

MERCADOS
ENERGÉTICOS 
CONSULTORES

**ESTUDIOS SISTEMAS MEDIANOS –
SISTEMA HORNOPIRÉN**

INFORME TÉCNICO

Preparada para:



Marzo, 2014

M 1432



ESTUDIOS SISTEMAS MEDIANOS – SISTEMA HORNOPIRÉN

INFORME TÉCNICO

HISTÓRICO DE REVISIONES

VERSIÓN	PREPARÓ	REVISÓ	APROBÓ	FECHA	OBSERVACIONES
0	NP/FM/LP	FM	AC	07/02/2014	

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	5
1.1. Objetivos Generales	5
1.2. Alcance y metodología general	5
1.3. Descripción del sistema.....	6
2. CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS	7
2.1. Objetivo.....	7
2.2. Metodología	7
2.3. Determinación del margen de reserva óptimo	8
2.3.1. Costo de operación del sistema	8
2.3.2. Fallas consideradas.....	9
2.3.3. Costo de la Energía No Suministrada	9
2.3.4. Cálculo del costo total de operación	10
2.4. Control de frecuencia	11
2.5. Conclusiones	15
3. RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN.....	16
3.1. Objetivo.....	16
3.2. Metodología	16
3.3. Restricciones de transmisión por capacidad térmica.....	16
3.4. Restricciones de transmisión por Caída de tensión.....	17
3.5. Restricciones de transmisión por Estabilidad Transitoria	19
3.6. Resultados finales, resumen valores máximos de transmisión	19
4. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA	20
4.1. Objetivo.....	20
4.2. Metodología	20
5. ESTUDIO DE CONTINUIDAD	21
5.1. Objetivo.....	21
5.2. Metodología	21
5.3. Fallas consideradas.....	22

5.4.	Tasas de falla y tiempos de reparación.....	22
5.5.	Despachos para cada bloque.....	22
5.6.	Desarrollo y resultados del estudio de continuidad.....	23
5.7.	Conclusiones	26
6.	VERIFICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	27
6.1.	Objetivo.....	27
6.2.	Metodología.....	28
6.3.	Verificación de la selectividad de las protecciones	29
6.3.1.	<i>ajustes de los relés.....</i>	<i>32</i>
7.	CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA.....	38
7.1.	Objetivo.....	38
7.2.	Metodología	38
7.3.	Escenarios de estudio	38
7.4.	Fallas consideradas.....	38
7.5.	Resultados del control de tensión y requerimiento de potencia reactiva	39
7.5.1.	<i>Identificación barra más débil.....</i>	<i>39</i>
7.5.2.	<i>Determinación margen de tensión para barra más débil- Curvas Q-V.....</i>	<i>40</i>
7.5.3.	<i>Requerimiento de potencia reactiva para contingencias evaluadas.....</i>	<i>41</i>
7.6.	Conclusiones	42
8.	PLAN DE RECUPERACIÓN DEL SERVICIO.....	43
8.1.	Descripción General	43
8.2.	Plan de Recuperación de Servicio (PRS)	43
8.2.1.	<i>definiciones.....</i>	<i>43</i>
8.2.2.	<i>Delegación de funciones durante PRS</i>	<i>43</i>
8.2.3.	<i>Consideraciones iniciales del PRS.....</i>	<i>44</i>
8.2.4.	<i>Consideraciones de partida del PRS</i>	<i>44</i>
8.2.5.	<i>Condiciones para aplicación de plan de recuperación de servicio</i>	<i>45</i>
9.	ANEXOS.....	46
9.1.	ANEXO I: RESULTADOS COMPLETOS REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	46
9.1.1	<i>Identificación barra más débil.....</i>	<i>46</i>
9.1.2.	<i>Determinación margen de tensión para barra más débil- Curvas Q-V.....</i>	<i>48</i>
9.1.3.	<i>Requerimiento de potencia reactiva para contingencia más crítica.....</i>	<i>49</i>
9.2.	ANEXO II: RESULTADOS COMPLETOS VERIFICACIÓN DE PROTECCIONES	50
9.2.1.	<i>resultados de la coordinación de protecciones</i>	<i>50</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Estructura de los estudios realizados.	6
Figura 2.	Diagrama unilineal simplificado del sistema Hornopirén.	6
Figura 3.	Costos de operación y ENS en función de la reserva operativa.	11
Figura 4.	Salida Unidad Cuchildeo. Frecuencia y tensión.	12
Figura 5.	Salida Unidad Cuchildeo. Potencias y ángulos.	12
Figura 6.	Salida Unidad 1 Hornopirén. Frecuencia y tensión.....	13
Figura 7.	Salida Unidad 1 Hornopirén. Potencias y ángulos.....	13
Figura 8.	Salida mayor demanda, alim. Hornopirén. Frecuencia y tensión	14
Figura 9.	Salida mayor demanda, alim. Hornopirén. Potencias y ángulos.	14
Figura 10.	Perfil de tensión alimentador Contao	18
Figura 11.	Perfil de tensión alimentador Hornopirén.....	18
Figura 12.	Sistema Hornopirén para análisis por inspección de curvas.	29
Figura 13.	Curvas de ajuste de relés principales (fase). R1 y R2 dirección sistema. Propuesto	30
Figura 14.	Curvas de ajuste de relés principales (neutro). R1 y R2 dirección sistema. Propuesto.....	30

Figura 15. Curvas de ajuste de relés principales (fase). R1 y R2 dirección central. Propuesto.....	31
Figura 16. Curvas de ajuste de relés principales (neutro). R1 y R2 dirección central. Propuesto	31
Figura 17. Curvas de ajuste de relés BT Hornopiren. Propuesto	34
Figura 18. Curvas de ajuste de relés BT Cuchildeo.....	37
Figura 19. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2014.....	39
Figura 20. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Min 2014.....	40
Figura 21. Curva Q-V barra Extremo Contao 23kV para contingencias críticas. Min 2014.....	40
Figura 22. Curva Q-V barra Extremo Contao 23kV para contingencias críticas. Max 2014.....	41
Figura 23. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Min 2014.....	46
Figura 24. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2014.....	46
Figura 25. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2015.....	47
Figura 26. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2016.....	47
Figura 27. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2017.....	47
Figura 28. Curva Q-V extremo alim Contao para contingencias críticas. Min 2014.	48
Figura 29. Curva Q-V extremo alim Contao para contingencias críticas. Max 2014.	48

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Costo variable de operación considerado para los generadores.....	8
Tabla 2. Despachos de unidades generadoras para los casos analizados.....	8
Tabla 3. Fallas consideradas para la determinación de la ENS.	9
Tabla 4. Tasa de falla anual por tipo de elemento.	10
Tabla 5. Costos de operación y ENS en función de la reserva.....	10
Tabla 6. Características de conductores del sistema de transmisión.....	17
Tabla 7. Restricciones por Caída de Tensión en el sistema de transmisión.	17
Tabla 8. Resumen de límites máximos para líneas del sistema de transmisión	19
Tabla 9. Fallas consideradas para Estudio de Continuidad.....	22
Tabla 10. Tasas de falla y tiempos de reparación	22
Tabla 11. Despachos según bloque anual de operación	23
Tabla 12. Potencia promedio y duración de bloques	23
Tabla 13. ENS para cada bloque	25
Tabla 14. Índices FMIK y TTIK sistémicos anuales	25
Tabla 15. PNS / Pinstalada para cada bloque (FMIK)	26
Tabla 16. TTIK para cada bloque.....	26
Tabla 17. Ajustes originales Relés Sistema Hornopirén.	32
Tabla 18. Ajustes modificados Relés Sistema Hornopirén.	32
Tabla 19. Ajustes originales protecciones BT unidades Hornopiren.	33
Tabla 20. Ajustes propuestos protecciones BT unidades Hornopiren.	34
Tabla 21. Ajustes elementos sobrecorriente (SR 345/489)	36
Tabla 22. Fallas consideradas para estudio de control de tensión	39
Tabla 23. Aporte de reactiva de unidades. Max 2014.....	41
Tabla 24. Aporte de reactiva de unidades. Min 2014.....	41
Tabla 25. Procedimiento.....	45
Tabla 26. Requerimiento de reactiva. Min 2014.	49
Tabla 27. Requerimiento de reactiva. Max 2014.	49
Tabla 28. Requerimiento de reactiva. Max 2015.	49
Tabla 29. Requerimiento de reactiva. Max 2016.	49
Tabla 30. Requerimiento de reactiva. Max 2017.	49
Tabla 31. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda máxima.....	50
Tabla 32. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda mínima.....	51
Tabla 33. Actuación de relés de protección Falla 02 – Demanda máxima.....	51
Tabla 34. Actuación de relés de protección Falla 02 – Demanda mínima.....	51
Tabla 35. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda máxima.....	52
Tabla 36. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda mínima.....	52
Tabla 37. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda máxima.....	53
Tabla 38. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda mínima.....	53
Tabla 39. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda máxima.....	54
Tabla 40. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda mínima.....	54

INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivos Generales

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

1.2. Alcance y metodología general

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

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

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

d) Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva: se deberá efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N° 5, además de determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para las Instalaciones Transmisión, con resolución semestral para un horizonte de operación de 48 meses

e) Control de Frecuencia y Determinación de Reservas: tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo N° 5. En particular debe determinarse un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.

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

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



Figura 1. Estructura de los estudios realizados.

1.3. Descripción del sistema

El sistema Hornopirén consta de cinco unidades generadoras las cuales abastecen la demanda de la zona en su totalidad. El parque de generación se compone de una central hidráulica, Cuchildeo y una central térmica, Hornopirén. La generación se encuentra concentrada en un área puntual del sistema y la distribución del suministro está definida por dos alimentadores principales en 23kV: alimentadores Hornopirén y Contao.

El sistema Hornopirén consta de un total de generación disponible de 3800 kW, compuestos por 800 kW de generación hidroeléctrica y 3000 kW de generación térmica. La central hidroeléctrica Cuchildeo consta de una única unidad de 800 kW, mientras que la central térmica Hornopirén se compone de cuatro unidades térmicas (motores diesel) de 750 kW.

Asimismo, el sistema Hornopirén consta de una red de distribución radial compuesta por dos alimentadores 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 km²⁸, 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 km²⁹, está destinado a distribuir suministro a los clientes ubicados en el sector Contao y alrededores.

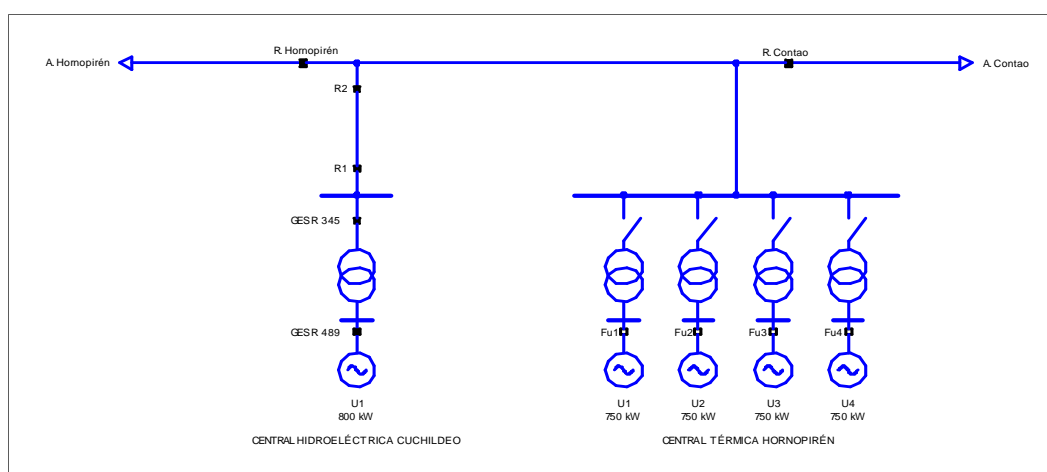


Figura 2. Diagrama unilineal simplificado del sistema Hornopirén.

2. CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

2.1. Objetivo

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

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

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

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

2.2. Metodología

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

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

Las simplificaciones adoptadas y sus efectos son:

- **Solo escenarios de demanda máxima:** son los más exigentes para el sistema, por lo que la ENS será mayor. Se consideró al sistema operando las 8760 horas del año a máxima potencia.
- **Despacho económico:** se despachó la generación del sistema siguiendo el orden de mérito en base al costo variable de la energía, minimizándose así el costo de operación.
- **Fallas con pérdida de generación:** se analizaron sólo aquellas fallas que produjeron pérdida de generación o formación de islas con déficit generación. Quedaron descartadas fallas en alimentadores exclusivos de demanda, ya que esa ENS no es dependiente del margen de reserva y por lo tanto no modifica el valor óptimo de la misma.
- **Máquinas sin capacidad de reserva:** se asumió que la central Cuchildeo no aporta al margen de reserva 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 el despacho de potencia en central Cuchildeo es insensible a la frecuencia instantánea del sistema (estatismo permanente infinito).

Resolución estática: partiendo del escenario base se analizó el monto de potencia activa se pierde para cada falla, y en el caso de formarse islas, qué pérdida de potencia percibió el subsistema deficitario en generación. No se tuvo en cuenta la sensibilidad de la carga con la frecuencia.

- **Tiempos de arranque de 15 min:** se asumió que posteriormente a una contingencia se demora un tiempo promedio de 15 minutos en arrancar un nuevo generador (térmico) para restituir la demanda cortada/no alimentada.

2.3. Determinación del margen de reserva óptimo

2.3.1. COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

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

$$C_i = T \sum_k (CF_k + CV_k D_{ik})$$

Dónde:

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

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

CF_k : Costo fijo de operación del generador k [USD/h].

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

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

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

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

Central	Unidad k	Tipo	Potencia máxima [kW]	Costo Fijo CF_k [USD/h]	Costo Variable CV_k [USD/MWh]
Cuchildeo	U1	Hidro	800	7,07	0,0
Hornopirén	U1	Diesel	750	7,07	167,2
	U2	Diesel	750	7,07	167,2
	U3	Diesel	750	7,07	167,2
	U4	Diesel	750	7,07	167,2

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

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

Central	Unidad k	Despacho D_{jk} [kW] según caso i						
		1	2	3	4	5	6	7
Cuchildeo	U1	800	800	800	800	800	800	800
Hornopirén	U1	220	342	510	650	750	366	750
	U2	735	674	590	520	470	440	750
	U3	735	674	590	520	470	440	750
	U4	-	-	-	-	-	440	750
Regulación disponible R_i [MW]		0,030	0,152	0,320	0,460	0,560	0,930	1,140
Margen de Reserva R_i (%)		0,984	4,984	10,492	15,082	18,361	24,474	30,000

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

2.3.2. FALLAS CONSIDERADAS

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

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

Falla <i>j</i>	Elemento	Observaciones / Efecto
1	Generador CT Hornopiren	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.
2	Generador CH Cuchildeo	Pérdida de la unidad generadora de la central o de su transformador asociado.

2.3.3. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

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

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

Dónde:

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

P_{ij} : Potencia perdida durante la contingencia j en el caso i [MW].

R_i : Reserva para el caso i [MW].

PR_{ij} : Pérdida de reserva debido a la contingencia j en el caso i [MW].

t_{ij} : Tiempo de recuperación del sistema para la contingencia j en el caso i [MW].

FA_{ij} : Fallas anuales para la contingencia j en el caso i .

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

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

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

Elemento	Tasa de falla [fallas/año]	Fuente
Generador Diesel	2,79	Promedio de tasas de falla de unidades Diesel descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Generador Hidroeléctrico	1,11	Promedio de tasas de falla de unidades Hidro descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Transformador	1,00	Tasas de falla para transformadores establecida a criterio del consultor. Se considera exagerada la descrita en la NT
Línea 23 kV	2,00	Tasas de falla para líneas descritas en la NT para SSMM

2.3.4. CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE OPERACIÓN

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

$$COT_i = C_i - C_1 + CENS_i$$

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

Caso i	Margen de reserva (%)	Costo operación C_i [USD]	Sobrecosto por reserva $C_i - C_1$ [USD]	$CENS_i$ [USD]	Costo Total COT_i [USD]
1	0,00	2.722.436	0	26.900	26.900
2	4,98	2.722.436	0	22.458	22.458
3	10,49	2.722.436	0	16.340	16.340
4	15,08	2.722.436	0	8.966	8.966
5	18,36	2.722.436	0	7.601	7.601
6	24,47	2.778.512	56.076	0	56.076
7	30,00	2.778.512	56.076	0	56.076

En la figura 3 se muestra gráficamente los resultados obtenidos en la tabla 5. La forma particular de esta curva obedece a las características puntuales del sistema Hornopirén, en el cual se tienen solo cinco unidades generadoras y la demanda máxima es cubierta a partir del despacho de cuatro máquinas como mínimo. Dada la estructura de costos de las unidades térmicas (todas tienen el mismo costo fijo y variable), el costo de operación en operación normal es el mismo mientras se tienen 4 unidades en servicio, sin embargo se reduce el costo de energía no suministrada a medida que se aumenta la reserva. Luego se tiene un incremento escalonado de costo al momento que se despacha la quinta unidad. Esto demuestra que el punto óptimo de operación es el despacho de 4 máquinas, repartiendo equitativamente las potencias entre las unidades en servicio, teniendo en dicha condición una reserva aproximada de 18%, estando esta por encima del 10% mínimo exigido por la NT para sistemas medianos.

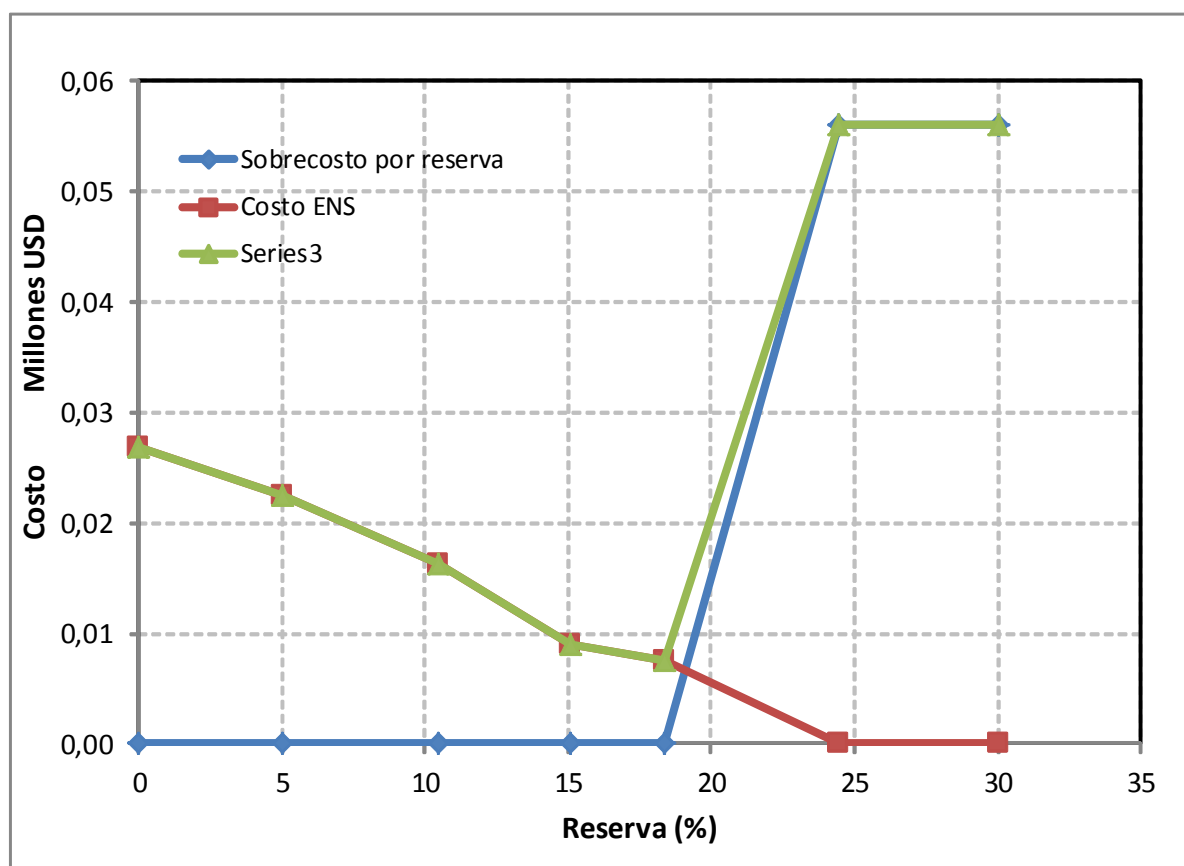


Figura 3. Costos de operación y ENS en función de la reserva operativa.

2.4. Control de frecuencia

Partiendo del escenario base con 18% de margen de reserva operativa se simuló tanto la pérdida de la unidad Cuchildeo como la de una de las unidades térmicas de la Central Hornopirén. Asimismo, se analizó dinámicamente la pérdida de la mayor demanda, definida por la desconexión del alimentador Hornopirén.

En la figura 4 y 5 se muestra la respuesta dinámica del sistema ante la pérdida de la central hidráulica Cuchildeo. Instantes después de la contingencia, los reguladores de las unidades en servicio de la central Hornopirén se encargan de elevar la potencia de las máquinas hasta su valor máximo, sin embargo esto no es suficiente para suplir la pérdida de los 800 kW de Cuchildeo ya que no existe implementado ningún esquema de EDAC que restablezca el equilibrio de generación y demanda. Como resultado de esto, el sistema presenta una frecuencia que cae monótonamente, es decir se tiene una operación post contingencia inestable.

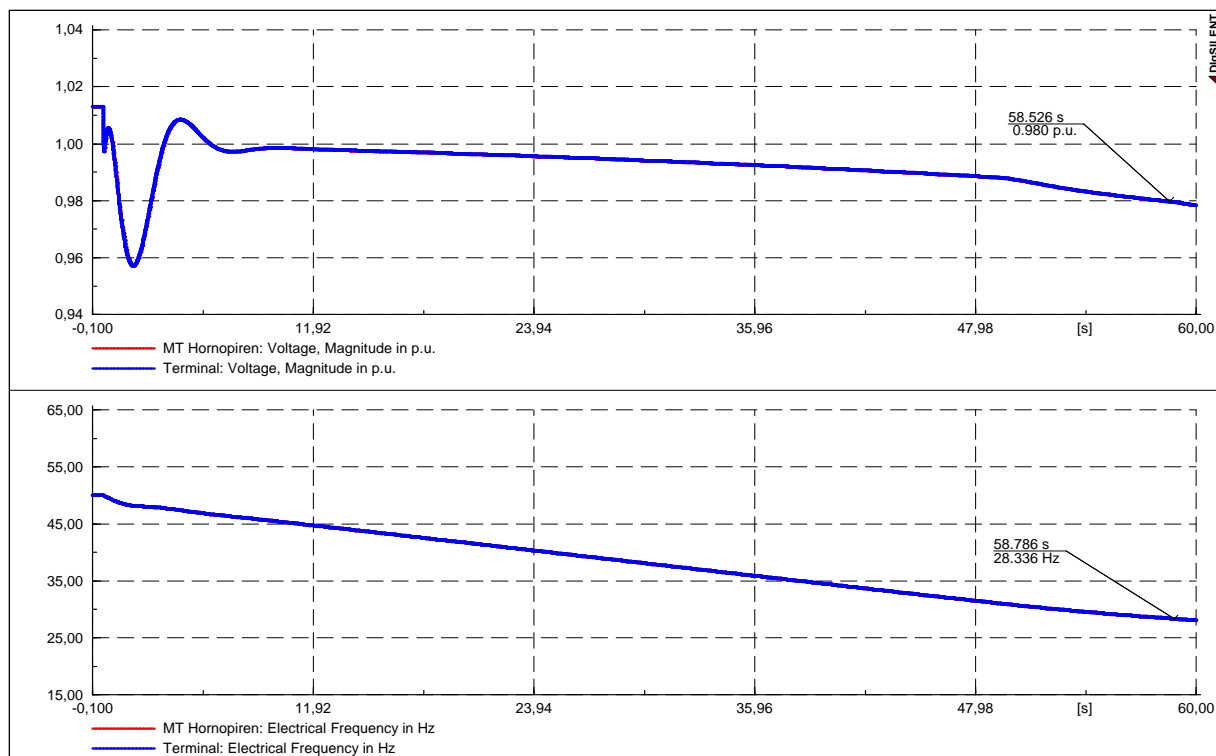


Figura 4. Salida Unidad Cuchildeo. Frecuencia y tensión.

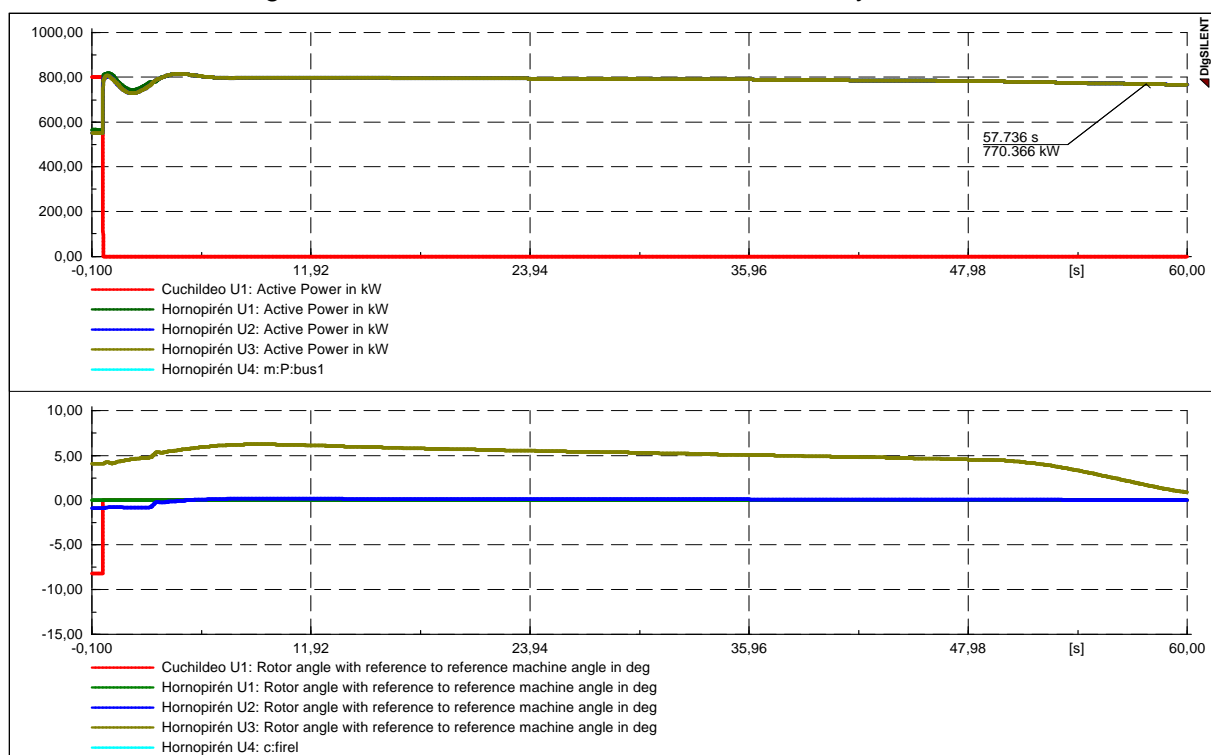


Figura 5. Salida Unidad Cuchildeo. Potencias y ángulos.

En la figura 6 y 7 se muestra la respuesta dinámica del sistema ante la pérdida de la unidad 1 de la central Hornopirén, despachada en 560 kW. Instantes después de la contingencia, los reguladores de las unidades en servicio restantes de dicha central se encargan de elevar la potencia de las maquinas hasta su valor máximo. La central Cuchildeo se encuentra despachada a su valor máximo y no cambia su potencia pues se modelo con estatismo

permanente infinito. Al igual que en el caso anterior, el sistema no es capaz de afrontar satisfactoriamente esta contingencia y se tiene una caída monótona de la frecuencia de la red.

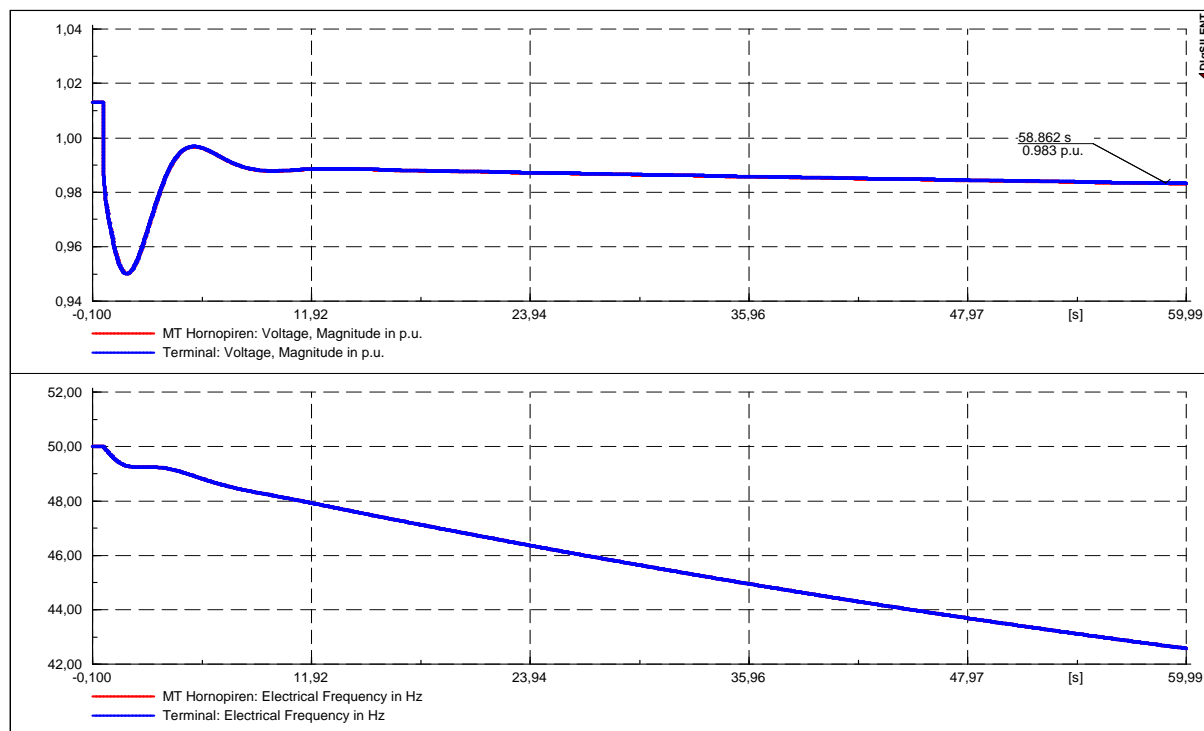


Figura 6. Salida Unidad 1 Hornopirén. Frecuencia y tensión

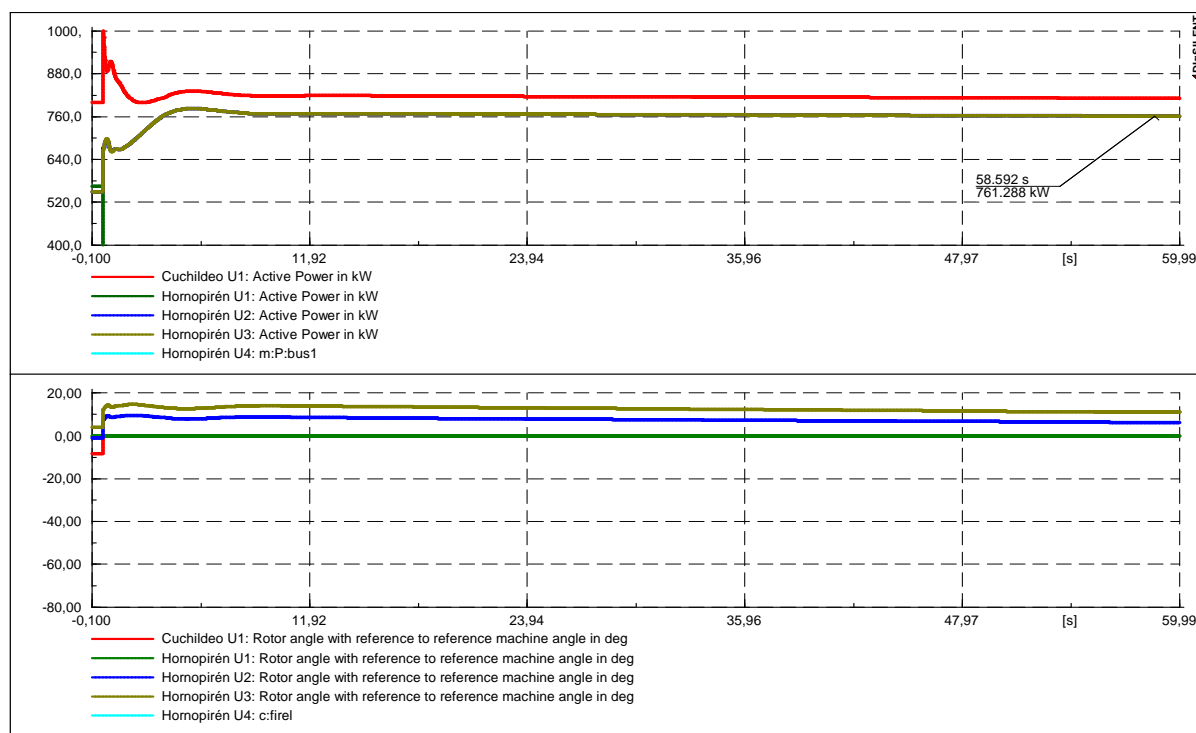


Figura 7. Salida Unidad 1 Hornopirén. Potencias y ángulos.

En la figura 8 y 9 se muestra la respuesta dinámica del sistema ante la pérdida de la mayor demanda, dada por la desconexión del alimentador Hornopirén, el cual supone una carga de 1760 kW. Los reguladores de las unidades de la central Hornopirén reducen su potencia

hasta su mínimo técnico, mientras que la central Cuchildeo no modifica su potencia, dado que se modela con estatismo infinito porque se supone que no se puede controlar su fuente primaria de energía. Ante esta situación y la no existencia de mecanismos de EDAG, la frecuencia se incrementa monótonamente y el sistema se inestabiliza.

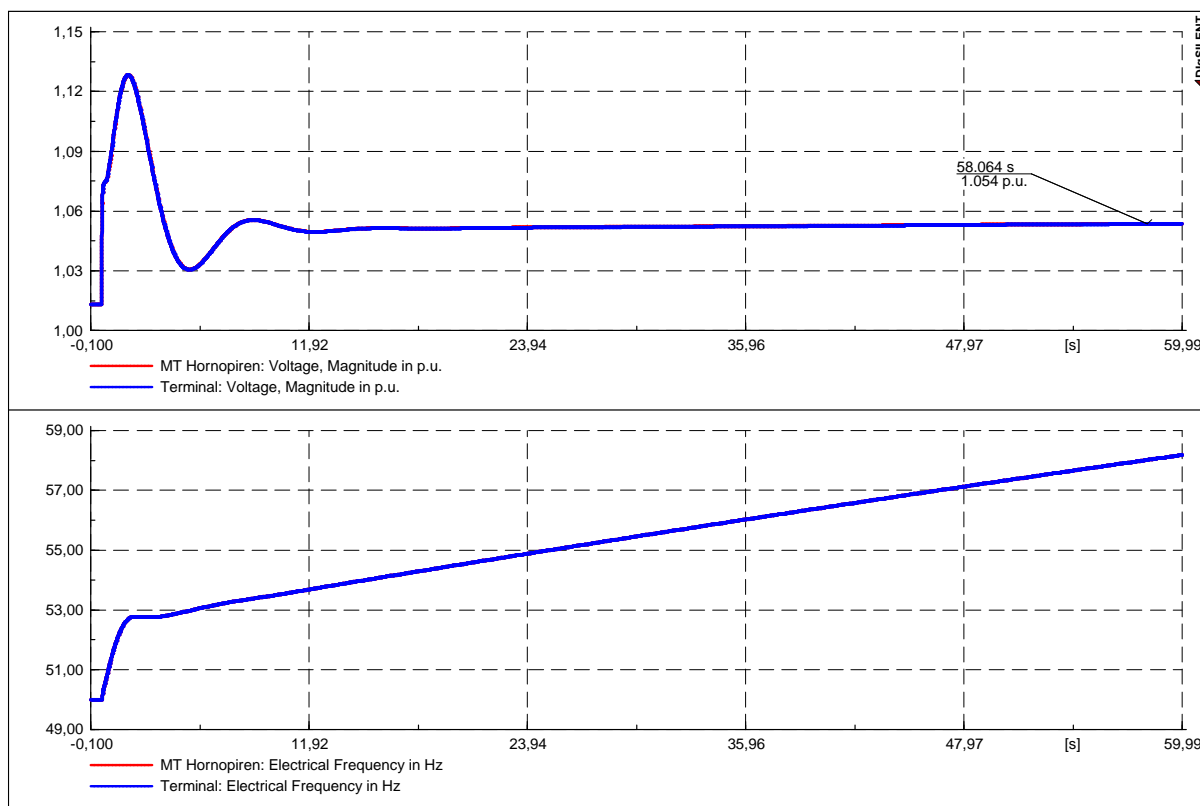


Figura 8. Salida mayor demanda, alim. Hornopirén. Frecuencia y tensión

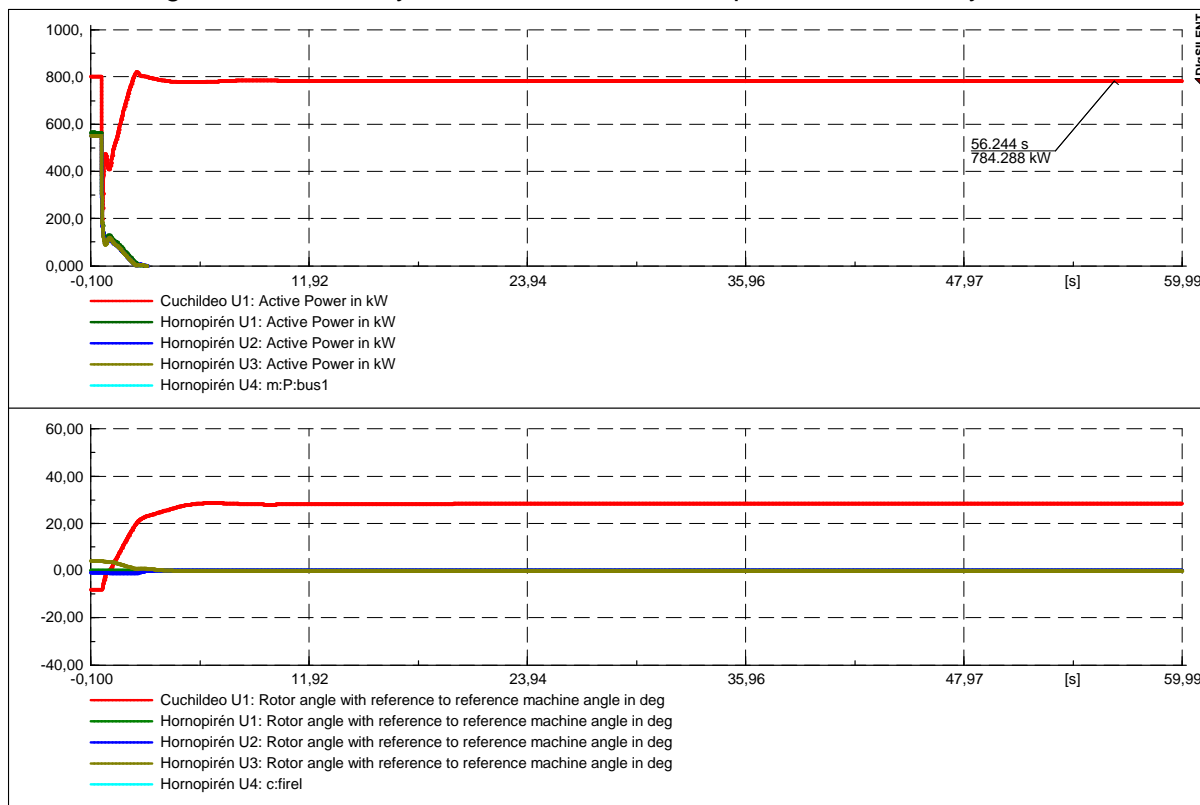


Figura 9. Salida mayor demanda, alim. Hornopirén. Potencias y ángulos.

2.5. Conclusiones

- **Reserva mínima adoptada de 18%.** De acuerdo a los análisis realizados, y a la topología y operación particular del sistema Hornopirén, el costo óptimo del sistema se corresponde con la operación de 4 máquinas. En función de la demanda máxima del sistema esto supone una reserva del 18%
- **Desempeño dinámico.** Pese a contar con una reserva de potencia considerable, la no existencia de esquemas de EDAC-EDAG y las pocas unidades de generación que componen el sistema, la salida de una de estas o la desconexión de la máxima demanda se traducen en una inestabilización de la red.

3. RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

3.1. Objetivo

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

Según describe la NT en el artículo 6-3, este estudio “identificará las potencias máximas que se pueden transmitir por las líneas de transmisión que la Empresa identifique como críticas para garantizar frente a la ocurrencia de las contingencias indicadas que se establecen en el Artículo 5-36 de la presente NT”.

Adicionalmente, la NT establece en sus artículos 5-36 y 5-37 que “La Empresa determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del SM a partir del Límite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias.” y “La Empresa deberá desarrollar análisis, que formarán parte del Estudio de Restricciones de las Instalaciones de Transmisión señalado en el Título 6-2, para determinar la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de líneas de transmisión, transformación y otros elementos serie, considerando las características de ellos y otros factores limitantes.”

3.2. Metodología

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

Los límites a determinar se estratifican según:

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

3.3. Restricciones de transmisión por capacidad térmica

En su Art. 1-4.35) la NT define el concepto de “Límite Térmico” como la “Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie, determinada por el límite o carga admisible definido para régimen permanente”.

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

Tabla 6. Características de conductores del sistema de transmisión.

Nombre	Tensión [kV]	Tipo	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

3.4. Restricciones de transmisión por Caída de tensión

En relación a este punto la NT 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.”

A partir de la topología del sistema Hornopirén, el cual consta de un único punto de generación y una distribución radial de potencia, se concluye que la máxima corriente, y por ende, la máxima caída de tensión, se corresponde con el caso de máxima demanda.

Teniendo en cuenta este escenario, en la tabla 7 se muestran las tensiones en el inicio y extremo de los alimentadores Contao y Hornopirén y los flujos de potencia activa y reactiva en los mismos. Esta información se complementa con las figuras 10 y 11, en donde se muestra el perfil de tensiones de ambos alimentadores. En ambos casos la tensión en las líneas siempre se mantiene dentro de los márgenes para operación normal establecidos por la NT, correspondientes a $0,92 \text{ [p.u.]} < u < 1,08 \text{ [p.u.]}$ para Sistemas con Potencia Instalada menor a 10 MW (Según Artículos 5-30 y 7-4 de NT).

Dado que esta condición corresponde a la máxima exigencia de corriente (y caída de tensión) de régimen permanente a la que se someterá el sistema, se entiende que para las líneas de distribución de Hornopirén no corresponde definir un límite de capacidad por caída de tensión.

Tabla 7. Restricciones por Caída de Tensión en el sistema de transmisión.

Nombre	Flujo de potencia			
	Tensión inicio alimentador [pu]	Tensión extremo alimentador [pu]	[kW]	[kVar]
Alimentador Hornopirén	1,013	1,012	1765	674
Alimentador Contao	1,013	1,007	657	117

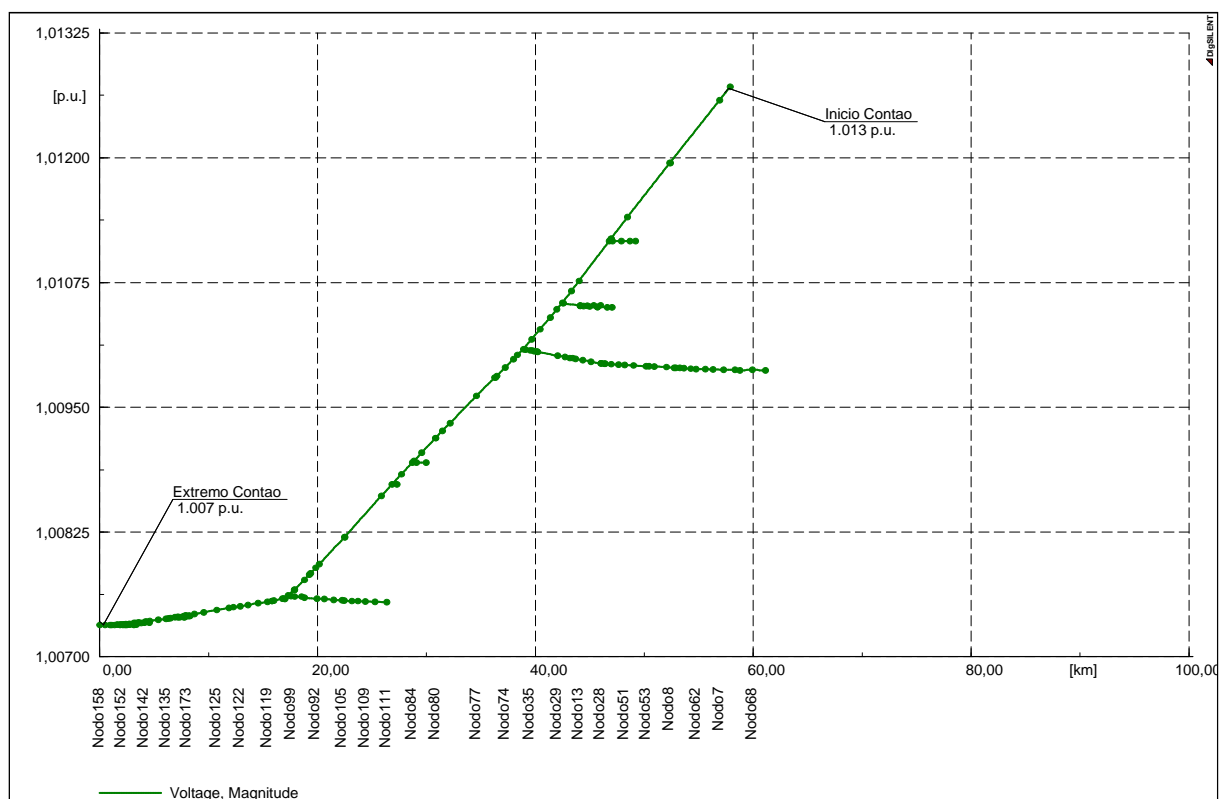


Figura 10. Perfil de tensión alimentador Contao

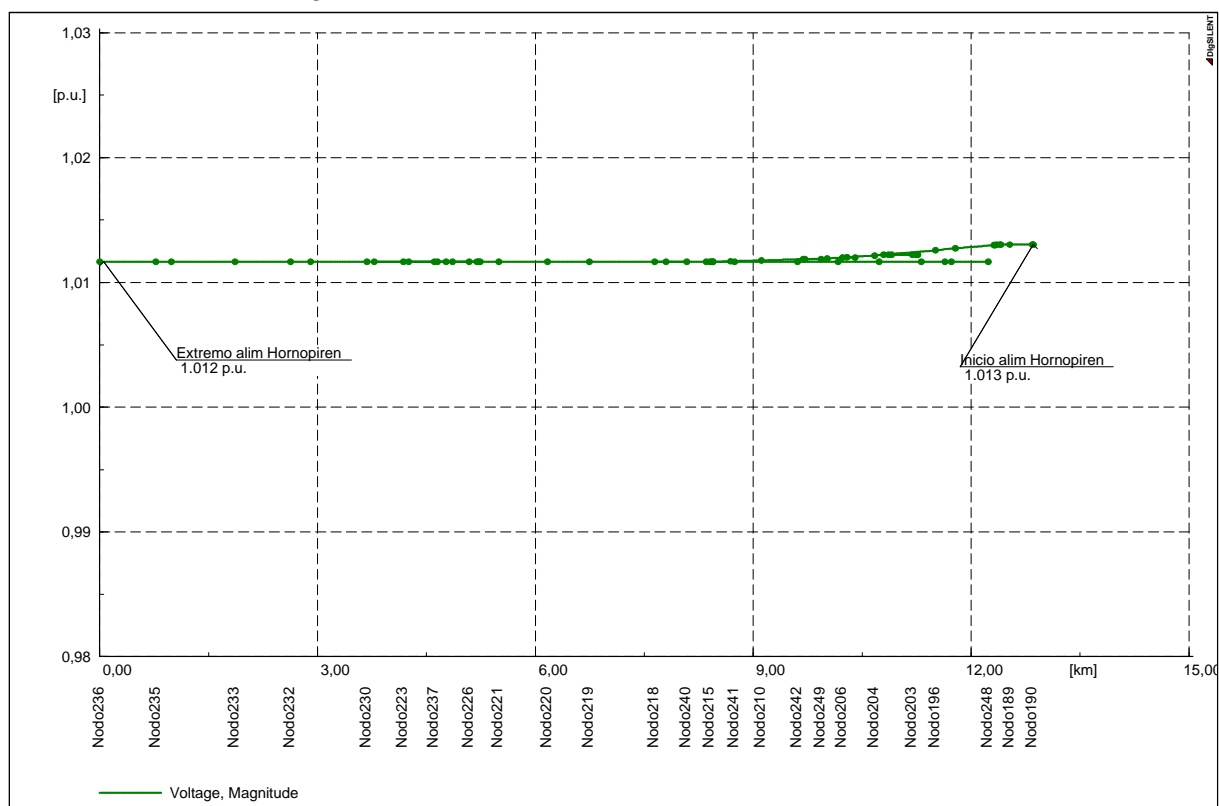


Figura 11. Perfil de tensión alimentador Hornopirén.

3.5. Restricciones de transmisión por Estabilidad Transitoria

A partir de este análisis se pretende hallar la máxima potencia de pre-contingencia que puede circular por las líneas de transmisión de manera que la falla y posterior salida de servicio de cada una de estas líneas no se traduzca en una pérdida de estabilidad transitoria del sistema o en funcionamiento fuera de los límites permitidos por la NT.

En función de las características del sistema Hornopirén; generación concentrada en un punto y distribución radial de potencia con circuitos simples, no es factible definir límite por contingencia en las líneas de distribución. Esto se debe a que los alimentadores están diseñados para su demanda punta, y en el caso de una falla en algunos de los mismos, esto se traduce en un desprendimiento de carga que no puede ser repuesto por otra vía de transporte.

3.6. Resultados finales, resumen valores máximos de transmisión

La NT 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, teniendo en cuenta 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 8 se describe la capacidad de transmisión de régimen definida para los elementos del sistema.

Tabla 8. Resumen de límites máximos para líneas del sistema de transmisión

Nombre	Tensión [kV]	Tipo	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

4. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA

4.1. Objetivo

En relación a este estudio la NT establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado “EDAC” (Esquema de Desprendimiento Automático de Carga). Según describe la NT, dicho estudio “deberá determinar el nivel óptimo y localización de desconexión de carga. El objetivo es evitar el colapso por frecuencia y tensión con la activación de esquemas de desconexión para estados de operación distintos del Estado Normal.”

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

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

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

4.2. Metodología

Según la información provista por SAESA el sistema Hornopirén no cuenta con esquemas de EDAC y EDAG implementados. No obstante teniendo en cuenta que los reconectores instalados en los alimentadores Hornopirén y Contao son de tecnología NOJA, se considera factible la implementación de un esquema de desconexión de carga por frecuencia, de manera de aprovechar la protección por subfrecuencia de dichos equipos.

5. ESTUDIO DE CONTINUIDAD

5.1. Objetivo

El estudio de continuidad permite determinar los índices de calidad de suministro FMIK y TTIK de cada Sistema Mediano (SM), para un horizonte de operación de 12 meses, dando cumplimiento a los Estándares de Calidad de Suministro en Instalaciones de Generación y de Transmisión definidos en los artículos 5- 50 y 5-51 de la NT. Estos establecen lo siguiente:

- Art. 5-50

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

- Art. 5-51

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

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

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

5.2. Metodología

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

Dado el tamaño acotado del sistema Hornopirén, y con el fin de asegurar que se tome en cuenta la ejecución de todas las acciones correctivas que los operadores del sistema ejecutarían en la práctica (tales como re-despachos particulares de generación), se resolvió el problema mediante simulación manual, con flujos de carga, analizando en forma personalizada cada uno de los eventos de falla a considerar.

Dicho elenco de contingencias contempló las salidas de servicio de: líneas de transmisión, transformadores y/o autotransformadores y generadores. En el análisis se analizaron contingencias simples, y eventualmente múltiples sólo en casos de hipótesis de falla de modo común.

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

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

En cada caso se contemplaron las medidas correctivas que corresponda aplicar (re-despacho de generación y/o cortes de demanda).

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

5.3. Fallas consideradas

En la tabla 9 se detallan las fallas consideradas. No se analizaron fallas en las líneas con doble circuito, pues se consideró que estas no incurrían en una condición de ENS.

Tabla 9. Fallas consideradas para Estudio de Continuidad

Falla <i>j</i>	Elemento	Observaciones / Efecto
1	Generador CT Hornopirén	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.
2	Generador CH Cuchildeo	Pérdida de la única unidad de la central, o su transformador asociado.
5	Alimentador Hornopirén	Desconexión del alimentador aguas abajo del reconectador Hornopirén.
6	Alimentador Contao	Desconexión del alimentador aguas abajo del reconectador Contao.

5.4. Tasas de falla y tiempos de reparación

Se tomaron los mismos valores de tasas de fallas y tiempos de reparación que los empleados en el estudio de reservas óptima. Se considera un tiempo de reparación de 15 minutos (0,25 hs), pues ese es el tiempo que se supone se emplea para redespachar una unidad de generación necesaria para llevar el sistema nuevamente a una operación segura y estable.

Tabla 10. Tasas de falla y tiempos de reparación

Elemento	Tasa de falla [fallas/año]	Tiempo reparación [hs]	Fuente
Generador Diesel	2,79	0,25	Promedio de tasas de falla de unidades Diesel descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Generador Hidroeléctrico	1,1	0,25	Promedio de tasas de falla de unidades Hidro descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Transformador	1,0	0,25	Tasas de falla para transformadores establecida a criterio del consultor. Se considera exagerada la descrita en la NT
Línea 23 / 33 kV	2,0	1*	Tasas de falla para líneas descritas en la NT para SSMM

*Se considera 1 hora de tiempo de reparación para los alimentadores radiales, en cuyo caso el redespacho de generación no se traduce en una reposición del servicio.

5.5. Despachos para cada bloque

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

Tabla 11. Despachos según bloque anual de operación

Central	Unidad k	Despacho D_{jk} [MW] según caso i			
		B1	B2	B3	B4
Hornopirén	U1	0,494	0,318	0,63	0,48
	U2	0,470	0,47	0,47	0,47
	U3	0,470	0,47	-	-
	U4	-	-	-	-
Cuchildeo	U1	0,8	0,8	0,8	0,8
Regulación disponible R_i [MW]		0,816	0,99	0,4	0,55
Margen de Reserva R_i (%)		26,75	35,52	17,39	23,91

En la siguiente tabla se muestra la potencia promedio de cada bloque y la duración de los mismos para el año 2014. Estos fueron calculados a partir de la información de demanda y generación provista por SAESA para el año 2013.

Tabla 12. Potencia promedio y duración de bloques

	B1	B2	B3	B4
Potencia [kW]	2210	2038	1880	1733
Duración [hs]	1785	2517	2486	1972

5.6. Desarrollo y resultados del estudio de continuidad

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

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

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

Dónde:

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

Dado que por las características de este sistema no se puede establecer una relación directa entre los resultados obtenidos en el estudio y estos indicadores, para el cálculo sistémico, se realizó una aproximación mediante la aplicación conceptual de las definiciones anteriores. Para ello, mediante las tablas Excel utilizadas para el procesamiento de resultados se determinó, para cada contingencia, la cantidad de fallas al año y el tiempo total de interrupción asociado. Se determinó entonces la cantidad total de fallas en el año y el tiempo total en que el sistema se encuentra en falla durante ese período. De este modo se obtuvo un valor de r medio (r_{med}), es decir, el tiempo medio de duración de una falla.

Para realizar la aproximación propuesta, se consideró una interpretación alternativa que en algunas regulaciones se acepta para la potencia interrumpida en el punto de conexión ($kVAfs_i$), consistente en que, en los casos en que no existe equipamiento de transformación, se compute la potencia que estaba siendo transportada (o abastecida) antes de la interrupción a través de las instalaciones afectadas.

Análogamente, para la potencia instalada en el punto de conexión (kVA_{max}), se puede aceptar que, en los casos en que no existe equipamiento de transformación, se considere igual a la potencia máxima transportada (o abastecida) por las instalaciones afectadas en el período controlado.

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

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

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

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

De allí surge que:

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

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

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

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

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

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

Tabla 13. ENS para cada bloque

Falla	F/año	R	Potencia Cortada [MW]				Energía No Suministrada [MWh]					f/año	h/año
			B1	B2	B3	B4	B1	B2	B3	B4	Tot		
Generador CT Hornopirén	2,79	0,25	0,00	0,00	0,35	0,20	0,000	0,000	0,069	0,031	0,101	1,420	0,355
Generador CH Cuchildeo	1,10	0,25	0,00	0,00	0,40	0,25	0,000	0,000	0,031	0,015	0,047	0,560	0,140
Alimentador Hornopirén	2,00	1,00	0,59	0,54	0,50	0,47	0,240	0,310	0,284	0,212	1,046	2,000	2,000
Alimentador Contao	2,00	1,00	1,60	1,47	1,36	1,25	0,652	0,845	0,772	0,563	2,831	2,000	2,000

Tabla 14. Índices FMIK y TTIK sistémicos anuales

AÑO	ENS [MWh]	Energía anual [GWh]	Factor de carga	Totales		r medio [h/falla]	Pmáx [MW]	FMIK [Total año 2014]	TTIK [Total año 2014]
				[f/año]	[h/año]				
2014	4	17,2	2,34E-04	6	4,5	0,75	2,45	2,186	1,643

Asimismo, con el objeto de obtener índices FMIK y TTIK en los puntos analizados (y no a nivel sistémico), mediante un proceso de calculo que refleje de una manera más directa lo establecido por las expresiones que definen a los mismos, se llevó a cabo un análisis híbrido, según el tipo de instalación que se encuentra en falla:

- Las pérdidas de generación con reserva insuficiente afectan a todo el sistema. En ese caso la potencia instalada está asociada a la de todo el SM.
- La desconexión de radiales afecta a todas las cargas alimentadas por el alimentador y la pérdida es total durante el tiempo que dure la falla. En ese caso se puede aplicar la aproximación sugerida en la NT (considerar los kVA instalados iguales a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado).
- La desconexión de líneas de interconexión afecta al subsistema que queda con déficit de generación, pero la pérdida queda determinada por el déficit menos la reserva del subsistema. Acá también se puede aplicar la aproximación sugerida por la NT, pero obviamente, con un corte mucho más acotado, referido a la potencia máxima de la línea en el período controlado, los resultados son de un orden de magnitud muy inferior en relación con el caso de los radiales (b).

Teniendo en cuenta dicho análisis se presentan las siguientes tablas donde se muestran los índices FMIK y TTIK para los puntos analizados para los 4 bloques de demanda anuales para el año 2014

Tabla 15. PNS / Pinstalada para cada bloque (FMIK)

(FMIK)					
Elemento	B1	B2	B3	B4	Anual
Ct Hornopiren	0,000	0,000	0,113	0,051	0,164
Cuchildeo	0,000	0,000	0,051	0,025	0,076
Alimentador Contao	0,364	0,470	0,430	0,321	1,585
Alimentador Hornopiren	0,370	0,480	0,439	0,320	1,609

Tabla 16. TTIK para cada bloque

(TTIK)					
Elemento	B1	B2	B3	B4	Anual
Ct Hornopiren	0,000	0,000	0,028	0,013	0,041
Cuchildeo	0,000	0,000	0,013	0,006	0,019
Alimentador Contao	0,364	0,470	0,430	0,321	1,585
Alimentador Hornopiren	0,370	0,480	0,439	0,320	1,609

5.7. Conclusiones

Los índices FMIK y TTIK sistémicos obtenidos son similares a los obtenidos en estudios anteriores para este mismo sistema, con una mayor diferencia en el índice TTIK, pues en este caso se consideró un tiempo de reparación de 0,25 hs para todos los casos, excepto en el análisis de alimentadores radiales, en el que se tuvo en cuenta un tiempo de reparación de 1 hora.

En cuanto al valor numérico obtenido y su evaluación cuantitativa, no se estipula en la NT un límite máximo de estos índices, pero según lo expresado en el artículo 246 del Decreto Supremo N°327 del Ministerio de Minería de Chile, los límites máximos para instalaciones de distribución son de entre 3,5 y 5 veces al año para el FMIK y 13 a 18 horas para el TTIK, por lo que se puede asumir que los índices calidad de suministro del sistema Hornopiren presentan resultados aceptables.

6. VERIFICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

6.1. Objetivo

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

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

Artículo 3-4

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

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

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

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

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

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

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

Artículo 3-6

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

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

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

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

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

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

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

Artículo 5-31

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

Artículo 5-49

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

- Instalaciones de Transmisión: Artículo 3-13.

Artículo 3-13

Las Instalaciones de Transmisión deberán estar equipadas con protecciones eléctricas que sean capaces de aislar selectivamente el componente fallado. Los tiempos de actuación de estas protecciones deberán estar en concordancia con el Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones señalado en el Título 6-2 de la presente NT.

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

Artículo 4-14

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

Artículo 5-40

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

Artículo 5-41

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

Artículo 5-42

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

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

6.2. Metodología

Se verificaron los ajustes de las protecciones del modelo respecto a la documentación y estudios recibidos por SAESA. Posteriormente, se realizaron pruebas de fallas en distintos puntos de la red para evaluar el correcto desempeño de las mismas. Las fallas fueron seleccionadas para permitir analizar todas las posibles combinaciones de disparo de los

interruptores involucrados. En función de la coordinación observada se modificaron ajustes de algunas de las protecciones del SM Hornopirén.

6.3. Verificación de la selectividad de las protecciones

En la siguiente figura se muestran las fallas analizadas para el sistema Hornopirén. Se consideran fallas trifásicas, monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra. El criterio de coordinación adoptado tuvo como punto central evitar la desconexión de generación ante fallas en los alimentadores radiales. En relación a esto se ajustaron los fusibles de MT y los interruptores de unidad de baja de tensión de las unidades, de manera que actúen rápidamente solo ante fallas en bornes de las máquinas. Como contrapartida de esto, se tendrán cortes de cargas por actuación descoordinada de protecciones ante fallas en las barras de generación, no obstante, dada la baja probabilidad de este suceso, se considera admisible esta filosofía de coordinación.

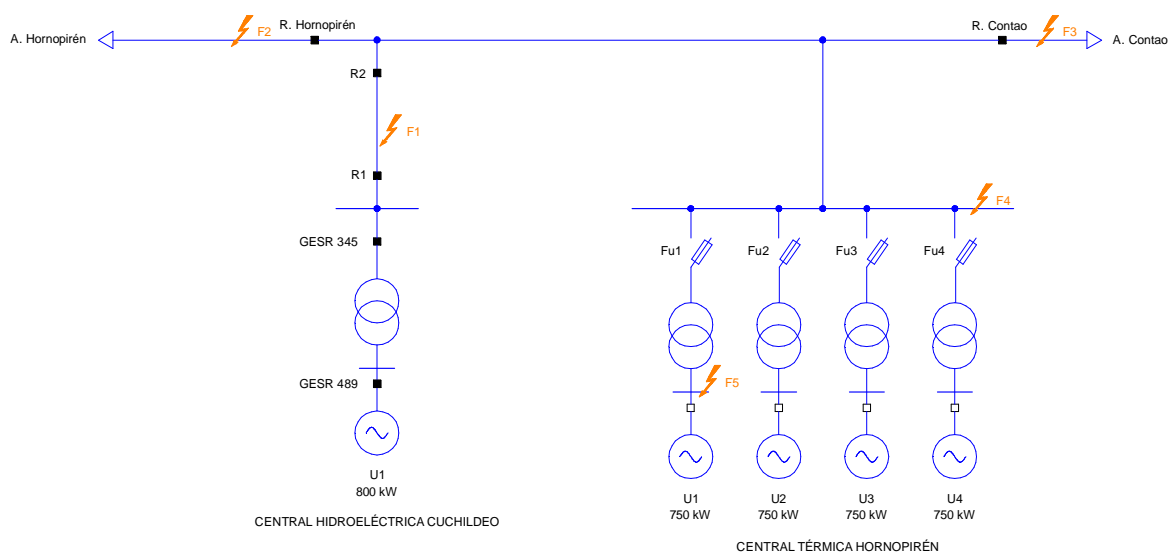


Figura 12. Sistema Hornopirén para análisis por inspección de curvas.

En las siguientes figuras se muestran las curvas de fase y residuales para las protecciones involucradas en la red de 23 kV del sistema Hornopirén, incluyendo los fusibles de las unidades de la central térmica Hornopirén.

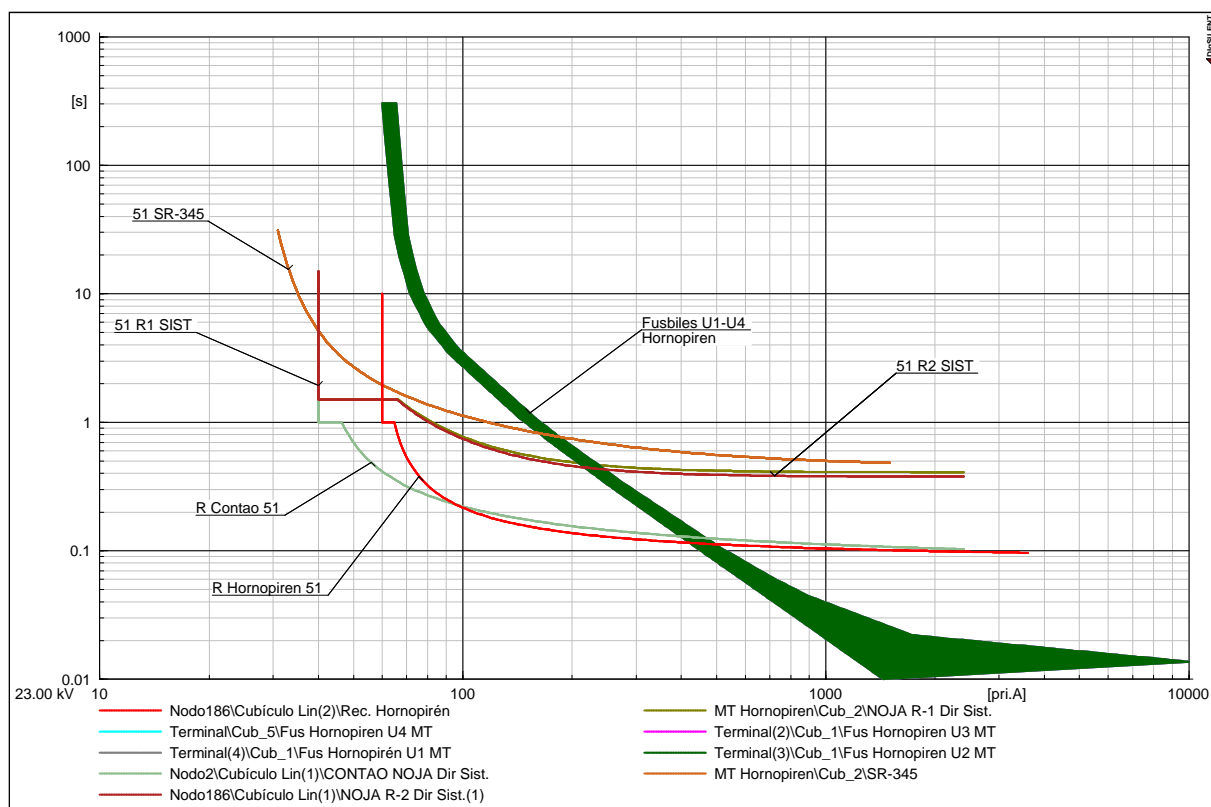


Figura 13. Curvas de ajuste de relés principales (fase). R1 y R2 dirección sistema. Propuesto

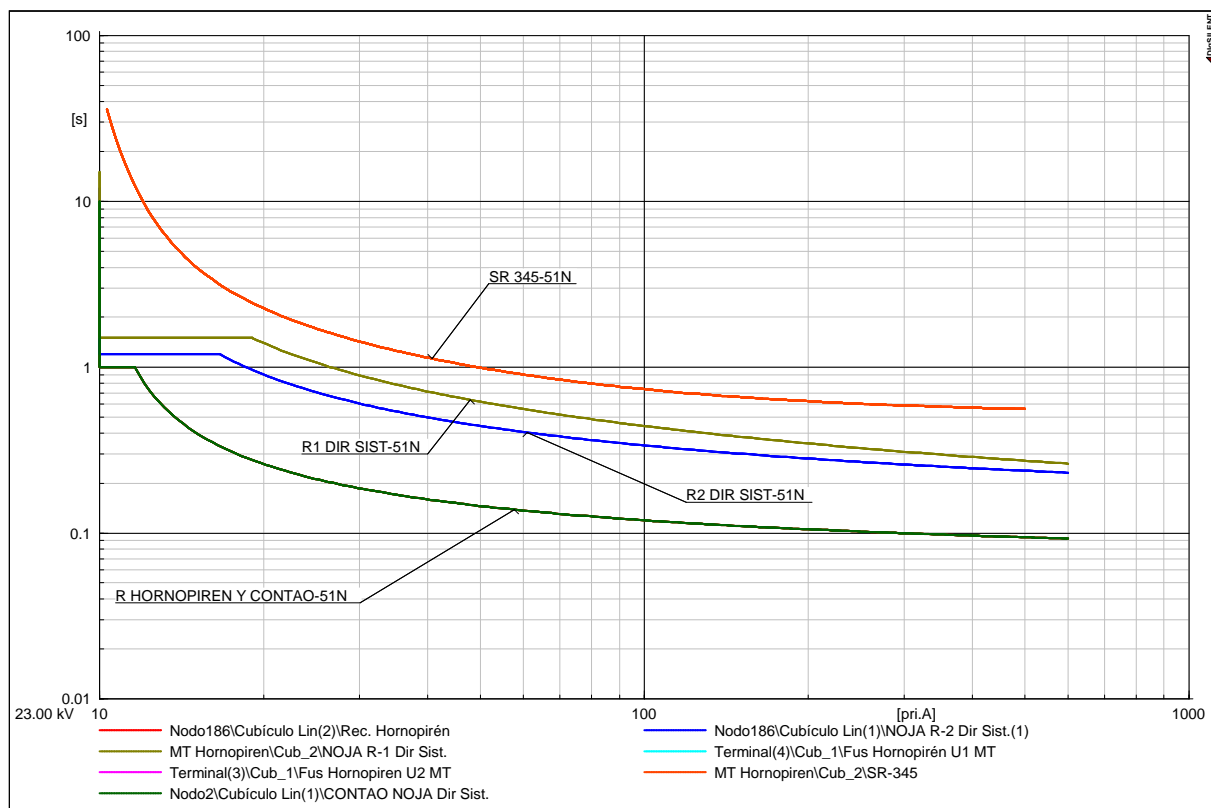


Figura 14. Curvas de ajuste de relés principales (neutro). R1 y R2 dirección sistema. Propuesto

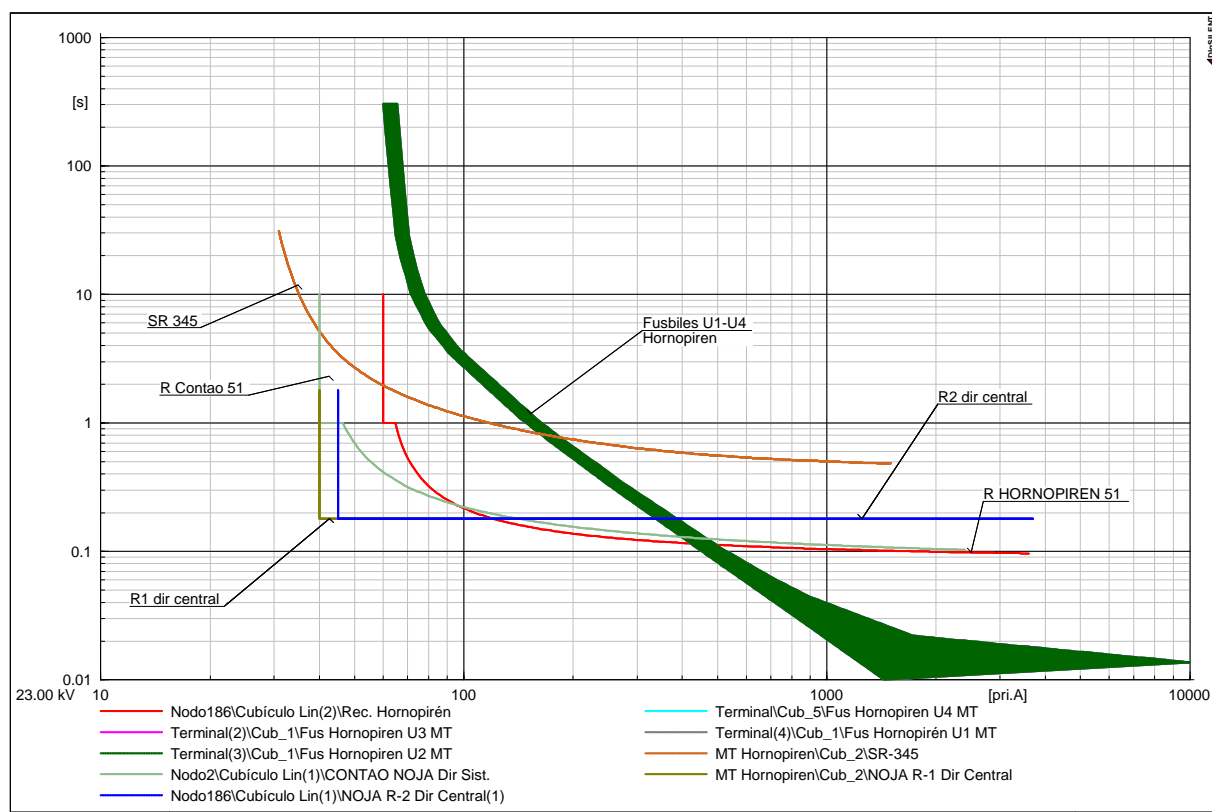


Figura 15. Curvas de ajuste de relés principales (fase). R1 y R2 dirección central. Propuesto

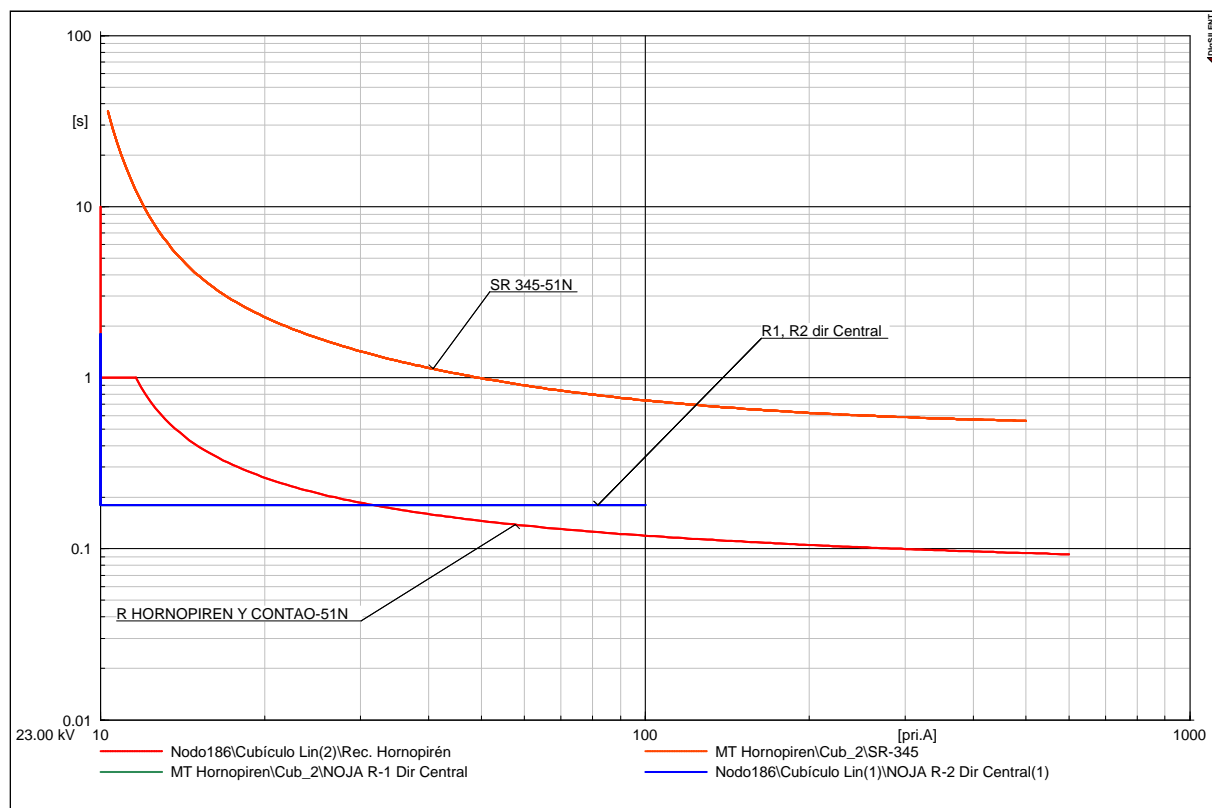


Figura 16. Curvas de ajuste de relés principales (neutro). R1 y R2 dirección central. Propuesto

6.3.1. AJUSTES DE LOS RELÉS

En la siguiente tabla se detallan los ajustes originales y propuestos de las protecciones del sistema Hornopirén. Por otro lado, los fusibles de MT de las unidades de la central Hornopirén tienen un calibre de 30 A de corriente nominal, y están modelados según la curva 30 Positrol 123-62. Aprovechando la condición de direccionalidad de R1 y R2, se ajustó de manera que actúen lo más rápido posible en dirección hacia la central. R1(R2) dir. sist. se refiere a R1(R2) con los datos de direccionalidad hacia el sistema y R1(R2) dir. Central se refiere a R1(R2) con los datos de direccionalidad hacia la central.

Tabla 17. Ajustes originales Relés Sistema Hornopirén.

Nombre Equipo	R Hornopirén	R Contao	R1 dir. sist	R1 dir. central	R2 dir. sist	R2 dir. central
Relé	NOJA POWER	NOJA POWER	NOJA POWER	NOJA POWER	NOJA POWER	NOJA POWER
Tensión [kV]	23	23	23	23	23	23
FASE						
I pick up [A]	60	30	30	-	30	-
Curva	IEC Inversa	IEC Inversa	ANSI LTEI	-	ANSI LTEI	-
Multiplicador	0,01	0,02	0,03	-	0,02	-
Sumador [seg]	0,08	0,07	0,4	-	0,28	-
Máx. Tripping time [seg]	1	1	1,5	-	1,2	-
Angulo de torque [°]	-	-	330	-330	330	-330
Unidad de Alta Corriente (HCT)	ON	-	-	ON	-	ON
Pick up HCT [A]	60	-	-	35	-	45
Tiempo min [seg]	0,3	-	-	0,125	-	0,14
RESIDUAL						
I pick up [A]	10	10	10	-	10	-
Curva	IEC Inversa	IEC Inversa	ANSI LTEI	-	IEC Inversa	-
Multiplicador	0,02	0,02	0,19	-	0,08	-
Sumador [seg]	0,06	0,06	0,19	-	0,05	-
Máx. Tripping time [seg]	1	1	1,5	-	1,2	-
Angulo de torque [°]	-	-	90	-90	90	-90
Unidad de Alta Corriente (HCT)	-	-	-	ON	-	ON
Pick up HCT [A]	-	-	-	10	-	10
Tiempo min [seg]	-	-	-	0,125	-	0,125

Tabla 18. Ajustes modificados Relés Sistema Hornopirén.

Nombre Equipo	R Hornopirén	R Contao	R1 dir, sist	R1 dir, central	R2 dir, sist	R2 dir, central
Relé	NOJA POWER	NOJA POWER	NOJA POWER	NOJA POWER	NOJA POWER	NOJA POWER
Tensión [kV]	23	23	23	23	23	23
FASE						
I pick up [A]	60	40	40	-	40	-
Curva	IEC Inversa	IEC Inversa	ANSI LTEI	-	ANSI LTEI	-
Multiplicador	0,01	0,02	0,03	-	0,03	-
Sumador [seg]	0,08	0,13	0,4	-	0,37	-
Máx, Tripping time [seg]	1	1	1,5	-	1,2	-
Angulo de torque [°]	-	-	330	-330	330	-330

Unidad de Alta Corriente (HCT)	ON	-	-	ON	-	ON
Pick up HCT [A]	60	-	-	40	-	45
Tiempo min [seg]	0,3	-	-	0,18	-	0,18
RESIDUAL						
I pick up [A]	10	10	10	-	10	-
Curva	IEC Inversa	IEC Inversa	ANSI LTEI	-	ANSI LTEI	-
Multiplicador	0,02	0,02	0,22	-	0,08	-
Sumador [seg]	0,06	0,06	0	-	0,1	-
Máx, Tripping time [seg]	1	1	1,5	-	1,2	-
Angulo de torque [°]	-	-	90	-90	90	-90
Unidad de Alta Corriente (HCT)	-	-	-	ON	-	ON
Pick up HCT [A]	-	-	-	10	-	10
Tiempo min [seg]	-	-	-	0,18	-	0,18

A continuación se muestran los ajustes actuales y propuestos de las protecciones de BT de las unidades de Hornopiren. Se tomó los modelos de las mismas en función de la última información provista por SAESA.

Tabla 19. Ajustes originales protecciones BT unidades Hornopiren.

Generador	5648	5649	5654	5533
Modelo prot BT	Micrologic 5,0A	Micrologic 5,0A	Micrologic 5,0A	AOR-1BL-AS
In [A]	1600	1600	1600	2500
Ir	1*In	1*In	1*In	I1=0,95*0,8*In
Unidad de tiempo inverso:				
Long Delay Setting tr (6*Ir) [s]	4	4	0,5	1,25
Short Delay Setting Isd	1,5	1,5	1,5	I2=1,5
Short Delay Time i2t (10*Ir) [s]	0,3	0,3	0,1	0,08
Instantaneous	8	8	2	4

En la siguiente tabla se muestran los ajustes propuestos de las protecciones de BT de las unidades generadoras de Hornopiren. Teniendo en cuenta que las cuatro unidades son de la misma potencia y desconociendo particularidades de cada una se toman los mismo seteos para las cuatro protecciones de BT de las máquinas.

Tabla 20. Ajustes propuestos protecciones BT unidades Hornopiren.

Generador	5648	5649	5654	5533
Modelo prot BT	Micrologic 5,0A	Micrologic 5,0A	Micrologic 5,0A	AOR-1BL-AS
In [A]	1600	1600	1600	1600
Ir	1*In	1*In	1*In	I1=1*In
Unidad de tiempo inverso:				
Long Delay Setting tr (6*Ir) [s]	4	4	4	4
Short Delay Setting Isd	1,5	1,5	1,5	1,5
Short Delay Time i2t (10*Ir) [s]	0,3	0,3	0,3	0,3
Instantaneous	6	6	6	6

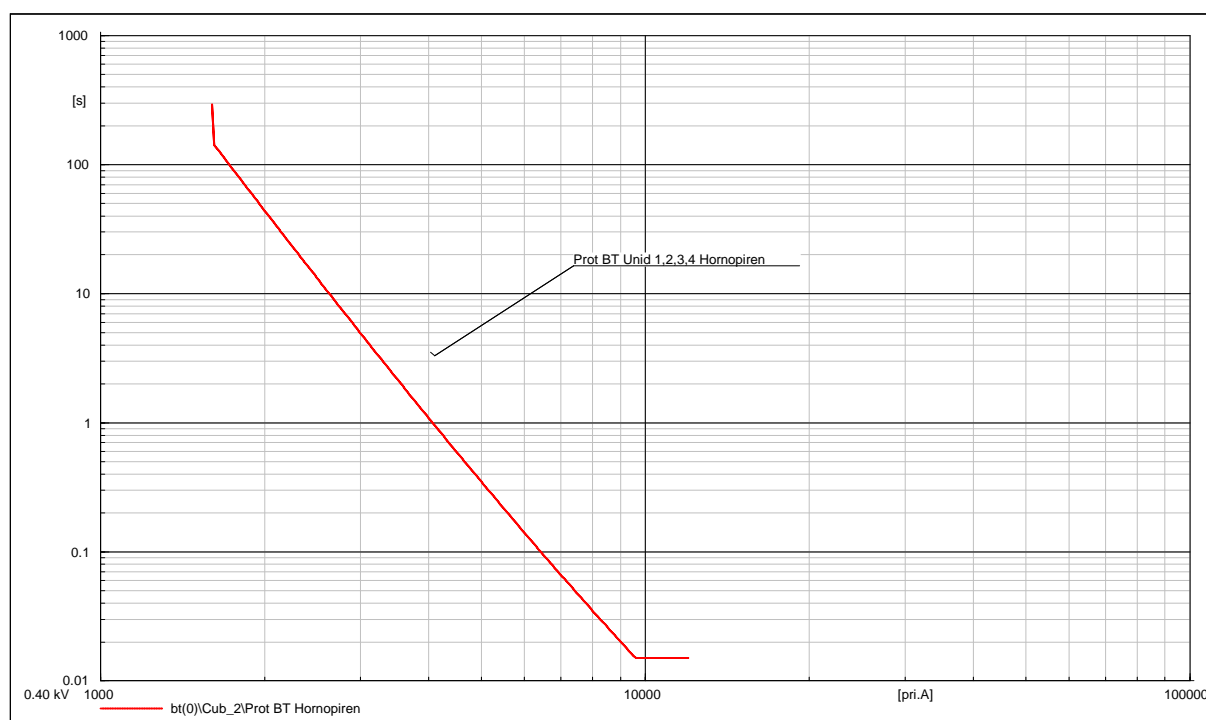


Figura 17. Curvas de ajuste de relés BT Hornopiren. Propuesto

El relé del generador de Cuchildeo (GE SR 489) consta de diversos elementos de protecciones configurables. Algunos de estos son intrínsecamente selectivos, por lo que no tienen incidencia en la coordinación del sistema. Estos elementos son:

- Elemento de Energización Inadvertida
- Elemento Potencia Inversa (32)
- Elemento Diferencial de Generador (87G)
- Elemento de Perdida de Excitación (40)

Por otro lado los elementos que deben analizarse por no ser inermemente selectivos son:

- Elemento de Distancia (21)

- Elemento de Sobrecorriente de Secuencia Negativa (46)
- Elementos de Sobre y Baja Tensión (59/27)
- Elemento de Sobre y baja frecuencia (81U/81L)
- Elemento de Sobrecorriente de Fase (51/50)
- Elemento de Sobrecorriente Residual (51N/50N)
- Elemento de Alta Corriente (51HS)

ELEMENTO DE DISTANCIA 21

Según la información suministrada por SAESA esta función se habilita como respaldo de la protección diferencial del generador de la Central. Los criterios de ajuste para las 2 zonas de protección son los siguientes:

- **En Primera zona**, el alcance es hasta el 90% de la impedancia del generador, con retardo de 0,5 seg. ($Z_1=5,3 \Omega$ primario= $13,8 \Omega$ secundario. Angulo 85°)
- **En Segunda zona**, el alcance será equivalente al 100% de la impedancia del generador, más el 70% de la Impedancia del Transformador Elevador 1T, con retardo de 1,2 seg. ($Z_2=6,0 \Omega$ primario= $15,8 \Omega$ secundario. Angulo 85°)

Según los criterios expuestos, el alcance de Primera Zona y Segunda Zona no opera para fallas en el sistema de 23kV, por tal motivo no existe la necesidad de evaluar la coordinación con las protecciones del entorno eléctrico en 23 kV.

ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA (46)

Los ajustes de este elemento son los siguientes:

PickUp = 8%

K = 40

Max. Time = 1000 s

Según las curvas de operación del elemento de secuencia negativa (manual SR-489), para un cortocircuito máximo en 23kV la corriente de secuencia negativa que circula por el generador es de $I_2=380$ A. Para esta corriente el tiempo de operación del elemento de secuencia negativa es mayor a 10 segundos, siendo este un tiempo suficiente para permitir la operación selectiva de los reconectores R1 y R2.

ELEMENTOS DE SOBRE Y BAJA TENSION (59/27)

El criterio de ajuste de la protección de sobre y baja tensión 59/27 se ajusta para proteger al equipamiento contra los efectos de su operación en condiciones de baja tensión. Esta función generará una apertura de R1 en condiciones en que la tensión del sistema esté por debajo de $0,8.V_n$.

La función de Sobre Tensión (59), se ajusta para proteger el equipamiento ante voltajes en niveles peligrosos y de duración prolongada que puedan deteriorar su aislamiento. Esta función generará una apertura de R1 en condiciones en que la tensión del sistema esté por debajo de $1,1.V_n$.

Ambas funciones de protección se ajustarán con un retardo de 2 seg.

Dado que el ajuste "Máximo tiempo de Trip", en los reconectores Noja, se encuentra en el orden de los 1,5 seg este elemento se encuentra coordinado.

ELEMENTO DE SOBRE Y BAJA FRECUENCIA (81U/81L)

Los ajustes suministrados son los siguientes:

- 81U
 - Trip Level 1 = 48,5 Hz Tiempo = 60 s
 - Trip Level 2 = 48,0 Hz Tiempo = 5 s
- 81O
 - Trip Level 1 = 51,5 Hz Tiempo = 60 s
 - Trip Level 2 = 52,0 Hz Tiempo = 5 s

Al igual que para el caso anterior, los elementos de frecuencia presentan una temporización mayor que el “Máximo Tiempo de Trip” propuesto en el apartado anterior. En consecuencia, si las variaciones de frecuencia son causadas por cortocircuitos en el sistema en 23kV, las protecciones de sobrecorriente de los reconectores operarán en forma selectiva antes que los elementos de frecuencia.

ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE FASE Y RESIDUAL (51-50N)

El grupo de conexión del Transformador elevador Ynd1 filtra la componente de secuencia cero entre el lado 23 y 2,3 kV. Esta condición hace innecesario la verificación de coordinación entre los elementos de sobrecorriente residuales del lado 2,3kV y el sistema de 23kV.

En la siguiente tabla se presenta los ajustes suministrados de los elementos de sobrecorriente de la protección GE SR489, 2,3 kV, como así también los ajustes de la protección del transformador de unidad GE SR 345, lado 23 kV. Este último relé (GE SR 345), por ser una unidad diferencial, se lo considera inermemente selectivo y se considera a la unidad de sobrecorriente solo como respaldo.

Tabla 21. Ajustes elementos sobrecorriente (SR 345/489)

Nombre Equipo	GE SR 345 23 kV	GE SR 489
Relé	GE SR 345	GE SR 489
Tensión [kV]	23	2,3
FASE		
I pick up [A]	30	300
Curva	ANSI MI	ANSI MI
Multiplicador	2,39	3,4
Sumador [seg]	0	0
Unidad de Alta Corriente (HCT)		
Pick up HCT [A]		
Tiempo min [seg]		
RESIDUAL		
I pick up [A]	10	-
Curva	ANSI MI	-
Multiplicador	2,99	-
Sumador [seg]	0	-
Unidad de Alta Corriente (HCT)	-	ON
Pick up HCT [A]	-	30
Tiempo min [seg]	-	0,25

En función de los ajustes de sobrecorriente del SR 489 suministrados y mostrados en la tabla anterior, y según lo comparado con la curva de operación de la unidad de fase del R1 de Noja se aprecia que se tiene una actuación coordinada entre los mismos, teniendo en cuenta que se tiene un máximo tiempo de trip de 1,5 seg para la unidad de fase del reconectador R1 y que el grupo de conexión del trafo de unidad evita la descoordinación entre las unidades residuales.

En efecto, con los seteos mostrados y dado que solo se tiene una unidad en Cuchildeo, el rele GE RS-489 del generador actúa como un respaldo del relé Noja correspondiente a R1, pues este último (R1) siempre actuara primero (en particular la unidad con dirección hacia la central), incluso ante fallas en bornes de BT la máquina.

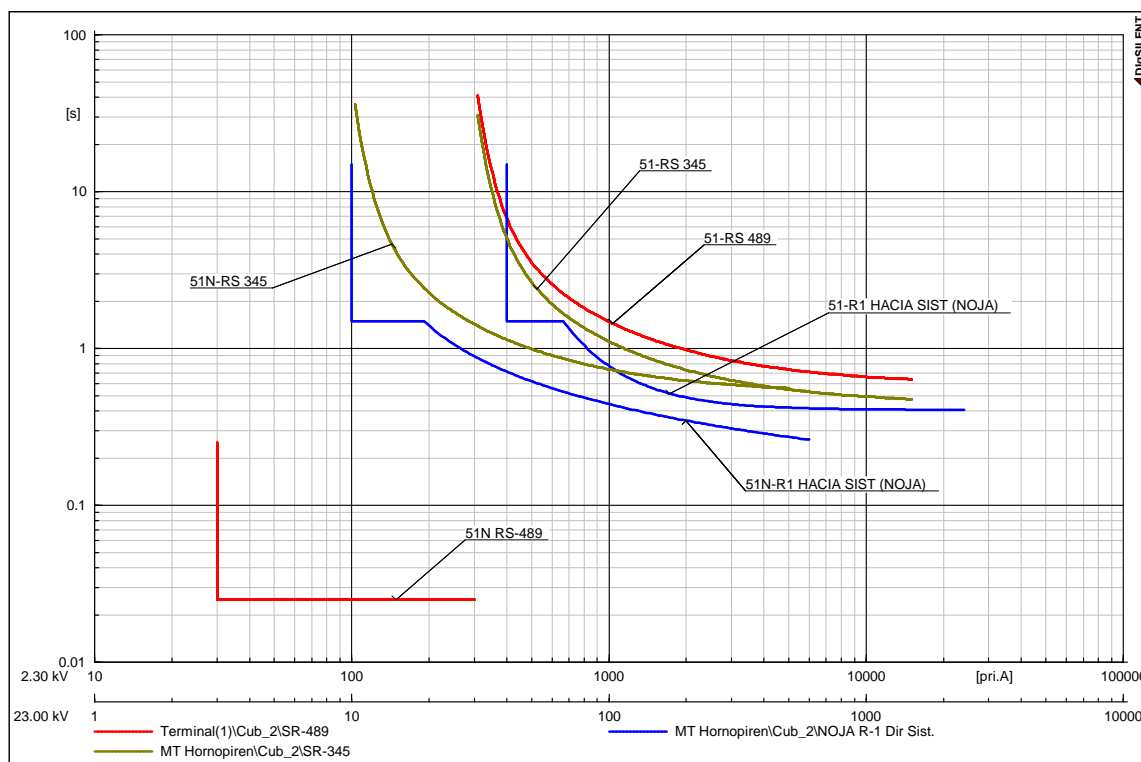


Figura 18. Curvas de ajuste de relés BT Cuchildeo.

7. CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

7.1. Objetivo

Según describe la NT en el Art. 5.3, numeral d), se establece que este 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 NT establece a través de su artículo 5-44 que “En Estado Normal o Estado de Alerta, los márgenes de reserva de potencia reactiva que el SM deberá mantener, serán los que se determinen de acuerdo al Estudio de Control de Tensión establecido en el Título 6-2 de la presente NT.”

En efecto, mediante este estudio se determina lo siguiente:

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

7.2. Metodología

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

Adicionalmente, se verificó que en todos los estados analizados cada unidad generadora cumpla con los límites fijados por su Curva de Capacidad (diagrama PQ), según lo indicado en el Artículo 5-47 de la NT, tanto en la región de sobreexcitación como de subexcitación.

Se consideró un horizonte de 48 meses, extrapolando la demanda máxima para cada año futuro en función de los criterios de crecimiento de carga suministrados por SAESA. Asimismo, se analizó un escenario de mínima demanda solo para el año base, pues se supuso que proyecciones de demanda mínima para años futuros no aportan resultados representativos.

7.3. Escenarios de estudio

Se considera un horizonte de 48 meses y los siguientes escenarios de demanda:

Escenario demanda máxima:

- 2014
- 2015
- 2016
- 2017

Escenario demanda mínima:

- 2014

7.4. Fallas consideradas

Con respecto a las fallas consideradas en este apartado, se tienen en cuenta lo siguiente:

- Para todos los casos solo se analiza el caso base y la pérdida del generador Cuchileo. No se tiene en cuenta la salida de una unidad de Hornopirén para el

análisis de tensiones, pues dada la topología y demanda del sistema Hornopiren, la salida de cualquier unidad de Hornopirén (se encuentran tres despachadas y una en stand by, siguiendo el razonamiento económico ya descrito en el apartado 2) obligaría a redespechar la máquina de reserva de dicha central y el análisis estático sería idéntico al del caso base. Asimismo, para el caso de la pérdida de Cuchildeo se considera redespechada una unidad adicional de Hornopirén de manera de poder abastecer la demanda.

Tabla 22. Fallas consideradas para estudio de control de tensión

Falla <i>j</i>	Elemento	Observaciones / Efecto
1	Generador CH Cuchildeo	Pérdida de la unidad generadora de la central o de su transformador asociado.

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

Se resumen los principales resultados obtenidos del análisis de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva, mostrándose los resultados completos en el anexo I.

7.5.1. IDENTIFICACIÓN BARRA MÁS DÉBIL

La barra más débil del sistema se identificó a partir de determinar el nodo del sistema de transmisión que ante variaciones de potencia reactiva presentaba mayores variaciones de tensión. Esta condición se define como la sensibilidad de la tensión de la barra con respecto a la potencia reactiva (dV/dQ).

En todos los escenarios la barra más débil del sistema se correspondió con el extremo del alimentador Contao, siendo este el alimentador de mayor longitud del sistema Hornopirén.

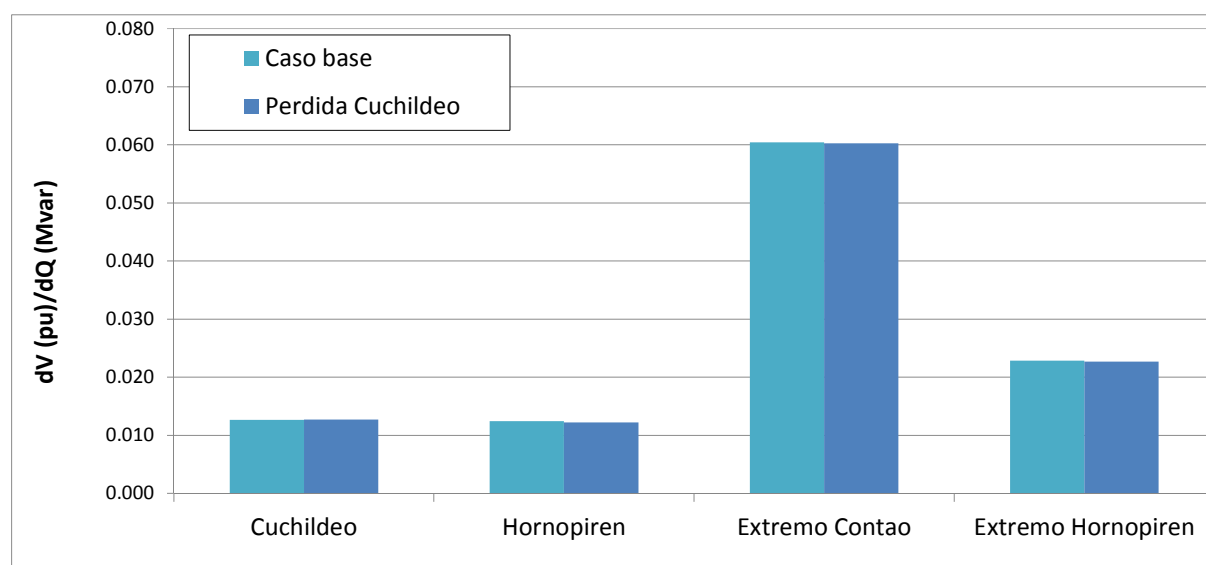


Figura 19. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2014.

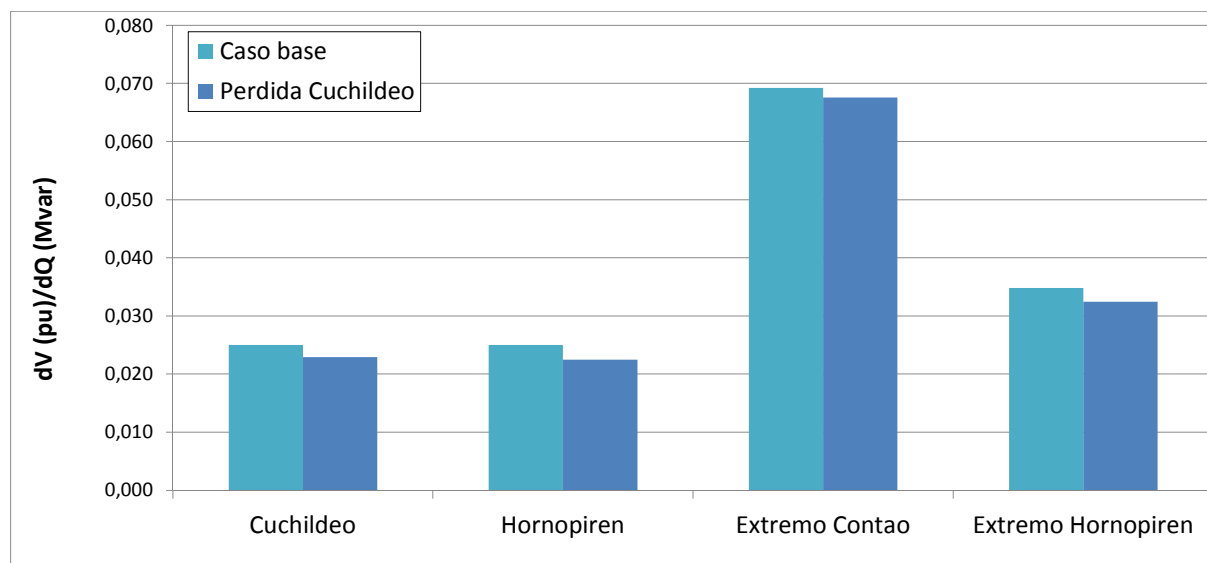


Figura 20. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Min 2014.

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

Luego de determinar el extremo del alimentador Contao como el nodo más débil del sistema Hornopirén, se calcularon las curvas Q-V para dicho nodo, tanto en condición N como en estado de contingencia, según las fallas establecidas previamente. A partir de estas curvas se establece Margen de Estabilidad de Tensión (MET), el cual se define como el porcentaje que presenta la tensión post contingencia en el punto de colapso ($dV/dQ=0$), respecto a la mínima tensión aceptable por la NT en estado de alerta.

En las figuras 17 y 18 se muestran las curvas Q-V para el caso de máxima y mínima demanda para el año 2014 respectivamente.

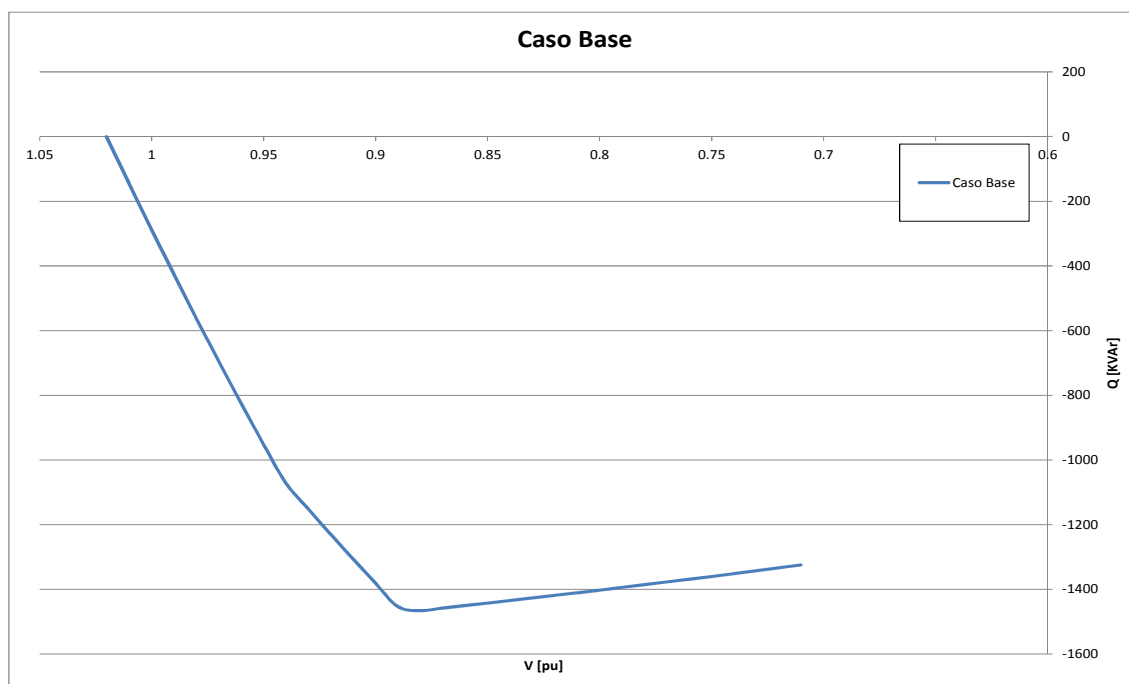


Figura 21. Curva Q-V barra Extremo Contao 23kV para contingencias críticas. Min 2014.

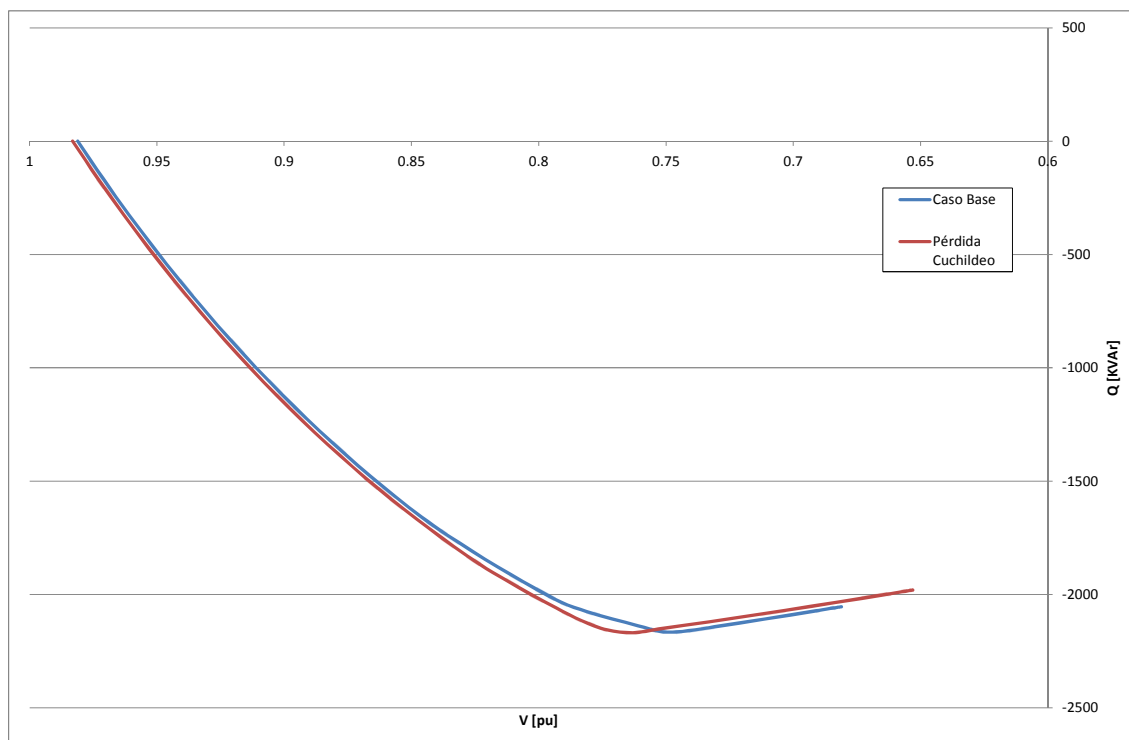


Figura 22. Curva Q-V barra Extremo Contao 23kV para contingencias críticas. Max 2014.

7.5.3. REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA PARA CONTINGENCIAS EVALUADAS

En este apartado se detallan los aportes de potencia reactiva de cada una de las unidades despachadas en el caso base y para cada una de las contingencias analizadas. A modo de ejemplo, en este caso se muestran los resultados para el caso de máxima y mínima demanda para el año 2014. Nuevamente los resultados completos se encuentran en el anexo I.

Tabla 23. Aporte de reactiva de unidades. Max 2014.

NOMBRE	BASE		PERDIDA CUCHILDEO	
	Q [kVar]	COS FI	Q [kVar]	COS FI
Cuchildeo U1	64,39	1,00		
Hornopirén U1	271,06	0,94	258,20	0,92
Hornopirén U2	334,08	0,82	253,61	0,93
Hornopirén U3	215,91	0,91	133,16	0,98
Hornopirén U4			231,96	0,94

Tabla 24. Aporte de reactiva de unidades. Min 2014.

NOMBRE	BASE		PERDIDA CUCHILDEO	
	Q [kVar]	COS FI	Q [kVar]	COS FI
Cuchildeo U1	25,79	1,00		
Hornopirén U1	199,91	0,64	47.16911	0.99
Hornopirén U2			309.054	0.88
Hornopirén U3				
Hornopirén U4				

7.6. Conclusiones

- **Operación con margen de tensión adecuado.** Inspeccionando las curvas Q-V para el caso de la barra más débil, se advierte que el margen de tensión es adecuado teniendo en cuenta las tensiones de operación tanto en condición N como en post-contingencia.
- **Aporte de reactiva de las unidades del sistema.** Tanto en condición N, como en post-contingencia el aporte de reactiva de las unidades de generación participantes se mantuvo dentro de los márgenes permitidos de operación dado por la curva de capacidad de las máquinas.

8. PLAN DE RECUPERACIÓN DEL SERVICIO

8.1. Descripción General

El sistema Hornopirén consta actualmente de cinco unidades generadoras las cuales abastecen la demanda de la zona en su totalidad. El parque de generación se compone de en una central hidráulica, denominada Cuchildeo y una central térmica, llamada Hornopirén. La generación se encuentra concentrada en un área puntual del sistema y la distribución del suministro está definida por dos alimentadores principales en 23kV: alimentadores Hornopirén y Contao.

El sistema Hornopirén consta de un total de generación disponible de 3800 kW, compuestos por 800 kW de generación hidroeléctrica y 3000 kW de generación térmica. La central hidroeléctrica Cuchildeo consta de una única unidad generadora de 800 kW, mientras que la central térmica Hornopirén se compone de cuatro unidades térmicas (motores diesel) de 750 kW, totalizando los 3000 kW térmicos.

Asimismo, 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 km²⁸, 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 km²⁹, está destinado a distribuir suministro a los clientes ubicados en el sector Contao y alrededores.

8.2. Plan de Recuperación de Servicio (PRS)

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

8.2.1. DEFINICIONES

CCT, Centro de Control de Transmisión: encargado del despacho de las centrales de generación del sistema de Hornopirén. Se encuentra ciudad de Osorno, desde donde controla el despacho del SM Hornopirén.

CO, Centro de Operación: se encuentra 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.

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

8.2.2. 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.

8.2.3. CONSIDERACIONES INICIALES DEL PRS

El CCT 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 CCT 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 CCT 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 CCT solicita al Jefe de Distribución la realización de las maniobras pertinentes en terreno.

El CCT verifica con el Jefe de Distribución la realización de las operaciones de terreno solicitadas, y pide autorización para energizar redes con potencia disponible.

8.2.4. CONSIDERACIONES 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.

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.

8.2.5. 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.

Tabla 25. Procedimiento

SISTEMA HORNOPIRÉN		
1	CCT	Da instrucciones al OC y ordena disponer de estado de interruptores y reconectores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipos no operados en centrales y alimentadores Hornopirén y Contao.
2	CCT	Da inicio de plan de recuperación de servicio.
3	CCT	Da orden al CO y solicita energizar Barra 23kV de la central Hornopirén con energía de grupos termoeléctricos N° 5654, N° 5648 y N° 5549 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° 5533 de esta misma central.
4	CCT	Según disponibilidad de las instalaciones de distribución se energiza alimentador Contao cerrando reconector Contao. Maniobra realizada por brigada previa instrucción del CCT
5	CCT	Según disponibilidad de las instalaciones de distribución se energiza alimentador Hornopirén. En caso que previamente no se haya podido energizar el alimentador Contao, se debe verificar antes del cierre de reconector Hornopirén que la previsión de demanda para el alimentador Hornopirén sea mayor al mínimo técnico de la Central Hornopirén. La operación la realiza la brigada previa orden del CCT.

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 I: RESULTADOS COMPLETOS REGULACIÓN DE TENSIÓN

En el presente anexo se muestran los resultados completos para todos los escenarios analizados del estudio de regulación de tensión.

9.1.1 IDENTIFICACIÓN BARRA MÁS DÉBIL

En las siguientes figuras se muestra la sensibilidad dV/dQ para todas las barras analizadas y escenarios futuros.

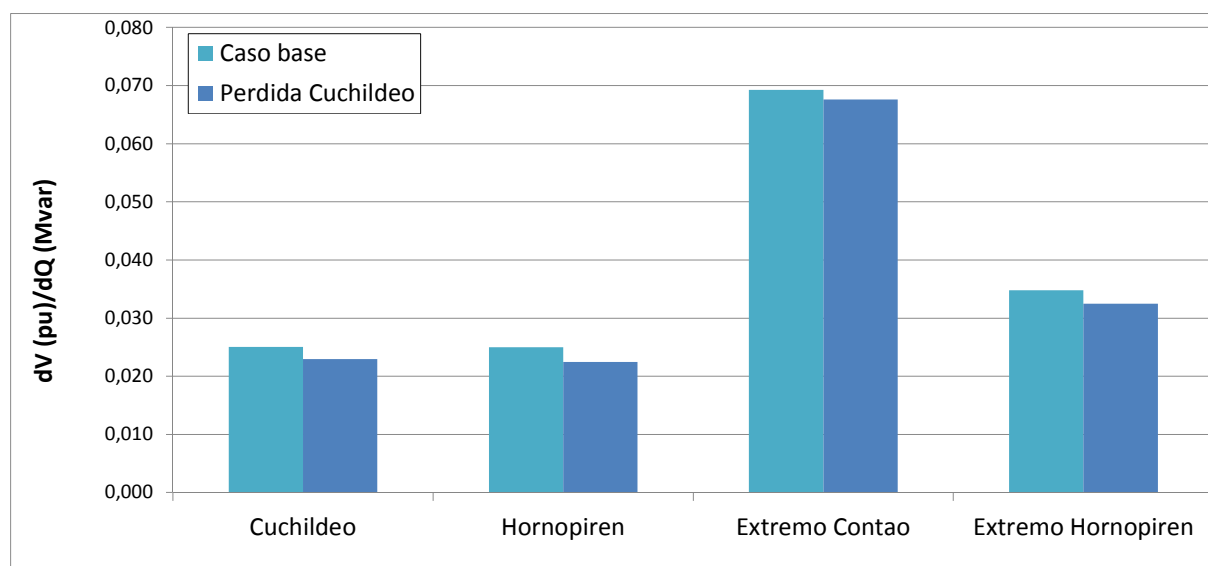


Figura 23. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Min 2014.

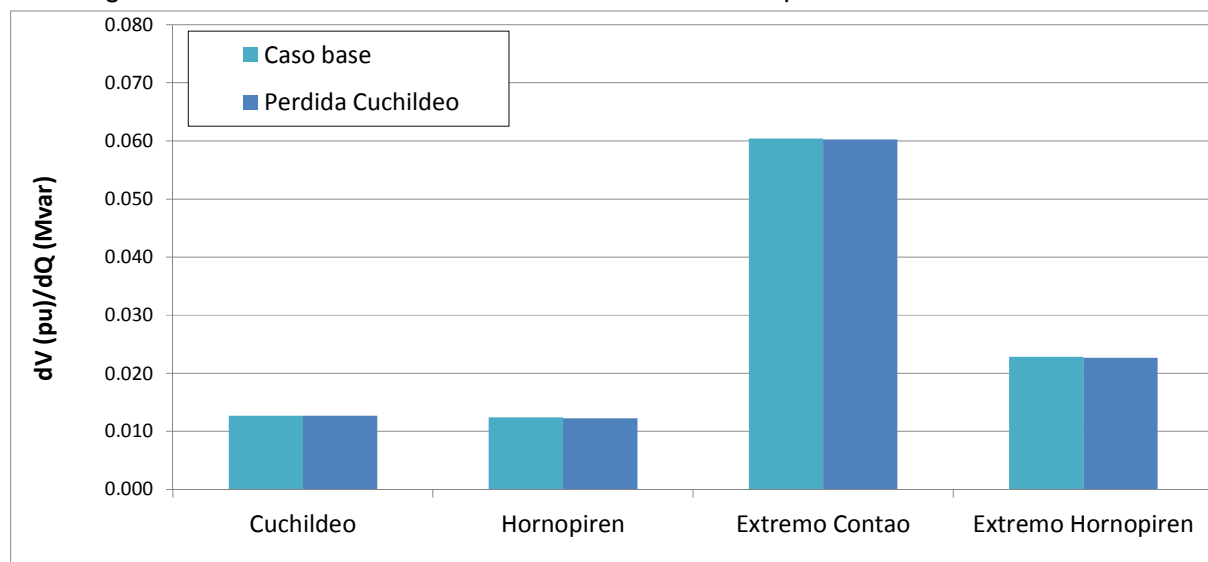


Figura 24. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2014.

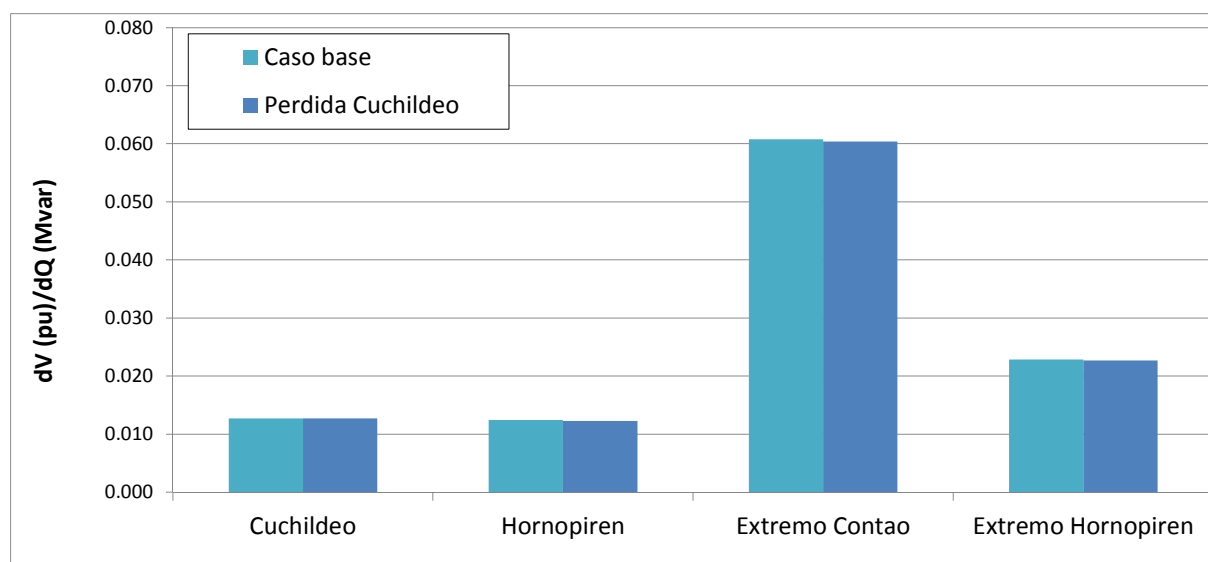


Figura 25. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2015.

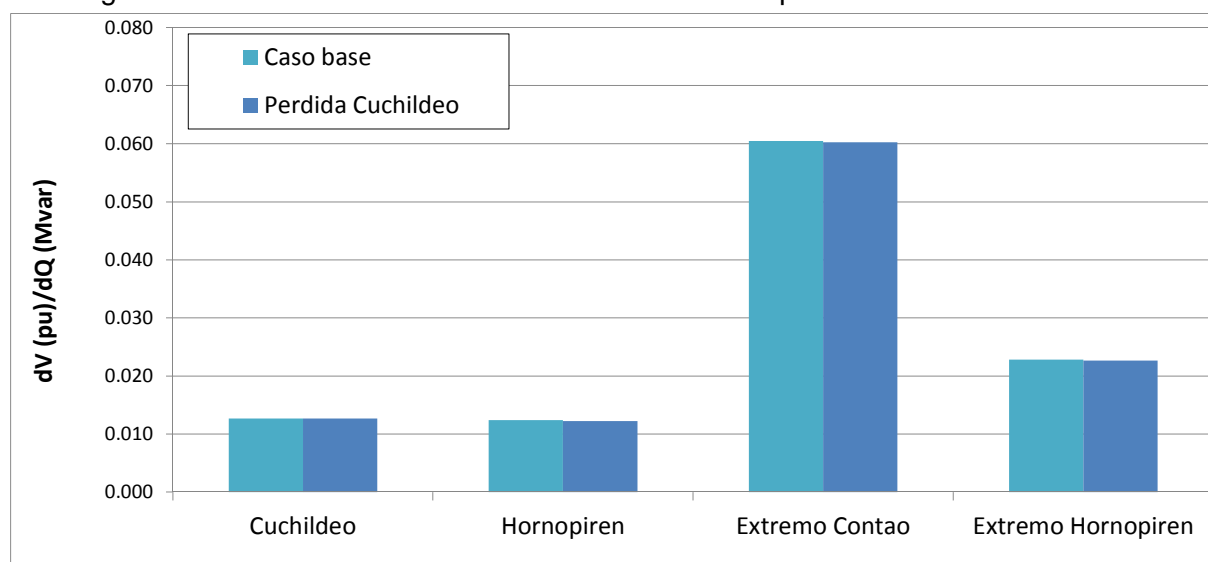


Figura 26. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2016.

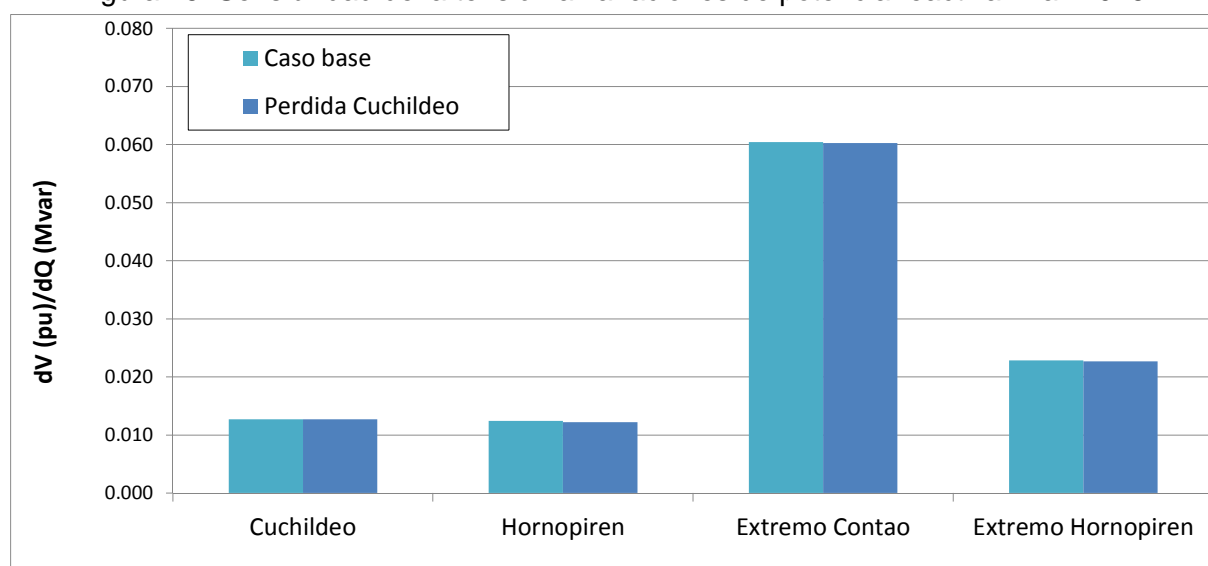


Figura 27. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2017.

9.1.2. DETERMINACIÓN MARGEN DE TENSION PARA BARRA MÁS DÉBIL- CURVAS Q-V

En las figuras subsiguientes se muestran las curvas Q-V para los escenarios de demanda máxima y mínima del 2014. No se muestran las curvas de demanda máxima para los años siguientes pues dichas curvas no presentan variación apreciable con el aumento de la demanda.

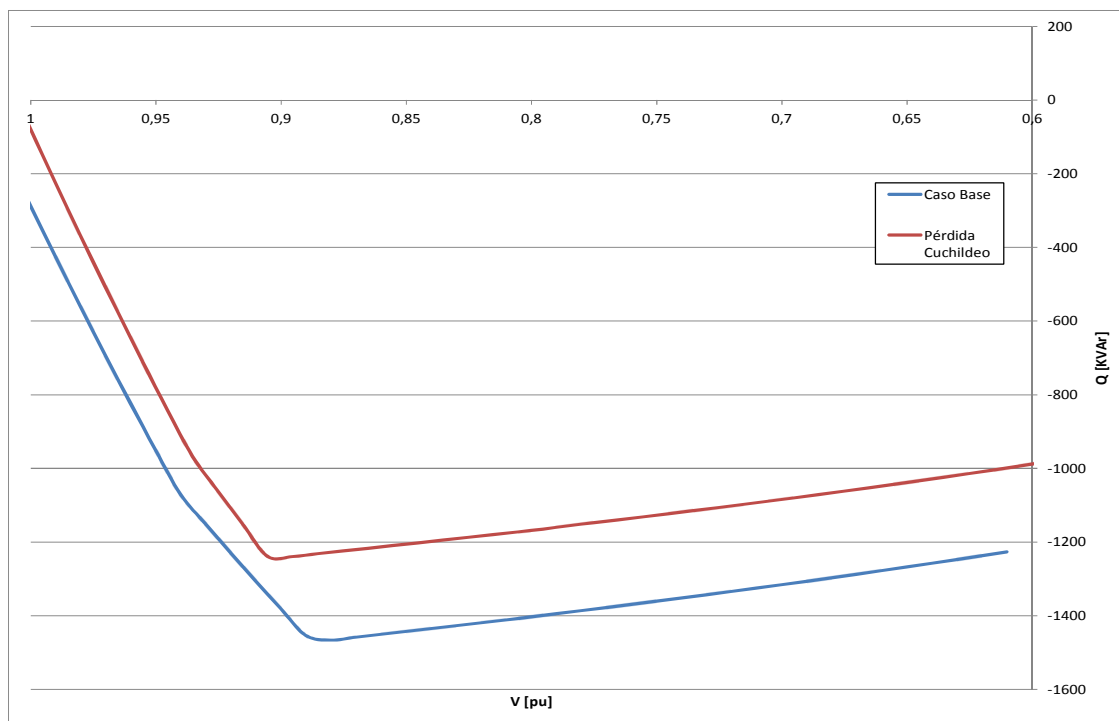


Figura 28. Curva Q-V extremo alim Contao para contingencias críticas. Min 2014.

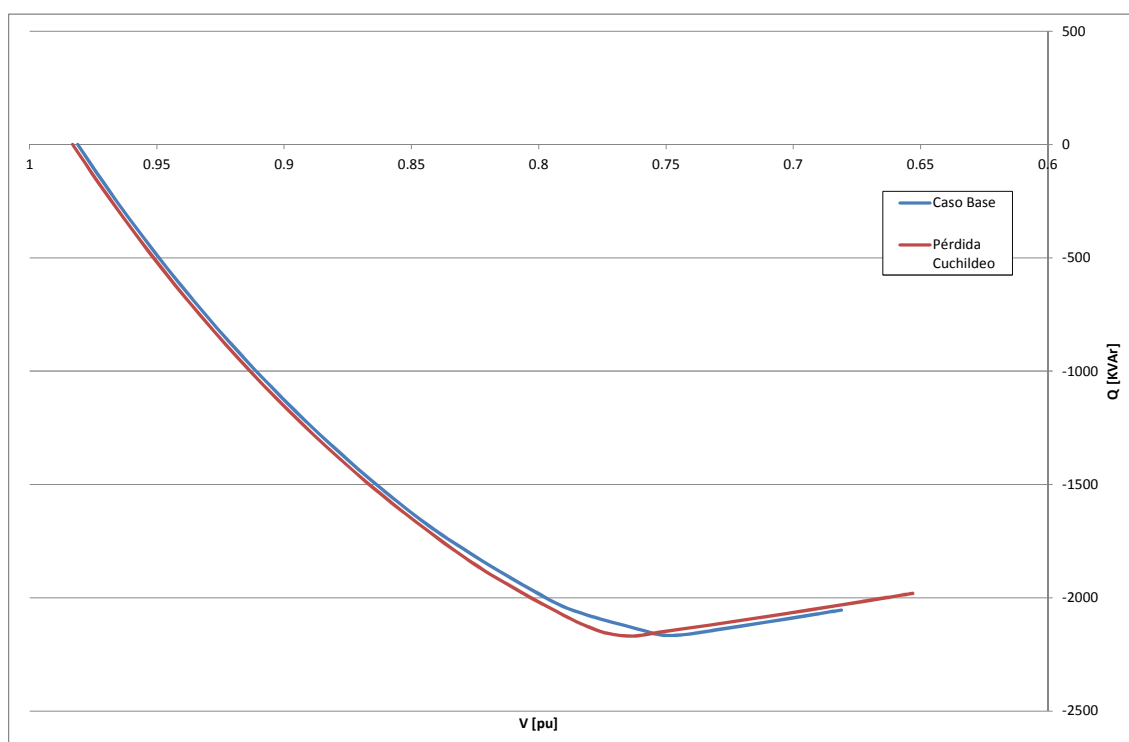


Figura 29. Curva Q-V extremo alim Contao para contingencias críticas. Max 2014.

9.1.3. REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA PARA CONTINGENCIA MÁS CRÍTICA

Tabla 26. Requerimiento de reactiva. Min 2014.

NOMBRE	BASE	
	Q[kVAr]	COS FI
Cuchildeo U1	25,79	1,00
Hornopirén U1	199,91	0,64
Hornopirén U2		
Hornopirén U3		
Hornopirén U4		

Tabla 27. Requerimiento de reactiva. Max 2014.

NOMBRE	BASE		PERDIDA CUCHILDEO	
	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI
Cuchildeo U1	64,39	1,00		
Hornopirén U1	271,06	0,94	258,20	0,92
Hornopirén U2	334,08	0,82	253,61	0,93
Hornopirén U3	215,91	0,91	133,16	0,98
Hornopirén U4			231,96	0,94

Tabla 28. Requerimiento de reactiva. Max 2015.

NOMBRE	BASE		PERDIDA CUCHILDEO	
	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI
Cuchildeo U1	81,72	0,99		
Hornopirén U1	333,22	0,86	269,08	0,92
Hornopirén U2	324,07	0,88	269,29	0,92
Hornopirén U3	192,80	0,95	143,67	0,98
Hornopirén U4			242,51	0,94

Tabla 29. Requerimiento de reactiva. Max 2016.

NOMBRE	BASE		PERDIDA CUCHILDEO	
	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI
Cuchildeo U1	97,57	0,99		
Hornopirén U1	328,49	0,90	287,67	0,92
Hornopirén U2	344,78	0,87	283,78	0,92
Hornopirén U3	209,66	0,94	152,10	0,98
Hornopirén U4			250,98	0,94

Tabla 30. Requerimiento de reactiva. Max 2017.

NOMBRE	BASE		PERDIDA CUCHILDEO	
	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI
Cuchildeo U1	114,93	0,99		
Hornopirén U1	349,51	0,89	294,56	0,92
Hornopirén U2	355,09	0,88	302,08	0,92
Hornopirén U3	212,38	0,95	165,31	0,97
Hornopirén U4			264,26	0,93

9.2. ANEXO II: RESULTADOS COMPLETOS VERIFICACIÓN DE PROTECCIONES

9.2.1. RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En este anexo se incluyen los resultados de la verificación de la actuación de las protecciones para las distintas fallas detalladas en el cuerpo del informe. Las tablas incluyen los elementos que actuaron y sus tiempos de disparo, discriminado por tipo de falla (trifásica, monofásica, bifásica y bifásica a tierra). La coordinación se realizó tomando un escenario de máxima demanda y otro de mínima demanda, verificando que se cumpla la coordinación en ambas condiciones.

Además, para cada una de las tablas se indica con color verde claro los elementos que debían operar para despejar la falla en forma selectiva y coordinada y con color naranja claro los elementos que no serán tenidos en cuenta en el análisis de coordinación, puesto que en función de su característica de actuación Direccional se deduce que no habrían operado en los casos resaltados de no haber presentado inconvenientes la unidad de Direccionalidad de los relés de la base de datos.

Los interruptores de baja tensión para las unidades de la central Hornopirén son denominados “Prot BT Hornopirén 1”, “Prot BT Hornopirén 2”, “Prot BT Hornopirén 3”, “Prot BT Hornopirén 4” y los fusibles de MT de dicha central fueron designados “Fus Hornopirén U1 MT”, “Fus Hornopirén U2 MT”, “Fus Hornopirén U3 MT” y “Fus Hornopirén U4 MT”.

Tal como se muestra en las tablas se obtuvo una actuación coordinada de las protecciones excepto para el caso de las falla 4, la cual correspondía a las falla en barra de generación de Hornopirén, tal como fue descrito en el cuerpo del informe. Asimismo no se obtuvo una actuación exitosa de la protección de BT de los generadores de Hornopirén ante fallas bifásicas.

Tabla 31. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda máxima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento Actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18
NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18
NOJA R-2 Dir Sist.(1	0,42	NOJA R-2 Dir Sist.(1	0,24	NOJA R-2 Dir Sist.(1	0,42	NOJA R-2 Dir Sist.(1	0,231
NOJA R-1 Dir Sist.	0,463	NOJA R-1 Dir Sist.	0,43	Rec. Hornopirén	0,511	Rec. Hornopirén	0,255
SR-345	0,723	Rec. Hornopirén	0,617	NOJA R-1 Dir Sist.	0,565	NOJA R-1 Dir Sist.	0,349
SR-489	1,007	SR-345	0,721	SR-345	0,976	SR-345	0,625
Fus Hornopirén U2 MT	2,418	Fus Hornopirén U2 MT	1,153	SR-489	1,309	Fus Hornopirén U1 MT	0,981
Fus Hornopirén U1 MT	2,459	Fus Hornopirén U1 MT	1,168	Fus Hornopirén U1 MT	2,743	Fus Hornopirén U2 MT	1,01
Fus Hornopirén U3 MT	2,83	SR-489	1,429	Fus Hornopirén U2 MT	2,973	SR-489	1,062
Prot BT Hornopirén 2	4,097	Fus Hornopirén U3 MT	1,53	Fus Hornopirén U3 MT	3,441	Fus Hornopirén U3 MT	1,354
Prot BT Hornopirén 1	4,139	Prot BT Hornopirén 1	4,993	Prot BT Hornopirén 2	4,097	Prot BT Hornopirén 2	4,097
Prot BT Hornopirén 3	4,522	Prot BT Hornopirén 2	5,27	Prot BT Hornopirén 1	4,139	Prot BT Hornopirén 1	4,139

Tabla 32. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda mínima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18
NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18
NOJA R-1 Dir Sist.	0,464	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,271	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,567	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,233
NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,566	NOJA R-1 Dir Sist.	0,539	NOJA R-1 Dir Sist.	0,593	NOJA R-1 Dir Sist.	0,4
SR-345	0,727	SR-345	0,921	SR-345	1,035	SR-345	0,684
SR-489	1,013	SR-489	1,469	SR-489	1,387	SR-489	1,048
Fus Hornopirén U1 MT	2,694	Fus Hornopirén U1 MT	1,77	Fus Hornopirén U1 MT	3,639	Fus Hornopirén U1 MT	1,423
Prot BT Hornopirén 1	4,384	Prot BT Hornopirén 1	5,593	Prot BT Hornopirén 1	4,384	Prot BT Hornopirén 1	4,384

Tabla 33. Actuación de relés de protección Falla 02 – Demanda máxima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
NOJA R-1 Dir Central	0,18	Rec. Hornopirén	0,11	NOJA R-1 Dir Central	0,18	Rec. Hornopirén	0,11
NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18
Rec. Hornopirén	0,223	NOJA R-2 Dir Central	0,18	Rec. Hornopirén	0,23	NOJA R-2 Dir Central	0,18
NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,433	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,338	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,536	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,286
NOJA R-1 Dir Sist.	0,463	NOJA R-1 Dir Sist.	0,443	NOJA R-1 Dir Sist.	0,565	NOJA R-1 Dir Sist.	0,356
SR-345	0,724	SR-345	0,738	SR-345	0,978	SR-345	0,633
SR-489	1,009	Fus Hornopirén U2 MT	1,118	SR-489	1,31	Fus Hornopirén U1 MT	0,931
Fus Hornopirén U2 MT	2,4	Fus Hornopirén U1 MT	1,133	Fus Hornopirén U1 MT	2,728	Fus Hornopirén U2 MT	0,957
Fus Hornopirén U1 MT	2,443	SR-489	1,427	Fus Hornopirén U2 MT	2,954	SR-489	1,061
Fus Hornopirén U3 MT	2,809	Fus Hornopirén U3 MT	1,485	Fus Hornopirén U3 MT	3,413	Fus Hornopirén U3 MT	1,276
Prot BT Hornopirén 2	4,078	Prot BT Hornopirén 1	4,949	Prot BT Hornopirén 2	4,077	Prot BT Hornopirén 2	4,077
Prot BT Hornopirén 1	4,123	Prot BT Hornopirén 2	5,217	Prot BT Hornopirén 1	4,122	Prot BT Hornopirén 1	4,123
Prot BT Hornopirén 3	4,5	Prot BT Hornopirén 3	5,721	Prot BT Hornopirén 3	4,5	Prot BT Hornopirén 3	4,5

Tabla 34. Actuación de relés de protección Falla 02 – Demanda mínima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
NOJA R-1 Dir Central	0,18	Rec. Hornopirén	0,11	NOJA R-1 Dir Central	0,18	Rec. Hornopirén	0,11
NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18
Rec. Hornopirén	0,242	NOJA R-2 Dir Central	0,18	Rec. Hornopirén	0,263	NOJA R-2 Dir Central	0,18
NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,434	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,439	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,564	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,319

NOJA R-1 Dir Sist.	0,464	NOJA R-1 Dir Sist.	0,542	NOJA R-1 Dir Sist.	0,593	NOJA R-1 Dir Sist.	0,41
SR-345	0,727	SR-345	0,927	SR-345	1,036	SR-345	0,696
SR-489	1,014	SR-489	1,468	SR-489	1,389	SR-489	1,047
Fus Hornopirén U1 MT	2,689	Fus Hornopirén U1 MT	1,744	Fus Hornopirén U1 MT	3,63	Fus Hornopirén U1 MT	1,385
Prot BT Hornopirén 1	4,378	Prot BT Hornopirén 1	5,568	Prot BT Hornopirén 1	4,378	Prot BT Hornopirén 1	4,378

Tabla 35. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda máxima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
NOJA R-1 Dir Central	0,18	CONTAO NOJA Dir Sist	0,11	NOJA R-1 Dir Central	0,18	CONTAO NOJA Dir Sist	0,11
NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18
CONTAO NOJA Dir Sist	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18	CONTAO NOJA Dir Sist	0,184	NOJA R-2 Dir Central	0,18
NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,433	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,339	Rec. Hornopirén	0,511	Rec. Hornopirén	0,248
NOJA R-1 Dir Sist.	0,463	NOJA R-1 Dir Sist.	0,444	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,536	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,287
SR-345	0,724	Rec. Hornopirén	0,614	NOJA R-1 Dir Sist.	0,565	NOJA R-1 Dir Sist.	0,356
SR-489	1,009	SR-345	0,74	SR-345	0,978	SR-345	0,633
Fus Hornopirén U2 MT	2,397	Fus Hornopirén U2 MT	1,112	SR-489	1,31	Fus Hornopirén U1 MT	0,923
Fus Hornopirén U1 MT	2,44	Fus Hornopirén U1 MT	1,128	Fus Hornopirén U1 MT	2,725	Fus Hornopirén U2 MT	0,949
Fus Hornopirén U3 MT	2,805	SR-489	1,426	Fus Hornopirén U2 MT	2,95	SR-489	1,06
Prot BT Hornopirén 2	4,074	Fus Hornopirén U3 MT	1,477	Fus Hornopirén U3 MT	3,407	Fus Hornopirén U3 MT	1,264
Prot BT Hornopirén 1	4,119	Prot BT Hornopirén 1	4,94	Prot BT Hornopirén 2	4,074	Prot BT Hornopirén 2	4,074
Prot BT Hornopirén 3	4,496	Prot BT Hornopirén 2	5,206	Prot BT Hornopirén 1	4,119	Prot BT Hornopirén 1	4,119

Tabla 36. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda mínima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
NOJA R-1 Dir Central	0,18	CONTAO NOJA Dir Sist	0,11	NOJA R-1 Dir Central	0,18	CONTAO NOJA Dir Sist	0,11
NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18
CONTAO NOJA Dir Sist	0,192	NOJA R-2 Dir Central	0,18	CONTAO NOJA Dir Sist	0,207	NOJA R-2 Dir Central	0,18
NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,434	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,441	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,564	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,319
NOJA R-1 Dir Sist.	0,464	NOJA R-1 Dir Sist.	0,542	NOJA R-1 Dir Sist.	0,593	NOJA R-1 Dir Sist.	0,411
SR-345	0,727	SR-345	0,928	SR-345	1,036	SR-345	0,698
SR-489	1,014	SR-489	1,468	SR-489	1,389	SR-489	1,047
Fus Hornopirén U1 MT	2,687	Fus Hornopirén U1 MT	1,739	Fus Hornopirén U1 MT	3,627	Fus Hornopirén U1 MT	1,379
Prot BT Hornopirén 1	4,377	Prot BT Hornopirén 1	5,563	Prot BT Hornopirén 1	4,377	Prot BT Hornopirén 1	4,377

Tabla 37. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda máxima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
NOJA R-1 Dir Central	0.18	NOJA R-2 Dir Central	0.18	NOJA R-1 Dir Central	0.18	NOJA R-2 Dir Central	0.18
NOJA R-2 Dir Central	0.18	NOJA R-1 Dir Central	0.18	NOJA R-2 Dir Central	0.18	NOJA R-1 Dir Central	0.18
NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0.478	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0.34	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0.678	Rec. Hornopirén	0.251
NOJA R-1 Dir Sist.	0.508	NOJA R-1 Dir Sist.	0.446	NOJA R-1 Dir Sist.	0.707	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0.287
Prot BT Hornopiren	0.736	SR-345	0.742	Prot BT Hornopiren	0.736	NOJA R-1 Dir Sist.	0.357
SR-345	0.781	Fus Hornopiren U2 MT	1.112	SR-345	1.055	SR-345	0.634
SR-489	1.008	Fus Hornopirén U1 MT	1.113	SR-489	1.31	Prot BT Hornopiren	0.736
Fus Hornopiren U2 MT	2.412	Prot BT Hornopiren	1.219	Fus Hornopirén U1 MT	2.872	Fus Hornopirén U1 MT	0.932
Fus Hornopirén U1 MT	2.415	Rec. Hornopirén	1.384	Fus Hornopiren U2 MT	2.884	Fus Hornopiren U2 MT	0.933
Fus Hornopiren U3 MT	2.83	SR-489	1.424	Fus Hornopiren U3 MT	3.327	SR-489	1.059

Tabla 38. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda mínima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18	NOJA R-1 Dir Central	0,18
NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18	NOJA R-2 Dir Central	0,18
NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,434	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,442	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,564	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0,32
NOJA R-1 Dir Sist.	0,464	NOJA R-1 Dir Sist.	0,543	NOJA R-1 Dir Sist.	0,593	NOJA R-1 Dir Sist.	0,412
SR-345	0,727	SR-345	0,928	SR-345	1,036	SR-345	0,699
SR-489	1,014	SR-489	1,467	SR-489	1,389	SR-489	1,046
Fus Hornopirén U1 MT	2,686	Fus Hornopirén U1 MT	1,735	Fus Hornopirén U1 MT	3,625	Fus Hornopirén U1 MT	1,373
Prot BT Hornopirén 1	4,375	Prot BT Hornopirén 1	5,558	Prot BT Hornopirén 1	4,375	Prot BT Hornopirén 1	4,375
Curva daño Cuchildeo	10	Curva daño Cuchildeo	10	Curva daño Cuchildeo	10	Curva daño Cuchildeo	10

Tabla 39. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda máxima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
Prot BT Hornopiren 1	0.067	Prot BT Hornopiren 1	0.02	Prot BT Hornopiren 1	0.099	Prot BT Hornopiren 1	0.025
NOJA R-2 Dir Central	0.18	NOJA R-2 Dir Central	0.18	NOJA R-2 Dir Central	0.18	NOJA R-2 Dir Central	0.18
NOJA R-1 Dir Central	0.18	NOJA R-1 Dir Central	0.18	NOJA R-1 Dir Central	0.18	NOJA R-1 Dir Central	0.18
Fus Hornopirén U1 MT	0.411	Fus Hornopirén U1 MT	2.308	Fus Hornopirén U1 MT	0.527	Fus Hornopirén U1 MT	0.492
NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0.67	SR-345	2.826	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	1.12	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0.93
NOJA R-1 Dir Sist.	0.699	SR-489	3.587	NOJA R-1 Dir Sist.	1.147	NOJA R-1 Dir Sist.	0.958
SR-345	1.046	NOJA R-1 Dir Sist.	4.272	Prot BT Hornopiren 2	1.287	SR-345	1.302
SR-489	1.337	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	4.397	SR-345	1.455	Prot BT Hornopiren 2	1.599
Prot BT Hornopiren 2	1.395	Prot BT Hornopiren 2	9.567	Prot BT Hornopiren 3	1.753	SR-489	1.702

Tabla 40. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda mínima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
Prot BT Hornopiren 1	0.064	Prot BT Hornopiren 1	0.02	Prot BT Hornopiren 1	0.086	Prot BT Hornopiren 1	0.025
NOJA R-2 Dir Central	0.18	NOJA R-2 Dir Central	0.18	NOJA R-2 Dir Central	0.18	NOJA R-2 Dir Central	0.18
NOJA R-1 Dir Central	0.18	NOJA R-1 Dir Central	0.18	NOJA R-1 Dir Central	0.18	NOJA R-1 Dir Central	0.18
NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0.552	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	1.539	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0.83	NOJA R-2 Dir Sist.(1)	0.686
NOJA R-1 Dir Sist.	0.582	NOJA R-1 Dir Sist.	1.56	NOJA R-1 Dir Sist.	0.86	NOJA R-1 Dir Sist.	0.715
SR-345	0.898	SR-345	1.736	SR-345	1.213	SR-345	1.064
SR-489	1.154	SR-489	2.188	SR-489	1.57	SR-489	1.406
Fus Hornopirén U1 MT	1.285	Curva daño Cuchildeo	10	Fus Hornopirén U1 MT	3.849	Fus Hornopirén U1 MT	2.462