopirén U1	TUSAN	1250	23	0.4	5.25	YNd1
Hornopirén U2	TUSAN	1250	23	0.4	6.40	YNd1
Hornopirén U3	RHONA	1250	23	0.4	5.00	YNd1
Hornopirén U4	TUSAN	1250	23	0.4	5.50	YNd1
Hornopirén U5	TUSAN	1250	23	0.4	5.37	YNd1
Cuchildeo		1000	24	2.3	5.50	YNd1

3.2 Antecedentes Operacionales

A continuación, se describen las principales características operacionales del SM de Hornopirén.

El SM de Hornopirén cuenta con dos alimentadores de distribución conectados a una barra de 23 kV, los cuales alimentan un consumo principalmente residencial. El alimentador Hornopirén tiene una longitud aproximada de 14 km considerando sólo su línea troncal, mientras que el alimentador Contao tiene una longitud de aproximadamente 74 km, también considerando sólo su línea troncal.

La demanda máxima del SM de Hornopirén es de aproximadamente 2400 kW, y la carga se reparte aproximadamente en un 70% hacia el alimentador Hornopirén y en un 30% hacia el alimentador Contao. Esta demanda puede ser abastecida en su totalidad por las unidades térmicas.

El control primario de frecuencia es realizado de forma automática por medio de los reguladores de velocidad de las unidades de la CT Hornopirén, según los estatismos declarados. La central Cuchildeo no regula frecuencia.

Siempre se despachan al menos dos unidades de la CT Hornopirén, manteniendo un margen de reserva de potencia para control primario que cubra la pérdida de la unidad generadora con mayor despacho del sistema.

El control secundario de frecuencia se efectúa en forma manual por el operador del sistema, para mantener la mayor cantidad del tiempo la frecuencia en 50 Hz, además de reponer la reserva de control primario.

3.3 Ampliaciones del SM Hornopirén

De acuerdo con los antecedentes proporcionados por SAESA, dentro del horizonte de los estudios se prevé el ingreso de las siguientes dos centrales hidroeléctricas de pasada al SM de Hornopirén.

Tabla 3.4 Obras de generación previstas en el horizonte de estudio

Central	Fecha estimada puesta en servicio	Tipo	Potencia (kW)
CH Hornopirén	Abril 2021	Hidroeléctrica de pasada	280
CH Río Negro	Diciembre 2021	Hidroeléctrica de pasada	1000

La CH Hornopirén se conectará al alimentador Contao aproximadamente a 2 km de la CT Hornopirén. Por su parte, la CH Río Negro se conectará al alimentador Hornopirén aproximadamente a 9.5 km de la CT Hornopirén.

3.4 Demanda del SM Hornopirén

En la tabla siguiente se presentan los niveles de demanda máxima del SM de Hornopirén considerados en los estudios. Esta proyección se realizó a partir de los datos de generación real proporcionados por SAESA, correspondientes al período enero 2018 a junio 2020. Las tasas de crecimiento para los años 2021 y 2022 se estimaron en base a la proyección de la tasa de crecimiento del PIB incluida en el Informe de Política Monetaria del Banco Central de Chile de septiembre de 2020, el cual considera el efecto de la pandemia. Las tasas de crecimiento para los años 2023 y 2024 corresponden a las tasas proyectadas por la Comisión Nacional de Energía para el SM de Hornopirén en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2019-2039.

Tabla 3.5 Proyección de Demanda SM

Año	Demanda Máxima [kW]	Crecimiento
2021	2257	6.15%
2022	2365	4.79%
2023	2481	4.90%
2024	2597	4.70%

Con respecto a la demanda mínima del sistema, en los estudios se incluye el análisis de un escenario del año 2021 con una demanda de 938 kW y de un escenario del año 2022 con una demanda de 982 kW. Estos valores se estimaron aplicando la proporción Dda. mínima/Dda. máxima calculada para el año 2019 a partir de los datos reales de generación proporcionados por SAESA.

Para prorratear la demanda entre los alimentadores se consideró la distribución de demanda contenida en la base de datos DigSILENT provista por SAESA, la cual no varía entre los escenarios de demanda máxima y mínima incluidos en dicha base de datos.

3.5 Horizonte de Análisis

De acuerdo con lo señalado en la NT el horizonte de análisis del estudio corresponde a 48 meses, lo cual contempla escenarios de operación hasta el año 2024. Considerando las nuevas obras de generación previstas dentro de este horizonte, se estudiaron escenarios de operación para el año 2021 con el ingreso de la CH Hornopirén, para el año 2022 con el ingreso de la CH Río Negro y para el año 2024, este último con el objeto de verificar si el crecimiento de la demanda afecta de manera significativa las conclusiones específicas de cada estudio.

3.6 Herramienta de Simulación Utilizada

Para la simulación del sistema se utilizó el software PowerFactory de DigSILENT y una base de datos del SM Hornopirén, en formato DigSILENT, proporcionada por la operadora principal del sistema, la que fue adecuada en función de la información proporcionada por la misma empresa.

3.7 Utilización de EDAC y EDAG en el estudio

Actualmente el SM de Hornopirén no posee EDAC ni EDAG habilitados.

4 Desarrollo de los Estudios

4.1 Adecuaciones a la Base de Datos

Para el desarrollo de los estudios fue necesario incorporar a la base de datos Digsilent del SM de Hornopirén la modelación de la CH Río Negro y además realizar otras adecuaciones con el objetivo de representar de mejor manera la operación real del sistema. La CH Hornopirén ya venía incluida en la base de datos DigSILENT provista por SAESA.

Para la modelación de la CH Río Negro se utilizó como base el modelo de generador y transformador de la central Cuchildeo, ajustando solamente las potencias nominales en MVA. Para los controladores dinámicos de velocidad y de tensión se utilizaron los modelos de la CH Hornopirén, ajustando los parámetros del control PI del regulador de velocidad de manera de obtener una respuesta amortiguada ante desconexiones de consumo y generación. Para la conexión al sistema se consideraron los antecedentes de punto de conexión y longitud de la línea de conexión proporcionados por SAESA.

El resto de las adecuaciones realizadas se detallan a continuación:

- Se corrigió la constante de inercia del generador de la CH Cuchildeo, calculándola a partir de los datos de GD2 (efecto volante) y velocidad nominal del generador proporcionados por SAESA.
- Se corrigió la capacidad nominal y las impedancias de la nueva unidad U5 de la CT Hornopirén, de acuerdo con el documento “INFORME DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES - REEMPLAZO GRUPO GENERADOR CENTRAL TERMICA HORNOPIRÉN”, de agosto de 2020.
- Se ajustó el factor de potencia nominal del generador de la CH Hornopirén a 0.8, de acuerdo con los antecedentes proporcionados por SAESA.
- Se modificó la tensión nominal del enrollado de alta tensión de los transformadores de las unidades U1 y U5 de la CT Hornopirén, de 24 a 23 kV, en concordancia con las placas de dichos transformadores proporcionadas por SAESA.
- Para los siguientes modelos de línea, que no incluían el parámetro de susceptancia de secuencia positiva (B1), se adoptó un valor típico de 3 $\mu\text{S}/\text{km}$: 10101623-23, 10101660-23, 10101655-23, 10101650-23, 10101618-23 y 15011100-23. Estos modelos corresponden en total a 9.4 km de líneas de 23 kV.
- Al consumo que modela los servicios auxiliares de la CH Hornopirén se le asignó el modelo dinámico utilizado para todas las cargas del sistema (impedancia constante).

4.2 Escenarios de operación base

4.1 Escenarios de operación base

En la Tabla 4.1 y la Tabla 4.2 se muestran los escenarios de operación base preparados para realizar los estudios. Se consideran condiciones de demanda máxima y mínima del año 2021 con la CH Hornopirén en servicio, condiciones de demanda máxima y mínima del año 2022 con la CH Río Negro en servicio y, dado que no se contemplan nuevas obras de generación y transmisión entre los años 2022 y 2024, sólo un escenario de demanda máxima para el año 2024.

Para cada escenario se considera la máxima generación hidroeléctrica posible, de manera de minimizar las unidades térmicas en servicio y obtener escenarios más exigentes desde el punto de vista del control de frecuencia y tensión.

Los despachos de generación se definieron considerando los siguientes criterios de reserva, que son los que se utilizan actualmente en la programación:

1. Reserva de subida que cubra la mayor potencia despachada en una unidad.
2. Al menos 2 unidades de la CT Hornopirén en servicio.
3. Potencia máxima de operación de las unidades de CT Hornopirén = 750 kW
4. Potencia mínima de operación de las unidades de CT Hornopirén = 250 kW

La prioridad de despacho de las unidades de la CT Hornopirén indicada en las tablas corresponde a la informada por SAESA.

En las columnas “Res +” y “Res -” de las tablas se indica la reserva de subida y de bajada disponible en cada unidad, respectivamente. La reserva de bajada calculada considera, de acuerdo con los antecedentes proporcionados por SAESA, que la CH Cuchildeo no controla frecuencia y que las nuevas centrales CH Hornopirén y CH Río Negro sí controlarán frecuencia. La potencia mínima de estas últimas se estimó en 20% de la potencia máxima, tomando como referencia la potencia mínima informada para la CH Cuchildeo para la versión anterior de este estudio (150 kW), que equivale al 18.75% de su potencia máxima.

Tabla 4.1 Escenarios de operación base año 2021

Central	Unidad	Pmax kW	Pmin kW	Prioridad despacho	DMax 2021				DMin 2021			
					P kW	Res + kW	Res - kW	P/ Pnom	P kW	Res + kW	Res - kW	P/ Pnom
CH Cuchildeo	-	800	150	-	800	-	-	100%	332	-	-	41%
CT Hornopirén	U1	750	250	4	0	0	0	0%	0	0	0	0%
	U2	750	250	2	396	354	146	53%	250	500	0	33%
	U3	750	250	5	0	0	0	0%	0	0	0	0%
	U4	750	250	3	396	354	146	53%	0	0	0	0%
	U5	750	250	1	396	354	146	53%	250	500	0	33%
CHP Hornopirén	-	280	56	-	280	-	224	100%	116	-	60	41%
CHP Río Negro	-	1000	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total					2267	1063	661		948	1000	60	

Tabla 4.2 Escenarios de operación base años 2022 y 2024

Central	Unidad	Pmax kW	Pmin kW	Prioridad despacho	DMax 2022				DMin 2022				DMax 2024			
					P kW	Res + kW	Res - kW	P/ Pnom	P kW	Res + kW	Res - kW	P/ Pnom	P kW	Res + kW	Res - kW	P/ Pnom
CH Cuchildeo	-	800	150	-	721	-	-	90%	189	-	-	24%	800	-	-	100%
CT Hornopirén	U1	750	250	4	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0%
	U2	750	250	2	250	500	0	33%	250	500	0	33%	250	500	0	33%
	U3	750	250	5	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0%
	U4	750	250	3	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0%
	U5	750	250	1	250	500	0	33%	250	500	0	33%	250	500	0	33%
CHP Hornopirén	-	280	56	-	252	-	196	90%	66	-	10	24%	280	-	224	100%
CHP Río Negro	-	1000	200	-	901	-	701	90%	237	-	37	24%	1000	-	800	100%
Total					2375	1000	898		992	1000	47		2580	1000	1024	

4.2 Estudio de Control de Frecuencia y Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)

4.2.1 Objetivo específico

El objetivo del Estudio de Control de Frecuencia y determinación de Reservas y del Estudio de EDAC es verificar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la norma técnica vigente, con los actuales procedimientos o criterios empleados para la operación del SM de Hornopirén.

En la medida que se requieran, se proponen mejoras en las condiciones operativas o habilitar un automatismo de EDAC, con la finalidad de preservar las condiciones de seguridad frente a contingencias que puedan perturbar la operación normal del sistema.

4.2.2 Aspectos Normativos

A continuación, se indican los artículos de la NT en los cuales se establecen las exigencias para el control de frecuencia relevantes para este estudio:

Artículo 6-27 Máximas variaciones de frecuencia permitidas

En el caso que una Contingencia dé lugar a una variación de la frecuencia, la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, deberá verificar mediante simulaciones previas, que las variaciones de frecuencia fuera de la banda de operación en régimen permanente definida en el Artículo 9-5, no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SM, indicadas en el Artículo 3-6.

Artículo 9-5 Márgenes de frecuencia para la operación del SM

La frecuencia nominal de cada SM es 50 [Hz], ante lo cual se deberán 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 3-6

Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SM y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia 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) *Entre 48,0 [Hz] y bajo 48,5 [Hz], al menos 90 minutos.*
- c) *Sobre 51,5 [Hz] y hasta 52,0 [Hz]:*
 - i. *Para unidades hidráulicas al menos 90 segundos*
 - ii. *Para unidades termoeléctricas al menos 5 segundos*
 - iii. *Para unidades fotovoltaicas o eólicas se permite la desconexión opcional.*
- d) *Al menos 30 minutos entre 47,5 [Hz] y bajo 48,0 [Hz].*
- e) *Sobre 52,0 [Hz] y hasta 53,0 [Hz].*
 - i. *Para unidades hidráulicas al menos 16 segundos.*
 - ii. *Para unidades termoeléctricas se permite la desconexión opcional.*
 - iii. *Para unidades fotovoltaicas o eólicas debe haber desconexión forzada.*

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

Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, el ajuste específico que deberán implementar las unidades generadoras y parques eólicos y fotovoltaicos para cada uno de los requerimientos presentados podrá ser distinto al indicado, si el Coordinador o la Operadora Principal así lo determinan.

4.2.3 Protecciones de baja y sobre frecuencia

La central térmica Hornopirén no posee protecciones de baja y sobre frecuencia. En la Tabla 4.3 se indican los ajustes de las protecciones de las centrales hidroeléctricas Cuchildeo y Hornopirén, de acuerdo con el documento “INFORME DE ESTABILIDAD TRANSITORIA - MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA HORNOPIRÉN - SISTEMA MEDIANO HORNOPIRÉN”, de julio 2020, proporcionado por SAESA.

Se hace notar que los ajustes de las protecciones de sobre y baja frecuencia de la central Cuchildeo no cumplen los requerimientos establecidos en el Artículo 3-6 de la NT.

Tabla 4.3 Ajustes de protecciones de baja y sobre frecuencia

Central	Protección	F (Hz)	Tiempo (s)
CH Cuchildeo	Baja frecuencia (81U)	48.0	5
		48.5	60
	Sobre frecuencia (81O)	51.5	60
		52.0	5
CH Hornopirén	Baja frecuencia (81U)	47.5	5
		48.0	1800
	Sobre frecuencia (81O)	52.0	16
		53.0	5

4.2.4 Resultados

4.2.4.1 Verificación del comportamiento dinámico del sistema

Los análisis del control de frecuencia en el SM de Hornopirén se realizaron para escenarios de demanda media/alta de los años 2021 y 2024, con máxima generación de las centrales hidroeléctricas y dos unidades térmicas despachadas en la central Hornopirén, con la finalidad de considerar los escenarios y contingencias más exigentes desde el punto de vista del control de frecuencia. Además, en ambos escenarios analizados se ajustó la demanda del sistema de manera de tener una reserva para control primario de frecuencia exactamente igual al monto de la unidad más grande despachada en el sistema.

El detalle de estos escenarios se muestra en la siguiente tablaTabla 4.4.

Tabla 4.4 Escenarios de demanda analizados para el SM Hornopirén

Escenario	Unidad	Pmáx [kW]	Pdespacho [kW]	Reserva [kW]
Demanda Intermedia 2021	Cuchildeo U1	800	800	800
	Hornopirén U2	750	350	
	Hornopirén U5	750	350	
	CHP Hornopirén	280	280	
	Total	2580	1780	
Demanda Máxima 2024	Cuchildeo U1	800	800	1000
	Hornopirén U2	750	250	
	Hornopirén U5	750	250	
	CHP Hornopirén	280	280	
	CHP Río Negro	1000	1000	
	Total	3580	2580	

Las siguientes figuras muestran el comportamiento de las variables de frecuencia y tensiones en la barra de 23 kV de la CT Hornopirén, frente a simulaciones de la desconexión de la unidad de mayor despacho en los escenarios analizados. Para el caso del año 2021 la unidad más grande despachada corresponde a la Central Cuchildeo con 800 kW, mientras que para el escenario 2024 corresponde a la Central Rio Negro con una potencia de 1000 kW. Estas pérdidas de generación equivalen al 45% y 39% de la demanda bruta del sistema, respectivamente.

En los gráficos de tensiones se muestra en color rojo la tensión de la barra de 23 kV de la CT Hornopirén y en color verde el punto más lejano del alimentador Contao, que presenta la menor tensión del sistema.

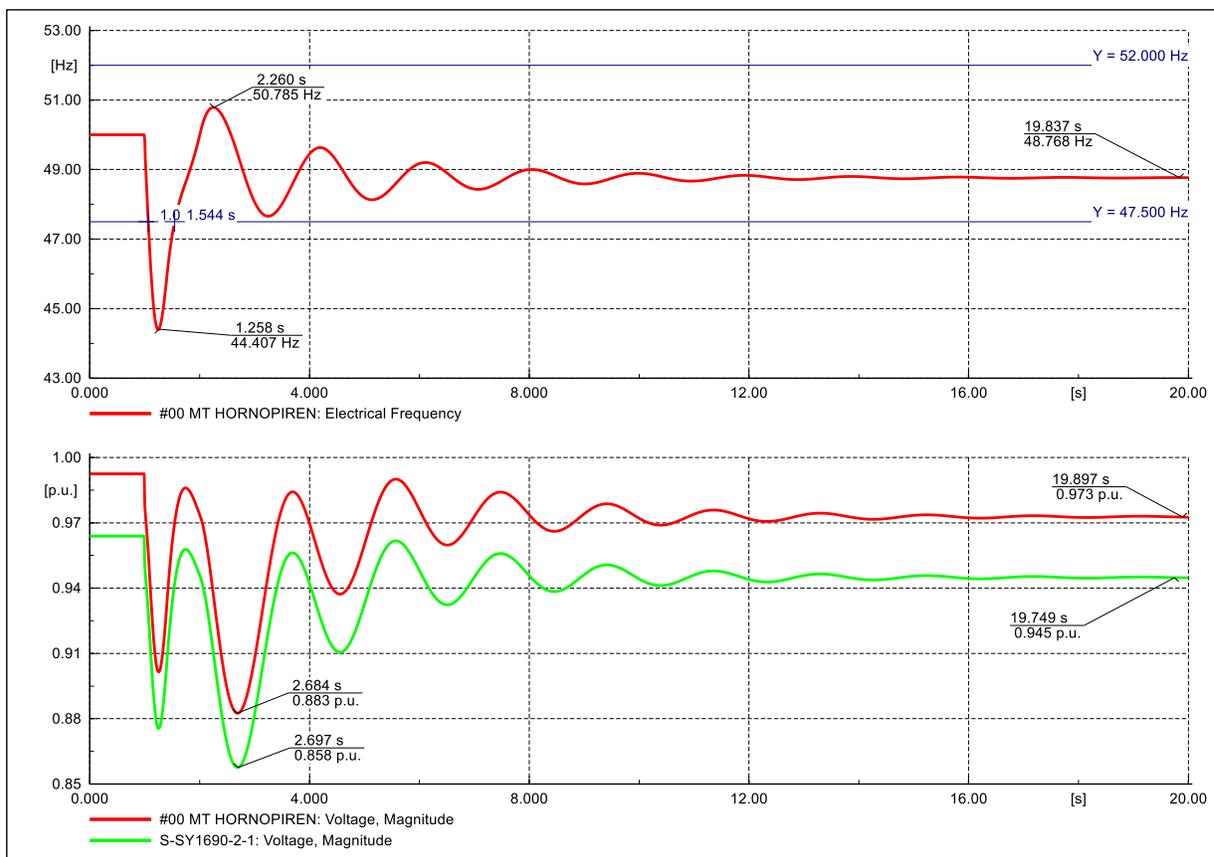


Figura 4.2 Frecuencia y Tensiones Año 2021 – Escenario de demanda intermedia

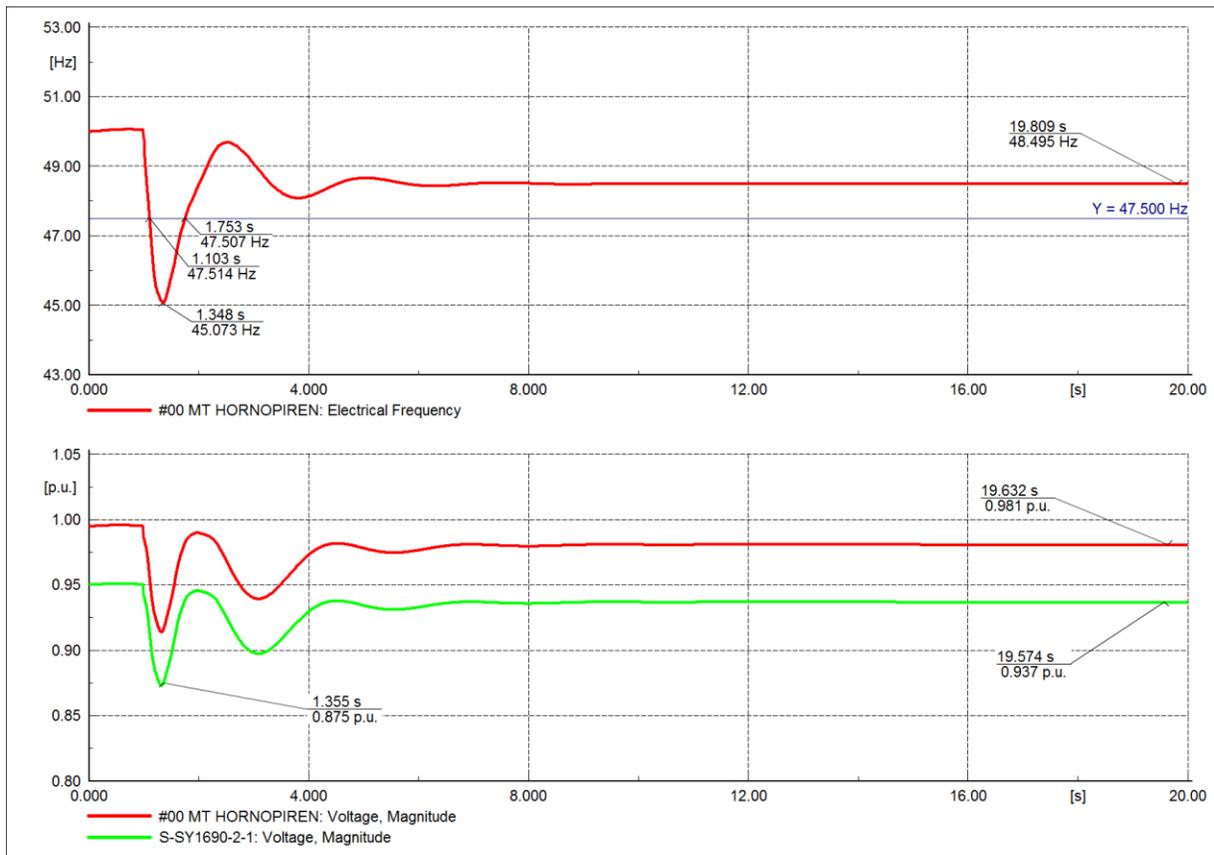


Figura 4.3 Frecuencia y Tensiones Año 2024 – Escenario de demanda máxima

Se puede apreciar que en ambos casos analizados se produce una rápida caída inicial de la frecuencia debido a la baja inercia del sistema, alcanzando valores mínimos de 44.4 Hz para el escenario del año 2021 y de 45.1 Hz para el escenario del año 2024 con la incorporación de la CH Río Negro. Estos valores de frecuencia son inferiores a la frecuencia mínima de 47.5 Hz que se indica en el artículo 3-6 de la NT para la operación estable de unidades generadoras. Sin embargo, de acuerdo con los antecedentes de las protecciones de baja frecuencia indicados en el punto 4.2.3, no habría riesgo de operación de estas protecciones.

En el caso del 2021 la frecuencia se estabiliza en un valor para el cual las unidades generadoras deben continuar operando indefinidamente en forma estable, de acuerdo con el artículo 3-6 de la NT. En el caso del 2024, en cambio, y como se puede apreciar en la Figura 4.3, la frecuencia se estabiliza en un valor justo por debajo de uno de los ajustes de la protección de baja frecuencia de la Central Cuchildeo (48.5 Hz, 60 segundos), lo que podría ocasionar la desconexión de esta central. El Artículo 3-6 de la NT indica que, para frecuencias entre 48 y 48.5 Hz, las unidades generadoras deben continuar operando en forma estable durante al menos 90 minutos. Por lo tanto, se recomienda modificar los ajustes de estas protecciones de manera que se cumplan las exigencias de la NT.

Cabe señalar que, posterior al período de tiempo simulado, la acción del control secundario de frecuencia debe restituir la frecuencia dentro del rango de operación normal establecido en el artículo 9-5 de la NT ($49.50 \text{ Hz} \leq f \leq 50.50 \text{ Hz}$).

Con respecto a las tensiones del sistema, se puede apreciar que estas alcanzan valores mínimos en el rango $0.88 - 0.92 \text{ Hz}$ y luego se estabilizan dentro de los límites establecidos en el artículo 6-18 de la NT para Estado de Alerta ($0.92 - 1.08 \text{ p.u.}$). Comparando los dos casos analizados se puede apreciar que la incorporación de la CH Río Negro produce una importante mejora en la evolución transitoria de las tensiones.

Dado que la seguridad del sistema no hace necesario implementar un esquema EDAC, si este existiera lo único que provocaría sería frecuentes desconexiones innecesarias de consumos debido a la elevada tasa de fallas que ha presentado la central Cuchildeo, de acuerdo con la estadística de fallas de los últimos cinco años proporcionada por SAESA. Por lo tanto, no se recomienda implementar en el corto plazo un esquema EDAC en el SM Hornopirén.

Las figuras siguientes corresponden a la simulación de la desconexión de consumos en los alimentadores del SM de Hornopirén. Para el caso de demanda máxima de 2021 se desconecta un monto de 786 kW (35% de la demanda) correspondiente al alimentador Lago Cabrera, mientras que para el caso de demanda máxima de 2024, se simuló la desconexión del alimentador El Varal Contao con 524 kW (21% de la demanda). Estas contingencias corresponden a las mayores pérdidas de consumo para las cuales se obtiene una respuesta estable de la frecuencia.

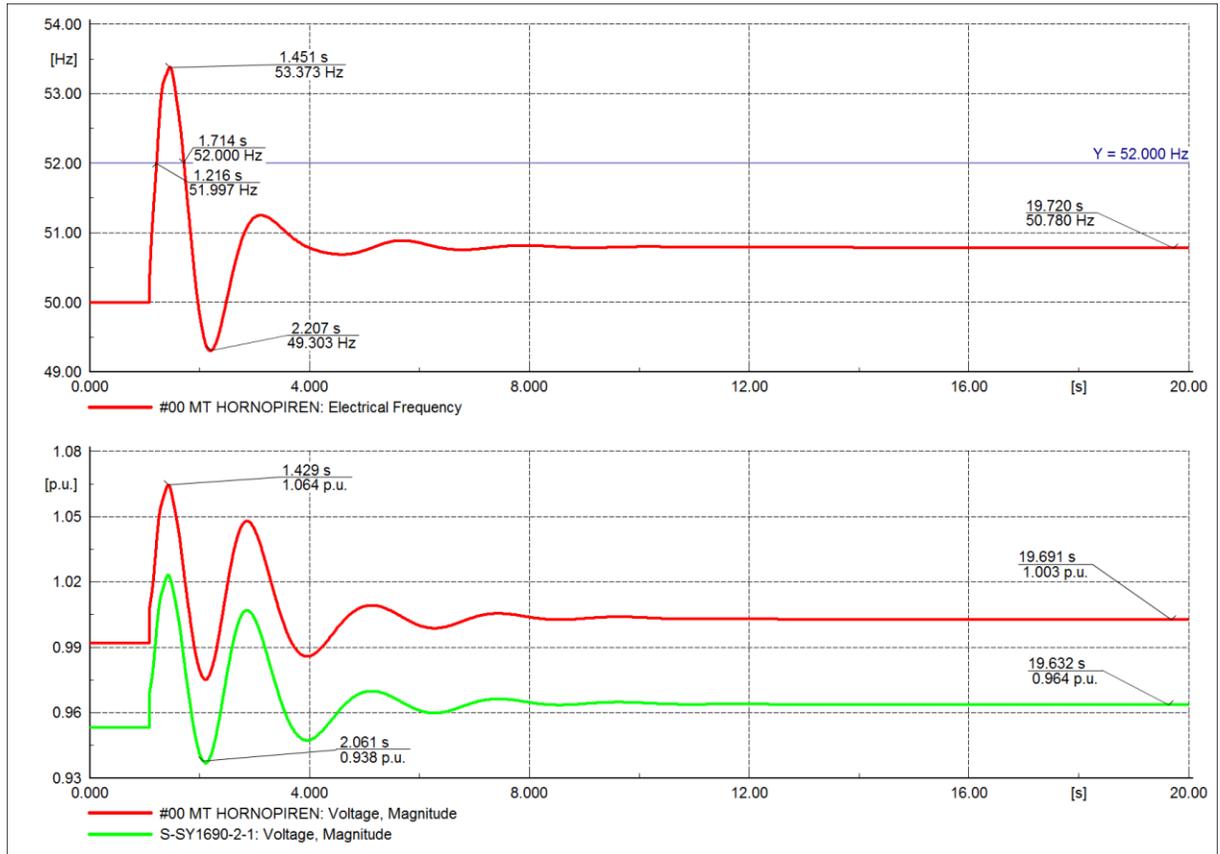


Figura 4.4 Frecuencia y Tensiones – Escenario de demanda máxima 2021

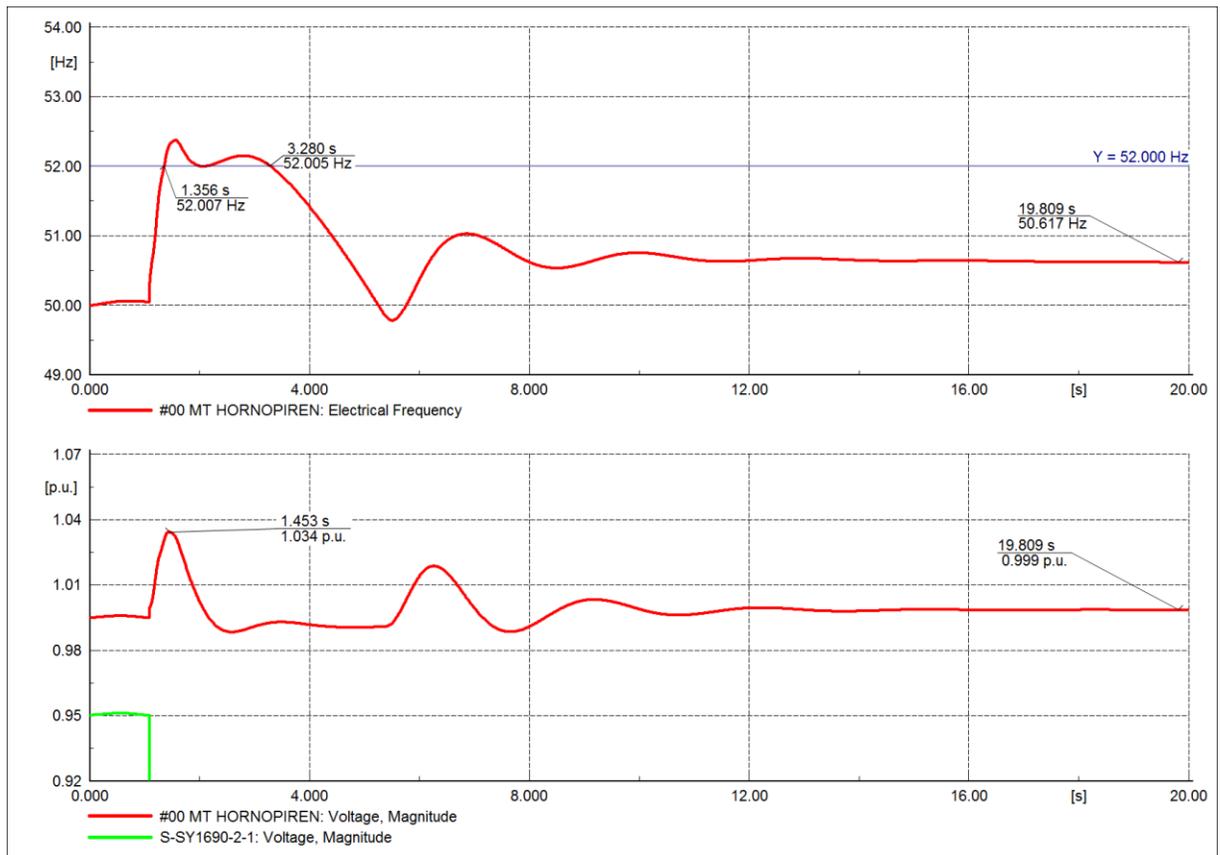


Figura 4.5 Frecuencia y Tensiones – Escenario de demanda máxima 2024

Se puede apreciar que la sobrefrecuencia transitoria resultante producto de la desconexión de los alimentadores supera los 52 Hz durante 0.5 seg para el caso del año 2021 y durante 2 seg para el caso del año 2024. Sobre dicho valor de frecuencia, de acuerdo con lo que se indica en el artículo 3-6 de la NT para la operación estable de unidades generadoras, las unidades hidráulicas deben permanecer conectadas 16 seg y las centrales térmicas pueden desconectarse opcionalmente. En el caso del año 2021 incluso se superan los 53 Hz, que corresponde a la frecuencia máxima indicada en dicho artículo de la NT. Sin embargo, de acuerdo con los antecedentes de las protecciones de sobre frecuencia indicados en el punto 4.2.3, no habría riesgo de operación de estas protecciones.

Finalmente, la frecuencia se estabiliza en valores en el rango 50.6-50.8 Hz, para los cuales todas las unidades generadoras deben continuar operando indefinidamente en forma estable, de acuerdo con el artículo 3-6 de la NT. Posteriormente, la acción del control secundario de frecuencia debe restituir la frecuencia dentro del rango de operación normal establecido en el artículo 9-5 de la NT ($49.50 \text{ Hz} \leq f \leq 50.50 \text{ Hz}$).

Las tensiones, por su parte, se encuentran dentro de los límites establecidos por la NT, la cual, en su artículo 6-18 establece como margen de tensión, para el Estado de Alerta, tensiones entre 0.92 y 1.08 p.u.

4.2.4.2 Determinación de Reservas para Control Secundario de Frecuencia CSF

La NT en su artículo 7-32 establece que la reserva para CSF debe ser determinada en función del mayor error estadístico de la previsión de la demanda.

A continuación, se detallan los resultados del cálculo de esta reserva.

Reserva de CSF por errores de previsión

Se considera que la operación del SM debe contar con una reserva de potencia que permita afrontar aquellas diferencias entre la generación programada y la generación real. Estas diferencias constituyen los errores de previsión.

Debido a la característica aleatoria de los anteriores errores de previsión, se debe determinar el error estadístico de la demanda, como el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas.

Los registros de generación real que se deben emplear no deben contener los registros horarios de aquellas horas o intervalos de horas involucradas con pérdidas de generación originadas por fallas en el sistema.

Sea la siguiente notación:

- h: índice de notación de hora "h" con $h=1,2,\dots,N_h$.
- GReal_h: generación real del SM de Hornopirén en hora "h", en [MW].
- GProg_h: generación programada del SM de Hornopirén en hora "h", en [MW].
- EPrevi_h: error de previsión incremental de generación en hora "h", en [MW].
- Nh: número de registros
- EPrevi_{Medio}: error medio de previsión de la generación.

El cálculo considera los siguientes pasos:

- Calcular el Error de Previsión de generación horario:

$$EPrevi_h = (GReal_h - GReal_{h-1}) - (GProg_h - GProg_{h-1})$$

- Calcular el error medio de la previsión de generación

$$E\text{ Previ}_{\text{Medio}} = \frac{\sum_{h=1}^{N_h} E\text{ Previ}_h}{N_h}$$

- Calcular la desviación estándar del error de previsión de generación horario, como:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{h=1}^{N_h} (E\text{ Previ}_h - E\text{ Previ}_{\text{Medio}})^2}{(N_h - 1)}}$$

Para efectos del cálculo de las reservas para CSF para errores de previsión se han empleado los registros de la Operación Real y Programada en el periodo del 01 de septiembre de 2020 al 13 de diciembre de 2020.

El siguiente gráfico muestra el histograma de los errores de previsión de la demanda. Además, la O resume las variables estadísticas (media y desviación estándar) de dichos errores.

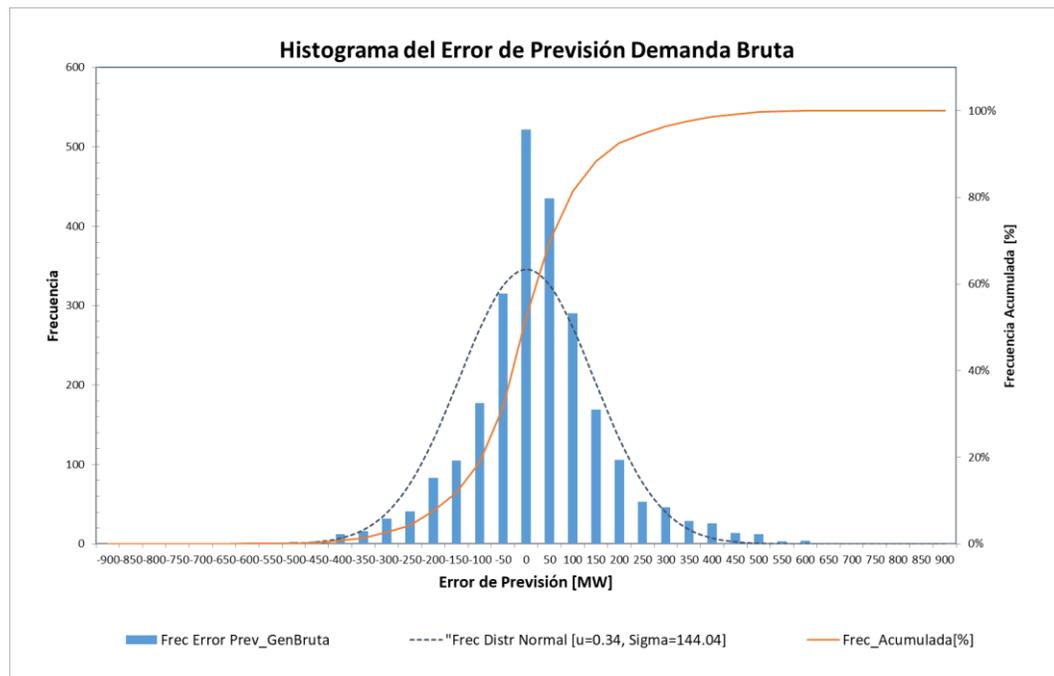


Figura 4.6 Histograma de Error de Previsión de la demanda

Tabla 4.5 Parámetros estadísticos de los errores de previsión

Parámetro estadístico	Error de Previsión de la demanda [kW]
Media [MW]	0,34
Desviación estándar [MW]	144.04

Se aprecia del gráfico anterior que los errores estadísticos de previsión presentan una distribución similar a una distribución normal (representada en los mismos gráficos con líneas punteadas).

Entendiendo que la reserva para CSF debe cubrir el mayor error estadístico de la demanda, considerando para ello un intervalo de confianza del 95% y tomando en cuenta que este error de previsión se asemeja a una distribución normal, el requerimiento de reserva para CSF (RCSF) está dado por:

$$RCSF = \mu_{EP} \pm 1,96 * \sigma_{EP} = \pm 282 [kW]$$

Donde:

μ_{EP} : Valor medio del Error de previsión de la demanda, equivalente a 0.34 [kW]

σ_{EP} : Desviación estándar del Error de previsión de la demanda, equivalente a 144.04 [kW]

4.3 Estudio de Control de Tensión

Este apartado presenta un análisis de control de tensión, cuyo objetivo definido en el Título 7-6 de la NT es efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS, mediante la utilización de los recursos de potencia reactiva existentes o proyectados. Como objetivos específicos se consideran los siguientes:

- Analizar el control de tensión realizado por las unidades generadoras pre y post contingencia.
- Determinar los requerimientos de potencia reactiva de modo de mantener la tensión dentro de los rangos normativos.

4.3.1 Bases Técnicas y Metodología

El control de tensión (CT) consiste en la realización de un conjunto de acciones sobre equipos que están capacitados para inyectar y/o absorber potencia reactiva y otros elementos, destinados a mantener las tensiones en los nudos del sistema dentro de los márgenes especificados por la NT para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de servicio.

La determinación de la reserva de potencia reactiva necesaria para afrontar contingencias corresponde a la diferencia de los reactivos generados por los elementos que participan en el CT, entre los estados de pre y post contingencia, resultantes de simulaciones de flujos de potencia estáticos (régimen permanente). En otras palabras, es el requerimiento adicional de potencia reactiva en el sistema para alcanzar un estado de post contingencia estable, a partir de un escenario de operación normal con un despacho específico (activo y reactivo) y sujeto a una contingencia en particular.

Conforme lo anterior, en este estudio se determinaron de requerimientos de potencia reactiva para diversas contingencias en distintos escenarios de estudio, esto basado en simulaciones de flujos estáticos.

4.3.2 Escenarios y Contingencias

En atención al comportamiento particular de la distribución de la demanda y a las características del despacho de generación que presenta el sistema, el estudio contempla escenarios base de operaciones representativas de demanda máxima y mínima. Estos escenarios corresponden a condiciones esperadas para el 2021 con la central hidroeléctrica Hornopirén en servicio, para el año 2022 con la central Río Negro en servicio. Además, sólo se considerará una proyección de demanda alta para el año 2024 para verificar el comportamiento del perfil de tensión de los alimentadores Hornopirén y Contao ante un aumento en la demanda.

Las descripciones de los montos de generación en los distintos escenarios analizados se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 4.6 : Montos de generación de los escenarios analizados.

Generador	2021				2022				2024	
	Dmáx		Dmin		Dmáx		Dmin		Dmáx	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
Cuchildeo U1	800.00	45.26	332.01	8.99	721.05	65.78	189.01	17.66	800.00	75.28
CH Hornopirén	280.00	22.70	116.00	-3.81	252.02	38.40	66.00	2.82	280.00	43.51
Hornopirén U2	396.00	77.00	250.00	-18.80	250.04	122.41	250.00	-37.05	250.00	145.51
Hornopirén U4	396.00	89.19	-	-	-	-	-	-	-	-
Hornopirén U5	396.24	91.28	250.50	-23.38	251.21	146.60	249.67	-45.16	249.84	174.87
CH Río Negro	-	-	-	-	901.07	-8.71	237.01	31.01	1000.00	-11.91
Total	2268.24	325.44	948.52	-37.01	2375.38	364.48	991.70	-30.72	2579.84	427.26

Se puede observar de los montos de generación que, mientras aumenta la demanda del sistema, también lo hace la necesidad de aporte de potencia reactiva de los generadores, de manera tal que un aumento de 13% en demanda entre los escenarios del 2024 y 2021 produce un aumento del 31% en los requerimientos de potencia reactiva en condiciones normales de operación.

Respecto a las contingencias, se analiza la salida de elementos que implican una mayor exigencia al sistema en términos de requerimientos de potencia reactiva en los distintos escenarios de operación descritos previamente. Estos elementos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.7 : Contingencias analizadas

Elemento Fallado
Cuchildeo U1
CH Hornopirén
Hornopirén U2
CH Río Negro
Alimentador Contao (El Varal)
Alimentador Hornopirén (Lago Cabrera)

4.3.3 Resultados

4.3.3.1 Perfil de Tensión

A continuación, se muestra la variación de la tensión a lo largo de los Alimentadores Hornopirén y Contao para los escenarios de demanda alta de los años 2021 y 2022, en los que se observa el cambio en el perfil de tensión producto del ingreso de la central Río Negro.

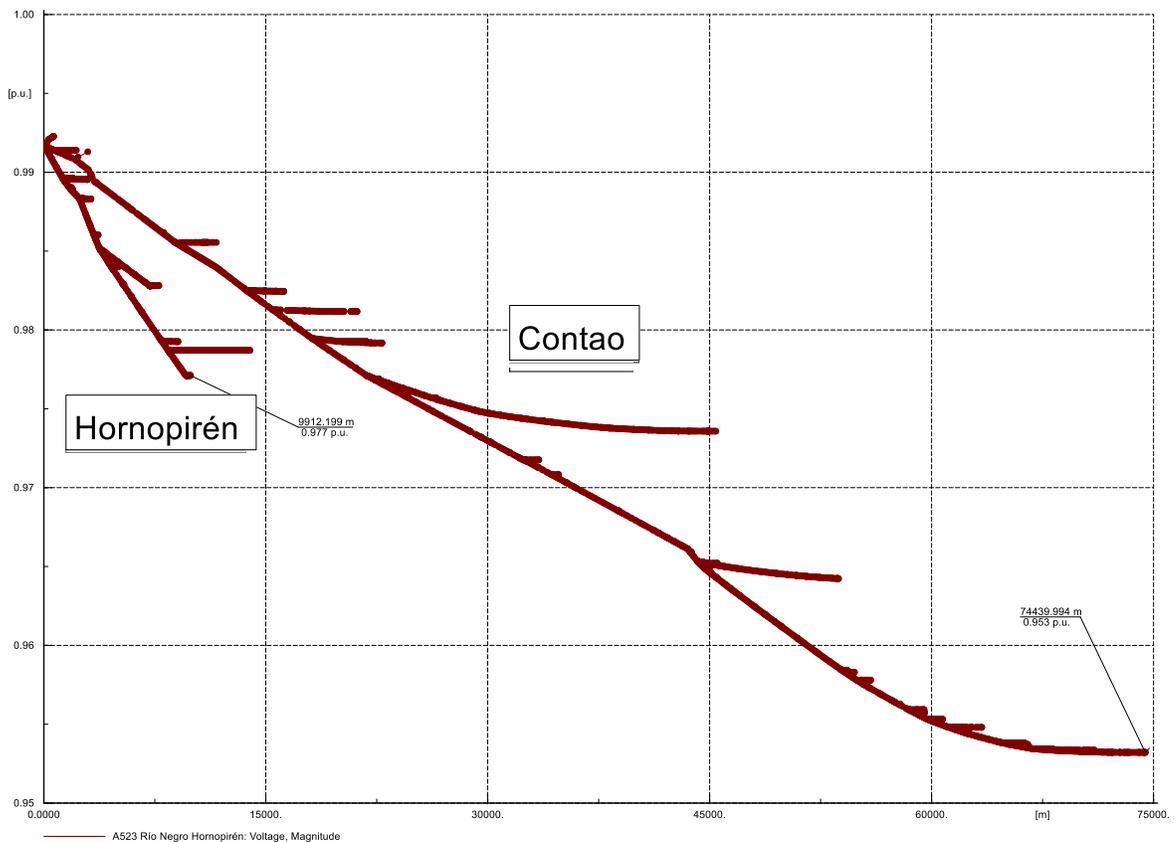


Figura 4.7 : Tensión a lo largo de los Alimentadores Hornopirén y Contao (demanda alta 2021).

La tensión en extremo Contao alcanza a 0.953 p.u., lo que equivale a un 3,9% de variación respecto del 0.992 p.u. que se registra en el arranque, pero permanece dentro de los límites de tensión admisible en Estado Normal.

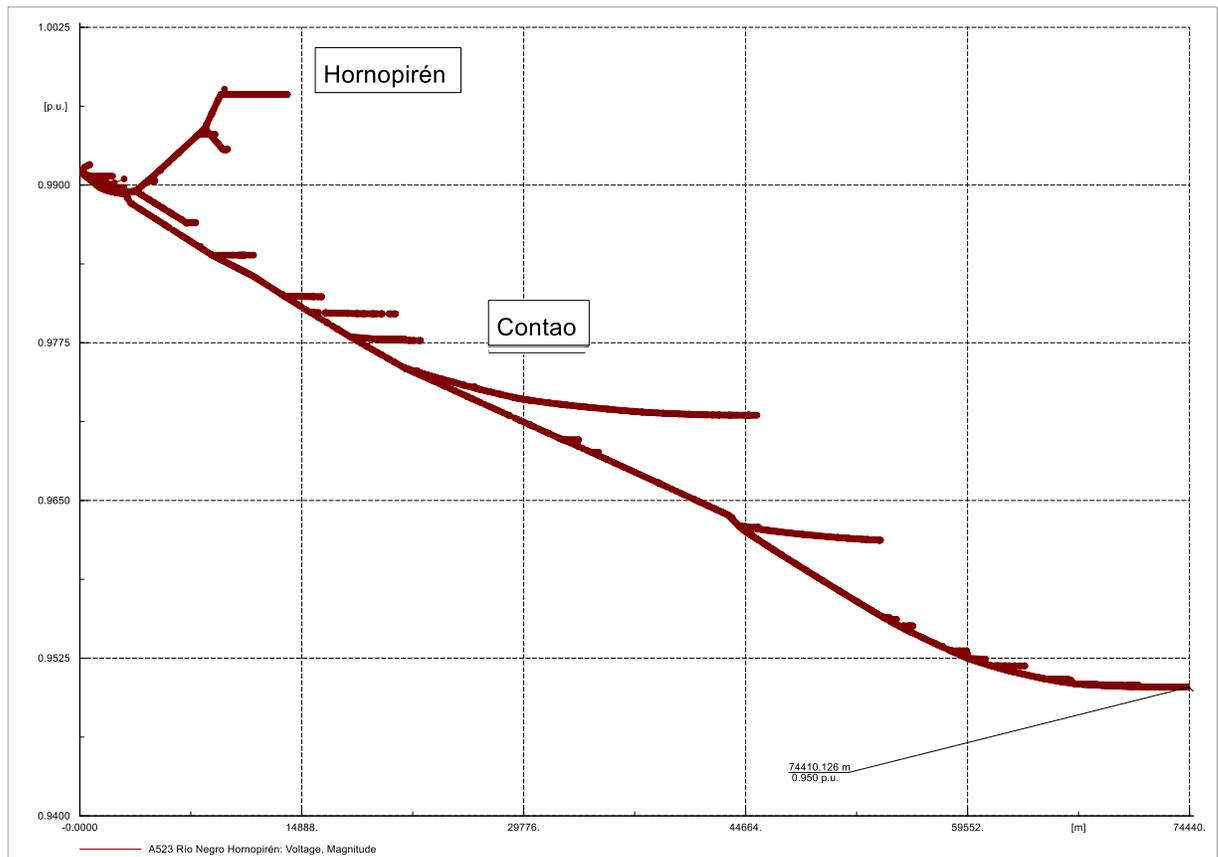


Figura 4.8 : Tensión a lo largo de los Alimentadores Hornopirén y Contao (demanda alta 2022).

Para mantener la tensión en extremo Contao de 0.95 p.u. ante el aumento de demanda proyectada para el año 2024, la tensión en el arranque del alimentador Contao no mostró aumento.

Por otro lado, se observa un cambio en el comportamiento del perfil de tensión del alimentador Hornopirén, ya que al estar en servicio la central Río Negro, cuya ubicación está cercana al extremo final del alimentador, genera una inversión en el sentido de los flujos de potencia lo que se traduce en una caída de tensión hacia la cabecera del alimentador, luego la tensión en el extremo del alimentador es mayor que en la cabecera. Esto se observa con mayor detalle en la siguiente figura.

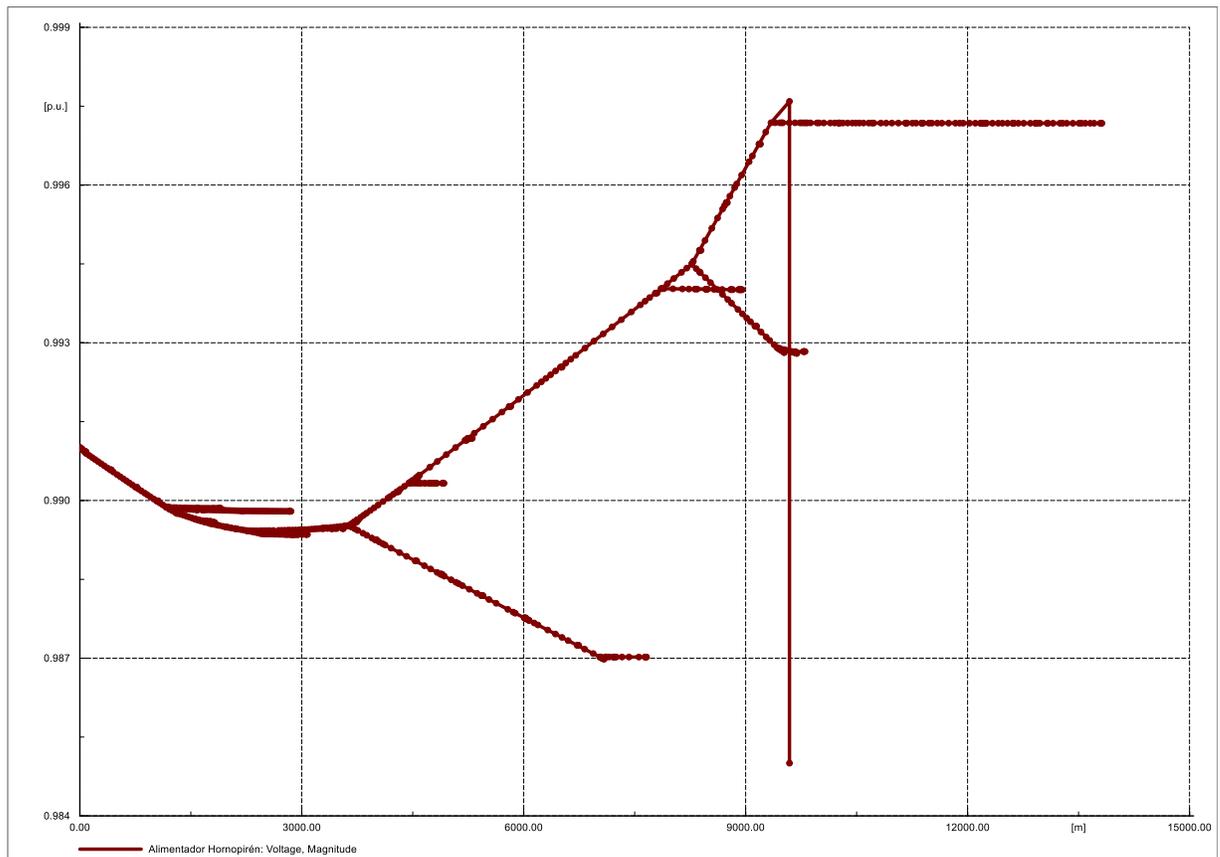


Figura 4.9 : Tensión a lo largo del Alimentador Hornopirén (demanda alta 2022).

4.3.3.2 Requerimientos mínimos de Potencia Reactiva (ΔQ)

En este apartado se presenta la determinación de la reserva de potencia reactiva necesaria para afrontar contingencias en el sistema en los escenarios de estudio.

Estos requerimientos se muestran en las siguientes tablas, los que corresponden al total de la diferencia de potencia reactiva aportada individualmente por los elementos de control de tensión pre y post contingencia.

Tabla 4.8 : Requerimientos de potencia Reactiva en los escenarios proyectados.

Elemento Fallado	2021		2022		2024
	Dmáx	Dmin	Dmáx	Dmin	Dmáx
	ΔQ [kVAr]				
Cuchildeo U1	45.26	-	69.10	-	90.62
CH Hornopirén	28.40	-1.45	48.79	-	46.35
Hornopirén U2	87.61	-14.30	136.45	-31.81	152.23
CH Río Negro	-	-	-3.88	-	-8.90
Alimentador Contao (El Varal)	-	83.06	-	81.14	-
Alimentador Hornopirén (Lago Cabrera)		-57.66		-28.12	

De la tabla se desprende que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva es de 152 kVAr para el año 2024 ante la desconexión intempestiva de la Unidad Hornopirén U2, requerimiento que se ve reducido en los resultados para los años 2021 y 2022. Este resultado tiene directa relación con el monto de inyección de potencia reactiva que entrega la unidad en condiciones previas a la falla, y en menor medida un aumento de requerimientos debido a las pérdidas del sistema producto de la contingencia.

Respecto de la necesidad de absorción de potencia reactiva, el mayor requerimiento es ante la salida del alimentador Hornopirén desde el reconectador Lago Cabrera para el año 2021, lo que se traduce en un requerimiento de -58 kVAr. Este resultado se obtiene en un escenario antes de la entrada en servicio de la central Río Negro, puesto que luego de su ingreso el requerimiento ante la misma contingencia se reduce a -28 kVAr.

Cabe destacar que la falla del alimentador Contao desde el reconectador El Varal implica un requerimiento de inyección de potencia reactiva, distinto a lo esperado en este tipo de fallas, esto se debe a que en ese punto el alimentador inyecta potencia reactiva del orden del requerimiento mostrado en la tabla para esa contingencia, es decir, el requerimiento es justamente la potencia que deja de inyectar ese alimentador.

4.4 Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión

En el Artículo 7-9 de la NT se señala que el estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión deberá identificar el conjunto de instalaciones sobre las que deban definirse las restricciones al transporte de potencia, cuantificar su valor y establecer el punto o ubicación en donde deberá realizarse la supervisión de la potencia para verificar el cumplimiento de la restricción en la operación en tiempo real.

Las restricciones que se definen en el estudio corresponden a la máxima potencia que se puede transportar por las líneas de transmisión y que permitan garantizar que frente a la ocurrencia de las contingencias de severidad 1, 2, 3 y 4, se verifique a lo menos que:

- Las unidades generadoras no pierden sincronismo, pudiendo alcanzar una condición de operación estable con posterioridad a la falla, verificando la condición de estabilidad transitoria.
- El control de tensión durante y después del periodo transitorio asociado a la falla es adecuado y no hay colapso de tensión, verificando la condición de estabilidad de tensión.
- No hay riesgo de inestabilidad de frecuencia, fundamentalmente en aquellas situaciones en que se activa la operación de los EDAC o EDAG.
- Se cumple con los estándares de SyCS establecidos en la NT, en lo referente a la recuperación dinámica de las variables eléctricas.

Para lo anterior, deberán considerarse márgenes adecuados para la estabilidad angular, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión que sean necesarios.

El SM deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones disponibles, y adecuados márgenes de reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras y de almacenamiento de energía, para controlar la tensión entre 0.94 y 1.06 por unidad.

Por otra parte, para el Estado de Alerta, se deberá controlar que la magnitud de la tensión en régimen permanente en las barras del SM esté comprendida entre 0.92 y 1.08 por unidad.

Los elementos serie se operarán manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la capacidad de transmisión en régimen permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Los equipos transformadores podrán operarse por sobre dicho límite, siempre y cuando dicha sobrecarga sea factible y sus efectos puedan ser controlados por el operador del SM.

4.4.1 Objetivos Específicos

El estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión pretende identificar el conjunto de instalaciones sobre las que deban definirse las restricciones al transporte de potencia, cuantificar su

valor y establecer el punto o ubicación en donde deberá realizarse la supervisión de la potencia para verificar el cumplimiento de la restricción en la operación en tiempo real.

4.4.2 Determinación de Limitaciones Térmicas

Las limitaciones térmicas se determinarán sobre la base de la información entregada por los propietarios de instalaciones del sistema de transmisión. Estas instalaciones incluyen solo la capacidad térmica de las líneas ya que las centrales inyectan su potencia directamente hacia los alimentadores mediante su transformador elevador.

4.4.3 Resultados

En la tabla siguiente se presentan las limitaciones para cada tramo de línea del SM de Hornopirén.

Tabla 4.9 Resumen de características y límites de elementos serie del SM Hornopirén

Línea	Tensión [kV]	Tipo Conductor	Capacidad [MVA]	Longitud [km]
Alimentador Hornopirén	23	bicapa AAAC; 70mm ²	9.4	2.318
	23	Cu Duro Des 6 AWG	4.2	21.082
	23	sin información	6.1	1.280
	23	Cu Duro Des 2 AWG	7.8	0.548
	23	Alu Ais c/XLPE AAAC 4 AWG	4.2	2.372
	23	Alu Prot 2 AWG 23KV	6.0	0.033
Alimentador Contao	23	Cu Duro Des 6 AWG	4.2	78.330
	23	Alu Des AAAC Azuza 1/0 AWG	8.0	42.387
	23	Cu Du Des 4 AWG	5.7	0.224
	23	Alu Ais c/XLPE AAAC 4 AWG	4.2	27.518
	23	sin información	4.2	0.508
	23	Cu Duro Des 2 AWG	7.8	0.223
	23	bicapa AAAC; 70mm ²	9.4	3.178
	23	bicapa AAC; 35mm ²	6.7	0.145
Acometida CH Cuchildeo	23	Cu Duro Des 6 AWG	4.2	0.224
	23	Tricapa AAAC Alliance 25kV Hendrix	12.3	0.332
Acometida CT Hornopirén	23	Cu Duro Des 2 AWG	7.8	0.068

De acuerdo con lo señalado en el punto 3.3, para el horizonte de los próximos cuatro años no se proyectan obras de transmisión. Por lo tanto, se mantendrían los límites de la tabla anterior, los cuales no se activan para los niveles de demanda proyectados.

4.5 Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones

4.5.1 Objetivos Específicos

De acuerdo con la NT, el Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones tiene por objeto verificar la adecuada coordinación de las protecciones de las instalaciones existentes, especialmente ante la incorporación de nuevas instalaciones no consideradas en la emisión de la versión anterior de este estudio, identificando los sistemas de protección que presentan deficiencias de coordinación, así como las instalaciones que resultan afectadas.

4.5.2 Metodología

El estudio se desarrolló utilizando el Método Completo de cálculo de cortocircuitos, el cual considera las condiciones de flujos de potencia previas a la ocurrencia del cortocircuito.

Se simularon cortocircuitos trifásicos, bifásicos, monofásicos a tierra, monofásicos a tierra con resistencia de falla de 25 Ω y bifásicos a tierra.

Se analizaron las siguientes condiciones extremas de operación del Sistema Hornopirén, desde el punto de vista del nivel de demanda y del despacho de unidades generadoras:

- Demanda máxima (Dda. bruta = 2257 kW) con 4 unidades de Central Hornopirén en servicio.
- Demanda mínima (Dda. bruta = 938 kW) con 2 unidades de Central Hornopirén en servicio.

Estos escenarios corresponden a los niveles de demanda proyectados para el año 2021, pero sin considerar en servicio las futuras obras de generación previstas.

La verificación de la coordinación de las protecciones se realizó utilizando la herramienta “Traza de Cortocircuito” de Power Factory, que es un método de análisis estático que calcula la respuesta de las protecciones en pasos discretos de tiempo, considerando la apertura secuencial de los interruptores y los efectos de estas aperturas sobre las corrientes de falla.

Para evaluar los resultados del análisis de verificación se adoptó un paso de coordinación mínimo de 150 ms, que corresponde al criterio establecido por SAESA según lo indicado en el informe “ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES - ALIMENTADOR RIO NEGRO HORNOPIRÉN”, de 2016.

4.5.3 Protecciones consideradas

En la Figura 4.10 se muestra un diagrama unilineal del SM Hornopirén con las protecciones consideradas en el análisis de verificación e incluidas en el modelo de simulación. En la Tabla 4.10 se presenta una descripción de estas protecciones y en la Tabla 4.11 se detallan los ajustes considerados, incluyendo las reconexiones automáticas de los reconectores.

Estudios de la Seguridad y Calidad de Servicio del Sistema Mediano de Hornopirén – diciembre 2020

También se tomó en cuenta la existencia de protecciones diferenciales de generador (87G) y transformador (87T) en la central Cuchildeo, así como los ajustes de las protecciones de distancia de fase (21) y de sobre/baja tensión (59/27) del generador de Cuchildeo:

- La protección de distancia está ajustada para detectar fallas internas del generador y en el enrollado de 2.3 kV del transformador de poder. Por lo tanto, opera como respaldo de las protecciones diferenciales de generador y transformador. Su tiempo de operación para fallas en 2.3 kV es de 1.2 seg.
- Las protecciones de sobre y baja tensión están ajustadas para operar cuando el promedio de las tensiones fase-fase se mantiene durante 2 seg sobre 1.1 p.u. o bajo 0.8 p.u.

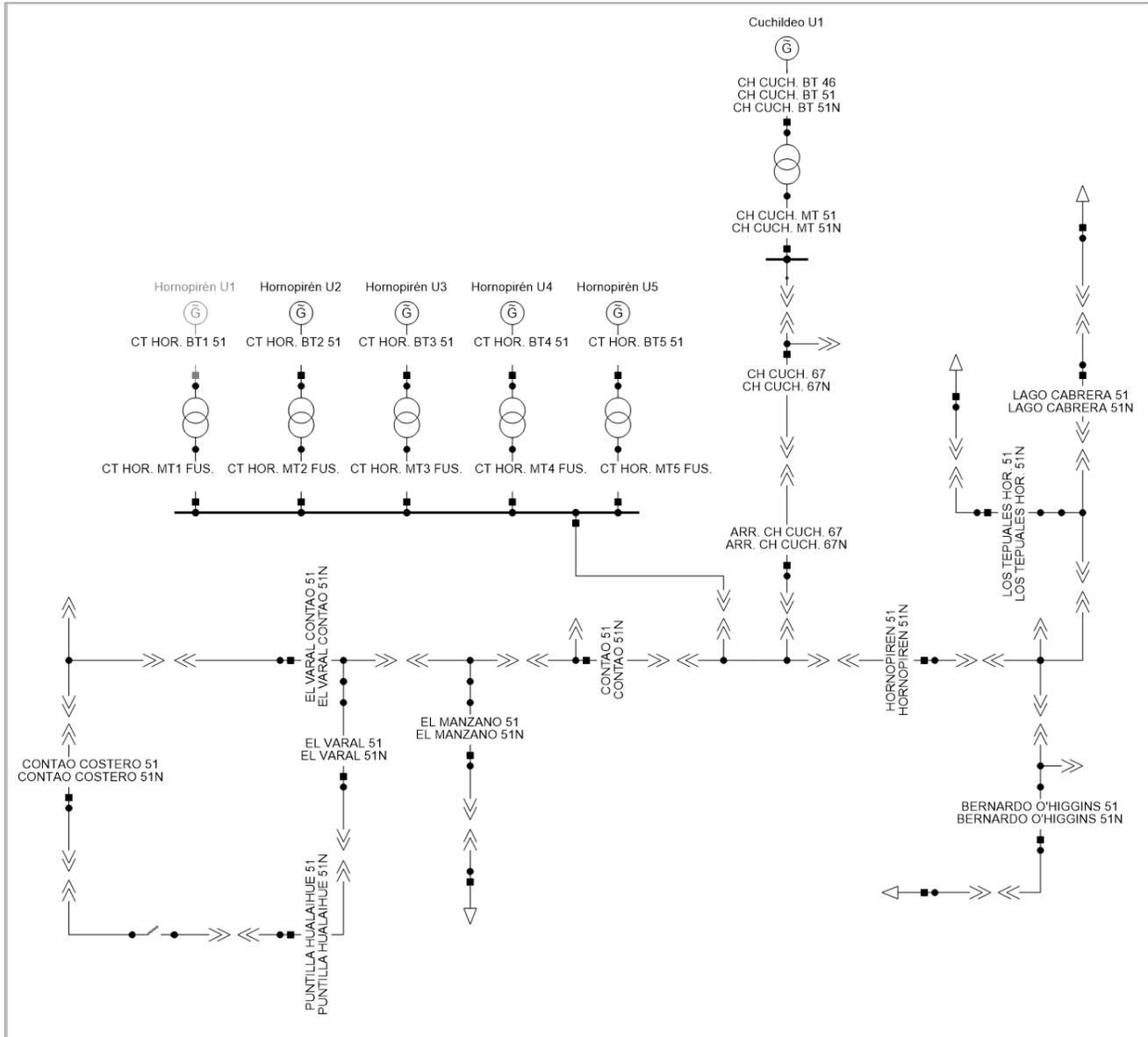


Figura 4.10 Diagrama unilíneal con protecciones consideradas

Tabla 4.10 Protecciones consideradas

Protección	Elemento asociado	Nivel de tensión (kV)	Modelo protección
Alimentadores			
HORNOPIREN 51	Reconector Alimentador Hornopiren	23	Schneider SEL 351P-3
HORNOPIREN 51N	Reconector Alimentador Hornopiren	23	Schneider SEL 351P-3
BERNARDO O'HIGGINS 51	Reconector Alimentador Bernardo O'Higgins	23	NOVA FORM 6
BERNARDO O'HIGGINS 51N	Reconector Alimentador Bernardo O'Higgins	23	NOVA FORM 6
LOS TEPUALES HOR. 51	Reconector Alimentador Los Tepuales Hornopirén	23	NOVA FORM 6
LOS TEPUALES HOR. 51N	Reconector Alimentador Los Tepuales Hornopirén	23	NOVA FORM 6
LAGO CABRERA 51	Reconector Alimentador Lago Cabrera	23	NOVA FORM 6
LAGO CABRERA 51N	Reconector Alimentador Lago Cabrera	23	NOVA FORM 6
CONTAO 51	Reconector Alimentador Contao	23	Schneider SEL 351P-3
CONTAO 51N	Reconector Alimentador Contao	23	Schneider SEL 351P-3
EL MANZANO 51	Reconector Alimentador El Manzano	23	NOJA Power RC10
EL MANZANO 51N	Reconector Alimentador El Manzano	23	NOJA Power RC10
EL VARAL 51	Reconector Alimentador El Varal	23	NOJA Power RC01
EL VARAL 51N	Reconector Alimentador El Varal	23	NOJA Power RC01
PUNTILLA HUALAIHUE 51	Reconector Alimentador Puntilla Hualaihué	23	NOJA Power RC10
PUNTILLA HUALAIHUE 51N	Reconector Alimentador Puntilla Hualaihué	23	NOJA Power RC10
EL VARAL CONTAO 51	Reconector Alimentador El Varal Contao	23	NOJA Power RC10
EL VARAL CONTAO 51N	Reconector Alimentador El Varal Contao	23	NOJA Power RC10
CONTAO COSTERO 51	Reconector Alimentador Contao Costero	23	Schneider SEL 351P-3
CONTAO COSTERO 51N	Reconector Alimentador Contao Costero	23	Schneider SEL 351P-3
Central Hornopirén			
CT HOR. BT1 51	Generador U1 CT Hornopirén	0.4	Schneider Micrologic 5.0 A
CT HOR. BT2 51	Generador U2 CT Hornopirén	0.4	Schneider Micrologic 5.0 A
CT HOR. BT3 51	Generador U3 CT Hornopirén	0.4	Schneider Micrologic 5.0 A
CT HOR. BT4 51	Generador U4 CT Hornopirén	0.4	Schneider Micrologic 5.0 A
CT HOR. BT5 51	Generador U5 CT Hornopirén	0.4	Schneider Micrologic 2.0 X
CT HOR. MT1 FUS.	Fusible Transformador U1 CT Hornopirén lado MT	23	Fusible S&C XS
CT HOR. MT2 FUS.	Fusible Transformador U2 CT Hornopirén lado MT	23	Fusible S&C XS
CT HOR. MT3 FUS.	Fusible Transformador U3 CT Hornopirén lado MT	23	Fusible S&C XS
CT HOR. MT4 FUS.	Fusible Transformador U4 CT Hornopirén lado MT	23	Fusible S&C XS
CT HOR. MT5 FUS.	Fusible Transformador U5 CT Hornopirén lado MT	23	Fusible S&C XS
Central Cuchildeo			
CH CUCH. BT 46	Generador CH Cuchildeo	2.3	GE SR489
CH CUCH. BT 51	Generador CH Cuchildeo	2.3	GE SR489

Protección	Elemento asociado	Nivel de tensión (kV)	Modelo protección
CH CUCH. BT 51N	Generador CH Cuchildeo	2.3	GE SR489
CH CUCH. MT 51	Transformador CH Cuchildeo lado MT	23	GE SR345
CH CUCH. MT 51N	Transformador CH Cuchildeo lado MT	23	GE SR345
CH CUCH. 67	Reconectador R1 Línea de conexión CH Cuchildeo	23	NOJA Power RC01
CH CUCH. 67N	Reconectador R1 Línea de conexión CH Cuchildeo	23	NOJA Power RC01
ARR. CH CUCH. 67	Reconectador R2 Línea de conexión CH Cuchildeo	23	NOJA Power RC01
ARR. CH CUCH. 67N	Reconectador R2 Línea de conexión CH Cuchildeo	23	NOJA Power RC01

Tabla 4.11 Ajustes de las protecciones

Protección	Elemento de fase	Pickup (A pri)	Tiempo (s)	Sumador (s)	Curva	Elemento de tierra	Pickup (A pri)	Tiempo (s)	Sumador (s)	Curva	Reconexiones	
											N°	Tiempo (s)
Alimentadores												
HORNOPIREN 51/51N	Tiempo inverso	60	0.5	0.08	U5 - U.S. Short Time Inverse	Tiempo inverso	10	0.8	0.06	U5 - U.S. Short Time Inverse	2	5
	Tiempo definido	60	0.3									
BERNARDO O'HIGGINS 51/51N	Tiempo inverso	35	0.1	0	KYLE 119	Tiempo inverso	10	0.1	0.02	KYLE 119	1	7
	Tiempo definido	400	0.01									
LOS TEPUALES HOR. 51/51N	Tiempo inverso	35	0.1	0	KYLE 119	Tiempo inverso	10	0.1	0.02	KYLE 119	1	7
	Tiempo definido	400	0.01									
LAGO CABRERA 51/51N	Tiempo inverso	40	0.1	0	KYLE 163	Tiempo inverso	8	0.5	0	KYLE 103	1	7
	Tiempo definido	40	0.15									
CONTAO 51/51N	Tiempo inverso	40	0.81	0.08	U5 - U.S. Short Time Inverse	Tiempo inverso	15	0.83	0.06	U5 - U.S. Short Time Inverse	2	5
	Tiempo definido	40	1									
EL MANZANO 51/51N	Tiempo inverso	35	0.1	0	KYLE 119	Tiempo inverso	10	0.24	0	KYLE 113	1	7
	Tiempo definido	300	0.02									
EL VARAL 51/51N	Tiempo inverso	38	0.1	0	KYLE 119	Tiempo inverso	10	0.24	0	KYLE 113	1	7
	Tiempo definido	38	0.8									
PUNTILLA HUALAIHUE 51/51N	Tiempo inverso	35	1.88	0.01	KYLE 103	Tiempo inverso	10	0.18	0	KYLE 113	0	
EL VARAL CONTAO 51/51N	Tiempo inverso	38	0.12	0.02	KYLE 119	Tiempo inverso	10	0.43	0	KYLE 113	1	7
	Tiempo definido	38	0.8									
CONTAO COSTERO 51/51N	Tiempo inverso	35	0.1	0.01	KYLE 119	Tiempo inverso	10	0.2	0.02	KYLE 113	0	
	Tiempo definido	35	0.6									
Central Hornopirén												
CT HOR. BT1-4 51	Tpo. inverso (Long Time)	1600	4		6x11							
	Tpo. definido (Short Time)	2400	0.4		Definite time							
	Instantáneo	9600	0									

Protección	Elemento de fase	Pickup (A pri)	Tiempo (s)	Sumador (s)	Curva	Elemento de tierra	Pickup (A pri)	Tiempo (s)	Sumador (s)	Curva	Reconexiones	
											N°	Tiempo (s)
CT HOR. BT5 51	Tpo. inverso (Long Time)	1600	0.5		6x11							
	Instantáneo	11200	0									
CT HOR. MT1-5 FUS.	Tiempo inverso				Positrol 30 Standard Speed (TCC 123-6-2)							
Central Cuchildeo												
CH CUCH. BT 46	Tiempo inverso	20.1	40		I2t							
CH CUCH. BT 51/51N	Tiempo inverso	300	3.4		ANSI Moderately Inverse	Tiempo definido	30	0.25				
CH CUCH. MT 51/51N	Tiempo inverso	30	2.39		ANSI Moderately Inverse	Tiempo inverso	10	2.99	0	ANSI Moderately Inverse		
CH CUCH. 67/67N dir Red	Tiempo inverso	30	0.03	0.42	ANSI Long Time Extremely Inverse LTEI	Tiempo inverso	10	0.19	0.19	ANSI Long Time Inverse LTI	0	
	Tiempo definido	30	1.5			Tiempo definido	10	1.5				
CH CUCH. 67/67N dir Central	Tiempo definido	35	0.13			Tiempo definido	10	0.13			0	
ARR. CH CUCH. 67/67N dir Red	Tiempo inverso	30	0.02	0.28	ANSI Long Time Extremely Inverse LTEI	Tiempo inverso	10	0.08	0.09	IEC Inverse I	0	
	Tiempo definido	30	1.2			Tiempo definido	10	1.2				
ARR. CH CUCH. 67/67N dir Central	Tiempo definido	45	0.13			Tiempo definido	10	0.13			0	

4.5.4 Ubicaciones de fallas

En la figura siguiente se muestran las ubicaciones de falla seleccionadas para realizar la verificación. En la Tabla 4.12 se describen dichas ubicaciones y se indican los nombres abreviados que se utilizan posteriormente para la presentación de resultados.

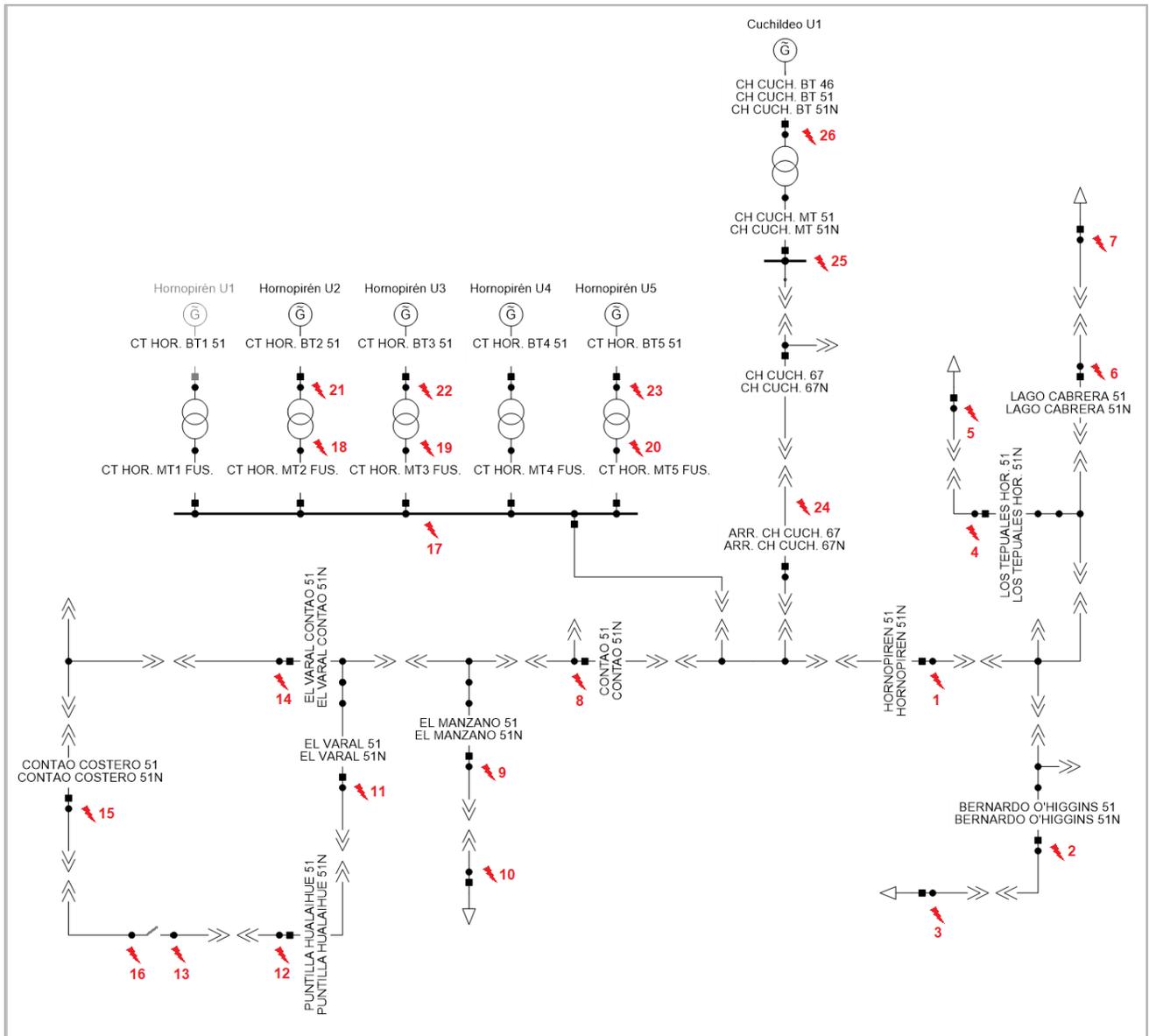


Figura 4.11 Ubicaciones de fallas

Tabla 4.12 Ubicaciones de fallas

N°	Nombre abreviado	Descripción
Alimentadores		
1	Alim. Hornopirén 0%	Alimentador Hornopirén, próximo a reconectador
2	Alim. Bernardo O'Higgins 0%	Alimentador Bernardo O'Higgins, próximo a reconectador
3	Alim. Bernardo O'Higgins 100%	Alimentador Bernardo O'Higgins, punto más lejano
4	Alim. Los Tepuales Hor. 0%	Alimentador Los Tepuales Hornopirén, próximo a reconectador
5	Alim. Los Tepuales Hor. 100%	Alimentador Los Tepuales Hornopirén, punto más lejano
6	Alim. Lago Cabrera 0%	Alimentador Lago Cabrera, próximo a reconectador
7	Alim. Lago Cabrera 100%	Alimentador Lago Cabrera, punto más lejano
8	Alim. Contao 0%	Alimentador Contao, próximo a reconectador
9	Alim. El Manzano 0%	Alimentador El Manzano, próximo a reconectador
10	Alim. El Manzano 100%	Alimentador El Manzano, punto más lejano
11	Alim. El Varal 0%	Alimentador El Varal, próximo a reconectador
12	Alim. Puntilla Hualaihue 0%	Alimentador Puntilla Hualaihue, próximo a reconectador
13	Alim. Puntilla Hualaihue 100%	Alimentador Puntilla Hualaihue, punto más lejano
14	Alim. El Varal Contao 0%	Alimentador El Varal Contao, próximo a reconectador
15	Alim. Contao Costero 0%	Alimentador Contao Costero, próximo a reconectador
16	Alim. Contao Costero 100%	Alimentador Contao Costero, punto más lejano
Central Hornopirén		
17	MT Hornopirén	Barra 23 kV Central Hornopirén
18	MT Hornopirén U2	Enrollado 23 kV Transformador Hornopirén U2
19	MT Hornopirén U3	Enrollado 23 kV Transformador Hornopirén U3
20	MT Hornopirén U5	Enrollado 23 kV Transformador Hornopirén U5
21	BT Hornopirén U2	0.4 kV Central Hornopirén U2
22	BT Hornopirén U3	0.4 kV Central Hornopirén U3
23	BT Hornopirén U5	0.4 kV Central Hornopirén U5
Central Cuchildeo		
24	Línea Cuchildeo	Línea de conexión Central Cuchildeo, próximo a reconectador R2
25	MT Cuchildeo	Barra 23 kV Central Cuchildeo
26	BT Cuchildeo	2.3 kV Central Cuchildeo

Dentro de la Central Hornopirén se seleccionaron fallas en las unidades 2, 3 y 5, considerando que los transformadores de las unidades 2 y 3 poseen las impedancias más alta y más baja, respectivamente, que las unidades 3 y 5 tienen reactancias subtransitorias menores al resto de las unidades y que la

protección de la unidad 5 es distinta a las otras unidades. Las fallas N° 18, 19 y 20 representan fallas internas en el enrollado de 23 kV de los transformadores.

Se hace notar que todas las unidades generadoras, tanto de la central Hornopirén como de la central Cuchildeo, tienen sus neutros conectados directamente a tierra, según la información proporcionada por SAESA y EPA S.A., respectivamente.

Las protecciones direccionales del reconectador R2 de la línea de conexión de la central Cuchildeo al alimentador principal, que tiene una longitud de 500 m, tienen ajustes de tiempo definido que cubren hasta el nivel de baja tensión de la central Cuchildeo. Por ello, en esta línea se simuló las fallas próximas al reconectador R2, lo cual es levemente más desfavorable desde el punto de vista de la coordinación con las protecciones de la central Hornopirén.

4.5.5 Resultados del análisis de verificación

En el Anexo se presentan los resultados del análisis de verificación. Para cada escenario de operación analizado se presenta una tabla con los tiempos de operación de las protecciones ante cada falla simulada y para cada paso de tiempo determinado por los instantes de apertura de los equipos de interrupción. Para todos los interruptores y reconectores se supuso un tiempo de apertura típico de 80 ms.

Para las fallas en baja tensión de la central Cuchildeo debe operar en primer lugar la protección diferencial del transformador. Por lo tanto, los tiempos indicados en el anexo para esta falla deben interpretarse como las operaciones en respaldo en caso de falla de la protección diferencial.

En el análisis de la eventual descoordinación de los sistemas de protección se ha considerado la siguiente clasificación:

- a) **Descoordinación principal:** Corresponde al caso en que alguna de las protecciones de respaldo remoto opera antes que la falla sea despejada por la protección local.
- b) **Insuficiente paso de coordinación:** Corresponde al caso en que la falla es correctamente detectada por la protección local y por la protección de respaldo remoto, pero el paso de coordinación entre ellas es menor que 150 ms.
- c) **Descoordinación de respaldo:** Corresponde al caso en que la falla es correctamente despejada por la protección local, pero la detección de las protecciones de respaldo remoto es inadecuada.

Además, se distinguen los casos en que estas deficiencias de coordinación se producen entre dos reconectores de los alimentadores Hornopirén o Contao, los cuales revisten menor gravedad ya que dichos reconectores se encuentran coordinados por número de reconexiones y, por lo tanto,

se logra la coordinación en la segunda o tercera operación de estos. Para este propósito se definen las siguientes categorías adicionales en la clasificación:

- d) **Descoordinación transitoria, con coordinación por número de reconexiones:** Corresponde al caso en que existe una descoordinación en la primera operación de dos reconectores que se encuentran coordinados por número de reconexiones.
- e) **Insuficiente paso de coordinación, con coordinación por número de reconexiones:** Corresponde al caso en que existe insuficiente paso de coordinación entre reconectores que se encuentran coordinados por número de reconexiones.
- f) **Descoordinación transitoria de respaldo, con coordinación por número de reconexiones:** Corresponde al caso en que existe una descoordinación de respaldo entre dos reconectores que se encuentran coordinados por número de reconexiones.

En la Tabla 4.13 se resumen los casos en que se presentan las deficiencias de coordinación a) y b). La deficiencia c) no se presenta en ningún caso. A continuación, en la Tabla 4.14, se resumen los casos en que se presentan las deficiencias de coordinación d), e) y f). Para cada caso de ambas tablas se indica la protección de respaldo remoto que descoordina o que detecta la falla con tiempo de paso insuficiente, y los tipos de falla para los que ocurren estas deficiencias de coordinación.

Tabla 4.13 Resumen deficiencias de coordinación entre protecciones no coordinadas por número de reconexiones

Ubicación falla		Demanda Máxima				Demanda Mínima			
		Descoordinación principal		Insuficiente paso de coordinación		Descoordinación principal		Insuficiente paso de coordinación	
N°	Nombre abreviado	Protección	Tipo de falla	Protección	Tipo de falla	Protección	Tipo de falla	Protección	Tipo de falla
1	Alim. Hornopirén 0%			CH CUCH. BT 46	2f, 1f-t			CH CUCH. BT 46	2f, 1f-t
8	Alim. Contao 0%			CH CUCH. BT 46	2f, 1f-t			CH CUCH. BT 46	2f, 1f-t
18	MT Hornopirén U2			CH CUCH. BT 46	2f	CH CUCH. BT 46	2f, 1f-t R	ARR. CH CUCH. 67	3f
						CT HOR. BT5 51	2f	CT HOR. BT5 51	3f
								CH CUCH. BT 46	1f-t
19	MT Hornopirén U3			CH CUCH. BT 46	2f	CH CUCH. BT 46	2f	CH CUCH. BT 46	1f-t, 1f-t R
				CT HOR. BT2/BT4 51	1f-t R			CT HOR. BT2 51	1f-t R
20	MT Hornopirén U5			CH CUCH. BT 46	2f	CT HOR. BT2 51	3f, 2f, 1f-t R		
				CT HOR. BT2/BT3/BT4 51	1f-t R	ARR. CH CUCH. 67	3f		
						CH CUCH. BT 46	2f, 1f-t, 1f-t R		
21	BT Hornopirén U2	CT HOR. BT3/BT4 51	2f, 2f-t	CT HOR. BT3/BT4 51	3f	ARR. CH CUCH. 67	3f		
						CT HOR. BT5 51	3f, 2f, 2f-t		
						CH CUCH. BT 46	2f, 2f-t		
22	BT Hornopirén U3			CT HOR. BT2/BT4 51	3f, 2f, 2f-t	CT HOR. BT2 51	3f, 2f, 2f-t		
						CH CUCH. BT 46	2f, 2f-t		
23	BT Hornopirén U5			CT HOR. BT2/BT3/BT4 51	3f, 2f, 2f-t	CT HOR. BT2 51	3f, 2f, 2f-t		
						ARR. CH CUCH. 67	3f		
						CH CUCH. BT 46	2f, 2f-t		

Tabla 4.14 Resumen deficiencias de coordinación entre reconectores coordinados por número de reconexiones

Ubicación falla		Demanda Máxima						Demanda Mínima					
N°	Nombre abreviado	Descoordinación transitoria		Insuficiente paso de coordinación		Descoordinación transitoria de respaldo		Descoordinación transitoria		Insuficiente paso de coordinación		Descoordinación de respaldo	
		Protección	Tipo falla	Protección	Tipo falla	Protección	Tipo falla	Protección	Tipo falla	Protección	Tipo falla	Protección	Tipo falla
2	Alim. Bernardo O'Higgins 0%	HORNOPIREN 51N	1f-t R	HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 2f-t			HORNOPIREN 51N	1f-t R	HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 2f-t		
3	Alim. Bernardo O'Higgins 100%	HORNOPIREN 51N	1f-t R	HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 2f-t			HORNOPIREN 51N	1f-t R	HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 2f-t		
4	Alim. Los Tepuales Hornopirén 0%	HORNOPIREN 51N	1f-t R	HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 2f-t			HORNOPIREN 51N	1f-t R	HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 2f-t		
5	Alim. Los Tepuales Hornopirén 100%	HORNOPIREN 51N	1f-t R	HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 2f-t			HORNOPIREN 51N	1f-t R	HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 2f-t		
6	Alim. Lago Cabrera 0%			HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t					HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t		
7	Alim. Lago Cabrera 100%			HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t					HORNOPIREN 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t		
9	Alim. El Manzano 0%	CONTAO 51N	1f-t R	CONTAO 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 2f-t			CONTAO 51N	1f-t R	CONTAO 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 2f-t		
10	Alim. El Manzano 100%	CONTAO 51N	1f-t R	CONTAO 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 2f-t			CONTAO 51N	1f-t, 1f-t R, 2f-t	CONTAO 51	3f, 2f		
11	Alim. El Varal 0%	CONTAO 51N	1f-t, 1f-t R, 2f-t	CONTAO 51	3f, 2f			CONTAO 51N	1f-t, 1f-t R, 2f-t	CONTAO 51	3f, 2f		
12	Alim. Puntilla Hualaihue 0%	EL VARAL 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t			CONTAO 51N	1f-t R	EL VARAL 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t			CONTAO 51N	1f-t, 1f-t R, 2f-t
		CONTAO 51N	1f-t, 2f-t										
13	Alim. Puntilla Hualaihue 100%	EL VARAL 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t			CONTAO 51N	1f-t, 2f-t	EL VARAL 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t			CONTAO 51N	1f-t, 2f-t
14	Alim. El Varal Contao 0%	CONTAO 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t					CONTAO 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t				
15	Alim. Contao Costero 0%	EL VARAL CONTAO 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t			CONTAO 51	3f, 2f	EL VARAL CONTAO 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t			CONTAO 51	3f, 2f
		CONTAO 51N	1f-t, 1f-t R, 2f-t					CONTAO 51N	1f-t, 1f-t R, 2f-t				
16	Alim. Contao Costero 100%	EL VARAL CONTAO 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t			CONTAO 51	3f, 2f	EL VARAL CONTAO 51/51N	3f, 2f, 1f-t, 1f-t R, 2f-t			CONTAO 51/51N	3f, 2f, 1f-t R
		CONTAO 51N	1f-t, 1f-t R, 2f-t					CONTAO 51N	1f-t, 2f-t				

4.5.6 Análisis de Resultados

A partir de los resultados del análisis de verificación de la coordinación realizado se concluye lo siguiente:

- En demanda mínima, con dos unidades de la central Hornopirén en servicio, se producen descoordinaciones entre los fusibles existentes en el nivel de 23 kV de esta central y las siguientes protecciones:
 - La protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46) del generador de la central Cuchildeo, para fallas bifásicas levantadas de tierra y algunas fallas a tierra tanto en los enrollados de 23 kV de los transformadores de poder como en el nivel de 0.4 kV.
 - El reconectador R2, para algunas fallas trifásicas tanto en 23 kV como en 0.4 kV.
 - Las protecciones de los generadores de la central Hornopirén, para fallas entre fases y bifásicas a tierra en 0.4 kV, y para algunas fallas entre fases y monofásicas a tierra con resistencia de falla en los enrollados de 23 kV.
- En demanda máxima, con cuatro unidades de la central Hornopirén en servicio, sólo se producen descoordinaciones entre el fusible del lado de 23 kV de la unidad U2 y las protecciones de los generadores de las unidades U3 y U4, para fallas bifásicas a tierra y bifásicas levantadas de tierra en el nivel de 0.4 kV de la unidad U2.
- También hay varios casos de fallas, tanto en demanda máxima como en demanda mínima, para los cuales resultan pasos de coordinación menores que 150 ms entre los fusibles de 23 kV de la central Hornopirén y las protecciones de los generadores de la misma central o la protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46) del generador de la central Cuchildeo.
- Para fallas inmediatamente aguas abajo de los reconectores Hornopirén y Contao, resultan pasos de coordinación menores que 150 ms entre estos reconectores y la protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46) del generador de la central Cuchildeo, para fallas bifásicas levantadas de tierra y monofásicas a tierra sin resistencia de falla.
- Hay numerosos casos de fallas a lo largo de los alimentadores Hornopirén y Contao para los cuales resultan deficiencias de coordinación entre los reconectores de dichos alimentadores. Sin embargo, las eventuales descoordinaciones asociadas a estos serían sólo transitorias, ya que estos reconectores se encuentran coordinados por número de reconexiones. Por lo tanto, estos casos revisten menor gravedad que los indicados anteriormente.

5 Comentarios y Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos en los estudios desarrollados se puede concluir lo siguiente:

- En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas y el Estudio de EDAC se verificó que, con los actuales procedimientos empleados para la operación del SM de Hornopirén, tales como el criterio utilizado para el despacho de unidades, un mínimo de dos unidades de la CT Hornopirén en servicio y sin EDAC, para las condiciones de operación más exigentes desde el punto de vista del control de frecuencia, las simulaciones del comportamiento dinámico del sistema frente a contingencias tanto de generación como de consumo cumplen con los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la norma técnica vigente.

Sin embargo, existe un riesgo de operación de la protección de baja frecuencia de la central Cuchildeo ante la salida intempestiva de la nueva central Río Negro. Esto se debe a que los ajustes de esta protección no cumplen los requerimientos de diseño establecidos en el Artículo 3-6 de la NT. Por lo tanto, se recomienda modificar dichos ajustes, así como los de la protección de sobre frecuencia de la misma central, de manera de cumplir las exigencias de la NT.

Dado que la seguridad del sistema no hace necesario implementar un esquema EDAC, si este existiera lo único que provocaría sería frecuentes desconexiones innecesarias de consumos debido a la elevada tasa de fallas que ha presentado la central Cuchildeo, de acuerdo con la estadística de fallas de los últimos cinco años proporcionada por SAESA. Por lo tanto, no se recomienda implementar en el corto plazo un esquema EDAC en el SM Hornopirén.

Con respecto al Control Secundario de Frecuencia, se determinó un requerimiento de reserva de potencia activa asociado al error de previsión de la demanda de ± 282 kW. Este requerimiento es adicional a la reserva para Control Primario de Frecuencia validada mediante simulaciones dinámicas, pero puede ser provista por las unidades de la CT Hornopirén que no se encuentren en servicio.

- En el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva se verificó el cumplimiento de los estándares de SyCS, considerando escenarios de operación de máxima y mínima demanda. Los resultados obtenidos muestran que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva es de 152 kVAr ante la desconexión intempestiva de la Unidad Hornopirén U2, y respecto de la necesidad de absorción de potencia reactiva, el mayor requerimiento es de -58 kVAr ante la salida del reconectador Hornopirén desde el reconectador Lago Cabrera.

En cuanto al perfil de tensión se observa un cambio en el comportamiento del perfil de tensión del alimentador Hornopirén entre los años 2021 y 2022, ya que al estar en servicio la central Río Negro, cuya ubicación está cercana al extremo final del alimentador, genera una caída de tensión hacia la cabecera del alimentador, por lo tanto, la tensión en el extremo del alimentador es mayor que en la cabecera.

- Para el estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión se evaluaron solo las capacidades térmicas de los conductores correspondientes a los alimentadores de distribución del SM de Hornopirén. Lo anterior se debe a que existen dos alimentadores radiales en 23 kV, y las centrales inyectan su potencia directamente hacia los alimentadores mediante su transformador elevador. Por otra parte, una falla en el alimentador produciría la pérdida de los consumos suministrados, ya que no existe otro camino para abastecer la demanda.

De acuerdo con lo señalado en el punto 3.3, y para el horizonte de los próximos cuatro años no se proyectan obras de transmisión para el SM de Hornopirén, por lo tanto, se mantendrían los límites térmicos debido al conductor de la línea, lo cual no restringe la operación dado los niveles de demanda actuales y proyectados.

- Respecto del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones, se comprobó la operación de los sistemas de protecciones del SM Hornopirén, considerando escenarios de operación de demanda máxima y mínima. Los resultados obtenidos muestran algunas descoordinaciones entre los fusibles del lado de 23 kV de los transformadores de poder de la central Hornopirén y otras protecciones del sistema, para fallas en los enrollados de 23 kV de dichos transformadores y en el nivel de 0.4 kV de la misma central, especialmente en condiciones de demanda mínima.

Por lo anterior, se solicita informar al Coordinador sobre la justificación de la filosofía actual de operación de las protecciones de la CT Hornopirén, o bien realizar un Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones, de manera de solucionar las descoordinaciones encontradas y que tenga en cuenta el desarrollo de proyectos que puedan condicionar los resultados del presente estudio.

6 Anexo

Documento: “Anexo EVCP SM Hornopiren.xlsx”, de **Resultados Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones Sistema Mediano Hornopirén**, en formato Excel.