

---

# ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Informe Preliminar

---

GERENCIA DE OPERACIÓN

Diciembre 2024

**Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión**  
**Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos**

<b>Rev</b>	<b>Fecha</b>	<b>Versión Documento</b>	<b>Realizó</b>	<b>Revisó / Aprobó</b>
1	31-12-2024	Informe Preliminar	Michelle Cajas R. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F. Carlos Prieto C. Gonzalo Sánchez M.	Eugenio Quintana P. Víctor Velar G. Rodrigo Espinoza V.

# Índice

<b>1 RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>11</b>
<b>2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS</b> .....	<b>32</b>
<b>3 ANTECEDENTES</b> .....	<b>33</b>
<b>3.1 Conceptos Teóricos Considerados</b> .....	<b>33</b>
3.1.1 Límite Térmico .....	33
3.1.2 Límite por Contingencias .....	33
3.1.3 Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión .....	33
3.1.4 Límite por Estabilidad Transitoria .....	33
<b>3.2 Consideraciones sobre las limitaciones del Sistema de Transmisión</b> .....	<b>33</b>
<b>3.3 Cálculo de índices de fortaleza de la red</b> .....	<b>34</b>
<b>4 BASES DEL ESTUDIO</b> .....	<b>36</b>
<b>4.1 Metodología utilizada en el desarrollo del estudio</b> .....	<b>36</b>
4.1.2 Determinación de Limitaciones Térmicas .....	37
4.1.3 Determinación de Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión.....	37
4.1.4 Determinación de Límites por Estabilidad Dinámica .....	37
4.1.5 Determinación de Factores de Redistribución .....	37
<b>4.2 Antecedentes y Consideraciones para la realización de Estudio</b> .....	<b>38</b>
4.2.1 Zonas de Estudio.....	38
4.2.2 Información Técnica del SEN y Herramienta de Simulación Utilizada .....	38
4.2.3 Horizonte del Estudio .....	38
4.2.4 Ampliaciones del SEN .....	39
4.2.5 Demanda y Despachos de Generación .....	42
4.2.6 Contingencias.....	42
4.2.7 Condiciones coincidentes de Inercia Norte Grande y transferencias por sistema de 500 kV Zona Norte .....	42
<b>4.3 Criterios Adoptados para la Realización de las Simulaciones</b> .....	<b>44</b>
4.3.1 Modelación de la Carga .....	44
4.3.2 Regulación de Frecuencia .....	44
4.3.3 Aplicación de las fallas .....	44
4.3.4 Consideración de EDAC y EDAG en el estudio .....	45
4.3.5 Estándares de Recuperación Dinámica .....	45
4.3.6 Control de tensión .....	46
4.3.7 Rangos de Tensión Permanentes.....	46
4.3.8 Capacidades del sistema de transmisión .....	48
<b>5 DESARROLLO DEL ESTUDIO</b> .....	<b>49</b>
<b>5.1 Contingencias Consideradas en el Análisis</b> .....	<b>49</b>
<b>5.2 Zona Norte Grande</b> .....	<b>50</b>
5.2.1 Análisis de Contingencias.....	50
5.2.2 Límite por Estabilidad Transitoria .....	52
5.2.3 Resumen Zona Norte Grande .....	76
<b>5.3 Zona Norte Chico</b> .....	<b>80</b>

5.3.1 Límites por Estabilidad de Tensión Zona Norte Chico .....	80
5.3.2 Análisis de Contingencias.....	80
5.3.3 Verificación Dinámica .....	112
5.3.4 Resumen Zona Norte Chico .....	113
<b>5.4 Zona Centro Sur 500 kV .....</b>	<b>123</b>
5.4.1 Límite por Estabilidad de Tensión Sistema de 500 kV .....	123
5.4.2 Verificación Dinámica .....	133
5.4.3 Resumen Sistema de 500 kV.....	134
<b>5.5 Zona Quinta Región .....</b>	<b>138</b>
5.5.2 Verificación Dinámica .....	139
5.5.3 Resumen de Resultados.....	141
<b>5.6 Zona Centro Sur 220 kV .....</b>	<b>142</b>
5.6.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie.....	142
5.6.2 Verificación Dinámica .....	143
5.6.3 Resumen de Resultados.....	145
<b>5.7 Zona Centro Sur 154 kV .....</b>	<b>147</b>
5.7.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie.....	147
5.7.2 Resumen de Resultados.....	149
<b>5.8 Zona Concepción .....</b>	<b>150</b>
5.8.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie.....	150
5.8.2 Verificación Dinámica .....	151
5.8.3 Resumen de Resultados.....	152
<b>5.9 Zona Sur.....</b>	<b>153</b>
5.9.1 Límites por Estabilidad de Tensión .....	153
5.9.2 Verificación Dinámica .....	159
5.9.3 Resumen Zona Sur .....	160
<b>5.10 Líneas de Inyección de Centrales.....</b>	<b>167</b>
<b>6 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES .....</b>	<b>168</b>
<b>6.1 Zona Norte Grande.....</b>	<b>169</b>
<b>6.2 Zona Norte Chico.....</b>	<b>170</b>
<b>6.3 Zona Centro (500, 220 y 154 kV).....</b>	<b>172</b>
<b>6.4 Zona V Región .....</b>	<b>174</b>
<b>6.5 Zona Concepción .....</b>	<b>174</b>
<b>6.6 Zona Sur.....</b>	<b>174</b>

## Índice de Figuras

Figura 1.1 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1.....	18
Figura 1.2 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s1: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio. ....	19

Figura 1.3 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s2: Sensibilidad con 4 unidades de la central TER Guacolda en servicio. ....	20
Figura 1.4 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2.....	21
Figura 1.5 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Sur → Norte – Caso B1.....	22
Figura 1.6 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A1.....	25
Figura 1.7 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2.....	25
Figura 1.8 : Caso A: Resumen de las restricciones para la zona Sur. ....	30
Figura 1.9 . Caso B: Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	30
Figura 1.10 Caso C: Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	31
Figura 4.1 : Metodología utilizada en el desarrollo del Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión .....	36
Figura 4.2 : Gráfico Inercia Norte Grande v/s Transferencia Los Changos/Parinas – Cumbre 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2023 al 31-08-2024.....	43
Figura 4.3 : Gráfico Transferencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV v/s Transferencia Los Changos/Parinas – Cumbre 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2023 al 31-08-2024. ....	43
Figura 4.4 : Gráfico Inercia Norte Grande v/s Transferencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2023 al 31-08-2024.....	44
Figura 5.1 : Caso B: Falla Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV. ....	54
Figura 5.2 : Caso B: Falla Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. ....	55
Figura 5.3 Caso B1: Tensión en Parinacota 220 kV para distintas inercias del NG. ....	71
Figura 5.4 Caso B1 (Inercia NG 4.9GVAs): a) Tensión en Parinacota 220 kV [p.u.]; b) Potencia Reactiva de los elementos de control de tensión relevantes del sistema [MVAR]. ....	72
Figura 5.5 Caso B1 (Inercia NG 6.2GVAs): a) Tensión en Parinacota 220 kV [p.u.]; b) Potencia Reactiva de los elementos de control de tensión relevantes del sistema [MVAR]. ....	73
Figura 5.6 Caso B1s: Tensión en Parinacota 220 kV para distintas inercias del NG sin unidades de la central Guacolda en servicio. ....	74
Figura 5.7 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A1. Falla de un circuito de línea. ....	83
Figura 5.8 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Caso A1s1: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio. ....	85
Figura 5.9 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Caso A1s2: Sensibilidad con cuatro unidades de central TER Guacolda en servicio. Falla de un circuito de línea. ....	87
Figura 5.10 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A2. Falla de un circuito de línea.....	91
Figura 5.11 : Transferencias por líneas de 500 kV, para falla de severidad 4 en la línea Parinas-Cumbre, para transferencia pre-falla por Línea Parinas – Cumbre 500 kV de 1700 MW.....	94
Figura 5.12 : Transferencias por líneas de 500 kV, para falla de severidad 4 en la línea Parinas-Cumbre, para transferencia pre-falla por Línea Parinas – Cumbre 500 kV de 1750 MW.....	95

Figura 5.13 : Transferencias Parinas – Cumbre Caso A2. Falla de un circuito de línea.....	96
Figura 5.14 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso B1. Falla de un circuito de línea.....	103
Figura 5.15 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso B1s. Falla de un circuito de línea.....	105
Figura 5.16 Transferencias Parinas - Cumbre Caso B1. Falla de un circuito de línea.....	107
Figura 5.17 Transferencias Parinas - Cumbre Caso B1s. Falla de un circuito de línea. ....	108
Figura 5.18 Tensión en barra Parinacota 220 kV ante una falla de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV. Casos con aumento en transferencia Pre-falla por Línea Parinas – Cumbre desde 2035 MW a 2090 MW. ....	110
Figura 5.19 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1.....	116
Figura 5.20 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s1: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio. ....	117
Figura 5.21 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s2: Sensibilidad con 4 unidades de la central TER Guacolda en servicio. ....	118
Figura 5.22 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2.....	119
Figura 5.23 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Sur → Norte. Caso B1.....	120
Figura 5.24 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad de Central TER IEM. ....	125
Figura 5.25 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad de la Central TER IEM. ....	127
Figura 5.26 : Transferencias de Ancoa al norte ante la desconexión de la central TER San Isidro II TG TV. ....	130
Figura 5.27 : Transferencias de Ancoa al norte ante la desconexión de la central TER IEM. ....	132
Figura 5.28 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro Caso A1. ....	136
Figura 5.29 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2.....	137
Figura 5.30 : Limitaciones térmicas elementos serie.....	139
Figura 5.31 : Limitaciones térmicas de elementos serie.....	143
Figura 5.32 : Limitaciones térmicas de elementos Serie.....	147
Figura 5.33 : Limitaciones térmicas de elementos serie.....	150
Figura 5.34 : Caso A. Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla de una (1) unidad de la Central Canutillar. ....	154
Figura 5.35 : Caso B: Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla de una (1) unidad de la Central Canutillar. ....	156
Figura 5.36 Caso C: Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla del CER de Puerto Montt. ....	158
Figura 5.37 : Caso A: Resumen de las restricciones para la zona Sur. ....	164

Figura 5.38 . Caso B: Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	165
Figura 5.39 Caso C: Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	166

## Índice de Tablas

Tabla 1.1. Resumen de Restricciones Zona Norte Grande.....	14
Tabla 1.2. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 500 kV.....	16
Tabla 1.3. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 220 kV.....	23
Tabla 1.4. Resumen de Restricciones Zona Centro Sur 500 kV.....	24
Tabla 1.5. Resumen de Restricciones Zona Centro Sur 220 - 154 kV y Quinta Región Costa .....	26
Tabla 1.6. Resumen de Restricciones Zona Concepción .....	27
Tabla 1.7. Resumen de Restricciones Zona Sur.....	28
Tabla 4.1. Proyectos de Generación considerados en el Estudio. ....	39
Tabla 4.2. Proyectos de Transmisión considerados en el Estudio. ....	40
Tabla 4.3. Fechas estimadas de proyectos con mayor efecto en análisis de tramos críticos. ....	41
Tabla 4.4 Tensiones de Servicio Sistema 500 kV y Sistema 220 kV zonas Norte Grande y Norte Chico. .....	47
Tabla 4.5 Tensiones de Servicio Sistema 220 kV zonas Centro Sur, Concepción y Sur.....	48
Tabla 5.1 Resumen de Contingencias. ....	49
Tabla 5.2 Inercia de las unidades sincrónicas de la zona Norte Grande.....	50
Tabla 5.3 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande. ....	53
Tabla 5.4 Barras seleccionadas para análisis de índices ESCR. ....	56
Tabla 5.5 Índices de fortaleza de la red ESCR de casos de 7.5 GVAs y 6.2 GVAs. ....	57
Tabla 5.6 Denominador de fórmula de índice ESCR de casos de 7.5 GVAs y 6.2 GVAs [MW]. ....	57
Tabla 5.7 Demanda, generación sincrónica y generación ERV por zona de casos de 7.5 GVAs y 6.2 GVAs. .....	57
Tabla 5.8 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte de casos de 7.5 GVAs y 6.2 GVAs. ....	58
Tabla 5.9 Frecuencia de despacho de unidades térmicas del Norte Grande.....	60
Tabla 5.10 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande de escenarios analizados.....	61
Tabla 5.11 Índices de fortaleza de la red ESCR de escenarios analizados. ....	62
Tabla 5.12 Denominador de fórmula de índice ESCR de escenarios analizados.....	62
Tabla 5.13 Demanda, generación sincrónica y generación ERV por zona de escenarios con 4 unidades de Central Guacolda en servicio.....	63
Tabla 5.14 Demanda, generación sincrónica y generación ERV por zona de escenarios con 2 unidades de Central Guacolda en servicio.....	63
Tabla 5.15 Demanda, generación sincrónica y generación ERV por zona de escenarios con 0 unidades de Central Guacolda en servicio.....	63
Tabla 5.16 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte de casos analizados. ....	64
Tabla 5.17 Inercias mínimas del Norte Grande recomendadas para escenarios analizados.....	64
Tabla 5.18 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande – Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima Norte Grande de 7 GVAs.....	65

Tabla 5.19 Índices de fortaleza de la red ESCR de casos Sensibilidad 7 GVAs. ....	66
Tabla 5.20 Denominador de fórmula de índice ESCR de casos Sensibilidad 7 GVAs. ....	66
Tabla 5.21 Demanda, generación sincrónica y generación ERV por zona de casos Sensibilidad 7 GVAs. .....	66
Tabla 5.22 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte de casos Sensibilidad 7 GVAs. ....	67
• Tabla 5.23 Frecuencia de despacho de unidades TER Guacolda en horario noche. ....	69
Tabla 5.24 Frecuencia de despacho de unidades térmicas del Norte Grande.....	69
Tabla 5.25 Despacho de potencia activa de partida e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.....	70
Tabla 5.26 Generación por zona y tecnología. Casos B1.....	75
Tabla 5.27 Inercia por zona. Casos B1.....	75
Tabla 5.28 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos B1. ....	75
Tabla 5.29: Resumen de Restricciones Zona Norte Grande.....	76
Tabla 5.30 Índices de fortaleza de la red ESCR – Caso Base. ....	81
Tabla 5.31 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande – Caso Base.....	82
Tabla 5.32 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1 .....	84
Tabla 5.33 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande – Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.....	84
Tabla 5.34 Índices de fortaleza de la red ESCR – Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.....	85
Tabla 5.35 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1s1: Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.....	85
Tabla 5.36 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande – Sensibilidad con cuatro unidades de central TER Guacolda en servicio. ....	86
Tabla 5.37 Índices de fortaleza de la red ESCR – Sensibilidad con cuatro unidades de central TER Guacolda en servicio. ....	86
Tabla 5.38 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1s2: Sensibilidad con cuatro unidades de central TER Guacolda en servicio. ....	87
Tabla 5.39 Generación por zona y tecnología. Casos A1. ....	89
Tabla 5.40 Inercia por zona. Casos A1.....	89
Tabla 5.41 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A1. ....	89
Tabla 5.42 Despachos de unidades sincrónicas del Norte Grande (Pnom>100MW), Caso A2.....	90
Tabla 5.43 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Nueva Pan de Azúcar. Caso A2.....	92
Tabla 5.44 Transferencia precontingencia de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medido en Nueva Pan de Azúcar, para límite postcontingencia más restrictivo. Caso A2.....	92
Tabla 5.45 Generación ERV zona Norte del SEN. Caso A2. ....	92
Tabla 5.46 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande (Pnom>100MW), Caso A2a. ....	93
Tabla 5.47 Factores de amortiguamiento. ....	96

Tabla 5.48 Transferencias Máximas Postcontingencia línea Parinas - Cumbre 500 kV [MW]. Caso A2a .....	97
Tabla 5.49 Transferencias precontingencia línea Parinas- Cumbre 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso A2a .....	97
Tabla 5.50 Generación por zona y tecnología. Casos A2. ....	98
Tabla 5.51 Inercia por zona. Casos A2.....	98
Tabla 5.52 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A2. ....	98
Tabla 5.53 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande caso B1 y B1s. ....	101
Tabla 5.54 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Polpaico. Caso B1 .....	103
Tabla 5.55 Transferencias precontingencia línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso B1 .....	104
Tabla 5.56 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Polpaico. Caso B1s.....	105
Tabla 5.57 Transferencias precontingencia línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso B1s.....	106
Tabla 5.58 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Parinas - Cumbre [MW], medidas en Parinas. Caso B1. ....	107
Tabla 5.59 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Parinas - Cumbre [MW], medidas en Cumbre. Caso B1s.....	109
Tabla 5.60 Transferencias precontingencia línea Los Changos - Parinas- Cumbre 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso B1b. ....	110
Tabla 5.61 Generación por zona y tipo. Casos B1. ....	111
Tabla 5.62 Inercia por zona. Casos B1.....	111
Tabla 5.63 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos B1. ....	111
Tabla 5.64 Verificación Dinámica Casos A y B zona Norte Chico. ....	112
Tabla 5.65. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 500 kV.....	113
Tabla 5.66. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 220 kV.....	121
Tabla 5.67. Verificación Dinámica, Centro 500 kV. ....	133
Tabla 5.68. Verificación Dinámica Severidad 4, Centro 500 kV. ....	133
Tabla 5.69. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 500 kV.....	135
Tabla 5.70. Verificación Dinámica Zona V región.....	140
Tabla 5.71. Resumen de las restricciones de la Zona V región. ....	141
Tabla 5.72. Verificación Dinámica zona 220 kV. ....	144
Tabla 5.73. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 220 kV.....	145
Tabla 5.74. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 154 kV.....	149
Tabla 5.75. Verificación Dinámica zona Concepción.....	151
Tabla 5.76. Resumen de las restricciones de la zona de Concepción. ....	152
Tabla 5.77. Transferencias Máximas Postcontingencia [MW] Caso A. ....	155
Tabla 5.78. Transferencias precontingencia [MW], Caso A. ....	155
Tabla 5.79. Transferencias Máximas postcontingencia [MW] Caso B. ....	156

Tabla 5.80. Transferencias precontingencia [MW], Caso B. ....	157
Tabla 5.81 Transferencias Máximas postcontingencia [MW] Caso C. ....	158
Tabla 5.82 Transferencias precontingencia [MW], Caso C .....	159
Tabla 5.83. Verificación Dinámica zona Sur. ....	159
Tabla 5.84. Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	160
Tabla 5.85. Resumen de restricciones centrales.....	167

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) dispone la realización de un estudio que determine las restricciones en el sistema de transmisión considerando los escenarios de operación que, sujeto a contingencias simples, resulten más críticos para la seguridad y calidad del servicio.

Considerando lo anterior, el principal objetivo de este estudio es la evaluación de las restricciones en el sistema de transmisión, contemplando las limitaciones impuestas por las capacidades térmicas de las líneas y los elementos serie del sistema de transmisión, las limitaciones operacionales por regulación y estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia, estabilidad transitoria y estabilidad permanente, de acuerdo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en el Capítulo 5 de la NTSyCS.

En este estudio se muestra un resumen de las principales restricciones térmicas de las líneas y equipos asociados, transformadores de corriente (TT/CC) o transformadores de poder en serie que puedan establecer alguna restricción. Posteriormente, se evalúan las limitaciones por regulación y estabilidad de tensión, y finalmente, se verifica que, para la condición de mayor restricción de la instalación evaluada, el comportamiento del sistema cumple con las exigencias estáticas y dinámicas que se establecen en el Capítulo 5 de la NTSyCS para Estado Normal y Estado de Alerta, y que se indican a continuación:

- Factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa (mayor a 5%).
- Niveles de tensión aceptables en régimen permanente.
- Exigencias de recuperación dinámica para la tensión y la frecuencia.
- Preservar la operación sincronizada de generadores, verificando la condición de estabilidad angular.
- Preservar la estabilidad de la tensión.

Los escenarios base para el desarrollo del estudio consideran lo siguiente:

- Las ampliaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) definidas para el periodo comprendido entre julio de 2024 y diciembre de 2025 (Res. Ex. CNE junio 2024).
- Demandas altas del SEN de entre 11000 y 12000 MW, y demandas bajas de entre 7000 y 7500 MW.
- Despachos de generación correspondientes a escenarios de demanda alta, media y baja con hidrologías media y seca (años hidrológicos con probabilidades de excedencia de energía afluente de 50% y 90%, respectivamente), los cuales se utilizan sólo como escenarios iniciales referenciales y que pueden ser modificados con motivo de obtener las máximas transferencias por el sistema de transmisión.
- Todas las compensaciones series (CCSS) de las líneas de 500 kV del Sistema de Transmisión Nacional (STN) en servicio.

La elaboración del estudio considera un análisis por zonas del SEN para el tratamiento de las restricciones de las líneas del STN, de las líneas del Sistema de Transmisión Zonal (STZ) que suministran

las zonas Concepción y Quinta Región costa, y de las líneas del STZ que forman parte del sistema de 154 kV comprendido entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa. También se analizan las líneas de inyección de generación más relevantes.

Para determinar las limitaciones, a partir de un caso base obtenido de un escenario de operación económica de corto plazo que considera las actuales restricciones del SEN, se crearon escenarios específicos que permiten obtener transferencias máximas mediante el encendido/apagado y el redespacho de unidades generadoras locales en función del mérito económico, y supeditadas a las contingencias simples más críticas (de severidad 1 a 5 según NTSyCS) en cada zona.

Conforme con lo señalado, a continuación se presenta un resumen tabulado de las restricciones de transmisión por zona del SEN determinadas en el estudio, que incluye las limitaciones térmicas a 25°C de temperatura ambiente (con efecto sol) y las limitaciones operacionales (estabilidad de tensión, estabilidad dinámica y las impuestas por exigencias de seguridad y calidad de servicio). En el caso particular de las líneas del Norte Grande que se conectan a las subestaciones Crucero, Kimal y Encuentro, se consideró la limitación térmica a 35°C de temperatura ambiente, que es más representativa de las condiciones ambientales más exigentes para esa zona del desierto de Atacama.

Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol. Por otro lado, los límites operacionales determinados en el presente estudio pueden variar, principalmente debido a las condiciones topológicas y las características del despacho de generación (Inercia, monto y distribución de la reserva de potencia activa y reactiva) que se presenten en la operación real, por lo que dichos límites son sólo de carácter referencial. En consecuencia, las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

Si bien de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS existe la posibilidad de sobrecargar algunos equipos por un tiempo reducido ante la ocurrencia de una contingencia simple, por seguridad para la operación y para las personas en este estudio sólo se consideran limitaciones por sobrecarga de corta duración para los equipos de compensación serie, dado que en el caso de no poder controlar una sobrecarga en dichos equipos operaría la protección de sobrecarga correspondiente cortocircuitando el elemento, acción que no compromete la seguridad del sistema ni de las personas.

Todos los escenarios analizados consideran en servicio la nueva línea 4x220 kV con la cual se seccionará la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en la S/E Centella, cuya fecha de entrada en operación se estimaba al inicio del Estudio (septiembre 2024) para diciembre de 2024. Mientras no entre en operación este proyecto, se deberán considerar los límites de transmisión de la Zona Norte Chico y las inercias mínimas de la Zona Norte Grande determinadas en la versión 2022 de este estudio o en las minutas operativas que corresponda.

Aparte de las restricciones de cada tramo del Sistema de Transmisión, se determinaron requerimientos de inercia mínima de la zona Norte Grande (que representan la necesidad de contar con generación sincrónica para un adecuado control de tensión) supeditados al cumplimiento de las exigencias dinámicas establecidas en la NTSyCS ante las contingencias simples más críticas y en escenarios con altas transferencias entre dicha zona y el resto del sistema, tanto en condiciones de noche con transferencias en el sentido Sur → Norte, como en condiciones de día con transferencias en el sentido Norte → Sur. Dadas las limitaciones que tienen los modelos RMS para el análisis de cortocircuitos en zonas de baja fortaleza de la red, para condiciones de día se consideró, como criterio complementario, el cumplimiento de índices de fortaleza de la red ESCR en todas las barras con concentración relevante de generación ERV que se acerquen a los valores mínimos recomendados ampliamente en la literatura técnica y que, sin perder de vista las realidades de otros operadores, son considerados en sistemas con una alta penetración de generación basada en inversores. El límite inferior corresponde a 1.5 y en algunas zonas, dependiendo de la topología (por ejemplo, tramos radiales) y del nivel de generación ERV adyacente a las barras correspondientes, se podría alcanzar hasta un valor de 1.3. Los valores mínimos de fortaleza de la red considerados en este estudio deberán ser ajustados o validados mediante simulaciones EMT cuando se cuente con una base de datos del SEN con una alta completitud de modelos fidedignos de los sistemas de control de los parques ERV.

Para condiciones de noche y para las máximas transferencias esperables en el sentido Sur → Norte, se recomienda operar con una inercia mínima de **6 GVAs** tanto para escenarios con tres unidades de central TER Guacolda en servicio, como para escenarios con dos unidades de central TER Guacolda en servicio.

Para condiciones de día con las máximas transferencias esperables en el sentido Norte → Sur y en horas de máxima generación solar (con las unidades térmicas de la zona norte del SEN despachadas a potencia mínima), se recomienda operar con las siguientes inercias mínimas de la zona Norte Grande en función del número de unidades de Central Guacolda en servicio.

N° unidades Guacolda	Inercia mínima Norte Grande [GVAs]
<b>0</b>	<b>12.5</b>
<b>2</b>	<b>10.0</b>
<b>4</b>	<b>8.0</b>

Dado que estos requerimientos de día quedan determinados por los índices de fortaleza de la red, ellos son dependientes del nivel de generación ERV en la zona norte del SEN y, por lo tanto, del nivel de transferencias por el sistema de 500 kV. Por ejemplo, para transferencias por el sistema de 500 kV que no superen los **800 MW** por el tramo Parinas – Cumbre ni los **1900 MW** por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, se recomienda considerar una inercia mínima del Norte Grande de 7 GVAs para el escenario con 2 unidades de Central Guacolda en servicio.

A continuación, se presentan cuadros y diagramas que resumen las restricciones de las líneas estudiadas y las condiciones en las que se dan tales restricciones, las cuales corresponden a la capacidad de transmisión en régimen permanente (pre y postcontingencia) de acuerdo con lo señalado en el Título 5-6 de la NTSyCS.

*Tabla 1.1. Resumen de Restricciones Zona Norte Grande*

Tramo	SS/EE		Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		
Cóndores – Parinacota 220 kV	Cóndores	Parinacota	197	Conductor
Parinacota – Roncacho 220 kV	Roncacho	Parinacota	183	TTCC
Roncacho – Nueva Pozo Almonte 220 kV	Roncacho	Nueva Pozo Almonte	183	TTCC
Nueva Pozo Almonte – Cóndores 220 kV	Nueva Pozo Almonte	Cóndores	183	TTCC
Puerto Patache – Cóndores 220 kV	Puerto Patache	Cóndores	197	Conductor
Tarapacá – Puerto Patache 220 kV C1 y C2	Tarapacá	Puerto Patache	183	TTCC
Tarapacá – Geoglifos 220 kV C1 y C2	Tarapacá	Geoglifos	262	Conductor
Geoglifos - Lagunas 220 kV C1 y C2	Geoglifos	Lagunas	262	Conductor
Nva. Pozo Almonte – Pozo Almonte 220 kV C1	Nueva Pozo Almonte	Pozo Almonte	181	Conductor
Nva. Pozo Almonte – Pozo Almonte 220 kV C2	Nueva Pozo Almonte	Pozo Almonte	183	TTCC
Lagunas – Nva. Pozo Almonte 220 kV	Lagunas	Nueva Pozo Almonte	181	Conductor
Lagunas – Collahuasi 220 kV C1 y C2	Lagunas	Collahuasi	171	Conductor
Encuentro – Collahuasi 220 kV C1	Encuentro	Collahuasi	134 (2)	Conductor
Encuentro – Collahuasi 220 kV C2	Encuentro	Collahuasi	172 (2)	Conductor
Ana María – Lagunas 220 kV C1 y C2	Ana María	Lagunas	294 (2)	Conductor
Encuentro – Ana María 220 kV C1 y C2	Encuentro	Ana María	294 (2)	Conductor
Lagunas – Frontera 220 kV	Lagunas	Frontera	171 (2)	Conductor
San Simón – Lagunas 220 kV	San Simón	Lagunas	183 (2)	Conductor
Frontera – San Simón 220 kV	Frontera	San Simón	171 (2)	Conductor
Frontera – María Elena 220 kV C1 y C2	Frontera	María Elena	171 (2)	Conductor
Kimal– María Elena 220 kV C1 y C2	Kimal	María Elena	183 (2)	Conductor
Kimal – Crucero 220 kV C1 y C2	Kimal	Crucero	318 (2)	Conductor
Kimal – Encuentro 220 kV C1 y C2	Kimal	Encuentro	318 (2)	Conductor
Kimal – Nueva Chuquicamata 220 kV C1 y C2	Kimal	Nueva Chuquicamata	368 (2)	Conductor
Nueva Chuquicamata – Chuquicamata 220 kV	Nueva Chuquicamata	Chuquicamata	274 (2)	TTCC
Nueva Chuquicamata – Salar 220 kV	Nueva Chuquicamata	Salar	395 (2)	Conductor
Salar – Chuquicamata 220 kV	Salar	Chuquicamata	274 (2)	TTCC
Nueva Chuquicamata – Calama Nueva 220 kV	Nueva Chuquicamata	Calama Nueva	457 (2)	TTCC
Salar – Calama Nueva 220 kV	Salar	Calama Nueva	285 (2)	Conductor
Chacaya – Crucero 220 kV	Chacaya	Crucero	106 (2)	Conductor

Tramo	SS/EE		Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		
Encuentro – Miraje 220 kV C1 y C2	Encuentro	Miraje	246 (2)	Conductor
Atacama – Miraje 220 kV C1 y C2	Atacama	Miraje	246 (2)	Conductor
Laberinto – Kimal 220 kV C1 y C2	Laberinto	Kimal	282 (2)	Conductor
Encuentro – Centinela 220 kV	Encuentro	Centinela	237 (2)	Conductor
Centinela – El Cobre 220 kV C1 y C2	Centinela	El Cobre	274	TTCC
Laberinto – El Cobre 220 kV	Laberinto	El Cobre	272	Conductor
Chacaya – El Cobre 220 kV C1 y C2	Chacaya	El Cobre	467	Conductor
Chacaya – Mantos Blancos 220 kV	Chacaya	Mantos Blancos	120	Conductor
Laberinto – Mantos Blancos 220 kV	Laberinto	Mantos Blancos	278	Conductor
Kapatur – Laberinto 220 kV C1 y C2	Kapatur	Laberinto	549	TTCC
Changos – Kapatur 220 kV C1 y C2	Changos	Kapatur	1744	Conductor
Kapatur – O'Higgins 220 kV C1 y C2	Kapatur	O'Higgins	457	TTCC
Chacaya – Mejillones 220 kV	Chacaya	Mejillones	249	Conductor
Mejillones – O'Higgins 220 kV	Mejillones	O'Higgins	366	TTCC
Atacama – O'Higgins 220 kV C1 y C2	Atacama	O'Higgins	295	Conductor
Laberinto – Nueva Zaldívar 220 kV C1	Laberinto	Nueva Zaldívar	323	Conductor
Laberinto – Nueva Zaldívar 220 kV C2	Laberinto	Nueva Zaldívar	328	Conductor
Laberinto – Andes 220 kV	Laberinto	Andes	272	Conductor
Andes – Nueva Zaldívar 220 kV C1	Andes	Nueva Zaldívar	347	Conductor
Andes – Nueva Zaldívar 220 kV C2	Andes	Nueva Zaldívar	274	TTCC
O'Higgins – Domeyko 220 kV	O'Higgins	Domeyko	201	Conductor
O'Higgins – Puri 220 kV	O'Higgins	Puri	216	Conductor
Puri – Domeyko 220 kV	Puri	Domeyko	228	Conductor
O'Higgins – Farellón 220 kV	O'Higgins	Farellón	260	Conductor
Farellón – Chimborazo 220 kV	Farellón	Chimborazo	276	Conductor
Chimborazo – Domeyko 220 kV	Chimborazo	Domeyko	273	Conductor
Kimal – Los Changos 500 kV C1 y C2	Kimal	Changos	220 kV→500 kV: 750 (3) 500 kV→220 kV: 863 (4)	Transformador
Los Changos – Parinas 500 kV C1 y C2	Changos	Parinas	2140 (5)	CCSS

- (1) Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol. Para los TTCC se considera una capacidad permanente de 120% respecto de la nominal.
- (2) Los valores de capacidad térmica se consideraron a una temperatura ambiente de 35 °C, por ser más representativa de las condiciones ambientales de esa zona del Desierto de Atacama.
- (3) Corresponde al límite postcontingencia en caso de falla de un transformador 500/220 kV de la S/E Kimal en horas de día, considerando una temperatura ambiente de 35°C, tal como para las líneas de transmisión de la zona. Este límite es igual a la capacidad nominal de los transformadores, ya que a dicha temperatura estos sólo admiten sobrecargas durante períodos inferiores o del orden de 1 hora.

(4) Corresponde al límite postcontingencia en caso de falla de un transformador 500/220 kV de la S/E Kimal en horas de noche. Este valor equivale a una sobrecarga de 15% del transformador que permanece en servicio, lo cual, según la información proporcionada por el propietario de estos equipos, es admisible durante 5 horas para una carga previa de 70% y una temperatura ambiente de 15°C sin sol. En base a dicho antecedente, actualmente en la operación real se considera una transferencia máxima total por ambos transformadores de 980 MVA.

(5) Se considera capacidad de sobrecarga de corta duración.

**Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

*Tabla 1.2. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 500 kV.*

Tramo	SS/EE		Limitación Tramo [MVA] (1)		Causa
	Origen	Destino	Operación Normal	Post Contingencia	
Parinas – Cumbre 500 kV C1 y C2	Parinas	Cumbre	Norte→Sur: Caso A2a: 1700  Sur→Norte: Caso B1: 2035  Caso B1s: 2030	Norte→Sur: Caso A2a: 1730  Sur→Norte: Caso B1: 2077  Caso B1s: 2071	Norte→Sur: Caso A2a: Amortiguamiento  Sur→Norte: Caso B1: Estabilidad de tensión  Caso B1s: Estabilidad de tensión
Cumbre – Nva. Cardones 500 kV C1 y C2	Cumbre	Nueva Cardones	-	2140 (2)	CCSS
Nva. Cardones – Nva.Maitencillo 500 kV C1 y C2	Nueva Cardones	Nueva Maitencillo	-	2356	Conductor
Nva. Maitencillo – Nva. Pan de Azúcar 500 kV C1 y C2	Nueva Maitencillo	Nueva Pan de Azúcar	-	2210 (2)	CCSS
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C1 y C2	Nueva Pan de Azúcar	Polpaico	Norte→Sur: Caso A1: 2185  Caso A1s1: 2100  Caso A1s2: 2265 (2173 en Polpaico) (3)  Caso A2: 2265 (2173 en Polpaico) (3)  Sur→Norte: Caso B1: 2250  Caso B1s: 2250	Norte→Sur: Caso A1: 2020  Caso A1s1: 1935  Caso A1s2: 2099 (2078 en Polpaico)  Caso A2: 2091 (2078 en Polpaico)  Sur→Norte: Caso B1: 2070  Caso B1s: 2070	Norte→Sur: Caso A1: Estabilidad de tensión  Caso A1s1: Estabilidad de tensión  Caso A1s2: TTCC (3)  Caso A2: TTCC (3)  Sur→Norte: Caso B1: TTCC  Caso B1s: TTCC

Caso A1: Escenario Demanda Alta Día con inercia baja zona centro-norte – Caso Base: Inercia Norte Grande 8.4 GVA, 2 unidades Guacolda y 2 CC San Luis.

Caso A1s1: Escenario Demanda Alta Día con inercia baja zona centro-norte – Sensibilidad con Guacolda fuera de servicio. Inercia Norte Grande 11.5 GVA.  
Caso A1s2: Escenario Demanda Alta Día con inercia baja zona centro-norte – Sensibilidad con 4 unidades de Guacolda en servicio. Inercia Norte Grande 7.1 GVA.

Casos A2 y A2a: Escenario Demanda Alta Día con inercia media zona centro-norte – Caso Base: Inercia Norte Grande 11.5 GVA, 3 unidades Guacolda, 4 CC San Luis y Nueva Ventanas.

Caso B1: Escenario Demanda Media Noche con inercia baja zona norte – Caso Base: Inercia Norte Grande 7.8 GVA, 3 unidades Guacolda, 3 CC San Luis, Nueva Ventanas y 5 unidades de Rapel.

Caso B1: Escenario Demanda Media Noche con inercia baja zona norte – Sensibilidad con 2 unidades de Guacolda en servicio.

- (1) Los valores de la columna “Post Contingencia” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Por lo tanto, sólo se presentan valores para Operación Normal para los tramos críticos analizados en detalle. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Se considera capacidad de sobrecarga de corta duración.
- (3) Cabe señalar que actualmente, sin la nueva línea 4x220 kV con la cual se seccionará la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en la S/E Centella, en la operación real se considera un límite precontingencia de 2000 MVA medido en la S/E Polpaico, de manera de dejar un margen de seguridad respecto de la capacidad de sobrecarga permanente de los TTCC de esta subestación - 2078 MVA (Ver Minuta DAOP N°02/2021).

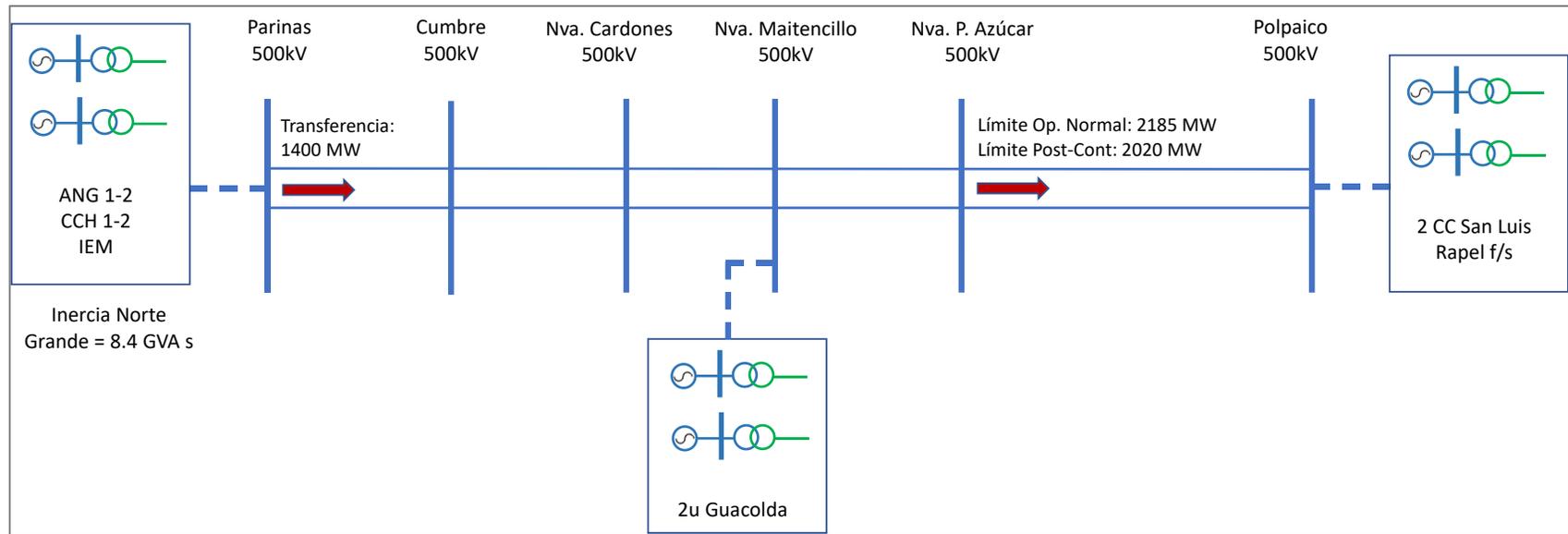
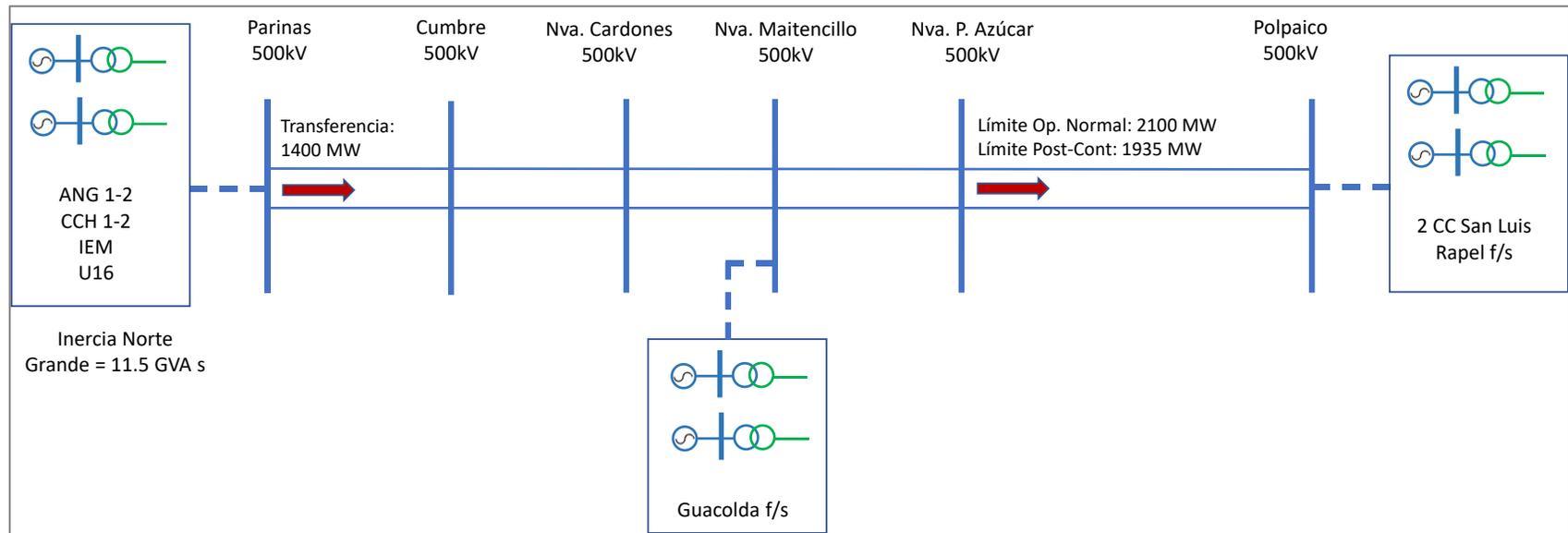
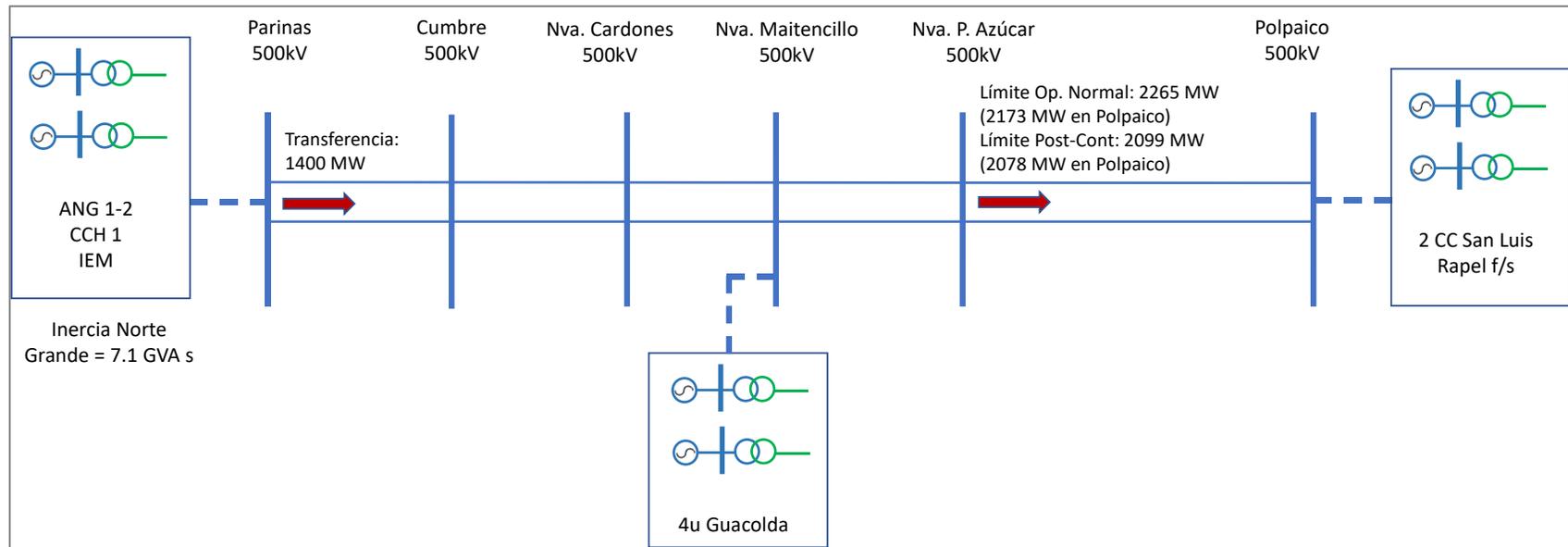


Figura 1.1 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1.



*Figura 1.2 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s1: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.*



*Figura 1.3 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s2: Sensibilidad con 4 unidades de la central TER Guacolda en servicio.*

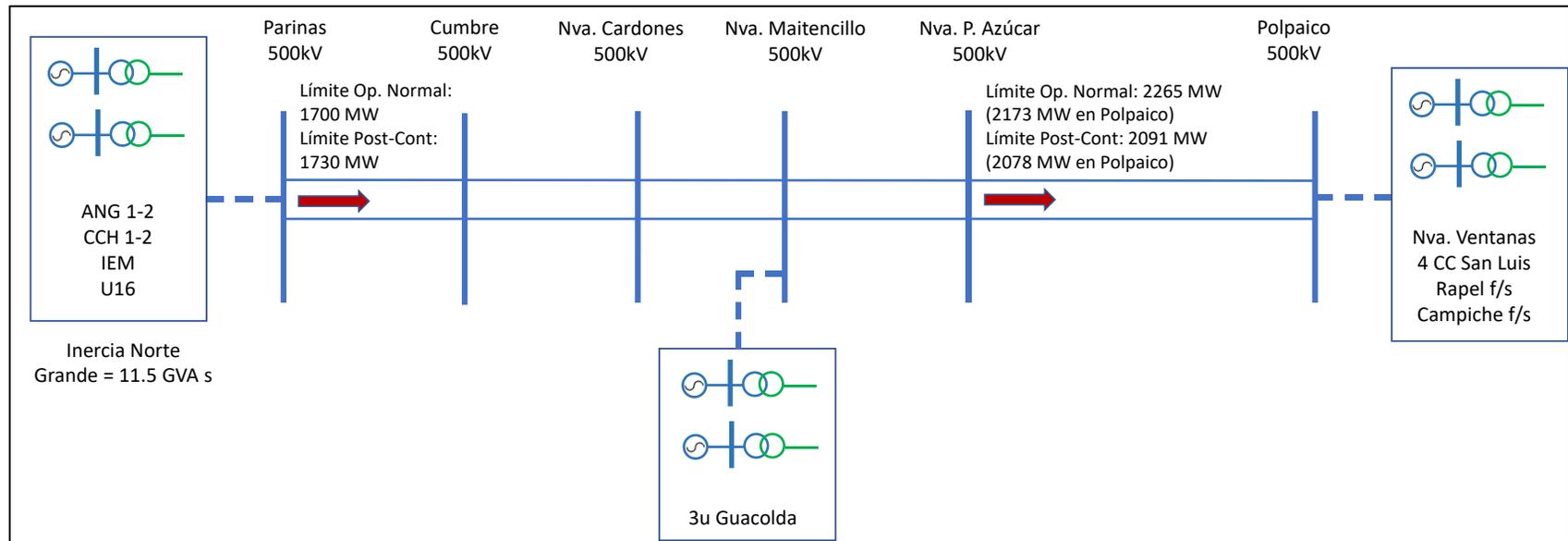


Figura 1.4 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2.

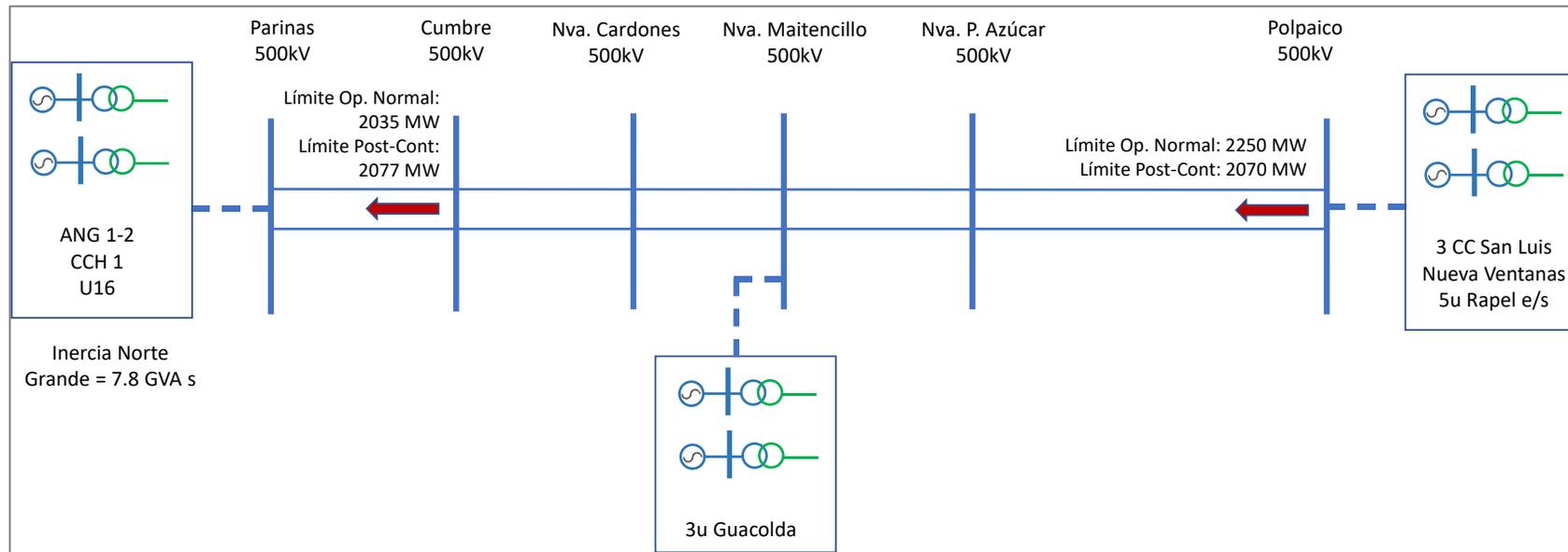


Figura 1.5 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Sur → Norte – Caso B1.

Notar que el caso B1s es equivalente, con la salvedad de que, al contar con 2 unidades de la central TER Guacolda en servicio, el límite en operación normal del tramo Parinas – Cumbre 500 kV baja en 5 MW.

Tabla 1.3. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 220 kV.

Tramo	SS/EE		Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		
Illapa – Cumbre 220 kV C1 y C2	Illapa	Cumbre	701	Conductor
Diego de Almagro – Illapa L2 C1 y C2	Diego de Almagro	Illapa	328	Conductor
Diego de Almagro – Illapa L1 C3	Diego de Almagro	Illapa	197	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L2 C1	Illapa	Carrera Pinto	319	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L2 C2	Illapa	Carrera Pinto	319	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L1 C3	Illapa	Carrera Pinto	197	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L1 C1	Carrera Pinto	San Andrés	431	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L2 C1	Carrera Pinto	San Andrés	340	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L2 C2	Carrera Pinto	San Andrés	332	Conductor
San Andrés – Cardones L1 C1	San Andrés	Cardones	431	Conductor
San Andrés – Cardones L2 C2	San Andrés	Cardones	351	Conductor
San Andrés – Cardones L2 C3	San Andrés	Cardones	332	Conductor
Cardones – Nueva Cardones 220 kV C1 y C2	Cardones	Nueva Cardones	915	TTCC
Cardones – Algarrobal 220kV C1	Cardones	Algarrobal	263	Conductor
Cardones – Algarrobal 220kV C2 y C3	Cardones	Algarrobal	274	TTCC
Algarrobal – Maitencillo 220kV C1	Algarrobal	Maitencillo	263	Conductor
Algarrobal – Maitencillo 220kV C2 y C3	Algarrobal	Maitencillo	274	TTCC
Maitencillo – Nueva Maitencillo 220 kV C1 y C2	Maitencillo	Nueva Maitencillo	915	TTCC
Nueva Maitencillo - Punta Colorada 220 kV C1 y C2	Nueva Maitencillo	Punta Colorada	457	TTCC
Maitencillo – Agua Amarga 220 kV C1 y C2	Maitencillo	Agua Amarga	197	Conductor
Agua Amarga – Don Héctor 220 kV C1	Agua Amarga	Don Héctor	197	Conductor
Agua Amarga – Don Héctor 220 kV C2	Agua Amarga	Don Héctor	208	Conductor
Don Héctor – Punta Colorada 220 kV C1 y C2	Don Héctor	Punta Colorada	197	Conductor
Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 220 kV C1 y C2	Punta Colorada	Nueva Pan de Azúcar	457	TTCC
Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 kV C1 y C2	Punta Colorada	Pan de Azúcar	197	Conductor
Pan de Azúcar – Nueva Pan de Azúcar 220 kV C1 y C2	Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar	915	TTCC
Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra 220 kV C1 y C2	Nueva Pan de Azúcar	Punta Sierra	712	Conductor
Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV C1	Pan de Azúcar	Don Goyo	197	Conductor
Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV C2	Pan de Azúcar	Don Goyo	183	TTCC
Don Goyo – La Cebada 220 kV C1	Don Goyo	La Cebada	197	Conductor
Don Goyo – La Cebada 220 kV C2	Don Goyo	La Cebada	183	TTCC
La Cebada – Punta Sierra 220 kV C1 y C2	La Cebada	Punta Sierra	224	Conductor
Punta Sierra - Centella 220 kV C1 y C2	Punta Sierra	Centella	705	Conductor
Punta Sierra – Las Palmas 220 kV C1 y C2	Punta Sierra	Las Palmas	224	Conductor
Las Palmas – Los Vilos 220kV C1 y C2	Las Palmas	Los Vilos	224	Conductor

Tramo	SS/EE		Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		
Los Vilos – Nogales 220 kV C1 y C2	Los Vilos	Nogales	224	Conductor

- (1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol. Para los TTCC se considera una capacidad permanente de 120% respecto de la nominal.

**Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

*Tabla 1.4. Resumen de Restricciones Zona Centro Sur 500 kV.*

Tramo	SS/EE		Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino	Operación Normal	Postcont.	
Polpaico – Lo Aguirre 500 kV C1 y C2	Polpaico	Lo Aguirre	-	2078	TTCC
Alto Jahuel - Lo Aguirre 500 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Lo Aguirre	-	1663	TTCC (5)
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L1	Ancoa	Alto Jahuel	Caso A1: <u>2992</u> Caso A2: <u>2973</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Caso A1: <u>3443</u> Caso A2: <u>3396</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Casos A1 y A2: <u>Estabilidad de Tensión</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L2	Ancoa	Alto Jahuel			
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L3	Ancoa	Alto Jahuel			
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L4	Ancoa	Alto Jahuel			
Entre Ríos – Ancoa 500 kV L1	Entre Ríos	Ancoa	Caso A1: <u>1566</u> Caso A2: <u>1557</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Caso A1: <u>1894</u> Caso A2: <u>1863</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Casos A1 y A2: <u>Estabilidad de Tensión</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Entre Ríos - Ancoa 500 kV L2	Entre Ríos	Ancoa			
Charrúa - Ancoa 500 kV L3	Charrúa	Ancoa	Caso A1: <u>1786</u> Caso A2: <u>1776</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Caso A1: <u>2183</u> Caso A2: <u>2147</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Casos A1 y A2: <u>Estabilidad de Tensión</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Charrúa - Entre Ríos 500 kV L1	Charrúa	Entre Ríos			
Charrúa - Entre Ríos 500 kV L2	Charrúa	Entre Ríos			

Caso A1: Salida Intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Baja Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis

Caso A2: Salida Intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Baja Noche.

Caso B1: Salida Intempestiva de la central TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Alta Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis.

Caso B2: Salida Intempestiva de la central TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Alta Noche.

- (1) Los valores de la columna “Postcont.” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de

flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Por lo tanto, sólo se presentan valores para Operación Normal para los tramos críticos analizados en detalle. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.

- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.
- (3) Fueron alcanzadas Transferencias Ancoa – Alto Jahuel del orden de 3443 MW postcontingencia y 2992 MW precontingencia, donde ya no era posible aumentar transferencias con las unidades despachadas.
- (4) Fueron alcanzadas Transferencias Ancoa – Alto Jahuel del orden de 3396 MW postcontingencia y 2973 MW precontingencia, donde ya no era posible aumentar transferencias con las unidades despachadas.
- (5) Cabe señalar que para el análisis de los tramos críticos de esta zona se consideró el reemplazo de los TTCC de los paños K3 y K4 de la S/E Alto Jahuel contemplado en la Etapa 2 del proyecto “Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre” (NUP 1530), pasando de una razón de 1600/1 a 4000/1, ya que al inicio del Estudio se estimaba la puesta en servicio de las etapas 1 y 2 de dicho proyecto para septiembre de 2024.

**Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

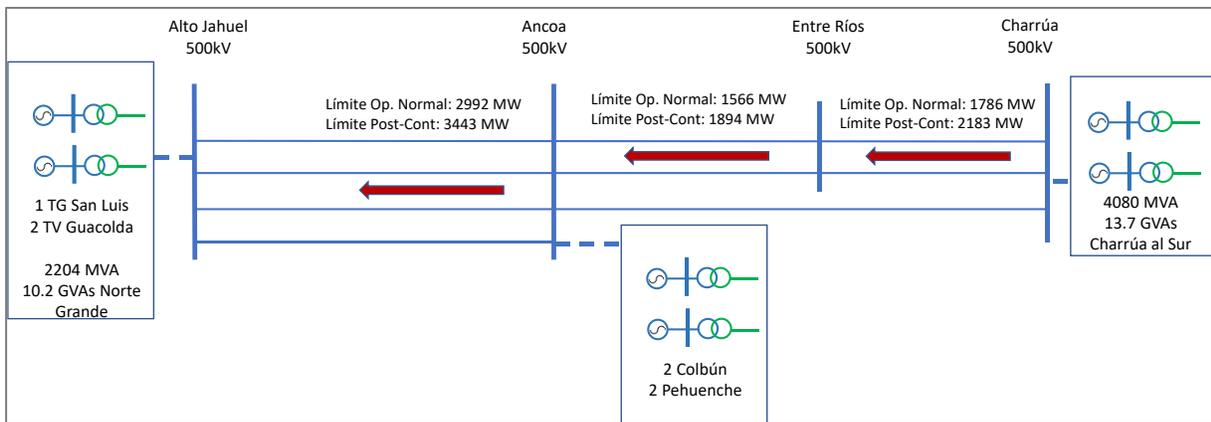


Figura 1.6 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A1.

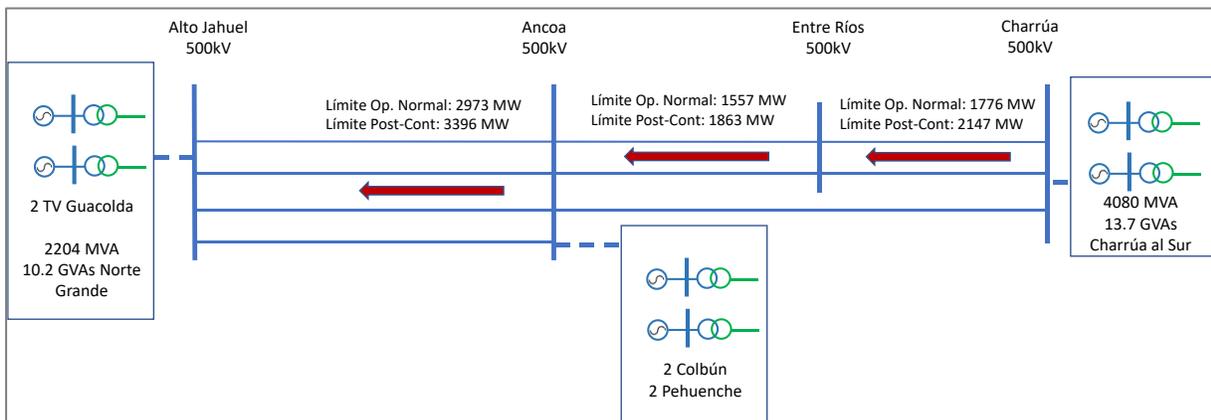


Figura 1.7 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2

Tabla 1.5. Resumen de Restricciones Zona Centro Sur 220 - 154 kV y Quinta Región Costa

Tramo	SS/EE		Limitación	Causa
			del Tramo	
	Origen	Destino	[MVA] (1)(2)	
San Luis - Agua Santa 220 kV C1 y C2	San Luis	Agua Santa	300	Conductor
San Pedro – Quillota 110 kV	San Pedro	Quillota	253 (3)	Conductor
Agua Santa – Miraflores 2x110 kV	Agua Santa	Miraflores	183	TTCC
Quillota – Polpaico 220 kV C1 y C2	Quillota	Polpaico	1099	Conductor
Río Aconcagua – Polpaico 220 kV C1 y C2	Río Aconcagua	Polpaico	915	TTCC
Polpaico - Nueva Lampa 220 kV C1 y C2	Polpaico	Nueva Lampa	307	Conductor
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV C1 y C2	Nueva Lampa	Cerro Navia	307	Conductor
Polpaico - El Salto 220 kV C1 y C2	Polpaico	El Salto	780	Conductor
Polpaico - Quilapilún 220 kV C1 y C2	Polpaico	Quilapilún	183	TTCC
Cerro Navia - Neptuno 220 kV	Cerro Navia	Neptuno	415	Conductor
Neptuno - Chena 220 kV	Neptuno	Chena	415	Conductor
Cerro Navia - Chena 220 kV	Cerro Navia	Chena	409	Conductor
Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV C1 y C2	Lo Aguirre	Cerro Navia	1756	Conductor
Lo Aguirre - Nva. Alto Melipilla 220 kV C1-C2	Lo Aguirre	Nva. Alto Melipilla	192	Conductor
Lo Aguirre - Nva. Alto Melipilla 220 kV C3	Lo Aguirre	Nva. Alto Melipilla	327	Conductor
Nva. Alto Melipilla - Rapel 220 kV C1 y C2	Nva. Alto Melipilla	Rapel	197	Conductor
Nva. Alto Melipilla - Rapel 220 kV C3	Nva. Alto Melipilla	Rapel	350	Conductor
Alto Jahuel - Chena 220 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Chena	366	TTCC
Alto Jahuel - Chena 220 kV C3 y C4	Alto Jahuel	Chena	366	TTCC
Alto Jahuel - Buin 220 kV	Alto Jahuel	Buin	274	TTCC
Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Los Almendros	400	Conductor
Alto Jahuel - Maipo 220 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Maipo	680	Conductor
Maipo - Candelaria 220 kV C1 y C2	Maipo	Candelaria	686	TTCC
Candelaria - Puente Negro 220 kV C1 y C2	Candelaria	Puente Negro	692	Conductor
Puente Negro - Colbún 220 kV C1 y C2	Puente Negro	Colbún	692	Conductor
Ancoa - Colbún 220 kV	Ancoa	Colbún	600	Conductor
Entre Ríos - Charrúa 220 kV C1 y C2	Entre Ríos	Charrúa	750	Transformador
Puente Negro - Tinguiririca 220 kV C1 y C2	Puente Negro	Tinguiririca	300	Transformador
Maule – Santa Isabel 220 kV	Maule	Santa Isabel	299	Conductor
Alto Jahuel - Punta de Cortés 154 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Punta de Cortés	125	Conductor
Punta de Cortés - Tinguiririca 154 kV C1 y C2	Punta de Cortés	Tinguiririca	192	TTCC
Tinguiririca - Convento Viejo 154 kV	Tinguiririca	Convento Viejo	198	Conductor

Tramo	SS/EE		Limitación	Causa
	Origen	Destino	del Tramo	
			[MVA] (1)(2)	
Convento Viejo - Itahue 154 kV	Convento Viejo	Itahue	192	TTCC
Tinguiririca - Itahue 154 kV	Tinguiririca	Itahue	192	TTCC
Ancoa - Itahue 220 kV C1 y C2	Ancoa	Itahue	300	Transformador
Ancoa – Santa Isabel 220 kV	Ancoa	Sant Isabel	300	Transformador
Santa Isabel – Itahue 220 kV	Santa Isabel	Itahue	300	Transformador
Itahue - Maule 154 kV	Itahue	Maule	142	Conductor
Maule – Parral 154 kV	Maule	Parral	107	Conductor
Parral – Monterrico 154kV C1	Parral	Monterrico	108	Conductor
Montenegro – Monterrico 154 kV C1	Montenegro	Monterrico	212	Conductor
Charrúa – Montenegro 154kV C1	Charrúa	Montenegro	232	Conductor
Chillán – Pueblo Seco 154kV C1	Chillán	Pueblo Seco	81	Conductor
Pueblo Seco – Charrúa 154 kV C1	Pueblo Seco	Charrúa	110	Conductor

- (1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol. Para los TTCC se considera una capacidad permanente de 120% respecto de la nominal.
- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.
- (3) Para estas limitaciones es necesario considerar su correlación de flujos (factores de redistribución) con el transformador 220/110 kV de la Ventanas.

Tabla 1.6. Resumen de Restricciones Zona Concepción

Tramo	SS/EE		Limitación	Causa
	Origen	Destino	del Tramo [MVA] (1)(2)	
Charrúa - Concepción 220 kV	Charrúa	Concepción	260	Conductor
Charrúa - Hualpén 220 kV	Charrúa	Hualpén	227	Conductor
Hualpén - Guindo 220 kV	Hualpén	Guindo	344	Conductor
Guindo - Lagunillas 220 kV	Guindo	Lagunillas	344	Conductor
Charrúa - Hualqui 220 kV	Charrúa	Hualqui	381	Conductor
Hualqui - Lagunillas 220 kV	Hualqui	Lagunillas	359	Conductor
Charrúa - Concepción 154 kV	Charrúa	Concepción	168	Conductor
Concepción - San Vicente 154 kV C1 y C2	Concepción	San Vicente	149	Conductor
San Vicente - Hualpén 154 kV C1 y C2	San Vicente	Hualpén	215	Conductor
Hualpén - Lagunillas 154 kV	Hualpén	Lagunillas	215	Conductor

- (1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol. Para los TTCC se considera una capacidad permanente de 120% respecto de la nominal.

- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.

Tabla 1.7. Resumen de Restricciones Zona Sur

Tramo	SS/EE		Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino	Operación Normal	Post Contingencia	
Santa Clara - Charrúa 2x220 kV	Charrúa	Santa Clara	-	610 (4)	TTOO (4)
Mulchén - Santa Clara 2x220 kV	Santa Clara	Mulchén	-	629	Conductor
Río Malleco - Mulchen 2x220 kV	Río Malleco	Mulchén	-	581	TTCC
Cautin - Río Malleco 2x220 Kv	Cautin	Río Malleco	-	457	TTCC
Charrúa - El Rosal 1x220 kV	Charrúa	El Rosal	-	265	Conductor
El Rosal - Los Varones 1x220 kV	El Rosal	Los Varones	-	263	Conductor
Los Varones - Duqueco 1x220 kV	Los Varones	Duqueco	-	264	Conductor
Duqueco - Los Peumos 1x220 kV	Duqueco	Los Peumos	-	264	Conductor
Los Peumos - Temuco 1x220 kV	Los Peumos	Temuco	-	264	Conductor
Temuco - Cautín 2x220 kV	Temuco	Cautín	-	193	Conductor
Cautín - Río Toltén 2x220 kV	Cautín	Río Toltén	-	191	Conductor
Río Tolten - Lastarria 2x220 Kv	Río Toltén	Lastarria	-	201	Conductor
Lastarria - Ciruelos 220 kV C1	Lastarria	Ciruelos	-	204	Conductor
Lastarria - Ciruelos 220 kV C2	Lastarria	Ciruelos	-	144	Conductor
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	Ciruelos	Valdivia	-	191	Conductor
Ciruelos - Valdivia 220 kV C2	Ciruelos	Valdivia	-	145	Conductor
Ciruelos - C. de Hiuchahue 2x220 kV	Ciruelos	C. de Hiuchahue	-	354	Conductor
C. de Huichahue - Pichirpulli 2x220 kV	C. de Hiuchahue	Pichirpulli	-	354	Conductor
Valdivia - El Laurel 220 kV C1	Valdivia	El Laurel	-	183	TTCC
Valdivia - El Laurel 220 kV C2	Valdivia	El Laurel	-	145	Conductor
El Laurel - Pichirpulli 220 kV C1	El Laurel	Pichirpulli	-	201	Conductor
El Laurel - Pichirpulli 220 kV C2	El Laurel	Pichirpulli	-	145	Conductor
Pichirpulli - Rahue 220 kV C1	Pichirpulli	Rahue	-	193	Conductor
Pichirpulli - Rahue 220 kV C2	Pichirpulli	Rahue	-	145	Conductor
Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1	Rahue	Frutillar Norte	-	195	Conductor
Rahue - Frutillar Norte 220 kV C2	Rahue	Frutillar Norte	-	147	Conductor

Tramo	SS/EE		Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino	Operación Normal	Post Contingencia	
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	Tineo	Puerto Montt	Caso A: 190  Caso B: 291  Caso C: 342	Caso A: 276  Caso B: 371  Caso C: 342	A: Regulación de Tensión AS: Regulación de Tensión  B: Regulación de Tensión C: Regulación de Tensión
Tineo - Tap Off Llanquihue 220 kV C2	Tineo	TO Llanquihue			
Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV C2	TO Llanquihue	Puerto Montt	Caso A: 67 Caso B: 111 Caso C: 124	Caso A: 103 Caso B: 147 Caso C: 124	A: Regulación de Tensión AS: Regulación de Tensión B: Regulación de Tensión C: Regulación de Tensión
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	Frutillar Norte	Tineo	-	195 (3)	Conductor
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	Frutillar Norte	Tineo	-	147 (3)	Conductor
Pichirropulli - Tineo 2x220 kV	Pichirropulli	Tineo	-	366 (3)	TTCC
Puerto Montt - Melipulli 2x220 kV	Puerto Montt	Melipulli	-	188	Conductor
Melipulli - Pargua 1x220 kV	Melipulli	Pargua	-	206	Conductor
Pargua - Nva. Ancud 1x220 kV	Pargua	Nva. Ancud	-	102	Conductor
Nva. Ancud - Chiloé 1x220 kV	Nva. Ancud	Chiloé	-	317	Conductor
Chiloe - Gamboa 2x220 kV	Chiloé	Gamboa	-	229	TTCC

Caso A: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con las dos (2) unidades de la Central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt F/S.

Caso B: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con una (1) unidad de la Central HE Canutillar E/S y el CER S/E Puerto Montt E/S.

Caso C: Falla CER, en un escenario con Central HE Canutillar F/S y el CER S/E Puerto Montt E/S.

- (1) Los valores de la columna “Post-Contingencia” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia (Operación Normal) se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Por lo tanto, sólo se presentan valores para Operación Normal para los tramos críticos analizados en detalle. Para los TTCC se considera una capacidad permanente de 120% respecto de la nominal. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.
- (3) Los límites de estos tramos quedan condicionados a los montos de los límites definidos para el tramo Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, límites que se presentan en la Figura 1.8, Figura 1.9 y Figura 1.10.
- (4) Para este tramo en particular, el límite está determinado por la capacidad permanente de las trampas de onda (TTOO) de sus paños terminales. Específicamente, por la capacidad de las TTOO de los paños J7 y J10 de la S/E Santa Clara (1.6 kA).

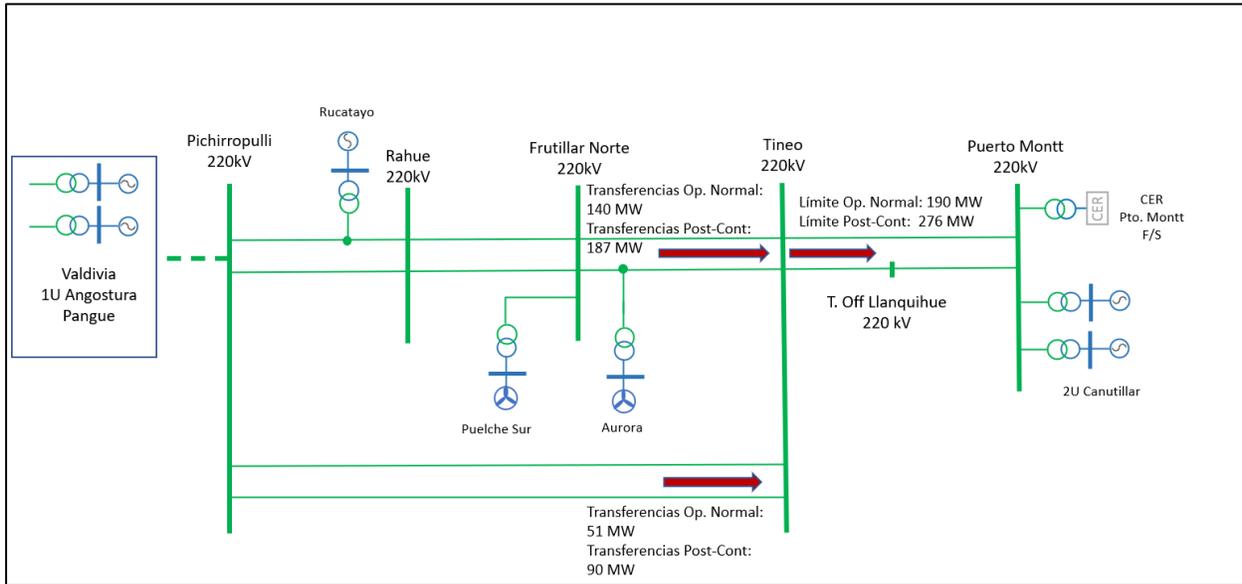


Figura 1.8 : Caso A: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

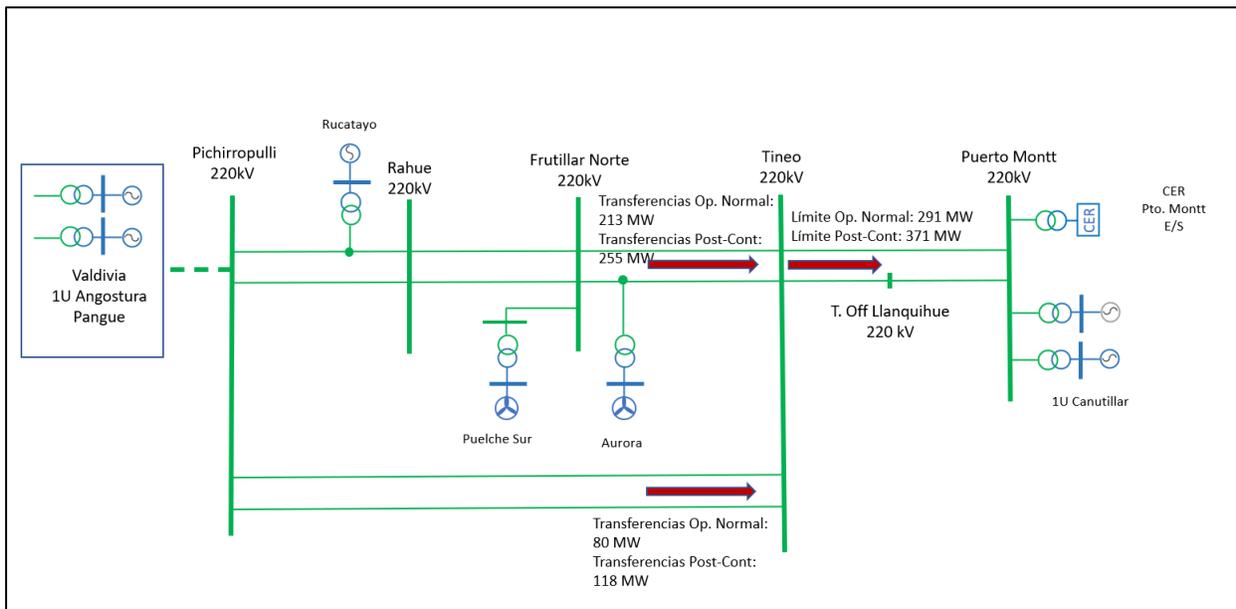


Figura 1.9 . Caso B: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

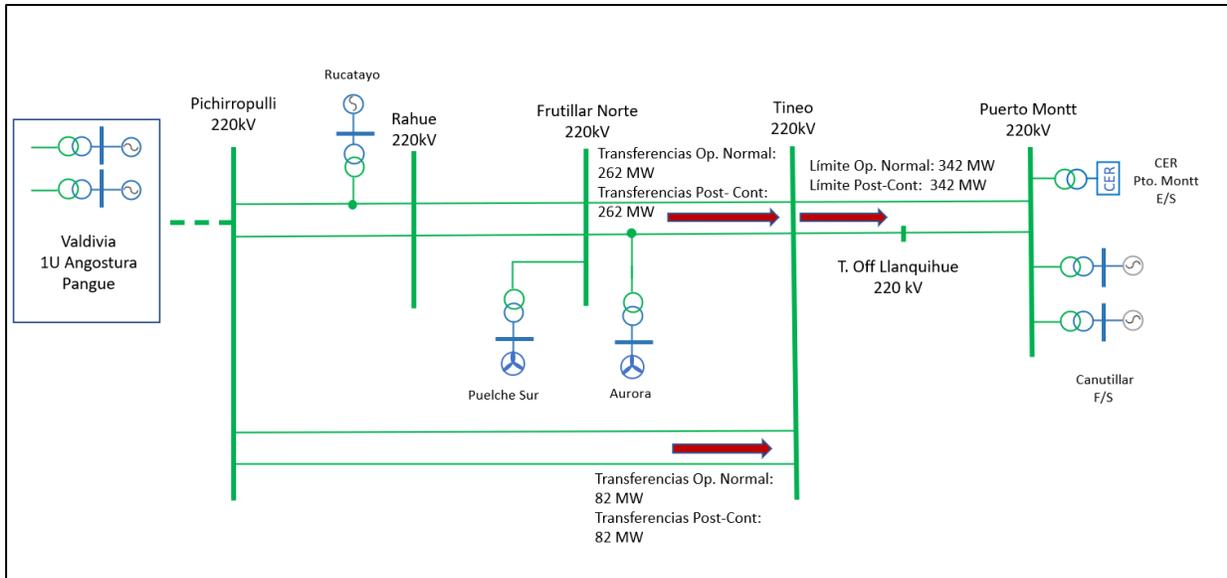


Figura 1.10 Caso C: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

## 2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En el Artículo 6-28 de la NTSyCS se señala que el Coordinador podrá adoptar restricciones en el Sistema de Transmisión como medida de control preventivo para garantizar la SyCS ante diferentes estados del SI, para un conjunto de contingencias simples de severidad creciente que resulten ser las más críticas, a partir del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST). Este deberá actualizarse a lo menos con una periodicidad anual.

Las restricciones que se definen en el estudio corresponden a la máxima potencia que se puede transmitir por las líneas de transmisión, permitiendo garantizar que ante la ocurrencia de las contingencias que resulten más críticas para el SI indicadas en el Art. 5-32 de la NT, y en los escenarios analizados, se verifique a lo menos que:

- Los generadores no pierden sincronismo.
- No hay riesgo de colapso de tensión, o problemas de regulación de tensión.
- No hay riesgo de inestabilidad de frecuencia.
- Se cumple con los estándares para el comportamiento dinámico de tensión, frecuencia y de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

En el Art. 5-26 de la NTSyCS se indica que se deberán operar los Elementos Serie (del sistema de transmisión) manteniendo la corriente transportada en un valor igual o inferior al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Para la determinación de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente se puede considerar que los elementos serie del sistema de transmisión operen con una sobrecarga, por un tiempo máximo de 15 minutos, ante la ocurrencia de una contingencia simple (Art. 5-30 de la NTSyCS). Sin embargo, por seguridad, en la operación real sólo se emplea el criterio de sobrecarga de corta duración en tramos críticos y puntuales, considerando el riesgo que conlleva el no poder controlar dichas sobrecargas, tanto para el sistema como para las personas.

Por último, las restricciones definidas en el estudio serán de carácter referencial, debido a que los supuestos de despacho y topología del sistema pueden variar respecto de los escenarios que se presenten en la operación real. Para determinar las transferencias en la operación real del sistema se deberán realizar estudios específicos para cada caso, que consideren las condiciones particulares que se prevean de acuerdo con la planificación de la operación de corto plazo.

## **3 ANTECEDENTES**

### **3.1 Conceptos Teóricos Considerados**

A continuación, se detallarán aquellos conceptos utilizados en el presente informe.

#### **3.1.1 Límite Térmico**

Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie, determinada por la carga admisible, en función de la máxima temperatura de diseño operativo, definido para régimen permanente y en determinadas condiciones del ambiente y de tensión.

#### **3.1.2 Límite por Contingencias**

Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie en Estado Normal de operación del SI, de modo que, en el evento de ocurrir una Contingencia Simple, se satisfaga el criterio N-1.

#### **3.1.3 Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión**

Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie en Estado Normal tal que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple ella no provoque descensos de la tensión fuera de los rangos permitidos y mantenga un margen adecuado de seguridad respecto del punto de colapso de tensión, ya sea en las barras extremas del propio elemento o en otras barras del SI, haciendo uso de los recursos disponibles de control de tensión y conservando las reservas necesarias de potencia reactiva.

#### **3.1.4 Límite por Estabilidad Transitoria**

Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie en Estado Normal tal que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no supere los 120° eléctricos medidos respecto del eje inercial del SI.

### **3.2 Consideraciones sobre las limitaciones del Sistema de Transmisión**

Para la determinación de las restricciones en el sistema de transmisión existen diversos factores que influyen al momento de simular la operación del sistema y que se deben considerar, entre los cuales destacan:

- Característica de demanda de los consumidores.
- Despachos de generadores.
- Topología del sistema.
- Contingencias en el sistema.

Es importante recordar que cualquier cambio considerable sobre los supuestos establecidos para cada uno de los factores antes señalados significa un cambio sobre los resultados finales del estudio, por lo que dichos resultados son de carácter referencial y cualquier limitación aquí establecida deberá verificarse para condiciones particulares de operación que se presenten en la operación real.

Según señala la bibliografía<sup>1</sup>, los tipos de limitaciones que pueden afectar una línea de transmisión están relacionadas con la longitud de la línea:

- Límites Térmicos: 0 a 80 km.
- Regulación de tensión: 80 a 320 km.
- Límites de estabilidad: sobre 320 km.

Sin embargo, para sistemas extensos y complejos, se requiere una evaluación adicional que permita incluir los diversos factores que influyen en los límites de estabilidad. En particular para líneas de menor longitud pero que componen un sistema de transmisión longitudinal extendido con bajos niveles de enmallamiento.

### 3.3 Cálculo de índices de fortaleza de la red

Dadas las limitaciones que tienen los modelos RMS para el análisis de cortocircuitos en zonas con alta concentración de generación ERV basada en inversores y bajo nivel de cortocircuito, es decir, de baja fortaleza de la red, para determinar el requerimiento de generadores sincrónicos inyectando energía al sistema, caracterizándolo a través de la definición de la inercia mínima requerida en la zona Norte Grande, en escenarios de día se consideró, como criterio complementario al cumplimiento de las exigencias establecidas en la NTSyCS relacionadas con el comportamiento dinámico de las variables eléctricas más relevantes del sistema (como tensión y frecuencia), el cumplir con ciertos niveles mínimos de fortaleza de la red.

En la misma línea que los análisis realizados para la definición del requerimiento de potencia de cortocircuito para el Servicio Complementario de Control de Tensión, recientemente adjudicado en una licitación internacional, se seleccionó el indicador de fortaleza de la red ESCR (Equivalent Short Circuit Ratio) o SCRIF (Short Circuit Ratio with Interaction Factors), por las ventajas que presenta con respecto a otros indicadores similares (como por ejemplo: WSCR y CSCR) al no necesitar definir zonas eléctricas a priori, debido a que utiliza factores de interacción entre cada nodo a evaluar y todos los parques generadores. Cualquier definición de zonas eléctricas podría resultar en un proceso complejo debido al nivel de enmallamiento del sistema de transmisión de 500 kV y 220 kV, por lo cual las fronteras definidas para cada zona eléctrica podrían ser difusas e ir quedando obsoletas a medida que va cambiando el despacho esperado y el sistema de transmisión.

El cálculo del índice ESCR en el nodo  $i$  para los distintos escenarios evaluados se realizó mediante la siguiente expresión:

$$ESCR_i = \frac{S_i}{P_i + \sum_j^n (IF_{ji} \cdot P_j)}$$

---

<sup>1</sup> "Power System Stability and Control", Prabha Kundur, página 228

Donde:

$S_i$  : Nivel de cortocircuito en MVA en el nodo  $i$ , el cual se calcula considerando sólo el aporte de los generadores sincrónicos, es decir, excluyendo el aporte de las plantas ERV basadas en inversores.

$P_i$  : Potencia despachada de la planta ERV basada en inversores conectada en el nodo  $i$ .

$IF_{ji}$  : Factor de interacción entre los nodos  $i$  y  $j$ , definido como:

$$IF_{ji} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j}$$

$n$  : Número de plantas ERV basadas en inversores del sistema.

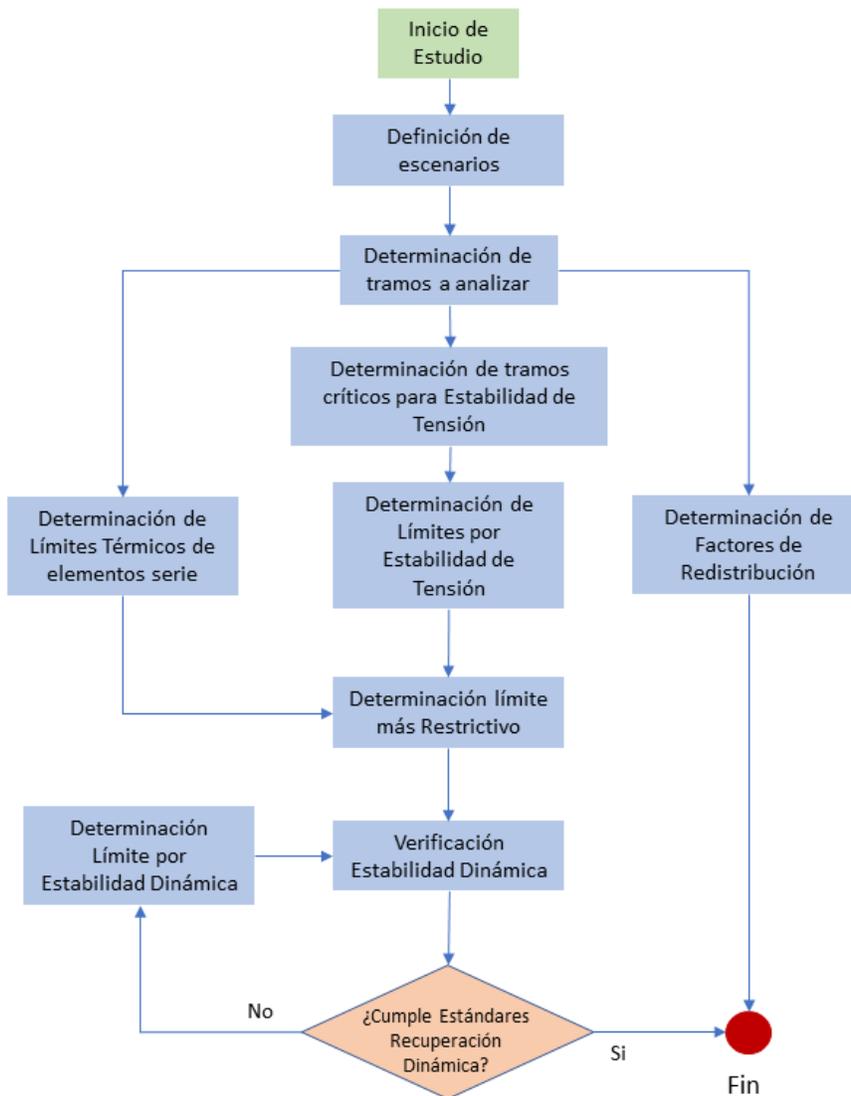
Para este estudio se consideró el criterio de cumplir índices de fortaleza de la red ESCR que se acerquen a los valores mínimos recomendados ampliamente en la literatura técnica y que, sin perder de vista las realidades de otros operadores, son considerados en sistemas con una alta penetración de generación basada en inversores. El límite inferior corresponde a 1.5 y en algunas zonas, dependiendo de la topología (por ejemplo, tramos radiales) y del nivel de generación ERV adyacente a las barras correspondientes, se podría alcanzar hasta un valor de 1.3. Cabe mencionar que este mismo criterio fue considerado en la Minuta DAOP N°02/2024, en la cual, a diferencia de este estudio, se analizaron escenarios operacionales de corto plazo considerando la topología actual del SEN.

Es importante señalar que el valor mínimo de fortaleza de la red necesario para asegurar una operación estable de las plantas basadas en inversores varía según las características del sistema o de la zona del sistema donde se conectan dichas plantas. Por lo tanto, los valores mínimos de fortaleza de la red considerados en este estudio deberán ser ajustados o validados mediante simulaciones EMT cuando se cuente con una base de datos del SEN con una alta completitud de modelos agregados y con un detalle fidedigno de los sistemas de control de los fabricantes de los parques ERV basados en inversores.

## 4 BASES DEL ESTUDIO

### 4.1 Metodología utilizada en el desarrollo del estudio

Para determinar las restricciones en aquellas líneas o transformadores del sistema de transmisión que se determinen como críticas, se determinarán en forma independiente los límites térmicos y por estabilidad de tensión (cuando corresponda). Posteriormente se verificará el comportamiento dinámico, para la limitación más restrictiva. En caso de no cumplir los estándares dinámicos se restringirán las transferencias hasta cumplir con dichas exigencias. En este último caso, la restricción quedará definida por un límite por estabilidad dinámica. A continuación, en la Figura 4.1, se presenta un diagrama de flujo para explicar la metodología del Estudio.



*Figura 4.1 : Metodología utilizada en el desarrollo del Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión*

#### **4.1.2 Determinación de Limitaciones Térmicas**

Las limitaciones térmicas se determinarán sobre la base de la información entregada por los propietarios de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional o instalaciones que se consideren críticas para el abastecimiento de una zona específica. Estas instalaciones incluyen la capacidad térmica de las líneas y sus TTCC asociados como también la capacidad de los transformadores de poder o compensaciones serie que impongan restricciones de transmisión.

Para el caso de los transformadores de corriente se considera una capacidad permanente de 120% del valor nominal de acuerdo con lo descrito en la norma IEC 61869-2.

#### **4.1.3 Determinación de Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión**

Se determinará el límite por estabilidad de tensión para aquellas líneas más exigidas que abastezcan hacia una zona específica, en presencia de contingencias simples. Para ello se estimará el valor límite de la transferencia por la línea más exigida post contingencia disminuyendo la generación interna de la zona (aguas abajo) hasta que las simulaciones estáticas (estudios de flujos de potencia) indiquen que las tensiones en las barras aledañas disminuyen del valor mínimo aceptable de tensión en Estado de Alerta, de acuerdo con lo establecido en el Art. 5-23 de la NTSyCS, o bien que exista un salto de gran magnitud en las sensibilidades  $dV/dP$  o  $dV/dQ$  de dichas barras, lo que indicaría problemas de control de tensión para tales niveles de transferencias.

En caso de no disponer de recursos de potencia activa despachadas aguas abajo del tramo analizado, se forzará el despacho de generación que permita generar las curvas de tensión versus transferencia. Esta generación sólo aportará potencia activa, de manera de que no afecte significativamente el punto crítico de estabilidad.

#### **4.1.4 Determinación de Límites por Estabilidad Dinámica**

Para aquella limitación más restrictiva de las determinadas anteriormente se verificará que el comportamiento dinámico del sistema, en ese escenario particular, cumple con los estándares de recuperación dinámica establecidos en la NTSyCS. En caso contrario las restricciones de transmisión quedarán supeditadas al cumplimiento de dichos estándares.

#### **4.1.5 Determinación de Factores de Redistribución**

Para efectos de la operación de las distintas zonas del sistema, se deberán considerar los factores de redistribución de flujos debido a la redundancia de vínculos, relacionados a las diversas contingencias o condiciones operacionales que se presentan. Dichos factores de redistribución corresponden a qué porcentaje del flujo (en MW) de precontingencia por el elemento fallado se redistribuye por los otros vínculos redundantes que permanecen en servicio.

## 4.2 Antecedentes y Consideraciones para la realización de Estudio

### 4.2.1 Zonas de Estudio

El estudio contempla un análisis zonal del SEN, de manera de abordar las características propias de las distintas zonas. Para estos efectos el análisis de la operación del SEN considera las siguientes zonas:

- Zona Norte Grande: desde S/E Parinas hacia el norte.
- Zona Norte Chico: desde S/E Parinas 500 kV por el norte, hasta SS/EE Polpaico 500 kV, Centella 220 kV y Nogales 220 kV por el sur.
- Zona Centro Sur:
  - ✓ Zona Centro Sur 500 kV: de S/E Polpaico hasta S/E Charrúa 500 kV.
  - ✓ Zona Quinta Región: entre SS/EE Quillota 110 kV, Las Vegas 110 kV, Alto Melipilla 220 kV y 110 kV, y Agua Santa 220 kV.
  - ✓ Zona Centro Sur 220 kV: entre SS/EE Nogales y Charrúa.
  - ✓ Zona Centro Sur 154 kV: entre SS/EE Alto Jahuel y Charrúa.
- Zona Concepción: de S/E Charrúa 220 kV y 154 kV hacia la zona de Concepción.
- Zona Sur: de S/E Charrúa 220 kV al sur.

### 4.2.2 Información Técnica del SEN y Herramienta de Simulación Utilizada

Para la simulación del sistema se utilizó la base de datos oficial de Corto Plazo del Segundo Semestre de 2024 del SEN en formato DigSILENT, preparada a partir de la base de datos oficial de Operación de agosto 2024, a la cual se le agregaron aquellas obras que se prevé entrarán en servicio hasta diciembre de 2025.

Los escenarios de operación base utilizados fueron preparados por el Departamento de Programación de la Operación y consideran 4332 MW en PMGD solar y eólico proyectado a diciembre de 2025, correspondiente a la información disponible al momento de construir la base de datos oficial de Corto Plazo del Primer Semestre de 2024. Dichos PMGD se modelaron como equivalentes en las redes de alta tensión en las que se agruparan 20 MW o más de PMGD solar y eólico, los cuales se ubicaron principalmente en nodos de 66 kV, 110 kV y 220 kV.

En cuanto a la información técnica de las instalaciones del SEN, se consideró aquella suministrada por los coordinados de manera oficial en el sistema de Infotécnica al 4 de diciembre del 2024.

### 4.2.3 Horizonte del Estudio

El estudio considera un horizonte desde enero de 2025 hasta diciembre de 2025, período para el cual se estimaron los escenarios de operación base y se incorporaron las correspondientes ampliaciones del sistema.

#### 4.2.4 Ampliaciones del SEN

Se consideran aquellas obras que se detallan en la Resolución Exenta de la CNE que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, de junio 2024 (inicio de elaboración de base de datos para Estudio). Además de lo anterior, se considera el Reporte de Proyectos en Gestión de Conexión elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los respectivos propietarios de las instalaciones para el horizonte del estudio.

Se consideraron las siguientes obras relevantes de generación y transmisión que se prevé entrarán en servicio dentro del horizonte de evaluación del Estudio.

*Tabla 4.1. Proyectos de Generación considerados en el Estudio.*

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación (Región)	Punto de conexión
Libertad II	sept-24	Solar Fotovoltaico	122	Atacama	S/E Agrosuper 23 kV
Libertad III	sept-24	Solar Fotovoltaico	122	Atacama	S/E Agrosuper 23 kV
PFV Leyda	sept-24	Solar Fotovoltaico	80	Valparaíso	S/E Leyda 110 kV
Parque Eólico Lomas de TalTal	oct-24	Eólico	342	Antofagasta	S/E Parinas 220 kV
Central Desierto de Atacama (DDA)	oct-24	Solar Fotovoltaico	270	Atacama	S/E Algarrobal 220 kV
Doña Luzma	dic-24	Térmica Diesel	40	Libertador General Bernardo O'Higgins	S/E Alcones 66 kV
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-24	Solar Fotovoltaico	100	Atacama	S/E Algarrobal 220 kV
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	mar-25	Solar Fotovoltaico	187	Tarapacá	S/E Granja Solar 220 kV
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar Fotovoltaico	220	Antofagasta	Tap Off LT 1x220 kV El Cobre-Gaby
Parque Eólico Antofagasta	may-25	Eólico	364	Antofagasta	S/E Parinas 500 kV
Andes III (Etapa 1)	may-25	Solar Fotovoltaico	175.9	Antofagasta	S/E Andes 220 kV
CH Los Lagos	jul-25	Hidro – Pasada	48.7	Los Ríos y Los Lagos	Nueva S/E Seccionadora Carimallín 220 kV, en Línea 1x220 kV Rucatayo – Pichirrahue
Peldehue Solar	sept-25	Solar Fotovoltaico	109.7	Metropolitana de Santiago	S/E Las Tórtolas 220 kV
PFV Cachiyuyo	oct-25	Solar Fotovoltaico	50	Atacama	Tap off LT 1x110 kV Pajonales - Dos Amigos
PFV Víctor Jara	oct-25	Solar Fotovoltaico	200	Tarapacá	S/E Pozo Almonte 220 kV

*Tabla 4.2. Proyectos de Transmisión considerados en el Estudio.*

Proyecto	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación
Nueva Línea 2x66 Hualqui – Chiguayante	ago-24
S/E Puerto Collahuasi y línea de transmisión 1x220 kV Tarapacá – Puerto Collahuasi	ago-24
Nueva S/E Seccionadora Cahuiza	ago-24
Nueva S/E Las Dunas	ago-24
Nueva S/E Yareta	ago-24
Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)	sept-24
Nueva línea de transmisión 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera	oct-24
Nuevas LT 1x220 kV Cahuiza – Las Dunas, 1x220 kV Cahuiza – Yareta y 1x220 kV Las Dunas - Yareta	nov-24
Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro	dic-24
Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	dic-24
Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama	dic-24
Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	dic-24
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	dic-24
Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	dic-24
Cambio de Paños en S/E Mulchén	dic-24
Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	ene-25
Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	mar-25
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche, Tramo Punta de Cortés - Puneto Alto	mar-25
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira - Tap El Nevado	mar-25
Ampliación en S/E Temuco (NTR ATMT)	mar-25
Ampliación en S/E Los Lagos (NTR ATMT)	mar-25
Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	mar-25
Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos - Atacama Kozán	abr-25
Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar	abr-25
Nueva S/E La Ligua	abr-25
Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera	abr-25
Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	abr-25
Nueva S/E El Ruil	abr-25
Nueva S/E Seccionadora Epuleufu	abr-25
Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu	abr-25
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV Alto Jahuel - Baja Cordillera	abr-25
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal	jun-25
Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	jun-25

Proyecto	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	sept-25
Nueva Subestación Providencia	oct-25
Nueva Línea de Transmisión Subterránea 2x110 kV Vitacura – Providencia	oct-25
Nueva S/E Seccionadora Buenavista	dic-25
Nueva S/E Seccionadora Buli	dic-25
Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)	dic-25
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	dic-25

Además, se consideraron las siguientes fechas estimadas por el Coordinador al inicio del Estudio para aquellos proyectos de transmisión que tienen mayor efecto en el análisis de los tramos considerados críticos.

*Tabla 4.3. Fechas estimadas de proyectos con mayor efecto en análisis de tramos críticos.*

Proyecto	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Fecha de entrada en operación estimada por CEN al inicio del Estudio
Proyecto Chiloé – Gamboa	abr-19	oct-24
Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	abr-23	no antes de 2026
Nueva Línea 2x220 kV Itahue – Mataquito	ago-23	mar-26
Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	dic-23	no antes de 2026
Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Centella (Ex Nueva Los Pelambres) a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	ene-24	dic-24
Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	ene-24	no antes de 2026
Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	abr-24	sep-24 Etapas 1 y 2 (1)
Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa	ago-24	dic-24
Nueva Línea 2x220 Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	ago-24	jun-26
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA. Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA. ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220kV (Etapa 2)	ago-24	no antes de 2026
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	ene-25	oct-24
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai (Monte Mina), Energizada en 220 kV	ene-25	dic-24
S/E Nueva Metrenco 220/66 kV	feb-25	dic-25
Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)	sept-25	nov-25
Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé	sept-25	nov-25
Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	mar-26	ene-25

(1) Corresponde a la fecha estimada de puesta en servicio de las etapas indicadas. Con respecto a la Etapa 3 del proyecto, cabe señalar que el propietario de la Obra de Ampliación solicitó al Ministerio de Energía la modificación del decreto de adjudicación de esta, con el objetivo de cambiar su alcance y características técnicas.

#### **4.2.5 Demanda y Despachos de Generación**

Las demandas máximas del SEN (generación bruta) para el 2025 se estimaron al inicio del desarrollo del Estudio. En la determinación del despacho de los escenarios base se utiliza la programación de 12 meses, correspondiente a escenarios de hidrología media y seca. Sin embargo, con el objeto de lograr altas transferencias que permitan determinar las restricciones de transmisión particulares de cada zona, se modifican los despachos del escenario base cuando es pertinente.

Además, dado que las centrales Las Lajas, Alfalfal II y CSP Cerro Dominador han estado indisponibles por un período prolongado, y que las Empresas Coordinadas correspondientes, en sus últimas comunicaciones al Coordinador, prevén su retorno a la operación para no antes del 31 de diciembre de 2025 en el caso de las centrales Las Lajas y Alfalfal II (Según carta DE05367-24 del 17-sep-2024), y para el 30 de junio de 2025 para CSP Cerro Dominador (Según carta DE04140-24 del 09-jul-2024), para los análisis de las zonas Norte Grande, Norte Chico y Centro-Sur se consideraron fuera de servicio dichas centrales.

#### **4.2.6 Contingencias**

Las contingencias que deben ser estudiadas son las señaladas en el Art. 5-32 de la NTSyCS, y que correspondan a las más críticas para el sistema. Se estudian aquellas contingencias más severas en el Sistema de Transmisión Nacional, en líneas del Sistema de Transmisión Zonal que abastezcan a grandes áreas de consumo y en aquellas líneas de inyección más relevantes. Lo anterior se justifica en base a que este tipo de contingencias tienen un mayor impacto sobre el abastecimiento global de la demanda.

#### **4.2.7 Condiciones coincidentes de Inercia Norte Grande y transferencias por sistema de 500 kV Zona Norte**

Para definir los escenarios de estudio de las zonas Norte Grande y Norte Chico se analizaron previamente las condiciones coincidentes de inercia de la zona Norte Grande, transferencia por la línea Los Changos/Parinas – Cumbre 500 kV y transferencia por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV que se han presentado en la operación real, en base a la estadística de los últimos 12 meses previo al inicio del Estudio (septiembre 2023 a agosto 2024). Dicho análisis se resume en los siguientes gráficos.

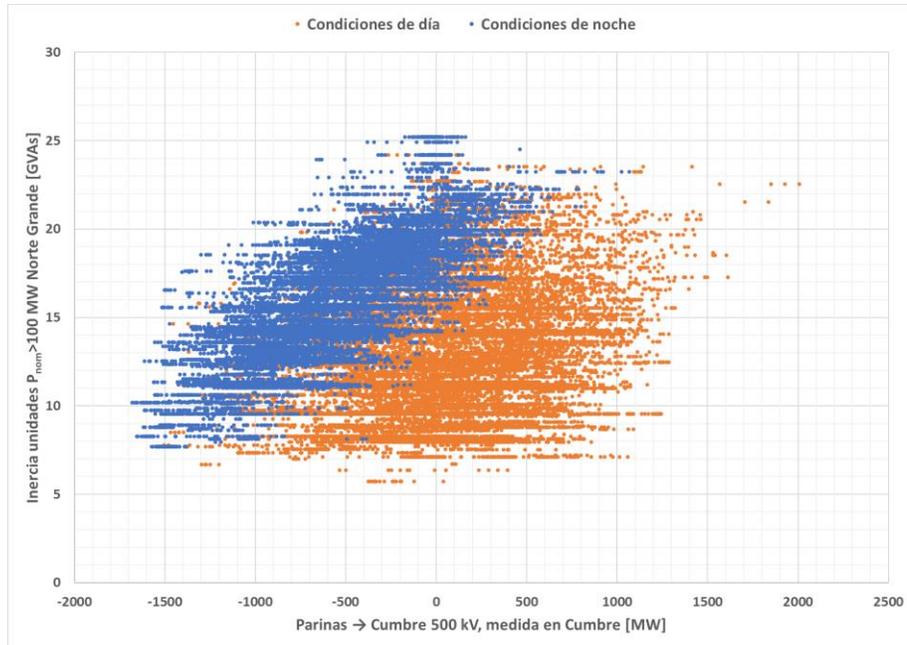


Figura 4.2 : Gráfico Inercia Norte Grande v/s Transferencia Los Changos/Parinas – Cumbre 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2023 al 31-08-2024.

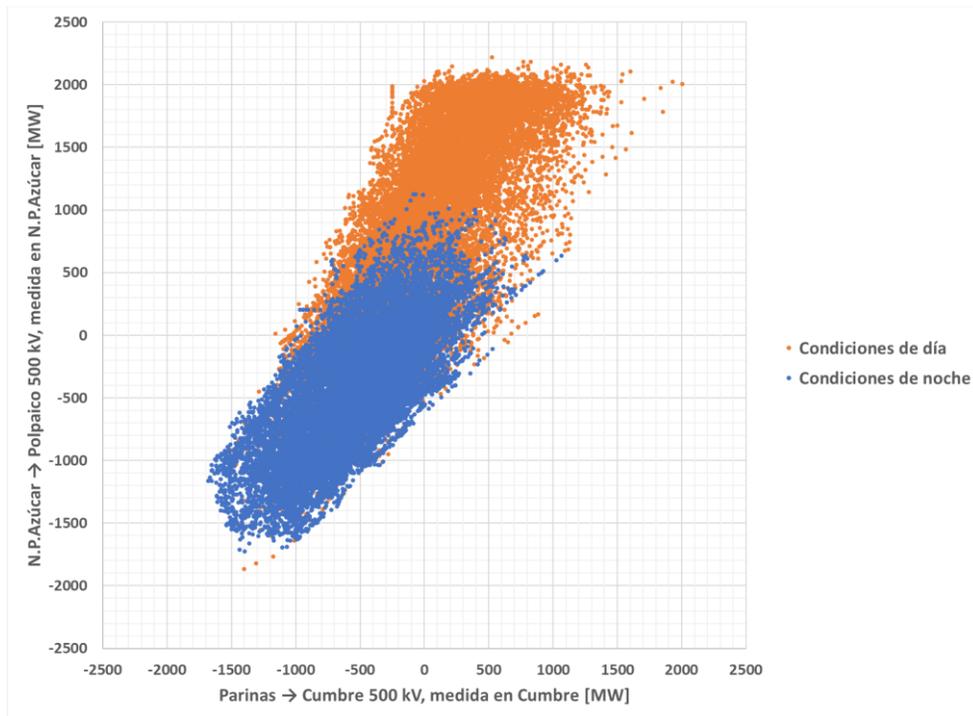


Figura 4.3 : Gráfico Transferencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV v/s Transferencia Los Changos/Parinas – Cumbre 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2023 al 31-08-2024.

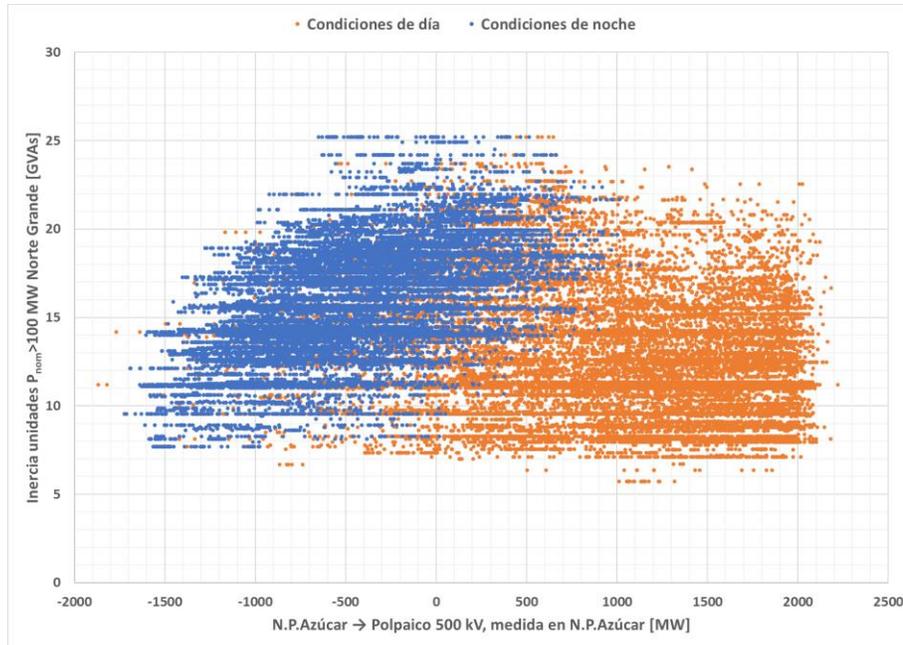


Figura 4.4 : Gráfico Inercia Norte Grande v/s Transferencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2023 al 31-08-2024.

### 4.3 Criterios Adoptados para la Realización de las Simulaciones

#### 4.3.1 Modelación de la Carga

Para los estudios dinámicos se considera un modelo en función de la frecuencia y tensión. Para estudios estáticos el modelo de carga es de potencia constante, es decir, no existe dependencia con la tensión ni con la frecuencia.

#### 4.3.2 Regulación de Frecuencia

Tanto para los estudios estáticos como dinámicos se considera que toda la reserva para el Control Primario de Frecuencia (CPF) está ubicada aguas arriba del tramo en estudio, con el objetivo de buscar la peor condición postcontingencia para la línea analizada. Para efectos de los estudios dinámicos se deberá definir para cada caso bajo análisis un monto lo más ajustado a la reserva mínima para CPF.

#### 4.3.3 Aplicación de las fallas

Para los análisis que se realizan a partir de simulaciones estáticas las contingencias se consideran como la desconexión del elemento fallado.

Para simulaciones dinámicas la aplicación de las fallas en líneas de transmisión se ubica a un 5% de la longitud de las líneas, con el tiempo máximo de despeje de fallas que cumpla con lo establecido en la

NTSyCS, mientras que para fallas en generadores y transformadores se considera una desconexión intempestiva.

#### 4.3.4 Consideración de EDAC y EDAG en el estudio

De acuerdo con el Artículo 5-7 de la NTSyCS, en este estudio se considera la aplicación del criterio N-1 sin hacer uso de los SSCC de EDAG, ERAG o EDAC.

#### 4.3.5 Estándares de Recuperación Dinámica

Se verifica el comportamiento dinámico para Estado Normal y Estado de Alerta establecido en el Título 5-6 de la NTSyCS. Los principales estándares por verificar son: margen de estabilidad sincrónica, factor de amortiguamiento, comportamiento transitorio de la tensión y de la frecuencia.

##### *a) Margen de Estabilidad Sincrónica (Art. 5-43)*

Para las contingencias y severidades especificadas en el Artículo 5-32, se determina el Límite por Estabilidad Transitoria para los Elementos Serie del ST considerados críticos, para las configuraciones de demanda y generación más desfavorables, para lo cual se considerará como margen de seguridad adecuado verificar que la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no supere los 120° eléctricos medidos respecto del eje inercial del sistema, y siempre que se verifique el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos desde el Artículo 5-34 al 5-39.

##### *b) Margen de Estabilidad Oscilatoria (Factor de Amortiguamiento Art. 5-38 y 5-39)*

De la definición del factor de amortiguamiento se tiene que:

$$\zeta = - \frac{\log_e R_A}{2\pi \sqrt{\left(1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}\right)}} \cdot 100$$

Donde  $R_A$  es el cociente entre  $A_2$  y  $A_1$ , que corresponden a las máximas amplitudes de dos semiciclos consecutivos de oscilaciones de las transferencias de potencia activa (dicha amplitud se mide con respecto al valor de estabilización de régimen permanente).

Este margen se aplica para contingencias simples y considera que el factor de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas de potencia activa por la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia deberá ser como mínimo un 5%.

### ***c) Máximas variaciones de tensión transitorias (Art. 5-34)***

Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0.70 pu luego de 50 ms de despejada la contingencia, en ninguna barra del ST.

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0.80 pu, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de  $\pm 10\%$  en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.

### ***d) Exigencias de frecuencia***

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 5-7 de la NTSyCS, en el caso de una Contingencia Simple la frecuencia debe permanecer sobre la frecuencia de operación de los EDAC, la cual es de 48.9 Hz para el primer escalón.

#### **4.3.6 Control de tensión**

De acuerdo con el artículo 5-20 de la NTSyCS, para controlar la tensión en Estado Normal y Estado de Alerta se podrán considerar las siguientes acciones operacionales:

- a) Conexión o desconexión de bancos de condensadores shunt.
- b) Conexión o desconexión de condensadores síncronos.
- c) Conexión o desconexión de reactores shunt.
- d) Operación de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Operación de cambiadores de taps bajo carga de transformadores
- f) Operación de centrales generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.
- g) Modificación de consigna de equipos de compensación reactiva activos (STATCOM).
- h) Modificación de la potencia de referencia de los convertidores HVDC

Además, de acuerdo con el artículo 7-10 de la NTSyCS, dentro de los recursos técnicos para la prestación del SC de Control de Tensión se consideran maniobras de equipos de transmisión y/o transformación, tales como conexión/desconexión de líneas de transmisión.

#### **4.3.7 Rangos de Tensión Permanentes**

Los rangos de tensión permanente para Estado Normal están definidos con respecto a las Tensiones de Servicio y corresponden a los señalados en el artículo 5-19 de la NTSyCS. Para Estado de Alerta, los rangos de tensión están definidos en el artículo 5-23. En la tabla siguiente se resumen las Tensiones de Servicio vigentes.

Tabla 4.4 Tensiones de Servicio Sistema 500 kV y Sistema 220 kV zonas Norte Grande y Norte Chico.

Sistema 500 kV		Zona Norte Grande		Zona Norte Chico	
Barra 500kV	Vservicio [kV]	Barra 220kV	Vservicio [kV]	Barra 220kV	Vservicio [kV]
Kimal	519	Ana María	223	Diego de Almagro	225
Los Changos	509	Angamos	226	Illapa	225
Cumbre	512	Atacama	221	Cumbre	226
Nueva Cardones	509	Calama	221	Francisco	229
Nueva Maitencillo	510	Centínela	223	Cachiyuyal	229
Nueva Pan de Azúcar	509	Chacaya	220	Paposo	231
Polpaico	509	Los Changos	226	Carrera Pinto	226
Lo Aguirre	504	Cochrane	222	San Andrés	226
Alto Jahuel	500	Conchi	222	Cardones	225
Ancoa	512	Crucero	224	Nueva Cardones	225
Entre Ríos	510	Cumbre	226	Llano de Llampos	225
Charrua	511	Encuentro	222	Maitencillo	227
		Kelar	225	Nueva Maitencillo	227
		Kimal	221	Guacolda	228
		Laberinto	221	Don Héctor	228
		Lagunas	225	Punta Colorada	227
		Norgener	220	Pan de Azúcar	223
		San Simón	225	Nueva Pan de Azúcar	225
		Tarapacá	223	Don Goyo	228
		Ten	226	La Cebada	227
		Tocopilla	221	Punta Sierra	228
				Las Palmas	228
				Los Vilos	227
				Choapa	227
				Doña Carmen	222

Tabla 4.5 Tensiones de Servicio Sistema 220 kV zonas Centro Sur, Concepción y Sur.

Zona Centro Sur entre SS/EE Nogales y Alto Jahuel		Zona Centro Sur entre SS/EE Alto Jahuel y Charrúa		Zonas Concepción y Sur	
Barra 220kV	Vservicio [kV]	Barra 220kV	Vservicio [kV]	Barra 220kV	Vservicio [kV]
Nogales	223	Candelaria	224	Concepción	226
Ventanas	222	Puente Negro	225	Hualpén	220
Quillota	221	Colbún	225	Lagunillas	222
Los Piquenes	228	Machicura	224	Bocamina	224
San Luis	222	Santa Isabel	226	Santa Fé	224
Agua Santa	222	Ancoa	222	Santa María	226
Polpaico	221	Pehuenche	220	Mulchén	232
Quilapilún	222	Loma Alta	224	Duqueco	228
Los Maquis	223	Itahue	224	Los Peumos	230
El Salto	223	Entre Ríos	225	Temuco	228
Lampa	222	Charrúa	224	Cautín	230
Nueva Lampa	222	El Toro	225	Ciruelos	232
Cerro Navia	222	Antuco	224	Valdivia	229
Lo Aguirre	222	Quilleco	226	Laurel	233
Chena	221	Pangue	230	Pichirpulli	230
Alto Jahuel	222	Ralco	230	Rahue	232
Alfalfal	222	Rucúe	226	Antillanca	233
Los Almendros	223	Mampil	228	Puerto Montt	226
Rapel	221	Peuchén	228	Melipulli	227
Quelentaro	222			Canutillar	225
Maipo	222			Chiloé	231

#### 4.3.8 Capacidades del sistema de transmisión

Se utilizaron las capacidades máximas de los elementos del sistema de transmisión informadas por los propietarios en el sistema de Infotécnica.

En Estado Normal o Estado de Alerta el CDC y los CC operarán los elementos serie manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente (Art. 5-26).

## 5 DESARROLLO DEL ESTUDIO

### 5.1 Contingencias Consideradas en el Análisis

Las contingencias estudiadas para la determinación de las limitaciones se detallan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Resumen de Contingencias.

Zona	Escenarios	Límites por Estabilidad de Tensión y Estabilidad Dinámica		
		Contingencias	Limitación	Severidad
Norte Grande	Caso A: Transferencias sentido Norte->Sur. - Caso Base: Demanda Alta, 1 unidad Guacolda y 2 CC San Luis. - Análisis de fortaleza de la red con 4, 2 y 0 unidades Guacolda. - Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima Norte Grande de 7 GVAs.	1 circuito de líneas de 500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.	Ajustada a límite de estabilidad y a niveles mínimos de fortaleza de la red	4
	Caso B: Transferencias sentido Sur->Norte. - Caso Base: Demanda media, con 3 unidades Guacolda, 1 CC San Isidro, 1 unidad Nueva Ventanas y 5 unidades Rapel. - Sensibilidad con 2 unidades Guacolda en servicio.	Salida Intempestiva U16	Ajustada a límite de estabilidad	5
Norte Chico	Caso A: Transferencias sentido Norte->Sur. Caso A1: inercia baja en zona centro-norte - Caso Base: Demanda Alta, 2 unidades Guacolda y 2 CC San Luis. - Sensibilidad con Guacolda F/S. - Sensibilidad con 4 unidades Guacolda. Caso A2: inercia media en zona centro-norte. - Caso Base: Demanda Alta, 3 unidades Guacolda, Nueva Ventanas y 4 CC San Luis.	1 circuito de línea Parinas – Cumbre 500 kV 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	Ajustada a límites de estabilidad y térmico	4
	Caso B: Transferencias sentido Sur->Norte. - Caso Base: Demanda Media, 3 unidades Guacolda, 3 CC San Luis, Nueva Ventanas y 5 unidades Rapel. - Sensibilidad con 2 unidades Guacolda en servicio.	1 circuito de línea Parinas – Cumbre 500 kV 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Salida Intempestiva U16	Ajustada a límites de estabilidad y térmico	4 y 5
Centro Sur 500 kV	Caso A1: Demanda Baja Noche 1 CC San Luis. Caso A2: Demanda Baja Noche sin CC. Caso B1: Demanda Alta Noche 1 CC San Luis. Caso B2: Demanda Alta Noche. sin CC. Nueva Renca, Ventanas, Rapel F/S	Casos A1, A2 B1 y B2 Salida Intempestiva IEM.	Ajustada a límite de estabilidad	5
Quinta Región	Nueva Ventanas y Campiche E/S. Ventanas 2 F/S. Demanda alta noche	Transformador Ventanas 220/110 kV	Ajustada a límite térmico	8
Centro Sur 220 kV	1 CC en San Luis 3 Unidades Central Rapel	Polpaico – Nva. Lampa 220 kV L1	Ajustada a límite térmico	4
		Puente Negro – Colbún 220kV C1	Ajustada a límite térmico	4
Concepción	Petropower, MAPA TG7 E/S	Charrúa – Concepción 220 kV	Ajustada a límite térmico	4
Sur	Caso A: Demanda Alta, 2 unidades Canutillar, CER Pto. Montt F/S	Salida Intempestiva Canutillar U1	Ajustada a límite de estabilidad	5
	Caso B: Demanda Alta, 1 unidad Canutillar, CER Pto. Montt E/S	Salida Intempestiva Canutillar U1	Ajustada a límite de estabilidad	5
	Caso C: Demanda Alta, ambas unidades de la Central HE Canutillar F/S, CER Pto. Montt E/S.	TR Puerto Montt 220/16.7kV 70MVA (CER Pto Montt)	Ajustada a límite de estabilidad	8

## 5.2 Zona Norte Grande

Esta zona está ubicada en el extremo norte del SEN y va desde la S/E Parinacota hasta la S/E Parinas. Este sistema tiene una longitud aproximada de 800 km y se conecta al resto del sistema a través de la línea Parinas – Cumbre 500 kV, de 192 km de longitud. Debido a que su demanda máxima es de aproximadamente 2700 MW y dada su ubicación extrema dentro del SEN, sistema cuya longitud es cercana a los 3200 km, podrían existir problemas de estabilidad angular o de recuperación dinámica de la tensión cuando se produce un gran desbalance de potencia.

### 5.2.1 Análisis de Contingencias

Debido a lo anterior, el análisis se enfoca en el número mínimo de unidades sincrónicas que tienen que estar en giro para mantener la estabilidad angular y cumplir con los estándares de restablecimiento dinámico de la tensión cuando las transferencias de potencia activa entre esta zona y el resto del sistema son altas, tanto en el sentido Sur → Norte como Norte → Sur. Se consideran escenarios de demanda alta para la zona, ya que resulta ser la condición más exigente para este análisis.

Todos los escenarios analizados consideran en servicio la nueva línea 4x220 kV que permite el seccionamiento de la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en la S/E Centella, cuya fecha de entrada en operación se estimaba al inicio del Estudio (septiembre 2024) para diciembre de 2024, como se indica en la Tabla 4.3. Mientras no entre en operación este proyecto, se deberán considerar las inercias mínimas de la Zona Norte Grande determinadas en la versión 2022 de este estudio o en las minutas operativas que corresponda.

Los valores de inercia de las unidades de esta zona, validados con ensayos en terreno casi en su totalidad, se encuentran en la Tabla 5.2.

*Tabla 5.2 Inercia de las unidades sincrónicas de la zona Norte Grande.*

Unidad	Parámetros de la unidad		Inercia [MVA*s]
	Sn [MVA]	H [s]	
CSP CERRO DOMINADOR	133.53	3.27	437
GEO CERRO PABELLON U1	32.471	1.376	45
GEO CERRO PABELLON U2	32.471	1.376	45
GEO CERRO PABELLON U3	40	3.4	136
HP CHAPIQUIÑA U1	6.2	3.76	23
HP CHAPIQUIÑA U2	6.2	3.76	23
HP PMGD CAVANCHA U1	3.65	2.55	9
TER ANDINA U1	206.3	5.5	1135
TER ANGAMOS U1	330	4.8	1584
TER ANGAMOS U2	330	4.8	1584
TER ATACAMA CC1-TG1	165	6.0516	999

Unidad	Parámetros de la unidad		Inercia [MVA*s]
	Sn [MVA]	H [s]	
TER ATACAMA CC1-TG2	165	6.0516	999
TER ATACAMA CC1-TV	165	6	990
TER ATACAMA CC2-TG1	165	6.0516	999
TER ATACAMA CC2-TG2	165	6.0516	999
TER ATACAMA CC2-TV	165	6	990
TER COCHRANE U1	330	3.86	1274
TER COCHRANE U2	330	3.86	1274
TER HORNITOS U1	206.3	5.5	1135
TER IEM U1	442	5.46	2413
TER KELAR CC1-TG1	225	6.59	1483
TER KELAR CC1-TG2	225	6.59	1483
TER KELAR CC1-TV	212.353	6.52	1385
TER MEJILLONES CTM1	176.5	4.1	724
TER MEJILLONES CTM2	197.3	4	789
TER MEJILLONES CTM3-TG	185	4.8	888
TER MEJILLONES CTM3-TV	111	7.58	841
TER PAM	31.2	2.78	87
TER TARAPACA TGTAR	28	2.5	70
TER TOCOPILLA TG1	27.941	2.5	70
TER TOCOPILLA TG2	27.941	2.5	70
TER TOCOPILLA TG3	45	2.5	113
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	500	6.13	3065
<b>TOTAL</b>			<b>28156</b>

Las capacidades térmicas de conductores y TT/CC, se encuentran en el Anexo 7.1.

Para esta zona se analizaron los límites térmicos, factores de redistribución de flujos, y posteriormente se verificó el comportamiento dinámico para las distintas contingencias.

### 5.2.2 Límite por Estabilidad Transitoria

En esta sección se analiza el número mínimo de unidades sincrónicas en giro, supeditada a la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona ante la contingencia simple más crítica, para escenarios de noche con altas transferencias Sur → Norte por el sistema de 500 kV y de día con altas transferencias Norte → Sur.

Para el escenario de día las contingencias simples más críticas corresponden a las fallas de severidad 4 en las líneas Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. El análisis se realizó para un escenario de demanda alta (alrededor de 11300 MW de generación bruta total del SEN), con alta generación ERV en la zona norte del SEN y con una transferencia de 1400 MW por la línea Parinas – Cumbre 500 kV, valor que excede con holgura las máximas transferencias que se han alcanzado por los tramos Los Changos – Cumbre 500 kV / Parinas – Cumbre 500 kV en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande, que son del orden de los 1100 MW para el período de 12 meses septiembre 2023 a agosto 2024.

Para el escenario de noche la contingencia simple más crítica corresponde a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor despacho esperado al interior del norte grande (mayor lejanía del centro de inercia del sistema). Considerando lo anterior, se estudió la salida intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV (357 MW aproximadamente) en demanda media (alrededor de 9000 MW de generación bruta total del SEN), mínima generación ERV (Se consideran únicamente centrales eólicas) y con un flujo de potencia por la línea Los Changos – Parinas – Cumbres 500kV de hasta 1800 MW, valor que excede con holgura las máximas transferencias que se han alcanzado por la línea Los Changos – Cumbre 500 kV en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande, que son del orden de los 1500 MW para el período de 12 meses septiembre 2022 a agosto 2023

#### ***a) Caso A: Falla de un circuito de líneas del sistema Kimal – Polpaico 500 kV con transferencias Norte → Sur – Verificación de la inercia mínima de día.***

Para este análisis se consideró un escenario de baja inercia en la zona centro-norte del SEN, con 1 unidad de Central TER Guacolda en servicio y 2 centrales térmicas grandes despachadas en la zona centro (2 ciclos combinados de S/E San Luis). Además, se consideraron las siguientes transferencias por el sistema de 500 kV de la zona Norte:

- 1400 MW por la línea Parinas – Cumbre 500 kV, que es un valor que excede con holgura las máximas transferencias que se han alcanzado por los tramos Los Changos – Cumbre 500 kV / Parinas – Cumbre 500 kV en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande, que son del orden de los 1100 MW para el período de 12 meses septiembre 2023 a agosto 2024 (Ver Punto 4.2.7).

- 2120 MW por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que corresponde al límite de transmisión preliminar determinado para este escenario considerando una inercia del Norte Grande de 7.5 GVAs.

Para la zona Norte Grande se simularon distintos niveles de inercia, pero siempre considerando un despacho con alta carga (70%) de las unidades sincrónicas térmicas, que corresponde a una condición desfavorable para la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona. En la Tabla 5.3 se detallan los despachos del Norte Grande para los cuales se obtuvieron los mayores niveles de oscilaciones de alta frecuencia en las tensiones de la zona. Por ejemplo, estos despachos no incluyen a la central IEM, ya que la presencia de esta mejora la recuperación dinámica de las tensiones.

*Tabla 5.3 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.*

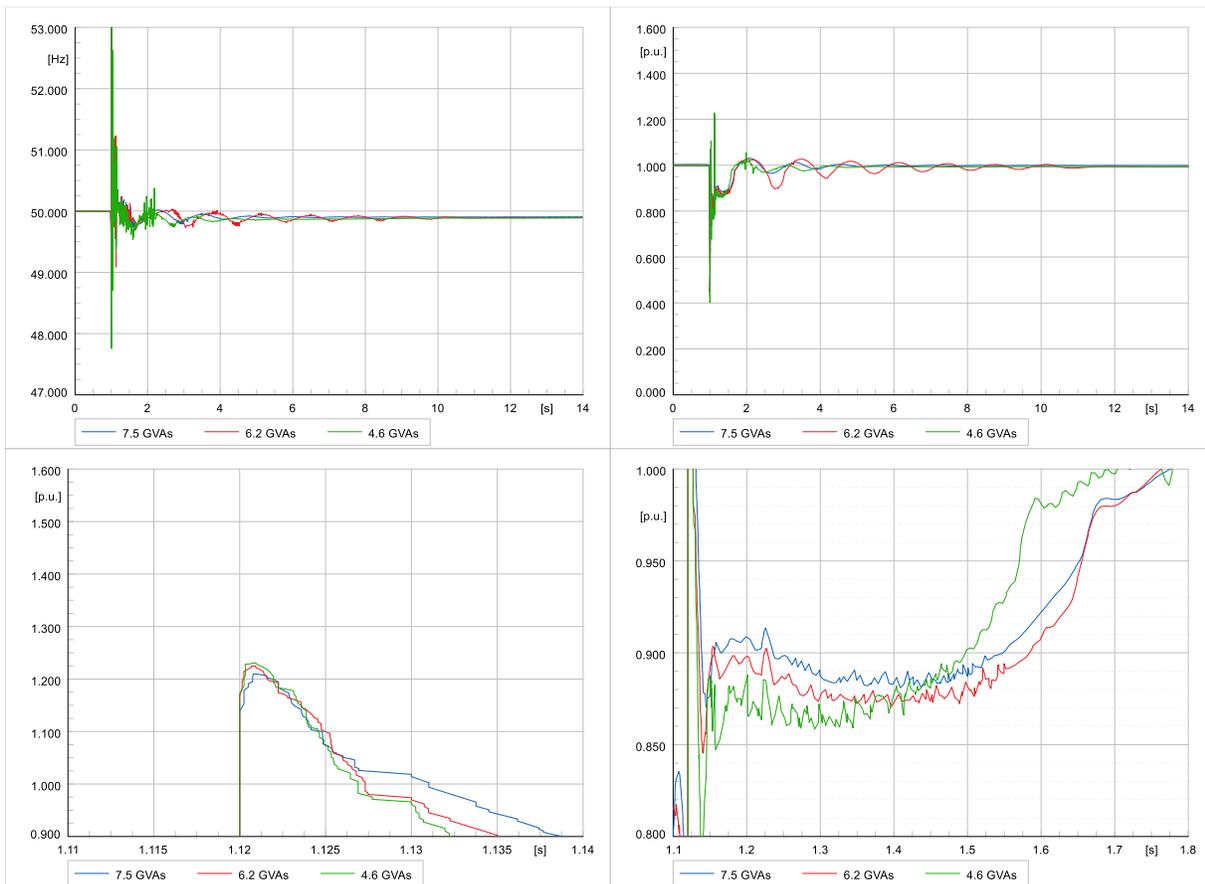
Unidad	Inercia NG 4.6 GVAs		Inercia NG 6.2 GVAs		Inercia NG 7.5 GVAs	
	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	19.0	45	19.0	45	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	19.0	45	19.0	45	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	11.0	136	11.0	136	11.0	136
HP CHAPIQUIÑA U1	4.7	23	4.7	23	4.7	23
HP PMGD CAVANCHA U1	1.2	9	1.2	9	1.2	9
TER ANGAMOS U1	196.4	1584	196.4	1584	196.4	1584
TER ANGAMOS U2	-	-	-	-	196.4	1584
TER COCHRANE U1	196.4	1274	196.4	1274	196.4	1274
TER COCHRANE U2	-	-	-	-	196.4	1274
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	-	-	280.0	3065	-	-
TER KELAR CC1-TG1	133.9	1483	-	-	133.9	1483
<b>Total</b>	<b>581</b>	<b>4599</b>	<b>728</b>	<b>6181</b>	<b>974</b>	<b>7456</b>

Cabe señalar que, para algunas contingencias en el sistema Kimal – Polpaico 500 kV se producen sobretensiones de gran magnitud, pero de muy corta duración, en algunas barras de la zona inmediatamente después de despejada la falla. En una primera instancia estas sobretensiones generaron la operación de algunos modelos de protecciones de parques ERV, con lo cual mejoraba la respuesta posterior durante los huecos de tensión. Sin embargo, dado que estos modelos tienen ajustes de operación instantánea, no se tiene certeza de que reflejen los ajustes reales de dichas protecciones y, por lo tanto, se dejaron fuera de servicio. Se deberán hacer estudios EMT con los modelos fidedignos y detallados de las plantas ERV, incluyendo sus protecciones, para verificar que los valores instantáneos de las tensiones no activen las protecciones de sobretensión de dichas plantas.

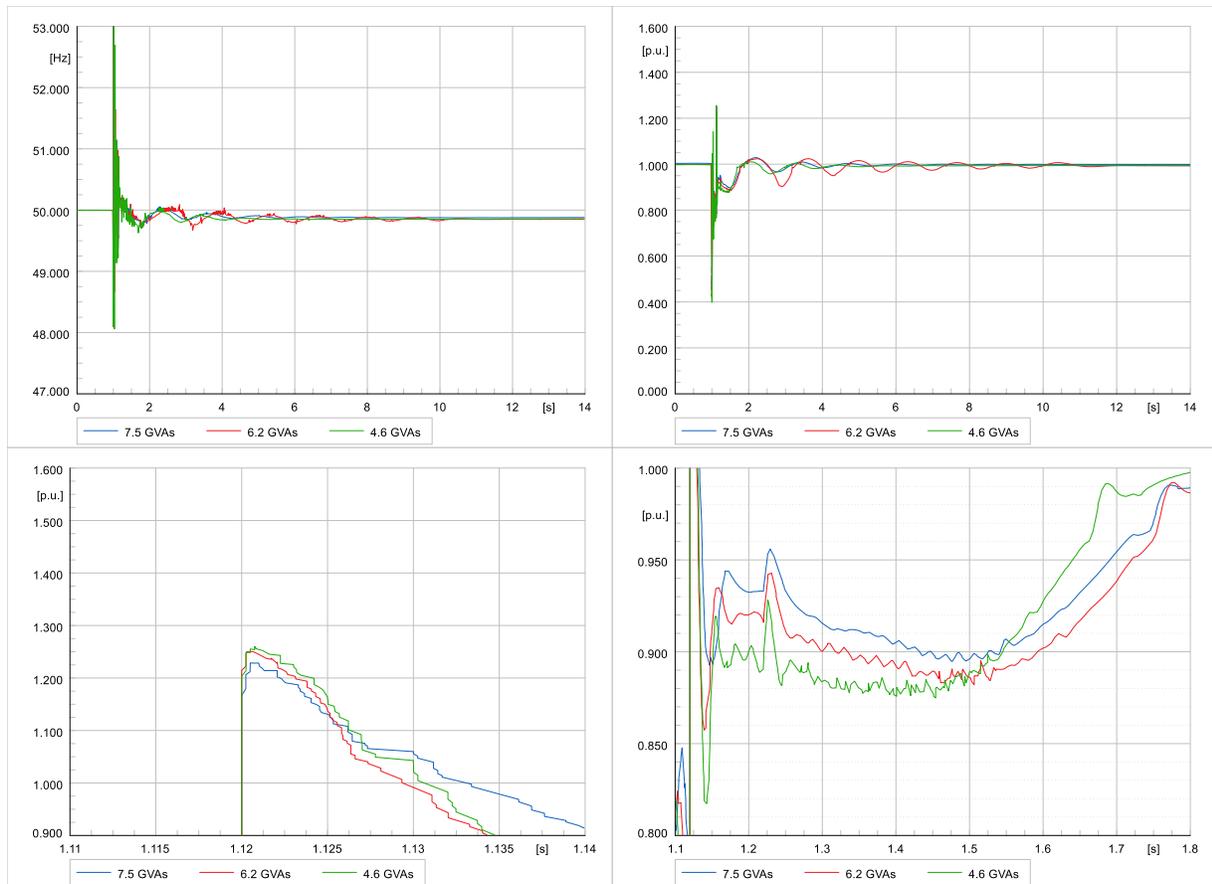
En la Figura 5.1 y Figura 5.2 se compara la respuesta de la frecuencia y la tensión en la barra más sensible del Norte Grande (Parinacota 220 kV) para la simulación dinámica de las contingencias de severidad 4 más exigentes:

- en extremo Nueva Pan de Azúcar de línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV y
- en extremo Nueva Pan de Azúcar de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

y para los tres casos de inercia del Norte Grande indicados. Los gráficos inferiores son ampliaciones del gráfico de tensiones en los intervalos de tiempo en que se producen la sobretensión inmediatamente después de despejada la falla y el hueco de tensión posterior.



*Figura 5.1 : Caso B: Falla Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV.*



*Figura 5.2 : Caso B: Falla Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.*

En los gráficos inferiores derechos se puede apreciar que durante el hueco de tensión posterior al despeje de la falla se producen oscilaciones de alta frecuencia y pequeña magnitud en la respuesta de la tensión, que se van reduciendo a medida que se aumenta la inercia de la zona. Estas oscilaciones son particularmente notorias en el caso de la falla Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar. Esta respuesta se debería a las limitaciones que tienen los programas RMS cuando existen muchos modelos de parques ERV basados en inversores y a la vez se presentan condiciones de alta concentración de generación ERV y bajo nivel de cortocircuito en la zona, es decir, de baja fortaleza de la red. Es más, en dichas condiciones los sistemas de control de los parques ERV podrían tener un comportamiento indeseado, reduciendo la inyección total de potencia activa del parque, tal como se ha observado en la realidad. Estos fenómenos deberán ser evaluados mediante simulaciones EMT cuando se cuente con una base de datos del SEN que contenga modelos agregados y con un detalle fidedigno de los sistemas de control de los fabricantes de los parques ERV basados en inversores.

El nivel de oscilaciones de alta frecuencia que resulta para los casos de 7.5 GVA y 6.2 GVA es menor o similar al aceptado para determinar la inercia mínima del Norte Grande en las versiones anteriores del ERST. Sólo en el caso de 4.6 GVA se obtiene un nivel de oscilaciones mayor que el aceptado en los

ERST anteriores. En el Anexo 7.12 se presentan los resultados detallados de las simulaciones dinámicas de las dos contingencias analizadas para el caso de 6.2 GVAs.

Por lo tanto, siguiendo el mismo criterio aplicado en los ERST anteriores, sería recomendable operar con un nivel mínimo de inercia de la zona Norte Grande de 6 GVAs, correspondiente aproximadamente a las curvas rojas de los gráficos de las figuras anteriores. Sin embargo, considerando el bajo valor de inercia resultante y las mencionadas limitaciones de los análisis RMS en condiciones de baja fortaleza de la red, se realizó complementariamente un análisis de los índices de fortaleza de la red ESCR (Ver Punto 3.3) para los casos de 7.5 GVAs y 6.2 GVAs.

Se consideraron los índices de fortaleza de la red de las barras con mayor concentración de generación ERV, seleccionando aquellas en que el denominador de la fórmula del índice ESCR es mayor que 2000 MW, que son las que se indican en la tabla siguiente.

*Tabla 5.4 Barras seleccionadas para análisis de índices ESCR.*

Zona	Barra
Norte Grande	Frontera 220 kV
	Kimal 220 kV
	Los Changos 220 kV
	O'Higgins 220 kV
	Domeyko 220 kV
	Laberinto 220 kV
	Parinas 220 kV
Norte Chico	Diego de Almagro 220 kV
	Illapa 220 kV
	Carrera Pinto 220 kV
	Cardones 220 kV
	Maitencillo 220 kV
	Pan de Azúcar 220 kV

En las tablas siguientes se presentan, para los dos casos analizados:

- los índices de fortaleza de la red resultantes,
- los valores del denominador de la fórmula del índice,
- la demanda, generación sincrónica y generación ERV (solar + eólica + PMGD) de las zonas Norte Grande, Atacama y Coquimbo, y
- las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.5 Índices de fortaleza de la red ESCR de casos de 7.5 GVAs y 6.2 GVAs.

Inercia Norte Grande [GVAs]	Norte Grande							Norte Chico					
	FRONTERA 220 kV B1	KIMAL 220 kV B1	LOS CHANGOS 220 kV B1	O'HIGGINS 220 kV B1	DOMEYKO 220 kV B1	LABERINTO 220 kV B2	PARINAS 220 kV B1	DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B2	ILLAPA 220 kV B2	CARRERA PINTO 220 kV B2	CARDONES 220 kV B1	MAITENCILLO 220 kV BP1-1	PAN DE AZUCAR 220 kV B1
7.5	1.22	1.28	1.54	1.35	1.26	1.29	1.21	1.14	1.15	1.16	1.26	1.42	1.58
6.2	1.10	1.14	1.16	1.08	1.04	1.07	1.01	0.99	0.99	1.00	1.08	1.24	1.39

Tabla 5.6 Denominador de fórmula de índice ESCR de casos de 7.5 GVAs y 6.2 GVAs [MW].

Inercia Norte Grande [GVAs]	Norte Grande							Norte Chico					
	FRONTERA 220 kV B1	KIMAL 220 kV B1	LOS CHANGOS 220 kV B1	O'HIGGINS 220 kV B1	DOMEYKO 220 kV B1	LABERINTO 220 kV B2	PARINAS 220 kV B1	DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B2	ILLAPA 220 kV B2	CARRERA PINTO 220 kV B2	CARDONES 220 kV B1	MAITENCILLO 220 kV BP1-1	PAN DE AZUCAR 220 kV B1
7.5	2196	3492	3779	2779	2279	2806	2735	2148	2657	2568	3299	3292	2593
6.2	2382	3802	3824	3027	2527	3038	2982	2357	2886	2798	3560	3575	2852

Tabla 5.7 Demanda, generación sincrónica y generación ERV por zona de casos de 7.5 GVAs y 6.2 GVAs.

Zona	Caso 7.5 GVAs				Caso 6.2 GVAs			
	Demanda [MW]	Gen. Sinc. [MW]	Gen. ERV [MW]	Gen. Total [MW]	Demanda [MW]	Gen. Sinc. [MW]	Gen. ERV [MW]	Gen. Total [MW]
Norte Grande	2670	974	3186	4161	2631	728	3402	4129
Atacama	587	108	1666	1774	587	108	1665	1773
Coquimbo	475	2	582	584	475	2	581	583
<b>Total</b>	<b>3731</b>	<b>1084</b>	<b>5434</b>	<b>6519</b>	<b>3693</b>	<b>838</b>	<b>5647</b>	<b>6485</b>

*Tabla 5.8 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte de casos de 7.5 GVAs y 6.2 GVAs.*

Tramo	Caso 7.5 GVAs [MW]	Caso 6.2 GVAs [MW]
Kimal - Los Changos	510	641
Los Changos - Parinas	976	948
Parinas - Cumbre	1401	1400
Cumbre - Nueva Cardones	1762	1761
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1905	1904
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	2194	2192
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	2123	2121

Como se puede apreciar en la Tabla 5.5, los índices ESCR del caso de 6.2 GVAs son muy inferiores a los valores mínimos recomendados ampliamente en la literatura técnica y considerados en la operación de otros sistemas con una alta penetración de generación basada en inversores (1.5 – 1.3, ver Punto 3.3). En el caso de 7.5 GVAs los índices se acercan bastante más a los mínimos recomendados, pero no lo suficiente como para considerarlos aceptables, especialmente en la zona del Norte Chico entre las SS/EE Diego de Almagro y Carrera Pinto.

Debido a lo anterior y considerando que los índices de fortaleza serían aún menores en horas de máxima generación solar con las unidades térmicas del Norte Grande despachadas a potencia mínima, en esta versión del estudio se determinó la inercia mínima del Norte Grande con el criterio de cumplir índices ESCR que se acerquen a los valores mínimos recomendados en todas las barras con concentración relevante de generación ERV, para escenarios con despacho a potencia mínima de las unidades sincrónicas térmicas de la zona. Cabe mencionar que este mismo criterio fue considerado en la Minuta DAOP N°02/2024, en la cual, a diferencia de este estudio, se analizaron escenarios operacionales de corto plazo considerando la topología actual del SEN.

## Análisis de índices de fortaleza de la red ESCR

Para este análisis se consideraron los siguientes escenarios de operación:

- Despacho a potencia mínima de las unidades térmicas del Norte Grande y Norte Chico, que es la condición más desfavorable para los índices de fortaleza de la zona.
- Tres casos de despacho de Central TER Guacolda: 4, 2 y 0 unidades en servicio.
- 2 ciclos combinados de San Luis en servicio en todos los casos.
- Transferencia por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV igual al límite de transmisión determinado en el análisis de la zona Norte Chico para los mismos escenarios: 2265 / 2185 / 2100 MW para 4 / 2 / 0 unidades de Guacolda (Ver Punto 5.3.2 Caso A1)
- Transferencia de 1300 MW por el tramo Parinas – Cumbre 500 kV, que es un valor que excede con holgura las máximas transferencias por los tramos Los Changos – Cumbre 500 kV / Parinas – Cumbre 500 kV en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande y baja carga de las unidades sincrónicas de dicha zona, que son del orden de los 1000 MW para el período de 12 meses septiembre 2023 a agosto 2024.
- Equivalentes PMGD de la zona norte con 80% de carga.

Cabe señalar que estos escenarios presentan un alto nivel de generación eólica en la zona Norte Grande y que en estas condiciones es necesario limitar la generación de los parques ERV que inyectan su energía en la barra de 220 kV de S/E Parinas de manera de no exceder la capacidad térmica del TC del paño J02L de la S/E Nueva Zaldívar (274 MVA, ver Anexo 7.1), correspondiente al circuito 2 de la línea Monte Mina – Nueva Zaldívar 220 kV, ante la desconexión intempestiva del transformador Parinas 500/220 kV. Para los casos con 4, 2 y 0 unidades de Central Guacolda en servicio fue necesario limitar la inyección total en la barra de 220 kV de S/E Parinas a 453, 456 y 461 MW, respectivamente.

Se consideraron los índices de fortaleza de la red de las barras con mayor concentración de generación ERV indicadas en la Tabla 5.4, que corresponden a aquellas en que el denominador de la fórmula del índice ESCR es mayor que 2000 MW.

Con respecto al despacho del Norte Grande, se consideraron aquellas unidades sincrónicas que se despachan con mayor frecuencia en la operación real en las horas de mayor generación solar y se analizaron combinaciones de dichas unidades desfavorables para los índices de fortaleza más bajos resultantes entre las barras analizadas, que corresponden a las SS/EE Diego de Almagro e Illapa.

Tabla 5.9 Frecuencia de despacho de unidades térmicas del Norte Grande.

Unidad	% tiempo despachada 10:00 - 17:00 hrs
TER ANGAMOS U1	96%
TER ANGAMOS U2	88%
TER COCHRANE U1	87%
TER COCHRANE U2	80%
TER IEM U1	82%
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	52%
TER KELAR CC1-TG1	35%
TER KELAR CC1-TG2	23%
TER KELAR CC1-TV	35%
TER ATACAMA CC1-TG1	5%
TER ATACAMA CC1-TG2	14%
TER ATACAMA CC1-TV	8%
TER MEJILLONES CTM3-TG	11%
TER MEJILLONES CTM3-TV	6%

En las tablas siguientes se presentan, para dos niveles de inercia del Norte Grande por cada caso de despacho de Central Guacolda:

- el despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande considerado,
- los índices de fortaleza de la red resultantes,
- los valores del denominador de la fórmula del índice,
- la demanda, generación sincrónica y generación ERV (solar + eólica + PMGD) de las zonas Norte Grande, Atacama y Coquimbo, y
- las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.10 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande de escenarios analizados.

Unidad	4 unidades Guacolda				2 unidades Guacolda				0 unidades Guacolda			
	Inercia NG 7.8 GVAs		Inercia NG 8.4 GVAs		Inercia NG 9.0 GVAs		Inercia NG 10.2 GVAs		Inercia NG 11.5 GVAs		Inercia NG 12.9 GVAs	
	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	19.0	45	19.0	45	19.0	45	19.0	45	19.0	45	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	19.0	45	19.0	45	19.0	45	19.0	45	19.0	45	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	11.0	136	11.0	136	11.0	136	11.0	136	11.0	136	11.0	136
HP CHAPIQUIÑA U1	4.7	23	4.7	23	4.7	23	4.7	23	4.7	23	4.7	23
HP PMGD CAVANCHA U1	1.2	9	1.2	9	1.2	9	1.2	9	1.2	9	1.2	9
TER ANGAMOS U1	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584
TER ANGAMOS U2	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584
TER COCHRANE U1	60.0	1274	60.0	1274	60.0	1274	60.0	1274	60.0	1274	60.0	1274
TER COCHRANE U2	-	-	60.0	1274	60.0	1274	-	-	60.0	1274	60.0	1274
TER IEM U1	-	-	106.2	2413	-	-	106.2	2413	106.2	2413	106.2	2413
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	110.0	3065	-	-	110.0	3065	110.0	3065	110.0	3065	110.0	3065
TER KELAR CC1-TG1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74.0	1483
<b>Total</b>	<b>385</b>	<b>7765</b>	<b>441</b>	<b>8387</b>	<b>445</b>	<b>9039</b>	<b>491</b>	<b>10178</b>	<b>551</b>	<b>11452</b>	<b>625</b>	<b>12935</b>

Tabla 5.11 Índices de fortaleza de la red ESCR de escenarios analizados.

N° Uns. Guac.	Inercia (MVAs)			Norte Grande							Norte Chico					
	Norte Grande	Norte Chico	Total Norte	FRONTERA 220 kV B1	KIMAL 220 kV B1	LOS CHANGOS 220 kV B1	O'HIGGINS 220 kV B1	DOMEYKO 220 kV B1	LABERINTO 220 kV B2	PARINAS 220 kV B1	DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B2	ILLAPA 220 kV B2	CARRERA PINTO 220 kV B2	CARDONES 220 kV B1	MAITENCILLO 220 kV BP1-1	PAN DE AZUCAR 220 kV B1
4	7.8	3.5	11.3	1.24	1.31	1.49	1.32	1.26	1.29	1.23	1.20	1.20	1.22	1.34	1.65	1.68
4	8.4	3.5	11.9	1.26	1.32	1.69	1.43	1.34	1.37	1.31	1.26	1.26	1.28	1.41	1.73	1.76
2	9.0	1.8	10.8	1.30	1.36	1.49	1.34	1.27	1.31	1.21	1.16	1.16	1.17	1.27	1.48	1.57
2	10.2	1.8	12.0	1.33	1.41	1.72	1.47	1.37	1.41	1.31	1.23	1.23	1.25	1.35	1.57	1.65
0	11.5	0.0	11.5	1.36	1.45	1.68	1.46	1.35	1.41	1.26	1.16	1.16	1.17	1.24	1.34	1.48
0	12.9	0.0	12.9	1.44	1.54	1.87	1.59	1.46	1.52	1.35	1.22	1.22	1.22	1.31	1.40	1.54

Tabla 5.12 Denominador de fórmula de índice ESCR de escenarios analizados.

N° Uns. Guac.	Inercia (MVAs)			Norte Grande							Norte Chico					
	Norte Grande	Norte Chico	Total Norte	FRONTERA 220 kV B1	KIMAL 220 kV B1	LOS CHANGOS 220 kV B1	O'HIGGINS 220 kV B1	DOMEYKO 220 kV B1	LABERINTO 220 kV B2	PARINAS 220 kV B1	DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B2	ILLAPA 220 kV B2	CARRERA PINTO 220 kV B2	CARDONES 220 kV B1	MAITENCILLO 220 kV BP1-1	PAN DE AZUCAR 220 kV B1
4	7.8	3.5	11.3	2281	3787	3859	2893	2338	2900	2788	2160	2710	2610	3452	3619	2673
4	8.4	3.5	11.9	2243	3663	3952	2834	2270	2846	2721	2093	2638	2537	3370	3521	2590
2	9.0	1.8	10.8	2250	3808	3844	2875	2325	2880	2790	2181	2721	2627	3441	3519	2736
2	10.2	1.8	12.0	2191	3685	3904	2788	2234	2799	2702	2099	2633	2538	3342	3407	2636
0	11.5	0.0	11.5	2180	3735	3933	2808	2253	2811	2744	2151	2674	2584	3355	3295	2730
0	12.9	0.0	12.9	2105	3629	3885	2698	2156	2711	2651	2079	2592	2504	3260	3199	2643

Tabla 5.13 Demanda, generación sincrónica y generación ERV por zona de escenarios con 4 unidades de Central Guacolda en servicio.

Zona	Caso 7.8 GVAs				Caso 8.4 GVAs			
	Demanda [MW]	Gen. Sinc. [MW]	Gen. ERV [MW]	Gen. Total [MW]	Demanda [MW]	Gen. Sinc. [MW]	Gen. ERV [MW]	Gen. Total [MW]
Norte Grande	2599	385	3608	3993	2627	441	3577	4018
Atacama	609	161	1785	1946	609	161	1785	1946
Coquimbo	477	2	758	760	477	2	758	760
<b>Total</b>	<b>3685</b>	<b>548</b>	<b>6151</b>	<b>6699</b>	<b>3713</b>	<b>604</b>	<b>6120</b>	<b>6724</b>

Tabla 5.14 Demanda, generación sincrónica y generación ERV por zona de escenarios con 2 unidades de Central Guacolda en servicio.

Zona	Caso 9.0 GVAs				Caso 10.2 GVAs			
	Demanda [MW]	Gen. Sinc. [MW]	Gen. ERV [MW]	Gen. Total [MW]	Demanda [MW]	Gen. Sinc. [MW]	Gen. ERV [MW]	Gen. Total [MW]
Norte Grande	2615	445	3563	4008	2618	491	3517	4008
Atacama	595	78	1758	1836	595	78	1758	1836
Coquimbo	477	2	753	755	477	2	753	755
<b>Total</b>	<b>3687</b>	<b>525</b>	<b>6074</b>	<b>6599</b>	<b>3690</b>	<b>571</b>	<b>6028</b>	<b>6599</b>

Tabla 5.15 Demanda, generación sincrónica y generación ERV por zona de escenarios con 0 unidades de Central Guacolda en servicio.

Zona	Caso 11.5 GVAs				Caso 12.9 GVAs			
	Demanda [MW]	Gen. Sinc. [MW]	Gen. ERV [MW]	Gen. Total [MW]	Demanda [MW]	Gen. Sinc. [MW]	Gen. ERV [MW]	Gen. Total [MW]
Norte Grande	2634	551	3473	4024	2638	625	3401	4026
Atacama	575	2	1716	1718	575	2	1716	1718
Coquimbo	477	2	745	748	477	2	745	748
<b>Total</b>	<b>3685</b>	<b>555</b>	<b>5934</b>	<b>6489</b>	<b>3690</b>	<b>629</b>	<b>5862</b>	<b>6491</b>

*Tabla 5.16 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte de casos analizados.*

Tramo	4 unidades Guacolda		2 unidades Guacolda		0 unidades Guacolda	
	Caso 7.8 GVAs [MW]	Caso 8.4 GVAs [MW]	Caso 9.0 GVAs [MW]	Caso 10.2 GVAs [MW]	Caso 11.5 GVAs [MW]	Caso 12.9 GVAs [MW]
Kimal - Los Changos	581	535	585	543	546	518
Los Changos - Parinas	866	869	865	870	869	873
Parinas - Cumbre	1301	1301	1300	1300	1301	1301
Cumbre - Nueva Cardones	1702	1701	1690	1690	1673	1673
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1901	1901	1876	1876	1842	1842
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	2253	2253	2180	2180	2102	2102
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	2265	2265	2185	2185	2100	2100

Se puede apreciar que en general los índices de fortaleza más bajos resultantes entre las barras analizadas corresponden a las SS/EE Diego de Almagro e Illapa.

En base a los índices de fortaleza de la red calculados, para condiciones de día con las máximas transferencias esperables en el sentido Norte → Sur entre las zonas Norte Grande y Centro del SEN, y con las unidades sincrónicas térmicas de la zona norte del SEN despachadas a potencia mínima, se recomienda operar con las siguientes inercias mínimas de la zona Norte Grande en función del número de unidades de Central Guacolda en servicio.

*Tabla 5.17 Inercias mínimas del Norte Grande recomendadas para escenarios analizados.*

N° unidades Guacolda	Inercia mínima Norte Grande [GVAs]
0	12.5
2	10.0
4	8.0

Con estos niveles de inercia, los índices de fortaleza de red ESCR en las barras con mayor concentración de generación ERV se acercan a los valores mínimos recomendados ampliamente en la literatura técnica y considerados en la operación de otros sistemas con una alta penetración de generación basada en inversores (1.5 – 1.3, ver Punto 3.3).

Dado que la inercia mínima recomendada para el escenario con dos unidades de Guacolda en servicio es mayor que la inercia mínima que fue considerada durante los años 2023 y 2024 en la operación real para la misma condición de despacho de dicha central (7 GVAs, ERST 2022), se hizo un análisis de sensibilidad para determinar las transferencias máximas por el sistema de 500 kV de la zona Norte hasta las cuales sería aceptable operar con la inercia mínima actual, de acuerdo con los índices de fortaleza de la red resultantes.

### Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima de 7 GVAs

Para este análisis se consideró el despacho de unidades sincrónicas de la zona Norte Grande que se muestra en la Tabla 5.18, 2 unidades de central TER Guacolda despachadas a potencia mínima y manteniendo 2 ciclos combinados de S/E San Luis en servicio en la zona Centro.

*Tabla 5.18 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande – Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima Norte Grande de 7 GVAs.*

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	11.0	136
HP CHAPIQUIÑA U1	4.7	23
HP PMGD CAVANCHA U1	1.2	9
TER ANGAMOS U1	80.0	1584
TER ANGAMOS U2	80.0	1584
TER COCHRANE U1	60.0	1274
TER IEM U1	106.2	2413
<b>Total</b>	<b>381</b>	<b>7113</b>

En las tablas siguientes se presentan, para dos niveles de transferencias por el sistema de 500 kV:

- los índices de fortaleza de la red resultantes,
- los correspondientes valores del denominador de la fórmula del índice,
- la demanda, generación sincrónica y generación ERV (solar + eólica + PMGD) de las zonas Norte Grande, Atacama y Coquimbo, y
- las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.19 Índices de fortaleza de la red ESCR de casos Sensibilidad 7 GVA.

Transferencias (MW)		Norte Grande							Norte Chico					
Parinas - Cumbre	N.P.Azúcar Polpaico	FRONTERA 220 kV B1	KIMAL 220 kV B1	LOS CHANGOS 220 kV B1	O'HIGGINS 220 kV B1	DOMEYKO 220 kV B1	LABERINTO 220 kV B2	PARINAS 220 kV B1	DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B2	ILLAPA 220 kV B2	CARRERA PINTO 220 kV B2	CARDONES 220 kV B1	MAITENCILLO 220 kV BP1-1	PAN DE AZUCAR 220 kV B1
850	1950	1.19	1.26	1.63	1.40	1.31	1.32	1.27	1.20	1.20	1.22	1.32	1.52	1.60
800	1900	1.21	1.27	1.64	1.42	1.32	1.34	1.29	1.22	1.22	1.23	1.34	1.53	1.61

Tabla 5.20 Denominador de fórmula de índice ESCR de casos Sensibilidad 7 GVA.

Transferencias (MW)		Norte Grande							Norte Chico					
Parinas - Cumbre	N.P.Azúcar Polpaico	FRONTERA 220 kV B1	KIMAL 220 kV B1	LOS CHANGOS 220 kV B1	O'HIGGINS 220 kV B1	DOMEYKO 220 kV B1	LABERINTO 220 kV B2	PARINAS 220 kV B1	DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B2	ILLAPA 220 kV B2	CARRERA PINTO 220 kV B2	CARDONES 220 kV B1	MAITENCILLO 220 kV BP1-1	PAN DE AZUCAR 220 kV B1
850	1950	2237	3530	3921	2779	2256	2817	2711	2138	2682	2585	3422	3541	2758
800	1900	2212	3487	3877	2748	2232	2784	2683	2113	2650	2554	3386	3516	2741

Tabla 5.21 Demanda, generación sincrónica y generación ERV por zona de casos Sensibilidad 7 GVA.

Zona	Caso Par-Cum 850 MW y NPA-Pol 1950 MW				Caso Par-Cum 800 MW y NPA-Pol 1900 MW			
	Demanda [MW]	Gen. Sinc. [MW]	Gen. ERV [MW]	Gen. Total [MW]	Demanda [MW]	Gen. Sinc. [MW]	Gen. ERV [MW]	Gen. Total [MW]
Norte Grande	2612	381	3158	3539	2612	381	3106	3487
Atacama	595	78	1841	1919	595	78	1822	1900
Coquimbo	477	2	825	827	477	2	835	837
<b>Total</b>	<b>3684</b>	<b>461</b>	<b>5824</b>	<b>6285</b>	<b>3684</b>	<b>461</b>	<b>5763</b>	<b>6224</b>

*Tabla 5.22 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte de casos Sensibilidad 7 GVAs.*

Tramo	Caso Par-Cum 850 MW y NPA-Pol 1950 MW [MW]	Caso Par-Cum 800 MW y NPA-Pol 1900 MW [MW]
Kimal - Los Changos	336	311
Los Changos - Parinas	515	474
Parinas - Cumbre	851	800
Cumbre - Nueva Cardones	1290	1232
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1527	1467
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	1891	1834
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	1950	1901

En base a los índices de fortaleza de la red calculados, para condiciones de día, con 2 unidades de Central Guacolda en servicio y con las unidades térmicas de la zona norte del SEN despachadas a potencia mínima, se recomienda considerar una inercia mínima del Norte Grande de 7 GVAs cuando las transferencias por el sistema de 500 kV no superen los 800 MW por el tramo Parinas – Cumbre ni los 1900 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

***b) Caso B: Desconexión de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV con transferencias Sur → Norte –Verificación de la inercia mínima de noche.***

Para este análisis se consideró un escenario de demanda media de día (alrededor de 9000 MW de generación bruta total del SEN) con baja generación ERV en la zona norte del SEN, equivalente únicamente a generación eólica.

Se analizaron dos condiciones de operación, ambos correspondientes a los casos B1 y B1s, los cuales representan escenarios de máximas transferencias en condiciones de mínima inercia en la zona de interés, respectivamente.

Para este análisis, en ambos casos, se adecúa un escenario de demanda media, con un ciclo combinado en San Luis y la Central TER Nueva Ventanas, con el fin de abastecer la demanda y aumentar las transferencias hacia el norte, esto último además con el fin de no sobrepasar los límites de transferencias desde la zona Sur. Adicionalmente, para los Caso B1 se considera despachado de las 5 unidades de la Central Rapel, de manera de limitar la transferencia por la línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV.

Para el caso B1 y B1s, se consideraron las siguientes transferencias por el sistema de 500 kV de la zona Norte:

- 1600 MW por la línea Parinas – Cumbre 500 kV, que es un valor que excede las máximas transferencias que se han alcanzado en la operación real en escenarios con muy baja inercia en la zona Norte Grande y coincidentes con altas transferencias por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que son del orden de los 1550 MW para el período de 12 meses septiembre 2023 a agosto 2024.
- 1600 MW por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, el cual también corresponde a transferencias alcanzadas en la operación real en escenarios con muy baja inercia en la zona del Norte Grande, y que a su vez se presentan de manera coincidente con la transferencia considerada para la línea Parinas – Cumbre 500 kV.

Luego, en función de lo que se presenta en la Tabla 5.23, donde se muestra la frecuencia del número de unidades despachadas para la central TER Guacolda, considerando la estadística de la operación real (Ver Punto 4.2.7) , en una ventana horaria entre 22 y 6 hrs, altas transferencias Sur -> Norte (60% de la transferencia máxima presentada en la operación real) e inercias bajas, es que se determina que para el Caso B1, las condiciones de inercia de la zona Norte Chico es la siguiente:

- Con 3 unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

Para el caso B1s, en base a lo expuesto, se consideran las mismas condiciones establecidas para el sistema de 500 kV en la zona Norte Grande, con las siguientes diferencias en el despacho de la central TER Guacolda:

- Con 2 unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

- *Tabla 5.23 Frecuencia de despacho de unidades TER Guacolda en horario noche.*

Número de unidades en servicio	% tiempo despachada 22:00 - 6:00 hrs
0	0%
1	0%
2	22%
3	20%
4	24%
5	35%

Cabe señalar que, tanto para los análisis estáticos como dinámicos, se consideró que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia analizada proviene del de la zona Charrúa. Por lo tanto, los límites precontingencia obtenidos son conservadores, ya que en la operación real parte de la reserva podría ser aportada por las unidades de la zona del Centro y del Norte.

Con respecto al despacho del Norte Grande, se consideraron aquellas unidades sincrónicas que se despachan con mayor frecuencia en la operación real en las horas noche (entre 22hrs y 6hrs) con baja inercia de la zona, detalladas en la Tabla 5.24.

*Tabla 5.24 Frecuencia de despacho de unidades térmicas del Norte Grande.*

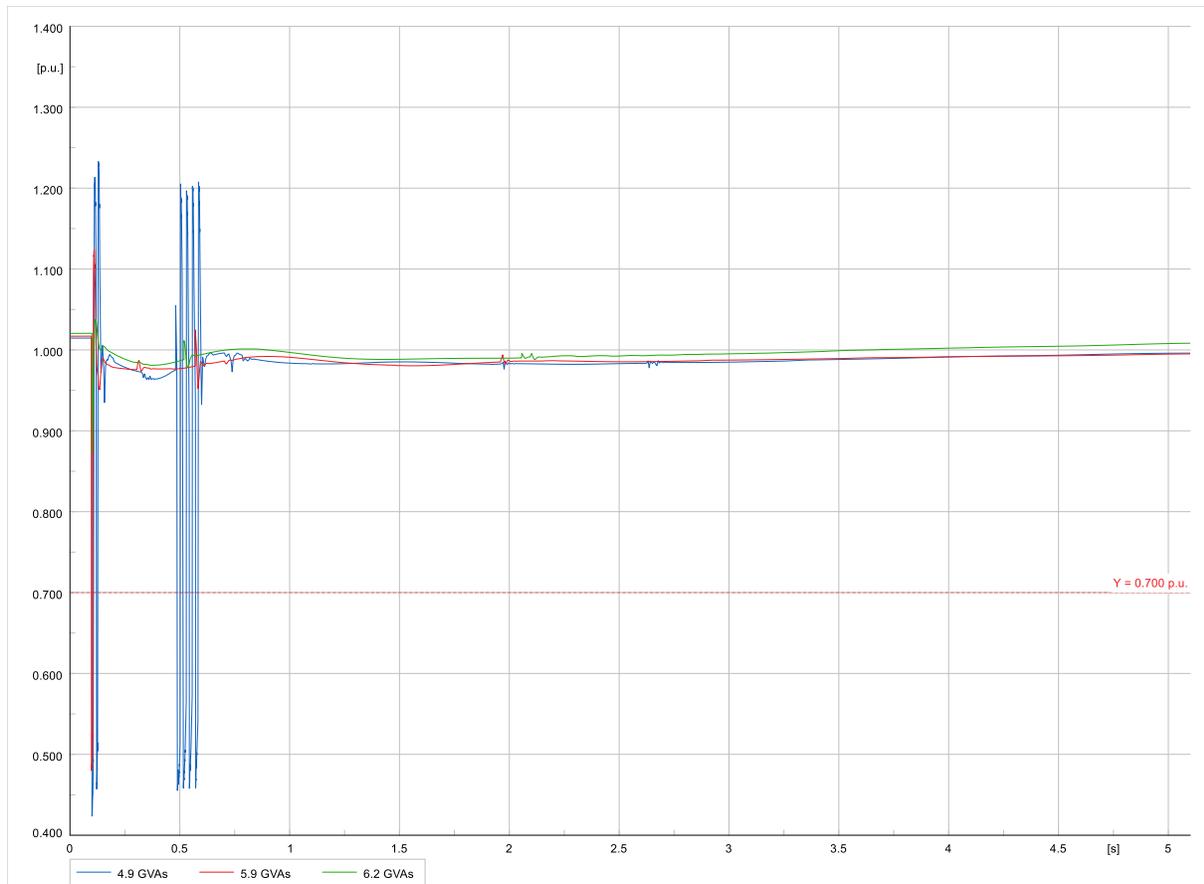
Unidad	% tiempo despachada 22:00 - 6:00 hrs
TER ANGAMOS U1	93%
TER ANGAMOS U2	97%
TER COCHRANE U1	99%
TER COCHRANE U2	59%
TER IEM U1	64%
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	35%
TER KELAR CC1-TG1	9%
TER KELAR CC1-TG2	12%
TER KELAR CC1-TV	12%
TER ATACAMA CC1-TG1	4%
TER ATACAMA CC1-TG2	14%
TER ATACAMA CC1-TV	15%
TER MEJILLONES CTM3-TG	5%
TER MEJILLONES CTM3-TV	5%

Establecidas las condiciones de transferencias en los tramos de interés y en función la frecuencia de despacho, en la Tabla 5.25 se detallan los distintos despachos de la zona Norte Grande implementados para el análisis.

*Tabla 5.25 Despacho de potencia activa de partida e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.*

Unidad	Inercia NG 4.9 GVAs		Inercia NG 5.9 GVAs		Inercia NG 6.2 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]
CSP CERRO DOMINADOR	-	-	-	-	-	-
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	136	13.0	136	13.0	136
HP CHAPIQUIÑA U1	3.0	23	3.0	23	3.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	3.0	23	3.0	23	3.0	23
HP PMGD CAVANCHA U1	2.1	9	2.1	9	2.1	9
TER ANGAMOS U1	276.8	1584	-	-	276.8	1584
TER ANGAMOS U2	-	-	-	-	-	-
TER COCHRANE U1	-	-	274.8	1274	274.8	1274
TER COCHRANE U2	-	-	274.0	1274	-	-
TER IEM U1	-	-	-	-	-	-
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	357.0	3065	357.0	3065	357.0	3065
<b>Total</b>	<b>688</b>	<b>4930</b>	<b>960</b>	<b>5894</b>	<b>963</b>	<b>6204</b>

Luego, se simuló la desconexión intempestiva de la TER Tocopilla U16-TG-TV con una generación 357 MW (en los casos donde se encuentra despacha), esto por ser la contingencia más crítica al tratarse de una unidad con el mayor despacho de potencia activa y al estar más alejada del eje inercial del sistema. Los resultados se muestran en la Figura 5.3.



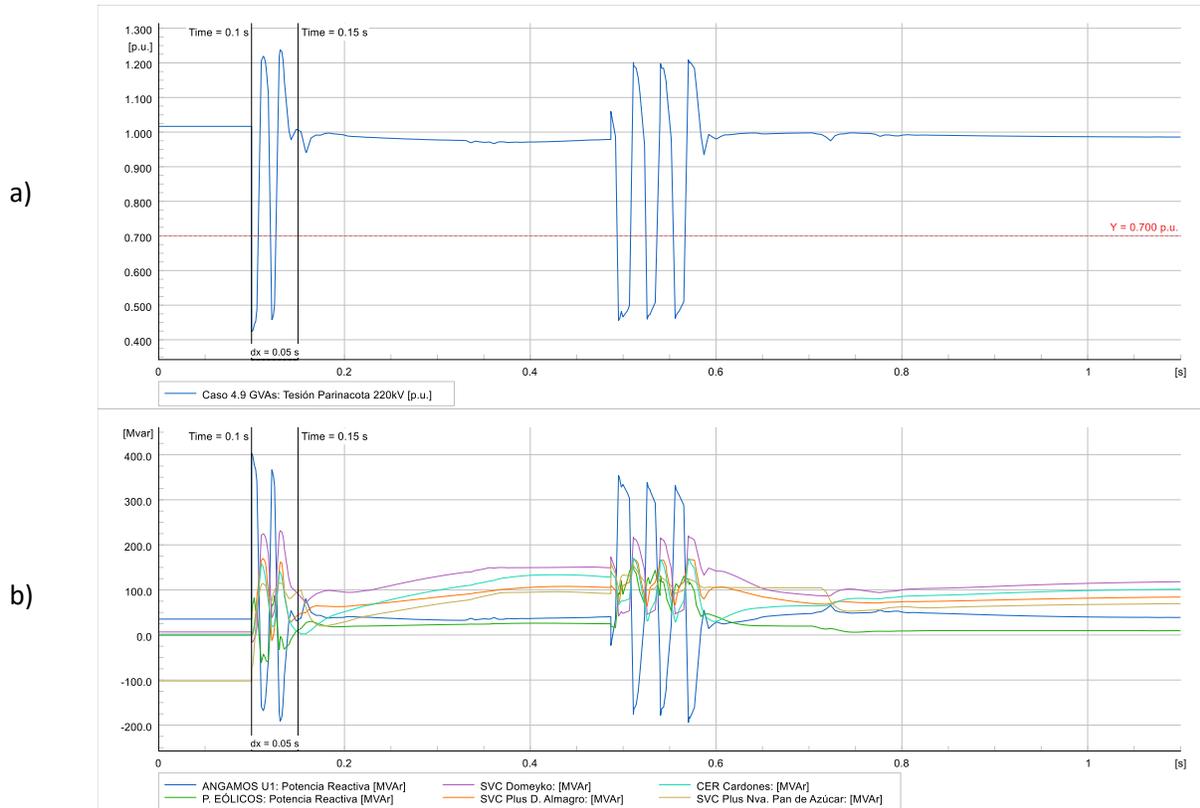
*Figura 5.3 Caso B1: Tensión en Parinacota 220 kV para distintas inercias del NG.*

A partir de la Figura 5.3 se puede apreciar que la tensión en la barra Parinacota experimenta fuertes caídas de tensión entre el instante que ocurre la contingencia y los primeros 50ms posteriores (ver Figura 5.4), bajando de los 0.7 p.u. para los casos con inercias bajo 6 GVA en el Norte Grande, lo que representan un riesgo para sistema.

En particular, y tal como se muestra en la Figura 5.4 en el caso con inercia de 4.9 GVA, durante los primeros 50ms luego de la contingencia, se presenta dos fuertes caídas de tensión. Esto debido que, ante la primera caída de tensión, se presenta una resulta insuficiente por parte de las centrales presentes en el Norte Grande, en especial por parte de la unidad TER Angamos U1, siendo esta la única sobre 100MW despacha. A partir de esto, se generan interacciones indeseadas con los demás elementos de control de tensión relevantes del sistema, tal como muestra se muestra en la figura señalada, cuya acción se contrapone con la acción de la central y con la evolución de la tensión. Adicionalmente, se debe considerar, la acción de control de los parques eólicos presentes en la zona, los cuales reaccionan ante cada caída de tensión, agudizando el efecto de la interacción descrita.

Posteriormente, el sistema logra la estabilización transitoria con excursiones de tensión dentro de los rangos de exigidos por la NT. Sin embargo, la superación de la contingencia requiere una fuerte

exigencia por sobre la máquina principal de la zona del Norte Grande, y a su vez, la acción recursos de control primario de frecuencia, provenientes principalmente de la zona Charrúa, aumentando así la transferencia por el corredor del sistema de 500 kV. Es por esto último que, se vuelven a presentar interacciones indeseadas entre los elementos de control de tensión del sistema, provocando nuevamente fuertes caídas de tensión bajo los 0.7 p.u., haciendo que la respuesta de las centrales del Norte Grande sea insuficiente ante la gran exigencia sobre ellas y, por ende, no cumpliendo con el estándar de recuperación de tensión establecido en el NT SyCS.



*Figura 5.4 Caso B1 (Inercia NG 4.9GVAs): a) Tensión en Parinacota 220 kV [p.u.]; b) Potencia Reactiva de los elementos de control de tensión relevantes del sistema [MVar].*

Luego, en la Figura 5.5 se presenta la evolución de la contingencia practicada para el ejercicio propuesto en el caso que se cuenta con 6 GVAs en el NG. En ella no se observan caídas de tensión significativas, esto debido a una respuesta suficiente y efectiva por parte de la máquina de la zona del Norte Grande, y en consecuencia una evolución estable del sistema, incluso ante las interacciones posteriores de los elementos de control del sistema.

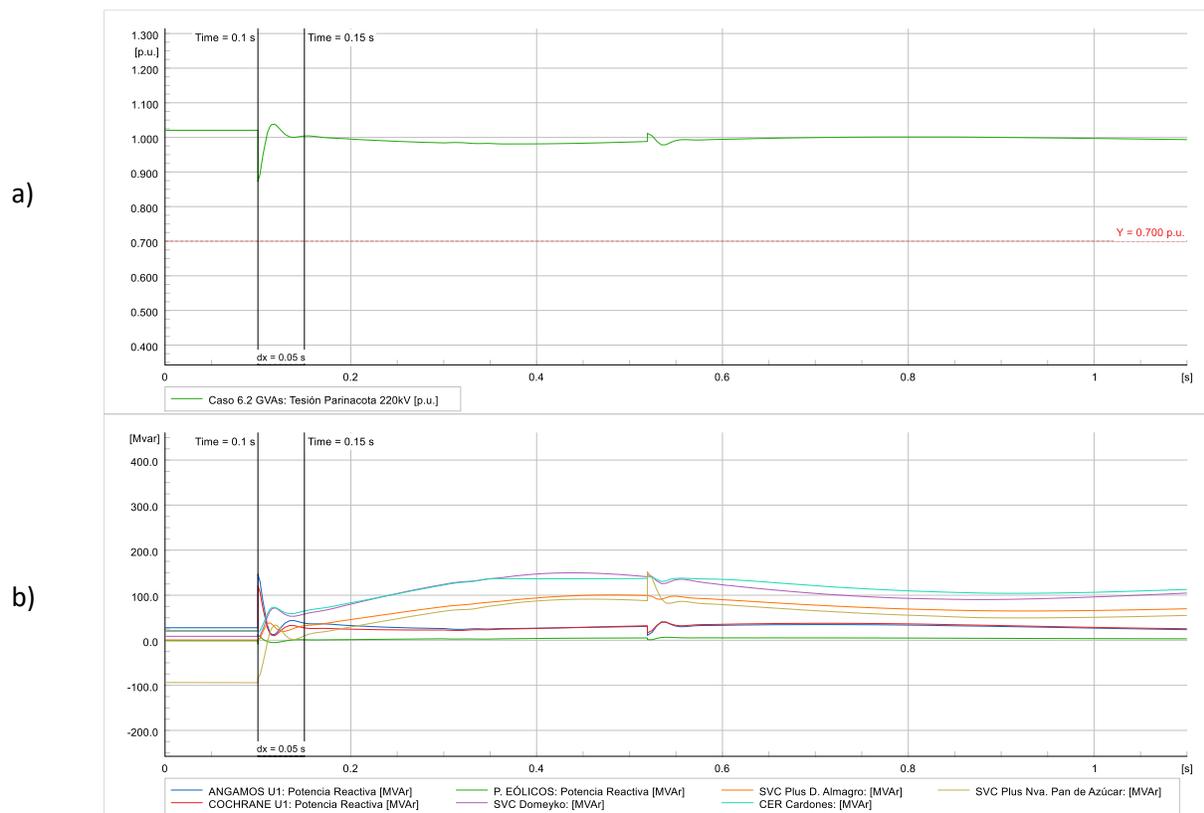
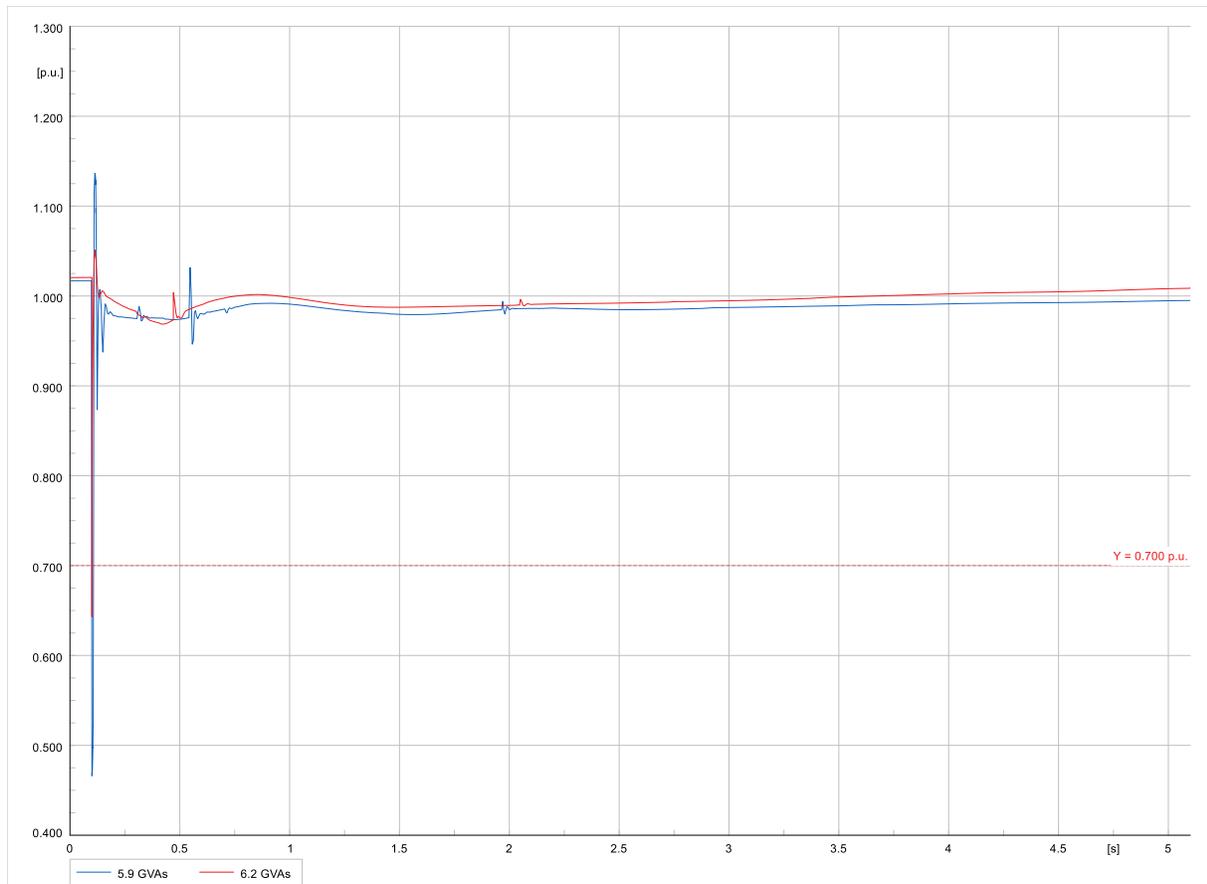


Figura 5.5 Caso B1 (Inercia NG 6.2GVAs): a) Tensión en Parinacota 220 kV [p.u.]; b) Potencia Reactiva de los elementos de control de tensión relevantes del sistema [MVar].

Finalmente, se concluye que una inercia mínima en el Norte Grande es de 6 GVAs, sería suficiente desde el punto de vista de la estabilidad dinámica para afrontar una desconexión intempestiva de la mayor unidad en cuanto a potencia activa despachada y a lejanía del centro de inercia del sistema, que en este caso corresponde a la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV.

### Sensibilidad con dos unidades de la central TER Guacolda en de servicio (Caso B1s).

El mismo ejercicio se realizó considerando a la central TER Guacolda con dos unidades en servicio. Así, al realizar la simulación dinámica de la contingencia de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV, es posible apreciar en la Figura 5.6 que los dos casos donde la inercia ronda en la vecindad de 6 GVAs, la recuperación dinámica cumple con los estándares establecido en la NT SyCS. Por otra parte, notar que en ambos casos se presenta una fuerte caída de tensión, por debajo de los 0.7 p.u., sin embargo, este comportamiento se encuentra dentro del rango de los 50ms posterior al despeje de la falla. A pesar de ello, la evolución de la contingencia practicada y su recuperación, muestran que la capacidad de respuesta del sistema es suficiente dada la inercia del Norte Grande.



*Figura 5.6 Caso B1s: Tensión en Parinacota 220 kV para distintas inercias del NG sin unidades de la central Guacolda en servicio.*

Finalmente, para condiciones de demanda media de noche se recomienda operar con una inercia mínima de **6 GVAs** para escenarios con dos y tres unidades de central TER Guacolda en servicio.

En las tablas siguientes se presenta, para el escenario con las máximas transferencias previstas, la generación por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro-sur) y tecnología (sincrónica, solar, eólica y PMGD), la inercia por zona y las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.26 Generación por zona y tecnología. Casos B1.

Zona	Caso B1 (1)					Caso. B1s (2)				
	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]
Norte Grande	963	-	144	6	1113	963	-	144	6	1113
Norte Chico	139	-	696	5	840	101	-	727	5	833
Centro-sur	5781	-	1353	88	7222	5775	-	1353	88	7216
<b>Total</b>	<b>6883</b>	<b>0</b>	<b>2193</b>	<b>100</b>	<b>9176</b>	<b>6839</b>	<b>0</b>	<b>2224</b>	<b>100</b>	<b>9163</b>

Tabla 5.27 Inercia por zona. Casos B1.

Zona	Caso B1 (1) [GVAs]	Caso. B1s (2) [GVAs]
Norte Grande	6.2	6.2
Norte Chico	2.7	1.8
Centro-sur	31.3	31.3
<b>Total</b>	<b>40.2</b>	<b>39.3</b>

Tabla 5.28 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos B1.

Tramo	Caso B1 (1) [MW]	Caso. B1s (2) [MW]
Kimal - Los Changos	660	660
Los Changos – Parinas	1224	1224
Parinas - Cumbre	1600	1600
Cumbre - Nueva Cardones	1573	1574
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1660	1660
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	1558	1564
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	1600	1600

(1) Se considera el escenario que cuenta con 6.2 GVAs en la zona del Norte Grande.

(2) Se considera el escenario que cuenta con 6.2 GVAs en la zona del Norte Grande.

### 5.2.3 Resumen Zona Norte Grande

Tabla 5.29: Resumen de Restricciones Zona Norte Grande

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Capacidad Otros Equipos Serie [MVA]		Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino			
Cóndores – Parinacota 220 kV	Cóndores	Parinacota	197	366	366			Cóndores	197	Conductor
Parinacota – Roncacho 220 kV	Roncacho	Parinacota	698	320	183			Ambos	183	TTCC
Roncacho – Nueva Pozo Almonte 220 kV	Roncacho	Nueva Pozo Almonte	698	320	183			Ambos	183	TTCC
Nueva Pozo Almonte – Cóndores 220 kV	Nueva Pozo Almonte	Cóndores	S/I	183	183			Ambos	183	TTCC
Puerto Patache – Cóndores 220 kV	Puerto Patache	Cóndores	197	594	366			Ambos	197	Conductor
Tarapacá – Puerto Patache 220 kV C1 y C2	Tarapacá	Puerto Patache	197	183	594			Ambos	183	TTCC
Tarapacá – Geoglifos 220 kV C1 y C2	Tarapacá	Geoglifos	262	366	732			Ambos	262	Conductor
Geoglifos - Lagunas 220 kV C1 y C2	Geoglifos	Lagunas	262	732	366			Ambos	262	Conductor
Nva. Pozo Almonte – Pozo Almonte 220 kV C1	Nueva Pozo Almonte	Pozo Almonte	181	183	183			Ambos	181	Conductor
Nva. Pozo Almonte – Pozo Almonte 220 kV C2	Nueva Pozo Almonte	Pozo Almonte	S/I	183	183			Ambos	183	TTCC
Lagunas – Nva. Pozo Almonte 220 kV	Lagunas	Nueva Pozo Almonte	181	183	183			Ambos	181	Conductor
Lagunas – Collahuasi 220 kV C1 y C2	Lagunas	Collahuasi	171	183	274			Ambos	171	Conductor
Encuentro – Collahuasi 220 kV C1	Encuentro	Collahuasi	134 (2)	366	274			Ambos	134	Conductor
Encuentro – Collahuasi 220 kV C2	Encuentro	Collahuasi	172 (2)	366	274			Ambos	172	Conductor
Ana María – Lagunas 220 kV C1 y C2	Ana María	Lagunas	294 (2)	915	915			Ambos	294	Conductor
Encuentro – Ana María 220 kV C1 y C2	Encuentro	Ana María	294 (2)	915	915			Ambos	294	Conductor
Lagunas – Frontera 220 kV	Lagunas	Frontera	171 (2)	274	549			Ambos	171	Conductor
San Simón – Lagunas 220 kV	San Simón	Lagunas	183 (2)	366	274			Ambos	183	Conductor
Frontera – San Simón 220 kV	Frontera	San Simón	171 (2)	549	366			Ambos	171	Conductor
Frontera – María Elena 220 kV C1 y C2	Frontera	María Elena	171 (2)	549	183			Ambos	171	Conductor
Kimal– María Elena 220 kV C1 y C2	Kimal	María Elena	183 (2)	457	183			Ambos	183	Conductor
Kimal – Crucero 220 kV C1 y C2	Kimal	Crucero	318 (2)	1372	1143			Ambos	318	Conductor

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica	Capacidad		Capacidad Otros		Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino	[MVA]	TT/CC [MVA]		Equipos Serie [MVA]				
			25° c/sol	Origen	Destino	Origen	Destino			
Kimal – Encuentro 220 kV C1 y C2	Kimal	Encuentro	318 (2)	1372	1143			Ambos	318	Conductor
Kimal – Nueva Chuquicamata 220 kV C1 y C2	Kimal	Nueva Chuquicamata	368 (2)	457	457			Ambos	368	Conductor
Nueva Chuquicamata – Chuquicamata 220 kV	Nueva Chuquicamata	Chuquicamata	395 (2)	457	274			Chuquicamata	274	TTCC
Nueva Chuquicamata – Salar 220 kV	Nueva Chuquicamata	Salar	395 (2)	457	457			Ambos	395	Conductor
Salar – Chuquicamata 220 kV	Salar	Chuquicamata	403 (2)	457	274			Chuquicamata	274	TTCC
Nueva Chuquicamata – Calama Nueva 220 kV	Nueva Chuquicamata	Calama Nueva	557 (2)	457	457			Ambos	457	TTCC
Salar – Calama Nueva 220 kV	Salar	Calama Nueva	285 (2)	s/i	457			Salar	285	Conductor
Chacaya – Crucero 220 kV	Chacaya	Crucero	106 (2)	366	366			Ambos	106	Conductor
Encuentro – Miraje 220 kV C1 y C2	Encuentro	Miraje	246 (2)	915	549			Ambos	246	Conductor
Atacama – Miraje 220 kV C1 y C2	Atacama	Miraje	246 (2)	732	549			Ambos	246	Conductor
Laberinto – Kimal 220 kV C1 y C2	Laberinto	Kimal	282 (2)	549	457			Ambos	282	Conductor
Encuentro – Centinela 220 kV	Encuentro	Centinela	237 (2)	366	457			Centinela	237	Conductor
Centinela – El Cobre 220 kV C1 y C2	Centinela	El Cobre	278 (3)	457	274			Centinela	274	TTCC
Laberinto – El Cobre 220 kV	Laberinto	El Cobre	272	549	549			El Cobre	272	Conductor
Chacaya – El Cobre 220 kV C1 y C2	Chacaya	El Cobre	467	549	915			Ambos	467	Conductor
Chacaya – Mantos Blancos 220 kV	Chacaya	Mantos Blancos	120	366	366			Ambos	120	Conductor
Laberinto – Mantos Blancos 220 kV	Laberinto	Mantos Blancos	278	549	549			Ambos	278	Conductor
Kapatur – Laberinto 220 kV C1 y C2	Kapatur	Laberinto	849	915	549			Ambos	549	TTCC
Changos – Kapatur 220 kV C1 y C2	Changos	Kapatur	1744	1829	1829			Ambos	1744	Conductor
Kapatur – O'Higgins 220 kV C1 y C2	Kapatur	O'Higgins	824	915	457			Kapatur	457	TTCC
Chacaya – Mejillones 220 kV	Chacaya	Mejillones	249	366	366			Ambos	249	Conductor
Mejillones – O'Higgins 220 kV	Mejillones	O'Higgins	399	366	366			Ambos	366	TTCC
Atacama – O'Higgins 220 kV C1 y C2	Atacama	O'Higgins	295	366	457			Ambos	295	Conductor
Laberinto – Nueva Zaldívar 220 kV C1	Laberinto	Nueva Zaldívar	323	549	549			Ambos	323	Conductor

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica	Capacidad		Capacidad Otros		Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino	[MVA]	TT/CC [MVA]		Equipos Serie [MVA]				
			25° c/sol	Origen	Destino	Origen	Destino			
Laberinto – Nueva Zaldívar 220 kV C2	Laberinto	Nueva Zaldívar	328	549	457			Ambos	328	Conductor
Laberinto – Andes 220 kV	Laberinto	Andes	272	274	366			Ambos	272	Conductor
Andes – Nueva Zaldívar 220 kV C1	Andes	Nueva Zaldívar	347	549	366			Nueva Zaldívar	347	Conductor
Andes – Nueva Zaldívar 220 kV C2	Andes	Nueva Zaldívar	347	274	274			Andes	274	TTCC
O'Higgins – Domeyko 220 kV	O'Higgins	Domeyko	201	366	366			Ambos	201	Conductor
O'Higgins – Puri 220 kV	O'Higgins	Puri	216	457	457			Ambos	216	Conductor
Puri – Domeyko 220 kV	Puri	Domeyko	228	457	366			Ambos	228	Conductor
O'Higgins – Farellón 220 kV	O'Higgins	Farellón	260	457	457			Ambos	260	Conductor
Farellón – Chimborazo 220 kV	Farellón	Chimborazo	276	457	457			Ambos	276	Conductor
Chimborazo – Domeyko 220 kV	Chimborazo	Domeyko	273	457	366			Ambos	273	Conductor
Kimal – Los Changos 500 kV C1 y C2	Kimal	Los Changos	2375 (2)	3118	3118	2x750		Ambos	220 kV→500 kV: 750 (4) 500 kV→220 kV: 863 (5)	Transformador
Los Changos – Parinas 500 kV C1 y C2	Los Changos	Parinas	2613 (6)	2598	2598 (7)	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140		Ambos	2140 (8)	CCSS

s/i: sin información

- (1) Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Los valores de capacidad térmica se consideraron a una temperatura ambiente de 35 °C, por ser más representativa de las condiciones ambientales de esa zona del Desierto de Atacama.
- (3) Se considera la información de límites térmicos obtenida del sistema de Infotécnica para el tramo El Cobre – Esperanza 220 kV, ya que actualmente no se encuentra disponible en dicha plataforma la información de límites térmicos para el tramo Centinela – El Cobre 220 kV, el cual se originó con el seccionamiento de la línea El Cobre – Esperanza 220 kV en la S/E Centinela.

- (4) Corresponde al límite postcontingencia en caso de falla de un transformador 500/220 kV de la S/E Kimal en horas de día, considerando una temperatura ambiente de 35°C, tal como para las líneas de transmisión de la zona. Este límite es igual a la capacidad nominal de los transformadores, ya que a dicha temperatura estos sólo admiten sobrecargas durante períodos inferiores o del orden de 1 hora.
- (5) Corresponde al límite postcontingencia en caso de falla de un transformador 500/220 kV de la S/E Kimal en horas de noche. Este valor equivale a una sobrecarga de 15% del transformador que permanece en servicio, lo cual, según la información proporcionada por el propietario de estos equipos, es admisible durante 5 horas para una carga previa de 70% y una temperatura ambiente de 15°C sin sol. En base a dicho antecedente, actualmente en la operación real se considera una transferencia máxima total por ambos transformadores de 980 MVA.
- (6) Se considera la información de límites térmicos obtenida en la versión anterior del estudio del sistema de Infotécnica para la línea Los Changos – Cumbre 500 kV, ya que actualmente no se encuentra disponible en dicha plataforma la información completa de límites térmicos para todos los subtramos de la línea Los Changos – Parinas 500 kV.
- (7) Se consideran los valores de corriente nominal primaria de los TTCC indicados en los print outs de los relés de los paños correspondientes, ya que el dato “TAP seleccionado del primario” informado para estos TTCC en el sistema de Infotécnica no es consistente.
- (8) Se considera capacidad de sobrecarga de corta duración.

**Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

### 5.3 Zona Norte Chico

Esta zona está compuesta por los sistemas de transmisión de 500 y 220 kV desde la S/E Parinas 500 kV por el norte hasta las SS/EE Polpaico 500 kV, Quillota 220 kV y Nogales 220 kV por el sur.

Esta zona se caracteriza por ser un nexo entre la zona Norte Grande y la zona Centro del sistema, las cuales presentan condiciones de generación y consumo que derivan en que la zona Norte Chico posea variaciones en la dirección del flujo de potencia activa con transferencias tanto de norte a sur como en el sentido inverso. En consecuencia, el análisis de esta zona se divide en la determinación de límites de transmisión en sentido Norte → Sur y en sentido Sur → Norte. Estos límites se calcularon para los principales tramos del sistema de transmisión de la zona, que corresponden a las líneas Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que son las que debido a su falta de enmallamiento y longitud, respectivamente, implican restricciones en la zona de estudio.

Todos los escenarios analizados consideran en servicio la nueva línea 4x220 kV con la cual se seccionará la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en la S/E Centella, cuya fecha de entrada en operación se estimaba al inicio del Estudio (septiembre 2024) para diciembre de 2024, como se indica en la Tabla 4.3. Mientras no entre en operación este proyecto, se deberán considerar las inercias mínimas de la Zona Norte Grande determinadas en la versión 2022 de este estudio o en las minutas operativas que corresponda.

Para esta zona se analizaron los límites térmicos y de estabilidad de tensión, factores de redistribución de flujos, y posteriormente se verificó el comportamiento dinámico para las distintas contingencias. Las capacidades térmicas de conductores y TT/CC, se encuentran en los Anexos 7.2 y 7.3.

#### 5.3.1 Límites por Estabilidad de Tensión Zona Norte Chico

La metodología utilizada para determinar los límites por estabilidad de tensión se basa en un análisis estático en el que se disminuye la generación aguas abajo del tramo en estudio, con el objetivo de aumentar las transferencias por las líneas sujetas a análisis en condiciones post falla.

#### 5.3.2 Análisis de Contingencias

La determinación de los límites de la zona se concentra en el sistema de 500 kV para las líneas Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, cada una en condiciones post falla de uno de sus circuitos.

De acuerdo con lo definido previamente los análisis se dividen como sigue:

- **Caso A:** Análisis del límite de transmisión de las líneas **Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV** con transferencias en sentido Norte → Sur ante la falla de un circuito de la línea.

- **Caso B:** Análisis del límite de transmisión de las líneas **Parinas – Cumbre 500 kV** y **Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV** con transferencias en sentido Sur → Norte ante la falla de un circuito de la línea.

**a) Caso A: Falla de un circuito de las líneas Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencias Norte → Sur**

Se analizaron las transferencias máximas admisibles por las líneas Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el sentido Norte → Sur.

Para este análisis se consideró un escenario de demanda alta de día (alrededor de 11300 MW de generación bruta total del SEN) con alta generación ERV en la zona norte del SEN. Además, se consideró toda la compensación serie del sistema de 500 kV en servicio y cerrado el sistema de 220 kV entre las SS/EE Maitencillo y Nogales. En el sistema de 500 kV se consideró la apertura de un circuito de la línea Kimal – Los Changos, con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en las unidades sincrónicas del Norte Grande. Cabe señalar que esta medida se aplica frecuentemente en la operación real en horas de día con transferencias en el sentido Norte → Sur.

Dado que los límites de transmisión de los tramos analizados son dependientes del número de unidades sincrónicas en servicio en las zonas Centro y Norte del SEN, se analizaron condiciones de operación con inercias baja y media en dicha zona, que corresponden a los casos A1 y A2 que se presentan a continuación.

Cabe señalar que, tanto para los análisis estáticos como dinámicos, se consideró que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia analizada proviene de aguas arriba del tramo analizado, específicamente de las unidades del Norte Grande. Por lo tanto, los límites precontingencia obtenidos son conservadores, ya que en la operación real parte de la reserva podría ser aportada por las unidades de la zona Centro-sur.

**a.1) Caso A1: Escenario de inercia baja en zona centro-norte**

Para el escenario base se consideró el siguiente despacho de unidades sincrónicas en la zona centro-norte del SEN:

- En el Norte Grande: 5 unidades grandes en servicio ( $P_{nom} > 100$  MW), correspondiente a una inercia de 8.4 GVA, con la cual se obtienen índices de fortaleza ESCR cercanos a los mínimos recomendados (Ver Punto 3.3) en la zona norte del SEN, como se puede apreciar en la tabla siguiente.

*Tabla 5.30 Índices de fortaleza de la red ESCR – Caso Base.*

Norte Grande							Norte Chico					
FRONTERA 220 kV B1	KIMAL 220 kV B1	LOS CHANGOS 220 kV B1	O'HIGGINS 220 kV B1	DOMEYKO 220 kV B1	LABERINTO 220 kV B2	PARINAS 220 kV B1	DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B2	ILLAPA 220 kV B2	CARRERA PINTO 220 kV B2	CARDONES 220 kV B1	MAITENCILLO 220 kV BP1-1	PAN DE AZUCAR 220 kV B1
1.30	1.37	1.75	1.50	1.39	1.41	1.36	1.23	1.24	1.25	1.38	1.61	1.73

- En el Norte Chico: 2 unidades de central TER Guacolda en servicio y despachadas a potencia mínima, que es la condición más desfavorable para los límites por regulación y estabilidad de tensión en régimen permanente del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.
- En la zona Centro: 2 ciclos combinados de la S/E San Luis en servicio.

Además, se analizaron dos sensibilidades considerando 0 y 4 unidades de la central TER Guacolda en servicio.

Tanto para el Caso Base como para las sensibilidades analizadas, se consideró un despacho con alta carga (70%) de las unidades sincrónicas térmicas del Norte Grande, ya que en dicha condición se alcanzan las máximas transferencias entre las zonas Norte Grande y Norte Chico en la operación real en escenarios de baja inercia del Norte Grande. Además, esta condición es desfavorable para la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona. En la Tabla 5.31 se detalla el despacho base considerado para las unidades sincrónicas del Norte Grande.

*Tabla 5.31 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande – Caso Base.*

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	11.0	136
HP CHAPIQUIÑA U1	4.7	23
HP PMGD CAVANCHA U1	1.2	9
TER ANGAMOS U1	196.4	1584
TER ANGAMOS U2	196.4	1584
TER COCHRANE U1	196.4	1274
TER COCHRANE U2	196.4	1274
TER IEM U1	263.0	2413
<b>Total</b>	<b>1103</b>	<b>8387</b>

Dado que en la operación real no se alcanzan transferencias muy altas por el tramo Parinas – Cumbre en condiciones de baja inercia de la zona Norte Grande, en este escenario sólo se analiza el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. Para dicho análisis se consideró una transferencia de 1400 MW por la línea Parinas – Cumbre 500 kV, valor que excede con holgura las máximas transferencias que se han alcanzado por las líneas Los Changos – Cumbre 500 kV / Parinas – Cumbre 500 kV en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande, que son del orden de los 1100 MW para el período de 12 meses septiembre 2023 a agosto 2024 (Ver Punto 4.2.7).

### Tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV: Caso Base

La metodología utilizada para determinar los límites por regulación y estabilidad de tensión en régimen permanente se basa en el aumento gradual de la transferencia por el tramo analizado mediante la disminución de generación aguas abajo del mismo y el aumento de generación aguas arriba. Para el caso de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV se aumentó la generación en el Norte Grande y se disminuyó la generación en la zona de Charrúa.

En la Figura 5.7 se muestran los resultados. En los gráficos de tensiones se presentan las tensiones en por unidad tomando como base las tensiones de servicio indicadas en el Punto 4.3.7 y se indica con una línea segmentada el límite de operación en Estado de Alerta.

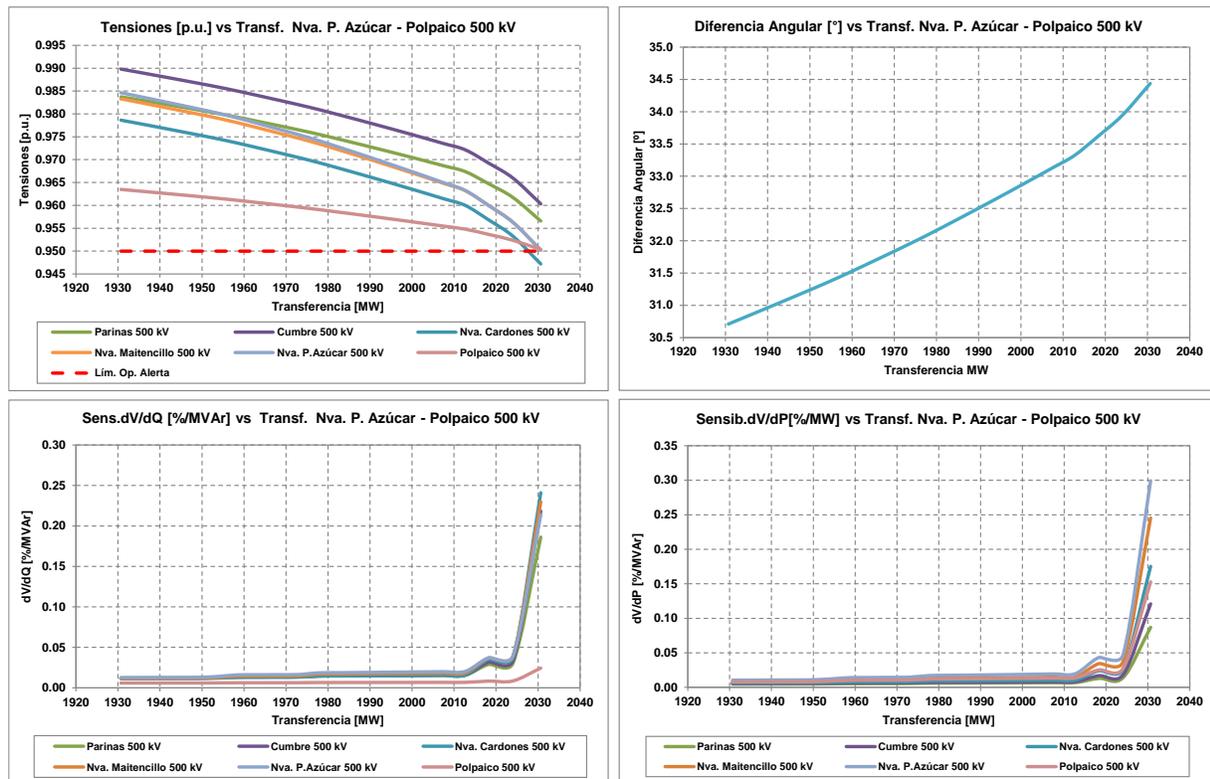


Figura 5.7 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A1. Falla de un circuito de línea.

A partir de los gráficos anteriores se obtienen las siguientes transferencias máximas postcontingencia por la línea, diferenciando la causa de la limitación.

*Tabla 5.32 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1*

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
A1	2027	2020	2031

Considerando que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande, para el límite más restrictivo de la Tabla 5.32 se obtiene un límite precontingencia de 2185 MW.

**Tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.**

En este caso se consideró el siguiente despacho para las unidades sincrónicas del Norte Grande, que corresponde a una inercia de 11.5 GVAs, con la cual, al igual que en el Caso Base, se obtienen índices de fortaleza ESCR cercanos a los mínimos recomendados en la zona norte del SEN, como se puede apreciar en la Tabla 5.34.

*Tabla 5.33 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande – Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.*

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	11.0	136
HP CHAPIQUIÑA U1	4.7	23
HP PMGD CAVANCHA U1	1.2	9
TER ANGAMOS U1	196.4	1584
TER ANGAMOS U2	196.4	1584
TER COCHRANE U1	196.4	1274
TER COCHRANE U2	196.4	1274
TER IEM U1	263.0	2413
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	280.0	3065
<b>Total</b>	<b>1383</b>	<b>11452</b>

Tabla 5.34 Índices de fortaleza de la red ESCR – Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.

Norte Grande							Norte Chico					
FRONTERA 220 kV B1	KIMAL 220 kV B1	LOS CHANGOS 220 kV B1	O'HIGGINS 220 kV B1	DOMEYKO 220 kV B1	LABERINTO 220 kV B2	PARINAS 220 kV B1	DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B2	ILLAPA 220 kV B2	CARRERA PINTO 220 kV B2	CARDONES 220 kV B1	MAITENCILLO 220 kV BP1-1	PAN DE AZUCAR 220 kV B1
1.48	1.61	1.89	1.64	1.50	1.56	1.46	1.23	1.23	1.24	1.34	1.45	1.64

Siguiendo la misma metodología aplicada para el Caso Base, se obtuvieron los resultados que se muestran en la Figura 5.8.

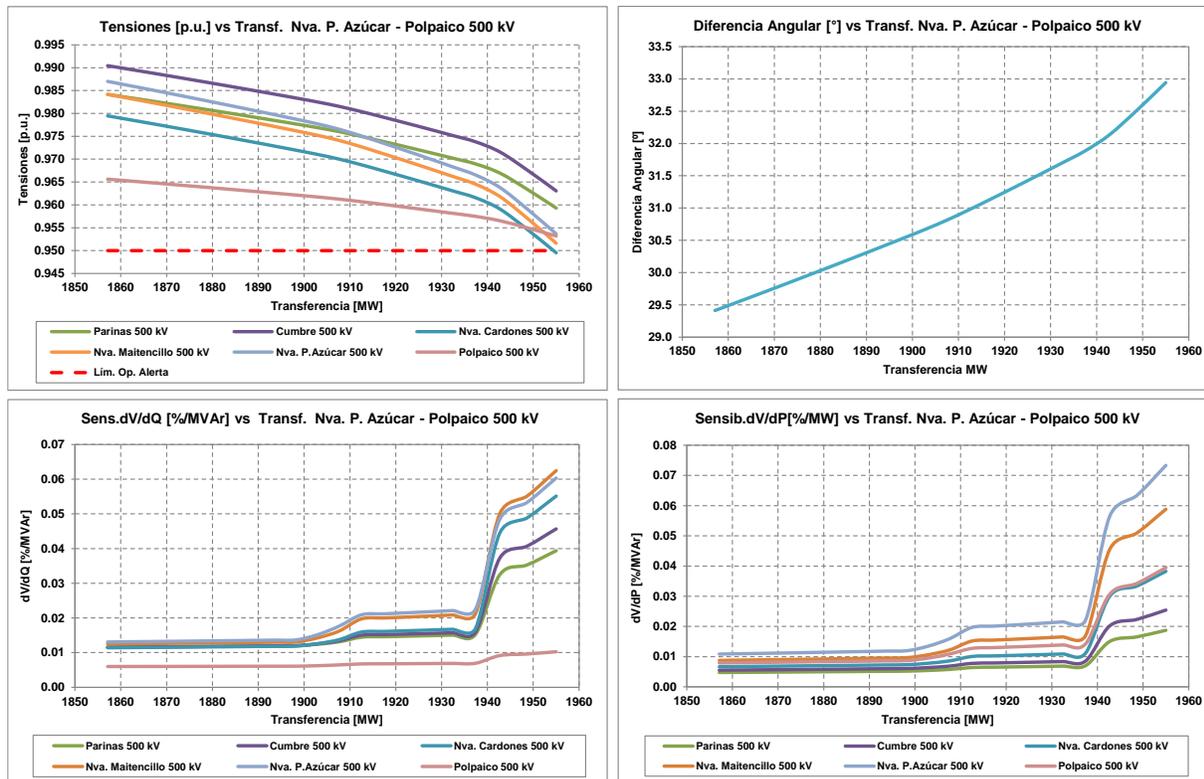


Figura 5.8 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Caso A1s1: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

A partir de los gráficos anteriores se obtienen las siguientes transferencias máximas postcontingencia por la línea, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.35 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1s1: Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
A1s1	1954	1935	1955

Considerando que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande, para el límite más restrictivo de la Tabla 5.35 se obtiene un límite precontingencia de 2100 MW.

Comparando estos resultados con los del Caso Base, se puede apreciar que al dejar fuera de servicio las dos unidades de central TER Guacolda que se consideraron en dicho caso, se produce una reducción de 85 MW en el límite precontingencia. Además, hay una reducción de 16 MW en la transferencia precontingencia por el sistema de 220 kV, medida en el extremo Centella del tramo Punta Sierra – Centella y en el extremo Nogales del tramo Los Vilos – Nogales.

**Tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV: Sensibilidad con cuatro unidades de la central TER Guacolda en servicio.**

En este caso se consideró el siguiente despacho para las unidades sincrónicas del Norte Grande, que corresponde a una inercia de 7.1 GVAs, con la cual, al igual que en los casos anteriores, se obtienen índices de fortaleza ESCR cercanos a los mínimos recomendados en la zona norte del SEN, como se puede apreciar en la Tabla 5.37.

*Tabla 5.36 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande – Sensibilidad con cuatro unidades de central TER Guacolda en servicio.*

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	19.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	11.0	136
HP CHAPIQUIÑA U1	4.7	23
HP PMGD CAVANCHA U1	1.2	9
TER ANGAMOS U1	196.4	1584
TER ANGAMOS U2	196.4	1584
TER COCHRANE U1	196.4	1274
TER IEM U1	263.0	2413
<b>Total</b>	<b>907</b>	<b>7113</b>

*Tabla 5.37 Índices de fortaleza de la red ESCR – Sensibilidad con cuatro unidades de central TER Guacolda en servicio.*

Norte Grande							Norte Chico						
FRONTERA 220 kV B1	KIMAL 220 kV B1	LOS CHANGOS 220 kV B1	O'HIGGINS 220 kV B1	DOMEYKO 220 kV B1	LABERINTO 220 kV B2	PARINAS 220 kV B1	DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B2	ILLAPA 220 kV B2	CARRERA PINTO 220 kV B2	CARDONES 220 kV B1	MAITENCILLO 220 kV BP1-1	PAN DE AZUCAR 220 kV B1	
1.24	1.31	1.71	1.45	1.35	1.37	1.32	1.27	1.27	1.30	1.44	1.77	1.81	

En la Figura 5.9 se muestran los resultados del análisis de estabilidad de tensión considerando cuatro unidades de la central TER Guacolda en servicio.

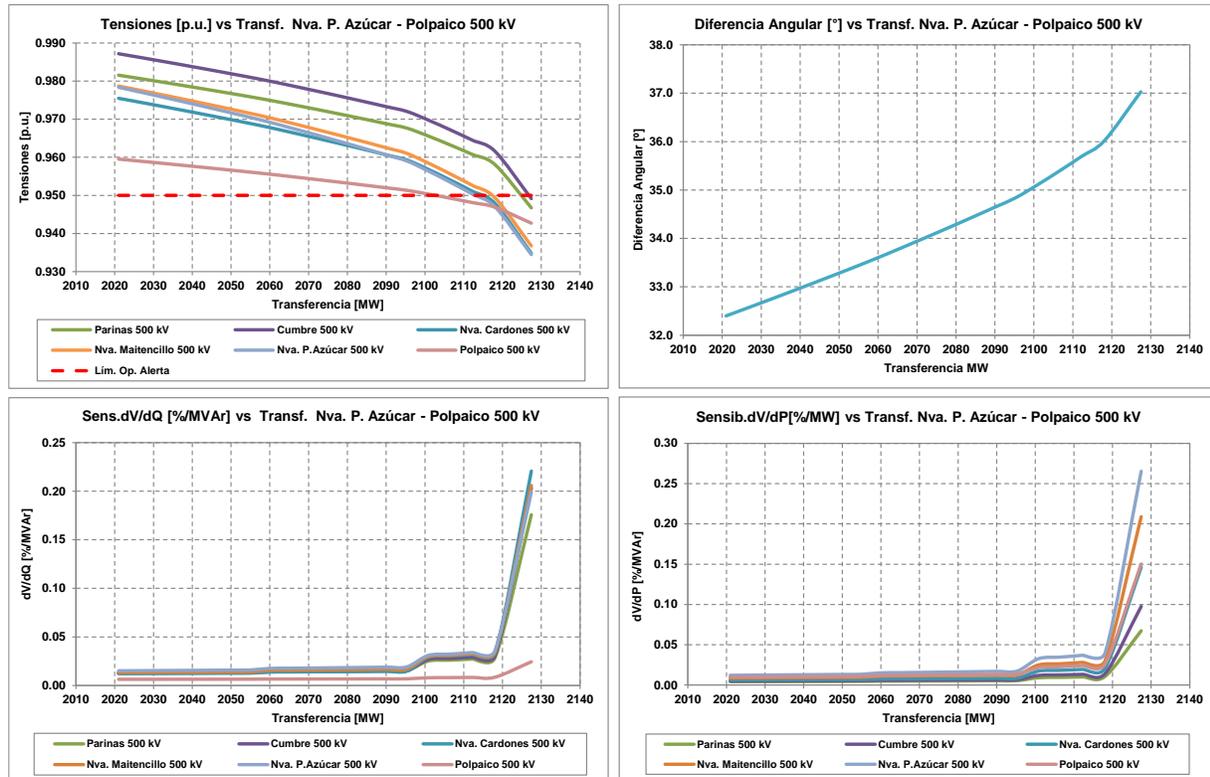


Figura 5.9 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kv. Caso A1s2: Sensibilidad con cuatro unidades de central TER Guacolda en servicio. Falla de un circuito de línea.

A partir de los gráficos anteriores se obtienen las siguientes transferencias máximas postcontingencia por la línea, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.38 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kv [MW]. Caso A1s2: Sensibilidad con cuatro unidades de central TER Guacolda en servicio.

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
A1s2	2102	2115	2127

Sin embargo, en este caso debe considerarse la limitación establecida por la capacidad térmica de los TT/CC del extremo Polpaico de la línea, que corresponde a 2078 MVA (Ver Anexo 7.2). Dicho límite se alcanza para una transferencia postcontingencia de 2099 MW medida en el extremo Nueva Pan de Azúcar y, por lo tanto, resulta más restrictivo que los límites por estabilidad de tensión determinados.

Considerando que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande, para el límite establecido por la capacidad de los TTCC del extremo Polpaico se obtiene un límite precontingencia de 2265 MW.

Comparando estos resultados con los del Caso Base, se puede apreciar que al despachar dos unidades adicionales de central TER Guacolda, se produce un aumento de 80 MW en el límite precontingencia. Además, hay un aumento de 38 MW en la transferencia precontingencia por el sistema de 220 kV, medida en el extremo Centella del tramo Punta Sierra – Centella y en el extremo Nogales del tramo Los Vilos – Nogales.

En las tablas siguientes se presenta, para cada caso analizado, la generación por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro-sur) y tecnología (sincrónica, solar, eólica y PMGD), la inercia por zona y las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.39 Generación por zona y tecnología. Casos A1.

Zona	Caso A1					Sens. A1s1					Sens. A1s2				
	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]
Norte Grande	1103	2430	447	159	4139	1383	2352	263	154	4153	907	2328	724	152	4111
Norte Chico	80	1820	226	332	2457	4	1776	225	321	2326	163	1758	347	318	2586
Centro-sur	2630	391	451	1322	4794	2687	379	501	1322	4889	2627	375	362	1322	4687
<b>Total</b>	<b>3813</b>	<b>4640</b>	<b>1125</b>	<b>1813</b>	<b>11391</b>	<b>4074</b>	<b>4508</b>	<b>989</b>	<b>1797</b>	<b>11368</b>	<b>3697</b>	<b>4462</b>	<b>1432</b>	<b>1793</b>	<b>11383</b>

Tabla 5.40 Inercia por zona. Casos A1.

Zona	Caso A1 [GVAs]	Sens. A1s1 [GVAs]	Sens. A1s2 [GVAs]
Norte Grande	8.4	11.5	7.1
Norte Chico	1.8	0.0	3.4
Centro-sur	19.0	19.0	19.0
<b>Total</b>	<b>29.1</b>	<b>30.4</b>	<b>29.5</b>

Tabla 5.41 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A1.

Tramo	Caso A1 [MW]	Sens. A1s1 [MW]	Sens. A1s2 [MW]
Kimal - Los Changos	531	614	442
Los Changos - Parinas	1092	1171	989
Parinas - Cumbre	1400	1400	1401
Cumbre - Nueva Cardones	1799	1780	1778
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1966	1928	1938
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	2251	2172	2275
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	2186	2100	2265

**a.2) Caso A2: Escenario de inercia media en zona centro-norte**

En este escenario de inercia media en la zona centro-norte del SEN se consideran despachadas las siguientes unidades sincrónicas de dicha zona:

- En el Norte Grande: 6 unidades grandes en servicio ( $P_{nom}>100$  MW), representando una inercia de 11.2 GVAs, aproximadamente.
- En el Norte Chico: 3 unidades de la central TER Guacolda en servicio, a mínimo técnico.
- En la zona Centro: 4 ciclos combinados en la S/E San Luis y TER Nueva Ventanas U1.

En la Tabla 5.42 se detalla el despacho base considerado para las unidades sincrónicas de mayor tamaño de la zona Norte Grande.

*Tabla 5.42 Despachos de unidades sincrónicas del Norte Grande ( $P_{nom}>100$  MW), Caso A2*

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
TER ANGAMOS U1	194	1584
TER ANGAMOS U2	197	1584
TER COCHRANE U1	193	1274
TER COCHRANE U2	193	1274
TER IEM U1	264	2413
TER TOCOPILLA U16 TG-TV	254	3065
<b>TOTAL</b>	<b>1295</b>	<b>11194</b>

**Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV (Caso A2)**

Para este escenario, de inercia media en el Centro Norte del SEN, se ha constatado mediante análisis prospectivos que los límites de transferencias más restrictivos para línea Nueva Pan de Azúcar Polpaico 2x500 kV quedan establecidos por la capacidad de los TTCC del extremo Polpaico y por regulación de tensión para la condición de contingencia en no de sus circuitos. Siendo el primero de estos límites el que impone las transferencias máximas permitidas por dicho tramo del corredor de 500 kV, alcanzando los 2265 MW pre-contingencia, medidos en la S/E Nueva Pan de Azúcar.

Para efectos de los análisis de determinación del límite de transferencia para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV se ha considerado que la transferencia por la línea Parinas – Cumbre 2x500 kV alcanza los 1500 MW, valor que contempla una holgura entre 200 MW y 300 MW respecto de las máximas transferencias observadas en el actual tramo de 500 kV Los Changos – Cumbres, para condiciones de inercia media del Norte Grande en torno a los 11 GVAs (Ver Punto 4.2.7).

A partir del límite de transferencia determinado previamente por capacidad de los TTCC del extremo Polpaico se procede a efectuar el análisis de estabilidad de tensión en régimen permanente de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, que consiste en la determinación de la curva P-V y las sensibilidades  $dV/dQ$  y  $dV/dP$  en las principales barras del tramo de interés. Para obtener lo anterior, en función de las transferencias de potencia por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico se aumenta gradualmente la transferencia post contingencia por dicho tramo mediante el aumento de generación en el Norte Grande y la disminución de generación en la zona de Charrúa.

En la Figura 5.10 se muestran los principales resultados de tensiones, las sensibilidades  $dV/dQ$  y  $dV/dP$  y la diferencia angular de las tensiones en las barras de 500 kV de Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, en función de la potencia activa transferida por el circuito sano de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. En los gráficos de tensiones se presentan las tensiones en por unidad tomando como base las tensiones de servicio indicadas en el Punto 4.3.7 y se indica con una línea segmentada el límite de operación en Estado de Alerta.

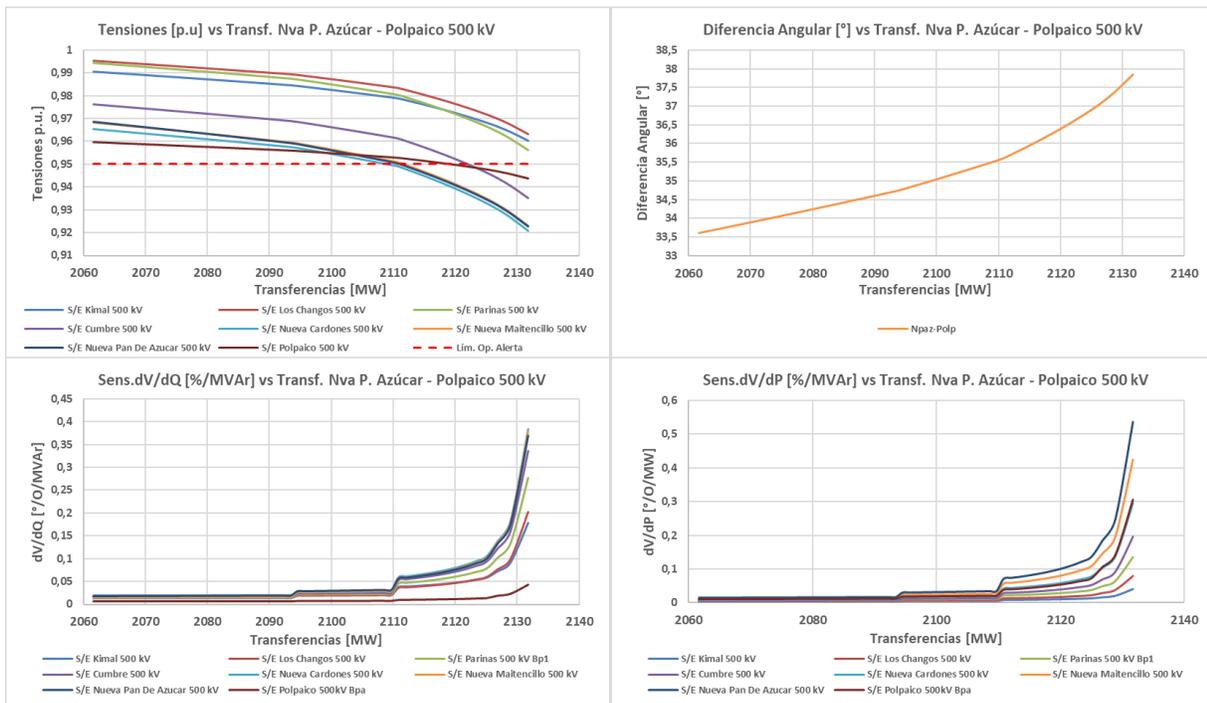


Figura 5.10 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A2. Falla de un circuito de línea

A partir de los gráficos anteriores, la Tabla 5.43 resume las transferencias máximas admisibles postcontingencia por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, diferenciando la causa de la limitación.

*Tabla 5.43 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Nueva Pan de Azúcar. Caso A2*

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión (en barra de 500 kV de S/E Cardones)	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
A2	2110	2129	2132

La Tabla 5.44 muestra las transferencias precontingencia correspondientes a los límites más restrictivos: en primer lugar por regulación de tensión obtenido de los resultados mostrados en la Tabla 5.43 y en segundo lugar por la capacidad de los TTCC del extremo Polpaico de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV. Es importante mencionar que, estos límites precontingencia son conservadores, dado que suponen que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande.

*Tabla 5.44 Transferencia precontingencia de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medido en Nueva Pan de Azúcar, para límite postcontingencia más restrictivo. Caso A2.*

Caso	Límite de transferencia precontingencia [MW] <sup>(*)</sup>		Límite más restrictivo	
	Regulación de Tensión	Capacidad TTCC Polpaico	Nueva Pan de Azúcar	Polpaico
A2	2281	2265	2265	2173

(\*) valores medidos en Nueva Pan de Azúcar

El límite de transferencia determinado en la tabla anterior corresponde a una transferencia de 2173 MW aproximadamente, medidos a la llegada de la subestación Polpaico.

En la Tabla 5.45 se presentan los niveles de generación ERV resultantes en la zona norte del SEN, desglosado por subzona y por tecnología.

*Tabla 5.45 Generación ERV zona Norte del SEN. Caso A2.*

Zona	Caso A2		
	Solar [MW]	Eólica [MW]	Total [MW]
Norte Grande	2091	690	2781
Atacama	1360	171	1531
Coquimbo	218	223	441
<b>Total Zona Norte</b>	<b>3369</b>	<b>982</b>	<b>5553</b>

### Línea Parinas – Cumbre 500 kV (Caso A2a)

El análisis del tramo de 500 kV Parinas – Cumbre se centra en encontrar el límite de transferencia de potencia que permite cumplir con los criterios establecidos en la NT de SyCS, tanto para condiciones normales de operación como en condiciones de contingencias simples, considerando la condición operativa más restrictiva en dicho tramo, lo que se describe a continuación.

Para efectos de determinar este límite de transferencia se considera que el caso más restrictivo se presenta cuando la transferencia de potencia por el tramo de 500 kV Pan de Azúcar – Polpaico alcanza los 2265 MW, equivalente al límite de transmisión para dicho tramo determinado en capítulo anterior.

En la condición operativa descrita anteriormente, se ha determinado que el límite de transferencia para el tramo de 500 kV Parinas - Cumbre resultante es de 1700 MW, la que queda definida por estabilidad dinámica asociada al cumplimiento del factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, medida sobre la potencia activa transferida por las líneas de transmisión del corredor de 500 kV del Centro-Norte del SEN, para condiciones de contingencia de severidad 4 en este mismo corredor. El escenario de operación analizado considera el siguiente despacho de las unidades sincrónicas de mayor tamaño del Norte Grande, mostrado en la Tabla 5.46.

*Tabla 5.46 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande (Pnom>100MW), Caso A2a.*

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
TER ANGAMOS U1	207	1584
TER ANGAMOS U2	210	1584
TER COCHRANE U1	212	1274
TER COCHRANE U2	212	1274
TER IEM U1	291	2413
TER TOCOPILLA U16 TG-TV	278	3065
<b>TOTAL</b>	<b>1409</b>	<b>11194</b>

La Figura 5.11 y Figura 5.12 muestran las transferencias de potencia por las líneas de 500 kV de la zona Centro Norte del SEN para la contingencia simulada en uno de los circuitos Parinas – Cumbre 500 kV (extremo Parinas), para los casos de transferencias precontingencia en la línea Parinas - Cumbre 500 kV de 1700 MW y 1750 MW, respectivamente.

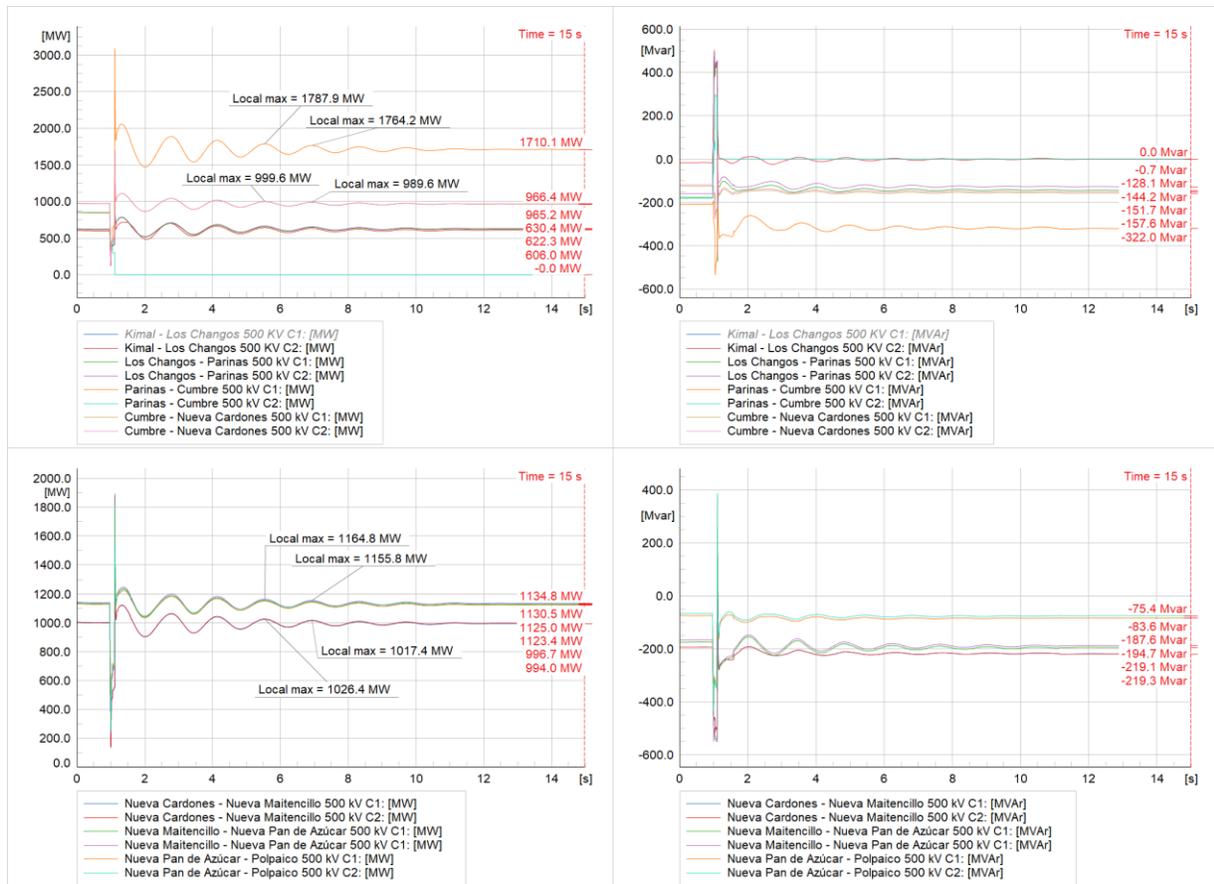


Figura 5.11 : Transferencias por líneas de 500 kV, para falla de severidad 4 en la línea Parinas-Cumbre, para transferencia pre-falla por Línea Parinas – Cumbre 500 kV de 1700 MW.

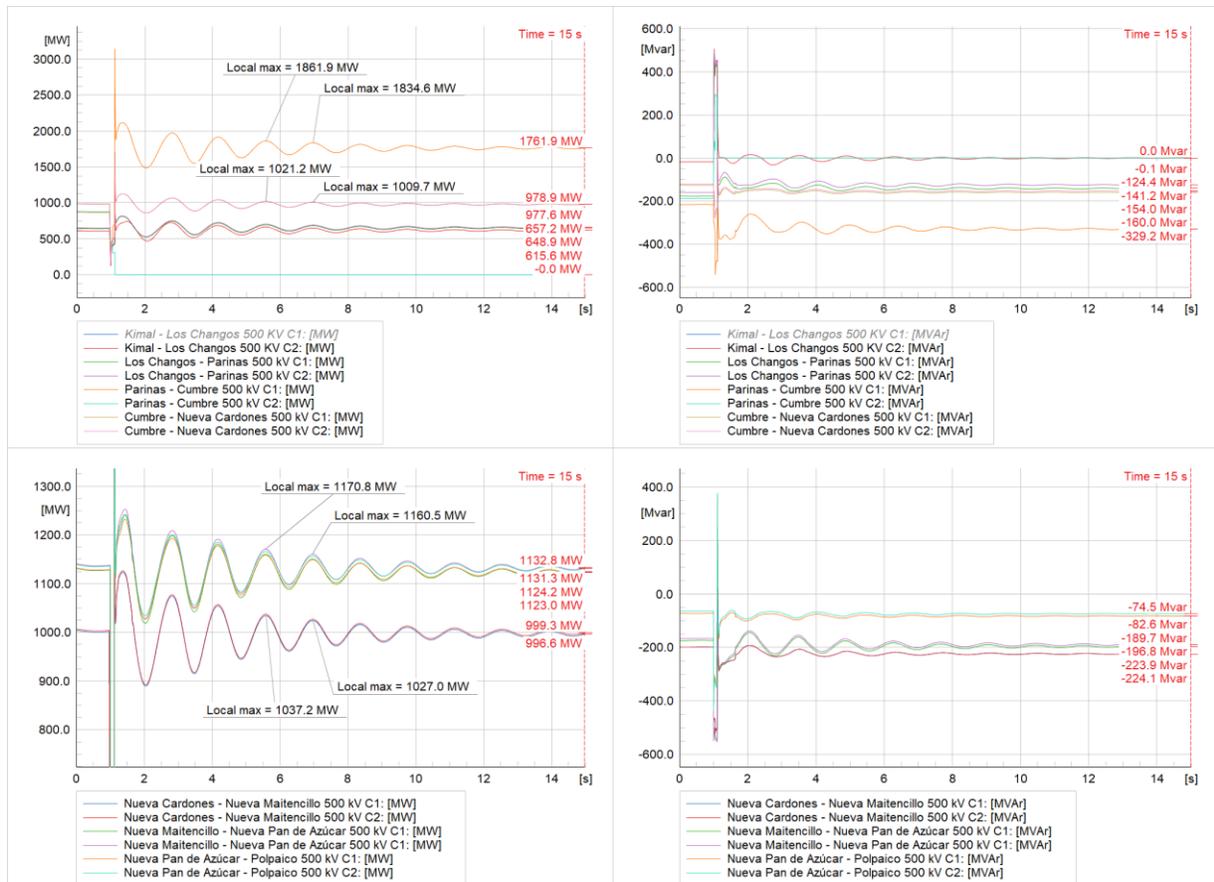


Figura 5.12 : Transferencias por líneas de 500 kV, para falla de severidad 4 en la línea Parinas-Cumbre, para transferencia pre-falla por Línea Parinas – Cumbre 500 kV de 1750 MW.

De los gráficos anteriores se calculan los factores de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, a partir de la potencia activa transferida en las principales líneas de transmisión del corredor de 500 kV de la zona Centro Norte del SEN, los que se muestran la Tabla 5.47. De esa tabla se aprecia que en el caso de transferencia de 1700 MW por la línea Los Changos – Parinas se cumple con el criterio del amortiguamiento mínimo de 5% establecido en la NT de SyCS, no así en el caso de transferencias de 1750 MW, por el mismo tramo.

Tabla 5.47 Factores de amortiguamiento.

Caso	Contingencia Severidad 4	Tramo medido	Factor Amortiguamiento [%]
Parinas - Cumbre 500 kV: 1700 MW	Parinas – Cumbre 500 kV C2. Extremos Parinas	Parinas – Cumbre 500kV C1	5.77
		Nva.Maitencillo - Nva.Pan de Azúcar 500kV C2	5.67
		Cumbre - Nva. Cardones 500kV C2	5.69
		Nva. Cardones - Nva. Maitencillo 500kV C2	5.74
Parinas – Cumbre 500 kV: 1750 MW	Parinas – Cumbre 500 kV C2. Extremos Parinas	Parinas – Cumbre 500kV C1	5.07
		Nva.Maitencillo - Nva.Pan de Azúcar 500kV C2	5.03
		Cumbre - Nva. Cardones 500kV C2	5.04
		Nva. Cardones - Nva. Maitencillo 500kV C2	4.98

A partir del límite por estabilidad dinámica calculado anteriormente, se procedió a determinar los límites por regulación de tensión y estabilidad de tensión en régimen permanente, aumentando gradualmente la transferencia post contingencia por el tramo analizado mediante el aumento de generación en el Norte Grande y la disminución de generación en la zona de Charrúa. En la Figura 5.13 se muestran los resultados de estos análisis.

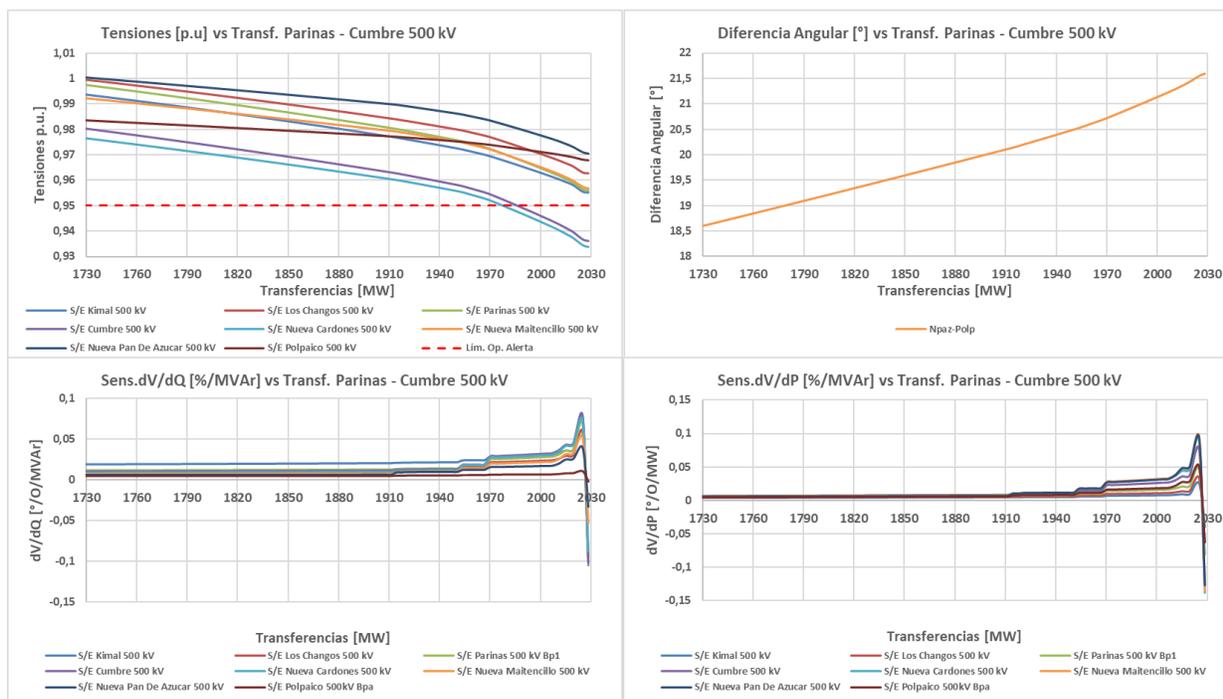


Figura 5.13 : Transferencias Parinas – Cumbre Caso A2. Falla de un circuito de línea

La Tabla 5.48 resume las transferencias postcontingencia máximas admisibles para las líneas de 500 kV del tramo Parinas – Cumbre, obtenidas a partir del análisis de estabilidad de tensión mostrado en la figura anterior, diferenciando las causas de la limitación.

Tabla 5.48 Transferencias Máximas Postcontingencia línea Parinas - Cumbre 500 kV [MW]. Caso A2a

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
A2a	1977	2019	2028

Por otra parte, La Tabla 5.49 muestra las transferencias precontingencia, para el límite más restrictivo obtenido del análisis de estabilidad de tensión (ver Tabla 5.48) y para el límite determinado por estabilidad dinámica asociado al cumplimiento del factor de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, de la cual se puede inferir que éste último es criterio es el que impone la mayor restricción de transferencia por el tramo de 500 kV Los Changos – Painas – Cumbre. Es importante mencionar que, estos límites precontingencia son conservadores, ya que suponen que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande.

Tabla 5.49 Transferencias precontingencia línea Parinas- Cumbre 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso A2a

Caso	Límite de transferencia precontingencia (regulación de tensión)	Límite de transferencia precontingencia (estabilidad dinámica)	Límite de transferencia más restrictivo precontingencia
	P [MW]	P [MW]	P [MW]
A2a	1926	1700	1700

En las tablas siguientes se presenta, para cada caso analizado, la generación por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro-sur) y tecnología (sincrónica, solar, eólica y PMGD), la inercia por zona y las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

*Tabla 5.50 Generación por zona y tecnología. Casos A2.*

Zona	Caso A2					Caso. A2a				
	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]
Norte Grande	1350	2091	690	137	4268	1464	1914	963	125	4466
Norte Chico	125	1578	394	286	2382	125	1445	367	261	1998
Centro-sur	2752	340	362	1256	4710	2778	313	362	1256	4708
<b>Total</b>	<b>4227</b>	<b>4009</b>	<b>1446</b>	<b>1679</b>	<b>11360</b>	<b>4367</b>	<b>3671</b>	<b>1692</b>	<b>1643</b>	<b>11373</b>

*Tabla 5.51 Inercia por zona. Casos A2.*

Zona	Caso A2 [GVAs]	Caso A2a [GVAs]
Norte Grande	11.5	11.5
Norte Chico	2.7	2.7
Centro-sur	26.5	26.5
<b>Total</b>	<b>40.6</b>	<b>40.6</b>

*Tabla 5.52 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A2.*

Tramo	Caso A2 [MW]	Caso. A2a [MW]
Kimal - Los Changos	526	601
Los Changos - Parinas	1066	1421
Parinas - Cumbre	1507	1697
Cumbre - Nueva Cardones	1816	1943
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1932	2001
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	2266	2270
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	2265	2263

***b) Caso B: Falla de un circuito de las líneas Parinas-Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencias Sur → Norte***

Se analizaron las transferencias máximas admisibles por las líneas Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el sentido Sur → Norte.

Los escenarios analizados corresponden a los casos B1, B1s y B1b, todos corresponden a un escenario de demanda media (alrededor de 9000 MW de generación bruta total del SEN) en él se analizarán los límites máximos de transferencias del sistema de 500kV. Ambos casos presentan una baja generación ERV en la zona Norte del SEN, equivalente únicamente a generación eólica.

Cabe señalar que, tanto para los análisis estáticos como dinámicos, se consideró que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia analizada proviene del de la zona Sur. Por lo tanto, los límites precontingencia obtenidos son conservadores, ya que en la operación real parte de la reserva podría ser aportada por las unidades de la zona Centro-Sur.

***b.1) Caso B1: Escenario de demanda media – Determinación límites de transmisión***

En este caso, se analizaron las transferencias máximas admisibles por las líneas Parinas - Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el sentido Sur → Norte. Para ambos tramos la contingencia más crítica que define su limitación corresponde a la falla de un circuito del mismo tramo.

Para este análisis se han considerado condiciones generales para los casos B1 y B1s, similares a las consideradas en el estudio del año pasado, las cuales se describen a continuación:

- Un escenario de demanda media de noche (alrededor de 9000 MW de generación bruta total del SEN).
- Tanto los reactores de 175 MVAR de las SS/EE Los Changos y Nueva Cardones 500 kV, como los reactores de 150 MVAR de la S/E Parinas se encuentran desconectados, ya que ello permite alcanzar mayores transferencias por los tramos analizados respetando los límites de tensión admisibles en Estado Normal y Estado de Alerta.
- Los bancos de CCEE ubicados en los terciarios de los transformadores 220/110 kV del Norte Chico, así como el banco de CCEE de 75 MVAR conectado a las barras de 220 kV de S/E Pan de Azúcar, se encuentran conectados.
- Una baja generación de ERV en la zona norte del SEN y que al tratarse de un escenario de noche corresponde solo eólico. Todos los parques eólicos se consideran aportando potencia reactiva nula o muy baja, tomando en cuenta que la NTSyCS, en su artículo 3-9, no les exige capacidad de entrega u absorción de reactivos para un nivel de potencia activa menor que 20% de su potencia nominal.

- En el Norte Grande un despacho de las dos unidades de la central TER Angamos, la unidad TER Cochrane U1 y la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV más otras unidades de menor tamaño, lo que equivale a aproximadamente 7.8 GVAs de inercia en la zona.
- Finalmente, y para aumentar las transferencias en las líneas de interés, en la zona de la quinta región se despacharon a plena carga las unidades de las centrales TER Nehuenco, TER Nehuenco II, TER San Isidro II y TER Nueva Ventanas. Adicionalmente, se consideró despachar las 5 unidades de la central Rapel con el fin de no sobrepasar los límites establecidos en el análisis de la Zona Sur.

En cuanto a las inercias determinadas para el Norte Chico para el caso B1 corresponden a las siguientes:

- Con 3 unidades de la central TER Guacolda en servicio.

Para el caso B1s, se consideran las mismas condiciones establecidas para el sistema de 500 kV en la zona Norte Grande al caso B1, con las siguientes diferencias en el despacho de la central TER Guacolda:

- Con 2 unidades de la central TER Guacolda en servicio.

En cuanto a las transferencias en los casos B1 y B1s, se consideraron las siguientes transferencias por el sistema de 500 kV de la zona Norte:

- 1800 MW por la línea Parinas-Cumbre 500 kV, que es un valor que excede con holgura las máximas transferencias que se han alcanzado en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande, que son del orden de los 1600 MW para el período de 12 meses septiembre 2023 a agosto 2024 (Ver Punto 4.2.7).
- 2250 MW por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que corresponde al límite de transmisión determinado para el tramo (Ver sección 5.3).

En la Tabla 5.53 se detalla el despacho base considerado para las unidades sincrónicas de mayor tamaño de la zona Norte Grande.

Tabla 5.53 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande caso B1 y B1s.

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	3.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	3.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9
TER ANGAMOS U1	146.0	1584
TER ANGAMOS U2	146.0	1584
TER COCHRANE U1	145.0	1274
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	357.4	3065
<b>TOTAL</b>	<b>664</b>	<b>7788</b>

Para el análisis del caso B1b, se realizan algunos ajustes en cuanto a las condiciones generales y transferencias del sistema de 500 kV, los cuales se detallan a continuación:

- Los bancos de CCEE ubicados en los terciarios de los transformadores 220/110 kV del Norte Chico, así como el banco de CCEE de 75 MVar conectado a las barras de 220 kV de S/E Pan de Azúcar, se encuentran conectados.
- Una baja generación de ERV en la zona norte del SEN y que al tratarse de un escenario de noche corresponde solo eólico. Todos los parques eólicos se consideran aportando potencia reactiva nula o muy baja, tomando en cuenta que la NTSyCS, en su artículo 3-9, no les exige capacidad de entrega u absorción de reactivos para un nivel de potencia activa menor que 20% de su potencia nominal.
- En el Norte Grande un despacho de las dos unidades de la central TER Angamos, la unidad TER Cochrane U1 y la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV más otras unidades de menor tamaño, lo que equivale a aproximadamente 7.8 GVAs de inercia en la zona.
- Finalmente, en la zona central se considera TER San Isidro II y TER Nueva Ventanas. Adicionalmente, se consideró despachar las 3 unidades de la central Rapel con el fin de no sobrepasar los límites establecidos en el análisis de la Zona Sur.

En cuanto a las inercias determinadas para el Norte Chico para el caso B1b, corresponde a la misma establecida en el caso B1:

- Con 3 unidades de la central TER Guacolda en servicio.

En cuanto a las transferencias en el caso B1b, se consideraron las siguientes transferencias por el sistema de 500 kV de la zona Norte:

- 1600 MW por la línea Parinas-Cumbre 500 kV inicialmente, valor alcanzado en el tramo Parinas-Cumbre 500 kV en el período de 12 meses septiembre 2023 a agosto 2024 (Ver Punto 4.2.7), en condiciones de mínima inercia (7.8 GVAs).
- 1700 MW por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, valor alcanzado en este tramo bajo las mismas condiciones de inercia establecidas en el punto anterior en el mismo periodo.

El ejercicio propuesto para el caso B1b corresponde al aumento de transferencia en el tramo Parinas-Cumbre 500 kV, determinando un límite por estabilidad dinámica, verificando en conjunto con los límites estáticos, el más restrictivo. Para lograr el objetivo se reduce la generación eólica hasta llegar a valores nulos, y en función de lo anterior, disminuir la generación sincrónica para ir en aumento de la transferencia por el sistema de 500 kV.

#### **Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV: Caso B1 Base**

A partir de las condiciones descritas, se determinan los límites por estabilidad de tensión. Para ello se aumentó gradualmente la transferencia postcontingencia por el tramo analizado mediante la disminución de la generación en el Norte Grande y el aumento de generación en la zona de Charrúa. En la Figura 5.14 se muestran los principales resultados de tensiones, las sensibilidades  $dV/dQ$  y  $dV/dP$  y la diferencia angular de las tensiones en las barras de 500 kV de Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, en función de la potencia activa transferida por el circuito sano de la línea. En los gráficos de tensiones se presentan las tensiones en por unidad tomando como base las tensiones de servicio y se indica con una línea segmentada el límite de operación en Estado de Alerta.

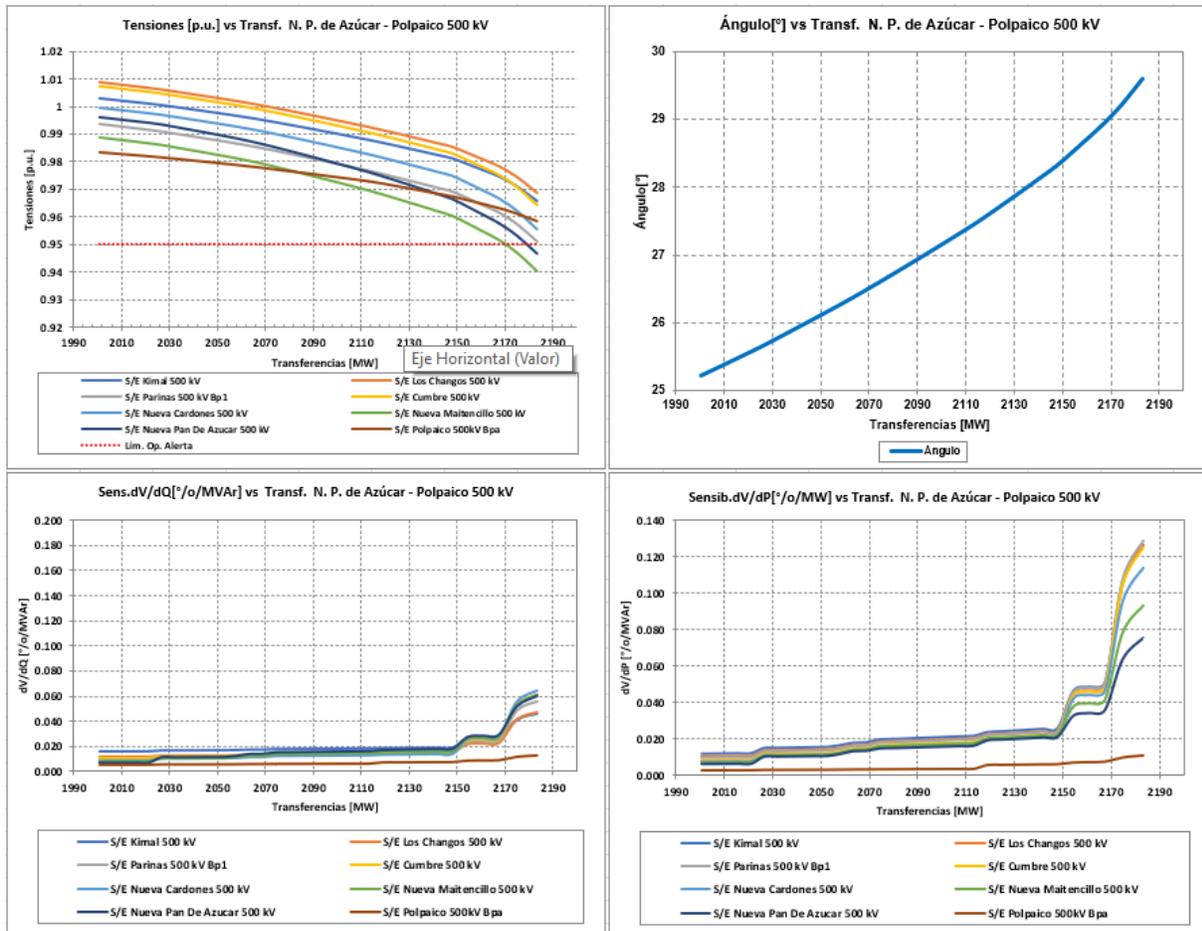


Figura 5.14 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso B1. Falla de un circuito de línea

A partir de los gráficos anteriores, se presentan en la Tabla 5.54 el resumen de las transferencias máximas admisibles postcontingencia por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.54 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Polpaico. Caso B1

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
B1	2167	2160	2183

A partir de la Tabla 5.54, se señala que el límite postcontingencia más restrictivo de acuerdo a los límites establecidos por estabilidad de tensión, sin embargo, se debe considerar los límites establecidos por los TT/CC en el extremo Polpaico, el cual corresponde a 2078 MVA postcontingencia. Luego, en la Tabla

5.55 se señalan los límites de transferencia precontingencia en consideración el límite más restrictivo obtenido del análisis de estabilidad de tensión y para el límite determinado por los TT/CC del extremo Polpaico.

*Tabla 5.55 Transferencias precontingencia línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso B1*

Caso	Límite de transferencia precontingencia (Sensibilidades) <sup>(1)</sup>	Límite de transferencia precontingencia (TT/CC) <sup>(2)</sup>	Límite de transferencia más restrictivo precontingencia
	P [MW]	P [MW]	P [MW]
B1	2330	2250	2250

(1) Para contingencia en un circuito de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico

(2) Límite TT/CC postcontingencia de 2078 MVA.

**Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV: Sensibilidad con dos unidades de la central TER Guacolda en servicio (Caso B1s).**

Para la sensibilidad propuesta, el escenario no experimenta cambios en cuanto a despacho de sus unidades en la zona de Norte Grande, solo presentado una unidad menos despacha en la central TER Guacolda. En la Figura 5.15 se muestran los principales resultados de tensiones, las sensibilidades  $dV/dQ$  y  $dV/dP$  y la diferencia angular de las tensiones en las barras de 500 kV de Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, en función de la potencia activa transferida por el circuito sano de la línea. En los gráficos de tensiones se presentan las tensiones en por unidad tomando como base las tensiones de servicio y se indica con una línea segmentada el límite de operación en Estado de Alerta.

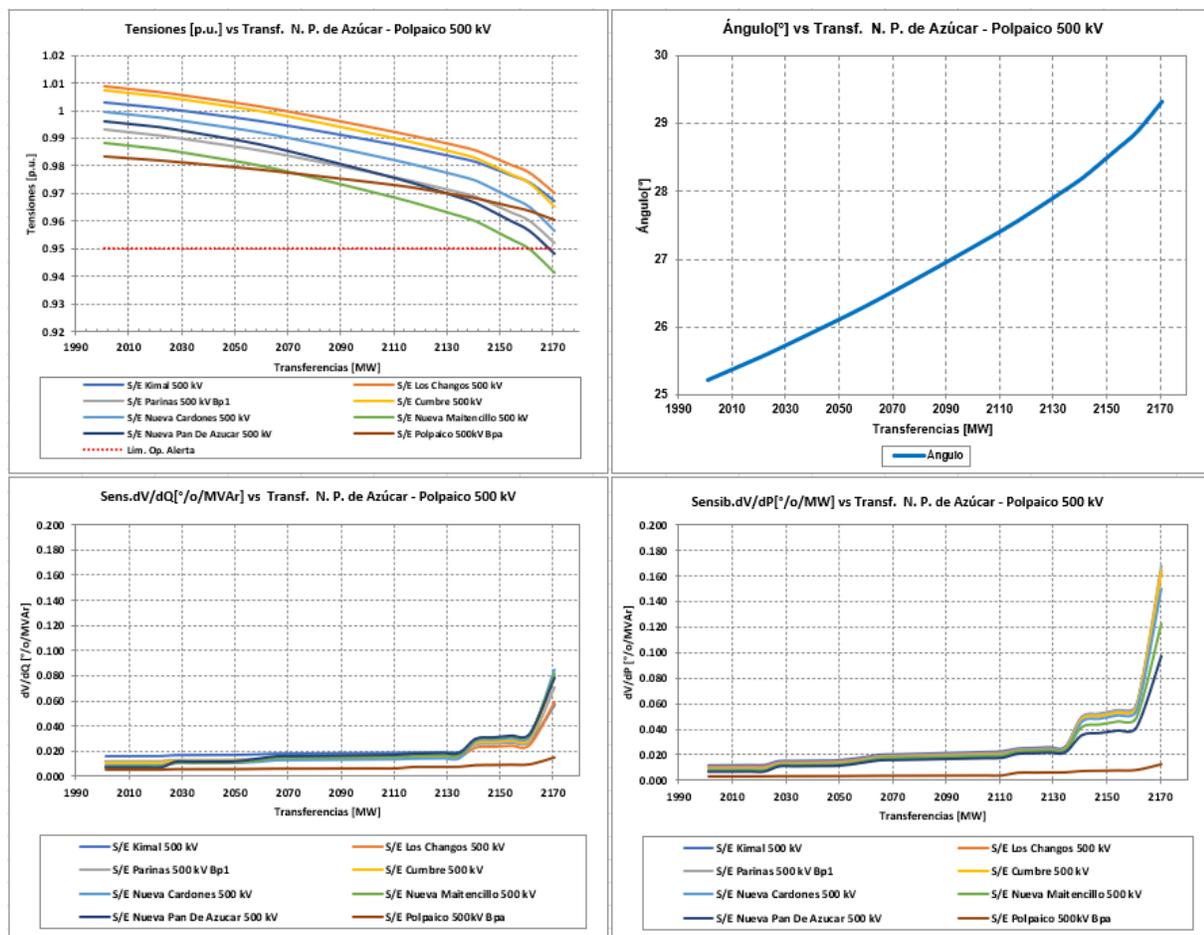


Figura 5.15 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso B1s. Falla de un circuito de línea

A partir de los gráficos anteriores, se presentan en la Tabla 5.56 el resumen de las transferencias máximas admisibles postcontingencia por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.56 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Polpaico. Caso B1s.

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
B1s	2160	2154	2170

De lo anterior, se señala que el límite postcontingencia más restrictivo corresponde al establecido por estabilidad de tensión, sin embargo, nuevamente se debe considerar los límites establecidos por los TT/CC en el extremo Polpaico, el cual corresponde a 2078 MVA postcontingencia. Luego, en la Tabla 5.57 se señalan los límites de transferencia precontingencia en consideración el límite más restrictivo

obtenido del análisis de estabilidad de tensión y para el límite determinado por los TT/CC del extremo Polpaico.

*Tabla 5.57 Transferencias precontingencia línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso B1s.*

Caso	Límite de transferencia precontingencia (sensibilidades) <sup>(1)</sup>	Límite de transferencia precontingencia (TT/CC) <sup>(2)</sup>	Límite de transferencia más restrictivo precontingencia
	P [MW]	P [MW]	P [MW]
B1s	2320	2250	2250

(1) Para contingencia en un circuito de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico

(2) Límite TT/CC postcontingencia de 2078 MVA.

### **Línea Parinas – Cumbre 500 kV: Caso B1 Base**

El mismo ejercicio es repetido para el análisis del tramo de la línea Parinas – Cumbre 500 kV. Para ello se considera que el caso más restrictivo se presenta cuando la potencia máxima transferida es similar en ambos tramos, es decir, se asume que la generación de las centrales que se conectan a la subestación Parinas es nula. Asimismo, se considera que la transferencia de potencia por el tramo de 500 kV Pan de Azúcar – Polpaico es de 2250 MW, lo que equivale al límite de transmisión para dicho tramo determinado en el análisis del capítulo anterior.

Luego, en la Figura 5.16 se muestran los resultados del análisis de estabilidad de tensión realizado. En los gráficos de tensiones se presentan las tensiones en por unidad tomando como base las tensiones de servicio y se indica con una línea segmentada el límite de operación en Estado de Alerta.

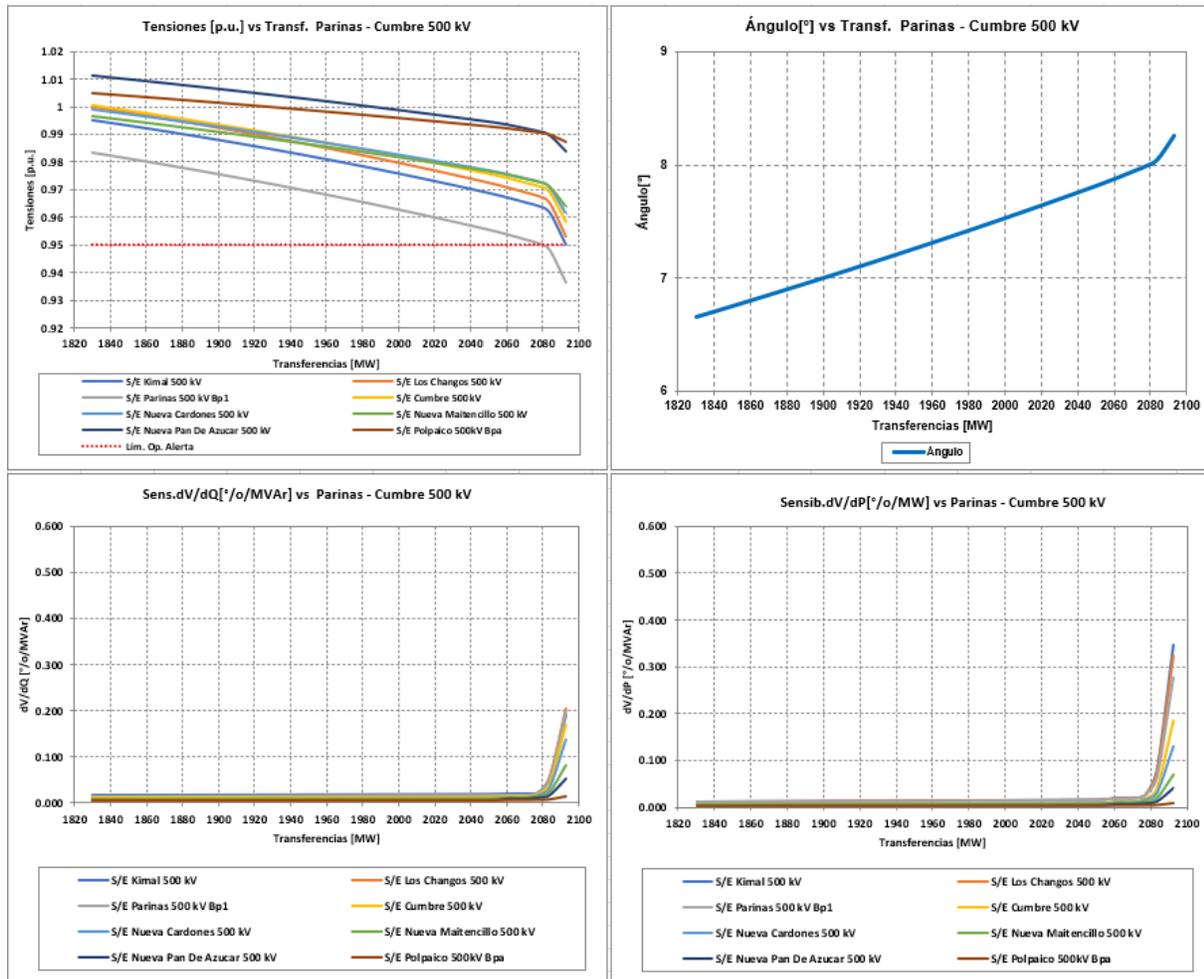


Figura 5.16 Transferencias Parinas - Cumbre Caso B1. Falla de un circuito de línea.

A partir de los gráficos anteriores, se presentan en la Tabla 5.58 las transferencias máximas admisibles postcontingencia en el tramo estudiado.

Tabla 5.58 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Parinas - Cumbre [MW], medidas en Parinas. Caso B1.

Caso	Transferencias Máximas Post-contingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
B1	2083	2077	2092

A partir de lo presentado, se determinan los límites precontingencia del tramo estudiado (ver Tabla 5.60), el cual, a su vez, considera un análisis de estabilidad transitoria como se presentará en la sección correspondiente.

## Línea Parinas – Cumbre 500 kV: Sensibilidad con dos unidades de la central TER Guacolda en servicio (Caso B1s).

El mismo ejercicio es repetido para el análisis del tramo de la línea Parinas – Cumbre 500 kV. Para ello se considera que el caso más restrictivo se presenta cuando la potencia máxima transferida es similar en ambos tramos, es decir, se asume que la generación de las centrales que se conectan a la subestación Parinas es nula. Asimismo, se considera que la transferencia de potencia por el tramo de 500 kV Pan de Azúcar – Polpaico es de 2250 MW, lo que equivale al límite de transmisión para dicho tramo determinado en el análisis del capítulo anterior.

Luego, en la Figura 5.17 se muestran los resultados del análisis de estabilidad de tensión realizado. En los gráficos de tensiones se presentan las tensiones en por unidad tomando como base las tensiones de servicio y se indica con una línea segmentada el límite de operación en Estado de Alerta.

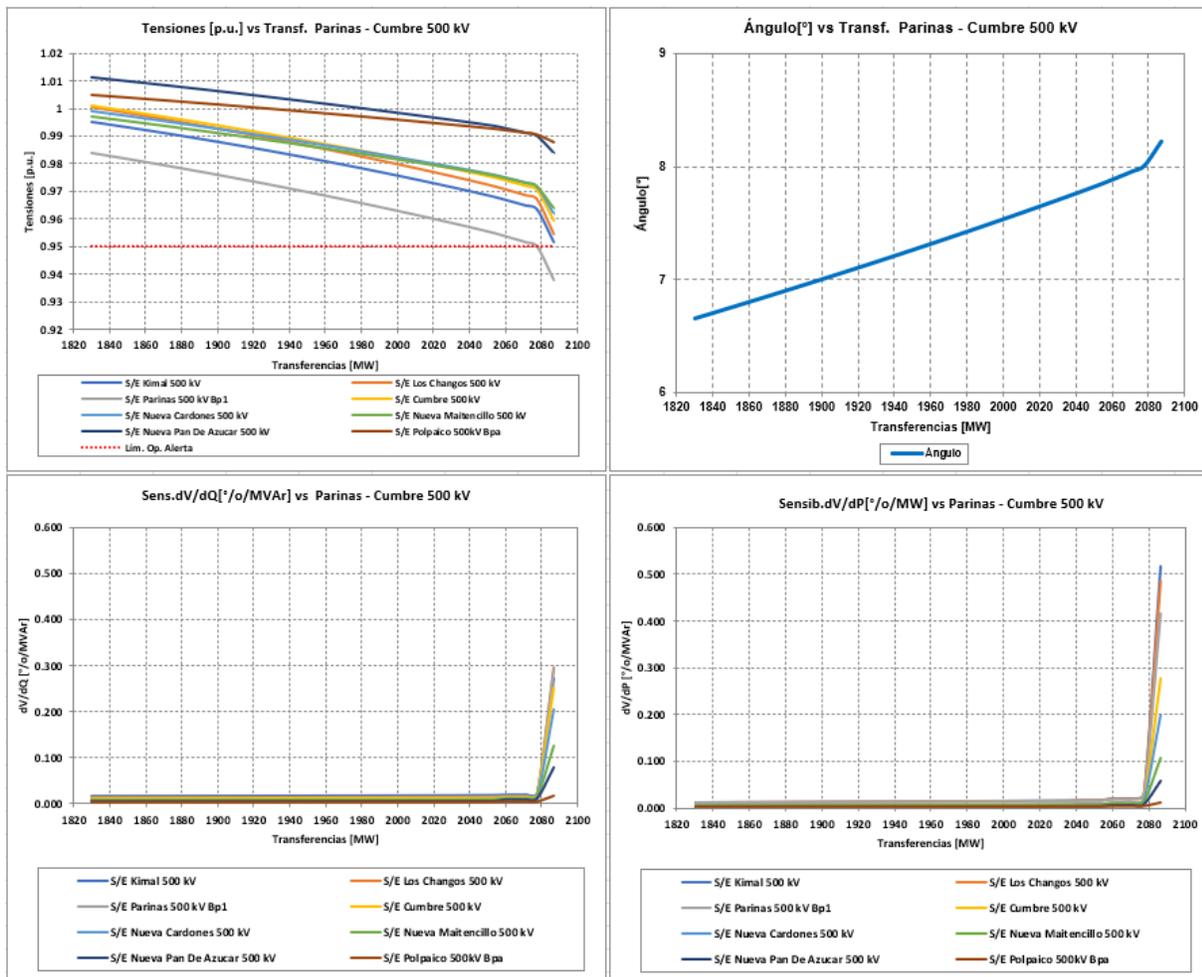


Figura 5.17 Transferencias Parinas - Cumbre Caso B1s. Falla de un circuito de línea.

A partir de los gráficos anteriores, se presentan en la Tabla 5.59 las transferencias máximas admisibles postcontingencia en el tramo estudiado.

*Tabla 5.59 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Parinas - Cumbre [MW], medidas en Cumbre. Caso B1s.*

Caso	Transferencias Máximas Post-contingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
B1s	2077	2071	2086

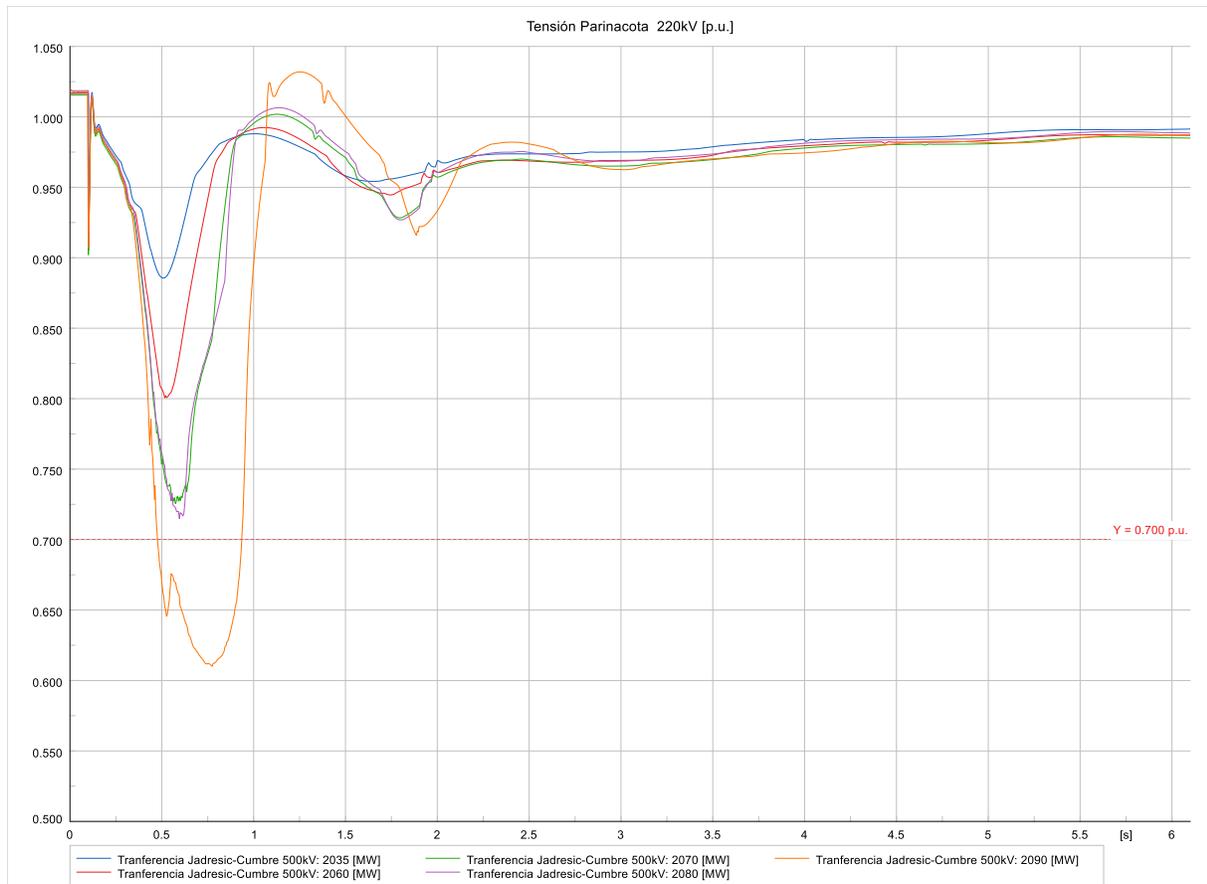
De la tabla anterior, y su límite más restrictivo, correspondiente a 2071 MW, es que se determina un límite de precontingencia de 2030MW.

**Línea Parinas – Cumbre 500 kV: Determinación límite por estabilidad transitoria (Caso B1b).**

En función de lo presentado anteriormente para el tramo de Parinas – Cumbre 500 kV, se emplea un escenario que determine un límite de transferencia por estabilidad transitoria ante la contingencia de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16, siendo esta de la más complejas de superar para escenarios de esta característica.

Dicho escenario cuenta con igual demanda en el sistema y en la zona de Norte Grande, y una inercia idéntica al caso base, con diferencias en la potencia despachada de unidades en servicio, las cuales son empleadas para ir en aumento de la transferencia en el tramo en cuestión. Adicionalmente, es relevante mencionar que, en los casos de más altas transferencias alcanzadas, se presenta la ausencia de generación eólica en el Norte Grande.

A partir del ejercicio propuesto, se realizaron simulaciones considerando distintos niveles de transferencias, alcanzando los 2090 MW. Los resultados se presentan en la Figura 5.18, mostrando que a partir de un aumento en las transferencias por sobre 2080 MW, no se cumplen con los estándares de recuperación dinámica de tensión, a pesar de ello, dicho límite resulta superior al establecido en los análisis previos.



**Figura 5.18 Tensión en barra Parinacota 220 kV ante una falla de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV. Casos con aumento en transferencia Pre-falla por Línea Parinas – Cumbre desde 2035 MW a 2090 MW.**

Finalmente, en la Tabla 5.60 se presentan las transferencias precontingencia correspondientes a los límites más restrictivos. Hay que mencionar que, para determinar el límite precontingencia se consideró que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades de la zona de Charrúa. Por lo tanto, este límite es conservador, ya que en la operación real parte de la reserva será aportada por las unidades del resto del sistema.

**Tabla 5.60 Transferencias precontingencia línea Los Changos - Parinas- Cumbre 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso B1b.**

Caso	Límite de transferencia precontingencia (sensibilidad) <sup>(1)</sup>	Límite de transferencia precontingencia (estabilidad transitoria) <sup>(2)</sup>	Límite de transferencia más restrictivo precontingencia
	P [MW]	P [MW]	P [MW]
B1b	2035	2080	2035

(1) Para contingencia en un circuito de la línea de 500 kV Parinas - Cumbre.

(2) Para contingencia de severidad 5, correspondiente a la salida intempestiva de unidad TER Tocopilla U16.

Cabe señalar que el límite de transmisión de la línea Parinas – Cumbre 500 kV es sensible al número de unidades sincrónicas en servicio en el Norte Grande, especialmente de las centrales que inyectan su energía en las SS/EE Los Changos y Kapatur. Por su parte, el límite de transmisión de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV es sensible al número de unidades sincrónicas en servicio en la zona centro, especialmente de los ciclos combinados de San Luis, la central HE Rapel y las unidades TER Campiche U1 y TER Nueva Ventanas U1. Por lo tanto, en la medida que existan más o menos unidades en servicio en dichas zonas, los límites podrían verse modificados.

En las siguientes tablas se presenta, para el Caso B1, la generación por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro-sur) y tecnología (sincrónica, solar, eólica y PMGD), la inercia por zona y las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

*Tabla 5.61 Generación por zona y tipo. Casos B1.*

Zona	Caso B1					Caso. B1s					Caso. B1b (1)				
	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]
Norte Grande	848	-	91	6	945	848	-	91	6	945	678	-	0	6	684
Norte Chico	139	-	35	5	179	101	-	60	5	166	139	-	1190	5	1334
Centro-sur	6738	-	1353	88	8179	6738	-	1353	88	8179	5837	-	1353	88	7278
<b>Total</b>	<b>7725</b>	<b>0</b>	<b>1479</b>	<b>100</b>	<b>9304</b>	<b>7687</b>	<b>0</b>	<b>1504</b>	<b>100</b>	<b>9291</b>	<b>6654</b>	<b>0</b>	<b>2543</b>	<b>100</b>	<b>9297</b>

*Tabla 5.62 Inercia por zona. Casos B1.*

Zona	Caso B1 [GVA]	Caso. B1s [GVA]	Caso. B1b [GVA] (1)
Norte Grande	7.8	7.8	7.8
Norte Chico	2.7	1.8	2.7
Centro-sur	36.2	36.2	39.3
<b>Total</b>	<b>46.7</b>	<b>45.8</b>	<b>49.8</b>

*Tabla 5.63 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos B1.*

Tramo	Caso B1 [MW]	Caso. B1s [MW]	Caso. B1b [MW] (1)
Kimal - Los Changos	800	800	893
Los Changos - Parinas	1400	1400	1642
Parinas - Cumbre	1800	1800	2080
Cumbre - Nueva Cardones	1772	1771	2030
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1888	1887	2075
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	2038	2038	1806
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	2250	2250	1700

(1) Se considero el caso que cuenta con 2080 MW de transferencias por la línea Parinas – Cumbre 500 kV

### 5.3.3 Verificación Dinámica

Se verificó el comportamiento dinámico del SEN para una contingencia severidad 4 en las líneas de 500 kV Parinas – Cumbre y Pan de Azúcar – Polpaico, con transferencias en el sentido Norte → Sur (Caso A) y en el sentido Sur → Norte (Caso B). Para la contingencia en la línea Parinas – Cumbre con transferencias Norte → Sur (Caso A2), se presentan los resultados para el nivel de transferencia límite que cumple los estándares de recuperación dinámica.

Tabla 5.64 Verificación Dinámica Casos A y B zona Norte Chico.

Elemento Fallado	Tipo Falla	Estabilidad		Comportamiento Tensión			Frecuencia fmin>48.9
		Amortiguamiento	Ángulo	Vmin≥0.7 en 50ms	V≥0.8 en 1s	V en ±10% en 20s	
Caso A1: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Nva. Pan de Azúcar con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A1s1: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Nva. Pan de Azúcar con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A1s2: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Nva. Pan de Azúcar con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A2: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Los Changos con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A2a- Línea Parinas - Cumbre 500 kV	2F-T extremo Nva. Pan de Azúcar con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1: Línea Parinas - Cumbre 500 kV	2F-T extremo Parinas con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Polpaico con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1s: Línea Parinas - Cumbre 500 kV	2F-T extremo Parinas con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1s: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Polpaico con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Los resultados de las simulaciones dinámicas se encuentran en el Anexo 7.12.

### 5.3.4 Resumen Zona Norte Chico

Tabla 5.65. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 500 kV.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Capacidad Otros Equipos Serie [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión [MW]		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comp. Dinám.	Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Parinas – Cumbre 500 kV C1 y C2	Parinas	Cumbre	2613 (4)	2598 (5)	2598	CCSS Permanente 2x1585  Sobrecarga 15 min. 2140	Norte→Sur: Caso A2a: Falla 1 circuito Parinas-Cumbre  Sur→Norte: Caso B1: Falla 1 circuito Parinas-Cumbre  Caso B1s: Falla 1 circuito Parinas-Cumbre	Norte→Sur: Caso A2a: 2019  Sur→Norte: Caso B1: 2077  Caso B1s: 2071	Norte→Sur: Caso A2a: 1977  Sur→Norte: Caso B1: 2083  Caso B1s: 2077	Norte→Sur: Caso A2a: Cumple  Sur→Norte: Caso B1: Cumple  Caso B1s: Cumple	Norte→Sur: Caso A2a: Parinas  Sur→Norte: Caso B1: Cumbre  Caso B1s: Cumbre	Norte→Sur: Caso A2a: 1700  Sur→Norte: Caso B1: 2035  Caso B1s: 2030	Norte→Sur: Caso A2a: 1730  Sur→Norte: Caso B1: 2077  Caso B1s: 2071	Norte→Sur: Caso A2a: Amortiguamiento  Sur→Norte: Caso B1: Estabilidad de tensión  Caso B1s: Estabilidad de tensión	
Cumbre – Nva. Cardones 500 kV C1 y C2	Cumbre	Nueva Cardones	2613	2598	2598	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140					Ambos	-	2140 (2)	CCSS	
Nva. Cardones – Nva. Maitencillo 500 kV C1 y C2	Nueva Cardones	Nueva Maitencillo	2356	2598	2598						Ambos	-	2356	Conductor	
Nva. Maitencillo – Nva. Pan de Azúcar 500 kV C1 y C2	Nueva Maitencillo	Nueva Pan de Azúcar	2317	2598	2598	CCSS Permanente 2x1700 Sobrecarga 15 min. 2210					Nueva Pan de Azúcar	-	2210 (2)	CCSS	

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Capacidad Otros Equipos Serie [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión [MW]		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comp. Dinám.	Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C1 y C2	Nueva Pan de Azúcar	Polpaico	2356	2598	2078	CCSS	CCSS	Norte→Sur: Caso A1: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar-Polpaico	Norte→Sur: Caso A1: 2020	Norte→Sur: Caso A1: 2027	Norte→Sur: Caso A1: Cumple	Norte→Sur: Caso A1: Nva. Pan de Azúcar	Norte→Sur: Caso A1: 2185	Norte→Sur: Caso A1: 2020	Norte→Sur: Caso A1: Estabilidad de tensión
								Norte→Sur: Caso A1s1: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar-Polpaico	Norte→Sur: Caso A1s1: 1935	Norte→Sur: Caso A1s1: 1954	Norte→Sur: Caso A1s1: Cumple	Norte→Sur: Caso A1s1: Nva. Pan de Azúcar	Norte→Sur: Caso A1s1: 2100	Norte→Sur: Caso A1s1: 1935	Norte→Sur: Caso A1s1: Estabilidad de tensión
								Norte→Sur: Caso A1s2: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar-Polpaico	Norte→Sur: Caso A1s2: 2115	Norte→Sur: Caso A1s2: 2102	Norte→Sur: Caso A1s2: Cumple	Norte→Sur: Caso A1s2: Nva. Pan de Azúcar	Norte→Sur: Caso A1s2: 2265 (2173 en Polpaico) (3)	Norte→Sur: Caso A1s2: 2099 (2078 en Polpaico)	Norte→Sur: Caso A1s2: TTCC (3)
						Sobrecarga 15 min. 2210	Sobrecarga 15 min. 2486	Norte→Sur: Caso A2: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar-Polpaico	Norte→Sur: Caso A2: 2129	Norte→Sur: Caso A2: 2110	Norte→Sur: Caso A2: Cumple	Norte→Sur: Caso A2: Nva. Pan de Azúcar	Norte→Sur: Caso A2: 2265 (2173 en Polpaico) (3)	Norte→Sur: Caso A2: 2091 (2078 en Polpaico)	Norte→Sur: Caso A2: TTCC (3)
								Sur→Norte: Caso B1: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar-Polpaico	Sur→Norte: Caso B1: 2160	Sur→Norte: Caso B1: 2167	Sur→Norte: Caso B1: Cumple	Sur→Norte: Caso B1: Polpaico	Sur→Norte: Caso B1: 2250	Sur→Norte: Caso B1: 2070	Sur→Norte: Caso B1: TTCC
								Sur→Norte: Caso B1s: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar-Polpaico	Sur→Norte: Caso B1s: 2154	Sur→Norte: Caso B1s: 2160	Sur→Norte: Caso B1s: Cumple	Sur→Norte: Caso B1s: Polpaico	Sur→Norte: Caso B1s: 2250	Sur→Norte: Caso B1s: 2070	Sur→Norte: Caso B1s: TTCC

- (1) Los valores de la columna “Post Contingencia” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Por lo tanto, sólo se presentan valores para Operación Normal para los tramos críticos analizados en el Punto 5.3.2. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
  - (2) Se considera capacidad de sobrecarga de corta duración.
  - (3) Cabe señalar que actualmente, sin la nueva línea 4x220 kV con la cual se seccionará la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en la S/E Centella, en la operación real se considera un límite precontingencia de 2000 MVA medido en la S/E Polpaico, de manera de dejar un margen de seguridad respecto de la capacidad de sobrecarga permanente de los TTCC de esta subestación – 2078 MVA (Ver Minuta DAOP N°02/2021).
  - (4) Se considera la información de límites térmicos obtenida en la versión anterior del estudio del sistema de Infotécnica para la línea Los Changos – Cumbre 500 kV, ya que actualmente no se encuentra disponible en dicha plataforma la información completa de límites térmicos para todos los subtramos de la línea Parinas – Cumbre 500 kV.
  - (5) Se consideran los valores de corriente nominal primaria de los TTCC indicados en los print outs de los relés de los paños correspondientes, ya que el dato “TAP seleccionado del primario” informado para estos TTCC en el sistema de Infotécnica no es consistente.
- Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web

En las figuras siguientes se resumen las restricciones determinadas para los tramos críticos del sistema de 500 kV para cada caso analizado, indicándose la condición de despacho de unidades generadoras considerada.

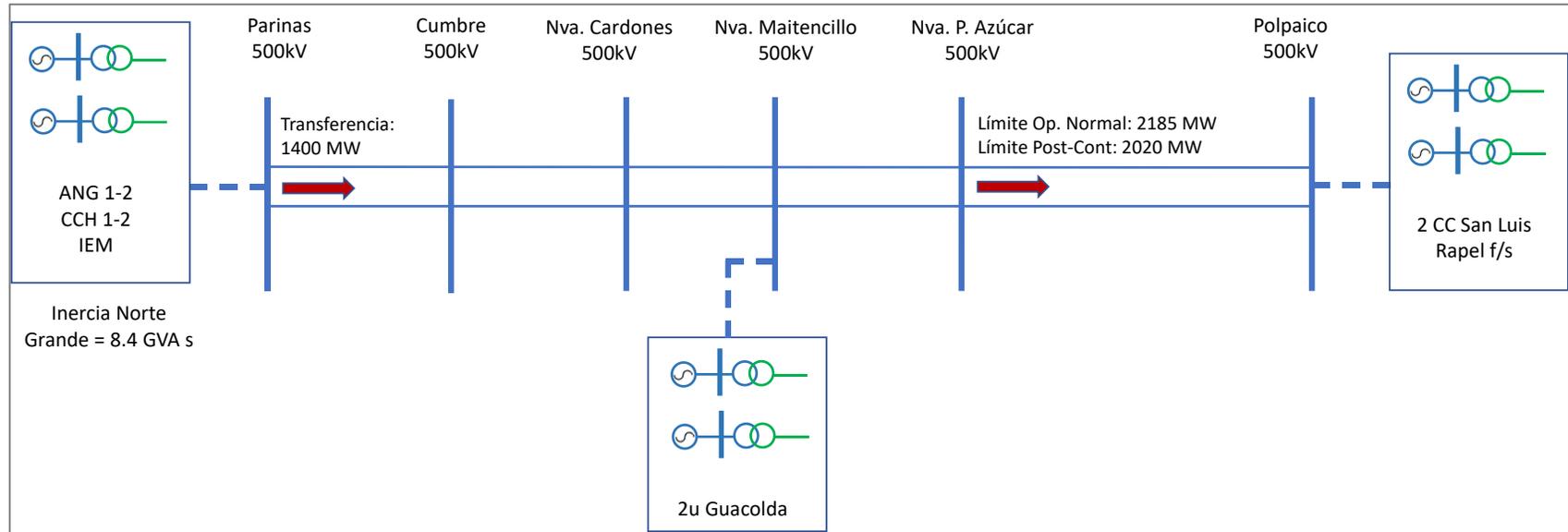


Figura 5.19 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1.

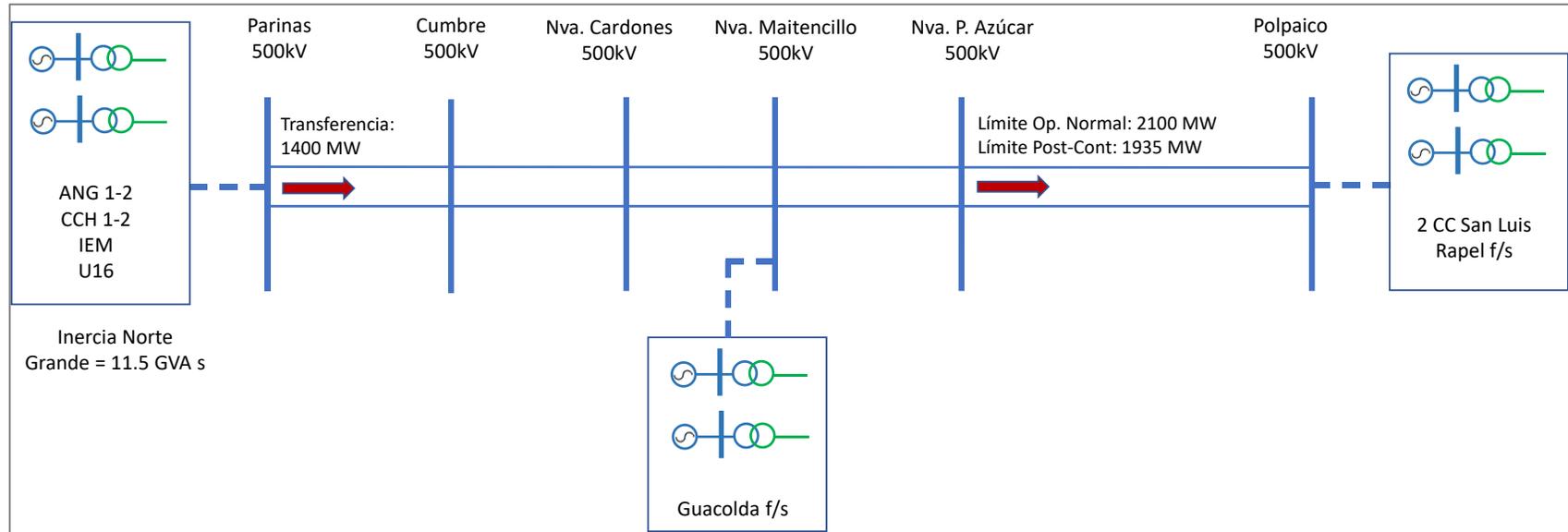


Figura 5.20 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s1: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

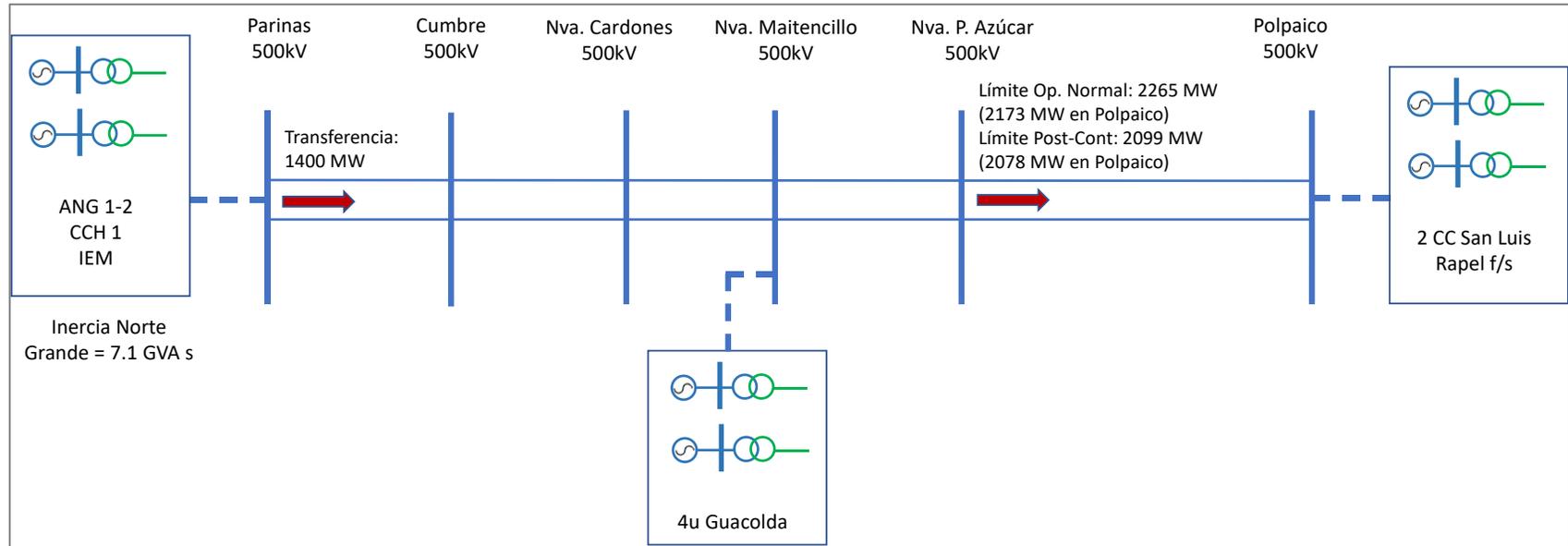


Figura 5.21 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s2: Sensibilidad con 4 unidades de la central TER Guacolda en servicio.

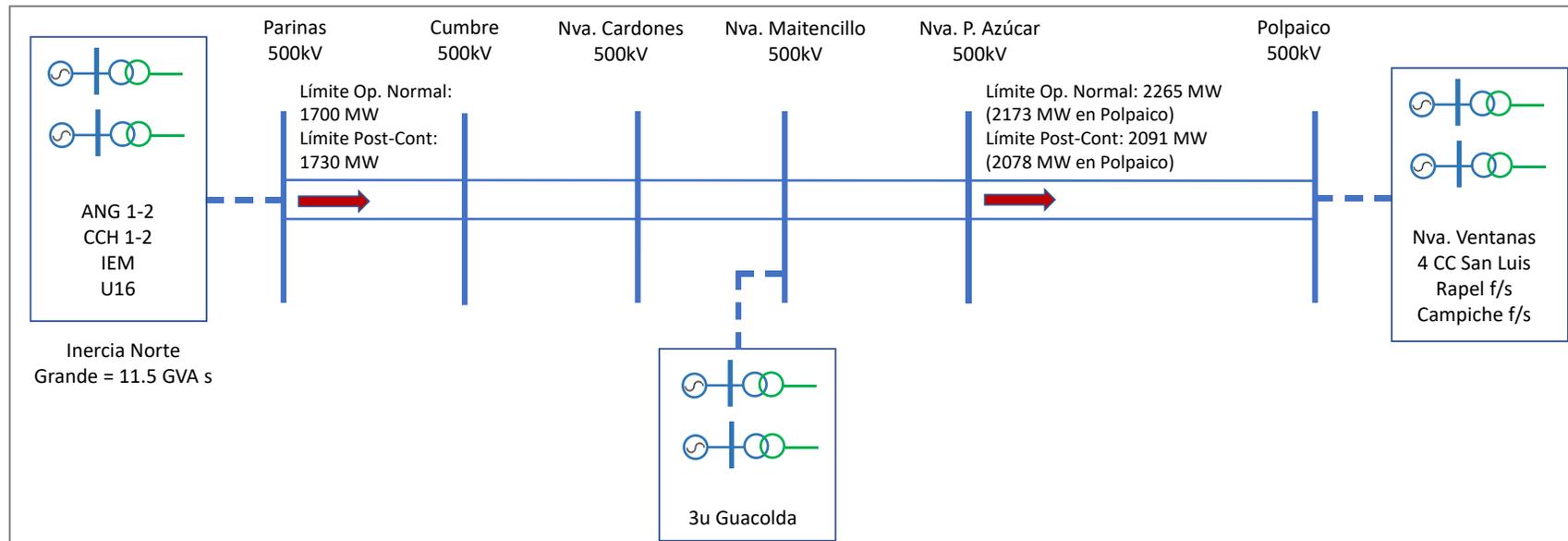


Figura 5.22 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2.

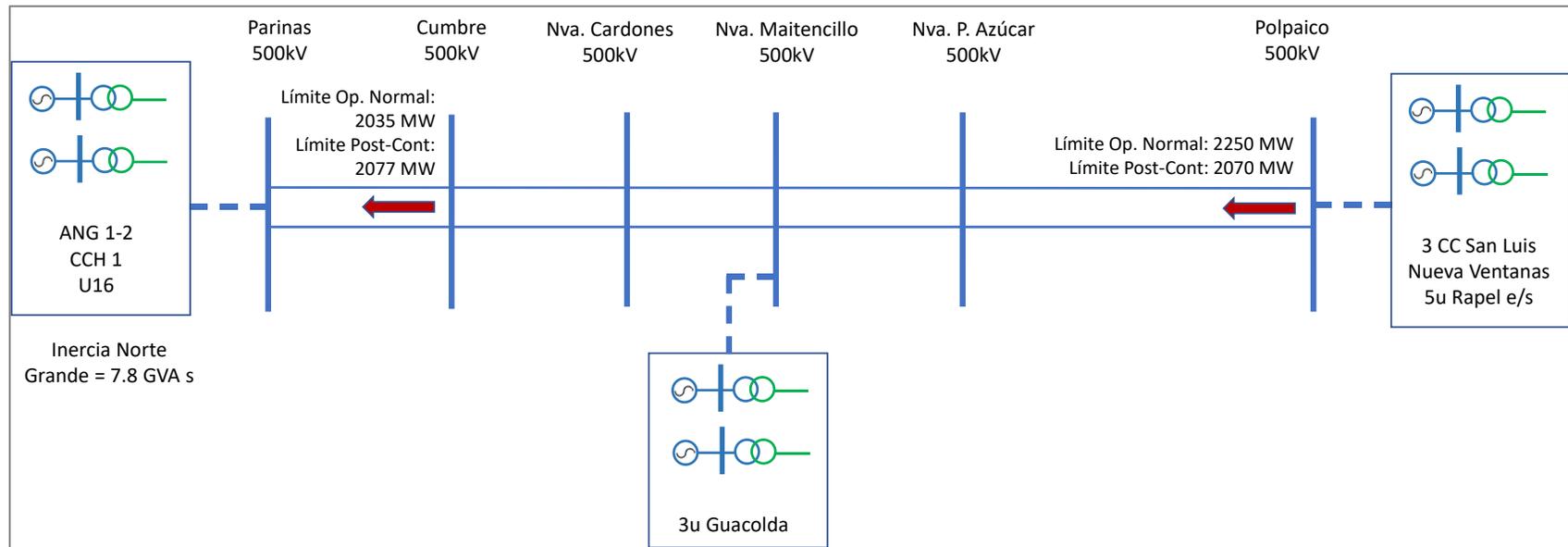


Figura 5.23 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Sur → Norte. Caso B1.

Notar que el caso B1s es equivalente, con la salvedad de que, al contar con 2 unidades de la central TER Guacolda en servicio, el límite en operación normal del tramo Parinas – Cumbre 500 kV baja en 5 MW.

Tabla 5.66. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 220 kV.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino			
Illapa – Cumbre 220 kV C1 y C2	Illapa	Cumbre	701	915	915	Ambos	701	Conductor
Diego de Almagro – Illapa L2 C1 y C2	Diego de Almagro	Illapa	328	366	915	Ambos	328	Conductor
Diego de Almagro – Illapa L1 C3	Diego de Almagro	Illapa	197	549	915	Ambos	197	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L2 C1	Illapa	Carrera Pinto	319	915	732	Ambos	319	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L2 C2	Illapa	Carrera Pinto	319	915	366	Ambos	319	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L1 C3	Illapa	Carrera Pinto	197	915	549	Ambos	197	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L1 C1	Carrera Pinto	San Andrés	431	549	549	Ambos	431	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L2 C1	Carrera Pinto	San Andrés	340	732	549	Ambos	340	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L2 C2	Carrera Pinto	San Andrés	332	366	549	Ambos	332	Conductor
San Andrés – Cardones L1 C1	San Andrés	Cardones	431	549	549	Ambos	431	Conductor
San Andrés – Cardones L2 C2	San Andrés	Cardones	351	549	366	Ambos	351	Conductor
San Andrés – Cardones L2 C3	San Andrés	Cardones	332	549	366	Ambos	332	Conductor
Cardones – Nueva Cardones 220 kV C1 y C2	Cardones	Nueva Cardones	948	915	1143	Ambos	915	TTCC
Cardones – Algarrobal 220kV C1	Cardones	Algarrobal	263	549	457	Ambos	263	Conductor
Cardones – Algarrobal 220kV C2 y C3	Cardones	Algarrobal	282	274	457	Ambos	274	TTCC
Algarrobal – Maitencillo 220kV C1	Algarrobal	Maitencillo	263	457	549	Ambos	263	Conductor
Algarrobal – Maitencillo 220kV C2 y C3	Algarrobal	Maitencillo	282	457	274	Ambos	274	TTCC
Maitencillo – Nueva Maitencillo 220 kV C1 y C2	Maitencillo	Nueva Maitencillo	948	915	1143	Ambos	915	TTCC
Nueva Maitencillo - Punta Colorada 220 kV C1 y C2	Nueva Maitencillo	Punta Colorada	678	572	457	Ambos	457	TTCC
Maitencillo – Agua Amarga 220 kV C1 y C2	Maitencillo	Agua Amarga	197	274	274	Ambos	197	Conductor
Agua Amarga – Don Héctor 220 kV C1	Agua Amarga	Don Héctor	197	274	1372	Ambos	197	Conductor
Agua Amarga – Don Héctor 220 kV C2	Agua Amarga	Don Héctor	208	274	1372	Ambos	208	Conductor
Don Hector – Pta. Colorada 220 kV C1 y C2	Don Héctor	Punta Colorada	197	1372	549	Ambos	197	Conductor

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino			
Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 220 kV C1 y C2	Punta Colorada	Nueva Pan de Azúcar	685	457	1143	Ambos	457	TTCC
Pta. Colorada – Pan de Azúcar 220 kV C1 y C2	Punta Colorada	Pan de Azúcar	197	549	274	Ambos	197	Conductor
Pan de Azúcar – Nueva Pan de Azúcar 220 kV C1 y C2	Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar	948	915	1143	Ambos	915	TTCC
Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra 220 kV C1 y C2	Nueva Pan de Azúcar	Punta Sierra	712	1600	1143	Ambos	712	Conductor
Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV C1	Pan de Azúcar	Don Goyo	197	549	549	Ambos	197	Conductor
Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV C2	Pan de Azúcar	Don Goyo	224	549	183	Ambos	183	TTCC
Don Goyo – La Cebada 220 kV C1	Don Goyo	La Cebada	197	549	457	Ambos	197	Conductor
Don Goyo – La Cebada 220 kV C2	Don Goyo	La Cebada	224	183	457	Ambos	183	TTCC
La Cebada – Punta Sierra 220 kV C1 y C2	La Cebada	Punta Sierra	224	457	549	Ambos	224	Conductor
Punta Sierra - Centella 220 kV C1 y C2	Punta Sierra	Centella	705	1143	1143	Ambos	705	Conductor
Punta Sierra – Las Palmas 220 kV C1 y C2	Punta Sierra	Las Palmas	224	549	549	Ambos	224	Conductor
Las Palmas – Los Vilos 220kV C1 y C2	Las Palmas	Los Vilos	224	549	549	Ambos	224	Conductor
Los Vilos – Nogales 220 kV C1 y C2	Los Vilos	Nogales	224	549	1372	Ambos	224	Conductor

(1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.

**Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

## 5.4 Zona Centro Sur 500 kV

Esta zona contempla las líneas en 500 kV del centro del sistema eléctrico nacional, entre las SS/EE de 500 kV Charrúa, Entre Ríos, Ancoa, Alto Jahuel y Polpaico. En total la longitud de este sistema es aproximadamente 500 km.

Para el análisis de esta zona se considera el límite térmico, se determina si se presenta el límite por estabilidad de tensión para la contingencia más crítica, y posteriormente se verifica el comportamiento dinámico para las fallas mencionadas con la transferencia más restrictiva.

Las capacidades térmicas de conductores, TT/CC, compensación serie y transformadores de poder se encuentran en el Anexo 7.4. Los factores de redistribución de flujos ante contingencia de transmisión se encuentran en el Anexo 7.11.

Es importante mencionar que la compensación serie de las líneas del sistema de 500 kV (zona centro) tiene una capacidad nominal de 1700 A, sin embargo, es posible sobrecargar dichas compensaciones a niveles de 2235 A de Ancoa al norte y 2133 A de Ancoa al sur, por un tiempo máximo de 15 minutos. Dichos valores se pueden encontrar en el Anexo 7.4.4.

### 5.4.1 Límite por Estabilidad de Tensión Sistema de 500 kV

En esta sección se presenta el análisis de un escenario las máximas transferencias por las líneas del sistema de 500 kV, ante la desconexión intempestiva de las unidades TER San Isidro II TG TV, Tocopilla U16 e IEM U1. Cabe señalar que en los escenarios evaluados la falla de líneas del sistema de transmisión de 500 kV significó una exigencia menor para el sistema.

Además, se debe tener en cuenta que las transferencias admisibles por el sistema de 500 kV también están supeditadas a la capacidad de los transformadores 500/220 kV en S/E Polpaico, S/E Alto Jahuel, S/E Ancoa y S/E Charrúa; a la capacidad térmica de las compensaciones serie (CCSS) de las líneas Charrúa – Ancoa 500 kV, Entre Ríos – Ancoa 500kV, Ancoa – Alto Jahuel 500 kV y Puente Negro – Colbún 220 kV; y a la capacidad de los TTCC correspondientes.

El resumen de las restricciones para la zona Centro Sur 500 kV, se muestra en la Tabla 5.69.

#### ***a) Caso A1: Salida Intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Baja Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis. SVC Plus Entre Ríos +/-200MVar E/S***

Este caso considera la desconexión intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW. El escenario corresponde a demanda baja de noche previsto para 22-12-2025, con transferencias en sentido Sur - Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel), con una demanda bruta estimada de 9146 MW. Se analizaron además las contingencias de TER San Isidro II TG TV y de la U16 de Central Tocopilla, las cuales resultan menos restrictivas.

Se analiza la operación para transferencias máximas principalmente por la línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV ya que es el que presenta los mayores niveles de transferencia. Se consideró que la reserva primaria es aportada por las centrales en servicio habilitadas para participar en el CPF de Charrúa al Sur, en función de sus estatismos.

La metodología utilizada para determinar los límites por estabilidad de tensión se basa en la disminución de generación aguas abajo del tramo en estudio, con el objetivo de aumentar las transferencias por las líneas sujetas a análisis. Para este caso se consideró la reducción de generación de las unidades del Norte Grande ya que son las más alejadas a los tramos bajo estudio, y por lo tanto presentan los efectos más adversos en el sistema. Tal como establece el Art 5-45 de la NT SyCS los análisis son efectuados en régimen estacionario mediante flujo de potencia estático y carga sin dependencia de la tensión.

Se aumentaron las transferencias Charrúa al norte postcontingencia hasta alcanzar la máxima generación de los embalses al sur de S/E Charrúa, para las condiciones previstas de disponibilidad del recurso hídrico. Esto se traduce en 2831 MVA nominales despachados con lo que se alcanzan 9.13 GVAs de inercia solo en la Zona de Charrúa, donde cabe señalar que no se contempla despachada la unidad TER Santa María U1. Considerando desde Zona Charrúa al Sur se tienen despachados 4080 MVA nominales, lo que equivale a 13.7 GVAs de inercia. Para las condiciones previstas los parques eólicos ubicado al sur de S/E Charrúa aportan un total de 1395 MW de generación y son considerados en modo PQ (control de potencia reactiva).

Respecto los despachos en la zona de Ancoa, se consideraron las unidades HE Colbún U1 y U2 (2x150 MW), además de HE Pehuenche U1 y U2 (2x230 MW).

Al Norte de S/E Alto Jahuel, se encuentran despachada en la zona Metropolitana HP Alfalfal I (2x88MW) y Alto Maipo se consideró fuera de servicio. Adicionalmente se encuentra despachado un ciclo combinado en la zona de la S/E San Luis y no se contempla generación en la zona de Chilquinta.

En el Norte Chico hay despachadas 2 unidades de central TER Guacolda, mientras que en el Norte Grande hay despachados alrededor 2204 MVA nominales lo que equivale a cerca de 10.2 GVAs de inercia.

La compensación reactiva considerada para el escenario es:

- CER S/E Polpaico (+100/-65 MVar)
- STATCOM S/E Cerro Navia (+140/-65 MVar).
- SVC Plus S/E Maipo (+/-200 MVar)
- SVC Plus S/E Entre Ríos (+/-200 MVar)

Por el hecho de que este corresponde a un escenario de Demanda Baja, no considera el uso de la compensación correspondiente a CCEE y que se encuentra disponible en SS/EE Polpaico, Cerro Navia

Alto Jahuel, Maipo y Ancoa. Sin el uso de estos elementos es posible alcanzar tensiones admisibles en la condición precontingencia.

A continuación, se presentan los resultados para distintos niveles de transferencias por la línea Ancoa –Alto Jahuel 500 kV para la condición postcontingencia de las unidades TER San Isidro II TG TV.

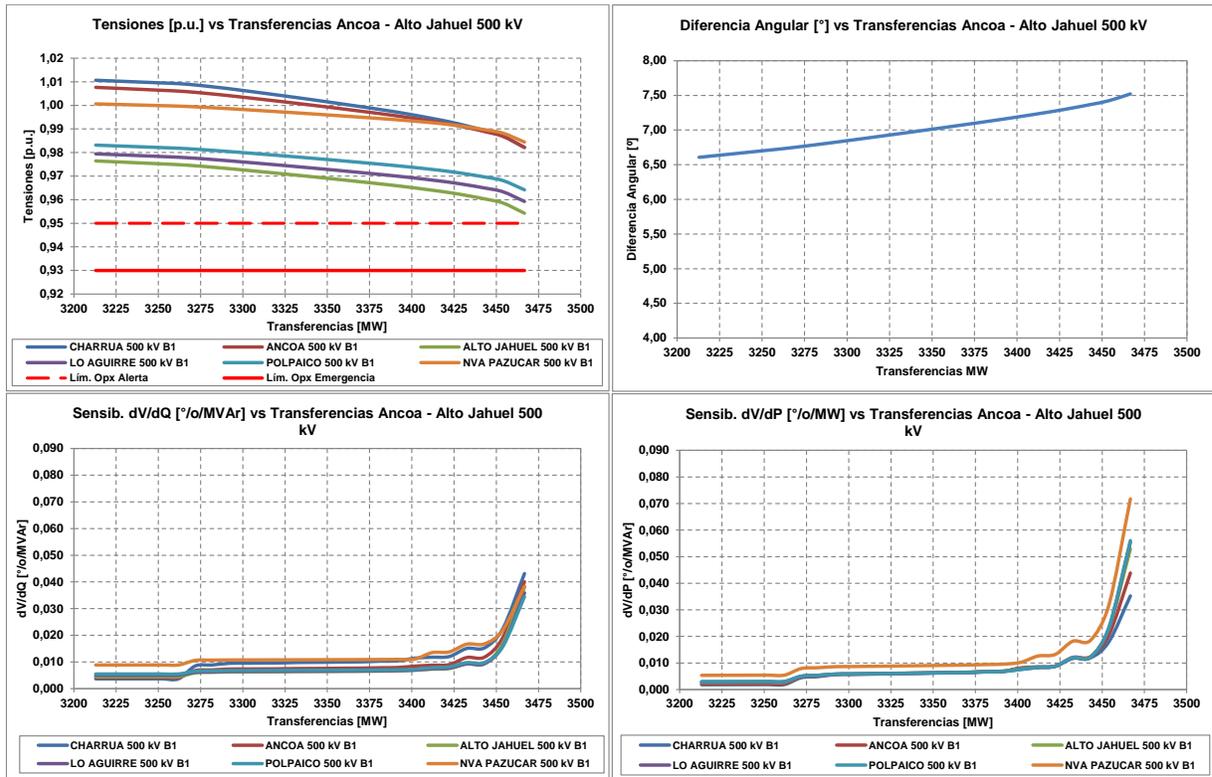


Figura 5.24 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad de Central TER IEM.

A partir de los resultados de las simulaciones, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas simultáneas desde Ancoa al norte a través del sistema de 500 kV, diferenciando la causa de la limitación

*Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]*

	Regulación de Tensión	por Tramo	Sensibilidades	por Tramo	Pto. Crítico Estabilidad	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1			813,2		818,8	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2			944,0	3443,1	950,5	3466,7
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3			842,9		848,7	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4			842,9		848,7	
Ancoa - Entre Ríos 500kV C1			1019,9	1893,7	1030,2	1913,0
Ancoa - Entre Ríos 500kV C2			873,8		882,8	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1			619,9	2183,1	626,3	2205,7
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2			627,7		634,1	
Charrúa - Ancoa 500kV C3			935,4		945,3	

En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia son las siguientes:

*Transferencias Precontingencia [MW]*

	Precontingencia	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	707	2992
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	820	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	733	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	733	
Ancoa - Entre Ríos 500kV C1	844	1565,7
Ancoa - Entre Ríos 500kV C2	722	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	507	1786
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	514	
Charrúa - Ancoa 500kV C3	765	

**b) Caso A2: Salida Intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Baja Noche. SVC Plus STATCOM Entre Ríos +/-200MVar E/S.**

Este caso se considera la desconexión intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW para un escenario de demanda baja en la noche previsto para el 22-12-2025, con transferencias en sentido Sur - Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel), con una demanda bruta estimada de 9146 MW. Este caso además no considera Ciclos Combinados despachados en la S/E San Luis. También fue analizada la contingencia de la U16 de Central Tocopilla sin embargo implica una condición menos restrictiva.

De la misma manera que el caso anterior, se analiza la operación para transferencias máximas principalmente por la línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV se consideró que la reserva primaria es aportada por las centrales en servicio habilitadas para participar en el CPF de Charrúa al Sur, en función de sus estatismos.

La metodología utilizada para determinar los límites por estabilidad de tensión se basa en la disminución de generación aguas abajo del tramo en estudio, con el objetivo de aumentar las transferencias por las líneas sujetas a análisis. Para este caso se consideró la reducción de generación de las unidades del Norte Grande ya que son las más alejadas a los tramos bajo estudio, y por lo tanto presentan los efectos más adversos en el sistema.

El despacho considerado en zona Centro, Norte Chico, Norte Grande y la compensación empleada corresponden a los mismos de los casos anteriores. Excepto que, en esta condiciones, no se contemplan ciclos combinados en SE San Luis.

Por el hecho de que este corresponde a un escenario de Demanda Baja, no considera el uso de la compensación correspondiente a CCEE y que se encuentra disponible en SS/EE Polpaico, Cerro Navia Alto Jahuel, Maipo y Ancoa. Sin el uso de estos elementos es posible alcanzar tensiones admisibles en la condición precontingencia.

A continuación, se presentan los resultados para distintos niveles de transferencias por la línea Ancoa –Alto Jahuel 500 kV para la condición postcontingencia de la unidad TER IEM.

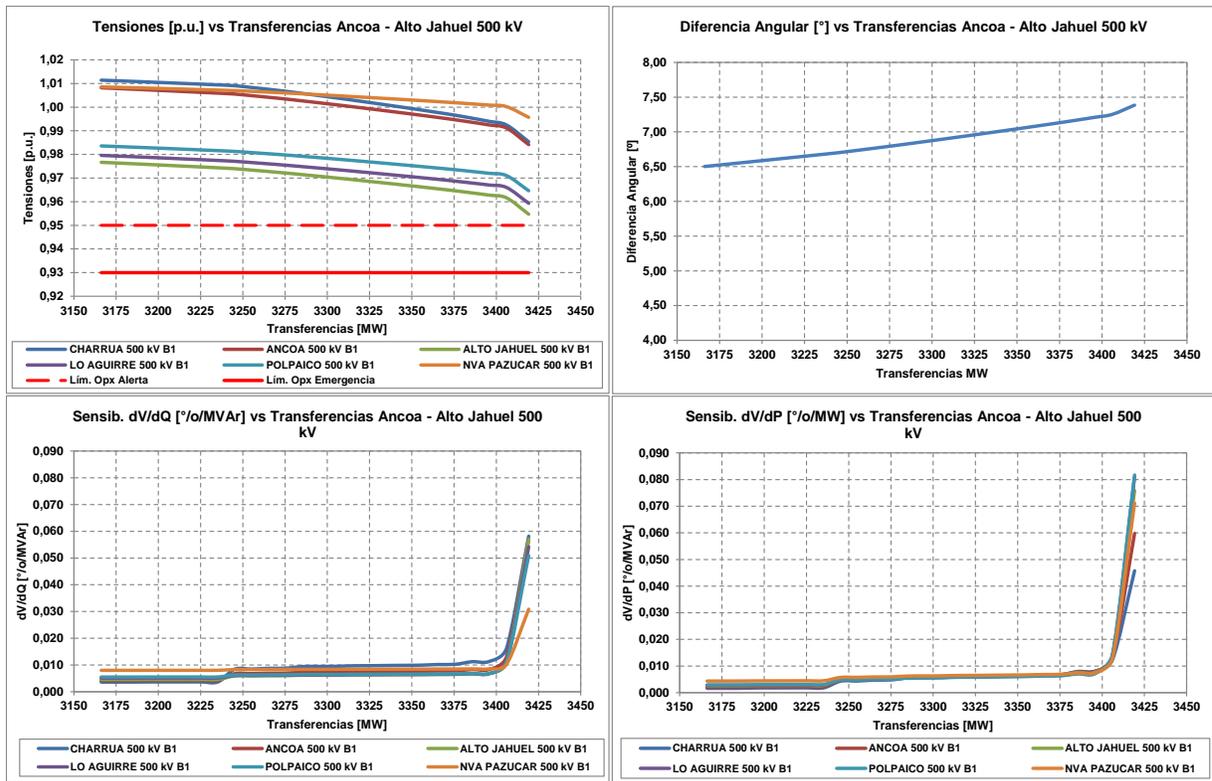


Figura 5.25 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad de la Central TER IEM.

A partir de los resultados de las simulaciones, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas simultáneas desde Ancoa al norte a través del sistema de 500 kV, diferenciando la causa de la limitación.

*Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]*

	Regulación de Tensión	por Tramo	Sensibilidades	por Tramo	Pto. Crítico Estabilidad	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1			802,2		807,7	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2			931,1	3395,8	937,7	3419,2
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3			831,3		836,9	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4			831,3		836,9	
Entre Ríos - Ancoa 500kV C1			1003,4	1863	1013,8	1882
Entre Ríos - Ancoa 500kV C2			859,2		868,3	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1			609,7	2146,7	616,2	2169,5
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2			617,4		623,8	
Charrúa - Ancoa 500kV C3			919,6		929,5	

Las transferencias precontingencia en el punto de regulación de tensión se muestran a continuación:

*Transferencias Máximas Precontingencia [MW]*

	Precontingencia	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	702	2973
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	814	

	Precontingencia	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	728	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	728	
Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	839	1557
Entre Ríos - Ancoa 500kV C2	718	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	505	1776
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	511	
Charrúa - Ancoa 500kV C3	761	

**c) Caso B1: Salida Intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Alta Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis. SVC Plus STATCOM Entre Ríos +/-200MVar E/S.**

Este caso considera la desconexión intempestiva de la central TER IEM con 375 MW. El escenario corresponde a demanda alta de noche previsto para 22-12-2025 con una demanda bruta total de 11609 MW, con transferencias en sentido Sur ->Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel).

En las condiciones resultantes también se verificó si acaso la desconexión de la unidad de la unidad TER San Isidro II TG TV con 380 MW o la U16 de Central Tocopilla con 350 MW se traduce en una contingencia más exigente. Sin embargo, por la ubicación de la unidad Central TER IEM, el efecto de pérdidas a lo largo del sistema de 500kV termina resultando más importante que la pérdida de soporte de tensión en la zona centro. Por lo tanto, la desconexión de la unidad de Central TER IEM con 375 MW se traduce en una condición levemente más restrictiva.

Se analiza la operación para transferencias máximas principalmente por el tramo Ancoa – Alto Jahuel 500 kV ya que es el que presenta los mayores niveles de transferencia. Se consideró además que la reserva primaria es aportada por las centrales hidráulicas de Charrúa al Sur, en función de sus estatismos.

La metodología utilizada para determinar los límites por estabilidad de tensión se basa en la disminución de generación aguas abajo del tramo en estudio, con el objetivo de aumentar las transferencias por las líneas sujetas a análisis. Para este caso se consideró la reducción de generación de las unidades del Norte Grande ya que son las más alejadas a los tramos bajo estudio, y por lo tanto presentan los efectos más adversos en el sistema.

Se aumentaron las transferencias Charrúa al norte postcontingencia aumentando la generación de los embalses al sur de S/E Charrúa. Esto se traduce en 2831 MVA nominales despachados lo que equivale a 9.1 GVAs de inercia solo en la Zona de Charrúa. No se consideran despachada la unidad de Central Santa María. Considerando desde Zona Charrúa al Sur se tienen despachados 4231 MVA nominales, lo que equivale a 13.7 GVAs de inercia. Las condiciones consideradas, los parques eólicos ubicados desde S/E Charrúa al sur aportan un total de 1426 MW de generación.

Respecto los despachos en la zona de Ancoa, se consideraron las unidades HE Colbún U1 y U2 (2x228 MW), además de HE Pehuenche U1 y U2 (2x270 MW).

Para la zona Centro se considera un despacho 3 unidades de la central HE Rapel (3x72 MW), en la zona metropolitana HP Alfalfal I (2x84MW) y las unidades de Alto Maipo se consideraron fuera de servicio. Adicionalmente, se contempla un ciclo combinado (TER San Isidro II TG TV) en la zona de S/E San Luis y no se consideran unidades despachadas en la zona de Ventanas.

En el Norte Chico hay despachadas 2 unidades de la central TER Guacolda y una unidad de Central Taltal, mientras que en el Norte Grande hay despachados alrededor 2704 MVA nominales lo que equivale a cerca de 13.3 GVAs de inercia.

La compensación reactiva considerada para el escenario es:

- CER S/E Polpaico (+100/-65 MVAR)
- STATCOM S/E Cerro Navia (+140/-65 MVAR).
- SVC Plus S/E Maipo (+/-200 MVAR)
- SVC Plus S/E Entre Ríos (+/-200 MVAR)
- CCEE en SS/EE: Polpaico 220 kV 100 MVAR,
- Cerro Navia 220 kV 50 MVAR,
- Alto Jahuel 220 kV 65 MVAR,
- Maipo 220 kV 4x60 MVAR,
- Ancoa 220 kV 65 MVAR.
- CCEE en terciarios de Transformadores:
  - Alto Jahuel 220/110 kV 3x36 MVAR y
  - Alto Jahuel 500/220 kV 8x33 MVAR.

A continuación, se presentan los resultados para distintos niveles de transferencias por el tramo Ancoa –Alto Jahuel 500 kV para la condición postcontingencia de la central TER IEM.

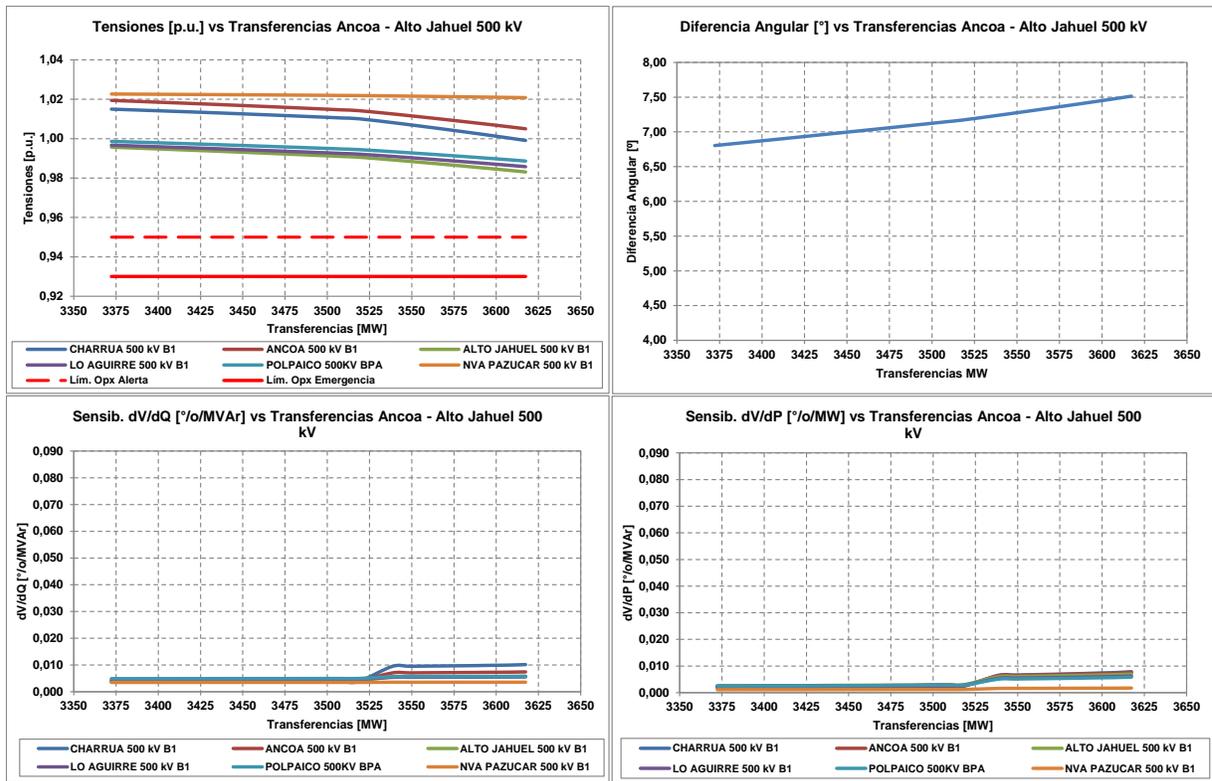


Figura 5.26 : Transferencias de Ancoa al norte ante la desconexión de la central TER San Isidro II TG TV.

De acuerdo con lo observado en la figura anterior no fueron detectados problemas de estabilidad de tensión, alcanzando niveles de transferencia al norte de Ancoa de alrededor de 3617 MW. Para poder realizar un aumento de las transferencias desde Charrúa al Norte habría que despachar más unidades convencionales que además implica un mayor soporte de reactivos en S/E Charrúa.

En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia son las siguientes:

*Transferencias Precontingencia [MW]*

	Precontingencia	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	762	3228
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	883	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	792	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	792	
Entre Ríos - Ancoa C1	917	1704
Entre Ríos - Ancoa C2	787	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	563	1979
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	570	
Charrúa - Ancoa 500kV C3	846	

**d) Caso B2: Salida Intempestiva de la central TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Alta Noche. SVC Plus STATCOM Entre Ríos +/-200MVar E/S.**

Este caso se considera la desconexión intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW para un escenario de demanda alta en la noche previsto para el 22-12-2025. El escenario corresponde a demanda alta de noche, con transferencias en sentido Sur - Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel), con una demanda bruta estimada de 11609 MW. Cobra relevancia señalar que, este caso no considera ciclos combinados despachados en la S/E San Luis.

De la misma manera que el caso anterior, se analiza la operación para transferencias máximas principalmente por la línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV se consideró que la reserva primaria es aportada por las centrales en servicio habilitadas para participar en el CPF de Charrúa al Sur, en función de sus estatismos.

El despacho considerado en zona Centro, Norte Chico, Norte Grande y la compensación empleada corresponden a los mismos de los casos anteriores. Excepto que, en esta condiciones, no se contemplan ciclos combinados en SE San Luis:

- CER S/E Polpaico (+100/-65 MVar)
- STATCOM S/E Cerro Navia (+140/-65 MVar).
- SVC Plus S/E Maipo (+/-200 MVar)
- SVC Plus S/E Entre Ríos (+/-200 MVar)
- CCEE en SS/EE: Polpaico 220 kV 100 MVar,
- Cerro Navia 220 kV 50 MVar,
- Alto Jahuel 220 kV 65 MVar,
- Maipo 220 kV 4x60 MVar,
- Ancoa 220 kV 65 MVar.
- CCEE en terciarios de Transformadores:
  - Alto Jahuel 220/110 kV 3x36 MVar y
  - Alto Jahuel 500/220 kV 8x33 MVar.

A continuación, se presentan los resultados para distintos niveles de transferencias por la línea Ancoa –Alto Jahuel 500 kV para la condición postcontingencia de la unidad TER IEM U1.

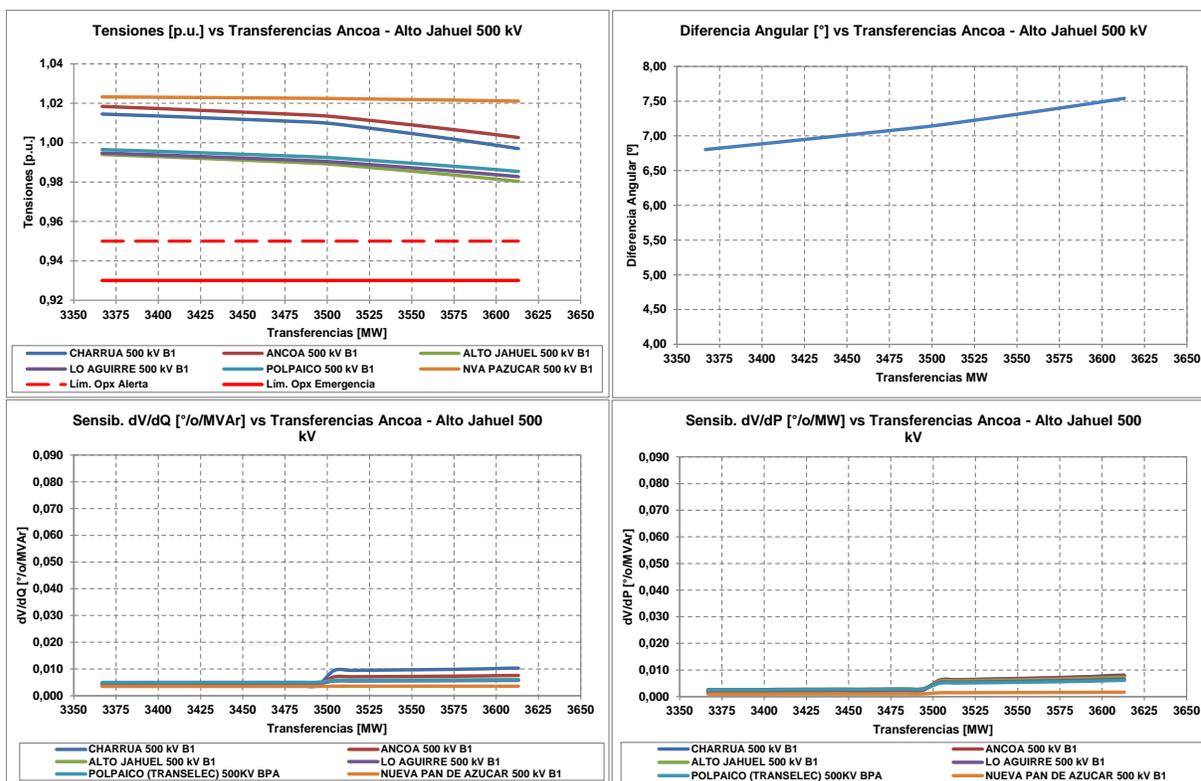


Figura 5.27 : Transferencias de Ancoa al norte ante la desconexión de la central TER IEM.

De acuerdo con lo observado en la figura anterior no fueron detectados problemas de estabilidad de tensión, alcanzando niveles de transferencia al norte de Ancoa de alrededor de 3608 MW. Para poder realizar un aumento de las transferencias desde Charrúa al Norte habría que despachar más unidades convencionales que además implica un mayor soporte de reactivos en S/E Charrúa.

En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia son las siguientes:

*Transferencias Precontingencia [MW]*

	Precontingencia	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	763	3232
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	885	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	792	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	792	
Entre Ríos - Ancoa C1	920	1710
Entre Ríos - Ancoa C2	790	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	565	1986
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	572	
Charrúa - Ancoa 500kV C3	848	

### 5.4.2 Verificación Dinámica

Se verificó el comportamiento de la recuperación dinámica del sistema debido a la desconexión intempestiva de la central TER IEM y cuyos resultados se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 5.67. Verificación Dinámica, Centro 500 kV.

Caso	Escenario	Elemento Analizado	Falla	Estabilidad		Comportamiento Tensión			Frecuencia fmin>48.9
				Amortiguamiento	Ángulo	V≥0,7 en 50ms postdespeje	V no <0.8pu para Δt>1	V en ±10% en 20s	
Caso A1	DB noche 22-12-2025 3hrs	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1	Severidad 5 IEM	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A2	DB noche 22-12-2025 3hrs	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1	Severidad 5 IEM	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1	DA noche 22-12-2025 22hrs	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1	Severidad 5 IEM	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B2	DA noche 22-12-2025 22hrs	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1	Severidad 5 IEM	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

De la tabla anterior se puede verificar que para la contingencia simulada se cumple con todas las exigencias establecidas en la NTSyCS referente al comportamiento dinámico.

Adicionalmente, fue realizada una verificación ante fallas de severidad 4 en las líneas Charrúa – Ancoa 500kV y Ancoa – Alto Jahuel 500kV. Dado el nivel de penetración ERV y menor generación convencional en barras Charrúa y Ancoa, es relevante verificar la convergencia, recuperación dinámica ante los huecos de tensión y el amortiguamiento en caso de fallas en condiciones de altas transferencias.

Tabla 5.68. Verificación Dinámica Severidad 4, Centro 500 kV.

Caso	Escenario	Elemento Fallado	Estabilidad							Comportamiento Tensión			Frecuencia fmin>48.9
			Amortiguamiento						Ángulo δ<120°	V≥0,7 en 50ms postdespeje	V no <0.8pu para Δt>1	V en ±10% en 20s	
			Línea	Transf. Permanente [MW]	Transf. Peak A1 [MW]	Transf. Peak A2 [MW]	A1/A2	Fact. Amort.					
Caso A1	DB noche 22-12-2025 3hrs	Ancoa - Alto Jahuel 500kV	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	996,9	1185,8	1044,9	3,9	21,3%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A1	DB noche 22-12-2025 3hrs	Charrúa - Ancoa 500kV	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	1272,3	1490,1	1319,0	4,7	23,8%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A2	DB noche 22-12-2025 3hrs	Ancoa - Alto Jahuel 500kV	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	990,5	1132,5	1037,1	3,0	17,5%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A2	DB noche 22-12-2025 3hrs	Charrúa - Ancoa 500kV	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	1261,6	1540,7	1347,1	3,3	18,5%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1	DA noche 22-12-2025 22hrs	Ancoa - Alto Jahuel 500kV	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	1066,6	1264,3	1143,3	2,6	1066,6	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1	DA noche 22-12-2025 22hrs	Charrúa - Ancoa 500kV	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	1376,4	1588,2	1427,7	4,1	1376,4	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B2	DA noche 22-12-2025 22hrs	Ancoa - Alto Jahuel 500kV	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	1066,7	1263,8	1143,3	2,6	14,9%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B2	DA noche 22-12-2025 22hrs	Charrúa - Ancoa 500kV	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	1376,5	1589,1	1427,7	4,2	22,1%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

De la tabla anterior y de la misma manera que para contingencias de severidad 5, se puede verificar que para la contingencia simulada se cumple con todas las exigencias establecidas en la NTSyCS ante contingencias de severidad 4 en los tramos más importantes.

Es importante destacar que según los criterios que aplica la GO para la operación del sistema de 500 kV, las transferencias previas a la falla por este sistema deben tener la holgura necesaria para permitir incrementos de potencia de acuerdo con la redistribución de las reservas de generación al momento de la contingencia.

Por último, es importante señalar que no existe desconexión de consumos por la actuación de EDAC en la falla analizada. El resultado de la simulación dinámica se encuentra en el Anexo 7.12.

#### **5.4.3 Resumen Sistema de 500 kV**

A continuación, se presenta un resumen de las restricciones del sistema de 500 kV.

Tabla 5.69. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 500 kV.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión [MW]		Margen de Seguridad y Comp. Dinámica.	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)/(2)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino	Caso – Falla, Operación	Postcont.			Operación Normal	Postcont.	
Polpaico – Lo Aguirre 500 kV C1	Polpaico	Lo Aguirre	2177	2078	2078						S/E Polpaico	-	2078	TTCC
Polpaico – Lo Aguirre 500 kV C2	Polpaico	Lo Aguirre	2177	2078	2078						S/E Polpaico	-	2078	TTCC
Alto Jahuel - Lo Aguirre 500 kV C1	Alto Jahuel	Lo Aguirre	1803	1663 (5)	2078						S/E Alto Jahuel	-	1663	TTCC
Alto Jahuel - Lo Aguirre 500 kV C2	Alto Jahuel	Lo Aguirre	1801	1663 (5)	4157						S/E Alto Jahuel	-	1663	TTCC
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L1	Ancoa	Alto Jahuel	1606	1663	1663	CCSS Permanente 4x1472 Sobrecarga 30 min. 2x1936 + Sobrecarga 15 min. 2x1927 (2)				Cumple	S/E Ancoa	Caso A1: <u>2992</u> Caso A2: <u>2973</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Caso A1: <u>3443</u> Caso A2: <u>3396</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Casos A1 y A2: <u>Estabilidad de Tensión</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L2	Ancoa	Alto Jahuel	1803	1663	1663									
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L3	Ancoa	Alto Jahuel	2217	2078	2078									
Entre Ríos – Ancoa 500 kV L1	Entre Ríos	Ancoa	2170	4156	1663	CCSS Permanente 2x1472 Sobrecarga 30 min. 2x1847 (2)		Casos A1, A2, B1 y B2: Desconexión intempestiva IEM		Cumple	S/E Entre Ríos	Caso A1: <u>1913</u> Caso A2: <u>1882</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Caso A1: <u>1566</u> Caso A2: <u>1557</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Casos A1 y A2: <u>Estabilidad de Tensión</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Entre Ríos - Ancoa 500 kV L2	Entre Ríos	Ancoa	2364	4156	1663									
Charrúa - Ancoa 500 kV L3	Charrúa	Ancoa	2199	2078	2078	S/E Charrúa Trafo. 3x750 (Protecciones 970 x Bco.) CCSS Permanente 1697 Sobrecarga 15 min. 2376 (2)			Cumple	S/E Charrúa	Caso A1: <u>2206</u> Caso A2: <u>2170</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Caso A1: <u>1786</u> Caso A2: <u>1776</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Caso A1: <u>2183</u> Caso A2: <u>2147</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Casos A1 y A2: <u>Estabilidad de Tensión</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Charrúa - Entre Ríos 500 kV L1	Charrúa	Entre Ríos	2170	1663	4156									
Charrúa - Entre Ríos 500 kV L2	Charrúa	Entre Ríos	2364	1663	4156									

(1) Los valores de la columna “Postcont.” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Por lo tanto, sólo se presentan valores para Operación Normal para los tramos críticos analizados en el Punto 5.4.1. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.

- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.
  - (3) Fueron alcanzadas Transferencias Ancoa – Alto Jahuel del orden de 3443 MW postcontingencia y 2992 MW precontingencia, donde ya no era posible aumentar transferencias con las unidades despachadas.
  - (4) Fueron alcanzadas Transferencias Ancoa – Alto Jahuel del orden de 3396 MW postcontingencia y 2973 MW precontingencia, donde ya no era posible aumentar transferencias con las unidades despachadas.
  - (5) Cabe señalar que para el análisis de los tramos críticos de esta zona se consideró el reemplazo de los TTCC de los paños K3 y K4 de la S/E Alto Jahuel contemplado en la Etapa 2 del proyecto “Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre” (NUP 1530), pasando de una razón de 1600/1 a 4000/1, ya que al inicio del Estudio se estimaba la puesta en servicio de las etapas 1 y 2 de dicho proyecto para septiembre de 2024, como se indica en la Tabla 4.3.
- Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

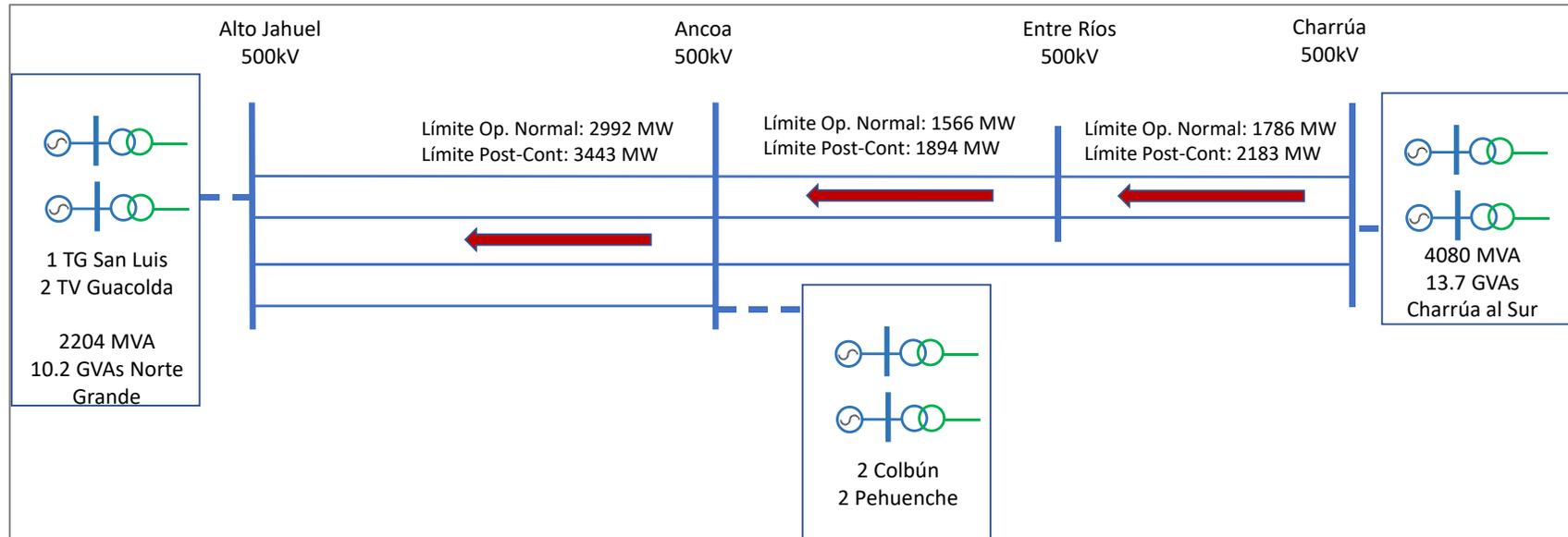


Figura 5.28 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro Caso A1.

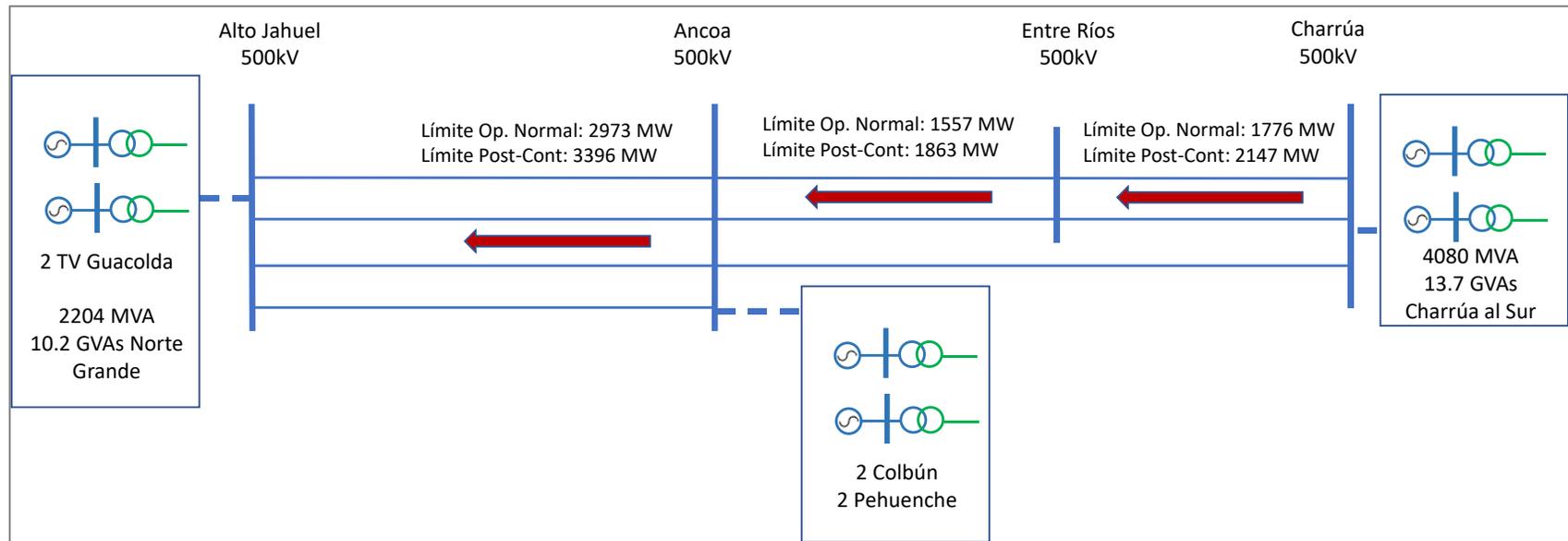


Figura 5.29 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2

## 5.5 Zona Quinta Región

La Zona Quinta Región Costa es abastecida principalmente por las líneas 2x220 San Luis – Agua Santa, 2x110 kV Las Vegas – San Pedro y 1x110 kV San Pedro – Quillota, líneas cortas con longitudes aproximadas de 34 km, 30 km y 2 km, respectivamente. Otro punto de abastecimiento de esta zona es el transformador 220/110 kV de la S/E Ventanas. Mientras que la generación local relevante de esta zona corresponde a las centrales Colmito, Aconcagua y Los Vientos.

Actualmente se encuentra en proceso de conexión el proyecto de línea de doble circuito en 220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca (Las Dichas ) - La Pólvora – Agua Santa. Para efectos del presente estudio esta nueva obra se considera en servicio, sin embargo, se toma en consideración la medida operacional de operarla abierta en el tramo Las Dichas – Nueva Alto Melipilla para aquellas condiciones en que no se pueda cumplir con el criterio N-1 en la línea de 220 kV San Luis – Agua Santa. Esto, considerando como referencia los resultados del estudio de conexión del proyecto<sup>2</sup>.

La restricción de transmisión más relevante en la Zona Quinta Región Costa está relacionada con la línea 1x110 kV Quillota-San Pedro, para la contingencia más crítica identificada correspondiente a la desconexión intempestiva del transformador 220/110 kV de la S/E Ventanas. Con el objetivo de mantener las transferencias de potencia en valores que permitan cumplir con el criterio N-1 en las instalaciones de transmisión en la zona de interés, se consideran las siguientes medidas operacionales<sup>3</sup>:

- Abastecimiento de forma radial consumos desde la S/E Agua Santa. Esto, mediante la apertura de la línea 2x110 kV Torquemada-Miraflores en alguno de sus extremos y la apertura de los circuitos de 110 kV San Pedro-Peña Blanca-Miraflores y San Pedro-Miraflores, ya sea en uno de sus extremos o de manera cruzada
- Abastecer radialmente los consumos de S/E Las Vegas desde la S/E Río Aconcagua. En condiciones normales de operación se considera que la S/E Aconcagua abastece exclusivamente la Zona Quinta Región Cordillera, es decir, el sistema de 110 kV Aconcagua – Esperanza – Las Vegas queda abierto en algún punto.

La siguiente figura muestra los límites térmicos de los elementos serie de los principales tramos de la zona de interés, los que consideran una temperatura ambiente con efecto del sol.

---

<sup>2</sup> Estudio de Flujo de Potencia - Fase IV, S/E Las Dichas (NUP 1059) y LT N.Alto Melipilla - Agua Santa (NUP 1074), Elecnor Chile, 2024

<sup>3</sup> Minuta DAOP N°01/2023

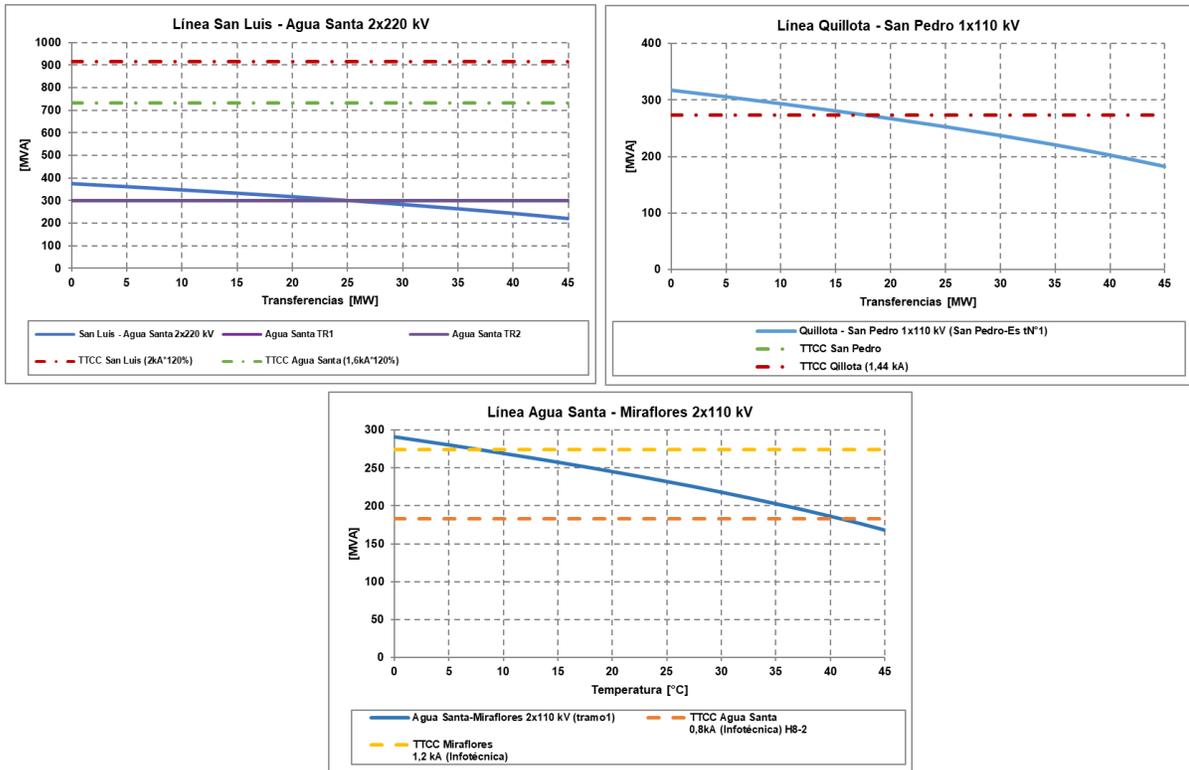


Figura 5.30 : Limitaciones térmicas elementos serie

Como es posible apreciar de la figura anterior, para la línea San Luis – Agua Santa 220 kV la restricción queda definida por el límite térmico del conductor a 25°C, coincidente con las capacidades de los transformadores de la S/E Agua Santa.

Para la línea San Pedro – Quillota 110 kV la restricción queda definida por el límite térmico del conductor (25°C con sol). Para respetar esta restricción es importante tener en consideración que una contingencia en el transformador de 220/110 kV de la S/E Ventanas puede provocar un aumento significativo en las transferencias por la línea San Pedro – Quillota 110 kV, correlación de flujos de potencia que queda determinada por los factores de redistribución mostrados en el Anexo 7.11.4.

En la línea Agua Santa – Miraflores 2x110 kV las transferencias máximas quedan limitadas por la capacidad los TTCC en el extremo Agua Santa, a un valor de 183 MVA.

Las capacidades térmicas de conductores, TT/CC y equipos serie se encuentran en el Anexo 7.5.

### 5.5.2 Verificación Dinámica

Para la Zona Quinta Región Costa la contingencia que más exigente es la salida de servicio del transformador Ventanas 220/100 kV, lo que provoca que una importante redistribución del flujo de

potencia en las líneas de transmisión que abastecen esta zona, incrementando significativamente la potencia transferida por la línea de 110 kV Quillota – San Pedro. Se ha simulado esta contingencia en un escenario de demanda alta, a modo de representar condiciones exigentes en cuanto a niveles altos de transferencias por los elementos de la zona de interés.

En la siguiente tabla, se muestra el resumen del cumplimiento normativo de las exigencias establecidas en la NTSyCS para la contingencia de severidad 8 en el transformador 220/110 kV de la S/E Ventanas para el caso analizado. Los resultados de las simulaciones dinámicas se encuentran en el Anexo 7.12.

*Tabla 5.70. Verificación Dinámica Zona V región*

Caso	Elemento Analizado	Falla	Estabilidad		Comportamiento Tensión			Frecuencia
			Amortiguamiento	Ángulo	Vmin≥0.7 en 50ms	Vmin≥0.8 en 1s	V en 10% en 20s	fmin>48.9
Caso Base	San Pedro – Quillota 110 kV	Desconexión Intempestiva TR Ventanas 220/110/12 kV 300MVA	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Agua Santa - Miraflores 110 kV		Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

### 5.5.3 Resumen de Resultados

A continuación, se presenta el resumen de las restricciones de las líneas que abastecen esta zona.

Tabla 5.71. Resumen de las restricciones de la Zona V región.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino				
San Luis - Agua Santa 220 kV	San Luis	Agua Santa	2x300	915	732	-	-	Cumple	Ambos	300	Conductor
San Pedro – Quillota 110 kV	Quillota	San Pedro	253	274	686	-	-	Cumple	Ambos	253 (3)	Conductor
Agua Santa – Miraflores 2x110 kV	Agua Santa	Miraflores	2x232	274	366	-	-	Cumple	Ambos	183	TTCC

- (1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.
- (3) Para estas limitaciones es necesario considerar su correlación de flujos (factores de redistribución) con el transformador 220/110 kV de la Ventanas.

**Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

## **5.6 Zona Centro Sur 220 kV**

Esta zona está comprendida entre las SS/EE Nogales y Charrúa. Las líneas que componen el sistema de transmisión de 220 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Polpaico son de corta longitud (las mayores son de longitudes entre 30 y 50 km), por lo que las restricciones de transmisión obedecen a la capacidad térmica de las líneas y en consecuencia el análisis de las restricciones de esta zona considerará las limitaciones térmicas de las líneas y elementos serie, con posterior determinación los factores de redistribución de flujos, los que se encuentran en el Anexo 7.11.

### **5.6.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie**

Las capacidades térmicas de los conductores y TT/CC se encuentran en el Anexo 7.6. A continuación, se presenta una figura que resume dichos valores, los cuales consideran una temperatura ambiente con efecto del sol.

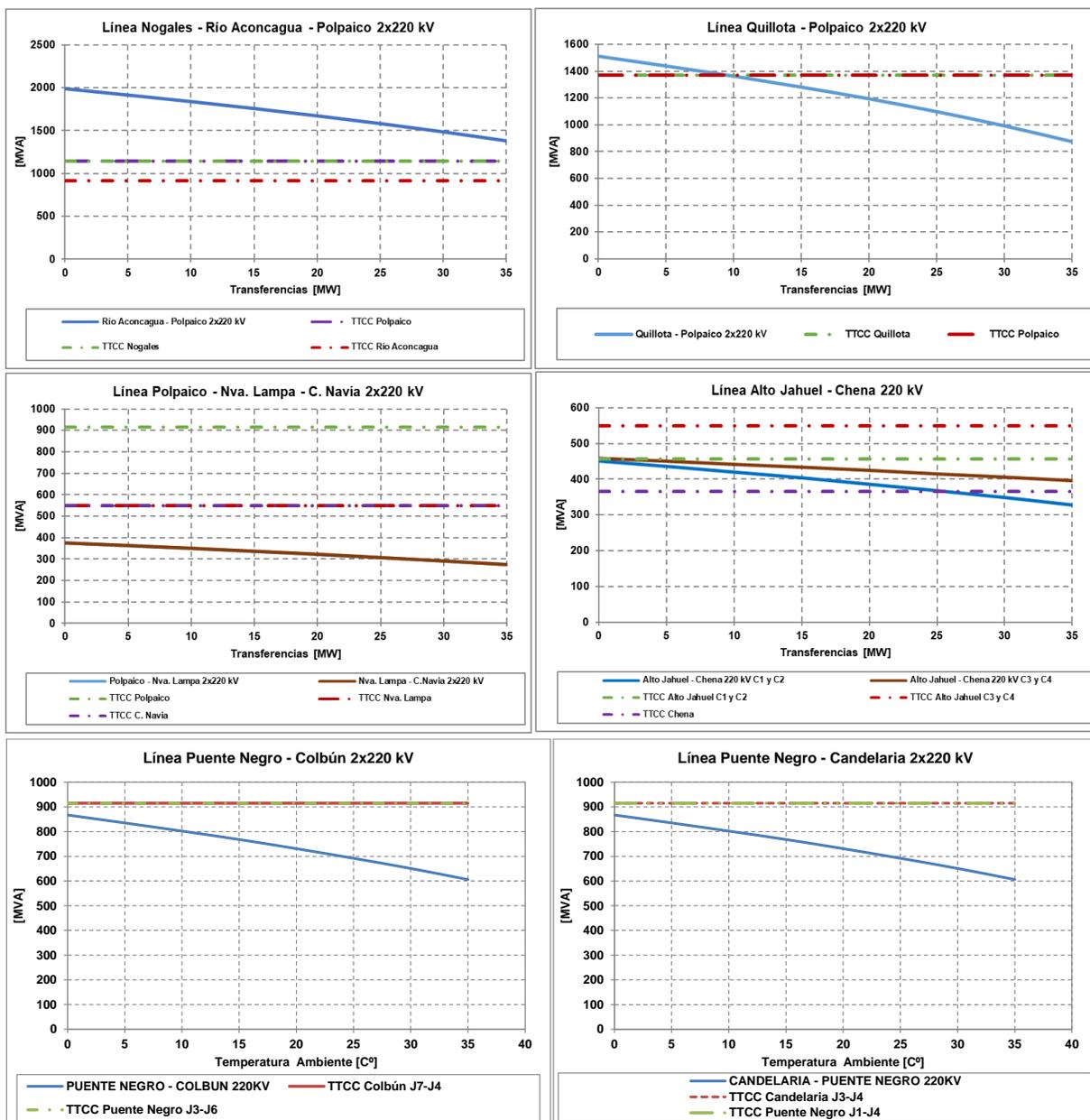


Figura 5.31 : Limitaciones térmicas de elementos serie

De la Figura 5.31 es posible concluir que en las líneas de transmisión Quillota - Polpaico 2x220 y Polpaico - Nva. Lampa - Cerro Navia 2x220 kV las restricciones están determinadas por el límite térmico del conductor (25°C con sol). En el caso de las líneas Nogales - Río Aconcagua - Polpaico 2x220 kV y Alto Jahuel - Chena 2x220 kV el límite queda definido por la capacidad de los TT/CC.

### 5.6.2 Verificación Dinámica

En la siguiente tabla, se presenta un resumen del cumplimiento de las exigencias normativas de la NTSyCS para una contingencia aplicada sobre la línea Puente Negro - Candelaria 220kV, considerando

las restricciones señaladas anteriormente. La contingencia simulada corresponde a un cortocircuito bifásico a tierra en el extremo más crítico de la línea (con mayor nivel de cortocircuito), que, para las contingencias de severidad 4 Puente Negro - Candelaria, corresponde al extremo Puente Negro 220kV.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se encuentran en el Anexo 7.12.

Tabla 5.72. Verificación Dinámica zona 220 kV.

Escenario	Elemento Fallado	Estabilidad							Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Amortiguamiento						Ángulo $\delta < 120^a$	V $\geq 0,7$ en 50ms post despeje	V no <0.8pu para $\Delta t > 1$	V en $\pm 10\%$ en 20s	fmin $\geq 48,3$
		Línea	Transf. Perman ente [MW]	Transf. Peak A1 [MW]	Transf. Peak A2 [MW]	A1/A2	Fact. Amort.					
DA noche 22-12- 2025 22hrs	Puente Negro - Candelaria 220kV C1	Puente Negro - Candelaria 220kV C2	426,8	433,9	429,8	2,4	13,6%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

### 5.6.3 Resumen de Resultados

Tabla 5.73. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 220 kV

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino				
Quillota – Polpaico 220 kV C1 y C2	Quillota	Popaico	2x1099	1372	1372	-	-	-	Ambos	1099	Conductor
Río Aconcagua – Polpaico 220 kV C1 y C2	Río Aconcagua	Popaico	2x1584	915	1143	-	-	-	Río Aconcagua	915	TTCC
Polpaico - Nueva Lampa 220 kV	Polpaico	Nueva Lampa	2x307	915	549	-	-	Cumple	Ambos	307	Conductor
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV	Nueva Lampa	Cerro Navia	2x307	549	549	-	2x339	Cumple	Ambos	307	Conductor
Polpaico - El Salto 220 kV	Polpaico	El Salto	2x780	915	1372	-	2x400	-	Ambos	780	Conductor
Polpaico - Quilapilún 220 Kv C1	Polpaico	Quilapilún	1x291	183	457	-	-	-	Polpaico	183	TTCC
Polpaico - Quilapilún 220 kV C2	Polpaico	Quilapilún	1x295	183	457	-	-	-	Polpaico	183	TTCC
Cerro Navia - Neptuno 220 kV	Cerro Navia	Neptuno	415	549	549	-	-	-	Ambos	415	Conductor
Neptuno - Chena 220 kV	Neptuno	Chena	415	549	915	-	-	-	Ambos	415	Conductor
Cerro Navia - Chena 220 kV	Cerro Navia	Chena	409	549	915	-	-	-	Ambos	409	Conductor
Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV	Lo Aguirre	Cerro Navia	2x1756	1829	1829	-	-	-	Ambos	1756	Conductor
Lo Aguirre - Nva. Alto Melipilla 220 kV	Lo Aguirre	Nva. Alto Melipilla	2x192	915	457	-	-	-	Ambos	192	Conductor
Lo Aguirre - Nva. Alto Melipilla 220 kV	Lo Aguirre	Nva. Alto Melipilla	327	915	457	-	-	-	Ambos	327	Conductor
Nva. Alto Melipilla - Rapel 220 kV C1 y C2	Nva. Alto Melipilla	Rapel	2x197	457	366	-	-	-	Ambos	197	Conductor
Nva. Alto Melipilla - Rapel 220 kV C3	Nva. Alto Melipilla	Rapel	350	457	366	-	-	-	Ambos	350	Conductor
Alto Jahuel - Chena 220 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Chena	2x367	457	366	-	-	-	Chena	366	TTCC
Alto Jahuel - Chena 220 kV C3 y C4	Alto Jahuel	Chena	2x415	549	366	-	-	-	Chena	366	TTCC
Alto Jahuel - Buin 220 kV	Alto Jahuel	Buin	580	274	s/i	-	300	-	Alto Jahuel	274	TTCC
Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV	Alto Jahuel	Los Almendros	2x400	915	915	-	-	-	Ambos	400	Conductor
Alto Jahuel - Maipo 220 kV	Alto Jahuel	Maipo	2x680	915	686	-	-	-	Ambos	680	Conductor

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino				
Maipo - Candelaria 220 kV	Maipo	Candelaria	2x728	686	915	-	-	-	Maipo	686	TTCC
Candelaria - Puente Negro 220 kV	Candelaria	Puente Negro	2x692	915	915	-	-	-	Ambos	692	Conductor
Puente Negro - Colbún 220 kV	Puente Negro	Colbún	2x692	915	915	-	-	-	Ambos	692	Conductor
Ancoa - Colbún 220 kV	Ancoa	Colbún	600	915	915	-	-	-	Ambos	600	Conductor
Entre Ríos - Charrúa 220 kV	Entre Ríos	Charrúa	2x1154	1830	1830	750	-	-	Entre Ríos	750	Transformador

s/i: sin información

(1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.

(2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.

**Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

## 5.7 Zona Centro Sur 154 kV

Esta zona está comprendida entre las SS/EE Alto Jahuel y Charrúa. Para el análisis de esta zona no se evaluará el límite por estabilidad de tensión, ya que las principales restricciones corresponden a limitaciones térmicas de los conductores o por equipos serie del sistema de transmisión.

### 5.7.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie

Las capacidades térmicas de los conductores y TT/CC se encuentran en el Anexo 7.7. A continuación, en la Figura 5.32 se presenta el resumen de dichos valores, los que consideran una temperatura ambiente con efecto del sol.

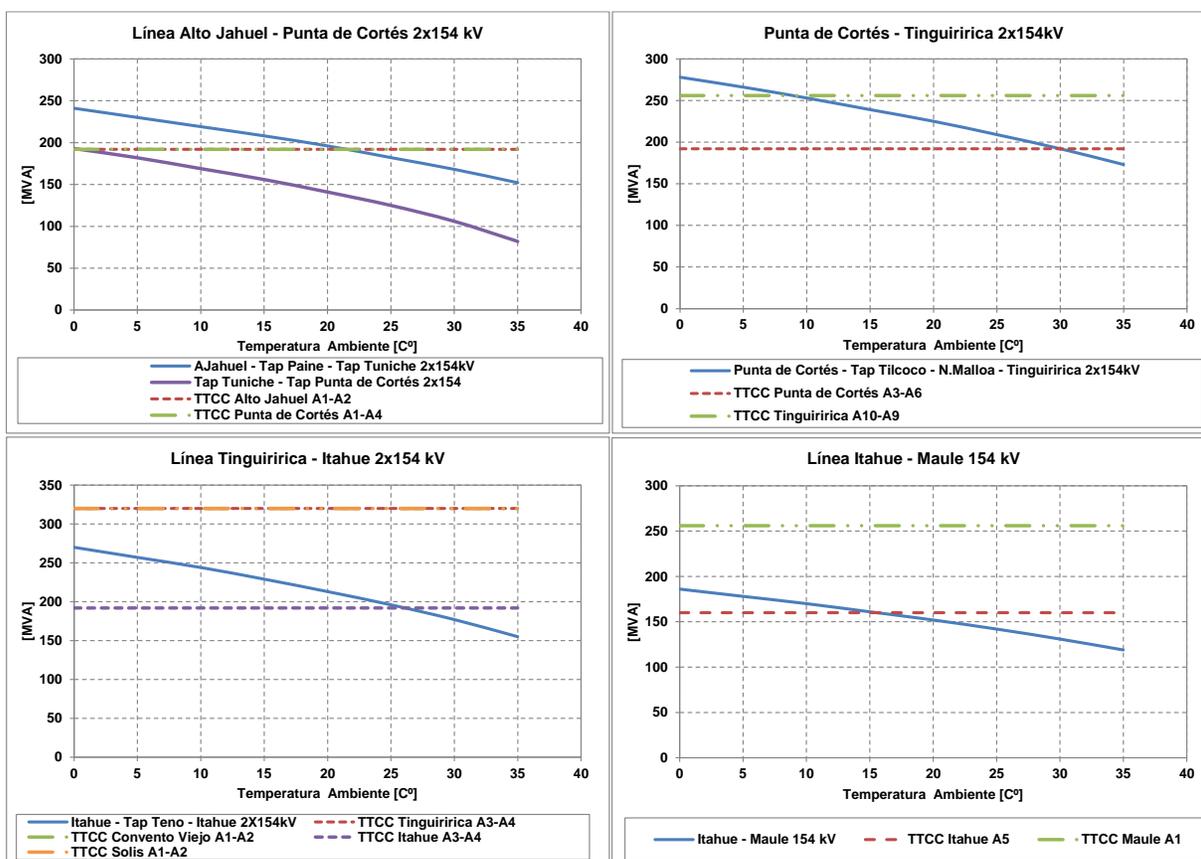


Figura 5.32 : Limitaciones térmicas de elementos Serie

De la figura anterior es posible concluir que, para una temperatura ambiente de 25°C con sol, la limitación para la línea Alto Jahuel – Punta Cortes 154 kV queda definido por la capacidad térmica del conductor del tramo Tap Tuniche – Tap Punta de Cortés 154 kV C1 y C2. Mientras que, para el tramo Itahue – Tinguiririca 154 kV, la limitación está dada por los TT/CC en S/E Itahue.

Además, las limitaciones quedarán definidas para cada tramo de línea, ya que estos coinciden con puntos de inyecciones o retiros de potencia, lo que produce que los flujos por la línea no sean igual en cada tramo.

## 5.7.2 Resumen de Resultados

Tabla 5.74. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 154 kV.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino			
Puente Negro - Tinguiririca 220 kV	Puente Negro	Tinguiririca	2x562	686	457	-	300	Tinguiririca	300	Transformador
Maule – Santa Isabel 220 kV	Maule	Santa Isabel	299	366	366	-	300	Ambos	299	Conductor
Alto Jahuel - Punta de Cortés 154 kV (2)	Alto Jahuel	Punta de Cortés	2x125	192	192	300	-	Ambos	125	Conductor
Punta de Cortés - Tinguiririca 154 kV	Punta de Cortés	Tinguiririca	2x209	192	256	-	-	Punta de Cortés	192	TTCC
Tinguiririca - Convento Viejo 154 kV	Tinguiririca	Convento Viejo	198	320	320	-	-	Ambos	198	Conductor
Convento Viejo - Solís 154kV	Convento Viejo	Solís	198	320	320	-	-	Ambos	198	Conductor
Solís - Itahue 154 kV C1	Solís	Itahue	198	320	192	-	-	Itahue	192	TTCC
Tinguiririca - Solís 154 kV	Tinguiririca	Solís	198	320	320	-	-	Ambos	198	Conductor
Solís – Itahue 154 kV C2	Solís	Itahue	198	320	192	-	-	Itahue	192	TTCC
Ancoa - Itahue 220 kV	Ancoa	Itahue	472	915	457	-	-	Itahue	300	Transformador
Ancoa – Santa Isabel 220 kV	Ancoa	Santa Isabel	481	915	-	-				
Santa Isabel – Itahue 220 kV	Santa Isabel	Itahue	481	-	457	-				
Itahue - Maule 154 kV	Itahue	Maule	142	229	256	-	-	Ambos	142	Conductor
Maule – Parral 154 kV	Maule	Parral	107	256	s/i	-	-	Ambos	107	Conductor
Parral – Monterrico 154kV	Parral	Monterrico	108	s/i	320	-	-	Ambos	108(3)	Conductor
Montenegro – Monterrico 154 kV	Montenegro	Monterrico	212	320	320	-	-	Ambos	212(3)	Conductor
Charrúa – Montenegro 154kV	Charrúa	Montenegro	232	320	320	-	-	Ambos	232(3)	Conductor
Chillán – Pueblo Seco 154kV	Chillán	Pueblo Seco	81	160	256	-	-	Ambos	81(3)	Conductor
Pueblo Seco – Charrúa 154 kV	Pueblo Seco	Charrúa	110	256	320	-	-	Ambos	110(3)	Conductor

s/i: sin información

- (1) Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Cabe señalar que existe un proyecto de reemplazo de los TTCC de los paños A1 y A2 de la S/E Alto Jahuel (NUP 2049), para pasar de una razón de 600/5 a 1200/5, el cual entró en servicio en mayo de 2022, pero aún no ha entrado en operación.
- (3) En caso de requerirse evaluar las condiciones de capacidades de transmisión ante altas temperaturas durante el periodo de verano, este se contempla como parte del análisis de la operación y excede los alcances de este estudio por tratarse de una situación específica.

**Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

## 5.8 Zona Concepción

Esta zona está comprendida desde S/E Charrúa hacia los consumos de la ciudad de Concepción y alrededores. Desde Charrúa es abastecida a través de tres (3) líneas de 220 kV (hacia Concepción, Hualpén y Lagunillas) y una de 154 kV (hasta Concepción). La longitud máxima de las líneas es de aproximadamente 80 km.

Para esta zona se analizan sólo los límites térmicos de conductores y equipos serie, factores de redistribución de flujos y posteriormente para el más restrictivo de los límites se verifica el comportamiento dinámico.

### 5.8.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie

Las capacidades térmicas de los conductores, TT/CC y equipos serie se encuentran en el Anexo 7.8. A continuación, se presenta la Figura 5.33, que resume dichos valores, los que consideran una temperatura ambiente con efecto del sol.

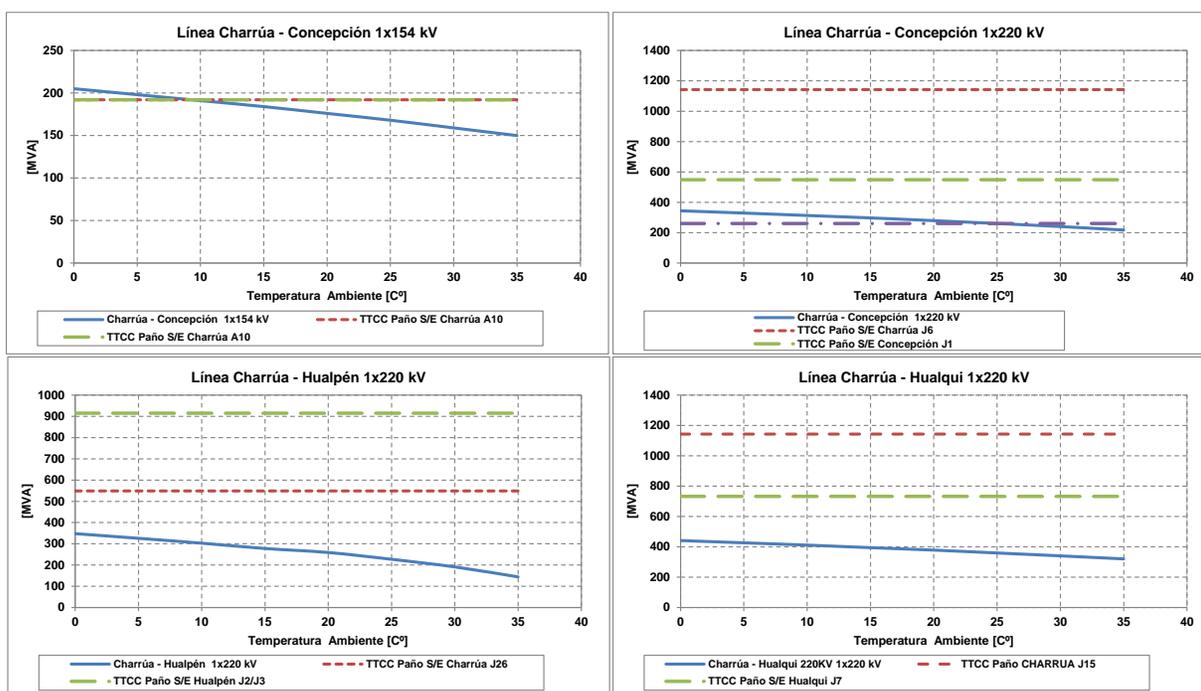


Figura 5.33 : Limitaciones térmicas de elementos serie

De la figura anterior es posible concluir que, para una temperatura ambiente de 25°C con sol, el conductor es quien define los límites de las transferencias de las distintas líneas que abastecen la zona de Concepción. Además, para la línea Charrúa – Concepción 220 kV, el transformador de poder Concepción ATR 7 presenta la misma capacidad que el conductor en dichas condiciones.

### 5.8.2 Verificación Dinámica

En la siguiente tabla se presenta un resumen del cumplimiento de las exigencias normativas de la NTSyCS en relación con la recuperación dinámica, para la zona de Concepción ante una contingencia en la línea Charrúa – Concepción 220 kV, midiendo sobre la línea Charrúa – Hualpén 220 kV.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se encuentran en el Anexo 7.12.

*Tabla 5.75. Verificación Dinámica zona Concepción.*

Escenario	Elemento Fallado	Estabilidad							Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Amortiguamiento						Ángulo $\delta < 120^\circ$	V $\geq 0,7$ en 50ms postdespeje	V no $< 0,8pu$ para $\Delta t > 1$	V en $\pm 10\%$ en 20s	
		Línea	Transf. Permanente [MW]	Transf. Peak A1 [MW]	Transf. Peak A2 [MW]	A1/A2	Fact. Amort.					
DA noche 22-12-2025 22hrs	Charrúa - Concepción 220kV	Charrúa - Hualpén 220kV	112,5	114,6	113,4	2,3	13,4%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

### 5.8.3 Resumen de Resultados

Tabla 5.76. Resumen de las restricciones de la zona de Concepción.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino				
Charrúa - Concepción 220 kV	Charrúa	Concepción	260	1143	549	-	261	-	Ambos	260	Conductor
Charrúa - Hualpén 220 kV	Charrúa	Hualpén	227	549	915	-	-	Cumple	Ambos	227	Conductor
Hualpén – Guindo 220 kV	Hualpén	Guindo	344	915	457	-	-	-	Ambos	344	Conductor
Guindo – Lagunillas 220 kV	Guindo	Lagunillas	344	457	915	-	-	-	Ambos	344	Conductor
Charrúa - Hualqui 220 kV	Charrúa	Hualqui	381	549	732	-	-	-	Ambos	381	Conductor
Hualqui - Lagunillas 220 kV	Hualqui	Lagunillas	359	732	915	-	-	-	Ambos	359	Conductor
Charrúa - Concepción 154 kV	Charrúa	Concepción	168	192	192	-	-	-	Ambos	168	Conductor
Concepción - San Vicente 154 kV C1 y C2	Concepción	San Vicente	2x149	192	160	-	-	-	Ambos	149	Conductor
San Vicente - Hualpén 154 kV C1 y C2	San Vicente	Hualpén	2x215	384	256	-	-	-	Ambos	215	Conductor
Hualpén - Lagunillas 154 kV	Hualpén	Lagunillas	215	256	960	-	-	-	Ambos	215	Conductor

(1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.

(2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.

**Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

## 5.9 Zona Sur

Esta zona está comprendida desde la S/E Charrúa 220 kV al sur, con una longitud aproximada de 660 km. El mayor aporte al abastecimiento de la zona es realizado principalmente por medio de las líneas Charrúa – Santa Clara 2x220 kV y Charrúa – El Rosal 1x220 kV.

Para esta zona se analizaron los límites térmicos y de estabilidad de tensión, factores de redistribución de flujos, y posteriormente se verificó el comportamiento dinámico para las distintas contingencias. Las capacidades térmicas de conductores y TT/CC, se encuentran en el Anexo 7.9.

### 5.9.1 Límites por Estabilidad de Tensión

En esta sección del informe se determinan las máximas transferencias por la nueva línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, supeditada a la estabilidad de tensión en la zona ante las contingencias simples más críticas de la zona.

Las contingencias y casos analizados son los siguientes:

- **Caso A:** Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con las dos (2) unidades de la Central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt F/S.
- **Caso B:** Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con una (1) unidad de la Central HE Canutillar E/S y el CER S/E Puerto Montt E/S.
- **Caso C:** Falla de CER de Puerto Montt, en un escenario con ambas unidades de la Central HE Canutillar F/S.

El despacho considerado para los casos corresponde a un escenario de alta demanda del mes de Junio.

La metodología utilizada para determinar los límites por estabilidad de tensión se basa en la disminución de generación aguas abajo (al sur) del tramo bajo estudio, con el objetivo de aumentar las transferencias por la línea sujeta a análisis.

#### ***a) Caso A: Falla de Unidad 1 de la Central Canutillar, en un escenario con dos (2) Unidades de la Central Canutillar E/S y con el CER Puerto Montt F/S.***

En este caso se analiza la operación de la Zona Sur con transferencias máximas por la línea Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, considerando el CER de Puerto Montt F/S.

Para poder mantener las tensiones de las barras de la Zona Sur dentro de los rangos operativos establecidos en la NTSyCS, considerando el CER de Puerto Montt F/S, se consideran las dos unidades de la Central HE Canutillar en servicio. Con el fin de determinar las transferencias máximas postcontingencias y obtener las sensibilidades de las barras relevantes, se efectuaron variaciones en las inyecciones de PE San Pedro.

La Figura 5.34 muestra el comportamiento de algunas variables eléctricas en función de las transferencias de potencia por la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, para el Caso A.

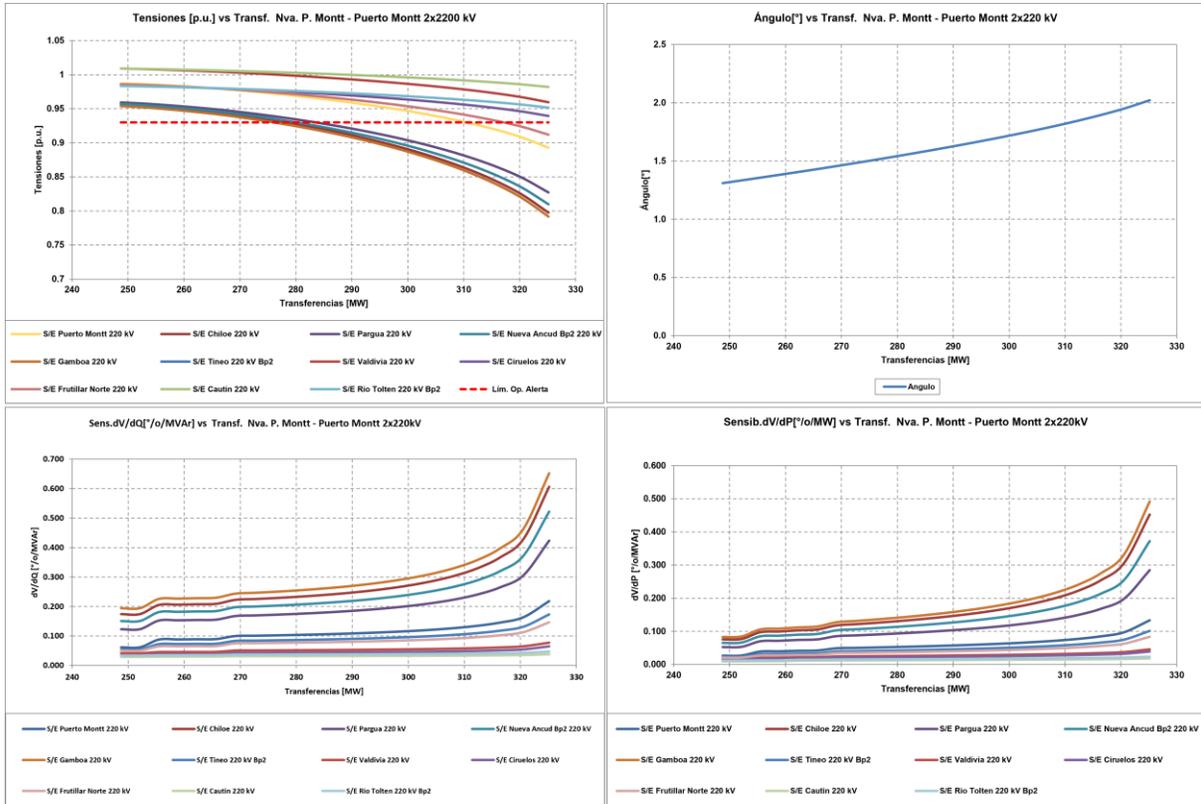


Figura 5.34 : Caso A. Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla de una (1) unidad de la Central Canutillar.

A partir de los resultados mostrados en la figura anterior, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas por las nuevas líneas Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV, Frutillar Norte – Tineo 220 kV y Tineo – Puerto Montt en forma simultánea diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.77. Transferencias Máximas Postcontingencia [MW] Caso A.

Circuito	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Punto Crítico Estabilidad
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	130	152	>152
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	146	168	>168
Nueva Pichirropulli - Tineo 220 kV	90	50	>50
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	107	120	>120
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	80	93	>93

Las transferencias precontingencia, bajo la condición más restrictiva se muestran a continuación:

Tabla 5.78. Transferencias precontingencia [MW], Caso A.

Circuito	P [MW]
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	85
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	105
Nueva Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	51
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	58
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	82

**b) Caso B: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con una (1) unidad de la central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt E/S.**

En este caso se analiza la operación de la Zona Sur con transferencias máximas por la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, considerando una (1) unidad de la Central HE Canutillar y el CER S/E Puerto Montt en servicio. Con el fin de determinar las transferencias máximas postcontingencias y obtener las sensibilidades de las barras relevantes, se efectuaron variaciones en las inyecciones de PE San Pedro.

La Figura 5.35 muestra el comportamiento de algunas variables eléctricas en función de las transferencias de potencia por la línea Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, para el Caso B.

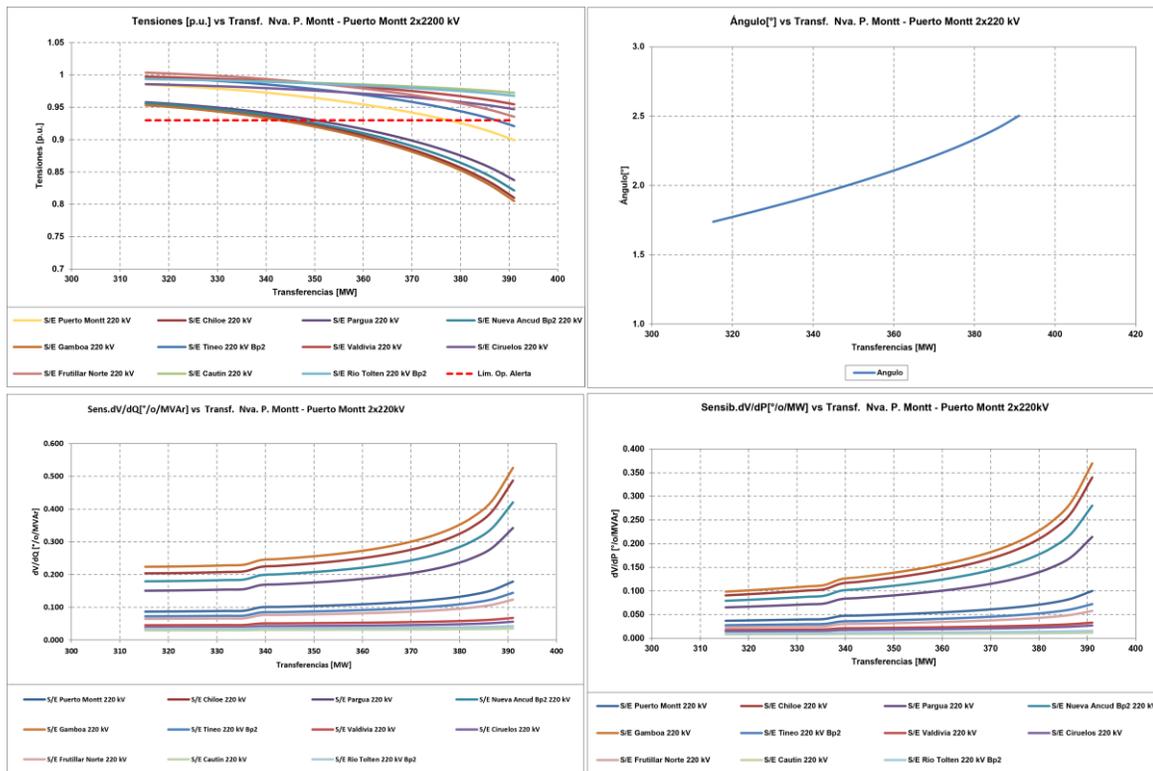


Figura 5.35 : Caso B: Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla de una (1) unidad de la Central Canutillar.

A partir de los resultados obtenidos, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas por la por las líneas Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV, Frutillar Norte – Tineo 220 kV y Tineo – Puerto Montt en forma simultánea diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.79. Transferencias Máximas postcontingencia [MW] Caso B.

Circuito	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Punto Crítico Estabilidad
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	180	202	>202
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	191	212	>212
Pichirropulli - Tineo 220 kV	118	114	>114
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	153	166	>166
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	102	114	>114

Las transferencias precontingencia, bajo la condición más restrictiva se muestran a continuación:

Tabla 5.80. Transferencias precontingencia [MW], Caso B.

Circuito	P [MW]
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	138
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	153
Pichirropulli - Tineo 220 kV	80
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	130
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	83

c) **Caso C: Falla de CER de Puerto Montt en un escenario sin unidades de HE Canutillar en servicio:**

En este caso se analiza la operación de la Zona Sur con transferencias máximas por la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, considerando ambas unidades de la Central HE Canutillar fuera de servicio y el CER S/E Puerto Montt en servicio. Con el fin de determinar las transferencias máximas postcontingencias y obtener las sensibilidades de las barras relevantes, se efectuaron variaciones en las inyecciones de PE San Pedro.

La Figura 5.36 muestra el comportamiento de algunas variables eléctricas en función de las transferencias de potencia por la línea Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, para el Caso C.

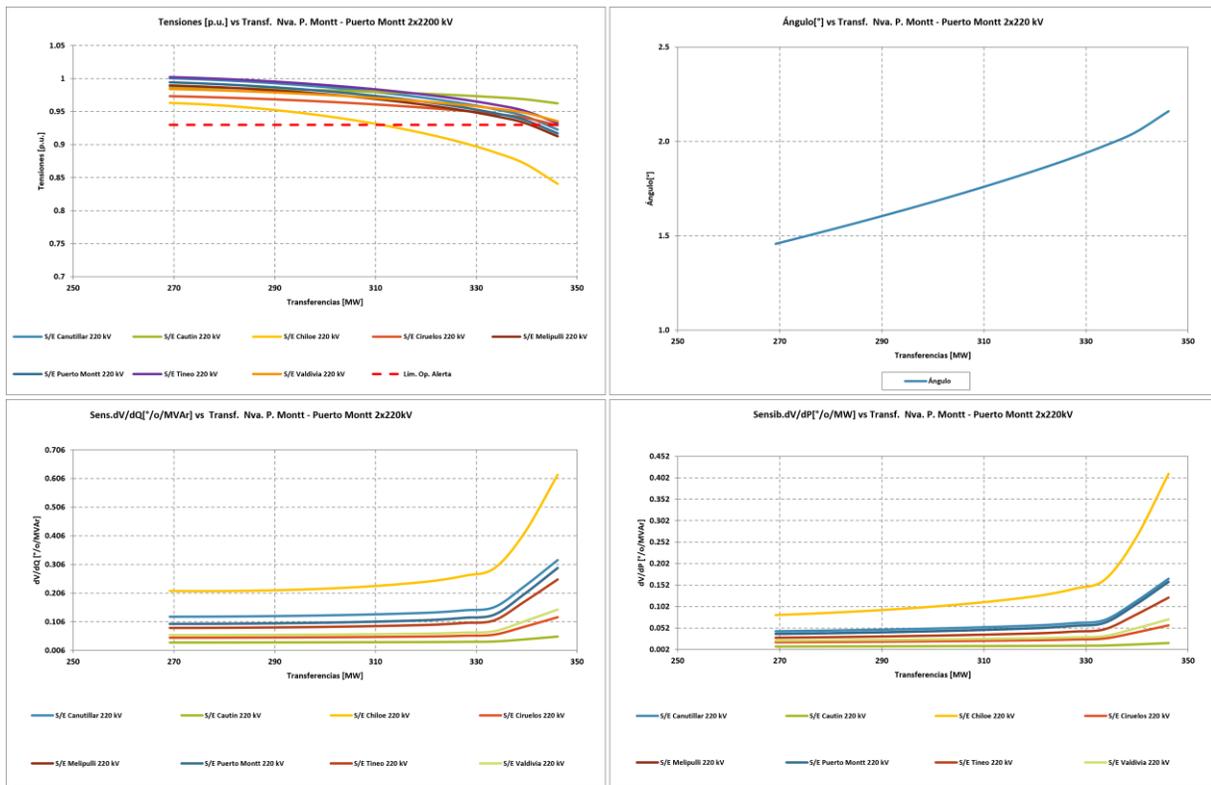


Figura 5.36 Caso C: Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla del CER de Puerto Montt.

A partir de los resultados obtenidos, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas por la por las líneas Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV, Frutillar Norte – Tineo 220 kV y Tineo – Puerto Montt en forma simultánea diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.81 Transferencias Máximas postcontingencia [MW] Caso C.

Circuito	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Punto Crítico Estabilidad
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	165	187	>187
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	177	200	>200
Pichirropulli - Tineo 220 kV	82	100	>100
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	162	175	>175
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	100	112	>112

Las transferencias precontingencia, bajo la condición más restrictiva se muestran a continuación, cabe mencionar que al tratarse de una falla del CER de Puerto Montt, y no una desconexión intempestiva de generación, no hay diferencia entre las transferencias pre y postcontingencia:

*Tabla 5.82 Transferencias precontingencia [MW], Caso C*

Circuito	P [MW]
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	165
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	177
Pichirropulli - Tineo 220 kV	82
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	162
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	100

### 5.9.2 Verificación Dinámica

Se verificó el comportamiento de la recuperación dinámica del sistema debido a la desconexión intempestiva de la unidad HE Canutillar U1 en los escenarios más críticos para dichas fallas, los resultados se muestran en la siguiente tabla.

*Tabla 5.83. Verificación Dinámica zona Sur.*

Caso	Falla	Estabilidad		Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Amortiguamiento	Ángulo	Vmin≥0.7 en 50ms	Vmin≥0.8 en 1s	V en 10% en 20s	fmin>48.9
Caso A	Desconexión Intempestiva	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B	Desconexión Intempestiva	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso C	Desconexión CER	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

De la tabla anterior se puede concluir que el factor de amortiguamiento en todas las contingencias simuladas está sobre el 5.0 % establecido en la NT. Adicionalmente, la frecuencia cumple con las exigencias establecidas en todos los casos.

El resultado de las simulaciones dinámicas se encuentra en el Anexo 7.12.

### 5.9.3 Resumen Zona Sur

Tabla 5.84. Resumen de las restricciones para la zona Sur.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Santa Clara - Charrúa 2x220 kV	Charrúa	Santa Clara	2x629	1097	915	-	-	-	-	Charrúa	-	610 (4)	TTOO (4)
Mulchén - Santa Clara 2x220 kV	Santa Clara	Mulchén	2x629	915	915	-	-	-	-	Ambos	-	629	Conductor
Río Malleco - Mulchen 2x220 kV	Río Malleco	Mulchén	2x581	732	915	-	-	-	-	Cautín	-	581	Conductor
Cautín - Río Malleco 2x220 Kv	Cautín	Río Malleco	2x581	457	732	-	-	-	-	Ambos	-	457	TTCC
Charrúa - El Rosal 1x220 kV	Charrúa	El Rosal	265	274	343	-	-	-	-	Ambos	-	265	Conductor
El Rosal - Los Varones 1x220 kV	El Rosal	Los Varones	263	343	366	-	-	-	-	Ambos	-	263	Conductor
Los Varones - Duqueco 1x220 kV	Los Varones	Duqueco	264	366	366	-	-	-	-	Ambos	-	264	Conductor
Duqueco- Los Peumos 1x220 kV	Duqueco	Los Peumos	264	366	457	-	-	-	-	Ambos	-	264	Conductor
Los Peumos - Temuco 1x220 kV	Los Peumos	Temuco	264	457	274	-	-	-	-	Ambos	-	264	Conductor
Temuco - Cautín 2x220 kV	Temuco	Cautín	2x193	274	549	-	-	-	-	Ambos	-	193	Conductor
Cautín - Río Toltén 2x220 kV	Cautín	Río Toltén	2x191	549	915	-	-	-	-	Ambos	-	191	Conductor

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Lastarria - Ciruelos 220 kV C1	Lastarria	Ciruelos	204	594	274	-	-	-	-	Ambos	-	204	Conductor
Lastarria - Ciruelos 220 kV C2	Lastarria	Ciruelos	144	594	366	-	-	-	-	Ambos	-	144	Conductor
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	Ciruelos	Valdivia	191	274	366	-	-	-	-	Ambos	-	191	Conductor
Ciruelos - Valdivia 220 kV C2	Ciruelos	Valdivia	145	366	366	-	-	-	-	Valdivia	-	145	Conductor
Ciruelos - C. de Huichahue 2x220 kV	Ciruelos	C. de Huichahue	2x354	366	366	-	-	-	-	Ambos	-	354	Conductor
C. de Huichahue - Pichirropulli 2x220 kV	C. de Huichahue	Pichirropulli	2x354	366	366	-	-	-	-	Ambos	-	354	Conductor
Valdivia - El Laurel 220 kV C1	Valdivia	El Laurel	201	183	457	-	-	-	-	Ambos	-	183	TTCC
Valdivia - El Laurel 220 kV C2	Valdivia	El Laurel	145	183	457	-	-	-	-	Ambos	-	145	Conductor
El Laurel - Pichirropulli 220 kV C1	El Laurel	Pichirropulli	201	457	366	-	-	-	-	Ambos	-	201	Conductor
El Laurel - Pichirropulli 220 kV C2	El Laurel	Pichirropulli	145	457	366	-	-	-	-	Ambos	-	145	Conductor
Pichirropulli - Rahue 220 kV C1	Pichirropulli	Rahue	193	366	229	-	-	-	-	Ambos	-	193	Conductor

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Pichirropulli - Rahue 220 kV C2	Pichirropulli	Rahue	145	366	229	-	-	-	-	Ambos	-	145	Conductor
Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1	Rahue	Frutillar Norte	195	229	732	-	-	-	-	Ambos	-	195	Conductor
Rahue - Frutillar Norte 220 kV C2	Rahue	Frutillar Norte	147	229	732	-	-	-	-	Pichirropulli	-	147	Conductor
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	Tineo	Puerto Montt	725	549	549	<b>Caso A:</b> 2 Unidades Canutillar E/S y CER P. Montt F/S Desconexión Intempestiva Canutillar U1  <b>Caso B:</b> 1 Unidad Canutillar E/S y CER P. Montt E/S Desconexión Intempestiva Canutillar U1  <b>Caso C:</b> Canutilla F/S CER E/S Falla CER	Caso A: 260	Caso A: 227	Cumple	Tineo	Caso A: 190	Caso A: 276	A: Regulación de Tensión AS: Regulación de Tensión B: Regulación de Tensión C: Regulación de Tensión
Tineo - Tap Off Llanquihue 220 kV C2	Tineo	TO Llanquihue	444	549	-		Caso B: 385	Caso B: 351		Tineo	Caso B: 291	Caso B: 371	
Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV C2	TO Llanquihue	Puerto Montt	444	-	549		Caso C: 326	Caso C: 311		Puerto Montt	Caso C: 342	Caso C: 342	
							Caso A: 98	Caso A: 82			Caso A: 67	Caso A: 103	A: Regulación de Tensión AS: Regulación de Tensión B: Regulación de Tensión C: Regulación de Tensión
							Caso AS: 133	Caso AS: 126			Caso B: 111	Caso B: 147	
							Caso B: 149	Caso B: 134			Caso C: 124	Caso C: 124	

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	Frutillar Norte	Tineo	195	732	549	-	-	-	-	Ambos	-	195 (3)	Conductor
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	Frutillar Norte	Tineo	147	732	549	-	-	-	-	Ambos	-	147 (3)	Conductor
Pichirropulli - Tineo 2x220 kV	Pichirropulli	Tineo	2x1233	366	549	-	-	-	-	Pichirropulli	-	366 (3)	TTCC
Puerto Montt - Melipulli 2x220 kV	Puerto Montt	Melipulli	2x188	366	366	-	-	-	-	Ambos	-	188	Conductor
Melipulli - Pargua 1x220 kV	Melipulli	Pargua	206	366	686	-	-	-	-	Ambos	-	206	Conductor
Pargua - Nva. Ancud 1x220 kV	Pargua	Nva. Ancud	102	686	594	-	-	-	-	Ambos	-	102	Conductor
Nva. Ancud - Chiloé 1x220 kV	Nva. Ancud	Chiloé	317	594	686	-	-	-	-	Ambos	-	317	Conductor
Chiloe - Gamboa 2x220 kV	Chiloé	Gamboa	314	686	229	-	-	-	-	Ambos	-	229	TTCC

Caso A: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con las dos (2) unidades de la Central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt F/S.

Caso B: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con una (1) unidad de la Central HE Canutillar E/S y el CER S/E Puerto Montt E/S.

Caso C: Falla CER, en un escenario con Central HE Canutillar F/S y el CER S/E Puerto Montt E/S.

- (1) Los valores de la columna “Post Contingencia” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia (Operación Normal) se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Por lo tanto, se presentan los valores de operación normal solo para los tramos críticos analizados en la sección 5.9.1. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.

- (3) Los límites de estos tramos quedan condicionados a los montos de los límites definidos para el tramo Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, límites que se presentan en la Figura 5.37, Figura 5.38 y Figura 5.39.
  - (4) Para este tramo en particular, el límite está determinado por la capacidad permanente de las trampas de onda (TTOO) de sus paños terminales. Específicamente, por la capacidad de las TTOO de los paños J7 y J10 de la S/E Santa Clara (1.6 kA).
- Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

En las siguientes figuras se resumen las restricciones determinadas para los tramos críticos de la zona sur, indicándose la condición de despacho de unidades generadoras considerada.

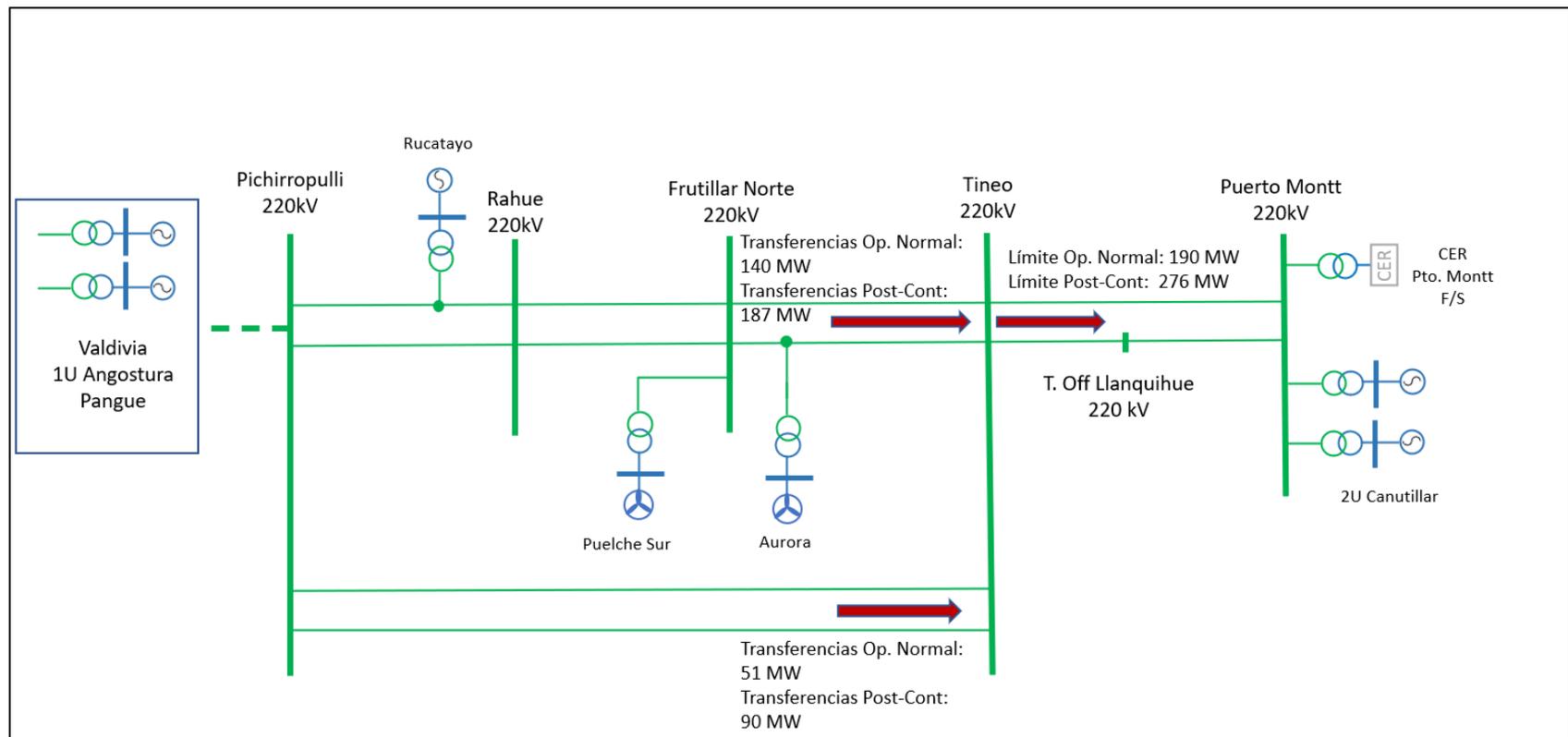


Figura 5.37 : Caso A: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

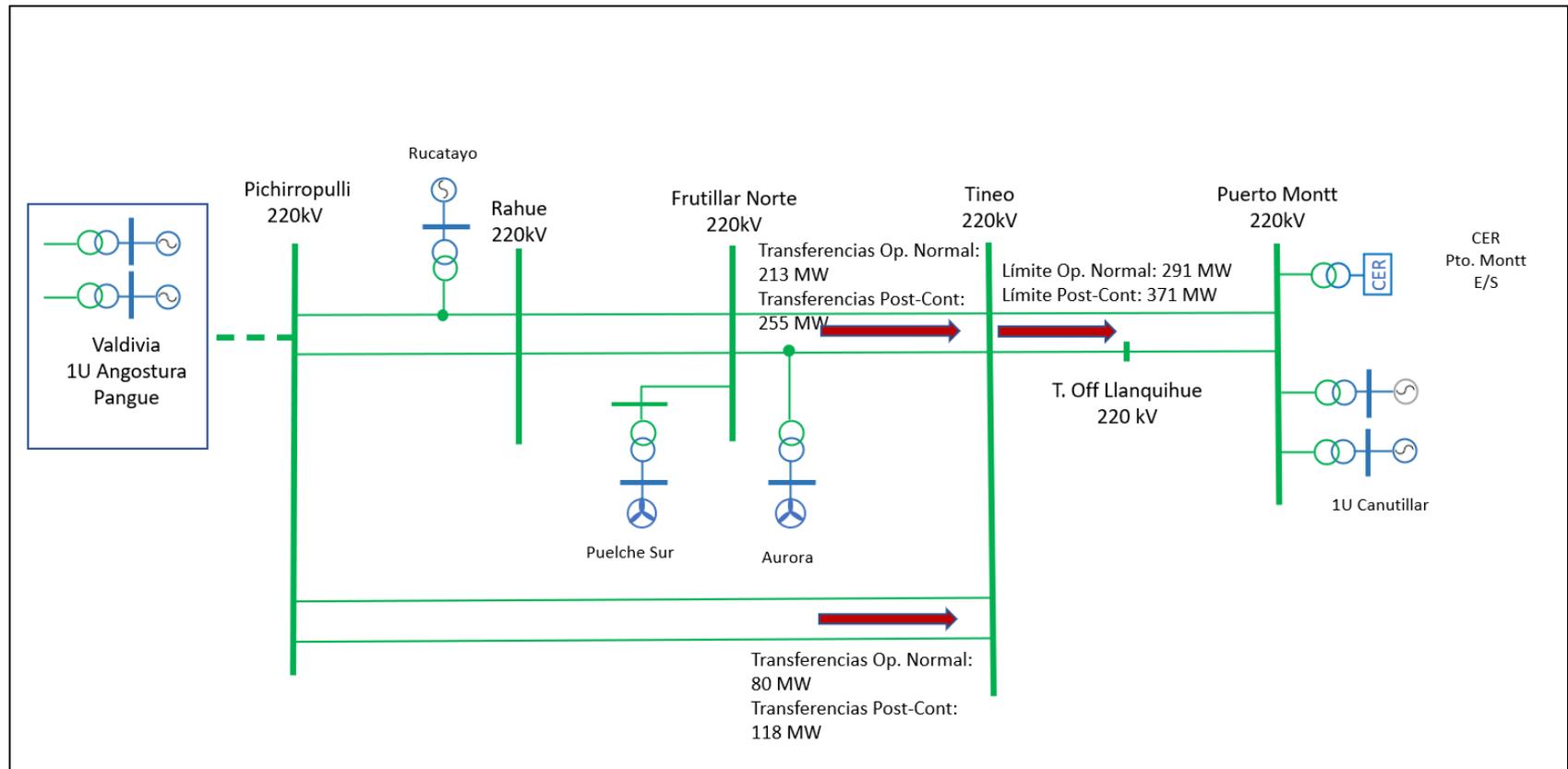


Figura 5.38 . Caso B: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

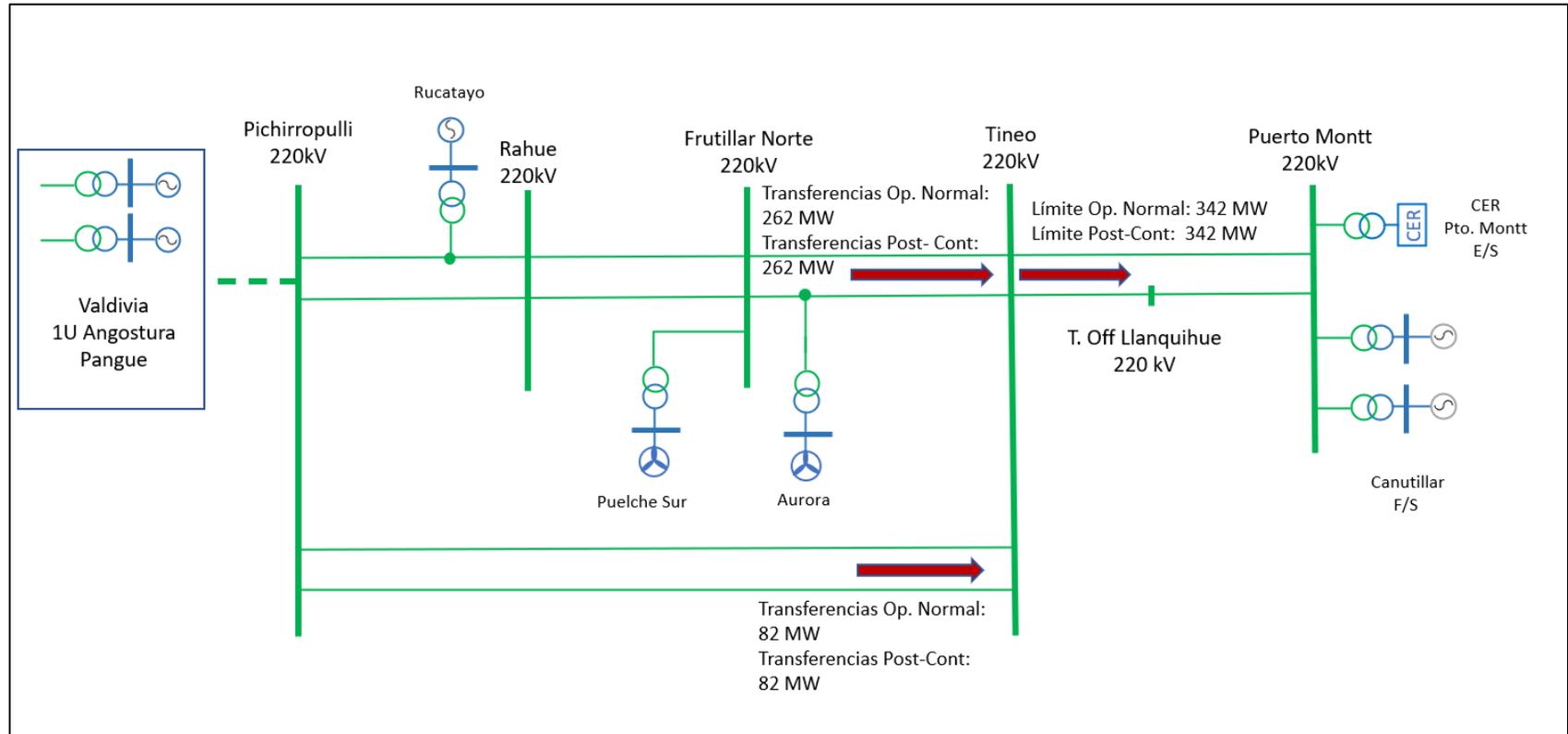


Figura 5.39 Caso C: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

## 5.10 Líneas de Inyección de Centrales

A continuación, se analizan las limitaciones de las siguientes líneas, verificando la evacuación de generación a plena capacidad:

- Ralco – Los Notros 220 kV.
- Antuco – Charrúa 220 kV.
- Pehuenche – Ancoa 220 kV.
- San Luis – Quillota 220 kV.
- Santa María – Charrúa 220 kV.

Las limitaciones térmicas por conductor y TTCC se encuentran en el Anexo 7.10.

En el caso particular de la línea San Luis – Quillota 220 kV, de corta longitud y baja reactancia, las restricciones operativas están supeditadas a la capacidad térmica propia de sus instalaciones de conexión al sistema.

Respecto del resto de estas líneas, con la excepción de la línea Ralco – Los Notros 220 kV, no han sufrido cambios topológicos y las nuevas centrales no son un aporte significativo a la potencia de cortocircuito en los nudos de conexión, de manera que estas cumplen con la verificación del comportamiento dinámico (estabilidad transitoria) para plena generación, de acuerdo con lo señalado en versiones previas del estudio y que se resumen en la tabla siguiente. El caso de la nueva SE Los Notros 220kV, la cual secciona las líneas Pangué – Charrúa, Ralco - Charrúa 220kV y Angostura – Mulchén 220 kV, representa una reducción en las impedancias de vínculo de estas centrales al SEN. Por lo tanto, no debería haber detrimento a la seguridad del SEN respecto de la condición anterior.

De acuerdo con lo anterior, el resumen de restricciones es el siguiente.

Tabla 5.85. Resumen de restricciones centrales

Nombre de Línea	SS/EE		Cap. Térmica 25° c/sol [MVA]	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Inyección Máxima Verificada en Simulación Dinámica [MW]	Punto de Medida
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino		
Ralco – Los Notros 220 kV C1	Ralco	Los Notros	876	1143	1097 (1)			Ralco: 690	Ralco
Ralco – Los Notros 220 kV C2	Ralco	Los Notros	738	1143	1097 (1)				
Antuco – Charrúa 220 kV C1 y C2	Antuco	Charrúa	2x517	2x549	2x274			Antuco: 264	Antuco
Antuco – Tap Trupán 220 kV	Antuco	Tap Trupán	517	1x549	-				
Pehuenche – Ancoa 220 kV L1 y L2	Pehuenche	Ancoa	2x517	2x915	2x915			Pehuenche: 550	Pehuenche
San Luis – Quillota 220 kV L1 y L2	San Luis	Quillota	2x1974	2x1829	2x1829	2x1600 (2)	2x1600 (2)	Inyección total: 1476	San Luis
Santa María – Charrúa 220 kV	Santa María	Charrúa	2x883	2x1372	2x1097			Santa María: 350	Santa María

- (1) Se consideran los valores de corriente nominal primaria de los TTCC indicados en los print outs de los relés de los paños correspondientes, ya que el dato “TAP seleccionado del primario” informado para estos TTCC en el sistema de Infotécnica no es consistente.
- (2) Según lo informado a la GO, los interruptores de poder de la línea 2x220 kV San Luis – Quillota poseen un límite transitorio de 4200 A para un tiempo de 1 hora. Por lo dicho anteriormente, la limitación por equipos queda establecida por los interruptores de poder en 1600 MVA.

## 6 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

El presente estudio contempla el análisis de las principales restricciones que se presentan en el Sistema Eléctrico Nacional, analizando en detalle aquellos tramos que se consideran críticos, en cuyos casos se determinan en forma independiente los límites térmicos y por estabilidad de tensión. Luego de determinar las limitaciones de las distintas líneas se realizó una verificación dinámica para aquellos tramos más exigidos y en las condiciones más críticas de cada zona, comprobándose el cumplimiento de las exigencias de la NTSyCS para el comportamiento dinámico de las distintas variables del sistema.

El estudio consideró un análisis por zonas del Sistema Eléctrico Nacional y se evaluaron las limitaciones que afectan a las líneas del Sistema de Transmisión Nacional, aquellas líneas del Sistema de Transmisión Zonal (STZ) que abastecen las zonas de la Quinta Región y Concepción, y aquellas líneas del STZ que forman parte del sistema de 154 kV comprendido entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa.

Cabe señalar que para las líneas del Norte Grande que se conectan a las SS/EE Crucero y Encuentro, se consideró la limitación térmica a 35°C de temperatura ambiente, la cual representa las condiciones más exigentes de la zona del desierto de Atacama.

Para cada uno de los tramos analizados se presentan las restricciones postcontingencia de régimen permanente y para aquellos tramos considerados críticos también se incluyen las transferencias en operación normal de los escenarios analizados. Además, para la aplicación de las restricciones en aquellos tramos con vínculos redundantes, se presentan los factores de redistribución de flujos relacionados con las distintas contingencias simples en dichos tramos.

Si bien de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS existe la posibilidad de sobrecargar algunos equipos por un tiempo reducido ante la ocurrencia de una contingencia simple, por seguridad para la operación y para las personas en este estudio sólo se consideran limitaciones por sobrecarga de corta duración para los equipos de compensación serie, dado que en el caso de no poder controlar una sobrecarga en dichos equipos operaría la protección de sobrecarga correspondiente cortocircuitando el elemento, acción que no compromete la seguridad del sistema ni de las personas.

Los límites operacionales determinados en el presente estudio pueden variar, principalmente debido a las condiciones topológicas y las características del despacho de generación (monto y distribución de la reserva de potencia activa y reactiva) que se presenten en la operación real, por lo que dichos límites son sólo de carácter referencial. En consecuencia, las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del sistema que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

Cabe señalar que todos los escenarios analizados consideran en servicio la nueva línea 4x220 kV con la cual se seccionará la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en la S/E Centella, cuya fecha de entrada en operación se estimaba al inicio del Estudio (septiembre 2024) para diciembre de 2024. Mientras no entre en operación este proyecto, se deberán considerar las inercias mínimas de la Zona Norte Grande determinadas en la versión 2022 de este estudio o en las minutas operativas que corresponda.

A continuación, se presenta un resumen de las principales conclusiones para cada zona en estudio.

### 6.1 Zona Norte Grande

Se realizó un análisis de la inercia mínima necesaria para afrontar las contingencias simples más críticas en escenarios con altas transferencias entre esta zona y el resto del sistema, tanto en condiciones de noche con transferencias en el sentido Sur → Norte, como en condiciones de día con transferencias en el sentido Norte → Sur.

Para la condición de día se analizaron fallas de severidad 4 en las líneas del sistema Kimal – Polpaico 500 kV en un escenario de demanda alta, con alta generación ERV en la zona norte del SEN y con las máximas transferencias esperables por dicho sistema. Además, dadas las limitaciones que tienen los modelos RMS para el análisis de cortocircuitos en zonas de baja fortaleza de la red, se consideró, como criterio complementario al cumplimiento de las exigencias dinámicas establecidas en la NTSyCS, el cumplir índices de fortaleza de la red ESCR en todas las barras con concentración relevante de generación ERV que se acerquen a los valores mínimos recomendados ampliamente en la literatura técnica y que, sin perder de vista las realidades de otros operadores, son considerados en sistemas con una alta penetración de generación basada en inversores. El límite inferior corresponde a 1.5 y en algunas zonas, dependiendo de la topología (por ejemplo, tramos radiales) y del nivel de generación ERV adyacente a las barras correspondientes, se podría alcanzar hasta un valor de 1.3. Los valores mínimos de fortaleza de la red considerados en este estudio deberán ser ajustados o validados mediante simulaciones EMT cuando se cuente con una base de datos del SEN con una alta completitud de modelos fidedignos de los sistemas de control de los parques ERV.

Para las máximas transferencias esperables en el sentido Norte → Sur y en horas de máxima generación solar (con las unidades térmicas de la zona norte del SEN despachadas a potencia mínima), se recomienda operar con las siguientes inercias mínimas de la zona Norte Grande en función del número de unidades de Central Guacolda en servicio.

N° unidades Guacolda	Inercia mínima Norte Grande [GVAs]
0	12.5
2	10.0
4	8.0

Dado que estos requerimientos quedan determinados por los índices de fortaleza de la red, ellos son dependientes del nivel de generación ERV en la zona norte del SEN y, por lo tanto, del nivel de transferencias por el sistema de 500 kV. Por ejemplo, para transferencias por el sistema de 500 kV que no superen los **800 MW** por el tramo Parinas – Cumbre ni los **1900 MW** por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, se recomienda considerar una inercia mínima del Norte Grande de 7 GVAs para el escenario con 2 unidades de Central Guacolda en servicio.

Para la condición de noche se analizó la desconexión intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV en un escenario de demanda alta con altos flujos por el sistema troncal de 500 kV en el sentido Sur → Norte. Se verificó el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámicos del sistema ante la desconexión intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV para un valor mínimo de inercia en el Norte Grande de **6 GVAs** con tres unidades de Guacolda en servicio, de igual manera, cuando se encuentran dos unidades de Guacolda despachadas.

## **6.2 Zona Norte Chico**

Debido a las variaciones en la dirección del flujo de potencia activa que se presentan en esta zona, se analizaron límites de transmisión en sentido Norte → Sur y en sentido Sur → Norte. Estos límites se calcularon para los principales tramos del sistema de transmisión de la zona, que corresponden a las líneas Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que son las que debido a su falta de enmallamiento y longitud, respectivamente, implican restricciones en la zona.

A continuación, se presentan las conclusiones de cada caso analizado en esta zona:

- **Caso A: Falla de un circuito de las líneas Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencias Norte ↔ Sur.**

En este caso se analizaron las transferencias máximas admisibles por las líneas Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el sentido Norte → Sur.

Se consideró un escenario de demanda alta de día con alta generación ERV en la zona norte del SEN. Además, se consideró toda la compensación serie del sistema de 500 kV en servicio.

Dado que los límites de transmisión de los tramos analizados son dependientes del número de unidades sincrónicas en servicio en la zona centro-norte del SEN, se analizaron condiciones de operación con inercias baja y media en dicha zona (casos A1 y A2, respectivamente).

### **Caso A1: Escenario de inercia baja en zona centro-norte**

Para esta condición se consideró un escenario base con 5 unidades sincrónicas grandes en servicio en el Norte Grande, 2 unidades de Central TER Guacolda en servicio y despachadas a potencia mínima, y en la Zona Centro, dos ciclos combinados de la S/E San Luis en servicio. Además, se analizaron dos sensibilidades considerando 0 y 4 unidades de la central TER Guacolda en servicio.

Dado que en la operación real no se alcanzan transferencias muy altas por el tramo Parinas – Cumbre en condiciones de baja inercia de la zona Norte Grande, en este escenario sólo se analizó el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

La limitación para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV queda impuesta, en el Caso Base y en la sensibilidad con central Guacolda fuera de servicio, por el límite por estabilidad de tensión en régimen permanente. En la sensibilidad con 4 unidades de dicha central en servicio la limitación queda

impuesta por la capacidad térmica de los TTCC del extremo Polpaico de la línea. En la tabla siguiente se resumen las transferencias máximas determinadas para cada caso analizado.

Caso	Operación Normal [MW]	Post Contingencia [MW]
A1: Caso Base	2185	2020
A1s1: Sensibilidad con central Guacolda fuera de servicio	2100	1935
A1s2: Sensibilidad con 4 unidades de central Guacolda en servicio	2265	2099

### Caso A2: Escenario de inercia media en zona centro-norte

En este caso se analiza un escenario de inercia media en la zona centro-norte, caracterizado por un despacho de unidades sincrónicas en el Norte Grande que dispongan de una inercia de 11 GVA aproximadamente, 3 unidades en central TER Guacolda y en el centro 4 ciclos combinados en San Luis y TER Nueva Ventanas U1.

En la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV se alcanzó un límite de transmisión pre-contingencia de 2265 MW, medidos en la subestación Nueva Pan de Azúcar. Esta restricción está impuesta por la capacidad térmica de los TTCC del extremo Polpaico, para la condición de contingencia de severidad 4 en uno de sus circuitos. El límite post contingencia en este tramo es de 2091 MW.

En la línea Parinas - Cumbre 500 kV se determinó un límite de transmisión pre-contingencia de 1700 MW, límite que queda establecido por criterios de recuperación dinámica asociados al cumplimiento del factor de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas (medidas a partir de las oscilaciones de potencia transferidas en las líneas de transmisión del corredor de 500 kV de la zona centro norte del SEN), derivada de una contingencia de severidad 4 en uno de sus circuitos. El límite post contingencia en este tramo es de 1730 MW.

- **Caso B: Falla de un circuito de las líneas Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencias Sur ↔ Norte**

En el escenario analizado se consideró una condición de demanda media de noche con un reducido número de unidades en la zona del Norte Grande, con 3 unidades de Central TER Guacolda en servicio y con baja generación de los parques eólicos de la zona norte del SEN. En estas condiciones se presentan transferencias altas en el sentido Sur - Norte a través de todos los tramos del sistema de 500 kV comprendido entre las SS/EE Los Changos y Polpaico.

En este caso la contingencia más crítica para los tramos analizados corresponde a la falla de un circuito paralelo. La limitación por TTCC de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV es de a 2078 MW postcontingencia y la limitación por regulación de tensión de la línea Parinas – Cumbre 500 kV es de a 2077 MW postcontingencia. Luego, y al considerar las condiciones más desfavorables, se tiene un límite

precontingencia de 2250 MW para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV y de 2035 MW para la línea Parinas – Cumbre 500 kV.

Se realizó un caso adicional con un escenario de igual demanda, transferencias de 1600 MW inicialmente por la línea Parinas – Cumbre 500 kV y de 1700 MW por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV y poca generación sincrónica en la zona centro. El ejercicio propuesto fue la salida intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV, contingencia de alta complejidad para el escenario propuesto. El ejercicio tenía el propósito de verificar y determinar un límite por estabilidad transitoria de la línea Parinas – Cumbre 500 kV, sin embargo, el límite encontrado corresponde a 2080 MW precontingencia, valor superior a los 2035 MW establecido previamente de acuerdo al análisis de estabilidad de tensión, y por lo tanto menos restrictivo.

En todos los casos analizados las restricciones determinadas son menores que las capacidades térmicas de los respectivos conductores y elementos serie. En los demás tramos del sistema de 500 kV del Norte Chico no se presenta ningún tipo de limitación por estabilidad de tensión.

El resto de las restricciones de la zona corresponden a capacidades térmicas de conductores y TTCC.

### **6.3 Zona Centro (500, 220 y 154 kV)**

De acuerdo con la topología de los sistemas centro de 220 y 154 kV, no se observan problemas de tensión para los escenarios estudiados. Las restricciones de las principales líneas que abastecen estas zonas corresponden a limitaciones definidas por las restricciones térmicas por conductor o por TTCC.

En el sistema centro de 500 kV, la contingencia más crítica es la salida intempestiva de la unidad TER IEM U1, con altas transferencias por el sistema de 500 kV Sur desde S/E Charrúa. La contingencia de severidad 5 de U16 de Central Tocopilla y la central TER San Isidro II TG TV resultan ser menos restrictivas, como así también las contingencias de severidad 4 en las líneas Charrúa Ancoa 500kV y Ancoa Alto Jahuel 500kV. En las condiciones señaladas, se alcanzaron transferencias máximas postcontingencia del orden de 3395 MW por la línea Ancoa - Alto Jahuel 500 kV, para evitar problemas de estabilidad de tensión. Lo anterior se logra cuando existe una mayor generación prevista de S/E Charrúa al Sur (considerando generación sincrónica y parques eólicos), y en el sector al norte de la S/E Alto Jahuel 500 kV se cuenta con bajo soporte de potencia reactiva proveniente de unidades síncronas. Específicamente, al no estar en servicio las unidades de Central HE Rapel, ni tampoco las unidades de Central Nueva Ventanas. En estas condiciones se analizaron distintos casos considerando 1 o ningún ciclo combinado en S/E San Luis.

- **Caso A1: Salida Intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Baja Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis. SVC Plus STATCOM Entre Ríos +/-200MVar E/S.**

Este caso considera la desconexión intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW. El escenario corresponde a un caso de demanda baja de noche previsto para 22-12-2025, con transferencias en sentido Sur - Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel), con una demanda bruta estimada de 9146 MW.

De acuerdo con los resultados obtenidos, fueron detectados problemas de estabilidad de tensión, alcanzando niveles de transferencia al norte de Ancoa de alrededor de 3443 MW. En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia 2992 MW.

- **Caso A2: Salida Intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Baja Noche. SVC Plus STATCOM Entre Ríos +/-200MVar E/S.**

Este caso considera la desconexión intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW sin ciclos combinados en servicio en S/E San Luis. A partir de los resultados de las simulaciones, se alcanzan transferencias máximas por Ancoa – Alto Jahuel 500 kV de aproximadamente 3395 MW previo al colapso de tensión por déficit de potencia reactiva. Las transferencias precontingencia son alrededor de 2973 MW.

- **Caso B1: Salida Intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Alta Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis. SVC Plus STATCOM Entre Ríos +/-200MVar E/S.**

Este caso considera la desconexión intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW. El escenario corresponde a un caso de demanda máxima de noche previsto para 22-12-2025, con transferencias en sentido Sur → Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel), con una demanda bruta estimada de 11609 MW.

De acuerdo con los resultados obtenidos no fueron detectados problemas de estabilidad de tensión, alcanzando niveles de transferencia al norte de Ancoa de alrededor de 3617 MW. Para poder realizar un aumento de las transferencias desde Charrúa al Norte habría que despachar más unidades convencionales que además implica un mayor soporte de reactivos en S/E Charrúa. En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia son alrededor de 3228 MW.

- **Caso B2: Salida Intempestiva de la central TER IEM U1 con 375 MW. Escenario Demanda Alta Noche.**

En este caso no se cuenta con ciclos combinados dando soporte de tensión en la zona de S/E San Luis.

A partir de los resultados de las simulaciones, no se observan problemas de estabilidad de tensión y se alcanzan transferencias máximas por Ancoa – Alto Jahuel 500 kV de aproximadamente 3613 MW. Para poder realizar un aumento de las transferencias desde Charrúa al Norte habría que despachar más

unidades convencionales que además implica un mayor soporte de reactivos en S/E Charrúa. Las transferencias precontingencia en las condiciones descritas son alrededor de 3232 MW.

Para todos los casos, las simulaciones dinámicas realizadas y correspondiente a contingencias severidad 5, cumplen con todos los criterios y exigencias de la NTSyCS. Adicionalmente, fueron realizadas verificaciones ante fallas de severidad 4 en las líneas Charrúa – Ancoa 500kV y Ancoa – Alto Jahuel 500kV. Dado el nivel de penetración ERV y menor generación convencional en barras Charrúa y Ancoa, es relevante verificar la convergencia, recuperación dinámica ante los huecos de tensión y el amortiguamiento en caso de fallas en condiciones de altas transferencias. Los resultados descartan problemas de estabilidad, riesgos para la operación del SEN y además cumplen con los estándares establecidos en la NT SyCS.

Por otra parte, se analizaron los factores de redistribución de flujos relacionados con las diversas contingencias o condiciones operacionales presentadas y debido a la redundancia de vínculos que presenta la zona.

En resumen, en las condiciones más exigentes (Casos A1 y A2), para montos de transferencias superiores a las señaladas y para la contingencia más crítica, se presentarían problemas de déficit de reservas de potencia reactiva debido al escaso número de unidades sincrónicas de gran tamaño (>50 MW) en servicio entre las SS/EE Nogales 220 kV y Alto Jahuel 500 kV, derivando en problemas de inestabilidad de tensión.

#### **6.4 Zona V Región**

De acuerdo con la topología de esta zona (líneas cortas), no se observan problemas de tensión para los escenarios estudiados. Las restricciones de las principales líneas que abastecen la zona corresponden a limitaciones definidas por las restricciones del conductor para la línea San Pedro – Quillota 110 kV. Para respetar la anterior restricción, resulta relevante tener en consideración la correlación de flujo, dada por los factores de redistribución, entre la línea San Pedro – Quillota 110 kV y el transformador 220/110 kV de la S/E Ventanas, considerando que la contingencia en este último elemento es la más exigente de la zona.

#### **6.5 Zona Concepción**

De acuerdo con la topología de esta zona (líneas cortas), no se observan problemas de tensión para los escenarios estudiados. Las restricciones de las líneas de la zona corresponden a limitaciones definidas por las limitaciones de los conductores, donde se puede observar que para la línea Charrúa – Concepción 220 kV, el Transformador ATR 7 Concepción posee la misma capacidad que el conductor de la línea.

#### **6.6 Zona Sur**

Bajo un escenario de demanda alta típico de la zona, se analizaron dos condiciones de operación de los recursos de soporte reactivo de la zona de Puerto Montt. En particular se evaluó el límite de transmisión

de la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, considerando en un primer caso la indisponibilidad del CER S/E Puerto Montt, mientras que en un segundo caso se considera la indisponibilidad de una de las unidades de la Central HE Canutillar.

A continuación, se presentan las conclusiones de cada caso analizado en esta zona:

- **Caso A: Falla de la unidad HE Canutillar U1, con dos unidades de la Central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt F/S.**

Bajo estas condiciones, se puede observar que las restricciones de transmisión de la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, quedan definidas por los límites de regulación de tensión en la barra Gamboa 220 kV, obteniendo un monto máximo de transferencia de 276 MW postcontingencia y 190 MW precontingencia en el tramo al norte del Tap Off Llanquihue, mientras que en el tramo al sur del Tap Off se obtiene un monto máximo de transferencia de 229 MW postcontingencia y 152 MW precontingencia.

Este resulta ser el caso más restrictivo

- **Caso B: Falla de la unidad HE Canutillar U1, con una unidad de la Central HE Canutillar E/S y con el CER de Puerto Montt E/S.**

Previo a la falla y con el escenario debidamente ajustado, se realiza una prueba para determinar el máximo de reactivos que puede aportar el CER de Puerto Montt precontingencia, para que se cumplan las condiciones de regulación de tensión postcontingencia ante la falla del CER de Puerto Montt este mismo. Lo anterior con el objetivo de maximizar las transferencias en el tramo analizado Tineo – Puerto Montt 2x220 kV.

Al igual que en el caso A, bajo estas condiciones, se puede observar que las restricciones de transmisión del tramo Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, quedan definidas por los límites de regulación de tensión en la barra de Gamboa 220 kV, obteniendo un monto postcontingencia máximo de transferencia de 371 MW y 291 MW precontingencia en el tramo al norte del Tap Off Llanquihue, mientras que en el tramo al sur del Tap Off se obtiene un monto máximo de transferencia de 327.4 MW postcontingencia y 249 MW precontingencia.

- **Caso C: Falla de CER de Puerto Montt en un escenario sin unidades de HE Canutillar en servicio:**

Bajo estas condiciones, se puede observar que las restricciones de transmisión de la nueva línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, quedan definidas por los límites de regulación de tensión en la barra Chiloé 220 kV, obteniendo un monto máximo de transferencia de 342 MW postcontingencia en el tramo al norte del Tap Off Llanquihue, mientras que en el tramo al sur del Tap Off se obtiene un monto máximo de transferencia de 275 MW postcontingencia. Los valores precontingencia corresponden a los mismos que precontingencia, debido a que la falla corresponde a la salida de servicio del CER de Puerto Montt y no una desconexión intempestiva de generación.

El resto de las restricciones de las líneas de transmisión de la zona quedan definidas por las capacidades térmicas de los conductores y los TT/CC.