



---

PROYECTO

**ESTUDIOS ELECTRICOS PARA LOS  
SISTEMAS MEDIANOS DEL GRUPO  
SAESA**

SISTEMA MEDIANO HORNOPIRÉN



---

26 de Abril de 2010

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
1.1	ANTECEDENTES GENERALES.....	5
<b>2</b>	<b>ESTUDIO DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>7</b>
2.1	INTRODUCCIÓN .....	7
2.2	RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR LÍMITE TÉRMICO. ....	7
2.3	RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR REGULACIÓN DE TENSIÓN. ....	10
2.4	RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR CONTINGENCIA. ....	12
2.5	DETERMINACIÓN DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN.....	12
<b>3</b>	<b>ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS .....</b>	<b>13</b>
3.1	INTRODUCCIÓN .....	13
3.2	METODOLOGÍA.....	13
3.3	PREVISIÓN DE DEMANDA .....	14
3.4	PARÁMETROS DE UNIDADES GENERADORAS .....	15
3.5	CÁLCULO DE COSTO DE OPERACIÓN EN FUNCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA.....	17
3.6	CÁLCULO DE COSTO TOTAL DE OPERACIÓN .....	22
3.7	IDENTIFICACIÓN DE LA RESERVA DE POTENCIA ÓPTIMA, PARA LA CUAL EL COSTO TOTAL DE OPERACIÓN CONSIDERANDO LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA ES MÍNIMO .....	23
3.8	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SISTEMA FRENTE A CONTINGENCIAS DE MAYOR RELEVANCIA EN ESCENARIOS DE DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA CON RESERVA DE POTENCIA DETERMINADA. 25	
3.9	CONCLUSIONES .....	33
<b>4</b>	<b>ESTUDIO DE ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICOS DE CARGA (EDAC) .....</b>	<b>35</b>
4.1	INTRODUCCIÓN .....	35
4.2	EDAC EN SM HORNOPIRÉN.....	36
<b>5</b>	<b>ESTUDIO DE CONTINUIDAD .....</b>	<b>37</b>
5.1	INTRODUCCIÓN .....	37
5.2	METODOLOGÍA.....	38

5.3	PREVISIÓN DE DEMANDA Y DESPACHO DE UNIDADES GENERADORAS.....	38
5.4	EFFECTO DE INDISPONIBILIDADES FORZADAS EN DISTRIBUCIÓN Y GENERACIÓN SOBRE LA CONECTIVIDAD DEL SISTEMA.....	40
5.5	TASAS DE FALLA E INDISPONIBILIDADES EN INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y GENERACIÓN. ...	42
5.6	CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO FMIK Y TTIK.....	43
5.7	CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO FMIK Y TTIK A NIVEL SISTÉMICO.....	45
5.8	CONCLUSIONES .....	47
<b>6</b>	<b>ESTUDIO VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES .....</b>	<b>48</b>
6.1	INTRODUCCIÓN .....	48
6.2	DETERMINACIÓN DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	48
6.3	VERIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LAS PROTECCIONES.....	51
<b>7</b>	<b>ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA..</b>	<b>60</b>
7.1	INTRODUCCIÓN .....	60
7.2	METODOLOGÍA.....	60
7.3	ESCENARIOS DE ESTUDIO.....	61
7.4	OTRAS CONSIDERACIONES .....	63
7.5	RESULTADOS.....	64
7.6	CONCLUSIÓN.....	77
<b>8</b>	<b>PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE HORNOPIRÉN .....</b>	<b>78</b>
8.1	INTRODUCCIÓN .....	78
8.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA MEDIANO DE HORNOPIRÉN .....	78
8.3	PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS).....	79
8.4	CONDICIONES PARA APLICACIÓN DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.....	81
<b>9</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>83</b>
9.1	ANEXO N°1: ESTIMACIÓN DE TASAS DE FALLA E INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS DEL SM HORNOPIRÉN. ....	83
9.2	ANEXO N°2: ANTECEDENTES PARA EL CÁLCULO DE ÍNDICES DE CALIDAD DE SUMINISTRO FMIK Y TTIK	85

---

9.3	ANEXO N°3: EJEMPLO DE CÁLCULO DE FMIK Y TTIK.....	88
-----	---	----

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 *Antecedentes Generales*

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

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

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

- a) *Estudio de Continuidad: Deben determinarse los índices de continuidad FMIK y TTIK del SM, para un horizonte de operación de 12 meses.*
- b) *Restricciones en Instalaciones de Transmisión: Se deben identificar las potencias máximas que se pueden transmitir por las líneas de transmisión que la Empresa identifique como críticas para garantizar frente a la ocurrencia de las contingencias indicadas que se establecen en el Artículo 5-36 de la presente NT...*
- c) *Verificación de Coordinación de Protecciones: Actividad que tiene por objeto confirmar que el desempeño de los relés de protección de las líneas de transmisión, transformadores de potencia y unidades generadoras cumple con las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.*
- d) *Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva: Se debe efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N° 5, además de determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para las Instalaciones Transmisión, con resolución semestral para un horizonte de operación de 48 meses.*
- e) *Control de Frecuencia y Determinación de Reservas: Tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo N° 5. En particular debe determinarse un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.*
- f) *EDAC: Deberá determinar el nivel óptimo y localización de desconexión de carga. El objetivo es evitar colapso por frecuencia y tensión con la activación de esquemas de desconexión para estados de operación distinto del Estado Normal.*

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

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

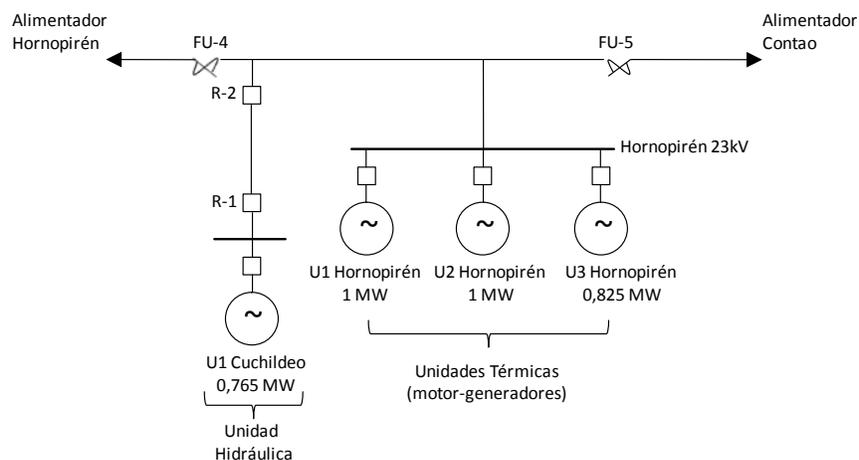
- Estudio de Continuidad.
- Restricciones en Instalaciones de Transmisión.
- Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones.
- Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.
- Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
- EDAC.
- Estudio de PRS.

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

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

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

**Figura 1: Diagrama unifilar simplificado de instalaciones de SM Hornopirén**



## 2 ESTUDIO DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

### 2.1 *Introducción*

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

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

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

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

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

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

### 2.2 *Restricciones de Transmisión por Límite Térmico.*

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

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

**Tabla 1: Características de conductores en sistema de transmisión SM Hornopirén.**

Nombre	Tensión [kV]	Tipo Conductor	Longitud [km]	Límite Térmico [A]
Alimentador Hornopirén	23	Cu #6 AWG	18,44	113
	23	Cu #2 AWG	2,01	199
Alimentador Contao	23	Cu #6 AWG	69,39	113
	23	Cu #2 AWG	0,22	199
	23	AL #1/0 AWG	42,14	220
Acometida Central Cuchildeo	23	Cu #6 AWG	0,18	113
	23	AL #4/0 AWG	0,32	338
Acometida Central Hornopirén	23	Cu #2 AWG	0,05	199

Resta por definir qué tramo de red es el restringe la capacidad de transmisión en cada alimentador y en las acometidas de las centrales, considerando que cada uno está compuesto por más de un tipo de conductor según se aprecia en la Tabla 1 y en la Figura 2.



(56% del valor original)<sup>2</sup>. Si a esto se agregan las diferencias en los límites térmicos de los cables Cu #2 AWG, Al #1/0 AWG y Cu #6 AWG (111% y 57% con respecto al primero), y la disposición en que se encuentra ubicados, se concluye que para este alimentador el valor máximo debe fijarse de acuerdo al límite térmico del conductor Cu #2 AWG.

Por último, resta determinar el límite térmico en las acometidas de cada central, los que eventualmente pueden restringir los aportes de estas hacia el sistema. Dado que la central Hornopirén presenta sólo un tipo de conductor, claramente el límite térmico de esta acometida está dado por el cable Cu #2 AWG. Por otro lado, la acometida de la central Cuchildeo está compuesta por conductores del tipo Al #4/0 AWG y Cu #6 AWG, cuyo límite térmico es tan sólo un 33% con respecto al primero. Si a esto se agrega que es un tramo corto cuyo objetivo es inyectar la energía proveniente de Cuchildeo al sistema, se concluye que para esta acometida el valor máximo debe fijarse de acuerdo al límite térmico del conductor Cu #6 AWG.

En consecuencia, en la Tabla 6 se describe la capacidad de transmisión de régimen definida para los elementos del sistema.

**Tabla 2: Restricciones por Límite Térmico en Líneas de Alimentadores SM Hornopirén.**

Nombre	Tensión [kV]	Límite Térmico		
		[A]	[MVA]	Origen
Alimentador Hornopirén	23	113	4,5	Límite Térmico Cu #6 AWG
Alimentador Contao	23	199	7,9	Límite Térmico Cu #2 AWG
Acometida Central Hornopirén	23	199	7,9	Límite Térmico Cu #2 AWG
Acometida Central Cuchildeo	23	113	4,5	Límite Térmico Cu #6 AWG

### 2.3 Restricciones de Transmisión por Regulación de Tensión.

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

Al respecto se ha de considerar que el sistema de Hornopirén se compone de un único punto de generación desde el cual se distribuye radialmente la potencia a los clientes a través de la redes de distribución. Dada esta situación, en la práctica la máxima corriente de régimen factible a observar en las líneas de distribución corresponderá a aquella determinada en el escenario de demanda máxima.

En función de lo anterior, y con el objeto de verificar la existencia de eventuales limitaciones de capacidad por regulación de tensión en la redes, se identifican mediante

<sup>2</sup> En términos de distancia, el primer punto de cambio de tipo de conductor se ubica a 0,22 [km] del inicio del alimentador Contao, mientras que el segundo está a 42,4 [km] del inicio del alimentador.

flujo de potencia las tensiones máximas y mínimas observables en la redes de distribución durante la operación de régimen en el escenario de demanda máxima 2010<sup>3</sup>. El resultado de este análisis, así como las magnitudes de demanda y generación supuestas, se muestran en la Tabla 3, la Tabla 4 y la Tabla 5.

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

Nombre	Tensión Mínima [p.u.]	Tensión Máxima [p.u.]
Alimentador Hornopirén	1,012	1,019
Alimentador Contao	0,998	1,019

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

Nombre	Flujo de Potencia		
	[kW]	[kVar]	[kVA]
Alimentador Hornopirén	1288	481	1375
Alimentador Contao	484	38	485
Pérdidas en Transformadores de Generación C. Hornopirén	14	53	29
Pérdidas en Transformadores de Generación C. Cuchildeo	1	4	3

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

Unidad	Potencia Despachada			Consigna de Tensión [p.u.]	Factor de Potencia
	[kW]	[kVar]	[kVA]		
Hornopirén I	770	239	806	1,02	0,96
Hornopirén II	770	239	806	1,02	0,96
Cuchildeo I	260	105	280	0,99	0,93

De la Tabla 3 se observa que en el escenario de demanda máxima la tensión en las líneas siempre se mantiene dentro de los márgenes para operación normal establecidos por la NTSyCS para SSMM, correspondientes a  $0,92 \text{ [p.u.]} < u < 1,08 \text{ [p.u.]}$  para Sistemas con Potencia Instalada menor a  $10 \text{ MW}^4$ . Luego, al considerar que esta operación corresponde a la máxima exigencia de corriente de régimen permanente a la que se someterán las instalaciones del SM Hornopirén, se concluye que para las líneas de distribución en MT del SM Hornopirén no corresponde definir un límite de capacidad por regulación de tensión.

<sup>3</sup> Este escenario de demanda ha sido obtenido considerando la demanda máxima observada durante el 2008 y la proyección de demanda máxima facilitada por SAESA para el desarrollo del estudio.

<sup>4</sup> Según Artículos 5-30 y 7-4 de NTSyCS para SSMM.

## 2.4 Restricciones de Transmisión por Contingencia.

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

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

## 2.5 Determinación de Restricciones de Transmisión.

Tal como fue descrito en la sección 2.1, la NTSyCS para SSMM define la capacidad de transmisión en régimen permanente como la “*Máxima capacidad de transmisión de cada Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, y que está dada por el menor valor de corriente que surge de evaluar el Límite Térmico, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias*”. Luego, en base al análisis realizado en las secciones anteriores sobre límites térmicos, y al reconocimiento que para el caso particular del SM Hornopirén no corresponde definir límites por regulación de tensión ni límites por contingencia en las instalaciones del sistema, se concluye que la capacidad de transmisión de régimen está dada por el límite térmico de los conductores.

En consecuencia, en la Tabla 6 se describe la capacidad de transmisión de régimen definida para los elementos del sistema.

**Tabla 6: Restricciones de Capacidad en Líneas de Alimentadores SM Hornopirén.**

Nombre	Tensión [kV]	Restricción de Transmisión		
		[A]	[MVA]	Origen
Alimentador Hornopirén	23	113	4,5	Límite Térmico Cu #6 AWG
Alimentador Contao	23	199	7,9	Límite Térmico Cu #2 AWG
Acometida Central Hornopirén	23	199	7,9	Límite Térmico Cu #2 AWG
Acometida Central Cuchildeo	23	113	4,5	Límite Térmico Cu #6 AWG

## 3 ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

### 3.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”. Según describe la NTSyCS para SSMM, dicho estudio *“tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo N° 5. En particular debe determinarse un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.”*

De esta forma, el objetivo principal del estudio mostrado en este capítulo, es determinar la reserva de potencia en giro óptima que deberá tener el SM Hornopirén, de forma que se cumplan las condiciones establecidas en la NT SyCS y que el sistema opere a mínimo costo, considerando para ello los costos de operación y de falla de corta duración.

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

- El costo total de operación y falla del SM Hornopirén, en función de la reserva de potencia.
- La reserva de potencia que minimiza, el costo de operación con reserva más el costo de falla de corta duración.

Mediante simulaciones dinámicas se ha verificado que frente a contingencias en unidades generadoras, el margen de reserva propuesto permite satisfacer los requerimientos de la NTSyCS para SSMM.

### 3.2 *Metodología*

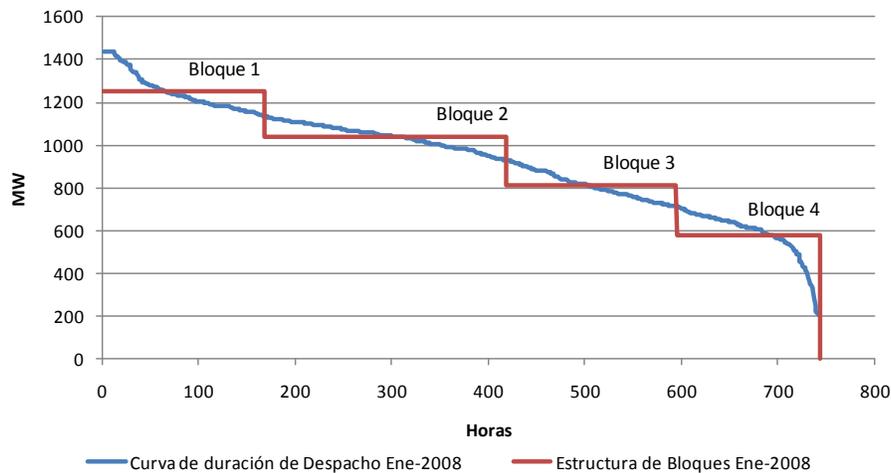
La metodología general adoptada cuyo detalle se muestra en las secciones siguientes, requiere abordar los aspectos que se indican:

- 1) Definir una previsión de la demanda total del SM Hornopirén y de sus cargas, a través de una modulación de bloques de carga para período 2010.
- 2) Definición de parámetros relevantes de unidades generadoras.
- 3) Determinar el costo total de operación y energía no suministrada, en función de la reserva de potencia.
- 4) Identificar la reserva de potencia óptima, para la cual el costo total de operación, considerando la energía no suministrada, es mínimo.
- 5) Analizar el comportamiento dinámico del sistema para la contingencia más crítica en términos del monto de la pérdida de generación en escenarios de demanda máxima y mínima con reserva de potencia óptima.

### 3.3 Previsión de Demanda

La demanda es modelada por medio de una estructura de cuatro bloques para cada mes dentro del periodo en análisis. Para determinar las características de los bloques de carga previstos para el año 2010, se utilizó como antecedente la generación histórica (resolución horaria) observada en el SM Hornopirén durante el año 2008 y las proyecciones de demanda máxima estimada por SAESA para el año 2010 en el SM Hornopirén.

A partir de la generación horaria de 2008, se construyó una curva de duración de la demanda para cada mes del año 2008. Luego, en base a esta curva de duración se determinaron los cuatro bloques de carga correspondientes para cada mes del 2008. En la siguiente Figura 3 se presenta la estructura de bloques determinada para la demanda horaria observada en Enero 2008 en el SM Hornopirén.



**Figura 3: Modulación de bloques de carga para Enero de 2008**

Finalmente, al escalar esta estructura de bloques por la razón entre la demanda máxima esperada para el 2010 y la demanda máxima observada durante el 2008 se obtuvo la estructura de bloques de carga requerida para el año 2010. En la siguiente Tabla 7 se presenta la estructura de bloques de demanda así obtenida para el año 2010.

**Tabla 7: estructura de Bloques mensuales de demanda proyectada para el Año 2010 en el SM Hornopirén**

Descripción	Bloque de Demanda	Año 2010											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Demanda [MW]	B1	1,349	1,508	1,478	1,796	1,382	1,462	1,446	1,360	1,049	1,325	1,206	1,131
	B2	1,123	1,062	1,269	1,529	1,220	1,249	1,253	1,199	0,880	1,092	1,003	0,952
	B3	0,876	0,907	1,130	1,341	1,106	1,056	1,033	1,031	0,745	0,849	0,832	0,786
	B4	0,626	0,740	0,924	1,043	0,888	0,794	0,685	0,656	0,588	0,647	0,594	0,564
Duración [hr]	B1	168	94	169	162	184	152	189	214	95	108	86	164
	B2	250	209	229	135	191	260	265	174	99	251	250	204
	B3	177	169	141	222	195	217	210	180	279	262	226	208
	B4	149	200	205	201	174	91	80	176	247	123	158	168

### 3.4 *Parámetros de unidades generadoras*

#### 3.4.1 Costos Variables de operación

Para la determinación de los costos variables de operación, se utilizó como antecedente la información facilitada por SAESA. En particular, según la tecnología de generación, la estructura base considerada es:

**Tabla 8: Estructura de costos variables de operación según tecnología descrita en antecedentes.**

Tecnología	Parámetro	Valor
Térmica (Diesel)	Capacidad Máxima de Generación Eléctrica [MW]	3,65 (4 Unidades)
	Capacidad Mínima de Generación Eléctrica [MW] (1)	0,1 (1 Unidad)
	Consumo Específico [m <sup>3</sup> /kWh]	0,304
	Costo Combustible [USD/Ton]	650,74
	Densidad Diesel [Ton/m <sup>3</sup> ] (2)	0,845
	Costo Variable Combustible [USD/MWh]	167,16
	Costo Variable No Combustible [USD/MWh]	11,8
	Costo Variable [USD/MWh]	178,96
Hidráulica	Capacidad Máxima de Generación Eléctrica [MW]	0,765
	Capacidad Mínima de Generación Eléctrica [MW]	0,230
	Costo Variable Combustible [USD/MWh]	0
	Costo Variable No Combustible [USD/MWh] (3)	16,8
	Costo Variable [USD/MWh]	16,8

(1): Corresponde al mínimo técnico declarado por SAESA para cada unidad

(2): Antecedente obtenido de estructura de costos variables para SM Aysén de SAESA

(3): Dato obtenido del "Estudio de costos y planificación de inversiones en generación y transmisión de los Sistemas Medianos de Cochamó y Hornopirén", Diciembre 2007

Pese a que en la Tabla 8 se muestra que el sistema cuenta con 4 unidades térmicas, la Empresa ha informado que sólo se utilizan 3 de ellas, pues la demanda no amerita el uso otra unidad. Del mismo modo, se indica que la prioridad de despacho es de acuerdo al tamaño de los generadores, siendo primero despachados los de 1.000 kW y luego el de 825 kW, lo cual se tendrá en cuenta cada vez que se analice la operación del sistema.

Un aspecto relevante a destacar en la Tabla 8, es que el costo variable es igual en todas las unidades térmicas descritas. Al determinar el margen de reserva óptimo, una estructura de costos variables de este tipo puede llevar a concluir que para un escenario de demanda determinado, el despacho de margen de reserva mínimo<sup>5</sup> tendrá el mismo costo de operación que un despacho de margen de reserva máximo<sup>6</sup>, lo que en la práctica no es

<sup>5</sup> Despacho que considera el número mínimo de unidades generadoras operando tal que se satisface la demanda total.

<sup>6</sup> Despacho que considera el número máximo de unidades generadoras (todas) tal que se satisface la demanda total.

efectivo ya que en ambos casos el número de unidades despachadas es distinto. Por lo anterior, para efectos de la determinación de los costos variables de operación se utilizó el siguiente método:

- Valorizar los costos variables combustibles según la generación efectivamente observada, es decir mantener su definición en [USD/MWh].
- Valorizar los costos variables no combustibles según el número de horas de operación de las unidades generadoras, es decir modificar su definición a [USD/hr].

Para determinar el valor equivalente que deberá considerarse para los costos variables no combustibles, se calcula el despacho de las unidades térmicas del sistema durante el año 2010 considerando un margen de reserva nulo. En base a este despacho se obtuvo el número total de horas de operación de las centrales térmicas durante el 2010 y la energía total generada por estas durante el mismo año, 10.404 [hrs] y 6.266 [MWh] respectivamente. Luego, dividiendo el costo total de operación no combustible proyectado para el 2010 valorizado a 11,8 [USD/MWh] (ver Tabla 8), por el número de horas de operación esperado en las unidades para el 2010, se obtiene un precio de costo variable no combustible equivalente de 7,07 [USD/h]<sup>7</sup>.

### 3.4.2 Probabilidad de falla de cada unidad generadora

Las probabilidades de falla para las distintas unidades se han supuesto iguales al promedio de las tasas de falla históricas (eventos/hora) de unidades de características similares a las del SM Hornopirén existentes en el SIC. En dicha estimación se utilizó como antecedente la estadística de falla descrita en la sección 4.3.4 del estudio “Control de Frecuencia y Determinación de Reserva” para el año 2009 disponible en el sitio WEB del CDEC-SIC. En el Anexo N° 1 se describe en detalle el cálculo y los supuestos realizados para determinar las probabilidades de falla.

### 3.4.3 Tiempo medio de indisponibilidad por falla

En forma adicional al cálculo de tasa de falla de cada unidad, es necesario estimar el tiempo medio que éstas estarán fuera de servicio tras producirse la falla. Para esto se consideró como base la tasa de indisponibilidad forzada (hr/año) descrita en el sitio WEB del CDEC-SIC de unidades con características similares a las del SM Hornopirén existentes en el SIC. Luego, de dividir dicho parámetro por el número promedio de fallas por año, estimado según el procedimiento descrito en la sección 3.4.2, se obtuvo el tiempo medio que cada unidad permanece indisponible tras producirse una falla en la misma. En el Anexo N°1 se describe en detalle el cálculo y los supuestos realizados para determinar dichas magnitudes.

### 3.4.4 Parámetros a emplear en el modelo

En la Tabla 9 y en la Tabla 10 se resumen los parámetros relevantes de las unidades generadoras necesarios para el modelamiento.

---

<sup>7</sup> Valor por hora de operación de cada unidad generadora.

**Tabla 9: Parámetros de unidades térmicas del SM Hornopirén.**

Unidad	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Costo Var. Comb. [USD/MWh]	Costo Var. No Comb. [USD/hr]	T. Medio Indisp. [hr/falla]	Probabilidad de Falla en una hora [%]	Estatismo C. de Velocidad [%]
U1 Hornopirén	1000	100	167,16	7,07	27	0,0318%	5,0%
U2 Hornopirén	1000	100	167,16	7,07	27	0,0318%	5,0%
U3 Hornopirén	825	100	167,16	7,07	27	0,0318%	5,0%

**Tabla 10: Parámetros de unidad hidráulica del SM Hornopirén**

Unidad	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Costo Var. Comb. [USD/MWh]	T. Medio Indisp. [hr/falla]	Probabilidad de Falla en una hora [%]	Estatismo C. de Velocidad [%]
U1 Cuchildeo	765	230	0	21	0,0127%	10,0%

Cabe destacar que la Empresa no informó un valor exacto para los estatismos de las máquinas, por lo que el número finalmente utilizado fue determinado en base a la información parcial provista por la Empresa y los estatismos observados para unidades similares en otros SSMM de SAESA.

### 3.5 *Cálculo de Costo de Operación en función del Margen de Reserva*

El modelamiento del costo de operación total anual con reserva considera tres magnitudes fundamentales:

- Costo de operación en régimen sin contingencia
- Costo de operación en contingencia<sup>8</sup>
- Costo de operación en postcontingencia

El costo de operación en régimen sin contingencia corresponde a aquel que se observa en el sistema mientras está operando en forma normal, sin presentarse contingencias que impliquen la utilización de la reserva en giro. En este caso el despacho económico es aquel que minimiza el costo de operación, considerando disponibles todas las unidades del sistema y que satisface el requerimiento impuesto de reserva.

El costo de operación en contingencia, por su parte, corresponde al período inmediatamente posterior a la salida de servicio de una(s) unidad(es) generadoras. En dicho período el sistema hace uso de la reserva en giro a través del redespacho automático de las unidades operativas según los estatismos de las mismas, y de ser insuficiente lo anterior existirá potencia no suministrada valorizada al costo de falla de corta duración.

<sup>8</sup> Período inmediatamente posterior a la salida intempestiva de la(s) unidad(es) generadoras en el cual el sistema hace utilización de la potencia de margen de reserva a través de la operación bajo estatismos de unidades generadoras operativas.

El costo de operación de postcontingencia corresponde al periodo posterior al de operación en contingencia y está definido por un redespacho económico de la potencia perdida, entre las restantes unidades del sistema que se mantienen en servicio tras la ocurrencia de la contingencia en generación.

### 3.5.1 Estructura de despacho.

El despacho de unidades generadoras en régimen sin contingencia se realiza considerando la operación económica de las mismas. Para determinar dicho despacho en cada uno de los bloques de demanda, se hace necesario primero definir la potencia que podrán aportar las unidades generadoras al sistema. Las consideraciones correspondientes en este caso son:

- Para las unidades térmicas de Central Hornopirén se ha supuesto que tanto capacidad máxima como la capacidad mínima de régimen permanente es la descrita en los antecedentes entregados por SAESA.
- En el caso de las unidades hidráulicas de la central Cuchildeo, los datos disponibles correspondientes a la generación durante el año 2008 no son representativos del aporte que esta unidad puede realizar al sistema, pues durante gran parte de este período la central estuvo indisponible producto de una falla y las posteriores reparaciones de la misma. Dado lo anterior, para efectos de determinar el despacho de esta unidad se utilizarán los datos correspondientes al año 2009<sup>9</sup>. En estos antecedentes se observa que la estadística de operación no evidencia capacidad de regulación en la generación hidráulica, dependiendo únicamente de la disponibilidad del recurso y de la propia central, por lo que se supondrá que la capacidad máxima que podrá aportar la central Cuchildeo al sistema en régimen permanente corresponde a la potencia media mensual observada durante el 2009 (ver Tabla 11)

---

<sup>9</sup> A la fecha aún no se incluía en los antecedentes la generación correspondiente a diciembre de 2009, por lo que se supuso que los aportes durante este mes corresponden a un promedio de los meses de octubre y noviembre de 2009.

Tabla 11: Potencia Media mensual generada en Central Cuchildeo durante el 2009.

Mes 2009	Potencia Media [kW]
Enero	287
Febrero	183
Marzo	251
Abril	260
Mayo	296
Junio	315
Julio	360
Agosto	383
Septiembre	353
Octubre	432
Noviembre	476
Diciembre	452

De esta forma se reconocen dos posibles despachos de unidades, teniendo en cuenta que por un tema de costos la central hidráulica siempre deberá estar despachada en estado de régimen: despacho de una unidad hidráulica y una unidad térmica o despacho de una unidad hidráulica y dos unidades térmicas. Para cada caso se muestran a continuación la estructura de costo por bloque de acuerdo al número de eventos de falla y al tipo de unidad que corresponda.

### 3.5.1.1 Despacho de unidad hidráulica y una unidad térmica.

Según el tipo de unidad que presenta falla es posible tener dos formas distintas de calcular el costo de operación de cada bloque.

- a) Si se produce una falla en la unidad térmica esto implicará necesariamente una caída total de servicio en el sistema, desglosándose el costo de operar un bloque de la siguiente manera:

$$C. Op_{ijN} = C. Op_{régimen ijN} + C. Op_{BO ijN} \quad (3.1)$$

Con,

$$C. Op_{régimen ijN} = P_{H ij} \cdot (t_{bloque ij} - t_{BO} \cdot N) \cdot CVNC_H + P_{T ij} \cdot (t_{bloque ij} - t_{BO} \cdot N) \cdot CVC + \dots \\ \dots + (t_{bloque ij} - t_{BO} \cdot N) \cdot CVNC_T \cdot N_{UT} \quad (3.2)$$

$$C. Op_{BO ijN} = Demanda_{ij} \cdot t_{BO} \cdot N \cdot C_{falla} \quad (3.3)$$

Donde,

- $P_{H ij}$ : es la potencia en [MW] despachada en la unidad hidráulica para el bloque  $i$ , mes  $j$ .
- $t_{bloque ij}$ : ancho del bloque  $i$  del mes  $j$ .
- $t_{BO}$ : duración en [hr] de un evento de caída total de suministro para el sistema. A criterio del consultor, su valor es de 0,5 [hr].

- $N$ : número de eventos de falla durante el bloque  $i$  del mes  $j$ .
- $CVNC_H$ : costo variable no combustible de la unidad hidráulica en [USD/MWh],
- $P_{Tij}$ : es la potencia en [MW] despachada en la(s) unidad(es) térmica(s) para el bloque  $i$ , mes  $j$ .
- $CVC$ : costo variable combustible de la(s) unidad(es) térmica(s) en [USD/MWh].
- $CVNC_T$ : costo variable no combustible de la(s) unidad(es) térmica(s) en [USD/hr].
- $N_{UT}$ : número de unidades térmicas operando.
- $Demanda_{ij}$ : es la demanda total del sistema para el bloque  $i$  y mes  $j$  en [MW].
- $C_{falla}$ : costo de falla de corta duración en [USD/MWh].

- b) Si se produce una falla en la unidad hidráulica, la estructura de costo total dependerá del bloque en que esto ocurra, pudiendo o no producirse una caída total de servicio en el sistema. Si en estas condiciones se produce un apagón generalizado, el costo de operar un bloque se calcula de la siguiente manera:

$$C.Op_{ijN} = C.Op_{régimen\ ijN} + C.Op_{BO\ ijN} + C.Op_{post\ cont.\ ijN} \quad (3.4)$$

Con,

$$C.Op_{régimen\ ijN} = P_{Hij} \cdot (t_{bloque\ ij} - t_{fH} \cdot N) \cdot CVNC_H + P_{Tij} \cdot (t_{bloque\ ij} - t_{fH} \cdot N) \cdot CVC + \dots \\ \dots + (t_{bloque\ ij} - t_{fH} \cdot N) \cdot CVNC_T \cdot N_{UT} \quad (3.5)$$

$$C.Op_{BO\ ijN} = Demanda_{ij} \cdot t_{BO} \cdot N \cdot C_{falla} \quad (3.6)$$

$$C.Op_{post\ cont.\ ijN} = Demanda_{ij} \cdot (t_{fH} - t_{BO}) \cdot N \cdot CVC + (t_{fH} - t_{BO}) \cdot N \cdot CVNC_T \cdot N_{UT} \quad (3.7)$$

Donde,

- $t_{fH}$ : tiempo en [hr] durante el cual estará indisponible la unidad hidráulica dado que ocurrió una falla en ella (como en este sistema existe sólo una central de este tipo, en este período sólo se puede generar con diesel).

Por otro lado, en caso que no se interrumpa el suministro a los clientes del sistema las ecuaciones son las siguientes:

$$C.Op_{ijN} = C.Op_{régimen\ ijN} + C.Op_{post\ cont.\ ijN} \quad (3.8)$$

Con,

$$C.Op_{régimen\ ijN} = P_{Hij} \cdot (t_{bloque\ ij} - t_{fH} \cdot N) \cdot CVNC_H + P_{Tij} \cdot (t_{bloque\ ij} - t_{fH} \cdot N) \cdot CVC + \dots \\ \dots + (t_{bloque\ ij} - t_{fH} \cdot N) \cdot CVNC_T \cdot N_{UT} \quad (3.9)$$

$$C.Op_{post\ cont.\ ijN} = Demanda_{ij} \cdot t_{fH} \cdot N \cdot CVC + t_{fH} \cdot N \cdot CVNC_T \cdot N_{UT} \quad (3.10)$$

Una vez que se tienen todos los costos anteriores para cada bloque proyectado para el 2010, el costo esperado de operación para cada uno de ellos en base al despacho de una central hidráulica y una térmica corresponde simplemente a ponderar el valor por la probabilidad que ocurra el evento respectivo (N fallas térmicas en el bloque  $i$  del mes  $j$  y N fallas hidráulicas en el bloque  $i$  del mes  $j$ ). Esto se realiza para distintos valores de N, en este estudio en particular entre 0 y 10 eventos de falla por bloque<sup>10</sup>, obteniéndose finalmente el costo esperado de operar el bloque  $i$  del mes  $j$  con una central hidráulica y una térmica.

### 3.5.1.2 Despacho de unidad hidráulica y dos unidades térmicas.

De acuerdo al tipo de unidad que presenta falla es posible tener dos formas distintas de calcular el costo de operación de cada bloque.

- a) Si se produce una falla en la unidad térmica, la estructura de costo total dependerá del bloque en que esto ocurra, pudiendo o no producirse una caída total de servicio en el sistema. Si en estas condiciones se produce un apagón generalizado, el costo de operar un bloque se calcula de la siguiente manera:

$$C.Op_{.ijN} = C.Op_{.régimen\ ijN} + C.Op_{.BO\ ijN} \quad (3.11)$$

Con,

$$C.Op_{.régimen\ ijN} = P_{H\ ij} \cdot (t_{bloque\ ij} - t_{BO} \cdot N) \cdot CVNC_H + P_{T\ ij} \cdot (t_{bloque\ ij} - t_{BO} \cdot N) \cdot CVC + \dots \\ \dots + (t_{bloque\ ij} - t_{BO} \cdot N) \cdot CVNC_T \cdot N_{UT} \quad (3.12)$$

$$C.Op_{.BO\ ijN} = Demanda_{ij} \cdot t_{BO} \cdot N \cdot C_{falla} \quad (3.13)$$

Por otro lado, en caso que no se interrumpa el suministro a los clientes del sistema las ecuaciones son las siguientes:

$$C.Op_{.ijN} = C.Op_{.régimen\ ijN} + C.Op_{.post\ cont.\ ijN} \quad (3.14)$$

Con,

$$C.Op_{.régimen\ ijN} = P_{H\ ij} \cdot (t_{bloque\ ij} - t_{RT} \cdot N) \cdot CVNC_H + P_{T\ ij} \cdot (t_{bloque\ ij} - t_{RT} \cdot N) \cdot CVC + \dots \\ \dots + (t_{bloque\ ij} - t_{RT} \cdot N) \cdot CVNC_T \cdot N_{UT} \quad (3.15)$$

$$C.Op_{.post\ cont.\ ijN} = P_{H\ ij} \cdot t_{RT} \cdot N \cdot CVNC_H + P_{T\ ij} \cdot t_{RT} \cdot N \cdot CVC + t_{RT} \cdot N \cdot CVNC_T \cdot (N_{UT} - 1) \quad (3.16)$$

Donde,

<sup>10</sup> Se aprecia que el aporte sobre el total para  $N > 3$  es despreciable, por lo que se podría reducir el número de valores calculados.

- $t_{RT}$ : tiempo en [hr] necesario para despachar la unidad térmica que se encontraba apagada, de modo de respaldar el generador térmico fallado.
- b) Si se produce una falla en la unidad hidráulica, la holgura de las centrales térmicas permite mantener el suministro al sistema, calculándose el costo de operar un bloque de la siguiente manera:

$$C.Op_{.ijN} = C.Op_{.régimen\ ijN} + C.Op_{.post\ cont.\ ijN} \quad (3.17)$$

Con,

$$C.Op_{.régimen\ ijN} = P_{H\ ij} \cdot (t_{bloque\ ij} - t_{fH} \cdot N) \cdot CVNC_H + P_{T\ ij} \cdot (t_{bloque\ ij} - t_{fH} \cdot N) \cdot CVC + \dots \\ \dots + (t_{bloque\ ij} - t_{fH} \cdot N) \cdot CVNC_T \cdot N_{UT} \quad (3.18)$$

$$C.Op_{.post\ cont.\ ijN} = Demanda_{ij} \cdot t_{fH} \cdot N \cdot CVC + t_{fH} \cdot N \cdot CVNC_T \cdot N_{UT} \quad (3.19)$$

Una vez que se tienen todos los costos anteriores para cada bloque proyectado para el 2010, el costo esperado de operación para cada uno de ellos en base al despacho de una central hidráulica y dos térmicas corresponde simplemente a ponderar el valor por la probabilidad que ocurra el evento respectivo (N fallas térmicas en el bloque  $i$  del mes  $j$  y N fallas hidráulicas en el bloque  $i$  del mes  $j$ ) para distintos valores de N, obteniéndose finalmente el costo esperado de operar el bloque  $i$  del mes  $j$  con una central hidráulica y dos térmicas.

### 3.6 Cálculo de costo total de operación

En base a la metodología y supuesto descritos en las secciones anteriores, se estima la operación esperada del sistema y sus costos asociados modelando la operación del sistema en forma probabilística directa para cada escenario. En este sentido, para un margen de reserva de un  $k\%$  se analiza si se requiere del despacho de una unidad hidráulica con una térmica o una unidad hidráulica con dos térmicas, asignándose a ese bloque particular el costo de la opción seleccionada.

Con esto es posible determinar el costo total de operación y energía no suministrada esperada para el año en evaluación con un margen de  $k\%$ ,  $E(C.Op.)_k$ :

$$E(C.Op.)_k = \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^4 E(C.Op.)_{ijk} \quad (3.20)$$

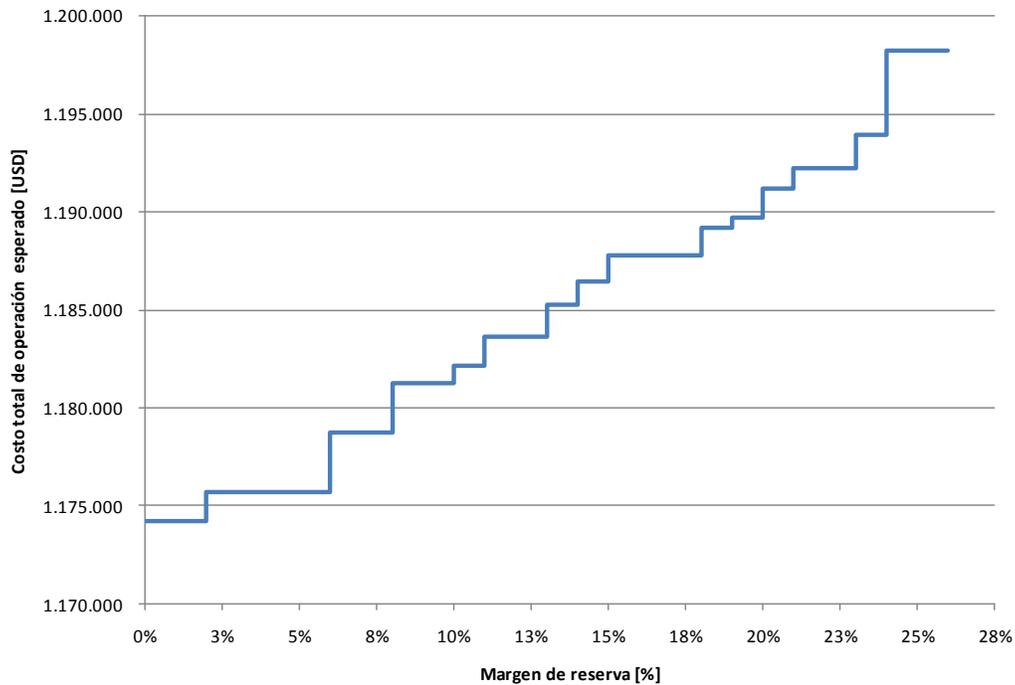
Donde,

- $E(C.Op.)_{ijk}$ : es el costo esperado de operación y energía no suministrada calculado según lo descrito en las secciones 3.5.1.1 y 3.5.1.2 para el mes  $j$  y bloque  $i$  despachado con una margen de reserva mínimo de  $k\%$ .

### 3.7 *Identificación de la reserva de potencia óptima, para la cual el costo total de operación considerando la energía no suministrada es mínimo*

Finalmente, al aplicar la metodología descrita en las secciones previas, con los parámetros de la Tabla 9 para valores de margen de reserva entre 0<sup>11</sup>% y 25% (con pasos de 1,0%) se obtiene una curva de costo de operación y energía no suministrada total para el año 2010 en función de la restricción de margen de reserva supuesta, como se puede ver en la Figura 4<sup>12</sup>.

La forma particular del gráfico tiene que ver con el reducido número de opciones posibles de despacho (dos), lo que provoca saltos discretos de magnitud no despreciable entre los distintos valores de margen de reserva, resultando en una curva escalonada.



**Figura 4: Costo total de operación v/s margen de reserva SM Hornopirén 2010.**

<sup>11</sup> Corresponde al valor mínimo de margen de reserva exigido por la Norma para SSMM con potencia instalada inferior a 10MW.

<sup>12</sup> La forma particular escalonada del gráfico tiene que ver con el reducido número de opciones posibles de despacho (Cuchildeo y U1 Hornopirén ,o Cuchildeo, U1 y U2 Hornopirén), lo que provoca saltos discretos de magnitud no despreciable entre los distintos valores de margen de reserva, resultando en una curva escalonada.

**Tabla 12: Costo total de operación v/s margen de reserva SM Hornopirén.**

Margen de reserva [%]	Costo total de operación 2010 [USD]	Incremento respecto a caso mínimo [%]
0%	1.174.249	-
1%	1.174.249	0,000%
2%	1.175.685	0,122%
3%	1.175.685	0,122%
4%	1.175.685	0,122%
5%	1.175.685	0,122%
6%	1.178.726	0,381%
7%	1.178.726	0,381%
8%	1.181.235	0,595%
9%	1.181.235	0,595%
10%	1.182.190	0,676%
11%	1.183.610	0,797%
12%	1.183.610	0,797%
13%	1.185.302	0,941%
14%	1.186.476	1,041%
15%	1.187.797	1,154%
16%	1.187.797	1,154%
17%	1.187.797	1,154%
18%	1.189.163	1,270%
19%	1.189.742	1,319%
20%	1.191.214	1,445%
21%	1.192.216	1,530%
22%	1.192.216	1,530%
23%	1.193.968	1,679%
24%	1.198.253	2,044%
25%	1.198.253	2,044%

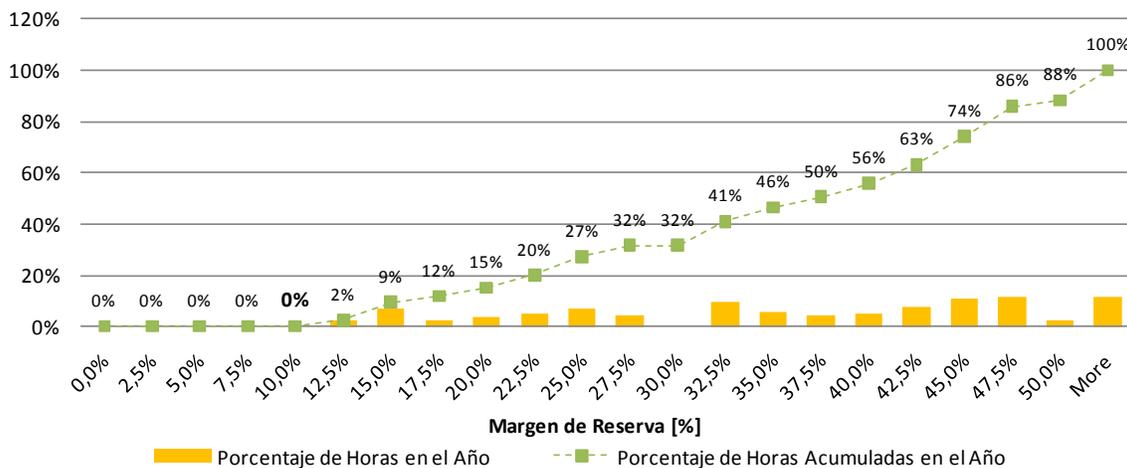
El punto mínimo de dicha curva corresponde a un margen de reserva de 0%, es decir el caso de un despacho económico sin restricción de margen de reserva. Sin embargo, la NTSyCS establece a través en su artículo 5-11 que el margen de reserva mínimo que se habrá de considerar es de un 10%. Si bien esta restricción podría ser relajada utilizando el argumento<sup>13</sup> que para sistemas medianos con capacidad instalada inferior a 10 MW los requerimientos impuestos por la normativa podrían ser flexibilizados bajo justificaciones técnicas y/o económicas, se observa que en la práctica la reducción del mismo a un mínimo de 0% sólo empeoraría la respuesta dinámica del sistema frente a contingencias en generación. Esto básicamente porque frente a contingencias en generación, en el SM

<sup>13</sup> Ver artículo 7-3 de NTSyCS para SSMM.

Hornopirén no sería posible compensar la reducción del margen de reserva con la actuación oportuna de un esquema de EDAC por subfrecuencia<sup>14</sup> que permita estabilizar la relación generación-demanda en postcontingencia.

Luego, en apego a lo recién descrito, se determina un margen de reserva mínimo de 10% según lo requerido por la NTSyCS para el SM Hornopirén.

A modo de verificación en la siguiente Figura 5 se presenta la distribución del margen de reserva obtenida del despacho con margen de reserva mínimo de 10% determinado para los bloques de demanda mensual en el SM Hornopirén 2010.



**Figura 5: Distribución horaria de Margen de Reserva para despacho con margen de reserva mínimo de 10% para bloques de demanda en el SM Hornopirén en 2010.**

### 3.8 *Análisis del comportamiento dinámico del sistema frente a contingencias de mayor relevancia en escenarios de demanda máxima y mínima con reserva de potencia determinada.*

En esta sección corresponde realizar una revisión del comportamiento dinámico del sistema, frente a la salida de unidades generadoras considerando para esto un escenario de precontingencia con el margen de reserva mínimo de 10%.

La revisión del comportamiento dinámico frente a contingencias en generación considera dos escenarios de demanda: uno de demanda máxima y otro de demanda mínima. El escenario de demanda máxima está determinado por las condiciones de demanda

<sup>14</sup> Para poder determinar estructuras de EDAC en el SM Hornopirén es necesario reemplazar los desconectores fusibles (FU-4 y FU-5) en las cabeceras de los alimentadores Contao y/o Hornopirén por interruptores o reconectores que posean funciones de subfrecuencia. Como se justifica posteriormente en el capítulo 4, esta modificación no resulta económica toda vez que el costo esperado de la energía no suministrada asociada a contingencias en generación es notablemente inferior al costo de un interruptor.

proyectadas por SAESA para el año 2010 y la demanda máxima histórica observada durante el 2008. El escenario de demanda mínima está definido por la distribución de carga obtenida para el bloque de mínima demanda resultante de la modulación de bloques descrita en la sección 3.3 (Bloque 4 para Diciembre de 2010). La generación hidráulica de central Cuchildeo para cada escenario de demanda, se supondrá igual a la disponibilidad media mensual determinada conforme a lo descrito en 3.5.1.

### 3.8.1 Análisis para el escenario de demanda máxima

#### 3.8.1.1 Supuestos y Consideraciones

A continuación se detallan las distribuciones de demanda y generación conforme a un despacho económico en precontingencia para el escenario de demanda máxima de 2010 y margen de reserva mínimo de 10%.

**Tabla 13: Demanda en escenario de demanda máxima con margen de reserva mínimo de 10%.**

Nombre	Demanda Máxima Esperada 2010 [kVA]
Alim. Contao	485
Alim. Hornopirén	1.375
<b>Total (kVA)</b>	<b>1.861</b>

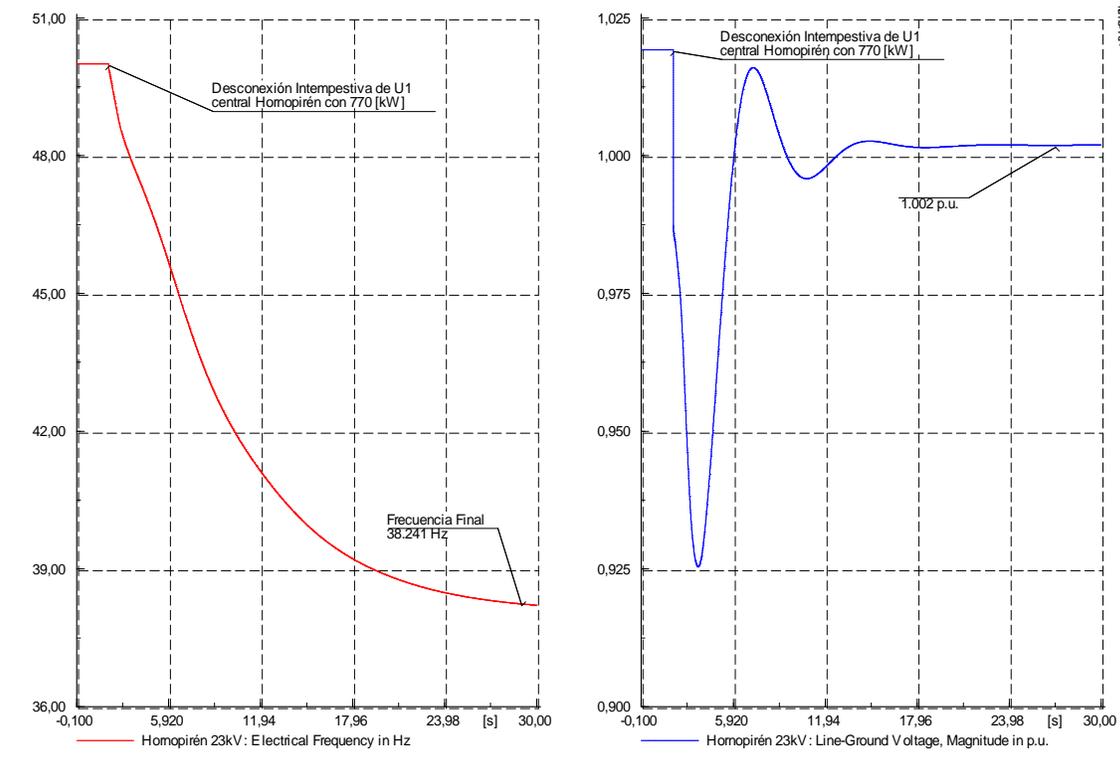
**Tabla 14: Despacho en escenario de demanda máxima con margen de reserva mínimo de 10%.**

Unidad	Potencia Máxima [kW]	Potencia Mínima [kW]	Potencia Activa despachada [kW]	Aporte al margen de reserva [kW]
U1 Cuchildeo	765	230	260	0 <sup>15</sup>
U1 Hornopirén	1.000	100	770	230
U2 Hornopirén	1.000	100	770	230
<b>Total (kW)</b>			<b>1.801</b>	<b>458,8</b>
<b>Margen de Reserva (%)</b>				<b>20,3%</b>

<sup>15</sup> La modelación realizada no considera aporte al margen de reserva por parte de central Cuchildeo toda vez que esta no posee una capacidad de regulación de su fuente primaria de energía. Consecuentemente, el análisis dinámico asociado a la desconexión de unidades generadoras considera que despacho de potencia en central Cuchildeo es insensible a la frecuencia instantánea del sistema (estatismo permanente infinito).

### 3.8.1.2 Resultados

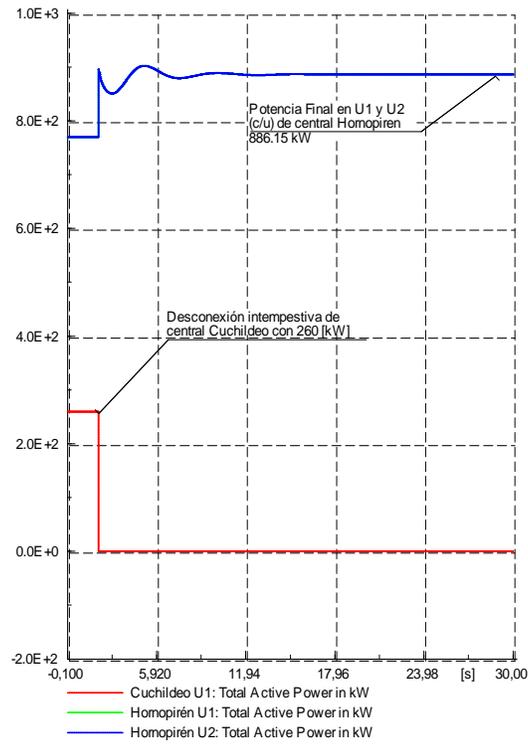
A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva de su unidad de mayor tamaño, U1 de Central Hornopirén.



**Figura 5: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva U1 de central Hornopirén**

A partir del comportamiento de la frecuencia descrito en la Figura 5, se concluye que la desconexión intempestiva de una unidad en central Hornopirén en el escenario de demanda máxima 2010 determina un estado postcontingencia inestable. Esta situación se debe a la unidad no fallada de central Hornopirén no posee holgura la capacidad suficiente para absorber toda la generación dependida, lo que determina el colapso del sistema por desequilibrio de generación-demanda de potencia activa.

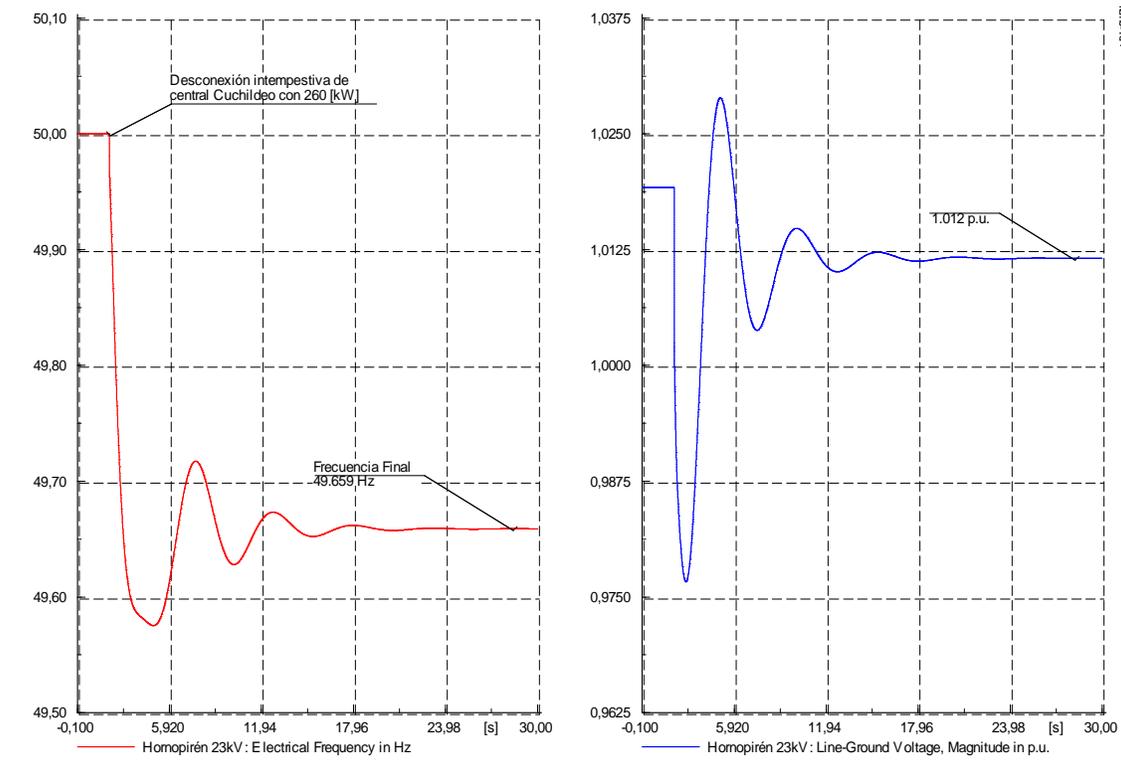
Dada esta situación, se verifica para el mismo escenario el comportamiento dinámico frente a la desconexión intempestiva de central Cuchildeo.



**Figura 6: Comportamiento de generación activa en unidades generadoras frente a desconexión intempestiva de central Cuchildeo**

En la Figura 6 se observa que tras a la desconexión intempestiva de central Cuchildeo, la operación de los controladores de velocidad<sup>16</sup> en las unidades de central Hornopirén permiten que el sistema evolucione hacia un estado de régimen estable.

<sup>16</sup> Considerados con un estatismo permanente de un 5% para unidades térmicas de SM Hornopirén de acuerdo a los antecedentes facilitados por SAESA.



**Figura 7: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de central Cuchildeo**

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

$$49,5 [Hz] \leq f \leq 50,5 [Hz]$$

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

Adicionalmente, mediante la Figura 6 y Figura 7 se verifica que las oscilaciones electromecánicas del sistema son positivamente amortiguadas.

### 3.8.2 Análisis de escenario de demanda mínima

A continuación se detallan las distribuciones de demanda y generación conforme a un despacho económico para el escenario de demanda mínima 2010 (Bloque 4 Diciembre) y margen de reserva mínimo de 10%.

**Tabla 15: Demanda en escenario de demanda mínima con margen de reserva mínimo de 10%.**

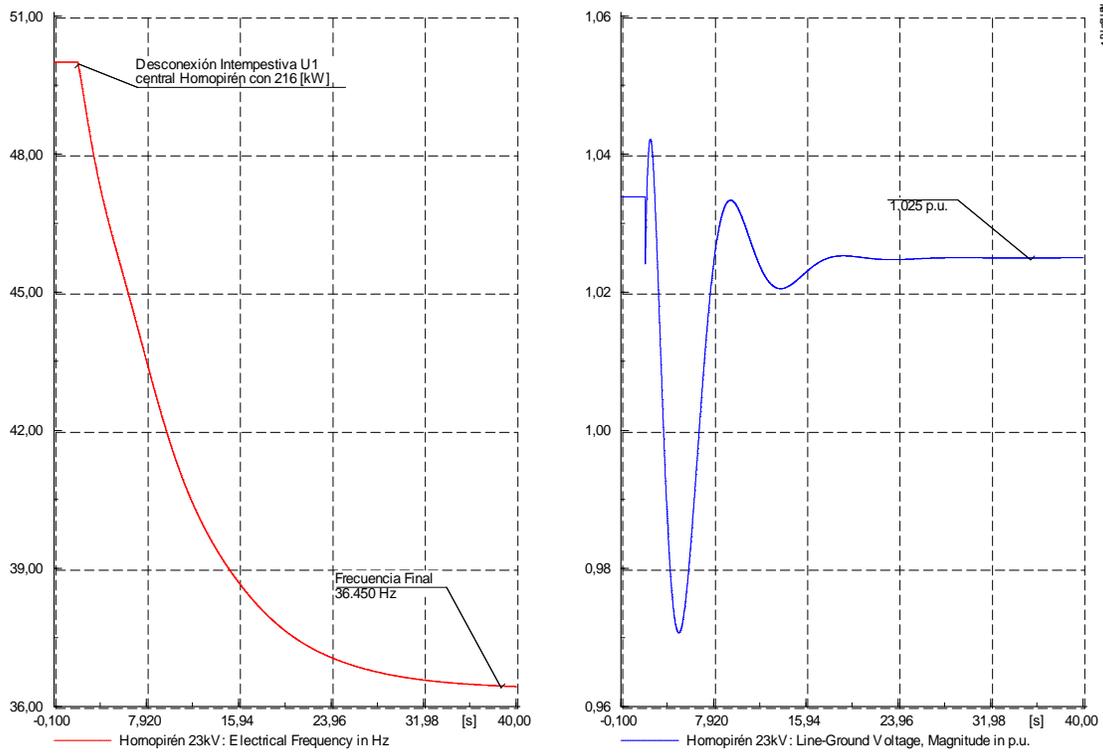
Nombre		Demanda Mínima Esperada 2010 [kVA]
Alim. Contao		203
Alim. Hornopirén		491
<b>Total (kVA)</b>		<b>694</b>

**Tabla 16: Despacho en escenario de demanda mínima con margen de reserva mínimo de 10%.**

Unidad	Potencia Máxima [kW]	Potencia Mínima [kW]	Potencia Activa despachada [kW]	Aporte al margen de reserva [kW]
U1 Cuchildeo	765	230	432	0
U1 Hornopirén	1.000	100	216	784
U2 Hornopirén	1.000	100	0	0
<b>Total (kW)</b>			<b>648</b>	<b>784</b>
<b>Margen de Reserva (%)</b>				<b>54,7%</b>

### 3.8.2.1 Resultados

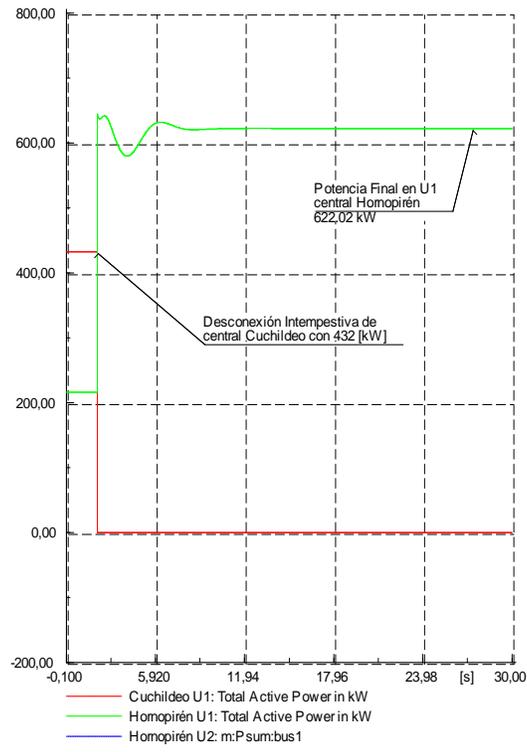
A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva de su unidad de mayor tamaño, U1 de Central Hornopirén.



**Figura 8: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva U1 de central Hornopirén**

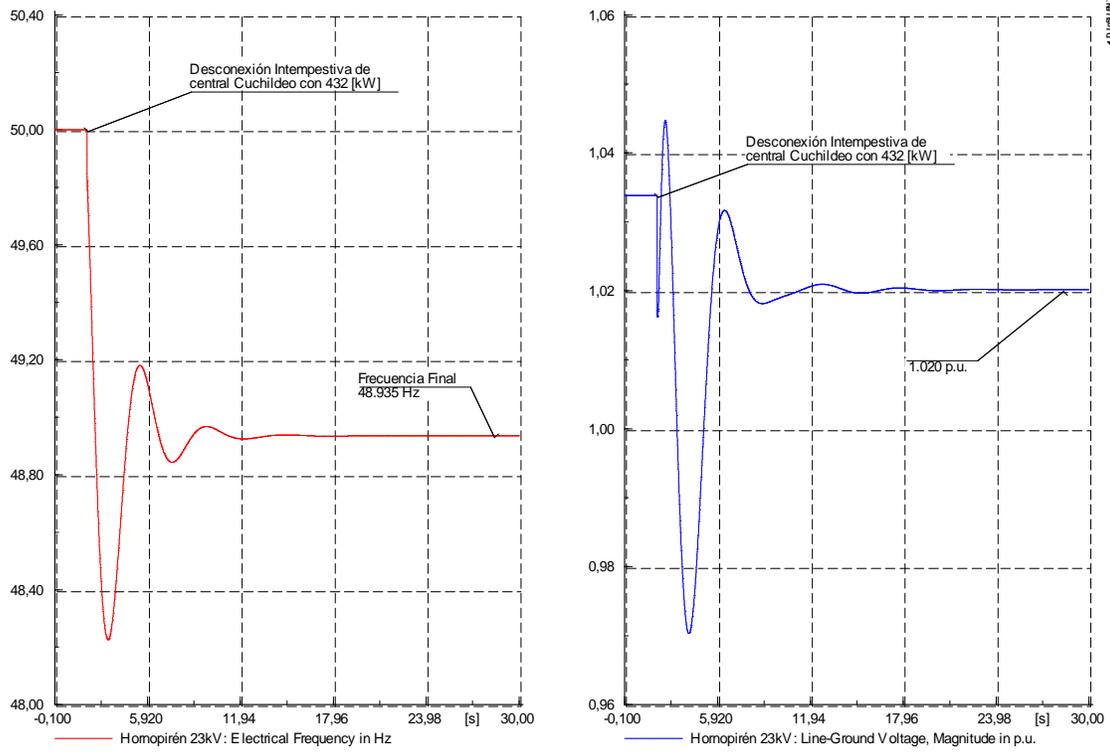
En forma análoga al escenario de demanda máxima 2010 y bajo los mismos argumentos descritos en dicha situación, se concluye que tras la desconexión intempestiva de U1 de central Hornopirén en el escenario de demanda mínima 2010 el sistema resulta inestable.

Dada esta situación, se verifica para el mismo escenario el comportamiento del dinámico frente a la desconexión intempestiva de central Cuchildeo.



**Figura 9: Comportamiento de generación activa en unidades generadoras frente a desconexión intempestiva de central Cuchildeo**

En la Figura 6 se observa que tras a la desconexión intempestiva de central Cuchildeo, la operación del controlador de velocidad en la unidad operativa de central Hornopirén permite que el sistema evolucione hacia un estado de régimen estable.



**Figura 10: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de central Cuchildeo**

Respecto al comportamiento de la frecuencia y la tensión se observa que sólo la tensión presenta magnitudes finales de régimen se enmarcan dentro de los rangos de operación normal establecidos por la NTSyCS para SSMM, esto es:

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

Mientras que la frecuencia se establece se establece dentro del rango de operación de emergencia:

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

Adicionalmente, mediante la Figura 9 y Figura 10 se verifica que las oscilaciones electromecánicas del sistema son positivamente amortiguadas.

### 3.9 Conclusiones

Finalmente, a partir de los resultados obtenidos se concluye que:

- Bajo los supuestos realizados que el margen de reserva mínimo que logra minimizar el costo total operacional y de ENS al mismo tiempo que permite satisfacer el requerimiento de 10% descrito en la NTSyCS corresponde a un 10%.

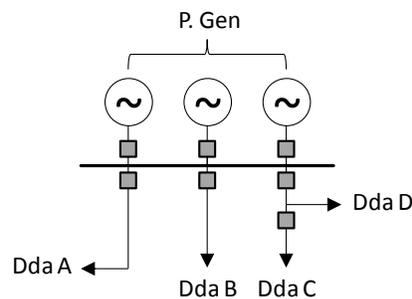
- Se verificó mediante simulaciones dinámicas que tanto en el escenario de demanda máxima como demanda mínima 2010 la desconexión intempestiva de una unidad generadora del SM Hornopirén provoca un colapso del sistema. En contraste, para los mismos escenarios se verificó que tras a la desconexión intempestiva de central Cuchildeo la actuación del controlador de velocidad de la(s) unidad(es) de Central Hornopirén permite en postcontingencia una operación estable y dentro de los rangos permitidos por la NTSyCS para SSMM.

## 4 ESTUDIO DE ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICOS DE CARGA (EDAC)

### 4.1 Introducción

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

La Figura 11 siguiente, presenta un esquema simplificado para un sistema eléctrico en el cual la generación y la distribución del suministro se realiza en forma radial desde un centro de generación como el SM Hornopirén.



**Figura 11: Esquema de simplificado de sistema eléctrico con operación radial en redes y generación concentrada en un punto.**

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

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

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

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

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

#### **4.2 *EDAC en SM Hornopirén***

De acuerdo a la topología actual de la red del SM Hornopirén es imposible evaluar un esquema de EDAC, ya que ningún alimentador cuenta con relés de frecuencia; de hecho, sólo se protegen con desconectadores fusibles. Queda entonces analizar si bajo un criterio estrictamente económico el ahorro por concepto de evitar Energía No Suministrada justificaría la inversión en un esquema de EDAC, esto es cambiar el (o los) desconectadores fusible en cabecera de alimentadores por reconectores u otro tipo de protecciones similares que incluyan un relé de subfrecuencia.

Si se considera un EDAC en Contao, el costo esperado de operación y falla para el año 2010 (incluyendo ENS esperada) disminuye de USD 1.174.249 a USD 1.174.102, es decir existiría un ahorro de USD 147. Si esto se compara con el costo aproximado de un reconector, que es de alrededor de USD 20.000, se concluye que considerando únicamente contingencias en generación y bajo un criterio económico no se justifica invertir en equipos que permitan la implementación de un EDAC en el SM Hornopirén.

## 5 ESTUDIO DE CONTINUIDAD

### 5.1 Introducción

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

- *Art. 5-50*

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

- *Art. 5-51*

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

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

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVAinst} \quad (5.1)$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i \cdot Tfs_i}{kVAinst} \quad (5.2)$$

*En donde,*

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

En el SM Hornopirén no es posible identificar instalaciones de transmisión, ya que no existen líneas dedicadas únicamente al transporte de energía en el sistema, sino que también están destinadas a distribuir energía a los consumos dada la dispersión geográfica en que se encuentran ubicados, motivo por el cual se identifica como un sistema de distribución. Por lo tanto, en este estudio se calcularán los índices FMIK y TTIK para instalaciones de generación y en forma adicional para distribución por separado, entendiendo que en este caso no tiene sentido práctico hablar de instalaciones de transmisión.

A la luz de lo anterior, el objetivo del presente estudio es proyectar los Índices de Continuidad de Suministro FMIK y TTIK para los meses del año 2010, considerando para esto la modelación de interrupciones en generación y distribución que puedan afectar la Continuidad de Suministro. Es importante mencionar que dada la topología del sistema se identifica sólo un punto de conexión (Tabla 17), por lo tanto los indicadores a nivel sistémico serán idénticos a los calculados para este único punto de conexión del sistema.

**Tabla 17: Punto de conexión para el cual se proyecta índices FMIK y TTIK**

Punto de Conexión	Cargas Conectadas
Hornopirén 23kV	Alimentador Hornopirén
	Alimentador Contao

## 5.2 Metodología

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

- 1) Una previsión de la demanda y el despacho económico con margen de reserva de 10% de unidades generadoras del SM Hornopirén para el año 2010.
- 2) Describir el efecto que tienen las indisponibilidades forzadas en distribución y generación sobre la continuidad del suministro a distribución en los puntos de conexión.
- 3) Determinar las tasas de falla e indisponibilidad en instalaciones de generación y distribución del SM Hornopirén.
- 4) Calcular los índices de continuidad de suministro FMIK y TTIK.

## 5.3 Previsión de demanda y despacho de unidades generadoras

Tanto la demanda para el año 2010, como la generación asociada corresponden a las del análisis realizado para el “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reserva” descrito en la sección 3.3 del presente documento. A continuación se repiten los aspectos principales para dar mayor claridad al lector.

### 5.3.1 Previsión de demanda

La demanda se modela con resolución mensual, por medio de una curva de duración compuesta por cuatro bloques. Para determinar las características de los bloques de carga,

se utiliza como antecedente la generación histórica (resolución horaria) observada en el SM Hornopirén durante el año 2008 y las proyecciones de demanda máxima estimada por SAESA para el año 2010 en el SM Hornopirén.

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

Luego, para proyectar la estructura de bloques de demanda mensuales del 2010 se pondera estructura del 2008 por la razón entre la demanda máxima esperada para el 2010 (en kVA) y la demanda máxima observada el 2008 (en kVA).

### 5.3.2 Despacho de unidades generadoras.

El despacho de unidades generadoras se realiza considerando la operación económica de las mismas según fue determinado previamente en el capítulo 3. De esta forma el despacho requerido corresponderá despacho económico en precontingencia descrito en la siguiente Tabla 18.

**Tabla 18: Estructura de Despacho asociada a bloques de demanda mensual proyectados para 2010.**

Unidad	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B1	Feb B1	Mar B1	Abr B1	May B1	Jun B1	Jul B1	Ago B1	Sep B1	Oct B1	Nov B1	Dic B1
01_Hornopirén N°1	1000	100	531	662	614	768	543	574	543	488	696	447	731	679
02_Hornopirén N°2	1000	100	531	662	614	768	543	574	543	488	0	447	0	0
03_Hornopirén N°3	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04_Cuchildeo N°1	765	230	287	183	251	260	296	315	360	383	353	432	476	452

Unidad	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B2	Feb B2	Mar B2	Abr B2	May B2	Jun B2	Jul B2	Ago B2	Sep B2	Oct B2	Nov B2	Dic B2
01_Hornopirén N°1	1000	100	835	879	509	635	462	467	447	815	527	660	527	500
02_Hornopirén N°2	1000	100	0	0	509	635	462	467	447	0	0	0	0	0
03_Hornopirén N°3	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04_Cuchildeo N°1	765	230	287	183	251	260	296	315	360	383	353	432	476	452

Unidad	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B3	Feb B3	Mar B3	Abr B3	May B3	Jun B3	Jul B3	Ago B3	Sep B3	Oct B3	Nov B3	Dic B3
01_Hornopirén N°1	1000	100	588	724	440	541	810	740	674	648	392	417	356	335
02_Hornopirén N°2	1000	100	0	0	440	541	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Hornopirén N°3	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04_Cuchildeo N°1	765	230	287	183	251	260	296	315	360	383	353	432	476	452

Unidad	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B4	Feb B4	Mar B4	Abr B4	May B4	Jun B4	Jul B4	Ago B4	Sep B4	Oct B4	Nov B4	Dic B4
01_Hornopirén N°1	1000	100	339	556	673	783	592	478	325	273	235	216	118	112
02_Hornopirén N°2	1000	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Hornopirén N°3	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04_Cuchildeo N°1	765	230	287	183	251	260	296	315	360	383	353	432	476	452

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

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

El análisis realizado no considera indisponibilidad programada toda vez que frente a la desconexión programada de una unidad generadora (mantenimiento, etc.) siempre es posible reemplazar su generación con el despacho de otra unidad. Tampoco se consideran desconexiones programadas en redes de distribución suponiendo que estas situaciones se enmarcan dentro de los límites establecidos por el artículo N° 249 del Reglamento Eléctrico (DS 327).

En consideración de lo anterior, la determinación de los índices de calidad de suministro realizada en este estudio queda sujeta únicamente a las indisponibilidades forzadas que puedan resultar de la aparición de contingencias en la generación y distribución del SM Hornopirén. Las contingencias consideradas son las que se muestran en la Tabla 19:

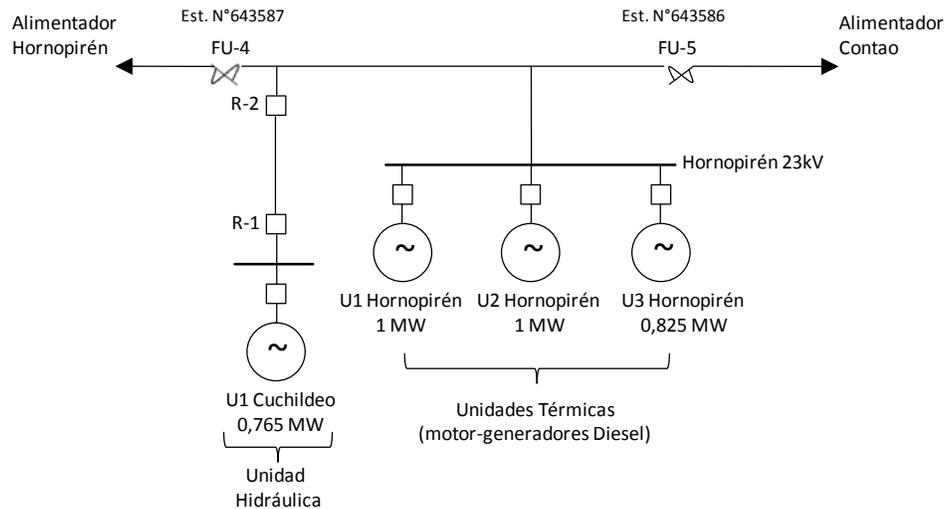
**Tabla 19: Contingencias analizadas para evaluación de índices de calidad de suministro.**

Tipo de Contingencia	Descripción de Contingencia
Falla en distribución	Falla Alimentador Hornopirén
	Falla Alimentador Contao
Falla en generación	Desconexión intempestiva de unidad Térmica
	Desconexión intempestiva de unidad Hidráulica

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

##### 5.4.1 **Falla en el alimentador Hornopirén**

Frente a esta contingencia opera el desconectador fusible ubicado en Est. 643586, implicando el desprendimiento de la carga ubicada aguas abajo de la protección, lo que corresponde al alimentador Hornopirén en su totalidad. En la siguiente Figura 12 se presenta la configuración recién descrita:



**Figura 12: Diagrama unilineal simplificado de central Hornopirén**

De acuerdo a lo anterior, el sistema eléctrico queda compuesto momentáneamente sólo por el alimentador Contao, mientras el alimentador Hornopirén estará desenergizado. Para el alimentador que queda con generación activa se evalúa si la holgura con que se operaba en precontingencia permite garantizar una operación estable en postcontingencia, pues de lo contrario se debe considerar un corte total de suministro.

#### 5.4.2 Falla en el Alimentador Contao

Frente a esta contingencia opera el desconectador fusible ubicado en Est. 643587, implicando el desprendimiento de la carga ubicada aguas abajo de la protección, lo que corresponde al alimentador Contao en su totalidad.

De acuerdo a lo anterior, el sistema eléctrico queda compuesto momentáneamente sólo por el alimentador Hornopirén, mientras el alimentador Contao estará desenergizado. Para el alimentador que queda con generación activa se evalúa si la holgura con que se operaba en precontingencia permite garantizar una operación estable en postcontingencia, pues de lo contrario se debe considerar un corte total de suministro.

#### 5.4.3 Desconexión de alguna unidad generadora

Esta contingencia no tiene efectos directos sobre la conectividad del sistema de transmisión. Sin embargo, dado que la desconexión intempestiva de una unidad podría hacer inestable la operación del sistema eléctrico en postcontingencia, se evalúa en cada caso si la utilización del margen de reserva determinado naturalmente por el despacho económico permite garantizar una operación estable en postcontingencia (de acuerdo a lo expuesto en el capítulo 4, en este sistema no es económico implementar una estructura de EDAC ya que implicaría la inversión en interruptores o reconectores adicionales).

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

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

“...b) *Horas de salida al año por concepto de Indisponibilidad Forzada:*

i) *10 horas cada 100 [km], para líneas de Instalaciones de Transmisión, con un mínimo de 2 horas.*

d) *Frecuencia de salida al año por concepto de Indisponibilidad Forzada:*

i) *2,0 veces cada 100 [km], para líneas de Instalaciones de Transmisión, con un mínimo de 2 veces.*

A falta de mayor información, se asumirá que las tasas anteriores también son válidas para un sistema que tiene fundamentalmente características de un sistema de distribución, como el SM Hornopirén. De esta forma, las tasas falla e indisponibilidades forzadas para cada uno de los alimentadores de distribución consideradas en este estudio quedan definidas por las siguientes ecuaciones:

$$Tasa\ de\ Falla_{Alim.\ Dx} = \frac{Max(2; \frac{2 \cdot Longitud_{Alim.\ Dx}}{100})}{8760} \left[ \frac{fallas}{horas\ del\ año} \right] \quad (5.3)$$

$$Horas\ Indisp.\ forzada\ por\ evento\ de\ falla_{Alim.\ Dx} = \frac{Max(2; \frac{10 \cdot Longitud_{Alim.\ Dx}}{100})}{Max(2; \frac{2 \cdot Longitud_{Alim.\ Dx}}{100})} \left[ \frac{Hrs\ en\ falla}{evento\ falla} \right] \quad (5.4)$$

Luego, a partir de las expresiones recién descritas en la siguiente

Tabla 20 se describen las tasas de falla y horas de indisponibilidad forzada asociada a cada alimentador del SM Hornopirén.

**Tabla 20: Tasas de falla e indisponibilidades forzadas para a contingencias en instalaciones de transmisión del SM Hornopirén.**

Descripción de Contingencia	Longitud [km]	Nº de circuitos	Tasa de falla [fallas/hrs del año]	Horas de Indisponibilidad forzada por evento de falla [hrs en falla/falla]
Falla Alimentador Hornopirén	20,4	1	0,0002283	1,02
Falla Alimentador Contao	111,9	1	0,0002555	5,00

Para el caso de unidades generadoras, se considera como antecedente las tasas de falla e indisponibilidades forzadas en instalaciones utilizadas en las secciones 3.4.2 y 3.4.3 del “Estudio de Control de Frecuencia y Margen de Reserva” descrito en el presente documento. El detalle del origen de dichas tasas se describe en el Anexo N° 1.

En cuanto al nivel de impacto que tienen las contingencias en generación, se debe diferenciar entre aquellas que pueden ser controladas con el uso del margen de reserva y aquellas que provocarán un colapso en el sistema.

En el primer caso la continuidad del servicio en el punto de conexión no se ve interrumpida, por lo cual el tiempo de indisponibilidad forzada en las instalaciones de suministro es nulo.

En el segundo caso se produce un Apagón Total o Blackout en el sistema, y se deberá considerar que existe un período no nulo de indisponibilidad forzada en las instalaciones de suministro. A criterio del Consultor, este período tendría una duración aproximada de 0,5 [hr], considerándose en este periodo todas las operaciones necesarias para reponer el servicio en el SM: identificación de instalación fallada; determinación de plan de reposición por parte del Centro de Operación Hornopirén, coordinación y comunicación del mismo a Operador(es) de Central(es) y a Jefe de Distribución; y tiempo de partida<sup>17</sup> de unidades generadoras disponibles en Centrales Hornopirén y Cuchildeo.

**Tabla 21: Tasas de falla e indisponibilidades forzadas para a contingencias en instalaciones de generación del SM Hornopirén.**

Descripción de Contingencia	Tasa de falla [fallas/hrs del año]	Horas de Indisponibilidad forzada por evento de falla [hrs en falla/falla]	Horas de Indisponibilidad forzada en instalaciones de suministro por evento de falla [hrs en falla/falla]
Desconexión intempestiva de unidad Térmica	0,0003185	26,88	0,5
Desconexión intempestiva de unidad Hidráulica	0,0001265	21,25	0,5

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

Para calcular los índices FMIK y TTIK en cada uno de los puntos de conexión descritos en la Tabla 17, en una primera etapa se calculan los aportes que realizan a dichos índices cada una de las contingencias propuestas en la Tabla 19.

Estos aportes están definidos por las siguientes ecuaciones:

$$FMIK_{hj}^m = \frac{\sum_{i=1}^4 (T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm})}{MVA_{Max_{hj}} \cdot \sum_{i=1}^4 T_{ij}} \quad (5.5)$$

$$TTIK_{hj}^m = \frac{\sum_{i=1}^4 (T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm} \cdot t_m)}{MVA_{Max_{hj}} \cdot \sum_{i=1}^4 T_{ij}} \quad (5.6)$$

<sup>17</sup> Según antecedentes entregados por SAESA este sería de aprox. 5 minutos en cada unidad térmica de Central Hornopirén

Donde:

- $FMIK_{hj}^m$ : es el aporte al índice FMIK del punto de conexión  $h$  que produce una falla en la instalación  $m$  durante el mes  $j$ .
- $TTIK_{hj}^m$ : es el aporte al índice TTIK del punto de conexión  $h$  que produce una falla en la instalación  $m$  durante el mes  $j$ .
- $T_{ij}$ : es la duración en horas del bloque  $i$  del mes  $j$ .
- $MVA_{restringido\ hjim}$ : es el suministro de potencia en [MVA] que es restringido en el punto de conexión  $h$  producto de una contingencia en la instalación  $m$  en el bloque  $i$  del mes  $j$ .

$pf_m$ : es la tasa de falla por hora de la instalación  $m$  (valores descritos en

Tabla 20).

- $MVA_{Max_{hj}}$ : es la potencia máxima en [MVA] suministrada en el punto de conexión  $h$  durante el mes  $j$ .
- $t_m$ : Horas de indisponibilidad forzada en suministro eléctrico asociado a instalación  $m$  dado que ocurrió una contingencia en la misma.

En el Anexo N° 3 se describe un caso ejemplo en el cual se aplica el procedimiento recién descrito para una falla específica.

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

$$FMIK_{hj} = \sum_m FMIK_{hj}^m \quad (5.7)$$

$$TTIK_{hj} = \sum_m TTIK_{hj}^m \quad (5.8)$$

Donde:

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

Alternativamente para obtener los índices FMIK y TTIK anuales en cada uno de los puntos de conexión descritos en la Tabla 17 se deberán considerar las siguientes ecuaciones:

$$FMIK_{h;2010} = \sum_m \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^4 \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm})}{MVA_{Max_{h;2010}} \cdot \sum_{i=1}^4 T_{ij}} \quad (5.9)$$

$$TTIK_{h;2010} = \sum_m \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^4 \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm} \cdot t_m)}{MVA_{Max_{h;2010}} \cdot \sum_{i=1}^4 T_{ij}} \quad (5.10)$$

Donde:

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

Como resultado de este proceso se obtienen los índices de continuidad de suministro FMIK y TTIK en el punto de conexión del SM Hornopirén proyectados para el año 2010, separados de acuerdo a si la falla ocurrió en distribución o generación. Los resultados correspondientes se muestran en la Tabla 22, Tabla 23, Tabla 24 y Tabla 25.

**Tabla 22: Índice FMIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en distribución.**

FMIK Distribución	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Hornopirén 23kV	0,11	0,10	0,14	0,13	0,13	0,12	0,13	0,14	0,11	0,10	0,09	0,09	1,22

**Tabla 23: Índice TTIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en distribución.**

TTIK Distribución	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Hornopirén 23kV	0,25	0,21	0,30	0,28	0,28	0,26	0,28	0,29	0,24	0,22	0,19	0,19	2,61

**Tabla 24: Índice FMIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en generación.**

FMIK Generación	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Hornopirén 23kV	0,18	0,15	0,14	0,19	0,21	0,21	0,22	0,23	0,16	0,17	0,13	0,13	1,86

**Tabla 25: Índice TTIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en generación.**

TTIK Generación	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Hornopirén 23kV	0,09	0,07	0,07	0,10	0,11	0,10	0,11	0,12	0,08	0,08	0,07	0,07	0,93

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

Para calcular los índices FMIK y TTIK totales a nivel sistémico se sigue un proceso similar al descrito en la sección 5.6. En efecto, la única diferencia en el proceso radica en la modificación de la definición de la variable  $MVA_{Max_{hj}}$ , la cual cambia a:

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

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

$$FMIK_j^m = \frac{\sum_h \sum_{i=1}^4 (T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ h\ j\ m} \cdot pf_{jm})}{MVA\_Max_j \cdot \sum_{i=1}^4 T_{ij}} \quad (5.11)$$

$$TTIK_j^m = \frac{\sum_h \sum_{i=1}^4 (T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ h\ j\ m} \cdot pf_{jm} \cdot t_m)}{MVA\_Max_j \cdot \sum_{i=1}^4 T_{ij}} \quad (5.12)$$

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

$$FMIK_j = \sum_m FMIK_j^m \quad (5.13)$$

$$TTIK_j = \sum_m TTIK_j^m \quad (5.14)$$

Alternativamente para obtener los índices FMIK y TTIK anuales a nivel sistémico justificados por fallas en distribución y generación descritas en Tabla 17 deberán considerar las siguientes ecuaciones:

$$FMIK_{2010} = \sum_m \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^4 \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ h\ j\ m} \cdot pf_{jm})}{MVA\_Max_{2010} \cdot \sum_{i=1}^4 T_{ij}} \quad (5.15)$$

$$TTIK_{2010} = \sum_m \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^4 \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ h\ j\ m} \cdot pf_{jm} \cdot t_m)}{MVA\_Max_{2010} \cdot \sum_{i=1}^4 T_{ij}} \quad (5.16)$$

Donde:

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

Como se puede apreciar en las fórmulas anteriores, en el caso de que el sistema tenga sólo un punto de conexión los cálculos a nivel sistémico serán idénticos que los realizados en forma desagregada, y que pueden consultarse en la Tabla 22, Tabla 23, Tabla 24 y Tabla 25. Por lo mismo, no es necesario volver a calcular estos índices a nivel del sistema, pudiendo consultarse su valor en las tablas citadas anteriormente.

## 5.8 Conclusiones

La proyección para el 2010 de los índices de continuidad de suministro FMIK y TTIK justificados por contingencias en generación y la red MT en el SM Hornopirén son los descritos en las siguientes Tabla 26, Tabla 27, Tabla 28 y Tabla 29:

**Tabla 26: Índice FMIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en distribución.**

FMIK Distribución	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Hornopirén 23kV	0,11	0,10	0,14	0,13	0,13	0,12	0,13	0,14	0,11	0,10	0,09	0,09	1,22

**Tabla 27: Índice TTIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en distribución.**

TTIK Distribución	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Hornopirén 23kV	0,25	0,21	0,30	0,28	0,28	0,26	0,28	0,29	0,24	0,22	0,19	0,19	2,61

**Tabla 28: Índice FMIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en generación.**

FMIK Generación	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Hornopirén 23kV	0,18	0,15	0,14	0,19	0,21	0,21	0,22	0,23	0,16	0,17	0,13	0,13	1,86

**Tabla 29: Índice TTIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en generación.**

TTIK Generación	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Hornopirén 23kV	0,09	0,07	0,07	0,10	0,11	0,10	0,11	0,12	0,08	0,08	0,07	0,07	0,93

De comparar los índices totales FMIK<sup>18</sup> y TTIK<sup>19</sup> con los requerimientos determinados en el Art. 246 del DS 327 (FMIK=3,5 y TTIK=13) se observa que los índices FMIK y TTIK totales proyectados para generación y redes MT, esto es  $FMIK_{2010} = 3,08$  y  $TTIK_{2010} = 3,54$ , serían inferiores a los índices requeridos por dicho decreto para interrupciones en únicamente redes de distribución.

<sup>18</sup> Determinado como la suma de los FMIK anuales asociados a distribución y generación de Hornopirén 23kV.

<sup>19</sup> Determinado como la suma de los TTIK anuales asociados a distribución y generación de Hornopirén 23kV.

## 6 ESTUDIO VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

### 6.1 *Introducción*

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

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

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

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

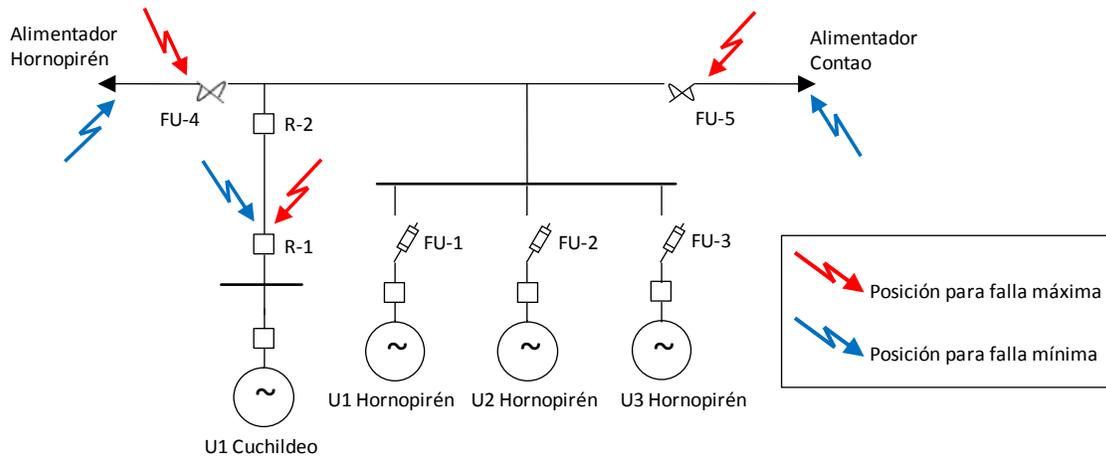
- Las magnitudes de corriente de cortocircuito para fallas de diversa severidad en distintas instalaciones del SM Hornopirén.
- Verificación de la actuación coordinada y selectiva de los actuales esquemas de protecciones descritos para el SM Hornopirén, corrigiendo cuando sea necesario (y factible) los ajustes existentes de modo de garantizar la coordinación y selectividad en la operación de las protecciones.

### 6.2 *Determinación de Corrientes de Cortocircuito*

En esta sección se resumen los resultados de los cálculos de las corrientes de falla máximas y mínimas, de fase y residuales, que observan las protecciones ante cortocircuitos de diversa severidad en distintas instalaciones del SM Hornopirén. La ubicación específica de las fallas frente a las cuales se evalúa el comportamiento de las protecciones se describe en la Tabla 30 y en la Figura 13.

**Tabla 30: Ubicación de fallas consideradas para análisis de protecciones**

Ubicación de fallas consideradas	
Para falla máxima	Para falla mínima
Frente a fusible Hornopirén (FU-4)	Fin alimentador Hornopirén
Frente a fusible Contao (FU-5)	Fin alimentador Contao
Frente a R-1	Frente a R-1



**Figura 13: Ubicación de fallas consideradas para análisis de protecciones**

### 6.2.1 Topología

Según lo informado por SAESA (ver Figura 13), el sistema se encuentra protegido principalmente a través de desconectores fusible, existiendo reconectores únicamente en la interconexión de la Central Cuchildeo con el sistema de distribución de Hornopirén.

Luego, en cada una de las posiciones analizadas se debe encontrar el tipo de cortocircuito que determina la máxima o mínima corriente de falla vista por una protección específica. A modo de ejemplo,

- Para el fusible FU-4 la mayor corriente de cortocircuito para la cual se debe garantizar su operación se observa para una falla bifásica a tierra franca ubicada frente a FU-4. La menor corriente de cortocircuito dentro de la zona de protección de FU-4 para la cual se debe asegurar su operación, se registra para un cortocircuito monofásico con resistencia ubicado al final del alimentador Hornopirén.

Las magnitudes de corriente de cortocircuito se calculan para los tipos de falla que se indican en la Tabla 31:

**Tabla 31: Tipos de falla considerados en cálculo de cortocircuitos**

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

### 6.2.2 Generación de Centrales

Para determinar las corrientes de falla máxima se consideran en operación 3 unidades generadoras de la Central Hornopirén (grupos N° 5502, 5515 y 5540) y la Central Cuchildeo, de modo de maximizar las fuentes que aportan a la falla. En el caso de falla mínima se suponen conectadas 1 unidad de la Central Hornopirén (grupo N° 5502) y la Central Cuchildeo, de acuerdo al despacho proyectado para el escenario de demanda mínima durante el año 2010.

### 6.2.3 Corrientes de cortocircuito vistas por las protecciones

De acuerdo a los supuestos antes indicados, se calculan<sup>20</sup> las corrientes de falla que observarán las protecciones de fase y residuales<sup>21</sup> del SM Hornopirén, bajo las condiciones descritas en la Tabla 31 para las ubicaciones mostradas en la Tabla 30. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 32 y en la Tabla 33:

<sup>20</sup> Conforme a lo requerido por la norma IEC60909, la cual norma la metodología de cálculo corrientes de cortocircuito, se ha considerado en el cálculo de corrientes de cortocircuito un factor de sobretensión de un 10%.

<sup>21</sup> Sólo para los reconectores ubicados en la línea que interconecta la Central Cuchildeo con el sistema de Hornopirén

**Tabla 32: Corrientes de cortocircuito de fase en instalaciones de protección del SM Hornopirén.**

Posición de la falla	Tipo de falla	Corrientes de fase a través de instalaciones de protección evaluadas [A]						
		FU-1	FU-2	FU-3	FU-4	FU-5	R-1 Fase	R-2 Fase
Frente a FU-4	3F	160	160	119	561	-	122	122
	2FT	212	212	164	751	-	164	164
	1FT	199	199	154	687	-	136	136
Fin de Alimentador Hornopirén	2F R=4Ω	113	-	-	182	-	70	70
	2FT R=40Ω	111	-	-	192	-	81	81
	1FT R=40Ω	106	-	-	177	-	72	72
Frente a FU-5	3F	160	160	119	-	561	122	122
	2FT	213	213	164	-	751	164	164
	1FT	199	199	154	-	687	135	135
Fin de Alimentador Contao	2F R=4Ω	77	-	-	-	123	48	48
	2FT R=40Ω	67	-	-	-	115	48	48
	1FT R=40Ω	65	-	-	-	108	43	43
Frente a R-1	3F	159	159	118	-	-	123	435
	2FT	205	205	158	-	-	168	568
	1FT	195	195	151	-	-	140	540
	2F R=4Ω	130	-	-	-	-	81	130
	2FT R=40Ω	152	-	-	-	-	114	152
	1FT R=40Ω	138	-	-	-	-	96	138

**Tabla 33: Corrientes de cortocircuito residuales (3I0) en instalaciones de protección del SM Hornopirén.**

Posición de la falla	Tipo de falla	Corrientes residuales a través de instalaciones de protección evaluadas [A]	
		R-1 Residual	R-2 Residual
Frente a FU-4	2FT	257	257
	1FT	153	153
Fin de Alimentador Hornopirén	2FT R=40Ω	91	91
	1FT R=40Ω	79	79
Frente a FU-5	2FT	255	255
	1FT	152	152
Fin de Alimentador Contao	2FT R=40Ω	47	47
	1FT R=40Ω	48	48
Frente a R-1	2FT	275	853
	1FT	166	514
	2FT R=40Ω	141	167
	1FT R=40Ω	107	127

### 6.3 Verificación del comportamiento de las protecciones

#### 6.3.1 Situación existente

En la presente sección se evalúa el comportamiento de las protecciones existentes en el SM Hornopirén considerando las corrientes de cortocircuito determinadas en los escenarios de falla indicados en la sección 6.2. Con este objeto, en la Tabla 34, Tabla 35 y Tabla 36 se muestran las características y los ajustes relevantes de las protecciones del sistema. Cabe

destacar que de acuerdo a los antecedentes entregados por la Empresa<sup>22</sup>, los reconectores R-1 y R-2 tienen un ajuste distinto dependiendo del sentido del flujo a través de ellos.

**Tabla 34: Características y ajustes de reconectores SM Hornopirén – Flujo hacia sistema Hornopirén.**

	Protecciones Fase - Flujo hacia sistema Hornopirén	
	R-1	R-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	ANSI LTEI	IEC VI
Pickup (A. Prim.)	30	25
Lever	0,05	0,01
Retardo (seg.)	0,15	0,1
	Protecciones Residuales - Flujo hacia sistema Hornopirén	
	R-1	R-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	ANSI LTEI	IEC VI
Pickup (A. Prim.)	10	10
Lever	0,05	0,01
Retardo (seg.)	0,16	0,09

**Tabla 35: Características y ajustes de reconectores SM Hornopirén – Flujo hacia Central Cuchildeo.**

	Protecciones Fase - Flujo hacia Central Cuchildeo	
	R-1	R-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	IEC VI	ANSI LTEI
Pickup (A. Prim.)	35	45
Lever	0,01	0,06
Retardo (seg.)	0,07	0,1
	Protecciones Residuales - Flujo hacia Central Cuchildeo	
	R-1	R-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	IEC VI	ANSI LTEI
Pickup (A. Prim.)	10	12
Lever	0,02	0,08
Retardo (seg.)	0,1	0,2

<sup>22</sup> “Estudio Coordinación Protecciones Central Hidráulica Cuchildeo”, Enero 2008.

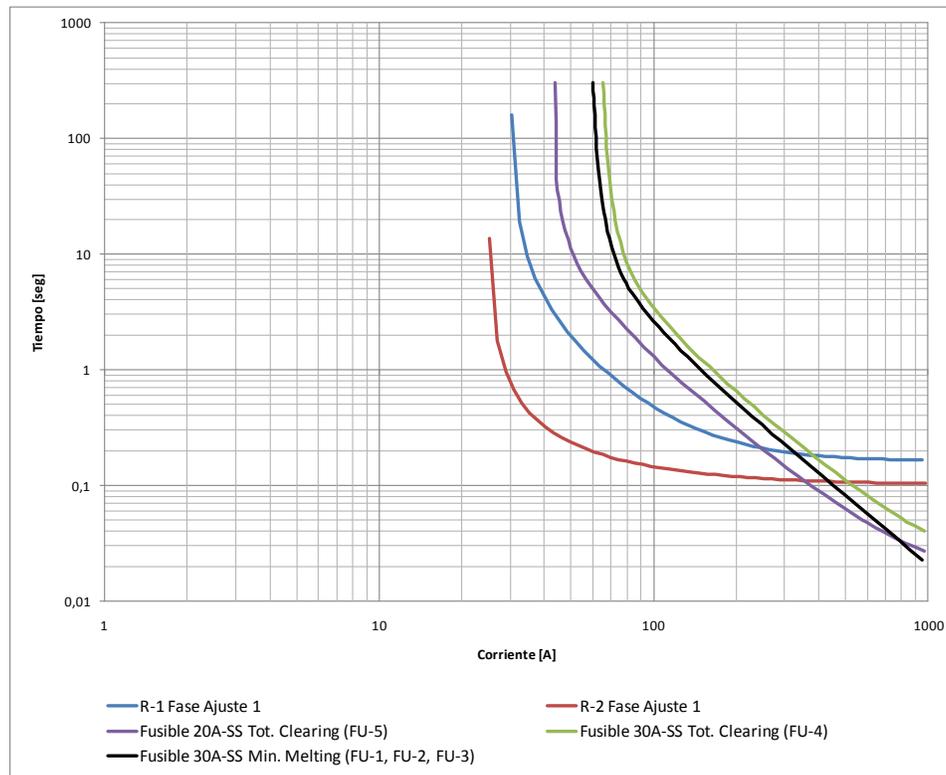
**Tabla 36: Características de fusibles SM Hornopirén**

Tipos de fusibles				
FU-1	FU-2	FU-3	FU-4	FU-5
(*)	Positrol 30A-SS	(*)	Positrol 30A-SS	Positrol 20A-SS

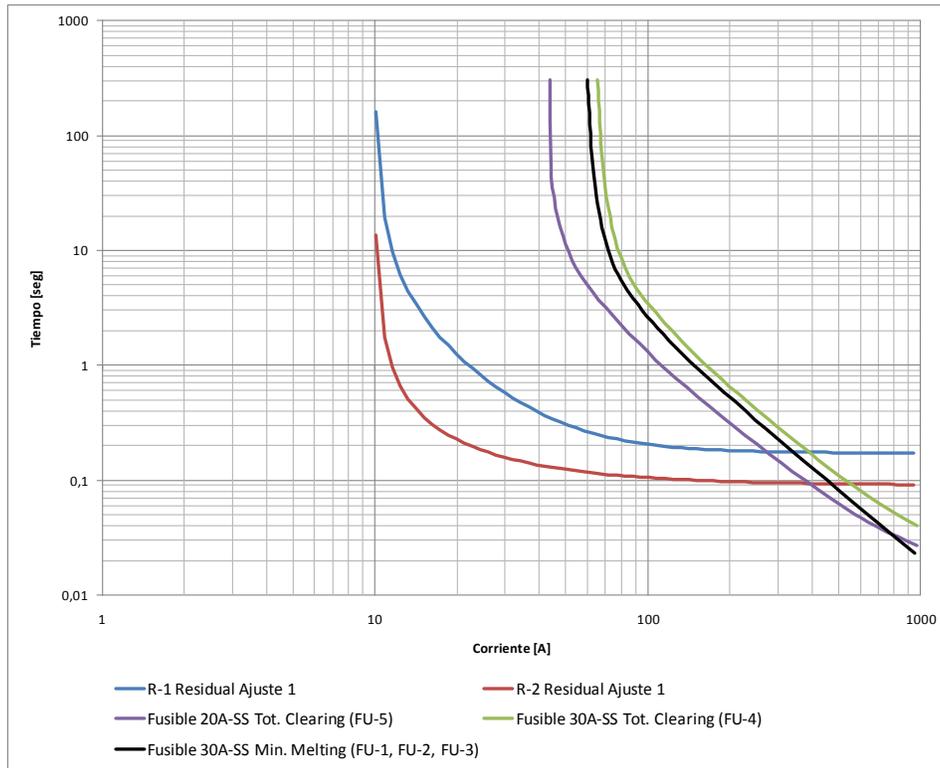
(\*): Sin información

Para los fusibles con los que no se cuenta con información acerca de su modelo se asumió que es idéntico al de FU-2, dado que la ubicación y el elemento que protegen son similares.

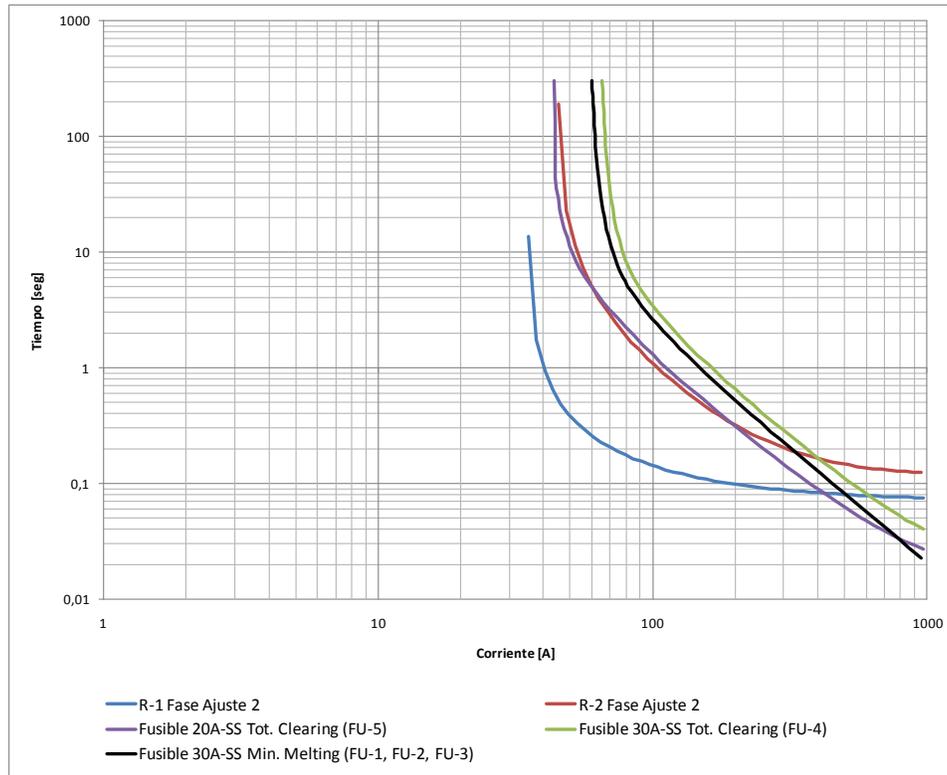
En la Figura 14, y la Figura 15, se presentan las curvas de operación de las protecciones de fase y residuales dependiendo del tipo de ajuste utilizado:



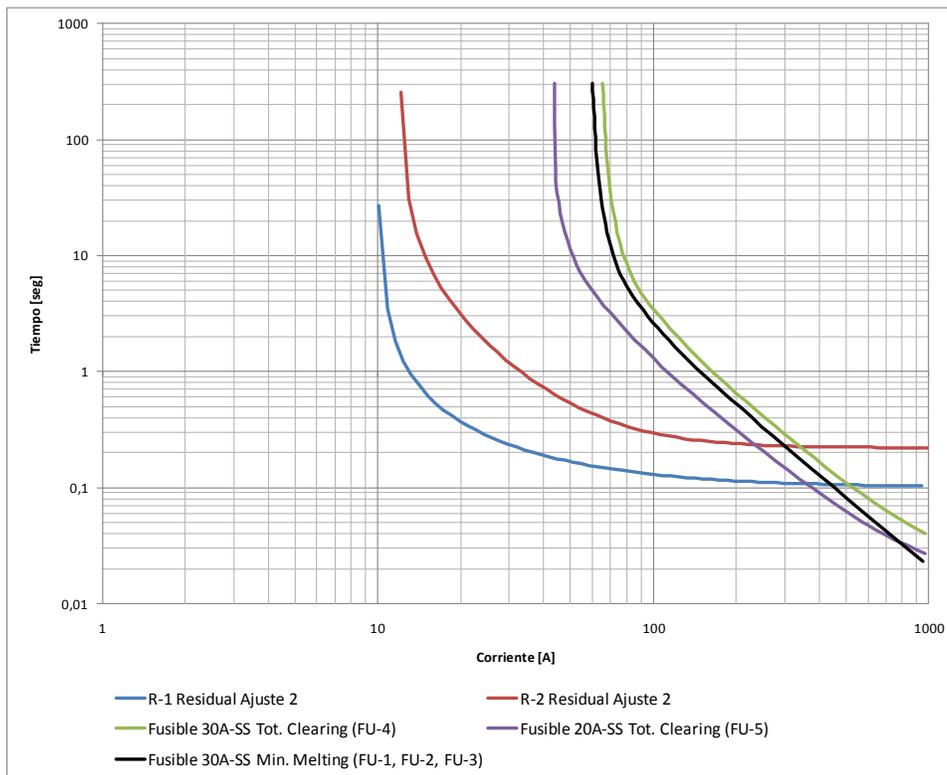
**Figura 14: Curvas de fase existentes en SM Hornopirén – Flujo hacia sistema Hornopirén.**



**Figura 15: Curvas residuales existentes en SM Hornopirén – Flujo hacia sistema Hornopirén.**



**Figura 16: Curvas de fase existentes en SM Hornopirén – Flujo hacia Central Cuchildeo.**



**Figura 17: Curvas residuales existentes en SM Hornopirén – Flujo hacia Central Cuchildeo.**

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

**Tabla 37: Tiempos de operación de protecciones frente a fallas entre fases.**

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de Protecciones														Condición de Operación
		FU-1 (Fase)		FU-2 (Fase)		FU-3 (Fase)		FU-4 (Fase)		FU-5 (Fase)		R-1 Fase		R-2 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Frente a FU-4	3F	160	0,85	160	0,85	119	1,69	561	0,09	-	-	122	0,37	122	0,13	R-1 y R-2 descoordinan con FU-4
Fin de Alimentador Hornopirén	2F R=4Ω	113	1,92	-	-	-	-	182	0,80	-	-	70	0,88	70	0,17	R-1 y R-2 descoordinan con FU-4
Frente a FU-5	3F	160	0,85	160	0,85	119	1,69	-	-	561	0,05	122	0,37	122	0,13	R-2 descoordina con FU-5
Fin de Alimentador Contao	2F R=4Ω	77	6,59	-	-	-	-	-	-	123	0,82	48	2,29	48	0,25	R-2 descoordina con FU-5
Frente a R-1 (máxima)	3F	159	0,86	159	0,86	118	1,73	-	-	-	-	123	0,37	435	0,16	Operación correcta (*)
Frente a R-1 (mínima)	2F R=4Ω	130	1,35	-	-	-	-	-	-	-	-	81	0,67	130	0,64	Operación correcta (*)

(\*): Considerando que lo que interesa en este caso es abrir ambos extremos de la línea que interconecta Cuchildeo con el sistema, sin importar el orden o el paso de coordinación con que esto ocurra.

**Tabla 38: Tiempos de operación de protecciones frente a fallas residuales.**

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de Protecciones														Condición de Operación
		FU-1 (Fase)		FU-2 (Fase)		FU-3 (Fase)		FU-4 (Fase)		FU-5 (Fase)		R-1 Residual		R-2 Residual		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	310 [A]	T. de Op. [s]	310 [A]	T. de Op. [s]	
Frente a FU-4	2FT	212	0,46	212	0,46	164	0,81	751	0,06	-	-	257	0,18	257	0,10	R-1 y R-2 descoordinan con FU-4
Fin de Alimentador Hornopirén	1FT R=40Ω	106	2,27	-	-	-	-	177	0,85	-	-	79	0,23	79	0,11	R-1 y R-2 descoordinan con FU-4
Frente a FU-5	2FT	213	0,46	213	0,46	164	0,80	-	-	751	0,04	255	0,18	255	0,10	R-1 y R-2 descoordinan con FU-5
Fin de Alimentador Contao	1FT R=40Ω	65	31,58	-	-	-	-	-	-	108	1,09	48	0,32	48	0,13	R-1 y R-2 descoordinan con FU-5
Frente a R-1 (máxima)	2FT	205	0,50	205	0,50	158	0,87	-	-	-	-	275	0,18	853	0,22	Operación correcta (*)
Frente a R-1 (mínima)	1FT R=40Ω	138	1,17	-	-	-	-	-	-	-	-	107	0,20	127	0,27	Operación correcta (*)

(\*): Considerando que lo que interesa en este caso es abrir ambos extremos de la línea que interconecta Cuchildeo con el sistema, sin importar el orden o el paso de coordinación con que esto ocurra.

### 6.3.2 Conclusiones para situación existente

En la última columna de las tablas anteriores se califica si la protección respectiva operó en forma satisfactoria o no, observándose que en gran parte de los escenarios estudiados la operación es descoordinada, ya que en general ante cualquier falla en el sistema de distribución operarán antes los reconectores de la Central Cuchildeo que los fusibles de los desconectores del respectivo alimentador.

Del análisis de las tablas y curvas de operación de las protecciones del SM Hornopirén se desprende que el diseño de los esquemas de protección utilizados actualmente no permite mejorar la situación descrita. Esto pues los únicos parámetros modificables son los ajustes de los reconectores, pero un retraso mayor en el tiempo de operación para permitir la coordinación ante fallas en la red de distribución con los fusibles implicará también un retardo de la misma magnitud en la operación ante fallas en la línea de interconexión, exponiendo la unidad de Cuchildeo durante todo este tiempo a la corriente de cortocircuito.

En este sentido, la posible mejora de la situación actual pasaría por el reemplazo de los fusibles FU-4 y FU-5 por reconectores similares a los utilizados en la línea de interconexión de Cuchildeo, lo que deberá ser evaluado por la Empresa en el próximo estudio de expansión que realice para el SM Hornopirén.

Adicionalmente, se destaca que la Empresa ya tenía conocimiento de esta situación como se puede ver en los antecedentes entregados para este estudio<sup>23</sup>.

Considerando lo anterior, en la siguientes Tabla 39 y Tabla 40 se presentan los ajustes existentes a los cuales se ha agregado los ajustes de direccionalidad para las protecciones de sobrecorriente de fase y residual de las posiciones R-1 y R-2.

**Tabla 39: Características y ajustes de reconectores SM Hornopirén – Flujo hacia sistema Hornopirén.**

	Protecciones Fase - Flujo hacia sistema Hornopirén	
	R-1	R-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	ANSI LTEI	IEC VI
Pickup (A. Prim.)	30	25
Lever	0,05	0,01
Retardo (seg.)	0,15	0,1
Angulo de Torque (*)	270°	269°
	Protecciones Residuales - Flujo hacia sistema Hornopirén	
	R-1	R-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	ANSI LTEI	IEC VI
Pickup (A. Prim.)	10	10
Lever	0,05	0,01
Retardo (seg.)	0,16	0,09
Angulo de Torque (*)	90°	91°

(\*) Polarización Directa

<sup>23</sup> “Estudio Coordinación Protecciones Central Hidráulica Cuchildeo”, Enero 2008.

**Tabla 40: Características y ajustes de reconectores SM Hornopirén – Flujo hacia Central Cuchildeo<sup>24</sup>.**

	Protecciones Fase - Flujo hacia Central Cuchildeo	
	R-1	R-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	IEC VI	ANSI LTEI
Pickup (A. Prim.)	35	45
Lever	0,01	0,06
Retardo (seg.)	0,07	0,1
Angulo de Torque (*)	90°	91°
	Protecciones Residuales - Flujo hacia Central Cuchildeo	
	R-1	R-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	IEC VI	ANSI LTEI
Pickup (A. Prim.)	10	12
Lever	0,02	0,08
Retardo (seg.)	0,1	0,2
Angulo de Torque (*)	270°	269°

(\*) Polarización Inversa

<sup>24</sup> El Ajuste de “ángulo de torque” propuesto para el “Flujo con dirección hacia Central Cuchildeo” corresponde al respectivo descrito en la Tabla 39 disminuido en 180°, es decir el suplemento del mismo. Por tanto al definir el ángulo de polarización directa en para las posiciones R-1 y R-2 se define automáticamente la “polarización inversa” descrita.

## 7 ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA

### 7.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado “Control de Tensión y Requerimiento de Potencia Reactiva”. Según describe la NTSyCS para SSMM en el Art. 6.3, numeral d), dicho estudio *“deberá efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N° 5, además de determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para las Instalaciones Transmisión, con resolución semestral para un horizonte de operación de 48 meses.”*

Adicionalmente, la NTSyCS para SSMM establece en su artículo 5-44 que *“En Estado Normal o Estado de Alerta, los márgenes de reserva de potencia reactiva y de estabilidad de frecuencia que el SM deberá mantener, serán los que se determinen de acuerdo a los Estudios de Control de Tensión y de Control de Frecuencia establecidos en el Título 6-2 de la presente NT”*

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

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

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

### 7.2 *Metodología*

La metodología aplicada en el estudio considera dos etapas:

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

despacho determinado en el capítulo 3 se observa que en forma general para los años 2010 y 2011, frente a la desconexión intempestiva de una unidad térmica se producirá un apagón total del sistema<sup>25</sup> por falta de reserva en giro en el sistema.

En consideración de lo anterior, el análisis realizado sólo determina la reserva mínima de potencia reactiva que debe disponer el sistema para afrontar la desconexión intempestiva de central Cuchildeo, contingencia que en la mayoría de los casos puede ser superada utilizando la reserva en giro presente en las unidades térmicas de central Hornopirén.

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

### 7.3 Escenarios de Estudio

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

- Escenario de demanda máxima primer semestre (Febrero)
  - Año 2010.
  - Año 2011.
  - Año 2012.
  - Año 2013.
- Escenario de demanda máxima segundo semestre (Diciembre)
  - Año 2010.
  - Año 2011.
  - Año 2012.
  - Año 2013.
- Escenario de demanda mínima (Bloque 4 Diciembre)

---

<sup>25</sup> Esto porque bajo el criterio de despacho determinado en el capítulo 3, en la central Hornopirén se despachará una segunda unidad térmica sólo si el margen de reserva determinado por el despacho puramente económico (con restricción de margen de reserva 0%) es inferior a un 10%. Luego, frente a la falla de una unidad térmica, el requerimiento total de potencia a la central térmica que queda en funcionamiento, podrá ser superior a su capacidad operativa en postcontingencia. La excepción a esta regla está determinada por la situación, en la cual la reducción de la carga total del sistema, debido al descenso de la frecuencia, permite obtener un requerimiento total de potencia térmica inferior a 1MW. Sin embargo, se observa que esta situación sólo es factible en aquellos escenarios que en precontingencia consideren el despacho de dos unidades térmicas y que el requerimiento total de potencia la central Hornopirén sea levemente superior a la capacidad de una de sus unidades.

- Año 2010.
- Año 2011.
- Año 2012.
- Año 2013.

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

A continuación, en la Tabla 41 y en la Tabla 42, se detalla el despacho de generación y la distribución de demanda utilizados en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva, conforme a un despacho económico de las unidades del SM Hornopirén para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 considerando un margen de reserva determinado según un despacho económico con margen de reserva 10% acorde con lo propuesto en el capítulo 3.

**Tabla 41: Despachos de generación considerados en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva**

Demanda Máxima 1er Semestre (Abril)										
Unidad	Pmax [kW]	Qmax [kVar]	2010		2011		2012		2013	
			P [kW]	Q [kVar]						
U1 Cuchildeo	765	644	260	105	260	105	260	88	260	112
U1 Hornopirén	1000	750	770	239	837	271	641	222	701	238
U2 Hornopirén	1000	750	770	239	837	271	641	222	701	238
U3 Hornopirén	825	619	0	0	0	0	530	160	561	175
Total Despachado			1799	582	1934	648	2071	693	2222	763

Demanda Máxima 2do Semestre (Diciembre)										
Unidad	Pmax [kW]	Qmax [kVar]	2010		2011		2012		2013	
			P [kW]	Q [kVar]						
U1 Cuchildeo	765	644	432	145	432	171	432	198	432	200
U1 Hornopirén	1000	750	646	199	711	216	779	235	852	269
U2 Hornopirén	1000	750	646	199	711	216	779	235	852	269
Total Despachado			1725	542	1854	603	1990	668	2135	739

Demanda Mínima Anual (Diciembre Bloque 4)										
Unidad	Pmax [kW]	Qmax [kVar]	2010		2011		2012		2013	
			P [kW]	Q [kVar]						
U1 Cuchildeo	765	644	432	28	432	42	432	58	432	74
U1 Hornopirén	1000	750	216	35	264	41	314	48	367	55
U2 Hornopirén	1000	750	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Despachado			648	62	696	83	746	105	799	129

**Tabla 42: Distribución de demanda en cabecera de alimentadores considerada en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva**

Demanda Máxima 1er Semestre (Abril)								
Carga	2010		2011		2012		2013	
	P [kW]	Q [kVar]						
Alim. Contao	484	38	520	55	558	71	599	92
Alim. Hornopirén	1288	481	1383	519	1483	558	1590	601
Pérd. Entre Gx y Dx	27	64	30	75	30	64	33	71
Total	1799	583	1934	648	2071	693	2222	763

Demanda Máxima 2do Semestre (Diciembre)								
Carga	2010		2011		2012		2013	
	P [kW]	Q [kVar]						
Alim. Contao	464	28	499	44	535	61	574	79
Alim. Hornopirén	1236	460	1328	496	1424	535	1526	575
Pérd. Entre Gx y Dx	24	55	27	63	31	73	35	85
Total	1725	543	1854	604	1990	669	2135	740

Demanda Mínima Anual (Diciembre Bloque 4)								
Carga	2010		2011		2012		2013	
	P [kW]	Q [kVar]						
Alim. Contao	174	-104	187	-98	200	-92	215	-85
Alim. Hornopirén	466	153	500	167	536	182	575	197
Pérd. Entre Gx y Dx	8	14	8	15	9	17	10	19
Total	648	63	696	84	746	106	799	130

## 7.4 Otras consideraciones

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

- El SM Hornopirén concentra su generación en centrales Hornopirén y Cuchildeo, las que en la práctica determinan un solo núcleo de generación desde el cual se entrega suministro al sistema de distribución.
- La integridad topológica del sistema, es decir la consideración de todas las instalaciones del SM disponibles al momento de evaluar las contingencias relevantes para el estudio.
- El total de potencia activa y reactiva que por diseño pueden aportar o absorber las unidades generadoras despachadas.

La importancia de lo recién señalado se profundiza a continuación.

### 7.4.1 Contingencias Simuladas

Cualquier falla en línea que provoque el desprendimiento de un alimentador determina automáticamente una reducción del requerimiento de reactivos a las unidades generadoras del

SM Hornopirén por lo cual este tipo de contingencias no son consideradas para determinar los requerimientos de reactivos del sistema. En condición de lo anterior, y lo descrito previamente en 7.2 la única contingencia considerada para los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva es la desconexión intempestiva de unidades generadoras en Central Cuchildeo y Central Hornopirén.

#### 7.4.2 Límites de potencia aportada por las máquinas

En la obtención de las curvas Q-V, se observó que no se alcanza a identificar un punto de tensión de colapso ( $dV/dQ=0$ ). Esto se debe a la limitada capacidad de aporte de reactivos y activos que tienen las unidades existentes en el sistema, restricción que impide obtener la sección de la curva Q-V con pendiente nula.

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

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

$$\text{Margen de Tensión} = u_{\text{operación}} - u_{\text{critica}} \quad (7.1)$$

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

En ningún caso se deberá entender el escenario de tensión crítica como un caso factible a observar durante la operación real, ya que no lo es. Por el contrario, esta situación sólo tiene por objeto determinar un caso referencial respecto al cual evaluar el grado de robustez de la tensión en las instalaciones del SM Hornopirén.

### 7.5 Resultados

#### 7.5.1 Escenario demanda máxima 1er semestre (Abril)

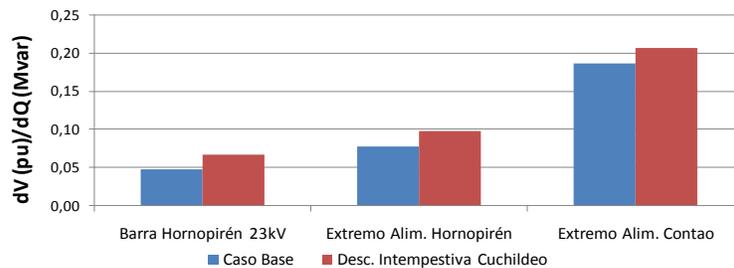
##### 7.5.1.1 Identificación de la barra más débil

En la presente sección se presenta la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en distintas barras del sistema eléctrico de Hornopirén. Dicha evaluación se realiza para cada uno de los escenarios de demanda máxima de primer semestre proyectados evaluando en cada caso las sensibilidades de tensión tanto para la operación normal como para la

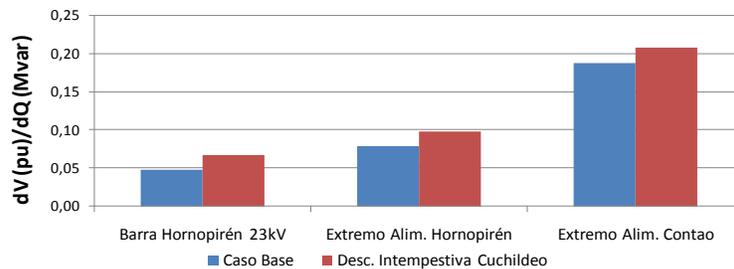
operación de régimen permanente determinada tras la desconexión intempestiva de la unidad con mayor despacho.

Se hace notar que, tal como se refirió previamente en 7.2, para los escenarios de demanda máxima 2010 y 2011 sólo se evalúa la desconexión intempestiva de la central Cuchildeo toda vez para estos escenarios de operación la desconexión intempestiva de U1 o U2 en central Hornopirén es incontrolable y determina un apagón total en el SM. En contraste, la inclusión de la U3 de Central Cuchildeo en el despacho para el año 2012<sup>26</sup> determina un margen de reserva tal que permite superar desconexión intempestiva U1 o U2 en Central Hornopirén, razón por la cual se evalúa esta contingencia en forma adicional a la desconexión de central Cuchildeo. Finalmente, en el año 2013 se evalúan contingencias en Central Cuchildeo y U3 de Central Hornopirén<sup>27</sup>.

Aclarado lo anterior, en las siguientes Figura 18, Figura 19, Figura 20 y Figura 21 se describe la sensibilidad de tensión obtenida en cada caso:



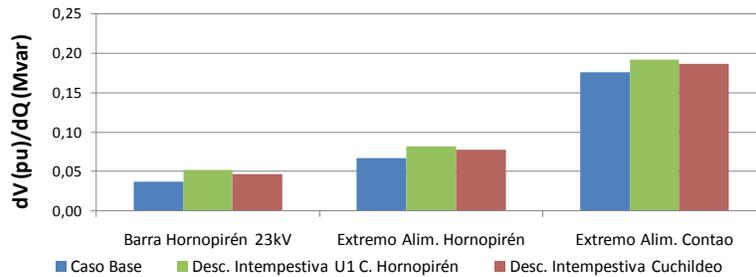
**Figura 18: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Abril-2010).**



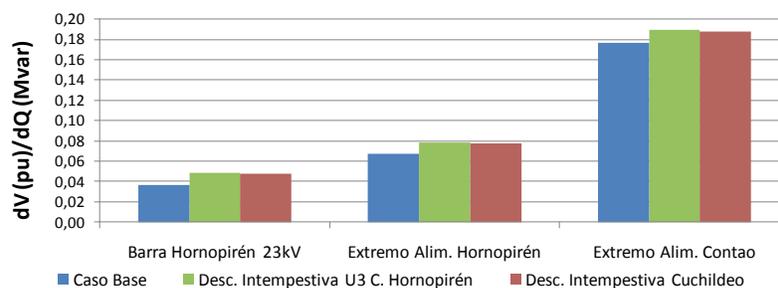
**Figura 19: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Abril-2011).**

<sup>26</sup> El despacho de esta unidad se justifica por el requerimiento de margen de reserva mínimo de una 10%.

<sup>27</sup> Esta situación se ha modificado respecto a las contingencias evaluadas para el 2012 debido a que para el escenario de demanda máxima proyectado para el 2013, la desconexión de U1 o U2 de Central Hornopirén determinan una frecuencia de régimen permanente en postcontingencia de 47,9 [Hz], magnitud fuera de los márgenes de operación especificados por la NTSyCS para SSMM.



**Figura 20: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Abril-2012).**



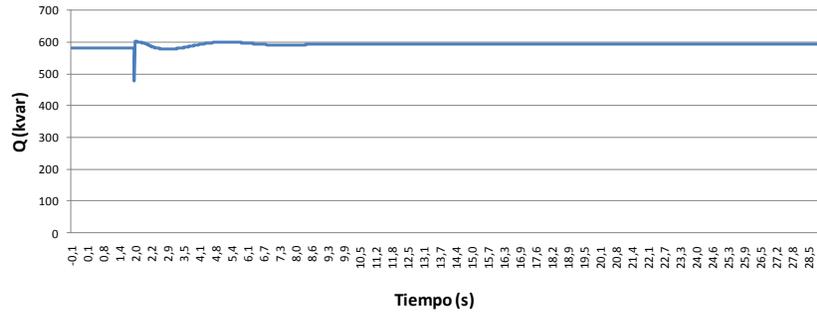
**Figura 21: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Abril-2013).**

A partir de las figuras anteriores se concluye que tanto en condiciones de operación normal como de postcontingencia para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 el punto más débil, es decir aquel con mayor sensibilidad de tensión a la inyección de reactivos, corresponde al extremo del alimentador Contao.

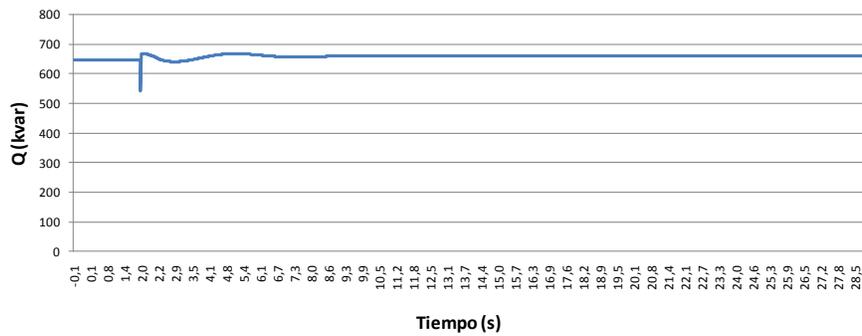
#### 7.5.1.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva requerida

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

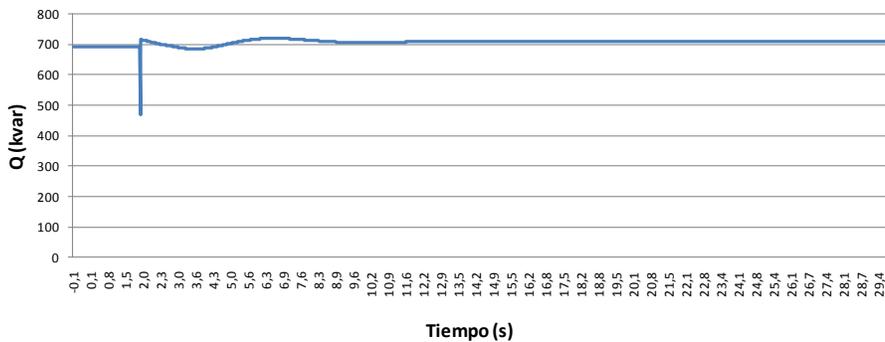
En las siguientes gráficas se presenta la evolución dinámica del total de generación reactiva para los escenarios de demanda máxima 2010, 2011 y 2012 de modo de determinar la cantidad de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar la desconexión intempestiva de central Cuchildeo.



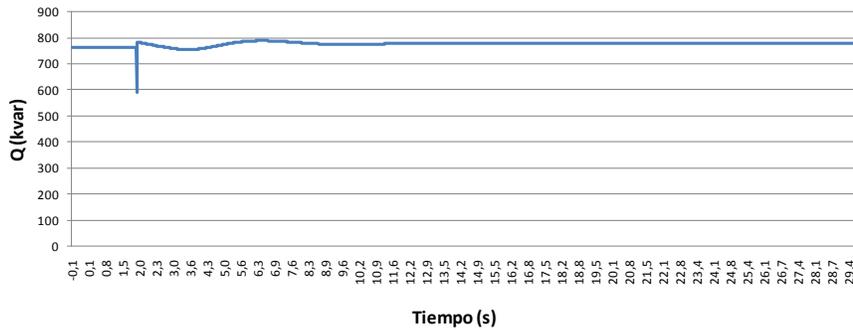
**Figura 22: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2010 frente a desconexión intempestiva de Central Cuchildeo**



**Figura 23: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2011 frente a desconexión intempestiva de Central Cuchildeo**



**Figura 24: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2012 frente a desconexión intempestiva de U1 de Central Hornopirén**



**Figura 25: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2013 frente a desconexión intempestiva de U3 en Central Hornopirén**

A partir de las simulaciones recién presentadas en la siguiente Tabla 43 se presenta el requerimiento total de potencia reactiva adicional necesario para enfrentar la desconexión intempestiva de la unidad generadora evaluada en cada caso:

**Tabla 43: Resumen de Reserva de potencia reactiva requerida para enfrentar la contingencia más severa en generación.**

Escenario	Unidad Gen. de Contingencia	Potencia Reactiva Total despachada en Precontingencia [kVar]	Capacidad de Generación Reactiva disponible en unidades generadoras en postcontingencia (*) [kVar]	Requerimiento Total de Potencia Reactiva determinado por Contingencia [kVar]
Demanda Máxima Abril-2010	Central Cuchildeo	582	1500	19,6
Demanda Máxima Abril-2011	Central Cuchildeo	648	1500	21,4
Demanda Máxima Abril-2012	U1 C. Hornopirén	693	2013	27,3
Demanda Máxima Abril-2013	U3 C. Hornopirén	763	2144	25,2

(\*) Determinado como la suma de las capacidades de generación reactiva de las unidades operativas en postcontingencia.

Adicionalmente de la Tabla 43 se observa que en todos los escenarios evaluados la capacidad total de generación reactiva en postcontingencia es superior al despacho total de precontingencia incrementado en el requerimiento total de potencia reactiva determinado por la contingencia simulada. A partir de lo anterior, se garantiza en entonces que la reserva reactiva determinada por un despacho económico con margen de reserva con 10% de las unidades del SM Hornopirén permite es suficiente para enfrentar los requerimientos de reactivos solicitados por las contingencias en generación evaluadas.

### 7.5.1.3 Estabilidad de tensión para la barra más débil

En la siguiente Tabla 44 se presenta para el punto más débil las tensiones de operación, tensión crítica y el correspondiente margen de tensión.

**Tabla 44: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda máxima en 1er Semestre**

Escenario de operación	Instalación más débil-Contingencia más Severa	Tensión de operación [p.u.]		Tensión Crítica [p.u.]		U[Operación]-U[Crítica] [p.u.]	
		Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.
Dda. Máx. Abril-2010	Extremo Alim. Contao - Desconexión C. Cuchildeo	0,998	0,993	0,903	0,931	0,095	0,062
Dda. Máx. Abril-2011		0,993	0,989	0,905	0,941	0,088	0,048
Dda. Máx. Abril-2012	Extremo Alim. Contao - Desconexión U1 C. Hornopirén	0,996	0,988	0,87	0,98	0,126	0,008
Dda. Máx. Abril-2013	Extremo Alim. Contao - Desconexión U3 C. Hornopirén	0,992	0,987	0,871	0,957	0,121	0,03

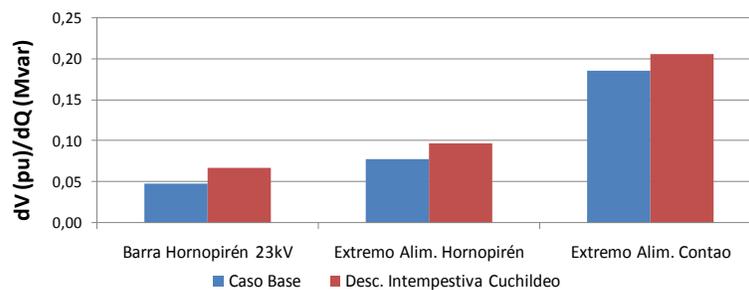
En los resultados presentados en la Tabla 44 se observa que:

- Respecto a los escenarios de operación normal 2010 y 2011, se observa que en los escenarios de 2012 y 2013 se definen márgenes de tensión superiores los definidos para los años 2010 y 2011. Esto pese a que comparativamente en los años 2012 y 2013 el incremento de la demanda supone una mayor exigencia de potencia total sobre las unidades generadoras que el descrito en 2010 y 2013. Esta situación se justifica por el hecho que el despacho de 2012 y 2013 se considera operativa la unidad U3 de Central Hornopirén, lo cual mejora el margen de tensión y la estabilidad de tensión del sistema respecto a los escenarios 2010 y 2011 donde no se opera dicha unidad.

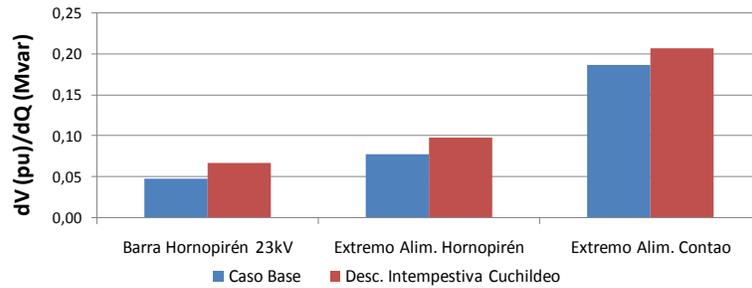
## 7.5.2 Escenario demanda máxima segundo semestre (Diciembre)

### 7.5.2.1 Identificación de la barra más débil

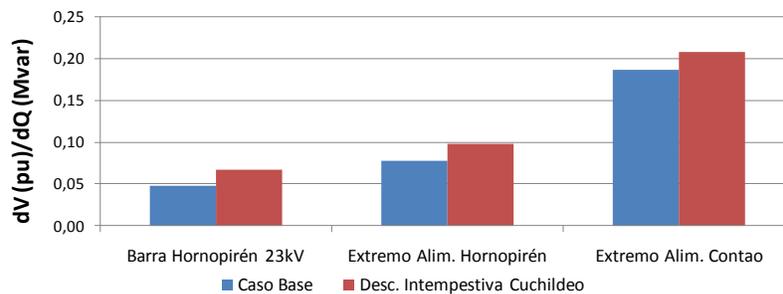
Las siguientes gráficas muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en distintas barras del sistema eléctrico de Hornopirén.



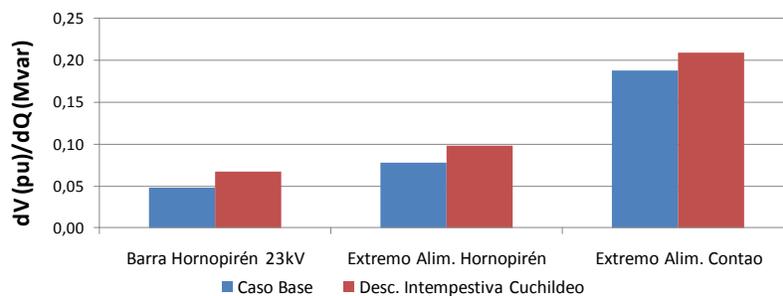
**Figura 26: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Diciembre-2010).**



**Figura 27: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Diciembre -2011).**



**Figura 28: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Diciembre -2012).**



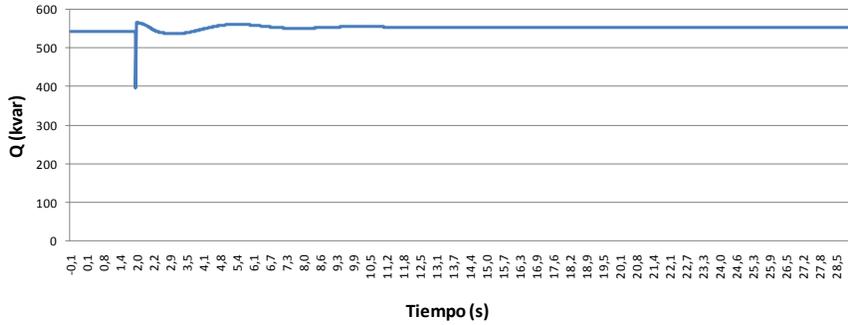
**Figura 29: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Diciembre -2013).**

A partir de las figuras anteriores se concluye nuevamente que tanto en condiciones de operación normal como de postcontingencia para los escenarios de demanda máxima de segundo semestre de los años 2010, 2011, 2012 y 2013 el punto más débil, es decir aquel con mayor sensibilidad de tensión a la inyección de reactivos, corresponde al extremo del alimentador Contao.

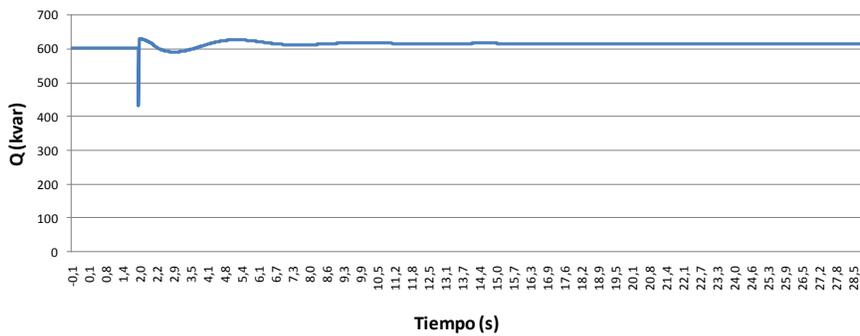
#### 7.5.2.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva requerida

En forma análoga al análisis descrito en 7.5.1.2, en las siguientes gráficas se presenta la evolución dinámica del total de generación reactiva para los escenarios de demanda máxima en segundo semestre 2010, 2011, 2012 y 2013, a partir de las cuales se determina la mínima de

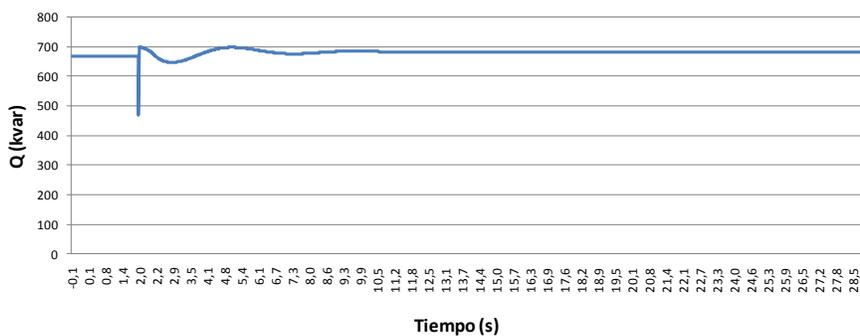
reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar la desconexión intempestiva de central Cuchildeo.



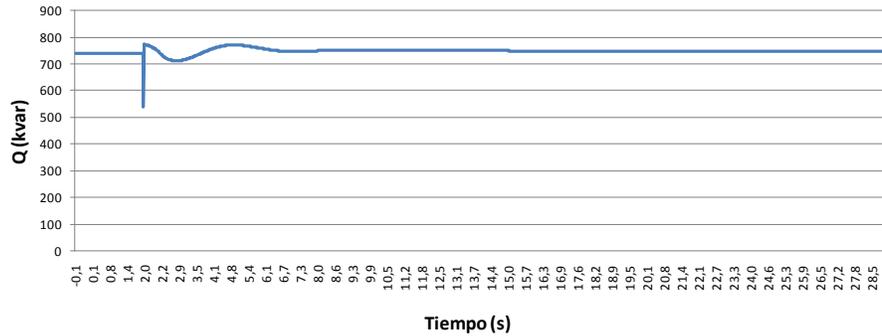
**Figura 30: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Diciembre-2010**



**Figura 31: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Diciembre -2011**



**Figura 32: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Diciembre -2012**



**Figura 33: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Diciembre -2013**

A partir de las simulaciones recién presentadas, en la siguiente Tabla 45 se presenta el requerimiento total de potencia reactiva adicional necesario para enfrentar la desconexión intempestiva de central Cuchildeo en cada caso:

**Tabla 45: Resumen de Reserva de potencia reactiva requerida para enfrentar la desconexión intempestiva de Central Cuchildeo**

Escenario	Unidad Gen. de Contingencia	Potencia Reactiva Total despachada en Precontingencia [kVar]	Capacidad de Generación Reactiva disponible en unidades generadoras en postcontingencia (*) [kVar]	Requerimiento Total de Potencia Reactiva determinado por Contingencia [kVar]
Demanda Máxima Diciembre-2010	Central Cuchildeo	542	1500	23,7
Demanda Máxima Diciembre-2011	Central Cuchildeo	603	1500	27,1
Demanda Máxima Diciembre-2012	Central Cuchildeo	668	1500	30,6
Demanda Máxima Diciembre-2013	Central Cuchildeo	739	1500	33,9

(\*) Equivalente a la suma de la capacidad de generación reactiva de U1 y U2 de Central Hornopirén.

Adicionalmente de la Tabla 45 se observa que en todos los escenarios evaluados la capacidad total de generación reactiva en postcontingencia es superior al despacho total de precontingencia incrementado en el requerimiento total de potencia reactiva determinado por la contingencia simulada. A partir de lo anterior, se garantiza en entonces que la reserva reactiva determinada por un despacho económico con margen de reserva con 10% de las unidades del SM Hornopirén permite es suficiente para enfrentar los requerimientos de reactivos solicitados por la desconexión intempestiva de central Cuchildeo en los escenarios evaluados.

### 7.5.2.3 Estabilidad de tensión para la barra más débil

En la Tabla 46 se presenta para el punto más débil las tensiones de operación, tensión crítica y el correspondiente margen de tensión.

**Tabla 46: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda máxima en 2do Semestre**

Escenario de operación	Instalación más débil	Tensión de operación [p.u.]		Tensión Crítica [p.u.]		U[Operación]-U[Crítica] [p.u.]	
		Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.
Dda. Máx. Diciembre-2010	Extremo Alim. Contao	1,002	0,996	0,899	0,93	0,103	0,066
Dda. Máx. Diciembre-2011	Extremo Alim. Contao	0,998	0,992	0,899	0,931	0,099	0,061
Dda. Máx. Diciembre-2012	Extremo Alim. Contao	0,995	0,988	0,899	0,979	0,096	0,009
Dda. Máx. Diciembre-2013	Extremo Alim. Contao	0,991	0,983	0,902	0,983	0,089	0

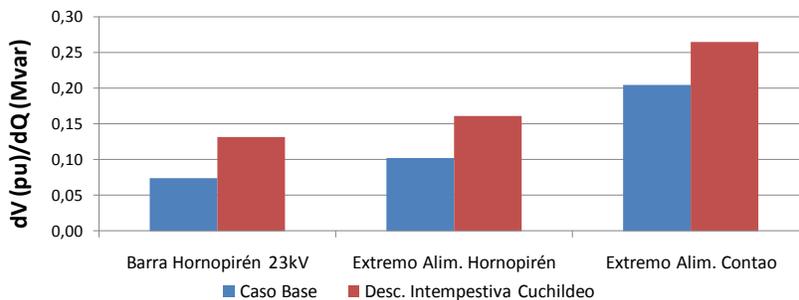
En los resultados presentados en la Tabla 46 se observa que:

- En forma general los casos de segundo semestre, tanto en estado normal como de postcontingencia, presentan un margen de estabilidad levemente superior al determinado previamente para escenarios de primer semestre. Esta situación se justifica por la mayor holgura de capacidad con la que operarían las unidades generadoras respecto al escenario de demanda máxima de primer semestre, lo que a su vez se justifica por la menor demanda máxima proyectada para los escenarios de segundo semestre.
- Pese a lo anterior, al igual que en los escenarios de primer semestre se observa que respecto al estado de operación normal el estado de postcontingencia presenta menores niveles de margen de tensión.

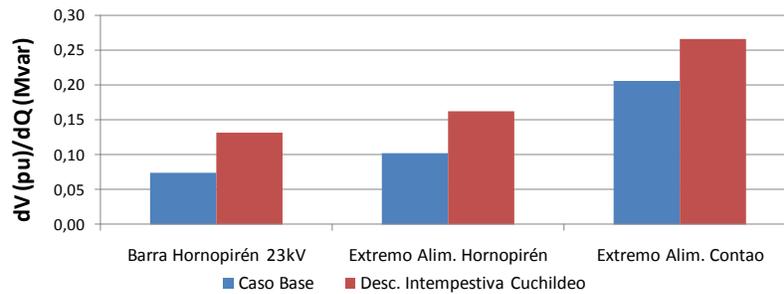
### 7.5.3 Escenario demanda mínima anual (Bloque 4 Diciembre)

#### 7.5.3.1 Identificación de la barra más débil

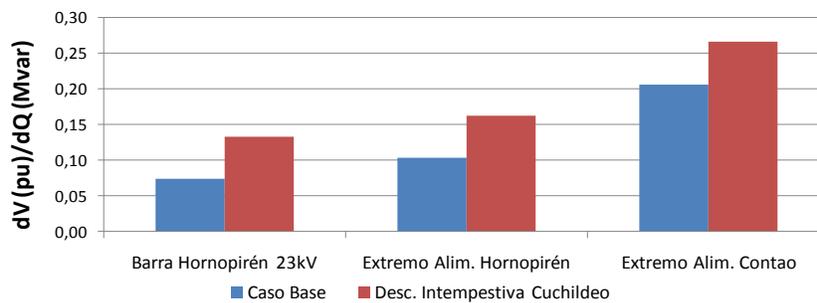
Las siguientes gráficas muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en distintas barras del sistema eléctrico de Hornopirén para los escenarios de demanda mínima.



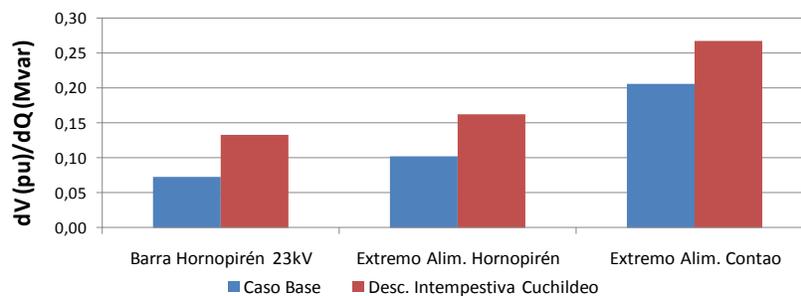
**Figura 34: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (B4 Diciembre -2010).**



**Figura 35: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (B4 Diciembre -2011).**



**Figura 36: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (B4 Diciembre-2012).**



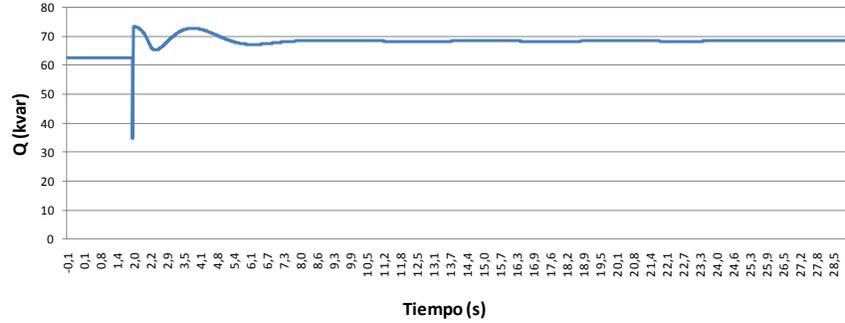
**Figura 37: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (B4 Diciembre -2013).**

A partir de las figuras anteriores se concluye nuevamente que para todos los escenarios de demanda mínima evaluados el punto más débil, es decir aquel con mayor sensibilidad de tensión a la inyección de reactivos, corresponde al extremo del alimentador Contao.

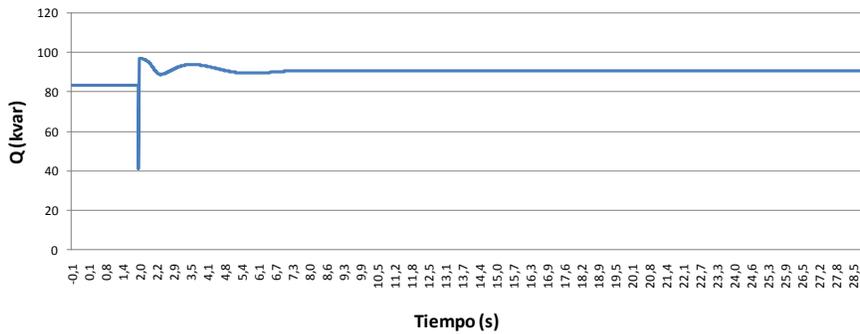
### 7.5.3.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva requerida

En forma análoga al análisis descrito en 7.5.1.2, en las siguientes gráficas se presenta la evolución dinámica del total de generación reactiva para los escenarios de demanda máxima proyectados para el segundo semestre 2010, 2011, 2012 y 2013, a partir de las cuales se

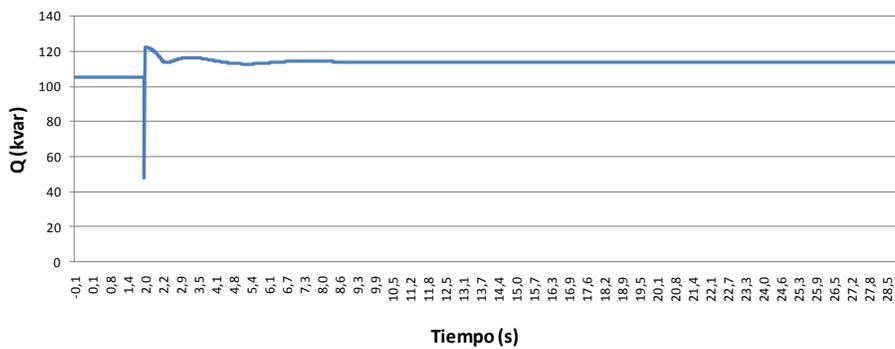
determina la mínima de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar la desconexión intempestiva de central Cuchildeo.



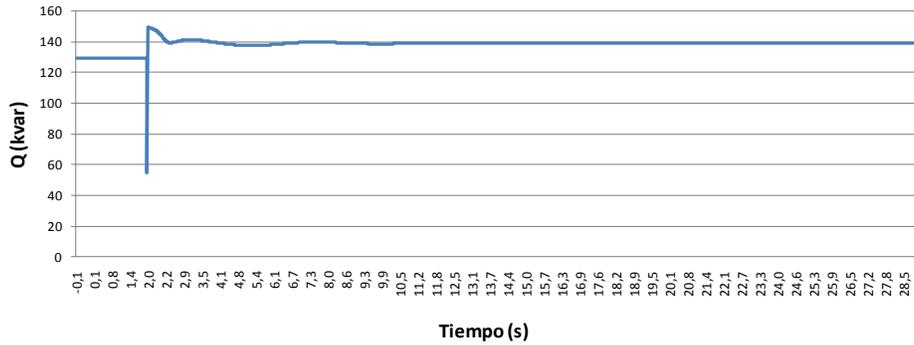
**Figura 38: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Diciembre-2010**



**Figura 39: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Diciembre-2011**



**Figura 40: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Diciembre-2012**



**Figura 41: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Diciembre-2013**

A partir de las simulaciones recién presentadas, en la siguiente Tabla 47 se presenta el requerimiento total de potencia reactiva adicional necesario para enfrentar la desconexión intempestiva de central Cuchildeo en cada caso:

**Tabla 47: Resumen de Reserva de potencia reactiva requerida para enfrentar la desconexión intempestiva de Central Cuchildeo**

Escenario	Unidad Gen. de Contingencia	Potencia Reactiva Total despachada en Precontingencia [kVar]	Capacidad de Generación Reactiva disponible en unidades generadoras en postcontingencia (*) [kVar]	Requerimiento Total de Potencia Reactiva determinado por Contingencia [kVar]
Demanda Bloque 4 Diciembre-2010	Central Cuchildeo	62	750	10,9
Demanda Bloque 4 Diciembre-2011	Central Cuchildeo	83	750	13,8
Demanda Bloque 4 Diciembre-2012	Central Cuchildeo	105	750	16,9
Demanda Bloque 4 Diciembre-2013	Central Cuchildeo	129	750	20,3

(\*) Equivalente a la capacidad de generación reactiva de UI Central Homopirén

Adicionalmente, en la Tabla 47 se observa que en todos los escenarios evaluados la capacidad total de generación reactiva en postcontingencia es superior al despacho total de precontingencia incrementado en el requerimiento total de potencia reactiva determinado por la contingencia simulada. A partir de lo anterior, se garantiza en entonces que la reserva reactiva determinada por un despacho económico con margen de reserva con 10% de las unidades del SM Hornopirén permite es suficiente para enfrentar los requerimientos de reactivos solicitados por la desconexión intempestiva de central Cuchildeo en los escenarios evaluados.

### 7.5.3.3 Estabilidad de tensión para la barra más débil

**Tabla 48: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda mínima anual**

Escenario de operación	Instalación más débil	Tensión de operación [p.u.]		Tensión Crítica [p.u.]		U[Operación]-U[Crítica] [p.u.]	
		Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.
Dda Mín 2010	Extremo Alim. Contao	1,029	1,022	0,933	0,962	0,096	0,06
Dda Mín 2011	Extremo Alim. Contao	1,027	1,02	0,932	0,962	0,095	0,058
Dda Mín 2012	Extremo Alim. Contao	1,026	1,018	0,932	0,962	0,094	0,056
Dda Mín 2013	Extremo Alim. Contao	1,024	1,015	0,931	0,962	0,093	0,053

En los resultados presentados en la Tabla 48 se observa que al igual que en este caso se obtienen valores de margen de tensión similares a los descritos previamente para escenarios de demanda máxima de primer y segundo semestre esto pese a que los requerimientos de potencia reactiva del sistema en régimen permanente son notablemente menores a los determinados en los escenarios de demanda máxima. La explicación a esta situación se debe a que en forma asociada a la reducción de demanda también disminuye el número de unidades térmicas despachadas en central Hornopirén, lo que afecta directamente sobre la holgura de capacidad reactiva total con la que opera el sistema, y por ende sobre la estabilidad de tensión del mismo.

## 7.6 Conclusión

A partir del análisis realizado se verifica que el despacho económico de unidades generadoras del SM Hornopirén considerando un margen de reserva mínimo de un 10% determina una reserva de potencia reactiva suficiente para enfrentar la desconexión intempestiva de unidades generadoras en los escenarios de demanda máxima semestral y mínima anual proyectados para los años 2010, 2011, 2012 y 2013.

## **8 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE HORNOPIRÉN**

### **8.1 *Introducción***

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

### **8.2 *Descripción General del Sistema Mediano de Hornopirén***

El sistema Hornopirén consta de cuatro unidades generadoras las cuales abastecen la demanda de la zona en su totalidad. El parque de generación se agrupa en una central hidráulica y una central térmica. Para realizar el reparto de suministro e interconectar el sistema existe una red de distribución. Esta está definida por dos alimentadores principales en 23kV: alimentadores Hornopirén y Contao.

#### **8.2.1 Centrales Sistema Hornopirén**

El sistema Hornopirén consta de un total de generación disponible de 4.415 kW, compuestos por 765 kW de generación hidroeléctrica y 3.650 kW de generación térmica.

##### **8.2.1.1 Central Hidráulica Cuchildeo**

El sistema consta de una central hidráulica denominada central Cuchildeo, la cual está compuesta por una unidad de 765 kW, correspondiendo de esta forma al 17,3% del parque de generación total del SM Hornopirén.

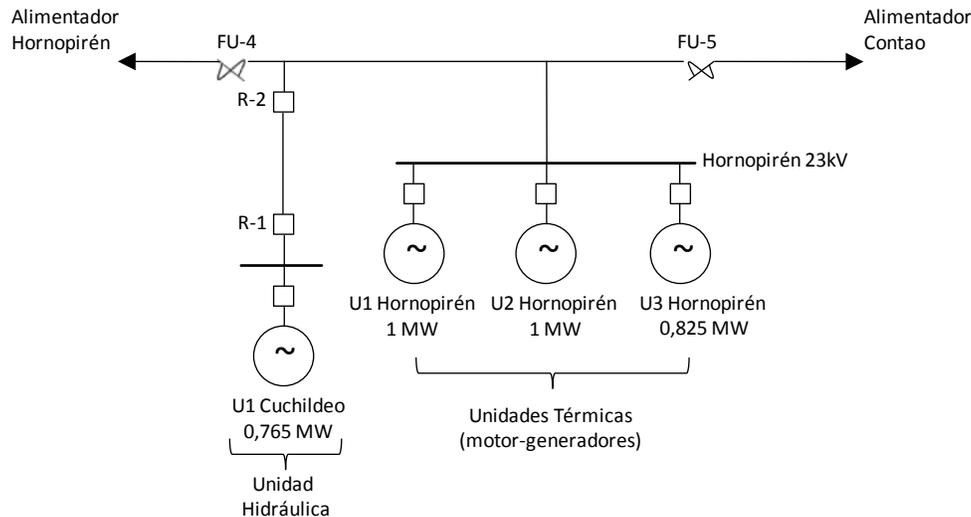
##### **8.2.1.2 Central Térmica Hornopirén**

El sistema Hornopirén consta de una central térmica denominada Central Hornopirén, compuesta por dos unidades térmicas (motores diesel) de 1.000 kW y dos unidades térmicas (motores diesel) de 825 kW, totalizando una capacidad total de 3.650 kW. De esta forma, el porcentaje de capacidad de generación térmica en el SM Hornopirén es de 82,7% del parque de generación total del SM Hornopirén.

#### **8.2.2 Líneas de Distribución**

El sistema Hornopirén consta de de una red de distribución radial compuesta por dos alimentadores principales en 23kV; alimentadores Hornopirén y Contao. Cada uno de ellos presenta en 23kV una topología radial, observándose que su operación general (considerando disponibilidad de recursos hídricos en central Cuchildeo), considera sólo el reparto de la generación de las centrales Hornopirén y Cuchildeo entre los clientes del SM Hornopirén.

En forma particular, el alimentador Hornopirén, con una longitud aproximada de 12,4 km<sup>28</sup>, está destinado a distribuir suministro a los clientes del sector Hornopirén y alrededores. En forma análoga, el alimentador Contao, con una longitud aproximada de 60,3 km<sup>29</sup>, está destinado a distribuir suministro a los clientes ubicados en el sector Contao y alrededores.



**Figura 42: Diagrama unifilar simplificado SM Hornopirén**

### 8.3 Plan de Recuperación de Servicio (PRS)

#### 8.3.1 Características

Se aplicará el PRS Hornopirén cuando se produzca una pérdida total de suministro en las barras de 23kV de las centrales Hornopirén y Cuchildeo.

#### 8.3.2 Definiciones

- CO: Centro de Operación, encargado del despacho de las centrales de generación del sistema de Hornopirén. En el sistema existe un CO el cual está ubicado en las instalaciones de la central Hornopirén, desde donde se controla y comanda la operación de las centrales del SM Hornopirén.
- Jefe de Distribución: Responsable del patrullaje, la ejecución de maniobras, el mantenimiento y las reparaciones en la red de distribución en 23kV del SM Hornopirén.
- Brigadas: son las unidades encargadas de realizar las actuaciones correspondientes a patrullaje, ejecución de maniobras, mantenimiento y reparaciones en la red de distribución en 23kV. Jerárquicamente dependen de la Jefatura de Distribución de la Delegación.

<sup>28</sup> Longitud lineal, es decir sin considerar derivaciones radiales del conductor troncal.

<sup>29</sup> Longitud lineal, es decir sin considerar derivaciones radiales del conductor troncal.

- Operador de Central: Responsable encargado de operar en sincronismo la central hidráulica Cuchildeo. Jerárquicamente depende del CO Hornopirén.

### 8.3.3 Delegación de funciones durante PRS

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

### 8.3.4 Consideraciones iniciales del PRS

- El CO Hornopirén identificará la componente fallada utilizando la información de pérdida abrupta de carga en unidades generadoras y de operación de protecciones. En este último caso la información se obtendrá mediante verificación directa o por información verbal vía radial para las posiciones en Cuchildeo 23kV y en cabecera de alimentadores.
- El CO Hornopirén da la orden de verificar el estado de unidades de generación e instalaciones principales identificando posibles averías que produzcan indisponibilidades para la posterior recuperación del servicio. Además, debe identificar disponibilidad para tomar carga.
- El CO Hornopirén declara y comunica a operador de central y Jefe de Distribución la existencia de un Apagón Total o Parcial a partir de la información del estado operativo del sistema.
- El CO Hornopirén solicita al Jefe de Distribución la realización de las maniobras pertinentes en terreno.
- El CO Hornopirén verifica con el Jefe de Distribución la realización de las operaciones de terreno solicitadas, y pide autorización para energizar redes con potencia disponible.

### 8.3.5 Condiciones de Partida del PRS

- Declaración de existencia de un Apagón Total
- Disponer interruptores según esquema de Recuperación de Servicio, tal como se describe en el Procedimiento.
- Centrales Hornopirén y Cuchildeo energizan sus barras de 23kV.

### 8.3.6 Conceptos

Con la energía proveniente de la central Hornopirén y de acuerdo a la disponibilidad de las instalaciones se recuperan los consumos alimentados desde la barra de 23kV de central Hornopirén, lo que corresponde a los alimentadores Hornopirén y Contao. Una vez recuperados los consumos se sincroniza la central Cuchildeo, cuya potencia a despachar dependerá de la disponibilidad de recursos hídricos y de la carga del sistema.

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

La aplicación de los planes dependerá del estado en que se encuentren las instalaciones, esto es, caída total o parcial de servicio, la disponibilidad operacional total o parcial de las redes asociadas a los alimentadores Hornopirén y Contao; y disponibilidad de potencia en centrales Hornopirén y Cuchildeo.

## PROCEDIMIENTO

<b>SISTEMA HORNOPIRÉN</b>		
1	<b>CO Hornopirén</b>	Disponer de estado de interruptores y seccionadores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipos no operados en centrales y alimentadores Hornopirén y Contao.
2	<b>CO Hornopirén</b>	Da inicio de plan de recuperación de servicio.
3	<b>CO Hornopirén</b>	Energizar Barra 23kV de la central Hornopirén con energía de grupos termoeléctricos N° 5502 y N° 5515 de central Hornopirén. En consideración al requerimiento estimado de demanda y la disponibilidad operacional de las unidades generadoras de central Hornopirén se podrá sincronizar adicionalmente el grupo térmico N° 5515 de esta misma central.
4	<b>CO Hornopirén</b>	Según disponibilidad de las instalaciones de distribución se energiza alimentador Hornopirén.
5	<b>CO Hornopirén</b>	Según disponibilidad de las instalaciones de distribución se energiza alimentador Contao.

Una vez recuperados los consumos de los alimentadores Hornopirén y Contao, y tras haber estabilizado el sistema, se traspasa parte de la carga de la central Hornopirén a la central Cuchildeo de acuerdo a la disponibilidad de generación que presente, y se ajusta el número y potencia de unidades despachadas en central Hornopirén conforme a los requerimientos de demanda.

## 9 ANEXOS

### 9.1 Anexo N°1: Estimación de Tasas de falla e indisponibilidad forzada de unidades generadoras del SM Hornopirén.

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

En la Tabla 49 se describen las tasas de falla para motores diesel y unidades hidráulicas de pequeño tamaño (hasta 10MW) presentes en el SIC. Nótese que sólo se han considerado para esta estadística aquellas unidades que poseen un registro de medición superior a un año o que no hayan presentado fallas a la fecha.

**Tabla 49: Estadísticas de falla e indisponibilidad forzada para unidades diesel e hidráulicas de pequeño tamaño del SIC.**

Central	N° Fallas en Periodo	Tasa Falla	N° Unidades	Tasa Falla Anual por Unidad [Fallas/año]	Tasa Falla Horaria por unidad [Fallas/hr]	Tipo	Tasa de Indisponibilidad Forzada Anual por unidad [hrs/año]
Ancud	14	2,5	1	2,5	0,00028167	Diesel	N/I
Los Sauces	1	0,6	1	0,6	0,00006831	Diesel	75
Malleco	1	0,2	1	0,2	0,00002012	Diesel	75
Maule	23	14,7	1	14,7	0,00167248	Diesel	N/I
Punitaqui	1	0,7	1	0,7	0,00007659	Diesel	N/I
Traiguén	1	0,6	1	0,6	0,00006831	Diesel	75
Casablanca	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Const. Elek	24	15,3	1	15,3	0,00174216	Diesel	N/I
Curacautín	3	1,8	1	1,8	0,00020492	Diesel	75
Chiloé	0	0	6	0	0	Diesel	N/I
Chuyaca	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Curauma	28	4,9	2	2,5	0,00028167	Diesel	N/I
Esperanza	9	5,9	1	5,9	0,00067812	Diesel	N/I
Lebu	0	0	1	0	0	Diesel	75
Monte Patria	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Placilla	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Quintay	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Totoral	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Esperanza	15	9,9	1	9,9	0,0011302	Diesel	N/I
Quellón	6	1,1	1	1,1	0,00012071	Diesel	N/I
Chiburgo	2	1,4	2	0,7	0,00007847	Hidro	N/I
Eyzaguirre	4	2,8	1	2,8	0,00031686	Hidro	N/I
Los Morros	15	2,6	1	2,6	0,00030179	Hidro	50
El Rincón	0	0	2	0	0	Hidro	N/I
Puclaro	0	0	1	0	0	Hidro	N/I
Sauce Andes	0	0	1	0	0	Hidro	N/I
Chacabuquito	33	5,1	4	1,3	0,00014603	Hidro	10
Florida	6	1,1	1	1,1	0,00012071	Hidro	33,6
Los Molles	15	2,6	2	1,3	0,00015089	Hidro	N/I
Maitenes	27	4,8	3	1,6	0,00018107	Hidro	N/I
Pilmaiquén	36	6,3	5	1,3	0,00014486	Hidro	0,14
Puntilla	7	1,2	2	0,6	0,00007042	Hidro	24

N/I: No Informado

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

**Tabla 50: Tasa de falla horaria estimada por tecnología para unidades del SM Hornopirén**

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

Adicionalmente, en la Tabla 49 se ha descrito en la última columna la tasa de indisponibilidad forzada de las unidades consideradas según se describe en el sitio WEB del CDEC-SIC. De dividir el promedio de tasas de indisponibilidad forzadas por tecnología por la tasa de falla anual estimada a partir de la Tabla 50 se obtiene el tiempo medio de indisponibilidad de cada tecnología por falla.

$$\text{Tiempo medio indis. por falla}_{Tecnología} = \frac{\overline{\text{Indisp. forzada}}_{Tecnología} \left[ \frac{hr}{\text{año}} \right]}{\text{Tasa de falla horaria}_{Tecnología} \left[ \frac{\text{fallas}}{hr} \right] \cdot 8760 \left[ \frac{hr}{\text{año}} \right]}$$

(9.1)

$$\rightarrow \text{Tiempo medio indis. por falla}_{Diesel} = \frac{75}{0,0003185 \cdot 8760} = 26,88 \left[ \frac{hr}{\text{falla}} \right]$$

(9.2)

$$\rightarrow \text{Tiempo medio indis. por falla}_{Hidro} = \frac{23,548^{(30)}}{0,0001265 \cdot 8760} = 21,25 \left[ \frac{hr}{\text{falla}} \right]$$

(9.3)

Luego,

**Tabla 51: Tiempo medio de indisponibilidad por evento de falla para unidades del SM Hornopirén.**

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

<sup>30</sup>  $\overline{\text{Indisp. forzada}}_{Hidro} = 23,548$  [hrs/año] se obtiene como promedio directo de las magnitudes de Indisponibilidad Forzada descritas en la Tabla 49 para unidades hidráulicas.

## 9.2 Anexo N°2: Antecedentes para el cálculo de Índices de Calidad de Suministro FMIK y TTIK

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

**Tabla 52: Modulación de bloques de demanda proyectados para 2010 en el SM Hornopirén.**

Carga por tramo [MVA]	Ene B1	Feb B1	Mar B1	Abr B1	May B1	Jun B1	Jul B1	Ago B1	Sep B1	Oct B1	Nov B1	Dic B1
Alimentador Hornopirén	1,048	1,172	1,149	1,396	1,074	1,136	1,124	1,057	0,815	1,030	0,938	0,879
Alimentador Contao	0,370	0,414	0,406	0,493	0,379	0,401	0,397	0,373	0,288	0,363	0,331	0,310
Duración del bloque [hr]	168	94	169	162	184	152	189	214	95	108	86	164

Carga por tramo [MVA]	Ene B2	Feb B2	Mar B2	Abr B2	May B2	Jun B2	Jul B2	Ago B2	Sep B2	Oct B2	Nov B2	Dic B2
Alimentador Hornopirén	0,873	0,825	0,986	1,188	0,948	0,970	0,974	0,931	0,684	0,848	0,779	0,739
Alimentador Contao	0,308	0,291	0,348	0,420	0,335	0,343	0,344	0,329	0,242	0,299	0,275	0,261
Duración del bloque [hr]	250	209	229	135	191	260	265	174	99	251	250	204

Carga por tramo [MVA]	Ene B3	Feb B3	Mar B3	Abr B3	May B3	Jun B3	Jul B3	Ago B3	Sep B3	Oct B3	Nov B3	Dic B3
Alimentador Hornopirén	0,681	0,705	0,879	1,042	0,859	0,820	0,803	0,801	0,579	0,660	0,647	0,611
Alimentador Contao	0,240	0,249	0,310	0,368	0,303	0,290	0,283	0,283	0,204	0,233	0,228	0,216
Duración del bloque [hr]	177	169	141	222	195	217	210	180	279	262	226	208

Carga por tramo [MVA]	Ene B4	Feb B4	Mar B4	Abr B4	May B4	Jun B4	Jul B4	Ago B4	Sep B4	Oct B4	Nov B4	Dic B4
Alimentador Hornopirén	0,487	0,575	0,718	0,810	0,690	0,617	0,532	0,510	0,457	0,503	0,462	0,438
Alimentador Contao	0,172	0,203	0,254	0,286	0,244	0,218	0,188	0,180	0,161	0,178	0,163	0,155
Duración del bloque [hr]	149	200	205	201	174	91	80	176	247	123	158	168

**Tabla 53: Despacho económico con margen de reserva mínimo de 10% de unidades de generadoras para bloques de demanda proyectados para el 2010.**

Unidad	Costo Variable Comb. [USD/MWh]	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B1	Feb B1	Mar B1	Abr B1	May B1	Jun B1	Jul B1	Ago B1	Sep B1	Oct B1	Nov B1	Dic B1
01_Hornopirén N°1	167,2	1000	100	531	662	614	768	543	574	543	977	696	893	731	679
02_Hornopirén N°2	167,2	1000	100	531	662	614	768	543	574	543	0	0	0	0	0
03_Hornopirén N°3	167,2	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04_Cuchildeo N°1	0,0	765	230	287	183	251	260	296	315	360	383	353	432	476	452

Unidad	Costo Variable Comb. [USD/MWh]	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B2	Feb B2	Mar B2	Abr B2	May B2	Jun B2	Jul B2	Ago B2	Sep B2	Oct B2	Nov B2	Dic B2
01_Hornopirén N°1	167,2	1000	100	835	879	509	635	924	933	893	815	527	660	527	500
02_Hornopirén N°2	167,2	1000	100	0	0	509	635	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Hornopirén N°3	167,2	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04_Cuchildeo N°1	0,0	765	230	287	183	251	260	296	315	360	383	353	432	476	452

Unidad	Costo Variable Comb. [USD/MWh]	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B3	Feb B3	Mar B3	Abr B3	May B3	Jun B3	Jul B3	Ago B3	Sep B3	Oct B3	Nov B3	Dic B3
01_Hornopirén N°1	167,2	1000	100	588	724	879	541	810	740	674	648	392	417	356	335
02_Hornopirén N°2	167,2	1000	100	0	0	0	541	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Hornopirén N°3	167,2	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04_Cuchildeo N°1	0,0	765	230	287	183	251	260	296	315	360	383	353	432	476	452

Unidad	Costo Variable Comb. [USD/MWh]	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B4	Feb B4	Mar B4	Abr B4	May B4	Jun B4	Jul B4	Ago B4	Sep B4	Oct B4	Nov B4	Dic B4
01_Hornopirén N°1	167,2	1000	100	339	556	673	783	592	478	325	273	235	216	118	112
02_Hornopirén N°2	167,2	1000	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Hornopirén N°3	167,2	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04_Cuchildeo N°1	0,0	765	230	287	183	251	260	296	315	360	383	353	432	476	452

Notar que de acuerdo a los datos entregados por SAESA para la generación horaria de Cuchildeo durante el año 2009, en el mes de febrero se obtiene que el despacho promedio debe ser por debajo del mínimo técnico de la central. Esto no implica que la operación real de la central deba hacerse en estas condiciones, sino que producto de su baja disponibilidad durante este mes<sup>31</sup> el promedio se ve distorsionado, resultando un número inferior al mínimo de operación.

**Tabla 54: Demanda máxima esperada para el 2010 en el SM Hornopirén.**

Nombre Tramo	Dda Máxima Esperada C/P 2010 [kVA]
Alimentador Hornopirén	1.398
Alimentador Contao	494
<b>Total</b>	<b>1.892</b>

<sup>31</sup> Cuchildeo tiene un aporte nulo durante 260 horas de este mes, equivalente a casi 11 días. Dado que no se informó si esto corresponde a un mantenimiento programado o a indisponibilidad forzada, se optó por no modificar la serie de datos.

**Tabla 55: Generación máxima total mensual durante el 2008 en el SM Hornopirén.**

Mes	Generación Máxima Mensual 2008 [kW]
ene-08	1.435
feb-08	1.484
mar-08	1.379
abr-08	1.668
may-08	1.441
jun-08	1.522
jul-08	1.460
ago-08	1.362
sep-08	1.063
oct-08	1.543
nov-08	1.537
dic-08	1.601

### 9.3 Anexo N°3: Ejemplo de cálculo de FMIK y TTIK

A continuación se detalla el proceso realizado para calcular el aporte producido por una falla en el Alimentador Hornopirén en Marzo del 2010 al FMIK y TTIK del punto de conexión Hornopirén 23kV, es decir los factores  $FMIK_{Hornopirén\ 23kV;Marzo\ 2010}^{Alim.Hornopirén}$  y  $TTIK_{Hornopirén\ 23kV;Marzo\ 2010}^{Alim.Hornopirén}$  producto de una falla en el segmento distribución.

- En primer lugar se observa que una falla en este tramo obligará a la operación del desconectador fusible en Est. 643586, desenergizando todo el alimentador Hornopirén.
- A partir de la demanda descrita en la Tabla 52 del Anexo N°2, se obtienen la duración y el valor de  $MVA_{restringido\ hjim}$  para todos los bloques de marzo de 2010:

**Tabla 56: Potencia restringida en el punto de conexión Hornopirén 23 kV por falla en el alimentador Hornopirén durante Marzo 2010.**

Carga por tramo restringida [MVA]	Mar B1	Mar B2	Mar B3	Mar B4
Alimentador Hornopirén	1,149	0,986	0,879	0,718
Alimentador Contao	0	0	0	0
Total carga restringida	1,149	0,986	0,879	0,718
Duración del bloque [hr]	169	229	141	205

- La tasa de falla se obtiene multiplicar la tasa de falla horaria del alimentador Hornopirén, calculada de acuerdo a lo establecido en la sección 5.5, por el número de horas de Marzo, es decir:

$$pf_{Alim.Hornopirén;Marzo\ 2010} = \underbrace{0,0002283}_{\text{Tasa de falla Alim. Hornopirén}} \cdot \underbrace{744}_{\text{Horas de Marzo}} = 0,16986. \quad (9.4)$$

- La duración de la indisponibilidad forzada de suministro provocada por la falla en el tramo cubierto por el alimentador Hornopirén tiene una duración de 1,02245 horas, conforme a lo descrito en la sección 5.5.
- La demanda máxima en el punto de conexión Hornopirén 23kV durante Marzo de 2010, a saber  $MVA_{MaxHornopirén\ 23kV;Marzo\ 2010}$ , es 1,56410 [MVA]. Esta magnitud es determinada aplicando a la estructura de demandas máximas entregadas por la Empresa (ver Tabla 54), la modulación de demanda máximas mensuales observadas durante el 2008 en el SM Hornopirén (ver Tabla 55).

Con estos datos aplicados a las ecuaciones descritas en la sección 5.6 es posible calcular el valor de cada índice para una falla en el alimentador Hornopirén durante Marzo de 2010. El detalle de los cálculos y los valores obtenidos se muestran a continuación:

$$MVA_{MaxHornopirén\ 23kV;Marzo\ 2010} = \underbrace{1,89190}_{\text{Dda. Máx. proyectada (en MVA) para retiros en Hornopirén 23kV en el 2010}} \cdot \frac{\underbrace{1379}_{\text{Dda. Máx. observada (en kW) en retiros de Hornopirén 23kV en Marzo de 2008}}}{\underbrace{1668}_{\text{Dda. Máx. observada (en kW) en retiros de Hornopirén 23kV en el 2008}}} = 1,56410 \quad (9.5)$$

$$FMIK_{Hornopirén\ 23kV;B1\ Marzo\ 2010}^{Alim.Hornopirén} = \frac{\underbrace{1,14896}_{\text{MVA restringidos en Hornopirén 23kV por falla en Alim. Hornopirén en bloque 1 de Marzo 2010}}}{\underbrace{1,56410}_{MVA_{MaxHornopirén\ 23kV;Marzo\ 2010}}} \cdot \frac{\underbrace{169}_{\text{Horas B1 Marzo 2010}}}{\underbrace{744}_{\text{Horas de Marzo}}} \cdot \underbrace{0,16986}_{\text{Tasa de falla Alim. Hornopirén en Marzo de 2010}} = 0,02834 \quad (9.6)$$

En forma análoga se calcula el aporte del resto de los bloques al FMIK del punto de conexión Hornopirén 23kV en Marzo de 2010 producto de una falla en el alimentador Hornopirén:

$$FMIK_{Hornopirén\ 23kV;B2\ Marzo\ 2010}^{Alim.Hornopirén} = \frac{0,98633}{1,56410} \cdot \frac{229}{744} \cdot 0,16986 = 0,03296 \quad (9.7)$$

$$FMIK_{Hornopirén\ 23kV;B3\ Marzo\ 2010}^{Alim.Hornopirén} = \frac{0,87853}{1,56410} \cdot \frac{141}{744} \cdot 0,16986 = 0,01808 \quad (9.8)$$

$$FMIK_{Hornopirén\ 23kV;B4\ Marzo\ 2010}^{Alim.Hornopirén} = \frac{0,71825}{1,56410} \cdot \frac{205}{744} \cdot 0,16986 = 0,02149 \quad (9.9)$$

Luego a partir de las ecuaciones 9.6, 9.7, 9.8 y 9.9 se obtiene:

$$FMIK_{\text{Hornopirén 23kV; Marzo 2010}}^{\text{Alim.Hornopirén}} = 0,02834 + 0,03296 + 0,01808 + 0,02149 = 0,10087 \quad (9.10)$$

Finalmente, el índice TTIK es:

$$TTIK_{\text{Hornopirén 23kV; Marzo 2010}}^{\text{Alim.Hornopirén}} = \underbrace{0,10087}_{FMIK_{\text{Hornopirén 23kV; Marzo 2010}}^{\text{Alim.Hornopirén}}} \cdot \underbrace{1,02245}_{\substack{\text{Horas de Disponibilidad} \\ \text{forzada en instalaciones de} \\ \text{suministro por evento de} \\ \text{falla}}} = 0,10313 \quad (9.11)$$