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

Informe Final

GERENCIA DE OPERACIÓN

abril 2024

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

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	19-04-2024	Informe Final	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F.	Eugenio Quintana P. Víctor Velar G.

Índice

Índice.....	3
1 Resumen Ejecutivo	5
2 Introducción y Objetivos	10
3 Antecedentes	11
3.1 Descripción del SM de Aysén.....	11
3.2 Antecedentes Operacionales.....	15
3.3 Horizonte de Análisis	16
3.4 Ampliaciones del SM de Aysén.....	16
3.5 Demanda del SM de Aysén.....	16
3.6 Utilización de EDAC y EDAG en el estudio	17
3.7 Herramienta de Simulación Utilizada	17
4 Desarrollo de los Estudios	18
4.1 Escenarios de operación base	18
4.1.1 Consideraciones de generación y demanda	18
4.1.2 Criterios de reservas para el control de frecuencia	19
4.1.3 Resumen de los escenarios	20
4.1.4 Ajuste de las cargas y adecuaciones a la base de datos.....	24
4.2 Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.....	25
4.2.1 Objetivo específico.....	25
4.2.2 Metodología de análisis	25
4.2.3 Resultados	26
4.3 Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC).....	48
4.3.1 Objetivo específico.....	48
4.3.2 Metodología de Análisis.....	48
4.3.3 Análisis.....	48
4.4 Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.....	53
4.4.1 Bases Técnicas y Metodología.....	53
4.4.2 Escenarios y Consideraciones.....	54
4.4.3 Resultados	56
4.5 Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión	60
4.5.1 Información Técnica Utilizada	61
4.5.2 Determinación de Limitaciones Térmicas	62

4.5.3	Límites por Estabilidad de Frecuencia.....	62
4.5.4	Límites por Estabilidad Transitoria.....	65
4.5.5	Límites por Regulación y Estabilidad de Tensión en Régimen Permanente	67
4.5.6	Resultados	68
4.6	Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones	70
4.6.1	Objetivos Específicos.....	70
4.6.2	Horizonte de Análisis.....	70
4.6.3	Adecuaciones a la Base de Datos	70
4.6.4	Escenarios de estudio.....	70
4.6.5	Metodología.....	72
4.6.6	Protecciones consideradas.....	73
4.6.7	Ubicaciones de fallas.....	79
4.6.8	Resultados del análisis de verificación	82
4.6.9	Análisis de resultados y recomendaciones	84
5	Comentarios y Conclusiones	87
6	Anexos.....	92
6.1	Anexo Ajuste de las Cargas y Adecuaciones a la Base de Datos	92
6.1.1	Ajuste de las cargas	92
6.1.2	Adecuaciones a la base de datos	92
6.2	Anexo del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.....	94
6.3	Anexo del Estudio de EDAC	120
6.4	Anexo del Estudio de Control de Tensión.....	125
6.4.1	Escenario Dmax 01	125
6.4.2	Escenario Dmax 03	127
6.4.3	Escenario Dmin 06.....	130
6.4.4	Escenario Dmin 09.....	133
6.4.5	Sensibilidad 2025	136
6.5	Anexo del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones.....	140

1 Resumen Ejecutivo

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

A continuación, se resumen los principales resultados y conclusiones derivados de los estudios realizados para el SM de Aysén, en los cuales se analiza un horizonte de 3 años, desde el 2023 hasta el 2025.

Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas

A partir del análisis técnico-económico se determinaron los requerimientos mínimos de reserva de potencia activa para el Control Primario de Frecuencia (CPF) y el Control Secundario de Frecuencia (CSF), los que se resumen en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Resumen de reservas para el CPF y el CSF

Tipo de reserva	Criterio	Reserva total [MW]
RCPF	Óptimo económico Cop+CENS/Desconexión del mayor alimentador	+2.00 / -4.65(*) [MW]
RCSF (en giro)	Variaciones intrahorarias de la generación eólica	+0.50 / -0.50 [MW]
RCSF (fría o pronta)	Diferencia para contener variaciones intrahorarias de la demanda neta	+0.50 / -0.40 [MW]

*Se requiere que al menos el 85 % de la reserva de bajada debe encontrarse en unidades con un regulador de velocidad de respuesta rápida, lo cual aplica para todas las unidades generadoras exceptuando las unidades hidroeléctricas 5117 y 5118 de la central Puerto Aysén.

Además, para los requerimientos de reserva para el CPF se recomienda considerar las distribuciones por subsistema que se consideraron en los estudios. En la Tabla 1.2 se indican dichas distribuciones y los montos mínimos por subsistema resultantes.

Tabla 1.2 Reserva para el CPF por subsistema

Tipo de reserva	Distribución de la reserva para el CPF por subsistema		Reserva para el CPF por subsistema [MW]	
	Aysén	Coyhaique	Aysén	Coyhaique
RCPF de subida	30%	70%	+0.60	+1.40
RCPF de bajada	45%	55%	-2.09	-2.56

Los montos de reservas para el CPF fueron verificados mediante la simulación de contingencias en diferentes escenarios de operación específicos del SM, constatándose el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NT de SSMM.

Sin perjuicio de lo anterior, como resultado de los análisis de la verificación de las condiciones de seguridad en el SM, se proponen mejoras que aumentarían la seguridad en su operación, las que se describen a continuación:

- **Adecuar el EDAC: Se propone reducir el tiempo total de operación del EDAC del alimentador de Chacabuco asociado al reconectador O'Higgins a 200 ms (ajuste de gradiente).** El objetivo de esto es mantener estable al subsistema de Aysén en caso de pérdida de la línea que lo interconecta al resto del SM, específicamente en condiciones de transferencias altas hacia el subsistema de Aysén. Este tiempo total de operación incluye el tiempo transcurrido entre la detección de la subfrecuencia hasta la apertura del interruptor que desconecta la carga.
- **Ajustar el tiempo de la protección de sobrefrecuencia de la central Monreal:** Se propone ajustar este tiempo para cumplir al menos con lo establecido en el artículo 3-16 de la NT de SSMM. Actualmente, el tiempo ajustado en dicha protección es de 1 segundo para el umbral de activación de 52 Hz.

Por último, a raíz de las observaciones realizadas por EDELAYSEN al Informe Preliminar, se constató que la protección de subfrecuencia de la central San Víctor tiene ajustes de 47.5 Hz y 2 segundos, los cuales no fueron de conocimiento del Coordinador al momento de la realización de este estudio. Sin embargo, estos ajustes no coordinan adecuadamente con el EDAC por baja frecuencia que se encuentra implementado, por lo que se propone subir el retardo de dicha protección a al menos 10 segundos.

Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)

En el estudio de EDAC se verificó el comportamiento del EDAC actualmente implementado en el SM de Aysén. Los ajustes del EDAC son los que se muestran en la 0 y se verifican mediante la simulación de contingencias de generación para diferentes escenarios de operación. Los resultados de dichas simulaciones muestran un buen comportamiento del EDAC, permitiendo una recuperación estable del sistema y que cumple con los requerimientos solicitados en la NT de SSMM.

Tabla 1.3 EDAC vigente del SM de Aysén

Alimentador	Equipo	Reconectador	Ajuste - Escalón		Ajuste - Gradiente		
			Frecuencia [Hz]	Tiempo [s]	Frecuencia [Hz]	df/dt [Hz/s]	Tiempo [s]
Coyhaique Alto	R-13	A. SIMPSON	47	0.3	48	-5	0.3
	R-17	G. Adasme	47	0.3	48	-5	0.3
	52E4	Coyhaique Alto	46.8	0.3	47.8	-5	0.3
Chacabuco	R-15	O'Higgins	46.6	0.3	47.6	-5	0.3(*)
Aysén Centro	52E8	Aysén Centro	46.4	0.3	47.4	-5	0.3
Aysén Sur	R-15	Municipal	46.2	0.3	47.2	-5	0.3
	R-19	Pangal	46	0.3	47	-5	0.3
Coyhaique Bajo	R-2	Teniente Vidal	45.8	0.3	46.8	-5	0.3
Aysén Sur	52E6	Aysén Sur	45.6	0.3	46.6	-5	0.3
Chacabuco	R-21	Río Álvarez	45	0.1	45.5	-5	0.1

(*) Se recomienda reducir el tiempo total de actuación del EDAC a 200 ms, para aumentar la seguridad operativa del SM de Aysén.

Sin perjuicio de lo anterior, se elaboró una propuesta de adecuación del EDAC, que permitiría al SM de Aysén contar con un mayor margen de seguridad, específicamente para fallas en la línea de interconexión entre los subsistemas de Aysén y Coyhaique, en condiciones de transferencias altas hacia Aysén (subsistema Aysén importador). Esta propuesta de adecuación considera ajustar el tiempo total de operación del EDAC del alimentador Chacabuco asociado al reconectador O'Higgins (Ajuste-Gradiente) a 200 ms, tal como se indica en la nota de la tabla anterior.

Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva

Se verificó el cumplimiento de los estándares de la NT de SSMM mediante análisis basados en simulaciones de flujos estáticos en los escenarios de operación proyectados más desfavorables, tanto en condiciones normales como en las condiciones sujetas a las contingencias más exigentes en términos de requerimientos de potencia reactiva. Para esta verificación, se consideró la capacidad de potencia reactiva de las centrales de generación según lo informado por los propietarios.

De acuerdo con el análisis realizado, el control de tensión del SM de Aysén cumple con las exigencias de la NT de SSMM. A continuación, se destacan los principales resultados:

- Utilizando los recursos de potencia reactiva disponibles, los niveles de tensión en las principales barras de 23 y 33 kV del SM de Aysén se mantienen dentro del rango admisible de tensión, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta para todos los escenarios analizados.
- Respecto de los requerimientos de potencia reactiva para afrontar contingencias, se determinó que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva se produce ante la desconexión intempestiva de una unidad de la central Tehuelche 5806, ante lo cual se requiere un mínimo de 2340 kVAr (inyección). Esta unidad, así como la 5807 resultan ser los mayores

requerimientos de reactivos ante su desconexión intempestiva, para la mayoría de los escenarios.

- Respecto al requerimiento de absorción de potencia reactiva, para los escenarios analizados no se encontraron requerimientos importantes de absorción de reactivos, ya que los requerimientos en general tienden a ser capacitivos. Sin embargo, destaca la contingencia de una unidad de Lago Atravesado con un requerimiento de -1.300 kVar en demanda máxima.
- Para todos los escenarios analizados, se observó que el voltaje de colapso está fuera del rango aceptable de tensión en operación normal y alerta. Esto indica que el SM contaría con suficiente margen de reactivos tanto para operación normal como ante contingencias. En consecuencia, no se presentarían problemas de estabilidad de tensión.

Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión

En el Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión se analizaron los distintos tipos de limitaciones que podrían imponer restricciones al sistema de transmisión:

- Se evaluaron las capacidades térmicas de los principales tramos del sistema de transmisión del SM de Aysén.
- Considerando los límites de transmisión que se utilizan actualmente en la operación para la línea de interconexión entre los subsistemas Aysén y Coyhaique, que son de 2.5 MW en el sentido hacia el subsistema Coyhaique y de 3 MW en el sentido hacia el subsistema Aysén, se detectaron dos condiciones de riesgo de apagón por inestabilidad de frecuencia del subsistema Aysén ante fallas en dicha línea:
 - Con altas transferencias en el sentido Coyhaique -> Aysén, demanda media-baja del SM y baja reserva de subida en las unidades térmicas del subsistema Aysén que cuentan con un regulador de velocidad de respuesta rápida. En estas condiciones podrían operar todos los escalones del EDAC por subfrecuencia del subsistema, por lo cual en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas se propone una adecuación a dicho EDAC.
 - Con altas transferencias en el sentido Aysén -> Coyhaique, demanda baja del SM, muy alta generación en la CH Puerto Aysén, baja o nula generación en la central San Víctor y baja generación térmica en el subsistema Aysén. En estas condiciones se estima que podrían operar las protecciones de sobrefrecuencia tanto de unidades térmicas como hidroeléctricas del subsistema. Dado que aún no se cuenta con modelos dinámicos homologados de las unidades generadoras y de sus sistemas de control, no es posible concluir fehacientemente respecto de dicho riesgo ni sobre las posibles medidas para reducirlo o eliminarlo.
- Se verificó que no existen problemas de estabilidad transitoria que impongan restricciones de transmisión a las líneas de doble circuito Lago Atravesado – Tehuelche 23 kV y Tehuelche – Divisadero 23 kV.
- En base al análisis realizado en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, no se identificaron problemas de regulación de tensión ni de estabilidad de tensión

en régimen permanente (riesgo de colapso de tensión) que limiten las transferencias por el sistema de transmisión.

Las limitaciones resultantes se establecen por la capacidad térmica de los conductores y, en el caso particular de la línea de interconexión entre los subsistemas Aysén y Coyhaique, por los límites de estabilidad de frecuencia que se consideran actualmente en la operación, como se resume en la tabla siguiente.

Tabla 1.4 Resumen de las limitaciones del SM de Aysén

Tramo	SS/EE		Limitación del tramo [MVA] (*)	Causa
	Origen	Destino		
Aysén - Tap off CT Chacabuco 33 kV	Aysén	Tap off CT Chacabuco	17.6	Conductor
Aysén - Tap off San Víctor 33 kV	Aysén	Tap off San Víctor	Aysén → Divisadero: 2.5 Divisadero → Aysén: 3.0	Estabilidad de frecuencia
Tap off San Víctor - Alto Baguales 33 kV	Tap off San Víctor	Alto Baguales		
Alto Baguales - Divisadero 23 kV	Alto Baguales	Divisadero		
Divisadero - Tehuelche 23 kV C1	Divisadero	Tehuelche	13.9	Conductor
Divisadero - Tehuelche 23 kV C2	Divisadero	Tehuelche		
Tehuelche - Lago Atravesado 2x23 kV	Tehuelche	Lago Atravesado	12.3	Conductor
Tehuelche - Valle Simpson 23 kV	Tehuelche	Valle Simpson	6.8	Conductor
Valle Simpson - PFV El Blanco 23 kV	Valle Simpson	PFV El Blanco	4.2	Conductor

(*) Valores determinados para una temperatura de conductor de 50°C y una temperatura ambiente de 15°C.

Dado que no existen ampliaciones previstas en el sistema de transmisión dentro del horizonte analizado (2023-2025), de acuerdo con lo informado por EDELAYSEN al inicio de los Estudios, las limitaciones determinadas serían válidas para todo dicho horizonte.

Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones

En el Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones se analizó la coordinación de los sistemas de protecciones del SM de Aysén, considerando diversos escenarios de operación.

Los resultados obtenidos muestran descoordinaciones entre algunas protecciones del SM para algunos tipos de falla. Las fallas corresponden a 3F, 1F-0, 2F-0 y 2FT-0 e involucran a las protecciones de corriente: 52 REL1 (hacia Sistema) 51, Acoplador San Víctor 51N (hacia la red) y Tap SV hacia Baguales 51.

Por lo anterior, se propone que el operador principal del SM de Aysén efectúe un Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones que analice una mayor cantidad de escenarios y contingencias y proponga nuevos ajustes que solucionen los problemas encontrados.

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 de SSMM.

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

En el presente informe se reportan los siguientes estudios de la seguridad y calidad de servicio que desarrolló el Coordinador Eléctrico Nacional para el SM de Aysén:

- 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 Aysén, la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN). Se realizaron reuniones con personal de EDELAYSEN, en donde se trataron temas relacionados con la operación e información del sistema para el desarrollo de estos estudios.

3.1 Descripción del SM de Aysén

El SM de Aysén está conformado principalmente por dos polos de demanda y generación, situados en torno a las ciudades de Coyhaique y Puerto Aysén, e interconectados mediante una línea de transmisión de 33/23 kV de aproximadamente 69 km. Estos dos polos se denominan en adelante como subsistemas Coyhaique y Aysén, y concentran aproximadamente el 59% y 36% de la demanda del SM, respectivamente. El restante 5% de demanda corresponde a un alimentador que se conecta en un punto intermedio de la línea de interconexión, en la zona de Alto Baguales.

En la Figura 3.1 se muestra un diagrama simplificado del sistema mediano de Aysén.

El subsistema Coyhaique opera en 23 kV e incluye la S/E Divisadero, a la cual se conectan los alimentadores de la ciudad de Coyhaique, y la S/E Tehuelche, en la cual se inyecta la generación de la CT Tehuelche y la CH de embalse Lago Atravesado. La S/E Tehuelche también incluye el alimentador Balmaceda, al cual se conectan la CH de pasada Monreal y el PFV El Blanco, y el alimentador Isla Alto.

En el subsistema Aysén se ubica la S/E Aysén, que cuenta con barras de 23 y 33 kV. A la barra de 23 kV se conectan los alimentadores de la ciudad de Puerto Aysén y la central Puerto Aysén, que posee unidades térmicas e hidroeléctricas de pasada. A la barra de 33 kV se conecta el alimentador Chacabuco, al cual se conecta la CT Chacabuco y el alimentador Río Alvarez, que suministra la demanda de Puerto Chacabuco.

La línea de interconexión entre ambos subsistemas se conecta a la barra de 23 kV de la S/E Divisadero y a la barra de 33 kV de la S/E Aysén. A 9 km de la S/E Divisadero se ubica la transformación de 33/23 kV, en la S/E Alto Baguales. En el lado de 33 kV de ésta se conecta el PE Alto Baguales y a unos 2.6 km por la línea de 33 kV se ubica el alimentador Mañihuales. Por último, a 22 km desde la S/E Aysén se ubica el alimentador al cual se conecta la CH de pasada San Víctor.

En la Tabla 3.1 se muestra la composición del parque generador. Se indica la potencia instalada desglosada por subsistema y por tipo de generación. Estos valores no incluyen las unidades térmicas diésel que se incorporaron provisoriamente en la central Tehuelche debido a la contingencia climática de junio 2022, ni las unidades térmicas de respaldo de las centrales Puerto Ibáñez y Mañihuales. Sí se incluye la unidad 5115 de la CH Puerto Aysén (2 MW), la cual sólo opera cuando la unidad 5118 se encuentra indisponible.

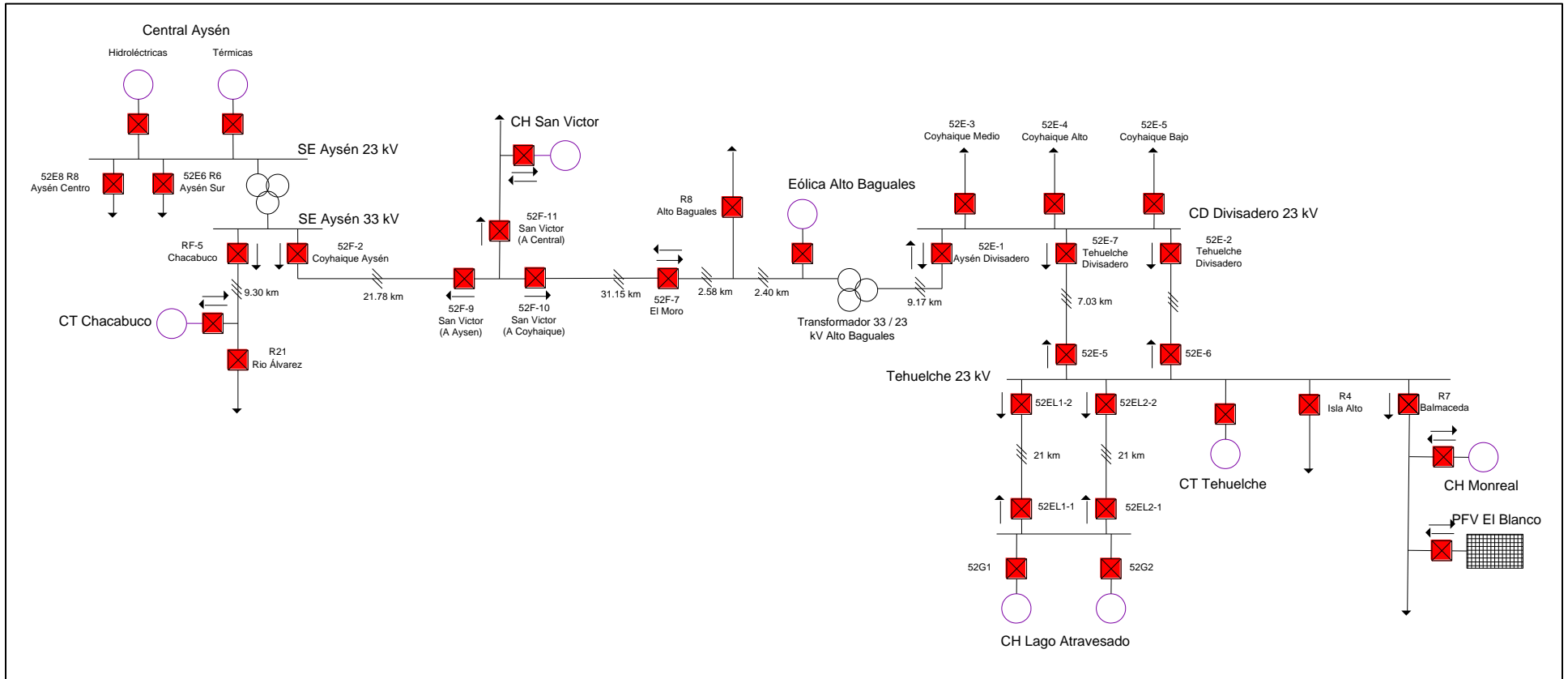


Figura 3.1 Diagrama unilineal simplificado del SM de Aysén.

Tabla 3.1 Potencia instalada por subsistema y tipo de generación del SM de Aysén

Subsistema	Tipo generación	Pmax neta (MW)
Coyhaique	Térmica Diesel	16.2
	Hidro Embalse	10.5
	Hidro Pasada	3.0
	Solar	3.0
Aysén	Térmica Diesel	12.5
	Hidro Pasada	8.6
Línea de interconexión	Hidro Pasada	3.0
	Eólica	1.8
Total		58.6

Las principales características de las instalaciones de este SM se muestran en las tablas siguientes. En la primera tabla sólo se incluyen las unidades generadoras que se consideraban normalmente en la operación previo a la contingencia climática del 2022, según lo informado por EDELAYSEN, y que fueron consideradas en los escenarios analizados en los estudios. Por lo tanto, no se incluyen las unidades que se incorporaron provisoriamente en la central Tehuelche durante dicha contingencia, ni las unidades de respaldo. Cabe señalar que para el análisis económico de la reserva óptima para Control Primario de Frecuencia se consideraron también las unidades de 0.66 MW E1 y E2 del PE Alto Baguales, y luego de terminado dicho análisis, se recibió la información de parte de EDELAYSEN de que estas unidades se encontraban fuera de servicio debido al término de su vida útil.

Tabla 3.2 Unidades generadoras del SM de Aysén

Subsistema	Central	Tipo	Unidad	Pmax neta (MW)	Tensión (kV)
Aysén	Puerto Aysén	Hidro Pasada	5116	3.00	5.0
			5117	0.90	0.4
			5118	2.70	5.0
		Térmica Diesel	5114	1.20	0.4
			5657	1.60	0.4
	Chacabuco	Térmica Diesel	5804	2.84	3.3
			5805	2.84	3.3
			5112	1.20	0.4
			5113	1.20	0.4
			5148	1.60	0.4
Línea interconexión	San Víctor	Hidro Pasada	-	3.00	6.6
	Alto Baguales	Eólica	E4	0.90	0.4
			E5	0.90	0.4
Coyhaique	Lago Atravesado	Hidro Embalse	5106	5.25	6.0
			5107	5.25	6.0
	Tehuelche	Térmica Diesel	5806	2.84	3.3
			5807	2.84	3.3
			5101	2.00	6.0
			5102	2.00	6.0
			5103	2.30	6.0
			5147	1.60	0.4
			5736	1.60	0.4
			5748	1.00	0.4
	Monreal	Hidro Pasada	5143	3.00	3.3
	El Blanco	Solar	-	3.00	0.4

Tabla 3.3 Líneas de Transmisión del SM de Aysén

Línea	Tensión [kV]	Longitud [km]	Tipo de conductor ⁽¹⁾	Capacidad [MVA] ⁽²⁾	Resistencia [ohm]	Reactancia [ohm]	Susceptancia [μS]
Aysén - CT Chacabuco	33	9.6	Cu #2/0 AWG	17.6	2.793	3.572	30.48
Aysén - Tap off San Víctor	33	22.4	Cu #1 AWG	13.1	10.775	8.647	67.42
Tap off San Víctor - Alto Baguales	33	37.4	Cu #1 AWG	13.1	17.917	14.435	112.89
Alto Baguales - Divisadero	23	9.2	Cu #1 AWG	9.1	4.128	3.595	28.57
Divisadero - Tehuelche C1	23	6.8	Cu #3/0 AWG	13.9	1.193	1.819	30.65
Divisadero - Tehuelche C2	23	7.0	Protegido AAC 185 mm ²	21.6	1.156	1.666	35.01
Tehuelche - Lago Atravesado C1	23	21.0	Cu #2/0 AWG	12.3	5.760	8.229	62.30
Tehuelche - Lago Atravesado C2	23	21.0	Cu #2/0 AWG	12.3	5.760	8.229	62.32
Tehuelche - Valle Simpson	23	10.2	Cu #3 AWG	6.8	8.869	4.073	28.84
Valle Simpson - PFV El Blanco	23	14.0	Cu #6 AWG	4.2	21.084	5.950	37.54

(1) Se indica el conductor que determina la capacidad de la línea.

(2) Valores determinados para una temperatura de conductor de 50°C y una temperatura ambiente de 15°C.

Tabla 3.4 Transformadores del Sistema de Transmisión del SM de Aysén

Subestación	Vnom AT (kV)	Vnom MT (kV)	Pnom AT-MT (MVA)	Impedancia AT-MT (%)	Conexión
Aysén	33	23	6.5	6.18	YNynd1
Alto Baguales	33	23	6.5	6.18	YNynd1

3.2 Antecedentes Operacionales

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

La demanda máxima anual del SM de Aysén se presenta en los meses de invierno y es de aproximadamente 32 MW. Por su parte, la demanda mínima anual se alcanza en los meses de verano y es de alrededor de 10 MW.

Por razones de estabilidad de frecuencia ante fallas en la línea de interconexión, esta se opera en todos sus tramos con límites de transmisión de 2.5 MW en el sentido hacia el subsistema Coyhaique y de 3 MW en el sentido hacia el subsistema Aysén.

Para el control primario de frecuencia se considera una reserva en giro mínima equivalente al 15% de la generación total del sistema. Además, en atención a la separación de los subsistemas que se produce ante fallas en la línea de interconexión, se consideran reservas mínimas por subsistema de 10% para el subsistema Aysén y de 15% para el subsistema Coyhaique, medidas respecto de la generación interna de cada subsistema.

De las unidades generadoras que fueron consideradas en los estudios (Tabla 3.2), participan en el control primario de frecuencia todas las unidades térmicas, excepto la unidad 5657 de la central Puerto Aysén, y todas las unidades hidroeléctricas, excepto la unidad 5116 de la central Puerto Aysén.

El SM de Aysén cuenta con un EDAC por baja frecuencia conformado por nueve escalones que son activados tanto por umbral de frecuencia absoluta como por gradiente de frecuencia. Estos escalones operan sobre alimentadores y subalimentadores de las SS/EE Divisadero y Aysén, y sobre subalimentadores del alimentador Chacabuco.

El SM de Aysén no tiene implementado un Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG).

Con respecto al control de tensión, todas las unidades generadoras sincrónicas consideradas en los estudios (ver Tabla 3.2) operan con su regulador de voltaje en modo de control de tensión, excepto la unidad térmica 5657 de la central Puerto Aysén, que opera controlando factor de potencia.

3.3 Horizonte de Análisis

Al comienzo del estudio (2021, fecha de recepción de la información técnica y operacional necesaria de parte de EDELAYSEN) y de acuerdo con lo señalado en la NT, se consideró un horizonte de análisis de 48 meses, desde el año 2022 hasta el 2025. Sin embargo, dado que el análisis económico de la reserva óptima para Control Primario de Frecuencia se prolongó hasta mediados de 2022, y que la posterior definición de los escenarios base para los estudios eléctricos, incluyendo las observaciones realizadas por EDELAYSEN, se concluyó a principios de 2023, se acotó el horizonte al período 2023 – 2025.

3.4 Ampliaciones del SM de Aysén

De acuerdo con la información proporcionada por EDELAYSEN al inicio del Estudio, la única obra de generación y transmisión prevista en ese momento para entrar en servicio dentro del horizonte del Estudio correspondía al Parque Fotovoltaico El Blanco, de 3 MW, el cual entró efectivamente en servicio el 2021. Este parque se conecta al troncal del alimentador Balmaceda, aproximadamente a 14 km aguas abajo de la cabecera del subalimentador al cual se conecta la CH Monreal (Valle Simpson).

3.5 Demanda del SM de Aysén

En la tabla siguiente se presentan los niveles de demanda máxima y mínima anual del SM de Aysén considerados en los estudios. Las demandas máximas se proyectaron a partir de los datos de demanda máxima mensual del año 2022 informados por EDELAYSEN. Por su parte, las demandas mínimas se proyectaron a partir de los datos de generación real cada 15 minutos del año 2020 proporcionados por EDELAYSEN. Para ambas proyecciones se consideraron las tasas de crecimiento del SM de Aysén incluidas en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041 de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Tabla 3.5 Proyección de Demanda para el SM de Aysén

Año	Demanda Máxima [MW]	Demanda Mínima [MW]	Crecimiento
2023	32.24	10.02	1.22%
2024	32.63	10.14	1.22%
2025	33.03	10.26	1.22%

3.6 Utilización de EDAC y EDAG en el estudio

Sin perjuicio del estudio específico correspondiente a esta materia, para el desarrollo general de los estudios que abarca el presente informe se consideró la actualización del EDAC por baja frecuencia implementada en el año 2022, de acuerdo con la información proporcionada por la operadora principal del SM de Aysén.

3.7 Herramienta de Simulación Utilizada

Para la simulación del sistema se utilizó el software PowerFactory de DigSILENT y una base de datos del SM de Aysén, en formato *.pfd, proporcionada por la operadora principal del sistema, a la cual se le hicieron algunas adecuaciones que se detallan en el anexo 6.1.2. De entre las bases de datos proporcionadas, se optó por utilizar la correspondiente al Estudio de Flujo de Potencia del PFV El Blanco, ya que esta contiene mejoras en la representación del alimentador Balmaceda que no se incluyen en las otras bases de datos provistas por EDELASYEN.

4 Desarrollo de los Estudios

4.1 Escenarios de operación base

4.1.1 Consideraciones de generación y demanda

Considerando que, según lo informado por EDELAYSEN, al inicio del estudio no se preveían nuevas obras de generación o transmisión dentro del horizonte de estudio, y que el crecimiento de demanda esperado desde el 2023 hasta el 2025 es de sólo 2.45% acumulado, el análisis se centró en el año 2023, y para el año 2025 se realizaron algunas sensibilidades para el escenario de demanda máxima anual, con el objeto de verificar si el crecimiento de la demanda afecta de manera significativa las conclusiones específicas de cada estudio.

Los escenarios de operación base preparados para realizar los estudios contemplan condiciones extremas de demanda, de generación hidroeléctrica y de transferencias por los distintos tramos de la línea de interconexión. Además, se consideran dos escenarios representativos de hidrología mixta, la cual se caracteriza por una alta disponibilidad de generación hidroeléctrica en la central Puerto Aysén y una baja disponibilidad en las centrales Lago Atravesado, Monreal y San Víctor. En la tabla siguiente se resumen las características de los diez escenarios de operación base preparados para el año 2023.

Tabla 4.1 Características de los Escenarios de Operación Base del SM de Aysén para el 2023

Escenario	Demanda	Generación hidroeléctrica	Transferencia por la línea de interconexión	Generación ERV (*)
1	Máxima	Alta	Alta hacia Coyhaique	Baja
2			Alta hacia Puerto Aysén	Alta
3		Baja	Alta hacia Coyhaique	Alta
4	Mínima	Alta	Alta hacia Coyhaique	Nula
5			Media hacia Coyhaique	Nula
6		Baja	Baja	Baja
7	Media	Alta	Alta hacia Puerto Aysén	Media
8	Baja	Baja	Alta hacia Coyhaique	Baja
9	Máxima	Mixta	Alta hacia Coyhaique	Alta
10	Baja		Media hacia Coyhaique	Nula

(*) Energía Renovable Variable

Los despachos de generación de los escenarios base se definieron a partir de las salidas del modelo de despacho económico utilizado para el análisis económico de la reserva óptima para control primario de frecuencia (Plexos).

En primera instancia se seleccionaron escenarios correspondientes al año 2022, ajustando las demandas de los escenarios de demanda máxima y mínima a los valores extremos proyectados de los períodos del año que representa cada escenario. Dicha proyección se realizó a partir de los datos de

generación real cada 15 minutos del año 2020 proporcionados por EDELAYSEN y considerando las tasas de crecimiento del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041 de la CNE.

Posteriormente, se ajustaron los escenarios de demanda máxima a los valores de demanda máxima mensual del año 2022 informados por EDELAYSEN, y finalmente, se proyectaron todos los escenarios base al año 2023 con las tasas de crecimiento correspondientes del informe de previsión de demanda de la CNE mencionado.

4.1.2 Criterios de reservas para el control de frecuencia

Los escenarios base cumplen los siguientes requerimientos de reserva para control de frecuencia:

1. Reserva en giro de subida mínima de 2.5 MW, correspondiente al óptimo económico determinado en el Estudio de Control de Frecuencia.
2. Distribución de la reserva de subida por subsistema de 30% en subsistema Aysén (0.75 MW) y 70% en subsistema Coyhaique (1.75 MW), que es una distribución similar a la distribución promedio de la reserva en giro que se presenta en la operación real, considerando los datos de generación real del año 2020.
3. Reserva en giro de bajada mínima de 6.5 MW, que corresponde a una estimación preliminar compuesta por una reserva para Control Primario de Frecuencia (CPF) de 5.8 MW más una reserva para Control Secundario de Frecuencia (CSF) para atender las variaciones intrahorarias de la generación ERV de 0.7 MW. La reserva para CPF se estimó preliminarmente como el promedio de las demandas máximas anuales dentro del horizonte de estudio del alimentador más grande del sistema, que corresponde al alimentador Coyhaique Medio de la S/E Divisadero. Por su parte, la reserva para CSF se estimó preliminarmente a partir de los datos de generación real del parque eólico Alto Baguales.
4. Distribución de la reserva de bajada por subsistema en la proporción 2.5/3 para los subsistemas Aysén/Coyhaique, de manera de cubrir los mayores desbalances de generación y demanda que se pueden producir ante la apertura de la línea de interconexión, que corresponden a los límites de transmisión de dicha línea en ambos sentidos. Esta distribución de la reserva de bajada se traduce en reservas para CPF de 2.64/3.16 MW y reservas en giro totales de 2.95/3.55 MW en los subsistemas Aysén/Coyhaique.

De acuerdo con los antecedentes operacionales proporcionados por EDELAYSEN, se consideraron las siguientes unidades aportando reserva en giro de subida y de bajada:

- Reserva de subida: todas las unidades térmicas, excepto la unidad 5657 de la central Puerto Aysén, y las unidades de la central hidroeléctrica de embalse Lago Atravesado.
- Reserva de bajada: las mismas unidades que aportan reserva de subida y adicionalmente las unidades hidroeléctricas de pasada, excepto la unidad 5116 de la central Puerto Aysén.

Además, como se puede inferir del numeral 3 anterior, se considera que todo el requerimiento de reserva de bajada para control secundario de frecuencia se dispone como reserva en giro.

Con respecto al numeral 4 anterior, se hace notar que la reserva de bajada de la central San Víctor se consideró aportando al requerimiento del subsistema Aysén, ya que cuando dicha central se encuentra en servicio las mayores transferencias por la línea de interconexión se presentan en los tramos comprendidos entre el tap off San Víctor y la S/E Divisadero.

4.1.3 Resumen de los escenarios

En la Tabla 4.2 se muestran los diez escenarios de operación base del año 2023 definidos de la forma descrita y el escenario utilizado para realizar las sensibilidades del año 2025, el cual corresponde a una proyección del Escenario 1 (demanda máxima anual SM) aumentando la demanda y el despacho de algunas unidades térmicas de manera de alcanzar una generación total igual a la demanda máxima anual proyectada al año 2025 (Ver Tabla 3.5). En la tabla se presentan en primer lugar, de arriba hacia abajo, los despachos por cada unidad generadora. A continuación, se presenta la generación total y algunos índices relevantes sobre la composición del despacho. Luego se muestran las reservas en giro de subida y de bajada, totales y por subsistema, disponibles en cada escenario, y finalmente, las transferencias resultantes en el flujo de potencia por los tramos más relevantes del sistema de transmisión.

Se puede apreciar que los escenarios 4 y 5 no alcanzan los requerimientos mínimos de reserva de bajada en el subsistema Coyhaique (3.55 MW) y de reserva de bajada total (6.5 MW). Sin embargo, ello no representa un problema, ya que:

- Dichos escenarios presentan transferencias por la línea de interconexión en el sentido hacia el subsistema Coyhaique, por lo que el primer requerimiento mencionado, destinado a afrontar superávits de generación en dicho subsistema, no es relevante.
- Dichos escenarios son de demanda mínima y, por lo tanto, no se requiere de la reserva de bajada para CPF total (5.8 MW), que se dimensiona para soportar la desconexión del alimentador más grande en demanda máxima.

También se puede apreciar que en el Escenario 1 y en el escenario proyectado al 2025, que corresponden a condiciones de demanda máxima anual con baja generación ERV y con la transferencia desde el tap off San Víctor hacia el subsistema Coyhaique al límite, las transferencias resultantes por la línea Tehuelche – Divisadero 23 kV exceden la capacidad del circuito N°1 indicada en la Tabla 3.3 (13.9 MVA). Sin embargo, se debe tener presente que dicha capacidad es referencial, calculada para una temperatura ambiente de 15°C, y que la demanda máxima anual ocurre en los meses de invierno, en los cuales se presentan temperaturas más bajas en la zona.

Para todos los escenarios de operación analizados se consideró la operación de las unidades del PE Alto Baguales y del PFV El Blanco en modo de control de potencia reactiva (PQ), de manera de obtener

resultados más conservadores desde el punto de vista de los requerimientos de inyección y absorción de potencia reactiva por parte de las unidades sincrónicas.

Tabla 4.2 Escenarios de operación base para el 2023 y escenario sensibilidades para el 2025

Central	Tipo	Unidad	Pmin MW	Pmax MW	Escenarios base 2023										Sensib. 2025	
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Puerto Aysén	Hidro Pasada	5116	0.4	3	3.00	3.00	1.00	1.70	0.94	-	1.70	1.14	1.20	1.00	3.00	
		5117	0.2	0.9	0.90	0.90	0.30	0.55	0.64	-	0.51	0.34	0.90	0.70	0.90	
		5118	0.3	2.7	2.70	2.70	0.90	1.64	1.90	2.01	1.53	1.03	2.70	2.01	2.70	
	Térmica	5114	0.36	1.2	0.45	0.36	1.20	0.36	0.36	1.20	-	1.20	1.20	1.20	0.74	
		5657	0.48	1.6	1.60	-	1.60	-	-	-	-	1.27	-	-	1.60	
Chacabuco	Térmica	5804	0.864	2.84	-	-	2.60	-	-	-	-	-	2.20	-	-	
		5805	0.864	2.84	-	-	2.09	-	-	-	-	1.55	2.20	-	-	
		5112	0.36	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		5113	0.36	1.2	0.90	-	1.20	-	-	0.40	-	-	-	0.40	0.90	
		5148	0.48	1.6	1.35	-	1.60	-	-	-	0.83	-	1.60	-	1.35	
San Víctor	Hidro Pasada	-	0.5	3	3.00	3.00	1.00	1.77	1.52	0.91	1.94	1.14	0.50	0.50	3.00	
Alto Baguales	Eólica	E4	0.09	0.9	0.18	0.60	0.90	-	-	0.21	-	0.35	0.90	-	0.18	
		E5	0.09	0.9	0.18	0.60	0.90	-	-	0.21	-	0.35	0.90	-	0.18	
Lago Atravesado	Hidro Embalse	5106	1	5.25	5.25	5.05	2.26	2.70	1.55	-	5.25	-	1.00	-	5.25	
		5107	1	5.25	5.25	3.70	2.63	-	2.19	-	3.50	-	-	-	5.25	
Tehuelche	Térmica	5806	0.864	2.84	1.40	1.00	-	-	-	-	-	-	2.70	-	1.40	
		5807	0.864	2.84	-	-	2.84	-	-	1.22	-	1.29	2.70	1.00	-	
		5101	0.6	2	1.30	-	2.00	-	-	1.85	-	1.80	2.00	1.85	1.30	
		5102	0.6	2	-	-	-	-	-	-	-	-	0.93	-	-	
		5103	0.69	2.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		5147	0.48	1.6	1.20	-	1.60	-	-	1.60	-	1.60	1.60	1.60	1.60	1.30
		5736	0.54	1.6	1.20	-	1.60	-	-	1.60	-	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60
		5748	0.48	1	-	-	1.00	-	-	-	-	-	-	0.60	-	-
Monreal	Hidro Pasada	5143	0.5	3	2.39	2.99	-	1.30	1.79	-	2.99	-	-	-	2.39	

Central	Tipo	Unidad	Pmin MW	Pmax MW	Escenarios base 2023										Sensib. 2025
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
El Blanco	Solar	-	0	3	-	3.00	2.30	-	-	-	1.80	-	1.80	-	-
Generación total [MW]					32.24	26.90	31.51	10.02	10.89	11.21	20.04	14.66	29.23	11.86	33.03
% Generación hidroeléctrica					70%	79%	26%	96%	97%	26%	87%	25%	22%	35%	68%
Generación ERV [MW]					0.35	4.20	4.10	-	-	0.41	1.80	0.70	3.60	-	0.35
N° unidades sincrónicas					15	9	17	7	8	8	8	11	16	10	15
Reserva en giro de subida [MW]		Subsistema Aysén			1.30	0.84	0.99	0.84	0.84	0.80	0.77	1.29	1.28	0.80	1.01
		Subsistema Coyhaique			2.94	3.59	5.61	2.55	6.76	1.77	1.75	1.75	1.75	1.99	2.44
		Total			4.24	4.43	6.60	3.39	7.60	2.57	2.52	3.04	3.03	2.79	3.45
Reserva en giro de bajada [MW]		Subsistema Aysén + San Víctor			7.10	5.60	6.96	2.96	3.06	3.00	3.32	3.04	7.73	3.09	7.39
		Subsistema Coyhaique			13.01	9.37	8.96	2.50	3.03	3.79	9.24	3.81	7.70	3.57	13.51
		Total			20.11	14.97	15.92	5.46	6.09	6.79	12.56	6.84	15.43	6.66	20.90
Transferencias [MW]		Puerto Aysén --> Tap off CT Chacabuco 33 kV			4.28	5.30	-0.99	2.04	2.23	1.93	3.11	1.46	0.05	2.05	4.44
		Puerto Aysén --> Tap off San Víctor 33 kV			-0.31	-2.13	1.39	0.74	0.01	-0.39	-2.18	1.35	1.64	1.08	-0.29
		Tap off San Víctor --> Tap off Mañihuales 33 kV			2.49	0.62	2.27	2.44	1.48	0.46	-0.40	2.41	2.02	1.52	2.50
		Tap off Mañihuales --> Alto Baguales 33 kV			0.86	-0.59	0.66	1.89	0.95	-0.06	-1.34	1.64	0.54	0.94	0.84
		Alto Baguales --> Divisadero 23 kV			1.20	0.58	2.42	1.87	0.94	0.35	-1.36	2.31	2.30	0.93	1.17
		Tehuelche --> Divisadero 23 kV			14.51	12.12	13.25	3.04	4.41	5.25	10.92	4.98	12.29	4.98	14.93
		Lago Atravesado --> Tehuelche 23 kV			10.50	8.84	4.89	2.68	3.73	0.00	8.72	0.00	1.00	0.00	10.49

4.1.4 Ajuste de las cargas y adecuaciones a la base de datos

En el Anexo 6.1 se describen las consideraciones y supuestos realizados acerca de la distribución de la demanda y los factores de potencia de las cargas modeladas en la base de datos Digsilent utilizada (BD Estudio Flujo Potencia PFV El Blanco).

Por otra parte, para el desarrollo de los estudios fue necesario realizar ciertas adecuaciones a la base de datos Digsilent utilizada, con el objeto de representar de mejor manera la operación real del sistema. Dichas adecuaciones también se indican en el Anexo 6.1.

4.2 Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas

4.2.1 Objetivo específico

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas tiene como principal objetivo determinar los requerimientos de reserva de potencia activa para el Control Primario y Secundario de Frecuencia, que permita operar al SM de Aysén de forma segura y económica, cumpliendo con los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio establecidos en la NT de SSMM.

4.2.2 Metodología de análisis

La reserva para el Control Primario de Frecuencia de subida es determinada, según se indica en la normativa vigente, empleando un criterio de optimización económica de la operación del SM. En efecto, esta debe ser aquella reserva que minimice el costo total de operación, considerando por una parte el mayor costo de operación derivado de la operación de las unidades generadoras fuera del óptimo económico para contar con esta reserva y, por otra parte, los costos de la Energía No Suministrada (ENS) de corta duración en los que se deberían incurrir de no contar con dicha reserva.

Por otra parte, para el caso de la reserva para CPF de bajada, empleada para controlar las excursiones de sobrefrecuencia derivadas de la pérdida de consumos, se considera aquella que permita al SM operar cumpliendo los criterios establecidos en la norma técnica frente a la salida de servicio del alimentador con mayor carga.

Posteriormente, se procede a verificar que, con las reservas para Control Primario de Frecuencia determinadas bajo el criterio de optimización económica, se da cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad de servicio establecidos en la normativa vigente. Esta verificación se lleva a cabo mediante simulaciones dinámicas de contingencias que deriven en los mayores desbalances de generación y de consumo, obtenidos de los escenarios específicos de interés.

En el caso de las reservas para CSF, la NT de SSMM establece que deben ser determinadas en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda, extendiéndose este error también a la previsión de la generación de aquellas centrales que emplean recursos primarios variables. Sin embargo, dado que no se cuentan con los registros que permitan calcular estos errores de previsión, en el presente estudio las reservas para CSF serán determinadas en base a las variaciones intrahorarias, tanto de la demanda como de la generación de la central eólica Alto Baguales, obtenidos de los registros operacionales del año 2020. Esta reserva permitiría compensar la variabilidad de potencia generada por la central eólica y la demanda del SM de Aysén. A la fecha de ejecución del presente estudio no se contaba con información de la generación real del PFV El Blanco, por lo que no es considerado en los análisis de las variaciones intrahorarias.

4.2.3 Resultados

4.2.3.1 Determinación de Reservas para el Control Primario de Frecuencia

i. Reserva para el CPF de subida

Tal como se ha mencionado anteriormente, esta reserva de potencia activa es la resultante de la evaluación técnico-económica que permite operar al sistema de forma segura cumpliendo los criterios establecidos en la NT de SSMM al menor costo. El análisis para determinar el requerimiento de reserva de subida desde el punto de vista económico es analizado en este capítulo, mientras que la verificación de las condiciones de operación segura, considerando la reserva óptima determinada, se realiza más adelante.

Para determinar la reserva óptima económica, resultante de minimizar el costo de operación total del SM de Aysén, deben ser calculados los dos tipos de costos que lo componen, esto es, el costo de operación y el costo de Energía No Suministrada (ENS), ambos en función del nivel de reserva programado.

A continuación, se procede a determinar los costos mencionados anteriormente.

Costos de operación anual esperado vs. nivel de reserva

El modelo de operación económica Plexos es empleado para determinar el costo de operación del sistema y la potencia de despacho de las unidades de generación que permiten abastecer la demanda en los diferentes bloques de operación considerados. En este análisis económico se consideraron 4 semanas representativas de las distintas condiciones de generación hidroeléctrica y de demanda que se presentan en el SM de Aysén a lo largo del año, de acuerdo con los datos de generación real del año 2020 proporcionados por EDELAYSEN. Estas semanas se seleccionaron de manera que el promedio de la demanda media y de la generación media hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica de las 4 semanas fuera aproximadamente equivalente al promedio de las 52 semanas del año, como se puede apreciar en la Tabla 4.3. Para la generación fotovoltaica se consideró la estimación de la generación horaria de un año completo del PFV El Blanco proporcionada por EDELAYSEN.

Tabla 4.3 Semanas representativas para el análisis económico.

Semana	Demanda media [kW]	Generación media [kW]		
		Hidro	Eólica	FV
23-mar a 29-mar	16208	6463	870	696
25-may a 31-may	18891	14089	558	300
17-ago a 23-ago	18426	8390	1825	394
30-nov a 6-dic	16367	13209	1736	1075
promedio	17473	10538	1247	616
promedio 52 semanas	17514	10495	1228	636

El modelo de optimización económica emplea como datos de entrada el costo de combustible, el programa de mantenimiento mayor y las reservas de potencia necesarias para CPF y CSF, entre otros parámetros relevantes.

El modelo realiza una asignación económica de las reservas, entre las unidades designadas previamente para tal efecto.

La Tabla 4.4 muestra los costos de operación para el periodo comprendido entre los años 2022 y 2025, ambos incluidos, resultantes del programa de operación para el SM de Aysén, en función de distintos niveles de reserva para CPF, para las hidrologías húmeda, media y seca.

Tabla 4.4 Costos de operación para el periodo 2022 – 2025, ambos inclusive.

Reserva [MW]	Costos de operación (USD)											
	Hidrología Húmeda				Hidrología Media				Hidrología Seca			
	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025
0,70	480286	474952	476163	486054	544342	537834	539234	551128	798896	788562	789316	804007
0,85	480750	474981	477393	486384	544816	538806	539699	551170	799309	788582	789402	803954
1,00	481540	475432	477461	486844	545080	538112	539840	551107	799944	789145	789991	804370
1,15	482067	475693	477829	487448	545270	538533	539894	551724	799562	789102	790536	804907
1,30	481643	475969	477390	486796	545384	538399	540406	551804	800379	789456	790711	804517
1,45	482331	476026	477975	487744	546298	539694	541569	552486	801055	790251	791506	805775
1,60	483031	476698	478658	488523	546760	539626	541715	552807	801226	789659	791267	806025
1,75	482973	476872	478657	488528	546847	539700	541190	552903	801818	790446	791216	805819
1,90	484142	478016	479257	489613	547607	540487	542015	552945	802742	791397	792278	805938
2,05	484265	477774	480204	489463	547331	540988	542793	553700	803227	791642	792513	806083
2,20	484871	478936	480473	489912	548802	542134	543126	554129	803119	792004	793025	807512
2,35	485089	479106	480747	490413	549140	542549	543604	554369	804002	792553	793676	807019
2,50	485527	479208	481241	490474	549446	542566	544047	554522	804819	793374	794435	807530
2,65	486099	479951	482171	490709	550164	543382	544813	554429	805728	793964	794379	808022
2,80	486957	480677	481628	490630	550384	543123	544530	554873	804271	793285	794038	808041
2,95	497033	490468	491459	500152	559556	552530	552811	563213	810352	798072	799007	812472
3,10	497197	490952	491830	500549	561270	552331	553182	563369	810532	798582	798279	812821
3,25	498615	491281	491540	500673	561411	552658	552823	563378	810817	798687	799132	812933
3,40	498967	491587	492618	501139	561493	553225	553682	564558	811512	799798	800038	813549
3,55	499780	491580	492986	501913	561921	554021	554207	564929	811451	799785	800588	812999
3,70	500513	492876	493348	502925	563789	554643	554926	565581	812383	801135	801136	814717

Costos de ENS (Energía No Suministrada) anual esperado vs nivel de reserva

En este apartado es calculado el costo de Energía No Suministrada anual, para todo el horizonte de estudio 2022-2025, en función del nivel de reserva programado, para las diferentes hidrologías consideradas en estos análisis.

La metodología utilizada para determinar este costo de ENS consiste en los siguientes pasos:

Paso 1: Determinar los montos de Energía No Suministrada que provocaría la contingencia de cada unidad generadora del SM de Aysén o la pérdida de la línea de interconexión, en cada bloque horario para el horizonte de estudio.

En el caso de contingencias de generación se determina el monto de carga desconectada, producto de la operación del EDAC, de acuerdo con el siguiente criterio:

Tabla 4.5 Criterio para determinar el monto de carga desconectada por actuación del EDAC.

Monto de carga desconectada	Condición
0	$P_{ijk} \leq RP_k$
DC_{1j}	$RP_k < P_{ijk} \leq RP_k + DC_{1j}$
$DC_{1j}+DC_{2j}$	$RP_k+DC_{1j} < P_{ijk} \leq RP_k + DC_{1j} + DC_{2j}$
$DC_{1j}+DC_{2j}+DC_{3j}$	$RP_k+DC_{1j}+DC_{2j} < P_{ijk} \leq RP_k+DC_{1j}+DC_{2j}+DC_{3j}$
$DC_{1j}+DC_{2j}+DC_{3j} + DC_{4j}$	$RP_k+DC_{1j}+DC_{2j}+DC_{3j} < P_{ijk} \leq RP_k+DC_{1j}+DC_{2j}+DC_{3j}+DC_{4j}$
...
$DC_{1j}+DC_{2j} +DC_{3j} + DC_{4j}+...+DC_{10j}$	$RP_k+DC_{1j}+DC_{2j}+DC_{3j}+...+DC_{9j} < P_{ijk} \leq RP_k+DC_{1j}+DC_{2j}+DC_{3j}+DC_{4j} +...+DC_{10j}$

Donde:

RP_k : monto de reserva del caso k .

P_{ijk} : potencia de despacho de la unidad generadora i , en el bloque horario j , para el caso de reserva de CPF k .

$DC_{1j}, DC_{2j} \dots DC_{6j}$: monto de carga disponible en cada una de las etapas del 1, 2, ...10, respectivamente, del EDAC del SM de Aysén, para el bloque horario j . Los porcentajes de carga asociados al EDAC considerado se muestran en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 EDAC del SM de Aysén

Alimentador	Equipo	Reconector	Ajuste - Escalón		Ajuste - Gradiente			Porcentaje de carga desconectada (*)
			Frecuencia [Hz]	Tiempo [s]	df/dt [Hz/s]	Tiempo [s]	Frecuencia [Hz]	
Coyhaique Alto	R-13	A. SIMPSON	47	0,3	-5	0,3	48	3,21%
	R-17	G. Adasme	47	0,3	-5	0,3	48	4,83%
	52E4	Coyhaique Alto	46,8	0,3	-5	0,3	47,8	5,36%
Chacabuco	R-15	O'Higgins	46,6	0,3	-5	0,3	47,6	14,37%
Aysén Centro	52E8	Aysén Centro	46,4	0,3	-5	0,3	47,4	4,41%
Aysén Sur	R-15	Municipal	46,2	0,3	-5	0,3	47,2	5,39%
	R-19	Pangal	46	0,3	-5	0,3	47	3,13%
Coyhaique Bajo	R-2	Teniente Vidal	45,8	0,3	-5	0,3	46,8	1,51%
Aysén Sur	52E6	Aysén Sur	45,6	0,3	-5	0,3	46,6	1,43%
Chacabuco	R-21	Río Álvarez	45	0,1	-5	0,1	45,5	5,92%

(*) El porcentaje fue calculado como el cociente entre la carga adicional desconectada por cada etapa del EDAC dividida por la generación total del SM. El cálculo se realiza a partir de los escenarios de Demanda Alta (DA) contenidos en la base de datos DigSILENT del Estudio de Flujo de Potencia del PFV El Blanco.

Para la contingencia en la línea de interconexión, el cálculo de los montos desconectados sigue la misma lógica descrita en metodología anterior. Así, se considera que la desconexión de carga por efecto del EDAC se produce en aquellos alimentadores que se encuentran en el subsistema deficitario y que la pérdida de generación en dicho subsistema corresponde a la potencia transmitida por la línea fallada previo a la contingencia.

Una vez determinado el monto de carga desconectado, la ENS es calculada como el producto de esa carga y el tiempo que demoraría la reposición de dichos consumos. Estos tiempos de reposición se calculan considerando los tiempos de partida informados de las unidades generadoras del SM, mostrados en el Anexo 6.2.

Paso 2: Para cada nivel de reserva k , se determina el costo total de la Energía No Suministrada de corta duración, a través de la siguiente expresión:

$$CENS_k = CFCD \sum_a \frac{\sum_j \sum_i ENS_{ijk} \cdot TF_i}{(1+r)^a}$$

Donde,

- i : Subíndice que identifica el elemento fallado (unidades generadoras y línea de interconexión)
- j : Subíndice que identifica bloque horario
- a : Subíndice que identifica el año analizado
- ENS : Energía No Suministrada
- TF : Tasa de falla horaria de generador, las que se detallan en el Anexo 6.2.
- CFCD : Costos de falla de corta duración, fijado en 9.52 US\$/kWh, en Resolución Exenta N°105 del 24 de febrero de 2022 “Informa y comunica nuevos valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos”.
- r : Tasa de descuento del costo del capital del 10% anual, valor considerado en el Estudio de Planificación y Tarifación del cuatrienio 2022-2026 de la CNE.

En la Tabla 4.7 se resumen los resultados obtenidos de los costos anuales de ENS en función de la reserva en MW.

Tabla 4.7 Costos de la Energía No Suministrada para el periodo 2022 – 2025, ambos inclusive.

Reserva de subida [MW]	Costos de Energía No Suministrada [USD]											
	Hidrología Húmeda				Hidrología Media				Hidrología Seca			
	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025
0,70	18825	19038	19284	19487	18656	18865	19200	19455	17107	17364	17719	17994
0,85	17663	17868	18084	18255	17258	17481	17691	17923	15600	15867	16227	16538
1,00	15425	15567	15744	15902	15064	15311	15498	15682	14068	14322	14615	14949
1,15	14214	14406	14585	14780	13871	14124	14356	14505	13120	13403	13624	13989
1,30	12602	12752	12998	13123	12136	12320	12531	12650	11213	11395	11626	11819
1,45	11691	11819	12009	12146	11219	11404	11551	11743	10504	10817	10954	11196
1,60	9296	9382	9475	9567	8766	8821	8955	9051	7486	7636	7725	7903
1,75	8502	8574	8644	8702	7877	7947	8024	8133	6459	6499	6642	6792
1,90	7850	7890	8028	8062	7377	7470	7521	7594	5885	5948	6054	6146
2,05	7099	7137	7163	7233	6587	6696	6709	6808	4706	4728	4809	4906
2,20	6664	6687	6754	6798	5938	6015	6068	6041	3607	3641	3697	3793

Reserva de subida [MW]	Costos de Energía No Suministrada [USD]											
	Hidrología Húmeda				Hidrología Media				Hidrología Seca			
	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025
2,35	6279	6279	6372	6399	5522	5589	5619	5677	2499	2479	2562	2641
2,50	5635	5669	5710	5752	5166	5236	5308	5323	2117	2122	2188	2244
2,65	5254	5350	5375	5408	4648	4683	4755	4803	1731	1720	1781	1795
2,80	4596	4640	4700	4735	3756	3732	3786	3831	1485	1512	1562	1537
2,95	4223	4246	4300	4340	2998	3058	3077	3113	1274	1274	1284	1251
3,10	2115	2139	2155	2121	1936	1954	1954	1949	1086	1081	1072	1086
3,25	1850	1873	1866	1893	1703	1704	1733	1704	836	841	865	844
3,40	1679	1692	1686	1722	1532	1525	1531	1543	679	708	668	693
3,55	1540	1541	1545	1545	1361	1351	1368	1336	533	530	559	551
3,70	727	753	741	736	597	611	632	632	246	232	246	239

Costos de Operación Total

A partir de los costos de operación y costos de ENS determinados en los capítulos anteriores se procede a calcular los costos de operación total, siendo estos la suma de los dos primeros. La Tabla 4.8 muestra los valores de costo total de operación esperado, para los diferentes niveles de reserva para CPF y durante el periodo entre 2022 al 2025, ambos inclusive. Este costo total resultante es el promedio de los costos totales obtenidos para las 3 hidrologías consideradas.

Tabla 4.8 Costo Total de Operación, para distintos niveles de reserva de CPF, años 2022-2025

Reserva de subida [MW]	Costo de operación total (Costo operación + CENS) [USD]				Costo total [USD]
	2022	2023	2024	2025	
0,70	626038	618872	620305	632708	2497922
0,85	625132	617861	619498	631408	2493900
1,00	623707	615963	617716	629618	2487004
1,15	622701	615087	616941	629118	2483847
1,30	621119	613430	615221	626903	2476673
1,45	621033	613337	615188	627030	2476588
1,60	618855	610608	612598	624625	2466686
1,75	618159	610013	611457	623626	2463255
1,90	618534	610403	611718	623433	2464088
2,05	617739	609655	611397	622731	2461522
2,20	617667	609806	611048	622729	2461249
2,35	617510	609518	610860	622173	2460062
2,50	617570	609391	610976	621948	2459886
2,65	617875	609684	611091	621722	2460372
2,80	617149	608990	610081	621215	2457436
2,95	625145	616550	617313	628180	2487188
3,10	624712	615680	616157	627299	2483847
3,25	625077	615681	615987	627141	2483886
3,40	625287	616178	616741	627735	2485941
3,55	625529	616269	617084	627758	2486640
3,70	626085	616750	617009	628277	2488121

En la Figura 4.1 se grafica el costo total de operación en función del nivel de reserva de subida.

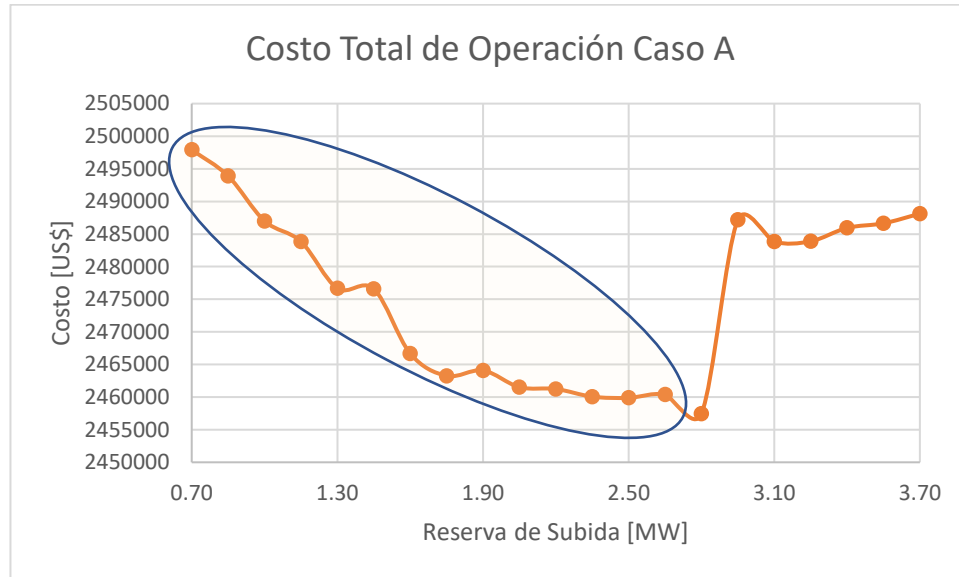


Figura 4.1 Costo total de operación vs reserva de subida.

Como se aprecia en el gráfico anterior, en el intervalo previo a la discontinuidad de la curva (en torno a los 2.80 MW de reserva) ya se produce el quiebre de la tendencia a la baja en el costo, por lo que es en ese intervalo en el que se determina el requerimiento mínimo de la reserva. En consecuencia, la reserva en giro óptima resultante es de 2.50 MW.

La reserva mencionada anteriormente se compone, por una parte, de una reserva de 0.5 MW que forma parte de la reserva para CSF que debe estar en giro para afrontar las variaciones intrahorarias de la generación que emplea recurso variable (ver capítulo de Determinación de Reservas para Control Secundario de Frecuencia) y por otra parte de **una reserva para CPF de 2.0 MW** (el cual es el requerimiento mínimo para Control Primario de Frecuencia).

ii. Reserva para CPF de bajada

El requerimiento de reserva para el CPF de bajada, que permite afrontar pérdidas de consumos, es determinado en base a simulaciones dinámicas que consideran la salida de servicio del alimentador con mayor demanda del SM de Aysén (el alimentador Coyhaique Medio).

Este requerimiento resulta de aquel que permita cumplir con los criterios de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NT de SSMM. El principal criterio es el indicado en el artículo 3-6 de la NT de SSMM y que hace referencia a las bandas de frecuencia y los tiempos en que las unidades generadoras deben permanecer conectadas al sistema. El objetivo de este criterio es que la contingencia analizada no provoque la salida en cadena de otras unidades sincrónicas, que por su naturaleza aportan inercia al sistema. Es importante hacer notar que, en estos análisis se consideró

que la central Monreal debe ajustar el tiempo de retardo de su protección de sobrefrecuencia para cumplir con lo requerido en el mencionado artículo 3-6, dado que actualmente no cumple con ello.

Para determinar el monto de reserva de CPF de bajada, se simula dinámicamente la salida del alimentador Coyhaique Medio en el escenario con mayor potencia transmitida por dicho alimentador, que en este caso es el escenario ESC01. A partir de este escenario, se genera un escenario específico más conservador, que considera una cantidad reducida de unidades que aporten al control de frecuencia, con el objetivo de alcanzar la reserva mínima de bajada que cumpla con los estándares de recuperación dinámica del SM. Los detalles del escenario específico empleado se muestran en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9 Escenarios para la determinación de la reserva de bajada

Central	Tipo	Unidad	Esc 01.a		Esc 01.a (2025)	
			Despacho [MW]	Reserva de bajada [MW] (*)	Despacho (MW)	Reserva de bajada (*)
Puerto Aysén	Hidro Pasada	5116	2.95		2.60	
		5117	0.90(*)	0.7	0.90(*)	0.70
		5118	2.70		2.70	
	Térmica	5114	0.45		0.45	
		5657	1.45		1.45	
Chacabuco	Térmica	5804	-		-	
		5805	-		-	
		5112	-		-	
		5113	0.90		0.90	
		5148	1.55(*)	1.07	1.60(*)	1.12
San Víctor	Hidro Pasada	-	3.00		3.00	
Alto Baguales	Eólica	E4	-		-	
		E5	-		-	
Lago Atravesado	Hidro Embalse	5106	4.99		5.24	
		5107	5.25		5.25	
Tehuelche	Térmica	5806	1.40		1.50	
		5807	-		-	
		5101	1.40(*)	0.80	1.40(*)	0.80
		5102	-		-	
		5103	-		-	
		5147	1.20(*)	0.72	1.20(*)	0.72
		5736	1.15(*)	0.61	1.25(*)	0.71
5748	-		-			
Monreal	Hidro Pasada	5143	1.25(*)	0.75	1.35(*)	0.85
El Blanco	Solar	-	1.55		1.55	
Reserva de Bajada (MW)				4.65		4.90
Demanda Alimentador Coyhaique Medio				6.64		6.80

(*) unidades consideradas con controlador de velocidad en servicio (escenario conservador), para determinar el requerimiento mínimo de reserva de bajada.

Los requerimientos mínimos de reserva de bajada para el escenario Esc01.a correspondiente al año 2023 son de 4.65 MW, mientras que para un escenario similar en el año 2025, este requerimiento asciende a 4.90 MW.

Es importante indicar que, es necesario disponer de al menos un 85% de esta reserva de bajada en unidades generadoras que presentan una respuesta rápida de sus reguladores de velocidad, siendo éstas todas las unidades del SM exceptuando las unidades hidráulicas 5117 y 5118 de la central Puerto Aysén.

La Figura 4.2 y Figura 4.3 muestran los resultados gráficos de la simulación de la pérdida del alimentador Coyhaique Medio, en los escenarios Esc01.a y Esc01.a (2025), donde se aprecia que con las reservas determinadas el sistema muestra un comportamiento estable, cumpliendo además con los criterios de recuperación establecidos en la NT de SSMM. El análisis detallado de estas simulaciones se muestra en el capítulo de verificación de las reservas para control primario de frecuencia.

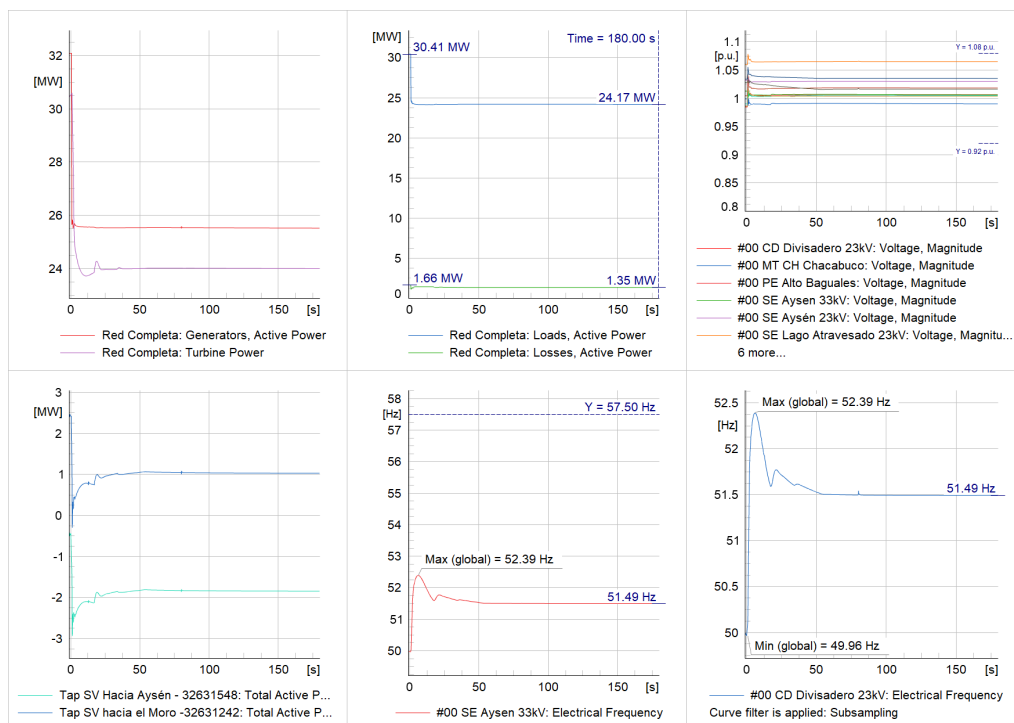


Figura 4.2 Simulación del Escenario 01.a, falla del alimentador Coyhaique Medio, escenario de demanda alta

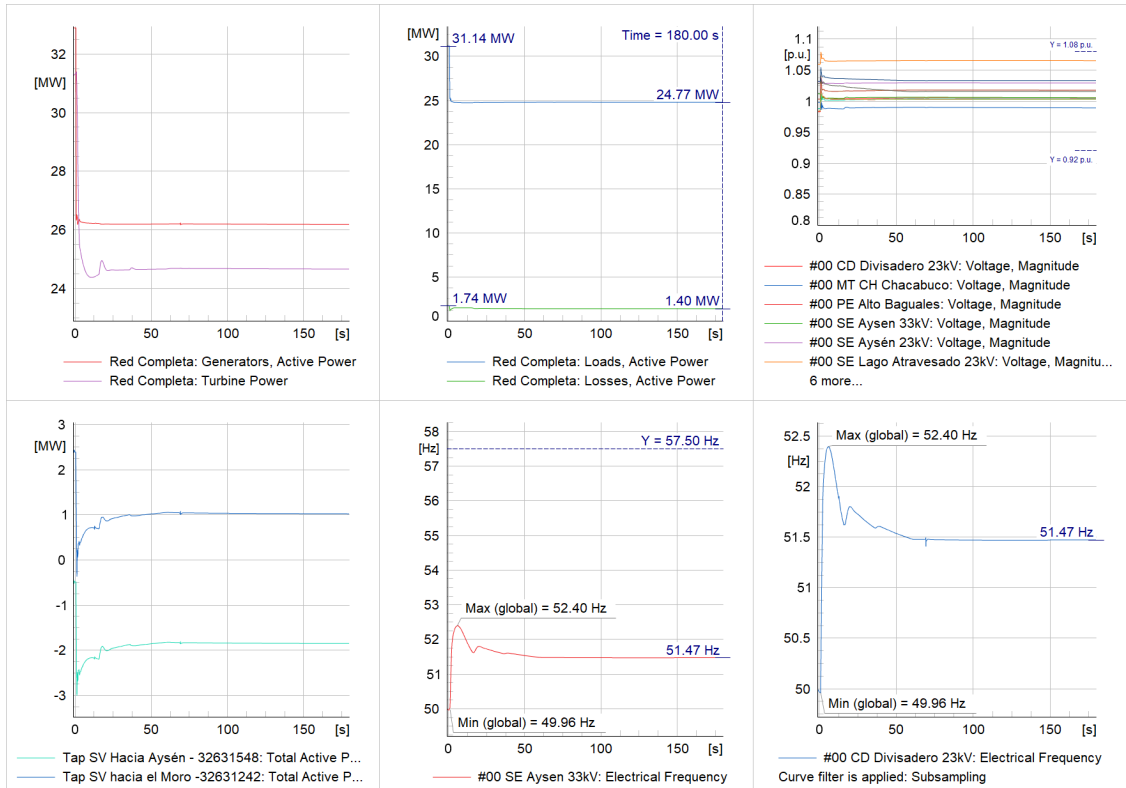


Figura 4.3 Simulación del Escenario 01.a, falla del alimentador Coyhaique Medio, escenario de demanda alta, año 2025

iii. Resumen de la reserva para CPF

En definitiva, la Tabla 4.10 muestra los requerimientos mínimos de reserva para CPF.

Tabla 4.10 Montos de Reserva para CPF, periodo 2022-2025

Tipo de Reserva	Subcategoría	Criterio	Reserva	Reserva Total [MW]
RCPF	RCPF +	Óptimo económico Cop+CENS	2.00 [MW]	+2.00 / -4.65 [MW]
	RCPF -	Desconexión del mayor alimentador del SM	-4.65 [MW]*	

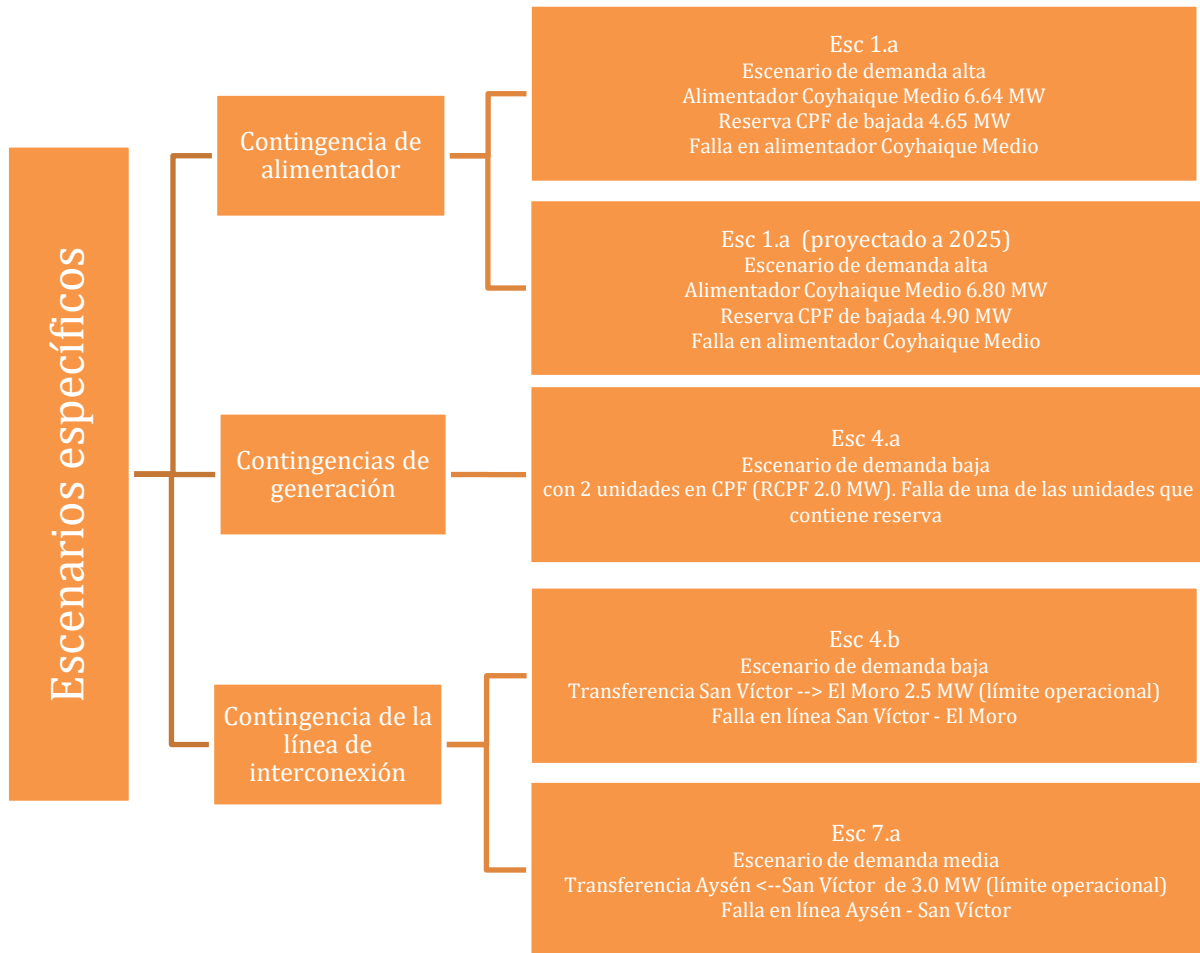
*Se requiere que al menos el 85 % de la reserva de bajada deba encontrarse en unidades con un regulador de velocidad de respuesta rápida lo cual aplica para todas las unidades generadoras exceptuando las unidades hidroeléctricas 5117 y 5118 de la central Puerto Aysén.

4.2.3.2 Verificación Reservas de Control Primario de Frecuencia

En este capítulo se valida mediante simulaciones dinámicas que, con los requerimientos mínimos de reservas para CPF determinados en los capítulos anteriores, se cumple con los criterios de seguridad y calidad de servicio indicados en la NT de SSMM.

Es importante mencionar que las simulaciones consideran el EDAC actualizado y puesto en operación en el año 2022, de acuerdo con la información proporcionada por la operadora principal del SM de Aysén.

Esta validación se efectúa sobre escenarios específicos, obtenidos a partir de los escenarios bases del estudio, que representan condiciones más exigentes desde el punto de vista de los fenómenos asociados a la excursión de frecuencia. La descripción de los escenarios específicos se detalla a continuación.



La Tabla 4.11 resume las características de los escenarios específicos en los cuales fue verificada las reservas de CPF determinadas en este estudio.

Tabla 4.11 Escenarios específicos para la verificación de las reservas para CPF

Descripción			Esc 01.a	Esc 01.a (2025)	Esc 04.a	Esc 04.b	Esc 07.a
Generación Total [MW]			32.09	32.89	9.93	10.00	20.08
Demanda [MW]			30.42	31.15	9.62	9.62	18.50
Reserva de subida [MW]			1.50 ⁽³⁾	1.35 ⁽³⁾	2.00	6.14	2.25
Reserva de bajada [MW]			4.65 ⁽¹⁾	4.90 ⁽¹⁾	6.08	4.65	13.59
Transferencia Aysén–San Víctor [MW]			-0.38	-0.40	-0.58	0.81	-3.00
Transferencia San Víctor–El Moro [MW]			2.50	2.47	1.15	2.50	-0.41
Central	Tipo	Unidad	Despachos [MW]				
			Esc 01.a	Esc 01.a (2025)	Esc 04.a	Esc 04.b	Esc 07.a
Puerto Aysén	Hidro Pasada	5116	2.95	2.60	0.99	1.46	0.91
		5117	0.90 ⁽²⁾	0.90 ⁽²⁾	0.42	0.53	0.65
		5118	2.70	2.70	1.00	1.33	1.14
	Térmica	5114	0.45	0.45	0.53	1.00	-
		5657	1.45	1.45	-	-	-
Chacabuco	Térmica	5804	-	-	-	-	-
		5805	-	-	-	-	-
		5112	-	-	-	-	-
		5113	0.90	0.90	-	-	-
		5148	1.55 ⁽²⁾	1.60 ⁽²⁾	-	-	1.20
San Víctor	Hidro Pasada	-	3.00	3.00	1.77	1.77	2.88
Alto Baguales	Eólica	E4	-	-	-	-	-
		E5	-	-	-	-	-
Lago Atravesado	Hidro Embalse	5106	4.99	5.24	3.92	3.41	5.19
		5107	5.25	5.25	-	-	3.77
Tehuelche	Térmica	5806	1.40	1.50	-	-	-
		5807	-	-	-	-	-
		5101	1.40 ⁽²⁾	1.40 ⁽²⁾	-	-	-
		5102	-	-	-	-	-
		5103	-	-	-	-	-
		5147	1.20 ⁽²⁾	1.20 ⁽²⁾	-	-	-
		5736	1.15 ⁽²⁾	1.25 ⁽²⁾	-	-	-
		5748	-	-	-	-	-
Monreal	Hidro Pasada	5143	1.25 ⁽²⁾	1.35 ⁽²⁾	1.30	0.50	3.00
El Blanco	Solar	-	1.55	1.55	-	-	1.29

(1) Monto mínimo de reserva de bajada en demanda alta, determinada en los análisis para la determinación de CPF de bajada.

(2) Unidades con regulador de velocidad en servicio que proveen la reserva de bajada.

(3) Reserva de subida cuantificada es menor a la mínima requerida determinada en el presente estudio, puesto que fue calculada sólo con las unidades cuyo regulador de velocidad ha sido considerado en servicio. Esto porque los análisis de estos escenarios, Esc01.a y Esc01.a (2025), se centran en determinar el requerimiento mínimo de reserva de bajada con un número acotado de centrales (caso conservador).

La Tabla 4.12 resume los principales resultados de las contingencias simuladas para cada escenario específico analizado.

Tabla 4.12 Resultados de verificación de reservas para CPF

Resultados de Simulaciones					
Variable	Esc 01.a	Esc 01.a (2025)	Esc 04.a	Esc 04.b	Esc 07.a
Contingencia	Alimentador Coyhaique Medio	Alimentador Coyhaique Medio	Lago Atravesado 5106	San Víctor-El Morro	Aysén-San Víctor
Frecuencia máxima [Hz]	52.39	52.40	50.00	54.32 (50.00)	60 < (53.02)
Frecuencia mínima [Hz]	49.96	49.96	46.14	46.94 (45.65)	44.97 (49.23)
Frecuencia al final de la simulación [Hz]	51.49	51.48	50.00	50.91 (49.76)	60 < (50.13)
Reducción de carga del SM [MW]	6.24	6.37	4.08	1.44	6.74
Cumple Criterios NT SSMM	✓	✓	✓	✓	✓ (**)

(*) Los valores de frecuencia entre paréntesis corresponden al subsistema de Coyhaique, producto de la falla que lo aísla del resto del SM.

(**) Producto de la contingencia que separa ambos subsistemas, la respuesta del subsistema de Coyhaique cumple con los criterios de operación establecidos en la NT de SSMM mientras que el subsistema de Aysén se perdería debido a excursiones de frecuencia más allá de los rangos permitidos.

De la tabla anterior se desprende que, el SM de Aysén tiene un comportamiento estable frente a las contingencias analizadas, cumpliendo con los requerimientos de seguridad y recuperación dinámica establecidos en la NT de SSMM.

De especial interés resulta la contingencia de la línea Aysén – San Víctor en condiciones de máxima transferencia hacia el subsistema de Aysén de 3.0 MW (Esc 07.a), considerando para efectos de la simulación que el despeje de la falla se produce 550 ms después de aplicada la falla. En este caso, el subsistema de Coyhaique se mantiene estable frente a la pérdida del vínculo de interconexión, aunque debido a la sobrefrecuencia experimentada se produce la salida de servicio de la central Monreal, producto de la actuación de su protección de sobrefrecuencia. El tiempo de actuación no cumple con los tiempos establecidos en el artículo 3-16 de la NT de SSMM, por lo que se sugiere su normalización. Por otro lado, el subsistema de Aysén no logra mantenerse en servicio debido a la pérdida de todos sus consumos producto de la actuación del EDAC, derivada del fenómeno de subfrecuencia experimentado.

Para mantener en servicio el subsistema de Aysén, frente a la contingencia en la línea de interconexión, considerando máxima transferencia hacia Aysén, se propone reducir el tiempo total de operación del EDAC (ajuste de gradiente de frecuencia) del alimentador de Chacabuco, asociado al reconector de O'Higgins, a 200 ms, o bien, reducir el tiempo de despeje de la falla al menos a 450 ms. Los detalles de la simulación de la contingencia anterior, con y sin estas propuestas de mejoras, se muestran más adelante.

A continuación, se muestra el análisis detallado de los resultados de las simulaciones realizadas para la verificación de los montos de reservas obtenidos. En el Anexo 6.2 se incluyen los gráficos que muestran el comportamiento del SM de Aysén para las contingencias analizadas.

Resultado simulación Esc 01.a – Falla Alimentador Coyhaique Medio

La Figura 4.4 muestra la respuesta dinámica de las principales variables eléctricas al simular la salida de servicio del alimentador Coyhaique Medio en el escenario de demanda alta (Caso 01.a), considerando una reserva de bajada de 4.65 MW, determinada como el requerimiento mínimo de reserva de bajada para el CPF.

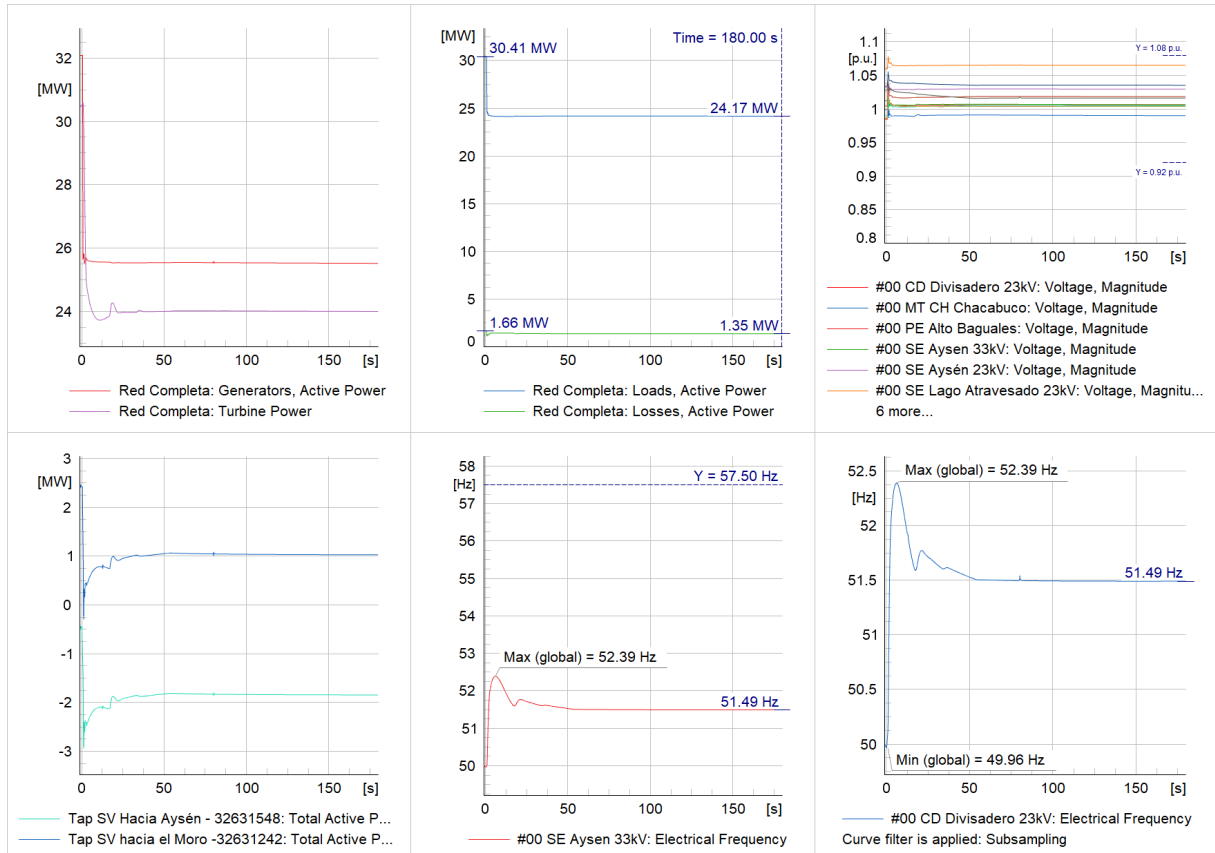


Figura 4.4 Simulación Escenario 01.a, falla Alimentador Coyhaique Medio, escenario de demanda alta

De la figura anterior, se puede notar que la evolución del sistema es estable frente a la pérdida del alimentador más grande del SM, obteniéndose valores de la tensión dentro de los márgenes establecidos en la NT de SSMM.

En relación con la frecuencia del sistema, se observa que evoluciona de forma estable, estableciéndose en un valor levemente inferior a 51.5 Hz, posicionándose dentro del rango en que las unidades generadoras deben operar de forma continua (considerado como criterio de aceptación para la determinación de la reserva de bajada).

Resultado simulación Esc 01.a (año 2025) – Falla Alimentador Coyhaique Medio

El escenario ESC 01.a (año 2025) resulta de proyectar la demanda del SM de Aysén hasta el año 2025 considerando para ello las tasas de crecimiento publicadas por la CNE.

La Figura 4.5 muestra la respuesta dinámica de las principales variables eléctricas al simular la salida de servicio del alimentador Coyhaique Medio, en el escenario de demanda alta del año 2025, considerando una disponibilidad de reserva de bajada de 4.90 MW (determinada como el requerimiento mínimo de reserva de bajada para el CPF).

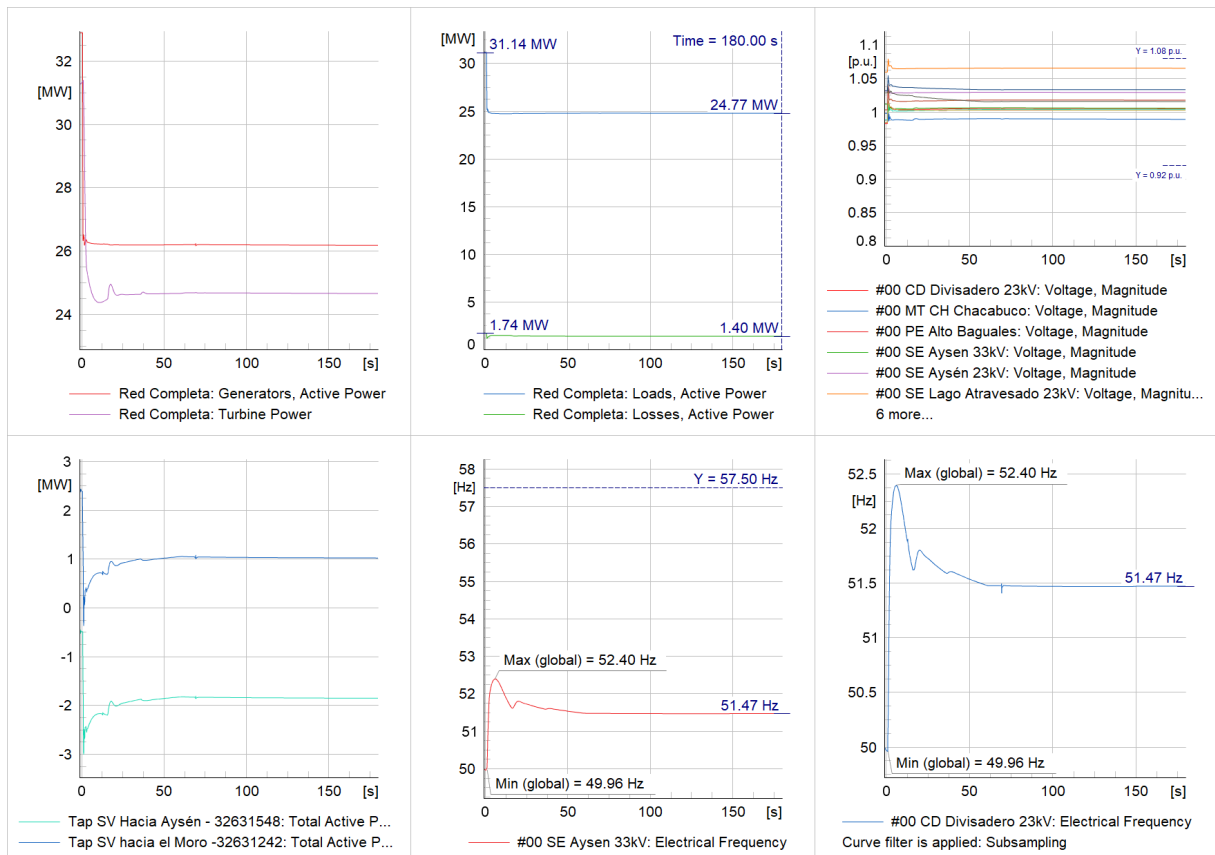


Figura 4.5 Simulación Escenario 01.a (año 2025), falla Alimentador Coyhaique Medio, escenario de demanda alta

Se aprecia en los gráficos anteriores que con la reserva de 4.90 MW, el sistema responde de forma estable frente a la contingencia en el alimentador más grande del SM, alcanzando valores de establecimiento de las tensiones y frecuencia dentro de los márgenes establecidos en la NT de SSMM.

En el caso particular de la frecuencia, se observa que luego de la recuperación de la sobrefrecuencia, producto de la pérdida de consumo simulado, el valor final es levemente inferior a 51.5 Hz, situándose dentro del rango en el que las unidades generadoras deben operar de forma continua (considerado como criterio de aceptación para la determinación de la reserva de bajada).

Resultado simulación Esc 04.a – Falla Lago Atravesado 5106

La Figura 4.6 muestra el comportamiento dinámico de las principales variables eléctricas al simular la desconexión de la unidad generadora de la central Lago Atravesado 5106 en el escenario de demanda alta (Caso 04.a). Con la salida de esta unidad se produce la pérdida tanto de inercia como de reserva de potencia, por lo que es considerado un escenario exigente desde el punto de vista de la recuperación de la frecuencia.

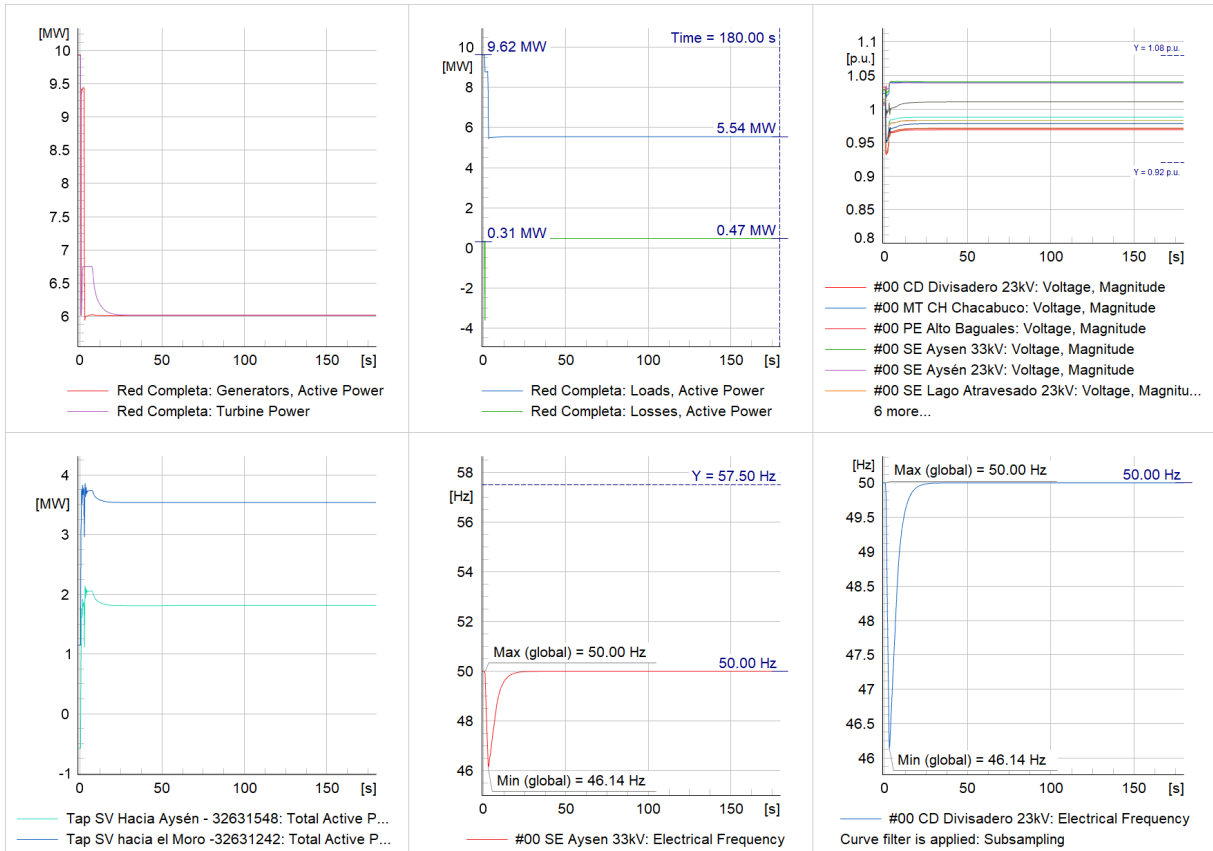


Figura 4.6 Simulación Escenario 04.a, falla Lago Atravesado 5106

En este escenario, se aprecia que el sistema responde establemente frente a la contingencia de la unidad Lago atravesado 5106. La estabilización de la frecuencia se logra gracias a la actuación del controlador de velocidad de la unidad térmica de Puerto Aysén 5114 y la actuación del EDAC. La frecuencia mínima alcanza los 46.1 Hz de forma transitoria y no se produce la desconexión de unidades generadoras adicionales.

Es importante notar que después de la falla, la transferencia de potencia por la línea de interconexión, medida en la línea San Víctor – El Moro, se estabiliza levemente sobre los 3.5 MW, superando el límite de transferencia de régimen permanente considerado por el operador. Sin embargo, es relevante mencionar que esto no tiene efectos negativos en la recuperación dinámica del SM de Aysén. Por lo tanto, el restablecimiento de la transferencia por esta línea a valores dentro de los límites establecidos puede llevarse a cabo con medidas operacionales posteriores a la contingencia.

Resultado simulación Esc 04.b – Falla Tramo San Víctor – El Moro (subsistema de Aysén exportador)

El siguiente gráfico muestra el comportamiento dinámico de las principales variables eléctricas al simular la falla bifásica a tierra en el tramo de línea San Víctor – El Moro, en el escenario de demanda baja (Caso 04.b). Este escenario considera que previo a la contingencia, la transferencia por el tramo fallado era de 2.5 MW, en dirección hacia el subsistema de Coyhaique.

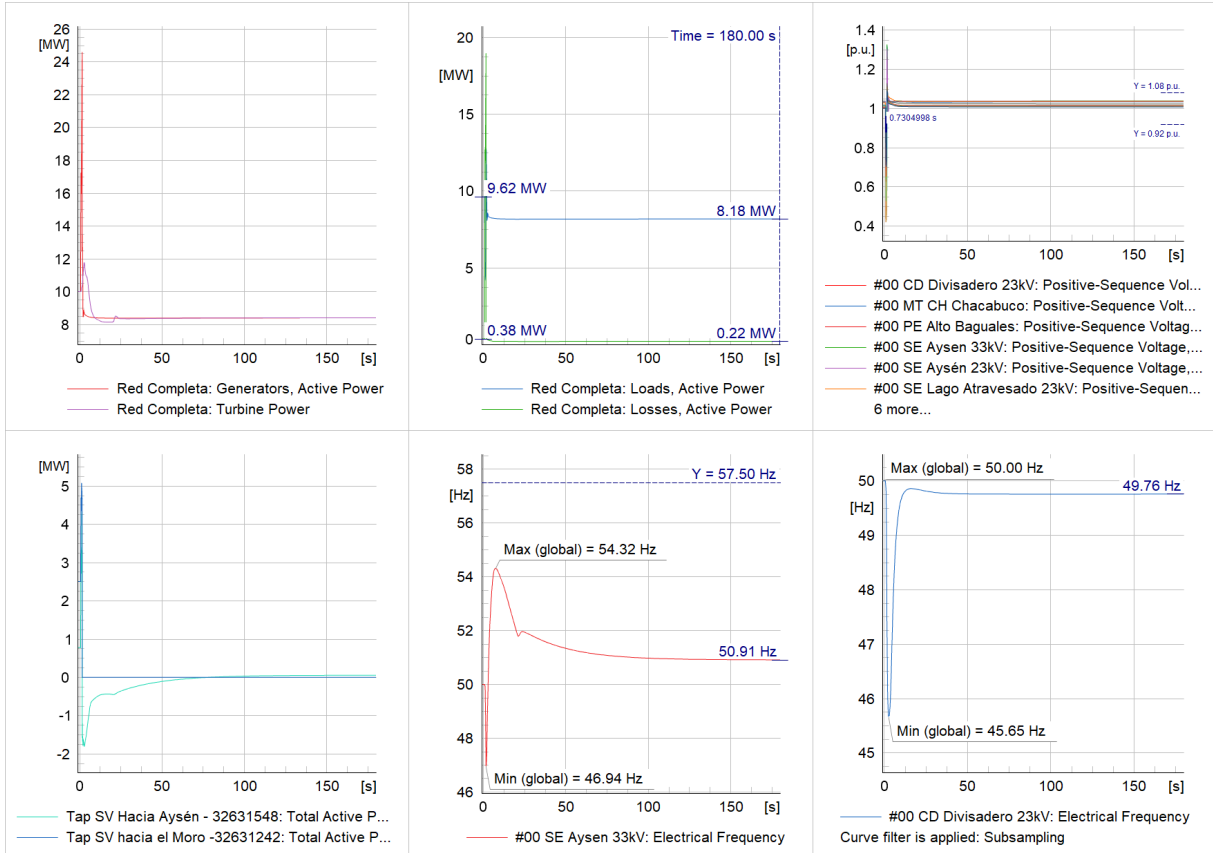


Figura 4.7 Simulación Escenario 04.b, falla línea San Víctor - El Moro

Como se puede observar en la Figura 4.7, frente a la pérdida del vínculo entre ambos subsistemas, la respuesta dinámica es estable en ambas islas eléctricas, tanto en frecuencia como en los niveles de tensión posterior a la contingencia.

En el subsistema de Coyhaique, producto de la contingencia, se produce una subfrecuencia que alcanza un valor mínimo de 45.65 Hz, lo que provoca la actuación del EDAC. Esto, a su vez, permite la recuperación de la frecuencia, que se estabiliza en un valor final cercano a los 49.76 Hz.

En el caso del subsistema de Aysén, después de la falla del vínculo experimenta una sobrefrecuencia, dado que este subsistema es excedentario de potencia. Ahí, la frecuencia llega transitoriamente a los 54.32 Hz. Esta sobrefrecuencia es controlada por la actuación de los reguladores de velocidad de las unidades de la central Puerto Aysén (hidráulica 5117 y térmica 5114), así como la unidad de la central San Víctor.

Resultado simulación Esc 07.a – Falla Tramo Aysén-San Víctor (Subsistema Aysén importador)

En este escenario se analizó la contingencia de severidad 3 (falla bifásica a tierra sin impedancia de falla) en la línea Aysén – San Víctor, considerando un tiempo de despeje de 550 ms posterior a la aplicación de la falla. Previo a la contingencia, la transferencia de potencia hacia el subsistema Aysén era de 3.0 MW, lo que corresponde a una restricción actualmente empleada en la operación del SM.

La Figura 4.8 muestra el comportamiento dinámico de las principales variables eléctricas, en ambas islas formadas posterior a la apertura de la línea de interconexión.

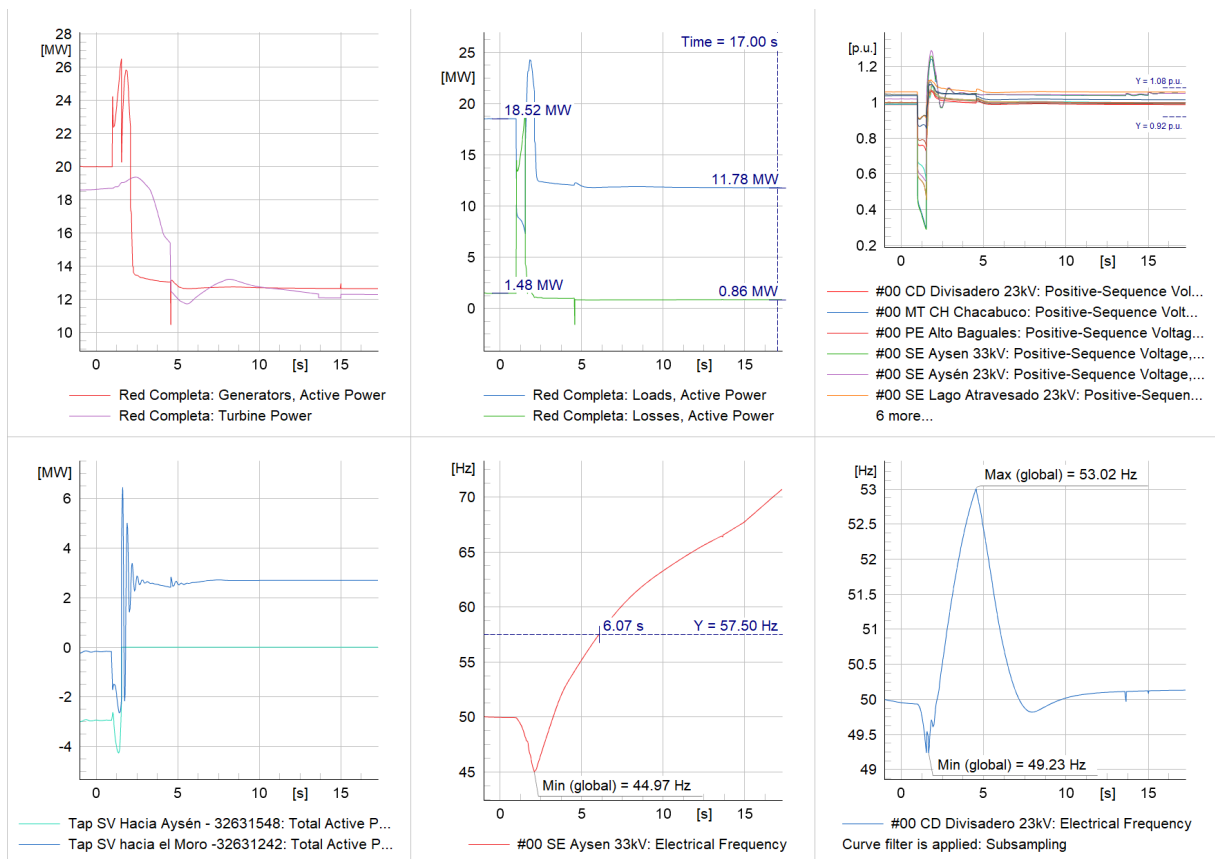


Figura 4.8 Simulación Escenario 07.a, falla línea Aysén - San Víctor

Se aprecia que, frente a la contingencia de pérdida vínculo entre ambos subsistemas, la isla eléctrica del subsistema Coyhaique presenta un comportamiento estable, tanto en frecuencia como en los niveles de tensión posteriores a la falla, cumpliendo con los estándares de seguridad y calidad contenidos en la normativa vigente.

Sin embargo, debido a la sobrefrecuencia experimentada después de la separación del resto del SM, que alcanza un valor máximo de 53.02 Hz, se produce la desconexión de la central Monreal debido a la actuación de su protección de sobrefrecuencia. Se hace notar que el ajuste actual de la protección de sobrefrecuencia de la **central Monreal no cumple con el tiempo de actuación establecido en el artículo 3-6 de la NT de SSMM, por lo tanto, se sugiere normalizarla.**

Por su parte, el subsistema de Aysén presenta un fenómeno de subfrecuencia, puesto que en este escenario analizado resulta ser deficitario en potencia, alcanzando una frecuencia mínima de 44.97 Hz. Esto, a su vez, provoca la actuación de la totalidad de los escalones del EDAC de este subsistema, dejando a la isla sin consumos, lo que luego deriva en un incremento de la frecuencia sin control.

Para mantener operativo el subsistema de Aysén, se propone reducir el tiempo total de operación del EDAC (ajuste de gradiente de frecuencia) del alimentador de Chacabuco, asociado al reconector de O'Higgins, a 200 ms, o bien, reducir el tiempo de despeje de la falla al menos a 450 ms. La simulación de la contingencia, con y sin estas propuestas, se muestran en Figura 4.9.

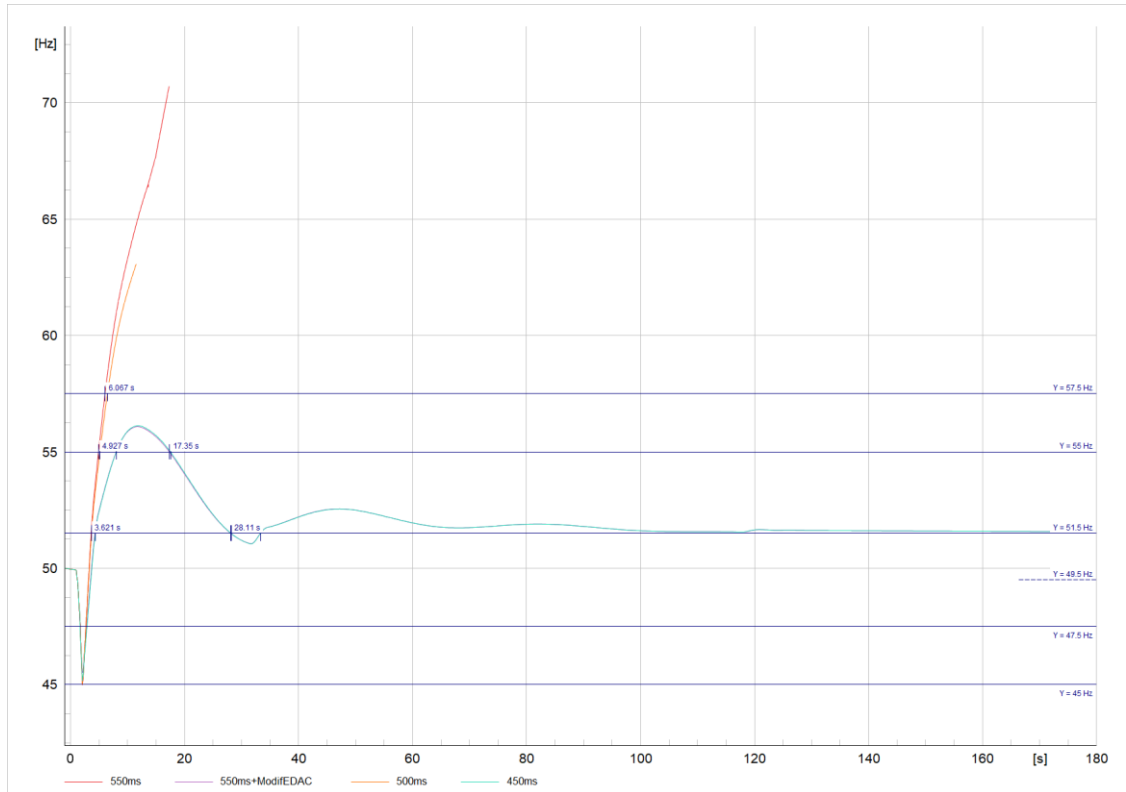


Figura 4.9 Simulación Escenario 07.a, falla línea Aysén - San Víctor (sin y con propuestas de adecuaciones)

De la Figura 4.9 se puede apreciar que la isla eléctrica del subsistema Aysén, responde establemente en frecuencia, con las 2 propuestas de adecuaciones para afrontar la pérdida de la línea de interconexión, en condiciones de máxima transferencia hacia Aysén. Para tiempos de despeje mayores a los 500 ms no es posible mantener la continuidad operativa del subsistema Aysén.

4.2.3.3 Determinación de Reservas para Control Secundario de Frecuencia CSF

La NT de SSMM 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. Por otra parte, considerando que la generación de tipo variable, como la eólica y fotovoltaica, introduce incertidumbre en la programación del SM de Aysén, también se debe tener en cuenta el error de previsión de este tipo de generación en la determinación de las reservas para CSF.

Dado que no se dispone de la información para calcular los errores de previsión, en particular los registros de la operación programada tanto de la demanda como de la generación con recursos primarios variables, se propone para esta versión del estudio que las reservas para CSF sean determinadas en función de la variación intrahoraria de estos mismos factores, como se indica a continuación.

Utilizando los registros de la operación real de las unidades generadoras del SM de Aysén del año 2020, con resolución de 15 minutos, se determina la variación intrahoraria de la demanda neta (generación total deduciendo la generación del tipo variable) como la diferencia entre estos valores consecutivos.

Se propone que la reserva para CSF sea aquella que cubra el 95% de las variaciones intrahorarias determinadas.

La Figura 4.10 muestra el histograma de las variaciones intrahorarias de la demanda neta.

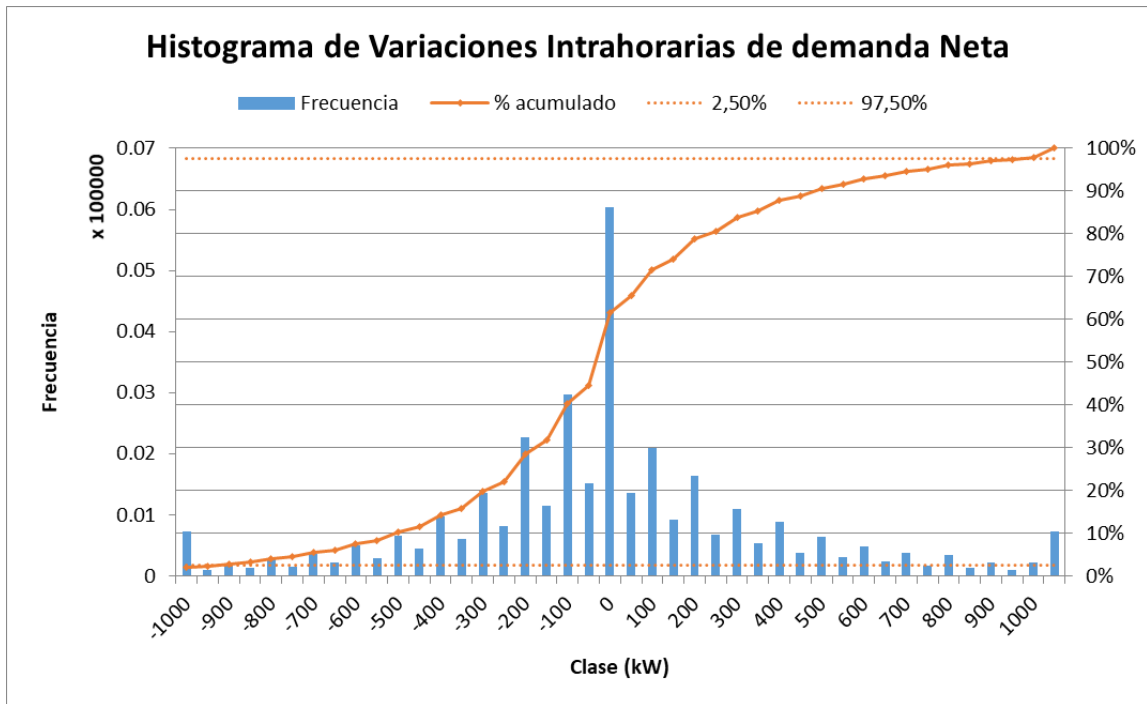


Figura 4.10 Histograma para las variaciones intrahorarias de la demanda neta

El intervalo que contiene el 95% de las variaciones intrahorarias es -0.9 MW (percentil 2.5) y 1.0 MW (percentil 97.5). Por lo tanto, los montos de reservas para el CSF se presentan en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13 Reservas para el CSF (utilizando variaciones intrahorarias de la demanda neta)

Tipo de reserva	Subcategoría	Reserva
RCSF	RCSF +	1.00 [MW]
	RCSF -	-0.90 [MW]

De la reserva para el CSF determinada anteriormente es recomendable considerar una parte de ella dispuesta como reserva en giro (para contener las variaciones intrahorarias de la generación eólica) y el monto restante asignada como reserva pronta o fría.

A continuación, se muestra un histograma de las variaciones intrahorarias de la generación eólica.

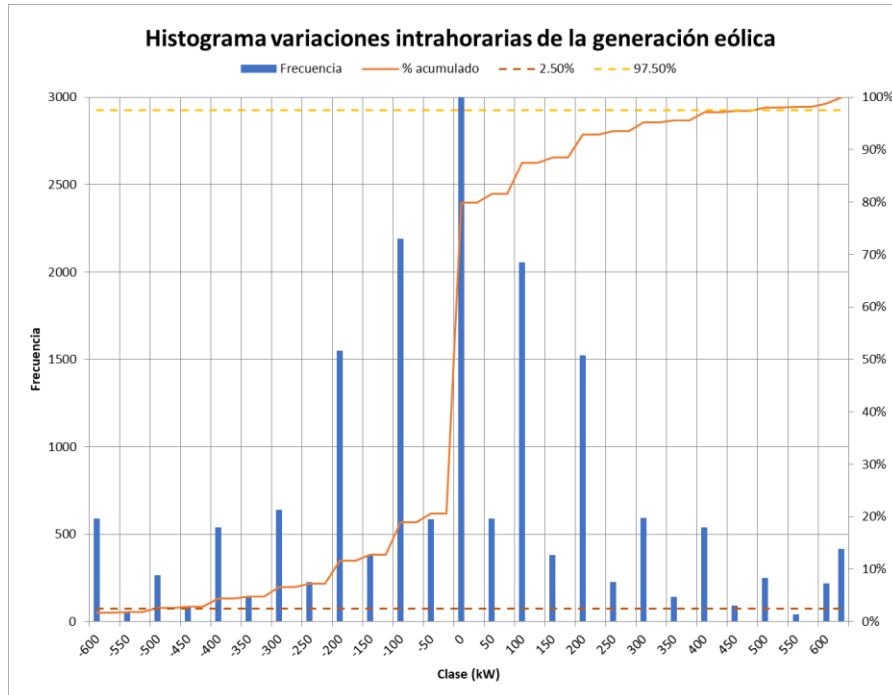


Figura 4.11 Histograma para las variaciones intrahorarias de la generación eólica

Se puede notar que el 95% de las variaciones intrahorarias de la generación eólica se encuentran dentro del rango ± 0.5 MW. Por lo tanto, se sugiere mantener ese nivel de reserva como reserva para el CSF en giro.

En consecuencia, se considera la distribución de la reserva para CSF tal como se muestra en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14 Distribución de la reserva para el CSF

Tipo de Reserva	Subcategoría	Criterio	Reserva [MW]
RCSF (en giro)	RCSF +	Variaciones intrahorarias de la generación eólica	+ 0.50
	RCSF -		-0.50
RCSF (fría o pronta)	RCSF +	Diferencia para contener variaciones intrahorarias de la demanda neta	+0.50
	RCSF -		-0.40

4.2.3.4 Resumen general de reservas para el CPF-CSF y recomendaciones

La Tabla 4.15 resume los requerimientos mínimos de reserva para el Control Primario y Control Secundario de Frecuencia.

Tabla 4.15 Resumen de reservas para el CPF y el CSF

Tipo de Reserva	Criterio	Reserva Total [MW]
RCPF(*)	Óptimo económico Cop+CENS/Desconexión del mayor alimentador	+2.00 / -4.65
RCSF (en giro)	Variaciones intrahorarias de la generación eólica	+0.50 / -0.50
RCSF (fría o pronta)	Diferencia para contener variaciones intrahorarias de la demanda neta	+0.50 / -0.40

* Se requiere que al menos el 85 % de la reserva de bajada deba encontrarse en unidades con un regulador de velocidad de respuesta rápida lo cual aplica para todas las unidades generadoras exceptuando las unidades hidroeléctricas 5117 y 5118 de la central Puerto Aysén.

Además, para los requerimientos de reserva para el CPF se recomienda considerar las distribuciones por subsistema que se consideraron en los estudios. En la Tabla 4.16 se indican dichas distribuciones y los montos mínimos por subsistema resultantes.

Tabla 4.16 Reserva para el CPF por subsistema

Tipo de reserva	Distribución de la reserva para el CPF por subsistema		Reserva para el CPF por subsistema [MW]	
	Aysén	Coyhaique	Aysén	Coyhaique
RCPF de subida	30%	70%	+0.60	+1.40
RCPF de bajada	45%	55%	-2.09	-2.56

Cabe señalar que la distribución considerada para la reserva de subida corresponde a una proporción similar a la distribución promedio de la reserva en giro que se presentó en la operación real del año 2020, de acuerdo con los datos de generación real proporcionados por EDELAYSEN.

Por su parte, la distribución considerada para la reserva de bajada corresponde aproximadamente a la proporción 2.5/3 para los subsistemas Aysén/Coyhaique, la cual es representativa de las máximas transferencias en ambos sentidos por la línea de interconexión, y por lo tanto, de los máximos desbalances de generación y demanda a los que están sujetos ambos subsistemas ante la apertura de dicha línea.

Con los anteriores requerimientos de reserva para el Control Primario de Frecuencia, el SM de Aysén puede operar cumpliendo con los criterios de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NT de SSMM.

Sin perjuicio de lo anterior, se han considerado algunas propuestas de mejoras que permitirían dotar al SM de Aysén de mejores condiciones de seguridad, las que se detallan a continuación:

- Adecuación del EDAC: reducir el tiempo de operación del EDAC del alimentador de Chacabuco, asociado al reconectador O'Higgins, a 200 ms (ajuste de gradiente). Esto con el objetivo de mantener estable al subsistema de Aysén en el caso de la pérdida de la línea que lo interconecta al resto del SM, en condiciones de transferencias altas hacia Aysén.
- Ajustar el tiempo de actuación de la protección de sobrefrecuencia de la central Monreal: esto con el objetivo de cumplir con al menos lo establecido en el artículo 3-16 de la NT de SSMM. Actualmente el tiempo ajustado en dicha protección es de 1 segundo, para el umbral de activación de 52 Hz.

4.3 Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)

4.3.1 Objetivo específico

Según lo establecido en el artículo 7-33 de la NT de SSMM, la operadora principal o el Coordinador debe llevar a cabo el estudio de EDAC con el objetivo de revisar y adecuar los EDAC vigentes. Este estudio se realiza para un horizonte de operación de 48 meses.

4.3.2 Metodología de Análisis

Se evalúa la operación del EDAC actualmente implementado en el SM de Aysén, considerando la reserva para control primario óptima resultante del estudio de control de frecuencia, en diferentes escenarios de operación para el horizonte de este estudio.

Para efectos del análisis de operación del EDAC, se contempla la simulación de contingencias de generación en las unidades de mayor tamaño del SM de Aysén, verificando en cada caso el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NT de SSMM.

4.3.3 Análisis

a) EDAC vigente

Actualmente, el SM de Aysén tiene implementado un EDAC por subfrecuencia con 10 etapas o escalones. Estas etapas tienen ajustes de umbrales actuación de frecuencia absoluta y gradiente de frecuencia, los que se muestran en la Tabla 4.17.

Tabla 4.17 EDAC del SM de Aysén

Alimentador	Equipo	Reconectador	Ajuste - Escalón		Ajuste - Gradiente		
			Frecuencia [Hz]	Tiempo [s]	df/dt [Hz/s]	Tiempo [s]	Frecuencia [Hz]
Coyhaique Alto	R-13	A. SIMPSON	47	0.3	-5	0.3	48
	R-17	G. Adasme	47	0.3	-5	0.3	48
	52E4	Coyhaique Alto	46.8	0.3	-5	0.3	47.8
Chacabuco	R-15	O'Higgins	46.6	0.3	-5	0.3	47.6
Aysén Centro	52E8	Aysén Centro	46.4	0.3	-5	0.3	47.4
Aysén Sur	R-15	Municipal	46.2	0.3	-5	0.3	47.2
	R-19	Pangal	46	0.3	-5	0.3	47
Coyhaique Bajo	R-2	Teniente Vidal	45.8	0.3	-5	0.3	46.8
Aysén Sur	52E6	Aysén Sur	45.6	0.3	-5	0.3	46.6
Chacabuco	R-21	Río Álvarez	45	0.1	-5	0.1	45.5

En el Estudio de Control de Frecuencia, particularmente en la verificación de la reserva para CPF, se analizó el comportamiento del SM de Aysén para contingencias de generación y fallas en los tramos de la línea que interconecta los subsistemas de Aysén y Coyhaique, para condiciones en que las reservas del SM son las mínimas requeridas. En dichas simulaciones, se evidencia una adecuada

operación del EDAC actualmente implementado, lo que permite que el SM de Aysén tenga un comportamiento estable.

Además, se analiza el comportamiento del SM de Aysén para los diferentes escenarios de operación considerados en este estudio, mediante la simulación de desconexión de la unidad con mayor generación despachada. Los resultados gráficos de estas simulaciones se encuentran en el Anexo 6.3, mientras que la Tabla 4.18 y la Tabla 4.19 resume los principales resultados obtenidos.

Tabla 4.18 Resumen de la verificación del comportamiento del EDAC (Escenarios de 01 al 05)

Descripción			Esc 01	Esc 02	Esc 03	Esc 04	Esc 05
Generación Total			32.26	27.00	31.52	10.00	10.88
Demanda			30.42	24.64	30.38	9.62	10.50
Reserva de Subida			4.24	4.43	6.60	3.39	7.60
Reserva de Bajada			20.11	14.97	15.92	5.46	6.09
Despachos (MW)							
Central	Tipo	Unidad	Esc 01	Esc 02	Esc 03	Esc 04	Esc 05
Puerto Aysén	Hidro Pasada	5116	3.00	3.00	1.00	1.70	0.94
		5117	0.90	0.90	0.30	0.55	0.64
		5118	2.70	2.70	0.90	1.64	1.90
	Térmica	5114	0.45	0.36	1.20	0.36	0.36
		5657	1.60	-	1.60	-	-
Chacabuco	Térmica	5804	-	-	2.60	-	-
		5805	-	-	2.09	-	-
		5112	-	-	-	-	-
		5113	0.90	-	1.20	-	-
		5148	1.35	-	1.60	-	-
San Víctor	Hidro Pasada	-	3.00	3.00	1.00	1.77	1.52
Alto Baguales	Eólica	E4	0.18	0.60	0.90	-	-
		E5	0.18	0.60	0.90	-	-
Lago Atravesado	Hidro Embalse	5106	5.26	5.15	2.26	2.68	1.54
		5107	5.25	3.75	2.63	-	2.19
Tehuelche	Térmica	5806	1.40	1.00	-	-	-
		5807	-	-	2.84	-	-
		5101	1.30	-	2.00	-	-
		5102	-	-	-	-	-
		5103	-	-	-	-	-
		5147	1.20	-	1.60	-	-
		5736	1.20	-	1.60	-	-
		5748	-	-	1.00	-	-
Monreal	Hidro Pasada	5143	2.39	2.99	-	1.30	1.79
El Blanco	Solar	-	-	3.00	2.30	-	-
Resultados de Simulaciones							
Variable			Esc 01	Esc 02	Esc 03	Esc 04	Esc 05
Contingencia			Lago Atravesado 5106	Lago Atravesado 5106	Tehuelche 5807	Lago Atravesado 5106	Lago Atravesado 5107
Frecuencia Máxima (Hz)			50.00	50.01	50.00	50.60	50.00
Frecuencia Mínima (Hz)			46.95	46.63	49.16	46.55	47.69
Frecuencia al final de la simulación (Hz)			49.52	49.51	49.83	50.22	49.53

Diferencia de Carga (MW)	-2.47	-3.53	-0.50	-3.06	-0.03
Actuación EDAC	Si	Si	No	Si	No
Cumple Criterios NT SSMM	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.19 Resumen de la verificación del comportamiento del EDAC (Escenarios de 06 al 10)

Descripción			Despachos (MW)				
			Esc 06	Esc 07	Esc 08	Esc 09	Esc 10
Generación total			11.19	20.03	14.65	29.23	11.85
Demanda			11.00	18.50	14.25	28.34	11.59
Reserva de subida			2.57	2.52	3.04	3.03	2.79
Reserva de bajada			6.79	12.56	6.84	15.43	6.66
Central	Tipo	Unidad	Despachos (MW)				
			Esc 06	Esc 07	Esc 08	Esc 09	Esc 10
Puerto Aysén	Hidro Pasada	5116	-	1.70	1.14	1.20	1.00
		5117	-	0.51	0.34	0.90	0.70
		5118	2.01	1.53	1.03	2.70	2.01
	Térmica	5114	1.20	-	1.20	1.20	1.20
		5657	-	-	1.27	-	-
Chacabuco	Térmica	5804	-	-	-	2.20	-
		5805	-	-	1.55	2.20	-
		5112	-	-	-	-	-
		5113	0.40	-	-	-	0.40
		5148	-	0.83	-	1.60	-
San Víctor	Hidro Pasada	-	0.89	1.94	1.13	0.50	0.49
Alto Baguales	Eólica	E4	0.21	-	0.35	0.90	-
		E5	0.21	-	0.35	0.90	-
Lago Atravesado	Hidro Embalse	5106	-	5.23	-	1.00	-
		5107	-	3.50	-	-	-
Tehuelche	Térmica	5806	-	-	-	2.70	-
		5807	1.22	-	1.29	2.70	1.00
		5101	1.85	-	1.80	2.00	1.85
		5102	-	-	-	0.93	-
		5103	-	-	-	-	-
		5147	1.60	-	1.60	1.60	1.60
		5736	1.60	-	1.60	1.60	1.60
		5748	-	-	-	0.60	-
Monreal	Hidro Pasada	5143	-	2.99	-	-	-
El Blanco	Solar	-	-	1.80	-	1.80	-
Resultados de Simulaciones							
Variable			Esc 06	Esc 07	Esc 08	Esc 09	Esc 10
Contingencia			Puerto Aysén 5118	Lago Atravesado 5106	Tehuelche 5101	Tehuelche 5807	Puerto Aysén 5118
Frecuencia máxima (Hz)			50.00	50.81	50.00	50.00	50.00
Frecuencia mínima (Hz)			48.24	46.44	48.41	48.79	48.61
Frecuencia al final de la simulación (Hz)			49.39	50.09	49.53	49.71	49.39
Diferencia de carga (MW)			-0.04	-5.23	-0.18	-0.22	+0.04
Actuación del EDAC			No	Sí	No	No	No
Cumple los criterios de la NT SSMM			✓	✓	✓	✓	✓

La Figura 4.12 muestra el comportamiento de la frecuencia del SM de Aysén para las diferentes contingencias analizadas. En esta gráfica se puede observar que después de la falla y debido al desbalance de potencia, la frecuencia comienza a descender. Posteriormente, se recupera en algunos casos con la actuación del EDAC, y finalmente se estabiliza en valores de frecuencia que oscilan entre los 49.4 y 50.4 Hz. Estos valores se consideran aceptables de acuerdo con los criterios establecidos en la NT de SSMM.

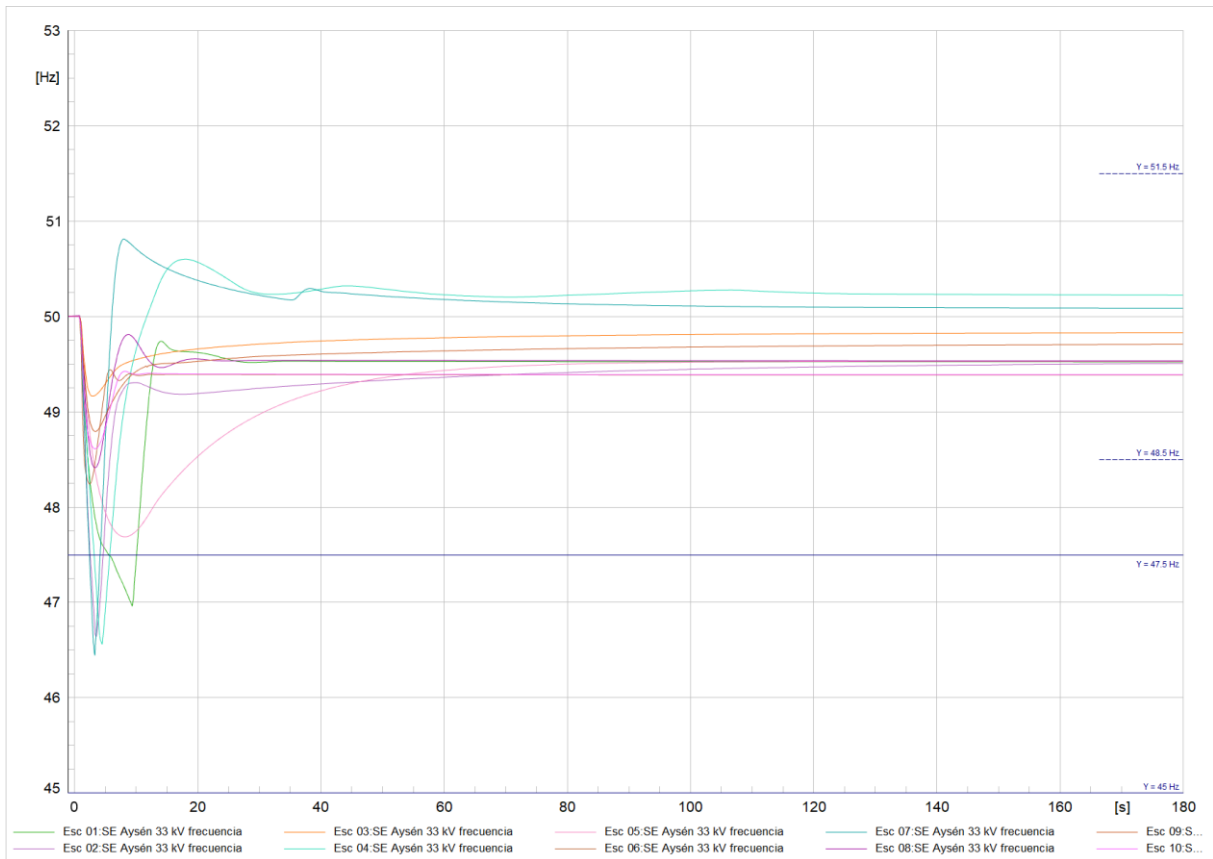


Figura 4.12 : Comportamiento de la frecuencia para diferentes contingencias de generación.

Tomando en consideración los resultados de las simulaciones de las contingencias de generación analizadas, se puede concluir que en aquellos casos en los que la frecuencia alcanzó los umbrales de actuación del EDAC, la operación de este mismo permite una recuperación estable de la frecuencia y tensión, alcanzando niveles de establecimiento dentro de los rangos aceptables establecidos en la NT de SSMM. Por lo tanto, se verifica un comportamiento aceptable del EDAC actualmente implementado para las condiciones operativas analizadas en este estudio.

Sin perjuicio de lo anterior, se plantea una propuesta de adecuación del EDAC, que permitiría al SM de Aysén contar con mayores márgenes de seguridad, lo que se detalla en el siguiente capítulo.

b) Propuesta de modificación EDAC

De los análisis realizados con el objetivo de verificar las reservas de potencia para el control de frecuencia, se ha constatado el riesgo de pérdida del subsistema de Aysén bajo condiciones de transferencias máximas hacia Aysén (subsistema de Aysén importador) y una falla en la línea que lo interconecta al resto del sistema (Aysén – San Víctor). En esta condición, el subsistema Aysén, producto de la contingencia y posterior separación del resto del sistema, experimenta una subfrecuencia que hace operar todos los escalones del EDAC dispuestos en este subsistema, lo que finalmente provoca la pérdida total de esta isla eléctrica.

Para evitar la pérdida del subsistema de Aysén, se propone modificar el ajuste de operación del EDAC del alimentador Chacabuco, asociado al reconectador O'Higgins, reduciendo el tiempo de operación del ajuste de gradiente a 200 ms (actualmente este tiempo es de 300 ms). Esta adecuación se muestra resultado en rojo en la Tabla 4.20.

Tabla 4.20 EDAC propuesto del SM de Aysén

Alimentador	Equipo	Reconectador	Ajuste - Escalón		Ajuste - Gradiente		
			Frecuencia [Hz]	Tiempo [s]	df/dt [Hz/s]	Tiempo [s]	Frecuencia [Hz]
Coyhaique Alto	R-13	A. SIMPSON	47	0.3	-5	0.3	48
	R-17	G. Adasme	47	0.3	-5	0.3	48
	52E4	Coyhaique Alto	46.8	0.3	-5	0.3	47.8
Chacabuco	R-15	O'Higgins	46.6	0.3	-5	0.2	47.6
Aysén Centro	52E8	Aysén Centro	46.4	0.3	-5	0.3	47.4
Aysén Sur	R-15	Municipal	46.2	0.3	-5	0.3	47.2
	R-19	Pangal	46	0.3	-5	0.3	47
Coyhaique Bajo	R-2	Teniente Vidal	45.8	0.3	-5	0.3	46.8
Aysén Sur	52E6	Aysén Sur	45.6	0.3	-5	0.3	46.6
Chacabuco	R-21	Río Álvarez	45	0.1	-5	0.1	45.5

La verificación de la operación del EDAC propuesto para la contingencia de la línea Aysén – San Víctor se muestra en detalle en el capítulo del estudio de Control de Frecuencia.

4.4 Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva

Este apartado presenta un análisis del control de tensión, cuyo objetivo, definido en el Título 7-6 de la NT de SSMM, 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.

4.4.1 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, así como otros elementos de control de tensión, tales como transformadores con cambiador de tap bajo carga. Estas acciones están destinadas a mantener las tensiones en los nodos del sistema dentro de los márgenes especificados por la norma técnica para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de servicio.

El SM de Aysén 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 dentro de un rango de 0,94 a 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 de Aysén esté comprendida entre 0,92 y 1,08 por unidad.

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 post contingencia estable, a partir de un escenario de operación normal con un despacho específico y sujeto a una contingencia en particular.

La verificación de las exigencias operativas de tensión en los nodos más críticos, respecto del colapso de tensión, se puede ilustrar en la Figura 4.13.

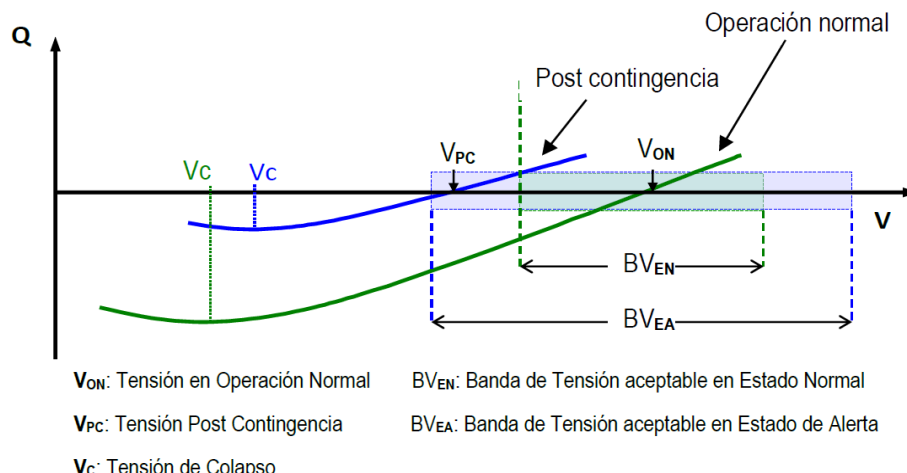


Figura 4.13 : Ejemplo de curvas QV.

En el ejemplo, se puede apreciar que las tensiones de operación de régimen permanente, tanto en condición normal como post contingencia, están dentro de las respectivas bandas de tensión aceptables según su estado operativo.

Conforme lo anterior, en este estudio se realizaron los siguientes análisis mediante simulaciones estáticas:

- Determinación de requerimientos de potencia reactiva para diversas contingencias en distintos escenarios de estudio.
- Determinación de curvas de potencia reactiva versus tensión de una barra determinada previo y posterior a la aplicación de contingencias.

4.4.2 Escenarios y Consideraciones

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, como también de condiciones de máxima y mínima generación renovable. Estos escenarios corresponden a condiciones esperadas para los años 2023 y 2025.

Los escenarios de demanda máxima de cada año difieren principalmente en los despachos de generación, considerando la operación de centrales convencionales y generación ERV. Los escenarios analizados son los siguientes.

Tabla 4.21 : Descripción de los escenarios analizados.

Escenario	Año	Característica
Esc 01 – Dmáx	2023	Demanda máxima, ERV baja, Tx alta hacia Coyhaique
Esc 03 – Dmáx		Demanda máxima, ERV alta, Tx alta hacia Coyhaique
Esc 06 – Dmin		Demanda mínima, ERV baja, Tx baja hacia Coyhaique
Esc 09 – Dmáx		Demanda máxima, ERV alta, Tx alta hacia Coyhaique
Sensibilidad – Dmáx	2025	Demanda máxima, ERV baja, Tx alta hacia Coyhaique

Los montos de generación en los distintos escenarios analizados se detallan en las siguientes tablas.

Tabla 4.22 : Montos de generación de los escenarios 2023 analizados expresados en kW.

Unidad Gen.	ESC01		ESC02		ESC03		ESC06		ESC09		SENS. 2025	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
Aysén - 5114	450	182	450	-31	1200	-59	1200	-63	1200	-325	740	151
Aysén - 5116	3000	257	3000	-176	1000	54			1200	-212	3000	270
Aysén - 5117	900	0	900	0	300	-66			900	0	900	0
Aysén - 5118	2700	0	2700	0	900	54	2010	0	2700	0	2700	0
Aysén - 5657	1600	0	1600	0	1600	0					1600	0
Baguales - 5534	180	675	180	675	900	675	210	0	900	675	0	0
Baguales - 5535	180	675	180	675	900	675	210	0	900	675	0	0
Chacabuco - 5113	900	421	900	1065	1200	245	400	-74			900	437
Chacabuco - 5148	1300	364	1300	907	1300	18			1300	32	1300	371
Chacabuco - 5804					2600	98			2200	181		
Chacabuco - 5805					2090	387			2200	419		
Lago Atravesado - 5106	5337	-6	5374	-603	2556	50			1280	-397	5328	-138
Lago Atravesado - 5107	5250	-7	5250	-605	2630	49					5250	-139
Monreal - 5143	2390	371	2390	-356	0	0					2390	182
PV System					2300	-200			1800	0		
San Victor	3000	-368	3000	-1324	1000	-380	906	-158	500	-110	3000	-431
Tehuelche - 5101	1300	761	1300	1157	2000	534	1850	-59	2000	217	1300	821
Tehuelche - 5102									930	-132		
Tehuelche - 5147	1200	544	1200	859	1600	266	1600	-119	1600	262	1300	581
Tehuelche - 5736	1200	548	1200	865	1600	267	1600	-120	1600	263	1600	554
Tehuelche - 5748					1000	650			600	428		
Tehuelche - 5806	1400	782	1400	1998					2700	648	1400	1475
Tehuelche - 5807					2840	966	1220	-80	2700	648		
Total general	32287	5198	32324	5106	31516	4283	11206	-673	29210	3271	32708	4134

Respecto a las contingencias, se analiza la desconexión de elementos que representan 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 Tabla 4.23

Tabla 4.23 : Contingencias analizadas.

Contingencia
1 unidad Lago Atravesado
Central San Victor
1 circuito Lago Atravesado Tehuelche
Central Monreal
1 unidad Baguales
1 unidad Chacabuco
1 unidad Tehuelche
PFV El Blanco
1 unidad Aysén
1 circuito Tehuelche Divisadero

4.4.3 Resultados

4.4.3.1 Sensibilidad de Flujo de Potencia

Se resumen los principales resultados obtenidos del análisis de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva. Se muestran los resultados del escenario “Esc 01 – Dmáx”, que representa el mayor requerimiento de reactivos para el SM de Aysén. Los resultados de cada escenario se muestran en el Anexo 6.3.

La barra más débil del SM de Aysén para todos los escenarios corresponde a la barra del tap Mañihuales 33 kV. Esta barra fue determinada como la que tiene la mayor sensibilidad de la tensión ante las variaciones de potencia reactiva (dV/dQ). La contingencia más exigente en términos de requerimientos de potencia reactiva fue la salida intempestiva de la central San Victor.

Los resultados de la sensibilidad dV/dQ se muestran en la Figura 4.14, donde los valores están expresados en %/kVAr.

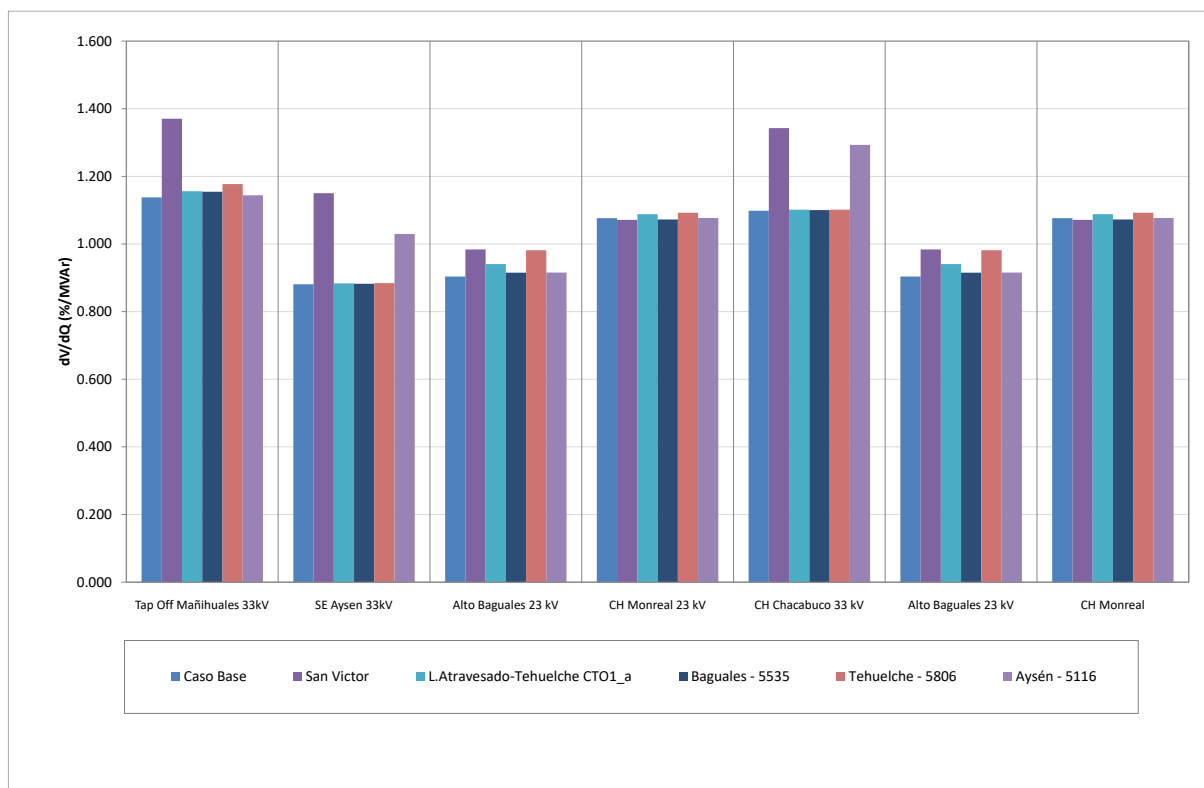


Figura 4.14 : Sensibilidad de la tensión (dV/dQ (%/MVar)) en las barras del SM de Aysén.

Del gráfico anterior, se puede observar que la barra más débil en el caso pre y post contingencia corresponde a la barra del Tap Off Mañihuales 33 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla de la Central San Victor.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan en la Figura 4.15.

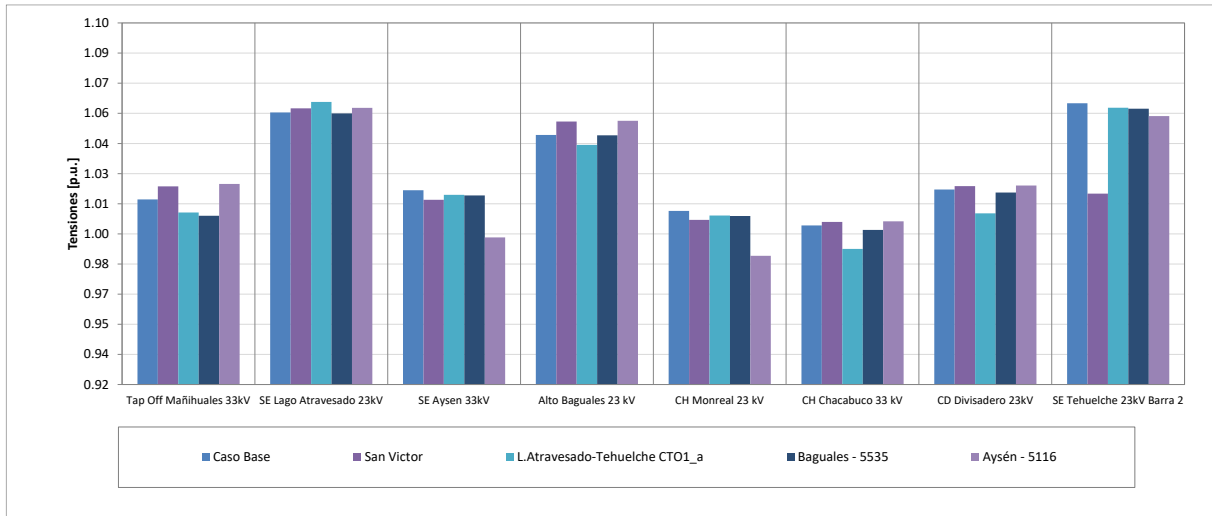


Figura 4.15 : Tensiones de las principales barras del SM de Aysén.

La tensión de las barras del sistema se encuentra dentro de los rangos de operación normal y estado de alerta de acuerdo con lo indicado en la NT de SSMM.

4.4.3.2 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.

Estos requerimientos se muestran en la Tabla 4.24 y corresponden al total de la diferencia de potencia reactiva aportada por los elementos de control de tensión pre y post contingencia.

Tabla 4.24 : Requerimientos de potencia reactiva en el Esc 01 – Dmáx.

Falla	Chacabuco - 5113	Chacabuco - 5148	L.Atravesado-Tehuelche CTO1	Lago Atravesado - 5106	Lago Atravesado - 5107	Tehuelche - 5101	Tehuelche - 5147	Tehuelche - 5736	Tehuelche - 5806
Generador	$\Delta Q(kVar)$	$\Delta Q(kVar)$	$\Delta Q(kVar)$	$\Delta Q(kVar)$	$\Delta Q(kVar)$	$\Delta Q(kVar)$	$\Delta Q(kVar)$	$\Delta Q(kVar)$	$\Delta Q(kVar)$
Aysén - 5114	0.256	0.345	0.021	-0.058	-0.06	-0.003	-0.006	-0.006	0.007
Aysén - 5116	0.529	0.714	0.049	-0.091	-0.093	0.009	0.003	0.002	0.032
Aysén - 5117	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0	0	0	0
Aysén - 5118	0.000	0.010	0.000	0.000	0	0	0	0	0
Aysén - 5657	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0	0	0	0
Chacabuco - 5113	-	-0.034	-0.014	-0.099	-0.115	-0.037	-0.034	-0.035	-0.048
Chacabuco - 5148	0.476	-	0.031	-0.065	-0.067	0.002	-0.002	-0.003	0.016
Lago Atravesado - 5106	-0.070	-0.082	-0.480	-	0.554	0.216	0.155	0.156	0.407
Lago Atravesado - 5107	-0.070	-0.084	-0.479	0.519	-	0.213	0.153	0.154	0.403
Monreal - 5143	-0.106	-0.146	0.201	-0.395	-0.415	0.021	-0.006	-0.008	0.112
San Victor	0.379	0.523	0.139	-0.111	-0.108	0.089	0.068	0.069	0.154
Tehuelche - 5101	-0.012	-0.014	0.434	-0.240	-0.239	-	0.227	0.229	0.493
Tehuelche - 5147	-0.014	-0.017	0.342	-0.202	-	0.225	-	0.176	0.384
Tehuelche - 5736	-0.017	-0.02	0.343	-0.208	-0.208	0.223	0.172	-	0.383
Tehuelche - 5806	-0.011	-0.01	0.68	-0.35	-0.346	0.467	0.365	0.369	-
Total	1.34	1.185	1.267	-1.3	-1.299	1.425	1.095	1.103	2.343

De la Tabla 4.24 se desprende que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva corresponde a 2.343 kVar ante la desconexión intempestiva de la central Tehuelche unidad 5806. Mientras que el mayor requerimiento de absorción de reactivos se produce ante la desconexión de una unidad de Lago Atravesado.

4.4.3.3 Determinación de Curvas QV

Estas curvas se determinan en la barra más débil, que corresponde a la barra de 33 kV del alimentador de Mañihuales, y considerando la contingencia con mayor requerimiento de reactivos.

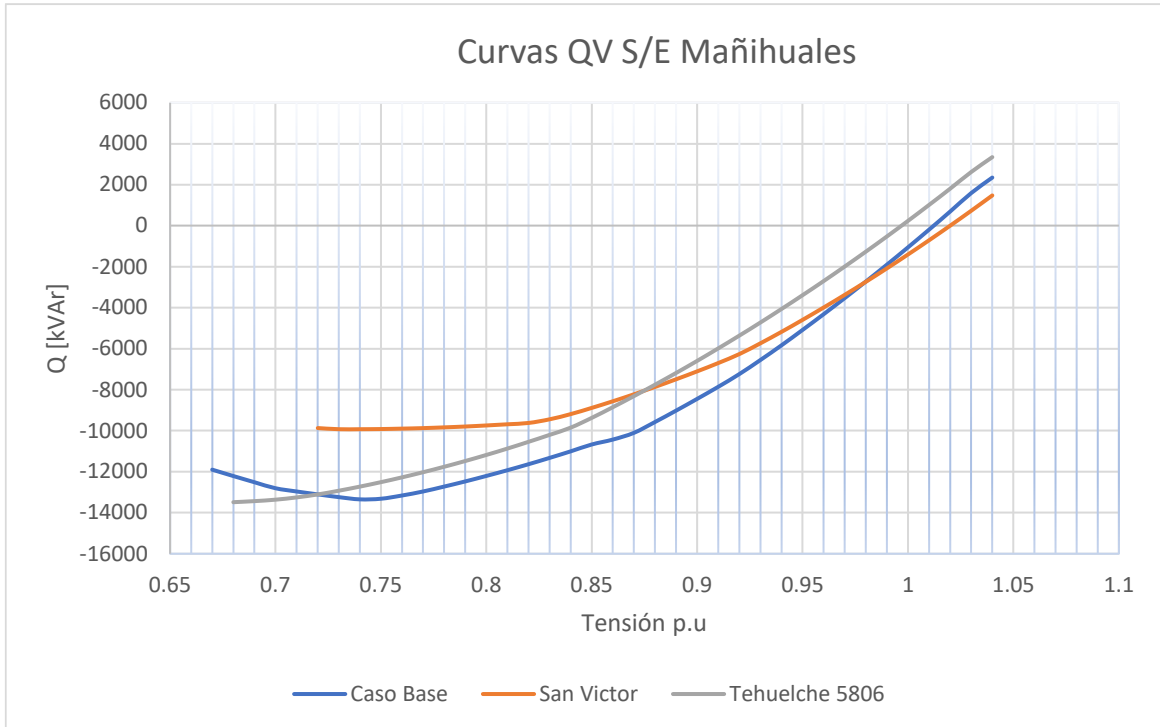


Figura 4.16 : Curva QV de la barra Mañihuales 33 kV en el Esc 01 – Dmáx del 2021 para el caso base y post contingencia.

El margen de potencia reactiva que lleva al colapso de tensión en la barra más débil es mayor que cualquier requerimiento de contingencias analizadas, por lo que la barra de 33 kV de Mañihuales contaría con suficiente margen de reactivos para operación normal y contingencia.

En consecuencia, no se presentarían problemas de estabilidad de tensión, esto considerando que las simulaciones se realizaron en base a la información disponible, respecto de la curva de capacidad de los generadores.

Tabla 4.25 Puntos de colapso de tensión en Curvas QV de la barra de Mañihuales en escenarios 2021.

Escenario	Rango Aceptable de Tensión (pu)	2023								2025	
		ESC01		ESC03		ESC06		ESC09		Sensibilidad	
		Punto Colapso Tensión (pu)	Margen Q (kVAr)	Tensión (pu)	Margen Q (kVAr)	Tensión (pu)	Margen Q (kVAr)	Tensión (pu)	Margen Q (kVAr)	Tensión (pu)	Margen Q (kVAr)
Base	0.94 - 1.06	0.75	-13325	0.70	-15264	0.80	-10599	0.75	-17073	0.74	-17281
Post Contingencia	0.92 - 1.08	0.74	-9924	0.73	-13713	0.86	-6799	0.75	-15666	0.74	-9683

Para el SM de Aysén, en todos los escenarios analizados, el voltaje de colapso está fuera del rango aceptable de tensión en operación normal y alerta, por lo que el SM contaría con suficiente margen de reactivos tanto para operación normal como ante contingencias. De todas maneras, el margen de potencia reactiva que lleva al colapso de tensión en la barra de 33 kV de Mañihuales, es mayor que cualquier requerimiento de contingencias analizadas.

En consecuencia, no se presentarían problemas de estabilidad de tensión, esto considerando que las simulaciones se realizaron en base a la información disponible, respecto de la curva de capacidad de los generadores.

4.5 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 definan en el estudio corresponderán a la máxima potencia que se puede transmitir 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.

Los elementos serie de las instalaciones 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. 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.

4.5.1 Información Técnica Utilizada

En las tablas siguientes se presentan las capacidades térmicas de las principales líneas de transmisión, transformadores de corriente (TTCC) asociados y transformadores de poder del SM de Aysén, de acuerdo con los antecedentes proporcionados por EDELAYSEN.

Tabla 4.26 Líneas de transmisión

Línea	Tensión (kV)	Longitud (km)	Tipo de conductor ⁽¹⁾	Capacidad (MVA) ⁽²⁾
Aysén - CT Chacabuco	33	9.6	Cu #2/0 AWG	17.6
Aysén - Tap off San Víctor	33	22.4	Cu #1 AWG	13.1
Tap off San Víctor - Alto Baguales	33	37.4	Cu #1 AWG	13.1
Alto Baguales - Divisadero	23	9.2	Cu #1 AWG	9.1
Divisadero - Tehuelche C1	23	6.8	Cu #3/0 AWG	13.9
Divisadero - Tehuelche C2	23	7.0	Protegido AAC 185 mm ²	21.6
Tehuelche - Lago Atravesado C1	23	21.0	Cu #2/0 AWG	12.3
Tehuelche - Lago Atravesado C2	23	21.0	Cu #2/0 AWG	12.3
Tehuelche - Valle Simpson	23	10.2	Cu #3 AWG	6.8
Valle Simpson - PFV El Blanco	23	14.0	Cu #6 AWG	4.2

(1) Se indica el conductor que determina la capacidad de la línea.

(2) Valores determinados para una temperatura de conductor de 50°C y una temperatura ambiente de 15°C.

Tabla 4.27 Transformadores de corriente

Línea	Tensión (kV)	Subestación/ Punto	Paño/ Equipo	Relación de transformación	Capacidad (A) ⁽¹⁾	Capacidad (MVA) ⁽¹⁾
Aysén – Tap off CT Chacabuco	33	Aysén	RF-5	400/1	480	27.4
Aysén - Tap off San Víctor	33	Aysén	52F-2	150/1	180	10.3
		Tap off San Víctor	52F-9	1000/1	1200	68.6
Tap off San Víctor - Alto Baguales	33	Tap off San Víctor	52F-10	1000/1	1200	68.6
		El Moro	52F-7	400/1	480	27.4
Alto Baguales - Divisadero	23	Divisadero	52E-1	400/1	480	19.1
Divisadero - Tehuelche C1	23	Divisadero	52E-7	400/1	480	19.1
		Tehuelche	52E-5	400/1	480	19.1
Divisadero - Tehuelche C2	23	Divisadero	52E-2	400/1	480	19.1
		Tehuelche	52E-6	400/1	480	19.1
Tehuelche - Lago Atravesado C1	23	Tehuelche	52EL1-2	1000/1	1200	47.8
		Lago Atravesado	52EL1-1	1000/1	1200	47.8
Tehuelche - Lago Atravesado C2	23	Tehuelche	52EL2-2	1000/1	1200	47.8
		Lago Atravesado	52EL2-1	1000/1	1200	47.8
Tehuelche - Valle Simpson	23	Tehuelche	RE-7	400/1	480	19.1
Valle Simpson - PFV El Blanco	23	Cruce El Valle	R-22	400/1	480	19.1

(1) Considera una sobrecarga permanente admisible de 20%.

Tabla 4.28 Transformadores de poder

Subestación	Tensiones AT/MT (kV)	Capacidad AT-MT (MVA)
Aysén	33/23	6.5
Alto Baguales	33/23	6.5

4.5.2 Determinación de Limitaciones Térmicas

Las limitaciones térmicas se determinaron sobre la base de la información suministrada por EDELAYSEN presentada en el Punto 4.5.1 anterior. Estas limitaciones consideran la capacidad térmica de las líneas y sus respectivos transformadores de corriente (TTCC), como también la capacidad de los transformadores de poder en serie con dichas líneas.

Para los transformadores de poder, el límite térmico para la operación en régimen permanente no considera sobrecargas, mientras que, para los transformadores de corriente, se considera una sobrecarga admisible de 20% de su capacidad nominal.

4.5.3 Límites por Estabilidad de Frecuencia

Para la línea de interconexión se consideraron los límites por estabilidad de frecuencia que se utilizan actualmente en la operación, que son de 2.5 MW en el sentido hacia el subsistema Coyhaique y de 3 MW en el sentido hacia el subsistema Aysén.

En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR, Punto 4.2) se analizó la estabilidad de ambos subsistemas ante fallas de severidad 3 en la línea de interconexión, para los escenarios de operación base más exigentes desde el punto de vista del control de frecuencia de ambos subsistemas y forzando las transferencias por la línea a los límites indicados. Como resultado de dicho análisis, se detectó un riesgo de apagón del subsistema Aysén debido a la actuación de todos los escalones del EDAC por subfrecuencia de este subsistema ante fallas en la línea de interconexión en condiciones de altas transferencias en el sentido Coyhaique -> Aysén, demanda media-baja del SM y baja reserva de subida en las unidades térmicas de dicho subsistema que cuentan con un regulador de velocidad de respuesta rápida. Para reducir este riesgo de inestabilidad se propone una adecuación al EDAC por subfrecuencia.

En base al análisis de escenarios de operación específicos, más exigentes que los analizados en el ECFyDR, se estima que también existe un riesgo de inestabilidad por sobrefrecuencia del subsistema Aysén ante fallas en condiciones de altas transferencias en el sentido Aysén -> Coyhaique. Dicho riesgo podría presentarse en escenarios de demanda baja del SM, con muy alta generación en la CH Puerto Aysén, baja o nula generación en la central San Víctor y baja generación térmica en el subsistema Aysén. En dichas condiciones la falla de la línea de interconexión podría provocar la operación de las protecciones de sobrefrecuencia tanto de unidades térmicas como hidroeléctricas del subsistema, y con ello conducir al apagón de este.

A continuación, se presenta un ejemplo de una condición de operación al límite de la inestabilidad de frecuencia ante la falla del tramo Tap off San Víctor – El Moro. Se presentan dos escenarios levemente distintos, el primero con una respuesta estable y el segundo inestable. Estos escenarios se denominan

04.c y 04.d, respectivamente, y se obtuvieron como sensibilidades del escenario base N°4. En la tabla siguiente se muestran los despachos de ambos escenarios.

Tabla 4.29 Escenarios condición límite de estabilidad de frecuencia

Descripción			(MW)	
			Esc 04.c	Esc 04.d
Generación total			13.97	13.97
Demanda			13.40	13.40
Transferencia Aysén–San Víctor			1.52	1.57
Transferencia San Víctor–El Moro			2.50	2.50
Central	Tipo	Unidad	Despachos (MW)	
			Esc 04.c	Esc 04.d
Puerto Aysén	Hidro Pasada	5116	2.77	2.79
		5117	0.83	0.84
		5118	2.49	2.51
	Térmica	5114	0.36	0.36
		5657	-	-
Chacabuco	Térmica	5804	-	-
		5805	-	-
		5112	-	-
		5113	-	-
		5148	-	-
San Víctor	Hidro Pasada	-	1.05	1.00
Alto Baguales	Eólica	E4	-	-
		E5	-	-
Lago Atravesado	Hidro Embalse	5106	2.57	2.57
		5107	2.60	2.60
Tehuelche	Térmica	5806	-	-
		5807	-	-
		5101	-	-
		5102	-	-
		5103	-	-
		5147	-	-
		5736	-	-
5748	-	-		
Monreal	Hidro Pasada	5143	1.30	1.30
El Blanco	Solar	-	-	-

Como se puede observar, en el escenario 04.d se disminuyó en 0.05 MW la generación de la CH San Víctor, compensándolo con un aumento de la generación de la CH Puerto Aysén, de manera de mantener la transferencia Tap off San Víctor -> El Moro en 2.5 MW.

En la figura siguiente se presenta la respuesta de las variables más relevantes del subsistema Aysén para el escenario 04.c.

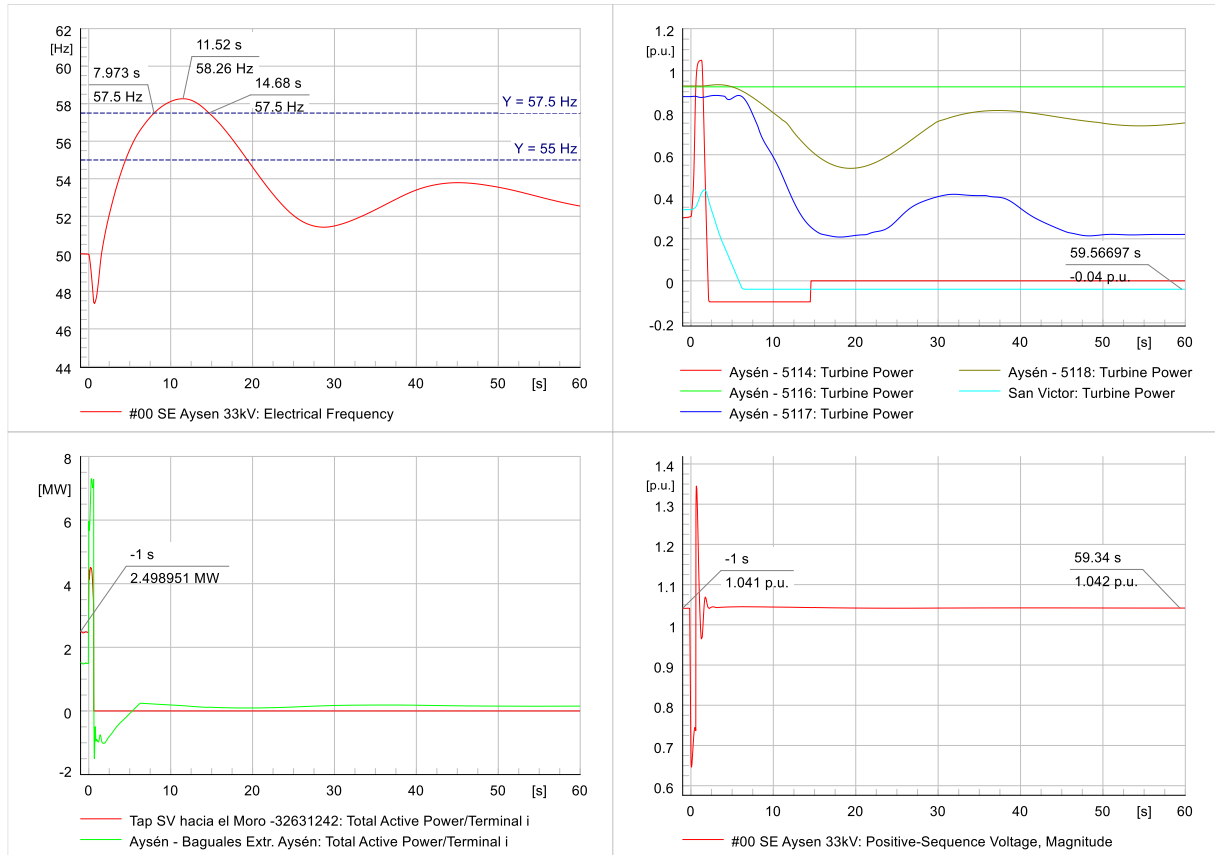


Figura 4.17 Contingencia de severidad 3 en el tramo Tap off San Víctor – El Moro en el escenario 04.c.

Se puede apreciar que la falla en el tramo Tap off San Víctor – El Moro provoca la desconexión por sobrefrecuencia de la única unidad térmica despachada en el subsistema Aysén (cuya protección cuenta con ajustes de umbral de 55 Hz y retardo de 10 s) y que la frecuencia se mantiene sobre 57.5 Hz durante 6.7 s, con lo cual se tiene un pequeño margen respecto de la operación de las protecciones de sobrefrecuencia de las unidades hidroeléctricas 5117 y 5118 (con ajuste de umbral de 57.5 Hz y retardo de 7.5 s).

En la figura siguiente se presentan los resultados para el escenario 04.d.

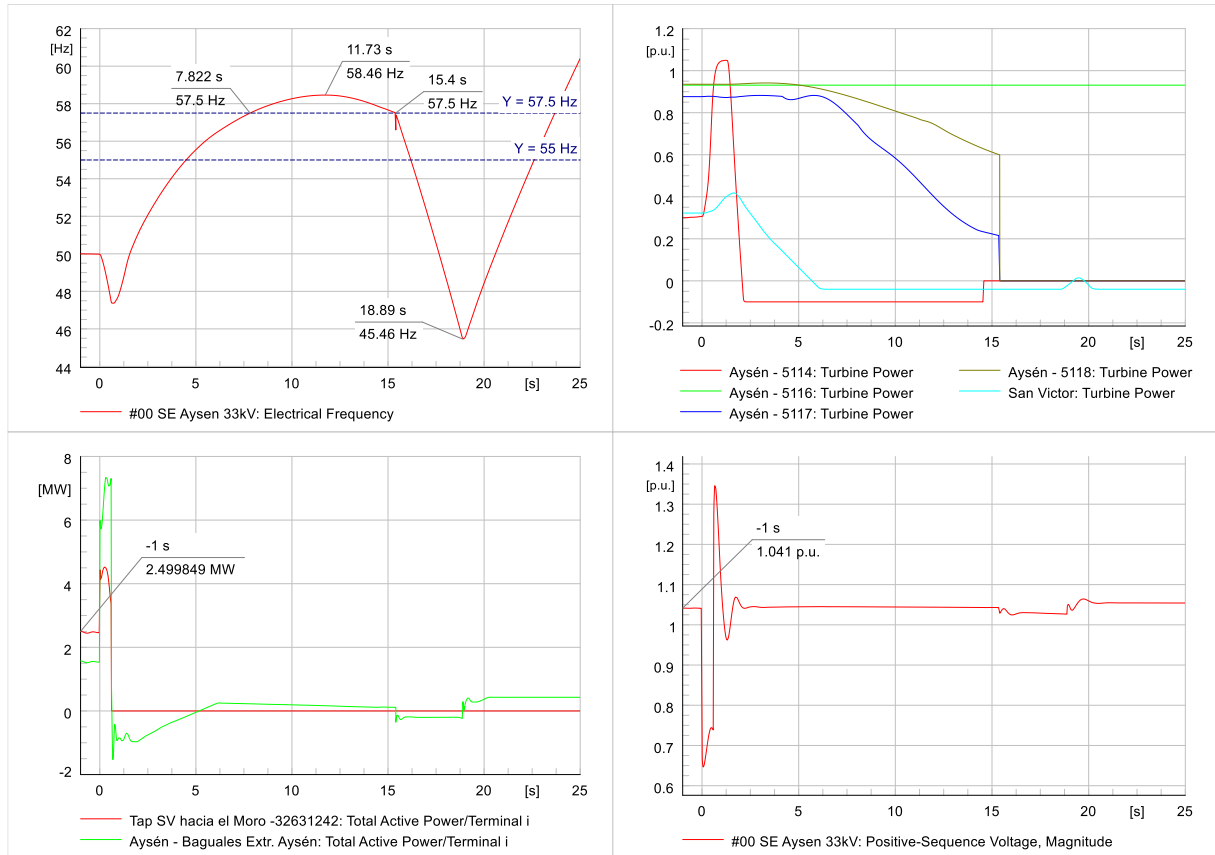


Figura 4.18 Contingencia de severidad 3 en tramo Tap off San Víctor – El Moro en escenario 04.d.

Se puede apreciar que, con una leve menor generación de la CH San Víctor y una mayor generación de la CH Puerto Aysén respecto del escenario 04.c, se produce la operación por sobrefrecuencia de las unidades hidroeléctricas 5117 y 5118, lo cual ocasiona la inestabilidad del subsistema de Aysén.

Con base en las simulaciones realizadas, se estima que el riesgo de inestabilidad de frecuencia del subsistema Aysén podría eliminarse estableciendo una restricción de despacho mínimo conjunto de las unidades térmicas del subsistema más la CH San Víctor. Estas unidades son las que cuentan con los gobernadores que poseen una respuesta lo suficientemente rápida para frenar la sobrefrecuencia, como se puede apreciar en los gráficos de potencia mecánica incluidos en las figuras anteriores. Sin embargo, dado que aún no se cuenta con modelos dinámicos debidamente homologados de las unidades generadoras y de sus sistemas de control, no es posible establecer una conclusión fehaciente respecto de la efectividad de esta medida.

4.5.4 Límites por Estabilidad Transitoria

Se verificó que no existen problemas de estabilidad transitoria que impongan restricciones de transmisión a las líneas de doble circuito Lago Atravesado – Tehuelche 23 kV y Tehuelche – Divisadero 23 kV. Para ello se utilizó el escenario de operación base N°1, que presenta las máximas transferencias por dichas líneas, y se simuló contingencias de severidad 2 cercanas al extremo transmisor de las líneas, que corresponde a la ubicación más desfavorable desde el punto de vista de la estabilidad

angular de las unidades generadoras. Cabe señalar que se consideraron los tiempos de apertura de los equipos de interrupción obtenidos en el Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones para el mismo tipo y ubicación de la falla, y para el escenario de demanda máxima analizado en dicho estudio, que corresponde al escenario base N°3. En las figuras siguientes se resumen los resultados de las simulaciones.

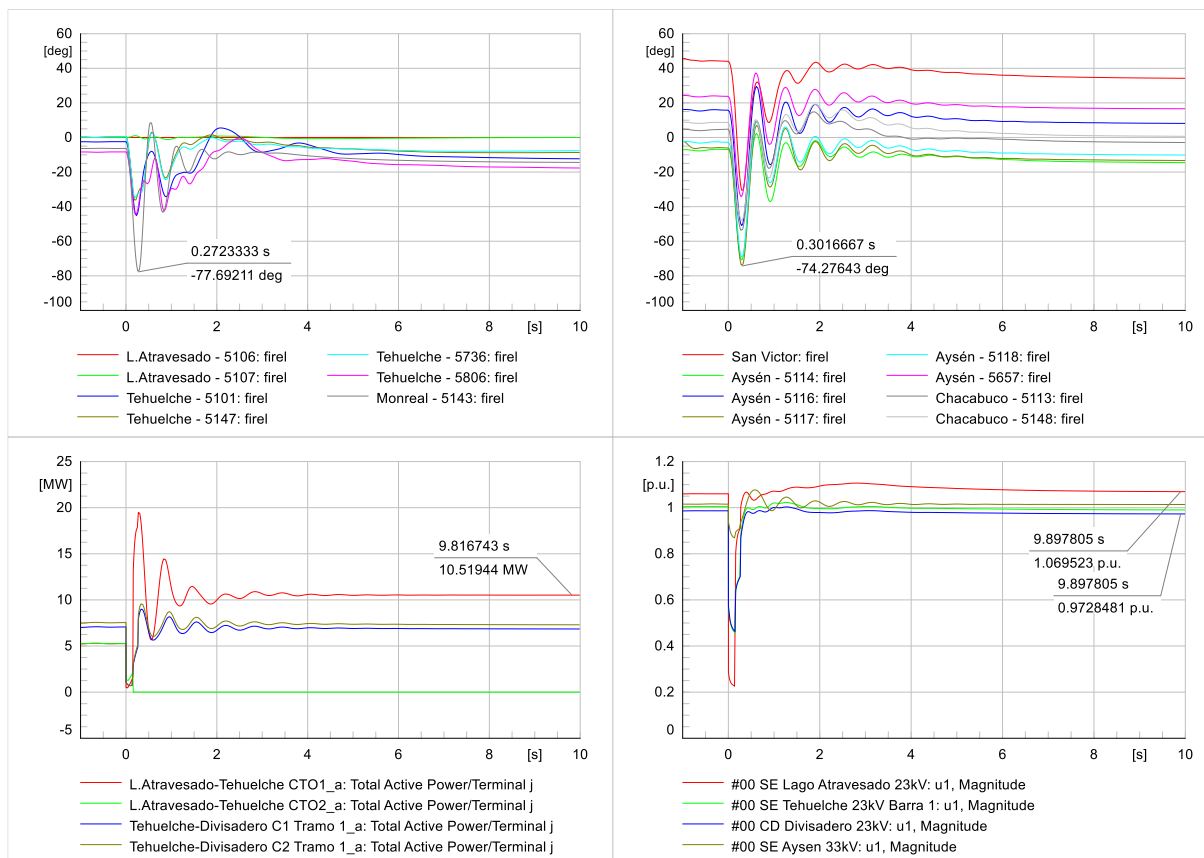


Figura 4.19 Contingencia de severidad 2 en la línea Lago Atravesado – Tehuelche 23 kV.

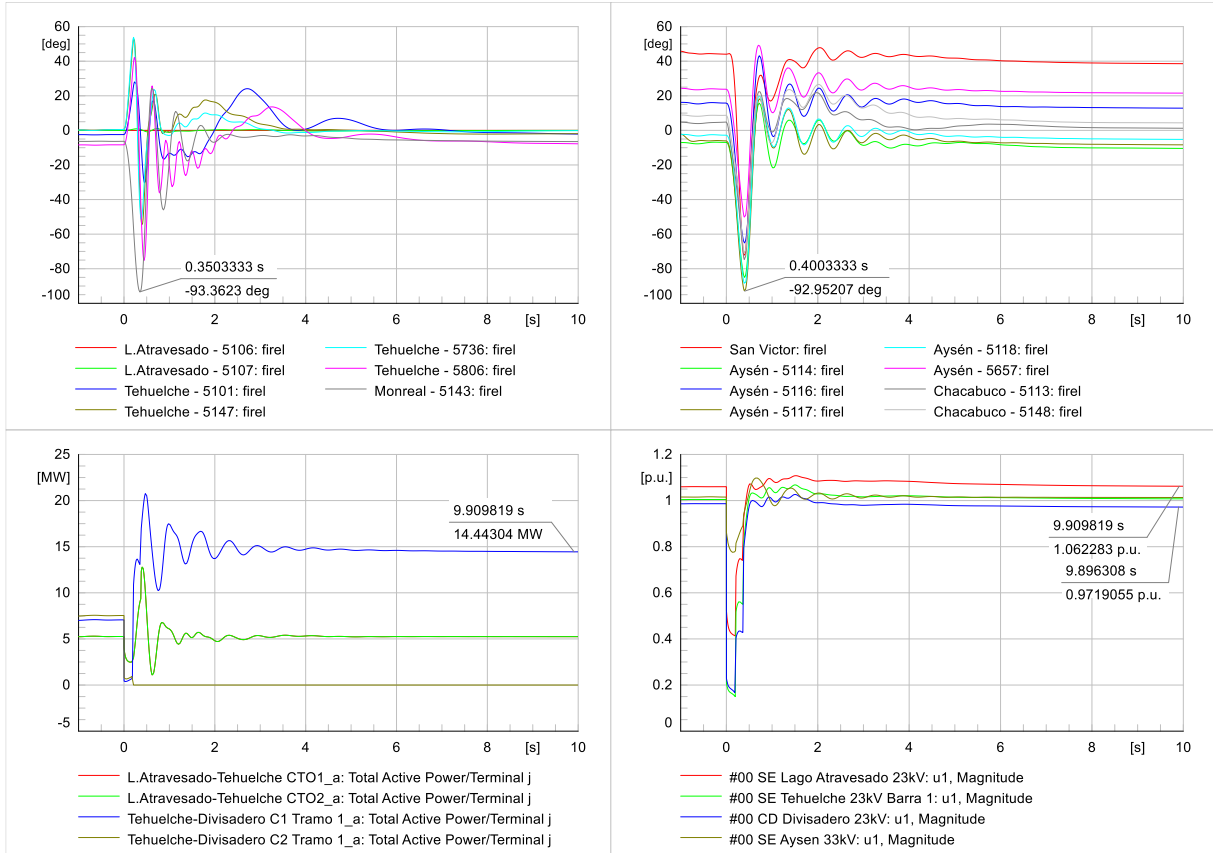


Figura 4.20 Contingencia de severidad 2 en la línea Tehuelche – Divisadero 23 kV.

Se puede apreciar que en ambos casos se cumplen los requisitos de la NT de SSMM en lo que se refiere a la estabilidad transitoria. Esto es, las excursiones de los ángulos rotóricos de las unidades generadoras no superan los 120° respecto del eje inercial del SM, las oscilaciones electromecánicas presentan una amortiguación positiva y las tensiones se recuperan de una manera adecuada en el análisis transitorio.

4.5.5 Límites por Regulación y Estabilidad de Tensión en Régimen Permanente

Del análisis realizado en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (Punto 4.4), que incluye escenarios con altas transferencias por cada tramo de la línea de interconexión y por las líneas de doble circuito Lago Atravesado – Tehuelche 23 kV y Tehuelche – Divisadero 23 kV, no se detectan problemas de regulación de tensión ni de estabilidad de tensión en régimen permanente (riesgo de colapso de tensión) ante contingencias simples en unidades generadoras o en las líneas de doble circuito.

4.5.6 Resultados

En la Tabla 4.30 se muestra un resumen con las capacidades térmicas y limitaciones de los principales tramos del sistema de transmisión del SM de Aysén.

De acuerdo con la información proporcionada por EDELAYSEN al inicio del Estudio, para el horizonte 2023-2025 analizado no se proyectaban nuevas obras de generación o transmisión. Por lo tanto, se mantendrían los límites de la Tabla 4.30. Cabe señalar que las limitaciones por capacidad térmica de los conductores son referenciales y calculadas para una condición de temperatura ambiente de 15°C.

Tabla 4.30 Resumen de las limitaciones del SM de Aysén

Tramo	SS/EE		Capacidad Térmica (MVA) ⁽¹⁾	Capacidad TT/CC (MVA) ⁽²⁾		Capacidad Transf. Serie (MVA)	Límite por estabilidad de frecuencia (MW)	Limitación del tramo (MVA)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino				
Aysén - Tap off CT Chacabuco 33 kV	Aysén	Tap off CT Chacabuco	17.6	27.4	-	-	-	17.6	Conductor
Aysén - Tap off San Víctor 33 kV	Aysén	Tap off San Víctor	13.1	10.3	68.6	-	Aysén → Divisadero: 2.5 Divisadero → Aysén: 3.0	Aysén → Divisadero: 2.5 Divisadero → Aysén: 3.0	Estabilidad de frecuencia
Tap off San Víctor - Alto Baguales 33 kV	Tap off San Víctor	Alto Baguales	13.1	68.6	27.4 ⁽³⁾	-			
Alto Baguales - Divisadero 23 kV	Alto Baguales	Divisadero	9.1	-	19.1	6.5			
Divisadero - Tehuelche 23 kV C1	Divisadero	Tehuelche	13.9	19.1	19.1	-	-	13.9	Conductor
Divisadero - Tehuelche 23 kV C2	Divisadero	Tehuelche	21.6	19.1	19.1				
Tehuelche - Lago Atravesado 2x23 kV	Tehuelche	Lago Atravesado	2x12.3	47.8	47.8	-	-	12.3	Conductor
Tehuelche - Valle Simpson 23 kV	Tehuelche	Valle Simpson	6.8	19.1	-	-	-	6.8	Conductor
Valle Simpson - PFV El Blanco 23 kV	Valle Simpson	PFV El Blanco	4.2	19.1 ⁽⁴⁾	-	-	-	4.2	Conductor

(1) Valores determinados para una temperatura de conductor de 50°C y una temperatura ambiente de 15°C.

(2) Considera una sobrecarga permanente admisible de 20%.

(3) Corresponde a TT/CC de reconector El Moro.

(4) Corresponde a TT/CC de reconector Cruce Valle Simpson.

4.6 Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones

4.6.1 Objetivos Específicos

De acuerdo con la NT de SSMM, el Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones (EVCP) tiene por objetivo verificar la adecuada coordinación de las protecciones de las instalaciones existentes, especialmente ante la incorporación de nuevas instalaciones al SM, identificando los sistemas de protección que presentan deficiencias de coordinación, así como las instalaciones que resultan afectadas.

4.6.2 Horizonte de Análisis

De acuerdo con lo señalado en la NT de SSMM, el EVCP se deberá realizar considerando las instalaciones existentes de los Coordinados. En conformidad con lo anterior, se utilizó la base de datos DigSILENT del SM de Aysén actualizada por el Coordinador al año 2023, la que fue adecuada en función de los objetivos del estudio.

4.6.3 Adecuaciones a la Base de Datos

Para el desarrollo de los estudios fue necesario realizar ciertas adecuaciones a la base de datos DigSILENT del SM de Aysén con el objetivo de representar de mejor manera la operación real del sistema. Estas adecuaciones, se detallan a continuación.

- Se crearon e incorporaron a la base de datos en formato DIGSILENT PowerFactory modelos de protección específicos para las funciones 67, 67N, 50, 51, 50N y 51N.
- Se incorporaron los ajustes de protección a los modelos anteriores. La información de los ajustes fue proporcionada por EDELAYSEN.

4.6.4 Escenarios de estudio

Los escenarios escogidos para el análisis corresponden a uno de demanda baja y otro de demanda alta, los cuales equivalen a condiciones de bajo y alto nivel de cortocircuito, respectivamente. En las tablas siguientes se muestran las características principales de los escenarios de operación preparados para realizar los estudios. Estos escenarios se seleccionaron de los escenarios de operación base presentados en el Punto 4.1, en función del nivel de cortocircuito en el sistema considerado.

Así, el escenario “3” representa una condición con alto nivel de cortocircuito mientras que el escenario “4” representa una condición con bajo nivel de cortocircuito. En la Tabla 4.31 se indican los despachos de las unidades, la generación total y la generación ERV. En la Tabla 4.32 y la Tabla 4.33 se presentan las corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas, en diversos terminales del SM de Aysén. Como se puede apreciar en la Tabla 4.31, el escenario “3” corresponde a una condición de día con alta generación renovable y altas transferencias hacia Coyhaique, mientras que el escenario “4” corresponde a una condición de noche con baja generación renovable y altas transferencias hacia Coyhaique.

Tabla 4.31 Características de los escenarios en estudio.

Despacho escenarios de estudio				
Central	Tipo	Unidad	Escenario 3 (Alto nivel de CC) [MW]	Escenario 4 (Bajo nivel de CC) [MW]
Puerto Aysén	Hidro Pasada	5116	1.00	1.70
		5117	0.30	0.55
		5118	0.90	1.64
	Térmica	5114	1.20	0.36
		5657	1.60	-
Chacabuco	Térmica	5804	2.60	-
		5805	2.09	-
		5112	-	-
		5113	1.20	-
		5148	1.60	-
San Víctor	Hidro Pasada	-	1.00	1.77
Alto Baguales	Eólica	E4	0.90	-
		E5	0.90	-
Lago Atravesado	Hidro Embalse	5106	2.26	2.70
		5107	2.63	-
Tehuelche	Térmica	5806	-	-
		5807	2.84	-
		5101	2.00	-
		5102	-	-
		5103	-	-
		5147	1.60	-
		5736	1.60	-
		5748	1.00	-
Monreal	Hidro Pasada	5143	-	1.30
El Blanco	Solar	-	2.30	-
Generación total [MW]			31.51	10.02
% Generación hidro			26%	96%
Generación ERV [MW]			4.10	0.00
N° unidades sincrónicas			17	7

Tabla 4.32 Corrientes de cortocircuito: Falla 3F

Falla Trifásica	Corriente de cortocircuito Ikss [kA]	
	Escenario 3 (Alto nivel de CC)	Escenario 4 (Bajo nivel de CC)
Terminal		
SE Aysén 23kV	2.58	1.78
SE Aysen 33kV	1.78	0.97
R21 Río Alvarez 33kV	1.68	0.81
MT CH Chacabuco 33kV	1.68	0.81
Secc. San Víctor 33kV	1.30	0.91
52F7 El Moro 33kV	1.05	0.75
PE Alto Baguales 33kV	1.06	0.74
CD Divisadero 23kV	2.79	1.25
SE Tehuelche 23kV	3.20	1.29
SE Lago Atravesado 23kV	2.71	1.27
MT CH Monreal 23kV	0.62	0.85
MT PFV El Blanco 23kV	0.41	0.41

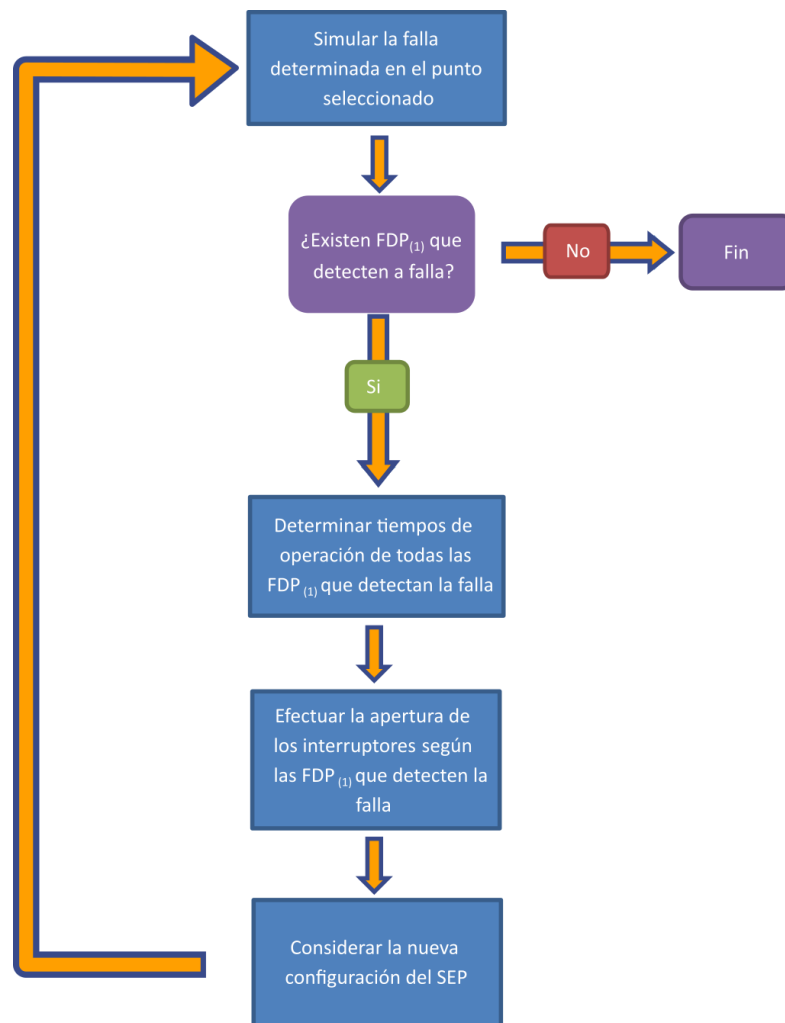
Tabla 4.33 Corrientes de cortocircuito: Falla 1F

Falla Monofásica	Corriente de cortocircuito Ikss [kA]	
	Escenario 3 (Alto nivel de CC)	Escenario 4 (Bajo nivel de CC)
Terminal		
SE Aysén 23kV	3.22	2.20
SE Aysen 33kV	2.16	1.24
R21 Río Alvarez 33kV	2.08	1.07
MT CH Chacabuco 33kV	2.13	1.07
Secc. San Víctor 33kV	1.27	0.97
52F7 El Moro 33kV	1.19	0.90
PE Alto Baguales 33kV	1.39	0.99
CD Divisadero 23kV	2.46	1.41
SE Tehuelche 23kV	4.06	1.78
SE Lago Atravesado 23kV	3.21	1.67
MT CH Monreal 23kV	0.81	0.99
MT PFV El Blanco 23kV	0.39	0.36

4.6.5 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.

- **Método de cálculo de cortocircuito:** el método empleado para el cálculo de cortocircuitos es el denominado “Método Completo”, el cual considera los valores prefalla del sistema obtenidos de un flujo de potencia.
- **Herramienta utilizada:** la verificación de la coordinación de las protecciones se realizó utilizando un algoritmo derivado de la herramienta “Traza de Cortocircuito” del software PowerFactory de DigSILENT. Esta herramienta emplea un método de régimen permanente que muestra 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 y los tiempos de operación de las protecciones. Básicamente, el algoritmo se puede representar a través del siguiente diagrama:



(1) - FDP: Función de protección

- **Fallas consideradas:** los estudios contemplaron fallas del tipo cortocircuitos trifásicos (3F-0), bifásicos (2F-0), monofásicos (1F-0), monofásicos con resistencia de falla de 40Ω (1F-40) y bifásicos a tierra (2FT-0).
- **Localización de fallas:** para las líneas de transmisión o tramos de línea, la localización de la falla se consideró al 1% y 99% de su longitud.
- **Criterio de coordinación:** Como criterio, el paso de coordinación mínimo se consideró igual a 120ms. Este valor considera un tiempo medio de activación del dispositivo de protección de 20ms y un tiempo de apertura de interruptor de 50ms dejando un margen de seguridad de 50ms.

4.6.6 Protecciones consideradas

En la Figura 4.21 se muestra un diagrama unilíneal del SM de Aysén con las protecciones consideradas en el análisis de verificación. En este diagrama se representa la topología base considerada para todos los escenarios de estudio. En la Tabla 4.34 se presenta una descripción de estas protecciones y en la Tabla 4.35, se detallan los ajustes considerados.

Figura 4.21 Diagrama unilíneal con protecciones consideradas del SM de Aysén

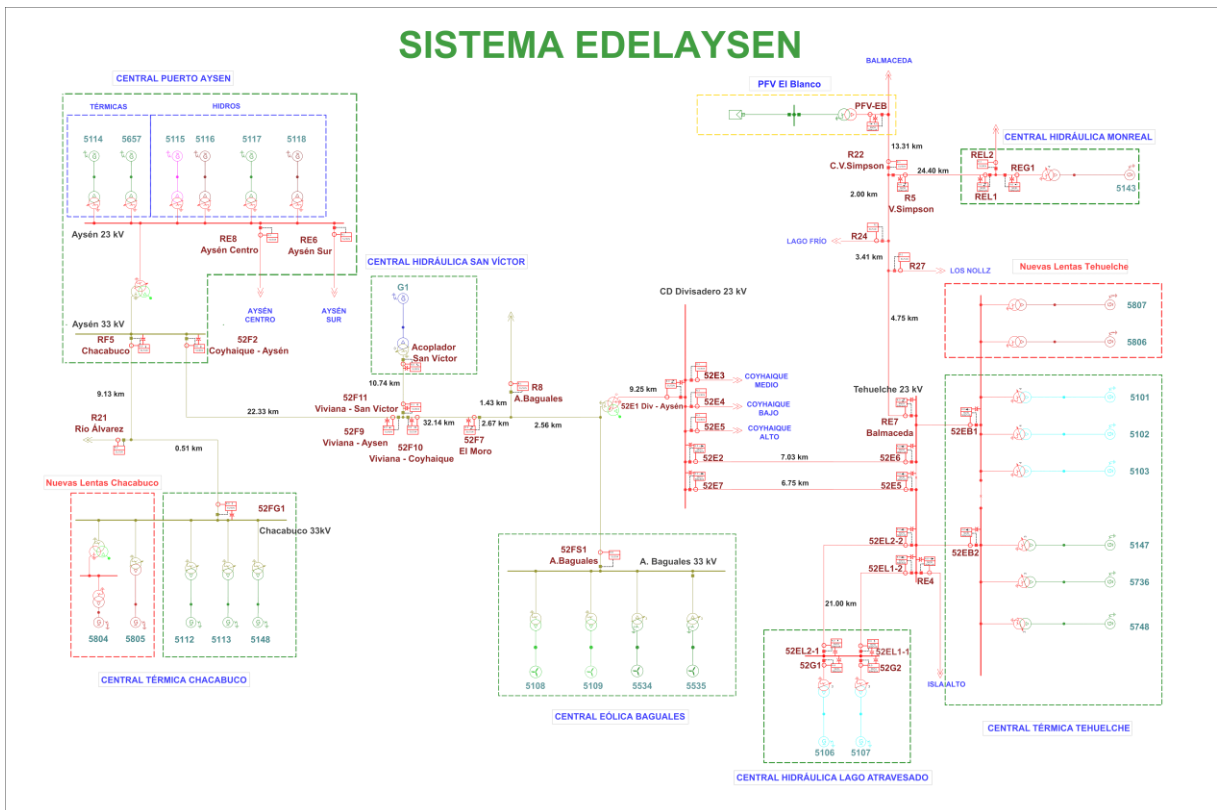


Tabla 4.34 Protecciones consideradas

Elemento asociado	Nivel de tensión (kV)	Modelo protección	Protección DigSILENT
SE Aysén			
RE8 (Aysén Centro)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	RE8 Aysén Centro 51
			RE8 Aysén Centro 51N
RE6 (Aysén Sur)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	RE6 Aysén Sur 51
			RE6 Aysén Sur 51N
RF5 (Chacabuco)	33	Rec. W&B. Control SEL 351P3	RF5 Chacabuco Hacia Alim. 51
			RF5 Chacabuco Hacia Alim. 51N
52F2 (Coyhaique - Aysén)	33	Rec. W&B. Control SEL 351P3	52F2 Aysen-Divisadero Hacia Bag 51
			52F2 Aysen-Divisadero Hacia Bag 51N
Alimentador Chacabuco			
52FG1 (Central Chacabuco)	33	Rec. Noja Power. Control RC10	C Chacabuco 52FG1 hacia Alim 51
			C Chacabuco 52FG1 hacia Alim 51N
R21 (Río Álvarez)	33	Rec. W&B. SEL 651RA	R21 Río Álvarez 51
			R21 Río Álvarez 51N
Seccionamiento SE San Víctor			
52F9 (Viviana - Aysén)	33	Rec. Noja Power. Control RC10	Tap SV Hacia Aysén 51
			Tap SV Hacia Aysén 51N
52F10 (Viviana - Coyhaique)	33	Rec. Noja Power. Control RC10	Tap SV Hacia Baguales 51
			Tap SV Hacia Baguales 51N
52F11 (Viviana - San Víctor)	33	Rec. Noja Power. Control RC10	Tap SV Hacia San Víctor 51
			Tap SV Hacia San Víctor 51N
Central San Víctor			
Acoplado S.Víctor (San Víctor)	33	Rec. Noja Power. Control RC10	Acoplador San Víctor 51 (Hacia la red)
			Acoplador San Víctor 51N (hacia la red)
Sistema Interconexión Divisadero – Aysén			
52F7 (El Moro – Interconexión)	33	Rec. W&B. Control SEL 351P2	52F7 El Moro Hacia Aysén 51
			52F7 El Moro Hacia Aysén 51N
			52F7 El Moro Hacia Divisadero 51
			52F7 El Moro Hacia Divisadero 51N
R8 (Alto Baguales)	33	Rec. GVR Control SEL 351P2	R8 Alto Baguales 51
			R8 Alto Baguales 51N
Centro de Distribución (CD) Divisadero			
52E1 (Interconexión Coyhaique-Aysén)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Bag. 51
			Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Bag. 51N
			Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Div. 51
			Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Div. 51N
52E3 (Coyhaique Medio)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	52E3 Coyhaique Medio 51
			52E3 Coyhaique Medio 51N
52E4 (Coyhaique Alto)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	52E4 Coyhaique Alto 51
			52E4 Coyhaique Alto 51N
52E5 (Coyhaique Bajo)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	52E5 Coyhaique Bajo 51
			52E5 Coyhaique Bajo 51N
52E2 (Divisadero-Tehuelche Cb. 2)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51
			Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51N
52E7 (Divisadero-Tehuelche Cb. 1)	23	Rec. Noja Power. Control RC10	Tehuelche-Divisadero C1 52E7 51
			Tehuelche-Divisadero C1 52E7 51N
SE A. Baguales			
52FS1 (C.E. Alto Baguales)	33	Rec. W&B. Control SEL 351P2	52 Alto Baguales 51/50
			52 Alto Baguales 51N/50N

Elemento asociado	Nivel de tensión (kV)	Modelo protección	Protección DigSILENT
SE Tehuelche			
52E5 (Divisadero-Tehuelche Cb. 1)	23	SEL 651RA	Tehuelche-Divisadero C1 52E5 51
			Tehuelche-Divisadero C1 52E5 51N
52E6 (Divisadero-Tehuelche Cb. 2)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51
			Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51N
52EL1-2 (Lago Atravesado-Tehuelche Cb. 1)	23	Rec. Nova. Control F6	Lago Atravesado-Tehuelche C1 52EL1-2 51
			Lago Atravesado-Tehuelche C1 52EL1-2 51N
52EL2-2 (Lago Atravesado-Tehuelche Cb. 2)	23	Rec. Nova. Control F6	Lago Atravesado-Tehuelche C2 52EL2-2 51
			Lago Atravesado-Tehuelche C2 52EL2-2 51N
52EB1 (Barra 1)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	Tehuelche 52EB1 51
			Tehuelche 52EB1 51N
52EB2 (Barra 2)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	Tehuelche 52EB2 51
			Tehuelche 52EB2 51N
RE4 (Isla Alb)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	RE4 Isla Alb 51
			RE4 Isla Alb 51N
RE7 (Balmaceda)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	RE7 Balmaceda Hacia Alim. 51
			RE7 Balmaceda Hacia Alim. 51N
			RE7 Balmaceda Hacia Barra 51
			RE7 Balmaceda Hacia Barra 51N
SE Lago Atravesado			
52EL1-1 (Lago Atravesado-Tehuelche Cb. 1)	23	Rec. Nova. Control F6	Lago Atravesado-Tehuelche C1 52EL1-1 51
			Lago Atravesado-Tehuelche C1 52EL1-1 51N
52EL2-1 (Lago Atravesado-Tehuelche Cb. 2)	23	Rec. Nova. Control F6	Lago Atravesado-Tehuelche C2 52EL2-1 51
			Lago Atravesado-Tehuelche C2 52EL2-1 51N
52G1 (Transformador 1)	23	Rec. Nova. Control F6	Lago Atravesado 52EG1 51
			Lago Atravesado 52EG1 51N
52G2 (Transformador 2)	23	Rec. Nova. Control F6	Lago Atravesado 52EG2 51
			Lago Atravesado 52EG2 51N
Balmaceda			
R27 (Los Nolz)	23	Rec. KFMVME. Control SEL 351R	R27 Los Nolz 51
			R27 Los Nolz 51N
R24 (Lago Frio)	23	Rec. KFMVME. Control SEL 351R	R24 Lago Frio 51
			R24 Lago Frio 51N
R5 (Valle Simpson)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	R5 Valle Simpson (hacia Central) 51
			R5 Valle Simpson (hacia Central) 51N
			R5 Valle Simpson (hacia el Sistema) 51
			R5 Valle Simpson (hacia el Sistema) 51N
REL1 (Central Montreal)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	52 REL1 (hacia Central) 51
			52 REL1 (hacia Central) 51N
			52 REL1 (hacia Sistema) 51
			52 REL1 (hacia Sistema) 51N
REL2 (Central Montreal)	23	Rec. Noja Power. Control RC01	52 REL2 51
			52 REL2 51N
REG1 (Central Montreal)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P3	Monreal 52EG1 (hacia Sistema) 51
			Monreal 52EG1 (hacia Sistema) 51N
R22 (Cruce Valle Simpson)	23	Rec. W&B. Control SEL 351P2	R22 Cruce Simpson 51
			R22 Cruce Simpson 51N
Acoplador El Blanco (PFV El Blanco)	23	Rec. Noja Power. Control RC10	Acoplador PFV El Blanco 51
			Acoplador PFV El Blanco 51N

Tabla 4.35 Ajustes funciones de protección de corriente

Elemento asociado	Protección	Función de protección	Pickup	Tiempo	Curva	Sumador	Mínimo tiempo de respuesta	Direccionalidad
			(A pri.)	(s)		(s)	(s)	
SE Aysén								
RE8 (Aysén Centro)	RE8 Aysén Centro 51	51	140	0.26	140	0.19	---	---
	RE8 Aysén Centro 51N	51N	30	0.40	140	0.12	---	---
RE6 (Aysén Sur)	RE6 Aysén Sur 51	51	140	0.26	140	0.19	---	---
	RE6 Aysén Sur 51N	51N	30	0.40	140	0.12	---	---
RF5 (Chacabuco)	RF5 Chacabuco Hacia Alim. 51	51	150	0.80	117	0.2	---	Hacia la línea
	RF5 Chacabuco Hacia Alim. 51N	51N	20	2.00	117	0.2	---	Hacia la línea
52F2 (Coyhaique - Aysén)	52F2 Aysen-Divisadero Hacia Bag 51	51	140	0.66	120	0.38	---	Hacia la línea
		50TD_1	370	0.60	TD	---	---	Hacia la línea
	52F2 Aysen-Divisadero Hacia Bag 51N	51N	23	0.25	C1 (IEC)	0	---	Hacia la línea
Alimentador Chacabuco								
52FG1 (Central Chacabuco)	C Chacabuco 52FG1 hacia Alim 51	51	220	0.95	119	0.15	---	Hacia el sistema
	C Chacabuco 52FG1 hacia Alim 51N	51N	35	1.80	119	0	---	Hacia el sistema
R21 (Río Álvarez)	R21 Río Álvarez 51	51	172	0.32	117	0.06	0.102	---
	R21 Río Álvarez 51N	51N	20	0.60	133	0.13	0.07	---
Seccionamiento SE San Víctor								
52F9 (Viviana - Aysén)	Tap SV Hacia Aysén 51	51	160	0.96	113	0.04	---	Hacia Aysen
	Tap SV Hacia Aysén 51N	51N	35	0.14	C2 (IEC)	0.1	---	Hacia Aysen
52F10 (Viviana - Coyhaique)	Tap SV Hacia Baguales 51	51	120	0.55	140	0.28	---	Hacia Baguales
		50TD_1	350	0.50	TD	---	---	Hacia Baguales
	Tap SV Hacia Baguales 51N	51N	22	0.24	C1 (IEC)	0	---	Hacia Baguales
52F11 (Viviana - San Víctor)	Tap SV Hacia San Víctor 51	51	100	0.75	113	0	---	Hacia San Víctor
	Tap SV Hacia San Víctor 51N	51N	20	0.10	201	0.09	---	Hacia San Víctor
Central San Víctor								
Acoplado S.Víctor (San Víctor)	Acoplador San Víctor 51 (Hacia la red)	51	58	0.85	120	0.22	---	Hacia el sistema
	Acoplador San Víctor 51N (hacia la red)	51N	15	0.50	201	0.21	---	Hacia el sistema
Sistema Interconexión Divisadero – Aysén								
52F7 (El Moro – Interconexión)	52F7 El Moro Hacia Aysén 51	51	160	1.27	113	0.03	---	Hacia Aysen
	52F7 El Moro Hacia Aysén 51N	51N	35	0.19	C2 (IEC)	0.1	---	Hacia Aysen
	52F7 El Moro Hacia Divisadero 51	51	125	0.67	120	0.23	---	Hacia Divisadero
		50TD_1	340	0.45	TD	---	---	Hacia Divisadero
R8 (Alto Baguales)	52F7 El Moro Hacia Divisadero 51N	51N	20	0.11	C2 (IEC)	0.17	---	Hacia Divisadero
	R8 Alto Baguales 51	51	50	1.50	117	0.12	---	---
R8 Alto Baguales 51N	51N	20	1.70	117	0.18	---	---	
Centro de Distribución (CD) Divisadero								
52E1 (Interconexión Coyhaique-Aysén)	Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Bag. 51	51	164	0.16	C2 (IEC)	0.03	---	Hacia Baguales
	Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Bag. 51N	51N	30	0.15	C2 (IEC)	0.19	---	Hacia Baguales
	Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Div. 51	51	164	0.75	120	0.19	---	Hacia Divisadero
	Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Div. 51N	51N	40	0.50	C2 (IEC)	0.16	---	Hacia Divisadero

Elemento asociado	Protección	Función de protección	Pickup	Tiempo	Curva	Sumador	Mínimo tiempo de respuesta	Direccionalidad
			(A pri.)	(s)		(s)	(s)	
52E3 (Coyhaique Medio)	52E3 Coyhaique Medio 51	51	275	0.30	120	0.11	---	---
	52E3 Coyhaique Medio 51N	51N	40	0.60	120	0.3	---	---
52E4 (Coyhaique Alto)	52E4 Coyhaique Alto 51	51	275	0.30	120	0.11	---	---
	52E4 Coyhaique Alto 51N	51N	40	0.60	120	0.3	---	---
52E5 (Coyhaique Bajo)	52E5 Coyhaique Bajo 51	51	275	0.30	120	0.11	---	---
	52E5 Coyhaique Bajo 51N	51N	40	0.60	120	0.3	---	---
52E2 (Divisadero-Tehuelche Cb. 2)	Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51	51	165	0.39	120	0.18	---	Hacia la línea
		50TD_1	900	0.15	TD	---	---	Hacia la línea
		50TD_2	1800	0.04	TD	---	---	Hacia la línea
	Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51N	51N	40	0.16	C2 (IEC)	0.35	---	Hacia la línea
		50N_TD_1	800	0.15	TD	---	---	Hacia la línea
		50N_TD_2	1600	0.04	TD	---	---	Hacia la línea
52E7 (Divisadero-Tehuelche Cb. 1)	Tehuelche-Divisadero C1 52E7 51	51	165	0.39	120	0.18	---	Hacia la línea
		50TD_1	900	0.15	TD	---	---	Hacia la línea
		50TD_2	1800	0.04	TD	---	---	Hacia la línea
	Tehuelche-Divisadero C1 52E7 51N	51N	40	0.16	C2 (IEC)	0.35	---	Hacia la línea
		50N_TD_1	800	0.15	TD	---	---	Hacia la línea
		50N_TD_2	1600	0.04	TD	---	---	Hacia la línea
SE A. Baguales								
52FS1 (C.E. Alto Baguales)	52 Alto Baguales 51/50	51	88	0.10	C2 (IEC)	---	---	Hacia la línea
	52 Alto Baguales 51N/50N	51N	50	0.30	C2 (IEC)	0.15	---	Hacia la línea
SE Tehuelche								
52E5 (Divisadero-Tehuelche Cb. 1)	Tehuelche-Divisadero C1 52E5 51	51	340	0.07	C1 (IEC)	---	---	Hacia la línea
		50TD_1	1900	0.15	TD	---	---	Hacia la línea
	Tehuelche-Divisadero C1 52E5 51N	51N	40	0.20	C1 (IEC)	---	---	Hacia la línea
		50N_TD_1	1700	0.15	TD	---	---	Hacia la línea
52E6 (Divisadero-Tehuelche Cb. 2)	Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51	51	340	0.07	C1 (IEC)	---	---	Hacia la línea
		50TD_1	1900	0.15	TD	---	---	Hacia la línea
	Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51N	51N	40	0.20	C1 (IEC)	---	---	Hacia la línea
		50N_TD_1	1700	0.15	TD	---	---	Hacia la línea
52EL1-2 (Lago Atravesado-Tehuelche Cb. 1)	Lago Atravesado-Tehuelche C1 52EL1-2 51	51	340	1.31	106	0	0.096	Hacia la línea
		50TD_1	850	0.12	TD	---	---	Hacia la línea
	Lago Atravesado-Tehuelche C1 52EL1-2 51N	51N	50	1.29	132	0.1	---	Hacia la línea
		50N_TD_1	490	0.10	TD	---	---	Hacia la línea
52EL2-2 (Lago Atravesado-Tehuelche Cb. 2)	Lago Atravesado-Tehuelche C2 52EL2-2 51	51	340	1.31	106	0	0.096	Hacia la línea
		50TD_1	850	0.12	TD	---	---	Hacia la línea
	Lago Atravesado-Tehuelche C2 52EL2-2 51N	51N	50	1.29	132	0.1	---	Hacia la línea
		50N_TD_1	490	0.10	TD	---	---	Hacia la línea
52EB1 (Barra 1)	Tehuelche 52EB1 51	51	345	0.17	C1 (IEC)	0	---	---
	Tehuelche 52EB1 51N	51N	50	0.24	C1 (IEC)	0.3	---	---

Elemento asociado	Protección	Función de protección	Pickup	Tiempo	Curva	Sumador	Mínimo tiempo de respuesta	Direccionalidad
			(A pri.)	(s)		(s)	(s)	
52EB2 (Barra 2)	Tehuelche 52EB2 51	51	345	0.17	C1 (IEC)	0	---	---
	Tehuelche 52EB2 51N	51N	50	0.24	C1 (IEC)	0.3	---	---
RE4 (Isla Alb)	RE4 Isla Alb 51	51	150	1.00	120	---	---	---
		50TD_1	1000	0.06	TD	---	---	---
	RE4 Isla Alb 51N	51N	35	0.90	120	---	---	---
		50N_TD_1	600	0.06	TD	---	---	---
RE7 (Balmaceda)	RE7 Balmaceda Hacia Alim. 51	51	132	1.32	120	0.06	---	Hacia la línea
	RE7 Balmaceda Hacia Alim. 51N	51N	35	1.50	120	0.2	---	Hacia la línea
	RE7 Balmaceda Hacia Barra 51	51	120	0.10	C1 (IEC)	0	---	Hacia la barra
	RE7 Balmaceda Hacia Barra 51N	51N	10	0.30	C1 (IEC)	0	---	Hacia la barra
SE Lago Atravesado								
52EL1-1 (Lago Atravesado-Tehuelche Cb. 1)	Lago Atravesado-Tehuelche C1 52EL1-1 51	51	340	0.29	134	0.2	---	Hacia la línea
		50TD_1	780	0.12	TD	---	---	Hacia la línea
	Lago Atravesado-Tehuelche C1 52EL1-1 51N	51N	50	1.29	132	0.1	---	Hacia la línea
		50N_TD_1	500	0.10	TD	---	---	Hacia la línea
52EL2-1 (Lago Atravesado-Tehuelche Cb. 2)	Lago Atravesado-Tehuelche C2 52EL2-1 51	51	340	0.29	134	0.2	---	Hacia la línea
		50TD_1	780	0.12	TD	---	---	Hacia la línea
	Lago Atravesado-Tehuelche C2 52EL2-1 51N	51N	50	1.29	132	0.1	---	Hacia la línea
		50N_TD_1	500	0.10	TD	---	---	Hacia la línea
52G1 (Transformador 1)	Lago Atravesado 52EG1 51	51	190	1.30	135	0	---	---
	Lago Atravesado 52EG1 51N	51N	45	1.60	151	0	---	---
52G2 (Transformador 2)	Lago Atravesado 52EG2 51	51	190	1.30	135	0	---	---
	Lago Atravesado 52EG2 51N	51N	45	1.60	151	0	---	---
Balmaceda								
R27 (Los Nollz)	R27 Los Nollz 51	51	100	1.67	116	0.05	---	---
	R27 Los Nollz 51N	51N	30	1.40	116	0.17	---	---
R24 (Lago Frio)	R24 Lago Frio 51	51	50	0.22	202	0.1	---	---
		50TD_1	1000	0.09	TD	---	---	---
	R24 Lago Frio 51N	51N	15	0.37	120	0.16	---	---
R5 (Valle Simpson)	R5 Valle Simpson (hacia Central) 51	51	100	0.25	138	0.1	---	Hacia la central
	R5 Valle Simpson (hacia Central) 51N	51N	20	1.50	133	0.06	---	Hacia la central
	R5 Valle Simpson (hacia el Sistema) 51	51	120	0.13	C1 (IEC)	0	---	Hacia el sistema
	R5 Valle Simpson (hacia el Sistema) 51N	51N	10	0.37	C1 (IEC)	0	---	Hacia el sistema
REL1 (Central Monreal)	52 REL1 (hacia Central) 51	51	100	0.10	138	0.08	---	Hacia la central (TTCC hacia línea)
	52 REL1 (hacia Central) 51N	51N	20	0.65	133	0	---	Hacia la central (TTCC hacia línea)
	52 REL1 (hacia Sistema) 51	51	104	0.11	C1 (IEC)	0	---	Hacia el sistema (TTCC hacia Barra)
	52 REL1 (hacia Sistema) 51N	51N	10	0.24	C1 (IEC)	0	---	Hacia el sistema (TTCC hacia Barra)
REL2 (Central Monreal)	52 REL2 51	51	10	0.05	C1 (IEC)	0	---	---
		50TD_1	50	0.02	TD	---	---	---
	52 REL2 51N	50N_TD_1	10	0.00	TD	---	---	---
REG1 (Central Monreal)	Monreal 52EG1 (hacia Sistema) 51	51	108	0.15	C1 (IEC)	0	---	Hacia el sistema
	Monreal 52EG1 (hacia Sistema) 51N	51N	10	0.37	C1 (IEC)	0	---	Hacia el sistema
R22 (Cruce Valle Simpson)	R22 Cruce Simpson 51	51	80	0.70	138	0	---	---
	R22 Cruce Simpson 51N	51N	25	1.30	133	0.16	---	---
Acoplador El Blanco (PFV El Blanco)	Acoplador PFV El Blanco 51	51	80	0.13	138	0.08	---	---
	Acoplador PFV El Blanco 51N	51N	20	0.10	201	0.02	---	---

4.6.7 Ubicaciones de fallas

En la Figura 4.22 se muestran las ubicaciones de falla seleccionadas para realizar la verificación. En la Tabla 4.36 se describen dichas ubicaciones y se indican los nombres abreviados que se utilizan posteriormente para la presentación de resultados.

Figura 4.22 Ubicaciones de las fallas

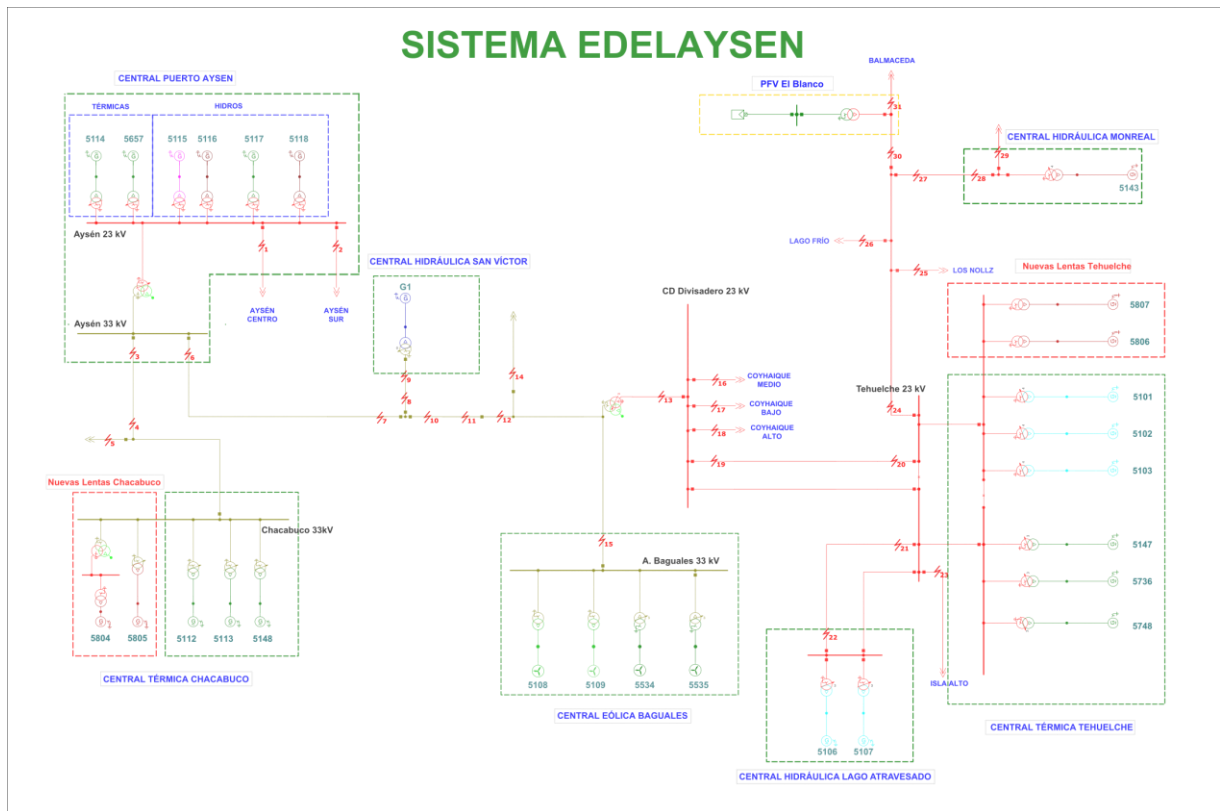


Tabla 4.36 Ubicaciones de fallas

Nro.	Nombre abreviado	Descripción
1	RE8	Alimentador RE8 Aysén Centro, próximo a interruptor
2	RE6	Alimentador RE6 Aysén Sur, próximo a interruptor
3	Línea Aysén-CtChacabuco 33 kV	1% desde Aysén 33 kV, Línea Aysén-CtChacabuco 33 kV
4	Línea Aysén-CtChacabuco 33 kV	99% desde Aysén 33 kV, Línea Aysén-CtChacabuco 33 kV
5	R21	Alimentador R21 Río Álvarez, próximo a interruptor
6	Tramo de línea Aysén-Viviana 33 kV	1% desde Aysén 33 kV, Tramo de línea Aysén-Viviana 33 kV
7	Tramo de línea Aysén-Viviana 33 kV	99% desde Aysén 33 kV, Tramo de línea Aysén-Viviana 33 kV
8	Línea Viviana -San Víctor 33 kV	1% desde Viviana 33 kV, Línea Viviana -San Víctor 33 kV
9	Línea Viviana -San Víctor 33 kV	99% desde Viviana 33 kV, Línea Viviana -San Víctor 33 kV
10	Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV	1% desde Viviana 33 kV, Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV
11	Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV	99% desde Viviana 33 kV, Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV
12	Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV	1% desde El Moro 33 kV, Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV
13	Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV	99% desde El Moro 33 kV, Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV
14	R8	Alimentador R8 A.Baguales, próximo a interruptor

Nro.	Nombre abreviado	Descripción
15	52FS1	SE A. Baguales 33 kV, próximo a interruptor
16	52E3	Alimentador 52E3 Coyhaique Medio, próximo a interruptor
17	52E5	Alimentador 52E5 Coyhaique Bajo, próximo a interruptor
18	52E4	Alimentador 52E4 Coyhaique Alto, próximo a interruptor
19	Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV	1% desde Divisadero 23 kV, Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV
20	Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV	99% desde Divisadero 23 kV, Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV
21	Línea Tehuelche-L.Atravesado C2 23 kV	1% desde Tehuelche 23 kV, Línea Tehuelche-L.Atravesado C2 23 kV
22	Línea Tehuelche-L.Atravesado C2 23 kV	99% desde Tehuelche 23 kV, Línea Tehuelche-L.Atravesado C2 23 kV
23	RE4	Alimentador RE4 Isla Alto, próximo a interruptor
24	RE7	Alimentador RE7 Balmaceda, próximo a interruptor
25	R27	Alimentador R27 Los Nollz, próximo a interruptor
26	R24	Alimentador R24 Lago Frío, próximo a interruptor
27	Línea V.Simpson-Monreal 23 kV	1% desde V.Simpson 23 kV, Línea V.Simpson-Monreal 23 kV
28	Línea V.Simpson-Monreal 23 kV	99% desde V.Simpson 23 kV, Línea V.Simpson-Monreal 23 kV
29	REL2	Alimentador REL2, próximo a interruptor
30	R22	Alimentador R22 C.V. Simpson, próximo a interruptor
31	PFV El Blanco	PFV El Blanco, próximo a interruptor

4.6.8 Resultados del análisis de verificación

En el Anexo 6.5 se presentan detalladamente los resultados del análisis de verificación. Se proporciona una tabla para cada escenario de operación analizado, donde para cada falla simulada, se muestran las secuencias de operación y detección de las protecciones, determinadas por los tiempos de apertura de los equipos de interrupción. Se supuso un tiempo de apertura de 50 ms para los interruptores.

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

- a) **Descoordinación principal (DP):** Corresponde al caso en que la falla es incorrectamente despejada por alguna de las protecciones de respaldo remoto, operando la protección local con posterioridad a esta o no alcanzando a operar.
- b) **Insuficiente paso de coordinación (IPC):** 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 insuficiente.
- c) **Descoordinación en respaldo (DR):** Corresponde al caso en que la falla es correctamente despejada por la protección local, pero la detección de la protección de respaldo remoto es inadecuada. Este fenómeno se señala a modo meramente descriptivo. Un análisis detallado implicaría consideraciones sobre el estado operativo de las protecciones locales, que van más allá del alcance de este estudio.

En las tablas Tabla 4.37, Tabla 4.38 y Tabla 4.39 se resumen los casos en que se presentan descoordinaciones principales insuficientes pasos de coordinación, y descoordinaciones en respaldo. En cada caso se indica la protección que descoordina o que opera con tiempo de paso insuficiente, los tipos de falla para los que se dan estas deficiencias de coordinación y los escenarios de estudio en que se manifiestan estos fenómenos.

Tabla 4.37 Resumen resultados: Sistemas de protección con DP.

Protección	Falla	Distancia de falla [%]	Tipo de falla	Escenario
52 REL1 (hacia Sistema) 51	Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV	1,99	2F-0	4
Acoplador San Víctor 51N (hacia la red)	Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV	1	1F-0,2FT-0	3,4
Tap SV Hacia Baguales 51	52FS1	--	3F-0,1F-0	3,4
			2F-0	3
			2FT-0	4
	Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV	1	3F-0,2F-0	3,4

Tabla 4.38 Resumen resultados: Sistemas de protección con IPC.

Protección	Falla	Distancia de falla [%]	Tipo de falla	Escenario
52 REL1 (hacia Sistema) 51	Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV	99	2F-0	4
Acoplador San Víctor 51N (hacia la red)	Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV	1	1F-0	4
Tap SV Hacia Baguales 51	52FS1	--	3F-0,1F-0	3,4
			2F-0	3
			2FT-0	4
	Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV	1	3F-0,2F-0	3,4

Tabla 4.39 Resumen resultados: Sistemas de protección con DR.

Protección	Falla	Distancia de falla [%]	Tipo de falla	Escenario
RE7 Balmaceda Hacia Barra 51	Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV	1	3F-0	4
		99		
	Línea Tehuelche-L.Atravesado C2 23 kV	1	3F-0,2F-0	
		99		
RE4	--			
RE7 Balmaceda Hacia Barra 51N	Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV	1	2FT-0	4
		99		
	Línea Tehuelche-L.Atravesado C2 23 kV	1	1F-0,2FT-0	3,4
		99		4
RE4	--		3,4	
Tehuelche-Divisadero C1 52E5 51	52E3, 52E4, 52E5	--	3F-0	4
	Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV	99		
	Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV	99	3F-0,2F-0	
Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51	52E3, 52E4, 52E5	--	3F-0,2F-0	4
	Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV	99		
Tehuelche-Divisadero C1 52E7 51	Línea Tehuelche-L.Atravesado C2 23 kV	1	3F-0	3,4
	RE4, RE7	--		3
Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51	Línea Tehuelche-L.Atravesado C2 23 kV	1	3F-0	3,4
	RE4, RE7	--		3
Tehuelche-Divisadero C1 52E7 51N	RE4	--	1F-0,2FT-0	3
Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51N	RE4	--	1F-0,2FT-0	3
Tap SV Hacia Baguales 51	Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV	99	2F-0	4

4.6.9 Análisis de resultados y recomendaciones

De acuerdo con los resultados obtenidos en este estudio de verificación de coordinación de las protecciones, los análisis se pueden consolidar en lo siguiente:

a) Fenómenos de Descoordinaciones Principales (DP) e Insuficiente Paso de Coordinación (IPC)

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa que este par de fenómenos están, en general, íntimamente relacionados. En los casos en que se presenta la descoordinación por IPC, es seguida por una DP. En efecto, en estas circunstancias la falla suele ser despejada correctamente por la protección local, pero debido a un insuficiente paso de coordinación con las protecciones de respaldo, no se cuenta con tiempo suficiente para aislar la falla antes de la operación incorrecta de estas últimas.

Las funciones de protección en donde se presentan estos fenómenos son:

- **52 REL1 (hacia Sistema) 51:**
 - Para una falla 2F-0 en la Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV, en extremo Divisadero. En la falla en cuestión opera correctamente la protección local “Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51”, sin embargo, también opera incorrectamente el relé “**52 REL1 (hacia Sistema) 51**”, antes que la protección remota “Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51”. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 4, correspondientes a un escenario de mínima generación.
 - Para una falla 2F-0 en la Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV, en extremo Tehuelche. En la falla en cuestión opera correctamente la protección local “Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51” y la protección remota “Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51”, sin embargo, también opera incorrectamente el relé “**52 REL1 (hacia Sistema) 51**” por IPC con el relé remoto, después que la protección remota. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 4, correspondientes a un escenario de mínima generación.
- **Acoplador San Víctor 51N (hacia la red):**
 - Para fallas 1F-0 y 2FT-0 en el Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV, en extremo Viviana. En las fallas en cuestión opera incorrectamente la protección “**Acoplador San Víctor 51N (hacia la red)**”, antes que lo hagan correctamente el relé remoto “52F7 El Moro Hacia Aysén 51N” y el relé local “Tap SV Hacia Baguales 51N”. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 3, correspondientes a un escenario de máxima generación.
 - Para una falla 1F-0 en el Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV, en extremo Viviana. En la falla en cuestión opera correctamente la protección local “Tap SV Hacia Baguales 51N”, sin embargo, también opera incorrectamente el relé “**Acoplador San Víctor 51N (hacia la red)**” por IPC con el relé local, antes que lo hagan correctamente el relé remoto “52F7 El Moro Hacia Aysén 51N”. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 4, correspondientes a un escenario de mínima generación.
 - Para una falla 2FT-0 en el Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV, en extremo Viviana. En la falla en cuestión opera incorrectamente la protección “**Acoplador San Víctor 51N (hacia la red)**”, antes que lo hagan correctamente el relé local “Tap SV Hacia Baguales 51N” y el relé remoto “52F7 El Moro Hacia Aysén 51N”. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 4, correspondientes a un escenario de mínima generación.

- **Tap SV Hacia Baguales 51**

- Para fallas 3F-0, 1F-0, 2F-0 y 2FT-0 próximas a la SE A. Baguales 33 kV y para fallas 3F-0 y 2F-0 en el Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV, extremo El Moro. En las fallas en cuestión opera correctamente la protección local “52F7 El Moro Hacia Divisadero 51”, sin embargo, también opera incorrectamente el relé “**Tap SV Hacia Baguales 51**” por IPC con el relé local, antes que la protección remota “Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Bag. 51”. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en los escenarios 3 y 4.

b) Fenómenos de Descoordinaciones en Respaldo (DR)

Tal como se ha mencionado en el punto 4.6.8, este fenómeno se señala a modo meramente descriptivo. En general, se considera que podría ocurrir DR cuando ante una falla en el sistema, la secuencia de detección de los respaldos remotos no es adecuada, pudiendo propagarse la falla más allá del elemento fallado, en la eventualidad de una no operación de los sistemas de protección locales.

Las funciones de protección en donde se presentan estos fenómenos son:

- **RE7 Balmaceda Hacia Barra 51/51N:**

- Para fallas 3F-0, 2F-0, 1F-0 y 2FT-0 en la línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV, línea Tehuelche-L.Atravesado C2 23 kV y RE4 (alimentador Isla Alto), se observa que ciertas protecciones de respaldo (ver detalle en Anexo 6.5), aguas abajo del alimentador Balmaceda, detectan las fallas antes que la protección de respaldo **RE7 Balmaceda Hacia Barra 51/51N**. Se aprecia que la descoordinación señalada se presenta en los escenarios 3 y 4.

- **Tehuelche-Divisadero C1 52E5 51 y Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51:**

- Para fallas 3F-0 y 2F-0 en la línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV, tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV y alimentadores 52E3, 52E4 y 52E5, se observa que ciertas protecciones de respaldo (ver detalle en Anexo 6.5), aguas abajo del alimentador Balmaceda, detectan las fallas antes que las protecciones de respaldo **Tehuelche-Divisadero C1 52E5 51 y Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51**. Se aprecia que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 4, correspondientes a un escenario de mínima generación.

- **Tehuelche-Divisadero C1 52E7 51 y Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51:**

- Para fallas 3F-0 en la línea Tehuelche-L.Atravesado C2 23 kV y alimentadores RE4, RE7, se observa que la protección Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Div. 51, detectan las fallas antes que las protecciones de respaldo **Tehuelche-Divisadero C1 52E5 51 y Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51**. Se aprecia que la descoordinación señalada se presenta en los escenarios 3 y 4.

- **Tehuelche-Divisadero C1 52E7 51N y Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51N:**

- Para fallas 1F-0 y 2FT-0 en RE4 (alimentador Isla Alto), se observa que la protección Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Div. 51, detectan las fallas antes que las protecciones de respaldo **Tehuelche-Divisadero C1 52E7 51N y Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51N**. Se aprecia que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 3, correspondientes a un escenario de máxima generación.

- **Tap SV Hacia Baguales 51:**

- Para fallas 2F-0 en Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV, se observa que la protección Acoplador San Víctor 51 (Hacia la red), detecta las fallas antes que las protecciones de

respaldo **Tap SV Hacia Baguales 51**. Se aprecia que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 4, correspondientes a un escenario de mínima generación.

En conformidad con lo anterior, se recomienda lo siguiente:

El operador principal del SM de Aysén deberá efectuar un Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones del SM de Aysén, que posibilite la adecuada coordinación de sus sistemas de protecciones, en particular

- Coordinar el relé **52 REL1 (hacia Sistema) 51**, de manera que proporcionen un adecuado respaldo con un correcto paso de coordinación entre esta protección y las de la Línea Tehuelche-Divisadero 23 kV, cuando se encuentre despachada la central hidráulica Monreal.
- Coordinar el relé **Acoplador San Víctor 51N (hacia la red)**, de manera que proporcionen un adecuado respaldo con un correcto paso de coordinación entre esta protección y las de del Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV.
- Coordinar el relé **Tap SV Hacia Baguales 51**, de manera que proporcionen un adecuado respaldo con un correcto paso de coordinación entre esta protección y las de los tramos de línea: Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV y Tramo de línea El Moro-A.Baguales 33 kV.

Por otra parte, con respecto a los fenómenos de **Descoordinaciones en Respaldo (DR)** se recomienda, en la medida de los posible, revisar y coordinar la secuencia de detección de los respaldos remotos para:

- Protecciones **RE7 Balmaceda Hacia Barra 51/51N, Tehuelche-Divisadero C1 52E5 51 y Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51**, respecto de las protecciones aguas abajo del alimentador Balmaceda, para fallas entre El Moro 33kV y Tehuelche 23kV.
- Protecciones **Tehuelche-Divisadero C1 52E7 51/51N y Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51/51N**, respecto de la protección Divisadero-Aysén 52E1 Hacia Div. 51, para fallas entre Divisadero 23kV y Tehuelche 23kV.
- Protección **Tap SV Hacia Baguales 51**, respecto de la protección Acoplador San Víctor 51 (Hacia la red), para fallas en el Tramo de línea El Moro-Divisadero 33 kV.

5 Comentarios y Conclusiones

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

Del análisis técnico-económico realizado en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, se determinaron los requerimientos mínimos de reserva de potencia activa para CPF (Control Primario de Frecuencia) y CSF (Control Secundario de Frecuencia), los que se resumen en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Resumen de Reservas para CPF y CSF

Tipo de Reserva	Criterio	Reserva Total [MW]
RCPF	Óptimo económico Cop+CENS/Desconexión del mayor alimentador	+2.00 / -4.65(*) [MW]
RCSF (en giro)	Variaciones intrahorarias de la generación eólica	+0.50 / -0.50 [MW]
RCSF (fría o pronta)	Diferencia para contener variaciones intrahorarias de la demanda neta	+0.50 / -0.40 [MW]

*Se requiere que al menos el 85 % de la reserva de bajada debe encontrarse en unidades con un regulador de velocidad de respuesta rápida, lo cual aplica para todas las unidades generadoras exceptuando las unidades hidroeléctricas 5117 y 5118 de la central Puerto Aysén

Además, para los requerimientos de reserva para el CPF se recomienda considerar las distribuciones por subsistema que se consideraron en los estudios. En la Tabla 5.2 se indican dichas distribuciones y los montos mínimos por subsistema resultantes.

Tabla 5.2 Reserva para el CPF por subsistema

Tipo de reserva	Distribución de la reserva para el CPF por subsistema		Reserva para el CPF por subsistema [MW]	
	Aysén	Coyhaique	Aysén	Coyhaique
RCPF de subida	30%	70%	+0.60	+1.40
RCPF de bajada	45%	55%	-2.09	-2.56

Los montos de reservas para CPF fueron verificados técnicamente, mediante la simulación de contingencias en los diferentes escenarios de operación específicos del SM, constatándose el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de servicio contenidos en la NT de SSMM.

Sin perjuicio de lo anterior, como resultado de los análisis de la verificación de las condiciones de seguridad en el SM, se proponen mejoras que permitirían dotar al SM de mayor seguridad en su operación, las que se describe a continuación:

- **Adecuación del EDAC, específicamente reducir el tiempo total de operación del EDAC del alimentador de Chacabuco asociado al reconector O'Higgins a 200 ms (ajuste de gradiente).** Esto con el objetivo de mantener estable al subsistema de Aysén, en caso de pérdida de la línea que lo interconecta al resto del SM, en condiciones de transferencias altas hacia el subsistema Aysén.

- **Ajustar el tiempo de la protección de sobrefrecuencia de la central Monreal**, que permita cumplir al menos lo establecido en el artículo 3-16 de la NT de SSMM. Actualmente el tiempo ajustado en dicha protección es de 1 segundo, para el umbral de activación de 52 Hz.

Por último, a raíz de las observaciones realizadas por EDELAYSEN al Informe Preliminar, se constató que la protección de subfrecuencia de la central San Víctor tiene ajustes de 47.5 Hz y 2 segundos, los cuales no fueron de conocimiento del Coordinador al momento de la realización de este estudio. Sin embargo, estos ajustes no coordinan adecuadamente con el EDAC por baja frecuencia que se encuentra implementado, por lo que se propone subir el retardo de dicha protección a al menos 10 segundos.

En el Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) se verificó el comportamiento del EDAC actualmente implementado en el SM de Aysén, cuyos ajustes se muestran en la tabla más abajo, mediante la simulación de contingencias de generación para diferentes escenarios de operación. Los resultados de dichas simulaciones permiten observar un buen comportamiento del EDAC, permitiendo una recuperación estable del sistema cumpliendo los requerimientos contenidos en la NT de SSMM.

Tabla 5.3 EDAC vigente del SM de Aysén

Alimentador	Equipo	Reconectador	Ajuste - Escalón		Ajuste - Gradiente		
			Frecuencia [Hz]	Tiempo [s]	Frecuencia [Hz]	df/dt [Hz/s]	Tiempo [s]
Coyhaique Alto	R-13	A. SIMPSON	47	0.3	48	-5	0.3
	R-17	G. Adasme	47	0.3	48	-5	0.3
	52E4	Coyhaique Alto	46.8	0.3	47.8	-5	0.3
Chacabuco	R-15	O'Higgins	46.6	0.3	47.6	-5	0.3
Aysén Centro	52E8	Aysén Centro	46.4	0.3	47.4	-5	0.3
Aysén Sur	R-15	Municipal	46.2	0.3	47.2	-5	0.3
	R-19	Pangal	46	0.3	47	-5	0.3
Coyhaique Bajo	R-2	Teniente Vidal	45.8	0.3	46.8	-5	0.3
Aysén Sur	52E6	Aysén Sur	45.6	0.3	46.6	-5	0.3
Chacabuco	R-21	Río Álvarez	45	0.1	45.5	-5	0.1

Sin perjuicio de lo anterior, se considera una propuesta de adecuación del EDAC, que permitiría al SM de Aysén contar con mayores márgenes de seguridad, específicamente para fallas en la línea de interconexión entre los subsistemas de Aysén y Coyhaique, en condiciones de transferencias altas hacia Aysén (Subsistema Aysén importador). Esta propuesta de adecuación considera ajustar el tiempo de operación del EDAC del alimentador Chacabuco asociado al reconectador O'Higgins (Ajuste-Gradiente) a 200 ms, tal como se indica en la tabla siguiente.

Tabla 5.4 EDAC propuesto del SM de Aysén

Alimentador	Equipo	Reconectador	Ajuste - Escalón		Ajuste - Gradiente		
			Frecuencia [Hz]	Tiempo [s]	Frecuencia [Hz]	df/dt [Hz/s]	Tiempo [s]
Coyhaique Alto	R-13	A. SIMPSON	47	0.3	48	-5	0.3
	R-17	G. Adasme	47	0.3	48	-5	0.3
	52E4	Coyhaique Alto	46.8	0.3	47.8	-5	0.3
Chacabuco	R-15	O'Higgins	46.6	0.3	47.6	-5	0.2
Aysén Centro	52E8	Aysén Centro	46.4	0.3	47.4	-5	0.3
Aysén Sur	R-15	Municipal	46.2	0.3	47.2	-5	0.3
	R-19	Pangal	46	0.3	47	-5	0.3
Coyhaique Bajo	R-2	Teniente Vidal	45.8	0.3	46.8	-5	0.3
Aysén Sur	52E6	Aysén Sur	45.6	0.3	46.6	-5	0.3
Chacabuco	R-21	Río Álvarez	45	0.1	45.5	-5	0.1

El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva contempla escenarios base de operaciones representativas de demanda máxima y mínima del periodo 2023 y la sensibilidad para el año 2025, obteniendo como principales resultados los siguientes:

- El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva para contingencias es de 2.343 kVAR ante la desconexión de una unidad de la central Tehuelche 5806, resultante en un escenario de demanda máxima 2023, mientras que para el año 2025 el requerimiento es de 2.45 kVAR ante la misma contingencia, para un escenario de demanda máxima.
- Respecto de la necesidad de absorción de potencia reactiva, para los escenarios analizados no se encontraron requerimientos importantes de absorción de reactivos, ya que los requerimientos en general tienden a ser capacitivos. Sin embargo, destaca la contingencia de una unidad de Lago atravesado con un requerimiento de -1.300 kVar en demanda máxima.
- En cuanto a las curvas de potencia reactiva versus tensión de la barra de 33 kV de Mañihuales previo y posterior a la aplicación de contingencias, se tiene que la única contingencia que afecta realmente el control de tensión en la barra de Mañihuales es la salida intempestiva de la unidad de San Victor. No obstante, la tensión de colapso de las simulaciones se encuentra fuera del rango aceptable de tensión en operación normal y alerta en todos los escenarios, por lo que el SSMM de Aysén contaría con suficiente margen de reactivos.
- El margen de potencia reactiva que lleva al colapso de tensión en la barra de 33 kV de Mañihuales, es mayor que cualquier requerimiento de contingencias analizadas.

En consecuencia, no se presentarían problemas de estabilidad de tensión, esto considerando que las simulaciones se realizaron en base a la información disponible, respecto de la curva de capacidad de los generadores.

En el Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión se analizaron los distintos tipos de limitaciones que podrían imponer restricciones al sistema de transmisión, concluyéndose lo siguiente:

- Se evaluaron las capacidades térmicas de los principales tramos del sistema de transmisión del SM de Aysén.
- Considerando los límites de transmisión que se utilizan actualmente en la operación para la línea de interconexión entre los subsistemas Aysén y Coyhaique, que son de 2.5 MW en el sentido hacia el subsistema Coyhaique y de 3 MW en el sentido hacia el subsistema Aysén, se detectaron dos condiciones de riesgo de apagón por inestabilidad de frecuencia del subsistema Aysén ante fallas en dicha línea:
 - Con altas transferencias en el sentido Coyhaique -> Aysén, demanda media-baja del SM y baja reserva de subida en las unidades térmicas del subsistema Aysén que cuentan con un regulador de velocidad de respuesta rápida. En estas condiciones podrían operar todos los escalones del EDAC por subfrecuencia del subsistema, por lo cual en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas se propone una adecuación a dicho EDAC.
 - Con altas transferencias en el sentido Aysén -> Coyhaique, demanda baja del SM, muy alta generación en la CH Puerto Aysén, baja o nula generación en la central San Víctor y baja generación térmica en el subsistema Aysén. En estas condiciones se estima que podrían operar las protecciones de sobrefrecuencia tanto de unidades térmicas como hidroeléctricas del subsistema. Dado que aún no se cuenta con modelos dinámicos homologados de las unidades generadoras y de sus sistemas de control, no es posible concluir fehacientemente respecto de dicho riesgo ni sobre las posibles medidas para reducirlo o eliminarlo.
- No existen problemas de estabilidad transitoria ni de regulación o estabilidad de tensión en régimen permanente que limiten las transferencias por el sistema de transmisión.

Las limitaciones resultantes se establecen por la capacidad térmica de los conductores y, en el caso particular de la línea de interconexión entre los subsistemas Aysén y Coyhaique, por los límites de estabilidad de frecuencia que se consideran actualmente en la operación.

Dado que no existen ampliaciones previstas en el sistema de transmisión dentro del horizonte analizado (2023-2025), de acuerdo con lo informado por EDELAYSEN al inicio de los Estudios, las limitaciones determinadas serían válidas para todo dicho horizonte.

Respecto del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones, se analizó la coordinación de los sistemas de protecciones del SM de Aysén, considerando diversos escenarios de operación. Los resultados obtenidos muestran:

- Descoordinaciones entre algunas protecciones del SM, para algunos tipos de falla, esencialmente fallas 3F, 1F-0, 2F-0 y 2FT-0, que involucran a las protecciones de corriente: 52 REL1 (hacia Sistema) 51, Acoplador San Víctor 51N (hacia la red) y Tap SV Hacia Baguales 51.

- Por lo anterior, se propone que el operador principal del SM de Aysén efectúe un Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones que analice con mayor detalle una mayor cantidad de escenarios y contingencias, y proponga nuevos ajustes, para solucionar los problemas encontrados.

6 Anexos

6.1 Anexo Ajuste de las Cargas y Adecuaciones a la Base de Datos

6.1.1 Ajuste de las cargas

En este punto se describen las consideraciones y supuestos realizados acerca de la distribución de la demanda y los factores de potencia de las cargas modeladas en la base de datos Digsilent utilizada (BD Estudio Flujo Potencia PFV El Blanco).

Con respecto a la distribución de la demanda en potencia activa, se adoptó para todos los escenarios analizados la distribución de los escenarios de Demanda Alta (DA) incluidos en la base de datos, ya que en los escenarios de Demanda Baja (DB) los alimentadores de la S/E Divisadero tienen valores de demanda anormalmente bajos en comparación con los de DA. Cabe señalar que los escenarios contenidos en la base de datos corresponden al año 2022, según lo indicado en el informe del Estudio de Flujos de Potencia del PFV El Blanco.

Con respecto a los factores de potencia de las cargas, se adoptaron los siguientes supuestos:

1. En los escenarios DA y DB se mantiene el valor Q de las cargas que están ingresadas en modo P-Q, que son todas excepto las del alimentador Balmaceda. Se supuso que los valores Q de las cargas de los alimentadores de la S/E Divisadero en el escenario DB son correctos, ya que al corregir los valores P de dichas cargas considerando la distribución del escenario DA, resultan factores de potencia razonables.
2. En las cargas del alimentador Balmaceda, que están ingresadas en modo P-cos ϕ , se normaliza cos $\phi = 0.98$ inductivo para todas las cargas, ya que en el escenario DA había algunas con cos $\phi = 0.98$ capacitivo, mientras que en el escenario DB todas las cargas tienen cos $\phi = 0.98$ inductivo.
3. Para niveles de demanda intermedios del año 2022, se interpola el valor Q de las cargas en modo P-Q y se mantiene cos $\phi = 0.98$ inductivo para las cargas en modo P-cos ϕ . Para realizar esta interpolación se corrigió la demanda total del escenario DB suponiendo un factor Demanda Baja/Demanda Alta igual al de la suma de todos los alimentadores del sistema descontando los que presentan valores de P anómalos (S/E Divisadero).
4. Para niveles de demanda mayores que el del escenario DA, se mantienen los factores de potencia de las cargas del escenario DA.
5. Finalmente, al proyectar la demanda a los años 2023 y 2025 se mantienen los factores de potencia de las cargas.

6.1.2 Adecuaciones a la base de datos

Para el desarrollo de los estudios fue necesario realizar ciertas adecuaciones a la base de datos Digsilent utilizada, con el objeto de representar de mejor manera la operación real del sistema. Estas adecuaciones se detallan a continuación.

- Se desconectaron las unidades E1 y E2 del PE Alto Baguales, de acuerdo con lo indicado por EDELAYSEN.

- Se hicieron las siguientes correcciones en la conexión de las unidades de la CT Chacabuco, de acuerdo con lo indicado por EDELAYSEN:
 - Se intercambió la conexión de las unidades 5804 y 5805, de manera de dejarlas conectadas a las barras de 33 y 23 kV, respectivamente.
 - Se reconectó la unidad 5148 a la barra de 33 kV, utilizando un tipo de transformador de 23/0.4 kV y 1.8 MVA igual al de la unidad Puerto Aysén 5657.
 - Se corrigió la constante de inercia del tipo de generador utilizado por las unidades 5804-5805 de la CT Chacabuco y las unidades 5806-5807 de la CT Tehuelche, de acuerdo con los antecedentes proporcionados por EDELAYSEN.
 - Para el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva se incorporó el parámetro de susceptancia de secuencia positiva (B1) de los tipos de líneas de transmisión, ya que en su mayoría tenían un valor nulo. Se adoptaron, para todos los tipos de línea, los valores de susceptancia contenidos en la BD de Protecciones de diciembre 2022 proporcionada por EDELAYSEN. También se hicieron las siguientes modificaciones a los tipos de línea que tenían valores de reactancia de secuencia positiva (X1) anormalmente bajos:
 - Tipos de línea 10101618-23, 10101618-23 B&B y 10101618-33: se consideró el valor X1 del tipo de línea 10101621-23.
 - Tipo de línea 10101623-23 B&B: se consideraron los valores Inom, R1, X1, R0 y X0 del tipo de línea 10101623-23.
 - Se incorporó la actualización del EDAC por baja frecuencia realizada el 2022, de acuerdo con lo informado por EDELAYSEN. Además, se corrigió la frecuencia de activación del elemento de gradiente de frecuencia del reconectador 52E4 y los tiempos de operación de los reconectores RE-8, R-15, R-19 y 52E6, tanto del elemento de umbral de frecuencia como del de gradiente de frecuencia. Por último, se corrigió el alimentador sobre el que actúa el reconectador RE-8.
 - Se agregaron modelos para las siguientes protecciones de sobre y baja frecuencia de unidades generadoras que podrían operar con mayor probabilidad, considerando los ajustes informados por EDELAYSEN:
 - Sobre frecuencia: CH Puerto Aysén 5117 y 5118, CT Puerto Aysén 5114, CT Chacabuco 5148, Alto Baguales E4 y E5, CT Tehuelche 5748 y CH Monreal.
 - Baja frecuencia: Alto Baguales E4 y E5, y CT Tehuelche 5748.
- Cabe señalar que la protección de baja frecuencia de CH Monreal venía modelada en la BD.
- Se dejó fuera de servicio el modelo dinámico del PFV El Blanco, debido a que presentaba un error de inicialización.
 - Se asignó el punto de medición de potencia activa y reactiva de los modelos dinámicos de las unidades E4 y E5 del PE Alto Baguales.

6.2 Anexo del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas

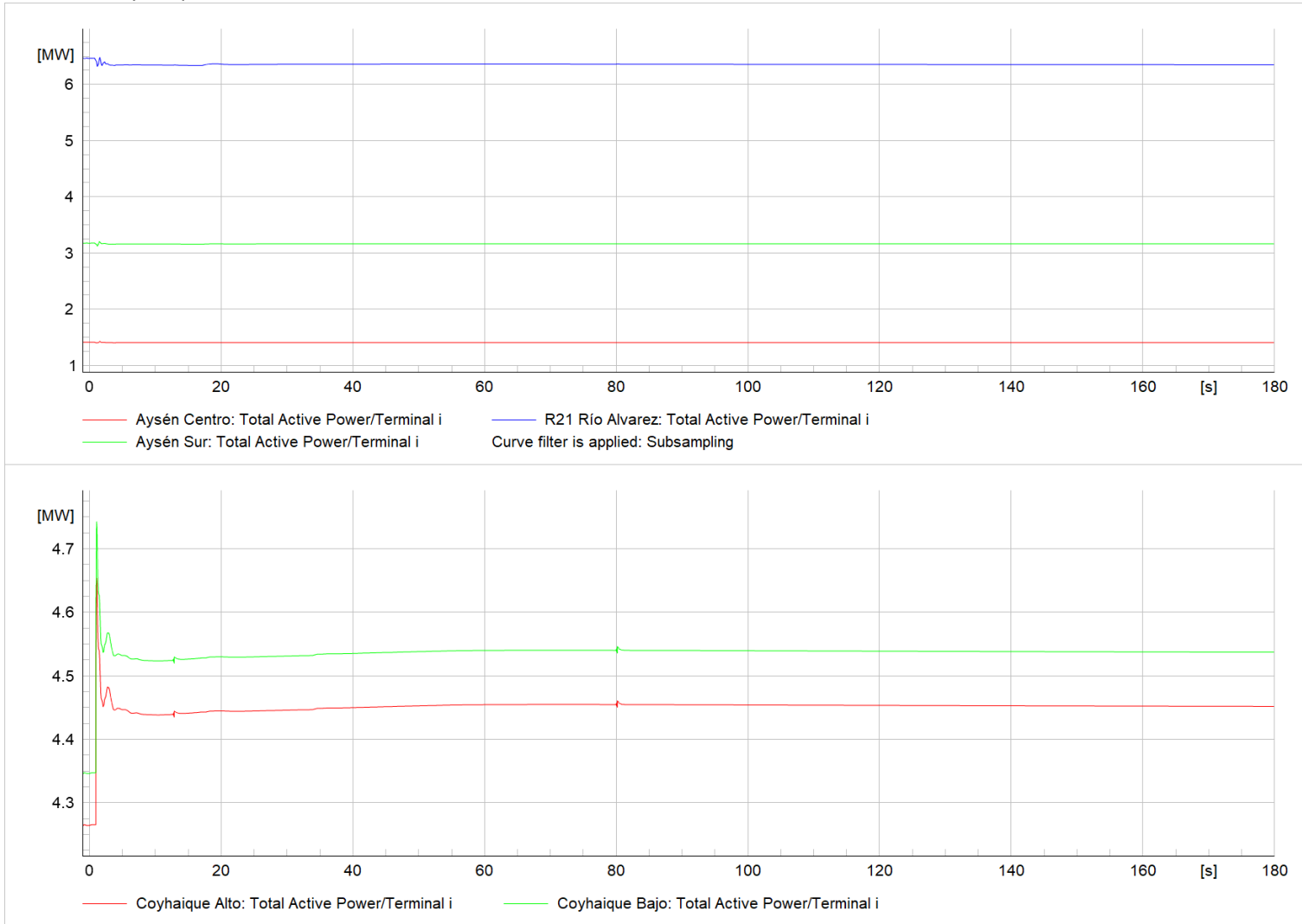
Información de Unidades Generadoras del SM de Aysén

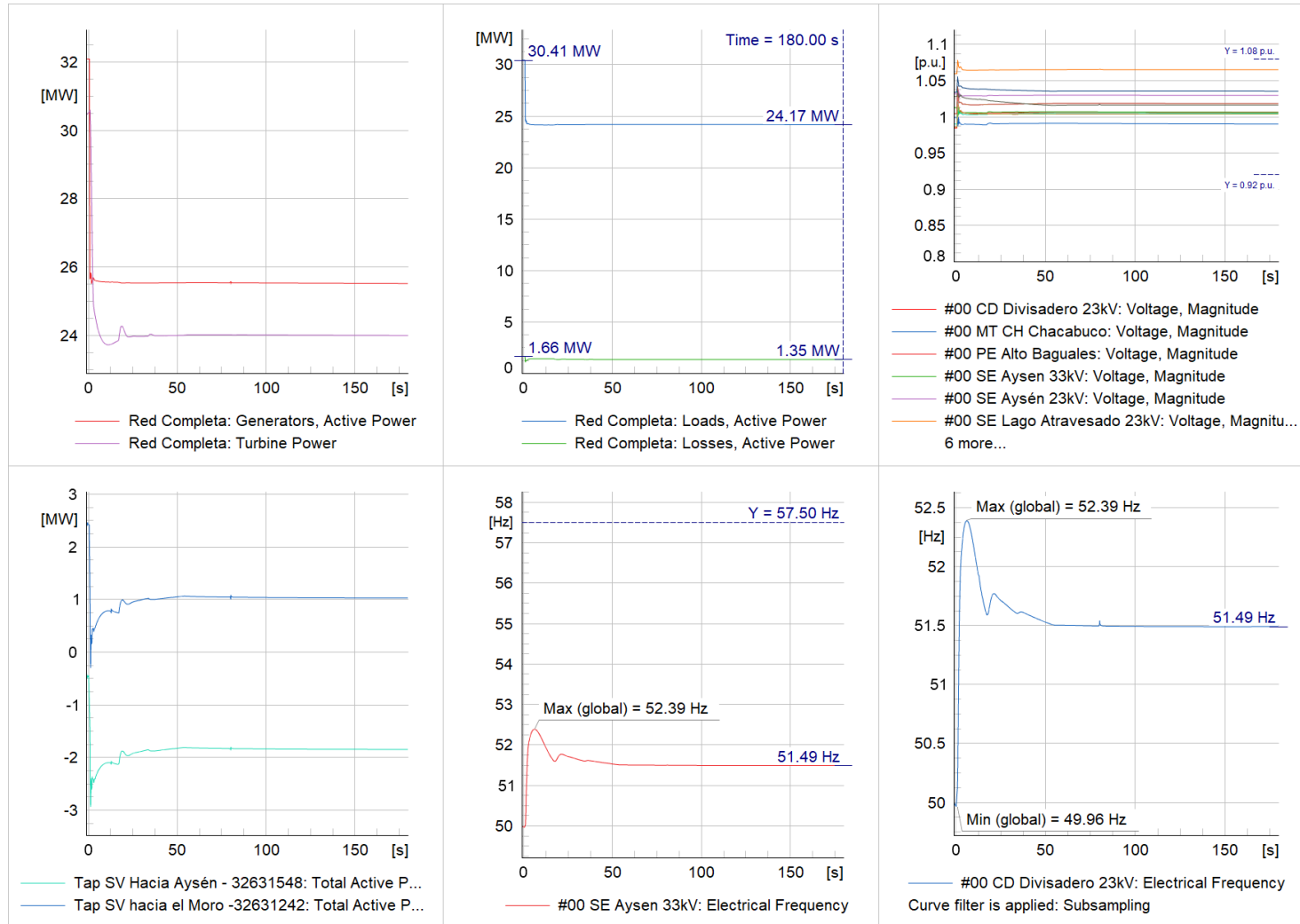
ítem	ALTOB AGUAL ES_EO	CHACA BUCO_ U1_DIE	CHACA BUCO_ U2_DIE	CHACA BUCO_ U3_DIE	CHACA BUCO_ U4_DIE	CHACA BUCO_ U5_DIE	ELBLAN CO_FV	LAGOA TRAVES ADO_U 1_CH	LAGOA TRAVES ADO_U 2_CH	MONR EAL_C H	PUERT OAYSE N_TER _U1_DI _E	PUERTO AYSEN_ TER_U2 _DIE
		5804	5805	5112	5113	5148		5107	5106	5143	5657	5114
Reserva	No	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si	Si	No	Si	Si
FFOR	3.23	3.04	3.04	3.23	7.27	2.15	1.24	1.35	1.35	10.5	3.23	7.54
Tiempo partida		3	3	3	3	3		10	10		3	3

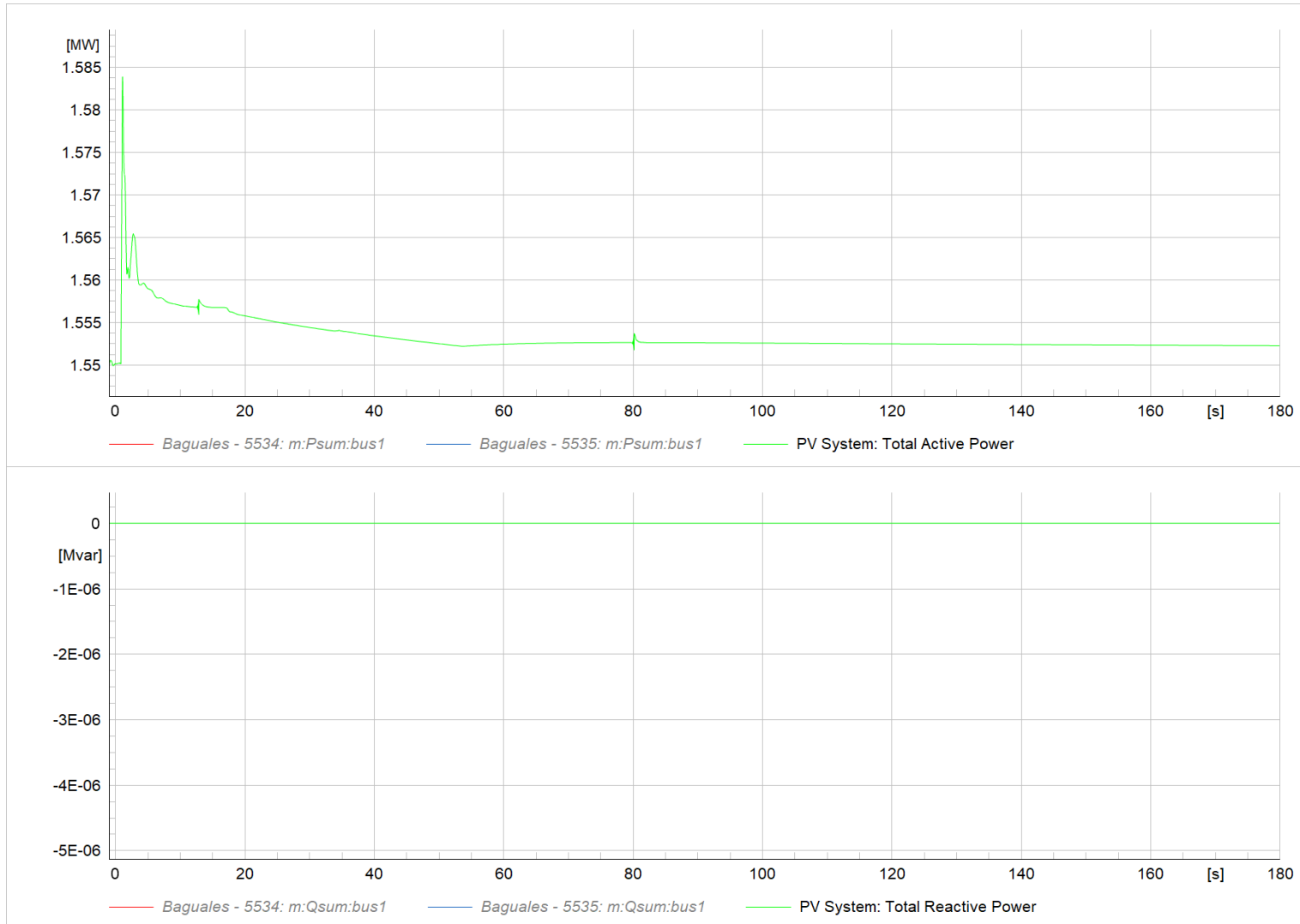
ítem	PUERT OAYSE N_U2_ _CH	PUERT OAYSE N_U3_ _CH	SANVIC TOR_C H	TEHUE LCHE_ U1_DIE	TEHUE LCHE_ U2_DIE	TEHUE LCHE_ U3_DIE	TEHUE LCHE_ U4_DIE	TEHUE LCHE_ U5_DIE	TEHUE LCHE_ U6_DIE	TEHUE LCHE_ U7_DIE	TEHUE LCHE_ U8_DIE
	5117	5118		5101	5102	5103	5736	5806	5807	5748	5147
Reserva	No	No	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
FFOR	4.31	2.42	3.86	4.85	4.31	12.65	5.11	4.31	4.31	3.23	4.85
Tiempo partida				3	3	3	3	3	3	3	3

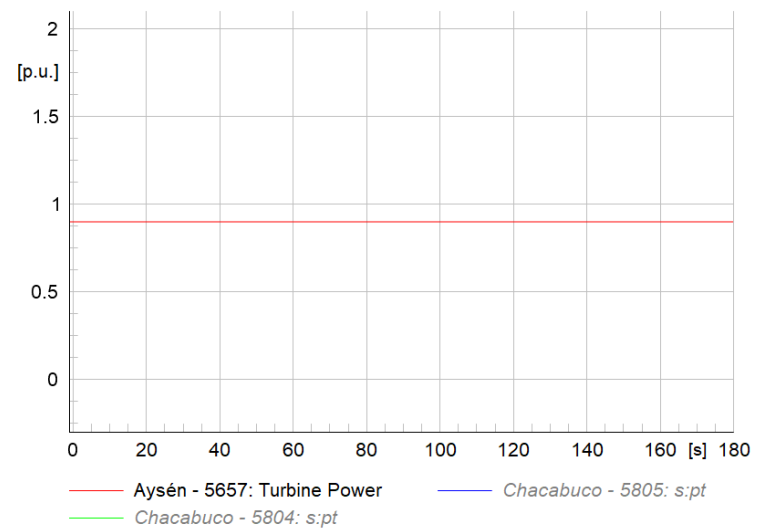
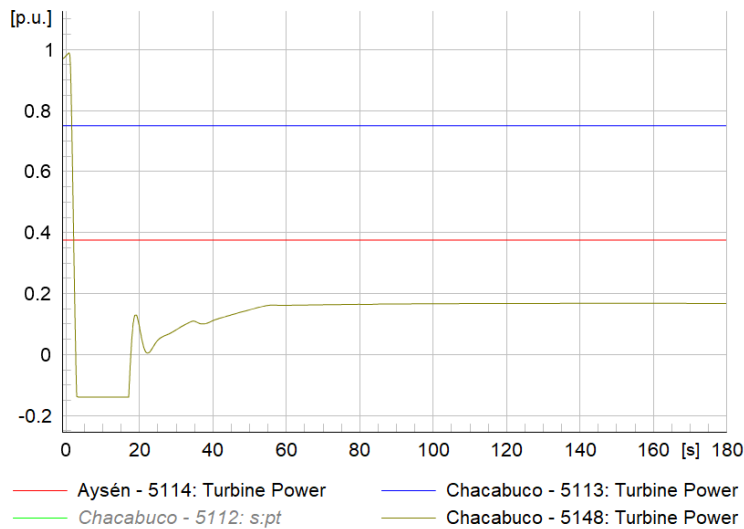
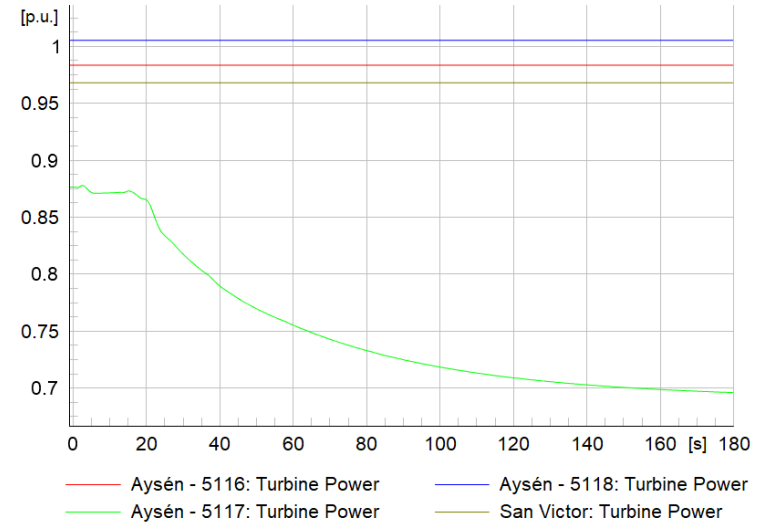
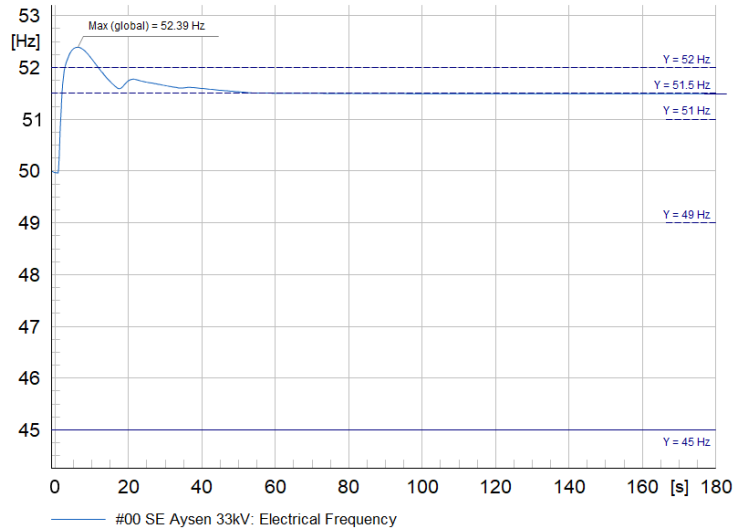
Simulaciones dinámicas

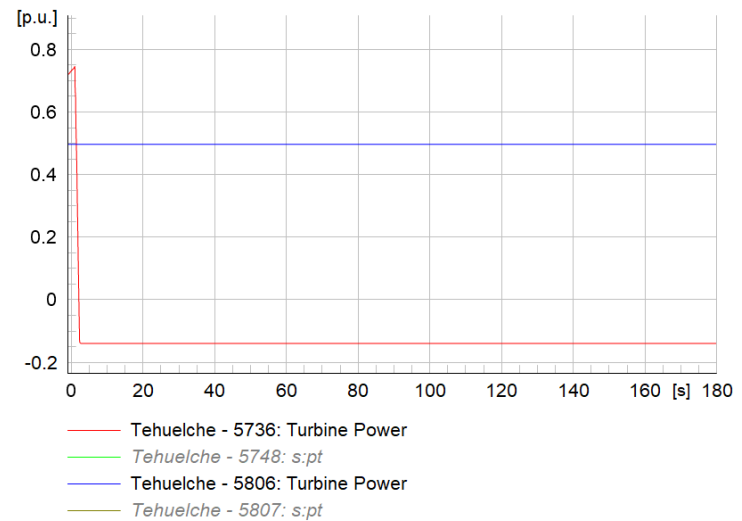
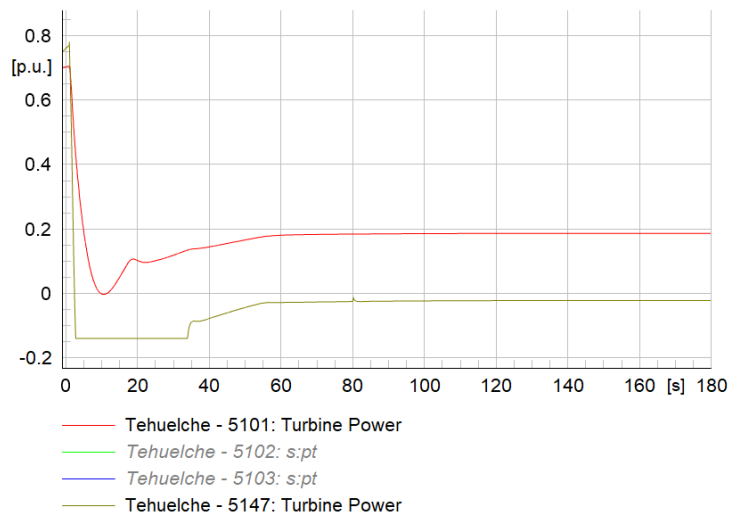
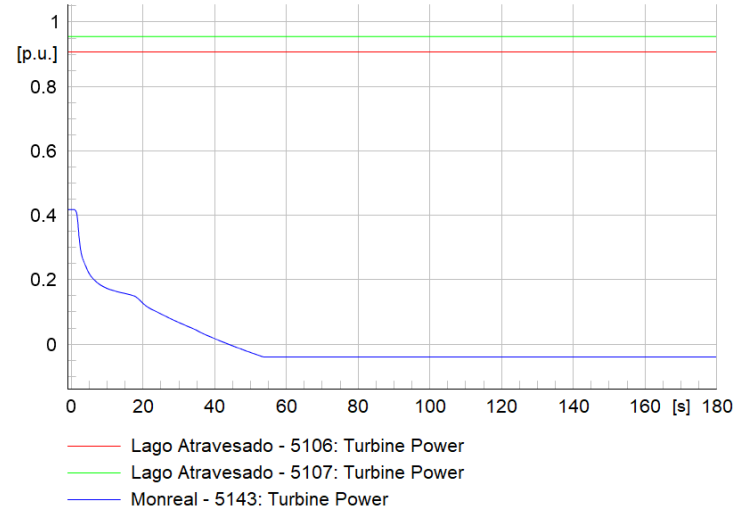
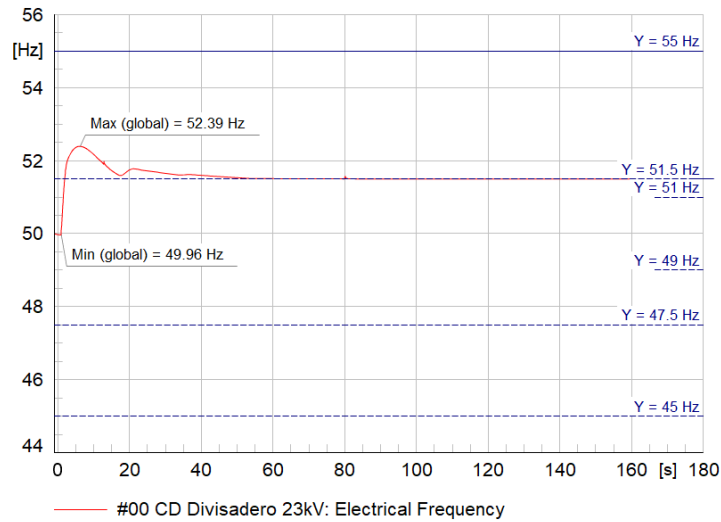
Esc 01.a Falla Alimentador Coyhaique Medio





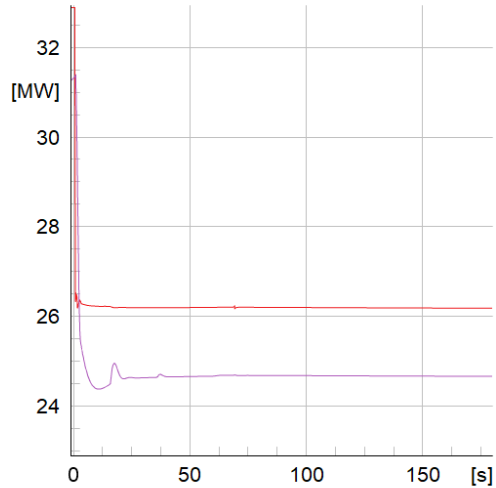




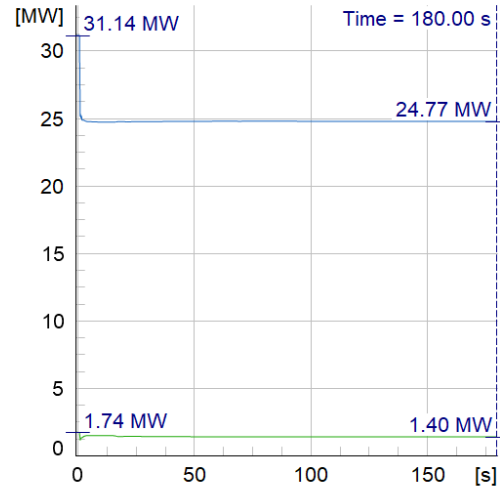


Esc 01.a (año 2025) Falla Alimentador Coyhaique Medio

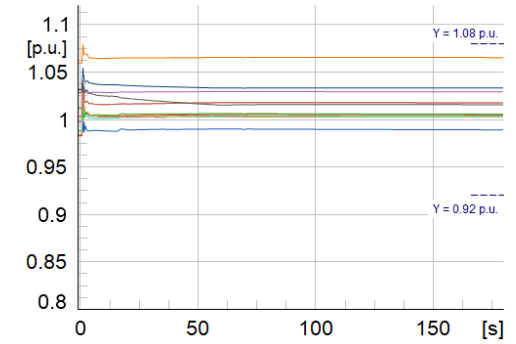




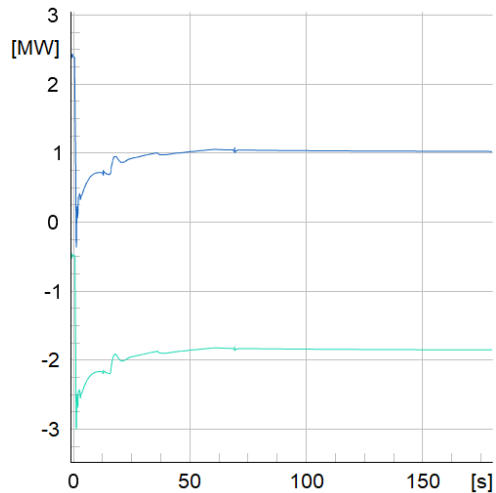
— Red Completa: Generators, Active Power
— Red Completa: Turbine Power



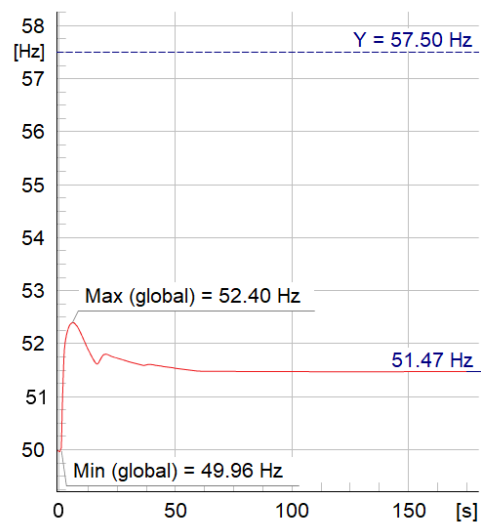
— Red Completa: Loads, Active Power
— Red Completa: Losses, Active Power



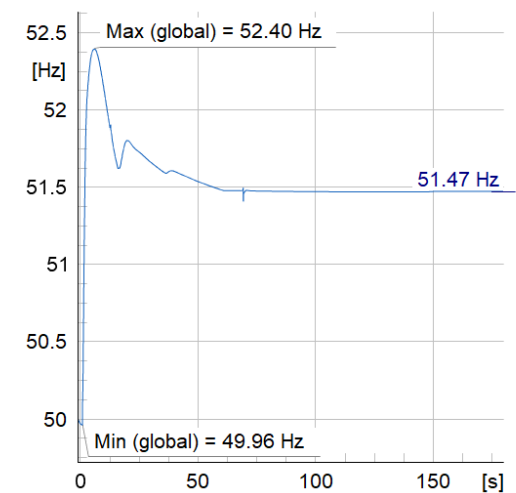
— #00 CD Divisadero 23kV: Voltage, Magnitude
— #00 MT CH Chacabuco: Voltage, Magnitude
— #00 PE Alto Baguales: Voltage, Magnitude
— #00 SE Aysen 33kV: Voltage, Magnitude
— #00 SE Aysén 23kV: Voltage, Magnitude
— #00 SE Lago Atravesado 23kV: Voltage, Magnitudu...
6 more...



— Tap SV Hacia Aysén - 32631548: Total Active P...
— Tap SV hacia el Moro -32631242: Total Active P...

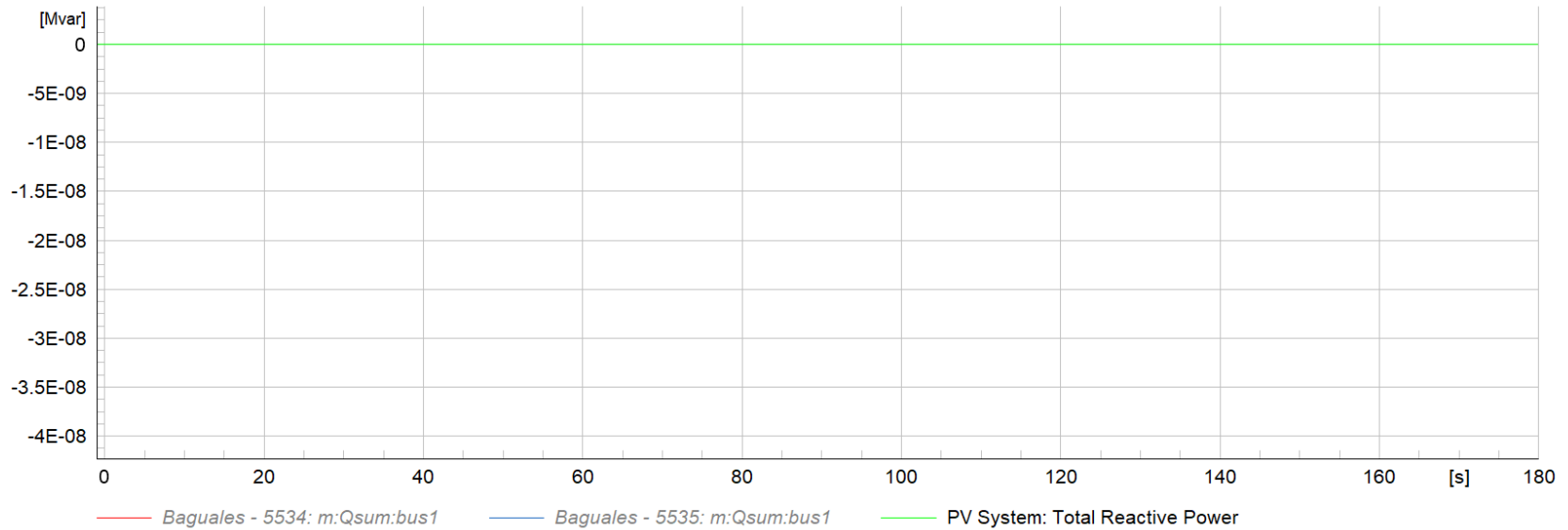
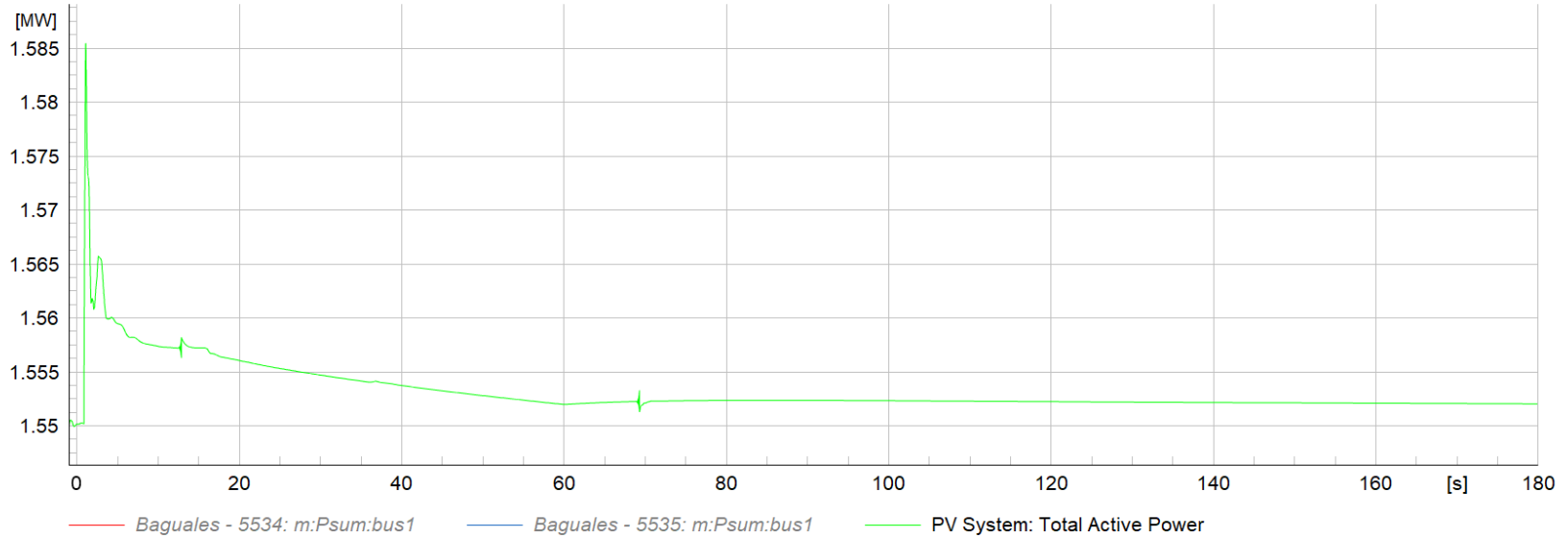


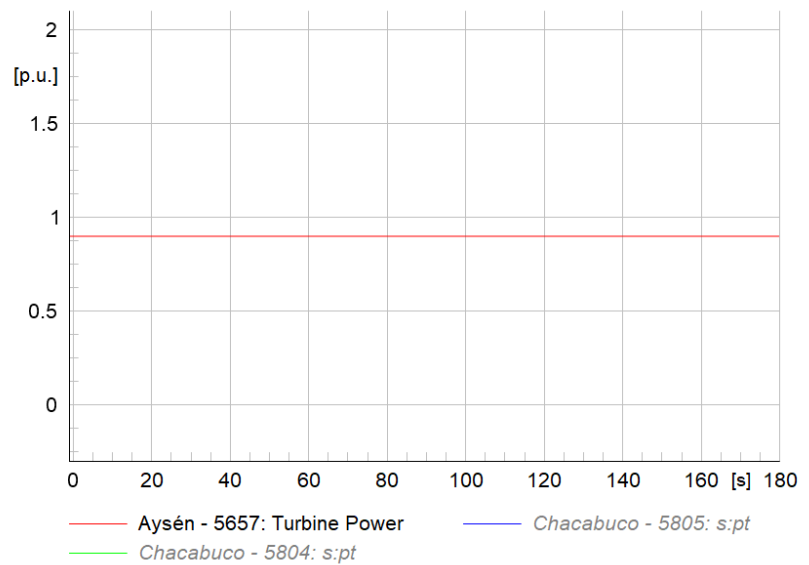
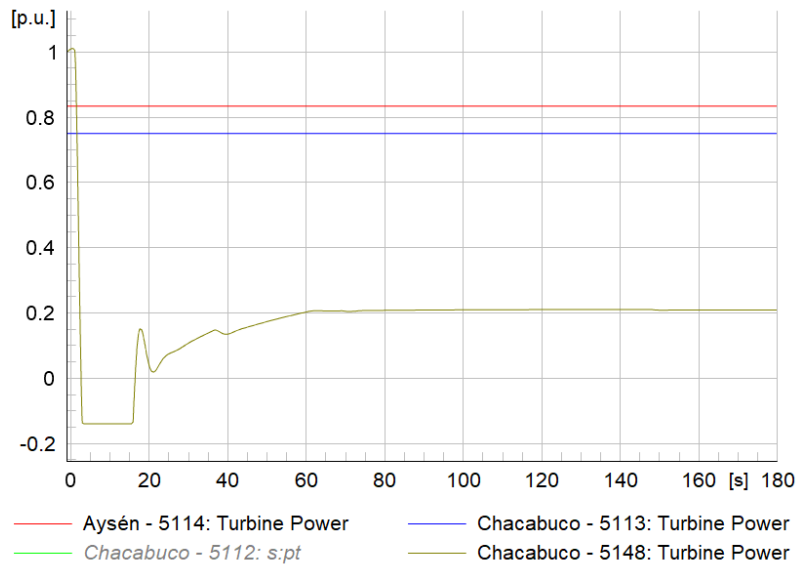
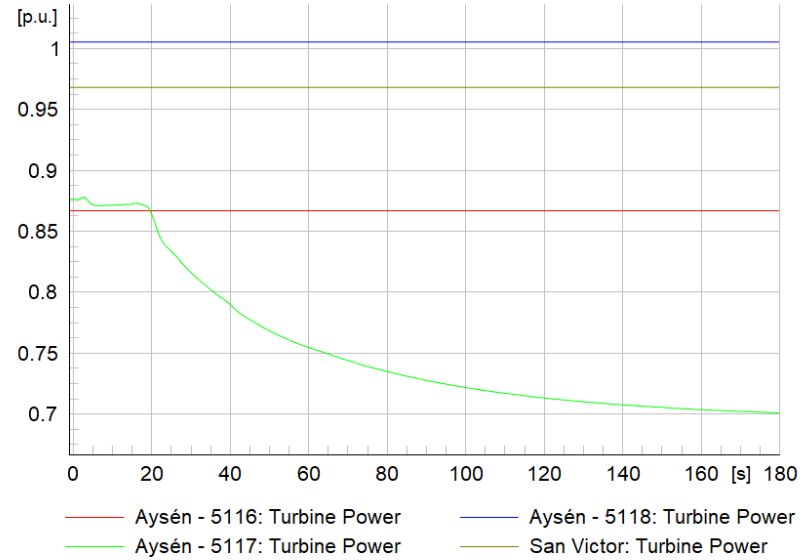
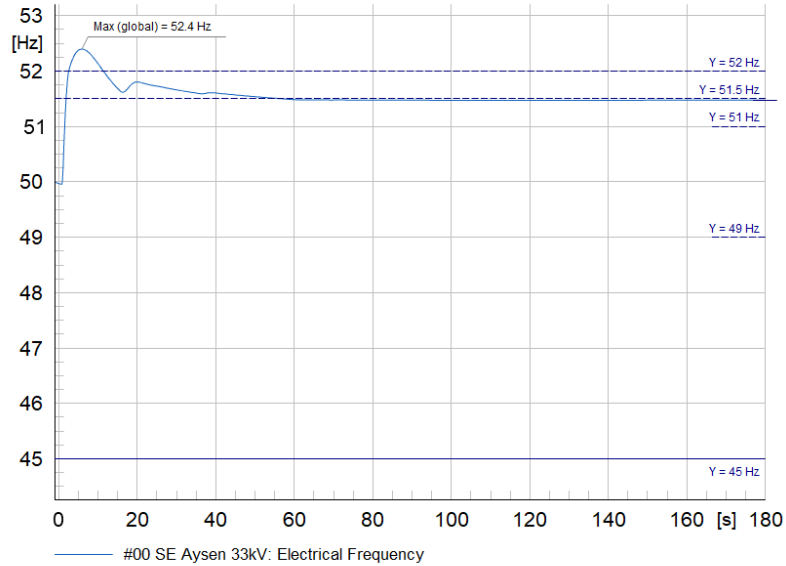
— #00 SE Aysen 33kV: Electrical Frequency

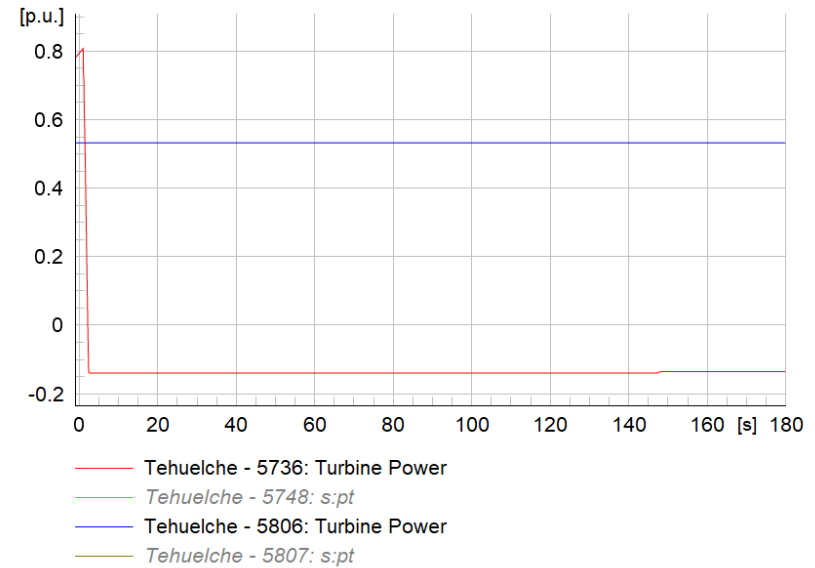
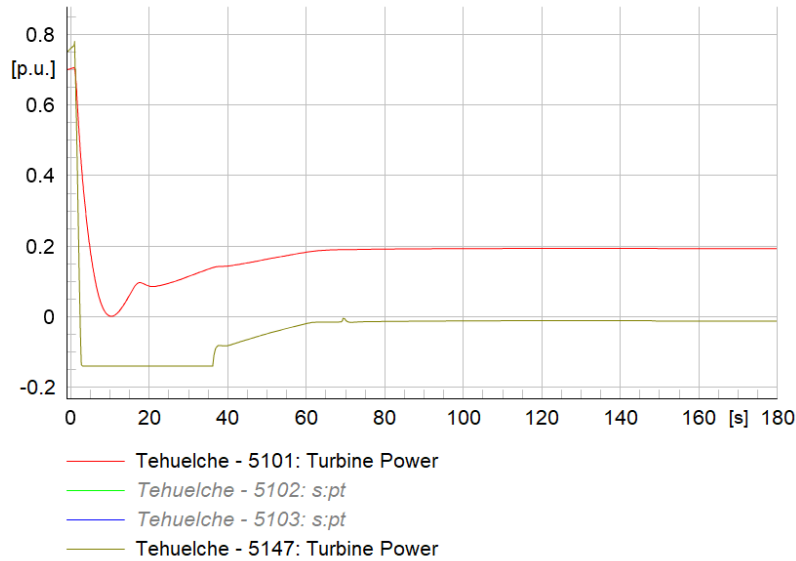
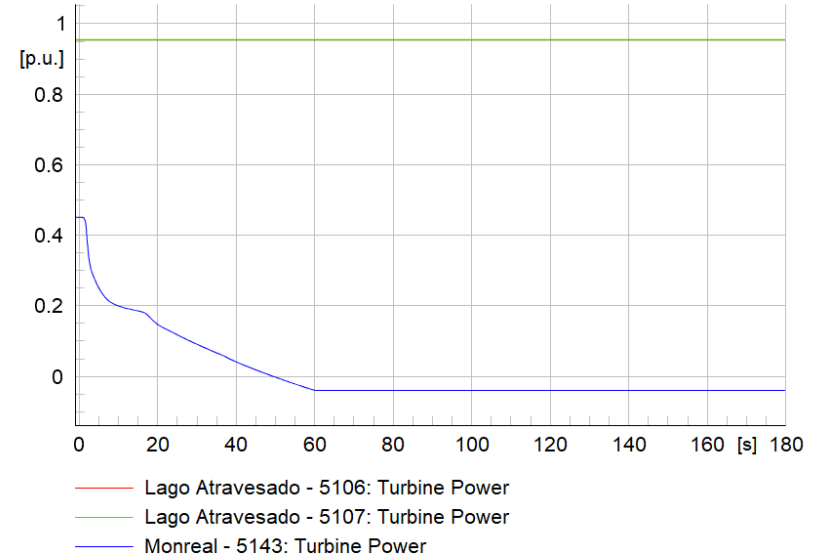
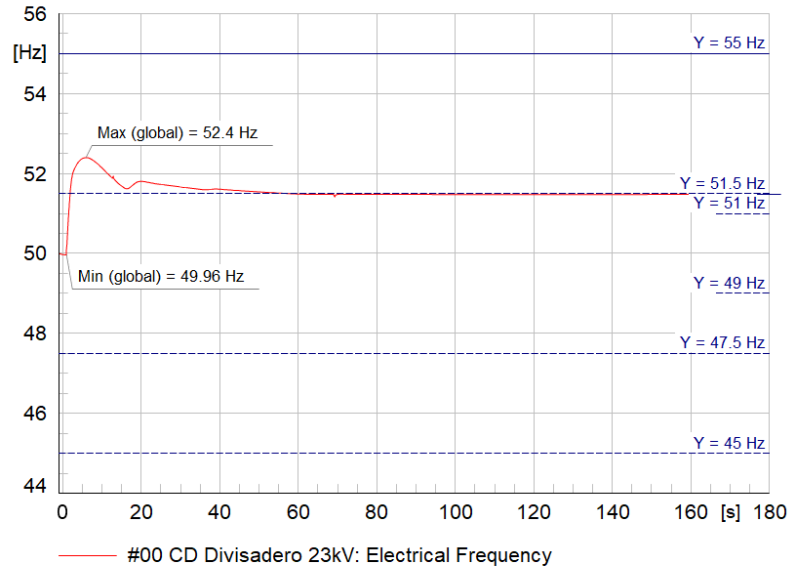


— #00 CD Divisadero 23kV: Electrical Frequency
Curve filter is applied: Subsampling

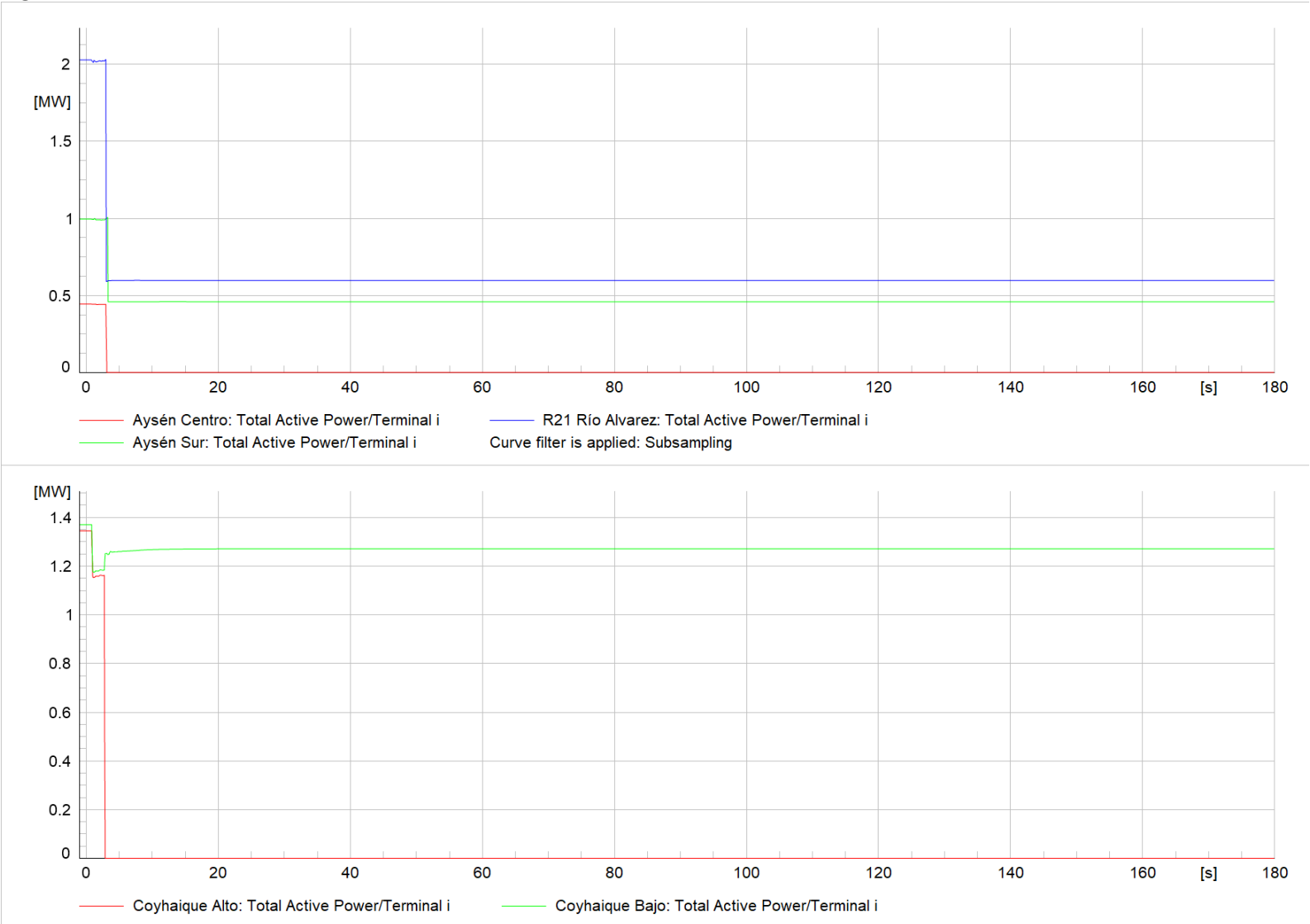
>T

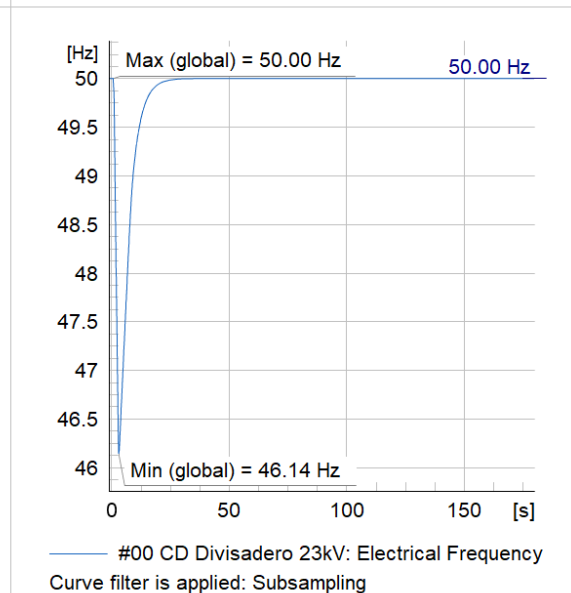
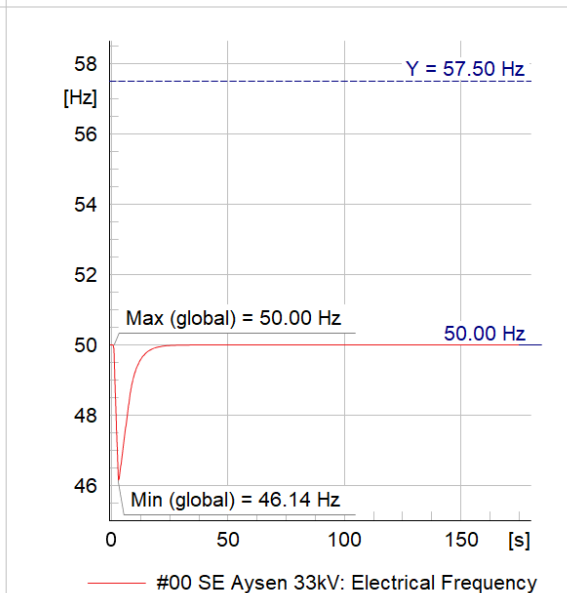
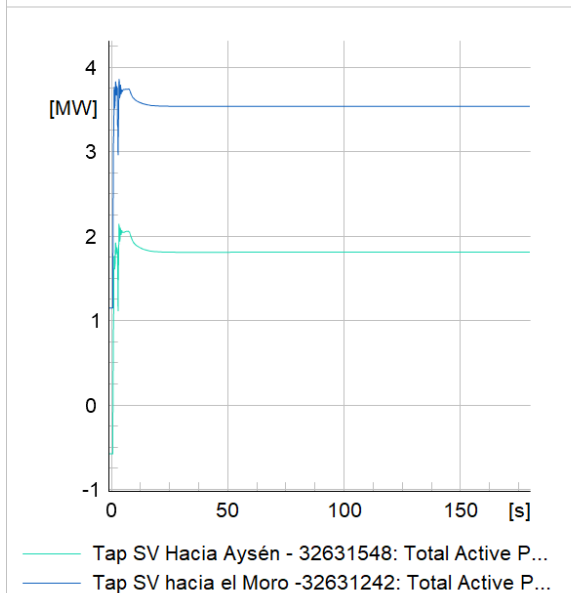
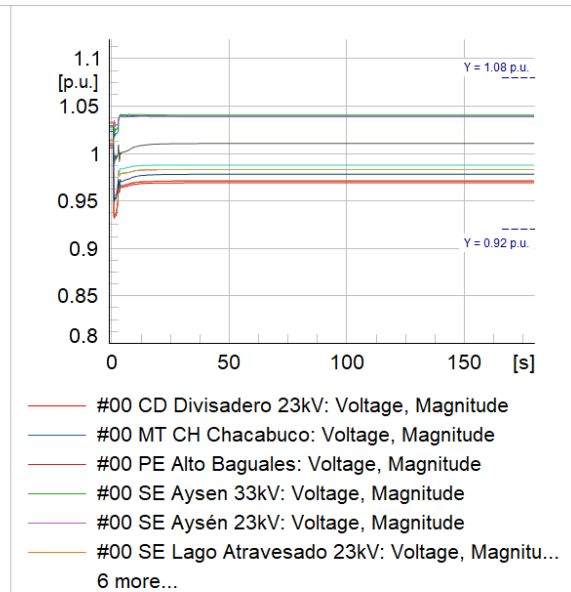
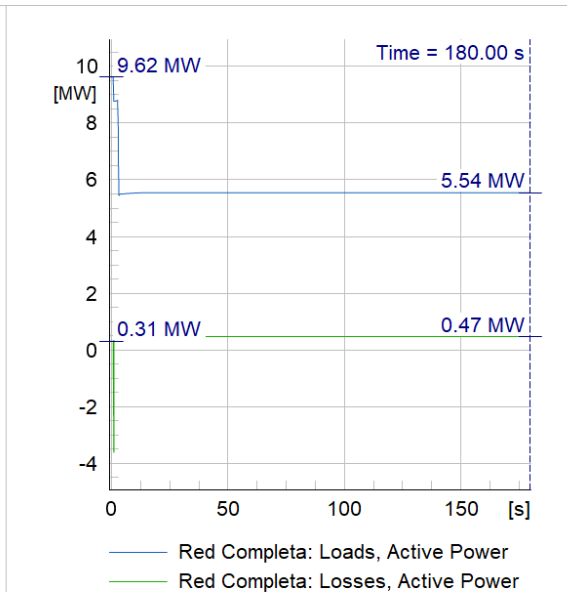
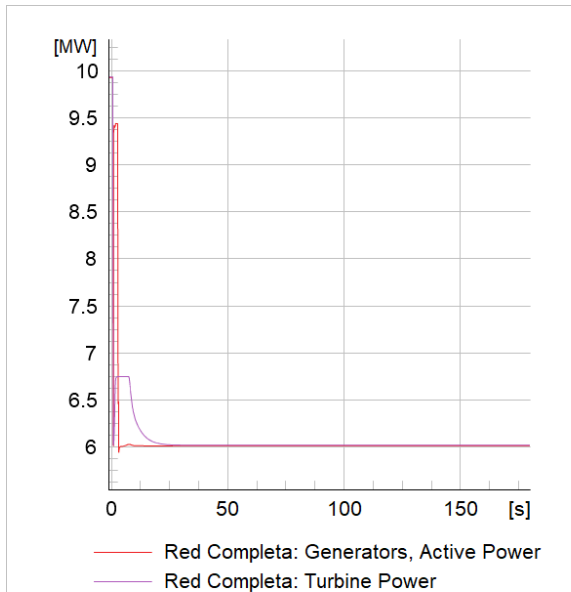


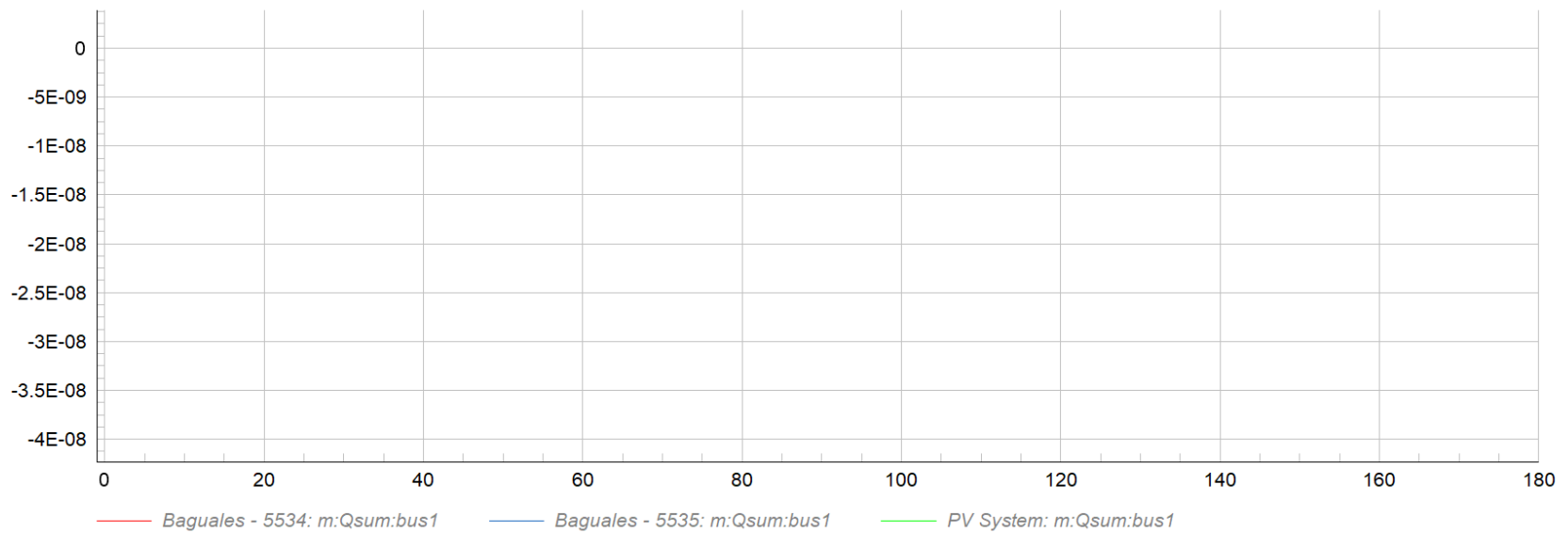
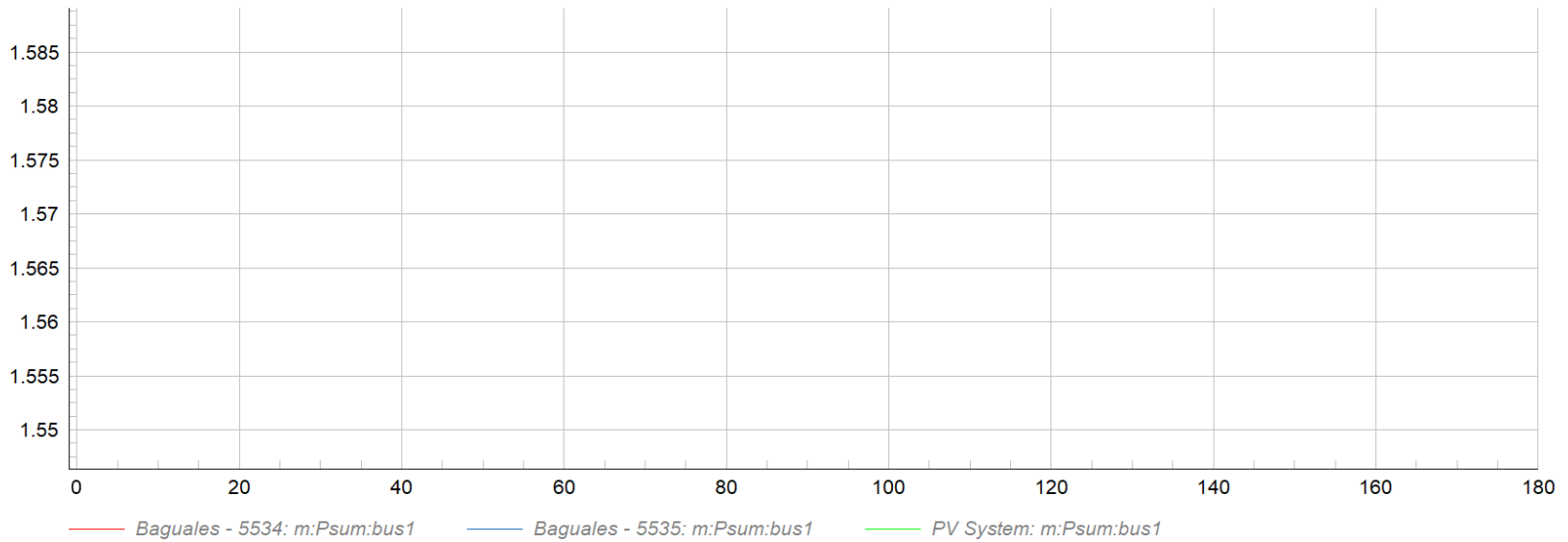


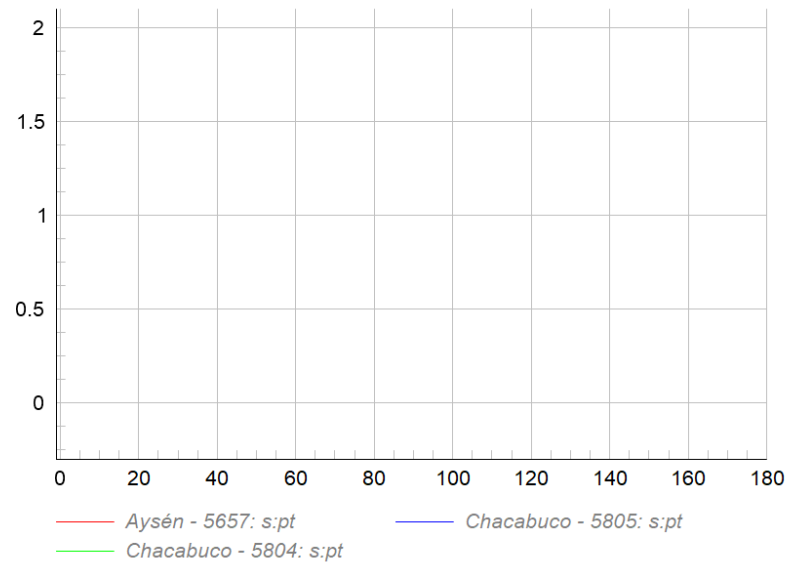
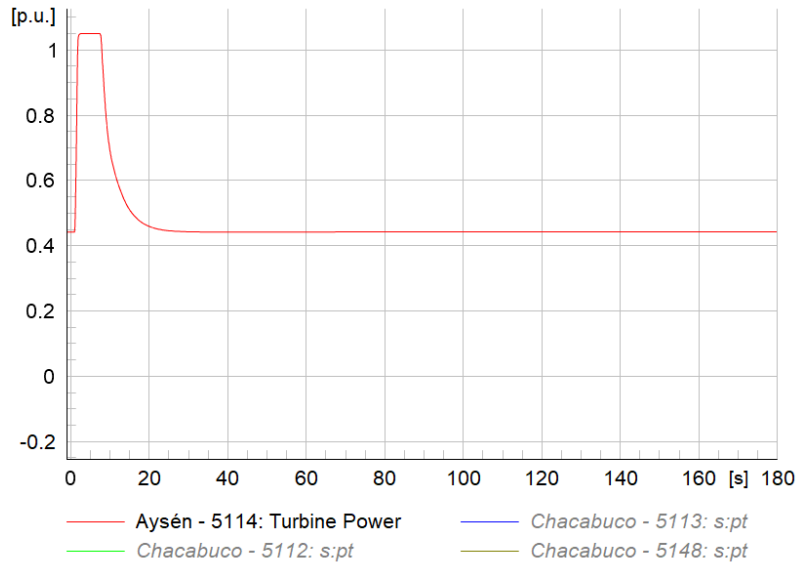
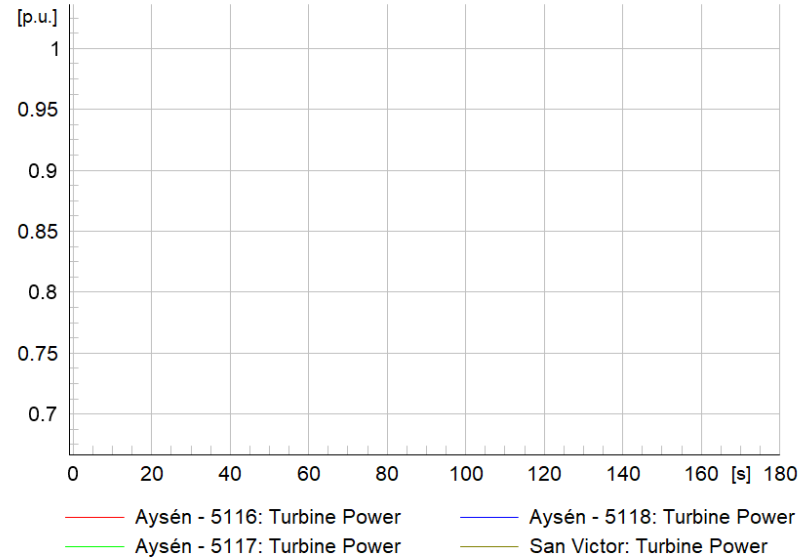
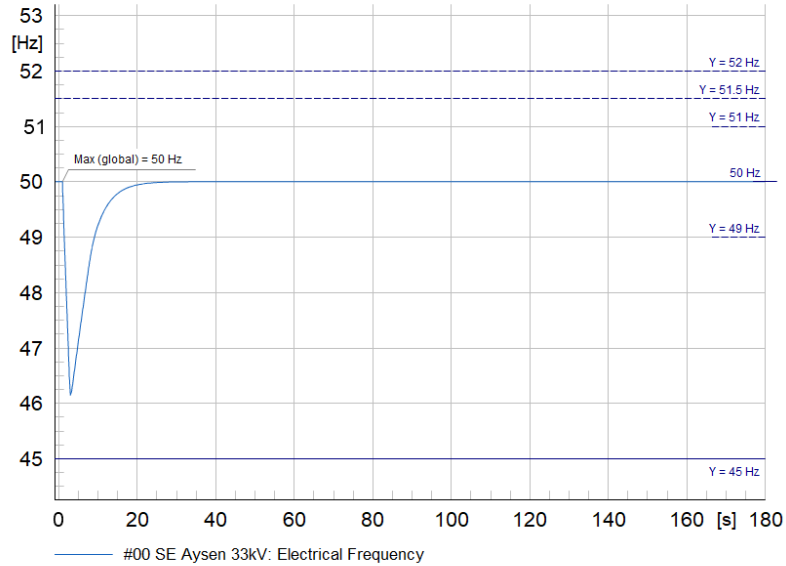


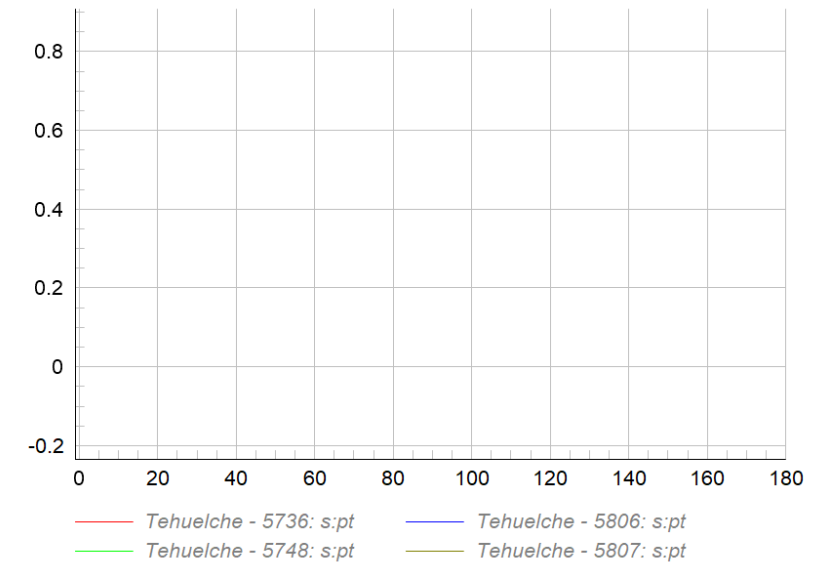
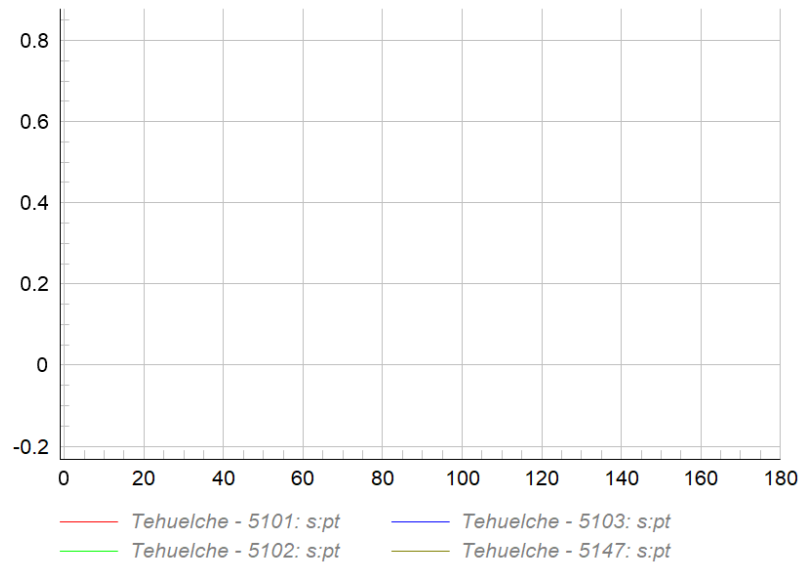
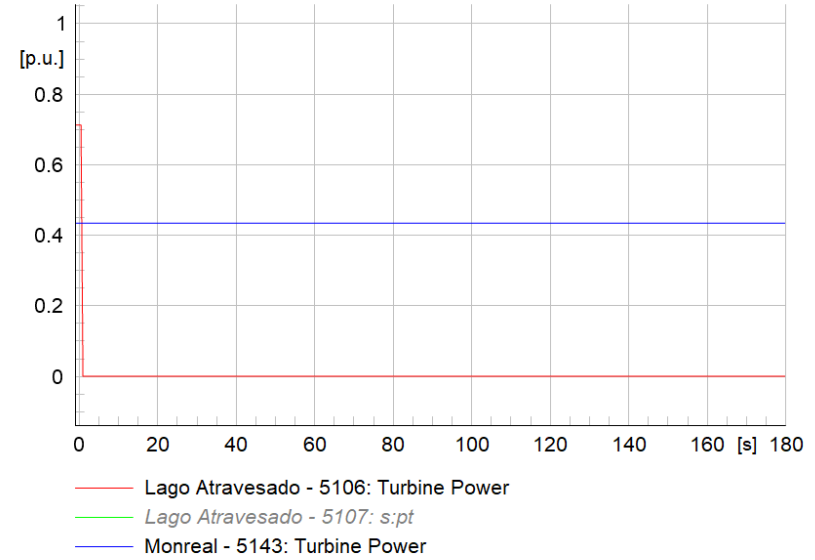
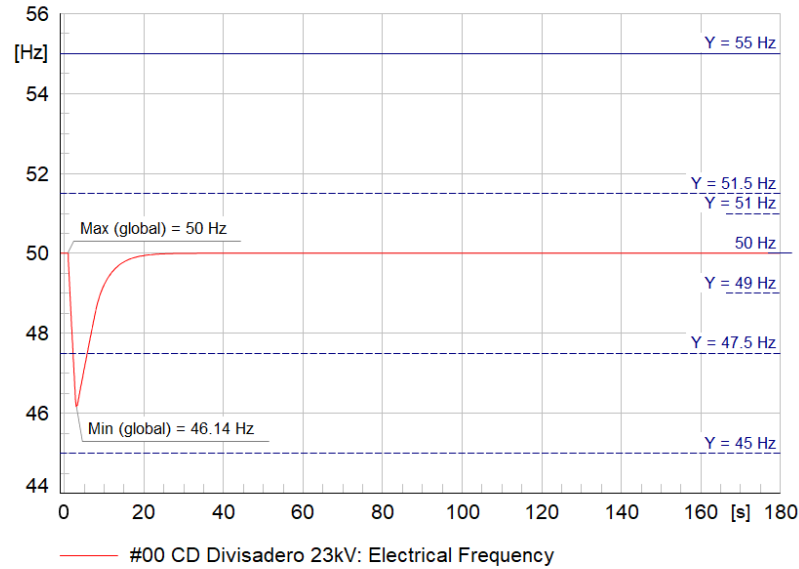
Esc 04.a Falla Lago Atravesado 5106



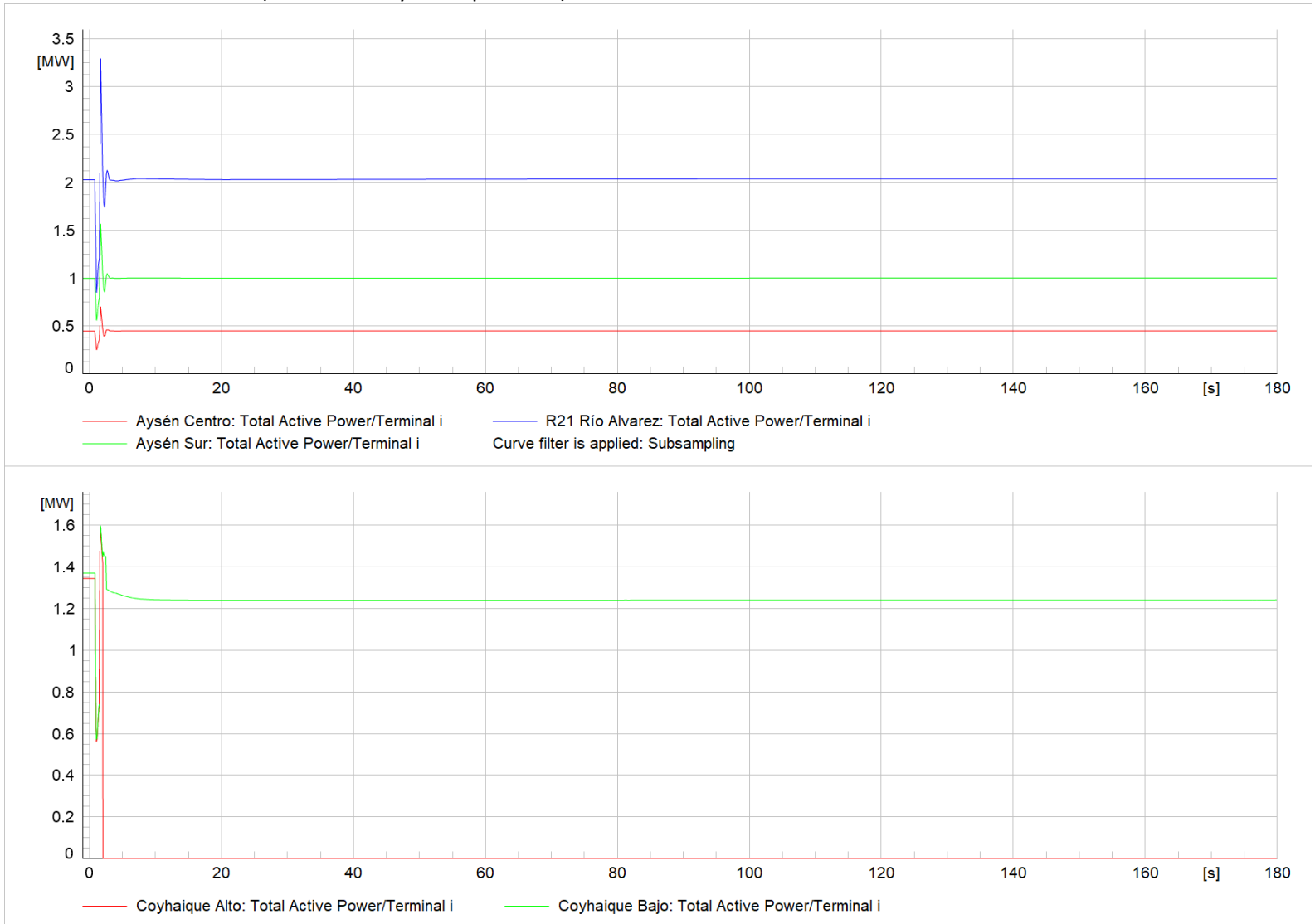


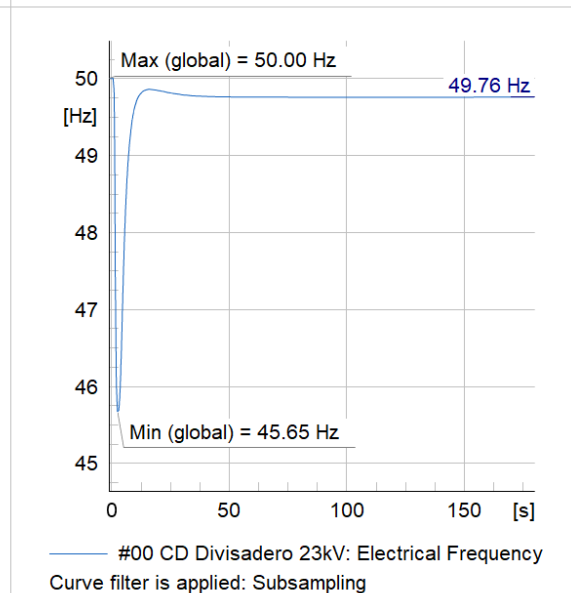
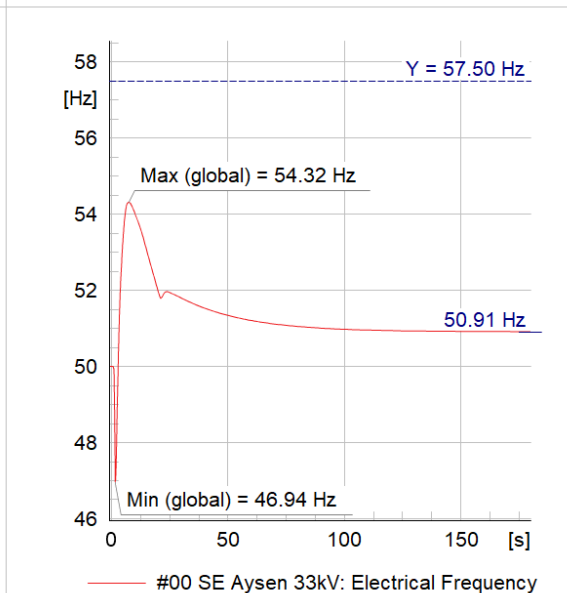
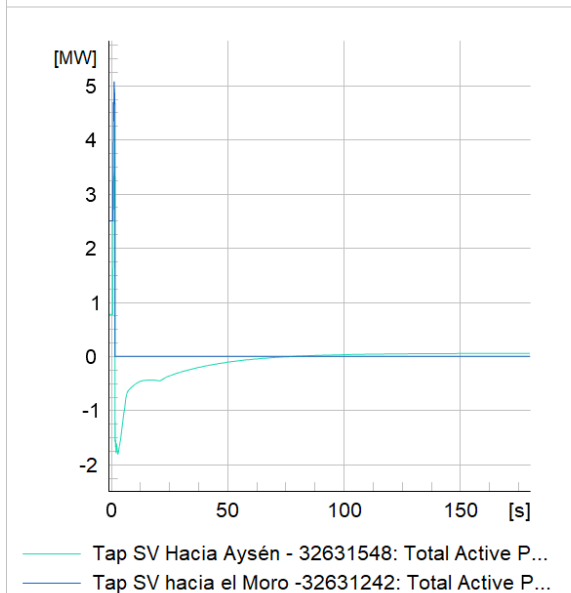
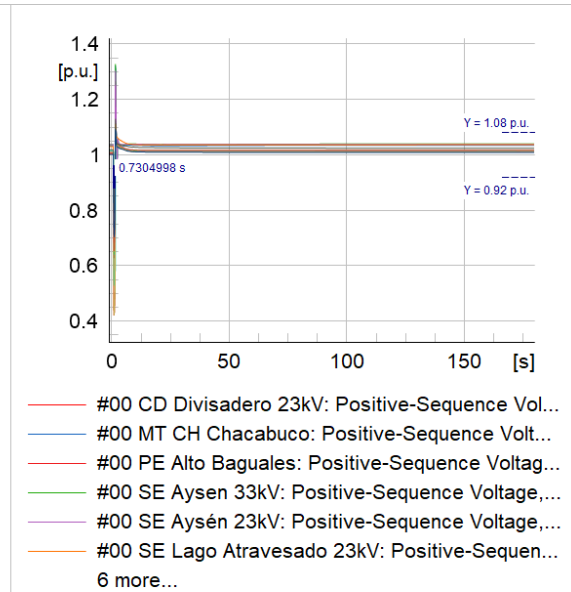
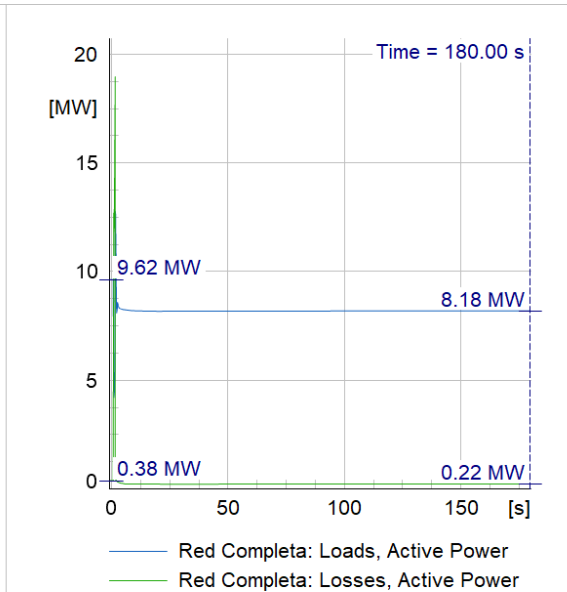
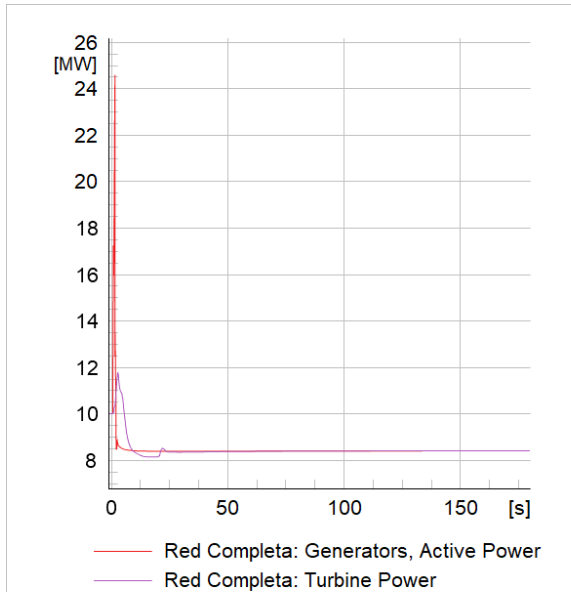


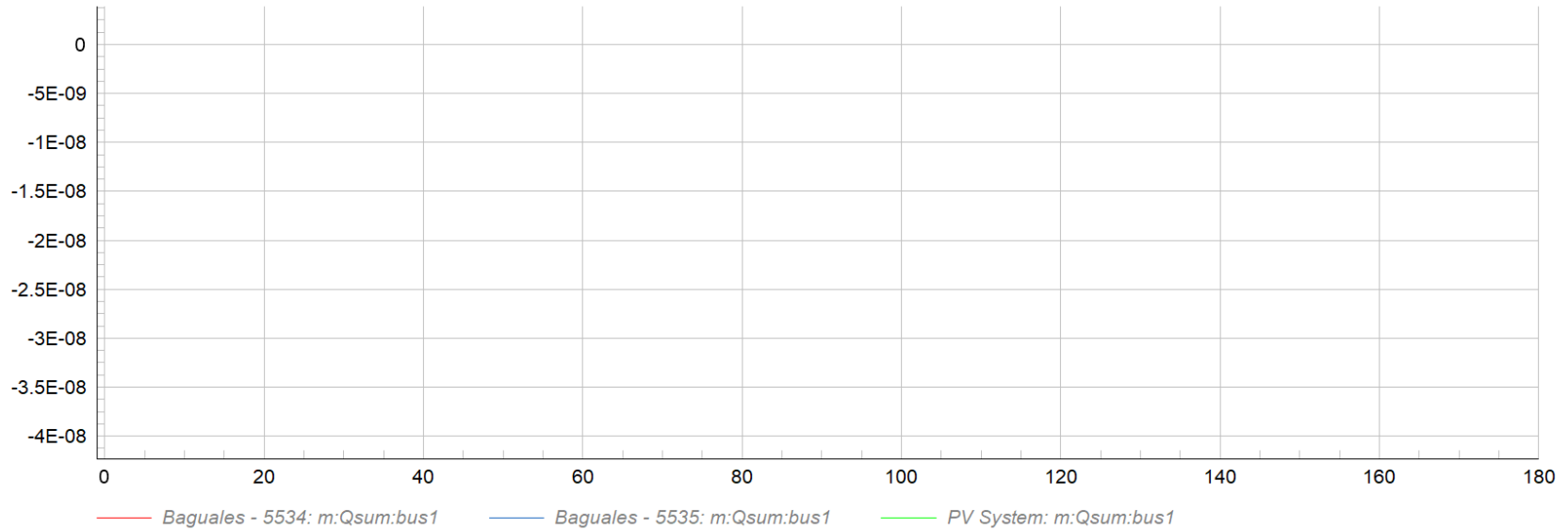
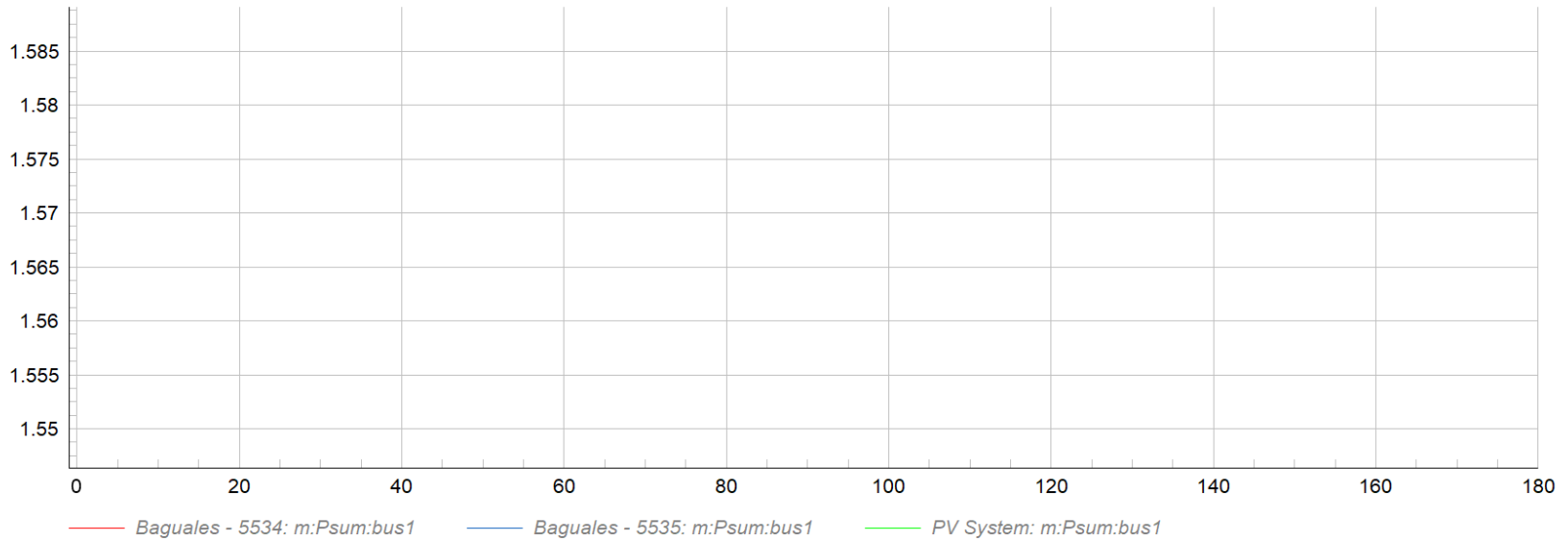


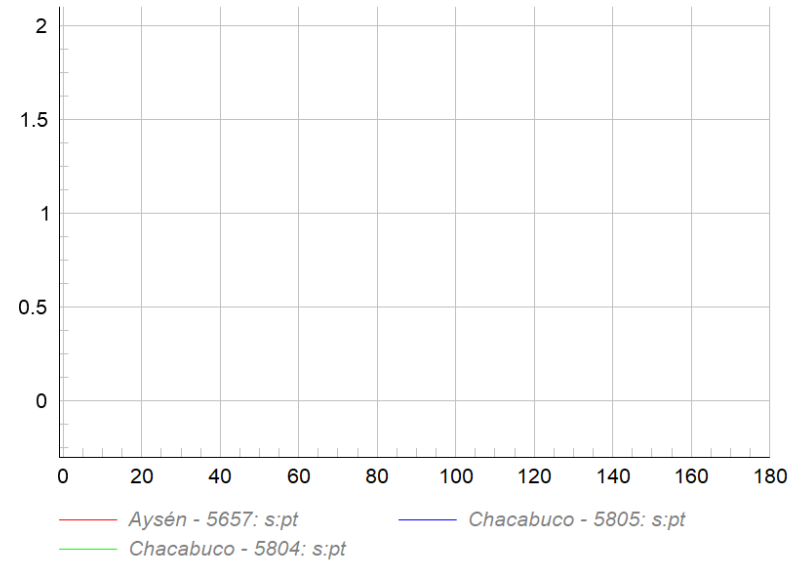
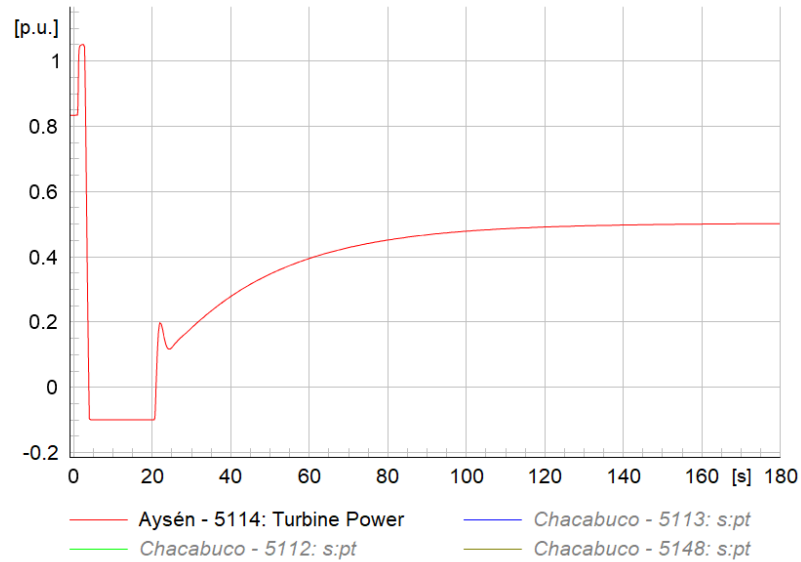
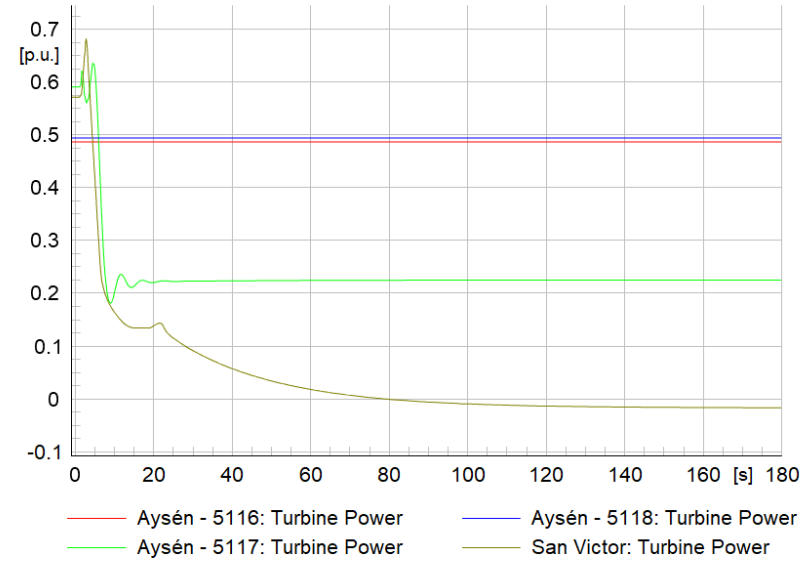
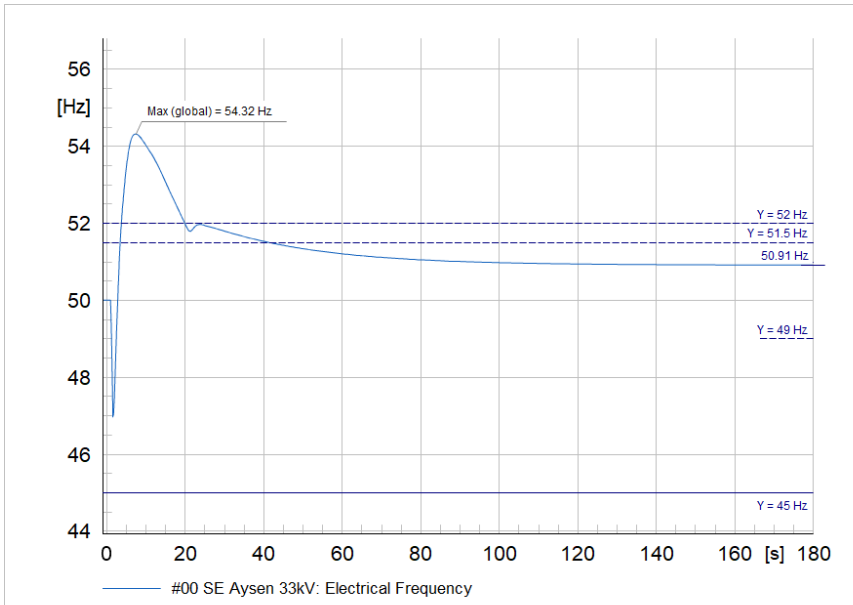


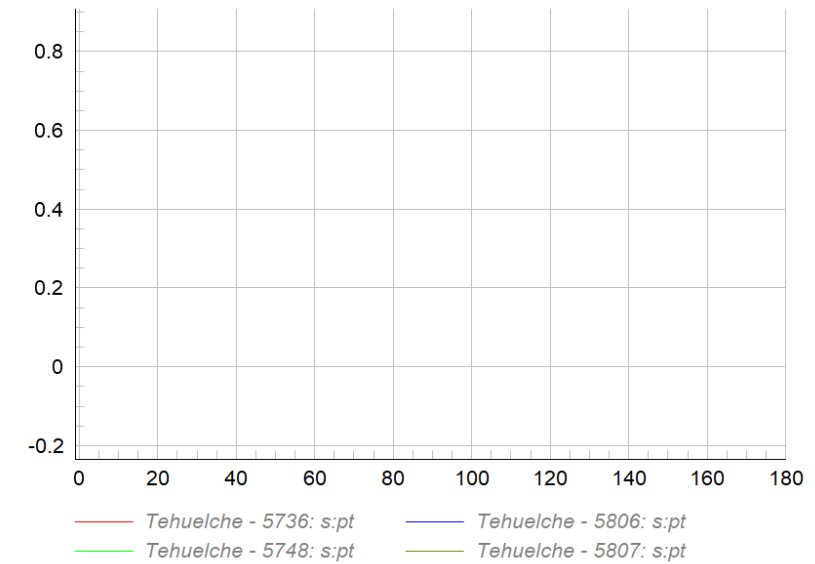
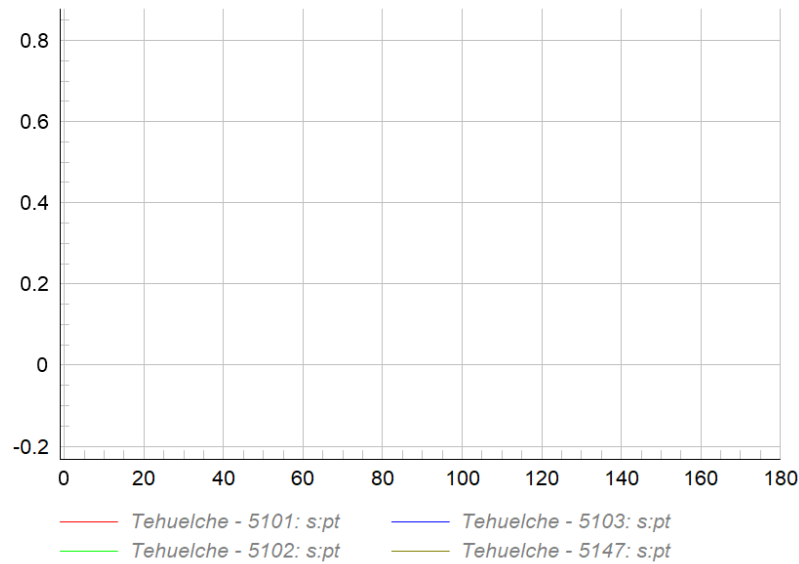
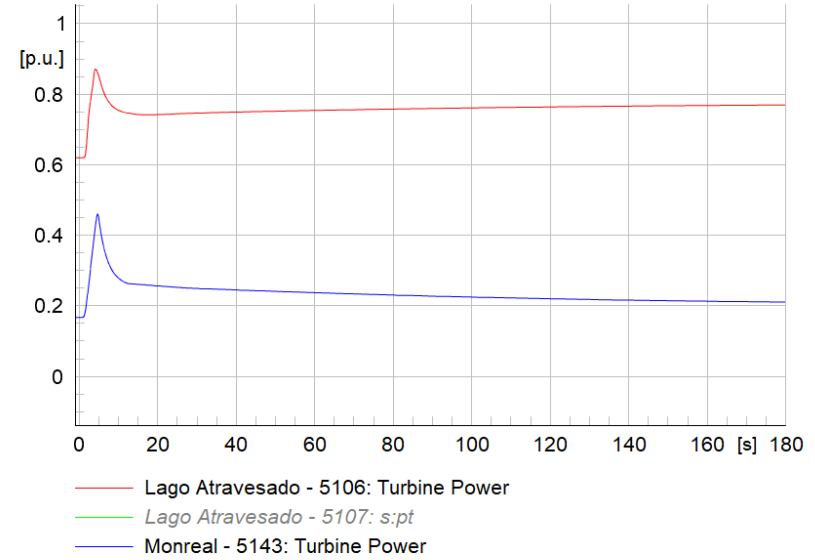
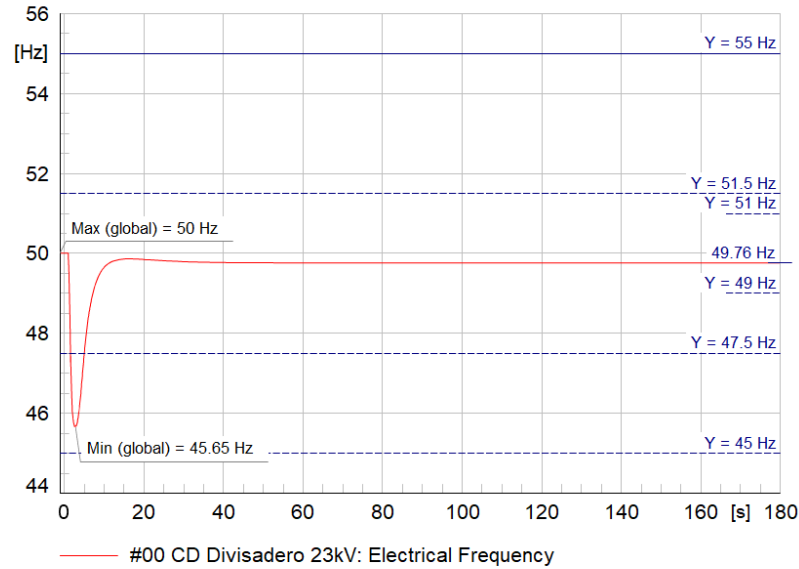
Esc 04.b Falla Tramo San Víctor-El Moro (subsistema Aysén exportador)



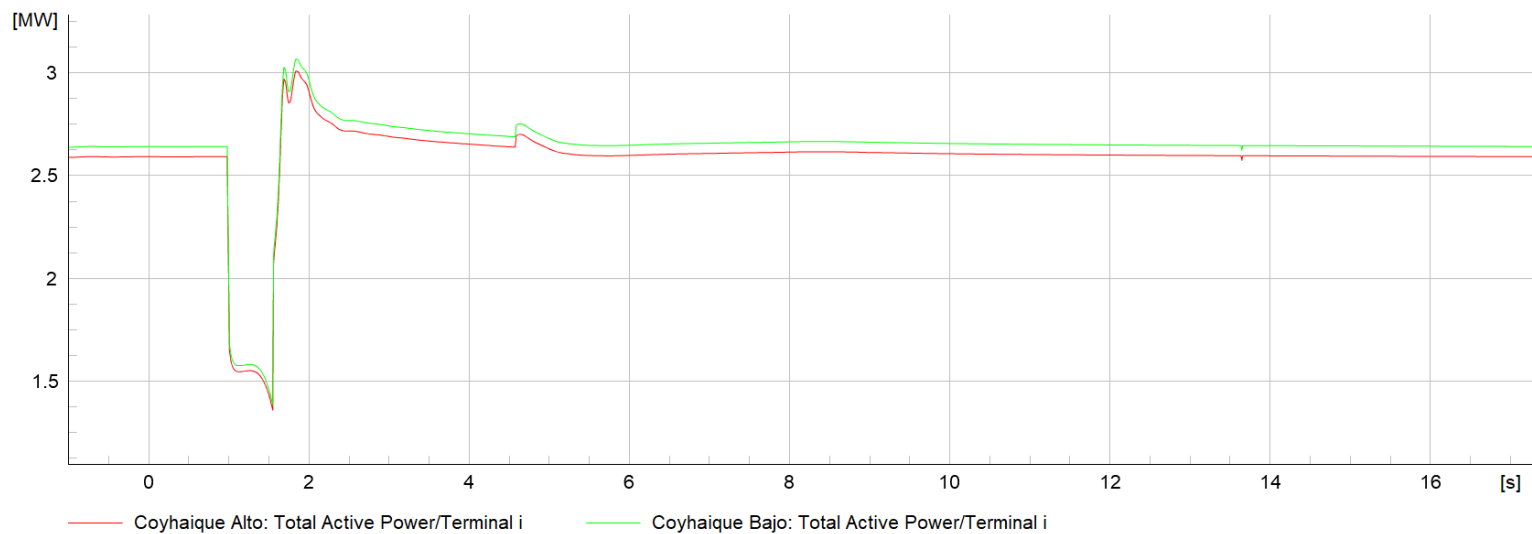
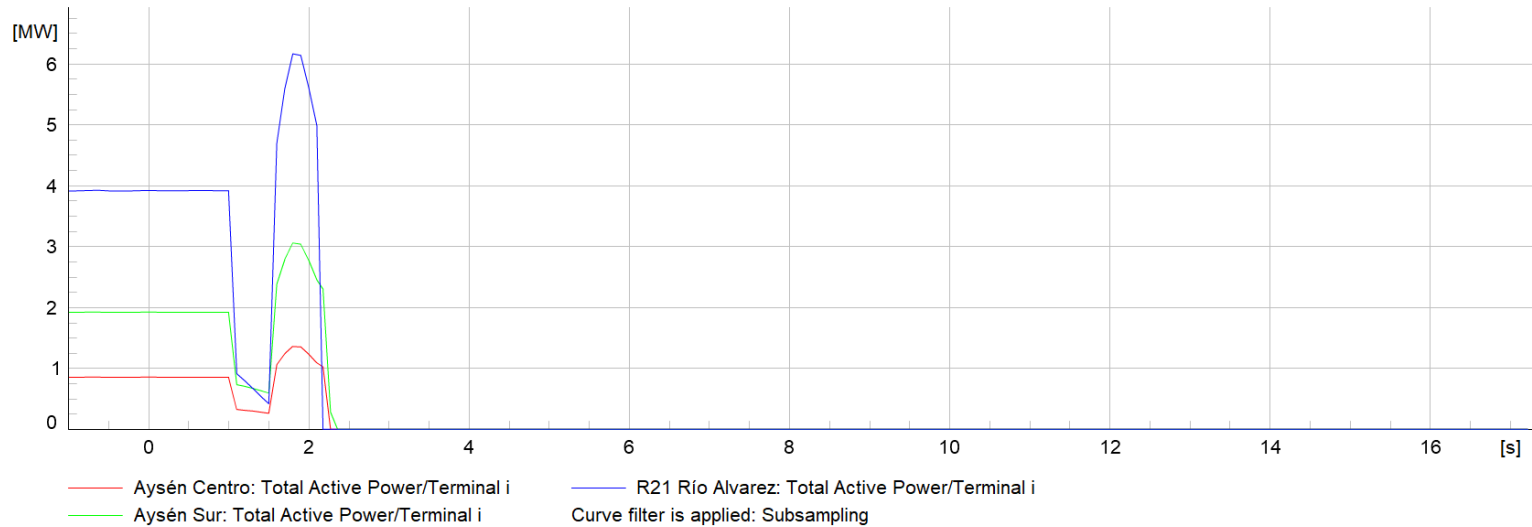


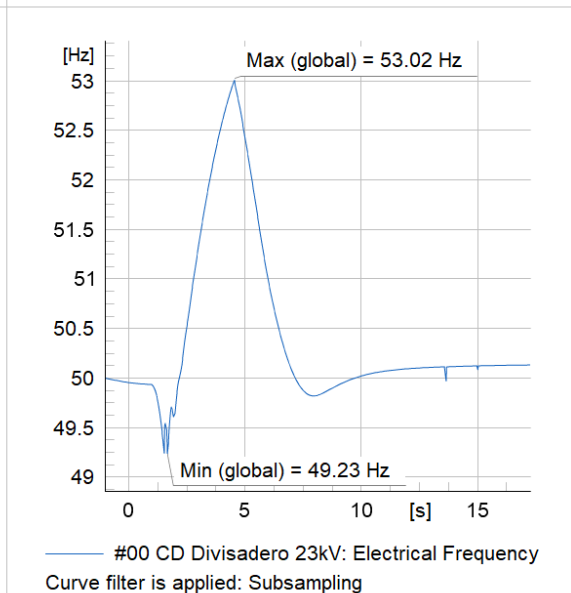
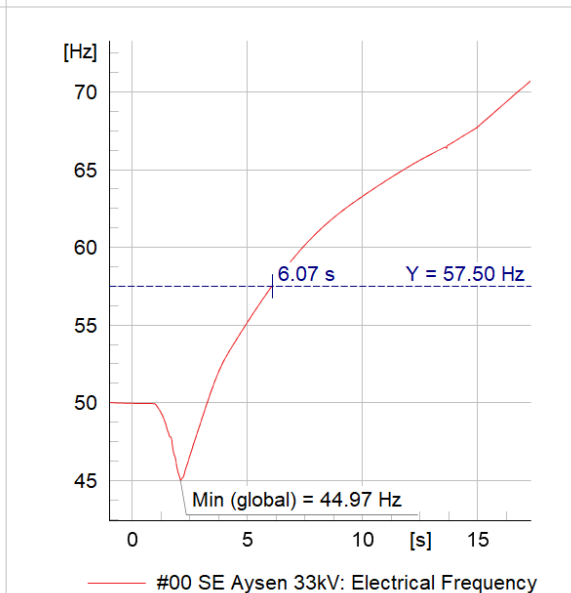
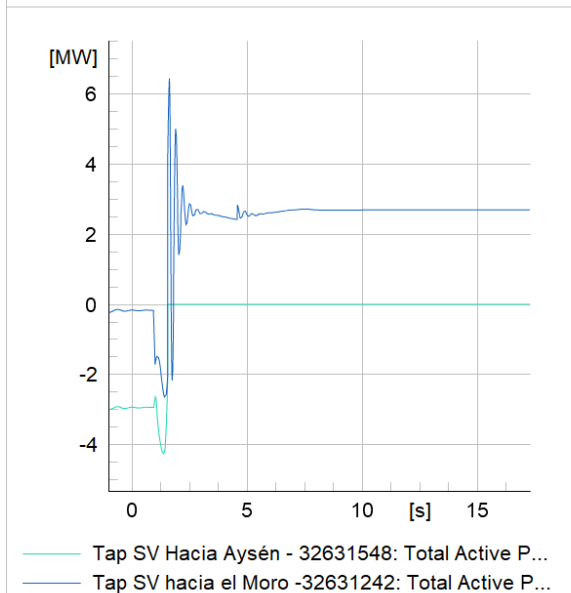
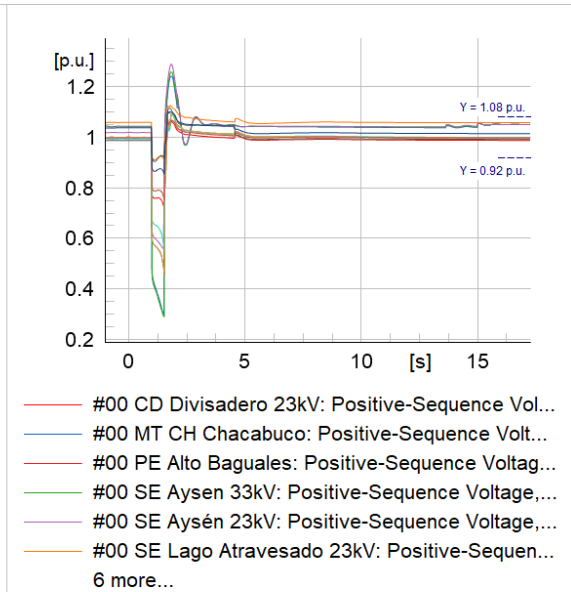
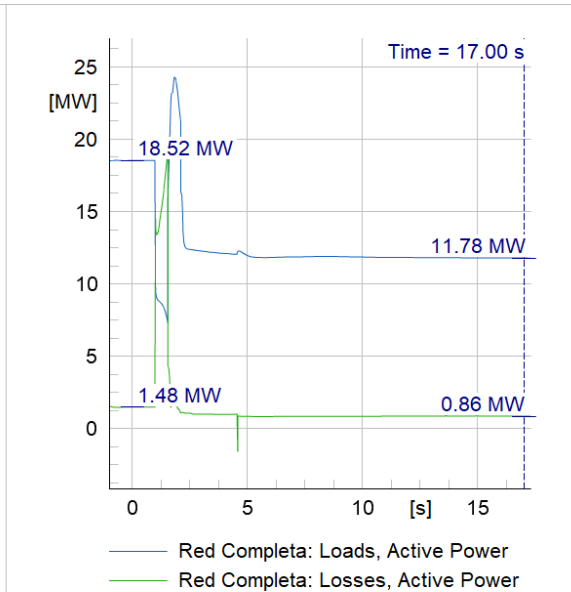
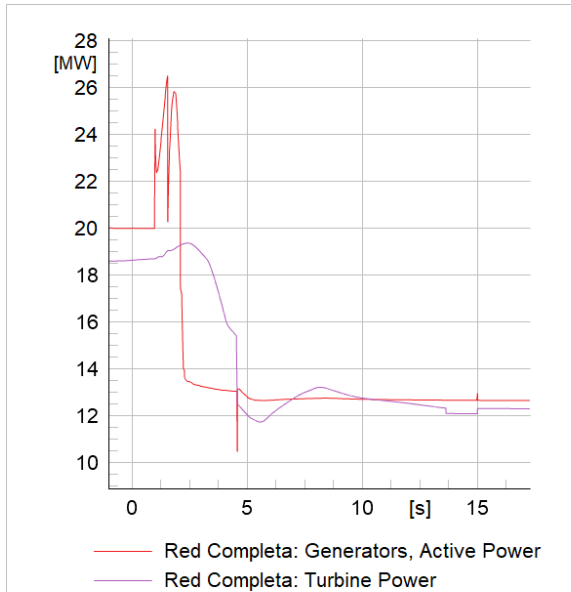


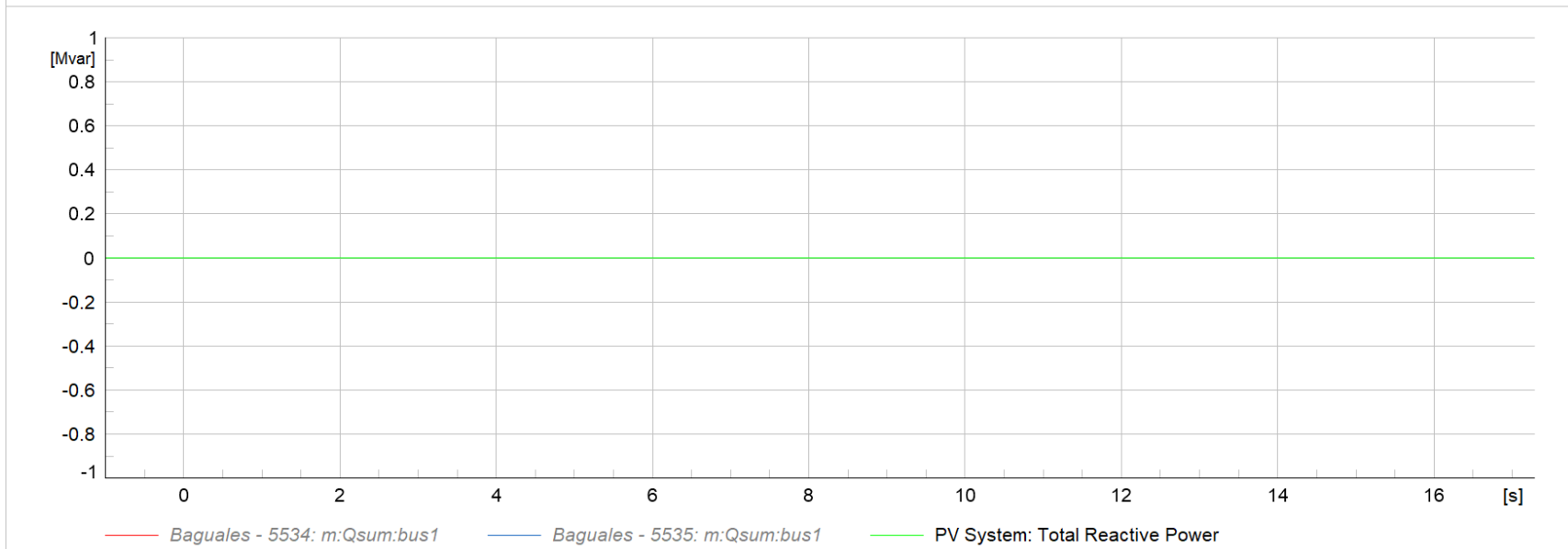
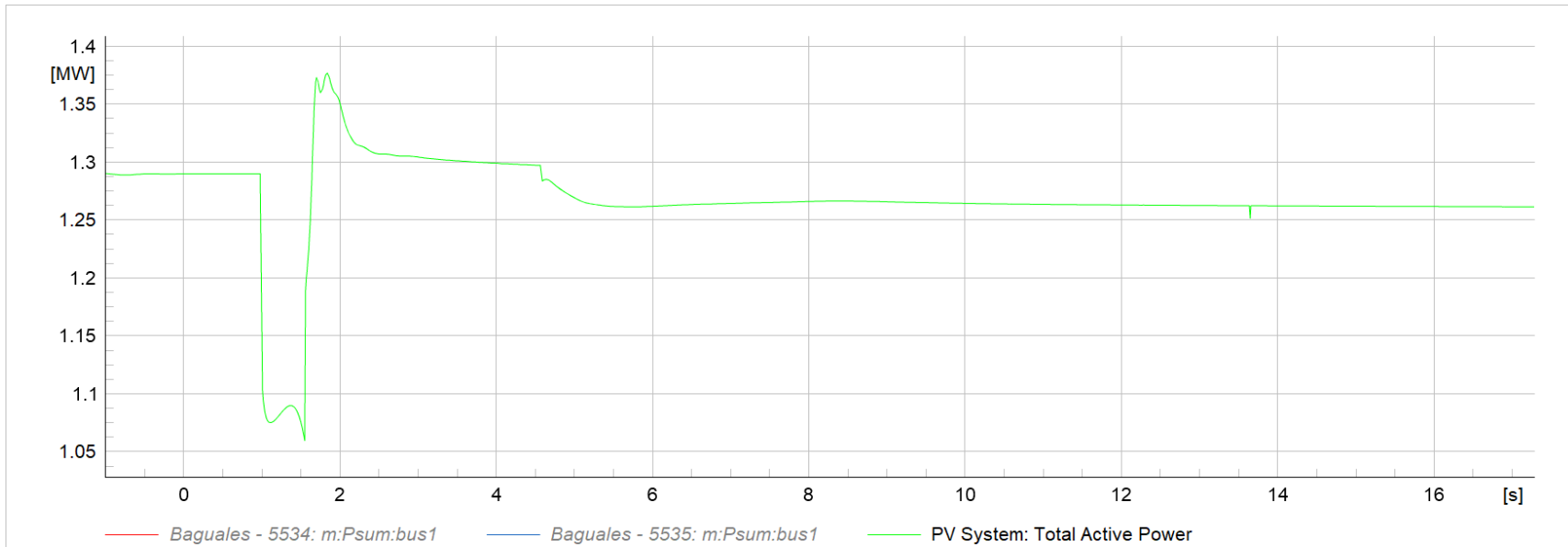


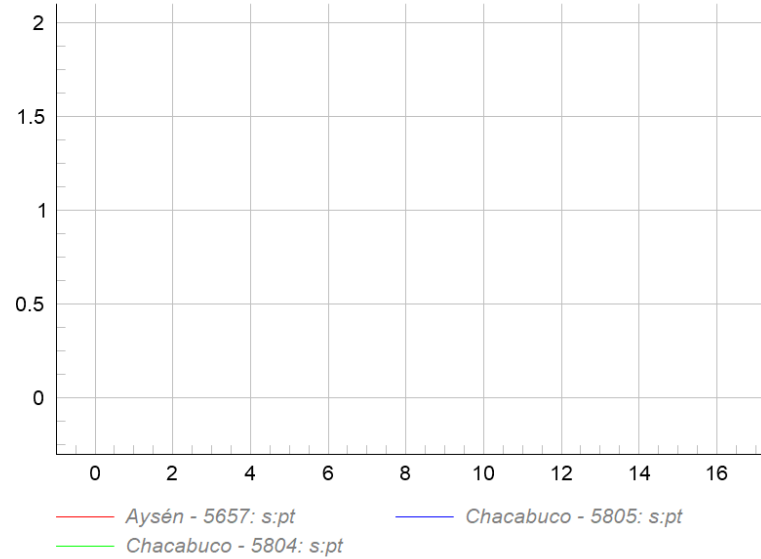
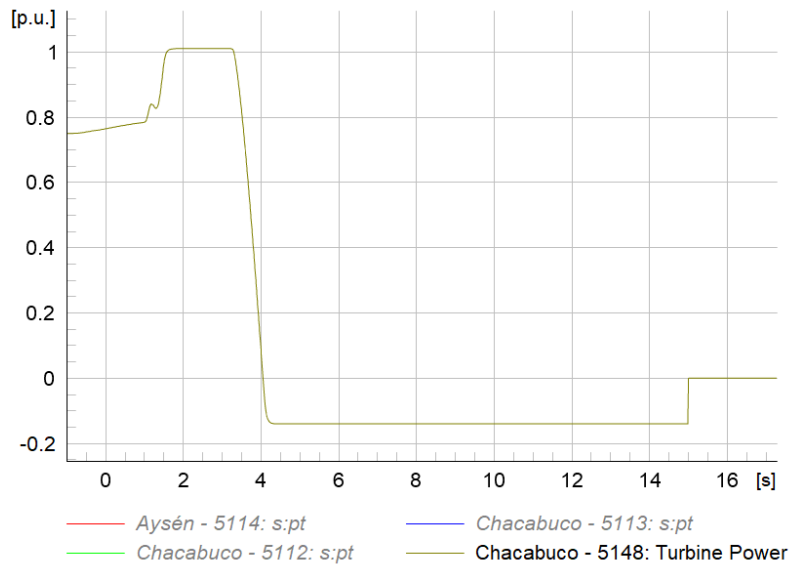
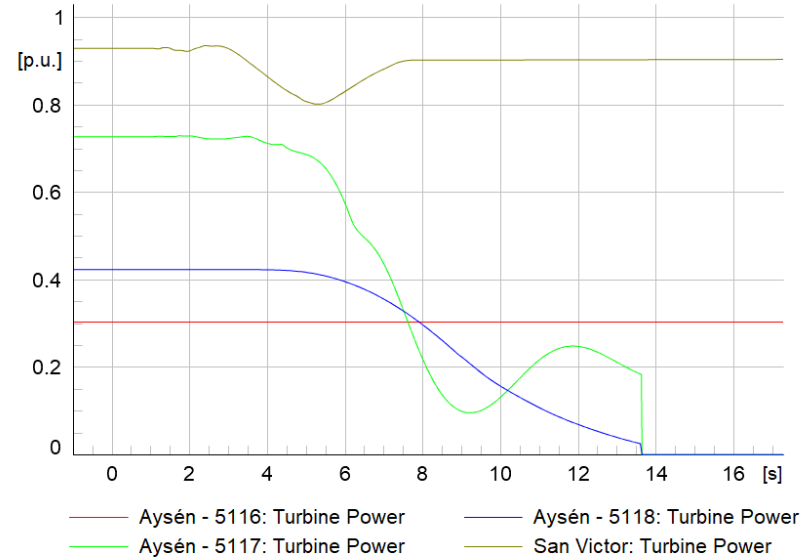
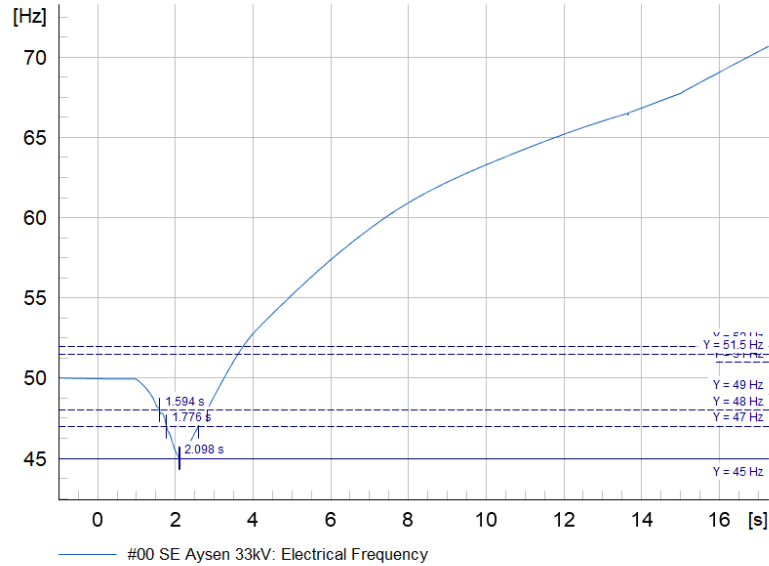


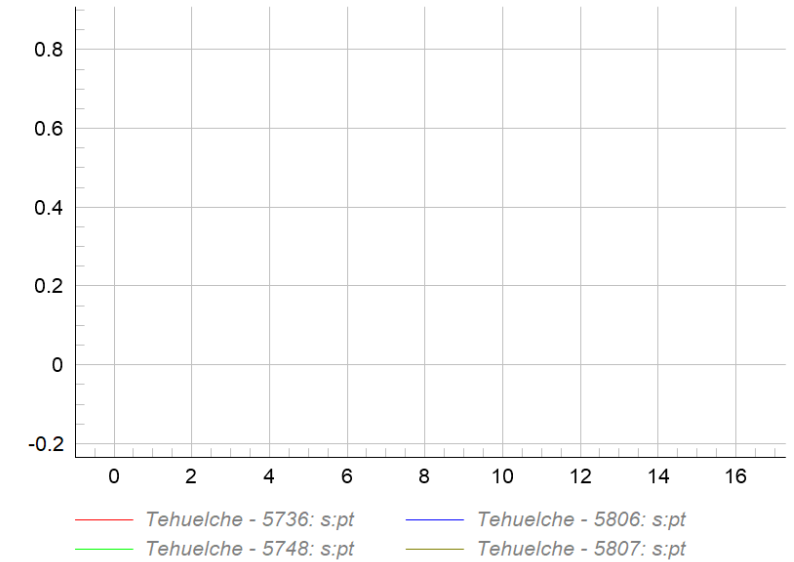
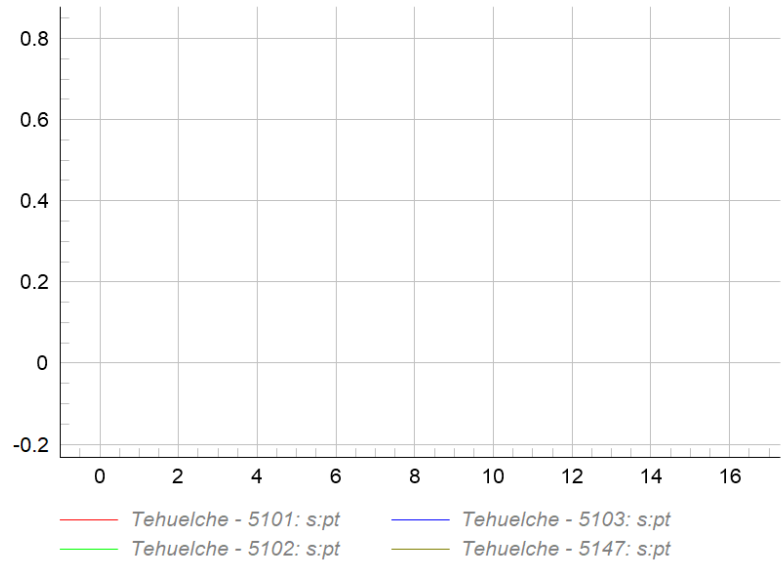
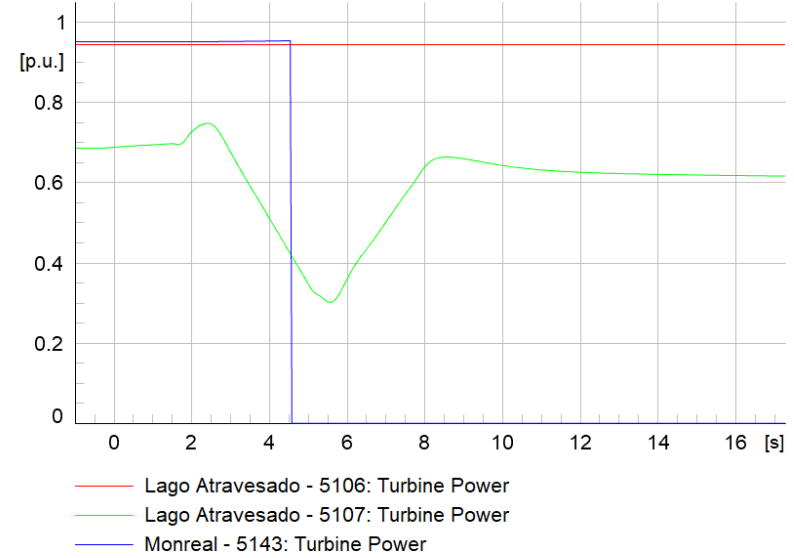
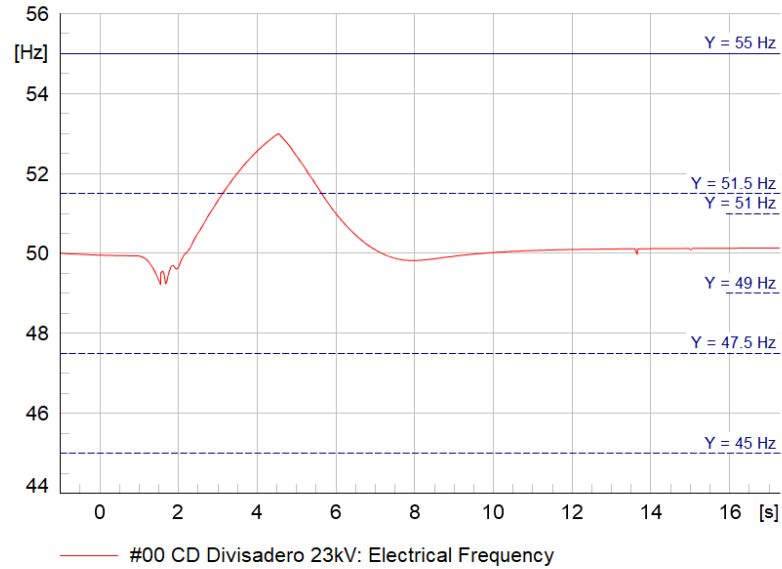
Esc 07.a Falla Tramo Aysén – San Víctor (subsistema Aysén importador)





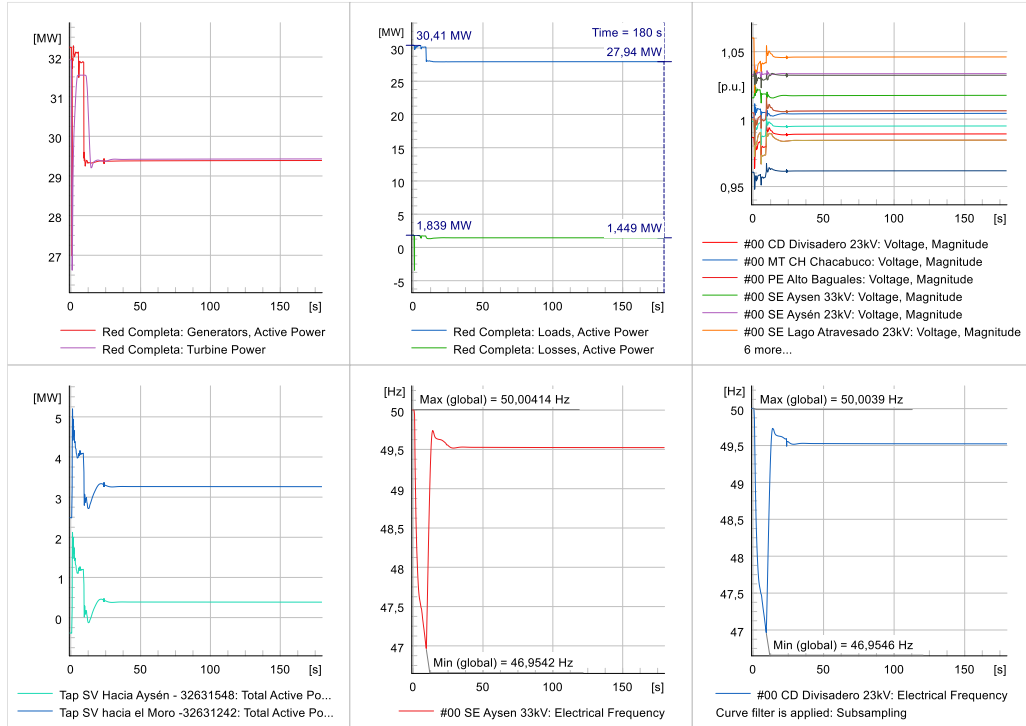




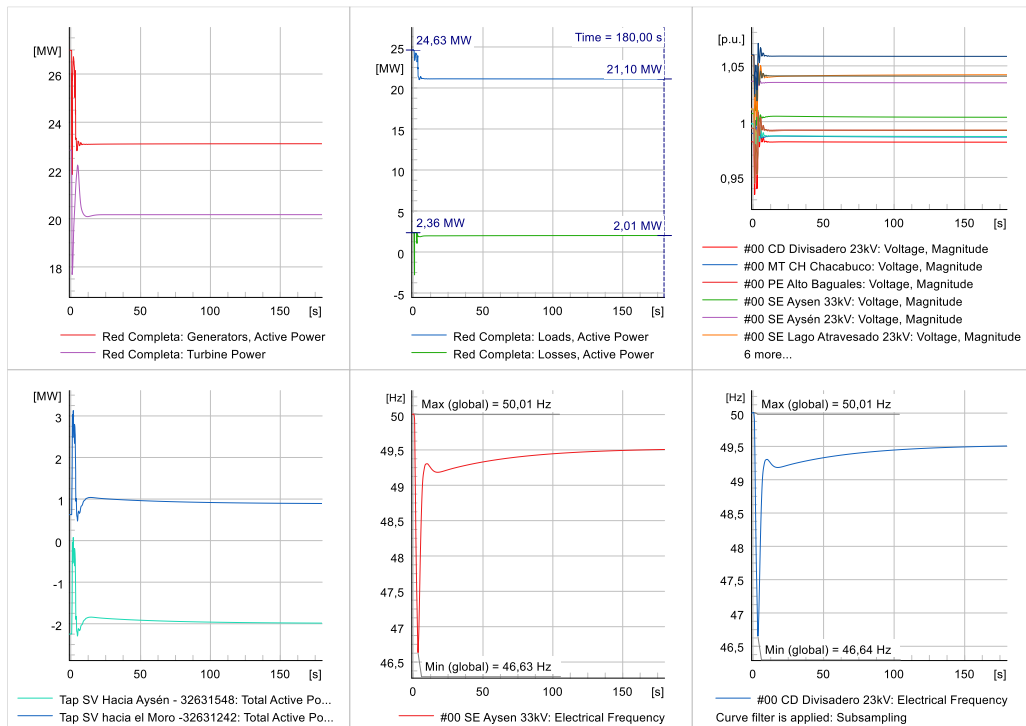


6.3 Anexo del Estudio de EDAC

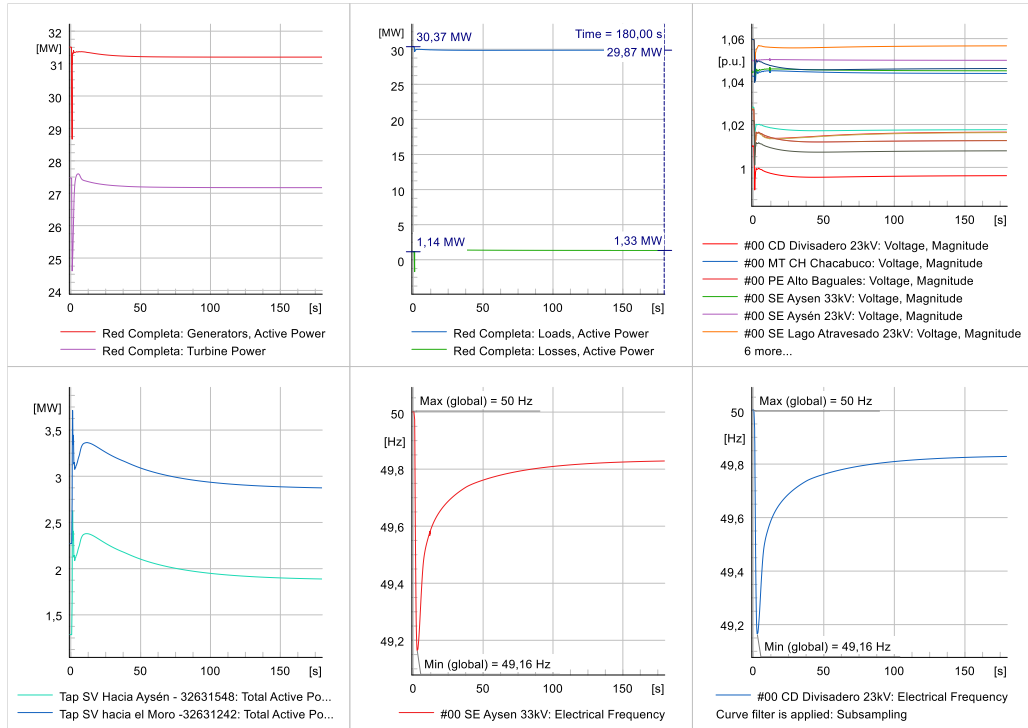
Simulación Esc01-Desconexión Lago Atravesado 5106



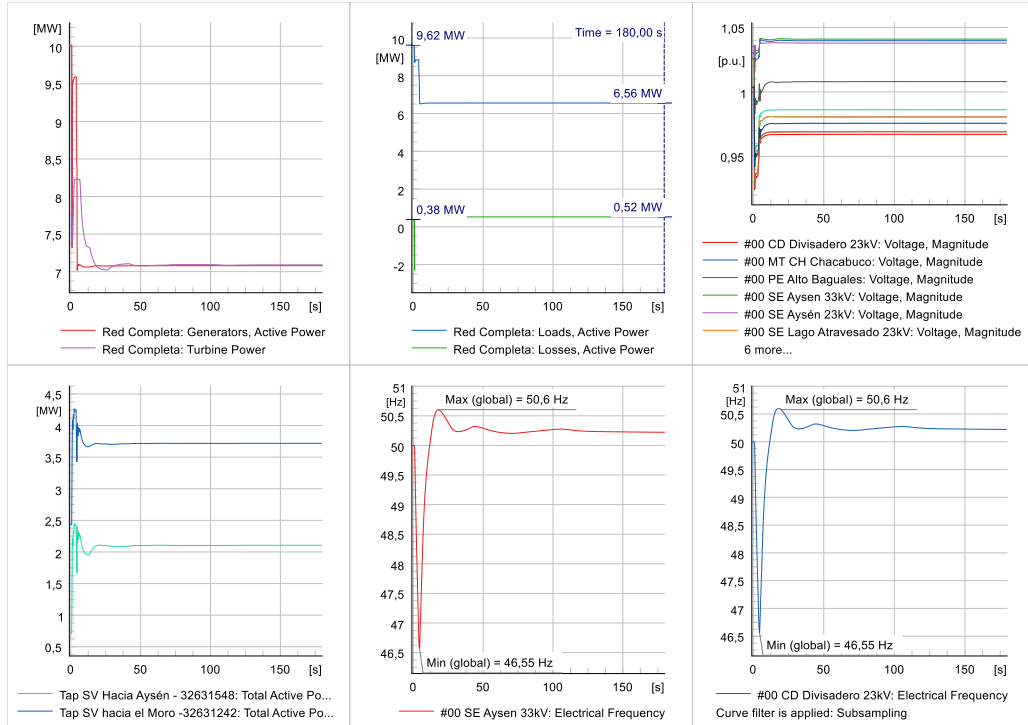
Simulación Esc02-Desconexión Lago Atravesado 5106



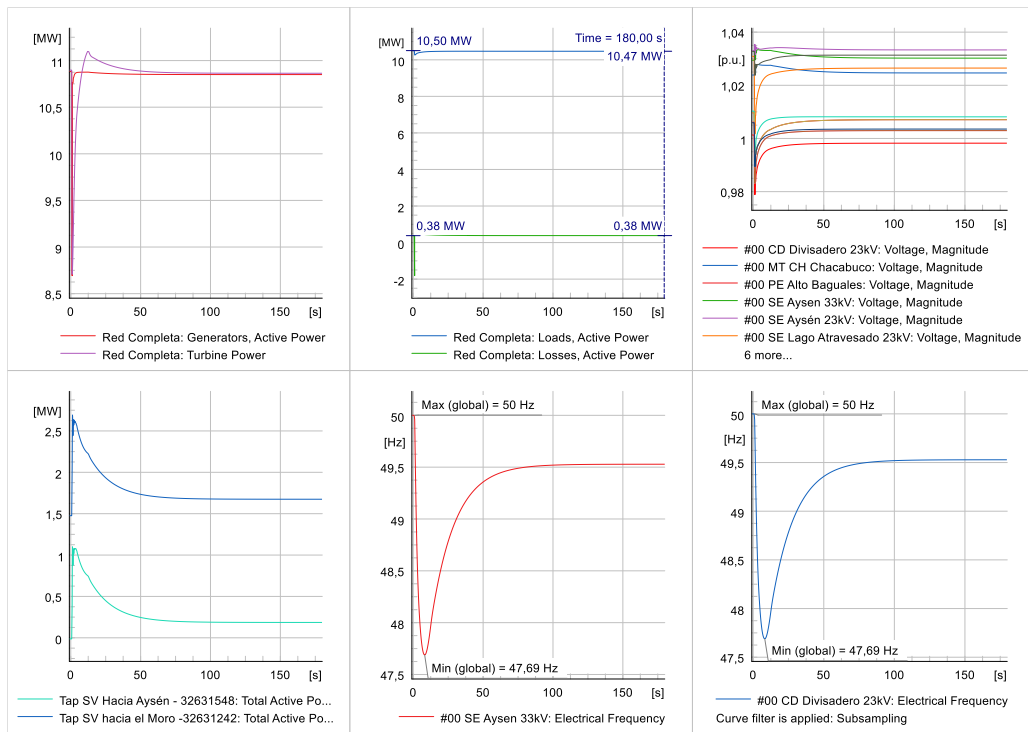
Simulación Esc03-Desconexión Tehuelche 5807



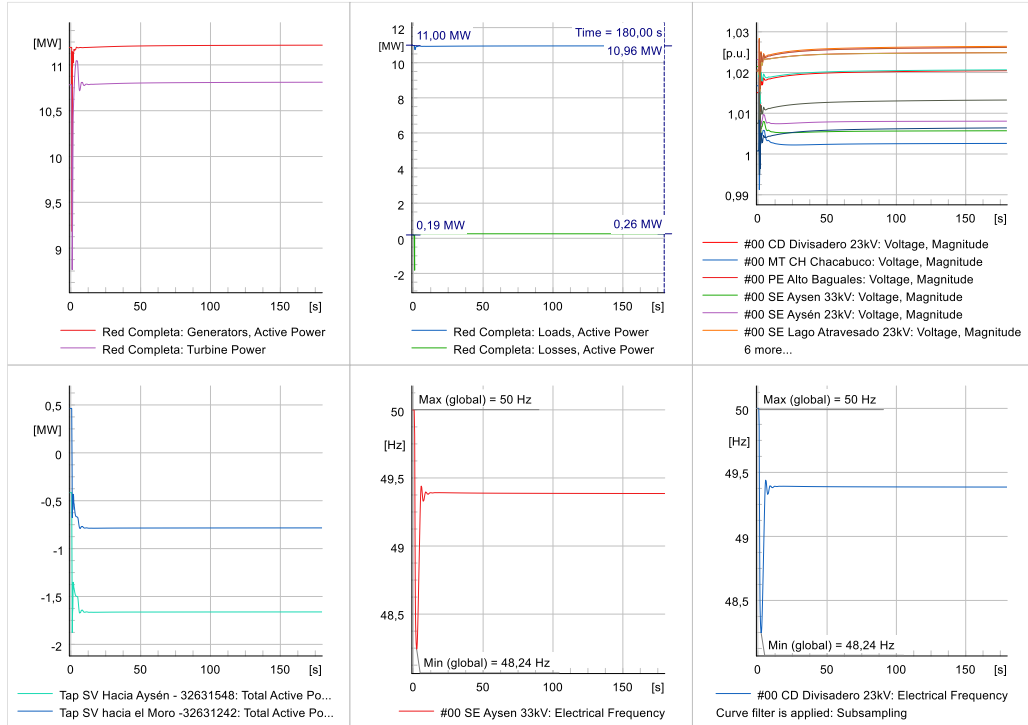
Simulación Esc04-Desconexión Lago Atravesado 5106



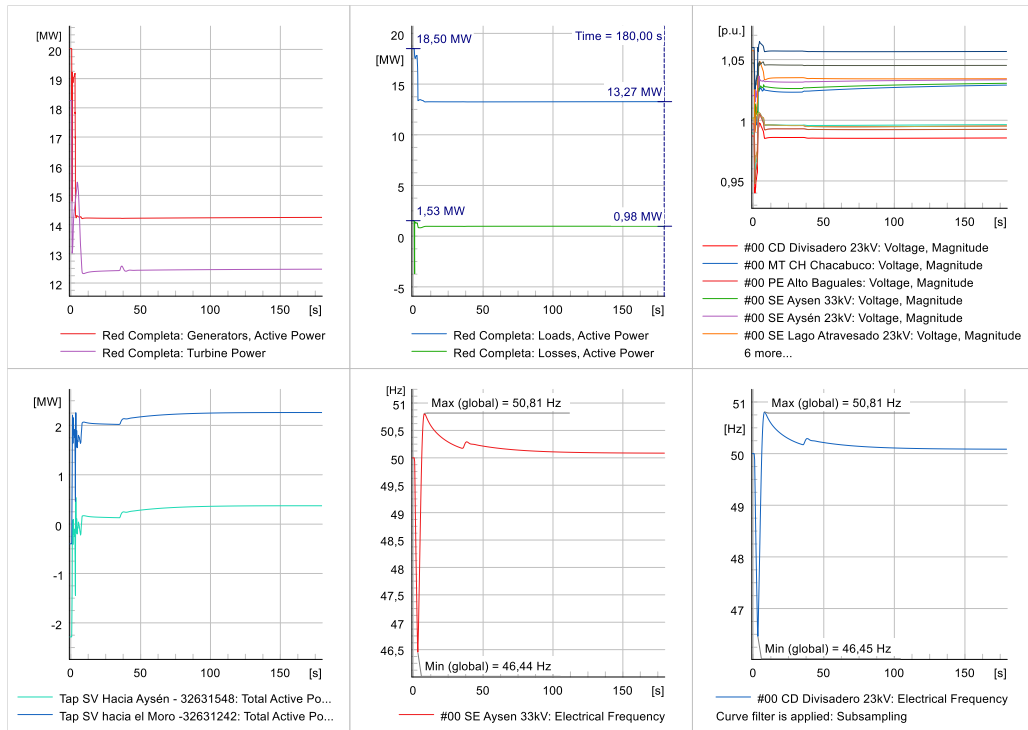
Simulación Esc05-Desconexión Lago Atravesado 5107



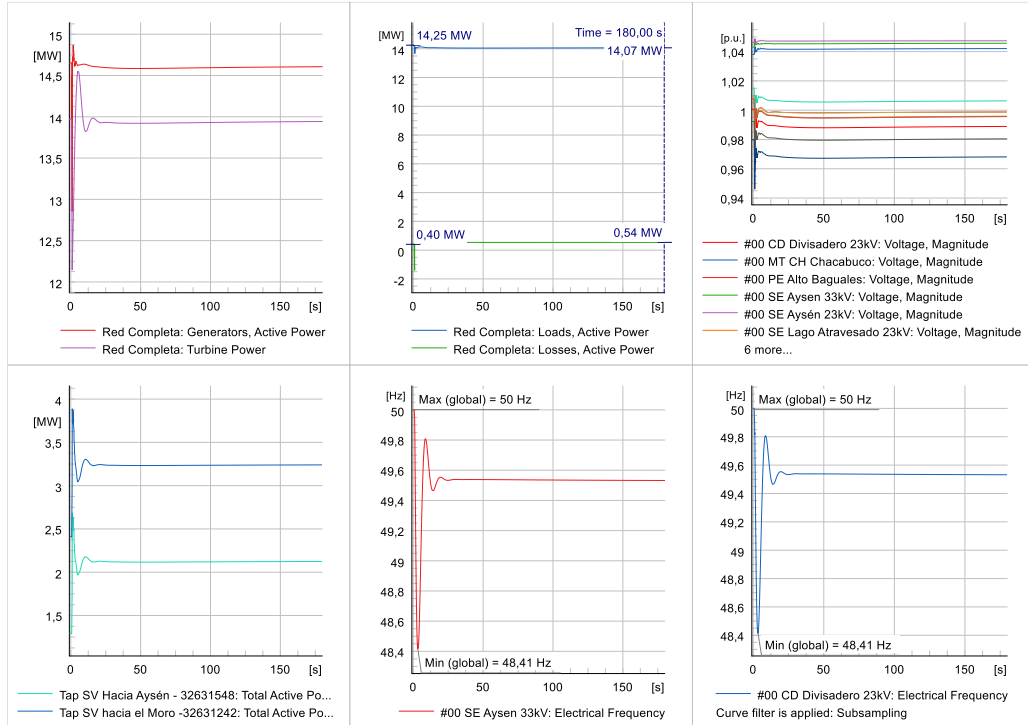
Simulación Esc06-Desconexión Puerto Aysén 5118



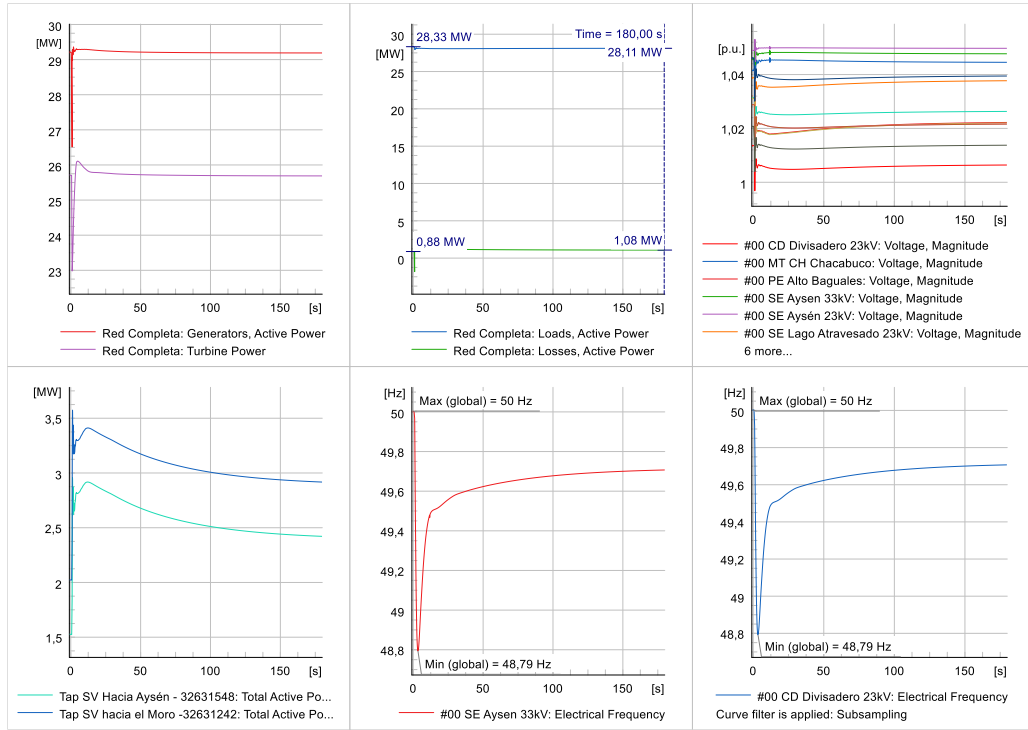
Simulación Esc07-Desconexión Lago Atravesado 5106



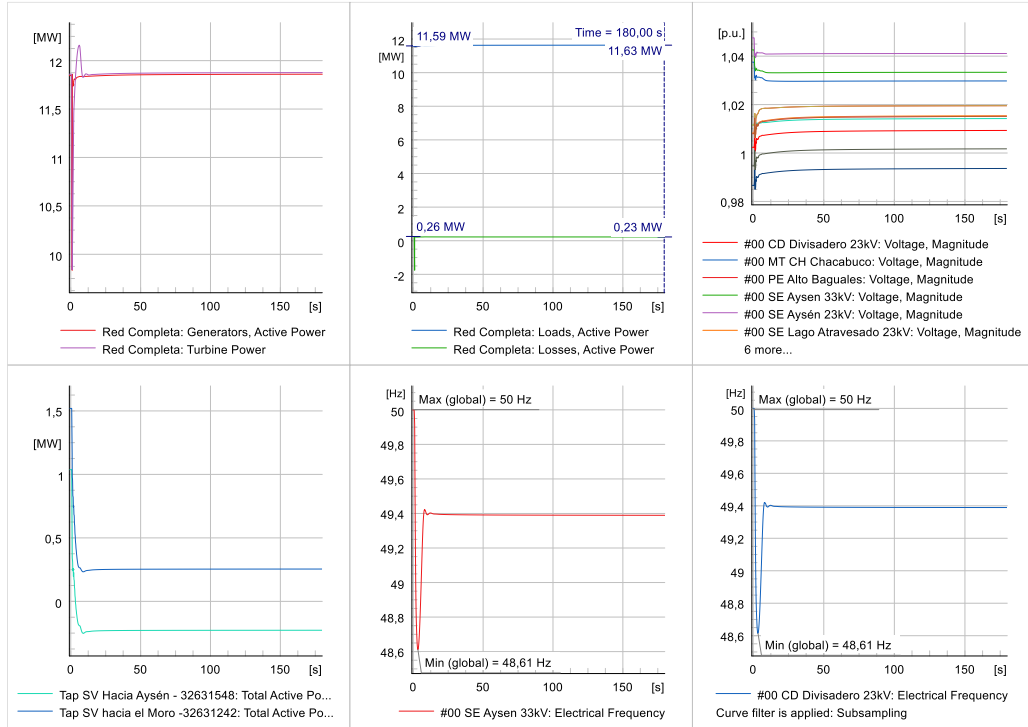
Simulación Esc08-Desconexión Tehuelche 5101



Simulación Esc09-Desconexión Tehuelche 5807



Simulación Esc10-Desconexión Puerto Aysén 5118



6.4 Anexo del Estudio de Control de Tensión

6.4.1 Escenario Dmax 01

6.4.1.1 Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario 01

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/kVAr], para las distintas barras relevantes del SSMM, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

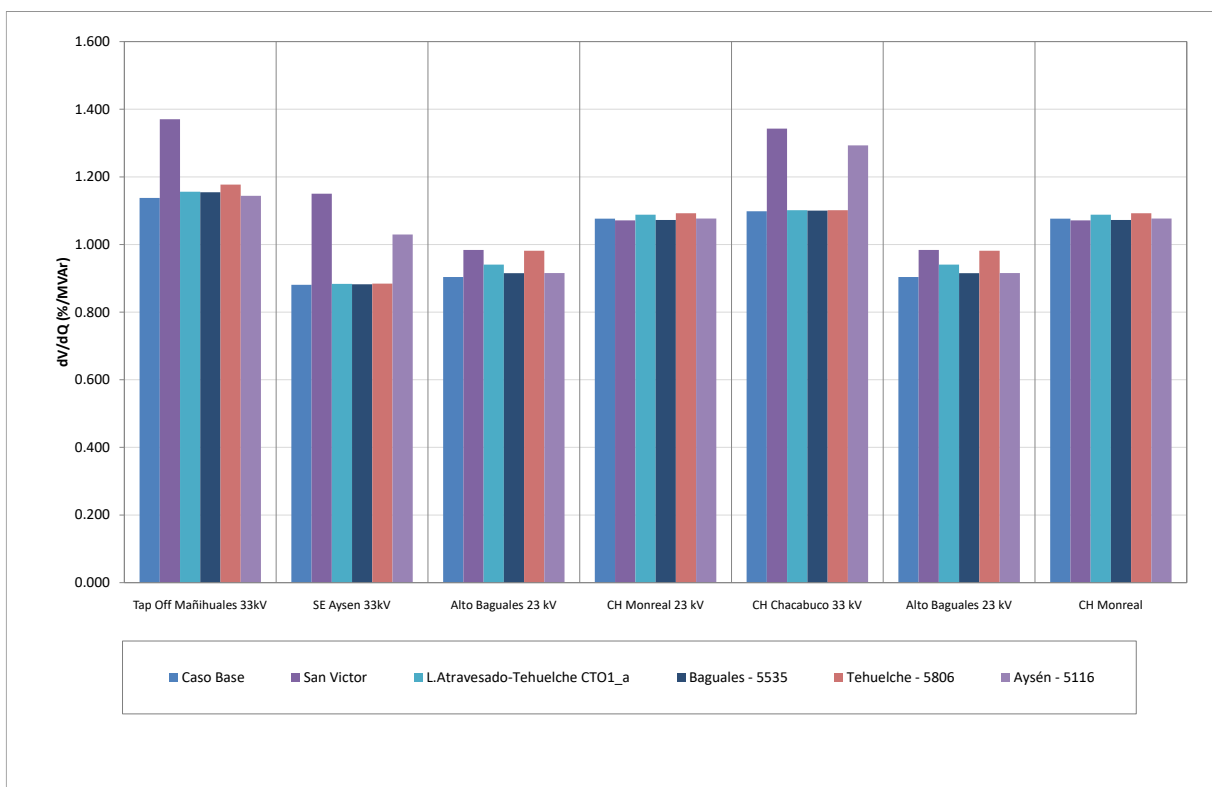


Figura 6.1 : Sensibilidad de tensión (dV/dQ (%/kVAr)) en barras del SSMM.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra más débil en el caso pre y post contingencia corresponde a la barra del Tap Off Mañihuales 33 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla de la Central San Victor.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

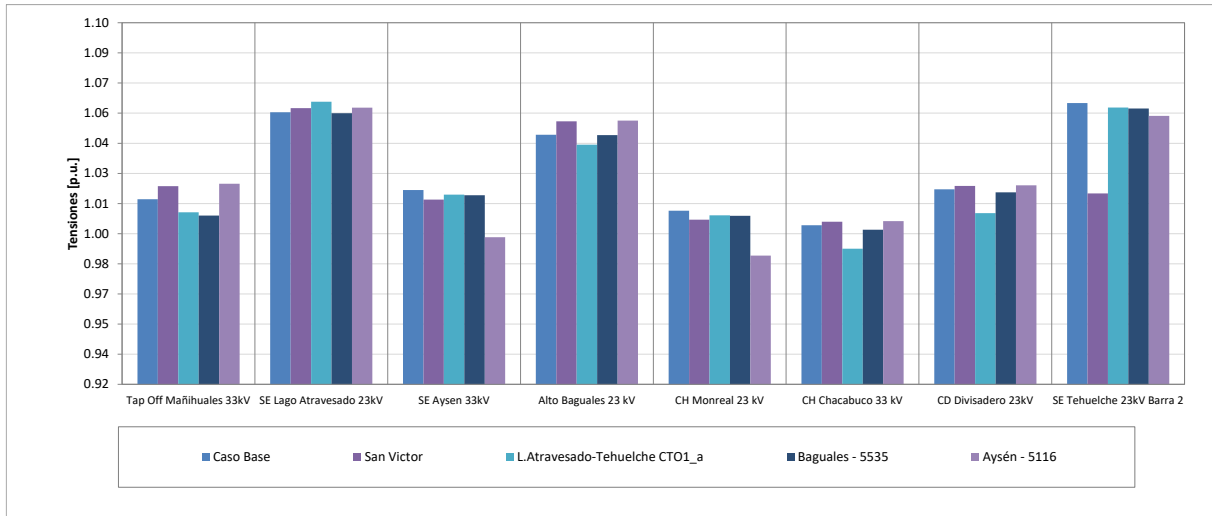


Figura 6.2 : Tensiones de las principales barras del SSMM.

Las tensiones en las principales barras del SSMM permanecen dentro de su rango de operación, para todas las contingencias analizadas.

6.4.1.2 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.

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

Tabla 6.1 : Requerimientos de Potencia Reactiva Escenario 01.

Falla	Chacabuco - 5113	Chacabuco - 5148	L.Atravesado-Tehuelche CTO1	Lago Atravesado - 5106	Lago Atravesado - 5107	Tehuelche - 5101	Tehuelche - 5147	Tehuelche - 5736	Tehuelche - 5806
Generador	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$
Aysén - 5114	0.256	0.345	0.021	-0.058	-0.06	-0.003	-0.006	-0.006	0.007
Aysén - 5116	0.529	0.714	0.049	-0.091	-0.093	0.009	0.003	0.002	0.032
Aysén - 5117	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0	0	0	0
Aysén - 5118	0.000	0.010	0.000	0.000	0	0	0	0	0
Aysén - 5657	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0	0	0	0
Chacabuco - 5113	-	-0.034	-0.014	-0.099	-0.115	-0.037	-0.034	-0.035	-0.048
Chacabuco - 5148	0.476	-	0.031	-0.065	-0.067	0.002	-0.002	-0.003	0.016
Lago Atravesado - 5106	-0.070	-0.082	-0.480	-	0.554	0.216	0.155	0.156	0.407
Lago Atravesado - 5107	-0.070	-0.084	-0.479	0.519	-	0.213	0.153	0.154	0.403
Monreal - 5143	-0.106	-0.146	0.201	-0.395	-0.415	0.021	-0.006	-0.008	0.112
San Victor	0.379	0.523	0.139	-0.111	-0.108	0.089	0.068	0.069	0.154
Tehuelche - 5101	-0.012	-0.014	0.434	-0.240	-0.239	-	0.227	0.229	0.493
Tehuelche - 5147	-0.014	-0.017	0.342	-0.202	-0.202	0.225	-	0.176	0.384
Tehuelche - 5736	-0.017	-0.02	0.343	-0.208	-0.208	0.223	0.172	-	0.383
Tehuelche - 5806	-0.011	-0.01	0.68	-0.35	-0.346	0.467	0.365	0.369	-
Total	1.34	1.185	1.267	-1.3	-1.299	1.425	1.095	1.103	2.343

De la tabla se desprende que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva corresponde a 2.343 kVar ante la desconexión intempestiva de la central Tehuelche unidad 5806. Mientras que el mayor requerimiento de absorción de reactivos se produce ante la desconexión de una unidad de Lago Atravesado.

6.4.1.3 Determinación de Curvas QV

Estas curvas se determinan en la barra más débil, que corresponde a la barra de 33 kV del alimentador de Mañihuales, y considerando la contingencia con mayor requerimiento de reactivos.

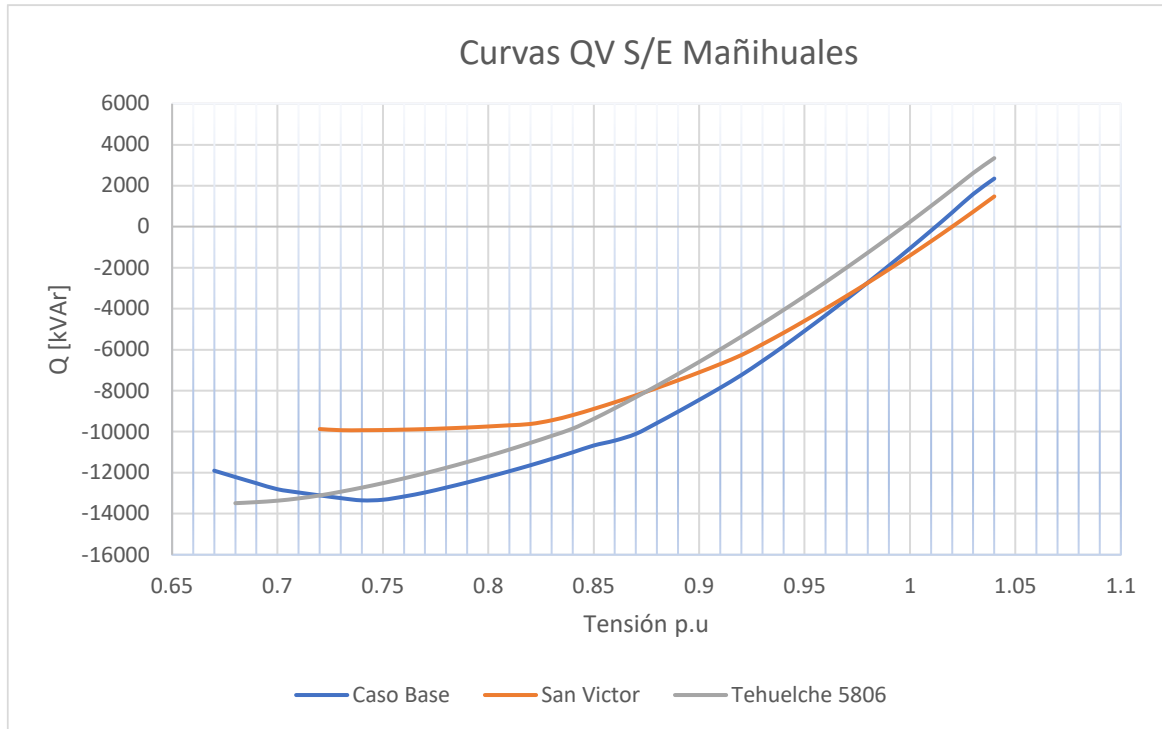


Figura 6.3 : Curva QV de la barra Mañihuales 33 kV en el escenario 01 Dmax para el caso base y post contingencia.

El margen de potencia reactiva que lleva al colapso de tensión en la barra más débil es mayor que cualquier requerimiento de contingencias analizadas, por lo que la barra de 33 kV de Mañihuales contaría con suficiente margen de reactivos para operación normal y contingencia.

En consecuencia, no se presentarían problemas de estabilidad de tensión, esto considerando que las simulaciones se realizaron en base a la información disponible, respecto de la curva de capacidad de los generadores.

6.4.2 Escenario Dmax 03

6.4.2.1 Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario 03

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/kVAr], para las distintas barras relevantes del SSMM, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

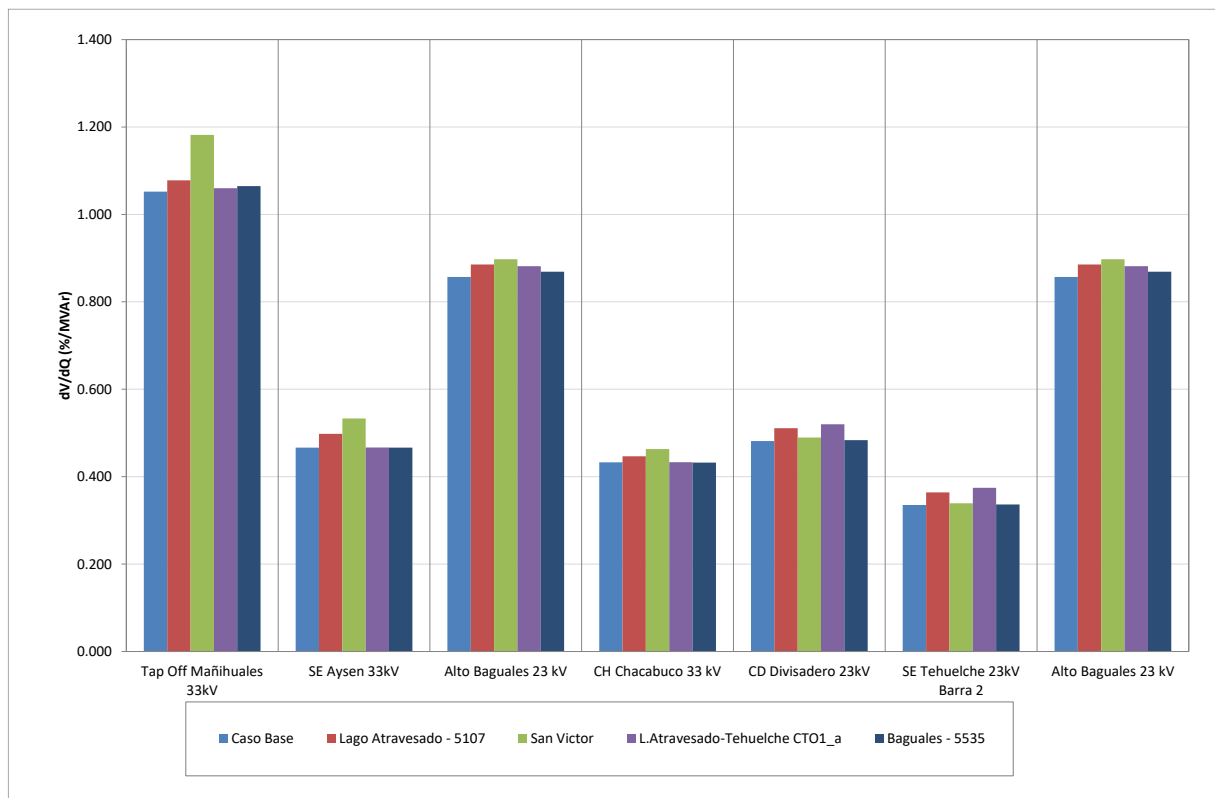


Figura 6.4 : Sensibilidad de tensión (dV/dQ (%/kVAr)) en barras del SSMM.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra más débil en el caso pre y post contingencia corresponde a la barra del Tap Off Mañihuales 33 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla de la Central San Victor.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

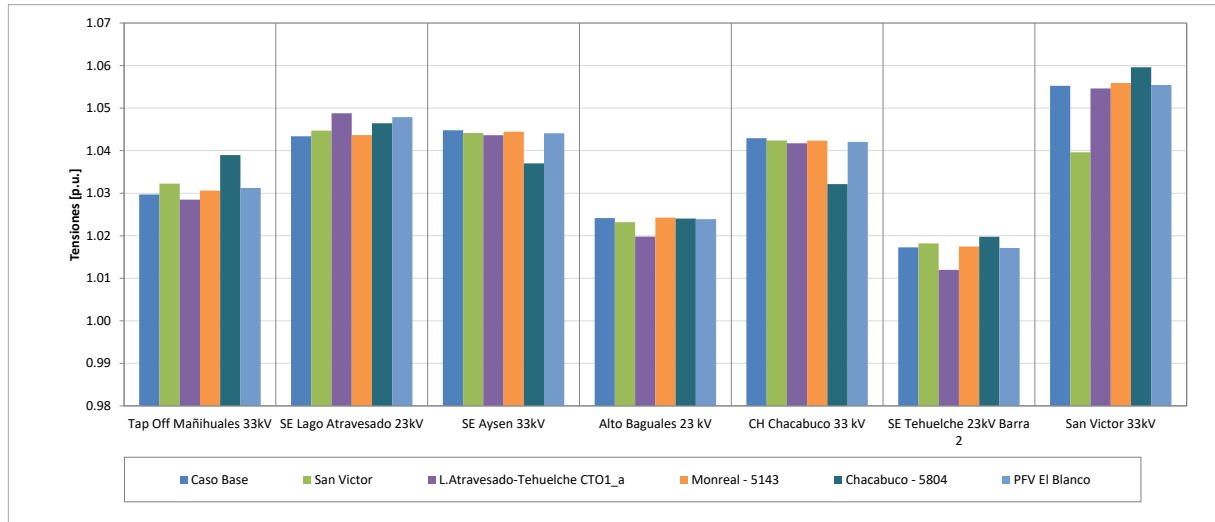


Figura 6.5 : Tensiones de las principales barras del SSMM.

Las tensiones en las principales barras del SSMM permanecen dentro de su rango de operación, para todas las contingencias analizadas.

6.4.2.2 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.

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

Tabla 6.2 : Requerimientos de Potencia Reactiva Escenario 03.

Falla	Baguales - 5534	Baguales - 5535	Tehuelche - 5101	San Víctor	Tehuelche - 5147	Tehuelche - 5736	Tehuelche - 5748	Tehuelche - 5807	L.Atravesado-Tehuelche (Tehuelche-Divisa)	
Generador	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$
Aysén - 5114	0.013	0.013	-0.02	0.003	-0.016	-0.016	-0.009	-0.029	0.004	0.017
Aysén - 5116	0.013	0.013	-0.071	-0.011	-0.056	-0.056	-0.033	-0.101	0.007	0.032
Aysén - 5117	0.004	0.004	0.01	0.005	0.008	0.008	0.005	0.014	0	0.001
Aysén - 5118	0.018	0.018	-0.044	-0.003	-0.043	-0.043	-0.024	-0.044	0.008	0.031
Aysén - 5657	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0
Chacabuco - 5113	0.027	0.027	-0.068	-0.002	-0.056	-0.056	-0.031	-0.091	0.011	0.045
Chacabuco - 5148	0.009	0.009	-0.019	0.001	-0.016	-0.016	-0.009	-0.026	0.004	0.014
Chacabuco - 5804	0.021	0.021	-0.085	-0.01	-0.07	-0.07	-0.04	-0.115	0.011	0.044
Chacabuco - 5805	0.021	0.021	-0.036	0.003	-0.03	-0.03	-0.016	-0.047	0.008	0.03
Lago Atravesado - 5106	0.020	0.020	0.097	-0.108	0.048	0.048	0.117	0.207	-0.465	0.004
Lago Atravesado - 5107	0.020	0.020	0.098	-0.108	0.048	0.049	0.117	0.209	-0.465	0.004
Monreal - 5143	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0
San Víctor	0.156	0.156	-0.093	-	-0.083	-0.083	-0.034	-0.11	0.049	0.171
Tehuelche - 5101	0.085	0.085	-	-0.024	0.169	0.169	0.196	0.424	0.214	0.019
Tehuelche - 5147	0.067	0.067	0.196	-0.02	-	0.134	0.155	0.335	0.169	0.015
Tehuelche - 5736	0.067	0.067	0.198	-0.019	0.135	-	0.156	0.338	0.17	0.015
Tehuelche - 5748	0.104	0.104	0.308	-0.035	0.209	0.209	-	0.529	0.271	0.023
Tehuelche - 5807	0.131	0.131	0.386	-0.038	0.263	0.263	0.304	-	0.332	0.029
Total	0.776	0.776	0.857	-0.366	0.51	0.51	0.854	1.493	0.328	0.494

De la tabla se desprende que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva corresponde a 1.493 kVar ante la desconexión intempestiva de la central Tehuelche unidad 5807. Mientras que el mayor requerimiento de absorción de reactivos se produce ante la desconexión de la unidad de San Víctor.

6.4.2.3 Determinación de Curvas QV

Estas curvas se determinan en la barra más débil, que corresponde a la barra de 33 kV del alimentador de Mañihuales, y considerando la contingencia con mayor requerimiento de reactivos.

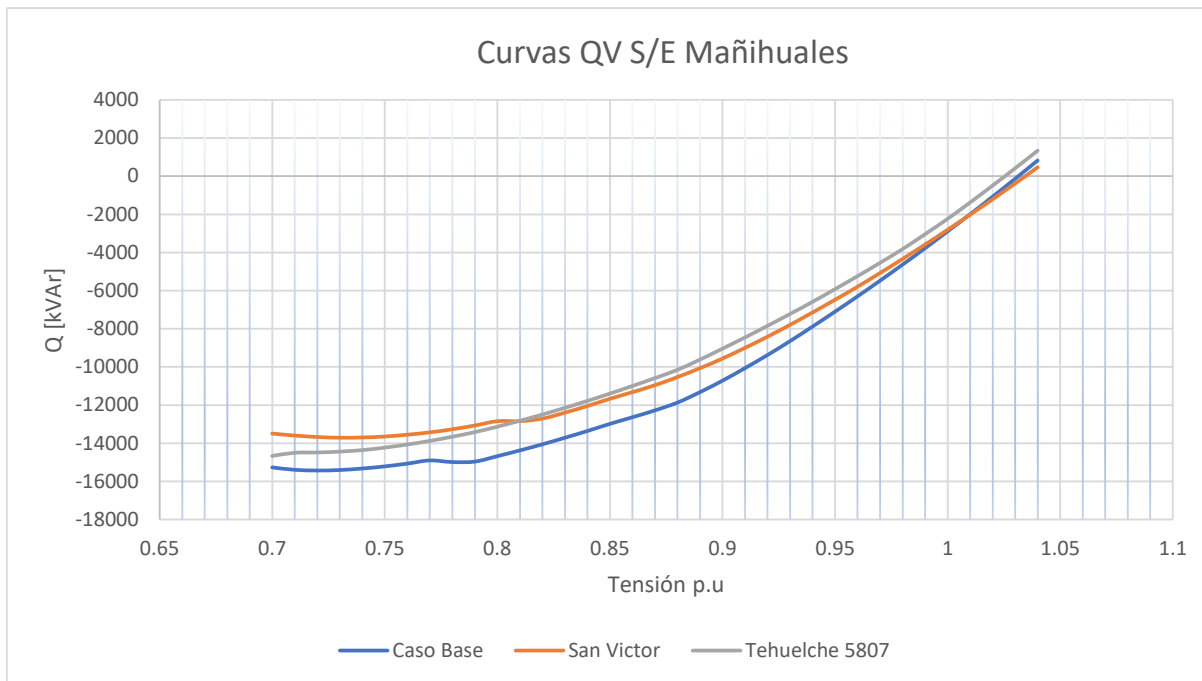


Figura 6.6 : Curva QV de la barra Mañihuales 33 kV en el escenario 03 Dmax para el caso base y post contingencia.

El margen de potencia reactiva que lleva al colapso de tensión en la barra más débil es mayor que cualquier requerimiento de contingencias analizadas, por lo que la barra de 33 kV de Mañihuales contaría con suficiente margen de reactivos para operación normal y contingencia.

En consecuencia, no se presentarían problemas de estabilidad de tensión, esto considerando que las simulaciones se realizaron en base a la información disponible, respecto de la curva de capacidad de los generadores.

6.4.3 Escenario Dmin 06

6.4.3.1 Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario 06

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/kVAR], para las distintas barras relevantes del SSMM, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

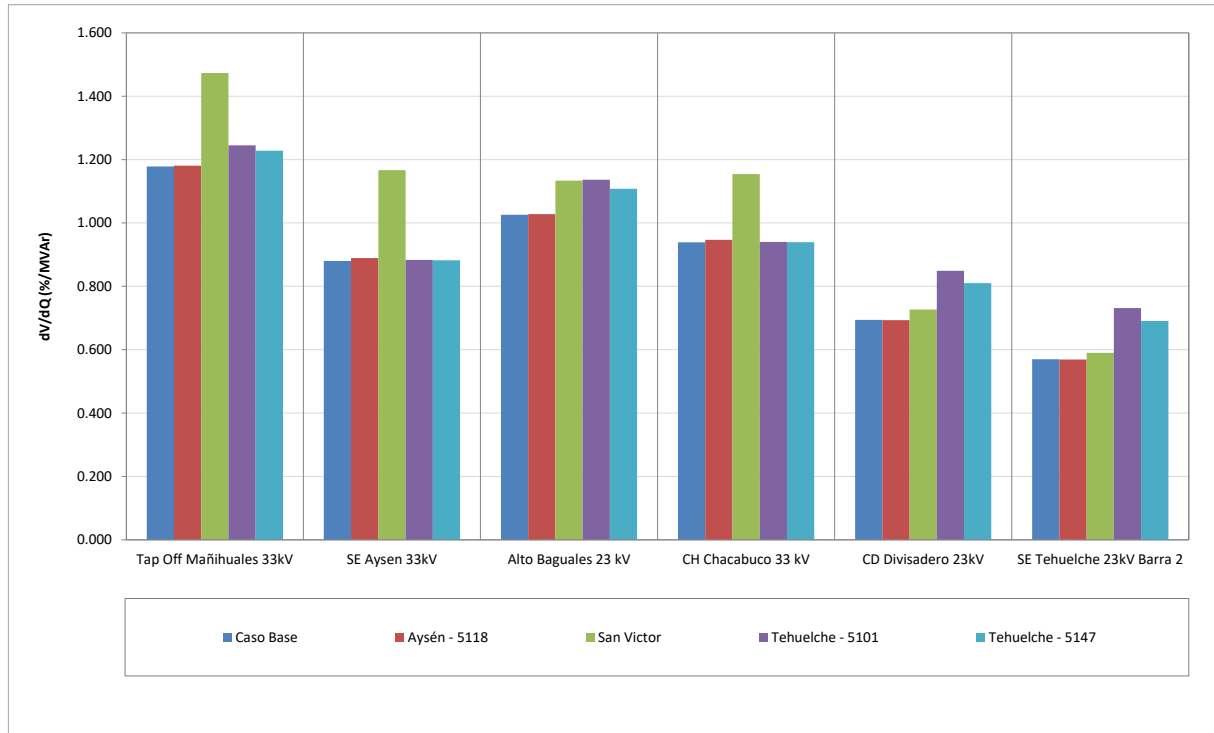


Figura 6.7 : Sensibilidad de tensión (dV/dQ (%/kVar)) en barras del SSMM.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra más débil en el caso pre y post contingencia corresponde a la barra del Tap Off Mañihuales 33 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla de la Central San Víctor.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

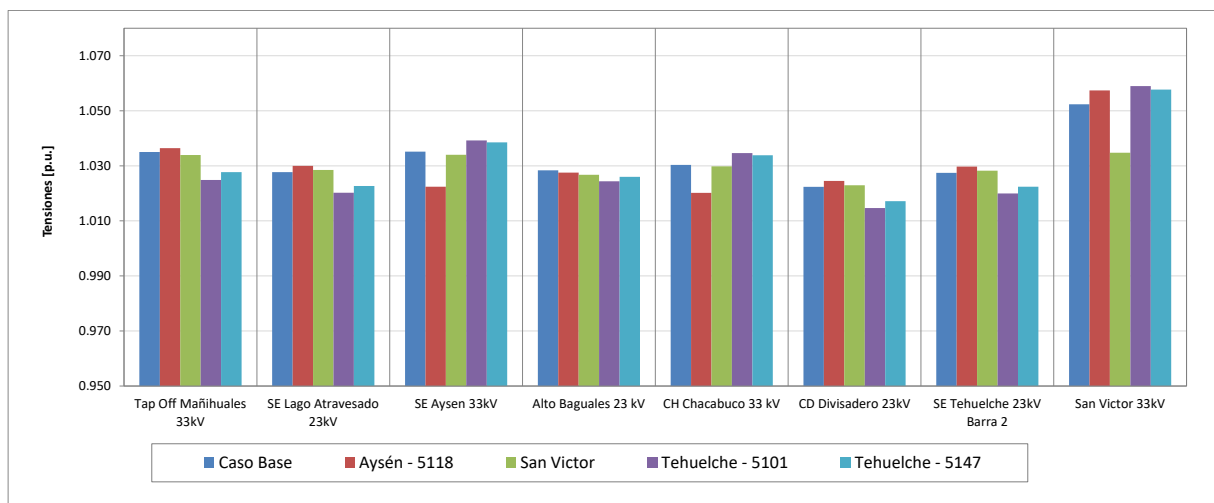


Figura 6.8 : Tensiones de las principales barras del SSMM.

Las tensiones en las principales barras del SSMM permanecen dentro de su rango de operación, para todas las contingencias analizadas.

6.4.3.2 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.

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

Tabla 6.3 : Requerimientos de Potencia Reactiva Escenario 06.

Falla	Aysén - 5118	San Victor	Tehuelche - 5147	Tehuelche - 5736	Tehuelche-Divisadero C2
Generador	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$
Aysén - 5114	0.356	0.023	-0.085	-0.085	0.019
Aysén - 5118	-	0.000	0.000	0.000	0
Chacabuco - 5113	0.444	-0.005	-0.221	-0.221	0.034
San Victor	-0.337	-	-0.366	-0.366	0.062
Tehuelche - 5101	-0.097	-0.040	0.183	0.183	-0.006
Tehuelche - 5147	-0.070	-0.025	0.118	0.118	-0.005
Tehuelche - 5736	-0.070	-0.024	0.154	0.154	-0.004
Tehuelche - 5807	-0.122	-0.041	0.307	0.307	-0.009
Total	0.104	-0.112	0.090	0.090	0.091

De las tablas se desprende que el mayor requerimiento de absorción de potencia reactiva corresponde a 112 VAr ante la desconexión intempestiva de la unidad de San Victor.

6.4.3.3 Determinación de Curvas QV

Estas curvas se determinan en la barra más débil, que corresponde a la barra de 33 kV del alimentador de Mañihuales, y considerando la contingencia con mayor requerimiento de reactivos.

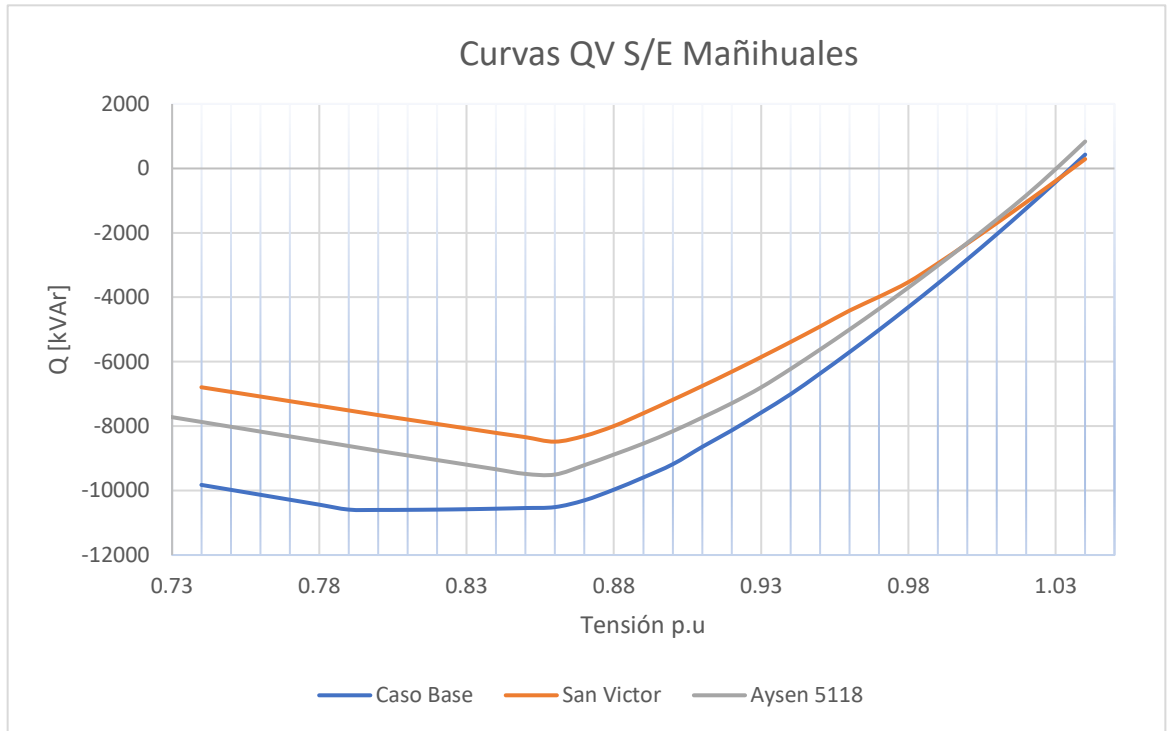


Figura 6.9 : Curva QV de la barra Mañihuales 33 kV en el escenario 06 Dmin para el caso base y post contingencia.

El margen de potencia reactiva que lleva al colapso de tensión en la barra más debil es mayor que cualquier requerimiento de contingencias analizadas, por lo que la barra de 33 kV de Mañihuales contaría con suficiente margen de reactivos para operación normal y contingencia.

En consecuencia, no se presentarían problemas de estabilidad de tensión, esto considerando que las simulaciones se realizaron en base a la información disponible, respecto de la curva de capacidad de los generadores.

6.4.4 Escenario Dmin 09

6.4.4.1 Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario 09

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/kVar], para las distintas barras relevantes del SSMM, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

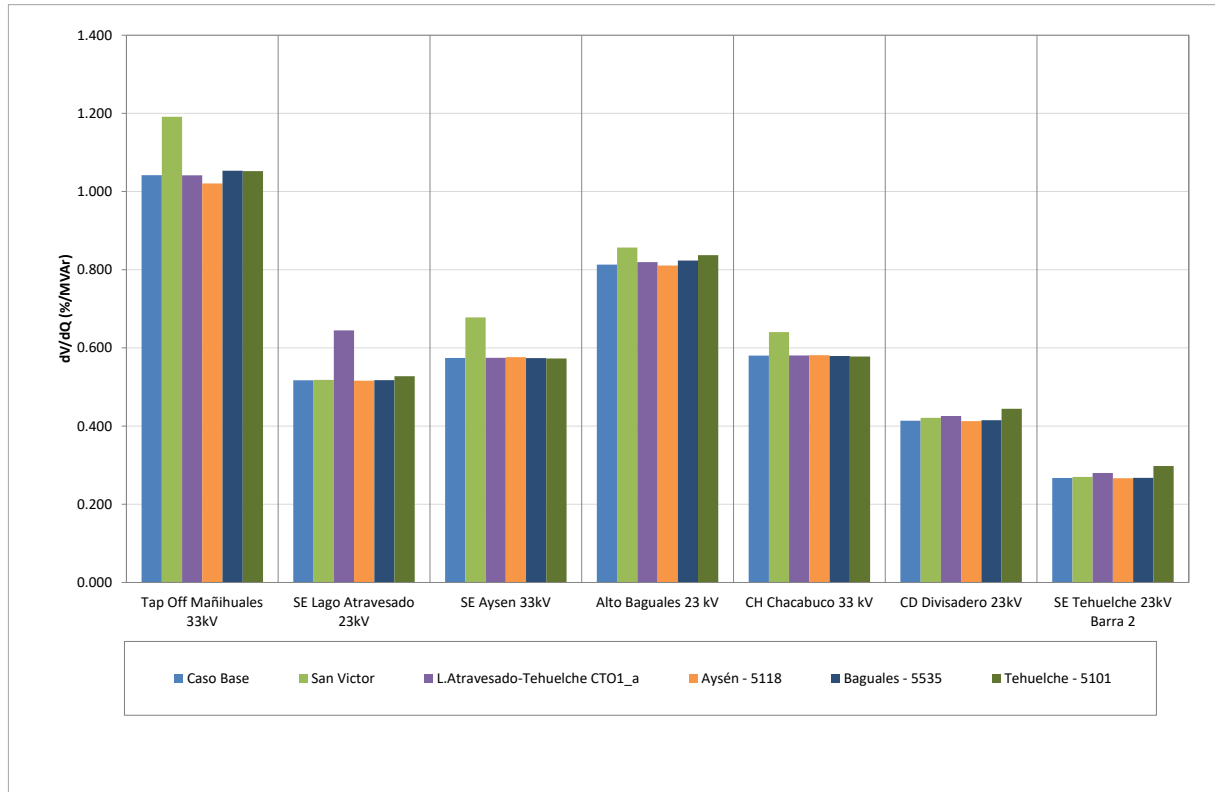


Figura 6.10 : Sensibilidad de tensión (dV/dQ (%/kVar)) en barras del SSMM.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra más débil en el caso pre y post contingencia corresponde a la barra del Tap Off Mañihuales 33 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla de la Central San Victor.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

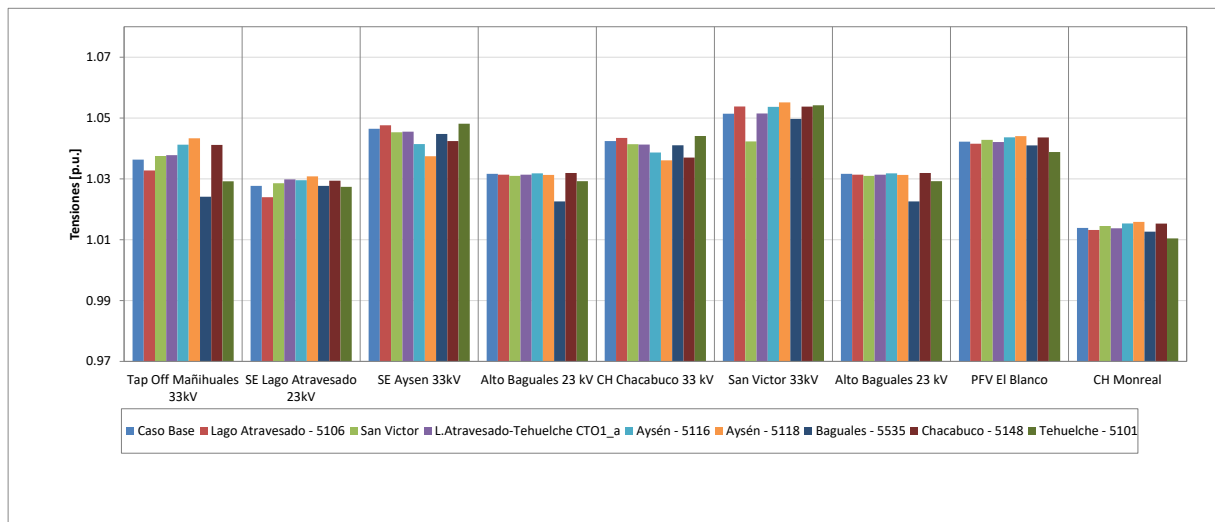


Figura 6.11 : Tensiones de las principales barras del SSMM.

Las tensiones en las principales barras del SSMM permanecen dentro de su rango de operación, para todas las contingencias analizadas.

6.4.4.2 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.

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

Tabla 6.4 : Requerimientos de Potencia Reactiva Escenario 09.

Falla	Aysén - 5114	Chacabuco - 5805	Baguales - 5534	Baguales - 5535	Tehuelche - 5101	Tehuelche - 5147	Tehuelche - 5736	Tehuelche - 5748	Tehuelche - 5806	Tehuelche - 5807
Generador	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$
Aysén - 5114	-	0.149	0.019	0.019	-0.037	-0.029	-0.029	-0.009	-0.049	-0.049
Aysén - 5116	0.022	0.256	0.023	0.023	-0.118	-0.091	-0.091	-0.031	-0.165	-0.165
Aysén - 5117	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0
Aysén - 5118	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0
Chacabuco - 5148	0.030	0.332	0.011	0.011	-0.036	-0.028	-0.028	-0.009	-0.051	-0.051
Chacabuco - 5804	0.084	0.596	0.022	0.022	-0.154	-0.119	-0.119	-0.041	-0.218	-0.218
Chacabuco - 5805	0.067	-	0.025	0.025	-0.068	-0.053	-0.053	-0.017	-0.093	-0.093
Lago Atravesado - 5106	-0.136	-0.274	0.026	0.026	0.053	0.051	0.052	0.082	0.165	0.165
San Victor	-0.126	-0.175	0.157	0.158	-0.154	-0.119	-0.119	-0.034	-0.2	-0.2
Tehuelche - 5101	-0.042	-0.064	0.058	0.058	-	0.119	0.12	0.088	0.276	0.276
Tehuelche - 5102	-0.049	-0.082	0.051	0.051	0.127	0.105	0.105	0.082	0.247	0.247
Tehuelche - 5147	-0.033	-0.051	0.047	0.047	0.117	-	0.096	0.07	0.221	0.221
Tehuelche - 5736	-0.033	-0.051	0.047	0.047	0.118	0.096	-	0.071	0.222	0.222
Tehuelche - 5748	-0.059	-0.094	0.07	0.07	0.175	0.144	0.144	-	0.335	0.335
Tehuelche - 5806	-0.06	-0.095	0.095	0.095	0.232	0.191	0.192	0.14	-	0.436
Tehuelche - 5807	-0.06	-0.095	0.095	0.095	0.232	0.191	0.192	0.14	0.436	-
Total	-0.395	0.352	0.746	0.747	0.487	0.458	0.462	0.532	1.126	1.126

De las tablas se desprende que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva corresponde a 1.126 kVAr ante la desconexión intempestiva de una unidad de Tehuelche 5807, mientras que el mayor requerimiento de absorción de reactivos se produce ante la desconexión intempestiva de la central Aysén 5114.

6.4.4.3 Determinación de Curvas QV

Estas curvas se determinan en la barra más débil, que corresponde a la barra de 33 kV del alimentador de Mañihuales, y considerando la contingencia con mayor requerimiento de reactivos.

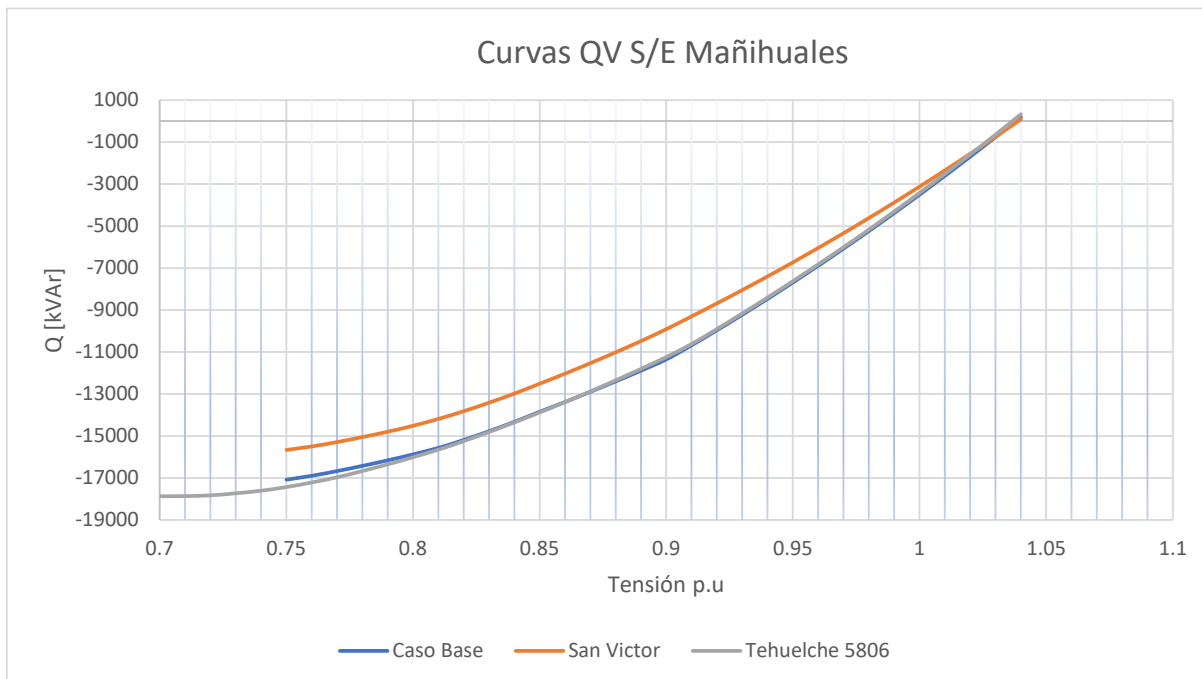


Figura 6.12 : Curva QV de la barra Mañihuales 33 kV en el escenario 09 Dmin para el caso base y post contingencia.

El margen de potencia reactiva que lleva al colapso de tensión en la barra más débil es mayor que cualquier requerimiento de contingencias analizadas, por lo que la barra de 33 kV de Mañihuales contaría con suficiente margen de reactivos para operación normal y contingencia.

En consecuencia, no se presentarían problemas de estabilidad de tensión, esto considerando que las simulaciones se realizaron en base a la información disponible, respecto de la curva de capacidad de los generadores.

6.4.5 Sensibilidad 2025

6.4.5.1 Sensibilidad de Flujo de Potencia

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/kVAR], para las distintas barras relevantes del SSMM, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

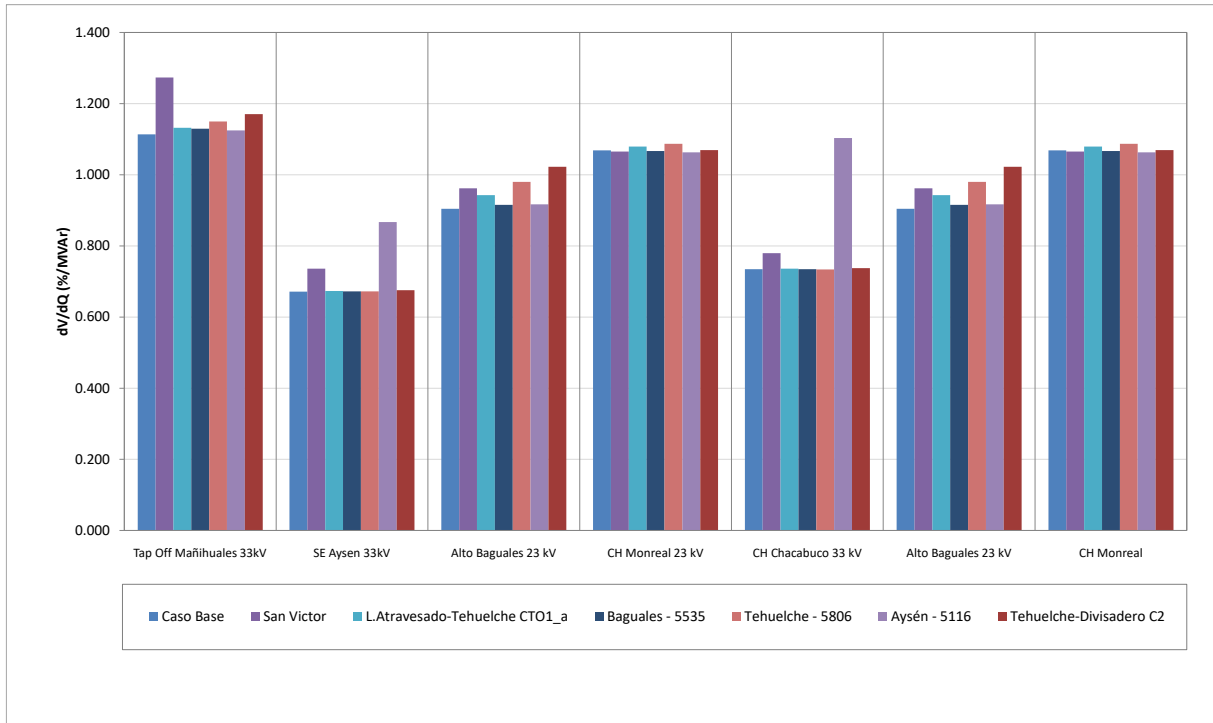


Figura 6.13 : Sensibilidad de tensión (dV/dQ(%/kVAr)) en barras del SSMM.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra más débil en el caso pre y post contingencia corresponde a la barra del Tap Off Mañihuales 33 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla de la Central San Victor.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

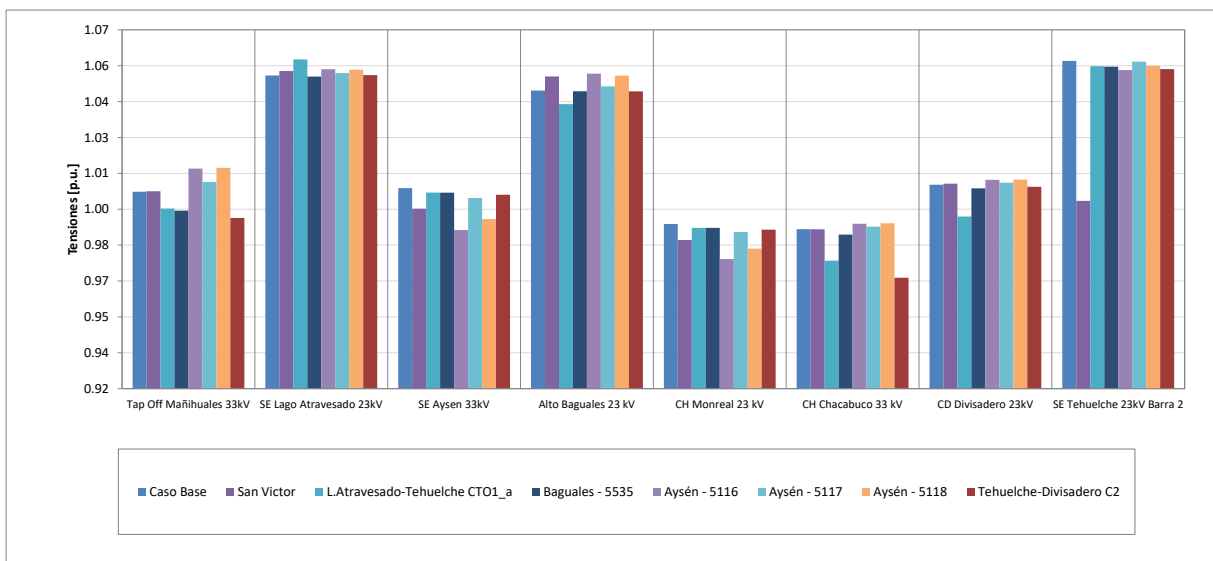


Figura 6.14 : Tensiones de las principales barras del SSMM.

Las tensiones en las principales barras del SSMM permanecen dentro de su rango de operación, para todas las contingencias analizadas.

6.4.5.2 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.

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

Tabla 6.5 : Requerimientos de Potencia Reactiva Escenario 2025.

Falla	L.Atravesado-Tehuelche CTO1	Lago Atravesado - 5106	Lago Atravesado - 5107	Tehuelche - 5101	Tehuelche - 5147	Tehuelche - 5736	Tehuelche - 5806
Generador	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$	$\Delta Q(\text{kVar})$
Aysén - 5114	0.024	-0.062	-0.066	-0.007	-0.015	-0.018	0.01
Aysén - 5116	0.054	-0.100	-0.106	0.003	-0.013	-0.017	0.04
Aysén - 5117	0.020	-0.037	-0.04	0.001	-0.005	-0.006	0.015
Aysén - 5118	0.051	-0.096	-0.101	0.002	-0.013	-0.016	0.038
Aysén - 5657	0.000	0.000	0	0	0	0	0
Chacabuco - 5113	0.000	0.000	0	0	0	0	0
Chacabuco - 5148	0.000	0.000	-0.004	0	0	0	0
Lago Atravesado - 5106	-0.369	-	0.522	0.322	0.18	0.185	0.735
Lago Atravesado - 5107	-0.368	0.488	-	0.318	0.175	0.18	0.73
Monreal - 5143	0.344	-0.376	-0.399	0.103	0.014	0.003	0.332
San Victor	0.210	-0.155	-0.157	0.112	0.065	0.066	0.248
Tehuelche - 5101	0.302	-0.263	-0.263	-	0.263	0.275	0.302
Tehuelche - 5147	0	-0.141	-0.142	0	-	0	0
Tehuelche - 5736	0	-0.145	-0.144	0	0	-	0
Tehuelche - 5806	1.028	-0.383	-0.38	0.649	0.427	0.447	-
Total	1.296	-1.27	-1.28	1.50	1.08	1.10	2.45

De las tablas se desprende que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva corresponde a 2.45 KVar ante la desconexión intempestiva de la central Tehuelche 5806, mientras que la mayor absorción de reactivos ocurre ante la desconexión de una unidad de lago Atravesado 5107.

6.4.5.3 Determinación de Curvas QV

Estas curvas se determinan en la barra más débil, que corresponde a la barra de 33 kV del alimentador de Mañihuales, y considerando la contingencia con mayor requerimiento de reactivos.

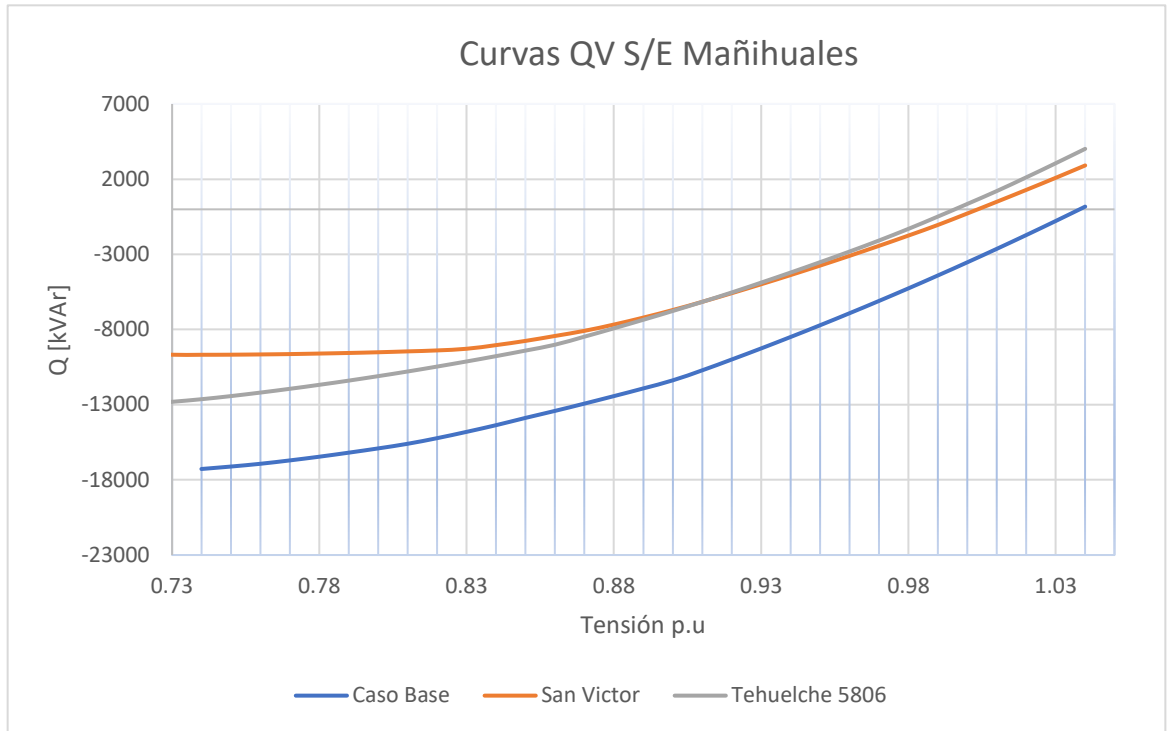


Figura 6.15 : Curva QV de la barra Mañihuales 33 kV en el escenario 2025 para el caso base y post contingencia.

El margen de potencia reactiva que lleva al colapso de tensión en la barra más débil es mayor que cualquier requerimiento de contingencias analizadas, por lo que la barra de 33 kV de Mañihuales contaría con suficiente margen de reactivos para operación normal y contingencia.

En consecuencia, no se presentarían problemas de estabilidad de tensión, esto considerando que las simulaciones se realizaron en base a la información disponible, respecto de la curva de capacidad de los generadores.

6.5 Anexo del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones

Documento: “Anexo EVCP 2023 SM Aysen.xlsx”, de **Resultados Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones Sistema Mediano Aysén**, en formato Excel.