

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

***“ESTUDIO DE TRANSMISION TRONCAL PARA
ESCENARIOS DE EXPANSION DE LA GENERACION Y DE
INTERCONEXIONES CON OTROS SISTEMAS ELECTRICOS”***

**INFORME 4
PLANES DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SIC Y DEL SING**

21 AGOSTO 2006

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
PRIMERA PARTE.....	2
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN.....	2
1.1 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PRESENTADOS	2
1.2 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREPARADOS POR EL CONSULTOR	15
CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA.....	29
2.1 ESCENARIOS DE GENERACIÓN.....	29
<i>Obras de Generación del Escenario de Expansión SIC N° 1</i>	29
<i>Obras de Generación del Escenario de Expansión SIC N° 2</i>	30
<i>Obras de Generación del Escenario de Expansión SIC N° 3</i>	31
<i>Obras de Generación del Escenario de Expansión SIC N° 4</i>	32
2.2 PREVISIÓN Y REPRESENTACIÓN DE LA DEMANDA.....	33
CAPÍTULO 3. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL Y FORMULACIÓN DE PLANES DE EXPANSIÓN.....	34
3.1 GENERALIDADES.....	34
3.2 MODELOS Y REPRESENTACIÓN DEL SIC	35
3.3 FORMULACIÓN DE PLANES DE EXPANSIÓN.....	35
3.3.1 <i>DIAGNÓSTICO DEL STT DEL SIC EN EL ESCENARIO N° 1</i>	35
3.3.1.1 <i>Zona Norte, Quillota a Diego de Almagro</i>	36
a) Tramo de 220 kV Diego de Almagro – Carrera Pinto	36
b) Tramo de 220 kV Cardones – Carrera Pinto.....	38
c) Tramo de 220 kV Maitencillo – Cardones	40
d) Tramo de 220 kV Pan de Azúcar – Maitencillo.....	42
e) Tramos de 220 kV Quillota – Los Vilos - Pan de Azúcar	44
3.3.1.2 <i>Zona Central, Ancoa – Alto Jahuel - Quillota</i>	47
a) Zonas Metropolitana, Quinta y Sexta Región	47
b) Zona Itahue – Alto Jahuel.....	61
c) <i>Zona Central, Charrúa – Ancoa</i>	71
3.3.1.3 <i>Zona Sur</i>	72
a) Zona Sur, Charrúa a Temuco	72
b) Zona Sur, Temuco a Valdivia.....	73
c) Zona Sur, Valdivia a Puerto Montt.....	75
3.3.2 <i>ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y DETERMINACIÓN DE CAPACIDADES MÁXIMAS DE TRANSMISIÓN</i>	77
3.3.2.1 <i>Criterios utilizados en los estudios de sistemas</i>	77
a) Niveles de demanda y Despachos de generación.....	77
b) Criterios utilizados en los estudios estáticos.....	77
c) Criterios utilizados en los estudios dinámicos	78
A ZONA NORTE.....	79
B ZONA CENTRO	80
C ZONA ITAHUE – ALTO JAHUEL	81

D	ZONA SUR.....	82
CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN 84		
4.1	GENERALIDADES	84
4.2	EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA ZONA NOGALES-PUNTA DE CORTÉS.....	84
4.2.1	DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS BÁSICAS	84
4.2.2	METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN.....	87
4.2.3	OBRAS DE CIERRE DE LAS ALTERNATIVAS BÁSICAS	87
4.2.4	EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS BÁSICAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	89
4.3	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS TRAMOS AL NORTE DE NOGALES, AL SUR DE CHARRÚA Y TRAMO CHARRÚA-ANCOA-JAHUEL ..	98
4.3.1	GENERALIDADES	98
4.3.2	CONCEPTO GENERAL DE LA EVALUACIÓN	99
4.3.3	CRITERIO DE DECISIÓN Y ELEMENTOS DE LA EVALUACIÓN	100
4.3.4	EVALUACIÓN.....	103
4.4	EVALUACIÓN ZONA ITAHUE-ALTO JAHUEL 154/220 KV	124
4.5	PROGRAMA DE REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE PODER EN EL SISTEMA TRONCAL	128
CAPÍTULO 5. SENSIBILIDAD DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN AL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA		
		129
CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ALTERNATIVOS		
		132
CAPÍTULO 7. OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2007 – 2010.....		
		134
CAPÍTULO 8. CLASIFICACIÓN DE LAS NUEVAS OBRAS.....		
		136
ANEXOS		
		138
ANEXO A.....		
		139
A	ZONA NORTE.....	143
A.1.a	<i>Tramo Diego de Almagro-Carrera Pinto</i>	143
A.1.a.1	Etapa: hasta fin del horizonte.....	145
A.1.b	<i>Tramo Carrera Pinto-Cardones</i>	147
A.1.b.1	Etapa: hasta fin del horizonte.....	148
A.1.c	<i>Tramo Cardones-Maitencillo</i>	150
A.1.c.1	Etapa: con 2 circuitos actuales.....	151
A.1.c.2	Etapa: con 3 circuitos.....	153
A.1.d	<i>Tramo Maitencillo-Pan de Azúcar</i>	154
A.1.d.1	Etapa: antes de Guacolda 3.....	155
A.1.d.2	Etapa: con Guacolda 3	157

A.1.e	<i>Tramo Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales</i>	159
A.1.e.1	Etapa: Antes de Pan de Azúcar II, con 2 circuitos actuales	160
A.1.e.2	Etapa: con Pan de Azúcar II	163
B	ZONA CENTRO	167
B.1	CONEXIÓN CENTRALES V REGIÓN	167
B.1.a	<i>Tramo Nogales - Polpaico</i>	167
B.1.a.1	Etapa: hasta el fin del horizonte.....	168
B.1.b	<i>Tramo Quillota-Polpaico</i>	170
B.1.b.1	Etapa: hasta el fin del horizonte.....	171
B.2	SISTEMA ANCOA – SANTIAGO – POLPAICO 500 kV	173
B.2.a.1	Etapa : desde puesta en servicio S/E Polpaico 500 kV, hasta puesta en servicio S/E Lo Aguirre 500 kV	174
B.2.a.2	Etapa : con S/E Lo Aguirre en servicio y tramo Lo Aguirre – Cerro Navia fuera de servicio.	177
B.2.a.3	Etapa : con S/E Lo Aguirre en servicio normal	180
B.2.a.4	Etapa: con S/E Nogales en servicio	181
B.2.a.5	Etapa: con Ciclo Combinado I VI Región en servicio	183
B.2.a.6	Etapa: con S/E El Rodeo 220 en servicio y 1 solo circuito El Rodeo - Chena.....	185
B.2.a.7	Etapa: con 2 circuitos El Rodeo – Chena (nuevo conductor) y Ciclo Combinado II VI Región en servicio	187
B.2.a.8	Etapa: con S/E El Rodeo 500 y Ciclo Combinado III VI Rg en servicio	190
B.3	SISTEMA ANCOA – ALTO JAHUEL 154/220 KV	192
B.3.a	<i>Tramo Anco-Itahue</i>	192
B.3.a.1	Etapa: hasta el fin del horizonte.....	193
B.3.b	<i>Tramo Itahue – Alto Jahuel</i>	195
B.3.b.1	Etapa: Central La Higuera 154 kV.....	196
B.3.b.2	Etapa: S/E Punta de Cortés 220 kV, Tinguiririca – Punta de Cortés fuera de servicio	199
B.3.b.3	Etapa: Central La Higuera y Confluencia operando en 220 kV, Tinguiririca – Teno fuera de servicio	201
B.3.b.4	Etapa: Itahue – Teno fuera de servicio.....	203
B.3.b.5	Etapa: Operación en anillo de 220 kV	205
B.3.b.6	Etapa: con CC I VI Región.....	208
B.3.b.7	Etapa: con CC II V Región.....	211
B.3.b.8	Etapa: con CC III VI Región.....	213
B.4	SISTEMA CHARRÚA – ANCOA 500 kV	215
B.4.a	<i>Tramo Ancoa-Charrua</i>	215
B.4.a.1	Etapa: hasta fin del horizonte.....	216
C	ZONA SUR	217
C.1.a	<i>Tramo Charrúa-Temuco</i>	217
C.1.a.1	Etapa : antes de Central Neltume.....	218
C.1.a.2	Etapa : con Central Neltume.....	220
C.1.a.3	Etapa : con TV Puerto Montt.....	221
C.1.b	<i>Tramo Temuco – Valdivia</i>	225
C.1.b.1	Etapa : antes de Neltume	226
C.1.b.2	Etapa : con Neltume.....	229
C.1.b.3	Etapa : con TV Puerto Montt.....	231
C.1.c	<i>Tramo Valdivia - Barro Blanco - Puerto Montt</i>	233
C.1.c.1	Etapa : antes de Neltume	234
C.1.c.2	Etapa : con Neltume.....	236
C.1.c.3	Etapa : con TV Puerto Montt.....	238
D	ZONA CENTRO	244
D.1	CONEXIÓN CENTRALES V REGIÓN	244
D.1.a	<i>Tramo Nogales - Polpaico</i>	244
D.1.a.1	Etapa: hasta el fin del horizonte.....	245
D.2	TRAMO POLPAICO – CERRO NAVIA – LO AGUIRRE – EL RODEO	246
D.3	TRAMO POLPAICO – CERRO NAVIA – LO AGUIRRE – EL RODEO	247

ANEXO B.....	249
ANEXO C.....	257
ANEXO D.....	266
E OSCILACIONES ELECTROMECAICAS EN RÉGIMEN PERMANENTE DEL SISTEMA	267
E.1 DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO DINÁMICO RELACIONADO CON LAS OSCILACIONES ELECTROMECAICA	267
E.1.a Validez de los resultados del análisis	268
E.1.b Modelo de cculo y herramienta software utilizado.....	270
E.2 DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS BASE.....	273
E.3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO Y DE LOS SISTEMAS AUTOMÁTICOS DE CONTROL.....	273
E.3.a Datos eléctricos para los generadores de potencia.....	274
E.3.b Reguladores automáticos de tensión	274
E.3.b.1 Modelo EXPIC1	274
E.3.b.2 Modelo EXAC1	276
E.3.b.3 Modelo VCO type 1	278
E.3.b.4 Otros Modelos	279
E.3.c Governador.....	280
E.3.d Pruebas preliminares de sensibilidad de los resultados sobre el modelo	280
E.3.d.1 Datos eléctricos estándar para los generadores de potencia.....	280
E.3.d.2 Datos y modelos estándar para reguladores automáticos de tensión.....	280
E.3.d.3 Regulación in presencia de gobernador.....	281
E.4 DESCRIPCIÓN DEL ANÁLISIS MODAL	281
E.4.a Análisis detallado del cumplimiento de la Norma Técnica años 2006-2010.....	281
E.4.a.1 Situación sin señales estabilizantes.....	284
E.4.a.2 Optimización de las señales estabilizantes.....	293
E.5 CONCLUSIONES.....	297
SEGUNDA PARTE	299
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	299
CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN.....	299
2.1 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PRESENTADOS.....	299
2.2 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREPARADOS POR EL CONSULTOR	299
299	
CAPÍTULO 3. ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA.....	299
3.1 ESCENARIOS DE EXPANSIÓN.....	299
3.2 REPRESENTACIÓN DE LA DEMANDA	300
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE PLANES DE EXPANSIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TÉCNICA.....	300

4.1 GENERALIDADES	300
4.2 MODELOS Y REPRESENTACIÓN DEL SING.....	300
4.3 FORMULACIÓN DE PLANES DE EXPANSIÓN.....	300
4.3.1 PRIMERA ETAPA: DIAGNÓSTICO DEL STT DEL SING.....	300

INFORME 4

PLANES DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SIC Y DEL SING

INTRODUCCIÓN

En el contexto del estudio de transmisión troncal, que el Consorcio SYNEX-CESI-ELECTRONET, el Consultor, realiza para la CNE, se presenta este Informe 4, que debe contener las materias especificadas en la parte IV, numeral X de las Bases Técnicas del estudio.

El informe consta de dos partes: la primera parte presenta el estudio de los planes de expansión del SIC, y la segunda parte contiene el estudio de los planes de expansión del SING.

La Primera parte del informe se ha organizado en 8 capítulos y 5 anexos. El Capítulo 1 entrega los antecedentes de los proyectos de transmisión considerados, los que incluyen aquellos presentados por los participantes y los elaborados por el Consultor. En el Capítulo 2 se presentan los escenarios de generación y demanda para los cuales se analizaron los planes de expansión. El Capítulo 3 aborda el diagnóstico del sistema de transmisión troncal actualmente existente en el SIC y la formulación de alternativas de expansión de este para responder a las exigencias impuestas por los escenarios de generación y demanda. En el Capítulo 4 se realiza la evaluación económica de las alternativas de expansión consideradas. El Capítulo 5 realiza el análisis de sensibilidad del plan de expansión de la transmisión a la demanda de electricidad. El Capítulo 6 realiza el análisis del plan de obras de transmisión para los demás escenarios de generación bajo análisis. El Capítulo 7 presenta las obras de transmisión cuyo inicio debe efectuarse en el cuatrienio 2007-2010. Finalmente el Capítulo 8 entrega la clasificación de las obras recomendadas en ampliaciones de obras existentes y en obras nuevas. El anexo A presenta los detalles de los estudios de comportamiento eléctrico para establecer los límites de transmisión en los tramos. El anexo B contiene los diagramas unilineales simplificados de las alternativas de la zona Nogales-Punta de Cortés. El anexo C presenta la descripción de los análisis realizados con el modelo de despacho SDDP. El Anexo D entrega los estudios de verificación del cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad de servicio. Finalmente, el Anexo E presenta los estudios de comportamiento dinámico.

La Segunda parte del informe contiene 4 capítulos que desarrollan el análisis efectuado para determinar las necesidades de expansión del sistema troncal del SING.

PRIMERA PARTE

PLANES DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

1.1 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PRESENTADOS

Los cuadros siguientes señalan los proyectos de transmisión presentados por los participantes, de acuerdo con el Anexo 10 de las Bases Técnicas. Estos proyectos se analizan más adelante, en el Capítulo 3 de este informe, a la luz de las proyecciones de los niveles de transmisión resultantes de los planes de expansión de la generación.

PLAN BASE

Proyecto	Tramo		Tensión (KV)	Presentado por	Descripción del Proyecto
	De Barra	A Barra			
1	S/E Diego de Almagro		220	TRANSELEC	Compensador Estático de Reativos (-40 / 60 MVar)
2	S/E Diego de Almagro		220	TRANSELEC	Barra de Transferencia
3	Diego de Almagro	Carrera Pinto	220	TRANSELEC	Línea simple circuito
4	S/E Carrera Pinto		220	TRANSELEC	Barra de Transferencia
5	Carrera Pinto	Cardones	220	TRANSELEC	Línea simple circuito
6	S/E Cardones		220	TRANSELEC	Barra de Transferencia
7	Cardones 220	Maitencillo 220	220	TRANSELEC	Completar doble circuito Línea de CTNC
8	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220	TRANSELEC	Línea simple circuito
9	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220	TRANSELEC	Línea simple circuito, en estructura de doble circuito
10	Los Vilos 220	Quillota 220	220	TRANSELEC	Línea doble circuito
11	A definir en Zona Norte			TRANSELEC	FACTS para mejorar estabilidad del sistema
12	Quillota 220	Polpaico 220	220	TRANSELEC	Línea simple circuito
13	Polpaico 220	Cerro Navia 220	220	TRANSELEC	Línea simple circuito, en estructura de doble circuito. Compensación Reactiva en Polpaico (3x65 MVar), Cerro Navia (3x65 MVar) y Alto Jahuel (4x65 MVar)
14	Polpaico 220	Cerro Navia 220	220	CHILECTRA	Línea simple circuito, en estructura de doble circuito
15	Alto Jahuel 220	Chena 220	220	TRANSELEC	Completar doble circuito
16	Alto Jahuel 220	Chena 220	220	CHILECTRA	Completar doble circuito
17	S/E Cerro Navia y Polpaico		220	TRANSELEC	195 Mvar Compensación Reactiva
18	Polpaico 220	Cerro Navia 220	220	TRANSELEC	Completar doble circuito
19	Polpaico 220	Cerro Navia 220	220	CHILECTRA	Completar doble circuito
20	S/E Tinguiririca 220 kV, nueva línea Tinguiririca - Tuniche		154/220	TRANSELEC	
21	S/E Tinguiririca 154/220 KV		154/220	HLH	
22	Alto Jahuel 154	Itahue 154	154/220	TRANSELEC	Energización en 220 kV de parte de la zona de 154 kV
23	Alto Jahuel 154	Itahue 154	154/220	HLH	Transformación a 220 kV de sistema de 154 kV
24	Alto Jahuel 154	Itahue 154	154/220	HLH	Reemplazo de Interruptores
25	S/E Punta Cortés		154/220	HLH	Subestación Seccionadora
26	Alto Jahuel 154	Punta de Cortés 154	154	HLH	Modificar Configuración
27	Cautín 220	Valdivia 220	220	TRANSELEC	Línea simple circuito
28	S/E Barro Blanco		220	TRANSELEC	S/E Seccionadora en Barro Blanco

Plan base: Aquellas obras mínimas y necesarias para dar seguridad y calidad de servicio con criterio N-1 en el sistema troncal, considerando una previsión base de demanda del sistema.

PLAN POR CONFIABILIDAD

Proyecto	Tramo		Tensión (KV)	Presentado por	Comentario
	De Barra	A Barra			
29	S/E Polpaico			TRANSELEC	Autotransformador de respaldo
30	S/E Polpaico			TRANSELEC	Automatización operación de unidad de respaldo
31	S/E Alto Jahuel			TRANSELEC	Automatización operación de unidad de respaldo
32	S/E Alto Jahuel			TRANSELEC	Traslado bancos de condensadores a transformadores dedicados
33	S/E Cerro Navia			TRANSELEC	Traslado bancos de condensadores a transformadores dedicados
34	S/E Ancoa			TRANSELEC	Automatización operación de unidad de respaldo
35	S/E Itahue			TRANSELEC	Automatización operación de unidad de respaldo
36	S/E Charrua			TRANSELEC	Autotransformador de respaldo
37	S/E Temuco			TRANSELEC	Aumento de compensación reactiva
38	S/E Puerto Montt			TRANSELEC	Ampliación capacidad de regulación del CER

Plan por Confiabilidad: Son todas aquellas obras en el sistema de transmisión y transformación que permiten mejorar la calidad y seguridad de servicio del sistema.

PLAN POR NORMA TÉCNICA

Proyecto	Tramo		Tensión (KV)	Presentado por	Comentario
	De Barra	A Barra			
39	S/E Charrúa y otras			TRANSELEC	Compensación Reactiva

Plan por Norma Técnica: Obras que permiten cumplir con los límites de operación determinados en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

A continuación se describen brevemente los proyectos señalados en los cuadros anteriores. Se detallan además, para cada proyecto, los costos directos totales considerados por el proponente y el valor de inversión a la fecha de puesta en servicio de acuerdo al cronograma de inversiones determinado para cada uno.

ZONA NORTE: DIEGO DE ALMAGRO - QUILLOTA

Proyecto: Tramo 220 KV Diego de Almagro - Carrera Pinto
Proponente: TRANSELEC

Construcción de un segundo circuito de 220 kV para cumplir con el criterio de seguridad n – 1, con puesta en servicio en Junio 2010. Adicionalmente, Transelec propone modificar la Subestación Diego de Almagro agregando una barra e interruptor de transferencia para posibilitar el mantenimiento de interruptores sin pérdida de suministro, y seccionar la barra principal.

Además, presentó el proyecto de instalación de un compensador estático de potencia reactiva (SVC) en la Subestación Diego de Almagro, de una potencia mínima de 40 MVAR inductivos/60 MVAR capacitivos, con conexión directa a la barra de 220 kV. Justifica esta instalación en la necesidad de estabilizar las oscilaciones de tensión que se producen por contingencias graves en el SIC, evitando con ello la salida de la central Taltal por oscilaciones de potencia.

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Compensador Estático de Reactivos en Diego de Almagro	
SVC +40-60 MVAR	9,000
Terreno, Obras, comunicaciones y otros	250
Ingeniería e Inspección	641
Gastos Generales	692
Bienes Intangibles y otros	220
Total Costo Directo Compensador Estático	10,803
Barra e Interruptor de Transferencia en Diego de Almagro	
Paños y Barra de Transferencia	1,900
Ingeniería e Inspección	150
Gastos Generales	144
Bienes Intangibles y Otros	46
Total Costo Directo Barra e Interruptor	2,240
Línea simple circuito de 220 KV	
Línea 1x220 250 MVA	9,000
Servidumbre	2,520
Paños de Línea	2,000
Ingeniería e Inspección	1,363
Gastos Generales	1,042
Bienes Intangibles y Otros	331
Total Costo Directo Circuito	16,256
Total Costo Directo	29,299
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	31,880

Proyecto: Tramo 220 KV Carrera Pinto - Cardones
Proponente: TRANSELEC

Construcción de un segundo circuito de 220 kV, para cumplir con el criterio de seguridad n-1, con puesta en servicio en Junio 2010. Complementariamente, propone modificar la Subestación Carrera Pinto con una barra e interruptor de transferencia para posibilitar el mantenimiento de interruptores sin pérdida de suministro, y seccionar la barra principal.

ITEM DE COSTO	MUS\$
Línea simple circuito de 220 KV	
Línea 1x220 250 MVA	9,500
Servidumbre	2,660
Paños de Línea	2,000
Ingeniería e Inspección	1,379
Gastos Generales	1,088
Bienes Intangibles y Otros	346
Total Costo Directo Circuito	16,973
Barra e Interruptor de Transferencia en Carrera Pinto	
Paños y Barra de Transferencia	1,900
Ingeniería e Inspección	150
Gastos Generales	144
Bienes Intangibles y Otros	46
Total Costo Directo Barra e Interruptor	2,240
Total Costo Directo	19,213
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	21,440

Proyecto: Tramo 220 KV Cardones - Maitencillo
Proponente: TRANSELEC

Tendido de un conductor en la estructura existente de doble circuito de 220 kV de CNTC, para cumplir con el criterio de seguridad n-1 y con puesta en servicio en Junio 2009. Complementariamente, propone modificar la Subestación Cardones agregando una barra e interruptor de transferencia, para posibilitar el mantenimiento de interruptores sin pérdida de suministro.

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Tendido Segundo circuito de 220 KV	
Costo Directo	6,650
Indemnización	665
Línea 1x220 KV	252
Servidumbre	84
Paños de Línea	2,000
Ingeniería e Inspección	651
Gastos Generales	721
Bienes Intangibles y Otros	229
Total Costo Directo Circuito	11,252
Barra e Interruptor de Transferencia en Cardones	
Paños y Barra de Transferencia	1,050
Ingeniería e Inspección	129
Gastos Generales	83
Bienes Intangibles y Otros	26
Total Costo Directo Barra e Interruptor	1,288
Total Costo Directo	12,540
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	13,520

Proyecto: Tramo 220 KV Maitencillo - Pan de Azúcar
Proponente: TRANSELEC

Construcción de un tercer circuito de 220 kV entre Maitencillo y Pan de Azúcar, para cumplir con el criterio de seguridad n-1, y con fecha de puesta en servicio referencial en Diciembre de 2011.

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea simple circuito de 220 KV	
Línea 1x220 250 MVA	24,625
Servidumbre	6,895
Paños de Línea	2,000
Ingeniería e Inspección	1,863
Gastos Generales	2,477
Bienes Intangibles y Otros	787
Total Costo Directo	38,647
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	43,520

Proyecto: Tramo 220 KV Pan de Azúcar - Los Vilos - Quillota
Proponente: TRANSELEC

Construcción de un tercer circuito de 220 kV, en estructuras de doble circuito, entre Quillota, Los Vilos y Pan de Azúcar, para cumplir con el criterio de seguridad n – 1, con puesta en servicio en Junio 2010.

Transec propone también evaluar la incorporación de soluciones “FACTS” (“Flexible AC Transmission System”), determinando características y localizaciones de equipos que permitan mejorar la estabilidad del sistema norte. Transec estima que hacia el año 2009, esta parte del sistema troncal presentaría problemas de estabilidad si sólo se dispone de las centrales Guacolda y TalTal.

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea doble circuito de 220 KV	
Línea 2x220	54,420
Servidumbre	12,355
Paños de Línea	6,000
Ingeniería e Inspección	1,600
Gastos Generales	5,206
Bienes Intangibles y Otros	1,547
Total Costo Directo	81,128
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	91,360

ZONA CENTRAL: QUILLOTA - ALTO JAHUEL

Proyecto: Tramo 220 KV Quillota - Polpaico
Proponente: TRANSELEC

Construcción de un tercer circuito de 220 kV entre Quillota y Polpaico para evacuar la producción de las nuevas centrales de la zona de San Luis y las de la zona norte del SIC y cumplir con el criterio de seguridad n – 1, con puesta en servicio en Junio 2010. El proyecto presentado por Transec previene que la factibilidad de éste está sujeta a la factibilidad física de ampliación de la Subestación Quillota y a la solución de las limitaciones de su barra de 220 kV. De no ser posible lo anterior, se afectan este proyecto y el del tercer circuito hacia Los Vilos, en cuyo caso estos proyectos deberían considerar a la Subestación Polpaico como su punto de conexión.

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea simple circuito de 220 KV	
Línea 1x220 1200 MVA	19,200
Servidumbre	8,000
Paños de Línea	2,000
Ingeniería e Inspección	2,001
Gastos Generales	2,184
Bienes Intangibles y Otros	694
Total Costo Directo	34,079
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	38,380

Proyecto: Tramo 220 KV Polpaico - Cerro Navia
Proponente: TRANSELEC

Construcción de un nuevo circuito de 220 kV para cumplir con el criterio de seguridad n – 1. El circuito se construiría en estructura para doble circuito y se pondría en servicio en Junio 2010. Transelec hace notar que el desarrollo de este proyecto requiere incluir un tramo de doble circuito y 7 km en cable subterráneo para acceder a la Subestación Cerro Navia. Este proyecto se completa en Diciembre 2011 con el tendido del conductor del segundo circuito en la estructura ya existente. Propone además la instalación de bancos de condensadores en las subestaciones Polpaico (3x65 MVar), Cerro Navia (3x65 MVar) y Alto Jahuel (4x65 MVar), esencialmente para prevenir problemas de estabilidad de tensión en caso de contingencias severas.

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea simple circuito de 220 KV	
Línea 2x220 (Tramo Subterráneo)	21,000
Servidumbre	2,100
Línea 2x220 (Tramo Aéreo)	4,250
Servidumbre	2,500
Costo Directo segundo circuito	805
Indemnizaciones segundo circuito	345
Paños de Línea	4,000
Paños Condensadores Estáticos	10,800
Ingeniería e Inspección	2,682
Gastos Generales	3,394
Bienes Intangibles y Otros	1,079
Total Costo Directo	52,955
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	59,450

Proyecto: Tramo 220 KV Polpaico - Cerro Navia
Proponente: CHILECTRA

Construcción de un nuevo circuito de 220 kV en estructura de doble circuito. Se requeriría la puesta en servicio del primer circuito para Enero 2009 y del segundo para Enero 2012.

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Primer Circuito de 220 KV	
Costos Directos	10,170
Costos de Subestaciones	3,500
Segundo Circuito de 220 KV	
Costos Directos	543
Costos de Subestaciones	3,500
Total Costo Directo	17,713
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	43,631

Proyecto: Tendido segundo circuito tramo 220 KV El Rodeo - Chena
Proponente: TRANSELEC

Tendido del conductor del segundo circuito en el tramo El Rodeo – Chena de la línea de 220 kV Alto Jahuel – Chena, para cumplir con el criterio de seguridad n-1, con puesta en servicio en Abril de 2011.

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Segundo circuito 220	
Costo Directo	3,000
Indemnizaciones	1,200
Paños de Línea	1,000
Ingeniería e Inspección	643
Gastos Generales	409
Bienes Intangibles y Otros	130
Total Costo Directo	6,382
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	5,900

Proyecto: Tramo 220 KV El Rodeo - Chena
Proponente: CHILECTRA

Tendido del conductor del segundo circuito en este tramo de la línea de 220 kV Alto Jahuel – Chena. La fecha requerida de puesta en servicio sería Octubre de 2010.

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Segundo circuito 220	
Costo Directo	431
Costos de Subestaciones	1,875
Total Costo Directo	2,306
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	3,357

ZONA CENTRAL: ALTO JAHUEL - ITAHUE

Transelec e Hidroeléctrica La Higuera presentaron desarrollos para esta parte del sistema troncal, que involucran la ejecución de varias obras que se desarrollan a lo largo de varios años hasta concluir en la transformación a 220 kV de parte o del total de los tramos de 154 kV.

El proyecto de Transelec se desarrolla como se indica en el siguiente cuadro:

2009	Junio	S/E Tinguiririca
		Línea 220 kV a San Fernando operada en 154 kV, 2 km
2010	Junio	Línea 220 kV Tinguiririca-Tuniche, 60 km, 300 MVA a 30 oC en 154 kV. Actuales circuitos de 154 kV se puentean para operar como uno solo.
2012	Abril	S/E 220/154, 300 MVA Punta de Cortés.
		Nueva línea 2x154 kV Nueva Punta de Cortés - Tuniche para alimentación a Rancagua empalmado con actuales líneas Tuniche – Rancagua.
		Alto Jahuel - Punta de Cortés 1 y 2. Refuerzo y cambio de aislación para quedar en 240 MVA a 30oC en 220 kV
		Tercer circuito 220 kV Alto Jahuel - Punta de Cortés en estructura de doble circuito
		S/E Fátima seccionadora circuitos 1 y 2 para alimentación a Paine.

Los costos de este proyecto se resumen en la tabla siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
S/E Tinguiririca	9,200
Línea 220 KV a San Fernando operada en 154 KV	360
Ingeniería e Inspección	444
Gastos Generales	700
Bienes Intangibles y Otros	223
Total Costo Directo	10,927
Línea 220 KV Tinguiririca - Tuniche	10,800
Ingeniería e Inspección	680
Gastos Generales	804
Bienes Intangibles y Otros	255
Total Costo Directo	12,539
Línea 2x154 Alto Jahuel - Tapoff Tuniche	1,320
Línea 2x154 Punta de Cortés - Acceso Rancagua	2,450
Línea 2x154 Tapoff Tuniche - Punta de Cortés	582
Línea 1x220 Alto Jahuel - Punta de Cortés	17,500
Subestaciones	
Punta de Cortés	13,250
Alto Jahuel	3,000
Tapoff Teno	1,800
Itahue	1,000
Tapoff Fátima	7,450
Ingeniería e Inspección	3,054
Gastos Generales	3,598
Bienes Intangibles y Otros	1,144
Total Costo Directo	56,148
Total Costo Directo	79,614
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	95,120

El proyecto de Hidroeléctrica La Higuera se desarrolla como se indica en el cuadro siguiente:

2007		Cambio de conductor y aislación tramo Tinguiririca - Punta de Cortés. Antes de La Higuera con línea fuera de servicio.
2008	Enero	S/E Tinguiririca, y línea de 220 kV operada en 154 kV a San Fernando 3,5 km.
		Reemplazo de interruptores que excedan su capacidad de ruptura
		Subestación Seccionadora Punta de Cortés 154 kV
		Conexión arranque Tuniche a ambos circuitos y cambio de protecciones
2008		Cambio de conductor y aislación líneas Punta de Cortés - Tuniche. Con La Higuera en servicio.
2009	Enero	Línea 154 kV Punta de Cortés – Tuniche.
		Transformación a 220 kV y S/E Nueva Punta de Cortés 220/154 kV.

	Reemplazo transformadores en Teno, San Fernando y Paine
	Operación en 220 Kv entre Itahue y Alto Jahuel.

Los costos de este proyecto se resumen en la tabla siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
S/E Seccionadora Tinguiririca 154/220 KV	12,510
Barra S/E Punta de Cortés 154 KV	6,913
Cambio configuración circuitos Alto Jahuel-Punta de Cortés	488
Transformación a 220 sistema Itahue - Alto Jahuel 154	41,881
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	61,792

ZONA SUR: CHARRÚA - PUERTO MONTT

Proyecto: Nueva Línea Cautín - Valdivia 1x220 KV
Proponente: TRANSELEC

Construcción de una línea de simple circuito de 220 kV entre las Subestaciones Cautín y Valdivia, para garantizar la seguridad de servicio con criterio n –1 a partir del año 2010, en caso de operación con sólo una unidad de Canutillar. El proyecto contempla operar como un circuito, ambos circuitos actualmente existentes en los tramos Cautín – Ciruelos - Valdivia y Cautín – Valdivia, formando un solo circuito de 220 kV en Cautín – Ciruelos y Ciruelos – Valdivia, aprovechando los actuales paños de 220 kV existentes en los cuatro terminales. El circuito nuevo utilizaría los paños que se liberan en Cautín y Valdivia. Adicionalmente, el proyecto considera ampliar la Subestación Valdivia con la construcción de barra de transferencia en 220 kV con su respectivo interruptor de transferencia.

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea simple circuito de 220 KV	
Línea 1x220 KV 300 MVA	19,200
Servidumbre	9,600
Paño y Barra de Transferencia S/E Valdivia	950
Ingeniería e Inspección	2,076
Gastos Generales	2,228
Bienes Intangibles y Otros	708
Total Costo Directo	34,762
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	39,150

Proyecto: Seccionamiento Línea 220 KV Valdivia - Puerto Montt
Proponente: TRANSELEC

Construcción de un seccionamiento de las líneas 220 kV Valdivia – Puerto Montt a la altura del tap-off Barro Blanco, para mejorar la seguridad de servicio del sistema de 66 kV de la zona en caso de falla de la línea a la que se conecta el tap-off Barro Blanco. La subestación seccionadora de 220 kV constaría de barra principal seccionada y barra de transferencia con sus respectivos paños y el seccionamiento completo de ambos circuitos Valdivia – Puerto Montt.

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
S/E Seccionadora Barro Blanco 220 KV	
Paños de Línea, Transferencia y Seccionador	6,700
Terreno y Obras Civiles	1,500
Ingeniería e Inspección	410
Gastos Generales	603
Bienes Intangibles y Otros	192
Total Costo Directo	9,405
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	10,180

Además de los proyectos presentados, TRANSELEC propone el desarrollo de algunas obras por motivos de confiabilidad, las que se orientan a disminuir los tiempos de puesta en servicio en caso de falla, incrementar la capacidad de compensación reactiva, entre otros aspectos, con el objeto de mejorar la calidad y seguridad de servicio del sistema. El detalle y valores de inversión estimados por el proponente se muestran en el cuadro siguiente:

ZONA	PROYECTO	VALOR ESTIMADO DE INVERSIÓN MUS\$
CENTRO	S/E POLPAICO: NUEVO AUTOTRANSFORMADOR 500/220 KV, 750 MVA (TRES UNIDADES MONOFÁSICAS)	9,900
	S/E POLPAICO: AUTOMATIZAR OPERACIÓN RESERVA AUTOTRANSFORMADOR 500/220 KV	1,100
	S/E ALTO JAHUEL: AUTOMATIZAR OPERACIÓN RESERVA AUTOTRANSFORMADOR 500/220 KV, 750 MVA	1,100
	S/E ANCOA: AUTOMATIZAR OPERACIÓN RESERVA AUTOTRANSFORMADOR 500/220 KV, 750 MVA	1,100
	S/E ITAHUE: AUTOMATIZAR OPERACIÓN RESERVA AUTOTRANSFORMADOR 220/154 KV, 300 MVA	600
	S/E ALTO JAHUEL: TRASLADO DE LOS BANCOS DE CONDENSADORES EN TERCARIOS A DOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DEDICADA	7,000
	S/E CERRO NAVIA: TRASLADO DE LOS BANCOS DE CONDENSADORES EN TERCARIO A UN BANCO DE TRANSFORMACIÓN DEDICADA	2,500
	S/E CHARRUA: NUEVO AUTOTRANSFORMADOR 500/220 KV, 750 MVA (TRES UNIDADES MONOFÁSICAS)	9,900
	SUR	S/E TEMUCO: REACTOR DE 220 KV, SISTEMA MAIS Y CONDENSADORES ESTÁTICOS
S/E PUERTO MONTT: AMPLIACIÓN CAPACIDAD REGULACION DEL CER EXISTENTE		3,000
INVERSIÓN TOTAL POR CONFIABILIDAD EN EL STT		39,500

1.2 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREPARADOS POR EL CONSULTOR

El cuadro siguiente señala los proyectos preparados por el Consultor, los que permiten expandir las capacidades de transmisión de diversos tramos del STT. En el Capítulo 4 de este informe se analizan más detalladamente cada uno de los proyectos.

PROYECTO	MUS\$
Línea Diego de Almagro - Carrera Pinto 220 KV	22,321
Línea Carrera Pinto - Cardones 220 KV	15,409
Línea Cardones - Maitencillo 220 KV	9,285
Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 220 KV	33,321
Línea Pan de Azúcar - Los Vilos - Nogales 220 KV	58,315
Línea Polpaico - Lo Aguirre 220 KV	20,840
Tendido Segundo circuito El Rodeo - Chena 220 KV	3,323
Línea Lo Aguirre - El Rodeo 220 KV	21,585
Subestación NOGALES 220 KV	12,016
Línea Nogales - Polpaico 220 KV	44,879
Ampliación S/E Polpaico 220 KV	20,226
S/E Lo Aguirre seccionadora 220 KV	11,047
Refuerzo Línea Lo Aguirre - Cerro Navia	7,224
S/E El Rodeo seccionadora 220 KV	13,955
Línea El Rodeo - Punta de Cortés 220 KV	35,022
Ampliación S/E Punta de Cortés 220 KV	19,433
S/E Lo Aguirre 500/220 KV	41,672
S/E El Rodeo 500/220 KV	50,744
Ampliación S/E Punta de Cortés 500 KV	54,127
Línea Charrúa - Ancoa - Alto Jahuel 220 KV	139,967
Línea Temuco - Valdivia 220 KV	31,335
S/E Barro Blanco seccionadora 220 KV	6,794
ZONA CENTRAL: ALTO JAHUEL - ITAHUE	68,700
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	741,540

A continuación se describen brevemente los proyectos señalados en el cuadro anterior. Se detalla además el valor de inversión considerado por el Consultor a la fecha de puesta en servicio de cada proyecto, de acuerdo al cronograma de inversiones determinado, el cual considera tanto los costos directos de equipos y materiales como los costos unitarios o porcentuales de otros componentes del VI, tales como ingeniería, construcción, montaje, inspección, gastos generales del Contratista y del Propietario, utilidad del Contratista y otros. Dichos valores de inversión han sido determinados a partir del estudio de mercado realizado por el Consultor para la valorización de las actuales instalaciones del STT en el marco del presente estudio de transmisión troncal. El valor de las servidumbres de las líneas de transmisión así como el valor de los terrenos de las nuevas

subestaciones, fueron calculados mediante un estudio de mercado encargado a un especialista del área. Las cifras se presentan en MUS\$ y se encuentran referidas al 31 de diciembre de 2005.

A los efectos de la evaluación económica, así como para tener el valor referencial del COMA, se consideró un 1,68% del VI para las instalaciones de 500 kV y un 2,26% para las instalaciones de 220 kV, valores estimados sobre la base de los valores de VI y de COMA obtenidos en el estudio del VATT de las instalaciones existentes en el SIC.

ZONA NORTE: DIEGO DE ALMAGRO - QUILLOTA

Proyecto: Línea 220 KV Diego de Almagro - Carrera Pinto

El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo. Dado lo anterior, el Consultor evaluará el proyecto presentado por Transelec con los valores de inversión determinados a partir del estudio de mercado. Los costos finalmente considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Compensador Estático de Reactivos en Diego de Almagro	
CER	5,502
Instalaciones comunes de patio de 220 KV	393
Paño de CER	608
VI Compensador Estático	6,503
Barra de Transferencia en Diego de Almagro	
Instalaciones comunes de patio de 220 KV	880
Paño de Seccionamiento	361
Paño de Transferencia	582
VI Barra	1,823
Línea simple circuito de 220 KV	
Línea 1x220 250 MVA	9,214
Servidumbre	2,525
Paños de Línea	2,257
VI Circuito	13,995
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	22,321

Proyecto: Línea 220 KV Carrera Pinto - Cardones

El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo. Dado lo anterior, el Consultor evaluará el proyecto presentado por Transelec con los valores de inversión determinados a partir del estudio de mercado. Los costos finalmente considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea simple circuito de 220 KV	
Línea 1x220 250 MVA	8,859
Servidumbre	2,609
Paños de Línea	2,111
VI Circuito	13,579
Barra de Transferencia en Carrera Pinto	
Instalaciones comunes de patio de 220 KV	888
Paño de Seccionamiento	361
Paño de Transferencia	582
VI Barra	1,831
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	15,409

Proyecto: Línea 220 KV Cardones - Maitencillo

El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo. Dado lo anterior, el Consultor evaluará el proyecto presentado por Transelec con los valores de inversión determinados a partir del estudio de mercado. Los costos finalmente considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Tendido Segundo circuito de 220 KV	
Línea 1x220 KV	4,331
Indemnización	665
Servidumbre	56
Paños de Línea	2,253
VI Circuito	7,305
Barra de Transferencia en Cardones	
Instalaciones comunes de patio de 220 KV	1,036
Paño de Seccionamiento	361
Paño de Transferencia	582
VI Barra	1,979
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	9,285

Proyecto: Línea 220 KV Maitencillo - Pan de Azúcar

El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo. Dado lo anterior, el Consultor evaluará el proyecto presentado por Transelec con los valores de inversión determinados a partir del estudio de mercado. Los costos finalmente considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea simple circuito de 220 KV	
Línea 1x220 250 MVA	24,009
Servidumbre	6,797
Paños de Línea	2,515
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	33,321

Proyecto: Línea 220 KV Pan de Azúcar - Los Vilos - Nogales

Por las razones que se explican en el punto 3.4.2.1, el Consultor ha considerado la apertura de una nueva subestación del sistema troncal, denominada Nogales, ubicada al Norte de Quillota. Ella permite conectar las nuevas centrales que se instalan en la zona Ventanas-Quintero, y abrir un nuevo punto de apoyo para líneas hacia a Pan de Azúcar y hacia Polpaico, ante la imposibilidad de hacerlo desde Quillota.

El proyecto considera los siguientes ítems:

- Línea de 2x220 KV de 250 MVA cada uno.
- 2 paños de línea en Pan de Azúcar hacia Nogales.
- 2 paños de línea en Nogales hacia Pan de Azúcar.

Los costos considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea doble circuito de 220 KV	
Línea 2x220	49,177
Servidumbre	4,320
Paños de Línea	4,819
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	58,315

ZONA CENTRAL: NOGALES - POLPAICO - ALTO JAHUEL - PUNTA DE CORTÉS

Como se analizará en el Capítulo 4, la fuerte concentración de generación en la V Región, a la que se suman los excedentes que se reciben en la futura S/E Nogales, como asimismo la instalación de los tres ciclos combinados previstos en la VI Región, conduce a la necesidad de estructurar planes de desarrollo en la zona Nogales-Punta de Cortés, en 500 kV y en 220 kV. Para confeccionar estos planes, el Consultor ha considerado los siguientes proyectos para conformar las alternativas de ampliación y/o expansión del sistema troncal en

220 KV y 500 kV, los que en algunos casos surgen como complemento a los proyectos presentados por los participantes.

Proyecto: Subestación Nogales 220 KV

La nueva subestación Nogales, ubicada al Norte de Quillota, constará de 2 paños de línea hacia Los Vilos, 2 paños de línea hacia Quillota, para seccionar la línea existente Los Vilos - Quillota, y 3 paños de línea hacia Polpaico, para la nueva línea Nogales - Polpaico que se describe a continuación.

El proyecto considera los siguientes ítems:

- 2 paños de línea hacia Los Vilos.
- 2 paños de línea hacia Quillota.
- 3 paños de línea hacia Polpaico.
- 1 paño seccionador.
- 1 paño de transferencia.

Los costos considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Subestación Nogales 220 KV	
Instalaciones comunes de Subestación	1,384
Instalaciones comunes patio 220 KV	3,229
Paños de línea	6,648
Paño de Seccionamiento	289
Paño de Transferencia	466
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	12,016

Proyecto: Línea 3x220 KV Nogales - Polpaico

El proyecto consiste en una línea de triple circuito de 220 KV de 750 MVA cada uno. Los costos considerados se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea doble circuito de 220 KV	
Línea 2x220	38,349
Servidumbre	7,448
Paños de Línea	7,465
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	53,263

Proyecto: Línea 220 KV Polpaico - Lo Aguirre

Como se explica más adelante en el punto 3.4.2, el Consultor propone reemplazar el proyecto Polpaico - Cerro Navia por una nueva línea de 2x220 kV Polpaico – Lo Aguirre, lo que se definiría a través de los estudios de operación eléctrica. Los costos de inversión considerados en este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea doble circuito de 220 KV	
Línea 2x220	10,585
Servidumbre	2,446
Paños de Línea	7,808
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	20,840

Proyecto: Línea 220 KV Lo Aguirre - El Rodeo

Para complementar el proyecto de Transelec de construir un nuevo doble circuito de 220 kV entre Polpaico y Cerro Navia, el Consultor propone desarrollar subestaciones de 220 kV en la zona de Lo Aguirre, seccionando la línea de 2x220 kV Rapel - Cerro Navia, desde la cual partiría un nuevo doble circuito de 220 kV hacia El Rodeo. Los costos considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea doble circuito de 220 KV	
Línea 2x220	10,654
Servidumbre	2,307
Paños de Línea	8,625
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	21,585

Proyecto: Ampliación subestación Polpaico 220 KV

Para el desarrollo de las nuevas líneas propuestas Polpaico - Lo Aguirre y Nogales - Polpaico en 220 KV, la subestación Polpaico debe ser ampliada en los siguientes ítems:

- 3 paños de línea hacia Nogales.
- 2 paños de línea hacia Lo Aguirre.
- 1 paño de transformación 220/500 kV
- 1 paño de transformación 500/220 kV
- 1 banco de transformadores 3x250 MVA

Los costos considerados para este proyecto se muestran en el siguiente cuadro:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Ampliación S/E Polpaico 220 KV	
Instalaciones comunes patio 220 KV	1,868
Instalaciones comunes patio 500 KV	2,233
Paños de Línea	4,155
Paño de Transformación 220/500 kV	535
Paño de Transformación 500/220 kV	1,906
Banco de Transformadores 3x250 MVA	9,528
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	20,226

Proyecto: Subestación Lo Aguirre Seccionadora 220 KV

Para desarrollar el proyecto de la nueva línea Lo Aguirre - El Rodeo, se debe desarrollar la subestación de 220 kV en la zona de Lo Aguirre, seccionando la línea de 2x220 kV Rapel - Cerro Navia, desde la cual parten las líneas hacia El Rodeo y Polpaico en 220 KV, además de la sección Lo Aguirre - Cerro Navia y Rapel - Lo Aguirre.

El proyecto considera los siguientes ítems:

- 4 paños para seccionar la línea Rapel - Cerro Navia.
- 2 paños de línea Lo Aguirre - Polpaico.
- 2 paños Lo Aguirre - El Rodeo.
- 1 paño seccionador
- 1 paño de transferencia.

Los costos considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
S/E Lo Aguirre 220 KV	
Instalaciones comunes de Subestación	2,437
Instalaciones comunes patio 220 KV	4,343
Paños de Línea	3,324
Paño de Seccionamiento	361
Paño de Transferencia	582
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	11,047

Proyecto: Transformación Línea Rapel - Cerro Navia 220 KV

Por razones que se explican más adelante en el punto 3.4.2, se requiere ampliar la capacidad de la sección Lo Aguirre - Cerro Navia de la línea Rapel - Cerro Navia.

ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL. Informe 4. Consorcio Synex – CESI - ElectroNet

Navia, por lo que se propone reforzar o transformar dicho tramo para una capacidad de 1200 MVA por circuito.

Los costos considerados en este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Refuerzo Línea 220 KV	
Línea 2x220 KV	6,050
Servidumbre	1,174
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	7,224

Proyecto: Subestación El Rodeo Seccionadora 220 KV

Como complemento al proyecto anterior, en El Rodeo se propone construir una subestación que secciona el doble circuito de 220 kV Alto Jahuel – Chena, y de donde parte la nueva línea El Rodeo - Lo Aguirre en 220 KV. El proyecto además considera un triple circuito de 220 KV en El Rodeo - Punta de Cortés construido en 2 etapas hacia el final del horizonte del estudio, para recibir la energía de las centrales que se conectan en Punta de Cortés entre 2014 y 2015. El proyecto considera los siguientes ítems:

- 4 paños para seccionar línea Alto Jahuel - Chena.
- 2 paños de línea El Rodeo - Lo Aguirre.
- 3 paños de línea El Rodeo - Punta de Cortés.
- 1 paño seccionador y 1 paño de transferencia.

Los costos considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
S/E El Rodeo 220 KV	
Instalaciones comunes de Subestación	1,737
Instalaciones comunes patio 220 KV	3,795
Paños de Línea	7,480
Paño de Seccionamiento	361
Paño de Transferencia	582
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	13,955

Proyecto: Línea 3x220 El Rodeo - Punta de Cortés

El proyecto consiste en la construcción de una línea de 3x220 KV de 600 MVA cada uno entre las subestaciones El Rodeo y Punta de Cortés. Los costos considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea triple circuito de 220 KV	
Línea 2x220	13,210
Servidumbre	5,368
Línea 1x220	11,075
Servidumbre	5,368
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	35,022

Proyecto: Ampliación subestación Punta de Cortés 220 KV

El proyecto considera los siguientes ítems:

- 3 paños de línea Punta de Cortés - El Rodeo.
- 2 paños de línea Punta de Cortés - Alto Jahuel (existentes).
- 1 paño de transformación 220/154.
- 2 paños de conexión de centrales locales.
- 1 paño seccionador y 1 paño de transferencia.

Los costos considerados se muestran en el siguiente cuadro:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Ampliación S/E Punta de Cortés 220 KV	
Instalaciones comunes de subestación	1,943
Instalaciones comunes patio 220 KV	2,608
Autotransformador 220/154 KV	9,191
Paños de Línea	4,155
Paño de Seccionamiento	361
Paño de Transferencia	582
Paño de Transformador	593
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	19,433

Proyecto: Ampliación subestación El Rodeo 200 KV

El proyecto consiste en la ampliación de 3 paños de línea para la línea El Rodeo - Punta de Cortés. Los costos involucrados están considerados en el proyecto de subestación El Rodeo seccionadora 220 KV.

Proyecto: Tendido segundo circuito tramo 220 KV El Rodeo - Chena

El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo. Dado lo anterior, el Consultor evaluará el proyecto presentado por Transelec con los valores de inversión determinados a partir del estudio de mercado. Los costos finalmente considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Segundo circuito 220	
Costo Directo	582
Indemnizaciones	300
Paños de Línea	2,442
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	3,323

Proyecto: Subestación Lo Aguirre 500/220 KV

Aprovechando la línea de 500 kV existente entre Ancoa y Polpaico, la que tiene una capacidad de transmisión significativamente superior a cualquier alternativa en 220 kV, se propone la construcción de la nueva subestación Lo Aguirre 500/220 KV de 850 MVA.

El proyecto considera los siguientes ítems:

- 2 paños de línea para línea Lo Aguirre - Polpaico 2x500 kV.
- 1 paño seccionador y paño de transferencia.
- 1 paño de transformación 500 kV.
- 1 banco de transformadores 3x250 MVA + unidad de repuesto.
- 1 paño de transformación 220 kV.
- 4 paños para seccionar línea Rapel - Cerro Navia.
- 1 paño seccionador y 1 paño de transferencia.

Los costos considerados se muestran en el siguiente cuadro:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
S/E Lo Aguirre 500/220 KV	
Instalaciones comunes de Subestación	2,480
Instalaciones comunes patio 500 KV	8,018
Instalaciones comunes patio 220 KV	4,343
2 Paños de Línea 500 KV	5,583
4 Paños de Línea 220 KV	3,324
Paños de Seccionamiento	1,141
Paños de Transferencia	1,895
Paños de Transformación	2,441
Autotransformador 500/220 kV, 4 x 250 MVA	12,447
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	41,672

Proyecto: Subestación El Rodeo 500/220 KV

De forma similar al proyecto anterior, se propone el seccionamiento de las líneas de 500 kV Alto Jahuel - Polpaico y Ancoa – Lo Aguirre en El Rodeo, subestación que además serviría para evacuar la potencia de las centrales de la VI Región proveniente de la subestación Punta de Cortés 500 KV. El proyecto considera los siguientes ítems:

- 1 paño de línea 500 kV para línea El Rodeo - Alto Jahuel.
- 1 paño de línea 500 kV para línea El Rodeo - Lo Aguirre.
- 2 paños de línea para línea 500 kV El Rodeo - Punta de Cortés.
- 1 paño de línea 500 kV para línea El Rodeo - Polpaico.
- 1 paño seccionador y paño de transferencia.
- 1 paño de transformación 500 kV.
- 1 banco de transformadores 3x250 MVA + unidad de repuesto.
- 1 paño de transformación 220 kV.
- 2 paños de línea El Rodeo - Chena.
- 2 paños de línea El Rodeo - Alto Jahuel.
- 1 paño seccionador y 1 paño de transferencia.

Los costos considerados se muestran en el siguiente cuadro:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
S/E El Rodeo 500/220 KV	
Instalaciones comunes de Subestación	2,252
Instalaciones comunes patio 500 KV	8,995
Instalaciones comunes patio 220 KV	4,291
5 Paños de Línea 500 KV	13,957
4 Paños de Línea 220 KV	3,324
Paños de Seccionamiento	1,141
Paños de Transferencia	1,895
Paños de Transformación	2,441
Autotransformador 500/220 kV, 4 x 250 MVA	12,447
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	50,744

Proyecto: Ampliación subestación Punta de Cortés 500 KV

Este proyecto consiste en la ampliación de la subestación Punta de Cortés en un patio de 500 KV, para poder recibir la potencia del tercer ciclo combinado de las centrales de la VI Región. El proyecto considera los siguientes ítems:

- 2 paños línea 500 kV Punta de Cortés - El Rodeo
- 1 paño línea 500 kV Punta de Cortés - Ancoa
- 1 paño seccionador y paño de transferencia
- 2 paños de transformación 500 kV

2 bancos de transformadores 3x250 MVA + unidad de repuesto
 2 paños de transformación 220 kV
 2 paños línea 220 kV Punta de Cortés - Tilcoco
 2 paños de línea Punta de Cortés - Alto Jahuel
 1 paño seccionador y 1 paño de transferencia

Los costos considerados se muestran en el siguiente cuadro:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Ampliación S/E Punta de Cortés 500 KV	
Instalaciones comunes de subestación	3,274
Instalaciones comunes patio 500 KV	8,024
Instalaciones comunes patio 220 KV	2,898
3 Paños de Línea 500 KV	8,374
2 Paños de Línea 220 KV	1,662
2 Autotransformador 500/220 KV, 3.5 x 250 MVA	21,975
Paños de Seccionamiento	1,141
Paños de Transferencia	1,895
Paños de Transformador	4,883
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	54,127

ZONA CENTRAL: ALTO JAHUEL - ITAHUE

Los proyectos considerados para esta zona siguen una secuencia de etapas que se describen con detalle más adelante. Los valores de inversión de estos proyectos se resumen en el siguiente cuadro:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
S/E Seccionadora Punta de Cortés	6,166
Cambio de configuración Tuniche	48
Línea Punta de Cortés - Tuniche	2,775
Línea 1 x 154 Punta de Cortés - Tilcoco	5,437
Línea 2x220 de alimentación a San Fernando	586
S/E Seccionadora Tinguiririca	6,559
S/E Seccionadora Punta de Cortés (etapa 2)	13,453
Reemplazo de transformador en S/E Paine de 154/66 a 220/66	1,688
S/E Alto Jahuel, ampliación en dos paños de Línea 220 kV	2,133
Cambio conductor y aislación para 220 kV línea Punta de Cortés - Tinguiririca	1,479
Traslado de transformador desde Alto Jahuel a San Fernando	3,151
Cambio de aislación para 220 kV línea Tinguiririca - Teno	140
Cambio de aislación para 220 kV línea Teno - Itahue	140
S/E Teno, reemplazo trafo 154/66 por uno de 220/66, 1x45 MVA	2,049
S/E Seccionadora Punta de Cortés (etapa 3)	2,801
Línea 1x500 kV Punta de Cortés - El Rodeo	17,550
S/E Seccionadora Punta de Cortés (etapa 4)	1,152
S/E El Rodeo, ampliación en 1 paño de línea 220 kV	1,393
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	68,700

Proyecto: Tramo 220 KV Charrúa - Ancoa - Alto Jahuel

El Consultor propone la construcción de una línea de simple circuito de 220 KV en el tramo Charrúa - Ancoa - Alto Jahuel, con el fin de generar un ahorro en los costos de operación del sistema. Los costos considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea simple circuito de 220 KV	
Línea Charrúa - Ancoa con Servidumbre	55,733
Línea Ancoa - Alto Jahuel con Servidumbre	64,271
Instalaciones comunes de patio 500 kV S/E Alto Jahuel	1,584
Instalaciones comunes de patio 500 kV S/E Ancoa	1,323
Instalaciones comunes de patio 500 kV S/E Charrúa	2,062
Compensación serie Ancoa - Alto Jahuel	7,211
Paños de Línea	7,783
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	139,967

ZONA SUR: CHARRÚA - PUERTO MONTT

Proyecto: Tramo 220 KV Temuco - Valdivia

El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo. Dado lo anterior, el Consultor evaluará el proyecto presentado por Transelec con los valores de inversión determinados a partir del estudio de mercado. Los costos finalmente considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
Línea simple circuito de 220 KV	
Línea 2x220	17,486
Servidumbre	13,850

VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	31,335
---------------------------------	---------------

Proyecto: Subestación Seccionadora Barro Blanco 220 KV

El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo. Dado lo anterior, el Consultor evaluará el proyecto presentado por Transelec con los valores de inversión determinados a partir del estudio de mercado. Los costos finalmente considerados para este proyecto se muestran en el cuadro siguiente:

ÍTEM DE COSTO	MUS\$
S/E Barro Blanco 220 KV	
Instalaciones comunes de Subestación	632
Instalaciones comunes patio 220 KV	1,895
Paños de Línea	3,324
Paño de Seccionamiento	361
Paño de Transferencia	582

VALOR TOTAL DE INVERSIÓN	6,794
---------------------------------	--------------

CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA

2.1 ESCENARIOS DE GENERACIÓN

Los escenarios de expansión del parque generador del SIC para los cuales se estudiaron los planes de expansión del Sistema de Transmisión Troncal fueron aquellos establecidos por la Comisión Nacional de Energía, y comunicados al Consultor mediante Carta CNE.N°0668 de fecha 25 de mayo de 2006.

Estos escenarios son los siguientes.

Fecha de entrada		Obras de Generación del Escenario de Expansión SIC N° 1	Potencia
Mes	Año		
Junio	2006	Central Nueva Aldea 3 Licor Negro	20 MW
Junio	2006	Central Los Vientos TG, Diesel	120.8 MW
Enero	2007	Central Ciclo Abierto Campanario	125 MW
Abril	2007	Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Ciclo Abierto Diesel)	240 MW
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70 MW
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19.4 MW
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55 MW
Diciembre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32 MW
Marzo	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel capacidad final)	313 MW
Junio	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. GNL capacidad final)	358 MW
Junio	2008	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (cap. final)	377 MW
Octubre	2008	Central Eolica Concepción Modulo I	20 MW
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155 MW
Octubre	2009	Central Eolica Concepción Modulo II	20 MW
Octubre	2009	Central Hidroeléctrica Confluencia	145 MW
Octubre	2009	Central Carbón Maitencillo I	200 MW
Abril	2010	Central Carbón V-Region I	250 MW
Mayo	2010	Turbina GNL Polpaico I	125 MW
Junio	2010	Ciclo Combinado GNL Quinteros I	385 MW
Octubre	2010	Central Carbón Coronel I	250 MW
Enero	2011	Turbina GNL Quinteros I	125 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Calabozo Etapa 1	40 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Chillan Etapa 1	25 MW
Junio	2011	Central Carbón Pan de Azúcar I	250 MW
Octubre	2011	Ciclo Combinado GNL Quinteros II	385 MW
Junio	2012	Ciclo Combinado GNL VI-Region I	385 MW

Octubre	2012	Central Hidroeléctrica Neltume	403 MW
Octubre	2012	Central Carbón Pan de Azúcar II	250 MW
Abril	2013	Central Geotérmica Calabozo Etapa 2	40 MW
Abril	2013	Central Geotérmica Chillan Etapa 2	25 MW
Junio	2013	Central Carbón Puerto Montt I	250 MW
Enero	2014	Ciclo Combinado GNL VI-Region II	385 MW
Junio	2014	Central Carbón Coronel II	250 MW
Abril	2015	Central Geotérmica Calabozo Etapa 3	40 MW
Abril	2015	Central Geotérmica Chillan Etapa 3	25 MW
Junio	2015	Central Carbón V-Region II	250 MW
Octubre	2015	Ciclo Combinado GNL VI-Region III	385 MW

Fecha de entrada		Obras de Generación del Escenario de Expansión SIC Nº 2	Potencia
Mes	Año		
Junio	2006	Central Nueva Aldea 3 Licor Negro	20 MW
Junio	2006	Central Los Vientos TG, Diesel	120.8 MW
Enero	2007	Central Ciclo Abierto Campanario	125 MW
Abril	2007	Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Ciclo Abierto Diesel)	240 MW
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70 MW
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19.4 MW
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55 MW
Diciembre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32 MW
Marzo	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel capacidad final)	313 MW
Junio	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. GNL capacidad final)	358 MW
Junio	2008	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (cap. final)	377 MW
Octubre	2008	Central Eolica Concepción Modulo I	20 MW
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155 MW
Octubre	2009	Central Eolica Concepción Modulo II	20 MW
Octubre	2009	Central Hidroeléctrica Confluencia	145 MW
Octubre	2009	Central Carbón Maitencillo I	200 MW
Abril	2010	Central Carbón V-Region I	250 MW
Mayo	2010	Turbina GNL Polpaico I	125 MW
Junio	2010	Ciclo Combinado GNL Quinteros I	385 MW
Octubre	2010	Central Carbón Coronel I	250 MW
Enero	2011	Turbina GNL Quinteros I	125 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Calabozo Etapa 1	40 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Chillan Etapa 1	25 MW
Junio	2011	Central Carbón Pan de Azúcar I	250 MW
Octubre	2011	Ciclo Combinado GNL Quinteros II	385 MW
Junio	2012	Ciclo Combinado GNL VI-Region I	385 MW
Octubre	2012	Central Hidroeléctrica Neltume	403 MW

Octubre	2012	Central Carbón Pan de Azúcar II	250 MW
Abril	2013	Central Geotérmica Calabozo Etapa 2	40 MW
Abril	2013	Central Geotérmica Chillan Etapa 2	25 MW
Junio	2013	Central Carbón V-Region II	250 MW
Enero	2014	Ciclo Combinado GNL VI-Region II	385 MW
Junio	2014	Central Carbón Coronel II	250 MW
Abril	2015	Central Geotérmica Calabozo Etapa 3	40 MW
Abril	2015	Central Geotérmica Chillan Etapa 3	25 MW
Junio	2015	Central Carbón Puerto Montt I	250 MW
Octubre	2015	Ciclo Combinado GNL VI-Region III	385 MW

Fecha de entrada		Obras de Generación del Escenario de Expansión SIC Nº 3	Potencia
Mes	Año		
Junio	2006	Central Nueva Aldea 3 Licor Negro	20 MW
Junio	2006	Central Los Vientos TG, Diesel	120.8 MW
Enero	2007	Central Ciclo Abierto Campanario	125 MW
Abril	2007	Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Ciclo Abierto Diesel)	240 MW
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70 MW
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19.4 MW
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55 MW
Diciembre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32 MW
Marzo	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel capacidad final)	313 MW
Junio	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. GNL capacidad final)	358 MW
Junio	2008	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (cap. final)	377 MW
Octubre	2008	Central Eolica Concepción Modulo I	20 MW
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155 MW
Octubre	2009	Central Eolica Concepción Modulo II	20 MW
Octubre	2009	Central Hidroeléctrica Confluencia	145 MW
Octubre	2009	Central Carbón Maitencillo I	200 MW
Abril	2010	Central Carbón V-Region I	250 MW
Mayo	2010	Turbina GNL Polpaico I	125 MW
Junio	2010	Ciclo Combinado GNL Quinteros I	385 MW
Octubre	2010	Central Carbón Coronel I	250 MW
Enero	2011	Turbina GNL Quinteros I	125 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Calabozo Etapa 1	40 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Chillan Etapa 1	25 MW
Junio	2011	Central Carbón Pan de Azúcar I	250 MW
Octubre	2011	Ciclo Combinado GNL Quinteros II	385 MW
Junio	2012	Ciclo Combinado GNL VI-Region I	385 MW
Octubre	2012	Central Hidroeléctrica Neltume	403 MW
Octubre	2012	Central Carbón Puerto Montt I	250 MW

Abril	2013	Central Geotérmica Calabozo Etapa 2	40 MW
Abril	2013	Central Geotérmica Chillan Etapa 2	25 MW
Junio	2013	Central Carbón Pan de Azúcar II	250 MW
Enero	2014	Ciclo Combinado GNL VI-Region II	385 MW
Junio	2014	Central Carbón Coronel II	250 MW
Abril	2015	Central Geotérmica Calabozo Etapa 3	40 MW
Abril	2015	Central Geotérmica Chillan Etapa 3	25 MW
Junio	2015	Central Carbón V-Region II	250 MW
Octubre	2015	Ciclo Combinado GNL VI-Region III	385 MW

Fecha de entrada		Obras de Generación del Escenario de Expansión SIC Nº 4	Potencia
Mes	Año		
Junio	2006	Central Nueva Aldea 3 Licor Negro	20 MW
Junio	2006	Central Los Vientos TG, Diesel	120.8 MW
Enero	2007	Central Ciclo Abierto Campanario	125 MW
Abril	2007	Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Ciclo Abierto Diesel)	240 MW
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70 MW
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19.4 MW
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55 MW
Diciembre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32 MW
Marzo	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel capacidad final)	313 MW
Junio	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. GNL capacidad final)	358 MW
Junio	2008	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (cap. final)	377 MW
Octubre	2008	Central Eolica Concepción Modulo I	20 MW
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155 MW
Octubre	2009	Central Eolica Concepción Modulo II	20 MW
Octubre	2009	Central Hidroeléctrica Confluencia	145 MW
Octubre	2009	Central Carbón Maitencillo I	200 MW
Abril	2010	Central Carbón V-Region I	250 MW
Mayo	2010	Turbina GNL Polpaico I	125 MW
Junio	2010	Ciclo Combinado GNL Quinteros I	385 MW
Octubre	2010	Central Carbón Coronel I	250 MW
Enero	2011	Turbina GNL Quinteros I	125 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Calabozo Etapa 1	40 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Chillan Etapa 1	25 MW
Junio	2011	Central Carbón Pan de Azúcar I	250 MW
Octubre	2011	Ciclo Combinado GNL Quinteros II	385 MW
Junio	2012	Ciclo Combinado GNL VI-Region I	385 MW
Octubre	2012	Central Hidroeléctrica Neltume	403 MW
Octubre	2012	Central Carbón V-Region II	250 MW
Abril	2013	Central Geotérmica Calabozo Etapa 2	40 MW

Abril	2013	Central Geotérmica Chillan Etapa 2	25 MW
Junio	2013	Central Carbón Puerto Montt I	250 MW
Enero	2014	Ciclo Combinado GNL VI-Region II	385 MW
Junio	2014	Central Carbón Coronel II	250 MW
Abril	2015	Central Geotérmica Calabozo Etapa 3	40 MW
Abril	2015	Central Geotérmica Chillan Etapa 3	25 MW
Junio	2015	Central Carbón Pan de Azúcar II	250 MW
Octubre	2015	Ciclo Combinado GNL VI-Region III	385 MW

Estos planes implican la adición de 5882 MW al SIC en los próximos diez años, lo que representa un incremento de 71,2% de la capacidad instalada al 31 de Diciembre de 2005, y una duplicación respecto de la demanda máxima ocurrida el mismo año. Un 40% de esta nueva capacidad se instala antes de Diciembre de 2010.

2.2 PREVISIÓN Y REPRESENTACIÓN DE LA DEMANDA

La previsión de demandas considerada es la del Informe Técnico de Precios de Nudo de Abril de 2006. Dicha previsión presenta una tasa de crecimiento promedio anual de 7% para los próximo 10 años, es decir, una duplicación en el horizonte del estudio.

La distribución por barras y las curvas de duración en cinco bloques de demanda fueron determinadas por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC en los términos establecidos en el Anexo 8 de las Bases de Licitación. Para los fines de este estudio, la demanda de cada barra se representó a través de una curva de duración de 4 bloques, construida a partir de la curva de cinco bloques informada por el CDEC – SIC, de modo que los bloques 1 a 3 son iguales a la curva informada, y el bloque 4 corresponde a la suma de los bloques 4 y 5 de la original.

CAPÍTULO 3. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL Y FORMULACIÓN DE PLANES DE EXPANSIÓN

3.1 GENERALIDADES

La determinación de los Planes de Expansión del Sistema Troncal del Sistema Interconectado Central implica establecer las instalaciones y obras de transmisión económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema en cada uno de los escenarios de expansión definidos para el parque generador. Aún cuando las recomendaciones del presente estudio deben se circunscriben a aquellas obras de transmisión cuyas fechas de puesta en servicio requieren de decisiones que deben ser tomadas dentro de los primeros cuatro años del período, es decir, entre 2007 y 2010, ambos inclusive, el análisis comprende un período de diez años, debido a que desarrollos posteriores pueden condicionar las obras recomendadas. Más aún, como se verá posteriormente en la evaluación económica que se realiza en el Capítulo 5, es necesario en la comparación de los planes de expansión de la zona central del sistema troncal, considerar la probable evolución que este tiene en los años siguientes al término del período del estudio.

Los Planes óptimos de expansión de la transmisión troncal para cada escenario de expansión de la generación fueron determinados con el criterio de minimizar el costo esperado de inversión, operación y falla en el sistema eléctrico en el horizonte de 10 años que abarca el estudio, sujetos a las restricciones técnicas derivadas del cumplimiento de la Norma de Seguridad y Calidad de Servicio.

En la fecha de inicio del estudio se encuentran en construcción diversas obras de transmisión, que son incorporadas al sistema en estudio a partir de sus fechas de puesta en servicio.

Estas obras, de acuerdo con el Informe del Anexo 6 de las Bases de Licitación son las siguientes:

OBRAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL EN CONSTRUCCIÓN		
2005	Diciembre	Instalación de interruptores de líneas de 154 kV en Punta de Cortés
2006	Abril Octubre	Transformadores de 220/110 kV en Maitencillo y Pan de Azúcar Subestación Cautín y ampliación Seccionadora Valdivia
2007	Julio Octubre	CER +70 - 40 MVar Puerto Montt Cambio de conductor línea 2x154 kV Itahue - San Fernando.
2008	Mayo Junio	Ampliación y modificación barra de 220 kV de Subestación Charrúa Energización en 500 kV línea Ancoa – El Rodeo - Polpaico y Alto

		Jahuel - Polpaico, en tramo El Rodeo – Polpaico. Ampliación Subestación Polpaico a 500 kV y autotransformador 1x750 MVA, 500/220 kV
Julio		Nueva línea Charrúa – Temuco (Cautín) 2x220 kV
Octubre		Línea 1x220 kV Alto Jahuel - Chena 220 kV, tramo El Rodeo - Chena 2x220 kV. Tendido del primer circuito y empalme con línea Alto Jahuel - El Rodeo existente.

3.2 MODELOS Y REPRESENTACIÓN DEL SIC

Para los estudios de abastecimiento, determinación del despacho económico de las unidades, flujos en líneas y determinación del costo total de abastecimiento, se utilizó el Modelo SDDP.

Los estudios eléctricos se desarrollaron con el Modelo Power Factory de DlgSILENT. Para ello se dispuso de la Base de Datos del sistema actual proporcionada por el CDEC – SIC. Sobre esta Base de Datos se construyeron los distintos escenarios de expansión de la generación y los proyectos de expansión de la transmisión troncal estudiados.

3.3 FORMULACIÓN DE PLANES DE EXPANSIÓN

Se consideró más eficiente para el desarrollo del trabajo, estudiar inicialmente en forma completa, el Plan de Expansión de la transmisión troncal para el Escenario de Expansión N° 1 de Obras de Generación, y tomar como base estos resultados para el análisis de los tres escenarios restantes.

3.3.1 DIAGNÓSTICO DEL STT DEL SIC EN EL ESCENARIO N° 1

Esta etapa constituye un diagnóstico inicial del nivel de transmisiones que pueden esperarse en todas las condiciones de abastecimiento previsibles para el SIC. Para ello se simuló la operación del SIC mediante el Modelo SDDP, a lo largo de los diez años del horizonte del estudio, con el calendario de ampliaciones correspondientes al Plan de Obras de generación del Escenario N° 1.

Los resultados por área del sistema troncal se presentan en los gráficos que se analizan en los puntos siguientes. Ellos muestran para cada mes del período de estudio, los niveles de transmisión esperados para el tramo correspondiente. En cada mes se muestran cuatro niveles de transmisión, que corresponden a la transmisión máxima, mínima, probabilidad de excedencia de 20% y probabilidad de excedencia de 80%. Estos valores se determinan a partir del universo de 172 transmisiones resultantes para cada mes (43 hidrologías y 4 bloques de

demanda). Las curvas no representan, por lo tanto, una trayectoria de las transmisiones a lo largo del tiempo para una determinada condición de operación, sino que solamente representan curvas de igual probabilidad de excedencia. El sentido de los flujos se considera con signo positivo cuando es coincidente con la definición del tramo indicada en el gráfico.

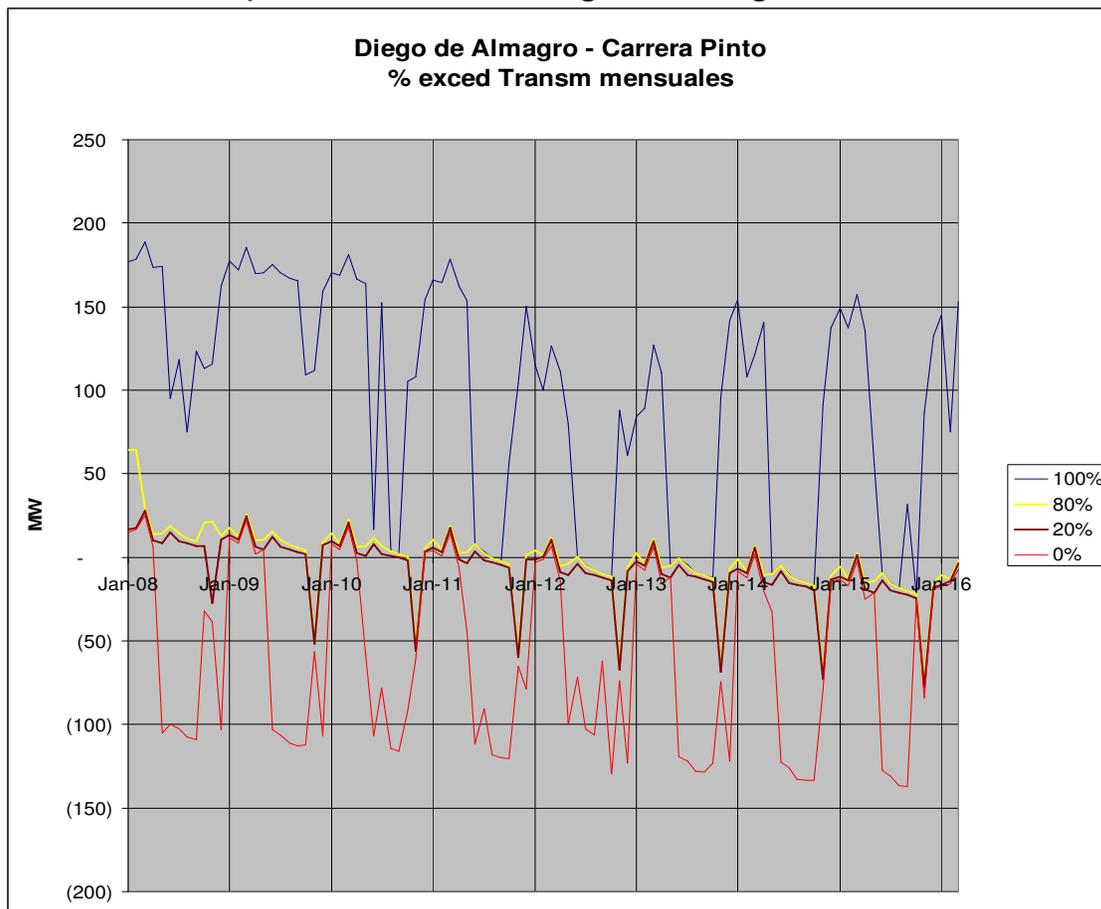
A la luz de los flujos resultantes para cada tramo, se analizan los proyectos de transmisión presentados por las empresas para el tramo correspondiente, incluidos en el Capítulo 1. Este análisis permite seleccionar aquellos proyectos que incrementan la capacidad de transmisión en los tramos críticos identificados, en montos acordes con la magnitud de los flujos proyectados.

Junto con lo anterior, el Consultor preparó sus propias soluciones para solucionar los problemas identificados.

Sobre la base de lo anterior, se establecerán los Planes de Desarrollo a evaluar para cada tramo de transmisión troncal de este Escenario.

3.3.1.1 Zona Norte, Quillota a Diego de Almagro

a) Tramo de 220 kV Diego de Almagro – Carrera Pinto



Este gráfico muestra en primer lugar, la magnitud de las transmisiones extremas que pueden ocurrir tanto en el sentido norte → sur como en el sentido contrario. El análisis detallado de los casos que originan los altos valores en el sentido norte → sur muestra que ellos corresponden a situaciones hidrológicas muy secas, en que los costos marginales hacen atractivo despachar todas las unidades generadoras ubicadas en la zona de Taltal/Diego de Almagro.

Por su parte, en el sentido inverso sur → norte, los casos que originan los altos valores en ese sentido corresponden a situaciones hidrológicas muy húmedas, en las cuales conviene reemplazar la generación térmica local por transmisiones desde el sur, originadas en generación hidroeléctrica o en centrales térmicas de costo variable comparativamente menor.

La capacidad de la línea Carrera Pinto – Diego de Almagro es de 197 MVA (ambiente a 25 °C con sol), por lo que una primera conclusión es que, dejando al margen por el momento las consideraciones sobre el comportamiento eléctrico de este tramo del sistema, las transmisiones resultantes en ambos sentidos nunca exceden la capacidad del circuito de 220 kV actualmente en servicio, incluso en caso de generación nula en la zona.

Proyectos presentados.

- Transelec presentó un proyecto consistente en la construcción de un segundo circuito de 220 kV, para cumplir con el criterio de seguridad n – 1, con puesta en servicio en Junio 2010. Adicionalmente, propone modificar la Subestación Diego de Almagro agregando una barra e interruptor de transferencia para posibilitar el mantenimiento de interruptores sin pérdida de suministro, y seccionar la barra principal.
- Además, presentó el proyecto de instalación de un compensador estático de potencia reactiva (SVC) en la Subestación Diego de Almagro, de una potencia mínima de 40 MVA_r inductivos/60 MVA_r capacitivos, con conexión directa a la barra de 220 kV. Justifica esta instalación en la necesidad de estabilizar las oscilaciones de tensión que se producen por contingencias graves en el SIC, evitando con ello la salida de la central Taltal por oscilaciones de potencia.

Proyectos alternativos.

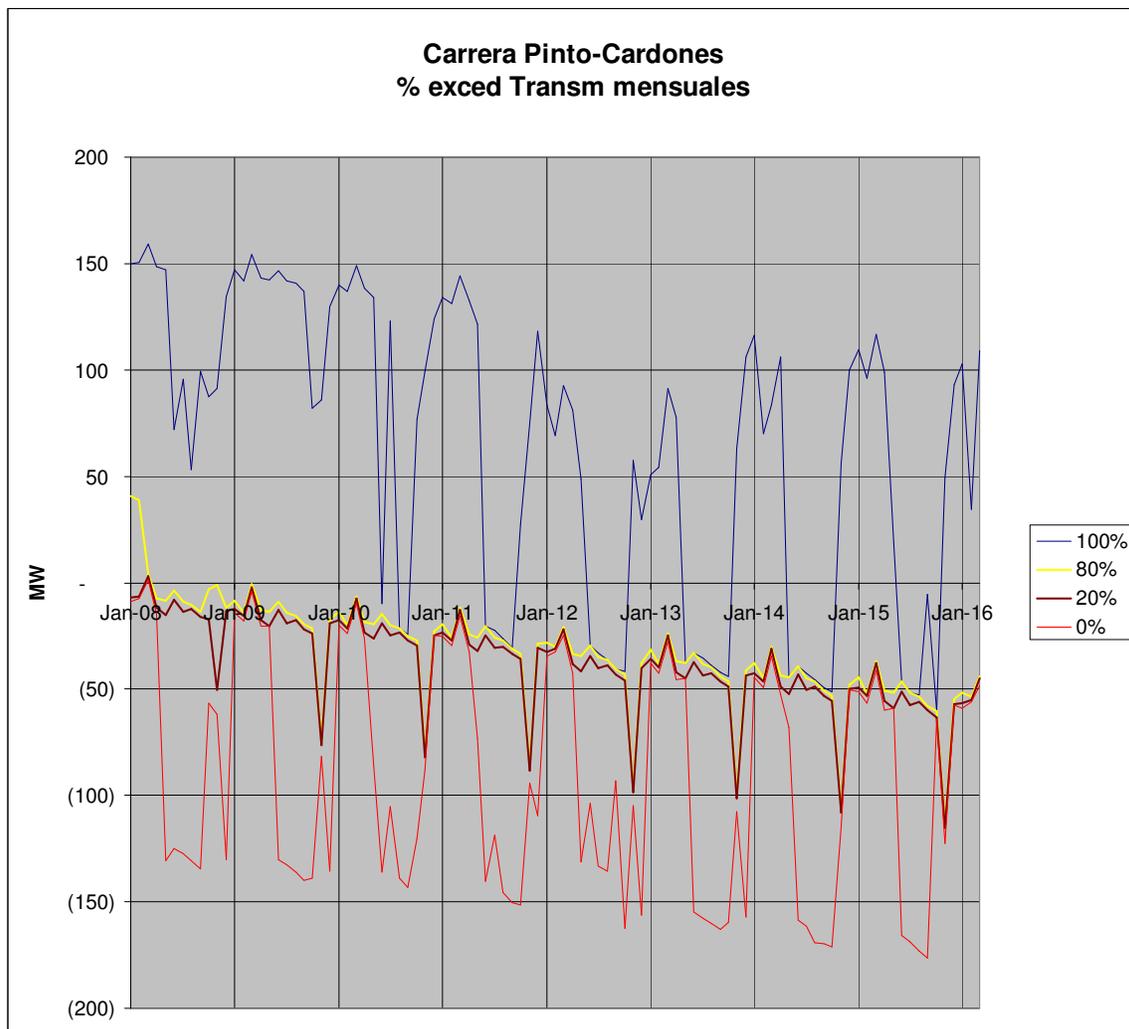
El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo ya que de justificarse económicamente la solución propuesta, ella constituiría la mejor solución de refuerzo.

Determinación del Plan de Expansión óptimo para el tramo.

La determinación del Plan óptimo para este tramo verificará si la inversión en un segundo circuito se justifica económicamente y en qué fecha, considerando:

- los eventuales mayores costos por despacho fuera de orden de mérito,
- los costos resultantes de la falla del único circuito, por concepto de actuación de EDAC por baja frecuencia y generación de emergencia para mantener el sistema autoabastecido operando en isla durante el tiempo de reposición de la línea al servicio,
- la verificación que el sistema, desvinculado de Carrera Pinto por falla en la línea, pueda operar en isla en forma estable, y que en esas condiciones se cumplan las exigencias de la Norma Técnica.

b) Tramo de 220 kV Cardones – Carrera Pinto.



Las transmisiones tienen naturalmente las mismas características del tramo Carrera Pinto – Diego de Almagro, con las diferencias provocadas por la existencia del consumo servido desde Carrera Pinto.

La capacidad de esta línea es también de 197 MVA (ambiente a 25°C con sol), por lo que también una primera conclusión indica que las transmisiones resultantes en ambos sentidos nunca exceden la capacidad del circuito de 220 kV actualmente en servicio.

Proyectos presentados.

- Transelec presentó un proyecto consistente en la construcción de un segundo circuito de 220 kV, para cumplir con el criterio de seguridad n – 1, con puesta en servicio en Junio 2010. Complementariamente, propone modificar la Subestación Carrera Pinto con una barra e interruptor de transferencia para posibilitar el mantenimiento de interruptores sin pérdida de suministro, y seccionar la barra principal.

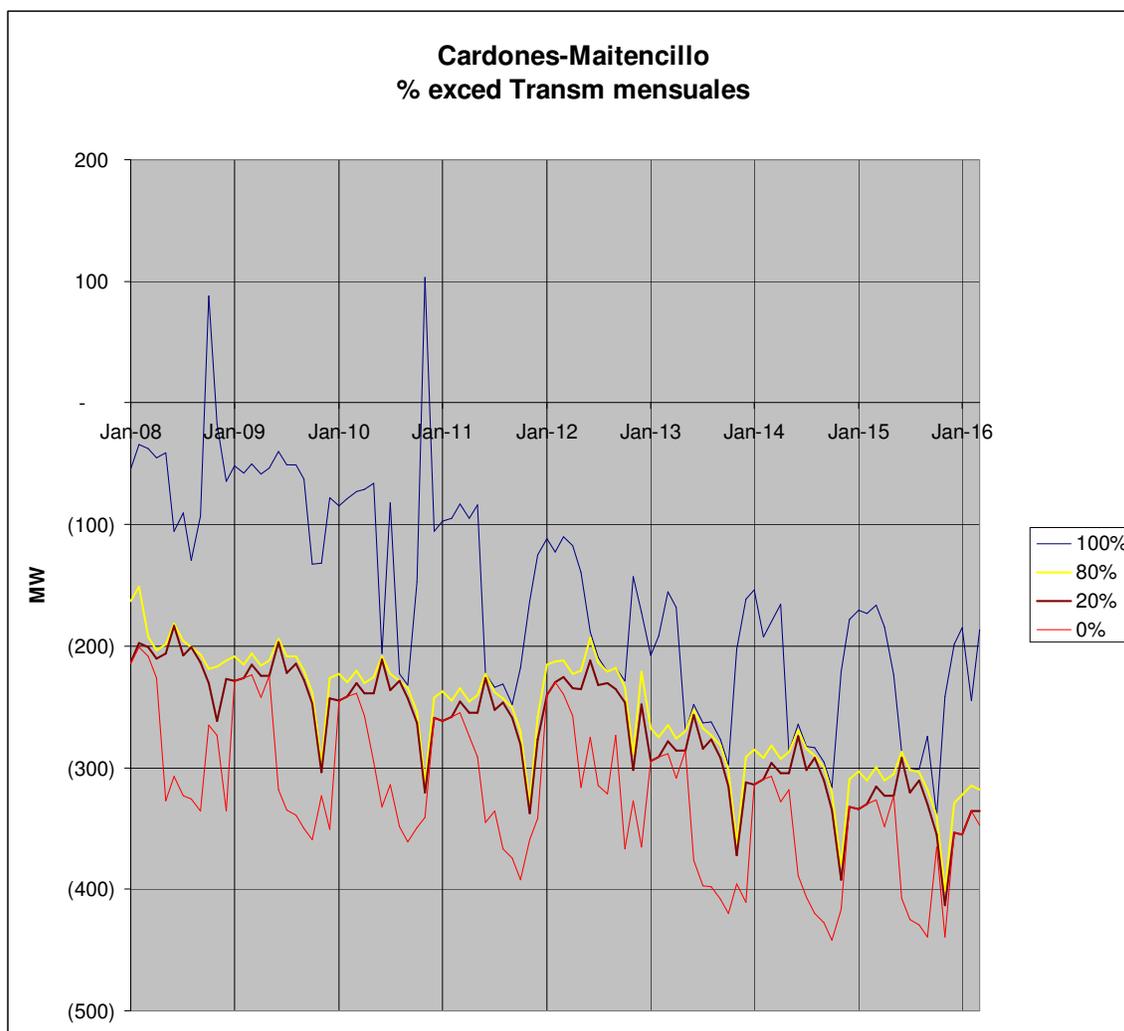
Proyectos alternativos.

El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo ya que de justificarse económicamente la solución propuesta, ella constituiría la mejor solución de refuerzo.

Determinación del Plan de Expansión óptimo para el tramo.

La determinación del Plan óptimo para este tramo seguirá el mismo proceso de análisis ya descrito para el tramo Carrera Pinto – Diego de Almagro.

c) Tramo de 220 kV Maitencillo – Cardones



En este tramo del sistema troncal, las transmisiones tienen siempre el sentido Maitencillo hacia Cardones.

Como en los tramos inmediatamente al norte, las situaciones hidrológicas muy secas disminuyen apreciablemente las transmisiones, sin que ellas inviertan su sentido. Por su parte, en el sentido sur → norte, los casos que originan los altos valores en ese sentido corresponden a situaciones hidrológicas muy húmedas ya comentadas anteriormente.

La unión Maitencillo – Cardones está compuesta por un simple circuito de 220 kV de capacidad igual a 197 MVA (ambiente a 25°C con sol), y por una línea de

doble circuito de 220 kV en que está tendido el conductor de uno de ellos, de una capacidad de 290 MVA (ambiente a 25°C con sol).

Considerando el límite operacional de 274 MVA informado por el CDEC para estas líneas, las transmisiones resultantes para las condiciones de operación más frecuentes exceden dicha capacidad durante períodos prolongados a partir de 2013, situación que se hace permanente a partir de 2014.

Proyectos presentados.

Transec presentó un proyecto consistente en el tendido del conductor en la estructura existente de doble circuito de 220 kV de propiedad de CNTC, para cumplir con el criterio de seguridad n-1, con puesta en servicio en Junio 2009. Complementariamente, propone modificar la Subestación Cardones agregando una barra e interruptor de transferencia, para posibilitar el mantenimiento de interruptores sin pérdida de suministro.

Proyectos alternativos.

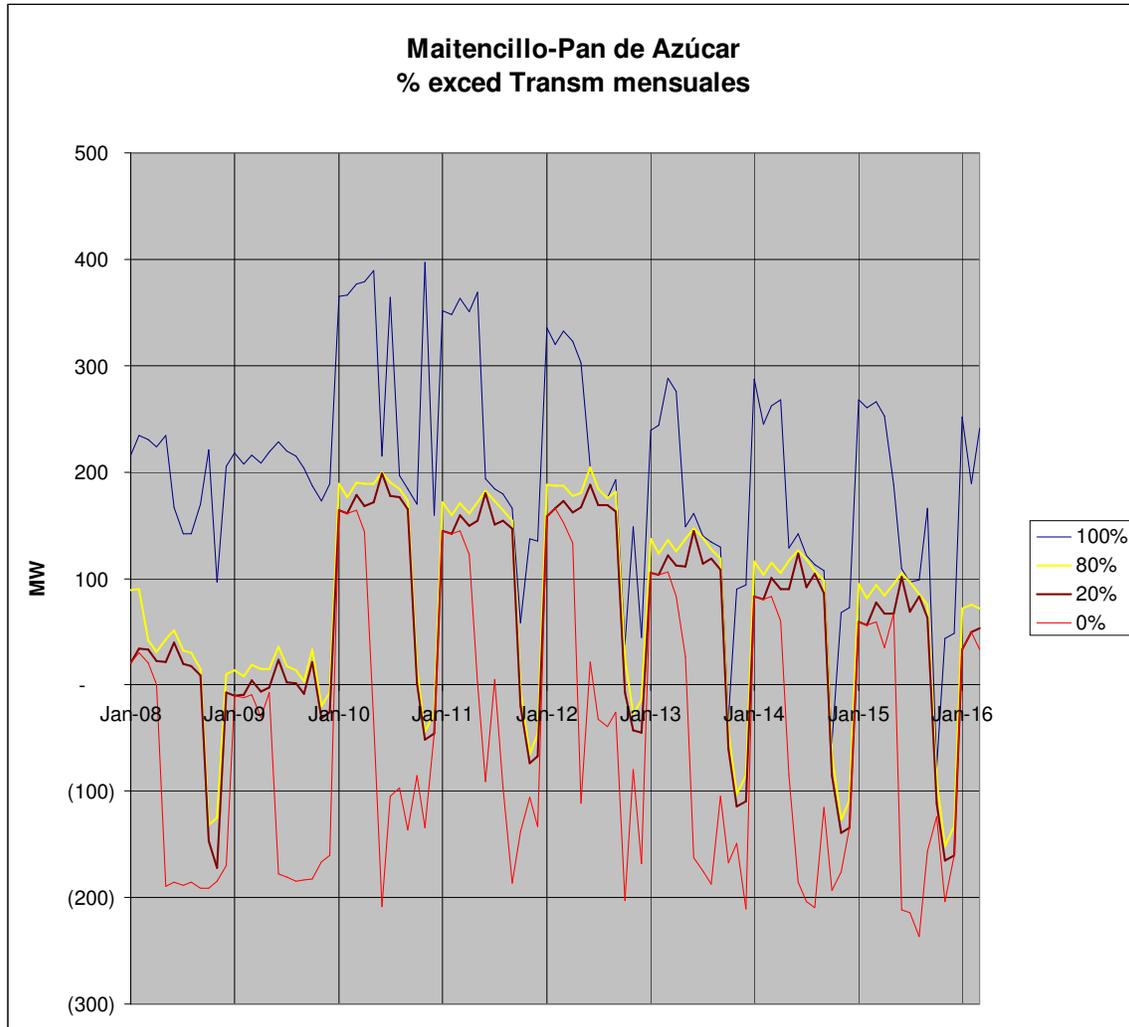
El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo ya que de justificarse económicamente la solución propuesta, ella constituiría la mejor solución de refuerzo.

Determinación del Plan de Expansión óptimo para el tramo.

La determinación del Plan óptimo para este tramo verificará si la inversión en el tendido del conductor del tercer circuito se justifica económicamente y en qué fecha, considerando:

- los eventuales mayores costos por despacho fuera de orden de mérito,
- los costos resultantes de la falla de alguno de los circuitos, por concepto de actuación de EDAC para limitar el flujo por el circuito que permanece en servicio y la generación fuera de mérito para recuperar las demandas racionadas y abastecerlas durante el tiempo de reposición de la línea fallada al servicio,
- las diferencias de pérdidas de transmisión.
- el cumplimiento de las exigencias de la Norma Técnica.

d) Tramo de 220 kV Pan de Azúcar – Maitencillo



Hasta Octubre de 2009, fecha de puesta en servicio de la central térmica a vapor de 200 MW de la zona de Maitencillo, las transmisiones que cubren el 60% de las situaciones de operación son muy bajas. A partir de esa fecha y hasta Octubre de 2012, estas transmisiones llegan a valores que no alcanzan los 200 MW, para disminuir apreciablemente en los años posteriores.

Por su parte, las transmisiones máximas en el sentido Pan de Azúcar hacia Maitencillo, que responden a transmisiones originadas en la ocurrencia de años hidrológicos favorables, superan puntualmente los 200 MW, en tanto que las en sentido contrario, que responden a transmisiones originadas en años secos, se sitúan en torno a los 370 MW en 2010 para disminuir paulatinamente hacia el futuro.

La capacidad de cada circuito de la línea de doble circuito de 220 kV existente entre Maitencillo y Pan de Azúcar es de 197 MVA (ambiente a 25°C con sol), y el límite operacional informado por el CDEC de 274 MVA.

Como se ha visto, el 80% de las transmisiones no exceden la capacidad n -1 "estricta". El límite operacional del CDEC se excede en el 20% de los casos caracterizados por la ocurrencia de condiciones hidrológicas de características secas, y solamente en los años 2010, 2011 y 2012.

Proyectos presentados.

Transelect presentó un proyecto de construcción de un tercer circuito de 220 kV entre Maitencillo y Pan de Azúcar, para cumplir con el criterio de seguridad n-1, y con fecha de puesta en servicio referencial en Diciembre de 2011.

Proyectos alternativos.

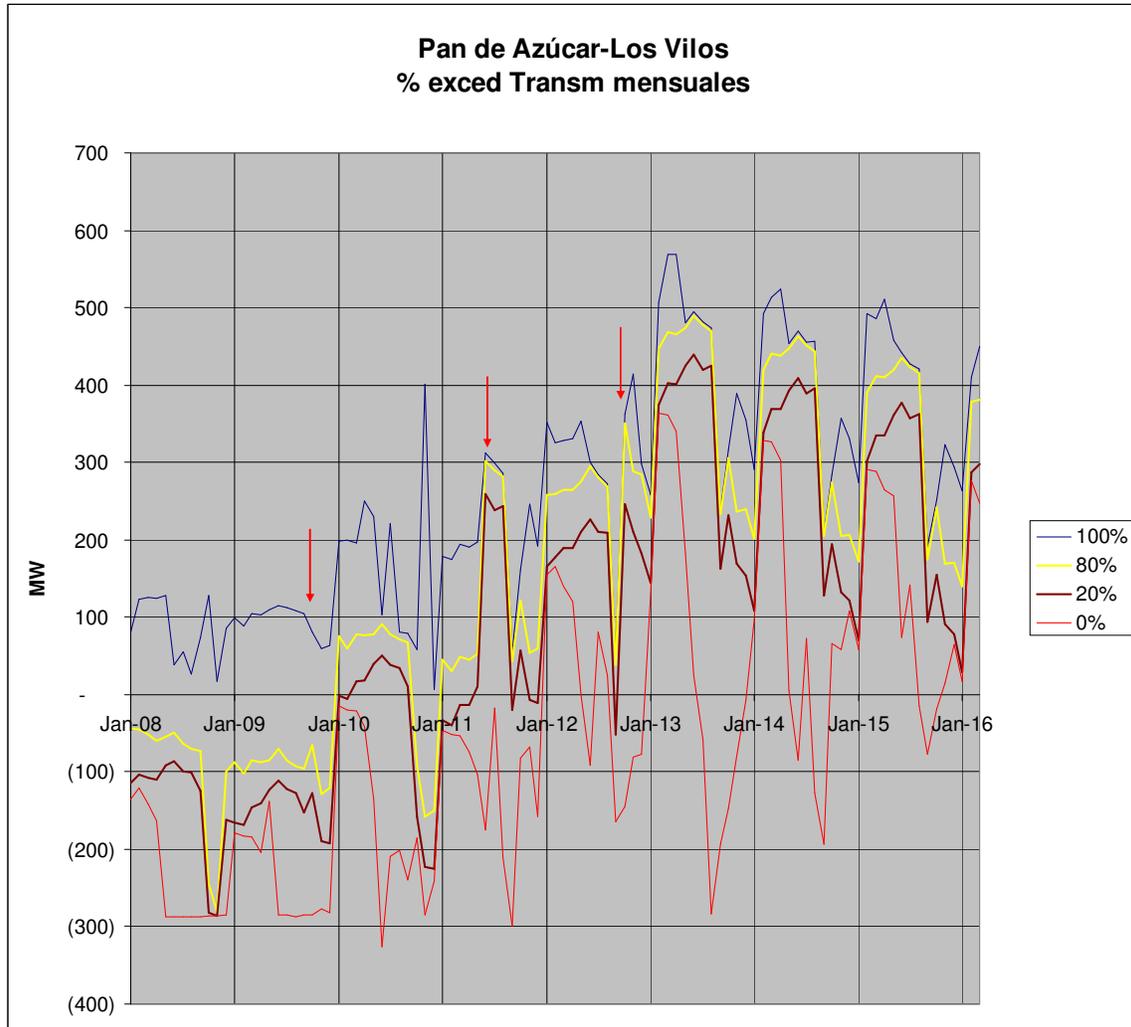
El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo ya que de justificarse técnica y económicamente la solución propuesta, ella constituiría la mejor solución de refuerzo.

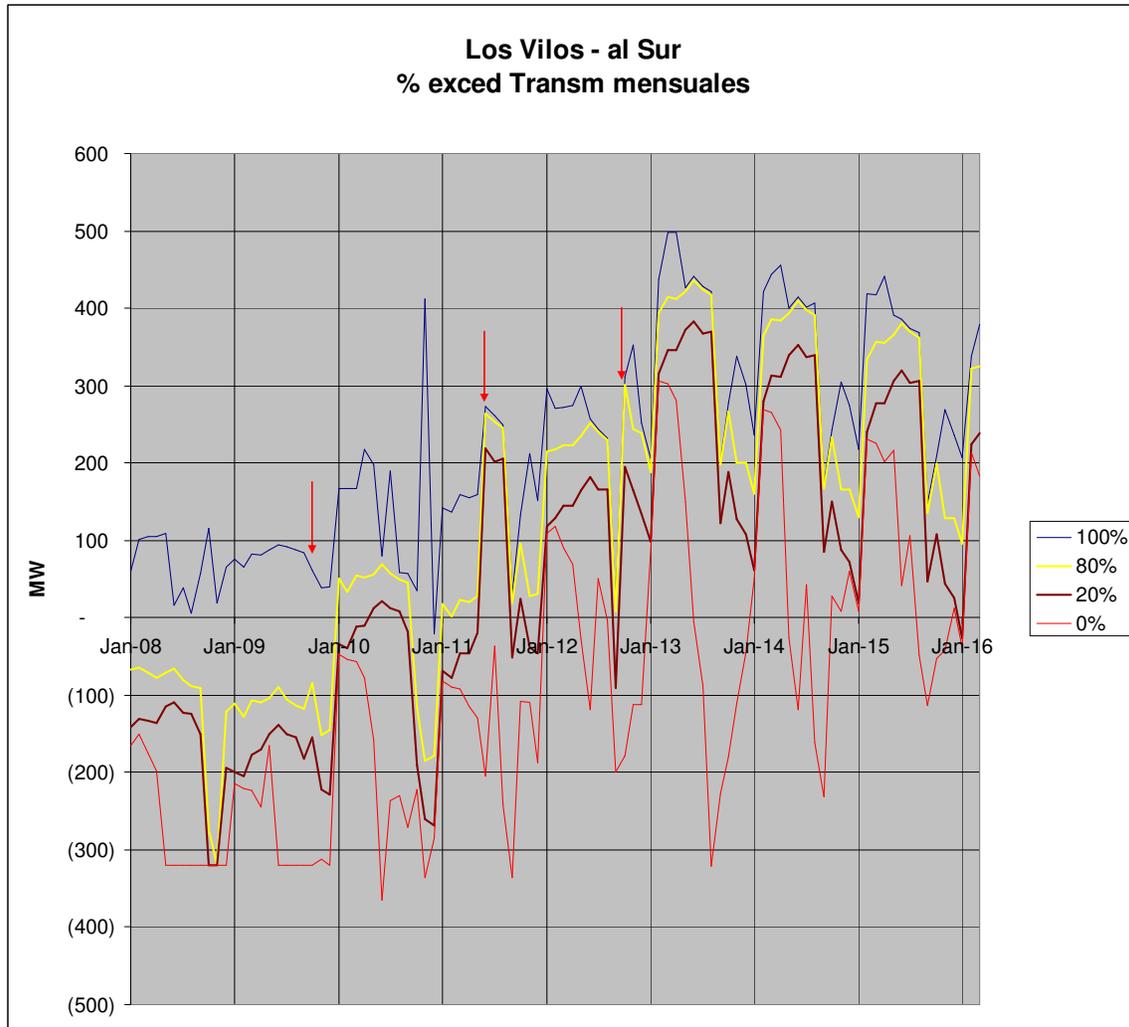
Determinación del Plan de Expansión óptimo para el tramo.

La determinación del Plan óptimo para este tramo verificará si la inversión en el tendido del conductor del tercer circuito se justifica económicamente y en qué fecha, considerando:

- los eventuales mayores costos por despacho fuera de orden de mérito,
- los costos resultantes de la falla de alguno de los circuitos, por concepto de actuación de EDAC para limitar el flujo por el circuito que permanece en servicio y la generación fuera de mérito para recuperar las demandas racionadas y abastecerlas durante el tiempo de reposición de la línea fallada al servicio,
- las diferencias de pérdidas de transmisión.
- el cumplimiento de las exigencias de la Norma Técnica.

e) Tramos de 220 kV Quillota – Los Vilos - Pan de Azúcar





En las curvas anteriores se han indicado las fechas de puesta en servicio de los tres proyectos de generación de la zona ubicada al norte de Los Vilos, que corresponden en orden de puesta en servicio, a la central térmica a vapor de la zona de Maitencillo (200 MW) y posteriormente a las dos unidades térmicas a vapor de 250 MW cada una de la zona de Pan de Azúcar. En los años previos a la incorporación, del proyecto térmico de la zona de Maitencillo, en Octubre 2009, estos tramos presentan transmisiones mayoritariamente en el sentido Quillota hacia el norte, con excepción de las condiciones en las que por razones hidrológicas resulta conveniente aumentar la generación térmica ubicada en Maitencillo hacia el norte.

A partir de Octubre de 2009, las transmisiones son mayoritariamente en el sentido norte → sur, y crecen a medida que se incorporan los proyectos térmicos de 250 MW en Pan de Azúcar, en Junio de 2011 y Octubre de 2012.

La capacidad de cada circuito de la línea de doble circuito de 220 kV existente entre Quillota, Los Vilos y Pan de Azúcar es de 224 MVA (ambiente a 25°C con sol), en tanto que el límite operacional informado por el CDEC es de 252 MVA.

Independientemente del sentido de los flujos, el 100% de las transmisiones que pueden presentarse en las distintas condiciones de despacho de las unidades generadoras no exceden la capacidad n -1 “estricta” hasta Junio de 2011. A partir de esa fecha y hasta Octubre de 2012, las transmisiones alcanzan valores levemente por encima del límite operacional del CDEC, pero ellas exceden dicho límite solamente en el 20% de los casos. Sin embargo, se estima que esta situación puede ser técnicamente factible y económicamente conveniente por medio de la aplicación de un esquema de DAG aplicado sobre una unidad generadora ubicada en la zona al norte de Pan de Azúcar. A partir de Octubre de 2012, con la incorporación del segundo proyecto térmico de 250 MW en Pan de Azúcar, las transmisiones superan los 400 MW.

Proyectos presentados.

- Transelec presentó un proyecto consistente en la construcción de un tercer circuito de 220 kV, en estructuras de doble circuito, entre Quillota, Los Vilos y Pan de Azúcar, para cumplir con el criterio de seguridad n – 1, con puesta en servicio en Junio 2010.
- Transelec propone también evaluar la incorporación de soluciones “FACTS” (“Flexible AC Transmission System”), determinando características y localizaciones de equipos que permitan mejorar la estabilidad del sistema norte. Transelec estima que hacia el año 2009, esta parte del sistema troncal presentaría problemas de estabilidad si sólo se dispone de las centrales Guacolda y TalTal.

Proyectos alternativos.

El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo, ya que de justificarse técnica y económicamente la solución propuesta, ella constituiría la mejor solución de refuerzo.

Determinación del Plan de Expansión óptimo para el tramo.

La determinación del Plan óptimo para este tramo y la fecha de necesidad de una eventual nueva inversión se verificará considerando:

- los eventuales mayores costos por despacho fuera de orden de mérito,
- los costos resultantes de la falla de alguno de los circuitos, por concepto de actuación de EDAG para limitar el flujo por el circuito que permanece en servicio,
- las diferencias de pérdidas de transmisión.
- el cumplimiento de las exigencias de la Norma Técnica.

3.3.1.2 Zona Central, Ancoa – Alto Jahuel - Quillota

a) Zonas Metropolitana, Quinta y Sexta Región

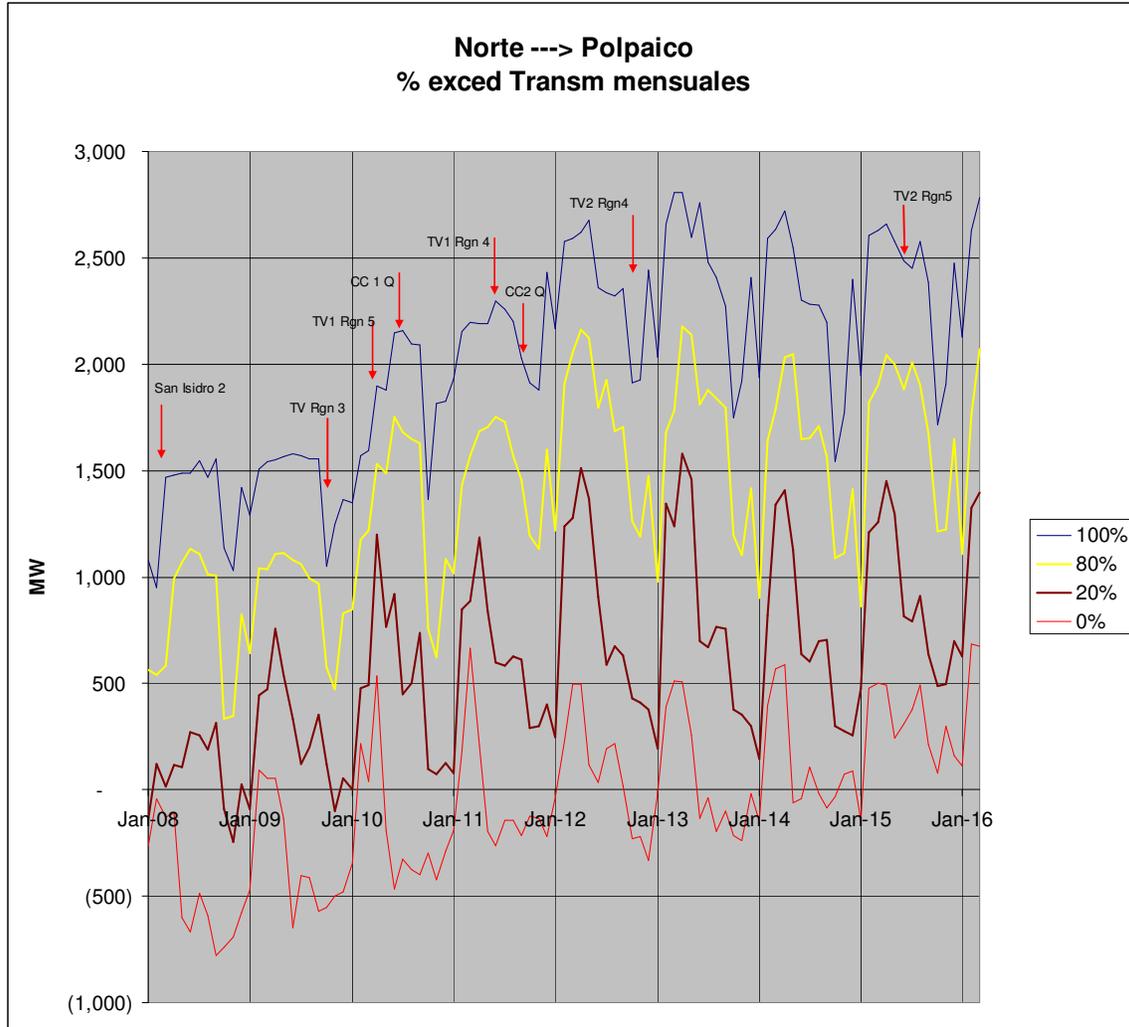
La nueva capacidad de generación que se instala a lo largo del horizonte del estudio tanto al norte como al sur de Santiago se resume en los cuadros siguientes.

NUEVA CAPACIDAD AL NORTE DE SANTIAGO			
2 CICLOS COMBINADOS	762 MW	2008 A 2010	1337 MW
2 TÉRMICAS A CARBÓN	450 MW		
1 TURBINA DE GAS	125 MW		
1 CICLO COMBINADO	385 MW	2011 A 2015	1260 MW
1 TURBINA DE GAS	125 MW		
3 TÉRMICAS A CARBÓN	750 MW		

NUEVA CAPACIDAD AL SUR DE SANTIAGO			
1 TÉRMICA A CARBÓN	250 MW	2008 A 2010	590 MW
HIDRO Y OTRAS	340 MW		
3 CICLOS COMBINADOS	1155 MW	2011 A 2015	2253 MW
2 TÉRMICAS A CARBÓN	500 MW		
HIDRO Y OTRAS	598 MW		

Esta nueva capacidad y su distribución geográfica originan transmisiones de magnitud significativa hacia esta zona.

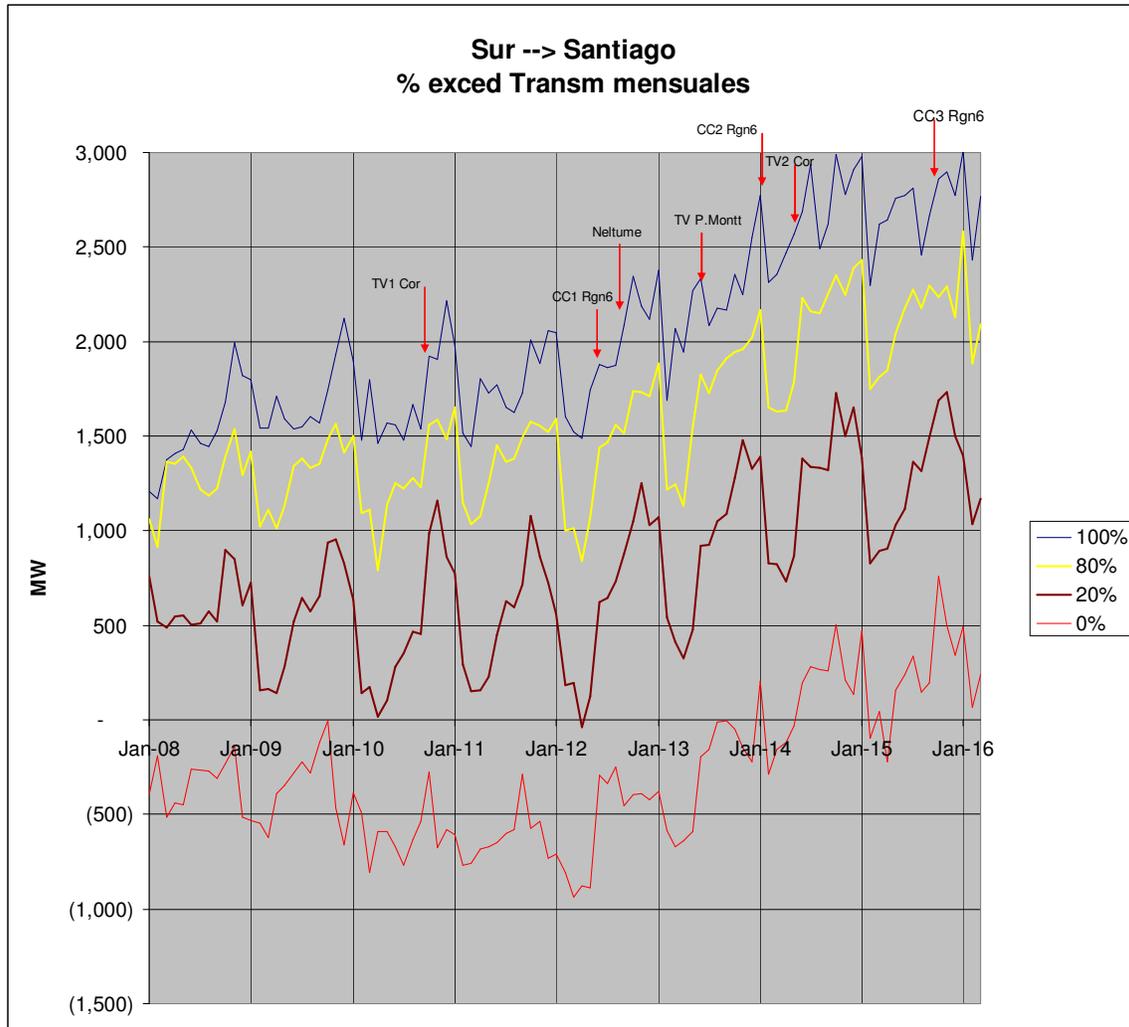
Las transmisiones totales resultantes del abastecimiento sin restricciones de capacidad de transmisión se muestran en los gráficos siguientes.



Tomando como referencia los flujos que se exceden con 20% de probabilidad, se constata que ellos aumentan desde unos 1200 MW en 2008/2009 a 1750 MW en 2010/2011 para alcanzar 2200 en 2012/2013, para estabilizarse en torno a 2000 MW a partir de 2014.

La figura muestra que la incorporación de San Isidro 2 por sí sola ya excede la capacidad de transmisión disponible actualmente entre Quillota y Polpaico.

Por su parte, las transmisiones requeridas desde el sur de Santiago se muestran en la figura siguiente.



Las transmisiones desde el sur de Santiago se mantienen en torno a unos 1500 MW entre 2008 y 2011, para incrementarse paulatinamente hasta 1800 MW en 2013 y hasta 2300 MW en 2014 y 2015.

Las capacidades de los distintos tramos de 220 kV de esta zona son las siguientes:

Nombre	Nombre Tramo	MVA	MVA	MVA	MVA
		25°C	30°C	25°C	30°C
				50%	50%
Polpaico - Quillota 220 kV		1,099	993	1,224	1,104
Cerro Navia - Polpaico 220 kV	Lampa - Polpaico	310	294	349	330
Cerro Navia - Polpaico 220 kV	Cerro Navia - Lampa	310	294	349	330
Alto Jahuel – Cerro Navia 220 kV	Alto Jahuel - Est. 10	260	240	293	269
Alto Jahuel – Cerro Navia 220 kV	Est. 10 - Tap Chena	282	255	307	278
Alto Jahuel – Cerro Navia 220 kV	Tap Chena – C. Navia	197	166	211	176

	Conductores		Condensadores serie	
	25°C /30°C MVA	Sobrecarga 10 min 25 °C /30°C MVA	Permanente/ Sobrecarga 8 horas MVA	5% Sobretensión MVA
Circuito Ancoa – Alto Jahuel	1544/1396	1885/1697	1472 /1619	1693
Circuito Ancoa – Polpaico	1803/1518	1972/1657	1472 /1619	1693
Circuitos Charrúa – Ancoa	1766/1637	2160/1985	1368 /1506	1573

	Transformadores de corriente
	Razón – Imáx [Amp]
Alto Jahuel	500 – 1000 - 2000/1 – 2000
Ancoa (Alto Jahuel)	800 - 1600/1 - 2000
Ancoa (Charrúa)	800 - 1600/1 - 2000
Charrúa (Ancoa)	800 - 1600/1 - 2000

Proyectos presentados.

Transec presentó un conjunto de proyectos para esta zona:

- Para el tramo de 220 kV Quillota – Polpaico, construcción de un tercer circuito de 220 kV entre Quillota y Polpaico para evacuar la producción de las nuevas centrales de la zona de San Luis y las de la zona norte del SIC y cumplir con el criterio de seguridad n – 1, con puesta en servicio en Junio 2010. El proyecto presentado por Transec previene que la factibilidad de este proyecto está sujeta a la factibilidad física de ampliación de la Subestación Quillota y a la solución de las limitaciones de su barra de 220 kV. De no ser posible lo anterior, se afectan este proyecto y el del tercer circuito hacia Los Vilos, en cuyo caso estos

- proyectos deberían considerar a la Subestación Polpaico como su punto de conexión.
- Para el tramo de 220 kV Polpaico – Cerro Navia, construcción de un nuevo circuito de 220 kV para cumplir con el criterio de seguridad n – 1. El circuito se construiría en estructura para doble circuito y se pondría en servicio en Junio 2010. Transelec hace notar que el desarrollo de este proyecto requiere incluir un tramo de doble circuito y 7 km en cable subterráneo para acceder a la Subestación Cerro Navia. Este proyecto se completa en Diciembre 2011 con el tendido del conductor del segundo circuito en la estructura ya existente.
 - Instalación de bancos de condensadores en las subestaciones Polpaico (3x65 MVAR), Cerro Navia (3x65 MVAR) y Alto Jahuel (4x65 MVAR), esencialmente para prevenir problemas de estabilidad de tensión en caso de contingencias severas.
 - Para el tramo de 220 kV El Rodeo – Chena, tendido del conductor del segundo circuito en el tramo El Rodeo – Chena de la línea de 220 kV Alto Jahuel – Chena, para cumplir con el criterio de seguridad n – 1, con puesta en servicio en Abril de 2011.

Por su parte, Chilectra S.A. presentó los proyectos siguientes:

- Para el tramo de 220 kV Polpaico – Cerro Navia, construcción de un nuevo circuito de 220 kV en estructura de doble circuito. Se requeriría la puesta en servicio del primer circuito para Enero 2009 y del segundo para Enero 2012.
- Para el tramo de 220 kV El Rodeo – Chena, tendido del conductor del segundo circuito en este tramo de la línea de 220 kV Alto Jahuel – Chena. La fecha requerida de puesta en servicio sería Octubre de 2010.

Proyectos alternativos.

A partir del análisis de las transmisiones totales previstas hacia la zona de Santiago, tanto desde el norte como desde el sur, el Consultor concluyó que tanto la capacidad de transmisión existente como los incrementos que aportarían los nuevos proyectos propuestos resultan insuficientes para las necesidades previstas.

La situación actual del sistema en esta área puede apreciarse en la fotografía satelital siguiente, que muestra las subestaciones conectadas directamente al sistema troncal que abastecen las demandas de esta zona.



Las subestaciones Alto Jahuel, Chena, Cerro Navia, Polpaico y Quillota están actualmente interconectadas por líneas de doble circuito de 220 kV que siguen un trazado prácticamente recto entre esas subestaciones.

Como puede apreciarse, las subestaciones Chena, Cerro Navia y la salida de la línea hacia Polpaico se encuentran al interior de la ciudad, por lo que no resulta factible pensar en soluciones de nuevas líneas que utilicen el mismo trazado actual, a menos que sean subterráneas en cable, lo cual las haría no factibles económicamente.

Para poder ser alternativas técnicamente factibles, los proyectos en 220 kV propuestos deben complementarse con nuevas líneas que incrementen la capacidad de transmisión entre las subestaciones Cerro Navia y Chena. Además, ellas deben diseñarse con capacidad suficiente para las transmisiones previstas desde el norte y desde el sur de Santiago. La fotografía anterior muestra que el trazado de estas nuevas líneas debería hacerse por el lado poniente de la ciudad.

En cuanto al nivel de tensión, estas soluciones pueden desarrollarse tanto en 220 kV como en 500 kV, razón por la cual el Consultor ha optado por establecer dos alternativas básicas para la zona en análisis: Alternativa 220 kV y Alternativa 500 kV, en cuya conformación se han utilizado los proyectos presentados por los participantes y los proyectos complementarios preparados por el Consultor.

Alternativa 220 kV

Para seguir utilizando solamente el nivel de 220 kV, y para complementar el proyecto de Transelec de construir un nuevo doble circuito de 220 kV entre Polpaico y Cerro Navia, habría que construir nuevas líneas en esa tensión por el poniente de Santiago. Para ello habría que desarrollar subestaciones de 220 kV en la zona de Lo Aguirre, seccionando la línea de 2x220 kV Rapel - Cerro Navia, desde la cual partiría un nuevo doble circuito de 220 kV hacia El Rodeo. En este último lugar se construiría una subestación que seccionaría el doble circuito de 220 kV Alto Jahuel – Chena. En esta forma se incrementaría la capacidad de transmisión en el tramo crítico de 220 kV Cerro Navia – Chena. Las nuevas líneas entre Lo Aguirre y El Rodeo tendrían que seguir un trazado similar al de la línea de 500 kV Alto Jahuel – Polpaico y Ancoa - Polpaico, que entrarán en servicio en Junio de 2008, y que son la prolongación hasta la Subestación Polpaico de las actuales líneas de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel.

Previendo que la distribución de los flujos pudiera resultar inadecuada para levantar las limitaciones, y como una variante de esta alternativa, la nueva línea Polpaico – Cerro Navia podría reemplazarse por una nueva línea de 2x220 kV Polpaico – Lo Aguirre, lo que se definiría a través de los estudios de operación eléctrica.

Como se ha mencionado, las soluciones deben permitir distribuir dentro de la zona de Santiago, tanto los flujos provenientes desde el norte, en particular los de las nuevas centrales de la V Región y los excedentes de las de la IV Región, como los flujos provenientes del sur.

Para verificar lo anterior, es necesario definir el punto del sistema troncal al cual se conectarán estas centrales, y cómo se transportará esa energía hacia Santiago.

En el caso de las nuevas centrales de la V Región, debe tenerse en cuenta que el tramo Quillota – Polpaico ya está excedido en su capacidad de transmisión n – 1 “estricto” con la incorporación de San Isidro 2 en San Luis, por lo que no resulta posible pensar en concentrar 1145 MW de nuevos proyectos, incrementados en los excedentes de las centrales de Pan de Azúcar y Maitencillo, a la transmisión por dicho tramo, sin ampliaciones de envergadura para 220 kV. Lo anterior, sin considerar los problemas técnicos y de disponibilidad de espacio mencionados por Transelec en relación con una ampliación de la Subestación Quillota, y la dificultad de tender al menos una nueva línea de doble circuito de mayor capacidad que las actuales entre Quillota y Polpaico, lo mas cercanas posible al trazado de las actuales para evitar problemas de distribución de flujos que desaprovechan la capacidad total.

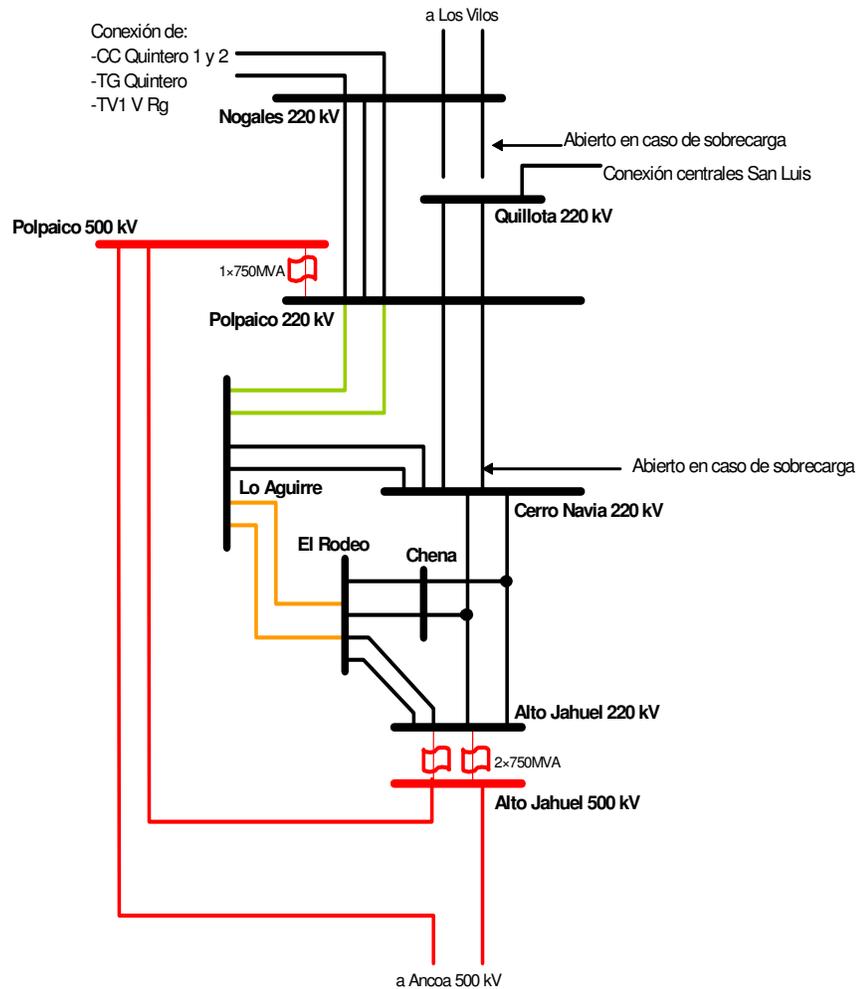
La fotografía satelital siguiente muestra la ubicación relativa de las nuevas centrales y de las subestaciones del sistema troncal en la zona.



Considerando las distancias involucradas y la dificultad de los trazados posibles, se ha supuesto la conexión de estas centrales a una nueva subestación ubicada a la altura de Nogales. En ese punto se seccionarían los dos circuitos de la línea Quillota – Los Vilos, se conectarían las centrales y se construirían líneas en 220 kV entre Nogales y Polpaico. El número de circuitos a construir deberá determinarse en base a la capacidad necesaria y a consideraciones de comportamiento dinámico y seguridad de servicio, por lo que deberán definirse en base a los estudios de operación eléctrica.

En el caso de las centrales de la VI Región, se ha supuesto que ellas se conectarán en la zona de Rancagua, a la barra de 220 kV de la futura Subestación Punta de Cortés. Esta subestación ya existirá en esa fecha en 220 kV, tal como se verá posteriormente en el análisis del sistema de 154 kV Itahue – Alto Jahuel. A partir de ese nudo, la potencia de estas centrales se transmitiría a Santiago por medio de líneas de 220 kV. Como en el caso anterior, el número de circuitos a construir deberá determinarse en base a la capacidad necesaria y a consideraciones dinámicas y de seguridad de servicio, por lo que deberán definirse en base a los estudios de operación eléctrica.

En Santiago, la línea se conectaría a la barra de 220 kV de la Subestación seccionadora El Rodeo. No se ha considerado Alto Jahuel como punto de llegada ya que desde ese punto habría que transmitir gran parte de la potencia hacia Chena, provocando sobrecargas en las líneas Alto Jahuel – Chena y Alto Jahuel - Chena – Cerro Navia.



Alternativa 500 kV.

En vez de construir nuevas líneas de transmisión de 220 kV, en zonas en que la imposición de nuevas servidumbres tendrá un costo significativo, resulta lógico desarrollar una alternativa que utilice la línea de 500 kV existente entre Alto Jahuel y Polpaico o entre Ancoa y Polpaico, las cuales tienen una capacidad de transmisión significativamente superior a cualquier alternativa en 220 kV que además tendría que seguir el mismo trazado.

La alternativa que aprovecha estas líneas de 500 kV consiste en:

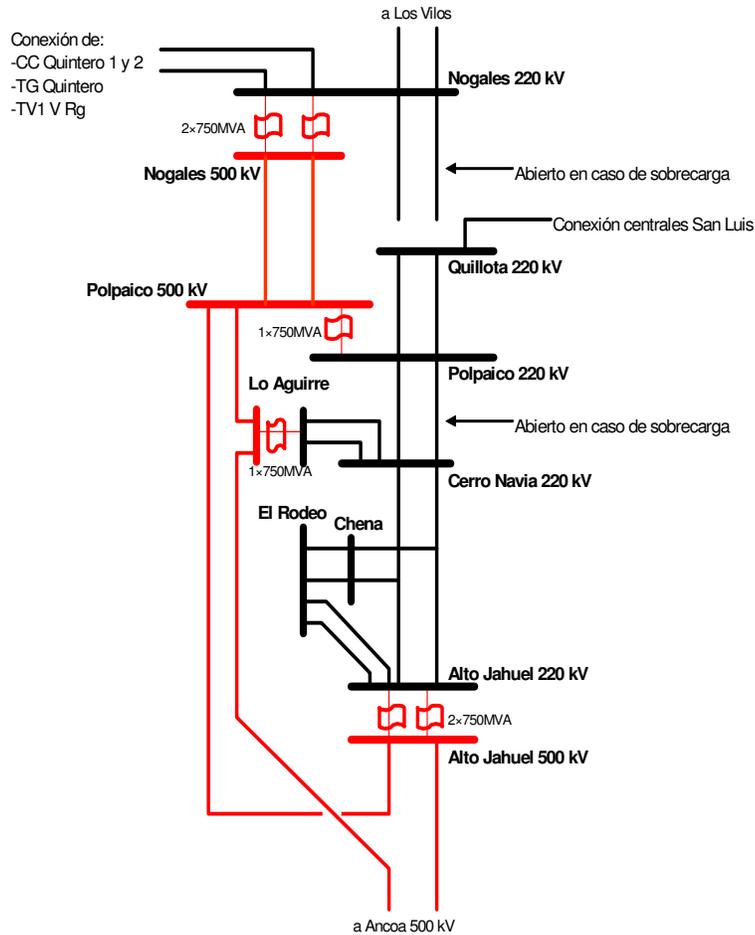
- Construcción de la subestación 500/220 kV, 850 MVA, en Lo Aguirre, en las cercanías del peaje Lo Prado de la Ruta 68, alimentada desde la línea de 500 kV Ancoa - Polpaico.
- Seccionamiento de la línea de 500 kV Ancoa - Polpaico en Lo Aguirre, lo que constituirá el patio de 500 kV de la subestación 500/220 kV.
- Seccionamiento de las líneas 2x220 kV Rapel – Cerro Navia en Lo Aguirre, lo que constituirá el patio de 220 kV de la subestación 500/220 kV.
- Refuerzo o reemplazo de las líneas 2x220 kV Rapel – Cerro Navia en el tramo de 16 km Lo Aguirre – Cerro Navia, para una capacidad de 1200 MVA/circuito.
- Tendido del conductor del segundo circuito de 220 kV El Rodeo – Chena, de características iguales al tramo Alto Jahuel – El Rodeo.
- Reemplazo del conductor del primer circuito de 220 kV El Rodeo – Chena, por uno de características iguales al tramo Alto Jahuel – El Rodeo.

En una etapa posterior, cuando las transmisiones lo requieran, se agregarían las obras siguientes:

- Ampliación de Subestación Polpaico en un segundo autotransformador de 500/220 kV, 750 MVA.
- Construcción de la subestación 500/220 kV, 850 MVA, en El Rodeo, alimentada desde la línea de 500 kV Alto Jahuel - Polpaico.
- Seccionamiento de las líneas de 500 kV Alto Jahuel - Polpaico y Ancoa – Lo Aguirre en El Rodeo, lo que constituirá el patio de 500 kV de la subestación 500/220 kV.
- Seccionamiento de las líneas 2x220 kV Alto Jahuel – El Rodeo en El Rodeo, lo que constituirá el patio de 220 kV de la subestación 500/220 kV.

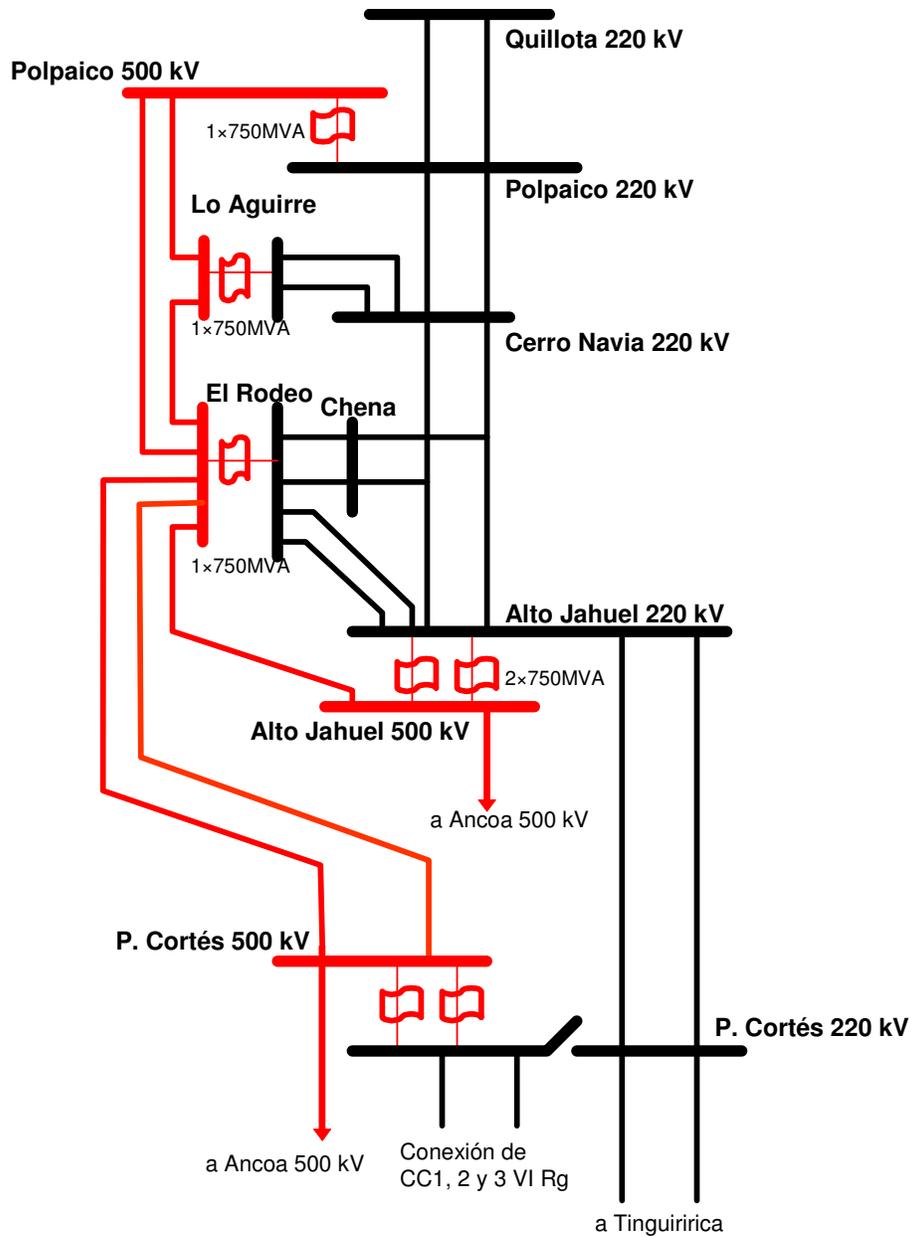
En esta alternativa, como en el caso del desarrollo en 220 kV, las nuevas centrales de la V Región, se conectan a la nueva subestación ubicada en Nogales. La transmisión a Santiago se haría por medio de un doble circuito de 500 kV Nogales – Polpaico, para lo cual Nogales dispondría de la transformación 220/500 kV, 2x750 MVA y el correspondiente patio de 500 kV.

La figura siguiente muestra la solución propuesta en su etapa inicial, coincidente con las ampliaciones de centrales en la III y V Regiones.



En el caso de las centrales de la VI Región, la transmisión de la potencia del primer ciclo combinado de la VI Región a Santiago se haría por el sistema de 220 kV Punta de Cortés – Alto Jahuel. Con el segundo ciclo combinado se construiría una línea de un circuito de 500 kV que operaría en 220 kV entre Punta de Cortés y El Rodeo. Con el tercer ciclo combinado, se ampliaría Punta de Cortés con un patio de 500 kV, se operaría en 500 kV la línea Punta de Cortés – El Rodeo, se seccionaría la línea de 500 kV Ancoa – Lo Aguirre (El Rodeo), se instalarían dos autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA c/u y se separaría la barra de 220 kV de la subestación, de manera que la potencia de los tres ciclos combinados se transmita exclusivamente por 500 kV hacia El Rodeo.

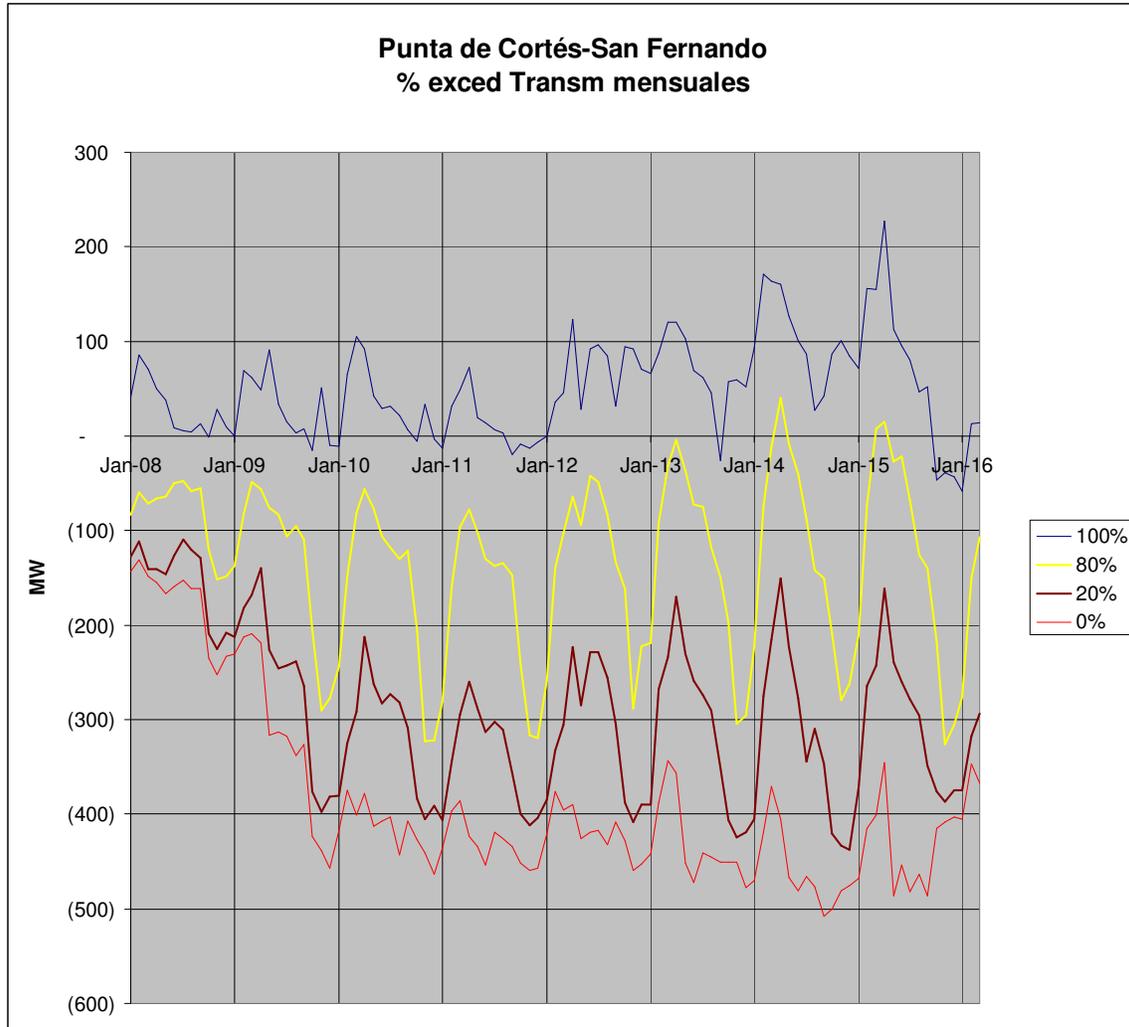
La figura siguiente muestra la solución propuesta en su etapa final, coincidente con la puesta en servicio de las centrales de ciclo combinado de la VI Región.



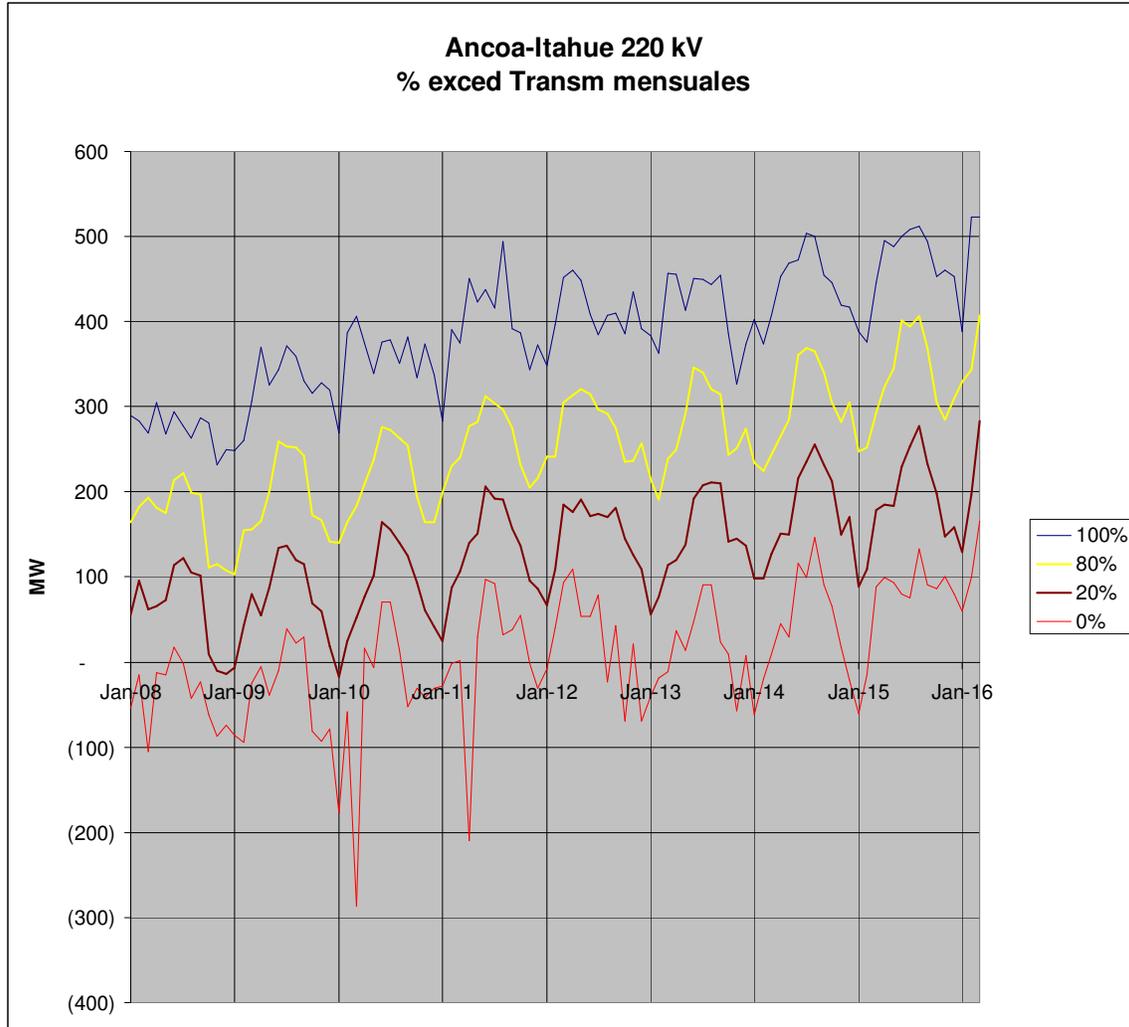
Determinación del Plan de Expansión óptimo.

La determinación del Plan óptimo para esta zona resultará de las comparaciones económicas de las alternativas descritas, considerando las inversiones de cada una y sus correspondientes costos de operación y falla del SIC.

b) Zona Itahue – Alto Jahuel



Las mayores transmisiones en este tramo tienen el sentido sur → norte, y se incrementan con la incorporación de las centrales La Higuera y Confluencia en Octubre de 2008 y 2009 respectivamente. Los valores máximos alcanzan 450 MW y hasta 500 MW en 2014.



Los flujos mayores en estas líneas son siempre desde Ancoa hacia Itahue y excepcionalmente exceden la capacidad individual de cada uno de los circuitos.

La capacidad de las líneas existentes son las siguientes.

Nombre	MVA	MVA	MVA	MVA
	25 °C	30 °C	25 °C	30 °C
			50%	50%
Ancoa - Itahue 220 kV	472	446	576	543
Itahue – Teno 154 kV (Nuevo conductor)	198	179	215	194
Teno - San Fernando 154 kV (Nuevo conductor)	198	179	215	194
San Fernando – Tilcoco 154 kV	127	108	139	118
Tilcoco –Punta de Cortés 154 kV	127	108	139	118
Punta de Cortés – Tuniche 154 kV	127	108	139	118

Tuniche - Tap Paine 154 kV	198	179	215	194
Tap Paine –Villaseca 154 kV	198	179	215	194
Villaseca –Alto Jahuel 154 kV	182	168	205	188

Proyectos presentados.

Transelec e Hidroeléctrica La Higuera presentaron desarrollos para esta parte del sistema troncal, que involucran la ejecución de varias obras que se desarrollan a lo largo de varios años hasta concluir en la transformación a 220 kV de parte o del total de los tramos de 154 kV.

El proyecto de Transelec se desarrolla como se indica en el siguiente cuadro.

2009	Junio	S/E Tinguiririca
		Línea 220 kV a San Fernando operada en 154 kV, 2 km
2010	Junio	Línea 220 kV Tinguiririca-Tuniche, 60 km, 300 MVA a 30 oC en 154 kV. Actuales circuitos de 154 kV se puentean para operar como uno solo.
2012	Abril	S/E 220/154, 300 MVA Punta de Cortés.
		Nueva línea 2x154 kV Nueva Punta de Cortés - Tuniche para alimentación a Rancagua empalmado con actuales líneas Tuniche – Rancagua.
		Alto Jahuel - Punta de Cortés 1 y 2. Refuerzo y cambio de aislación para quedar en 240 MVA a 30oC en 220 kV
		Tercer circuito 220 kV Alto Jahuel - Punta de Cortés en estructura de doble circuito
		S/E Fátima seccionadora circuitos 1 y 2 para alimentación a Paine.

El proyecto de Hidroeléctrica La Higuera se desarrolla como se indica en el cuadro siguiente:

2007		Cambio de conductor y aislación tramo Tinguiririca - Punta de Cortés. Antes de La Higuera con línea fuera de servicio.
2008	Enero	S/E Tinguiririca, y línea de 220 kV operada en 154 kV a San Fernando 3,5 km.
		Reemplazo de interruptores que excedan su capacidad de ruptura
		Subestación Seccionadora Punta de Cortés 154 kV
		Conexión arranque Tuniche a ambos circuitos y cambio de protecciones
2008		Cambio de conductor y aislación líneas Punta de Cortés - Tuniche. Con La Higuera en servicio.
2009	Enero	Línea 154 kV Punta de Cortés – Tuniche.

		Transformación a 220 kV y S/E Nueva Punta de Cortés 220/154 kV.
		Reemplazo transformadores en Teno, San Fernando y Paine
		Operación en 220 kV entre Itahue y Alto Jahuel.

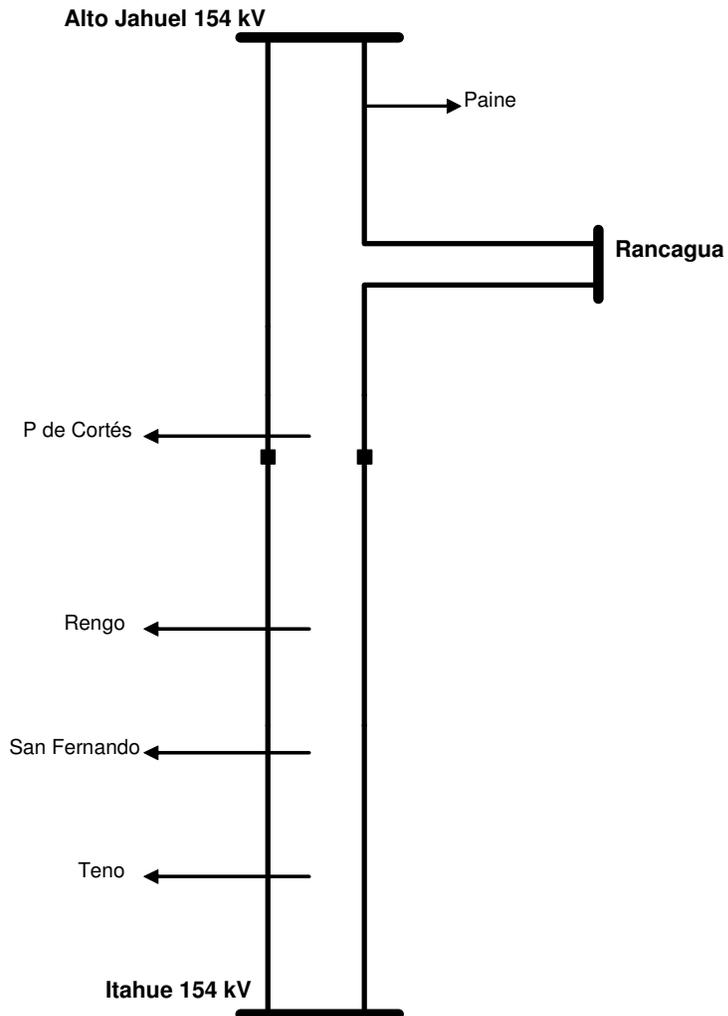
Proyectos alternativos.

El proyecto alternativo desarrollado por el Consultor para este tramo consiste en adecuar el proyecto de Hidroeléctrica La Higuera a las fechas de puesta en servicio de las centrales La Higuera y Confluencia consideradas en el Escenario 1, y a las consideraciones sobre la seguridad del abastecimiento de las demandas de la zona durante las etapas en que se debe retirar líneas de servicio para su cambio de conductor y aislación.

El desarrollo de este proyecto en el tiempo se muestra esquemáticamente en las figuras siguientes.

Etapa 1

situación actual

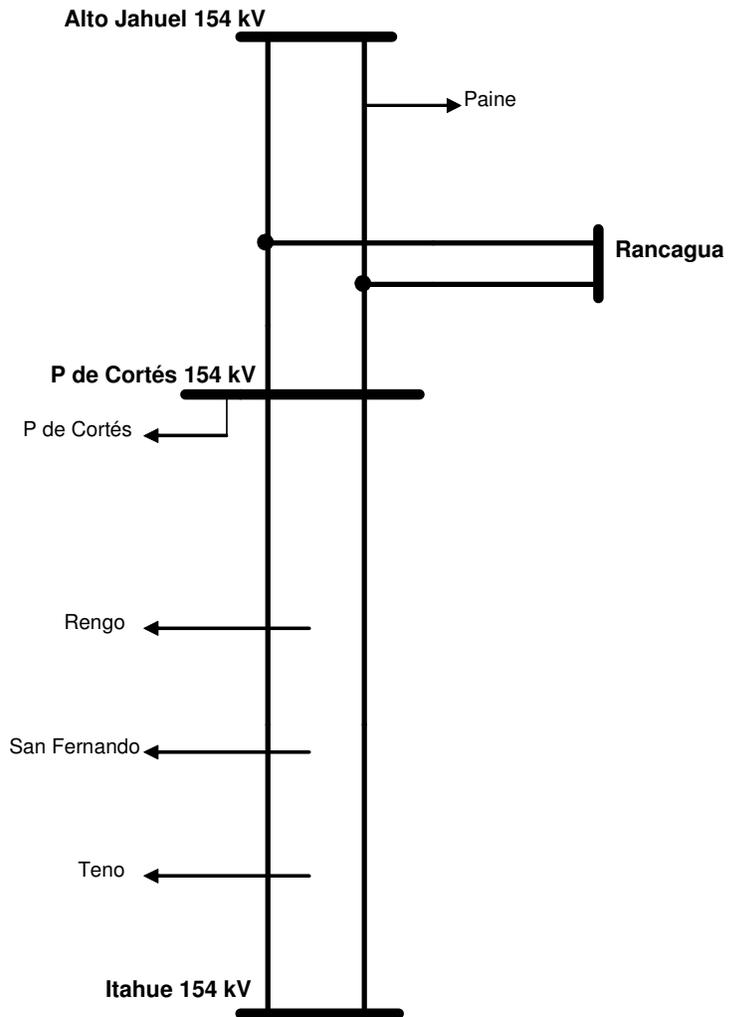


Etapa 2

Plazo : 15 meses

Decisión : Marzo 2007

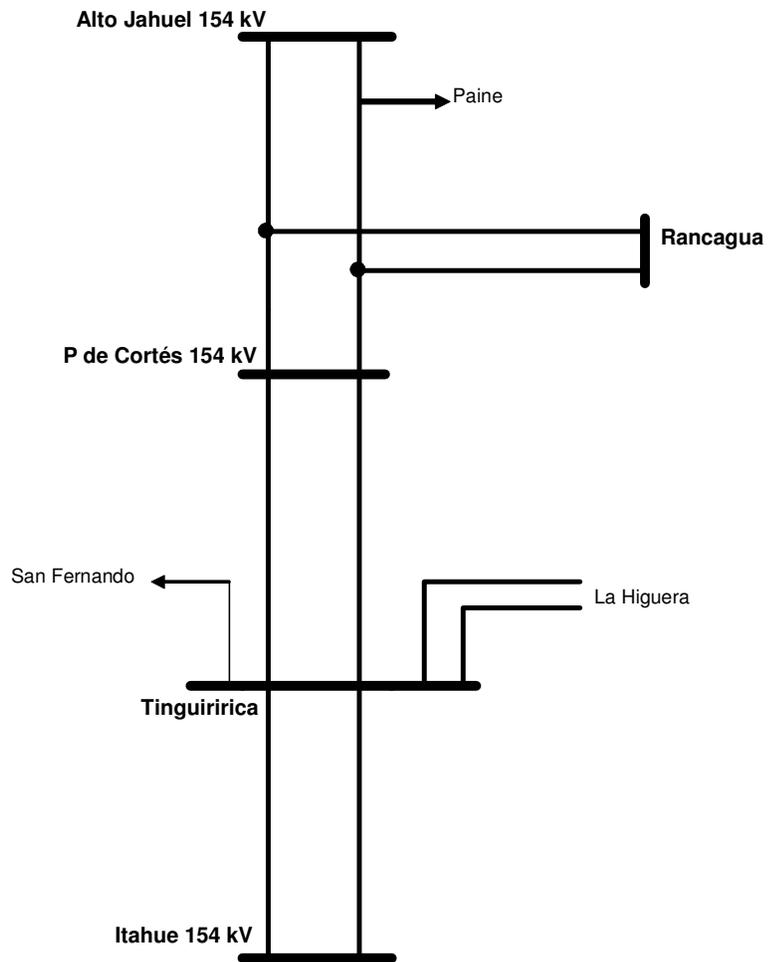
P/S :Junio 2008



Etapa 3

Obra en construcción

P/S :Octubre 2008

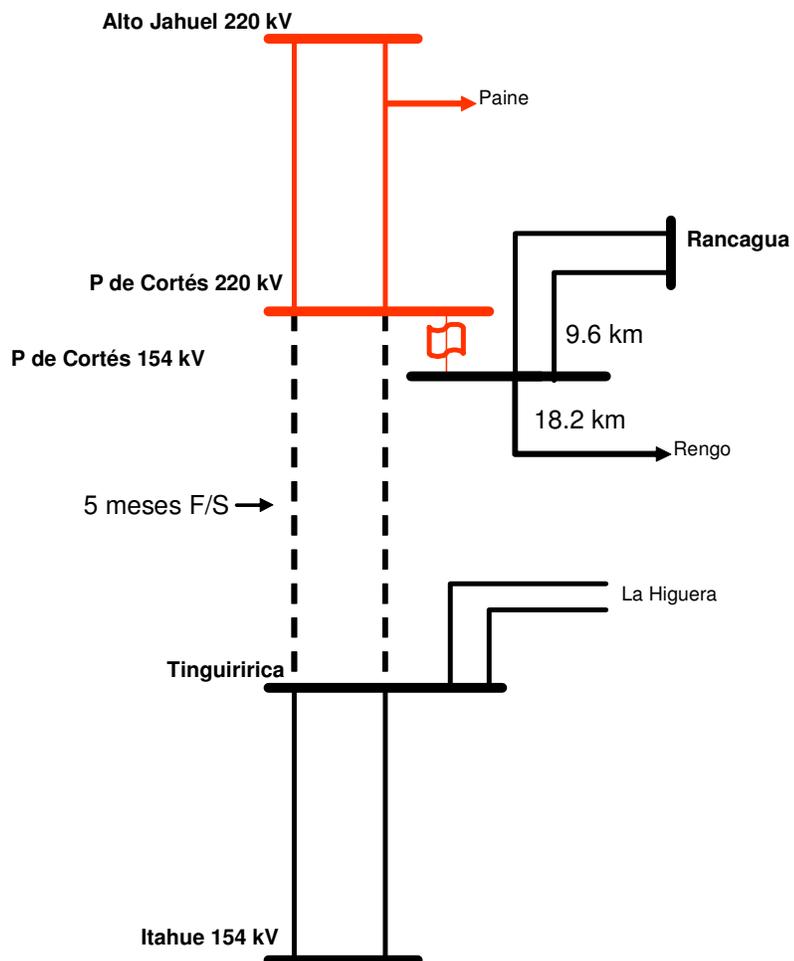


Etapa 4

Plazo : 28 meses

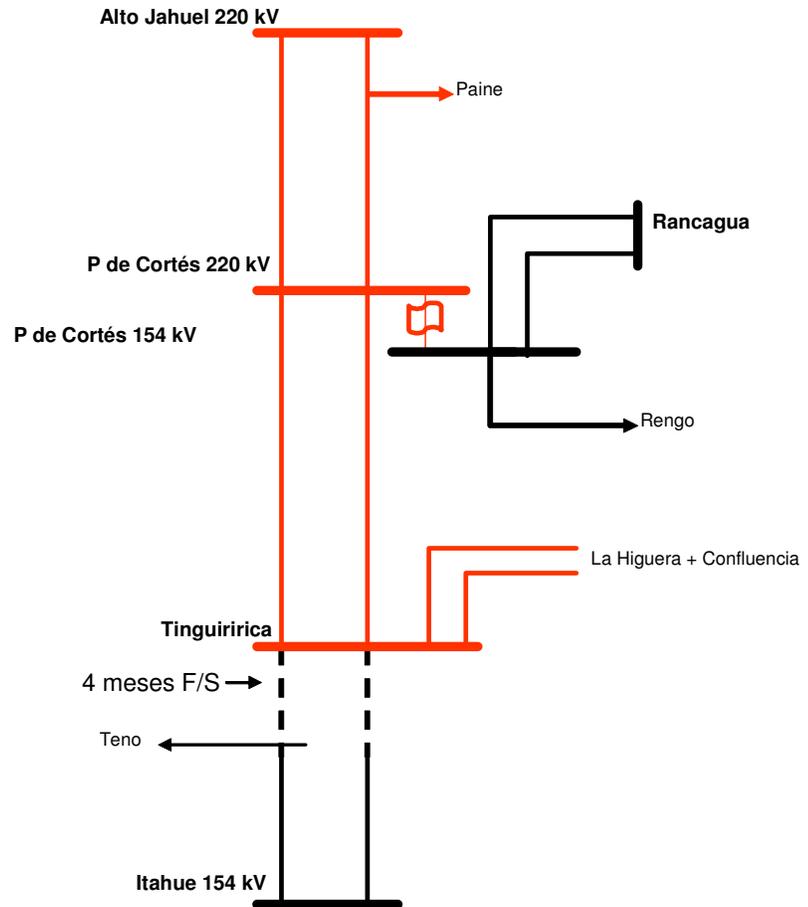
Decisión : Enero 2007

P/S : Mayo 2009



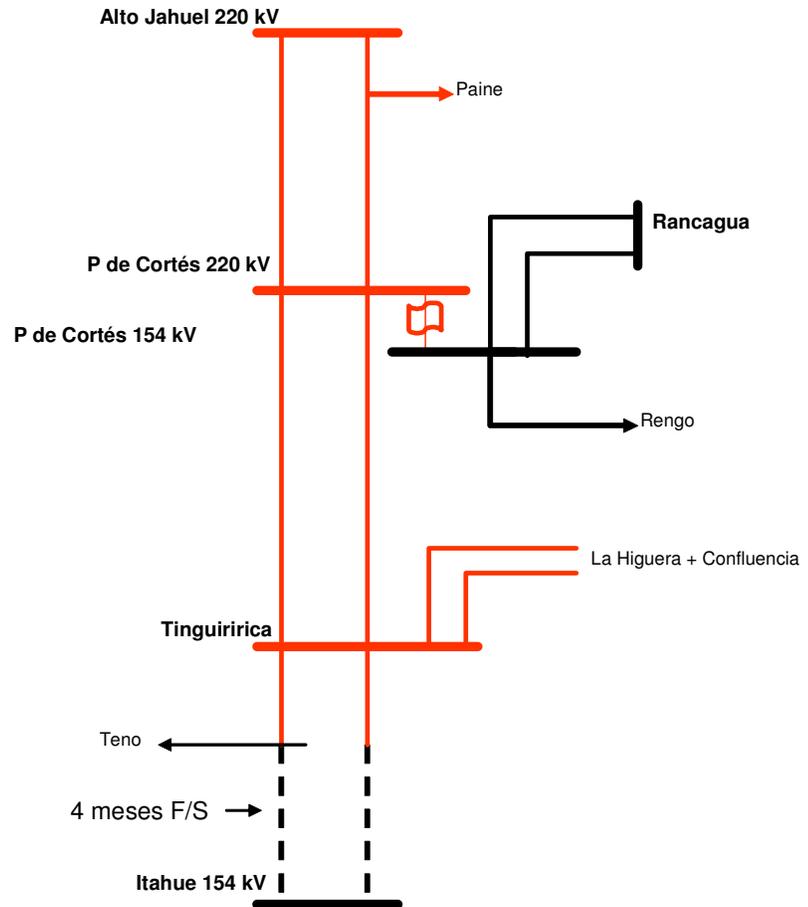
Etapa 5

P/S :Octubre 2009



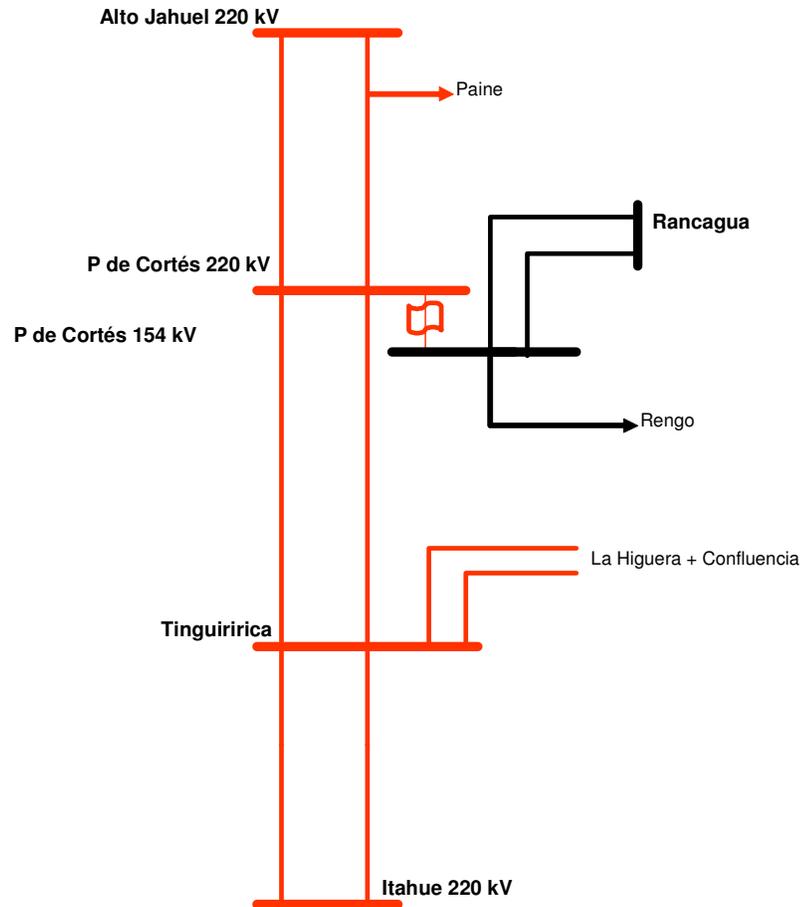
Etapa 6

P/S : Febrero 2010



Etapa 7

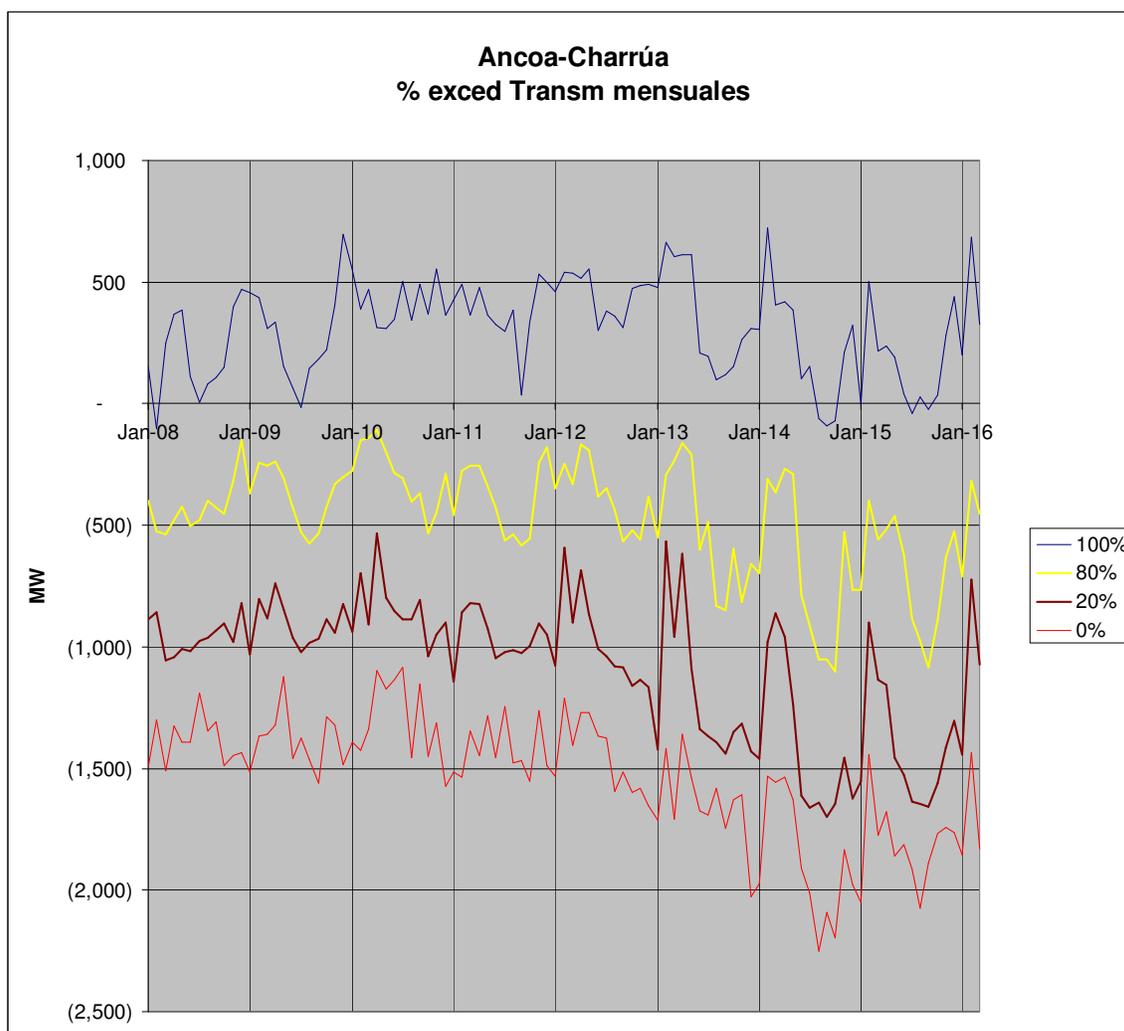
P/S: Junio 2010



Determinación del Plan de Expansión óptimo para el tramo.

La determinación del Plan óptimo para esta zona resultará de las comparaciones económicas de las alternativas descritas, considerando las inversiones de cada una.

c) Zona Central, Charrúa – Ancoa



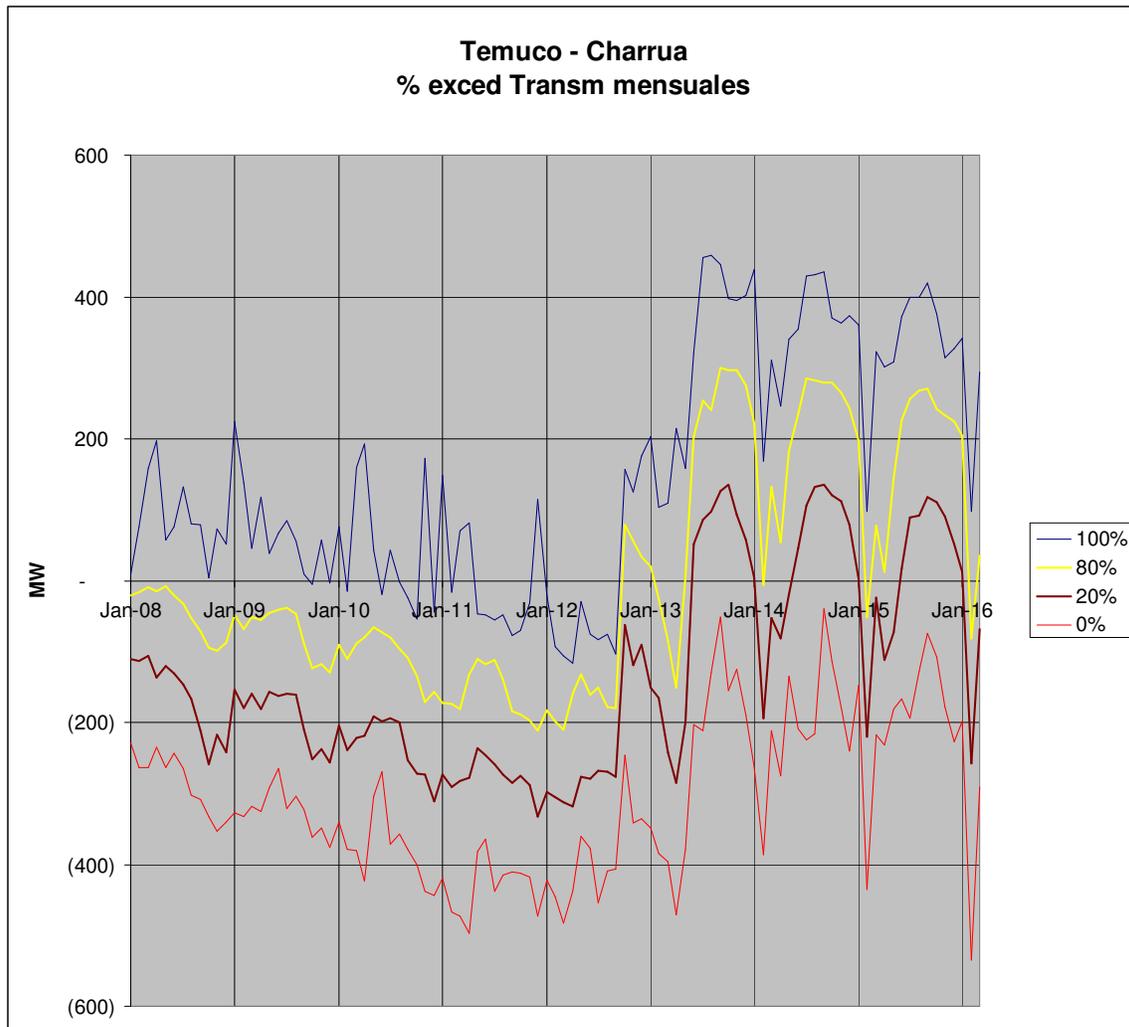
En este tramo, los flujos máximos muestran que hasta mediados de 2012, ellos exceden esporádicamente los 1300 MW, límite de transmisión determinado para las condiciones actuales del SIC por el CDEC (Bases Técnicas, Anexo 4). En los años posteriores, las transmisiones exceden ese valor, pero hay que considerar que el límite mencionado se incrementará a partir de la puesta en servicio de las subestaciones Polpaico y Lo Aguirre. Los estudios evaluarán el impacto en los costos de abastecimiento de establecer limitaciones que pudieran ser inferiores a las transmisiones máximas por razones de cumplimiento de la Norma Técnica, y la conveniencia económica de levantar esa nueva limitación.

Proyectos presentados

No se presentaron proyectos para este tramo. Por su parte, el Consultor verificará los nuevos límites y la conveniencia económica de levantarlos, en cuyo caso considerará un proyecto de adición de un tercer circuito en este tramo.

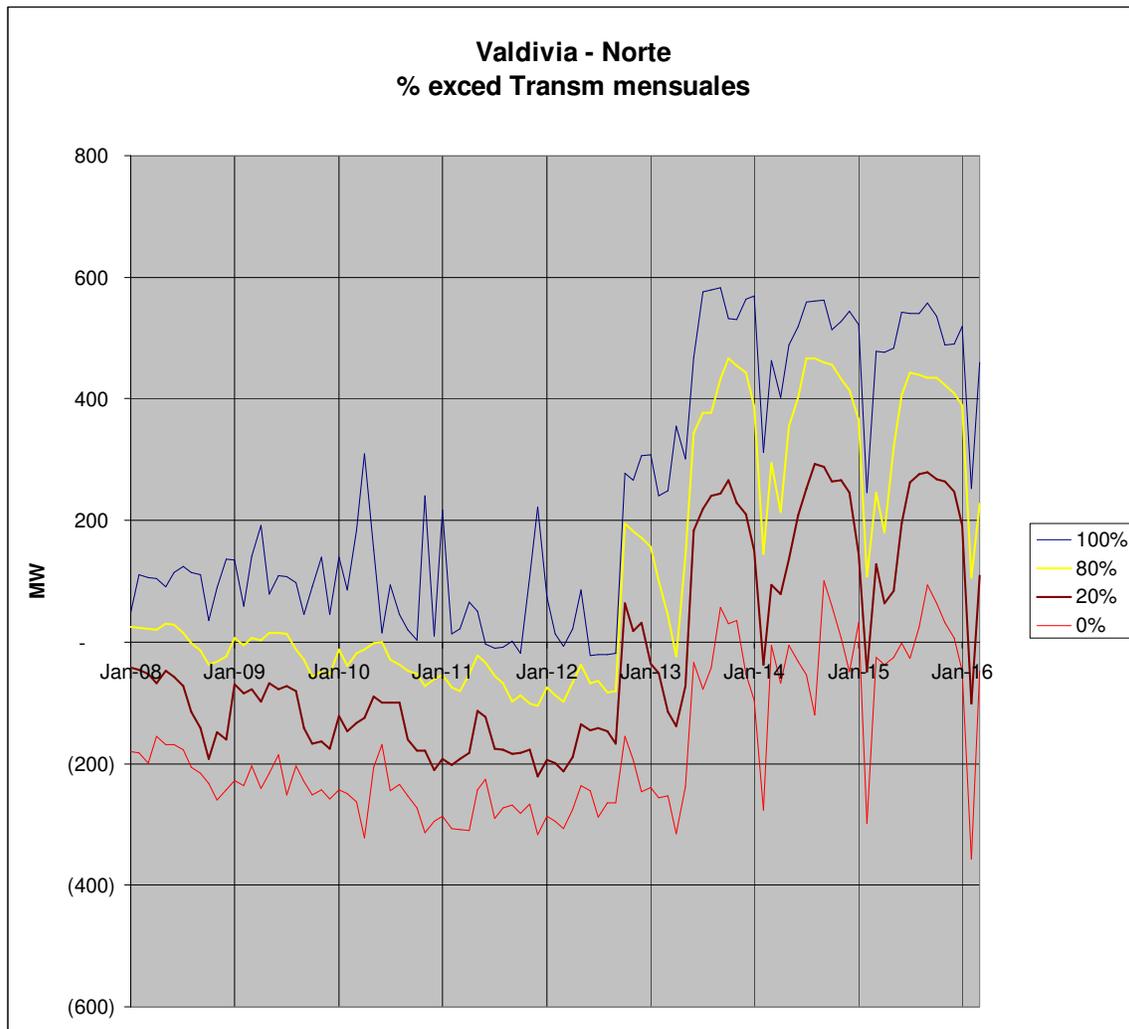
3.3.1.3 Zona Sur.

a) Zona Sur, Charrúa a Temuco



Para ningún año del horizonte del estudio se supera la capacidad firme (500 MVA) de la línea 2x220 kV Charrúa – Cautín (Nueva Temuco), cuya puesta en servicio está programada para Septiembre 2008. Consecuentemente, no hay proyectos de ampliación presentados para este tramo. En el caso que las verificaciones de la Norma Técnica demuestren su necesidad y resulte económico hacerlo, el Consultor considerará el proyecto de adición de un circuito adicional en este tramo.

b) Zona Sur, Temuco a Valdivia



Las capacidades de las líneas actuales son las siguientes:

Nombre	Nombre Tramo	MVA	MVA	MVA	MVA
		25 °C	30 °C	25 °C	30 °C
				50%	50%
Temuco - Valdivia 220 kV	Temuco - Loncoche	193	162	216	181
Temuco - Valdivia 220 kV	Loncoche - Valdivia	145	123	154	131
Temuco - Ciruelos 220 kV		193	162	216	181
Ciruelos - Valdivia 220 kV		193	162	216	181

Los flujos en este tramo, salvo en condiciones hidrológicas húmedas, son de sentido norte → sur hasta Octubre 2012, fecha en que entra en servicio la Central Neltume de 403 MW. A partir de esta fecha, los flujos invierten su sentido. Los valores máximos se incrementan a partir de Junio 2013, con la puesta en servicio de la central térmica a vapor de 250 MW que se conecta al sistema en Puerto Montt.

La magnitud de los flujos previos a la incorporación de Neltume es creciente y ya a partir de 2008, sus valores máximos exceden la capacidad individual de cada circuito y por lo tanto el criterio n -1 “estricto”. Los flujos de probabilidad 20% de ser excedidos, por su parte, sobrepasan esas capacidades frecuentemente hacia mediados de 2010 en adelante.

Con la puesta en servicio de las centrales Neltume y térmica de Puerto Montt, las transmisiones exceden la capacidad conjunta del doble circuito actual.

Proyectos presentados

Transec presentó los siguientes proyectos para este tramo:

- Construcción de una línea de simple circuito de 220 kV entre las Subestaciones Cautín y Valdivia, para garantizar la seguridad de servicio con criterio n -1 a partir del año 2010, en caso de operación con sólo una unidad de Canutillar. El proyecto contempla operar como un circuito, ambos circuitos actualmente existentes en los tramos Cautín – Ciruelos - Valdivia y Cautín – Valdivia, formando un solo circuito de 220 kV en Cautín – Ciruelos y Ciruelos – Valdivia, aprovechando los actuales paños de 220 kV existentes en los cuatro terminales. El circuito nuevo utilizaría los paños que se liberan en Cautín y Valdivia. Adicionalmente, el proyecto considera ampliar la Subestación Valdivia con la construcción de barra de transferencia en 220 kV con su respectivo interruptor de transferencia.

Proyectos alternativos.

El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo, ya que de justificarse económicamente la solución propuesta, ella constituiría la mejor solución de refuerzo.

Determinación del Plan de Expansión óptimo para el tramo.

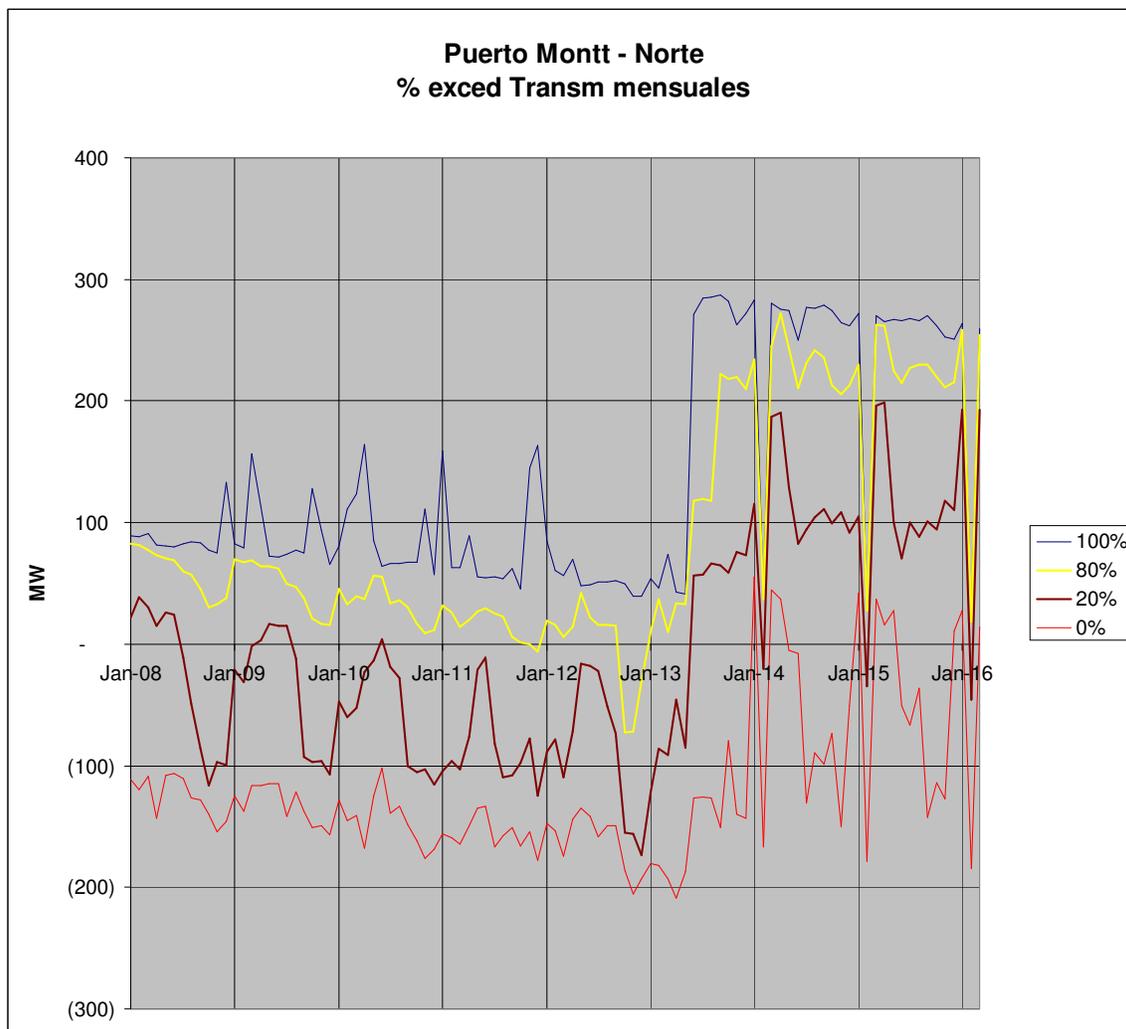
La determinación del Plan óptimo para este tramo y la fecha de necesidad de una eventual nueva inversión se verificará considerando:

- los eventuales mayores costos por despacho fuera de orden de mérito,
- los costos resultantes de la falla de alguno de los circuitos, por concepto de actuación de esquemas de desconexión de cargas o de generación

(EDAC o EDAG) para limitar el flujo por el circuito que permanece en servicio,

- las diferencias de pérdidas de transmisión,
- el cumplimiento de la Norma Técnica

c) Zona Sur, Valdivia a Puerto Montt



Las capacidades de las líneas actuales son las siguientes:

Nombre	MVA	MVA	MVA	MVA
	25°C	30°C	25°C	30°C
			50%	50%
Valdivia – Barro Blanco 220 kV	193	162	216	181
Barro Blanco – P. Montt 220 kV	193	162	216	181
Valdivia – Puerto Montt 220 kV	145	123	154	131

Las potencias transmitidas por este tramo son bidireccionales dependiendo de las condiciones hidrológicas, pero las de sentido norte → sur son mayores y crecientes hasta la puesta en servicio de la central térmica en Puerto Montt en Junio 2013. Posteriormente invierten mayoritariamente su sentido y aumentan su magnitud. También se observa que durante todo el período del estudio, las transmisiones máximas se mantienen dentro de la capacidad conjunta de ambos circuitos actualmente existentes.

Proyectos presentados

Transec presentó los siguientes proyectos para este tramo:

- Construcción de un seccionamiento de las líneas 220 kV Valdivia – Puerto Montt a la altura del tap-off Barro Blanco, para mejorar la seguridad de servicio del sistema de 66 kV de la zona en caso de falla de la línea a la que se conecta el tap-off Barro Blanco. La subestación seccionadora de 220 kV contaría con barra principal seccionada y barra de transferencia con sus respectivos paños y el seccionamiento completo de ambos circuitos Valdivia – Puerto Montt.

Proyectos alternativos.

El Consultor no ha desarrollado un plan alternativo para este tramo, ya que de justificarse técnica y económicamente la solución propuesta, ella constituiría la mejor solución de refuerzo.

Determinación del Plan de Expansión óptimo para el tramo.

La determinación del Plan óptimo para este tramo y la fecha de necesidad de una eventual nueva inversión se verificará considerando:

- los eventuales mayores costos por despacho fuera de orden de mérito,
- los costos resultantes de la falla de alguno de los circuitos, por concepto de actuación de esquemas de desconexión de cargas o de generación (EDAC o EDAG) para limitar el flujo por el circuito que permanece en servicio,
- las diferencias de pérdidas de transmisión,

- el cumplimiento de la Norma Técnica

3.3.2 ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y DETERMINACIÓN DE CAPACIDADES MÁXIMAS DE TRANSMISIÓN

En esta etapa se determinaron, con el modelo de análisis de la operación eléctrica, las capacidades máximas de transmisión de cada tramo del sistema troncal, considerando los proyectos de transmisión propuestos y los planes alternativos desarrollados por el Consultor.

Para estos fines se desarrollaron estudios de flujos de potencia considerando la topología normal del sistema de transmisión, condiciones n -1 de líneas de más de un circuito y estudios de estabilidad transitoria con condiciones iniciales correspondientes a las de Estado Normal.

En los casos más críticos se simularon contingencias simples de severidad 3, verificando el cumplimiento de los Artículos 5-39, 5-41 y 5-44 de la Norma Técnica.

Los estudios así realizados permiten cumplir dos objetivos; por una parte determinar los límites de transferencia de potencia en los distintos tramos y por otra, realizar una primera verificación del cumplimiento de la norma de calidad y seguridad de servicio, cuando en la operación del sistema se respetan esos límites.

3.3.2.1 Criterios utilizados en los estudios de sistemas

a) Niveles de demanda y Despachos de generación

Los despachos de generación y demanda utilizados en los estudios destinados a determinar las capacidades máximas de transmisión se seleccionaron a partir de los resultados de los flujos por tramo obtenidos con el modelo SDDP. Como criterio para orientar las condiciones a simular, se seleccionaron condiciones de demanda y despacho que mostraron niveles de transmisión en el tramo en estudio, de probabilidades de entre 5 y 10% de ser excedidas en cada período analizado.

b) Criterios utilizados en los estudios estáticos

Los estudios estáticos corresponden a las condiciones de operación en Estado Normal y en Estado de Alerta post contingencia.

Los niveles máximos de transmisión determinados sobre la base de estos estudios consideran el efecto de:

- La redistribución de flujos post-falla por líneas o sistemas paralelos, que incrementa la capacidad N -1 “estricta”.
- La aplicación de reconfiguraciones topológica del sistema cuando ello soluciona eventuales sobrecargas post contingencia.
- La utilización de EDAG, con desconexión eventual de carga por baja frecuencia.
- La utilización de EDAC con desconexión directa de consumos.

c) Criterios utilizados en los estudios dinámicos

En esta etapa, los estudios dinámicos incluyeron el análisis del comportamiento del sistema frente a la ocurrencia de contingencias simples de severidad 3.

Se consideraron en servicio los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC) por baja frecuencia establecidos en la Norma Técnica. Para definir estos esquemas, se adoptó el criterio del Informe Dop N° 02/2005 “Estudio Esquemas de Desconexión Automáticos de Carga” emitido por e CDEC – SIC en Enero 2006.

Las conclusiones de los estudios desarrollados para determinar la capacidad máxima de transmisión de cada tramo se resumen en el Anexo A y se incluyen en el archivo magnético que forma parte de este Informe.

Los análisis realizados para el SIC cuando en la zona central se consicera la Alternativa básica de 500 kV entregaron los límites de transmisión que se muestran en el cuadro siguiente.

A Zona Norte

Línea	Ene-07	Mar-08	Oct-09	Vent3 Abr-10	Mai-Car Ene-11	PAz-Nog Feb-13
Diego de Almagro - Carrera Pinto	197					
Carrera Pinto - Cardones	197					
Cardones - Maitencillo	274				475	
Maite - Pan de Azúcar	n197/s274		n197/ s320			
Pan de Azúcar - Los Vilos	n287/s320					n287/s500
Los Vilos - Quillota	n287/s320			0		
Los Vilos - Nogales 220	0			n287/s320		n287/s500
Quillota - Polpaico	1099	1450				
Nogales - Polpaico 500	0			1800		
Nogales 500/220	0			2100		

B Zona Centro

Línea	Ene-07	Pol500		LAg500			CC2		CC3	
		Jun-08	Oct-08	Feb-09	Jul-09	Nov-09	Ene-12	Ene-13	Jul-13	Ene-14
Polpaico 500/220	0	625				690		1390		
Lo Aguirre 500/220	0				735					760
El Rodeo 500/220	0									720
Alto Jahuel 500/220	1470	1420				1395				
Polpaico - Cerro Navia	390	480		560		0				
Lo Aguirre - Cerro Navia 220	350				0	1210				
Cerro Navia - Chena	0			394		240				
El Rodeo - Chena 220	0		282		564				532	735
Chena - Alto Jahuel	390		380		395				345	420
Alto Jahuel - El Rodeo 220	0		1064							
Alto Jahuel - Los Almendros 220	518									
Polpaico - El Salto 110	400			700				1050		
Chena 220/110	400						800			
Polpaico - Ancoa	0	1690			0					
Polpaico - Alto Jahuel 500	0	1690								0
Alto Jahuel - Ancoa	1400	1690								
Polpaico - El Rodeo 500	0									1690
El Rodeo - Alto Jahuel 500	0									1690
Polpaico - Lo Aguirre 500	0				1690					
Lo Aguirre - El Rodeo 500	0				1690					
El Rodeo - Ancoa 500	0				1690					0
El Rodeo - Punta de Cortés 500	0									2000
Punta de Cortés - Ancoa 500	0									1690
Punta de Cortés 500/G220	0									1500
Ancoa - Charrúa	1500									
Ancoa 500>Norte	1400	1690								

C Zona Itahue – Alto Jahuel

Línea	Ene-07	Oct-07	Oct-08	PC-AJ			Jun-10	CC1	CC2	CC3
				May-09	Oct-09	Feb-10		Jun-12	Ene-14	Oct-15
El Rodeo - Punta de Cortés	0								673	0
Alto Jahuel 220/154	300									
Alto Jahuel 220 - Paine	0			564						
Alto Jahuel 154 - Paine	396			0						
Punta de Cortés - San Fernando	254			0	564		430			
San Fernando - Teno	254	396			0	564				
Teno - Itahue 154	254	396				0				
Teno - Itahue 220	0						564			
Anco - Itahue 220	570									
Paine - Punta de Cortés	0			564				410	450	
Paine - Rancagua	396			0						
Rancagua - Punta de Cortés	254		0	254						
Itahue 220/154	300									
Ancoa 500/220	1500									

D Zona Sur

Línea	Ene-07	SeccVal		TV PM
		Oct-06	Jul-08	Jun-13
Charrúa - Temuco	283		500	n330/s500
Temuco - Valdivia	0	145		290
Temuco - Puerto Montt	145	0		
Temuco - Ciruelos	193			
Ciruelos - Valdivia	193			
Valdivia - Barro Blanco	193			290
Barro Blanco - Puerto Montt	193			290
Valdivia - Puerto Montt	0	145		0
Temuco - Sur		290		n435/s290
Norte - Valdivia		290		n435/s290
Valdivia - Sur		290		
Puerto Montt - Norte		290		

Para el caso en que en la zona central se desarrolla la Alternativa de 220 kV demostraron que, por razones de mejor utilización de las capacidades de transmisión existentes y de las que se agregan, derivadas de la distribución natural de los flujos de potencia entre estas subestaciones, la mejor solución consiste en reemplazar el proyecto de construcción de un nuevo doble circuito de 220 kV Polpaico – Cerro Navia por uno entre Polpaico y Lo Aguirre. Junto con solucionar el problema mencionado, esta alternativa resulta más económica al no requerir entrar en cables de 220 kV hacia Cerro Navia y eventualmente tener que utilizar transformadores desfasadores de 220 kV para forzar los flujos hacia Lo Aguirre – El Rodeo.

Respecto de la transmisión desde Nogales a Polpaico de la generación proveniente de las nuevas centrales de la IV y V Regiones, los estudios han mostrado que por razones de estabilidad transitoria se requerirán tres circuitos de 220 kV dimensionados para el transporte del orden de unos 1400 MW.

En cuanto a la conexión de las tres centrales de ciclo combinado a instalar en la VI Región entre Junio 2012 y Octubre 2015, y la transmisión de su generación hacia Santiago, el estudio de la alternativa en 220 kV ha demostrado que desde la barra de 220 kV de Punta de Cortés deberán construirse tres circuitos de 220 kV hacia El Rodeo, subestación a partir de la cual estos aportes pueden circular por las líneas de 220 kV desarrolladas entre Polpaico – Lo Aguirre – El Rodeo sin restricciones.

CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

4.1 GENERALIDADES

En la evaluación económica de los planes de expansión, se han diferenciado aquellos tramos del sistema troncal de transmisión del SIC en los cuales es posible realizar un análisis tramo a tramo de los costos y beneficios involucrados en las alternativas en estudio, de aquellos tramos que deben ser agrupados para ser evaluados como un todo. En el primer caso se encuentran los tramos ubicados al Norte de la subestación Nogales y al Sur de la subestación Charrúa y los tramos Charrúa-Ancoa y Ancoa-Alto Jahuel del sistema de 500 kV. En el segundo caso se encuentran dos zonas: la zona central entre Nogales y Punta de Cortés y la zona central correspondiente al sistema de 154 kV entre Alto Jahuel e Itahue. Adicionalmente se ha evaluado en forma agrupada los tramos.

4.2 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA ZONA NOGALES-PUNTA DE CORTÉS

4.2.1 Descripción de las Alternativas Básicas

Como se concluyó en la etapa de diagnóstico y elaboración de alternativas, la zona del SIC limitada por la subestación Nogales en el Norte y la subestación Punta de Cortés en el Sur, requiere de importantes ampliaciones que deben atender dos necesidades: i) transportar hacia la Región Metropolitana grandes bloques de energía que se recolectan en cada una de las dos subestaciones mencionadas y ii) distribuir dichos bloques, en conjunto con la energía que se recibe en las actuales subestaciones Polpaico y Alto Jahuel desde las Subestaciones Quillota y Ancoa, entre las subestaciones troncales que conforman el semianillo de 220 kV conformado por las subestaciones Polpaico, Cerro Navia, Chena y Alto Jahuel, que rodea a Santiago.

En esta zona se estructuraron dos alternativas básicas de expansión del sistema troncal de transmisión, denominadas Alternativa 500 kV y Alternativa 220 KV. Estas alternativas presentan un desarrollo al interior del período de análisis (2007-2016) que se inicia en Julio de 2009, fecha más próxima de puesta en servicio de las primeras obras que componen cada una de ellas. En el siguiente cuadro se presenta el desarrollo de las obras que componen cada una de las alternativas básicas. En el Anexo B se presentan los esquemas unilineales simplificados que describen estas alternativas, las que incluyen una lámina que muestra la probable evolución de cada una de las alternativas en el futuro inmediato al término del período de estudio.

PLAN DE DESARROLLO ZONA CENTRAL ALTERNATIVA 500 kV		
Fecha	Obra de transmission	Gestor
Jun-08	* Transformador 500/220 kV, 750 MVA en Polpaico y Energización en 500 kV tramo doble circuito El Rodeo – Polpaico	En Constr
Oct-08	* Línea El Rodeo - Chena 2x220 kV, tendido del primer circuito (Greeley) y empalme con línea Alto Jahuel - El Rodeo existente.	En Constr
Feb-09	* Línea Cerro Navia - Chena 220 kV pasa a operarse cerrada en CNavia	Consultor
Feb-09	* 2o transformador El Salto 220/110 (Chilectra)	Chilectra
Jul-09	* Subestación Lo Aguirre 500/220 kV, 850 MVA, seccionando líneas Ancoa – Polpaico 1x500 kV y Rapel – Cerro Navia 2x220 kV, traslado reactor desde Polpaico	Consultor
Jul-09	* Línea Jahuel - Chena 220 kV, tramo El Rodeo - Chena, tendido del segundo circuito	Consultor
Jul-09	* Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV fuera de servicio para reforzarla a 2x1099 MVA	Consultor
Nov-09	* Se restituye al servicio Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV reforzada	Consultor
Nov-09	* Línea Polpaico - Navia 220 kV pasa a operarse abierta en CNavia	Consultor
Abr-10	* Subestación Nogales 3x750 MVA, 500/220 kV y Línea 2x500 kV Nogales - Polpaico	Consultor
Abr-10		
Abr-10		
May-10	* Línea Nogales - Quillota 220 kV pasa a operarse abierta	Consultor
Ene-12	2o transformador S/E Chena 400 MVA	Chilectra
Jun-12	* Ampliación Subestación Punta de Cortés 220 kV por líneas desde CC1 VI Región.	Consultor
Jun-12		
Oct-12	* Ampliación Subestación Valdivia por líneas Central Neltume.	Consultor
Oct-12		
Ene-13	3er transformador El Salto 400 MVA y 3er cto Polpaico El Salto	Chilectra
Ene-13	* Ampliación S/E Polpaico 500/220 kV, 2x750 MVA 2o tr	Consultor
Jul-13	* Subestación El Rodeo 220 kV, seccionando líneas Alto Jahuel - El Rodeo – Chena 2x220 kV	Consultor
Jul-13	* queda fuera de servicio circuito Greeley El Rodeo - Chena para cambio de conductor	Consultor
Ene-14	* Ampliación Subestación Punta de Cortés 220 kV por líneas desde CC2 VI Región.	Consultor
Ene-14	* Subestación seccionadora El Rodeo 500 kV, seccionando líneas Alto Jahuel – Polpaico 1x500 kV, Ancoa – Lo Aguirre 1x500 kV (adelantada por estabilidad transitoria)	Consultor
Ene-14	* Línea Punta de Cortés - El Rodeo 500 kV, energizada en 220 kV	Consultor
Ene-14	* Se restituye el servicio el primer circuito El Rodeo Chena con conductor cambiado	Consultor
Oct-15	* Ampliación Subestación Punta de Cortés 220 kV por conexión desde CC3 VI Región.	Consultor

Oct-15	* S/E Punta de Cortes 500/220 kV, 2x750 MVA, seccionando circuito Ancoa - Lo Aguirre	Consultor
Oct-15	* Línea Punta de Cortés - El Rodeo 500 kV, energizada en 500 kV	Consultor
Oct-15	* Ampliación Subestación El Rodeo, transformador 500/220 kV, 850 MVA	Consultor
PLAN DE DESARROLLO ZONA CENTRAL ALTERNATIVA 220 kV		
Fecha	Obra de transmission	Gestor
Jul-09	* Subestación Lo Aguirre 220 kV, seccionando líneas Rapel – Cerro Navia 2x220 kV.	Consultor
Jul-09	* Línea Polpaico - Lo Aguirre 2x 220 kV, 1099 MVA c/u	
Jul-09	* Línea Lo Aguirre – El Rodeo 2x 220 kV, 750 MVA c/u	
Jul-09	* Subestación El Rodeo 220 kV, seccionando líneas Alto Jahuel – El Rodeo 2x220 kV.	
Jul-09	* Línea Jahuel - Chena 220 kV, tramo El Rodeo - Chena, tendido del segundo circuito	Consultor
Jul-09	* Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV fuera de servicio para reforzarla a 2x1099 MVA	Consultor
Nov-09	* Se restituye al servicio Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV reforzada	Consultor
Nov-09	* Línea Polpaico - Navia 220 kV pasa a operarse abierta en CNavia	Consultor
Abr-10	* Subestación Nogales 3x750 MVA, 500/220 kV y Línea 2x500 kV Nogales - Polpaico	Consultor
Abr-10	* Línea Nogales - Quillota 220 kV pasa a operarse abierta	Consultor
Ene-12	2o transformador S/E Chena 400 MVA	Chilectra
Jun-12	* Ampliación Subestación Punta de Cortés 220 kV por líneas desde CC1 VI Región.	Consultor
Ene-13	3er transformador El Salto 400 MVA y 3er cto Polpaico El Salto	Chilectra
Ene-13	* Ampliación S/E Polpaico 500/220 kV, 2x750 MVA 2o tr	Consultor
Jul-13	* Subestación El Rodeo 220 kV, seccionando líneas Alto Jahuel - El Rodeo – Chena 2x220 kV	Consultor
Jul-13	* queda fuera de servicio circuito Greeley El Rodeo - Chena para cambio de conductor	Consultor
Ene-14	* Ampliación Subestación Punta de Cortés 220 kV por líneas desde CC2 VI Región.	Consultor
Ene-14	* Subestación seccionadora El Rodeo 500 kV, seccionando líneas Alto Jahuel – Polpaico 1x500 kV, Ancoa – Lo Aguirre 1x500 kV (adelantada por estabilidad transitoria)	Consultor
Ene-14	* Línea Punta de Cortés - El Rodeo 500 kV, energizada en 220 kV	Consultor
Ene-14	* Se restituye el servicio el primer circuito El Rodeo Chena con conductor cambiado	Consultor
Oct-15	* Ampliación Subestación Punta de Cortés 220 kV por conexión desde CC3 VI Región y por segundo circuito 500 kV energizado en 220 kV a El Rodeo.	Consultor

4.2.2 Metodología de Evaluación

La metodología de evaluación para comparar las alternativas básicas descritas en el punto anterior para la zona Nogales-Punta de Cortés, consistió en evaluar para cada una de ellas el costo total actualizado de: i) inversión en las instalaciones de transmisión, ii) COMA de las instalaciones de transmisión y iii) costo de operación y falla del SIC en el período Abril 2006-Marzo 2016.

En los costos de inversión de cada alternativa no se incorpora el costo de aquellas obras de transmisión que son comunes a las dos alternativas, salvo que la fecha de puesta en servicio de dichas obras sea distinta. Así por ejemplo, entre otros son comunes a ambas alternativa, y en la misma fecha, los paños troncales de 220 kV de la subestación Nogales, los paños de línea de 220 kV que seccionan la línea de 220 kV Rapel-Cerro Navia en la subestación Lo Aguirre.

Los costos de operación y falla de las alternativas se analizaron con el modelo de despacho SDDP. El Anexo C contiene una descripción del modelo y de la representación del SIC realizada.

No se incorporan en la evaluación de las alternativas costos de falla de corta duración, debido a que a los efectos de determinar los costos de operación y falla del SIC en cada una de las dos alternativas básicas de la zona en estudio, se consideró que el despacho de la generación respeta los límites de transferencia en cada uno de los tramos ubicados el interior de esta zona, determinados en los estudios eléctricos presentados en el Capítulo 3, bajo el criterio de que la pérdida de uno de los circuitos en el tramo no implica desconexión de carga.

4.2.3 Obras de Cierre de las Alternativas Básicas

El análisis de las alternativas básicas en 500 kV y en 220 kV muestra que estas presentan una asimetría en la capacidad remanente que tendrán las instalaciones que se desarrollan en cada una de ellas, diferencia que debe ser debidamente considerada y evaluada a los efectos de tomar una decisión respecto de cual de ellas considerar para guiar las recomendaciones en relación a las obras de transmisión cuya construcción debe iniciarse en el curso del cuatrienio 2007-2010.

En efecto, hacia 2015, la zona Alto Jahuel - Quillota tendrá crecimientos de la demanda de potencia de 380 MW/año. Se puede suponer que cada 2 años deberá incrementarse la transmisión hacia esta zona en 800 MW, provenientes de nuevas centrales generadoras. Estas adiciones de capacidad de generación podrán ubicarse en la zona norte del SIC y suponer que entregarán su energía

en Nogales, o en la zona sur, entregando su energía e imponiendo nuevas necesidades de transmisión desde Charrúa y/o Ancoa hacia el norte.

Si se analizan las figuras que muestran el desarrollo de la alternativa de 220 kV en la Zona Metropolitana, puede constatarse que este desarrollo no podrá aceptar la superposición de transmisiones adicionales desde Nogales hacia Polpaico en el caso que la nueva generación se instale en la zona norte. Si se instala en la zona sur, imponiendo mayores transmisiones desde Ancoa, será necesario tender un tercer circuito de 500 kV desde Ancoa hacia la Zona Metropolitana.

Previendo dificultades crecientes para establecer nuevos trazados e imponer servidumbres, queda en evidencia la necesidad de que al menos las nuevas líneas de la alternativa 220 kV Nogales – Polpaico sean transformables en dos circuitos de 500 kV. Llegado el momento de tener que pasar a operar estas líneas en 500 kV, la capacidad de transformación 500/220 kV en la zona de Santiago deberá ampliarse consecuentemente, requiriéndose un nuevo autotransformador cada dos años aproximadamente. Ello puede hacerse en las subestaciones existentes 500/220 kV de Polpaico y Alto Jahuel. Las líneas de 220 kV entre Alto Jahuel y Polpaico de esta alternativa deberán ser capaces de evacuar la nueva potencia de 800 MW cada 2 años, lo que conducirá a su saturación. En ese momento habrá que crear nuevos puntos de apoyo de 500 a 220 kV.

Suponiendo condiciones ideales de distribución de los flujos, Polpaico llegará a dos transformadores hacia 2017. Hacia 2019 habría que instalar un tercer transformador en Polpaico o Alto Jahuel (y consecuentemente ampliar la capacidad de transmisión en 220 kV desde estas subestaciones), o alternativamente, abrir un nuevo punto de apoyo, en Lo Aguirre o El Rodeo.

Suponiendo que las ampliaciones de capacidad siguientes incrementarán las transmisiones desde Ancoa, se requeriría un tercer circuito de 500 kV desde ese punto hasta una subestación seccionadora en la zona de Santiago, siendo El Rodeo una ubicación adecuada por ser un punto en que coinciden todas las líneas involucradas.

En estas condiciones ideales, podría pensarse que la alternativa de desarrollo en 220 kV alcanzará la misma capacidad que la de 500 kV de acuerdo con el siguiente programa de inversiones:

	ALTERNATIVA 220 kV
2015	
2016	
2017	Línea Ancoa – El Rodeo 500 kV (247 km)

	Subestación seccionadora 500 kV El Rodeo, 2 paños Polpaico + 1 paño Alto Jahuel + 2 paños Ancoa
	Subestación Polpaico, segundo transformador 500/220 kV
2018	
2019	Subestación El Rodeo. Transformación 500/220 kV, 1 transformador
2020	Subestación Lo Aguirre. Transformación 500/220 kV, 1 transformador. 2 paños de línea 500 kV + 1 paño transformador 500kV + 1 paño transformador 220 kV

En este período, la alternativa de 500 kV requeriría una nueva línea de 500 kV desde Ancoa hasta Punta de Cortés. Sin embargo, la debilidad de la actual línea de 220 kV entre Cerro Navia, Chena y Alto Jahuel posiblemente conspira contra el mejor aprovechamiento de la capacidad instalada en transformadores de 500/220 kV de esta alternativa en esta etapa futura. Una manera de solucionar este problema consiste en aprovechar el trazado de las actuales líneas 2x220 kV Cerro Navia – Chena – Alto Jahuel, reforzándolas o reemplazándolas total o parcialmente por líneas de mucho mayor capacidad que las actuales, en la misma franja, utilizando un diseño estructural más moderno y esbelto, y seccionando ambos tramos en Chena en vez de mantenerlas como líneas de tres terminales.

La existencia de las subestaciones Lo Aguirre y El Rodeo permite pensar en que habrá oportunidades en que se pueda prescindir de estas líneas para hacer el reemplazo mencionado.

4.2.4 Evaluación de las Alternativas Básicas y Análisis de Resultados

En los cuadros siguientes se presenta la evaluación económica de las alternativas básicas. En ellos se ha separado el costo total actualizado de inversión, COMA, operación y falla del período 2006-2016, del costo de inversión asociado a las obras de cierre de ambas alternativas.

Del análisis de esos cuadros se pueden avanzar los siguientes comentarios:

a) A nivel del costo total actualizado a Enero de 2010, incluyendo las obras de cierre de ambas alternativas, estas presentan una indiferencia económica, siendo el valor de la alternativa de 220 kV inferior en un 4% al de la alternativa de 500 kV (239 versus 249 millones de US\$).

b) No obstante, al considerarse solamente las obras cuyo desarrollo se concluye en el período de análisis, la Alternativa de 220 kV presenta un marcado menor costo de inversión y COMA actualizado. Un análisis detallado de las diferencias de costo de inversión que presentan ambas alternativas muestra que el grueso del mayor costo de la Alternativa 500 kV en el período de estudio proviene del

mayor costo que esta presenta en los tramos Nogales-Polpaico, desarrollado en 500 kV desde el inicio, y Punta de Cortés-El Rodeo, desarrollado en etapas para quedar en 500 kV. Este mayor costo se explica principalmente por el costo paños de línea y transformación, y de los equipos mayores de 500 kV, en relación al equipamiento requerido por la Alternativa 220 kV. Una posible salida es desarrollar una alternativa mixta, que considere la ejecución de los dos tramos de mayor costo mediante líneas de 500 kV pero energizadas en 220 kV. Esta alternativa mixta tiene la ventaja de mantener a la alternativa de 500 kV en la parte central de esta zona, evitándose la construcción de nuevas líneas de 220 kV en la zona El Rodeo-Lo Aguirre-Polpaico, y de posibilitar a futuro la energización de ambos tramos en 500 kV, cuando ello se requiera por los desarrollos futuros. Un análisis económico preliminar realizado por el Consultor muestra que una alternativa mixta como la descrita la deja con un menor costo actualizado que la alternativa de 220 kV, considerando sólo las inversiones del período hasta 2015, es decir sin considerar las obras futuras, las que respaldan aún más el beneficio de la alternativa mixta. Para validar el desarrollo de la alternativa mixta, el Consultor requiere completar estudios adicionales para verificar su comportamiento eléctrico.

c) Dado que parte importante de las decisiones de inversión en el desarrollo del STT del SIC está condicionado por el desarrollo de los escenarios de generación de este sistema eléctrico, en estricto rigor son decisivas en la adopción de una recomendación aquellas obras que deben iniciarse de inmediato, esto es el año 2007, puesto que para las demás, aún cuando ellas van a estar recomendadas en el presente estudio, la decisión final de ejecución va a estar sujeta a la verificación que el CDEC-SIC realice anualmente, siguiendo lo dispuesto en el DFL1/82. En este sentido, para la zona en análisis las decisiones clave corresponden básicamente a si se inicia en el 2007 la ejecución de las líneas de doble circuito de 220 kV El Rodeo-Lo Aguirre-Polpaico, o bien la construcción de la subestación de transformación de 500/220 kV en Lo Aguirre, siendo comun en ambos casos la barra de 220 kV de Lo Aguirre y el tramo reforzado de 220 kV entre esta subestación y Cerro Navia. De estas dos soluciones, evidentemente la solución de apoyo 500/220 kV en Lo Aguirre resulta más simple de desarrollar que la construcción de las mencionadas líneas, pues no requiere de la imposición de servidumbres en algo más de 60 Km de terrenos para el desarrollo de las líneas. Es por ello que resulta importante dilucidar la opción del desarrollo de la Alternativa de 500 kV o de la Alternativa Mixta descrita anteriormente.

d) Cabe hacer notar que la subestación 500/220 kV en Lo Aguirre posibilita llevar adelante un mejoramiento de líneas de 220 kV actualmente existentes. En efecto, el gran valor de las líneas de 220 kV actuales entre Polpaico, Cerro Navia y Chena, reside en sus respectivas franjas de servidumbre. En la medida que a futuro ello se muestre necesario, la existencia de la subestación Lo Aguirre 500/220 kV posibilita retirarlas del servicio y modificarlas o eventualmente reemplazarlas total o parcialmente por líneas de mayor capacidad que pudieran requerirse para el abastecimiento de las demandas de

la Zona Metropolitana. Si bien la alternativa de 220 kV, mediante las líneas El Rodeo-Lo Aguirre y Polpaico-Lo Aguirre también posibilita la transformación de la línea vieja entre Polpaico-Cerro Navia y Chena, ella queda limitada a la capacidad de transporte que pueden dar estas líneas de 220 kV de apoyo a lo Aguirre, requiriéndose igual, en el futuro el apoyo desde 500 kV.

Alternativa 220 KV

Obra	Componentes	VI	Fecha	VI act.	COMA mens.	COMA act.
S/E Nogales 220	3 Paños a Polpaico en 220	4,506	Abr-10	4,400	8	438
Línea Nogales - Polpaico 220	Línea 2x220 750 MVA	15,033	Abr-10	14,679	28	1,463
	Servidumbre	4,655	Abr-10	4,545	9	453
	Línea 1x220 750 MVA	12,603	Abr-10	12,306	24	1,226
	Servidumbre	4,655	Abr-10	4,545	9	453
S/E Polpaico	3 Paños a Nogales	3,427	Abr-10	3,346	6	333
	1 Transformador 220/500 750 MVA	9,528	May-12	7,628	18	531
	1 Paño transformación 500	4,139	May-12	3,314	6	172
	1 Paño transformación 220	847	May-12	678	2	47
	2 Paños 220 a Lo Aguirre	2,285	Jul-09	2,396	4	261
Línea Polpaico - Lo Aguirre 220	Línea	10,585	Jul-09	11,102	20	1,211
	Servidumbre	2,446	Jul-09	2,566	5	280
S/E Lo Aguirre	2 Paños 220 a Polpaico	5,524	Jul-09	5,793	10	632
	2 Paños 220 a El Rodeo	5,524	Jul-09	5,793	10	632
Línea Lo Aguirre - El Rodeo 220	Línea	10,654	Jul-09	11,174	20	1,219
	Servidumbre	2,307	Jul-09	2,419	4	264
S/E El Rodeo	4 Paños para seccionar Jahuel-Chena	6,202	Jul-09	5,913	12	645
	2 paños 500 a Polpaico	3,101	Ene-14	2,118	4	65
	1 Paño 500 a Jahuel	1,551	Ene-14	1,059	2	32
	1 Paño 500 a Ancoa	1,551	Ene-14	1,059	2	32
	Traslado 1 Paño Reactor 500	100	Ene-14	68	0	2
	Traslado 1 Reactor 500	100	Ene-14	68	0	2
	1 Paño 220 a Pta. Cortés	1,551	Ene-14	1,059	3	43
	2 Paño 220 a Pta. Cortés	3,101	Oct-15	1,793	6	10
S/E Punta de Cortés	2 Paños 220 a El Rodeo	3,493	Oct-15	2,019	7	11
	1 Paño 220 a El Rodeo	1,747	Ene-14	1,193	3	49
Línea Punta de Cortés- El Rodeo	Línea 2x220 600 MVA	13,210	Oct-15	7,637	25	42
	Servidumbre	5,368	Oct-15	3,103	10	17
	Línea 1x220 600 MVA	11,075	Ene-14	7,565	21	310
	Servidumbre	5,368	Ene-14	3,666	10	150
Total Inv. Actualizada al 1/1/2010		135,006				
COMA Actualizado		11,027				
Total Actualizado al 1/1/2010		146,033				

Obras Futuras

Obra	Componentes	VI	Fecha	Valor act.
S/E Nogales	2 Paños tranf. 220 KV	2,579	Ene-19	1,094
	2 Tranformadores 750 MVA	21,975	Ene-19	9,320
	2 Paños tranf. 500 KV	9,286	Ene-19	3,938
	2 Paños Línea a Polpaico	3,171	Ene-19	1,345
Transf. Línea 3x220 a 2x500 Nog.-Polpaico	Línea	2,600	Ene-19	1,103
	Servidumbre (indemnización)		Ene-19	-
S/eE Lo aguirre	1 Paño 500 a Polpaico	6,575	Ene-20	2,535
	1 Paño 500 a El Rodeo	6,575	Ene-20	2,535
	1 Paño 500 Transf.	5,690	Ene-20	2,194
	1 Transformador 750 MVA	12,447	Ene-20	4,799
	1 Paño Transf. 220	2,711	Ene-20	1,045
S/E El Rodeo	1 Paño 500 a Ancoa	4,827	Ene-17	2,477
	1 Paño reactor 500	2,964	Ene-17	1,521
	1 Reactor 500	3,000	Ene-17	1,539
	1 Paño 500 Transf.	3,942	Ene-19	1,672
	1 Transformador 750 MVA	12,447	Ene-19	5,279
	1 Paño Transf. 220	1,807	Ene-19	766
Línea 500 El Rodeo-Ancoa	Línea	49,018	Ene-17	25,154
	Servidumbre	16,850	Ene-17	8,646
S/E Ancoa	1 Paño 500 a El Rodeo	3,324	Ene-17	1,706
	Compensación serie	7,211	Ene-17	3,700
	1 Paño reactor 500	2,964	Ene-17	1,521
	1 Reactor 500	3,000	Ene-17	1,539

Total Inv. Actualizada, de obras futuras al 1/1/2010	85,427
---	---------------

Total Actualizado al 1/1/2010 con obras futuras	231,461
--	----------------

Mayores costos de Op. Y Falla actualizado	7,600
--	--------------

Total Alternativa de 220 KV actualizado	239,061
--	----------------

Alternativa en 500 KV

Obra	Componentes	VI	Fecha	VI act.	COMA mens.	COMA act.
S/E Nogales 500/220	2 Paños tranf. 220 KV	2,579	Abr-10	2,518	5	251
	2 Tranformadores 750 MVA	21,975	Abr-10	21,458	31	1,589
	2 Paños tranf. 500 KV	9,286	Abr-10	9,067	13	672
	2 Paños a POL en 500	11,057	Abr-10	10,796	15	800
Línea Nogales - Polpaico2x 500	Línea	28,404	Abr-10	27,736	40	2,055
	Servidumbre	4,655	Abr-10	4,545	7	337
S/E Polpaico	2 Paños a NOG en 500	9,156	Abr-10	8,941	13	662
	1 Paño Transf 500	0	Ene-13	-	-	-
	1 Transformador 750	9,528	Ene-13	7,159	13	313
	1 Paño transform. 220	0	Ene-13	-	-	-
S/E Lo Aguirre 500	1 Paño a Polpaico	6,575	Jul-09	6,896	9	559
	1 Paño a Ancoa	6,575	Jul-09	6,896	9	559
	1 Paño Transform. 500	5,690	Jul-09	5,967	8	484
	1 Transformador 750	12,447	Jul-09	13,055	17	1,058
	1 Paño transform. 220	2,711	Jul-09	2,843	5	310
	Traslado 1 Paño reactor 500	100	Jul-09	105	0	9
	Traslado 1 Reactor 500	100	Jul-09	105	0	9
S/E El Rodeo	4 Paños 220 para seccionar línea Jahuel-Chena	8,412	Ene-14	5,746	16	236
	1 Paño de 220	1,807	Ene-14	1,234	3	51
	1 Paño 500 a Jahuel	4,827	Oct-15	2,790	7	12
	1 Paño 500 a Polpaico	4,827	Oct-15	2,790	7	12
	1 Paño 500 a Lo Aguirre	4,827	Oct-15	2,790	7	12
	1 Paño 500 a Ancoa	4,827	Oct-15	2,790	7	12
	1 Paño 500 a P.Cortés	4,827	Oct-15	2,790	7	12
	1 paño transf 500	3,942	Oct-15	2,279	6	9
	Transf 500 3*250 MVA	12,447	Oct-15	7,195	17	30
	Traslado 1 Paño Reactor 500	100	Ene-14	68	0	2
	Traslado 1 Reactor 500	100	Ene-14	68	0	2
	S/E Punta de Cortés	1 Paños 500 a Ancoa	5,142	Oct-15	2,973	7
2 Paño 500 a El Rodeo		10,285	Oct-15	5,945	14	25
2 Paños tranf. 500		8,514	Oct-15	4,922	12	20
2 autotransf. 500 KV 3x250 MVA		21,975	Oct-15	12,704	31	53
1 Paño Transf. 220		1,905	Oct-15	1,101	4	6
1 Paño 220		2,201	Ene-14	1,503	4	62
Traslado 1 Paño reactor 500		100	Oct-15	58	0	0
Traslado 1 Reactor 500		100	Oct-15	58	0	0
Línea P. Cortés El Rodeo	Línea 500	12,993	Ene-14	8,874	18	270
	Servidumbre	4,557	Ene-14	3,113	6	95

Total Inv. Actualizada al 1/1/2010	199,880
COMA Actualizado	10,596
Total Actualizado al 1/1/2010	210,476

Obras Futuras

Obra	Componentes	VI	Fecha	Valor act.
S/E Punta de Cortés Línea Ancoa-P. Cortés 500	1 Paño 500 a Ancoa	5,142	Ene-17	2,639
	Línea	36,025	Ene-17	18,487
S/E Ancoa	Servidumbre	12,292	Ene-17	6,308
	1 Paño reactor 500	2,964	Ene-17	1,521
	1 Reactor 500	3,000	Ene-17	1,539
	1 Paño 500 a P. Cortés	3,324	Ene-17	1,706
	Compensación serie	7,211	Ene-17	3,700
	1 Paño reactor 500	2,964	Ene-17	1,521
	1 Reactor 500	3,000	Ene-17	1,539

Total Inv. Actualizada, de obras futuras al 1/1/2010 38,960

Total Alternativa de 500 KV actualizado 249,436

4.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS TRAMOS AL NORTE DE NOGALES, AL SUR DE CHARRÚA Y TRAMO CHARRÚA-ANCOA-JAHUEL

4.3.1 Generalidades

Se presenta a continuación la evaluación económica de los proyectos de refuerzo – ampliaciones u obras nuevas - del sistema de transmisión troncal del SIC, para aquellas zonas del sistema sobre las cuales puede plantearse razonablemente una evaluación por tramo, es decir, la evaluación del desarrollo aislado del tramo en análisis, como proyecto económico independiente, no condicionado por desarrollos en otros tramos del sistema.

Los tramos en los cuales puede plantearse este tipo de evaluación son aquéllos que presentan una condición de alimentación longitudinal de las cargas que sirven y de las centrales generadoras que reciben, no existiendo en ellos enmallamientos o rutas alternativas que pudieren condicionar la solución dada al tramo.

La evaluación del desarrollo de estos tramos ha considerado tanto la conveniencia de su expansión por motivos de capacidad económica – vistos los ahorros en costos de operación que estas expansiones pueden producir – como los costos derivados de fallas o indisponibilidades de transmisión que se evitarían con la inclusión de un refuerzo.

La evaluación de los ahorros de costos operativos se ha estudiado mediante simulaciones con el modelo SDDP en el horizonte de análisis. Los costos derivados de fallas se han acotado en cada caso a través de un análisis *ad-hoc*, considerando fundamentalmente el valor del costo de falla de corta duración (CFCD), que a efectos del presente estudio se establece en 2000 US\$/MWh.

La cuantificación de los costos derivados de una falla en transmisión – costos directos asumidos en las cargas así como costos por redespachos de la generación ante estas contingencias - se plantean en general en términos conservadores, esto es, favorables al proyecto. Lo anterior supone cuantificar estos costos en valores acotados superiormente, aun cuando la situación simulada se muestre improbable. En todo caso, los efectos en costos analizados, corresponden a situaciones de simple contingencia.

Se señala finalmente que las tasas de falla utilizadas han sido las informadas por Transelec.

4.3.2 Concepto General de la Evaluación

En aquellos tramos del sistema en que no se verifican saturaciones en el horizonte de evaluación del estudio (2006-2015), y en los cuales, por lo tanto, no se justifican inversiones para atender la creciente demanda de transmisión con una mayor capacidad económica, se plantea evaluar económicamente la incorporación de un circuito adicional, cuya eventual justificación se daría por razones de seguridad.

Así planteada la evaluación, interesa dimensionar en estos casos los costos en el sistema derivados de la ocurrencia de una falla, interrupción y/o indisponibilidad total de la capacidad de transmisión en el tramo en análisis, particularmente, los costos producidos en las cargas que, producto de la falla, vean su suministro total o parcialmente interrumpidos. Esta situación se dará además con mayor frecuencia o probabilidad, en aquellos tramos que en la actualidad cuentan sólo con un simple circuito y que dan cuenta – en determinadas condiciones de operación – de un suministro radial hacia determinadas cargas.

En los tramos con doble circuito, la probabilidad de que una falla simple produzca interrupciones de suministro en las cargas, dependerá del grado en que se aplique el criterio de operación *N-1*. En aplicación del criterio *N-1* estricto, los eventos de simple contingencia no producirán interrupciones en el suministro de las cargas que, en la condición de operación correspondiente, se alimenten radialmente desde el tramo fallado. La aplicación de un criterio de seguridad que permita transmisiones superiores a la mitad de la capacidad del tramo - al admitir niveles controlados de desprendimientos de carga - dará lugar a fallas en el suministro de las cargas en la medida de los volúmenes de potencia transmitidos.

En los tramos analizados, se ha trabajado con el criterio en la situación “con proyecto” en estos tramos, en la cual se ha agregado capacidad de transmisión adicional, una falla simple no produce efectos en términos de un racionamiento de las cargas y la doble contingencia ocurre con probabilidad despreciable, es decir, el proyecto anula completamente los costos esperados de racionamiento en las cargas.

En aquellos casos en que el tramo requiere de ampliaciones vistas las demandas de transmisión proyectadas, el análisis incorpora el efecto de ahorros en los costos de operación de modo de conjugar ambos factores – seguridad y costos operativos – a efectos de efectuar las recomendaciones - .

El criterio de decisión económico usado es el de comparar los costos anuales ahorrados o evitados con la entrada en operación del proyecto, con su costo anualizado, esto es, con el AVI + COMA respectivo. Los proyectos cuya incorporación resulta conveniente, se recomiendan para inicio de operación en enero del año en que el costo evitado supera al costo anualizado del proyecto respectivo.

4.3.3 Criterio de Decisión y Elementos de la Evaluación

En términos generales, la evaluación supone el cómputo de la diferencia entre los costos anuales esperados en la situación *con proyecto* y en la situación *sin proyecto*. Esta diferencia debe representar un ahorro esperado de costos que justifique el costo anual de inversión y operación del circuito adicional que se evalúa, este último representado por el AVI + COMA referencial de este circuito adicional.

En la situación sin proyecto, se busca cuantificar los efectos esperados de la eventual indisponibilidad de transmisión, los que a su vez se dan con cierta probabilidad – probabilidad de falla en la línea - y dependiendo de la condición de operación en que se verifica la falla, esto es, con flujos orientados desde el sistema hacia la carga.

Los costos producidos por la indisponibilidad de transmisión en el tramo, están dados por la variación del costo de operación que se produce por efecto del redespacho de la generación en presencia de la falla, más los costos de falla producidos en las cargas, la cual puede ser total o parcialmente abastecida por generación local despachada o redespachada.

Los costos totales de redespacho están dados por el producto de la transmisión media esperada de potencia que es interrumpida – integrada en el tiempo de duración de la falla - multiplicada por la diferencia entre el costo variable de despacho de la unidad de generación local que substituye la transmisión perdida, y el de la unidad substituida en el extremo emisor en la respectiva condición de operación.

El costo anual esperado sin proyecto (CE^S) tiene entonces una formulación general del tipo:

$$CE^S = Cop^S \cdot (1 - p) + Cdf \cdot p$$

En esta expresión general, el Cop^S corresponde al costo de operación anual esperado en la situación sin proyecto – costo de operación y falla de larga duración - el que se produce con probabilidad complementaria a la situación de falla (p). Por su parte, el valor Cdf da cuenta de los costos derivados de la falla, valor que computa el costo de racionamiento, y un costo de operación que resulta por efecto del redespacho de la generación durante el tiempo de indisponibilidad del sistema de transmisión. Asimismo, el costo Cdf debe internalizar los efectos de racionamiento y redespacho considerando la frecuencia de ocurrencia de las dos condiciones básicas de operación que determinan los diferentes efectos de la falla, esto es, la frecuencia con que se dan las dos direcciones de flujo en el tramo.

El costo derivado de la falla puede descomponerse del siguiente modo:

$$Cdf = CF + Cop^S + \Delta Crd^S$$

Donde CF representa el costo de falla por efectos del racionamiento en las cargas, valorado al Costo de Falla de Corta Duración (CFCD), y ΔCrd^S la variación en los costos de operación por efecto de la falla (redespacho). Se tiene entonces que:

$$CE^S = Cop^S + p \cdot (CF + \Delta Crd^S)$$

El caso *con proyecto* presenta en principio la misma estructura, si bien, como se ha señalado, la probabilidad p en este caso representa el efecto de una doble contingencia (p^2), y por lo tanto puede ser despreciada. Se tiene así que el costo anual esperado con proyecto es simplemente:

$$CE^C = Cop^C$$

El ahorro anual de costos esperado, a contrastar con el costo anual del proyecto de refuerzo en transmisión que posibilita este ahorro, está dado entonces por:

$$\Delta CE = CE^C - CE^S = Cop^C - Cop^S - p \cdot (CF + \Delta Crd^S)$$

$$\Delta CE = CE^C - CE^S = \Delta Cop - p \cdot (CF + \Delta Crd^S)$$

En el caso en que los tramos a evaluar no requieren ampliaciones por efectos de la demanda de transmisión – la capacidad actual no se satura en el horizonte de estudio – la diferencia entre el costo de operación con y sin proyecto, practicada en ausencia de fallas en el sistema de transmisión, sólo da cuenta de un ahorro de pérdidas, por lo que despreciando este efecto, la variable de decisión, y obviando el signo, se expresa como:

$$\Delta CE = p \cdot (CF + \Delta Crd^S)$$

En donde CF da cuenta del costo anual incurrido por las cargas racionadas, y ΔCrd^S da cuenta del cambio en el costo de operación producto de la falla en el sistema de transmisión. Ambas situaciones, además, dependen de la condición de operación del sistema de transmisión en términos de la dirección de los flujos.

En la estructura de ΔCE presentada, el término pCF refleja el costo de la energía fallada durante la proporción de horas anuales de indisponibilidad de transmisión. Esta indisponibilidad de transmisión puede producir un racionamiento total o parcial de las cargas dependiendo de la capacidad de generación local. Sin embargo, debe computarse también como efecto de la falla, el hecho de que cada evento de falla puede producir un racionamiento total de la carga debido al tiempo que tarda en ponerse en operación la generación local - en caso de que esta no hubiera estado despachada - y por la acción eventual de dispositivos de desprendimiento automático de carga. Ambos efectos deben adicionarse en la estructura presentada para ΔCE .

En el caso del desprendimiento automático de carga, y para los casos evaluados, su efecto puede desestimarse visto los límites operacionales establecidos – baja probabilidad de operación del EDAC -. Resulta entonces más relevante el cómputo del tiempo que tarda la generación local no despachada en acudir a asistir la falla. Si bajo un enfoque conservador se supone que la falla siempre se produce en condiciones en que la generación local no se encuentra despachada, la componente $p \cdot CF$ de la variable de decisión se ajusta del siguiente modo:

$$p \cdot CF \rightarrow n \cdot CFCD \cdot MWd \cdot \Delta T + CFCD \cdot MWr \cdot (p \cdot 8760 - n \cdot \Delta T)$$

donde:

n	Número de eventos de falla de transmisión en el año
MWd	Demanda total de la carga
ΔT	Tiempo de puesta en operación de la generación local
MWr	Potencia racionada. Es igual o menor a MWd conforme balance local
$CFCD$	Costo de falla de corta duración (2000 US\$/MWh)

Así, y para los casos en análisis, la variable de decisión adopta la siguiente forma general:

$$\Delta CE = n \cdot CFCD \cdot MWd \cdot \Delta T + CFCD \cdot MWr \cdot (p \cdot 8760 - n \cdot \Delta T) + p \cdot \Delta Crd^S$$

4.3.4 Evaluación

4.3.4.1 Tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto

El tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto constituido por una línea de simple circuito en 220 kV y de 197 MW de capacidad, no experimenta saturaciones en el horizonte de evaluación del estudio (2006-2015). De acuerdo a las proyecciones de demanda y escenarios de expansión de la generación, el tramo presenta al inicio del período una predominancia de flujos hacia al sur – aproximadamente un 90% del tiempo – para terminar con un flujo predominante hacia el extremo norte - 90% del tiempo - con una transmisión máxima hacia el norte de 140 MW en el período de análisis.

En ese contexto, la actual capacidad de transmisión parece ser suficiente, por lo que la alternativa de agregar un segundo circuito en el tramo, tendría su justificación por motivos de seguridad del abastecimiento de los suministros otorgados desde la subestación D. Almagro, cuando estos consumos son abastecidos en presencia de la condición de operación radial con flujos de sur a norte.

En la condición complementaria – de norte a sur – una falla en el tramo tendría efectos despreciables en términos de energías falladas a los consumos, debido a la capacidad de generación local - al sur de C.Pinto - y a la reserva rodante (igual o superior a los 200 MW).

Consecuentemente, la recomendación del proyecto así planteado, sólo se efectuaría en la medida que el costo del segundo circuito – costo anual dado por su *AVI + COMA* referencial – fuera inferior al costo anual que se espera evitar por efecto de energías falladas o racionadas en D.Almagro ante la ocurrencia de una falla sin reconexión del único circuito existente, y cuando el flujo se orienta de sur a norte.

La demanda máxima de potencia retirada desde la subestación D. Almagro, avanza desde unos 100 MW en la actualidad, hasta 140 MW al año 2015. Por su parte, la capacidad de generación en la zona está constituida por las dos unidades de la central Tal Tal (2x120 MW) más las dos turbinas a gas instaladas en la subestación D.Almagro (2x 24 MW), es decir 288 MW.

En los eventos de falla de la línea, y en principio, la carga está expuesta a sufrir racionamientos sostenidos durante lo que tarda la recuperación de la línea. Asimismo, estos efectos en la carga ocurrirían durante la porción del tiempo en que la línea mantiene una dirección de flujos de sur a norte.

Así, la variable de decisión en este caso se plantea como:

$$\Delta CE = \alpha \cdot [n \cdot CFCD \cdot MWd \cdot \Delta T + CFCD \cdot MWr \cdot (p \cdot 8760 - n \cdot \Delta T)] + p \cdot \Delta Crd^S$$

Donde α refleja la fracción del tiempo en que en términos esperados el flujo se orienta de sur a norte alimentando radialmente a las cargas en D.Almagro.

El término ΔCrd^S , es decir, la variación del costo de operación por redespacho durante el tiempo de indisponibilidad de la línea, se cuantifica como la transmisión perdida – sea ésta de norte a sur o de sur a norte – multiplicada por la diferencia entre el costo variable de la unidad que hubo que despachar para suplir esta transmisión, y el costo variable de la unidad que hubo que relevar, esta última, la que marca el costo marginal.

Este valor puede acotarse, considerando que cada vez se pierde la máxima capacidad de transmisión de la línea, MWt_{max} , y suponiendo para la unidad despachada un costo variable igual al costo de generación de la turbina. Así,

$$p \cdot \Delta Crd^S_{max} = p \cdot 8760 \cdot MWt_{max} \cdot (CVt - Cmg)$$

Por último, el *AVI + COMA* de un segundo circuito en 220 kV, de igual capacidad del existente, se valora como sigue:

AVI	:	1413 MUS\$/año
COMA	:	316 MUS\$/año
AVI + COMA:		1729 MUS\$/año

La cuantificación de las variables relevantes se muestra a continuación:

Evaluación proyecto	Segundo Circuito Tramo D. Almagro-C. Pinto
---------------------	--

Parámetros

CFCD, US\$/MWh	2000
Horas de falla al año por kilómetro línea 220 kV, horas/km/año	0,0202
Eventos de falla al año por kilómetro línea 220 kV, eventos/km/año	0,0069
Kilómetros de línea tramo existente, km	72,29
Horas de falla al año tramo existente, (=p×8760 horas), horas/año	1,46
Eventos de falla al año, (=n), eventos/año	0,50
Tiempo puesta en servicio unidad generación, (=ΔT), horas	0,25
Costo variable unidad de generación (=CVf), US\$/MWh	160
Costo Marginal sistema, (=CMg), US\$/MWh	60
Capacidad de Transmisión, (=MW(max)), MW	197

AVI+COMA Proyecto	MUS\$/ año
AVI Paños Líneas (MUS\$/año)	231
AVI Línea (MUS\$/año)	1182
AVI Total (MUS\$/año)	1413
COMA (MUS\$/año)	316
AVI + COMA (MUS\$/año)	1729

Año	D.Maxima Carga MW	Frec.Op. Sur-Norte (α) p.u.	CFR MUS\$	CF ΔT MUS\$	p ΔCrd Max MUS\$	ΔCE MUS\$
2007	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-
2010	120	0,100	322,4	30,2	28,8	64,1
2011	125	0,400	333,9	31,3	28,8	174,9
2012	129	0,700	346,0	32,4	28,8	293,7
2013	134	0,900	358,6	33,6	28,8	381,8
2014	139	0,950	371,9	34,8	28,8	415,2
2015	144	0,950	385,6	36,1	28,8	429,5

El cuadro muestra el valor de las variables relevantes año a año en el horizonte de evaluación. Conforme a los plazos de construcción del segundo circuito, éste no podría entrar en operaciones antes de 2010.

En estos cuadros se tiene:

$$CFR = CFCD \cdot MW_r \cdot (p \cdot 8760 - n \cdot \Delta T)$$

$$CF\Delta T = n \cdot CFCD \cdot MW_d \cdot \Delta T$$

En el caso del valor MW_r , y a efectos conservadores, éste se ha estimado igual a la demanda máxima total de la zona, a pesar de que la capacidad de generación local es suficiente para cubrir la demanda durante el tiempo de indisponibilidad de la línea (descontado el tiempo de puesta en marcha de la unidad de generación local).

Se observa entonces que la variable de decisión ΔCE , los ahorros esperados en cada año por efecto de inclusión del segundo circuito, no son suficientes para cubrir el AVI + COMA de dicho proyecto. En el año más favorable, y en las condiciones conservadoras de la evaluación –

favorables al proyecto – el ahorro esperado anual de 429 MUS\$ dista mucho del costo anual del segundo circuito, es decir, de los 1729 MUS\$.

Visto lo anterior, un segundo circuito en el tramo D.Almagro-C.Pinto, tampoco se justifica por criterios de seguridad de suministro.

4.3.4.2 Tramo Carrera Pinto – Cardones

Para el caso del tramo de simple circuito Carrera Pinto - Cardones, se plantea un análisis similar. En términos esperados, el tramo presenta una dirección de flujos de sur a norte que va desde el 75% del tiempo en la actualidad, hasta prácticamente el 100% en el año 2015. El valor esperado de las transmisiones alcanza su máximo valor en 2015 con 178 MW. No se requiere entonces ampliar la capacidad existente (197 MW) por exigencias de la demanda de transmisión, planteándose evaluar la inclusión de un segundo circuito sólo por motivos de seguridad.

Una falla en este tramo, y conforme la predominancia de flujos hacia al norte, afectaría tanto a la carga que se abastece directamente desde Cardones como a la carga de Diego de Almagro. Al igual que el caso anterior, una indisponibilidad de transmisión en el tramo, producida en la condición de operación de transmisiones hacia el sur, no tendría efectos apreciables en las cargas debido tanto a la capacidad de generación local como a la magnitud de la reserva rodante en relación a la transmisión perdida.

La inclusión de un segundo circuito en este tramo, sólo se justificaría en la medida de sus impactos en las cargas de Diego de Almagro y Carrera Pinto, sin perjuicio de la consideración de los costos por redespacho ante fallas.

Conforme a lo señalado, la variable de decisión a utilizar tiene la forma:

$$\Delta CE = \alpha \cdot [n \cdot CFCD \cdot MWd \cdot \Delta T + CFCD \cdot MWr \cdot (p \cdot 8760 - n \cdot \Delta T)] + p \cdot \Delta Crd^S$$

En la evaluación conservadora - favorable al proyecto - se asume que tanto la demanda perdida al momento de ocurrida la falla, como la demanda racionada durante el tiempo en que la falla se sostiene, es igual

a la demanda máxima de potencia de ambas cargas - D.Almagro y C.Pinto - cuestión que representa una cota superior pues la generación de Taltal más las de las TG en Diego de Almagro pueden abastecer ambas cargas durante el lapso de la falla. Asimismo, y siempre en forma conservadora, pueden sumarse las demandas máximas individuales a pesar de no ser necesariamente coincidentes.

Para acotar el cambio en los costos de operación por efecto de la falla, se acota el efecto a su valor máximo, esto es, multiplicando la transmisión perdida, supuesta conservadoramente igual a la máxima capacidad de transmisión, por un diferencial de costo unitario amplio e igual a la diferencia entre el costo de la turbina (160 US\$/MWh) menos el costo marginal esperado del sistema (60 US\$/MWh).

Por último, el *AVI + COMA* de un segundo circuito en 220 kV, de igual capacidad del existente, se valora como sigue:

AVI	:	1370 MUS\$/año
COMA	:	307 MUS\$/año
AVI + COMA:		1677 MUS\$/año

La cuantificación de estas variables se presenta a continuación:

Evaluación proyecto	Segundo Circuito Tramo C. Pinto - Cardones
---------------------	--

Parámetros	
CFCD, US\$/MWh	2000
Horas de falla al año por kilómetro línea 220 kV, horas/km/año	0,0202
Eventos de falla al año por kilómetro línea 220 kV, eventos/km/año	0,0069
Kilómetros de línea tramo existente, km	75,33
Horas de falla al año tramo existente, ($=p \times 8760$ horas), horas/año	1,53
Eventos de falla al año, ($=n$), eventos/año	0,52
Tiempo puesta en servicio unidad generación, ($=\Delta T$), horas	0,25
Costo variable unidad de generación ($=CVt$), US\$/MWh	160
Costo Marginal sistema, ($=CMg$), US\$/MWh	60
Capacidad de Transmisión, ($=MW/\max$), MW	197

AVI+COMA Proyecto	MUS\$/ año
AVI Paños Líneas (MUS\$/año)	216
AVI Línea (MUS\$/año)	1154
AVI Total (MUS\$/año)	1370
COMA (MUS\$/año)	307
AVI + COMA (MUS\$/año)	1677

Año	D.Maxima Carga MW	Frec.Op. Sur-Norte (α) p.u.	CFR MUS\$	CF ΔT MUS\$	p Δ Crd Max MUS\$	ΔCE MUS\$
2007	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-
2010	149,6	0,950	417,4	39,1	30,0	463,7
2011	155,9	1,000	434,9	40,7	30,0	505,7
2012	162,5	1,000	453,4	42,5	30,0	525,9
2013	169,4	1,000	472,4	44,2	30,0	546,7
2014	176,6	1,000	492,6	46,1	30,0	568,8
2015	184,2	1,000	513,7	48,1	30,0	591,9

Año	D.Max D.Almagro MW	D.Max C.Pinto MW
2007	-	-
2008	-	-
2009	-	-
2010	120	29
2011	125	31
2012	129	33
2013	134	35
2014	139	38
2015	144	40

Nuevamente el ahorro ΔCE no es suficiente para justificar el incurrir en el costo del proyecto de refuerzo, a pesar de efectuarse una evaluación muy conservadora. Así, el proyecto no se justifica por razones de seguridad.

4.3.4.3 Tramo Cardones - Maitencillo

El tramo Cardones - Maitencillo posee dos circuitos en 220 kV de 197 MW cada uno. El límite operacional es de 274 MW – menos del doble de la capacidad disponible – el cual limita la demanda de transmisión en el período, la que se presenta el 100% del tiempo con dirección de sur a norte. Las limitaciones operacionales comienzan a hacerse activas a partir del año 2011, año en el cual la demanda de transmisión excede el límite operacional durante el 5% del tiempo. A partir de 2014, la demanda de transmisión supera el límite operacional durante el 100% del tiempo, y con valores que se ubican entre los 300 MW y los 350 MW.

La evaluación económica de un tercer circuito de refuerzo, debe entonces contemplar fundamentalmente los ahorros esperados en costos operacionales – operación y falla de larga duración, ΔCop -.

El *AVI + COMA* de un tercer circuito en 220 kV, de igual capacidad del existente, se valora como sigue:

AVI	:	740	MUS\$/año
COMA	:	165	MUS\$/año
AVI + COMA:		905	MUS\$/año

Este proyecto aprovecha una de las estructuras existentes - con un circuito pero con capacidad para doble circuito - para el tendido del circuito adicional.

Los costos operacionales para el caso con y sin proyecto, dan cuenta de ahorros anuales que a partir de 2011 superan los 1370 MUS\$ por año, por lo que el tendido del tercer circuito, con un costo *AVI + COMA* de 905 MUS\$ anuales, se justifica plenamente a partir de ese año sólo por ese efecto.

Considerando que por plazos de construcción el circuito podría iniciar su operación en 2010, debe analizarse el adelanto a esa fecha si esto fuera conveniente por motivos de seguridad en ese año. Para esta evaluación, se plantea un análisis similar al efectuado en los casos de los tramos al norte. El tramo presenta dirección de flujos de sur a norte el 100% del tiempo, por lo que se analiza el efecto de fallas en las cargas ubicadas al norte de Cardones. A este costo de falla esperado, se agregan los costos de redespacho.

A diferencia de las evaluaciones practicadas en los tramos anteriores, la carga agregada abastecida desde los barras Diego de Almagro, Carrera Pinto, y Cardones – en torno a los 400 MW en 2010 - alcanza un volumen demasiado relevante como para aplicar un enfoque que raciona el 100% de la demanda durante el tiempo de indisponibilidad de un circuito en falla, lo cual resulta en exceso conservador vista la generación local (288 MW de Taltal y TG D.Almagro) y la capacidad del circuito que se mantiene en operación (197 MW). Aún así, puede acotarse el efecto de una falla simple suponiendo que la falla produce un 100% de racionamiento durante el

tiempo que tarda la generación local en substituir la transmisión perdida, hipótesis que es también conservadora (15 minutos con turbinas locales). El costo neto por redespacho ante falla, se calcula como la diferencia entre CVt y CMg multiplicado por la transmisión perdida durante el tiempo de duración de la indisponibilidad del circuito fallado.

Por su parte, la transmisión que se pierde, en términos esperados, corresponde al valor esperado de las transmisiones por sobre 197 MW – capacidad de transmisión remanente *post* falla – que se observan en los diferentes escenarios posibles de operación. Como cota para este valor, puede determinarse la transmisión perdida como la capacidad máxima de transmisión menos la capacidad del circuito remanente (274 MW – 197 MW = 77 MW).

Las cifras resultantes se muestran en el cuadro siguiente:

Evaluación proyecto	Tercer Circuito Tramo Cardones - Maitencillo
Parámetros	
CFCD, US\$/MWh	2000
Horas de falla al año por kilómetro línea 220 kV, horas/km/año	0,0202
Eventos de falla al año por kilómetro línea 220 kV, eventos/km/año	0,0069
Kilómetros de línea tramo existente, km	132,69
Horas de falla al año tramo existente, ($=px8760$ horas), horas/año	2,69
Eventos de falla al año, ($=n$), eventos/año	0,92
Tiempo puesta en servicio unidad generación, ($=\Delta T$), horas	0,25
Costo variable unidad de generación ($=CVt$), US\$/MWh	160
Costo Marginal sistema, ($=CMg$), US\$/MWh	60
Capacidad de Transmisión, ($=MW_{max}$), MW	274
Capacidad de Transmisión menos un circuito, MW	197
Capacidad generación local, (Taltal, TG D.Almagro), MW	288
AVI+COMA Proyecto	
AVI Paños Líneas (MUS\$/año)	230
AVI Línea (MUS\$/año)	510
AVI Total (MUS\$/año)	740
COMA (MUS\$/año)	165
AVI + COMA (MUS\$/año)	905
Variación Costo de Operación (caso con proyecto - caso sin proyecto)	
Año	ΔCop c/s proyecto MUS\$
2007	-
2008	-
2009	-
2010	0
2011	1372
2012	8359
2013	17495
2014	34228
2015	52537

Análisis seguridad año 2010-2011

Año	D.Maxima Carga MW	MWd MW	MWr MW	Tx perdida MW
2010	399	399	0	77
2011	417	417	0	77

Año	CFRacionamiento MUS\$	CF ΔT MUS\$	p ΔCrd Max MUS\$	ΔCE seguridad MUS\$
2010	0	184	21	204
2011	0	192	21	212

Año	D.Max D.Almagro MW	D.Max C.Pinto MW	D.Max Cardones MW
2010	120	29	249
2011	125	31	261

Se observa cómo el tendido del tercer circuito es plenamente conveniente a partir de 2011 considerando sólo la variación en los costos de operación del sistema. Sin embargo, un adelanto hacia el año 2010 por razones de seguridad y/o por costo evitado de falla – racionamientos y redespachos – no tendría ventajas económicas vista la magnitud de estos costos evitados (ΔCE seguridad).

Se recomienda entonces la habilitación de un tercer circuito en el tramo Maitencillo – Cardones – haciendo uso de las estructuras existentes – a partir de enero de 2011.

4.3.4.4 Tramo Maitencillo - Pan de Azúcar

El tramo Maitencillo – Pan de Azúcar está constituido por una línea de doble circuito en 220 kv, cada uno de 197 MW de capacidad. El tramo opera con un límite de operación de 274 MW, presentando durante todo el horizonte de análisis un modo bidireccional de operación (entre un 20% y un 25% del tiempo en dirección sur-norte).

El tramo no experimenta saturaciones en el horizonte de estudio – durante el 100% del tiempo no se excede el límite operacional de 274 MW) - por lo que no se justifican ampliaciones de capacidad por ahorro de costos de operación en el sistema. En términos promedio, las transmisiones superan con escasa frecuencia los 197 MW de la capacidad de transmisión remanente en caso de falla en un circuito.

La falla de un circuito no provocará racionamientos en la condición de operación de norte a sur vistos los niveles de transmisión soportados por el tramo en relación a la capacidad de generación al sur de Pan de Azúcar

y la capacidad de reserva rodante. Se evalúa entonces el efecto de una falla simple en la condición de operación complementaria, considerando un criterio conservador.

Si bien la capacidad local es suficiente para abastecer la demanda localizada entre Maitencillo y Diego de Almagro, esta última variando desde 460 MW en 2010 hasta unos 580 MW a fines del horizonte, una evaluación conservadora se puede plantear del siguiente modo.

Se estima la potencia racionada MW_r igual a la demanda agregada de la zona menos la capacidad térmica a carbón y menos la capacidad del circuito remanente (197 MW), visto el tiempo comparativamente mayor que tardaría a las unidades carboneras asistir la falla en caso de no estar despachadas. De esta forma, las TG de Taltal y de D. de Almagro, asistirían la falla, considerando un tiempo de respuesta de 15 minutos durante el cual se raciona toda la carga. Debe notarse que este escenario representa una cota teórica, pues la capacidad máxima de transmisión de 274 MW no es suficiente para abastecer todo el consumo, debiendo estar siempre algo de generación despachada.

Los costo de redespacho suponen la sustitución de la transmisión perdida, la que como máximo sería de 77 MW (274 MW – 197 MW). Esto también resulta conservador, pues las transmisión media perdida resulta ser un valor muy reducido (promedio de las transmisiones por sobre 197 MW ponderadas por su frecuencia de ocurrencia).

Por su parte, el *AVI + COMA* de un tercer circuito en 220 kV, de igual capacidad del existente, se valora como sigue:

AVI	:	3358 MUS\$/año
COMA	:	753 MUS\$/año
AVI + COMA:		4112 MUS\$/año

Las cifras correspondientes a las cifras anteriores se muestran a continuación:

Evaluación proyecto	Tercer Circuito Tramo Maitencillo - Pan de Azúcar
----------------------------	--

Parámetros

CFCd, US\$/MWh	2000
Horas de falla al año por kilómetro línea 220 kV, horas/km/año	0,0202
Eventos de falla al año por kilómetro línea 220 kV, eventos/km/año	0,0069
Kilómetros de línea tramo existente, km	196,83
Horas de falla al año tramo existente, (=px8760 horas), horas/año	3,99
Eventos de falla al año, (=n), eventos/año	1,37
Tiempo puesta en servicio unidad generación, (=ΔT), horas	0,25
Costo variable unidad de generación (=CVt), US\$/MWh	160
Costo Marginal sistema, (=CMg), US\$/MWh	60
Capacidad de Transmisión, (=MWtmax), MW	274
Capacidad de Transmisión menos un circuito, MW	197
Capacidad generación local rápida, (Taltal, TG D.Almagro, TG Huasco), MW	352,2

AVI+COMA Proyecto	MUS\$/ año
AVI Paños Líneas (MUS\$/año)	257
AVI Línea (MUS\$/año)	3101
AVI Total (MUS\$/año)	3358
COMA (MUS\$/año)	753
AVI + COMA (MUS\$/año)	4112

Año	D.Maxima Carga MW	Frec.Op. Sur-Norte (α) p.u.	MWr MW	MWd MW	Tx perdida MW
2007	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-
2010	469	0,150	0,0	469	77
2011	490	0,250	0,0	490	77
2012	512	0,300	0,0	512	77
2013	536	0,300	0,0	536	77
2014	560	0,300	11,2	560	77
2015	586	0,300	37,2	586	77

Año	CFR MUS\$	CF ΔT MUS\$	p ΔCrd Max MUS\$	ΔCE MUS\$
2007	-	-	-	-
2008	-	-	-	-
2009	-	-	-	-
2010	0,0	320,0	30,7	78,7
2011	0,0	334,5	30,7	114,3
2012	0,0	349,8	30,7	135,6
2013	0,0	365,8	30,7	140,4
2014	81,5	382,5	30,7	169,9
2015	271,3	400,3	30,7	232,2

Año	D.Max D.Almagro MW	D.Max C.Pinto MW	D.Max Cardones MW	D.Max Maitencillo MW
2007	-	-	-	-
2008	-	-	-	-
2009	-	-	-	-
2010	120	29	249	70
2011	125	31	261	73
2012	129	33	273	77
2013	134	35	285	81
2014	139	38	299	85
2015	144	40	313	89

Las cifras muestran que incluso en el escenario conservador mostrado, la variable ΔCE dista mucho de equipararse al costo AVI + COMA del proyecto de refuerzo, que supone la instalación de una línea nueva.

Debido a lo anterior, no se recomienda la instalación de un tercer circuito durante el horizonte de evaluación.

4.3.4.5 Tramo Pan de Azúcar – Los Vilos - Nogales

La Subestación Nogales se crea mediante seccionamiento del actual tramo de doble circuito Los Vilos – Quillota, con objeto de permitir la inyección al sistema de la generación a instalar a partir de abril del año 2010 en la V Región. La subestación Nogales, y a efectos de la evaluación que sigue, se establece como un proyecto a desarrollar a todo evento, es decir, y en adelante, tanto el caso *con proyecto* como el caso *sin proyecto* suponen la existencia de esta subestación seccionadora.

El seccionamiento en Nogales da origen entonces a los tramos nuevos Los Vilos – Nogales y Nogales Quillota, ubicados sucesivamente al sur del existente tramo Pan de Azúcar – Los Vilos.

Conforme las demandas proyectadas y el desarrollo de la generación, el tramo completo Pan de Azúcar – Nogales (2 x 224 MW) no experimenta saturaciones importantes respecto de su capacidad operativa de 252 MW en el período 2007 – 2010, excediendo las transmisiones dicho límite en menos del 5% de los casos (considerando ambos sentidos de flujo). El límite operativo empieza a ser sobrepasado en forma más apreciable a partir de 2011 y conforme a la dirección norte a sur, la que se vuelve predominante a partir de esa fecha debido a la generación a carbón que se instala en Pan de Azúcar.

Vistos las demandas de transmisión y las restricciones operativas, se plantea la instalación de un doble circuito en 220 KV, que conecta directamente las subestaciones Pan de Azúcar y Nogales – el bajo nivel de demanda en Los Vilos no justifica una conexión en esa subestación -.

Las diferencias en los costos operacionales en los casos con y sin proyecto dan cuenta de un ahorro en costos ΔCop que empieza a producirse a partir de 2010 si el proyecto entrara en operaciones en esa fecha, pero que no paga el AVI+COMA del proyecto sino hasta 2013.

El AVI + COMA del proyecto se valora como sigue:

AVI	:	5885 MUS\$/año
COMA	:	1318 MUS\$/año

AVI + COMA: 7203 MUS\$/año

Por su parte, la entrada en operaciones de instalaciones de refuerzo por seguridad en el tramo Pan de Azúcar-Los Vilos o en el tramo Los Vilos – Nogales, antes de 2013 – esto es, en los años 2010, 2011, o 2012 - se justificaría sólo en la medida en que ellas produzcan ahorros suficientes para pagar los costos anualizados de los circuitos de refuerzo respectivos.

Se analiza separadamente el costo por efectos de indisponibilidad de transmisión en los tramos Pan de Azúcar-Los Vilos y Los Vilos – Nogales, en los años 2010, 2011 y 2012. Se asume que una falla simple en estos tramos sólo provocarían efectos en las cargas al norte de cada tramo, y en los casos en que flujos tienen dirección de sur a norte. Se acotan los costos de racionamiento – proporcionales a MW_r - considerando el balance de oferta y demanda local suponiendo que sólo asiste a la falla la capacidad de generación rápida (Taltal, TG D. Almagro y TG Huasco). Durante los primeros 15 minutos de la falla, se asume racionada toda la demanda. Por último, los costos de redespacho se acotan suponiendo que la transmisión pérdida es la máxima (252 MW – 224 MW = 28 MW), la que es tomada por turbinas a un costo de 160 US\$/MWh y con un ahorro de generación de 60 US\$/MWh en el resto del sistema.

Por último, los costos referenciales de los circuitos de refuerzo presentan un AVI+COMA de referencia de:

Pan de Azúcar-Los Vilos :	AVI+COMA =	2569 MUS\$/año
Los Vilos – Nogales	: AVI+COMA =	1033 MUS\$/año

Se muestran a continuación los resultados de estas evaluaciones:

Evaluación proyecto	Doble Circuito 220 kV Tramo Pan de Azúcar - Nogales
----------------------------	--

Parámetros

	PA-LV	LV-N
CFCO, US\$/MWh	2000	2000
Horas de falla al año por kilómetro línea 220 kV, horas/km/año	0,0202	0,0202
Eventos de falla al año por kilómetro línea 220 kV, eventos/km/año	0,0069	0,0069
Kilómetros de línea tramo existente, km	228,1	91,7
Horas de falla al año tramo existente, ($=p \times 8760$ horas), horas/año	4,62	1,86
Eventos de falla al año, ($=n$), eventos/año	1,58	0,64
Tiempo puesta en servicio unidad generación, ($=1 T$), horas	0,25	0,25
Costo variable unidad de generación ($=CVt$), US\$/MWh	160	160
Costo Marginal sistema, ($=CMg$), US\$/MWh	60	60
Capacidad de Transmisión, ($=MWmax$), MW	252	252
Capacidad de Transmisión menos un circuito, MW	224	224
Capacidad generación local rápida, (Taltal, TG D.Almagro, TG Huasco), MW	352,2	352,2

AVI+COMA Proyecto	MUS\$/ año
AVI Paños Líneas (MUS\$/año)	493
AVI Línea (MUS\$/año)	5392
AVI Total (MUS\$/año)	5885
COMA (MUS\$/año)	1318
AVI + COMA (MUS\$/año)	7203

Variación Costo de Operación (caso con proyecto - caso sin proyecto)

Año	ΔCop c/s proyecto MUS\$
2007	-
2008	-
2009	-
2010	602
2011	2683
2012	3941
2013	23709
2014	18494
2015	13204

Análisis seguridad Tramo Pan de Azúcar - Los Vilos

Año	D.Maxima Carga MW	Frec.Op. Sur-Norte (a) p.u.	MWr MW	MWd MW	Tx perdida MW
2007	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-
2010	667	0,350	90,6	667	28
2011	701	0,250	125,1	701	28
2012	738	0,100	161,6	738	28

Año	CFR MUS\$	CF ΔT MUS\$	p ΔCrd Max MUS\$	ΔCE MUS\$
2007	-	-	-	-
2008	-	-	-	-
2009	-	-	-	-
2010	764,8	527,5	12,9	465,2
2011	1056,6	554,8	12,9	415,8
2012	1365,3	583,7	12,9	207,8

Análisis seguridad Tramo Los Vilos - Nogales

Año	D.Maxima Carga MW	Frec.Op. Sur-Norte (a) p.u.	MWr MW	MWd MW	Tx perdida MW
2007	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-
2010	704	0,350	127,5	704	28
2011	742	0,250	165,6	742	28
2012	782	0,100	205,9	782	28

Año	CFR MUS\$	CF ΔT MUS\$	p ΔCrd Max MUS\$	ΔCE MUS\$
2007	-	-	-	-
2008	-	-	-	-
2009	-	-	-	-
2010	433	224	5,2	235
2011	562	236	5,2	205
2012	699	249	5,2	100

Año	D.Max D.Almagro MW	D.Max C.Pinto MW	D.Max Cardones MW	D.Max Maitencillo MW	D.Max P.Azucar MW	D.Max L.Vilos MW
2007	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-
2010	120	29	249	70	198	37
2011	125	31	261	73	211	41
2012	129	33	273	77	225	44

Se observa cómo el proyecto de doble circuito expreso Pan de Azúcar – Nogales produce ahorros de costo de operación que justifican su entrada en operaciones a partir del año 2013. Por su parte, los costos por efectos de fallas en los tramos Pan de Azúcar-Los Vilos y Los Vilos – Nogales, no alcanzan un valor suficientemente grande como para justificar por sí solos el refuerzo mediante un circuito adicional en el período 2010-2012. A partir de 2013, el flujo se invierte disminuyendo aun más los costos de falla que pudieran esperarse al norte de Los Vilos por fallas en esos tramos.

Por lo anterior, se recomienda la incorporación de un doble circuito en 220 kV, expreso entre Pan de Azúcar y Nogales, a partir de enero de 2013.

4.3.4.6 Tramo Temuco – Valdivia

El tramo Temuco-Valdivia está compuesto por dos circuitos en 220 kV con capacidades de 193 MW y 145 MW respectivamente. El límite de operación previsto para el tramo se establece en 290 MW, el cual nunca es superado en el período 2007-2012. En el mismo período, el tramo presenta direcciones de flujo mayoritariamente de norte a sur, pero a partir de 2013, la predominancia en la dirección de flujo se invierte debido a la entrada en operaciones de los nuevos proyectos de generación Neltume y la unidad carbonera en Puerto Montt. En este escenario, el límite de operación es sobrepasado durante aproximadamente el 40% del tiempo a partir del año señalado.

El cómputo de los ahorros operacionales da cuenta de ahorros significativos en caso de adicionar un nuevo circuito. Estos se evidencian a partir del mismo año 2013 y en forma creciente en el tiempo.

El AVI + COMA del proyecto se valora como sigue:

AVI : 3149 MUS\$/año

COMA : 708 MUS\$/año

AVI + COMA: 3857 MUS\$/año

Conforme a este valor, el proyecto se justifica plenamente a partir del mismo año 2013.

En el período previo 2010-2012, se analiza la posibilidad de adelantar el proyecto por razones de seguridad. En este caso, y vista la predominancia de flujos hacia el sur, el circuito se justificaría para evitar costos de falla en las cargas de Valdivia, Barro Blanco y Puerto Montt.

Una evaluación conservadora supone racionar parte de la carga durante las horas de indisponibilidad del circuito de mayor capacidad. A pesar de la capacidad de generación ubicada en la zona en el período analizado - 340 MW, mayoritariamente hidráulica – puede acotarse el costo por carga racionada MW_r suponiendo que sólo las turbinas diesel en Antihue asisten la falla, tardando 15 minutos en ponerse en operación. Durante los 15 minutos, se supone la carga completamente racionada. Los costos de redespacho se valoran proporcionalmente a la transmisión perdida, la que como máximo sería igual a la diferencia entre el límite de operación y la capacidad del circuito que queda en funcionamiento (290 MW – 145 MW = 145 MW). El costo neto de redespacho está dado por el costo de operación de la turbina despachada, menos el costo de generación de la unidad relevada (CMg).

Las cifras correspondientes se muestran a continuación:

Evaluación proyecto	Tercer Circuito Tramo Temuco - Valdivia
----------------------------	--

Parámetros

CFCD, US\$/MWh	2000
Horas de falla al año por kilómetro línea 220 kV, horas/km/año	0,0202
Eventos de falla al año por kilómetro línea 220 kV, eventos/km/año	0,0069
Kilómetros de línea tramo existente, km	157,15
Horas de falla al año tramo existente, ($=px8760$ horas), horas/año	3,18
Eventos de falla al año, ($=n$), eventos/año	1,09
Tiempo puesta en servicio unidad generación, ($=\Delta T$), horas	0,25
Costo variable unidad de generación ($=CVt$), US\$/MWh	160
Costo Marginal sistema, ($=CMg$), US\$/MWh	60
Capacidad de Transmisión, ($=MWtmax$), MW	290
Capacidad de Transmisión menos un circuito, MW	145
Capacidad generación local, (TG Canelca, Canutillar, Pilmaiquen, Pullinque, Capullo), MW	339,2
Capacidad generación local rápida, (TG Canelca), MW	100

AVI+COMA Proyecto	MUS\$/ año
AVI Paños Líneas (MUS\$/año)	0
AVI Línea (MUS\$/año)	3149
AVI Total (MUS\$/año)	3149
COMA (MUS\$/año)	708
AVI + COMA (MUS\$/año)	3857

Variación Costo de Operación (caso con proyecto - caso sin proyecto)

Año	ΔCop c/s proyecto MUS\$
2007	-
2008	-
2009	-
2010	0
2011	0
2012	0
2013	4623
2014	6323
2015	7530

(*) Entre 2010 y 2012 proyecto sólo ahorra pérdidas en magnitud despreciable

Análisis seguridad año 2010-2013

Año	D.Maxima Carga MW	Frec.Op. Norte-Sur (α) p.u.	MW _r MW	MW _d MW	Tx perdida MW
2007	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-
2010	342	0,900	96,6	342	145
2011	367	0,950	122,1	367	145
2012	394	0,750	149,3	394	145
2013	424	0,200	178,6	424	145

Año	CFR MUS\$	CF ΔT MUS\$	p ΔCrd Max MUS\$	ΔCE MUS\$
2007	-	-	-	-
2008	-	-	-	-
2009	-	-	-	-
2010	561,9	186,2	46,1	719,4
2011	710,4	200,1	46,1	911,1
2012	868,6	214,9	46,1	858,8
2013	1039,1	230,9	46,1	300,1

Año	D.Max Valdivia MW	D.Max Barro Blanco MW	D.Max Puerto Montt MW
2007	-	-	-
2008	-	-	-
2009	-	-	-
2010	74	89	179
2011	80	96	192
2012	86	103	205
2013	93	111	220

Las cifras muestran la plena conveniencia de instalar un tercer circuito a partir del año 2013, vista la magnitud de los costos que éste ahorra y el costo anualizado del proyecto. En el período previo, y aun frente al análisis conservador efectuado, no se justifica un adelanto por razones de seguridad.

En el tramo Temuco – Valdivia, se recomienda la instalación de un tercer circuito para su entrada en operación a partir de enero de 2013.

4.3.4.7 Tramo Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel

En este caso, se evalúa una ampliación conjunta de los tramos Charrúa - Ancoa y Ancoa - Alto Jahuel en 500 kV. Las transmisiones son permanentemente en la dirección sur – norte, estableciéndose los límites de operación en 1500 MW para el tramo Ancoa-Charrúa y 1690 MW para el tramo Ancoa – A.Jahuel/Polpaico.

Los límites señalados se establecen de modo de reducir completamente la posibilidad de racionamientos o desconexiones de carga en el sistema, por lo que se evalúa una eventual ampliación por razones de ahorro en costos operacionales.

Los límites de operación generan saturaciones en las transmisiones que no manifiestan una tendencia creciente en el horizonte del estudio. Estas se manifiestan a partir de 2011 en el tramo Charrúa-Ancoa, pero con escasa frecuencia – menos del 5% en el período 2007-2013 -. En los años 2014 y 2015, las limitaciones son activas en torno a un 15% del tiempo en el tramo señalado, para decaer a un 10% en el año 2016.

Desde Ancoa hacia el norte se produce una situación similar en el período 2007-2013. En este último año las limitaciones operativas son activas en torno al 10% del tiempo, pero desaparecen en los años 2014 y 2015 para reaparecer en 2016 en con aproximadamente 15% de presencia.

La inclusión del proyecto generaría los siguientes ahorros en costos de operación

Evaluación proyecto	Tercer circuito Charrúa-Ancoa-A. Jahuel, 500 kV
----------------------------	--

AVI+COMA Proyecto	MUS\$/ año
AVI Paños Charrúa, Ancoa, Jahuel, (MUS\$/año)	1509
AVI Transformador (3x250 MVA) Charrúa, paños trf. (MUS\$/año)	1377
AVI Compensación serie Ancoa-Jahuel, (MUS\$/año)	737
AVI Líneas, (MUS\$/año)	12079
AVI Total, (MUS\$)	15703
COMA (MUS\$/año)	2611
AVI + COMA (MUS\$/año)	18314

Variación Costo de Operación (caso con proyecto - caso sin proyecto)

Año	ΔCop c/s proyecto MUS\$
2007	-
2008	-
2009	-
2010	0
2011	0
2012	0
2013	17736
2014	21267
2015	15516

(*) Entre 2010 y 2012 proyecto sólo ahorra pérdidas en magnitud despreciable

Por su parte el *AVI + COMA* del proyecto se valora como sigue:

AVI	:	15703	MUS\$/año
COMA	:	2611	MUS\$/año
AVI + COMA:		18314	MUS\$/año

De lo anterior se desprende que el proyecto no se justifica en 2013, a pesar de presentar ahorros que se presentan del orden del AVI+COMA. En 2014, el ahorro supera al costo anual del refuerzo, sin embargo, el ahorro por costo de operación anual decae en 2015 situándose por debajo del costo del proyecto de refuerzo. El valor actual de los flujos de los años 2014 y 2015, puesto en el año 2013, da cuenta de un ahorro de 32157 MUS\$, frente a un costo de proyecto de 31784 MUS\$ para esos dos años.

A pesar de mostrarse las cifras de ahorro comparables con los costos del proyecto, no puede recomendarse el inicio de un proyecto de ampliación, por ejemplo, para el año 2014, basado en flujos económicos respecto de cuya estabilidad y/o tendencia en el tiempo no se pueden establecer certezas, en tanto esto dependerá del balance de demanda y oferta entre las zonas centro y sur.

Considerando que el inicio de construcción de este proyecto, para su entrada en operaciones en 2014, no se iniciaría en la ventana de decisión del presente estudio, se recomienda su análisis a futuro.

4.3.4.8 Recomendación del Análisis por Tramo

De los tramos evaluados, se recomienda lo siguiente:

- Ampliación tramo Cardones-Maitencillo en un circuito 220 kV para inicio de operaciones en enero de 2011.
- Línea de doble circuito en 220 kV, Pan de Azúcar – Nogales para inicio de operación en enero de 2013.
- Línea adicional Temuco – Valdivia en 220 kV para inicio de operaciones en enero de 2013.

4.4 EVALUACIÓN ZONA ITAHUE-ALTO JAHUEL 154/220 KV

La evaluación de las alternativas de la zona Itahue-Alto Jahuel se presenta en los siguientes cuadros, para los proyectos propuestos por Transelec y los desarrollados por el Consultor. Ella se ha hecho considerando solamente las inversiones, dado que ambas soluciones tienen consideradas obras que no limitan las transmisiones en los tramos considerados, y que las pérdidas de transmisión en ellos pueden ser asumidas como similares.

Los resultados señalan un costo total actualizado de 49 millones de US\$ para el proyecto desarrollado por el Consultor y de 64 millones de dólares para el proyecto propuesto por Transelec.

Proyectos presentados por los participantes (documento "Presupuestos y plazos de ejecución de obras")

Obra	Componentes	VI	Proyecto	Fecha	meses	Valor act.
S/E Tinguiririca	no se requiere ampliación	0	1.26a	Oct-09	3	-
S/E Punta de Cortés: 1 paño de línea PC - Alto Jahuel	Instalaciones comunes de patio	392	1,27	May-08	20	459
S/E sin barras de transferencia patio se prorratea en 1 entre 5	Paño de línea	831		May-08	20	974
S/E Punta de Cortés, seccionadora	Instalaciones comunes de patio 220 kV	0	2,8	Abr-10	4	-
2 paños línea Tuniche	Paños de línea (4)	1.662	2,8	Abr-10	4	1.610
2 paños línea Itahue pañes seccionador y acoplador	Paños de seccionamiento y transferencia	883	2,8	Abr-10	4	856
S/E Punta de Cortés patio 220 kV	Instalaciones comunes de patio 220 kV autotransformador y sus paños	898	2.14	May-09	8	957
1 transformador 220/154 kV	Instalaciones comunes de patio 154 kV	10.137		May-09	8	10.802
patio 154 kV	3 paños de línea 154kV	1.183		May-09	8	1.261
		1.235		May-09	8	1.316
S/E Punta de Cortés ampliación de barra principal pañes seccionador y acoplador	Instalaciones comunes de patio 220 kV	1.858	2.22	Jun-12	30	1.464
S/E Alto Jahuel 220kV: 1 paño de línea AJ - Punta de Cortés patio se prorratea en 1 entre 13	Instalaciones comunes de patio Paño de línea	253	1,28	May-08	20	297
		831		May-08	20	974
S/E Alto Jahuel 2 paños de línea a Punta de Cortés	Instalaciones comunes de patio 220 kV autotransformador y sus paños	0	2.16	May-09	8	-
		0		May-09	8	-
S/E Tinguiririca seccionadora	Instalaciones comunes de la subestación. Instalaciones comunes de patio 220 kV	671	2.13	Oct-08	15	756
	Paños de línea (4)	1.621		Oct-08	15	1.826
	Paños de seccionamiento y transferencia	3.324		Oct-08	15	3.745
		943		Oct-08	15	1.062
S/E Paine reemplazo transformador 154/66 por uno de 220/66	paño de transformador transformador	593	2.15	May-09	8	632
		1.095		May-09	8	1.167
S/E Teno reemplazo transformador 154/66 por uno de 220/66	paño de transformador transformador	535	2.21	Feb-10	2	527
		1.514		Feb-10	2	1.490
S/E San Fernando instalación trafo 220/154 ex Alto Jahuel	pañes de autotransformador traslado autotransformador	1.920	2.18	Oct-09	3	1.967
		1.231		Oct-09	3	1.260
Línea 1x220kV Tinguiririca - Alto Jahuel: operada en 154 kV entre Tinguiririca y Punta de Cortés y en 220 kV entre PC y AJ	Línea de transmisión aérea Servidumbre	15.813	1.26	Oct-09	3	16.194
		9.310		Oct-09	3	9.535
Línea Punta de Cortés - Tuniche 2x220 kV, 9.6 km	Línea de Transmisión servidumbre	2.062	2.10	May-09	8	2.198
		713		May-09	8	760
Línea Punta de Cortés - Tilcoco 1x154kV, 18.2 km	Línea de Transmisión servidumbre	0	2.11	May-09	8	-
		0		May-09	8	-
Línea Tinguiririca - San Fernando 2x220, 2 km app	Línea de Transmisión servidumbre	500	2.12	May-09	8	533
		86		May-09	8	91
Línea Punta de Cortés - Tinguiririca cambio de conductor y aislación	cambio de conductor y aislación	0	2.17	Oct-09	3	-
Línea Tinguiririca - Teno cambio de conductor y aislación	cambio de conductor y aislación	0	2.19	Feb-10	2	-
Línea Teno - Itahue cambio de conductor y aislación	cambio de conductor y aislación	0	2.20	Jun-10	6	-

falta se 220-154 kV en P de C

Total Inv. Actualizada al 1/1/2010	64.712
COMA Actualizado	
Total Actualizado al 1/1/2010	

Proyectos del Consultor

Obra	Componentes	VI	Proyecto	Fecha	meses	Valor act.
S/E Punta de Cortés, seccionadora 2 paños línea Tuniche 2 paños línea Itahue pañes seccionador y acoplador	Instalaciones comunes de patio 220 kV	1.959	2,8	Abr-10	4	1.897
	Paños de línea (4)	3.324	2,8	Abr-10	4	3.220
	Paños de seccionamiento y transferencia	883	2,8	Abr-10	4	856
Cambio configuración Tap off Tuniche conexión de cada cto Tuniche Rancagua a cada cto Alto Jahuel - Punta de Cortés	obras en punto de conexión	48	2,9	May-08	20	57
Línea Punta de Cortés - Tuniche 2x220 kV, 9.6 km	Línea de Transmisión	2.062	2.10	May-09	8	2.198
	servidumbre	713		May-09	8	760
Línea Punta de Cortés - Tilcoco 1x154kV, 18.2 km	Línea de Transmisión	3.910	2.11	May-09	8	4.167
	servidumbre	1.527		May-09	8	1.627
Línea Tinguiririca - San Fernando 2x220, 2 km app	Línea de Transmisión	500	2.12	May-09	8	533
	servidumbre	86		May-09	8	91
S/E Tinguiririca seccionadora	Instalaciones comunes de la subestación.	671	2.13	Oct-08	15	756
	Instalaciones comunes de patio 220 kV	1.621		Oct-08	15	1.826
	Paños de línea (4)	3.324		Oct-08	15	3.745
	Paños de seccionamiento y transferencia	943		Oct-08	15	1.062
S/E Punta de Cortés patio 220 kV 1 transformador 220/154 kV patio 154 kV	Instalaciones comunes de patio 220 kV	898	2.14	May-09	8	957
	autotransformador y sus paños	10.137		May-09	8	10.802
	Instalaciones comunes de patio 154 kV	1.183		May-09	8	1.261
	3 paños de línea 154kV	1.235		May-09	8	1.316
S/E Paine reemplazo transformador 154/66 por uno de 220/66	paño de transformador	593	2.15	May-09	8	632
	transformador	1.095		May-09	8	1.167
S/E Alto Jahuel 2 paños de línea a Punta de Cortés	Instalaciones comunes de patio 220 kV	470	2.16	May-09	8	501
	autotransformador y sus paños	1.662		May-09	8	1.771
Línea Punta de Cortés - Tinguiririca cambio de conductor y aislación	cambio de conductor y aislación	1.479	2.17	Oct-09	3	1.514
S/E San Fernando instalación trafo 220/154 ex Alto Jahuel	pañes de autotransformador	1.920	2.18	Oct-09	3	1.967
	traslado autotransformador	1.231		Oct-09	3	1.260
Línea Tinguiririca - Teno cambio de conductor y aislación	cambio de conductor y aislación	140	2.19	Feb-10	2	138
Línea Teno - Itahue cambio de conductor y aislación	cambio de conductor y aislación	140	2.20	Jun-10	6	133
S/E Teno reemplazo transformador 154/66 por uno de 220/66	paño de transformador	535	2.21	Feb-10	2	527
	transformador	1.514		Feb-10	2	1.490
S/E Punta de Cortés ampliación de barra principal pañes seccionador y acoplador	Instalaciones comunes de patio 220 kV	1.858	2.22	Jun-12	30	1.464

**Total Inv. Actualizada al 1/1/2010
COMA Actualizado**

Total Inv. Actualizada al 1/1/2010	49.694
COMA Actualizado	
Total Actualizado al 1/1/2010	

4.5 PROGRAMA DE REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE PODER EN EL SISTEMA TRONCAL

Aparte de las obras expansión de las instalaciones de transmisión, las inversiones que deben ejecutarse en el próximo cuatrienio deben incluir el reemplazo de los interruptores que exceden su capacidad de ruptura. Para tal efecto, el Consultor realizó un estudio de cortocircuitos tendiente a especificar la capacidad de ruptura que deben tener los interruptores de las subestaciones troncales, y a compararla con la capacidad de los interruptores actualmente instalados. Los resultados de este análisis se muestran en Anexo D.

CAPÍTULO 5. SENSIBILIDAD DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN AL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

En el cuadro siguiente se muestran las diferencias de energía anual entre la demanda alternativa y la demanda base (incrementadas en un 3% para tomar en cuenta las pérdidas en líneas no representadas en el modelo SDDP).

Año	Norte	Quillota	Centro	Sistema 154	Concepción- Charrúa	Sur	Suma GWh	Suma MW (1)
2007	139	131	-304	-88	588	-42	424	61
2008	185	211	-561	-182	578	-89	142	20
2009	1537	147	-848	-285	567	-141	977	139
2010	2777	209	-1246	-395	554	-198	1701	243
2011	2696	135	-839	-515	541	-261	1757	251
2012	2513	56	-255	-642	527	-327	1872	267
2013	2530	65	-176	-627	529	-323	1996	285
2014	2549	77	-106	-607	531	-316	2128	304
2015	2570	90	-35	-584	533	-306	2268	324

(1) Calculado con un factor de carga 80% (demanda minería)

Se aprecia que:

- La demanda alternativa es mayor que la demanda base, lo que requeriría instalar potencia adicional de unos 250 MW en 2011 y otros 100 MW en 2015.
- Esta mayor demanda se concentra en la zona norte del SIC.

Al realizar la simulación de la operación del SIC con la demanda alternativa y la expansión de la generación definida para la demanda base, se aprecia un incremento del costo marginal promedio del período 2011 a 2015 desde 62.8 US\$/MWh a 67.3 US\$/MWh en Quillota 220 kV.

Para que el parque generador esté adaptado a la demanda, como ocurre en el caso base, es necesario instalar potencia adicional en el sistema, anticipando la fecha de instalación de algunas unidades y ajustando el plan al final del período.

Puesto que el incremento de demanda se concentra principalmente en la zona norte y a que todos los escenarios de generación incorporan nuevas centrales térmicas en la zona norte del SIC, se ha considerado la siguiente modificación al plan de expansión del Escenario 1 de generación:

- Anticipo de la unidad Pan de Azúcar II de octubre-2012 a junio-2011
- Anticipo de la unidad Carbón V Región II de junio-2015 a octubre -2012
- Nueva unidad Carbón V Región III en junio-2015.

Las modificaciones a las ampliaciones del sistema de transmisión que se requieren, con respecto a las definidas para el Escenario 1 de generación, son las siguientes:

- Tercer circuito de 220 kV Cardones-Maitencillo se anticipa de enero-2011 a enero-2009
- La ampliación en 220 kV del tramo Pan de Azúcar-Los Vilos- Nogales propuesta para febrero-2013 no es necesaria.

Estos dos cambios quedan en evidencia al analizar las curvas de duración anual de los flujos por las líneas correspondientes, que se presentan a continuación.

El tramo Cardones – Maitencillo tiene actualmente una capacidad N-1 estricto de 274 MW. Esta se sobrepasa con una elevada probabilidad (70%) en el año 2009. Por razones de economía en el costo de operación, ese año se justifica poner en operación un tercer circuito (sólo conductor en torres existentes). Con esta ampliación las restricciones en los años posteriores tienen una probabilidad inferior a un 5%.

Cardones-Maitencillo (MW)

Cardo-Maite	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
5%	-115	-92	-197	-198	-323	-372	-389	-407	-426
10%	-165	-167	-251	-222	-332	-374	-399	-417	-428
15%	-168	-177	-264	-233	-345	-381	-401	-419	-438
20%	-178	-183	-268	-255	-351	-384	-403	-421	-440
25%	-179	-186	-271	-273	-362	-384	-406	-424	-444
30%	-182	-189	-276	-297	-370	-388	-408	-427	-445
35%	-184	-191	-282	-329	-374	-389	-408	-427	-446
40%	-185	-191	-285	-340	-375	-390	-409	-427	-447
45%	-186	-194	-289	-348	-382	-392	-412	-431	-452
50%	-187	-195	-292	-352	-386	-394	-418	-437	-454
55%	-190	-196	-295	-355	-389	-399	-419	-438	-458
60%	-191	-197	-299	-358	-391	-401	-421	-439	-460
65%	-193	-200	-302	-360	-398	-403	-424	-443	-463
70%	-194	-203	-305	-364	-404	-406	-425	-445	-465
75%	-196	-205	-306	-370	-407	-410	-429	-449	-468
80%	-196	-207	-308	-373	-415	-417	-436	-456	-475
85%	-206	-208	-311	-377	-421	-422	-442	-462	-482
90%	-208	-215	-317	-381	-423	-425	-444	-466	-487
95%	-228	-220	-339	-383	-428	-429	-449	-469	-490
100%	-274	-274	-352	-391	-512	-510	-526	-546	-562

La adición de este tercer circuito dejaría a este tramo con una capacidad n -1 estricta de 394 MVA (2x197), la que nuevamente se ve sobrepasada con probabilidades crecientes a partir de 2011. Sin embargo, tomado como

referencia las transmisiones que se exceden en 5% de los casos, los flujos en condiciones de emergencia con un circuito fuera de servicio se superarían en 34 MW en 2011, 55 MW en 2013 y 96 MW en 2015, valores que podrían controlarse por medio de desconexión controlada de carga.

Lo anterior considera que la limitación está impuesta por la línea de 220 kV de Transelec, que de acuerdo con las tablas informadas sobre capacidad de corriente de las líneas en función de la temperatura ambiente, permite 0.52 kAmp a 25°C con sol (197 MVA). Por su parte, para la línea de CNTC, de igual conductor que la anterior, se informa una capacidad de 0.76 kAmp (290 MVA) para la misma temperatura ambiente. Si en definitiva la línea de Transelec pudiera modificarse para llevarla a una capacidad cercana a la de la línea de CNTC, no sería necesario disponer de un esquema de desconexión programada de carga como el mencionado.

En el caso del tramo Maitencillo-Pan de Azúcar, que tiene una capacidad N-1 estricto de 197 MW, la probabilidad de ocurrencia de transmisiones mayores a su capacidad es menor a 10% hasta 2013 y menor a 20% en 2014 y 2015 por lo cual no se justifican ampliaciones.

Maitencillo-Pan de Azúcar (MW)

Maite-PAzu	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
5%	126	158	79	206	126	41	20	-3	-26
10%	72	61	26	121	110	37	11	-12	-33
15%	63	52	4	109	97	32	9	-14	-37
20%	59	50	-5	97	86	30	6	-15	-39
25%	55	48	-12	89	72	27	0	-23	-45
30%	52	43	-18	84	56	22	-2	-25	-48
35%	51	41	-22	78	45	21	-3	-25	-50
40%	47	40	-27	76	41	19	-4	-27	-51
45%	45	36	-29	74	37	18	-9	-30	-54
50%	43	33	-32	68	32	17	-11	-33	-57
55%	43	31	-37	64	23	12	-16	-39	-60
60%	40	30	-41	59	19	7	-17	-41	-66
65%	36	27	-50	53	14	5	-21	-45	-67
70%	31	21	-53	51	6	2	-23	-49	-72
75%	23	18	-56	46	-99	-99	-113	-155	-171
80%	-10	2	-63	43	-151	-153	-177	-202	-229
85%	-88	-67	-67	38	-155	-158	-183	-210	-239
90%	-103	-82	-73	32	-166	-169	-195	-222	-250
95%	-119	-116	-75	28	-202	-206	-236	-260	-272
100%	-152	-135	-82	-25	-215	-219	-245	-272	-300

Por su parte, el tramo Pan de Azúcar – Los Vilos – Quillota (Nogales) tiene una capacidad de 287 MW para transmisiones hacia el norte, los cuales no son

superados en el horizonte de análisis, por lo que no se justifica la ampliación prevista en el escenario de demanda base.

Pan de Azúcar – Los Vilos (MW)

PAzu-Vilos	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
5%	-4	5	-121	-110	222	219	189	159	127
10%	-48	-72	-200	-232	198	215	184	153	121
15%	-54	-80	-248	-245	192	210	178	146	114
20%	-58	-84	-249	-247	180	205	160	128	98
25%	-64	-88	-250	-249	81	187	155	121	87
30%	-68	-95	-252	-250	39	183	150	116	80
35%	-74	-102	-252	-251	-10	178	142	110	75
40%	-80	-109	-252	-252	-22	170	135	101	65
45%	-85	-113	-253	-253	-27	163	125	92	55
50%	-90	-118	-253	-254	-62	150	110	74	36
55%	-97	-122	-254	-254	-91	141	75	39	2
60%	-101	-128	-254	-255	-146	38	4	-31	-68
65%	-110	-132	-255	-255	-247	-9	-40	-76	-84
70%	-118	-142	-256	-256	-250	-27	-62	-96	-134
75%	-130	-151	-256	-256	-252	-34	-68	-104	-141
80%	-152	-182	-257	-257	-253	-38	-75	-116	-163
85%	-231	-251	-258	-257	-256	-66	-105	-143	-184
90%	-254	-254	-258	-258	-256	-98	-137	-177	-213
95%	-255	-259	-259	-260	-258	-113	-154	-196	-231
100%	-261	-261	-259	-261	-260	-175	-256	-216	-236

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ALTERNATIVOS

Los Escenarios alternativos de expansión de la generación en el SIC difieren en la ubicación de las nuevas centrales generadoras que se instalan en el SIC en fechas posteriores a Octubre de 2012. Hasta esta fecha, el Plan de Expansión recomendado para el Sistema de Transmisión Troncal no se ve alterado y solamente podría haber modificaciones en los años posteriores.

ESCENARIO 2.

En el Escenario 2 de expansión de la generación, la segunda Central Térmica de 250 MW de la V Región se adelanta desde Junio 2015 a Junio 2013, en tanto que la Central Térmica de 250 MW de Puerto Montt se posterga desde Junio 2013 a Junio 2015.

Respecto del Escenario 1, esta modificación tiene el efecto de incrementar las transmisiones de Nogales hacia Polpaico, mantiene el sentido norte → sur de las transmisiones Valdivia – Puerto Montt y reduce las transmisiones hacia el norte de Valdivia. Estos cambios no modifican el plan de expansión del Escenario 1.

ESCENARIO 3.

En el Escenario 3, la Central Térmica de 250 MW de Puerto Montt se adelanta desde Junio 2013 a Octubre 2012, reemplazando en esa fecha a la segunda unidad térmica de 250 MW de la IV Región, que se posterga desde Octubre 2012 a Junio 2013.

Respecto del plan base de expansión de la transmisión troncal del Escenario 1, la postergación de la segunda unidad térmica de la IV Región permite postergar la fecha de puesta en servicio del tercer circuito de 220 kV Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales, desde Enero 2013 a Junio 2013. Por su parte, el adelanto de la Central Térmica de 250 MW de Puerto Montt invierte las transmisiones Valdivia – Puerto Montt y al coincidir su nueva fecha con la del proyecto Neltume, incrementa apreciablemente las transmisiones Valdivia – Temuco – Charrúa. Como consecuencia de estas mayores transmisiones se refuerza la necesidad del tercer circuito de 220 kV Cautin-Valdivia en 2013, y se adelanta a la misma fecha la subestación seccionadora en Barro Blanco.

ESCENARIO 4.

En este Escenario, la segunda Central Térmica de 250 MW de la V Región se adelanta desde Junio 2015 a Octubre 2012, reemplazando en esa fecha a la segunda unidad térmica de 250 MW de la IV Región, que se posterga desde Octubre 2012 a Junio 2015.

Respecto del plan base de expansión de la transmisión troncal del Escenario 1, la postergación de la segunda unidad térmica de la IV Región permite postergar la fecha de puesta en servicio del tercer circuito de 220 kV Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales, desde Enero 2013 a Junio 2015. Por su parte, el adelanto de la segunda Central Térmica de 250 MW de la V Región prácticamente mantiene los flujos entre Nogales hacia Polpaico, ya que sus aportes en Nogales resultan similares a los que hay con la segunda unidad de Pan de Azúcar.

CAPÍTULO 7. OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2007 – 2010.

Como resultado de los análisis realizados hasta la fecha de este Informe 4, se ha considerado incluir como obras preliminarmente propuestas para ser iniciadas en el cuatrienio 2007-2010 a las que se derivan de las evaluaciones técnica y económica. Estas son totalmente concluyentes en aquellos proyectos asociados a las evaluaciones realizadas tramo por tramo, así como a los proyectos de la transformación del sistema de 154 kV entre Itahue y Alto Jahuel. En relación con los proyectos recomendados en la zona central entre Nogales y Punta de Cortés, la recomendación basada en la alternativa de 500 kV tiene el carácter de preliminar, pues ella depende de análisis técnicos que permitan dilucidar la conveniencia de ejecutar dicha alternativa por etapas, o bien iniciar un desarrollo tendiente a reforzar directamente en 220 kV las transmisiones en esta zona. El cuadro siguiente muestra el plan de desarrollo preliminarmente recomendado. Se hace notar que algunas de las obras señaladas no corresponden a instalaciones troncales, pues corresponden a una normalización del suministro a sistemas de subtransmisión alimentadas desde el sistema de 154 kV Itahue-Alto Jahuel, el cual se transforma a 220 kV. El cuadro no muestra aquellas obras a ejecutar en diversas subestaciones troncales con motivo de la conexión a ellas de las obras adicionales para conectar las centrales generadoras consideradas en los escenarios de generación en que se basó el presente estudio.

PLAN DE DESARROLLO PRELIMINAR DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL PARA LA ALTERNATIVA DE 500 KV		
En servicio	Obra de transmission	Decisión de iniciar obra
May-08	Subestación seccionadora Punta de Cortés 220 kV, energizada en 154 Kv	Inmediata
May-08	Modificación arranque Tuniche para conectar cada circuito Tuniche – Rancagua a cada circuito Alto Jahuel – Punta de Cortés. Se forma línea de tres terminales Alto Jahuel – Rancagua – Tuniche.	Inmediata
May-09	Subestación 300 MVA, 220/154 kV Punta de Cortés completar barra de 220 kV	Inmediata
May-09	Línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche, donde empalman con líneas Alto Jahuel – Tuniche (ya transformada a 220 kV)	Inmediata
May-09	S/E Alto Jahuel, conexión a barra de 220 kV de la línea Alto Jahuel - Paine – Punta de Cortés	Inmediata
May-09	Reemplazo transformador 154/66 kV por 220/66 kV en Subestación Paine	CGE
May-09	Alimentación a Rancagua desde Punta de Cortés 154 kV, utilizando línea 2x154 kV Punta de Cortés - Tuniche – Rancagua existente.	Inmediata

May-09	Línea 1x154 kV Punta de Cortés – Tilcoco donde empalma con arranque Tilcoco – Rengo.	Inmediata
Jul-09	Subestación Lo Aguirre 500/220 kV, 850 MVA, seccionando líneas Ancoa – Polpaico 1x500 kV y Rapel – Cerro Navia 2x220 kV, traslado reactor desde Polpaico	Inmediata
Jul-09	Línea Jahuel - Chena 220 kV, tramo El Rodeo - Chena, tendido del segundo circuito	Inmediata
Oct-09	Reemplazo transformadores de San Fernando 154/66 kV por 220/66 kV	CGE
Feb-10	Reemplazo transformadores S/E Teno 154/66 kV por 220/66 kV	CGE
Abr-10	Subestación Nogales 2x750 MVA, 500/220 kV y Línea 2x500 kV Nogales - Polpaico	Inmediata
Ene-11	Tercer circuito de 220 kV Maitencillo – Cardones.	Enero 2008
Ene-13	Ampliación S/E Polpaico 500/220 kV, 2x750 MVA 2o tr	Enero 2010
Feb-13	Tercer circuito de 220 kV en estructura de doble circuito Los Vilos – Pan de Azúcar.	Junio 2009
Feb-13	Tercer circuito de 220 kV en estructura de doble circuito Los Vilos - Nogales.	Junio 2009
Jun-13	Tercer circuito de 220 kV Valdivia – Cautín	Febrero 2010

CAPÍTULO 8. CLASIFICACIÓN DE LAS NUEVAS OBRAS

La siguiente Tabla presenta la clasificación de las nuevas obras como obra nueva o ampliación de obras existentes.

CLASIFICACIÓN DE LAS OBRAS DEL PLAN DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL			
Año en servicio	Obra de transmisión	Clasificación	Propietario
May-08	Subestación seccionadora Punta de Cortés 220 kV, energizada en 154 Kv	Ampliación de obra existente	Transec
May-08	Modificación arranque Tuniche para conectar cada circuito Tuniche – Rancagua a cada circuito Alto Jahuel – Punta de Cortés. Se forma línea de tres terminales Alto Jahuel – Rancagua – Tuniche.	Ampliación de obra existente	Transec
May-09	Subestación 300 MVA, 220/154 kV Punta de Cortéscompletar barra de 220 kV	Ampliación de obra existente	Transec
May-09	Línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche, donde empalman con líneas Alto Jahuel – Tuniche (ya transformada a 220 kV)	Ampliación de obra existente	Transec
May-09	S/E Alto Jahuel, conexión a barra de 220 kV de la línea Alto Jahuel - Paine – Punta de Cortés	Ampliación de obra existente	Transec
May-09	Reemplazo transformador 154/66 kV por 220/66 kV en Subestación Paine		
May-09	Línea 1x154 kV Punta de Cortés – Tilcoco donde empalma con arranque Tilcoco – Rengo.	Ampliación de obra existente	Transec
Jul-09	Subestación Lo Aguirre 500/220 kV, 850 MVA, seccionando líneas Ancoa – Polpaico 1x500 kV y Rapel – Cerro Navia 2x220 kV, traslado reactor desde Polpaico	Obra nueva	Licitación por canon
Jul-09	Línea Jahuel - Chena 220 kV, tramo El Rodeo - Chena, tendido del segundo circuito	Ampliación de obra existente	Transec
Oct-09	Reemplazo transformadores de San Fernando 154/66 kV por 220/66 kV		CGE Transmisión
Feb-10	Reemplazo transformadores S/E Teno 154/66 kV por 220/66 kV		CGE Transmisión
Abr-10	Subestación Nogales 2x750 MVA, 500/220 kV y Línea 2x500 kV Nogales - Polpaico	Obra nueva	Licitación por canon
Ene-11	Tercer circuito de 220 kV Maitencillo – Cardones.	Ampliación de obra existente	CTNC
Ene-13	Ampliación S/E Polpaico 500/220 kV, 2x750 MVA 2o tr	Ampliación de obra existente	Transec
Feb-13	Tercer circuito de 220 kV en estructura de doble circuito Los Vilos – Pan de Azúcar.	Obra nueva	Licitación por canon
Feb-13	Tercer circuito de 220 kV en estructura de doble circuito Los Vilos - Nogales.	Obra nueva	Licitación por canon
Jun-13	Tercer circuito de 220 kV Valdivia – Cautín	Obra nueva	Licitación por canon

En relación con los paños de línea de aquellas líneas recomendadas a ser ejecutadas como ampliación de obras existentes, ellos se recomienda sean ejecutados también como ampliación de obra existente. En cuanto a los paños de aquellas líneas clasificadas como obra nueva, se recomienda su clasificación también como obra nueva a ser licitada por canon, aún cuando estos paños se ubiquen en subestaciones troncales existentes, considerando la obligación que tienen los transmisores troncales de conectar las expansiones del sistema troncal.

ANEXOS

ANEXO A

ESTUDIOS PARA DETERMINACIÓN DE CAPACIDADES DE TRANSMISIÓN POR TRAMO

ESTUDIOS PARA DETERMINACIÓN DE CAPACIDADES DE TRANSMISIÓN POR TRAMO

INTRODUCCIÓN

En este Anexo se presenta el análisis y descripción de los estudios de flujos de potencia y estabilidad transitoria que se realizaron para verificar la factibilidad técnica del plan "500 kV", cuyas etapas se indican en la siguiente tabla.

En la parte final se incluyen también los análisis preliminares de la factibilidad técnica del plan de desarrollo en 220 kV.

PLAN DE DESARROLLO "500 kV" DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SIC

Central	Fecha	Obra de transmisión	Gestor
	Dec-05	* Interruptores 154 kV en línea Punta de Cortés-Tilcoco, extremo Punta de Cortés	En Constr
	Apr-06	* Transformadores 220/110 kV en Maitencillo (2o tr) y Pan de Azúcar (3er tr)	En Constr
	Oct-06	* Subestación Cautín (Temuco)	En Constr
	Oct-06	* Seccionadora Valdivia	En Constr
	Jul-07	* CER +70 - 40 MVA Puerto Montt	En Constr
Hornitos	Oct-07		
	Oct-07	* Cambio de conductor Itahue – San Fernando	En Constr
Palmucho (CC diesel SIsidro)	Dec-07		
	Mar-08		
	May-08	* Subestación seccionadora Punta de Cortés 220 kV, energizada en 154 kV	Consultor
	May-08	* Modificación arranque Tuniche para conectar cada circuito Tuniche – Rancagua a cada circuito Alto Jahuel – Punta de Cortés. Se forma línea de tres terminales Alto Jahuel – Rancagua – Tuniche.	Consultor
	May-08	* Ampliación y modificación barra de 220 kV Subestación Charrúa	En Constr
CC GNL SanIsidro	Jun-08		
	Jun-08	* Transformador 500/220 kV, 750 MVA en Polpaico y Energización en 500 kV tramo doble circuito El Rodeo - Polpaico	En Constr
	Jul-08	* Línea Charrúa - Cautín 2x220 kV	En Constr
La Higuera Eolica Concl	Oct-08		
	Oct-08		
	Oct-08	* Subestación Tinguiririca 220 kV, operada en 154 kV	Consultor
	Oct-08	* Alimentador 220 kV, 2 km aprox, simple circuito Tinguiririca-San Fernando, operado en 154 kV.	Consultor
	Oct-08	* Línea El Rodeo - Chena 2x220 kV, tendido del primer circuito (Greeley) y empalme con línea Alto Jahuel - El Rodeo existente.	En Constr
	Oct-08	* Línea Punta de Cortés - Tuniche pasa a operarse abierta	

		en Punta de Cortes	
	Feb-09	* Línea Cerro Navia - Chena 220 kV pasa a operarse cerrada en CNavia	Consultor
	Feb-09	* 2o transformador El Salto 220/110 (Chilectra)	Chilectra
	May-09	* Subestación 300 MVA, 220/154 kV Punta de Cortés	Consultor
	May-09	* Línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche, donde empalman con líneas Alto Jahuel – Tuniche (ya transformada a 220 kV)	Consultor
	May-09	* S/E Alto Jahuel, conexión a barra de 220 kV de la línea Alto Jahuel - Paine - Punta de Cortés	Consultor
	May-09	* Reemplazo transformador 154/66 kV por 220/66 kV en Subestación Paine	Consultor
	May-09	* Alimentación a Rancagua desde Punta de Cortés 154 kV, utilizando línea 2x154 kV Punta de Cortés - Tuniche – Rancagua existente.	Consultor
	May-09	* Línea 1x154 kV Punta de Cortés – Tilcoco donde empalma con arranque Tilcoco – Rengo.	Consultor
	May-09	* Línea Tinguiririca - Punta de Cortés queda fuera de servicio para transformación a 220 kV (cond y aisl)	Consultor
	Jul-09	* Subestación Lo Aguirre 500/220 kV, 850 MVA, seccionando líneas Ancoa – Polpaico 1x500 kV y Rapel – Cerro Navia 2x220 kV, traslado reactor desde Polpaico	Consultor
	Jul-09	* Línea Jahuel - Chena 220 kV, tramo El Rodeo - Chena, tendido del segundo circuito	Consultor
	Jul-09	* Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV fuera de servicio para reforzarla a 2x1099 MVA	Consultor
Confluencia+Guac3 Eolica Conc2	Oct-09		
	Oct-09		
	Oct-09	* Se restituye al servicio Línea Tinguiririca - Punta de Cortés operando en 220 kV	Consultor
	Oct-09	* Líneas Tinguiririca - La Higuera – Confluencia y alimentación a San Fernando operando en 220 kV.	Consultor
	Oct-09	* Reemplazo transformadores de San Fernando 154/66 kV por 220/66 kV	Consultor
	Oct-09	* Línea Tinguirica - Teno fuera de servicio para transformación a 220 kV (sólo aisl)	Consultor
	Nov-09	* Se restituye al servicio Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV reforzada	Consultor
	Nov-09	* Línea Polpaico - Navia 220 kV pasa a operarse abierta en CNavia	Consultor
	Feb-10	* Se restituye al servicio Línea Tinguirica - Teno 220 kV operando en 220 kV	Consultor
	Feb-10	* Reemplazo transformadores S/E Teno 154/66 kV por 220/66 kV	Consultor
	Feb-10	* Línea Itahue - Teno fuera de servicio para transformación a 220 kV	Consultor
Ventanas 3	Apr-10		
	Apr-10	* Subestación Nogales 3x750 MVA, 500/220 kV y Línea 2x500 kV Nogales - Polpaico	Consultor
	Apr-10	* Línea Nogales - Quillota 220 kV pasa a operarse abierta	Consultor
Tgnl Polp 1 CC1 Quintero	May-10		
	Jun-10		
	Jun-10	* Se restituye al servicio Línea Itahue – Teno operando en	Consultor

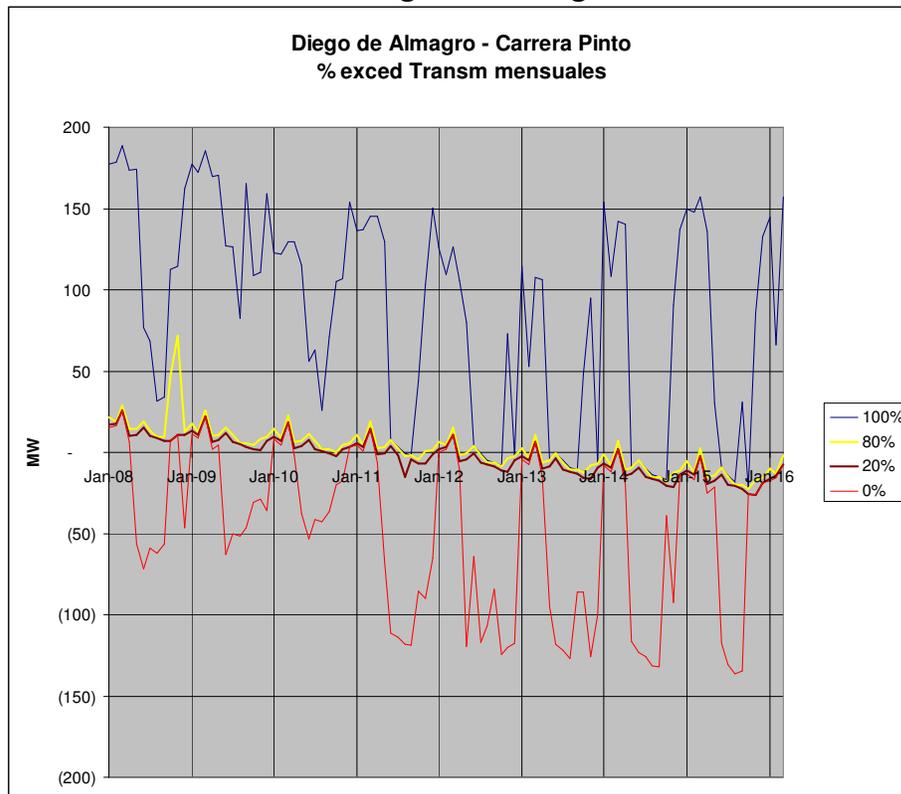
		220 kV	
TV Coronel 1 Tgnl Quintero 1	Jun-10	* Cierre de anillo 500/220 kV	Consultor
	Oct-10		
	Jan-11		
	Jan-11	* Tercer circuito de 220 kV Maitencillo – Cardones (tendido del conductor en estructura de doble circuito existente).	Consultor
Calabozo 1 Geotérmica Chillan1	Apr-11		
	Apr-11		
TVPAz 1 CC2 Quintero	Jun-11		
	Oct-11		
CC1 VI reg	Jan-12	2o transformador S/E Chena 400 MVA	Chilectra
	Jun-12		
Neltume + TVPAz 2	Jun-12	* Ampliación Subestación Punta de Cortés 220 kV por líneas desde CC1 VI Región.	Consultor
	Oct-12		
	Oct-12	* Ampliación Subestación Valdivia por líneas Central Neltume.	Consultor
	Jan-13	3er transformador El Salto 400 MVA y 3er cto Polpaico El Salto	Chilectra
	Jan-13	* Ampliación S/E Polpaico 500/220 kV, 2x750 MVA 2o tr	Consultor
	Feb-13	* Tercer circuito de 220 kV Los Vilos – Pan de Azúcar	Consultor
Calabozo 2 Geotérmica Chillan2 TVPtoMontt	Feb-13	* Tercer circuito de 220 kV Los Vilos - Nogales	Consultor
	Feb-13	* Compensación serie línea Pan de Azúcar-Los Vilos (60%)	Consultor
	Apr-13		
	Apr-13		
	Jun-13		
	Jun-13	* Tercer circuito de 220 kV Valdivia – Temuco	Consultor
	Jun-13	* Seccionadora Barro Blanco	Consultor
	Jun-13	Compensación serie línea Charrúa - Temuco	Consultor
	Jul-13	* Subestación El Rodeo 220 kV, seccionando líneas Alto Jahuel - El Rodeo – Chena 2x220 kV 220 kV	Consultor
	Jul-13	* queda fuera de servicio circuito Greeley El Rodeo - Chena para cambio de conductor	Consultor
CC2 VI reg	Jan-14		
	Jan-14	* Ampliación Subestación Punta de Cortés 220 kV por líneas desde CC2 VI Región.	Consultor
	Jan-14	* Subestación seccionadora El Rodeo 500 kV, seccionando líneas Alto Jahuel – Polpaico 1x500 kV, Ancoa – Lo Aguirre 1x500 kV (adelantada por estabilidad transitoria)	Consultor
	Jan-14	* Línea Punta de Cortés - El Rodeo 500 kV, energizada en 220 kV	Consultor
	Jan-14	* Se restituye el servicio el primer circuito El Rodeo Chena con conductor cambiado	Consultor
TVCoronel 2	Jun-14		
Calabozo 3 Geotérmica Chillan3	Apr-15		
	Apr-15		
TVLVerde	Jun-15		

CC3 VI reg	Oct-15		
	Oct-15	* Ampliación Subestación Punta de Cortés 220 kV por conexión desde CC3 VI Región.	Consultor
	Oct-15	* S/E Punta de Cortes 500/220 kV, 2x750 MVA, seccionando circuito Ancoa - Lo Aguirre	Consultor
	Oct-15	* Línea Punta de Cortés - El Rodeo 500 kV, energizada en 500 kV	Consultor
	Oct-15	* Ampliación Subestación El Rodeo, transformador 500/220 kV, 850 MVA	Consultor

ESTUDIOS PLAN DE DESARROLLO 500 kV

A Zona Norte

A.1.a Tramo Diego de Almagro-Carrera Pinto

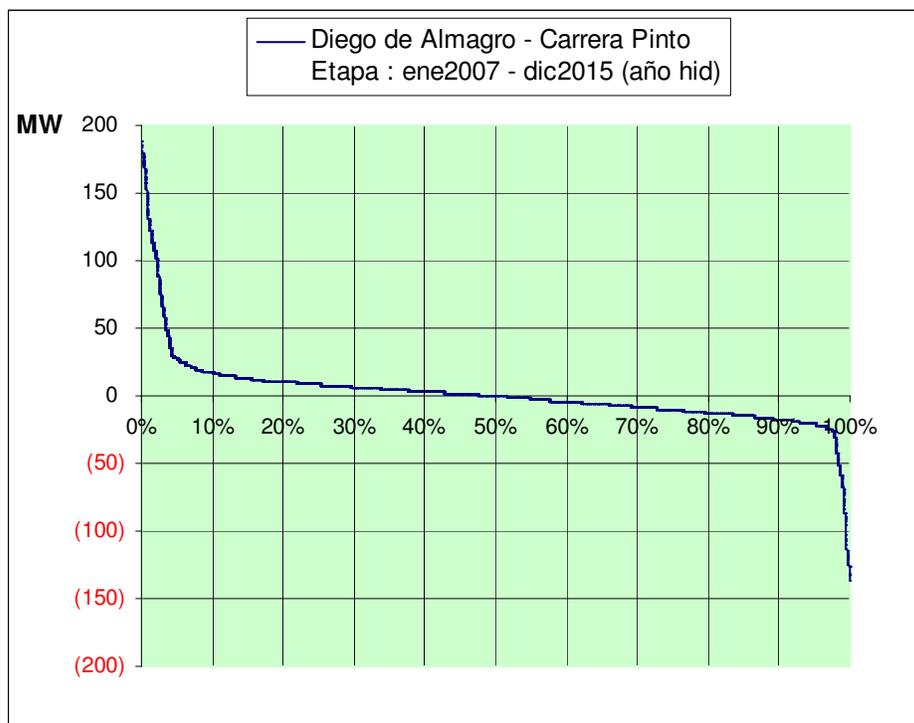


Comentario:

Se aprecian niveles de transmisión normalmente muy bajos, en los cuales la demanda de S/E Diego de Almagro resulta abastecida por una unidad despachada en Central Taltal. Las transmisiones significativas hacia el Norte se producen en condiciones de muy alta hidráulicidad, en que la Central Taltal no es despachada; en tanto que las transmisiones significativas hacia el Sur ocurren en años secos cuando resultan despachadas ambas unidades de Taltal y, eventualmente, las unidades TG de Diego de Almagro.

A.1.a.1 Etapa: hasta fin del horizonte

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2008 - Enero 2016.



Límite por conductor (criterio N conv.) : 197 MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 137 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : DAC directo

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte) : 197 MW

Comentario : Actualmente, existe sólo un circuito. La falla 2ft permanente del circuito crea un subsistema aislado que debe mantenerse en servicio con las unidades locales (Central Taltal o TG) que se encuentren operando. La respuesta de un esquema de baja frecuencia no se considera suficiente para lograr ello, por lo cual se debería aplicar un esquema de DAC directo que desconecte una carga equivalente a la transmisión previa.

El estudio realizado en condiciones de operación normal (sin falla) con máximas transmisiones hacia el Norte, con las unidades de Taltal fuera de servicio, demuestra que se alcanzan condiciones aceptables de tensión en Diego de Almagro, si se mantienen las líneas Diego de Almagro – Paposo energizadas en vacío aportando 25.8 MVar c/u. En el evento que no se disponga de estas líneas sería necesario bajar la transmisión despachando turbinas en Diego de Almagro, lo que sería más económico que instalar un CER.

Estudios realizados :

- Caso 82-01d/1509B1S34 CER Dda Sin Taltal, flujos de potencia
 - sin Taltal, con 3 ctos Maitencillo-Cardones, transmisión Cardones>Carrera Pinto: 186.7 MW, Carrera Pinto>Diego de Almagro: 144.4 MW, tensión Diego de Almagro 218.5 kV (99.3%), sin CER; aceptable.

Máximo flujo hacia el Sur : 189 (con falla)/ 179 sin falla MW

Acción ante falla permanente de un circuito : reducción automática de generación local.

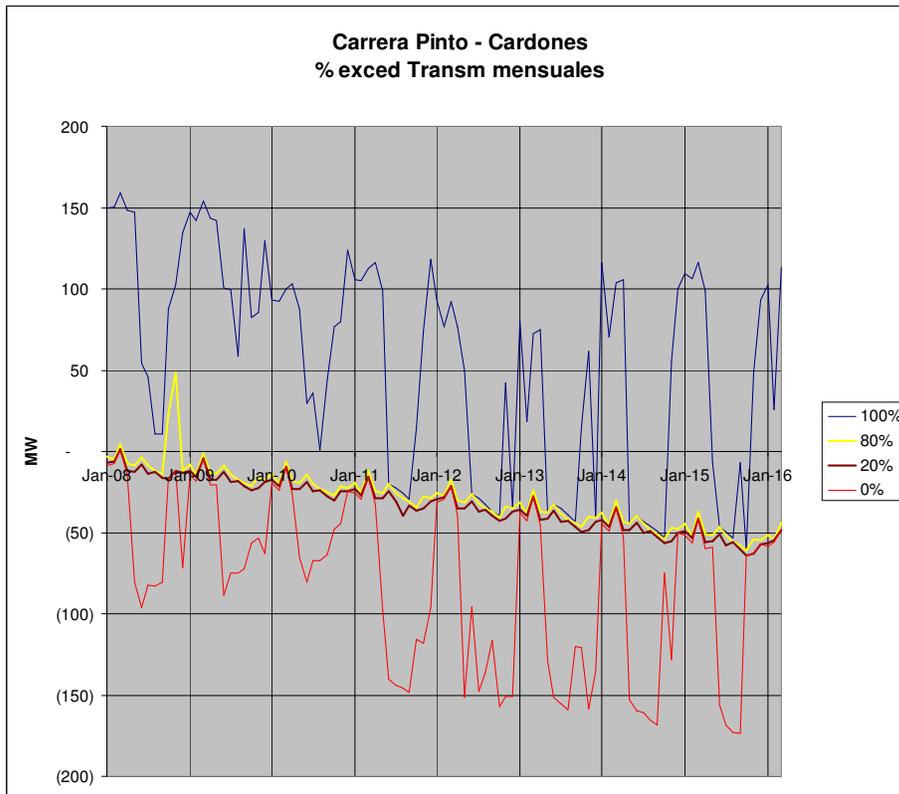
Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 197 MW

Comentario : La reducción de generación de las unidades de Taltal por acción de su regulador de velocidad ante el incremento de la frecuencia permite mantener abastecido en isla el consumo local de Diego de Almagro. Se estima que ello se puede lograr sin necesidad de aplicar un DAG.

Estudios realizados :

- Caso 81-01e/0904B4S36 CER Dda :
 - transmisión Diego de Almagro>Carrera Pinto 155.2 MW, con 2 unidades de Taltal en servicio, con 2 ctos Maitencillo-Cardones.
 - falla 3f en Diego de Almagro – Carrera Pinto (50% de la línea), 80 ms, sin DAG y con DAG; se presentan resultados con el modelo de las unidades de Taltal proporcionado por el CDEC y con un modelo modificado para optimizar la respuesta dinámica.

A.1.b Tramo Carrera Pinto-Cardones

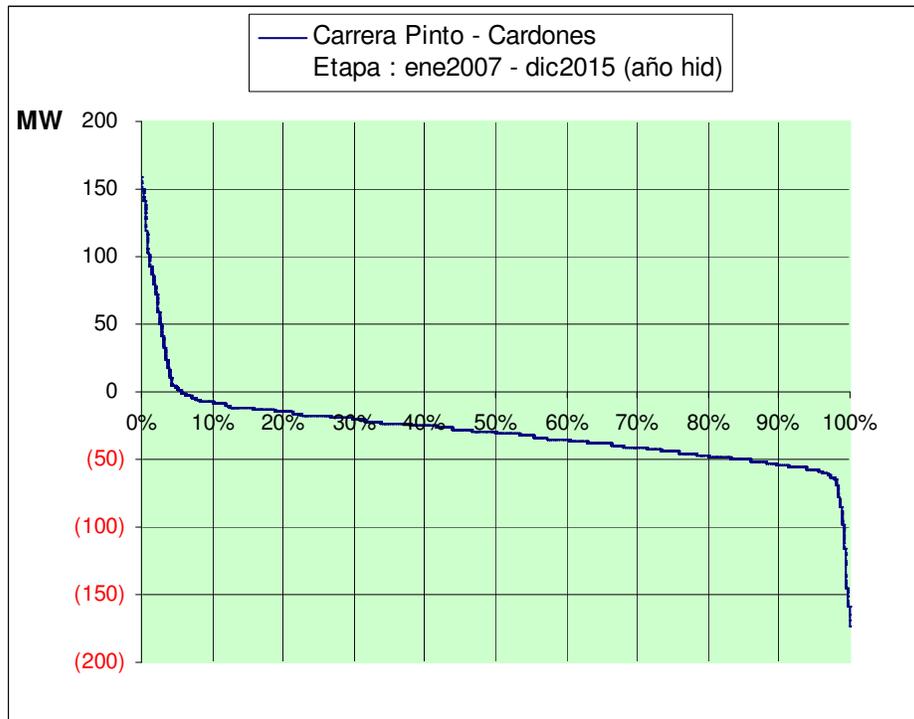


Comentario:

Al igual que en el tramo anterior, la demanda de las SS/EE Diego de Almagro y Carrera Pinto resulta abastecida en gran medida por una unidad despachada en Central Taltal, con un deficit que debe ser transmitido desde el Sur, el que alcanza los 50 MW hacia el fin del horizonte. Las transmisiones máximas hacia el Sur o hacia el Norte se producen en condiciones más bien extremas de hidraulicidad, cuando se tienen ambas o ninguna de las unidades de Taltal despachadas.

A.1.b.1 Etapa: hasta fin del horizonte

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2008 - Enero 2016.



Límite por conductor (criterio N conv.) : 197 MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 173 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : DAC directo.

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 197 MVA

Comentario : En este tramo existe sólo un circuito. La falla 2ft permanente del circuito crea un subsistema aislado que debe mantenerse en servicio con las unidades locales (Central Taltal o TG) que se encuentren operando, para lo cual se debería aplicar un esquema de DAC directo que desconecte una carga equivalente a la transmisión previa, distribuida entre las SS/EE Diego de Almagro y Carrera Pinto.

Estudios realizados :

- ver estudio 82-01d/1509B1S34 CER Dda Sin Taltal

Máximo flujo hacia el Sur : 159 (c/falla) / 150 sin falla MW

Acción ante falla permanente de un circuito : reducción automática de generación local.

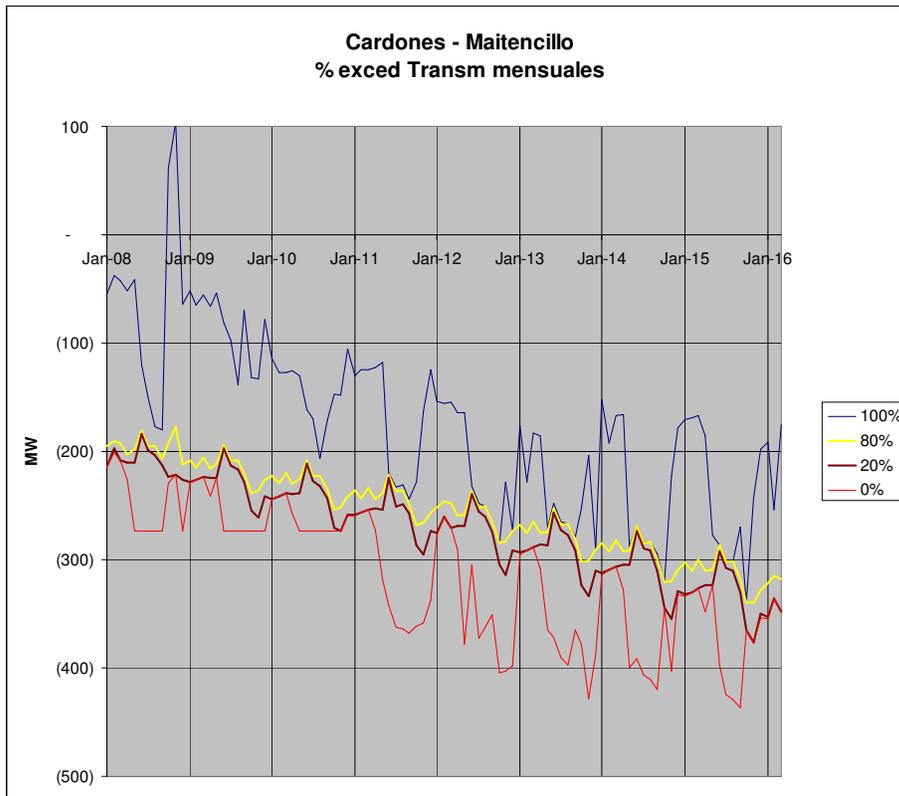
Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 197 MW

Comentario : reducción de generación de las unidades de Taltal por acción de su regulador de velocidad ante incremento de la frecuencia.

Estudios realizados :

- Caso 81-01e/0904B4S36 CER Dda :
 - transmisión Carrera Pinto>Cardones 128.0 MW, con 2 unidades de Taltal en servicio, con 2 ctos Maitencillo-Cardones
 - falla 3f en Carrera Pinto – Cardones (50% de la línea), 80 ms, sin DAG; se presentan resultados con el modelo modificado de las unidades de Taltal.

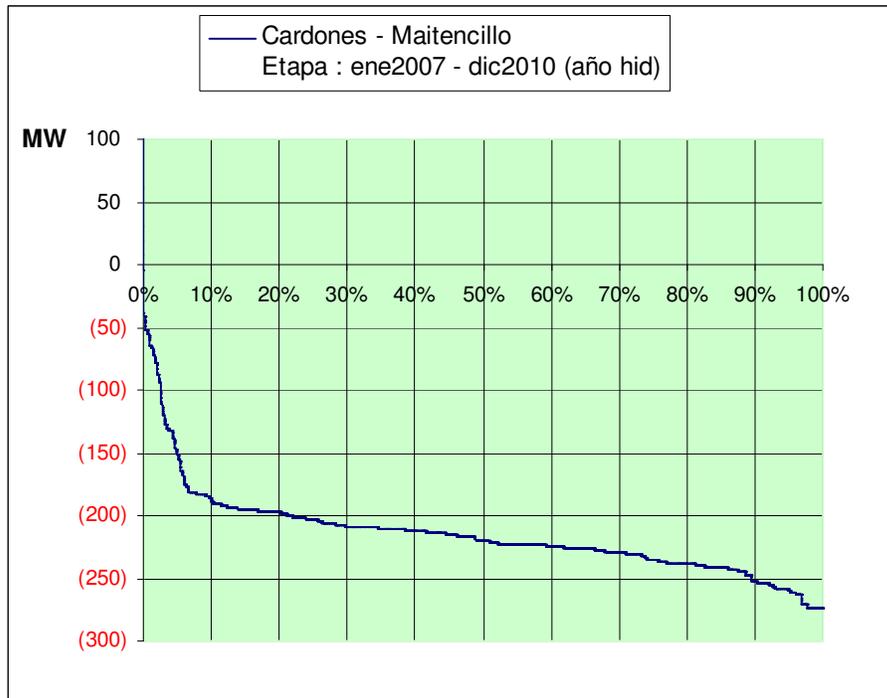
A.1.c Tramo Cardones-Maitencillo



Comentario: La evaluación económica determinó la conveniencia de tender el tercer circuito en estructura existente (CTNC) en Enero 2011.

A.1.c.1 Etapa: con 2 circuitos actuales.

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2008 - Enero 2011



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 197 = 394$ MVA, impuesto por circuito 1 (Transec)

Máximo flujo hacia el Norte : 274 MW limitado

Acción ante falla permanente de un circuito : DAC directo / max. sobrecarga del circuito sano = $274 - 197 = 77$ MW (39 %)

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 274 MW (límite CDEC vigente)

Comentario : se aplicó el límite vigente, pero se estima necesario implementar un esquema DAC debido al monto de la sobrecarga sobre el circuito que permanece en servicio.

Estudios realizados :

- Caso 82-01/1003B4S42 CER Dda :
 - transmisión Maitencillo>Cardones 273.5 MW, con 1 unidad de Taltal en servicio (30 MW).

- falla 3f en Maitencillo - Cardones (50% de la línea), 80 ms, con DAC 40 MW (500 ms) + 40 MW (3.0 s); oscilaciones con amortiguación aceptable.

Máximo flujo hacia el Sur : 104 (c/falla) / sin falla no hay MW

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

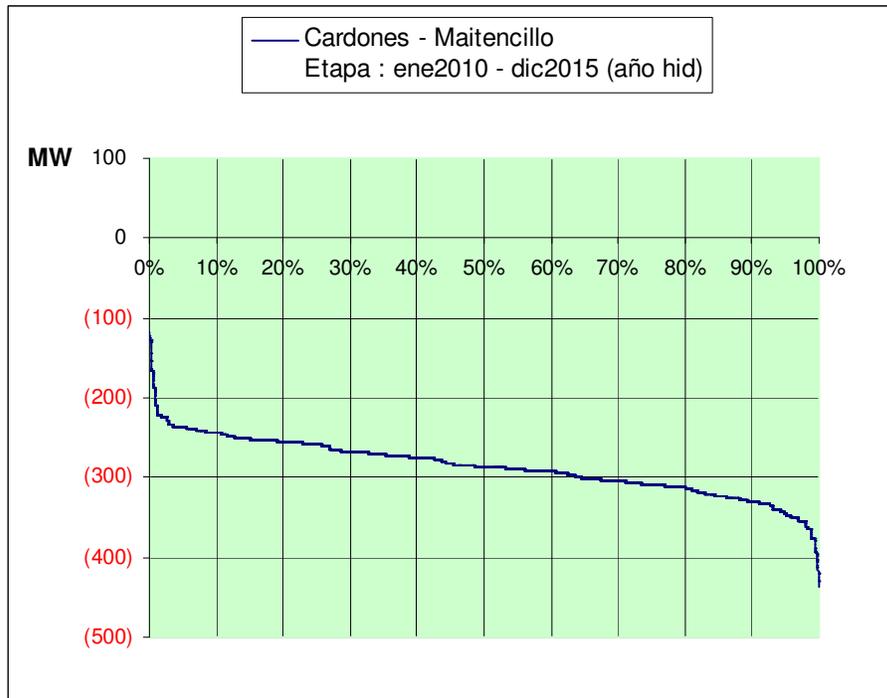
Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 274 MW

Comentario : no hay

Estudios requeridos : no.

A.1.c.2 Etapa: con 3 circuitos

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2011 - Enero 2016.



Límite por conductor (criterio N conv.) : $3 \times 197 = 591$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 437 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : aumento manual de generación local / max sobrecarga de los circuitos sanos $437 - 2 \times 197 = 43$ MW (10.9 %)

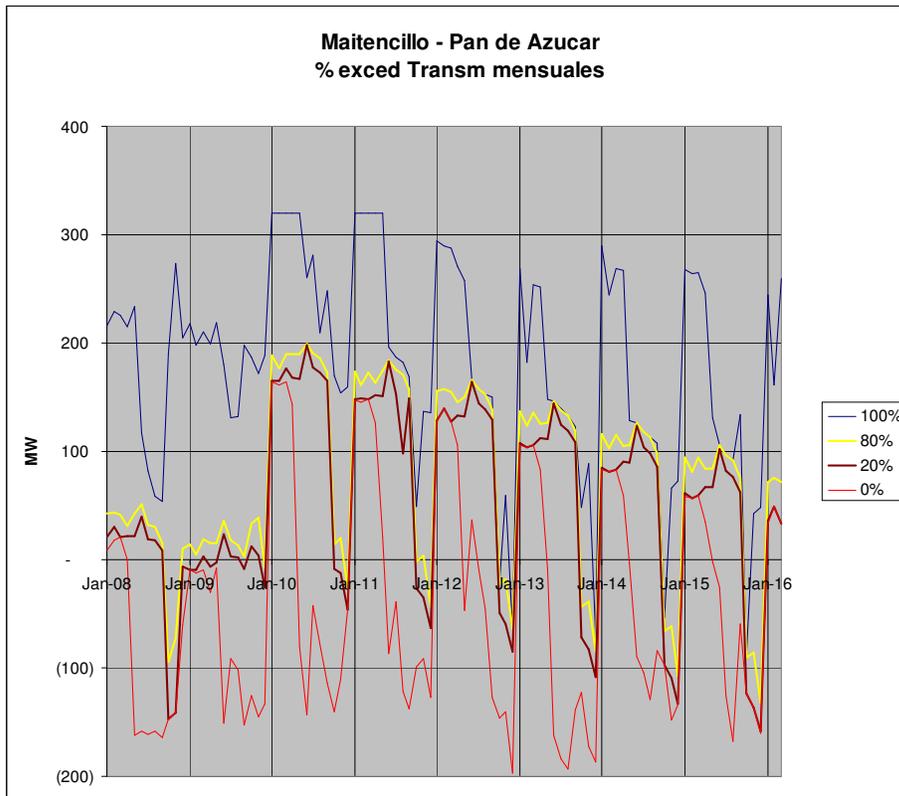
Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): se usó 475 MW.

Comentario : no se estimó necesario implementar un DAC.

Estudios requeridos : no.

Máximo flujo hacia el Sur : no hay

A.1.d Tramo Maitencillo-Pan de Azúcar

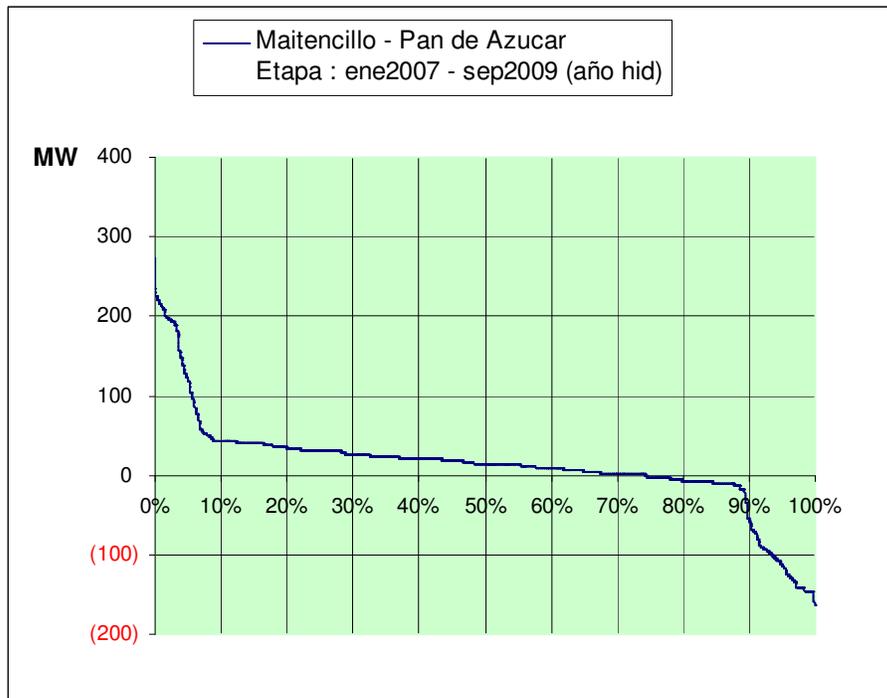


Comentario: Las transmisiones hacia el Sur se ven incrementadas notablemente con la puesta en servicio de la central térmica en Maitencillo en Octubre 2009. El nivel de transmisiones sin embargo no requiere ampliación de este tramo.

A.1.d.1 Etapa: antes de Guacolda 3

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2008 - Octubre 2009

Límite operacional del CDEC: 274 MVA



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 197 = 394$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 165 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : no se necesita

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 197 MW (N-1 convencional)

Comentario : Los flujos máximos previstos no exceden el criterio n -1 "estricto".

Estudios requeridos : no.

Máximo flujo hacia el Sur : 274 MW (c/falla) / 229 MW sin falla

Acción ante falla permanente de un circuito : reducción manual de generación local / max. sobrecarga del circuito sano: $229 - 197 = 32$ (16 %)

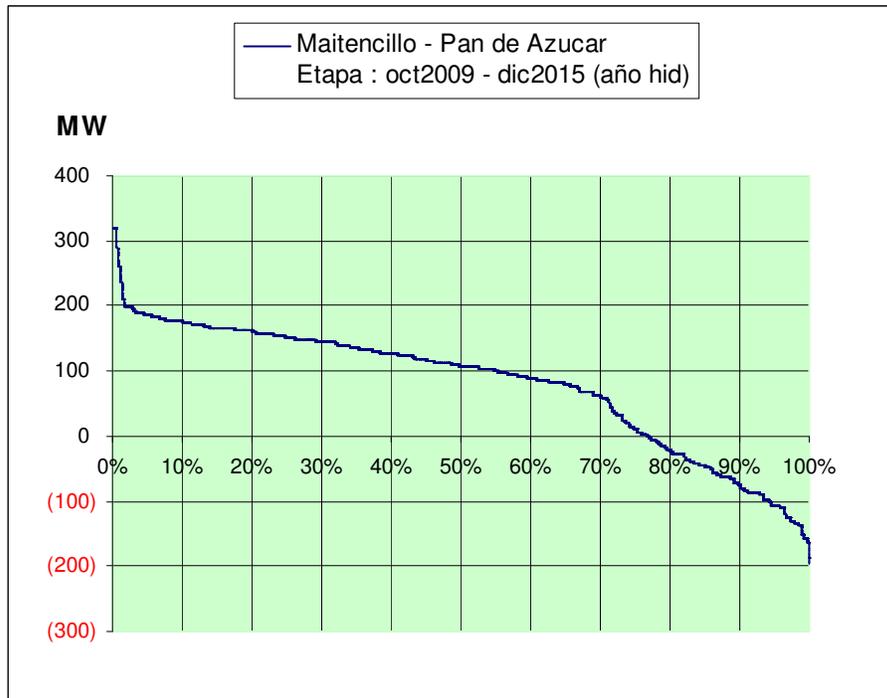
Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 274 MW (límite vigente CDEC)

Comentario : puede restringirse la transmisión para evitar eventual sobrecarga, debido a que ella puede producirse con una probabilidad inferior a 5 %.

Estudios requeridos : no

A.1.d.2 Etapa: con Guacolda 3

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Octubre 2009 - Enero 2016.



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 197 = 394$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 197 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 197 MW

Comentario : se consideró límite de 197 MW igual al criterio n -1 "estricto", dada la casi nula probabilidad de requerirse transmisiones mayores.

Estudios requeridos : no.

Máximo flujo hacia el Sur : 320 MW limitado.

Acción ante falla permanente de un circuito : DAG / max. sobrecarga del circuito sano : $320 - 197 = 123$ (62 %)

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 320 MW.

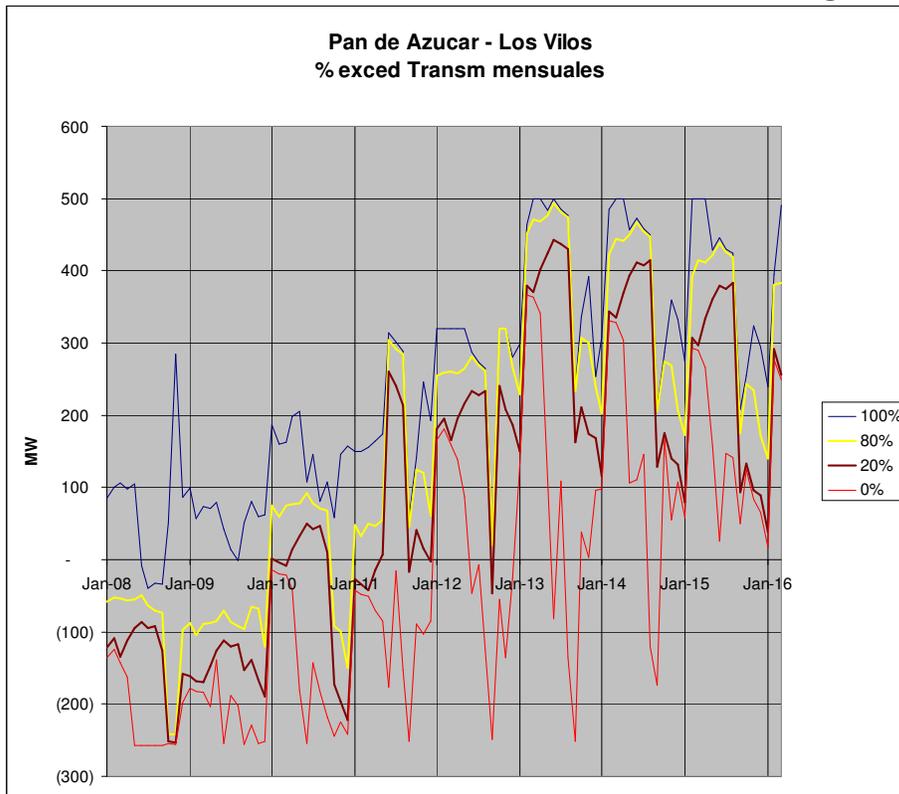
Comentario : se limitaron los flujos máximos hacia el Sur a 320 MW, considerando DAG de una unidad de Guacolda, lo que ocurrirá sólo en condiciones críticas de abastecimiento y baja probabilidad (≈ 2 %). Los estudios realizados ratifican la conveniencia de contar con la compensación serie en S/E

Los Vilos y tres circuitos en el tramo Pan de Azúcar-Los Vilos-Nogales, en la etapa con TV Pan de Azúcar 2.

Estudios realizados :

- Caso 0910B2S33 : sin TVs Pan de Azúcar.
 - transmisión Maitencillo>Pan de Azúcar: 303.2 MW, Pan de Azúcar – Los Vilos: 178 MW, sin compensación serie.
 - falla 2ft en Maitencillo, 80 ms, con DAG Guacolda (139.9 MW) en 370 ms. Estable. Amortiguación = 7,1 %, tensión en Pan de Azúcar durante oscilación: 244,6 kV (11,2 %), aceptable.
- Caso 1303B4S31 : con TV Pan de Azúcar 1 y 2.
 - con transmisión Maitencillo > Pan de Azúcar: 137,6 MW (prob exc 4 % en la etapa posterior a TV2 Pan de Azúcar), con Pan de Azúcar – Los Vilos - Nogales con 4 circuitos similares a los actuales (de 1c/fase) y sin compensación serie; transmisión Pan de Azúcar>Los Vilos: 514,5 MW; Los Vilos>Nogales: 456,9 MW
 - 1303B4S31-11 : falla 3f en Maitencillo > Pan de Azúcar, 80 ms, Sin DAG; estable. sobretensiones de 252,8 kV (14,9 %) en Pan de Azúcar, amortiguación: 4,3 % , inaceptable.
 - 1303B4S31-12 : con falla 2ft, estable. sobretensiones de 245,1 kV (11,4 %) en Pan de Azúcar, amortiguación: 4.8 %, inaceptable.
 - con Pan de Azúcar – Los Vilos - Nogales con 3 circuitos similares a los actuales, con compensación serie en Los Vilos>Pan de Azúcar.
 - 1303B4S31-23 : con falla 3f, sobretensión en Pan de Azúcar 245.3 kV (11.5 %), amortiguación 6.3 %, aceptable.
 - con falla 2ft, sobretensión en Pan de Azúcar 239.8 kV (9.0 %), amortiguación 6.9 %, aceptable.

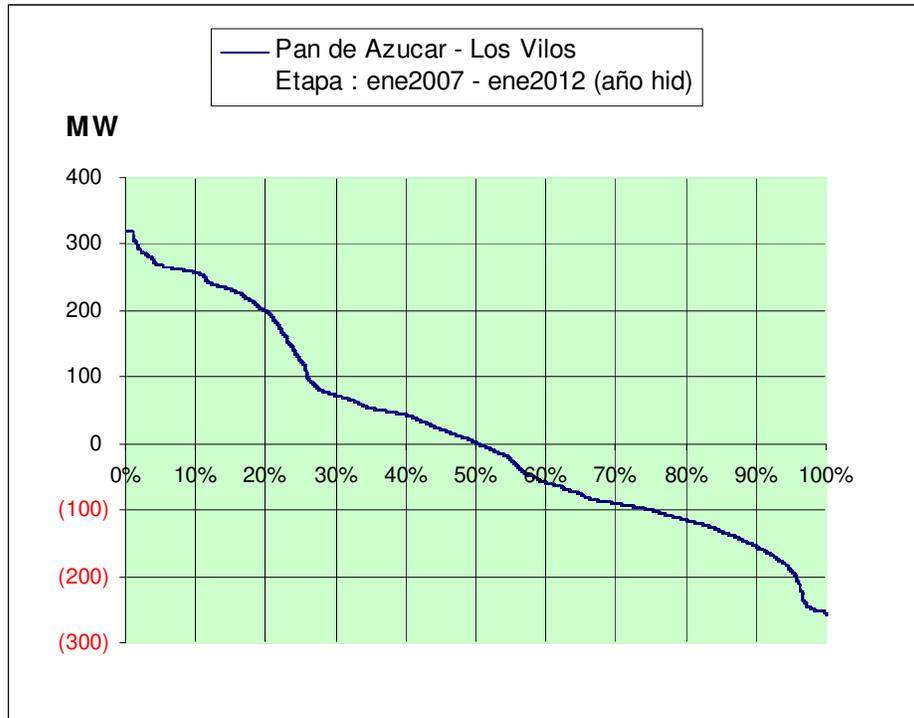
A.1.e Tramo Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales



Comentario: Las transmisiones hacia el Sur se incrementan fuertemente con motivo de la puesta en servicio de la TV Pan de Azúcar 1 en Junio 2011 y TV Pan de Azúcar 2 en Octubre 2012. Esta última central motiva la necesidad de ampliar este tramo mediante la construcción de un tercer circuito. Los problemas de estabilidad transitoria asociados a las altas transmisiones exigen la instalación de compensación serie en los tres circuitos en el extremo Los Vilos.

A.1.e.1 Etapa: Antes de Pan de Azúcar II, con 2 circuitos actuales

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2008 - Febrero 2013.



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 224 = 448$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 258 MW, tramo Los Vilos>Pan de Azúcar
287 MW, tramo Nogales>Los Vilos

Acción ante falla permanente de un circuito : DAC directo / max. sobrecarga del circuito sano $287 - 224 = 63$ MW (28 %)

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 287 MW, tramos Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales

Comentario : Requiere realizar el DAC en 2 etapas para controlar magnitud de las sobretensiones.

Estudios realizados :

- Caso 0906B4S19-01 :
 - mes anterior a Guacolda 3, transmisión Los Vilos>Pan de Azúcar: 287 MW; Quillota>Los Vilos: 318 MW

- falla 3f en Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, con DAC 72 MW (530 ms); estable, amortiguación 7.4 %; sobretensión de 258.3 kV (17.4 %) en Pan de Azúcar, inaceptable por sobretensión.
- falla 3f en Los Vilos>Quillota, 80 ms, con DAC 42 MW (530 ms) + 63 MW (2.5 seg); estable, amortiguación 6.0 %, sobretensión de 256.6 kV (17 %) en Pan de Azúcar, inaceptable
- falla 3f en Los Vilos>Quillota, 80 ms, con DAC 42 MW (530 ms) + 63 MW (5.0 seg); estable, amortiguación 14.1 %, sobretensión de 251.1 kV (14 %) en Pan de Azúcar, aceptable
- Caso 0906B4S19-02 :
 - aumentando la generación de Guacolda para reducir transmisiones, Los Vilos>Pan de Azúcar: 231.4 MW; Quillota>Los Vilos: 258.6 MW.
 - falla 3f en Los Vilos>Quillota, 80 ms; estable, amortiguación 14.3 %. Tensión máx en Pan de Azúcar: 242 kV (10 %), aceptable.
 - se verificó un caso con condiciones del 2006; con transmisión Los Vilos>Pan de Azúcar: 110.6 MW; Maitencillo <- Pan de Azúcar: 0.2 MW; con falla 3f en Pan de Azúcar> Los Vilos, 80 ms; estable. No hay sobretensiones en Pan de Azúcar.

Máximo flujo hacia el Sur : 320 MW limitado, tramo Pan de Azúcar – Los Vilos

Acción ante falla permanente de un circuito : DAG / max. sobrecarga del circuito sano $320 - 224 = 96$ MW (43 %)

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 320 MW, tramos Pan de Azúcar –Los Vilos - Nogales

Comentario : se requiere DAG sobre la unidad Guacolda 1 o Guacolda 2, ubicándose el dispositivo en S/E Los Vilos para cubrir ambos tramos.

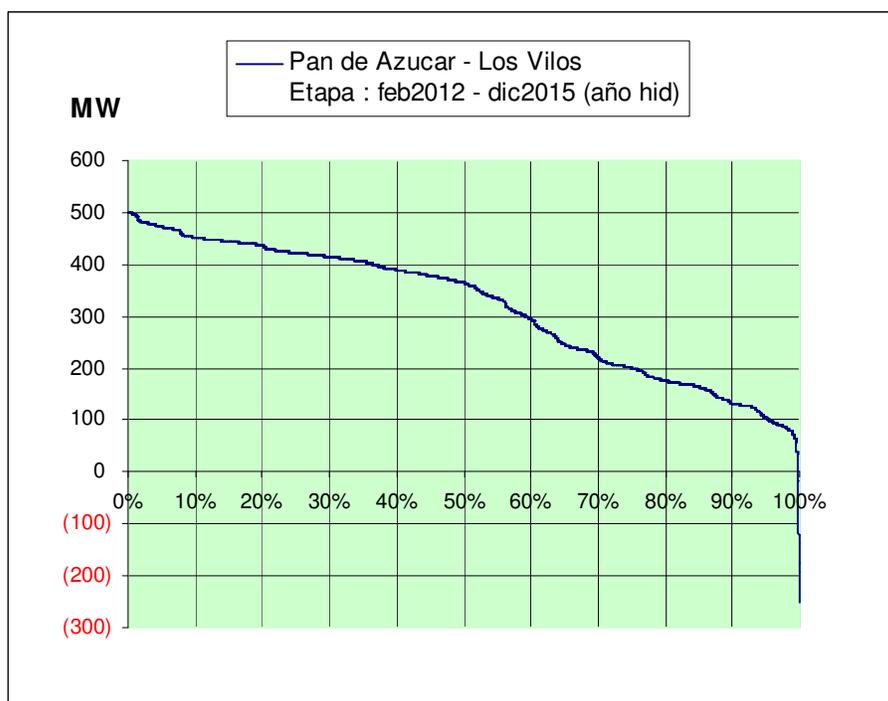
Estudios realizados :

- Caso 1202B3S33-01 :
 - Con Pan de Azúcar 1, Transmisión Pan de Azúcar>Los Vilos: 326.8 MW

- falla 2ft en Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, DAG Guacolda 139.9 MW (370 ms); estable, amortiguación 6 %, sobretensiones en Pan de Azúcar: 252 kV (14.5 %). Transmisiones post falla (flujo estático): Maitencillo – Pan de Azúcar: 82 MW, Pan de Azúcar – Los Vilos: 196.5 MW, aceptable.

A.1.e.2 Etapa: con Pan de Azúcar II

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Febrero 2013 - Enero 2016



Límite por conductor (criterio N conv.) : $3 \times 224 = 672$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 251 MW, tramo Pan de Azúcar – Los Vilos

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga.

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): se usó 287 MW.

Comentario : En esta etapa se cuenta con la ampliación a tres circuitos en el tramo completo. El flujo máximo previsto de 281 MW puede transmitirse con criterio N -1 convencional.

Estudios requeridos : no

Máximo flujo hacia el Sur : 500 limitado, tramo Pan de Azúcar – Los Vilos

Acción ante falla permanente de un circuito : DAG / max. sobrecarga del circuito sano $500 - 2 \times 224 = 52$ MW (12 %)

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 500 MW, por estabilidad transitoria

Comentario : Los niveles de transmisión que se presentan en esta etapa exigen contar con 3 circuitos en el tramo Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales. Adicionalmente, y por necesidades de estabilidad transitoria, se requiere instalar

en S/E Los Vilos compensación serie de 60 % del tramo Pan de Azúcar – Los Vilos. También, se requiere un esquema DAG que actúe desconectando la unidad Guacolda 1 o Guacolda 2.

Estudios realizados :

- Caso 1303B4S31-01 :
 - con CS (compensación serie) en S/E Maitencillo de 60% del tramo Maitencillo – Pan de Azúcar; transmisión Pan de Azúcar>Los Vilos: 514.2 MW; Maitencillo>Pan de Azúcar: 141.4 MW; con tres circuitos Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales; transmisión
 - falla 3f en Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, sin DAG. Oscilaciones no amortiguadas y sobretensiones de 284 kV (29 %) en Pan de Azúcar, inaceptable.
 - falla 3f en Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, DAG Guacolda 139.9 MW (370 ms); Sobretensiones de 279.5 kV (27.1 %) en Pan de Azúcar, inaceptable.
- 1303B4S31-02 : sin CS, y mismas transmisiones:
 - falla 3f en Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, sin DAG; oscilaciones no amortiguadas y sobretensiones de 284.2 kV (29 %) en Pan de Azúcar, inaceptable.
- 1303B4S31-03 : con CS Maitencillo, con 4 circuitos Pan de Azúcar>Los Vilos y 3 circuitos Los Vilos>Nogales
 - falla 3f en Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, sin DAG; oscilaciones no amortiguadas y sobretensiones de 268.6 kV (22 %) en Pan de Azúcar.
- 1303B4S31-05 : sin CS; con 4 circuitos Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales
 - falla 3f en Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, Sin DAG; sobretensiones de 265.7 kV (20.8 %) en Pan de Azúcar; amortiguación 8.0 %. Inaceptable

por sobretensión. (Taltal sale fuera de sincronismo a los 20 seg.)

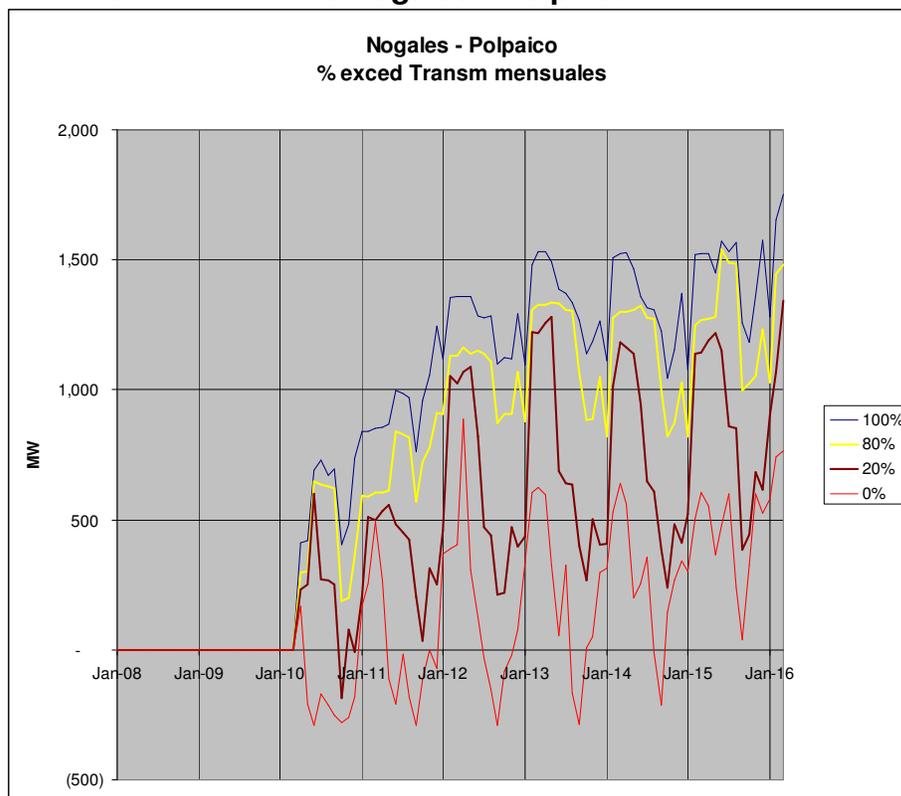
- 1303B4S31-21 : falla 3f en Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, con DAG Guacolda 139.9 MW (235 ms), amortiguación 5.5 % (3er y 4o peaks), sobretensión Pan de Azúcar 257.2 (16.9 %), inaceptable.
- 1303B4S31-22 : falla 2ft, con DAG Guacolda 139.9 MW (235 ms), sobretensión Pan de Azúcar 249.1 (13.2 %), amortiguación 10.3 %, aceptable.
- 1303B4S31-06 : con CS Maitencillo, con 4 circuitos Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales
 - falla 3f en Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, sin DAG; amortiguación 9.2 %, sobretensión de 260.6 kV (18.5 %) en Pan de Azúcar; inaceptable por sobretensión.
- Caso 1303B4S31-07 : Considerando dos circuitos adicionales en Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales, con líneas similares a Charrúa – Temuco (2 cond/fase); sin CS.
 - falla 3f en Pan de Azúcar>Los Vilos (circuito nuevo), 80 ms; estable. Sobretensiones de 257.2 kV (16.9 %) en Pan de Azúcar. amortiguación 7.5 % , inaceptable por sobretensión.
- 1303B4S31-14 : bajando la transmisión Pan de Azúcar – Los Vilos a 447 MW, sin CS.
 - falla 3f en Pan de Azúcar>Los Vilos (circuito nuevo), 80 ms. Estable. Sobretensiones de 256.9 kV (16.8 %) en Pan de Azúcar. amortiguación: 10.6 % , inaceptable por sobretensión
- Caso 1303B4S31-15 con CS 60% en S/E Los Vilos>Pan de Azúcar, con 4 circuitos similares a los actuales, con 40 MVar adicionales en CER en Pan de Azúcar:
 - falla 3f Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, sin DAG. Amortiguación 9.7 %, sobretensión 251.8 kV en Pan de Azúcar (14.4 %). aceptable.

- Caso 1303B4S31-16, con CS en Los Vilos>Pan de Azúcar, 3 circuitos similares a los actuales, 40 MVAR adicionales en CER en Pan de Azúcar, con DAG:
 - transmisión Pan de Azúcar-Los Vilos 526.8 MW, falla 3f Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, con DAG Guacolda II 139.9 MW (235 ms). amortiguación 15.6 %, sobretensión 254.3 kV en Pan de Azúcar (15.6 %), transmisión final Pan de Azúcar –Los Vilos 418 MW, inaceptable.
 - 1303B4S31-20, falla 2ft, con DAG, sobretensión 244.5 kV en Pan de Azúcar (11.1 %), amortiguación 14.8 %, aceptable
- Caso 1303B4S31-17, sin CS, con 3 circuitos similares a los actuales, con 40 MVAR adicionales en CER en Pan de Azúcar:
 - falla 3f Pan de Azúcar>Los Vilos, 80 ms, con DAG Guacolda II 139.9 MW(235ms), sobretensión 278.2 kV en Pan de Azúcar (26.4 %), inaceptable.
 - 1303B4S31-18, falla 2ft, con DAG Guacolda II 139.9 MW. Amortiguación 9.2 %, sobretensión 256.7 kV en Pan de Azúcar (16.7 %), inaceptable.
 - 1303B4S31-19, falla 3f, con DAG diferido de Guacolda II 139.9 MW a los 1 seg. sobretensión 293.5 kV en Pan de Azúcar (33.4 %), inaceptable.

B Zona Centro

B.1 Conexión centrales V Región

B.1.a Tramo Nogales - Polpaico

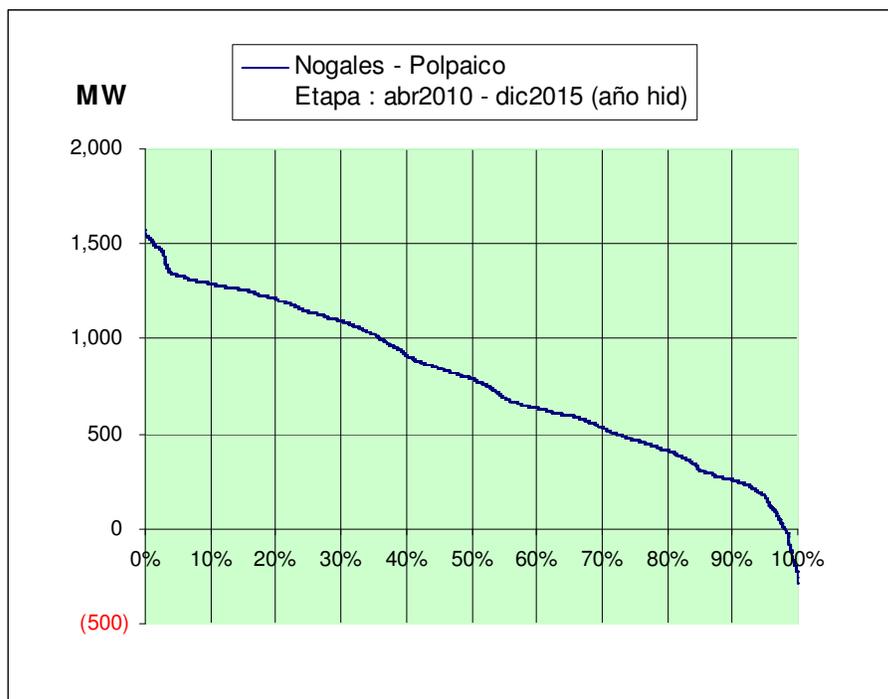


Comentario:

Se contempla una subestación elevadora de 3x750 MVA, 220/500 kV y un doble circuito de 500 kV, 1800 MVA por circuito, para evacuar hacia Santiago, a partir de Abril 2010, la inyección de las centrales futuras de la V Región, más los excedentes provenientes desde S/E Los Vilos. Se ha supuesto que las centrales de la V Región se conectan a la barra de 220 kV de S/E Nogales.

B.1.a.1 Etapa: hasta el fin del horizonte

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Abril 2010 - Enero 2016



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 1800 = 3600$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 291 MW.

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 1800 MW.

Comentario : no

Estudios requeridos : no

Máximo flujo hacia el Sur : 1574 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

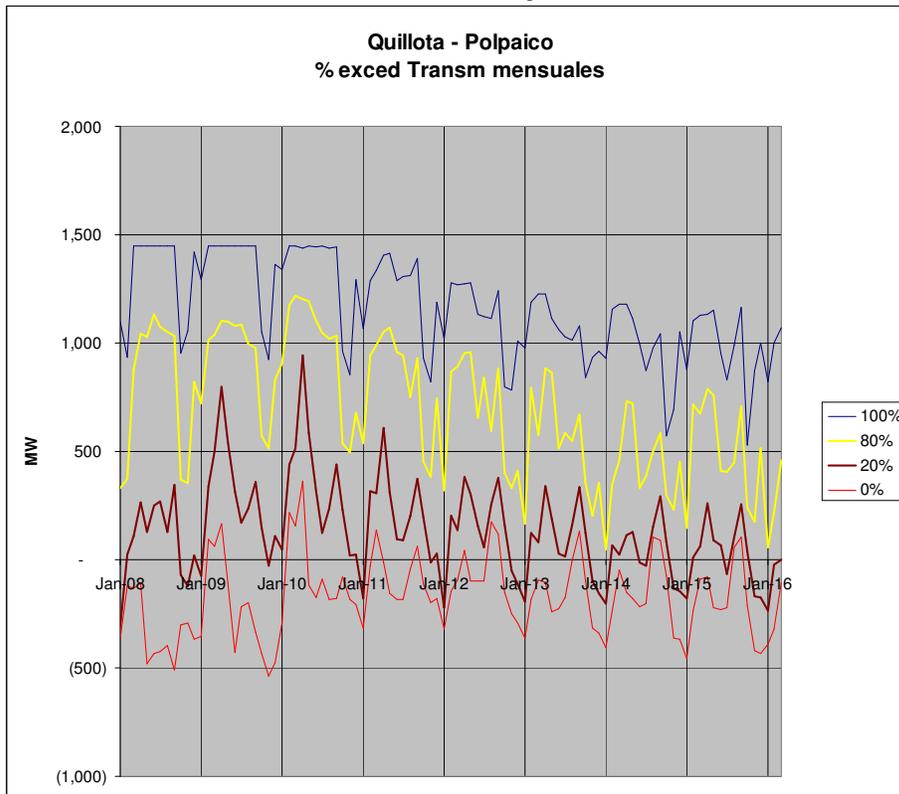
Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 1800 MW (criterio N-1 conv.)

Comentario : La S/E Nogales secciona la línea Quillota – Los Vilos 220 kV. La fuerte inyección en S/E Nogales 220 kV obliga a operar normalmente abierto el tramo Nogales – Quillota para evitar sobrecargas inadmisibles. Dada la longitud de la línea, no se considera necesario la instalación de reactores shunt.

Estudios realizados :

- Caso 83-01sur/1504B4S38: transmisión Nogales – Polpaico: 1264 MW.
- Un circuito energizado en vacío genera 67 MVar y la tensión del extremo abierto es 0.3 % superior al extremo desde el cual se energiza.

B.1.b Tramo Quillota-Polpaico

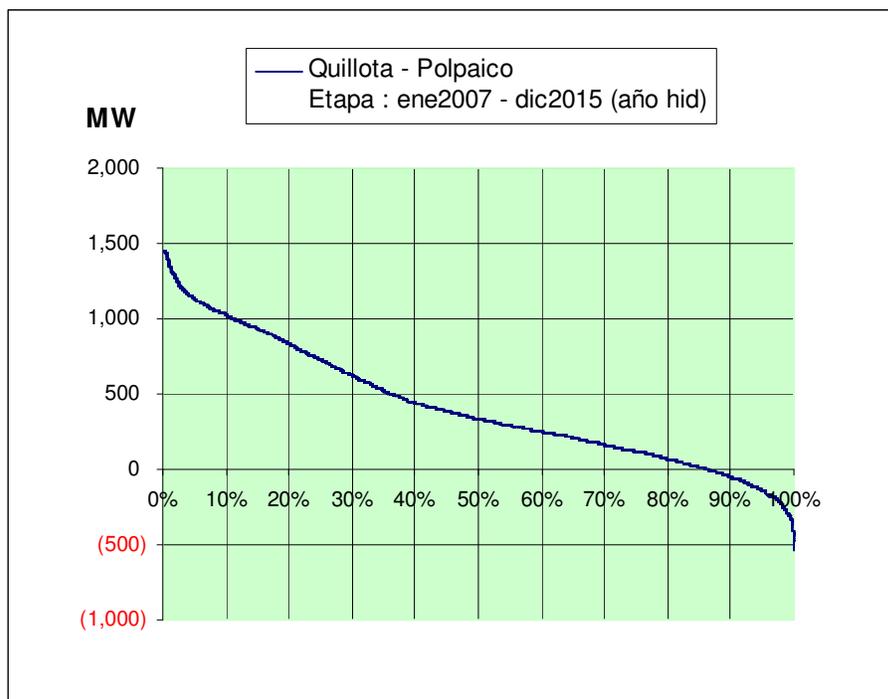


Comentario:

Las transmisiones por esta línea exceden su capacidad firme durante los primeros tres años de operación a partir de la puesta en servicio de Central San Isidro II, con una probabilidad algo mayor que 20 % en dichos años, y que corresponden a condiciones hidrológicas secas. Por ello, se ha considerado la aplicación de DAG de hasta un ciclo combinado de S/E San Luis para controlar eventuales sobrecargas.

B.1.b.1 Etapa: hasta el fin del horizonte

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2008 - Enero 2016



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 1099 = 2198$ MW

Máximo flujo hacia el Norte : 536 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): sin límite.

Comentario : no

Estudios requeridos : no

Máximo flujo hacia el Sur : 1450 limitado.

Acción ante falla permanente de un circuito : DAG / max. sobrecarga del circuito sano $1450 - 1099 = 351$ MW (32 %).

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 1450 MW, desde marzo 2008.

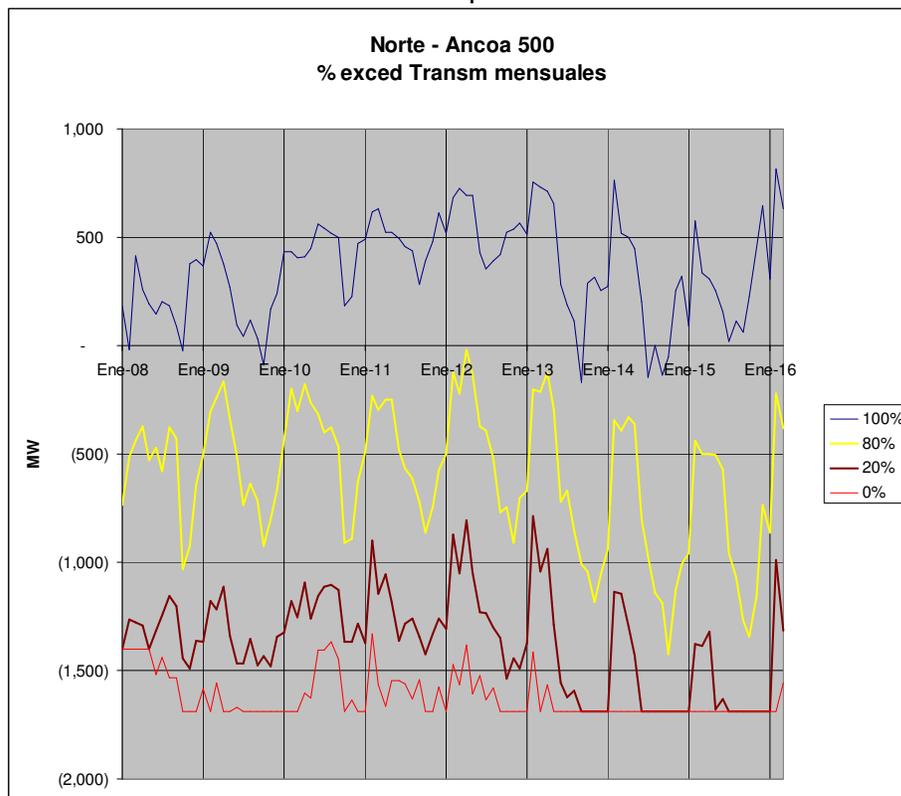
Comentario : Se contempla implementar un DAG que actúe sobre un ciclo combinado de S/E San Luis, en caso de falla permanente de un circuito.

Estudios realizados :

- Caso 83-01quill-pol/0803B4S01

- falla 3f en Quillota-Polpaico, con transmisión 1478 MW (1363 MW Quillota – Polpaico + 115 MW Batauco – Cerro Navia), DAG de Nehuenco II con 374 MW (250 ms); amortiguación 6.5 %, transmisión final 1044 MW, racionamiento 254 MW.

B.2 Sistema Ancoa – Santiago – Polpaico 500 kV Tramo Ancoa – Alto Jahuel – Polpaico

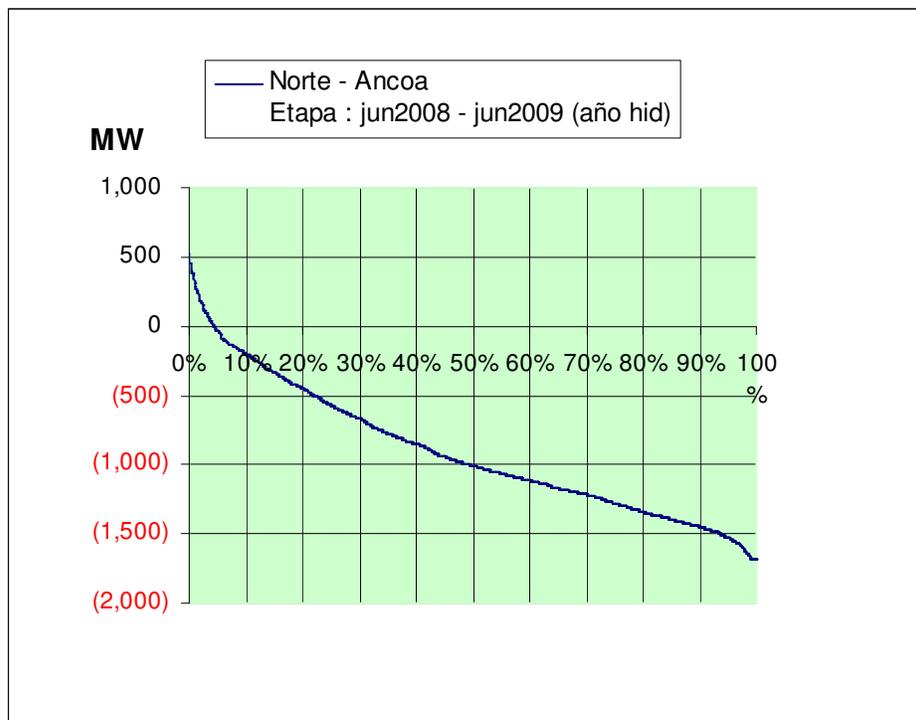


Comentario:

Se considera el incremento del límite de transmisión desde Ancoa al Norte a 1690 MW a partir de la puesta en servicio de la S/E Polpaico 500 kV. Este límite se alcanza con una frecuencia significativa sólo a partir de la puesta en servicio de la TV Puerto Montt en Junio de 2013. Sin embargo, no se justifica económicamente la ampliación de la capacidad de transmisión de 500 kV hacia el Norte de Ancoa.

**B.2.a.1 Etapa : desde puesta en servicio S/E Polpaico 500 kV,
hasta puesta en servicio S/E Lo Aguirre 500 kV**

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Junio 2008 - Julio 2009



Límite por conductor (criterio N conv.) :

Trafo. Polpaico 500/220 : 750 MW

Trafos. Alto Jahuel 500/220 : 1500 MW

Polpaico – Navia : 2x310 = 620 MW

Cerro Navia – Chena : 2x197 = 394 MW

Chena – Alto Jahuel : 2x260 = 520 MW

Máximo flujo hacia el Norte : 1690 MW limitado, total Ancoa al Norte por 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa al Norte : 1690 MW

Trafo. Polpaico 500/220 : 625 MW ***

Trafos. Alto Jahuel 500/220	: 1420 MW ***
Polpaico – Navia ***	: 480 MW hasta Feb 2009 excl
	: 560 MW desde Feb 2009 ***
Cerro Navia – Chena excl	: abierto hasta Feb 2009
	: 394 MW desde Feb 2009
Chena – Alto Jahuel	: 380 MW ***

Comentario : El límite adoptado para Ancoa al Norte (1690 MW) está impuesto por la sobrecarga Condensadores Serie en condición N- 1. Se ha supuesto que a partir de esta etapa se han materializado las exigencias establecidas en la Norma Técnica sobre factor de potencia en el SIC.

A partir de Febrero 2009, se ha supuesto en operación un segundo transformador 220/110 kV en S/E El Salto (limitado a 700 MW ***, ver estudio 82-01d/1203B1S34).

Estudios realizados :

- (***) limitaciones consideran criterio N-1 ajustado (considerando la redistribución de los flujos post – contingencia). Ver estudios 82-01d-c/1509B2S02; 83-01/0808B2S31; 82-01d/0901B4S27; 82-01d/0901B4S27 nav-che
- Caso 84-01anc-norte/0808B3S41 : flujos de potencia
 - Ancoa>Norte 1611 MW (922 Ancoa-Alto Jahuel + 689 Ancoa-Polpaico)
 - desconexión Ancoa-Alto Jahuel, circuito Ancoa – Polpaico : 1676 MW, Trafo Polpaico 643 MW, circuito Polpaico-Alto Jahuel : 945 MW, aceptable.
 - desconexión Ancoa- Lo Aguirre, circuito Ancoa – Alto Jahuel : 1656 MW, trafos Alto Jahuel 582 MW, circuito Alto Jahuel-Polpaico : 415 MW, aceptable.
- Caso 84-01anc-norte /0808B3S41 subiendo tx: flujos de potencia

- Ancoa>Norte 1689 MW (963.4 Ancoa-Alto Jahuel + 725.4 Ancoa-Polpaico)
 - desconexión Ancoa-Alto Jahuel, circuito Ancoa – Polpaico : 1761 MW, Trafo Polpaico 687 MW, circuito Polpaico-Alto Jahuel : 976 MW, aceptable.
 - desconexión Ancoa- Polpaico, circuito Ancoa – Alto Jahuel : 1738 MW, trafos Alto Jahuel 603 MW, circuito Alto Jahuel-Polpaico : 448 MW, aceptable.
- Caso 84-01anc-norte /0808B3S41 subiendo tx: estabilidad transitoria
 - Ancoa>Norte 1689 MW (963.4 Ancoa-Alto Jahuel + 725.4 Ancoa-Polpaico)
 - falla 3f Alto Jahuel>Ancoa, 70 ms, sin DAG, amortiguación flujo Ancoa – El Rodeo 11.3 % aceptable, transmisión final Ancoa-Polpaico 1692 MW, Polpaico-Alto Jahuel 941 MW.

Máximo flujo hacia el Sur : 525 MW, Ancoa<Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

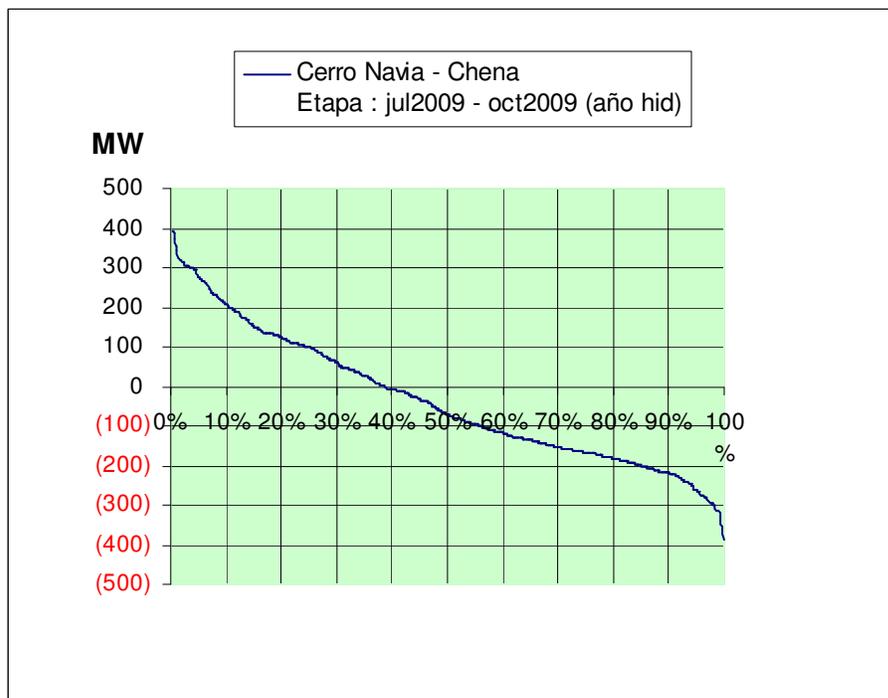
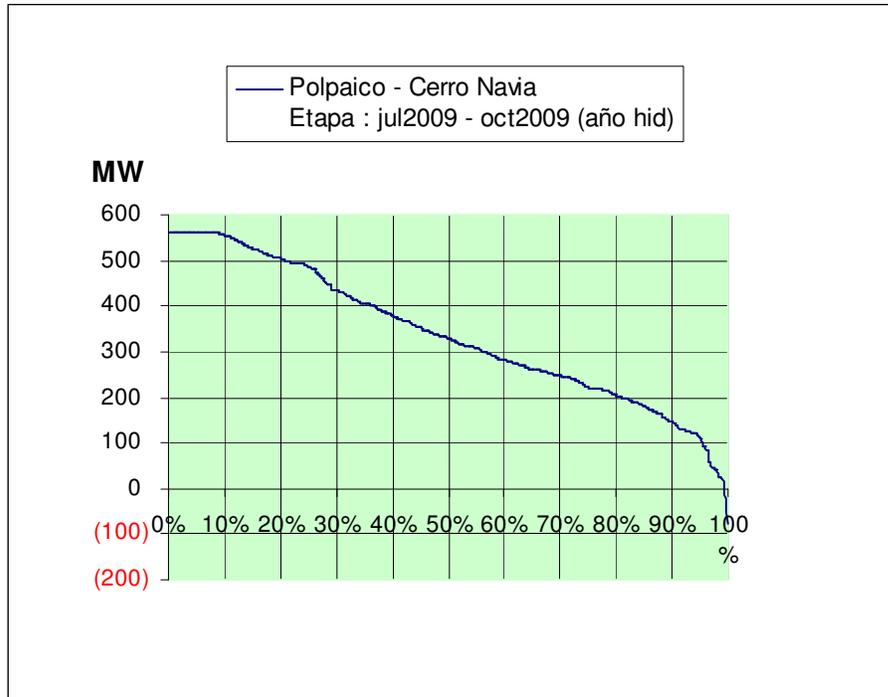
Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): idem anterior.

Comentario : no hay.

Estudios requeridos : no

B.2.a.2 Etapa : con S/E Lo Aguirre en servicio y tramo Lo Aguirre – Cerro Navia fuera de servicio.

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Julio 2009 - Noviembre 2009



Límite por conductor (criterio N conv.) : idem. etapa anterior.

Máximo flujo hacia el Norte : 1690 MW limitado, Ancoa>Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : ver comentario.

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa al Norte	: 1690 MW
Trafo. Polpaico 500/220	: 625 MW
Trafos. Alto Jahuel 500/220	: 1420 MW
Polpaico – Navia	: 560 MW
Cerro Navia – Chena	: 394 MW
Chena – Alto Jahuel	: 395 MW ***

Comentario : Durante esta etapa puede ser necesario imponer generaciones obligadas de Central Renca y eventualmente abrir anillos de 110 kV para evitar sobrecargas de los tramos Polpaico – Cerro Navia o Cerro Navia – Chena en caso de falla permanente de un circuito. Para efectos de la simulación económica de los despachos la línea Cerro Navia – Chena se supuso operada con criterio N.

Estudios realizados :

- (***) limitaciones consideran criterio N-1 ajustado. Ver estudio 81-01e/1308B2S43 rode-chena.
- Caso 81-01e/0907B2S19: flujos de potencia
 - Ancoa>Norte 1541 MW, Lo Aguirre – Polpaico 867 MW, Tinguiririca-Punta de Cortés 220 kV 225 MW, La Higuera+Confluencia 297 MW, Polpaico 500/220: 676 MW.
 - desconexión Ancoa-Alto Jahuel, circuito Ancoa – Lo Aguirre : 1602 MW, circuito Lo Aguirre – Polpaico : 1772 MW (6 %), transformador Polpaico 813 MW (22 %), sobrecarga inaceptable (exige limitar a 625 MW la transferencia pre-falla por este transformador).
 - desconexión Ancoa- Lo Aguirre, circuito Ancoa – Alto Jahuel : 1582 MW, circuito Alto Jahuel- Polpaico : 342 MW, transformador Polpaico 594 MW, aceptable.

- Caso 81-01e/0907B2S19: estabilidad transitoria
 - Ancoa>Norte 1541 MW, Lo Aguirre – Polpaico 867 MW, Tinguiririca-Punta de Cortés 220 kV 225 MW, La Higuera+Confluencia 297 MW
 - falla 3f Alto Jahuel>Ancoa, 70 ms, sin DAG, amortiguación flujo Ancoa – Lo Aguirre 9.5 % aceptable, transmisión final 1541 MW, Lo Aguirre-Polpaico 1725 MW.

Máximo flujo hacia el Sur : 457 MW, Ancoa<Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): idem. anterior

Comentario : no es relevante

Estudios requeridos : no

B.2.a.3 Etapa : con S/E Lo Aguirre en servicio normal

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Noviembre 2009 - Abril 2010

Límite por conductor (criterio N conv.) :

Trafo. Lo Aguirre 500/220 : 850 MW

Lo Aguirre – Cerro Navia : $2 \times 1099 = 2198$ MW

Máximo flujo hacia el Norte : 1690 MW limitado, Ancoa>Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa al Norte : 1690 MW

Trafo. Lo Aguirre 500/220 : 735 MW ***

Trafo. Polpaico 500/220 : 690 MW ***

Trafos. Alto Jahuel 500/220 : 1395 MW ***

Lo Aguirre – Cerro Navia : 1210 MW ***

Polpaico – Navia : abierto en Cerro Navia ***

Cerro Navia – Chena : 240 MW ***

Chena – Alto Jahuel : 395 MW

Comentario : Se verificaron las limitaciones con criterio N-1 ajustado.

Estudios realizados :

- (***) limitaciones consideran criterio N-1 ajustado. Ver estudios 82-01d-c/1509B2S02; 82-01b/1406B1S25; 82-01d/1203B1S34

Máximo flujo hacia el Sur : 478 MW, Ancoa<Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): idem. anterior

Comentario : no es relevante

Estudios requeridos : no

B.2.a.4 Etapa: con S/E Nogales en servicio

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Abril 2010 - Junio 2012

Límite por conductor (criterio N conv.) : no se aplica.

Máximo flujo hacia el Norte : 1690 MW limitado, Ancoa>Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): idem. anterior

Ancoa al Norte : 1690 MW

Trafo. Lo Aguirre 500/220 : 735 MW

Trafo. Polpaico 500/220 : 690 MW

Trafos. Alto Jahuel 500/220 : 1395 MW

Polpaico – Navia : abierto en Cerro Navia

Cerro Navia – Chena : 240 MW

Chena – Alto Jahuel : 395 MW

Comentario : se realizaron verificaciones de la operación en anillo del sistema de 500 kV con el sistema Ancoa-Itahue-Alto Jahuel 220 kV (desde Junio 2010) con transmisiones máximas desde el Sur.

En enero 2012 se amplia S/E Chena 220/110 con un segundo transformador de 400 MVA.

Estudios realizados :

- Caso 83-01centro/1108B3S29, flujos de potencia:
 - transmisión Ancoa>Norte 1619 MW, Tinguiririca>Punta de Cortés 438 MW (76 % de carga):
 - desconexión Ancoa-Alto Jahuel 500 kV: carga Tinguiririca-Punta de Cortés: 571 MW (101 %), Ancoa-Lo Aguirre 1531 MW , aceptable
 - desconexión Ancoa-Lo Aguirre 500 kV : carga Tinguiririca-Punta de Cortés 549 MW (97 %), aceptable

- Caso 83-01centro/1108B3S29, estabilidad transitoria:
 - transmisión Ancoa>Norte 1619 MW, Tinguiririca>Punta de Cortés 438 MW (76 %):
 - falla 3f Alto Jahuel> Ancoa, 70ms, transmisión final Ancoa-Lo Aguirre 1486 MW, amortiguación 10.0 %, Tinguiririca-Punta de Cortés: 564 MW (100 %), aceptable

Máximo flujo hacia el Sur : 731 MW, Ancoa<Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): idem. anterior.

Comentario : no es relevante

Estudios requeridos : no

B.2.a.5 Etapa: con Ciclo Combinado I VI Región en servicio

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Junio 2012 - Julio 2013

Límite por conductor (criterio N conv.) :

Trafo. Polpaico 500/220 : 2x750 = 1500 MW desde Ene-2013

Máximo flujo hacia el Norte : 1690 MW limitado, Ancoa>Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa al Norte : 1690 MW

Trafo. Lo Aguirre 500/220 : 735 MW

Trafo. Polpaico 500/220 : 690 MW hasta Enero 2013
excl.

: 1390 MW desde Enero 2013. ***

Trafos. Alto Jahuel 500/220 : 1395 MW

Polpaico – Navia : abierto en Cerro Navia

Cerro Navia – Chena : 240 MW

Chena – Alto Jahuel : 395 MW

Comentario : La conexión de CC I VI región se realiza en S/E Punta de Cortés 220 kV y no requiere ampliación de la capacidad de las líneas Punta de Cortés – Paine – Alto Jahuel 220 kV. En enero 2013, se amplía la S/E Polpaico 500/220 kV con un segundo transformador de 750 MVA. También, en Enero 2013 se supuso la ampliación de S/E El Salto con un tercer transformador 220/110 kV de 400 MVA (limitación: 1050 MW) y un tercer circuito Polpaico – El Salto.

Estudios realizados :

- (***) limitaciones consideran criterio N-1 ajustado. Ver estudio 81-01d/1509B1S34
- Caso 83-01centro/1307B1S03 bajando CC1 VI Reg: flujos de potencia
- transmisión Punta de Cortés>Paine 408 MW (72 %), Ancoa>Norte 1606 MW:

- desconexión Ancoa-Alto Jahuel, circuito Punta de Cortés – Paine : 545 MW (97 %) y Ancoa – Lo Aguirre : 1514 MW, aceptable.
- Caso 83-01centro/1307B1S03 bajando CC1 VI Reg: estabilidad transitoria
- transmisión Punta de Cortés>Paine 408 MW (72 %), Ancoa>Norte 1606 MW:
 - falla 3f Alto Jahuel>Ancoa, 70 ms, sin DAG, flujo Ancoa – Lo Aguirre resulta con baja amortiguación y Taltal sale de sincronismo a los 6 seg, inaceptable
 - falla 2ft Alto Jahuel> Ancoa, 70 ms, sin DAG, flujo Ancoa – Lo Aguirre amortiguación 6.1 % aceptable, transmisión final 1465 MW, transmisión final Punta de Cortés>Paine 538 MW (98 %, la más cargada).

Máximo flujo hacia el Sur : 737 MW, Ancoa<Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): idem anterior.

Comentario : no es relevante

Estudios requeridos : no

B.2.a.6 Etapa: con S/E El Rodeo 220 en servicio y 1 solo circuito El Rodeo - Chena

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Julio 2013 - Enero 2014

Límite por conductor (criterio N conv.) : no se aplica.

Máximo flujo hacia el Norte : 1690 MW limitado, Ancoa>Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa al Norte	: 1690 MW
Trafo. Lo Aguirre 500/220	: 735 MW
Trafo. Polpaico 500/220	: 1390 MW
Trafos. Alto Jahuel 500/220	: 1395 MW
Polpaico – Navia	: abierto en Cerro Navia
Cerro Navia – Chena	: 240 MW
Chena – Alto Jahuel	: 345 MW ***
El Rodeo – Chena	: 532 MW (criterio N) ***

Comentario : La Subestación El Rodeo 220, que se requiere en la siguiente etapa para recibir la línea Punta de Cortés – El Rodeo de 500 kV asociada a la puesta en servicio de la unidad CC2 VI Región, se adelanta a esta etapa para permitir el reemplazo del conductor Greeley del primer circuito El Rodeo – Chena por otro de 532 MW de capacidad. La transferencia máxima por esta línea resulta impuesta por el límite aplicado a la línea Chena – Alto Jahuel con criterio N-1 ajustado.

Estudios realizados:

- (***) limitaciones consideran criterio N-1 ajustado. Ver estudio 81-01e/1308B2S43 rode-chena

Máximo flujo hacia el Sur : 44 MW, Ancoa<Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): idem anterior.

Comentario : no es relevante

Estudios requeridos : no

B.2.a.7 Etapa: con 2 circuitos El Rodeo – Chena (nuevo conductor) y Ciclo Combinado II VI Región en servicio

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2014 - Octubre 2015

Límite por conductor (criterio N conv.) : no se aplica.

Máximo flujo hacia el Norte : 1690 MW limitado, Ancoa>Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa al Norte	: 1690 MW
Trafo. Lo Aguirre 500/220	: 735 MW
Trafo. Polpaico 500/220	: 1390 MW
Trafos. Alto Jahuel 500/220	: 1395 MW
Polpaico – Navia	: abierto en Cerro Navia
Cerro Navia – Chena	: 240 MW
Chena – Alto Jahuel	: 420 MW ***
El Rodeo – Chena	: 735 MW (no limitante) ***
Punta de Cortés – El Rodeo	: 673 MW ***

Comentario : limitaciones consideran criterio N-1 ajustado. ver estudio 82-01d/1403B1S17; 82-01d/1509B1S34; 81-01e/1408B1S01.

Comentario : Estudios de estabilidad transitoria realizados en esta etapa indican que con los modelos dinámicos proporcionados por el CDEC, se producen oscilaciones con baja amortiguación (que no cumplen la Norma Técnica) frente a fallas 2ft permanentes en el circuito Ancoa – Alto Jahuel (sin DAG), con una transferencia previa de 1650 MW desde Ancoa 500 kV hacia el Norte. Esta situación resulta superada si se adelanta la subestación seccionadora de El Rodeo 500 kV proyectada para la siguiente etapa, con motivo de la puesta en servicio del tercer CC VI Región.

Estudios realizados :

- (***) limitaciones consideran criterio N-1 ajustado. Ver estudio 82-01d/1403B1S17; 82-01d/1509B1S34; 81-01e/1408B1S01
- Caso 82-01d/1410B3S34: flujos de potencia

- transmisión Ancoa>Norte 1642 MW, Punta de Cortés>Paine 422 MW, CCs VI Región: 2 x 335 MW
 - desconexión Ancoa – Alto Jahuel, circuito Ancoa – Lo Aguirre : 1543 MW, circuito Punta de Cortés – Paine : 508 MW (92 %, la más cargada) aceptable.
 - desconexión Ancoa – Lo Aguirre, circuito Ancoa – Alto Jahuel : 1556 MW, circuito Punta de Cortés – Paine : 498 MW (91 %, la más cargada) aceptable.
- Caso 82-01d/1410B3S34: estabilidad transitoria
 - Ancoa>Norte 1642 MW, Punta de Cortés>Paine 422 MW, CCs VI Región: 2 x 335 MW
 - falla 3f Alto Jahuel>Ancoa, 70 ms, sin DAG, amortiguación flujo Ancoa – Lo Aguirre 4 %, inaceptable.
 - falla 2ft Alto Jahuel>Ancoa, 70 ms, sin DAG, amortiguación flujo Ancoa – Lo Aguirre 4.5 %, inaceptable.
- Caso 82-01d/1410B3S34 con Secc El Rodeo 500 kV: flujos de potencia
 - Ancoa>Norte 1649 MW, Punta de Cortés-Paine 417 MW, CCs VI Reg 2 x 335 MW
 - desconexión Ancoa – Alto Jahuel , circuito Ancoa>El Rodeo: 1601 MW, Punta de Cortés>Paine: 467 MW (85 %, la más cargada) aceptable.
 - desconexión Ancoa – El Rodeo, circuito Ancoa>Alto Jahuel : 1564 MW, circuito Punta de Cortés>Paine : 493 MW (90 %, la más cargada), aceptable.
- Caso 82-01d/1410B3S34 con Seccionadora El Rodeo 500 kV: estabilidad transitoria
 - Ancoa>Norte 1649 MW, Punta de Cortés-Paine 417 MW, CCs VI Reg 2 x 335 MW

- falla 3f Alto Jahuel>Ancoa, 70 ms, sin DAG, amortiguación flujo Ancoa – Lo Aguirre 6.7 %, aceptable.

Máximo flujo hacia el Sur : 360 MW, Ancoa<Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): idem anterior.

Comentario : no es relevante

Estudios requeridos : no

B.2.a.8 Etapa: con S/E El Rodeo 500 y Ciclo Combinado III VI Rg en servicio

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Octubre 2015 - Enero 2016

Límite por conductor (criterio N conv.) : no se aplica.

Máximo flujo hacia el Norte : 1690 MW limitado, Ancoa>Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa al Norte	: 1690 MW
Trafo. El Rodeo 500/220	: 720 MW ***
Trafo. Lo Aguirre 500/220	: 760 MW ***
Trafo. Polpaico 500/220	: 1390 MW
Trafos. Alto Jahuel 500/220	: 1395 MW
Polpaico – Navia	: abierto en Cerro Navia
Cerro Navia – Chena	: 240 MW
Chena – Alto Jahuel	: 420 MW
El Rodeo – Chena	: 735 MW

Comentario : Con la puesta en servicio del tercer CC en la VI Región, las tres unidades pasan a inyectar su potencia al sistema de 500 kV en Punta de Cortés, desligándose del sistema de 220 kV Itahue – Alto Jahuel.

Estudios realizados :

- (***) limitaciones consideran criterio N-1 ajustado. Ver estudio 81-01d/1509B1S34
- Caso 81-01e/1507B1S09: flujos de potencia
 - transmisión Ancoa>Norte 1651 MW, Punta de Cortés>El Rodeo 500 kV: 1868 MW, CCs VI Región: 3 x 335 MW, Tinguiririca>Punta de Cortés: 416 MW
 - desconexión Ancoa-Alto Jahuel; transmisiones resultantes circuito Ancoa>El Rodeo: 1631 MW, Punta de Cortés>El Rodeo: 2578 MW (73 %),

Tinguiririca>Punta de Cortés: 474 MW (84 %), aceptable.

- desconexión Ancoa-El Rodeo; circuito Ancoa – Alto Jahuel: 1581 MW, Tinguiririca>Punta de Cortés: 527 MW (94 %), aceptable.
- Caso 81-01e/1507B1S09: estabilidad transitoria
 - Ancoa>Norte 1651 MW, Punta de Cortés>El Rodeo: 1868 MW, CCs VI Región 3 x 335 MW, Tinguiririca>Punta de Cortés: 416 MW
 - falla 3f Alto Jahuel>Ancoa, 70 ms, sin DAG, amortiguación flujo Ancoa>El Rodeo 3.9 % inaceptable; transmisión final Ancoa>Norte: 1585 MW, Punta de Cortés>El Rodeo: 2535 MW.
 - falla 2ft Alto Jahuel>Ancoa, 70 ms, sin DAG, amortiguación flujo Ancoa>El Rodeo 7.4 %, aceptable; transmisión final Ancoa>Norte 1586 MW, Punta de Cortés>El Rodeo 2541 MW.

Máximo flujo hacia el Sur : 328 MW, Ancoa<Norte 500 kV

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

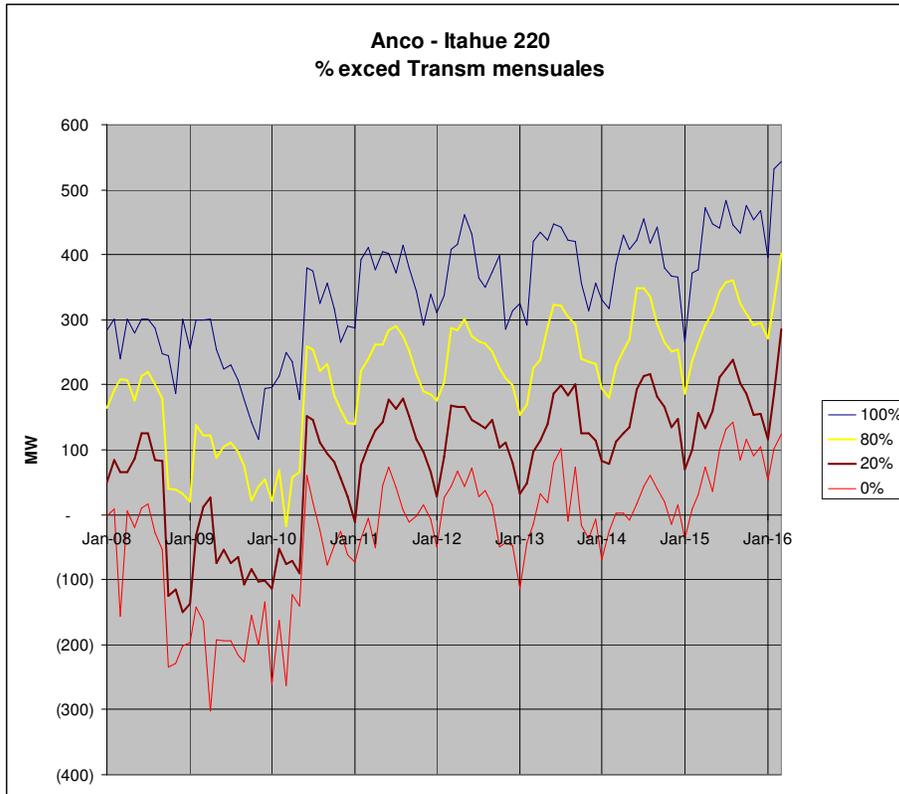
Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): idem anterior.

Comentario : no es relevante

Estudios requeridos : no

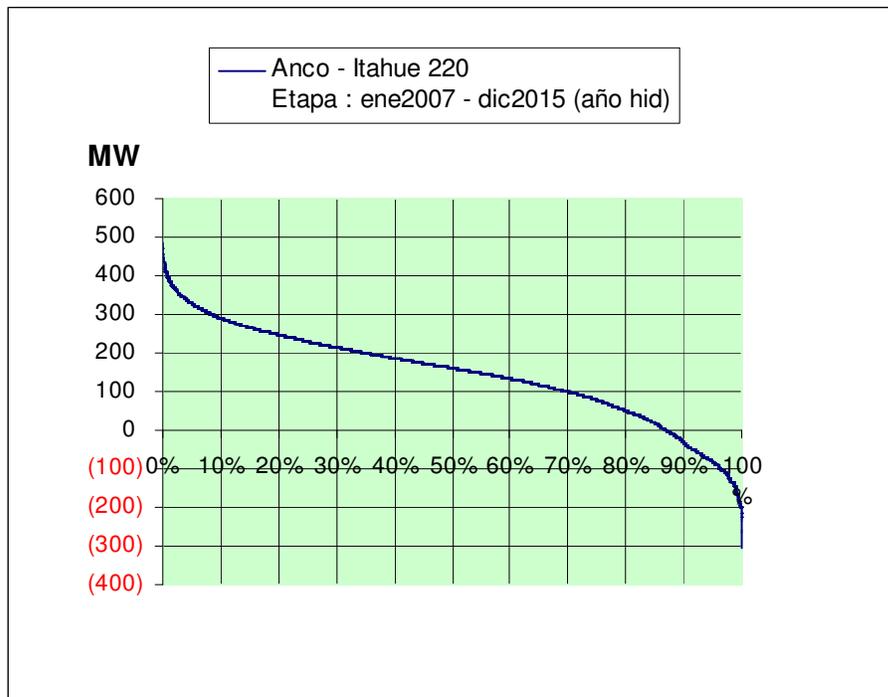
B.3 Sistema Ancoa – Alto Jahuel 154/220 kV

B.3.a Tramo Anco-Itahue



B.3.a.1 Etapa: hasta el fin del horizonte

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2008 - Enero 2016



Límite por conductor (criterio N conv.) : 2x472 MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 484 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga.

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 570 MW ***

Comentario : el tramo no presenta sobrecarga en el período.

Estudios realizados :

- (***) limitaciones consideran criterio N-1 ajustado. Ver estudio 82-01d-c/1509B2S02

Máximo flujo hacia el Sur : 303 MW

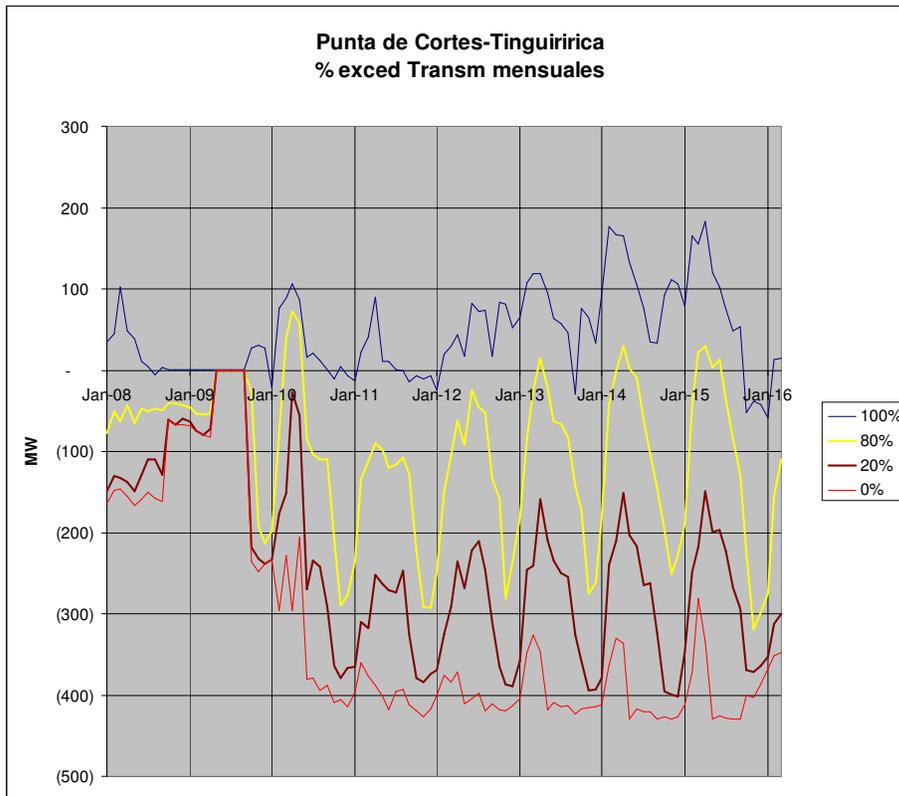
Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 570 MW

Comentario : idem. anterior

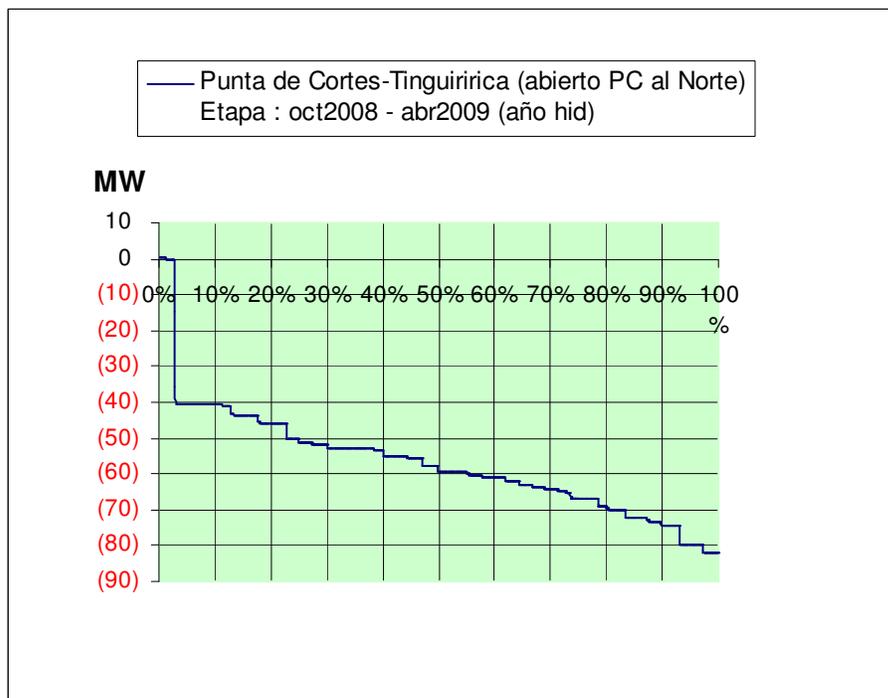
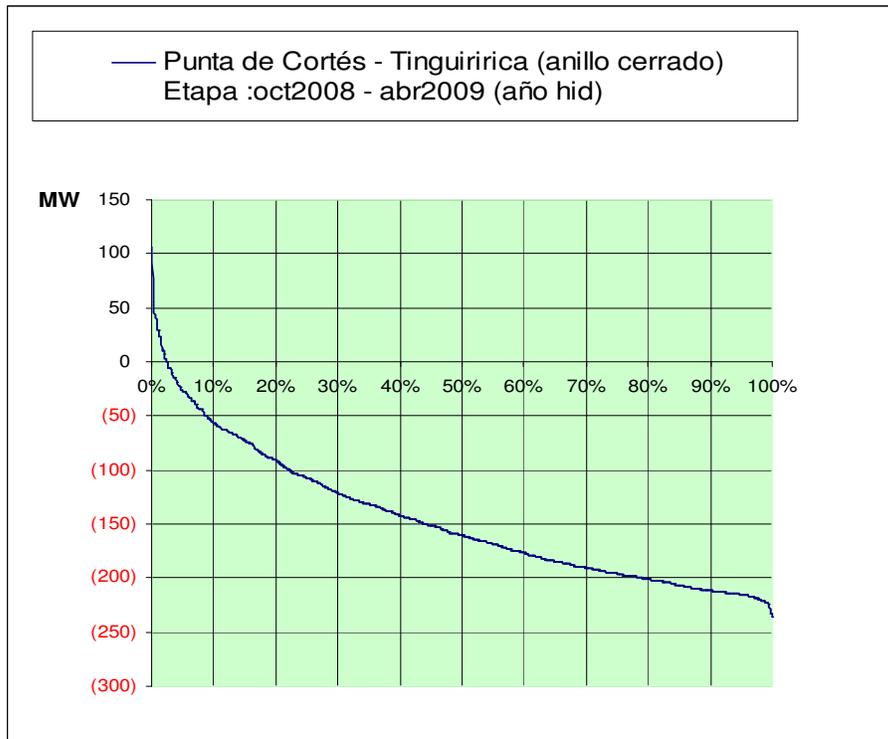
Estudios requeridos : no

B.3.b Tramo Itahue – Alto Jahuel



B.3.b.1 Etapa: Central La Higuera 154 kV

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Octubre 2008 - Mayo 2009



Límite por conductor (criterio N conv.) : 2x127 MVA, 154 kV, tramo Tinguiririca – Punta de Cortés

Máximo flujo hacia el Norte : 236 MW con anillo cerrado / 82 MW abto Punta de Cortés al norte

Acción ante falla permanente de un circuito : ver comentario.

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa – Itahue 220	: 570 MW
Itahue – Tinguiririca	: 396 MW
Tinguiririca – Punta de Cortes	: 254 MW
Punta de Cortes – Alto Jahuel	: 396 MW

Comentario : Se realizaron estudios en esta etapa suponiendo operación en anillo cerrado del sistema de 154 kV Itahue-Alto Jahuel con el sistema de 500 kV de Ancoa al Norte. La magnitud de las sobrecargas del sistema de 154 kV detectadas en caso de falla de 1 circuito de 500 kV hacen aconsejable, para altos niveles de transferencia, operar abierto el anillo en Punta de Cortés hacia el Norte (la transmisión en anillo cerrado, que alcanza un máximo de 143 MW, debería ser compensada con mayor generación en la zona Norte para no incrementar en este monto la transmisión máxima de 1690 MW establecida para Ancoa al Norte). La carga de Punta de Cortés quedaría alimentada radialmente desde S/E Tinguiririca.

Estudios realizados :

- Caso 83-01centro/0808B2S31, flujos de potencia:
 - transmisión Tinguiririca>Punta de Cortés 236 MW (92 % de carga en el circuito más cargado) en anillo cerrado, Ancoa>Norte 1647 MW:
 - ante la desconexión de Ancoa-Alto Jahuel, la carga del tramo Tinguiririca-Punta de Cortés alcanza 322 MW (128 % de carga en el circuito más cargado). El tramo Ancoa-Polpaico queda con 1627 MW.
 - La desconexión de central La Higuera 152 MW por medio de un esquema DAG, deja la carga del tramo Tinguiririca-Punta de Cortés con 207 MW (104 %) y Ancoa-Polpaico con 1711 MW. No se

recomienda aplicar este DAG por el impacto que tendría sobre la carga del único circuito de 500 kV que se mantiene en servicio.

- desconexión Ancoa-Polpaico: es menos crítica
- en el caso de desconexión por falla de un circuito del tramo Tinguiririca-Punta de Cortés, la carga del circuito sano alcanzaría a 204 MW (158 %). Esto exigiría la apertura por un esquema de reconfiguración topológica (ERT) del tramo Tinguiririca-Teno (con 153 MW pre-falla), en cuyo caso la carga del circuito sano Tinguiririca-Punta de Cortés se reduce a 85 MW (67 %). Por su parte, la transmisión Ancoa>Norte 500 kV subiría a 1800 MW, lo que se estima aceptable transitoriamente para el doble circuito de 500 kV, ya que puede ser rápidamente controlada con redespacho.

Máximo flujo hacia el Sur : no relevante

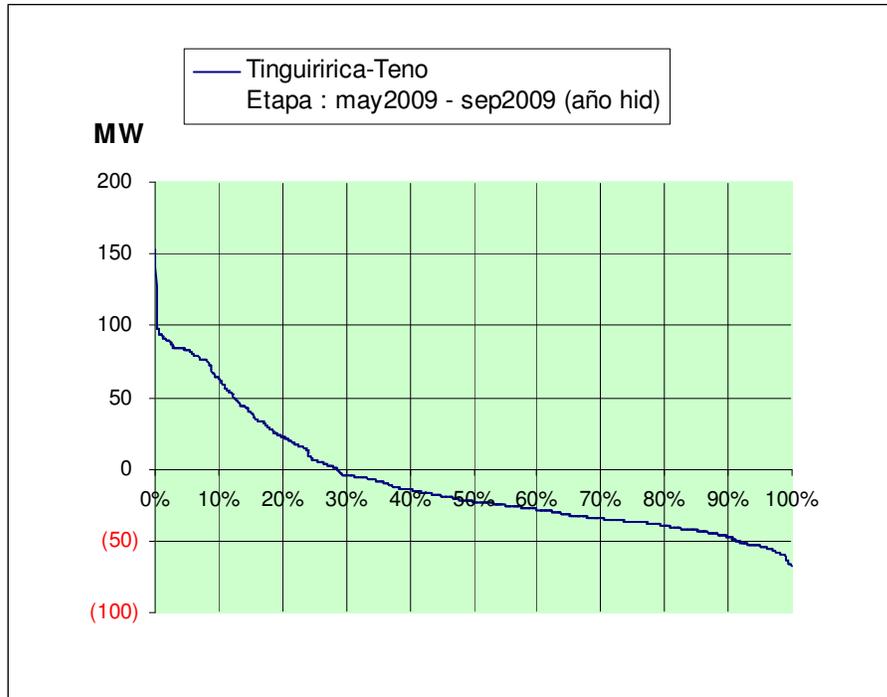
Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): no

Comentario : no es relevante

B.3.b.2 Etapa: S/E Punta de Cortés 220 kV, Tinguiririca – Punta de Cortés fuera de servicio

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Mayo 2009 - Octubre 2009



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 198 = 396$ MVA, 154 kV

Máximo flujo hacia el Norte : 67 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa – Itahue 220	: 570 MW
Itahue – Tinguiririca	: 396 MW
Tinguiririca – Punta de Cortes	: abierto
Punta de Cortes – Alto Jahuel	: 564 MW ***

Comentario : Durante esta etapa se alimentan radialmente desde Alto Jahuel 220 kV las subestaciones Punta Cortés, Tilcoco y Rancagua, mientras se procede al cambio de conductor y aislación del tramo Tinguiririca-Punta de Cortés.

Máximo flujo hacia el Sur : 152.3 MW con falla / 107.7 sin falla, tramo Tinguiririca - Teno

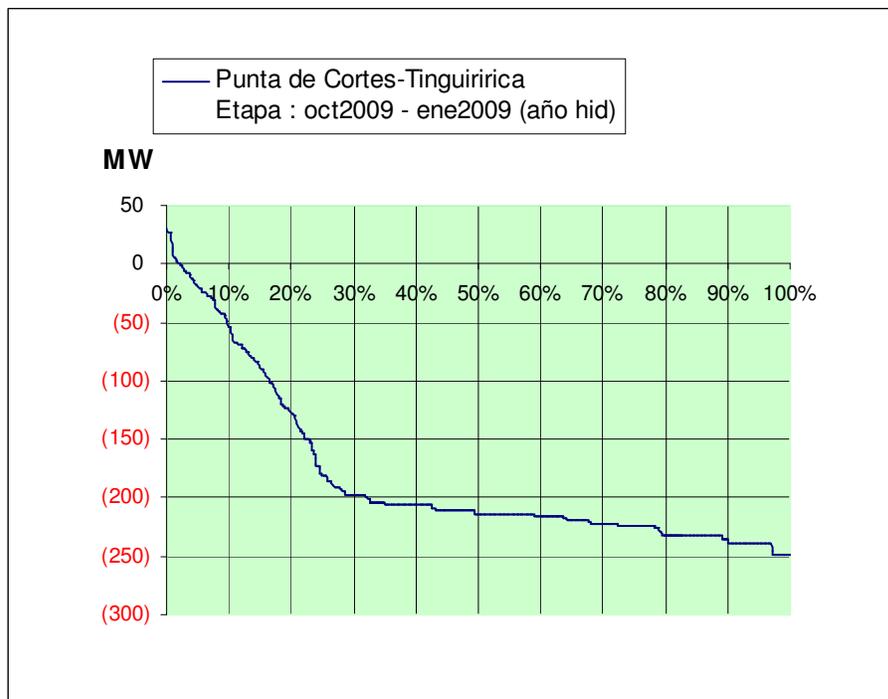
Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): no

Comentario : Central La Higuera se evacúa hacia Teno-Itahue en 154 kV.

B.3.b.3 Etapa: Central La Higuera y Confluencia operando en 220 kV, Tinguiririca – Teno fuera de servicio

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Octubre 2009 - Febrero 2010



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 282 = 564$ MVA, 220 kV, tramo Tinguiririca – Punta de Cortés

Máximo flujo hacia el Norte : 249 MVA

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa – Itahue 220	: 570 MW
Itahue – Tinguiririca	: abierto ***
Tinguiririca – Punta de Cortes	: 564 MW ***
Punta de Cortes – Alto Jahuel	: 564 MW

Comentario : no hay

Máximo flujo hacia el Sur : 30 con falla / 27 sin falla

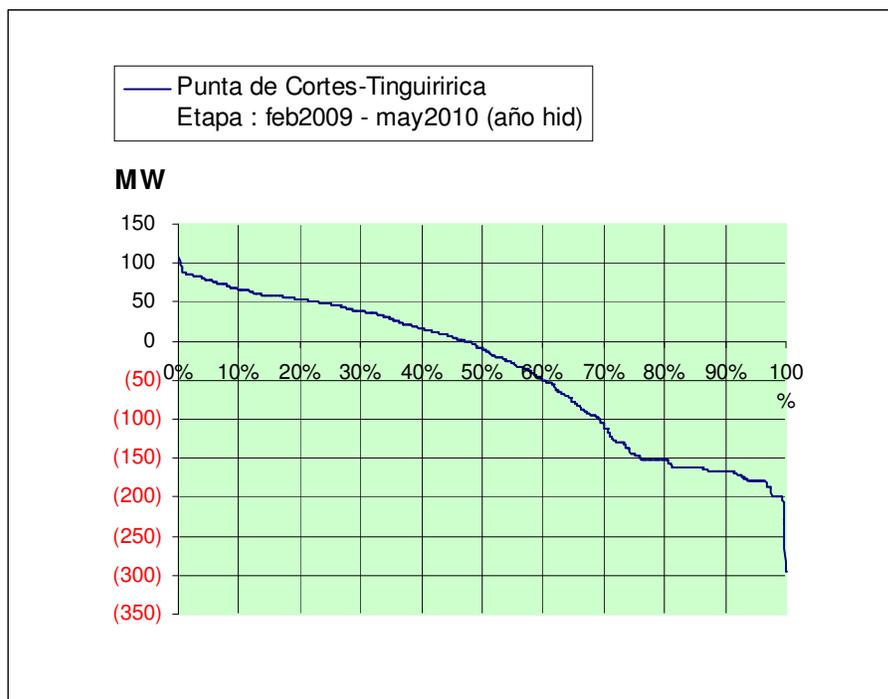
Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): sin límite.

Comentario : En esta etapa, S/E Teno se mantiene alimentada radialmente desde Itahue en 154 kV, mientras se procede al cambio de aislación del tramo Tinguiririca-Teno.

B.3.b.4 Etapa: Itahue – Teno fuera de servicio

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Febrero 2010 - Junio 2010



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 282 = 564$ MVA, 220 kV, tramo Tinguiririca – Punta de Cortés

Máximo flujo hacia el Norte : 297 con falla / 206 sin falla

Acción ante falla permanente de un circuito : no

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa – Itahue 220 : 570 MW

Itahue – Tinguiririca : abierto

Tinguiririca – Punta de Cortes : 564 MW

Punta de Cortes – Alto Jahuel : 564 MW

Comentario : En esta etapa, S/E Teno se mantiene alimentada radialmente desde Tinguiririca en 220 kV, mientras se procede al cambio de aislación del tramo Teno-Itahue.

Máximo flujo hacia el Sur : 107 MW

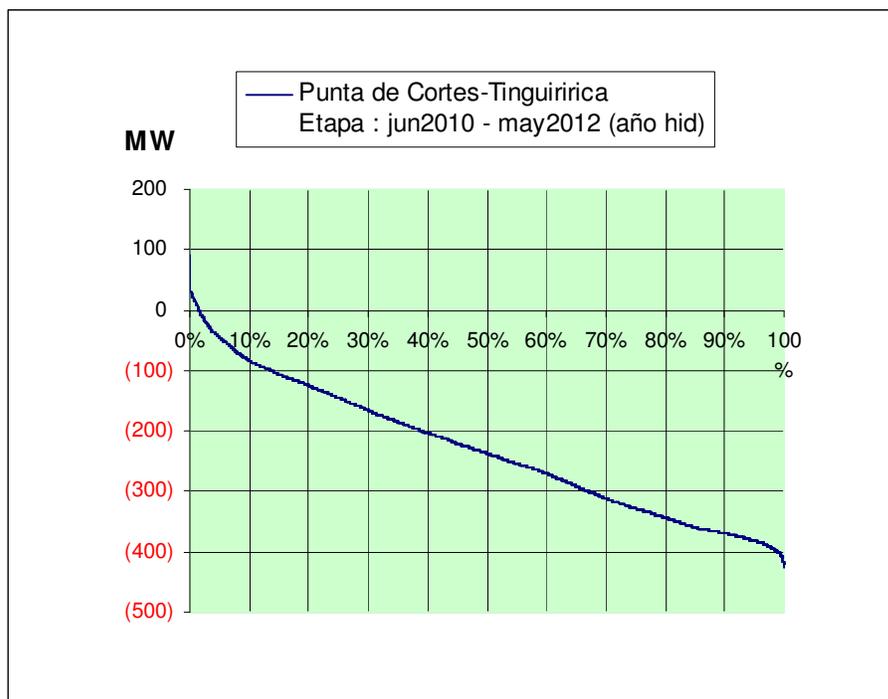
Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur):

Comentario : no hay

B.3.b.5 Etapa: Operación en anillo de 220 kV

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Junio 2010 - Junio 2012



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 282 = 564$ MVA, 220 kV, tramo Tinguiririca – Punta de Cortés

Máximo flujo hacia el Norte : 427 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : Esquema de Reconfiguración topológica (ERT).

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa – Itahue 220	: 570 MW
Itahue – Tinguiririca	: 564 MW (criterio N, no limitante) ***
Tinguiririca – Punta de Cortes	: 430 MW ***
Punta de Cortes – Alto Jahuel	: 564 MW

Comentario : La operación en anillo del sistema de 220 kV Itahue-Alto Jahuel con el sistema de 500 kV Ancoa al Norte, operando con transmisiones de hasta 1690 MW junto con una alta generación de las centrales La Higuera y Confluencia, conduce a una condición de carga en los tramos de Tinguiririca al Norte que excede el criterio N-1 ajustado. Por ello, se requiere implementar

esquemas de reconfiguración topológica (ERT) que automáticamente abran el anillo de 220 kV en la subestación que resulte más conveniente para minimizar el impacto de esta reconfiguración sobre las transmisiones resultantes por 500 kV.

Estudios realizados :

- (***) limitaciones consideran criterio N-1 ajustado. Ver estudio 83-01/1108B3S29
- Caso 83-01centro/1108B3S29, flujos de potencia:
 - transmisión Tinguiririca>Punta de Cortés 438 MW (76 %), Ancoa>Norte 1619 MW, Higuera+Confluencia 297 MW:
 - La desconexión de un circuito Tinguiririca-Punta de Cortés, lleva la carga del circuito sano a 378 MW (131 %). La apertura del tramo Tinguiririca-Teno por medio de un ERT, reduce la carga del circuito sano Tinguiririca – Punta de Cortés a 223 MW (78 %), en tanto que el tramo Ancoa>Norte 500 kV sube su carga a 1837 MW; aceptable.
 - La desconexión Ancoa-Alto Jahuel 500 kV lleva la carga de Tinguiririca-Punta de Cortés a 571 MW (101 %), y Ancoa-Lo Aguirre a 1531 MW , aceptable
 - La desconexión Ancoa-Lo Aguirre lleva la carga de Tinguiririca-Punta de Cortés a 549 MW (97 %), aceptable.
- Caso 83-01centro/1108B3S29, estabilidad transitoria:
 - transmisión Tinguiririca>Punta de Cortés 438 MW (76 %), Ancoa>Norte 1619 MW, Higuera+Confluencia 297 MW (con CS Maitencillo y Charrúa):
 - falla 3f Tinguiririca>Punta de Cortés, 80 ms, con ERT, apertura de Tinguiririca-Teno (200ms), amortiguación 8.6 %, transmisión final circuito sano: 223 MW (79 %), Ancoa>Norte: 1837 MW, aceptable.
 - falla 3f Alto Jahuel> Ancoa, 70ms, transmisión final Ancoa-Lo Aguirre 1486 MW amortiguación

10.0 %, Tinguiririca-Punta de Cortés: 564
MW(100 %), acceptable

Máximo flujo hacia el Sur : 90 con falla / 41 sin falla

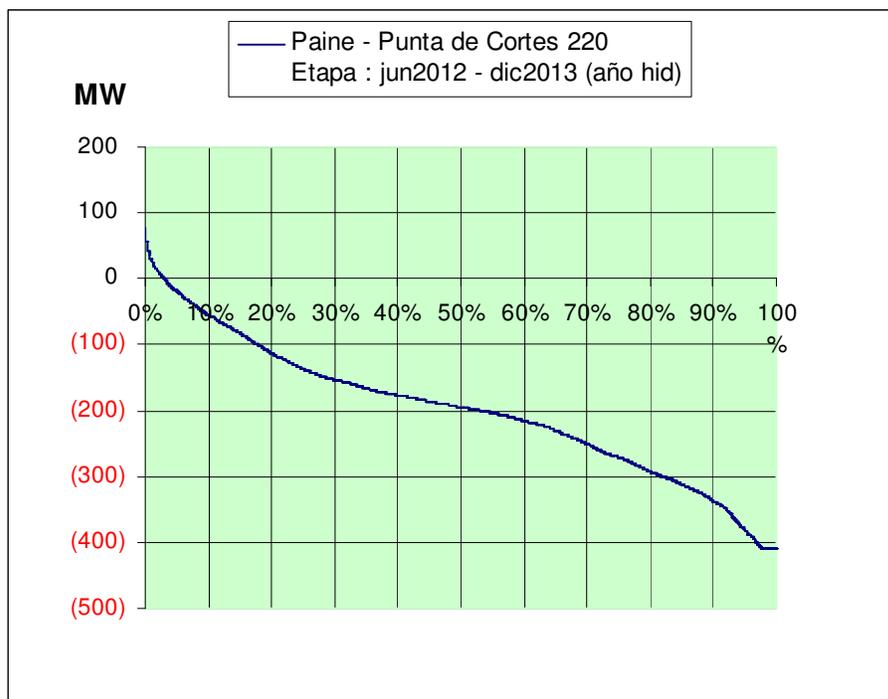
Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): no

Comentario : no es relevante

B.3.b.6 Etapa: con CC I VI Región.

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Junio 2012 - Enero 2014



Límite por conductor (criterio N conv.) : 2x282 MVA, 220 kV, tramo Punta de Cortés – Alto Jahuel

Máximo flujo hacia el Norte : 410 limitado Punta de Cortés-Paine

Acción ante falla permanente de un circuito : ERT, ver comentario.

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa – Itahue 220	: 570 MW
Itahue – Tinguiririca	: 564 MW
Tinguiririca – Punta de Cortes	: 430 MW
Punta de Cortes – Alto Jahuel	: 410 MW ***

Comentario : La puesta en servicio del CC I VI Region impacta el nivel de transmisión del tramo Punta de Cortés – Alto Jahuel 220 kV. De los estudios realizados se concluyó la necesidad de imponer en el despacho una transmisión máxima de 410 MW en el tramo Punta de Cortés – Alto Jahuel de modo de tener que recurrir a esquemas DAG o ERT en el caso de fallas permanentes en las líneas de 500 kV.

La aplicación de ERT puede mantenerse para el caso de fallas en las líneas del anillo de 220 kV.

Estudios realizados :

- (***) limitaciones consideran criterio N-1 ajustado. Ver estudio 83-01/1307B1S03 bajando CC1 VI Reg
- Caso 83-01centro/1307B1S03: flujos de potencia
 - transmisión Punta de Cortés>Paine 479 MW (84 %), Ancoa>Norte 1606 MW, Higuera+Confluencia 297 MW, CC I 333 MW:
 - desconexión Punta de Cortés-Alto Jahuel (circuito directo), circuito sano : 408 MW (138 %) / Aplicando ERT Itahue – Teno (220 MW prefalla), carga baja a 266 MW (90 %) y transmisión Ancoa>Norte sube a 1827 MW, aceptable.
 - desconexión Ancoa-Alto Jahuel, circuito Punta de Cortés – Paine : 615 MW (109 %) / Aplicando DAG de TV CC I 108 MW, carga baja a 545 MW (98 %) y transmisión Ancoa – Lo Aguirre queda en 1592 MW, aceptable.
- Caso 83-01centro/1307B1S03: estabilidad transitoria
 - transmisión Punta de Cortés>Paine 479 MW (84 %), Ancoa>Norte 1606 MW, Higuera+Confluencia 297 MW, CC I 333 MW (con CS Maitencillo y Charrúa):
 - falla 3f Alto Jahuel>Ancoa, 70ms, con DAG de TV CC I 108 MW a los 260 ms, flujo Ancoa – Lo Aguirre 500 kV amortiguación 4.3 % inaceptable.
 - falla 2ft Alto Jahuel>Ancoa, 70ms, con DAG de TV CC I 108 MW a los 260 ms, flujo Ancoa – Lo Aguirre 500 kV amortiguación 4.9 % inaceptable.
- Caso 83-01centro/1307B1S03 bajando CC1 VI Reg: bajando despacho de CC I a 240 MW; flujos de potencia
 - transmisión Punta de Cortés>Paine 408 MW (72 %), Ancoa>Norte 1606 MW, Higuera+Confluencia 297 MW:

- desconexión Punta de Cortés-Alto Jahuel (circuito directo), circuito sano : 349 MW (118 %) / Aplicando ERT Tinguiririca – Teno (203 MW prefalla), carga baja a 210 MW (71 %) y transmisión Ancoa>Norte sube a 1813 MW, aceptable.
- desconexión Ancoa-Alto Jahuel, circuito Punta de Cortés – Paine : 545 MW (97 %) y Ancoa – Lo Aguirre : 1514 MW, aceptable.
- Caso 83-01centro/1307B1S03 bajando CC1 VI Reg: bajando despacho de CC I a 240 MW; estabilidad transitoria
- transmisión Punta de Cortés>Paine 408 MW (72 %), Ancoa>Norte 1606 MW, Higuera+Confluencia 297 MW:
 - falla 3f Alto Jahuel>Ancoa, 70 ms, sin DAG, flujo Ancoa – Lo Aguirre continúa con baja amortiguación y Taltal sale de sincronismo a los 6 seg, inaceptable
 - falla 2ft Alto Jahuel> Ancoa, 70 ms, sin DAG, flujo Ancoa – Lo Aguirre amortiguación 6.1 % aceptable, transmisión final 1465 MW, transmisión final Punta de Cortés>Paine 538 MW (98 % la más cargada).

Máximo flujo hacia el Sur : 78 MW Paine>Punta de Cortés

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

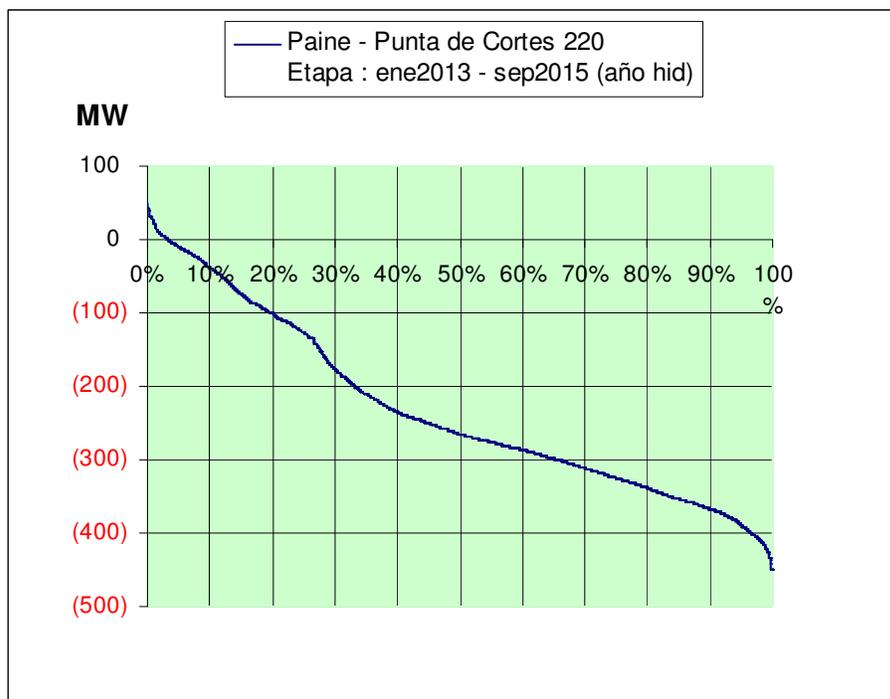
Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): no

Comentario : no es relevante

Estudios requeridos : no

B.3.b.7 Etapa: con CC II V Región

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2014 - Octubre 2015



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 282 = 564$ MVA Punta de Cortés-Paine / 790 MVA Punta de Cortés-Rodeo 220

Máximo flujo hacia el Norte : 450 limitado MW Punta de Cortés-Paine, 298 MW Punta de Cortés-Rodeo 220

Acción ante falla permanente de un circuito : ERT.

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa – Itahue 220	: 570 MW
Itahue – Tinguiririca	: 564 MW
Tinguiririca – Punta de Cortes	: 430 MW
Punta de Cortes – Alto Jahuel	: 450 MW ***
Punta de Cortés – El Rodeo limitante) ***	: 673 MW (no

Comentario : La puesta en servicio de la unidad CC II VI Región requiere habilitar la línea Punta de Cortés – El Rodeo 220 kV. Se determinó las condiciones de límite a aplicar en el despacho para evitar sobrecargas en las

líneas de 220 kV derivadas de fallas permanentes en las líneas de 500 kV. Ver comentario etapa anterior.

Estudios requeridos :

- (***) limitaciones consideran criterio N-1 ajustado. Ver estudio 81-01e/1408B1S01

Máximo flujo hacia el Sur : 49 MW, Punta de Cortés-Pain, no relevante

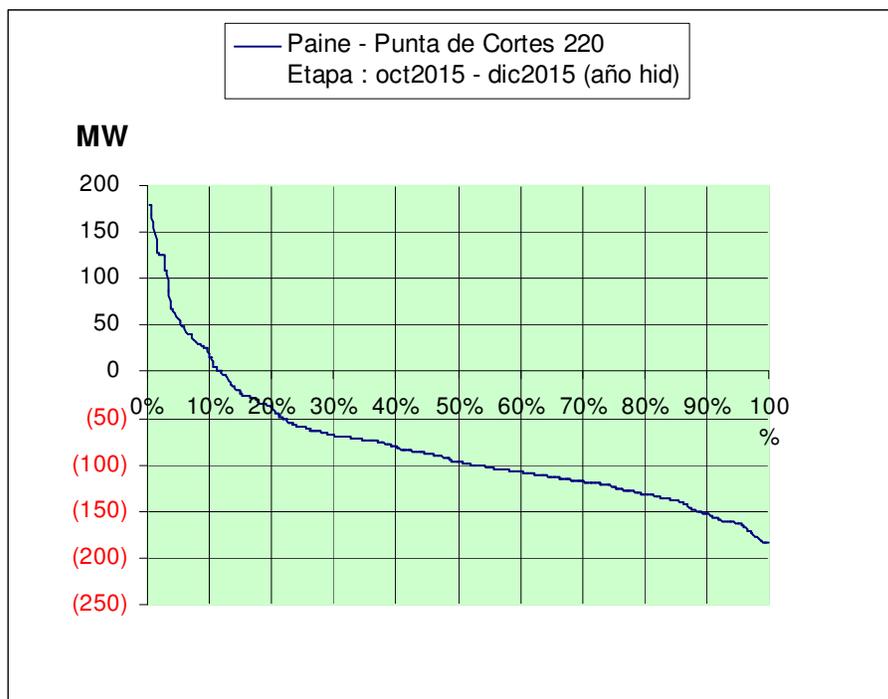
Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): no

Comentario : no es relevante

B.3.b.8 Etapa: con CC III VI Región.

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Octubre 2015 - Enero 2016



Límite por conductor (criterio N conv.) : 2x282 Punta de Cortés-Paine, Tinguiririca-Punta de Cortés

Máximo flujo hacia el Norte : 184 MW Punta de Cortés-Paine

Acción ante falla permanente de un circuito :

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte):

Ancoa – Itahue 220 : 570 MW

Itahue – Tinguiririca : 564 MW

Tinguiririca – Punta de Cortes : 430 MW

Punta de Cortes – Alto Jahuel : 450 MW ***

Comentario : Al ponerse en servicio el CC III VI Región, las tres unidades se conectan directamente a la S/E Punta de Cortés 500 kV, desligándose del sistema de 220 kV el cual vuelve a quedar en condiciones de operación equivalentes a la de la etapa de Operación en anillo de 220 kV (punto 2.3.2.5)

Máximo flujo hacia el Sur : 180 Punta de Cortés-Paine

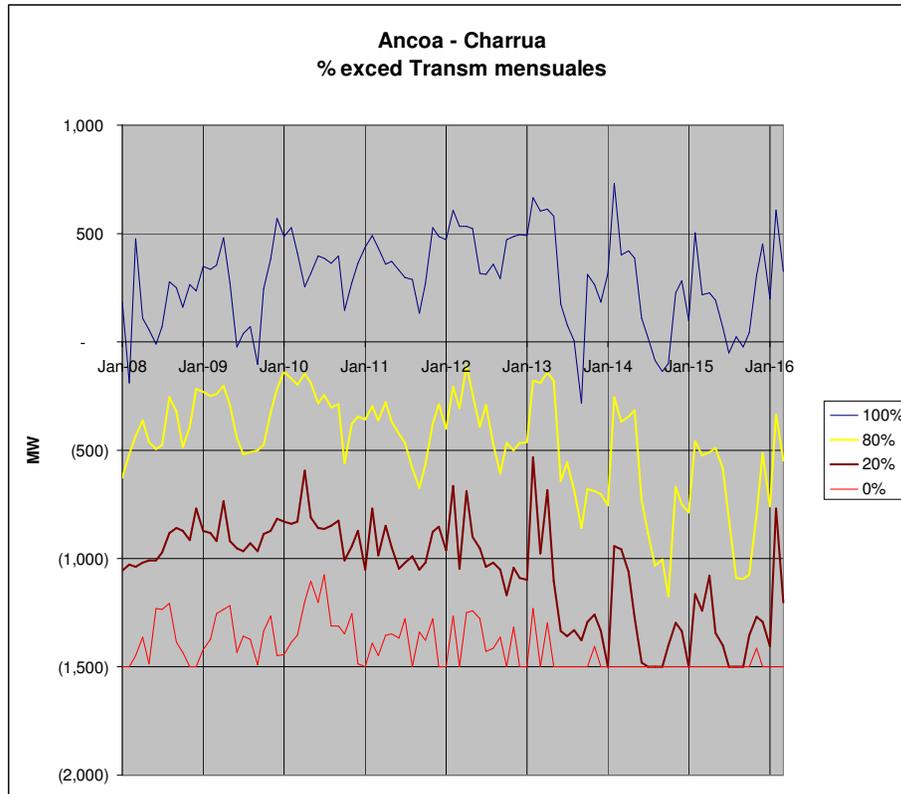
Acción ante falla permanente de un circuito :

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur):

Comentario : no es relevante

B.4 Sistema Charrúa – Ancoa 500 kV

B.4.a Tramo Ancoa-Charrua

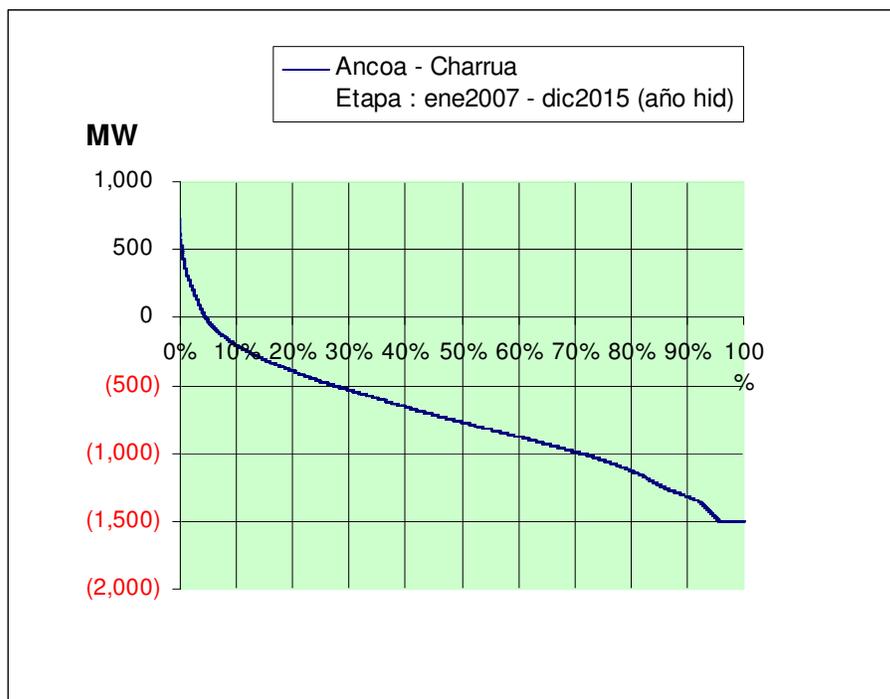


Comentario:

La capacidad de este tramo está limitada por los autotransformadores 220/500 kV de S/E Charrúa y se alcanza con cierta frecuencia a partir del año 2014. La evaluación económica indica que no se justifica ampliación del tramo en el horizonte de estudio

B.4.a.1 Etapa: hasta fin del horizonte

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2008 - Enero 2016



Límite por conductor (criterio N conv.) : no se aplica.

Máximo flujo hacia el Norte : 1500 MW limitado

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 1500 MW

Comentario : El límite impuesto por sobrecarga Condensadores Serie en condición N- 1 es de 1570 MW. Se adoptó el límite de 1500 MW impuesto por los autotransformadores de 500/220 en S/E Charrúa.

Estudios requeridos : pendiente

Máximo flujo hacia el Sur : 730 MW.

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

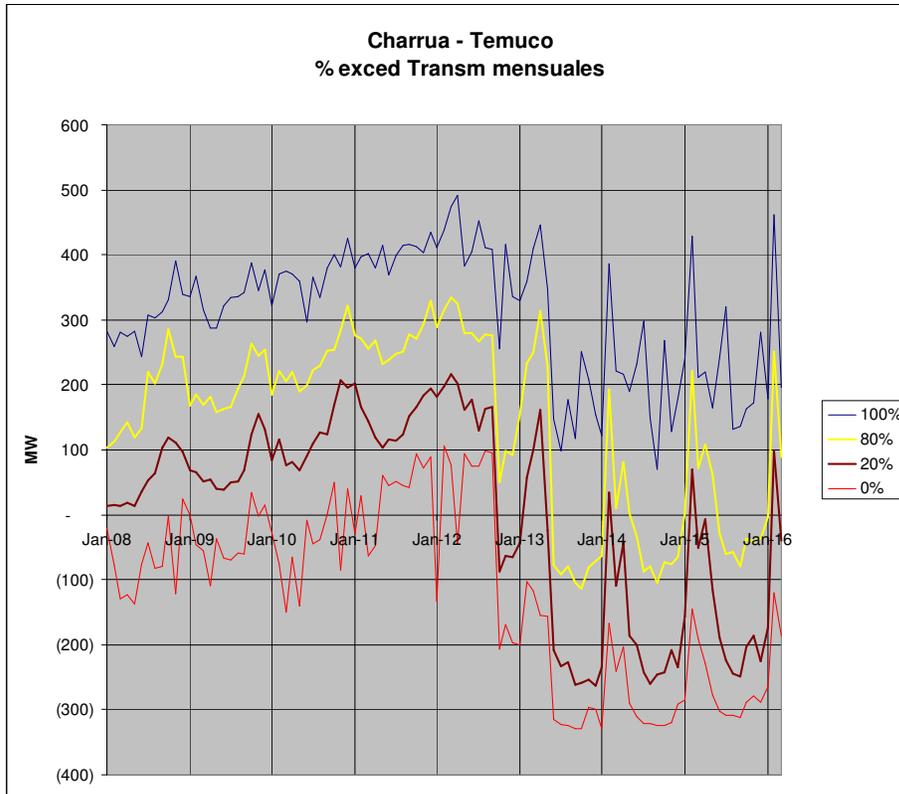
Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): sin límite.

Comentario : no es relevante

Estudios requeridos : no

C Zona Sur

C.1.a Tramo Charrúa-Temuco

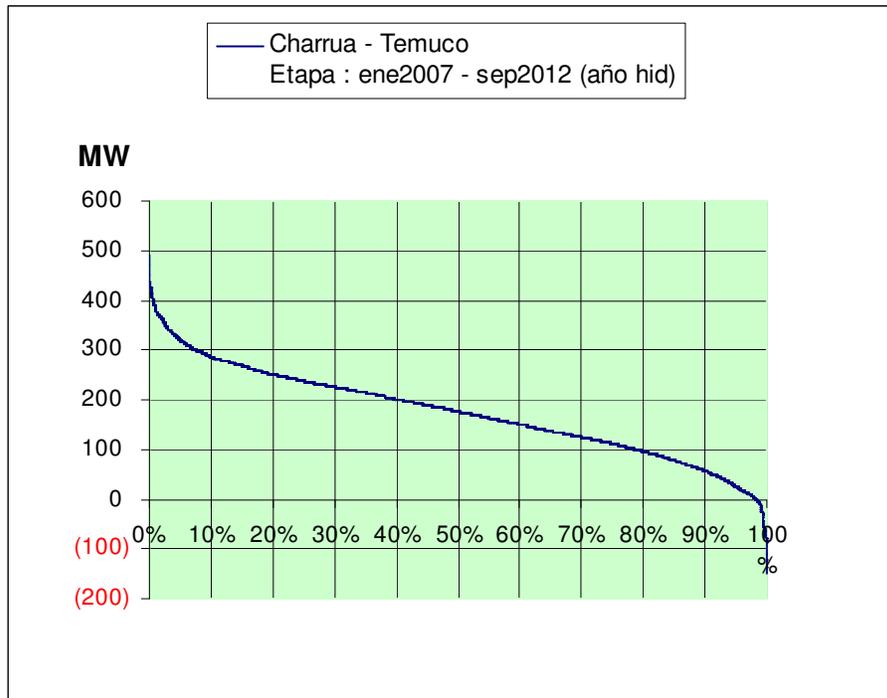


Comentario:

Se aprecia la inversión de los flujos por esta línea a partir de la puesta en servicio de Central Neltume.

C.1.a.1 Etapa : antes de Central Neltume

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2008 - Octubre 2012



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 500 = 1000$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 150 MW, con falla/ 82 MW máx sin falla

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 500 (N-1 conv).

Comentario : no se aprecian problemas.

Estudios realizados :

- Caso 83-01sur/0805B4S06
 - sin CS, circuito actual Charrúa – Temuco abierto, transmisión 84 MW Temuco>Charrúa, Canutillar 157 MW, Celulosa Valdivia 59 MW
 - falla 3f Temuco>Charrúa, sin DAG, tensión máxima en Valdivia 242.8 kV, amortiguación 14.9 %, aceptable

Máximo flujo hacia el Sur : 491 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 500 (N-1 conv)

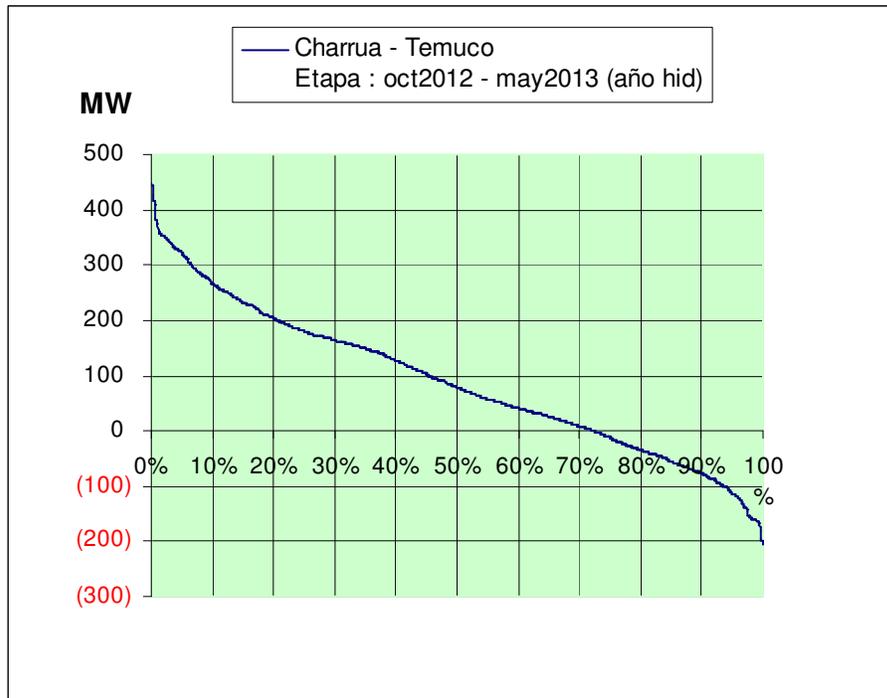
Comentario : no se aprecian problemas

Estudios realizados :

- Caso 83-01sur/1109B2S18
 - sin CS Charrúa, circuito actual Charrúa – Temuco abierto, transmisión Charrúa>Temuco 436 MW
 - falla 3f Charrúa>Temuco, 80 ms, Canutillar f/s, sin DAC, amortiguación 8.3 %, no hay sobretensión, transmisión final 446 MW, aceptable.
- Caso 83-01sur/1109B2S18 con Canu
 - se agregó 1 unidad de Canutillar con 30 MW, transmisión Charrúa>Temuco 411 MW
 - falla 3f Charrúa>Temuco, 80 ms, sin DAC, amortiguación aceptable, tensión máxima en Puerto Montt 240.3 kV, aceptable.

C.1.a.2 Etapa : con Central Neltume

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Octubre 2012 - Junio 2013



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 500 = 1000$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 206 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): sin límite.

Comentario : No se justifica adelantar la instalación de los condensadores serie que se mencionan en el punto siguiente, dado que transmisiones hacia el norte de magnitud elevada son muy poco frecuentes.

Estudios requeridos : no

Máximo flujo hacia el Sur : 445 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

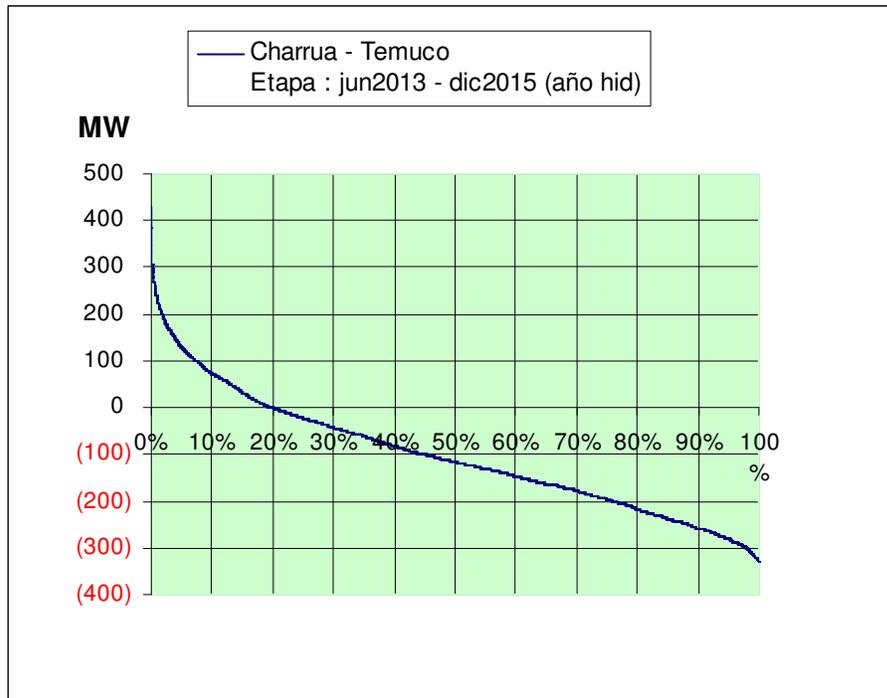
Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): sin límite

Comentario : análogo a caso anterior

Estudios requeridos : no

C.1.a.3 Etapa : con TV Puerto Montt

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Junio 2013 - Enero 2016



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 500 = 1000$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 330 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : DAG

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 330 MW (por estabilidad transitoria)

Comentario : Los estudios realizados demuestran que, con los modelos dinámicos vigentes en el CDEC, los niveles de transmisión que se presentan en esta etapa exigen, por necesidades de estabilidad transitoria, instalar compensación serie (CS) de 60 % de este tramo. También, se requiere un esquema DAG que actúe desconectando la unidad TV Puerto Montt o unidades de Neltume.

Estudios realizados :

- Caso 83-01sur/1305B4S04 sin CS:
- Transmisión Temuco>Charrúa: 296 MW, con circuito actual Charrúa-Temuco en servicio

- falla 2ft en Temuco>Charrúa, 80 ms, sin DAG, amortiguación 2.8 % inaceptable
 - falla 2ft, con DAG 1 unidad Neltume 184 MW, amortiguación 4.0 % inaceptable
- Caso 83-01sur/1305B4S04 sin CS Tco-Cha 250 MW:
 - Transmisión reducida Temuco>Charrúa: 250 MW (bajando TV Puerto Montt a 192 MW)
 - falla 2ft, sin DAG, sale Taltal fuera de sincronismo a los 6 segundos
 - Se agregó CS en Maitencillo>Pan de Azúcar
 - falla 2ft, Taltal no sale de sincronismo, pero la amortiguación de las transmisiones Charrúa – Temuco continúan inaceptables
 - 1305B4S04, Se agregan CS en Charrúa>Temuco
 - falla 2ft, la amortiguación es aceptable.
 - Con CS Maitencillo y Charrúa, y transmisión Temuco>Charrúa: 296 MW
 - falla 2ft, amortiguación 4.9 %, marginalmente aceptable.
 - falla 3f , amortiguación 4.7 %
 - falla 2ft con DAG 1 unidad Neltume 184 MW (395ms): se desconecta Taltal por pérdida de sincronismo a los 4.3 segundos.
 - con CS Mait y Charrúa, y transmisión Temuco>Charrúa: 296 MW: falla 3f con DAG 1 unidad Neltume 184 MW (395ms): no salen de sincronismo centrales del Norte y amortiguación 5.2 %, aceptable
 - Con CS Charrúa y sin CS Mait, y transmisión Temuco>Charrúa: 296 MW: falla 3f sin DAG: amortiguación 4.2 % inaceptable.

- Con CS Charrúa y sin CS Maitencillo, y transmisión Temuco>Charrúa: 296 MW
 - falla 3f sin DAG: amortiguación 4.2 % inaceptable.
 - falla 3f con DAG Neltume 184 MW: amortiguación 8.6 % aceptable.
 - Con CS Charrúa y sin CS Mait, y transmisión Temuco>Charrúa: 296 MW: falla 2ft con DAG Neltume 184 MW: amortiguación 10.2 % entre 1er y 2do máximos, 5.3 % entre 2do y 3er máximos, transmisión final 148.2 MW, aceptable.
- Caso 83-01sur/1306B4S27
 - Temuco>Charrúa 331 MW, Temuco<Sur 429 MW, Puerto Montt>Barro Blanco 287 MW, con CS Charrúa y Maitencillo, con circuito actual Charrúa – Temuco abierto
 - falla 3f en Temuco>Charrúa con DAG TV Puerto Montt con 245 MW (285 ms), sobretensión en Valdivia 239.0 kV, amortiguación 6.7 %, transmisión final 126 MW, aceptable
- Caso 83-01sur/1306B4S27 sin CS Cha
 - idem pero sin CS Charrúa, amortiguación 3.9 %, inaceptable
- Caso 83-01sur/1305B4S04 sin CS Tco-Cha 250 MW:
 - Sin CCSS Charrúa y Maitencillo, con circuito actual Charrúa – Temuco abierto, transmisión Temuco>Charrúa 250 MW
 - falla 3f sin DAG, transmisión final estimada 240 MW, amortiguación 3.2 % inaceptable
 - falla 3f con DAG TV Puerto Montt 285 ms, transmisión final estimada 25 MW, amortiguación 1er y 2do ciclo 1.9 %, 2do y 3ero 2.6 % inaceptable
- Caso 83-01sur/1305B4S04 sin CS Tco-Cha 150 MW:

- Transmisión Temuco>Charrúa 150 MW
 - falla 3f sin DAG, amortiguación 5 % aceptable

Máximo flujo hacia el Sur : 429 MW

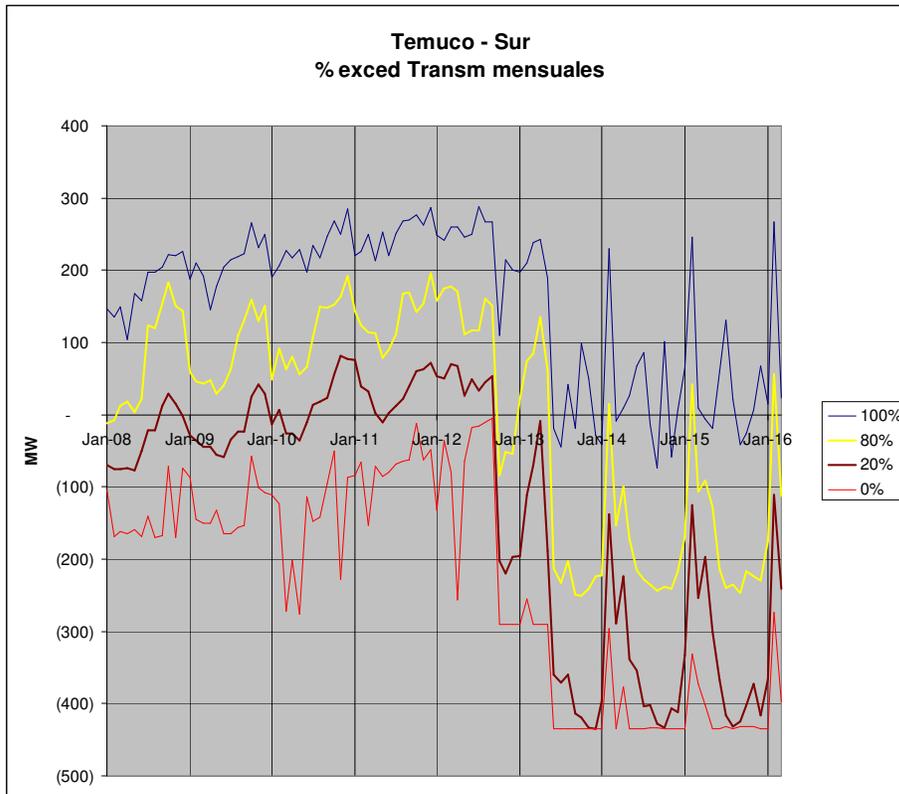
Acción ante falla permanente de un circuito : no

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 500 MW

Comentario : no hay

Estudios requeridos : no.

C.1.b Tramo Temuco – Valdivia

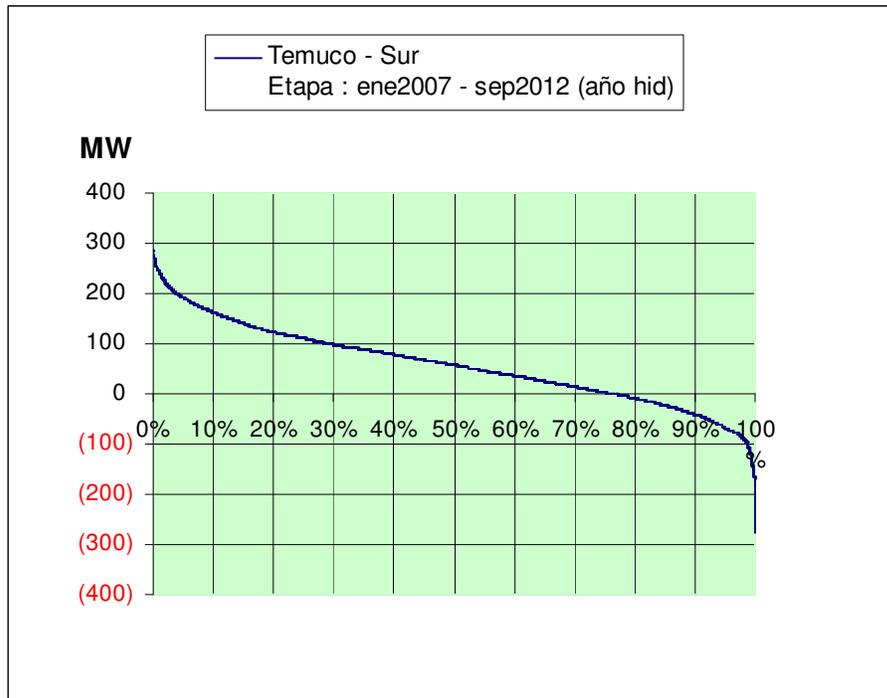


Comentario:

El tramo invierte sus transmisiones a partir de la puesta en servicio de Neltume. No obstante, no se justifica la ampliación de la capacidad de transmisión hasta la puesta en servicio de la TV Puerto Montt.

C.1.b.1 Etapa : antes de Neltume

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2008 - Octubre 2012



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 145 = 290$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 277 MW (con falla), tramo Temuco<Sur / 171 MW máximo sin falla

Acción ante falla permanente de un circuito : DAG

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 290 MW, tramo Temuco<Sur

Comentario : se requiere implementar DAG sobre las unidades de Canutillar.

Estudios realizados :

- Caso 83-01sur/0805B4S06
 - Sin CS, con circuito actual Charrúa – Temuco abierto, transmisión Temuco<Sur, Canutillar 157 MW, Celulosa Valdivia 59 MW
 - falla 3f Ciruelos>Temuco, DAG una unidad de Canutillar 78.5 MW (260 ms), sobretensión en

Valdivia 244.1 kV (11%) , transmisión final 86 MW,
amortiguación 19.1 %, aceptable

Máximo flujo hacia el Sur : 290 MW limitado, tramo Norte>Valdivia

Acción ante falla permanente de un circuito : DAC directo

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 290 MW, tramo Norte>Valdivia

Comentario : La parcialización hasta en 3 etapas del DAC resulta coordinada con la respuesta del CER y evita las sobretensiones.

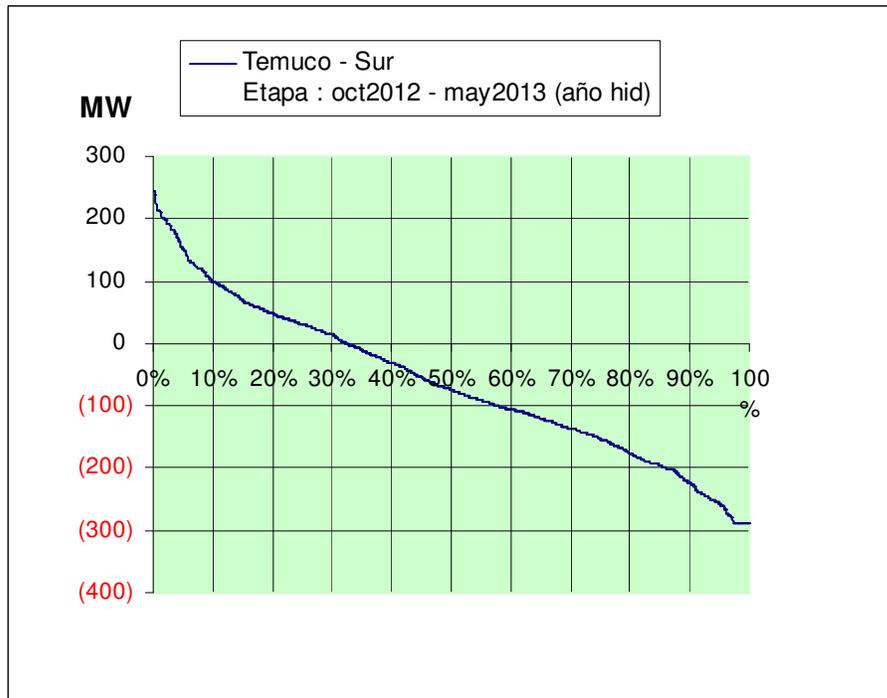
Estudios realizados :

- Caso 83-01sur/1112B1S04 sin CS
 - Sin CS, transmisión 290 MW Norte>Valdivia, Canutillar 1x27 MW
 - falla 2ft Ciruelos>Valdivia, con DAC de 136 MW, y conexión de reactores (530 ms), amortiguación aceptable, sobretensión de 251 kV (14.1%) en Puerto Montt, aceptable
- Caso 83-01sur/1109B2S18
 - Sin CS, transmisión 290 MW Norte>Valdivia, Canutillar f/s, con circuito actual Charrúa – Temuco en servicio
 - falla 2ft Ciruelos>Valdivia, con DAC de 170 MW, y conexión de 2 reactores Puerto Montt (530 ms), amortiguación aceptable, sobretensión de 263 kV (19.5%) en Puerto Montt, inaceptable
- Caso 83-01sur/1109B2S18
 - Con CS Charrúa, transmisión 290 MW Norte>Valdivia, Canutillar f/s, con circuito actual Charrúa – Temuco abierto
 - falla 3f Ciruelos>Valdivia, con DAC de 68 MW (0.53s) + 51 MW (3.0s) +51 MW (6.0s), sin conexión de reactores, amortiguación aceptable, sobretensión de 239.2 kV (8.7%) en Puerto Montt, transmisión final 147.5 MW, aceptable.

- se repitió sin CS Charrúa, sobretensión de 245.0 kV, transmisión final 151.0 MW, aceptable.

C.1.b.2 Etapa : con Neltume

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Octubre 2012 - Junio 2013



Límite por conductor (criterio N conv.) : 2x145 MW, ambos subtramos

Máximo flujo hacia el Norte : 290 MW limitado en Temuco.

Acción ante falla permanente de un circuito : DAG

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 290 MW, ambos tramos

Comentario : se requiere implementar DAG sobre las unidades de Neltume.

Estudios realizados :

- Caso 81-03sur/1207B3S19
 - Sin CS Charrúa y Maitencillo, Transmisión Temuco<Sur 284 MW, con circuito actual Charrúa – Temuco en servicio
 - falla 2ft en Temuco – Ciruelos con DAG de 1 unidad de Neltume 200 MW (370ms), amortiguación 5.2 %
 - Con CS Charrúa y Maitencillo, con circuito actual Charrúa – Temuco abierto

- falla 3f, con DAG de 1 unidad de Neltume 200 MW (210ms), amortiguación 5.6 %, mejora

Máximo flujo hacia el Sur : 244 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : DAC directo

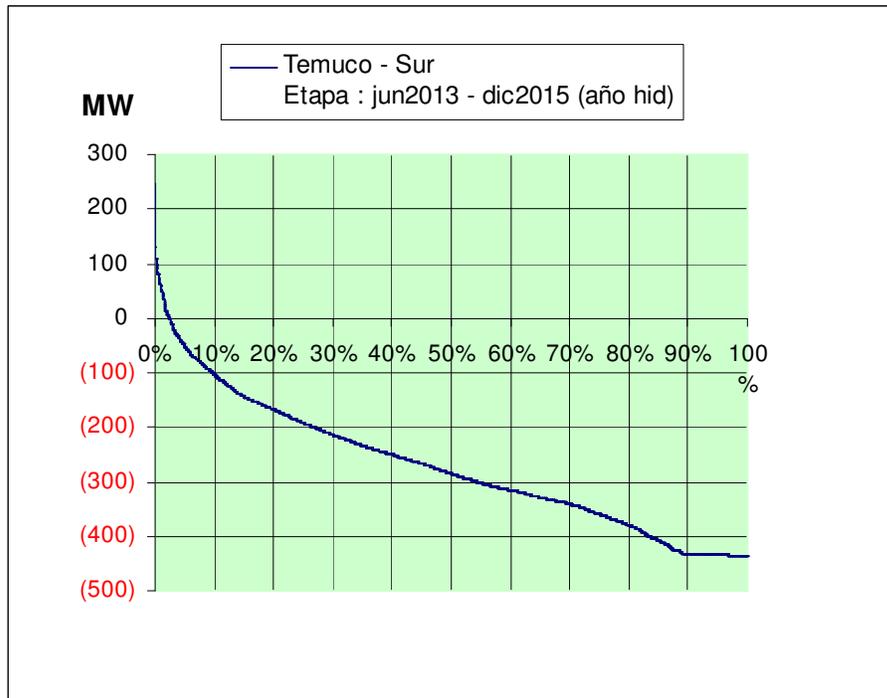
Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 290 MW

Comentario : idem etapa anterior

Estudios requeridos : no

C.1.b.3 Etapa : con TV Puerto Montt

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Junio 2013 - Enero 2016



Límite por conductor (criterio N conv.) : $3 \times 145 = 435$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 435 MW limitado, tramo Temuco - Sur

Acción ante falla permanente de un circuito : DAG

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 435 MW, llegando a Temuco

Comentario : se requiere implementar DAG sobre TV Puerto Montt

Estudios realizados :

- Caso 83-01sur/1306B3S31
- Transmisión Temuco<Sur 394 MW, con CS en Charrúa y Maitencillo, con PSS en Taltal y TV Puerto Montt
 - falla 3f Ciruelos>Temuco, 80 ms, con DAG TV Puerto Montt 245 MW, amortiguación 6.9 %, transmisión final 160 MW, aceptable
- Caso 83-01sur/1306B4S27

- Transmisión Charrúa<Temuco 331 MW, Temuco<Sur 429 MW, Barro Blanco<Puerto Montt 287 MW, con CS Charrúa y Maitencillo, con circuito actual Charrúa – Temuco abierto
 - falla 3f Ciruelos>Temuco, con DAG TV Puerto Montt 245 MW (260 ms), amortiguación 7.7 %, transmisión final 220 MW, aceptable
-

Máximo flujo hacia el Sur : 246 MW

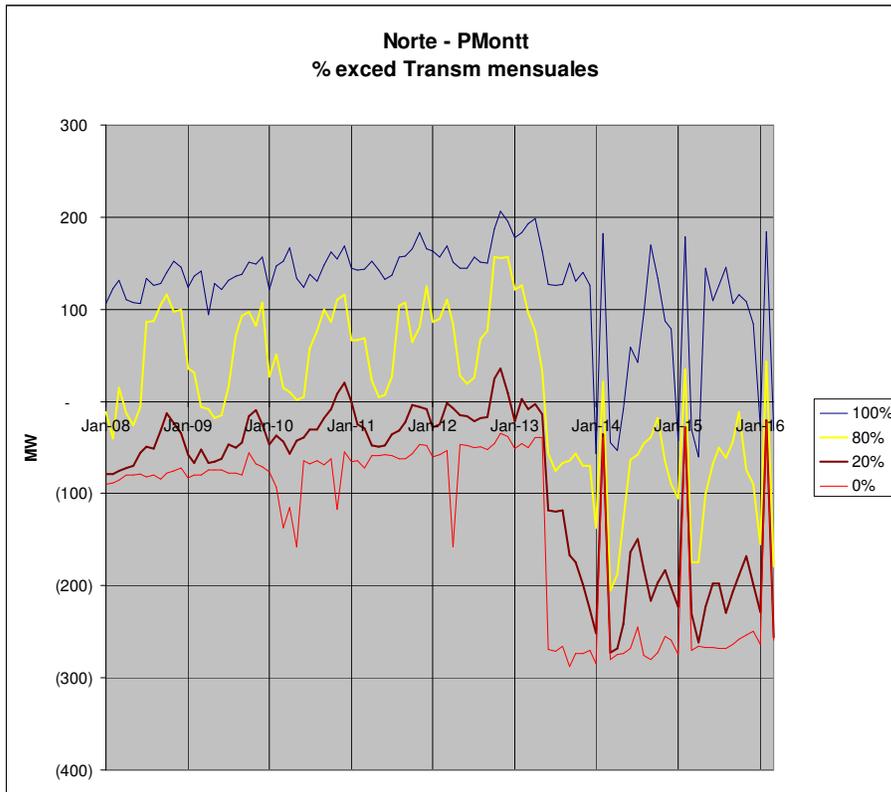
Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 290 MW

Comentario : no hay

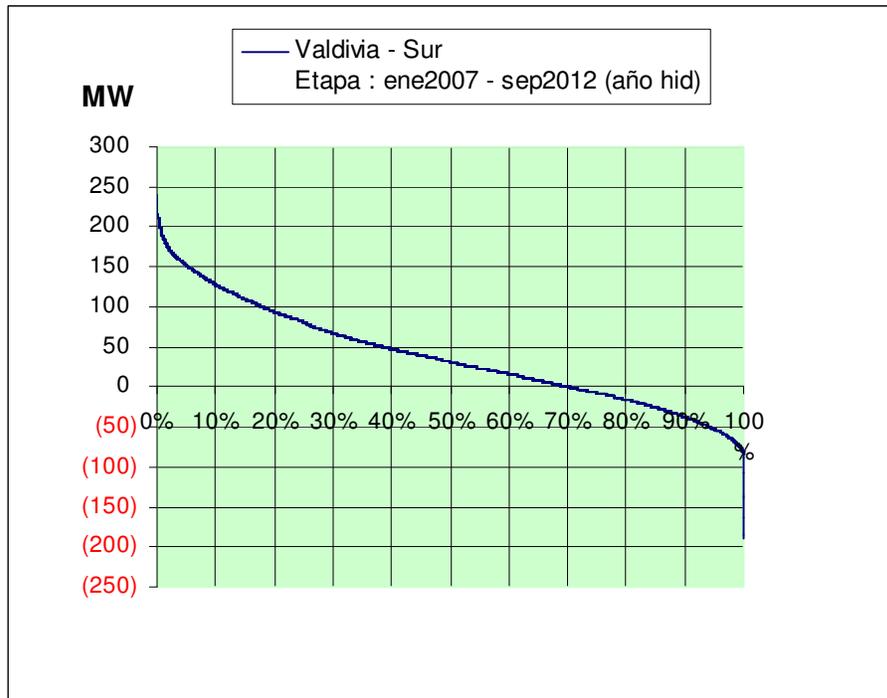
Estudios requeridos : no

C.1.c Tramo Valdivia - Barro Blanco - Puerto Montt



C.1.c.1 Etapa : antes de Neltume

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Enero 2008 - Octubre 2012



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 145 = 290$ MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 189 MW, tramo V-Sur (con falla)/ 87 MW máximo sin falla

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): sin límite

Comentario : En esta etapa no se cuenta aún con la seccionadora Barro Blanco, ni con el tercer circuito Valdivia – Temuco.

Estudios requeridos : no

Máximo flujo hacia el Sur : 239 con falla / 220 MW sin falla, tramo Valdivia >Sur

Acción ante falla permanente de un circuito : DAC

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): sin límite

Comentario : resulta conveniente implementar DAC diferido, por etapas.

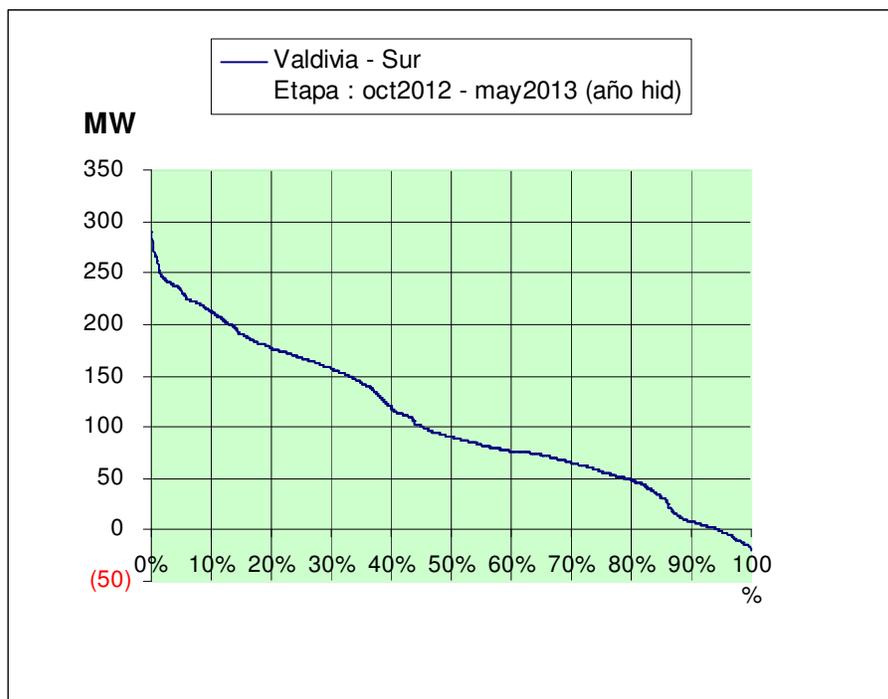
Estudios realizados :

- Caso 81-03sur/1109B2S09

- Transmisión Valdivia>Sur 218 MW,
 - falla 3f Barro Blanco>Valdivia, con DAC 40 MW (0.30s) + 40 MW (4.0s), transmisión final 155 MW, no hay sobretensiones, aceptable.

C.1.c.2 Etapa : con Neltume

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Octubre 2012 - Junio 2013



Límite por conductor (criterio N conv.) : 2x145

Máximo flujo hacia el Norte : 20 MW, tramo Valdivia<Sur

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): sin limite

Comentario : no es relevante

Estudios requeridos : no

Máximo flujo hacia el Sur : 290 MW, tramo Valdivia>Sur

Acción ante falla permanente de un circuito : DAC, ver comentario.

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 290 MW total Valdivia>Sur y 145 MW en Valdivia>Puerto Montt y 193 MW en Valdivia>Barro Blanco.

Comentario : En esta etapa no se cuenta aún con el seccionamiento de ambos circuitos en S/E Barro Blanco. Los estudios que se incluyen a continuación suponen que se ha adelantado el seccionamiento del circuito al cual se conecta el transformador de Barro Blanco. Se requieren DACs en Valdivia (que actúa desconectando carga de Barro Blanco al sur en caso de falla V-Barro Blanco o

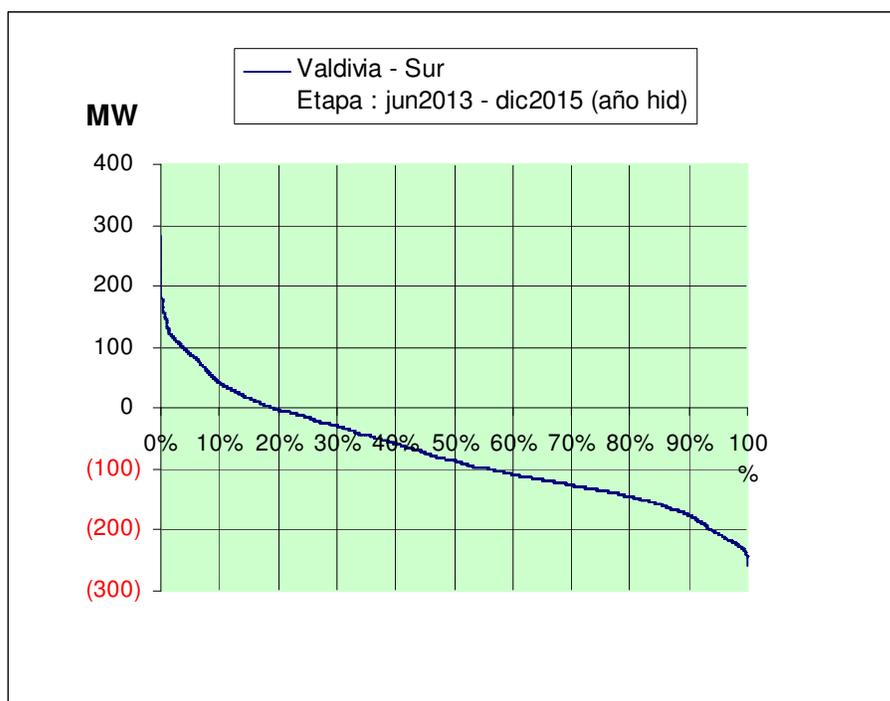
V-Puerto Montt) y en Puerto Montt (que actúa desconectando carga en Puerto Montt en caso de falla Barro Blanco-Puerto Montt)

Estudios realizados :

- Caso 81-03sur/1301b1s17
 - Transmisión Valdivia>Sur 228 MW (máximo con Canutillar en servicio), BBlanco>Valdivia, Canutillar 1x51.6 MW, Neltume 1x184.2 MW, con CS
 - falla 3f BBlanco>Valdivia, con DAC 94.3 MW (500ms), sobretensión en Valdivia 239.1 kV (108.7 %), amortiguación aceptable, transmisión final 126.7 MW.
- Caso 81-03sur/1212b1s17
 - Con CS, transmisión Valdivia – Sur 273 MW, Canutillar detenido, Neltume 1x85 MW
 - falla 3f en BBlanco>Valdivia, DAC 130 MW (500ms), sobretensión en Puerto Montt 253.4 kV (115.2 %)
 - falla 3f en BBlanco>Valdivia, con DAC diferido 65 MW (0.5s) + 65 MW (4.0 s), sobretensión en Puerto Montt 248.9 kV (113.1 %), menos de 1 seg sobre 244 kV, aceptable

C.1.c.3 Etapa : con TV Puerto Montt

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Junio 2013 - Enero 2016



Límite por conductor (criterio N conv.) : $2 \times 145 = 290$, ambos tramos

Máximo flujo hacia el Norte : 258 MW, tramo Valdivia-Sur

Acción ante falla permanente de un circuito : DAG

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 290 MW

Comentario : Dados los altos niveles de transmisión hacia el Norte que ocurren frecuentemente en esta etapa se ha estimado imprescindible seccionar ambos circuitos en S/E Barro Blanco. Con ella, será posible evacuar los excedentes hacia el Norte sin necesidad de un tercer circuito, implementando un esquema DAG sobre TV Puerto Montt o las unidades de Canutillar que actúe en el caso de fallas permanentes de uno de los circuitos actuales del tramo Puerto Montt – Barro Blanco - Valdivia.

Estudios realizados :

- Caso 81-03sur/1504b4s38
- Transmisión Puerto Montt>Norte 265 MW, sin CS

- falla 2ft Puerto Montt - Barro Blanco, con DAG TV Puerto Montt 245 MW (370 ms), amortiguación 14 % aceptable, transmisión final 23MW
- falla 2ft Puerto Montt - Barro Blanco, con DAG Canutillar 2x85 MW (370 ms), amortiguación 16.8 % aceptable, transmisión final 98 MW
- Transmisión Puerto Montt>Norte 265 MW, con CS en Charrúa y Maitencillo, PSS en Taltal y TV Puerto Montt, con circuito actual Charrúa – Temuco abierto
 - falla 3f Puerto Montt - Barro Blanco, con DAG Canutillar 2x85 MW (210 ms), amortiguación 25.6 %, transmisión final 104 MW.
- Caso 81-03sur/1306b4s27
 - Transmisión Charrúa<Temuco 331 MW, Temuco<Sur 429 MW, Barro Blanco<Puerto Montt 287 MW, con CS Charrúa y Maitencillo, con circuito actual Charrúa – Temuco abierto,
 - falla 3f Puerto Montt>Barro Blanco, con DAG Canutillar 2x88=176 MW (210 ms), sobretensión en Puerto Montt 251.4 kV (2.6s sobre 242 kV), amortiguación 12.5 %, transmisión final 128 MW, aceptable
 - falla 3f Puerto Montt>Barro Blanco, con DAG TV Puerto Montt 245 MW (210 ms), sobretensión en Puerto Montt 236.5 kV, amortiguación 10.0 %, transmisión final 46 MW, aceptable

Máximo flujo hacia el Sur : 284 MW, Valdivia-Sur

Acción ante falla permanente de un circuito : DAC

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): sin limite

Comentario : se requiere implementar un esquema DAC análogo al descrito en la etapa anterior.

Estudios requeridos : no

Casos de aplicación de DAG o DAC

DAC Norte

Tramo	Etapa	Desde	Hasta (excl)	Cap firme	Tx máx >Norte MW	Déficit MW	DAC	Observaciones
D.Almagro - Carrera Pinto	Todo el horizonte	Ene-08	Dic-15	0	137	137	si	
Carrera Pinto - Cardones	Todo el horizonte	Ene-08	Dic-15	0	173	173	si	
Cardones - Maitencillo	Con 2 cctos. Con 3 cctos.	Ene-08 Ene-11	Ene-11 Dic-15	197 394	274 437	77 43	si no	aumento manual de generación local
Maitencillo - P.Azucar	Antes de Guacolda 3 Con Guacolda 3	Ene-08 Oct-09	Oct-09 Dic-15	197 197	165 197	no no		
P.Azucar - Nogales	Antes de P.Az II Con P.Az II	Ene-08 Feb-13	Feb-13 Dic-15	224 448	287 251	63 no	si	
Quillota - Polpaico	Todo el horizonte	Ene-08	Dic-15	1099	536			

DAG Norte

Tramo	Etapas	Desde	Hasta (excl)	Cap firme	Tx máx >Sur MW	Superávit MW MW	DAG	Observaciones
D.Almagro - Carrera Pinto	Todo el horizonte	Ene-08	Dic-15	0	179	179	no	reducción automática de generación local
Carrera Pinto - Cardones	Todo el horizonte	Ene-08	Dic-15	0	150	150	no	reducción automática de generación local
Cardones - Maitencillo	Todo el horizonte	Ene-08	Dic-15	197	no	no		
Maitencillo - P.Azucar	Antes de Guacolda 3	Ene-08	Oct-09	197	229	32	no	reducción manual de generación local
	Con Guacolda 3	Oct-09	Dic-15	197	320	123	1 Guac	sin racionamiento
P.Azucar - Nogales	Antes de P.Az II	Ene-08	Feb-13	224	320	96	1 Guac	sin racionamiento por estabilidad transitoria requiere 3 cctos y CCSS con racionamiento 254 MW
	Con P.Az II	Feb-13	Dic-15	448	500	52	1 Guac	
Quillota - Polpaico	Todo el horizonte	Ene-08	Dic-15	1099	1450	351	CC S.Luis	

DAC Sur

Tramo	Etapa	Desde	Hasta (excl)	Cap firme	Tx máx >Sur MW	Déficit MW	DAC	Observaciones
Charrúa - Temuco	Antes de Neltume	Ene-08	Oct-12	500	491	no		
	Con Neltume	Oct-12	Jun-13	500	445	no		
	Con TV	Jun-13	Dic-15	500	429	no		
Temuco - Valdivia	Antes de Neltume	Ene-08	Oct-12	145	290	145	si	
	Con Neltume	Oct-12	Jun-13	145	244	99	si	
	Con TV	Jun-13	Dic-15	290	246	no		
Valdivia - P.Montt	Antes de Neltume	Ene-08	Oct-12	145	220	75	si	
	Con Neltume	Oct-12	Jun-13	145	290	145	si	
	Con TV	Jun-13	Dic-15	145	284	139	si	

DAG Sur

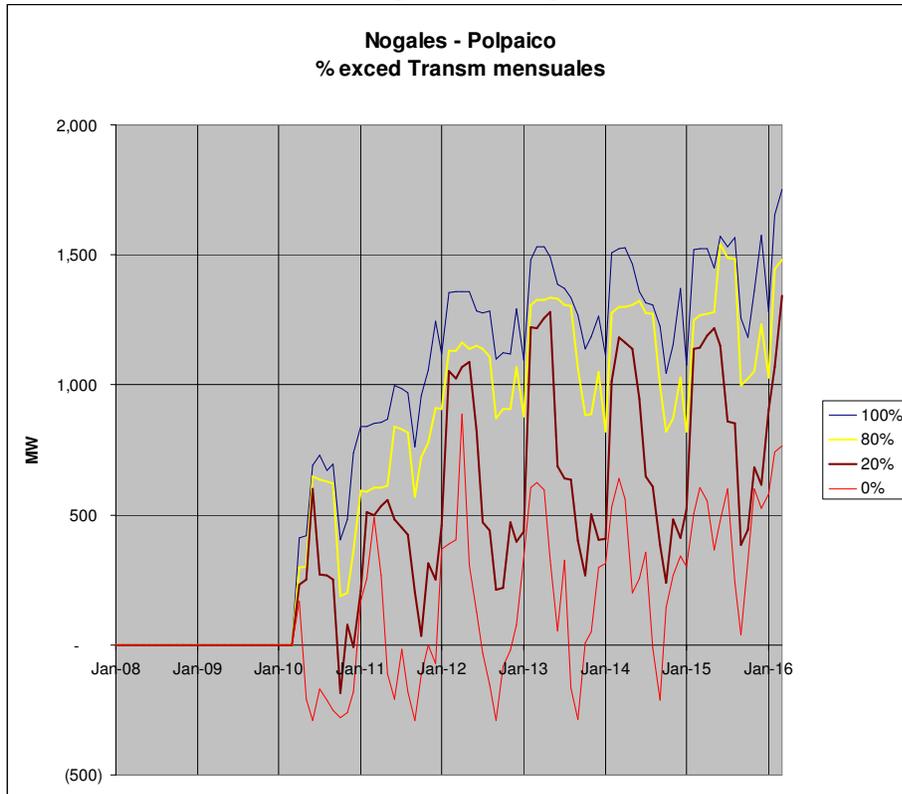
Tramo	Etapa	Desde	Hasta (excl)	Cap firme	Tx máx >Sur MW	Superávit MW	DAG	Observaciones
Charrúa - Temuco	Antes de Neltume	Ene-08	Oct-12	500	82	no	TV	sin racionamiento requiere CCSS
	Con Neltume	Oct-12	Jun-13	500	206	no		
	Con TV	Jun-13	Dic-15	500	330	por estab		
Temuco - Valdivia	Antes de Neltume	Ene-08	Oct-12	145	171	26	1 Canu	sin racionamiento
	Con Neltume	Oct-12	Jun-13	145	290	145	1 Nelt	sin racionamiento
	Con TV	Jun-13	Dic-15	290	435	145	TV	sin racionamiento
Valdivia - P.Montt	Antes de Neltume	Ene-08	Oct-12	145	87	no	2 Canu / TV	sin racionamiento
	Con Neltume	Oct-12	Jun-13	145	20	no		
	Con TV	Jun-13	Dic-15	145	258	113		

ESTUDIOS PLAN DE DESARROLLO 220 kV

D Zona Centro

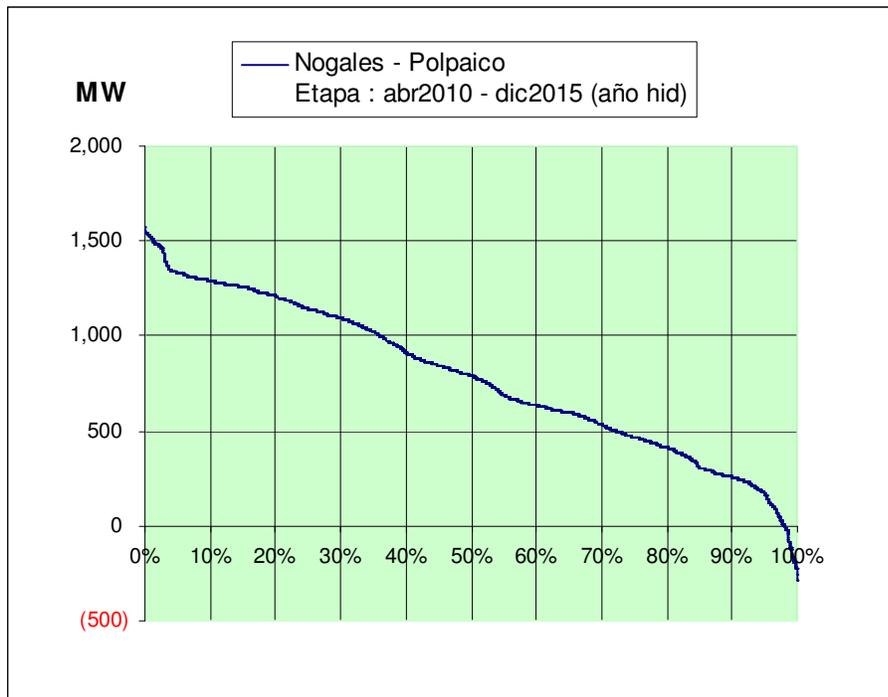
D.1 Conexión centrales V Región

D.1.a Tramo Nogales - Polpaico



D.1.a.1 Etapa: hasta el fin del horizonte

Extensión de la etapa [desde-hasta (excl)] : Abril 2010 - Enero 2016



Límite por conductor (criterio N conv.) : 3x750 MVA

Máximo flujo hacia el Norte : 291 MW.

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Norte): 1500 MW.

Comentario : No hay limitaciones de transmisión en el sentido sur -> norte.

Estudios requeridos : no

Máximo flujo hacia el Sur : 1574 MW

Acción ante falla permanente de un circuito : no hay sobrecarga

Límite a considerar en el despacho (hacia el Sur): 1500 MW

Comentario :

Estudios requeridos : verificar estabilidad transitoria ante falla 2ft para condición de transmisión máxima hacia el sur.

- Caso 1202B4S23-01

Con TV1 Pan de Azúcar y antes CC1 VI Región

Con dos circuitos de 220 kV similares a Quillota – Polpaico Falla 2ft en Nogales>Polpaico, transmisión 1308.6 MW con dos circuitos, 241.2 MW Los Vilos- Nogales. Oscilaciones no amortiguadas. Se requieren tres circuitos de 220 kV por capacidad y por estabilidad transitoria

D.2 Tramo Polpaico – Cerro Navia – Lo Aguirre – El Rodeo

Estudios realizados para Proyecto Transelec con 2 circuitos Polpaico – Cerro Navia:

- Caso 1202B4S23-02: flujos de potencia

Con TV1 Pan de Azúcar y antes CC1 VI Región

- Nogales – Polpaico 1308.6 MW. Los Vilos – Nogales 241,2 MW, 2 circuitos
 - Polpaico –Lampa - Cerro Navia 615.6 MW sobrecargados. Polpaico – Cerro Navia nuevos 625.6 MW. Cerro Navia – Chena 571.8 MW sobrecargados. Lo Aguirre – Cerro Navia - 335.8 MW. Lo Aguirre – El Rodeo 249.4 MW
 - Cerro Navia – Chena abierto Polpaico – Lampa - Cerro Navia 543.1 MW 92% en circuito a Lampa. Polpaico – Cerro Navia nuevos 544,8 MW. Cerro Navia – Chena abiertos. Lo Aguirre – Cerro Navia – 634.2 MW. Lo Aguirre – El Rodeo 546.8 MW
 - Cerro Navia – Chena abierto. Desconexión circuito actual Polpaico - Cerro Navia. Se abre Polpaico – Lampa – Cerro Navia en Cerro Navia para evitar sobrecarga. Polpaico – Cerro Navia nuevos 853,8 MW. Cerro Navia – Chena abiertos. Lo Aguirre – Cerro Navia –544.8 MW. Lo Aguirre – El Rodeo 457.8 MW
 - Cerro Navia – Chena abierto. Desconexión 1 circuito nuevo Polpaico - Cerro Navia. Se sobrecarga circuito Polpaico – Lampa – Cerro Navia

Comentario : No se considera aceptable operar con líneas Cerro Navia – Chena abiertas porque parte de la transmisión que se evita por esas líneas se superpone a las líneas de Chilectra entre Cerro Navia y Chena. Se concluye conveniencia de estudiar reemplazo de proyecto Polpaico – Cerro Navia por proyecto Polpaico – Lo Aguirre 220 kV.

D.3 Tramo Polpaico – Cerro Navia – Lo Aguirre – El Rodeo

Estudios realizados para Alternativa 220 kV con 2 circuitos Polpaico – Lo Aguirre y subestación seccionadora Lo Aguirre en 220 kV y refuerzo línea Rapel - Cerro Navia en tramo Lo Aguirre – Cerro Navia.

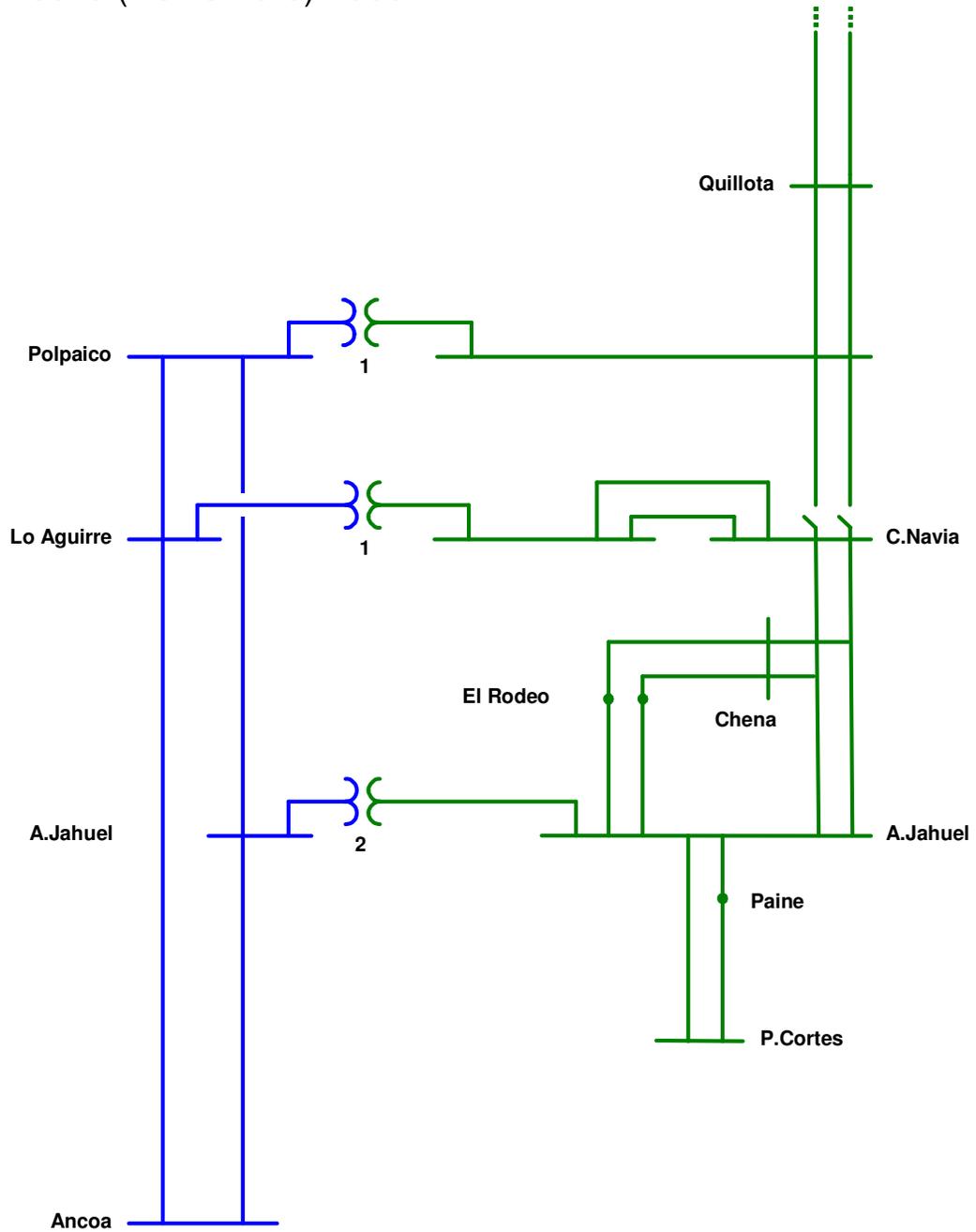
- Caso 1202B4S23-03: flujos de potencia
Con TV1 Pan de Azúcar y antes CC1 VI Región
 - Nogales – Polpaico 1308.6 MW. Los Vilos – Nogales 241,2 MW, 2 circuitos
 - Polpaico –Lampa - Cerro Navia 655.3 MW 10% sobrecarga en circuito Lampa. Polpaico – Lo Aguirre 596.8 MW. Cerro Navia – Chena 468.8 MW. 21.9% sobrecarga. Lo Aguirre – Cerro Navia 125.4 MW. Lo Aguirre – El Rodeo 381 MW.
 - Se concluye que línea Polpaico – cerro navia debe operarse abierta en Cerro Navia para estas transferencias.
 - Polpaico - Cerro Navia abierto en Cerro Navia
Polpaico –Lo Aguirre 922.2 MW
Cerro Navia - Chena 294,8 MW 76.8%.
Lo Aguirre – Cerro Navia 442.2 MW. Lo Aguirre – El Rodeo 383 MW
 - Se concluye que las líneas Polpaico – Lo Aguirre deberán tener alta capacidad, similares a Quillota – Polpaico.
- Caso 1202B4S23-04: flujos de potencia
Con TV1 Pan de Azúcar y antes CC1 VI Región
 - Nogales – Polpaico 1308.6 MW. Los Vilos – Nogales 241,2 MW, 2 circuitos
 - Línera Polpaico – Lo Aguirre similar a Quillota – Polpaico.

- Polpaico –Lampa - Cerro Navia 559.8 MW 95% carga en
circuito Lampa. Polpaico – Lo
Aguirre 759.2 MW. Cerro Navia – Chena 474.4
MW. 22.5% sobrecarga.
Lo Aguirre – Cerro Navia 233.8 MW. Lo Aguirre
– El Rodeo 436 MW.
- Se concluye que línea Polpaico – Cerro Navia debe
operarse abierta en Cerro Navia para estas transferencias.
- Polpaico - Cerro Navia abierto en Cerro Navia
Polpaico –Lo Aguirre 1075.4 MW
Cerro Navia - Chena 343.2 MW. Carga 88%.
Lo Aguirre – Cerro Navia 522.2 MW. Lo
Aguirre – El Rodeo 460.2 MW
- Polpaico - Cerro Navia abierto en Cerro Navia
1 circuito Cerro Navia – Chena – Jahuel
Polpaico –Lo Aguirre 1059.6 MW
Cerro Navia - Chena 255.9 MW. Sobrecarga 31%.
Lo Aguirre – Cerro Navia 457 MW. Lo
Aguirre – El Rodeo 509.6 MW
- Conclusión: deberá abrirse segundo circuito Cerro Navia –
Chena para evitar su sobrecarga en caso de falla del
primero.
- Polpaico - Cerro Navia abierto en Cerro Navia
1 circuito Polpaico – Lo Aguirre Polpaico –Lo
Aguirre 856.4 MW Cerro
Navia - Chena 275.2 MW. Carga 71.8%.
Lo Aguirre – Cerro Navia 409.6 MW. Lo
Aguirre – El Rodeo 351.8 MW
- Polpaico - Cerro Navia abierto en Cerro Navia
1 circuito Lo Aguirre – El Rodeo Polpaico –Lo
Aguirre 1035.2 MW Cerro
Navia - Chena 427.8 MW. Sobrecarga 10%.
Lo Aguirre – Cerro Navia 618 MW. Lo
Aguirre – El Rodeo 324.5 MW
- Conclusión: se sobrecargas ambos circuitos Cerro Navia –
Chena.

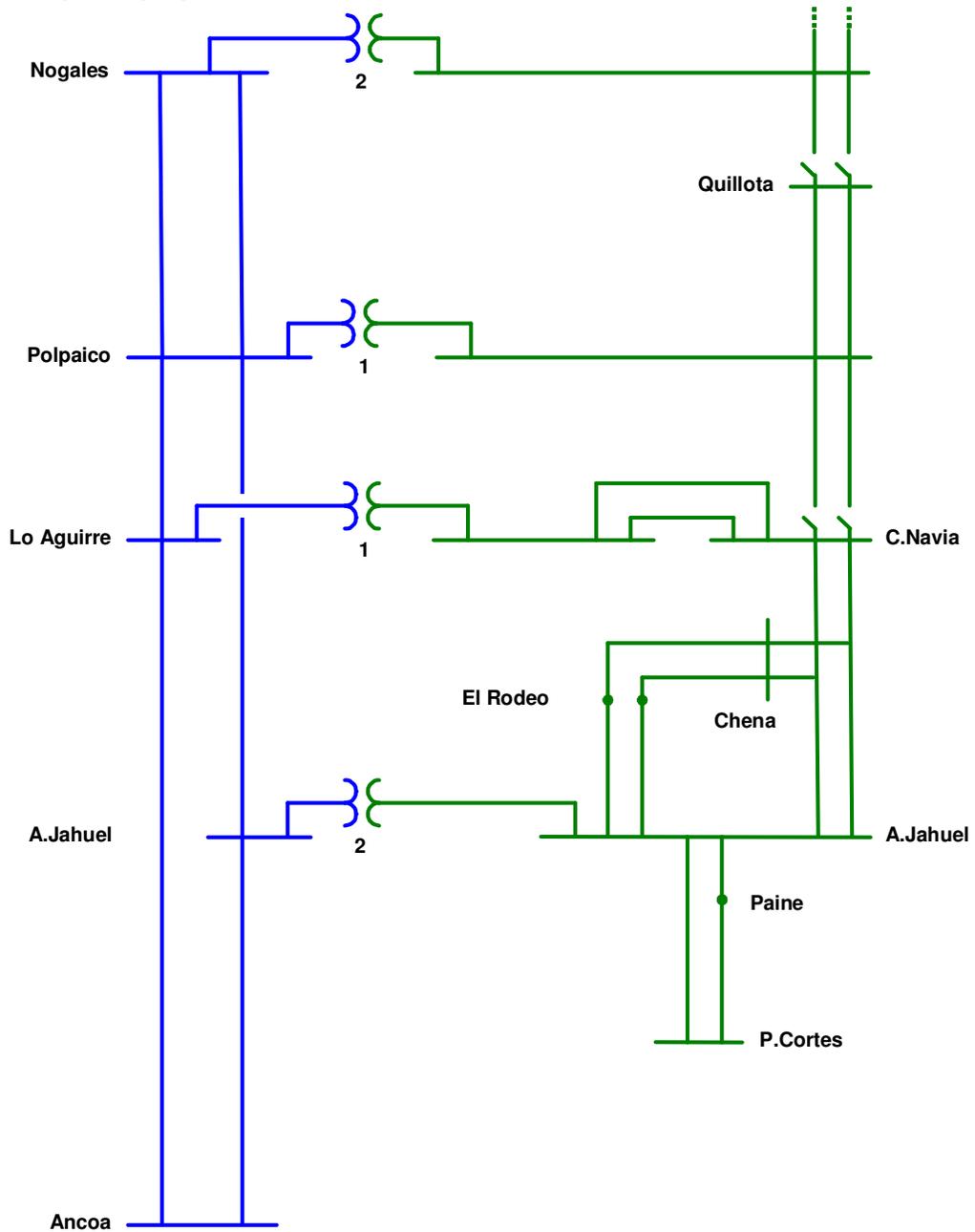
ANEXO B

DIAGRAMAS UNILINEALES DE LAS ALTERNATIVAS BÁSICAS PARA LA ZONA NOGALES-PUNTA DE CORTÉS

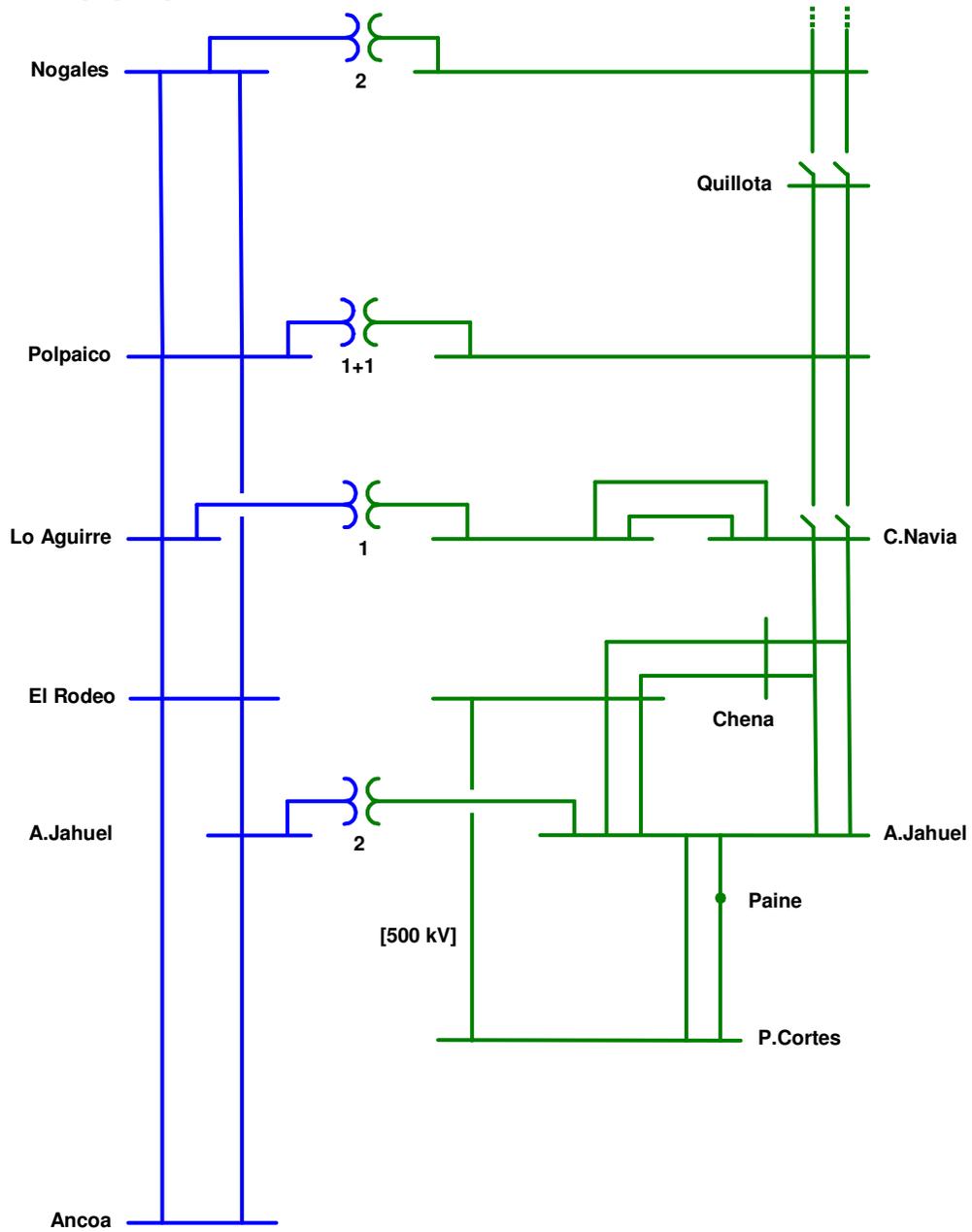
Alternativa 500 kV – Etapa 2: con S/E Lo Aguirre
Julio (Noviembre) 2009



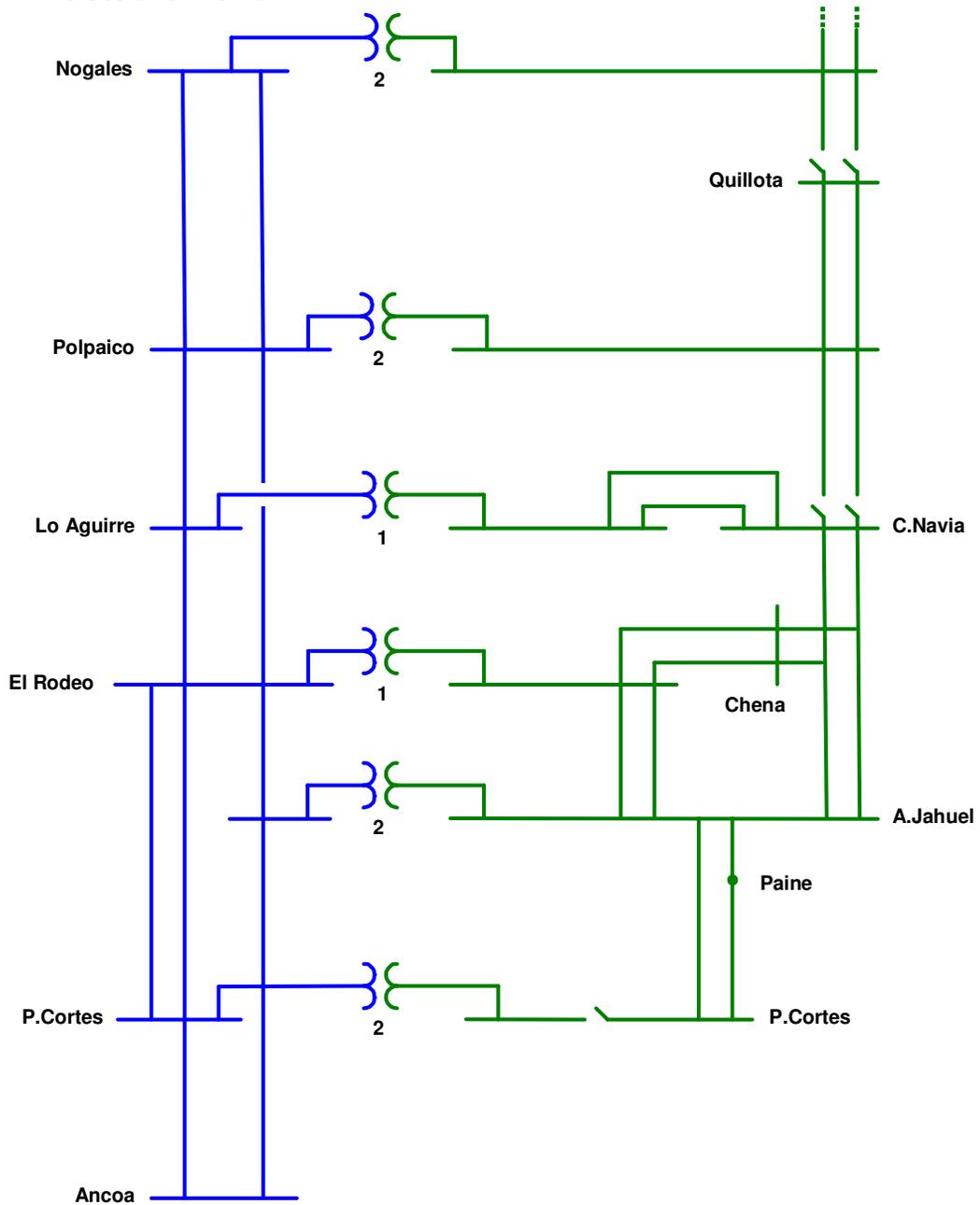
Alternativa 500 kV – Etapa 3: con S/E Nogales
Abril 2010



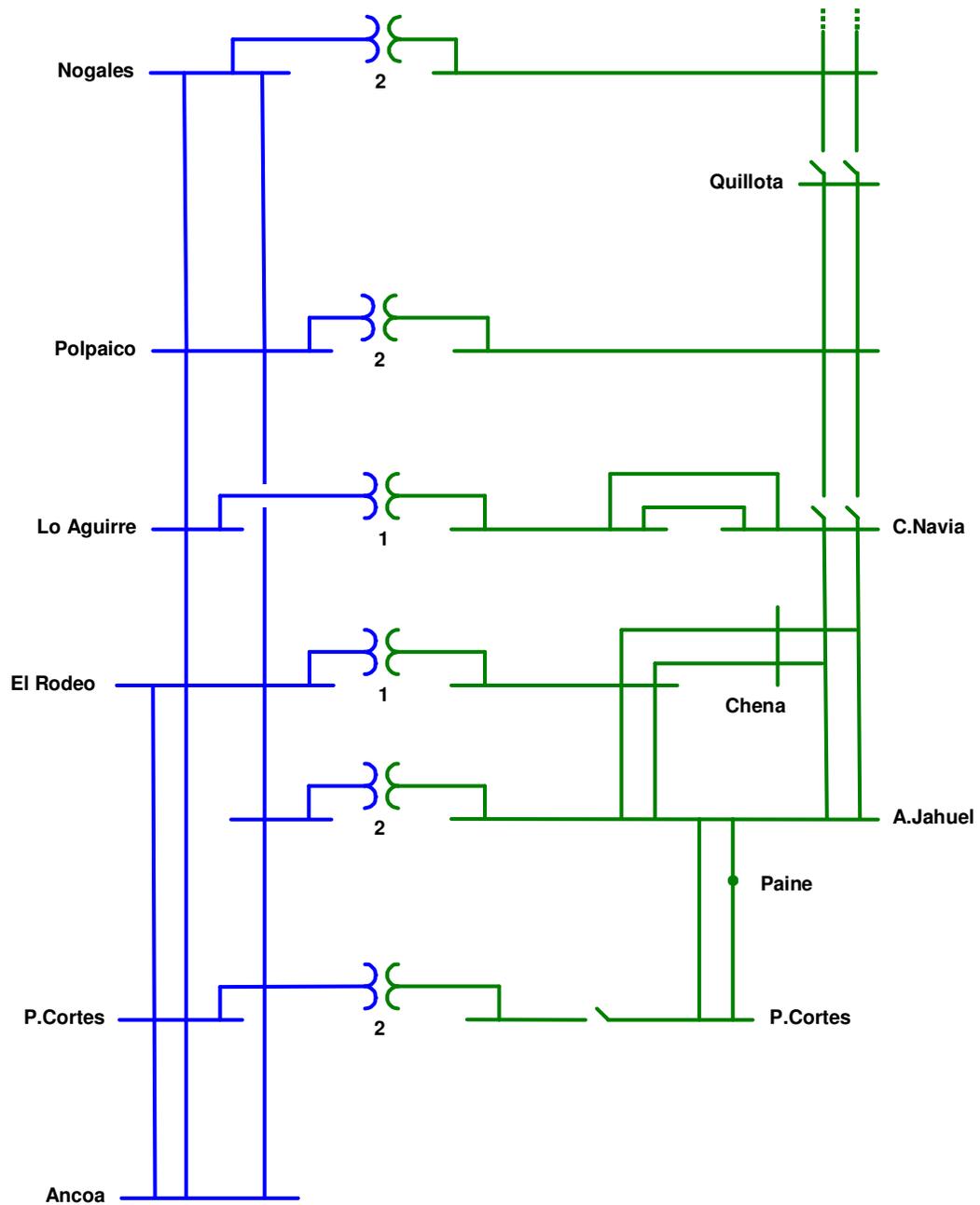
Alternativa 500 kV – Etapa 4: con CC2 VI Región
Enero 2014



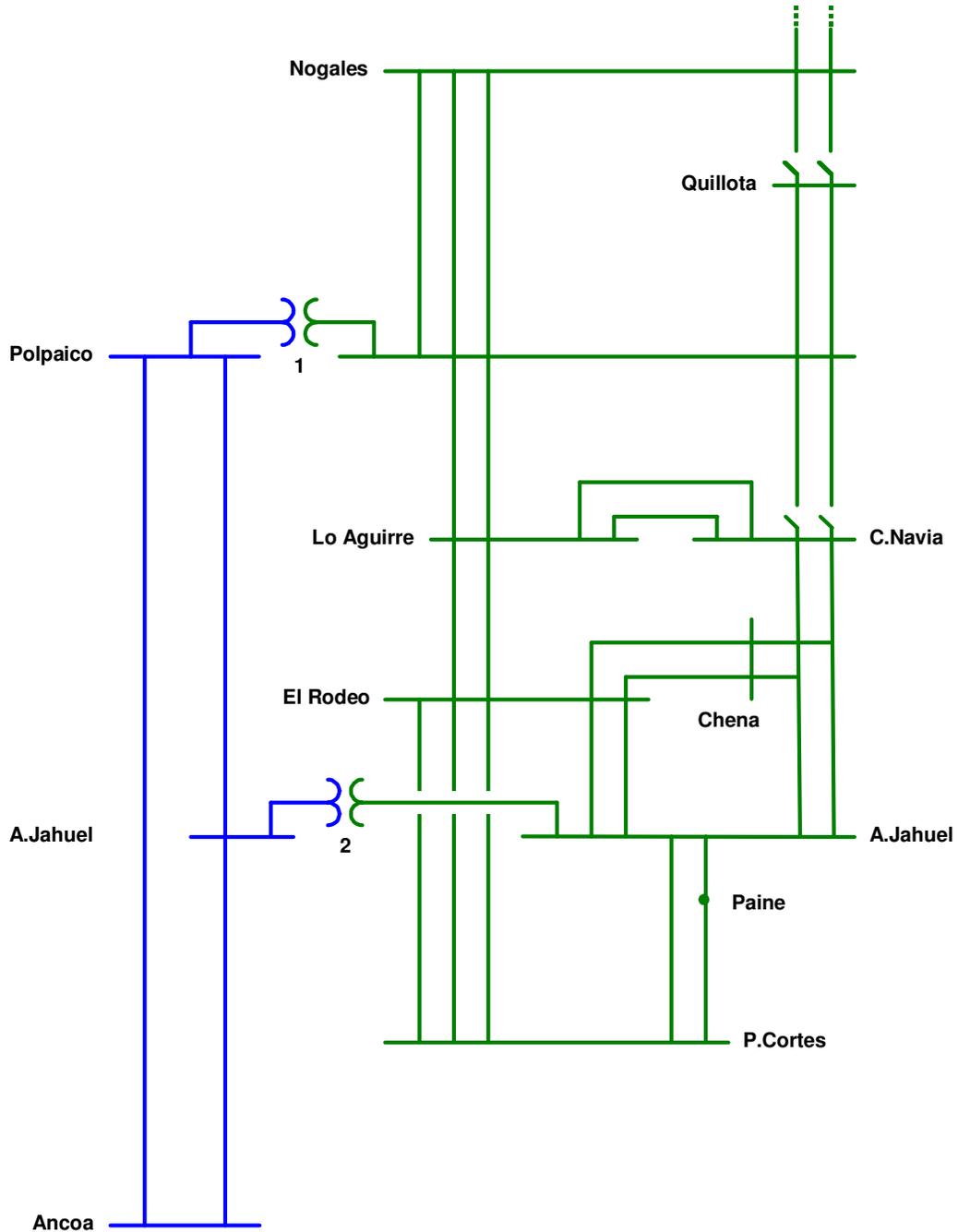
Alternativa 500 kV – Etapa 5: con CC3 VI Región
 Octubre 2015



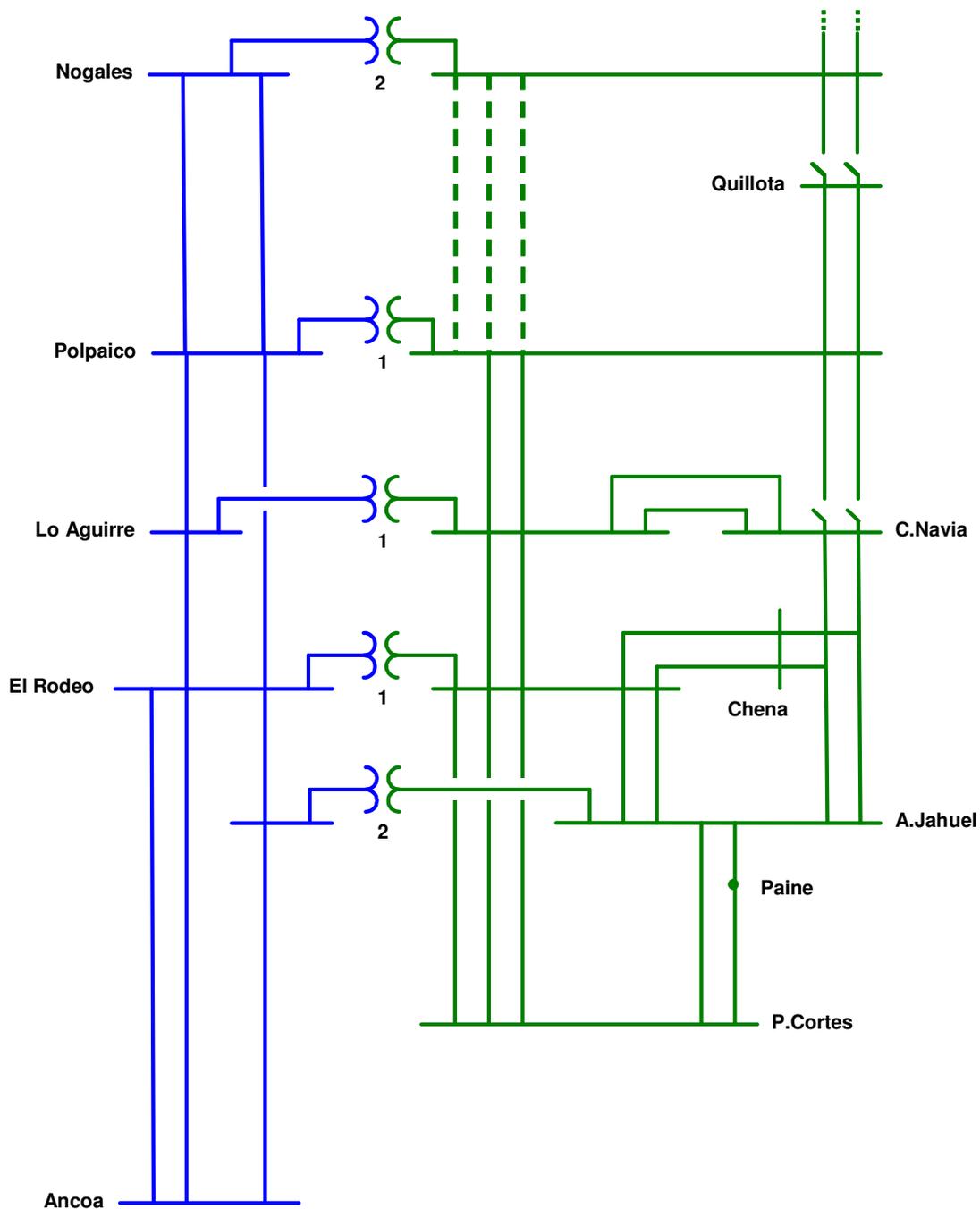
Alternativa 500 kV – Etapa 6: Futuro



Alternativa 220 kV – Etapa 5: con CC3 VI Región
Octubre 2015



Alternativa 220 kV – Etapa 6: Futuro



ANEXO C

SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SIC Y DEL SING

SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SIC Y DEL SING

1. INTRODUCCIÓN

Las necesidades de flujos por la red quedan determinadas por las características de la demanda y del parque generador. El conocimiento de la operación económica del sistema es, por lo tanto, un elemento básico en los estudios de operación y expansión de la red de transmisión.

Son fundamentales los análisis del comportamiento de la red cuando ésta se ve sometida a máximos requerimientos. La selección de los casos a estudiar puede ser definida analizando condiciones de despacho específicas que provocan requerimientos críticos en los tramos de la red bajo análisis.

El avance de los medios de cálculo ha hecho posible realizar, adicionalmente, un análisis estadístico del comportamiento de las transmisiones en cada tramo de la red, tomando en cuenta tanto diferentes niveles de demanda como numerosas alternativas de despacho de las centrales función de dichos niveles, de la evolución del parque generador, de la disponibilidad y precios de los combustibles y especialmente de la aleatoriedad hidrológica en el caso se sistemas hidrotérmicos.

En un sistema puramente térmico como el SING la operación económica del sistema es desacoplada en el tiempo. El despacho de las unidades, por orden creciente de sus costos variables de producción, puede determinarse para el nivel de demanda y condiciones de disponibilidad que se desea analizar, independientemente del despacho para otra etapa o nivel de demanda. En el caso del SIC, por la existencia de embalses (con capacidad de regulación diaria, estacional e interanual), el despacho de una etapa afecta el costo operativo futuro. La operación económica debe realizarse para un período de tiempo suficientemente largo para que quede bien reflejada esta dependencia intertemporal.

Para simular la operación, tanto del SIC como del SING, y analizar las transmisiones resultantes de la operación económica de ambos sistemas en el horizonte de estudio, el Consultor ha utilizado el modelo de operación económica de sistemas hidrotérmicos SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) que utiliza la técnica de optimización de programación dinámica dual y que fue desarrollado por la empresa brasileña Power Systems Research Inc. a partir de los años 1990.

En el caso del SIC, el CDEC-SIC utiliza el modelo de operación PLP, que utiliza la misma técnica de optimización de programación dinámica dual y que fue desarrollado por la empresa Colbún. La CNE utiliza para el cálculo de los costos marginales en el SIC el modelo de operación OSE2000, desarrollado por KAS Ingeniería, que también aplica la programación dinámica dual.

2. EL MODELO SDDP

2.1 Concepto General

En sistemas eléctricos constituidos exclusivamente por centrales hidroeléctricas de pasada y unidades térmicas, la operación de las unidades generadoras y el cálculo de los costos marginales de corto plazo del sistema es bastante simple, puesto que no hay relaciones entre las decisiones presentes y las decisiones futuras.

Sin embargo, en sistemas con centrales con embalses, las decisiones de operación son más complejas ya que la optimización de los embalses debe hacerse considerando tanto las condiciones de suministro actuales como las futuras.

Los modelos para resolver este problema se basan normalmente en la técnica de programación dinámica estocástica. Estos modelos definen la estrategia de gestión óptima de los embalses (mínimo valor presente de los costos de operación y déficit del sistema), considerando la naturaleza probabilística de los caudales afluentes al embalse. Como resultado, se determina además del mínimo costo total de suministro y el despacho de las centrales generadoras, el “valor del agua” en los embalses y los costos marginales de corto plazo del sistema.

El modelo de optimización-simulación SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) ha sido desarrollado por la empresa brasileña Power Systems Research Inc., dirigida por el Dr. Mario Pereira para los estudios de operación económica de sistemas hidrotérmicos

2.2 Metodología Básica del SDDP

El modelo SDDP usa el concepto de optimización-simulación conocido como “programación dinámica estocástica dual”

La estrategia para resolver el problema de optimización es la siguiente:

Inicialmente se realiza un análisis secuencial, del futuro hacia el presente (recursión), para definir la estrategia óptima de operación de las centrales térmicas e hidroeléctricas, basada en una hipótesis inicial de los niveles de los embalses. Para cada etapa, la solución de un programa lineal determina la estrategia óptima para minimizar los costos de operación del sistema. Se calculan así valores del agua iniciales para embalses y cada etapa.

Posteriormente, se realiza una simulación usando los valores del agua determinados, con el objeto de determinar nuevos niveles de los embalses en cada etapa.

La iteración de estos procesos de análisis (recursión y simulación) converge a la determinación de estrategias óptimas para el despacho del sistema y el cálculo de los

costos marginales de corto plazo en cada etapa y cada condición hidrológica así como sus valores esperados.

Los resultados del modelo son, entre otros:

- El despacho de todas las centrales
- Los costos térmicos y de déficit
- Los flujos a través de todas las líneas de transmisión del sistema representado
- Los ingresos tarifarios en todas las líneas
- Los costos marginales de corto plazo de energía en todas las barras
- Los ingresos de las centrales cuando venden la energía al costo marginal de corto plazo

Estos resultados se obtienen para cada mes, para varios bloques de demanda que representan la curva de duración y para cada condición hidrológica simulada.

La simulación debe realizarse para un plan de expansión de la generación y la transmisión determinado. En la práctica el mismo modelo SDDP puede usarse para determina dicho plan de expansión.

2.3 Representación en el SDDP

La variación temporal (estacional y diaria) de la demanda se representa a través del uso de curvas mensuales de duración de la demanda en hasta cinco bloques.

Las características y restricciones de las líneas de transmisión entre nodos se reflejan en el despacho, que toma en consideración tanto las limitaciones de capacidad como las pérdidas en las líneas.

Las unidades térmicas se representan con sus características individuales de potencia máxima, costo variable y disponibilidad. El costo variable toma en cuenta el consumo específico, los costos variables no combustibles y la evolución de los precios. La disponibilidad toma en cuenta la tasa de salida forzada, que reduce la potencia máxima, y el mantenimiento programado, que se entrega al modelo. Las restricciones de potencia mínima también se toman en cuenta. El modelo también toma en consideración las limitaciones a la disponibilidad de combustible y el uso de combustibles alternativos.

El modelo SDDP permite una detallada representación de las centrales hidroeléctricas. Específicamente, realiza una operación óptima de los embalses en conjunto con las otras centrales del sistema. El modelo toma en cuenta la ubicación de las centrales en una cuenca y su operación conjunta, las características de los embalses (volumen, evaporación, filtraciones) y sus restricciones de operación (caudales máximos y mínimos, variación de eficiencia con la altura de caída, etc.)

Para tomar en cuenta la aleatoriedad hidrológica, se pueden usar:

- Un modelo estocástico de caudales, que representa las características hidrológicas del sistema. Las correlaciones espacial y temporal de los caudales afluentes del sistema con respetadas por los caudales sintéticos generados por el modelo, o
- La secuencia histórica de caudales

La operación de la transmisión se realiza mediante flujo de potencia linealizado que toma en cuenta las leyes de Kirchhoff, pérdidas cuadráticas, límites en los circuitos, límites máximos y mínimos para la suma de flujos por conjuntos de circuitos seleccionados, restricciones de importación y exportación por áreas, etc.

2.4 El Uso del SDDP en los Estudios de Expansión de la Generación

El modelo SDDP realiza la optimización y simulación de la operación de un sistema en un horizonte de tiempo para un conjunto de instalaciones de generación y transmisión cuya evolución en el tiempo está predeterminada. Puede ser usado en estudios de expansión de la generación simulando programas de expansión alternativos, haciendo una evaluación económica de los mismos en relación con la función objetivo planteada y mediante un procedimiento iterativo heurístico acercarse al programa óptimo.

2.5 El Uso del SDDP en los Estudios de Transmisión

El modelo SDDP es particularmente indicado para análisis de las necesidades de transmisión y la selección de alternativas.

Por una parte representa detalladamente la operación de las centrales del sistema, tomando en cuenta las restricciones de transmisión en el despacho económico.

Por otra parte entrega información física y económica de la operación de cada tramo del sistema de transmisión:

- Flujos por las líneas para cada bloque de demanda y cada condición hidrológica
- Ingresos tarifarios de todos los tramos
- Costo marginales de energía de corto plazo en las barras de cada extremo de una línea de transmisión
- Beneficio económico de ampliaciones marginales de la capacidad de transmisión

Con toda esta información, a través de un proceso iterativo diseñado adecuadamente es posible determinar la mejor expansión de cada tramo de transmisión para un plan obras de generación determinado.

3. REPRESENTACIÓN DEL SIC EN EL MODELO SDDP

3.1 Demanda

a) Proyección de demandas

En el Anexo 8 se definen dos proyecciones de demanda:

- Escenario base: En este escenario se utiliza una tasa de crecimiento de 6.3% para 2006 y 6.6% para el período 2007-2015
- Escenario alternativo: Considera la realización de diversos proyectos de expansión de la minería, adicional al crecimiento tendencial. Estos proyectos se concretan en el período 2007-2010 por lo que la tasa de crecimiento resultante es 7.4% en el período 2006-2010, manteniendo un 6.6% en el período 2010-2015.

Esta demanda está definida a nivel de 301 subestaciones de 66 kV a 220 kV. En el modelo SDDP se representaron solamente 38 barras con demanda. Para tomar en cuenta las pérdidas en la parte del sistema de transmisión no representado en el modelo, la demanda se incrementó en un 3%.

b) Forma de la Demanda

La demanda se representa mediante curvas de duración mensual en un número discreto de niveles de demanda o bloques. La forma de esta demanda fue determinada por el CDEC-SIC a partir de información estadística.

El CDEC definió cinco bloques mensuales de demanda. Sin embargo en el SDDP se trabajó con 4 bloques, fusionando los dos bloques de menor demanda (el bloque de menor demanda tenía una duración promedio de 75 horas/mes)

c) Distribución Geográfica de la Demanda

La demanda proporcionada por el CDEC está asignada a 301 subestaciones. Esta demanda ha sido asignada a 38 barras representadas en el SDDP (de las 50 barras que se definieron en el modelo). En la tabla siguiente se indican las barras representadas. La clasificación que se ha hecho es para efectos de presentación y no tienen ningún efecto en la operación.

Barras Modelo SDDP						
Norte	Centro-1	Centro-2	Centro-Sur	Sur		
D.Almagro220	Polpaico500 (*)		A.Jahuel110		Paine	Charrua220
C.Pinto220	Polpaico220	Buin110	Rancagua		Concepcion220	
Cardones220	LoAguirre220 (*)		Chena110		P.Cortes	Temuco220
Maitencillo220	LoAguirre500 (*)		C.Navia110		P.Cortes	Gen (*)
	Ciruelos220					
PanDeAzucar220	EIRodeo500 (*)		Florida110		S.Fernando	Valdivia220
LosVilos220	EIRodeo220 (*)		LosAlmendros220		Teno	B.Blanco220

Nogales500 (*)	A.Jahuel500	LosAlmendros110	Itahue220	P.Montt220
Nogales220 (*)	A.Jahuel220	LoEspejo110	Itahue154	
A.Santa220	A.Jahuel154	Ochagavia110	Ancoa500	
S.Luis220	C.Navia220	Renca110	Ancoa220	
Quillota220	Chena220	ElSalto110		
	P.Cortes500 (*)			

(*) Barra futura

3.2 Unidades Térmicas

a) Potencia y Consumo Específico

La información de potencia efectiva, consumo específico y consumos propios corresponden a las del Anexo A4-A07 de las bases del estudio. En el SDDP se ha usado la potencia y el consumo específico netos.

b) Tasa de Salida Forzada y Mantenimiento

La información de tasa de salida forzada y mantenimiento mayor corresponde a la del Anexo 4 de las bases. El modelo SDDP representa estos dos aspectos reduciendo la potencia máxima mensual de cada unidad en la indisponibilidad por salida forzada y por mantenimiento en el mes correspondiente.

c) Precios de los combustibles

Los precios de los combustibles utilizados son los del Informe de Precios de Nudo de abril-2006, los que se mantuvieron constantes en términos reales durante el horizonte del estudio.

d) Disponibilidad de gas natural

Las unidades con limitación en la disponibilidad de gas natural que utilizan un combustible alternativo se representaron como unidades bi-combustibles. La disponibilidad mensual de gas natural corresponde a las indicadas en el Informe de Precios de Nudo de abril-2006.

3.3 Centrales Hidroeléctricas

a) Características de las centrales

Las características de generación de las centrales y de los embalses correspondientes corresponden a la informada en el Anexo 4 de las bases del estudio o información complementaria proporcionada por el CDEC-SIC.

b) Estadística de caudales

Se ha utilizado la estadística de caudales mensuales correspondiente al período 1960-2003 proporcionada por el CDEC-SIC como estadística de caudales semanales en las cuencas con embalses o de energía mensual generable en el caso de centrales de pasada.

c) Restricciones de riego

En las cuencas del Maule y del Laja se han impuesto las restricciones de riego correspondiente a los convenios a través de los retiros de caudales respectivos.

3.4 Sistema de Transmisión

a) Barras

Como se indicó anteriormente se han representado en el sistema 50 nodos.

b) Líneas

Se han representado 77 tramos de líneas y transformadores que conectan los nodos del sistema.

c) Parámetros y Límites

Los parámetros de las instalaciones corresponden a los del Anexo 4 de las bases del estudio. Los límites de transmisión han sido revisados por el Consultor y están definidos en el diagnóstico de la situación.

3.5 Validación del Modelo

Con el objeto de revisar y validar la representación hecha en el modelo SDDP se comparó la generación promedio que entrega el modelo para las centrales hidroeléctricas con la generación que entrega el modelo PLP, usado por el CDEC. La generación del modelo PLP corresponde a una simulación en etapas semanales, para dos años (2010-2011), con restricciones de riego. La generación media de las centrales hidroeléctricas del modelo SDDP ha sido sensiblemente similar a la entregada por el modelo PLP.

Por otra parte se ha comparado la distribución de los flujos por las líneas que entrega el modelo SDDP, con los resultados de los flujos de potencia de corriente alterna con todas las subestaciones del sistema, concluyendo que

3.6 Horizonte y Series Hidrológicas

La simulación de la operación se ha realizado para el período abril 2006 a marzo 2016. La simulación se ha realizado con la estadística de caudales mensuales 1960-2002.

3.7 Expansión de la Generación

Los planes de expansión de la generación corresponden a los escenarios 1 a 4 del Anexo 9 de las bases del estudio.

ANEXO D

DETALLE DE LOS ESTUDIOS DINÁMICOS

DETALLE DE LOS ESTUDIOS DINÁMICOS

E OSCILACIONES ELECTROMECAICAS EN RÉGIMEN PERMANENTE DEL SISTEMA

E.1 Descripción del fenómeno dinámico relacionado con las oscilaciones electromecánica

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y más aún el Sistema Interconectado Central (SIC) presentan características peculiares que pueden evidenciar problemas de oscilaciones de potencia sostenidas, o sea poco amortiguadas o no amortiguadas, particularmente luego de fallas y/o separación de mallas o también en condiciones de red completa durante la toma de carga por parte de las centrales.

Como consideración general, independientemente de las peculiaridades del caso chileno, debe notarse que estos fenómenos están relacionados con la continua evolución y crecimiento de los sistemas eléctricos interconectados y con su utilización cada vez más intensa y por lo tanto cercanos a condiciones potencialmente críticas. Como consecuencia, se hace presente con mayor frecuencia la necesidad de verificar la eventual presencia de oscilaciones de potencia sostenidas que pueden causar interrupciones intempestivas de líneas en los corredores críticos y por lo tanto importantes separaciones de mallas y disfunciones aún en ausencia de fallas. Para la evaluación de tales comportamientos oscilatorios es necesario disponer de instrumentos de análisis lineales del sistema eléctrico para el cálculo de los modos de oscilación electromecánica; estas “herramientas” deben poder identificar la posible existencia de modos críticos, determinando también la ubicación de los mismos, y de asistir al experto de sistemas en la individualización de las acciones a adoptar para la resolución del problema.

Normalmente las acciones mencionadas se refieren a la implementación y/o el ajuste de las señales estabilizantes (Power System Stabilizers – PSS), las que actúan sobre los reguladores automáticos de tensión de los grupos generadores (AVR). Sin embargo, para aquellos modos interáreas que afectan de manera significativa a un gran número de máquinas rotantes y que evidencian las oscilaciones de potencia en pocos corredores críticos, la elección podría dirigirse también hacia algunos controles especiales sobre dispositivos de red tales como TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitors), HVDC (High Voltage Direct Current), y en general de los dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

Optimizando la localización y los ajustes de los dispositivos citados se suprimen las oscilaciones de potencia sostenidas, evitando sus consecuencias, o se permite una mayor utilización de la capacidad de transporte preservando contemporáneamente la seguridad en la operación del sistema.

Para la individualización de los modos de oscilación electromecánica se procede a la linealización del sistema y a la aplicación de las lógicas del análisis modal con el cálculo

de los Autovalores de las matrices de estado y de los relativos Autovectores los cuales suministran la información relativa a:

- frecuencias, localizaciones y amortiguamientos de los modos de oscilación;
- los coeficientes de participación normalizados, para cada uno de los modos de oscilación y para cada unidad de generación, que dan una indicación combinada de la observabilidad y de la controlabilidad de los modos por parte de los generadores;
- los coeficientes de sensibilidad para cada modo de oscilación y para cada grupo de generación, es decir incrementos de los amortiguamientos luego de la introducción o del cambio del ajuste de los PSS. Estos coeficientes tienen en cuenta los dispositivos reales de actuación de los PSS, es decir de los reales AVR y representan las sensibilidades del primer orden.

Para obtener los resultados arriba ilustrados es necesario:

- - Adoptar modelos de las máquinas sincrónicas de al menos segundo orden o superior, definiendo hasta 4 estados electromagnéticos además de los 2 estados mecánicos;
- - Representar con el debido detalle los modelos de los reguladores automáticos de tensión y de los PSS.

Los Sistemas Eléctricos se caracterizan por un número de oscilaciones iguales a $N_g - 1$, siendo N_g el número de los generadores. La mayor parte de estas oscilaciones son de “alta frecuencia” (algunos Hz) y conciernen a las oscilaciones entre máquinas de la misma central, normalmente amortiguadas gracias a la acción de los arrollamientos amortiguadores. De frente a la estabilidad a las pequeñas variaciones y teniendo en cuenta las características longitudinales del Sistema Eléctrico, resultan por lo tanto de interés aquellas oscilaciones a baja frecuencia ($< 1.5 - 2$ Hz). Por lo tanto en el instrumento de cálculo SICRE/PSS-OTTI, además del cálculo completo de los Autovalores, y de los correspondientes Autovectores del sistema (LOPSI¹), existe la posibilidad de realizar el cálculo selectivo para evidenciar solo las frecuencias de oscilación de interés y poder aplicar el cálculo de manera rápida y eficiente también a sistemas longitudinales de grandes dimensiones.

E.1.a Validez de los resultados del análisis

El análisis de estabilidad a las pequeñas señales normalmente se hace a mediano plazo porque los resultados, desde el punto de vista de los ajustes sobre los recursos estabilizantes (PSS), son fuertemente influenciados por la evolución de la red. Por lo tanto el análisis de detalle se concentra fundamentalmente en el periodo del 2006 – 2010. Para el periodo desde el 2011 en adelante se realizarán algunas evaluaciones dando indicaciones de máxima que se basan principalmente en los resultados, y por lo tanto en los ajustes, que se han obtenido para el periodo inicial.

En lo que concierne a las nuevas unidades de generación, se sugiere dotarlas en todo caso con dispositivos estabilizantes (PSS) de última generación, es decir con doble señal

¹: W.J.Stewart, A.Jennings, “A Simultaneous Iteration Algorithm for Real Matrices”, ACM Transaction on Mathematical Software, Vol. 7, No. 2, June 1981

en potencia y velocidad los cuales permiten la máxima flexibilidad en el ajuste, de manera que puedan amortiguar eventuales modos locales originados por la presencia de la nueva central o bien para que pueda participar en el amortiguamiento de los modos interárea.

Se suministran a continuación algunas consideraciones sobre los estudios de Planificación y en particular a lo que concierne la caracterización del modelo de red a utilizar en los estudios.

En principio los estudios de Planificación del Sistema de Transmisión se hacen considerando el largo plazo. Es de opinión casi general que se debe esbozar un Plan Maestro con un horizonte de tiempo en el rango entre 4 y 10 años hacia adelante; mientras que pocos opinan que el Plan Maestro deba cubrir un horizonte de tiempo de 15 a 20 años o más. Si hay coincidencia entre todos los expertos que los planes se ponen al día prácticamente todos los años o, a lo sumo, cada 3 - 5 años.

Deben ser además considerados los problemas de verificación de parámetros y el ajuste de modelos adecuados para el estudio. De hecho, en la fase de planificación para obtener un análisis dinámico "confiable" se requiere la adopción de un modelado adecuado juntamente con los parámetros asociados. Desafortunadamente, en muchos contextos el comportamiento dinámico del equipo existente (generadores, controles asociados o automatismos de la red) no son conocidos con el detalle necesario para los análisis dinámicos. Se deben por lo tanto adoptar criterios sensatos para escoger los modelos más apropiados y estimar correctamente los parámetros.

Resulta importante mencionar que el problema del correcto modelado del sistema compuesto de generación - transmisión con los relativos controles asociados y automatismos así como la estimación de los parámetros a ser utilizado en los modelos seleccionados, es una área de investigación común a la fase de la Planificación y de la Operación.

Los fenómenos dinámicos aparecen comunes también a la Planificación y a la fase de Operación, por lo que se podría argumentar *cuales son las diferencias reales entre los análisis dinámicos llevados a cabo en una fase de planificación* (hasta unos 10 años hacia adelante), *y aquéllos efectuados en la fase de Operación* (pocos meses hacia adelante, por ejemplo para definir la estrategia de mantenimiento conforme a los vínculos dinámicos).

Básicamente, en la fase de Operación, los análisis deben responder en base a los equipos existentes y deberán ser consistentes tanto cuanto posible con el comportamiento real del sistema (Fig. E.1). A este propósito, la reconstrucción de incidentes suele ser a menudo una buena oportunidad para poner a punto los modelos de los controles y la demanda "vista" desde la red de transmisión, por supuesto esto es factible si se dispone de un registro suficientemente completo de las magnitudes físicas del sistema.

Operación

- Los modelos deben ser lo mas consistente posible con el comportamiento real del sistema
- la reconstrucción de incidentes es una buena oportunidad para "sintonizar" los modelos

Planificación

- Adecuada modelación de los equipos existentes
- Modelación de los equipos y sus controles asociados que entran en servicio en el futuro
- Objetivo final: identificación de la

➤ Objetivo final: ajustes óptimos de los equipos de control existentes

mejor estrategia de control y ajustes para las nuevas instalaciones

Fig. E.1 – Planificación contra Operación en los análisis dinámicos

En la etapa de planificación, un doble requisito debe cumplirse: por un lado, preparar una adecuada modelación del equipo existente, por otro lado el proyectista identificará la mejor estrategia de control y relativos ajustes para las nuevas instalaciones (por ejemplo: AVR equipados con PSS). En otros términos, el proyectista tiene la responsabilidad de definir el objetivo “operacional” del sistema (en términos de comportamiento dinámico) a ser logrados adoptando los desempeños de control que han sido identificados a través de los análisis dinámicos. Obviamente, esta última fase es complicada además por el hecho que la mayoría de las inversiones en la nueva generación está en manos de los inversionistas privados y la información necesaria puede no estar disponible fácilmente para el Responsable de la planificación. Este aspecto debe ser bien reglamentado en las especificaciones de conexión previstas en las Normativas (Grid Code) que rigen en el Sistema. A este propósito, una apreciación bastante reciente se ha discutido dentro del WG 2 de SC 1 de la Cigre en relación con los modelos y datos que deben ser suministrados al momento de la conexión de generadores a las redes y las condiciones de confidencialidad de la información intercambiada². Resumiendo, el proyectista tiene la responsabilidad de identificar los “requisitos técnicos mínimos” para afrontar aquellas contingencias denominadas “creíbles” y proponer las acciones de emergencia a ser activadas frente a la ocurrencia de contingencias “extremas”, todo en el contexto de superar y/o minimizar las limitaciones en las transferencias de potencia relacionadas con los vínculos dinámicos. Teniendo esta solución “óptima” en la mente, el proyectista supervisará la evolución del sistema, en estrecho contacto con el departamento encargado de la operación del sistema, y sugerirá las acciones que deben ser tomadas en los sistemas de control de las nuevas unidades de generación y/o equipos de la red antes que estos sean comisionados.

E.1.b Modelo de cálculo y herramienta software utilizado

El algoritmo utilizado en SICRE/PSS-OTTI para el cálculo selectivo de los Autovalores (es decir de las frecuencias de oscilación de interés) se basa en el método de Arnoldi³ modificado con la posibilidad de utilizar distintas variantes del acelerador de Chebychev.

Éste método permite obtener, a elección, los Autovalores de módulo máximo, aquellos de parte imaginaria mayor y los right-most, es decir los Autovalores más a la derecha en el plano complejo.

La puesta a punto simultánea de varios PSS en un sistema de potencia multi-máquina debe ser obtenida mediante la resolución de un problema de optimización. El objetivo es la determinación óptima de los valores de ganancia de los PSS con el objetivo de mejorar

2. Ph. Southwell, Z.Bozic “Results of survey of requirements for generator data and the need for confidentiality”, CIGRE ELECTRA magazine, n°. 224, February 226, pp. 44-45

3. J.A.Scott, “An Arnoldi Code for Computing Selected Eigenvalues of Sparse Real Unsymmetric Matrices”, ACM Trans. Math. Softw., Vol. 21, No.4, December 1995

el amortiguamiento para un grupo seleccionado de modos electromecánicos, analizando varias condiciones de operación y configuraciones del sistema. De hecho, una de las principales preocupaciones en la evaluación de la ubicación y puesta a punto de los PSS está relacionada con el hecho que el sistema debe mostrar un margen adecuado de estabilidad (es decir oscilaciones con una amortiguación suficientemente alta) en el mayor conjunto posible de condiciones de operación. Con este propósito se adopta conjuntamente un procedimiento multi-escenario de optimización.

Las ganancias de los PSS consideradas son las señales de velocidad angular relativa (**kw**) y de potencia eléctrica (**kc**). En el método adoptado se consideran intencionalmente estas dos señales sin ningún filtro lead-lag, substancialmente equivalente a tener solamente **kw** con filtro/s lead-lag o solamente **kc** con filtro/s lag-lead.

Para cada escenario considerado se efectúa un análisis modal del sistema en examen que tiene el objetivo de determinar los modos de oscilación a controlar (aquellos con amortiguamientos por debajo de un límite prefijado) y la capacidad de cada dispositivo PSS de actuar sobre el amortiguamiento de cada modo seleccionado. Es decir para cada escenario el sistema considerado se linealiza con el objetivo de individuar los modos a amortiguar y las sensibilidades de los amortiguamientos de tales modos respecto a los parámetros de los dispositivos PSS. La siguiente figura representa de manera sintética el procedimiento para el análisis modal y la optimización multi-escenario.

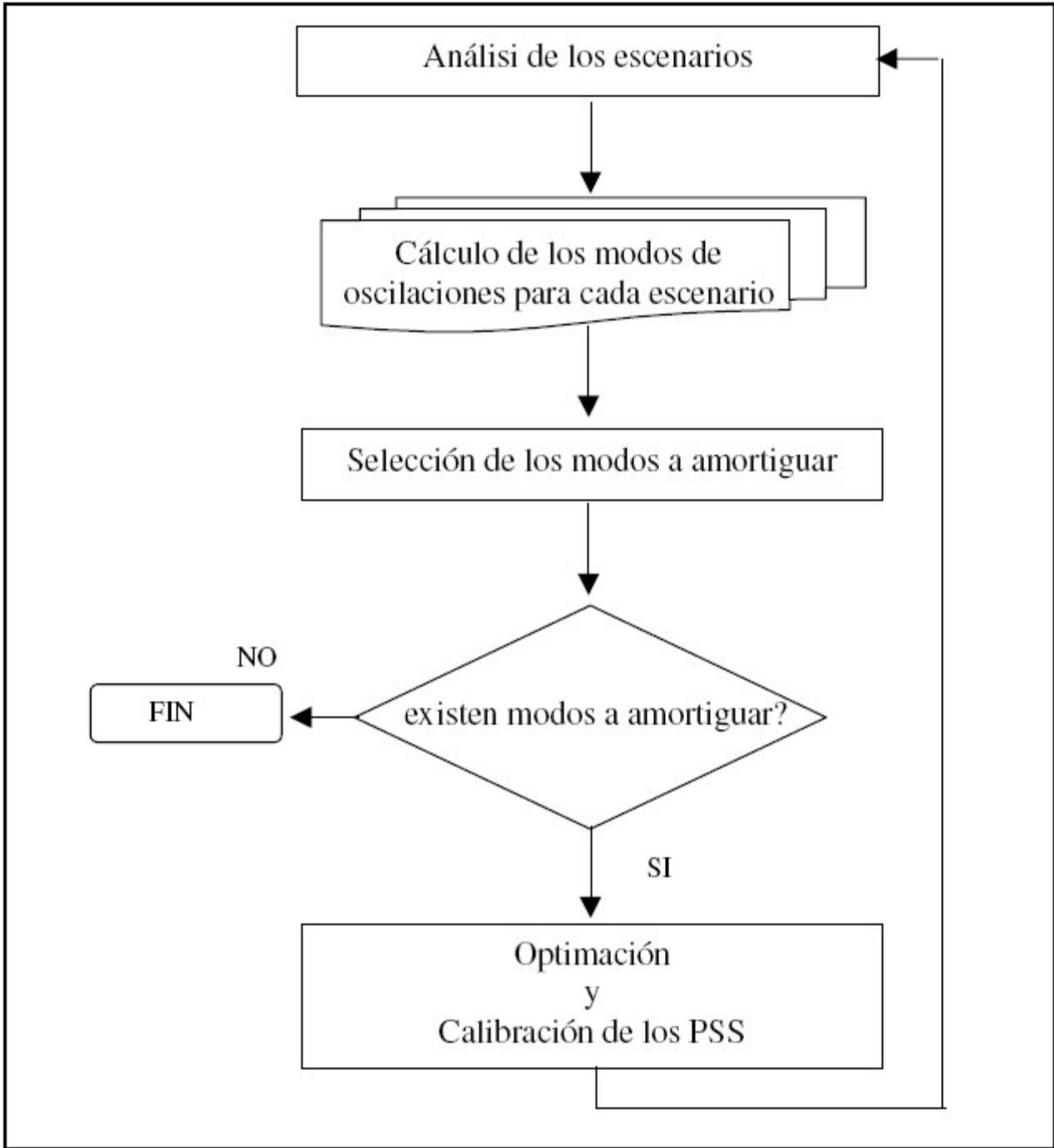


Figura 1: Esquema del procedimiento de calibración de los dispositivos PSS

E.2 Definición de los escenarios base

Los escenarios involucrados en el análisis modal prevén un horizonte temporal que va desde el año 2006 hasta el 2015; para cada año se han suministrado los datos relativos a la demanda y a las condiciones de despacho de las unidades de generación al variar al hidrología, para esta última en particular se pusieron a disposición 40 series hidrológicas a las que se sumaron tres series construidas según las indicaciones de la CNE.

Por cuánto concierne la demanda se dispuso para cada mes del período en examen de cuatro bloques de carga desde el pico (1) hasta el mínimo (4).

En el capítulo donde se ha hecho la descripción de los escenarios utilizados estos se identifican en el siguiente modo: las últimas dos cifras del año examinado, el mes hidrológico (abril es el mes número 1), el bloque de carga identificado con una letra B y la serie hidrológica identificadas con la carta S.

Los escenarios han sido construidos sobre la base de las informaciones obtenidas a través del programa SDDP.

El análisis que se ha llevado a cabo divide todo el período de estudio en dos partes, un primer período que podemos considerarlo como de mediano plazo con mínimas incertidumbres en lo que respecta a la expansión del sistema, que va desde el año 2006 hasta el 2010, donde la evaluación es bastante exhaustiva, y un segundo período a partir del año 2011 hasta el horizonte donde se efectúan algunas evaluaciones que se basan en los resultados del primer período.

E.3 Descripción del modelo y de los sistemas automáticos de control

Para el presente estudio de pequeñas oscilaciones ha sido utilizado un modelo que representa prácticamente toda la red del SIC/SING, es decir el sistema de transporte de energía eléctrica de Altísima, Alta, Media y Baja tensión. Los modelos adoptados para la red y para los componentes presentes en ésta son lo suficientemente detallados para contemplar todos los fenómenos que se buscan representar ya sea para el análisis en estado estacionario (flujos de carga) como para el análisis modal.

El siguiente párrafo cita algunas características del modelo empleado:

- Líneas y transformadores modeladas con circuitos Pi;
- Elementos de compensación en derivación;
- Elementos de compensación en serie;
- Máquinas Generadoras Sincrónicas con modelos de 5to y de 6to orden;
- Sistema de control de tensión "AVR" de los generadores con las respectivas señales estabilizantes;
- Sistema de control de la velocidad "Governors" de los generadores;

La base de datos dinámicos en SICRE fue construida partiendo de aquella suministrada en formato del simulador DigSILENT. En relación a aquellos sistemas automáticos de control disponibles en la librería de SICRE y no totalmente idénticos a aquellos utilizados en DigSilent se procedió a la conversión del mismo adaptándolo al modelo más similar de SICRE, teniendo bien presente que la síntesis del modelo tenía que privilegiar el comportamiento en la zona lineal de la respuesta del equipos.

En los sucesivos párrafos está documentada la operación de conversión para los reguladores automáticos de tensión y para los reguladores de velocidad (governors).

E.3.a Datos eléctricos para los generadores de potencia

El simulador SICRE permite de verificar automáticamente la confiabilidad de los datos de los generadores de potencia, en particular el cumplimiento de las siguientes ecuaciones⁴:

$$\begin{aligned}T''_{q0} &< T'_{q0} \quad \text{con } T'_{q0} \neq 0 \\X''_d &< X'_d \\X''_q &< X'_q \\X_l &\neq 0 \quad \left(X_l = 0.1 \text{ default} \right)\end{aligned}$$

fueron sustituidos con datos estándar aquellos parámetros que no cumplieron con las ecuaciones indicadas.

Para Energía Verde y Laja que tenían una potencia errónea en la base de datos original se adoptaron respectivamente los modelos de Laja y de Energía Verde para todos los datos dinámicos.

E.3.b Reguladores automáticos de tensión

E.3.b.1 Modelo EXPIC1

El modelo EXPIC1 de la PTI (ver Figura 2), esta disponible en la librería de modelos del simulador SICRE y también en una versión reducida; de hecho se observa que:

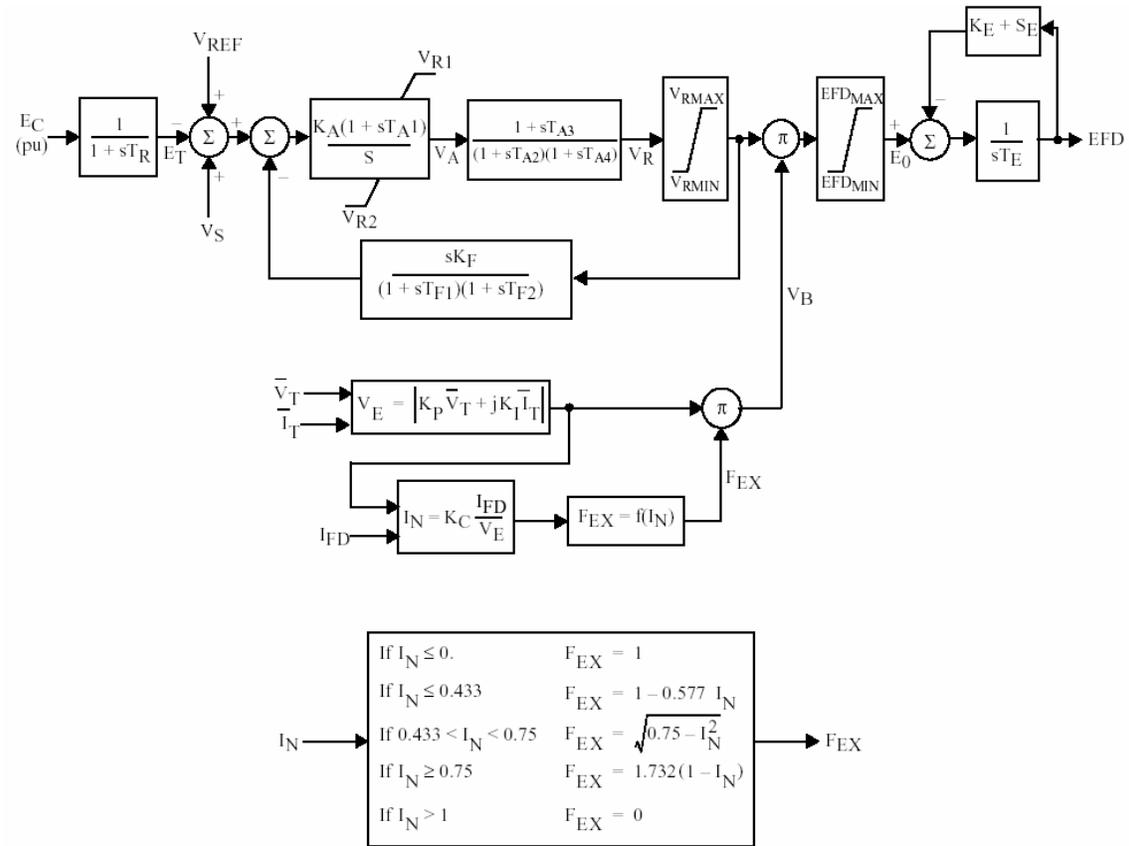
- el circuito de retroacción transitoria no se utiliza nunca ($K_f=0$)
- las saturaciones de las excitatrices no fueron nunca utilizadas ($SE=Se1=Se2=0$)
- La alimentación del puente de conversión nunca utiliza un transformador de corriente solamente un transformador de tensión ($K_l=0$)

Estas características fueron usadas para simplificar el modelo implementado en SICRE.

Entre las centrales para las cuales este modelo fue utilizado citamos:

- Generador Colbun 1-2
- Generador Machicura 1

⁴ Roberto Marconato, "Sistemi Elettrici di Potenza" Clup Milano



If $(K_P = 0 \text{ and } K_I = 0)$, then $V_B = 1$.

If $T_E = 0$, then $EFD = E_0$.

$$V_S = V_{OTHSG} + V_{UEL} + V_{OEL}$$

Figura 2 - Regulador de tensión EXPIC1

E.3.b.2 Modelo EXAC1

El modelo EXAC1 (ver Figura 3) fue convertido en el modelo AVR1 de SICRE (ver Figura 4); los parámetros del modelo SICRE fueron obtenidos a partir de aquellos del modelo original con las siguientes relaciones:

Tr=TR; Ka=KA; Tb=TC; Ta=TA; Kf=KF/TF; Tf=TF; Vrmx=VRMAX; Vrmn=VRMIN; Te=TE; D1 y D2= ver fórmulas.

Hipótesis: TB=KC=KD=0, KE=1.

La función de la saturación de la excitatriz en SICRE está expresada por la ecuación (2).

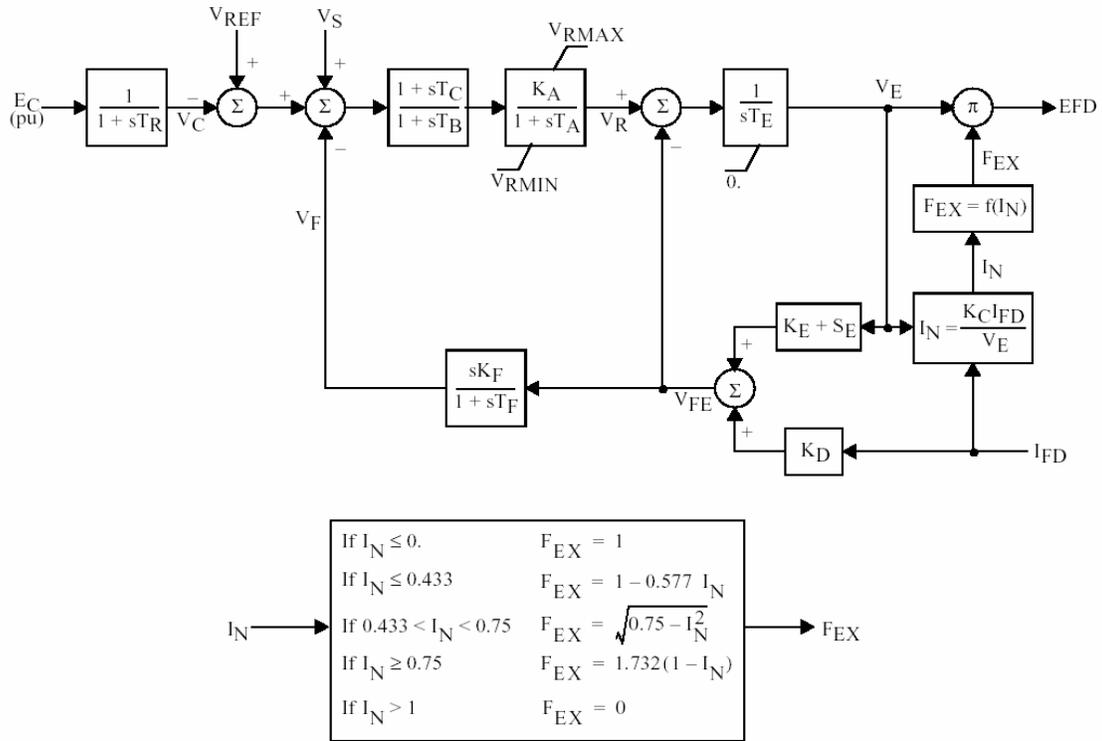
$$D_1 = \left[\frac{(E_2 \cdot S_{E2})^{E_1}}{(E_1 \cdot S_{E1})^{E_2}} \right]^{\frac{1}{E_1 - E_2}}; \quad D_2 = \frac{\ln\left(\frac{E_1 \cdot S_{E1}}{E_2 \cdot S_{E2}}\right)}{E_1 - E_2} \quad (1)$$

$$S_E(V_f) = D_1 e^{D_2 V_f} \quad (2)$$

Este modelo fue utilizado para gran parte de las unidades de generación:

- Generador Huasco G1-5
- Generador Diego de Almagro 1-2
- Generador Los Molles G1-2
- Generador Chacabuquito 1-4
- Generador Laguna Verde 1, 2, TG
- Generador Florida
- Generador Candelaria 1-2
- Generador Nehuenco III
- Generador Licanten
- Generador Celco
- Generador Energia Verde
- Generador Nueva Aldea G1, 4
- Generador San Francisco de Moztazal
- Generador San Ignacio TG
- Generador Rucue 1, 2
- Generador Laja
- Generador Los Sauces
- Generador Cholguan
- Generador Lebu
- Generador Canete
- Generador Petropower
- Generador Arauco (EQU. 66 kV)
- Generador Trongol
- Generador Valdivia
- Generador Collipulli
- Generador Curacautin
- Generador Chufken

- Generador Pelohuén
- Generador Quellón
- Generador Ancud



$$V_S = V_{OTHSG} + V_{UEL} + V_{OEL}$$

Figura 3 - Regulador de tensión EXAC1

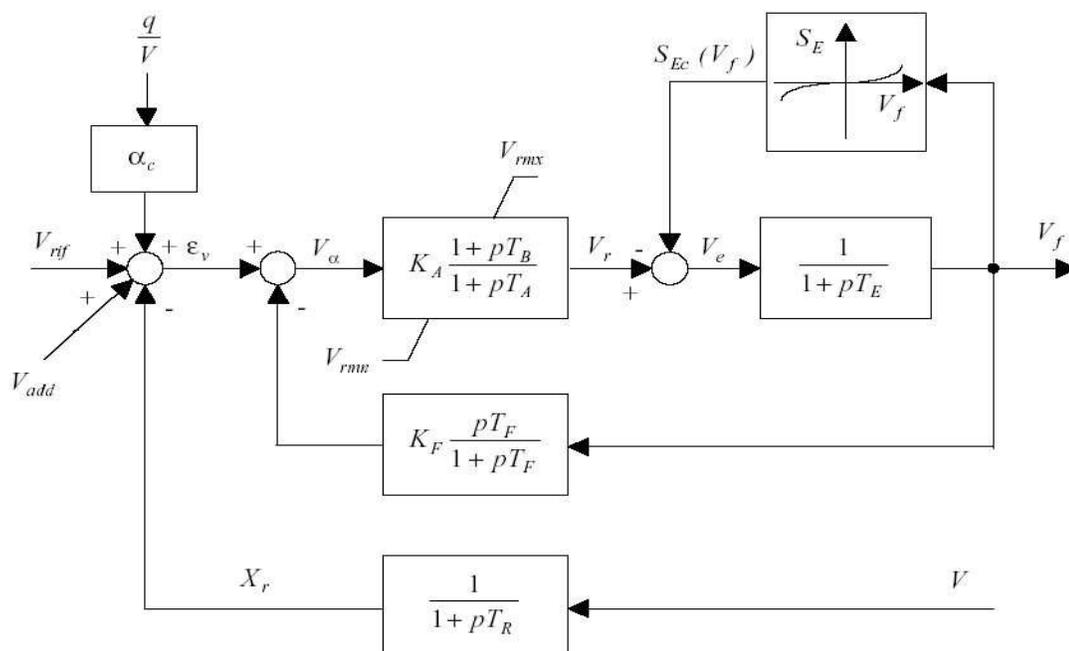


Figura 4 – Regulador de tensión AVR1

E.3.b.3 Modelo VCO type 1

El modelo VCO1 de DigSilent (ver Figura 5) fue convertido en el modelo AVR1 de SICRE (ver Figura 4); los parámetros del modelo SICRE fueron obtenidos de aquellos del modelo original con las siguientes relaciones:

$T_r = T_{vm}$; $K_a = V_{spp}$; $T_b = 0$; $T_a = 0$; $K_f = V_{ss} / T_{st}$; $T_f = T_{st}$; $V_{rmx} = U_{r_mx}$; $V_{rnm} = U_{r_mn}$; $T_e = T_{err}$; $D1$ y $D2 = 0$ (no saturación).

Hipótesis: $T_{spi} = \infty$.

Este modelo fue utilizado para las siguientes unidades de generación:

- Generador Blanco
- Generador Juncal
- Generador Los Quilos 1-3
- Generador Puntilla 1, 2
- Generador El Volcan
- Generador Maitenes 1-2-3, Aux. 1-2
- Generador Nehuenco I TV, II TV
- Generador Pehuenche 1, 2
- Generador Sauzalito
- Generador Abanico 1-6
- Generador El Toro 1-4
- Condensador Sincrónico #1 S/E Concepción
- Generador Capullo
- Generador Pilmaiquen 1-5
- Generador Pullinque 1-3

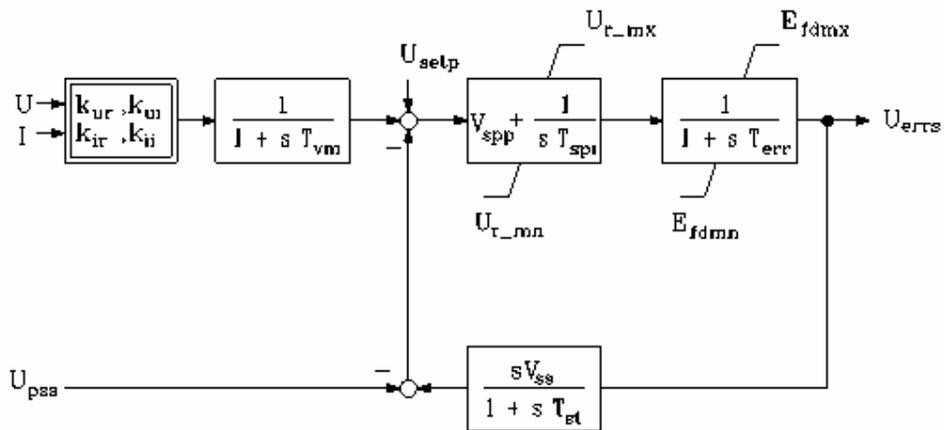


Figura 5 – Regulador de tensión VCO1

E.3.b.4 Otros Modelos

Las centrales restantes presentan modelos peculiares que no tienen un equivalente directo con los modelos disponibles en la librería de SICRE, se adoptaron por lo tanto modelos aptos basándose en la experiencia de este Consultor.

E.3.c Governor

A propósito de los reguladores de velocidad (Governors), conviene mencionar que normalmente estos se desprecian en los estudios de los análisis modales de los sistemas eléctricos de transmisión, en cuanto su influencia sobre los modos de oscilación y en particular de su amortiguamiento es relativamente limitada. El efecto de los Governors puede ser estabilizante o desestabilizante: frecuentemente los reguladores más rápidos aplicados a los turbovapores o, todavía más a los turbogas, son estabilizantes, en particular modo para las oscilaciones lentas (interáreas) que son generalmente las más críticas, mientras que para las centrales hidráulicas frecuentemente el efecto es desestabilizante a causa del proceso físico vinculado con la dinámicas del agua en los conductos. La elección en este estudio fue aquella de efectuar una prueba de sensibilidad de la solución con respecto a una representación simplificada de los Governors.

Para las simulaciones se considera como hipótesis una regulación a potencia constante y se mantiene un margen de seguridad en la elección del objetivo de amortiguamiento buscado.

E.3.d Pruebas preliminares de sensibilidad de los resultados sobre el modelo

Se efectuaron algunas pruebas con el fin de verificar la sensibilidad de los resultados obtenidos a través del análisis modal respecto a la caracterización de algunas representaciones de los modelos; en particular la imposición de los datos y modelos estándar para alternadores, reguladores automáticos de tensión AVR y Governor.

Las evaluaciones fueron efectuadas para el escenario base correspondiente a Abril 2006.

Se hace notar que en general no se puede extender a todos los escenarios y todos los modos los resultados de estas pruebas preliminares, que son sólo pruebas de sensibilidad para tener una idea de la influencia de los varios parámetros sobre los resultados.

E.3.d.1 Datos eléctricos estándar para los generadores de potencia

El simulador SICRE generara automáticamente, para los varios modelos dinámicos implementados y para los modelos de las máquinas sincrónicas, algunos datos estándar. Para los modelos de las máquinas sincrónicas estos valores estándar dependen también del tamaño y del tipo (hidráulico, térmico, etc.). Utilizando datos eléctricos estándar para todos los generadores de potencia, y manteniendo inalterados (no estándar) todos los otros datos dinámicos, entre los cuales los datos de los reguladores de tensión y los del sistema de excitación, los modos principales de la red sufren variaciones de frecuencia y del amortiguamiento; en particular todos los modos muestran un amortiguamiento superior al 5% con datos estándar viceversa se observaron cuatros modos con amortiguamiento inferior con la base de datos original.

E.3.d.2 Datos y modelos estándar para reguladores automáticos de tensión

Para esta verificación se impone el modelo AVR4 de SICRE, que representa un regulador y un sistema de excitación estática, con datos estándar del regulador para todas las máquinas. Todos los otros datos dinámicos se mantienen inalterados.

Los modos principales de la red sufren variaciones bastante significativas en los amortiguamientos, mientras que las variaciones en la frecuencia están muy contenidas; el modo Norte-Sur a 0.63 Hz mantiene aproximadamente inalterada la frecuencia, pero el amortiguamiento se lleva del 1.3%, mientras que para el modo Machicura (1.16 Hz) el amortiguamiento disminuye al 3.2%.

Si bien la naturaleza de los modos de oscilación es influenciada mucho más por la estructura geográfica del SIC/SING que no de los sistemas de regulación de tensión de los generadores; el ajuste óptimo de los PSS, con el objetivo de un adecuado amortiguamiento de los modos del SIC/SING, depende de los mencionados sistemas de regulación de tensión AVR.

Una correcta identificación de los parámetros de los reguladores de tensión y de las excitatrices resulta por lo tanto importante desde el punto de vista del ajuste de los dispositivos PSS.

E.3.d.3 Regulación in presencia de governor

Para esta verificación se considera la presencia de los Governors, con datos estándar, o sea se supone que la potencia mecánica no es constante.

La frecuencia de los modos varía poco, mientras que los amortiguamientos tienden en general a aumentar también de manera consistente en particular para los modos interáreas (por ejemplo 4.3% para el modo Norte-Sur a 0.63 Hz, modo que involucra a un elevado número de máquinas).

E.4 Descripción del análisis modal

El objetivo del análisis es la determinación del amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas en régimen permanente del sistema, para verificar el cumplimiento del Artículo 5-51 de la Norma Técnica.

E.4.a Análisis detallado del cumplimiento de la Norma Técnica años 2006-2010

Para el cumplimiento de los objetivos del análisis se han utilizado 11 escenarios de base correspondiente a diferentes configuraciones de la red que comprenden la entrada a servicio de las nuevas instalaciones de generación y los refuerzos de red previstos relativamente por el plan de desarrollo a los años 2006-2010.

Para cada escenario de base han sido analizadas condiciones de máxima y mínima demanda (respectivamente bloque 1 y 4) y diferentes despachos de generación en función de la serie hidrológica utilizada.

En particular la Tabla 1 reporta los escenarios que son identificados con las últimas dos cifras del año y el mes hidrológico, para cada escenario se señalan las condiciones de carga y despachos identificados por el número de bloque y la serie hidrológica considerada.

Tabla 1: Escenarios de base (SIC)

		Escenarios por año y mes hidrológico										
		0601	0701	0704	0709	0802	0804	0807	0904	0908	1002	1007
Carga y Despacho	B1S40	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X
	B1S22		x									
	B4S40		x			x			x	x	x	
	B4S22		x									
	B4S41			x								X
	B4S01				x							
	B4S35						x					
	B4S43							x				

Adicionalmente a los escenarios de base han sido consideradas una serie de contingencias con la finalidad de efectuar un ajuste de los PSS que tenga también en cuenta la ausencia de un elemento de la red según el principio N-1.

En particular han sido seleccionadas una serie de líneas cuya salida de servicio se retiene crítica desde el punto de vista del deterioro de los amortiguamientos de las oscilaciones electromecánicas de la red eléctrica del SIC/SING; para algunas salidas de servicio fueron seleccionadas, de los escenarios posibles vinculados a los períodos hidrológicos y niveles de demanda, solo aquellos para los cuales la salida se considera más grave.

La Tabla 2 se refiere en modo sintético a la descripción de los casos analizados, los escenarios seleccionados y la numeración adoptada para identificar los varios casos.

Tabla 2: Escenarios en Contingencia (SIC)

Número	Descripción
1	salida de servicio Paposo-Diego de Almagro 1x220kV
2	salida de servicio Cardones-Maitencillo 1x220kV
3	salida de servicio Maitencillo-Pan de Azucar 1x220kV
4	salida de servicio Pan de Azucar-Los Vilos 1x220kV
5	salida de servicio Los Vilos-Quillota 1x220kV(no1001)
6	salida de servicio Quillota-Polpaico 1x220kV
7	salida de servicio Alto Jahuel -Ancoa 1x500kV (Polpaico Ancoa 1x500kV después junio 2008)
8	salida de servicio Ancoa-Charrua 1x500kV
9	salida de servicio Nueva Temuco-Valdivia 1x220kV
10	salida de servicio Valdivia-Puerto Montt 1x220kV
11	salida de servicio Charrua-Temuco 1x220kV (después julio 2008)
12	salida de servicio Nogales-Polpaico 1x500kV (después abril 2010)

Siendo el objetivo primario del estudio la determinación de los grupos de generación donde es necesario ajustar y/o instalar los dispositivos PSS, en la determinación de los escenarios en contingencia en general se ha evitado cambiar el despacho de las

unidades de generación de manera de analizar las situaciones más estresantes desde el punto de vista de la red.

En total han sido analizados 74 escenarios, de los cuales 23 son de base y los restante en condiciones de contingencia, en el Tabla 3 se presentan los detalles de los escenarios en contingencia examinada con referencia a la condición de carga y al despacho por los que han sido examinados

Tabla 3: Detalle de los escenarios en condición de contingencia N-1

		Escenarios por año y mes hidrológico										
		0601	0701	0704	0709	0802	0804	0807	0904	0908	1002	1007
Contingencia	1	B1S40	B4S22	B4S41		B4S40			B4S40		B4S40	
	2	B1S40	B4S22			B4S40						
	3	B1S40	B4S22			B4S40			B4S40		B4S40	
	4	B1S40	B4S22			B4S40			B4S40		B4S40	
	5	B1S40	B4S22			B4S40			B4S40		-	-
	6	B1S40	B4S22			B4S40			B4S40		B4S40	
	7	B1S40	B4S22	B4S41		B4S40			B4S40		B4S40	
	8	B1S40	B4S22			B4S40			B4S40		B4S40	
	9	B1S40	B4S22			B4S40						
	10	B1S40	B4S22	B4S41		B4S40			B4S40		B4S40	
	11	-	-	-	-	-			B4S40		B4S40	
	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	B4S40	

En relación a la red del **SING**, que se encuentra aislada con respecto de aquel del **SIC**, no han sido previstos refuerzos de la red de transmisión, por lo tanto han sido analizados escenarios para los años desde el 2006 al 2010 teniendo en cuenta un aumento generalizado de la demanda similar al previsto para la red del SIC, vale a decir el 6.6% de aumento anual.

Han sido por lo tanto analizados 5 escenarios y no se han considerado contingencias dada la estructura misma de la red de transmisión.

E.4.a.1 Situación sin señales estabilizantes

El análisis de los 23 escenarios de base con red integra y de los 51 escenarios de contingencia, ha llevado a la individualización de un total de 307 modos electromecánicos de oscilación considerados críticos, o sea con amortiguamiento menor del 5%.

En la siguiente Tabla 4 se muestra la distribución de los modos en los varios intervalos de amortiguación.

Tabla 4: Distribución de los modos por amortiguamiento

Amortiguamiento %	Número de modos
<-2%	1
-2% ÷ -1%	3
-1% ÷ 0%	7
0% ÷ 1%	10
1% ÷ 2%	64
2% ÷ 3%	66
3% ÷ 4%	49
4% ÷ 5%	107
Total	307

Se observa que los modos que presenta un amortiguamiento menor de cero o negativo, llamados modos no-amortiguados son particularmente peligrosos para la red puesto que las oscilaciones aumentan su amplitud en ausencia de sistemas de control, el numero de estos modos son 11 y se presentan principalmente en condiciones de contingencia, a exclusión de un modo que ya está presente en un escenario de base en condición de baja carga y alta hidraulicidad relativo al escenario 1002B4S40.

El examen de las amplitudes y de las fases de las oscilaciones de los generadores permite deducir la distribución geográfica de los modos electromecánicos; en particular los modos con frecuencia por debajo de 1 Hz interesan en distinta medida las varias áreas del sistema; para estos modos a veces se vuelve difícil diferenciar los modos uno del otro, no solo a causa de la amplitud de la oscilación de una cierta área (amplitud alrededor del 30-40% son considerados límites) pero también a causa de la fase que a veces gira alrededor de $\pm 90^\circ$ y que por lo tanto no permite definir un área contra otra más bien que con otra.

Los sucesivos modos, aunque siendo modos que interesan distintas centrales de generación, quedan de todas maneras confinados en subáreas del sistema.

Las frecuencias de los modos detectadas parten desde **un mínimo de 0.56 Hz** y alcanzan un **máximo de aproximadamente 1.38 Hz**.

Si se analizan en detalle los modos interárea se pueden distinguir, sobre la base de la frecuencia de oscilación, tres modos principales

0.56 ÷ 0.8 Hz Modo Norte - Sur (la zona central no viene interesada por la oscilación)

0.80 ÷ 0.9 Hz Modo Sur - Centro

0.90 ÷ 1.0 Hz Modo que involucra unidades del Norte del Centro y del Sur

Dependiendo de los varios escenarios y las contingencias consideradas los modos varían su frecuencia en el intervalo indicado y en el número de unidades de generación implicadas.

A partir del año 2010 la continuidad del corredor a 220 kV se interrumpe en dos puntos, entre Nogales y Quillota, por la entrada en servicio de la nueva S/E a 500 kV de Nogales, y entre Polpaico y Cerro Navia, en correspondencia con la entrada a servicio de la S/E de Lo Aguirre; estas modificaciones estructurales llevan el modo Norte - Sur a transformarse en un modo Norte - Centro con amortiguamientos más reducidos que pueden volverse negativos en caso de contingencias sobre el corredor a 220 kV de la zona Norte.

De los 307 modos totales aproximadamente la mitad son modos interplanta (locales) que involucran centrales muy cercanas entre ellas, como por ejemplo la zona de Ancoa (1.0 ÷ 1.1 Hz) Maintencillo (1.1 ÷ 1.2 Hz), Charrua (1.1 ÷ 1.2 Hz), Concepcion (1.0 ÷ 1.1 Hz) o bien entre los grupos de la misma central.

Si consideramos una clasificación en base a los modos contra los amortiguamientos la siguiente Tabla 5 resume los resultados:

Tabla 5: Clasificación de los modos

Modo n. Amortiguamiento	0.56÷0.8 Hz z	0.8÷0.9 Hz	0.9÷1.0 Hz	1.0÷1.1 Hz	1.1÷1.2 Hz	>1.2 Hz
<-2%	1	0	0	0	0	0
-2% ÷ -1%	3	0	0	0	0	0
-1% ÷ 0%	7	0	0	0	0	0
0% ÷ 1%	7	1	0	2	0	0
1% ÷ 2%	14	0	7	29	14	0
2% ÷ 3%	7	3	28	17	11	0
3% ÷ 4%	7	8	19	13	2	0
4% ÷ 5%	10	8	28	52	4	5
Total	56	20	82	113	31	5

En la Figura 6 se muestra la distribución de los modos críticos subdivididos en clases de amortiguamiento y distinguiéndolos entre modos interárea y modos interplanta; de ella se obtiene la confirmación de que las problemáticas mayores relativas al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas se refieren sobre todo a modos interárea más bien que a modos interplanta.

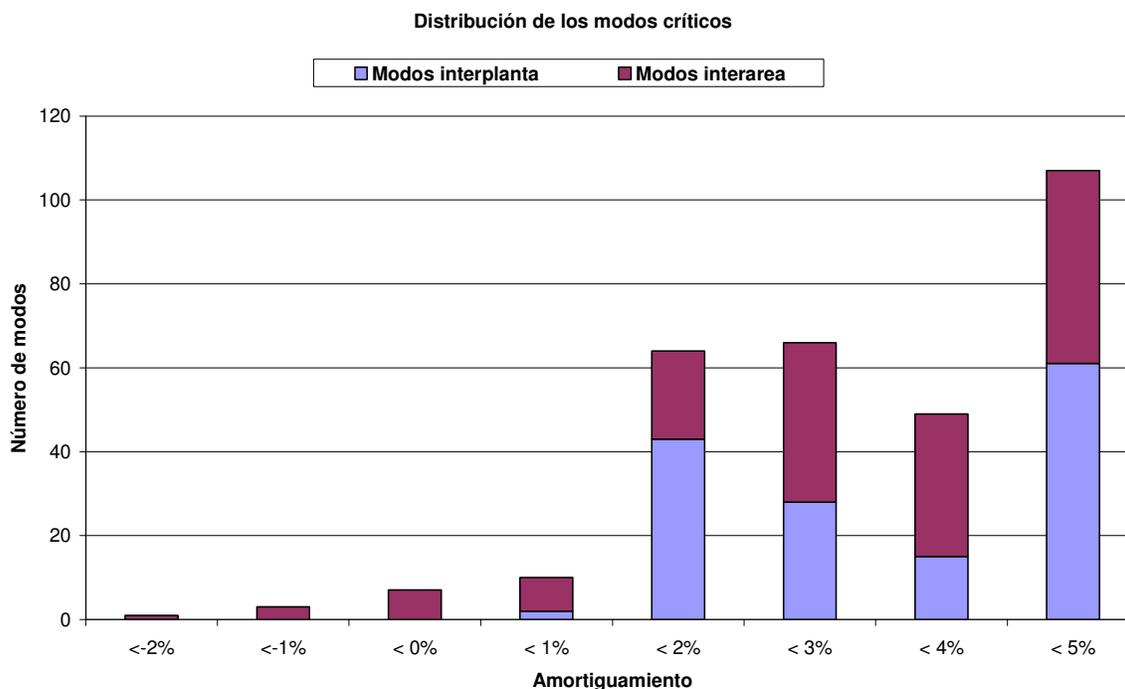


Figura 6 - Distribución de los modos críticos interárea e interplanta

En la Figura 7 se reporta la distribución de los modos críticos distinguiéndolos por escenarios. A este propósito es necesario recordar que los escenarios examinados no están uniformemente repartidos en los años considerados, en efecto para el año 2007 han sido analizados un número de contingencias y casos base superior y asimismo para el 2008 un número de casos base superior para tener en cuenta las sucesivas obras sobre la red de transmisión.

Tabla 6: Distribución de los modos críticos por escenarios

Modo n.	2006	2007	2008	2009	2010
Amortiguamiento					
<-2%	0	0	0	0	1
-2% ÷ -1%	0	0	0	0	3
-1% ÷ 0%	0	0	1	0	6
0% ÷ 1%	0	2	7	0	1
1% ÷ 2%	9	26	22	0	7
2% ÷ 3%	6	14	9	22	15
3% ÷ 4%	0	23	7	9	10
4% ÷ 5%	22	46	29	2	8
Total	37	111	75	33	51

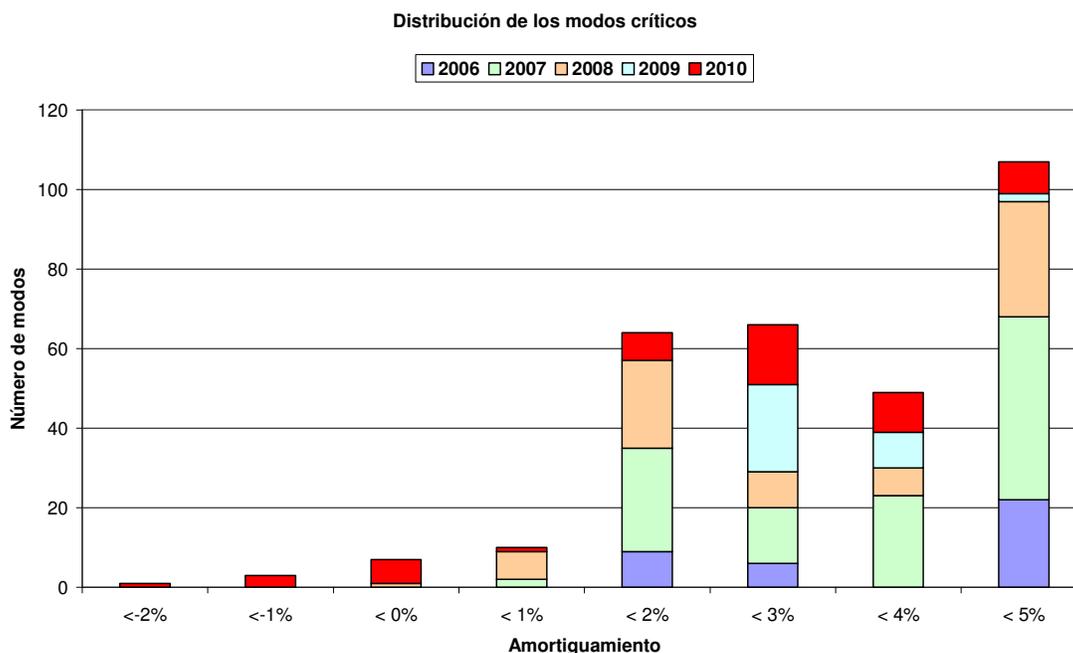


Figura 7 - Distribución de los modos críticos por escenarios

Por otro lado para la red del SING, el análisis de los 5 escenarios de base con red integra ha llevado a la individualización de un total de 7 modos electromecánicos de oscilación considerados críticos, o sea con amortiguamiento menor del 5%.

En la siguiente Tabla 4 se muestran los modos que resultan.

Tabla 7: Distribución de los modos por amortiguamiento

Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento %	Escenarios
0.6378	-2.23	2009
0.6298	-2.12	2010
0.6119	-1.86	2008
0.4934	0.87	2010
0.6189	2.98	2007
0.6204	3.67	2006
0.9629	4.10	2007

Como se puede ver de la tabla precedente existen por lo tanto 3 modos no-amortiguados en los escenarios a partir del año 2008 y se puede notar como todos los modos con amortiguamiento crítico pertenecen a modos interárea.

El detalle de los modos y las unidades de generación involucradas en los mismos son reportados en el Anexo.

En la siguiente Tabla se detallan los 307 modos individuados en el SIC partiendo desde los más críticos (los menos amortiguados), con indicación de frecuencia, amortiguación (ζ) y escenario. Este último se compone esencialmente de tres informaciones: últimas dos cifras del año, mes hidrológico, bloque de carga, serie hidrológica y contingencia (Tabla 2). Los escenarios de base no tienen número de contingencia. Dado que para cada uno de los 74 escenarios examinados fueron individuados más modos críticos, estos han sido ordenados por amortiguación creciente y el último número individua la posición relativa. Por ejemplo 1002_b4s40_3_1 significa el primer modo crítico del escenario 2010 mes de Mayo, baja demanda, hidrología 40, contingencia 3 (Maitencillo-Pan de Azucar).

Escenario	F [Hz]	ζ (%)	Escenario	F [Hz]	ζ (%)	Escenario	F [Hz]	ζ (%)
1002_b4s40_4_1!A1	0.5634	-1.74	0802_b4s40_9_2!A1	0.6658	0.98	0701_b4s22_3_3!A1	0.9003	3.33
1002_b4s40_3_1!A1	0.5756	-2.23	0802_b4s40_2!A1	0.6662	0.96	0701_b4s22_4!A1	0.9004	3.06
06_7_2!A1	0.5768	2.37	0701_b4s40_1!A1	0.6684	1.24	1002_b4s40_3!A1	0.9034	2.25
0802_b4s40_4_3!A1	0.602	2.25	0701_b4s22_10_3!A1	0.6728	1.92	1002_b4s40_1_4!A1	0.904	2.26
0701_b4s22_4_3!A1	0.6064	2.97	0701_b4s22_3!A1	0.6734	1.9	1002_b4s40_11_3!A1	0.9041	2.35
06_8_4!A1	0.6075	4.95	0904_b4s40_6_4!A1	0.6737	3.38	1002_b4s40_3_3!A1	0.9044	2.29
1002_2!A1	0.6079	4.17	0904_b4s40_8_4!A1	0.6756	3.34	0709_b4s01_2!A1	0.9046	2.78
0701_b4s22_3_1!A1	0.6212	1.46	0704_b4s41_1_2!A1	0.6814	1.67	1002_b4s40_4_4!A1	0.9058	2.41
0802_b4s40_3_1!A1	0.6226	0.97	0904_b4s40_10_4!A1	0.6837	3.36	1002_b4s40_12_4!A1	0.9078	2.94
0802_4!A1	0.6231	4.73	0904_b4s40_11_4!A1	0.6839	3.38	06_9_4!A1	0.909	4.83
1002_b4s40_1_1!A1	0.6269	-1.25	0904_b4s40_4!A1	0.6843	3.38	1002_b4s40_10_5!A1	0.9114	3.25
1007_4!A1	0.6285	4.78	0709_b4s01_5!A1	0.6914	4.69	0802_b4s40_1_5!A1	0.9118	4.16
0802_b4s40_5_2!A1	0.6346	1.23	0704_b4s41_7_1!A1	0.6941	1.98	0802_b4s40_2_4!A1	0.9132	4.22
0904_b4s40_3_3!A1	0.6372	3.56	0804_b4s35_4!A1	0.6976	4.14	0802_b4s40_5_4!A1	0.9138	3.97
1002_b4s40_7_1!A1	0.6373	-0.81	1007_b4s41_3!A1	0.7014	4.15	0802_b4s40_6_5!A1	0.9138	3.9
0701_b1s22_5!A1	0.6397	4.93	0704_b4s41_2!A1	0.7067	1.74	0802_b4s40_5!A1	0.914	3.88
0701_b4s22_5_2!A1	0.6408	2.21	0704_b4s41_10_2!A1	0.7067	1.74	0802_b4s40_4_4!A1	0.9143	4.07
1002_b4s40_12_1!A1	0.6429	-0.98	1002_4!A1	0.8213	4.5	0802_b4s40_3_4!A1	0.9147	4.03
0802_b4s40_2_6!A1	0.6444	4.87	0709_b4s01_4!A1	0.8515	4.09	1002_b4s40_11_4!A1	0.9161	3.66
1002_b4s40_6_1!A1	0.646	-1.38	1002_b4s40_6_3!A1	0.8542	0.92	1002_b4s40_4!A1	0.9164	3.88
0701_b4s22_1_1!A1	0.6462	0.77	1002_b4s40_7_4!A1	0.8674	3.16	1002_b4s40_3_5!A1	0.9178	3.68
0701_b4s22_2_1!A1	0.6462	0.77	0804_b4s35_2!A1	0.8682	2.99	1002_b4s40_1_5!A1	0.9179	3.79
1002_b4s40_8_1!A1	0.6469	-0.91	0701_b4s22_10_5!A1	0.8705	3.9	1002_b4s40_4_5!A1	0.9184	3.66
0802_b4s40_1_1!A1	0.6474	-0.08	0701_b4s22_7_4!A1	0.8754	4.24	1002_b4s40_12_5!A1	0.9254	3.21
0904_b4s40_5_3!A1	0.6506	4.71	0701_b4s22_8_4!A1	0.8759	4.24	1002_b4s40_6_5!A1	0.9298	2.78
1002_b4s40_11_1!A1	0.6509	-0.95	0701_b4s22_9_4!A1	0.8786	3.75	0807_b4s43_1!A1	0.9306	2.75
1002_b4s40_10_1!A1	0.6511	-0.96	0804_b4s35_1!A1	0.88	2.84	1002_b4s40_8_3!A1	0.9318	2.67
1002_b4s40_1!A1	0.6512	-0.96	1002_b4s40_8_4!A1	0.8879	3.22	1002_b4s40_1_3!A1	0.9359	1.18
0701_b4s22_7_3!A1	0.652	2.09	0802_b4s40_10_5!A1	0.8883	4.49	0701_b4s22_10_4!A1	0.9394	3.26
0802_b4s40_7_1!A1	0.6545	1.33	06_b4s40_3!A1	0.8913	2.95	0904_b4s40_6_2!A1	0.9411	2.51
06_b4s40_2!A1	0.6555	2.45	0802_b4s40_9_6!A1	0.8924	4.4	0904_b4s40_2!A1	0.9425	2.55
0701_b4s22_8_2!A1	0.6556	1.98	0701_b4s22_1_4!A1	0.8979	3.4	0701_b4s22_9_3!A1	0.9427	3.44
0802_b4s40_6_2!A1	0.6581	0.95	0701_b4s22_2_4!A1	0.8979	3.4	0904_b4s40_3_1!A1	0.9428	2.54
0802_b4s40_8_1!A1	0.6589	1.17	06_10_4!A1	0.8983	4.75	0904_b4s40_10_2!A1	0.943	2.53
0904_b4s40_1_2!A1	0.6601	2.04	1007_b4s41_5!A1	0.8988	4.66	0904_b4s40_1_3!A1	0.9431	2.51
0701_b4s22_9_2!A1	0.6644	1.82	0701_b4s22_5_3!A1	0.8997	3.21	0904_b4s40_11_2!A1	0.9448	2.54

0904_b4s40_7_3!A1	0.6647	3.39	0701_b4s22_4_5!A1	0.8997	3.36	0904_b4s40_5_2!A1	0.9452	2.53
0701_b4s22_6_3!A1	0.6648	1.81	1002_b4s40_10_4!A1	0.9003	2.46	0904_b4s40_4_2!A1	0.946	2.53
0802_b4s40_10_1!A1	0.6657	0.98	0701_b4s22_6_4!A1	0.9003	3.08	06_b4s40_4!A1	0.9489	4.11
Escenario	F [Hz]	ζ (%)	Escenario	F [Hz]	ζ (%)	Escenario	F [Hz]	ζ (%)
0701_b1s22_4!A1	0.9545	4.44	1002_b4s40_11_2!A1	0.9984	1.74	06_3_3!A1	1.0253	4.03
1007_b4s41_2!A1	0.9594	2.89	1002_b4s40_2!A1	0.9987	1.74	0807_3!A1	1.0253	4.53
0802_b4s40_10_4!A1	0.96	3.98	06_2_4!A1	1.0003	4.98	0704_2!A1	1.0255	4.02
0701_b4s22_7_7!A1	0.9618	4.73	0802_b4s40_1_4!A1	1.0008	2.01	0701_3!A1	1.0263	4.29
0802_b4s40_9_5!A1	0.9619	4.03	06_1_3!A1	1.0021	4.79	0802_b4s40_6_4!A1	1.0267	1.83
0701_b4s22_8_6!A1	0.9641	4.65	0904_b4s40_7_1!A1	1.003	2.4	0802_b4s40_3_2!A1	1.0274	1.38
1002_b4s40_7_3!A1	0.9647	2.73	0804_3!A1	1.0039	2.6	0802_b4s40_4_1!A1	1.0294	0.85
0904_b4s40_8_2!A1	0.9663	2.46	0701_b4s22_8_3!A1	1.0087	4.15	0701_b4s40_6!A1	1.03	4.72
0701_b4s22_4_6!A1	0.9666	4.34	0908_3!A1	1.009	4.88	0701_b4s22_7_5!A1	1.0307	4.31
0701_b4s22_3_5!A1	0.9666	4.33	0701_4!A1	1.0115	4.57	0701_b4s22_4_4!A1	1.0319	3.35
0701_b4s22_5_5!A1	0.9668	4.37	0709_4!A1	1.0134	4.26	0701_b4s22_9_5!A1	1.0321	4.24
0701_b4s22_6!A1	0.9669	4.38	0704_b4s41_4!A1	1.0137	2.31	0701_b4s40_4!A1	1.0322	3.54
0701_b4s22_6_6!A1	0.9672	4.35	0704_b4s41_10_4!A1	1.0137	2.31	0701_b4s22_6_5!A1	1.0326	4.19
1002_b4s40_3_4!A1	0.9681	2.66	0704_b4s41_1_3!A1	1.0142	2.33	0802_b4s40_8_3!A1	1.0336	1.88
0701_b4s22_1_5!A1	0.9688	4.32	0709_3!A1	1.016	3.48	0802_b4s40_7_3!A1	1.034	1.91
0701_b4s22_2_5!A1	0.9688	4.32	0701_b4s22_3_4!A1	1.0163	3.78	0802_5!A1	1.0341	4.88
1007_2!A1	0.972	3	06_7_3!A1	1.0171	4.52	0802_b4s40_9_4!A1	1.0349	1.76
1002_b4s40_4_3!A1	0.9762	2.24	0701_b4s22_7_6!A1	1.0179	4.48	0802_b4s40_4!A1	1.0349	1.8
0802_b4s40_7_4!A1	0.9768	4.67	0701_b4s22_9_6!A1	1.0202	4.37	0802_b4s40_10_3!A1	1.0349	1.76
0807_2!A1	0.9776	2.45	0701_b4s22_6_7!A1	1.0205	4.59	0701_b4s22_8_5!A1	1.0353	4.25
0802_b4s40_8_4!A1	0.9808	4.46	0701_b4s22_10_8!A1	1.0207	4.71	0904_b4s40_1_4!A1	1.0362	3.2
0802_b4s40_5_5!A1	0.9826	4.41	0701_b4s22_8!A1	1.021	4.87	0802_b4s40_5_1!A1	1.0374	0.71
0802_b4s40_4_5!A1	0.9826	4.4	0701_b4s22_5_6!A1	1.0211	4.95	0701_b4s22_10_6!A1	1.0417	3.97
0802_b4s40_3_5!A1	0.9827	4.4	0701_b4s22_4_7!A1	1.0212	4.94	0701_b4s22_5!A1	1.0425	3.95
0802_b4s40_6!A1	0.9827	4.41	0802_3!A1	1.0212	3.36	0701_b4s22_5_4!A1	1.0468	3.21
0802_b4s40_6_6!A1	0.9829	4.42	1007_3!A1	1.0215	4.47	0701_b4s40_2!A1	1.0529	2.15
0802_b4s40_1_6!A1	0.9834	4.48	06_8_3!A1	1.023	4.06	0904_b4s40_4_3!A1	1.0532	2.67
0802_b4s40_2_5!A1	0.9843	4.39	0701_b4s22_3_6!A1	1.0233	4.89	0704_b4s41_7_3!A1	1.055	2.42
1002_b4s40_7_2!A1	0.9896	2.06	0701_b4s22_1_6!A1	1.024	5	0701_b4s40_3!A1	1.0603	3.34
0701_b4s22_1_3!A1	0.9906	2.85	0701_b4s22_2_6!A1	1.024	5	0904_b4s40_3_2!A1	1.0622	2.55
0701_b4s22_2_3!A1	0.9906	2.85	06_6_3!A1	1.0242	4.21	06_b4s40_1!A1	1.0674	1.58
06_6_4!A1	0.9946	4.98	06_1_2!A1	1.0243	4.09	06_b4s40_5!A1	1.07	4.39
0908_b4s40_3!A1	0.9952	3.55	0701_b1s22_3!A1	1.0244	3.97	0701_b4s22_10_2!A1	1.0716	1.71

1002_b4s40_12_3!A1	0.9953	1.83	06_2_3!A1	1.0248	4.1	0701_b4s22_6_2!A1	1.0718	1.71
1002_b4s40_8_2!A1	0.9958	1.83	06_10_3!A1	1.025	4.03	0701_b4s22_2!A1	1.0719	1.71
0802_b4s40_2_3!A1	0.997	3.53	06_9_3!A1	1.025	4.03	0701_b4s22_9_1!A1	1.0719	1.71
1002_b4s40_6_4!A1	0.9974	1.83	06_5_3!A1	1.0253	4.03	0701_b4s22_3_2!A1	1.0726	1.71
06_b4s40_6!A1	0.9975	4.79	06_3!A1	1.0253	4.03	0701_b4s22_1_2!A1	1.0726	1.71
1002_b4s40_10_3!A1	0.9982	1.72	06_4_3!A1	1.0253	4.03	0701_b4s22_2_2!A1	1.0726	1.71
Escenario	F [Hz]	ζ (%)	Escenario	F [Hz]	ζ (%)	Escenario	F [Hz]	ζ (%)
0701_b4s22_10_7!A1	1.0726	4.5	1002_3!A1	1.0879	4.31	1007_1!A1	1.1328	2.02
0701_b4s22_7!A1	1.073	4.56	0802_b4s40_6_3!A1	1.0879	1.76	0709_2!A1	1.1332	2.03
0701_b4s22_9_7!A1	1.073	4.57	0802_b4s40_3!A1	1.088	1.76	0908_2!A1	1.1338	2.15
0701_b4s22_5_1!A1	1.0732	1.7	0802_b4s40_9_3!A1	1.088	1.76	06_10_2!A1	1.1371	2
0701_b4s22_6_8!A1	1.0733	4.61	0802_b4s40_1_3!A1	1.0881	1.75	06_2!A1	1.1372	2
0802_b4s40_10_6!A1	1.0734	4.63	0802_b4s40_3_3!A1	1.0882	1.75	06_9_2!A1	1.1372	2
0701_b4s22_4_2!A1	1.0734	1.7	0704_b4s41_7_4!A1	1.0884	3.92	06_1_1!A1	1.1374	2
0802_b4s40_9_7!A1	1.0736	4.64	0802_b4s40_2_2!A1	1.0884	1.75	06_3_2!A1	1.1374	2
0802_b4s40_6_7!A1	1.0737	4.58	0802_b4s40_5_3!A1	1.0891	1.75	06_2_2!A1	1.1379	2
0802_b4s40_7!A1	1.0739	4.68	0802_b4s40_4_2!A1	1.0892	1.75	06_4_2!A1	1.1381	2
0704_b4s41_1_4!A1	1.0742	3.18	0701_b4s22_7_2!A1	1.0968	1.62	06_5_2!A1	1.1382	2
0904_b4s40_5_1!A1	1.0755	2.06	0802_b4s40_8_2!A1	1.0977	1.72	06_6_2!A1	1.1421	1.98
0802_b4s40_8_5!A1	1.0758	4.95	0701_2!A1	1.1016	4.06	0701_1!A1	1.1472	1.95
0904_b4s40_7_2!A1	1.0769	2.76	0804_4!A1	1.1045	4.77	06_8_2!A1	1.149	1.94
0904_b4s40_6_3!A1	1.0774	2.8	0704_3!A1	1.1056	4.51	0701_b1s22_2!A1	1.1514	1.93
0904_b4s40_8_3!A1	1.0779	2.65	0709_b4s01_3!A1	1.1078	3.36	0802_2!A1	1.1626	1.88
0904_b4s40_11_3!A1	1.0788	2.64	0802_b4s40_7_2!A1	1.1117	1.67	06_7_1!A1	1.1757	1.82
0904_b4s40_10_3!A1	1.0788	2.64	0804_2!A1	1.1119	2.13	0804_b4s35_5!A1	1.1929	4.98
1007_b4s41_4!A1	1.0788	4.16	0704_b4s41_7_2!A1	1.1183	2.01	0701_b4s40_5!A1	1.2035	4.68
0904_b4s40_3!A1	1.0789	2.64	0704_b4s41_3!A1	1.1202	1.82	0807_b4s43_2!A1	1.21	4.86
0704_b4s41_1_5!A1	1.0805	4.72	0704_b4s41_10_3!A1	1.1202	1.82	06_7_4!A1	1.2809	4.95
0704_b4s41_5!A1	1.0805	4.76	0804_b4s35_3!A1	1.1204	3.57	0709_b4s01_6!A1	1.3143	4.81
0704_b4s41_10_5!A1	1.0805	4.76	0904_1!A1	1.1234	2.2	06_b4s40_7!A1	1.3815	4.92
0701_b4s22_8_1!A1	1.083	1.67	0807_1!A1	1.1247	2.06			
0802_b4s40_10_2!A1	1.0878	1.76	0704_1!A1	1.1312	2.03			

En el documento Anexo se presenta un mayor detalle sobre los modos críticos mencionados en la tabla precedente. En este se reportan, para todos los 74 escenarios considerados, primero un elenco sintético de los modos críticos con indicación de frecuencia y amortiguación, y para cada modo las siguientes informaciones:

- Amplitud y fase de las oscilaciones de los grupos limitadamente a aquellos para los cuales la amplitud resulta ≥ 0.3 pu respecto a la máxima amplitud.
- Factores de participación electromecánicos normalizados (módulo, parte real e imaginaria) para aquellos grupos para los cuales el módulo resulta ≥ 0.02 pu. Ellos dan una idea de las máquinas más eficientes para estabilizar el modo electromecánico considerado, sobre la base de su participación al modo mismo y sobre la base de su amplitud. Sin embargo resulta necesario precisar que la eficiencia efectiva final depende también de otros factores; los más importantes son:
 - Inercia del grupo: los grupos livianos son mayormente eficientes a paridad de factor de participación electromecánica.
 - Frecuencia de corte del lazo cerrado de regulación de tensión (rapidez de respuesta) en relación a la frecuencia electromecánica: cuanto más rápido es el lazo cerrado de tensión mayor es la eficiencia.
 - Efecto sobre la "red" de la regulación de la tensión del grupo: este último factor es difícil de evaluar, también sólo cualitativamente, por que a su vez depende de muchos factores (distancia desde la carga, características de la carga, despacho activo y reactivo del grupo, condiciones de flujo de carga de la red, etc.).

En consideración de cuanto dicho arriba, sobre todo en cuanto al último punto, se debe notar que los factores de participación pueden llevar a conclusiones no correctas también cuando se hacen evaluaciones sólo cualitativas.

- Sensibilidad de los autovalores a los parámetros **Kw** y **Kc** limitándose a los grupos para los cuales estas sensibilidades son superiores a ciertos valores mínimos. Se reportan el módulo, la parte real y la imaginaria; además se indica la variación porcentual de la amortiguación para variaciones unitarias de las mencionadas ganancias **Kw** y **Kc**. Recuérdese que para aumentar la amortiguación, se debe desplazar el Autovalor hacia "la izquierda" en el plano complejo, el que corresponde a los valores negativos de la parte real. La parte imaginaria da una idea de la variación de la pulsación (rad/s) del modo de oscilación. Mediante estos coeficientes estamos en condiciones de prever como cambian los amortiguamientos con un cierto conjunto de señales estabilizantes. Estas sensibilidades representan las derivadas primeras del Autovalor respecto a las ganancias. El efectivo desplazamiento del Autovalor, y por lo tanto también la efectiva variación del amortiguamiento, será tema de evaluación, mediante estas sensibilidades, de manera más precisa cuanto más lineal resulta la relación entre variaciones del amortiguamiento y variaciones de las ganancias y cuanto más pequeñas sean estas últimas. Por lo tanto, para variaciones significativas de las ganancias, por ejemplo cuando se parte de ganancias nulas, o sea en ausencia de señales estabilizantes, será en general oportuno re-evaluar los efectivos desplazamientos de los Autovalores.

E.4.a.2 Optimización de las señales estabilizantes

En el párrafo E.4.a.1 se indican los 307 modos críticos (amortiguamiento $< 5\%$) evidenciados en el caso de ausencia de señales estabilizantes, modos que se refieren a un total de 74 escenarios.

Para cada uno de estos modos, como se ha dicho, se conocen los amortiguamientos y las sensibilidades de los Autovalores, y por lo tanto de los mismos amortiguamientos, a las ganancias **Kw** y **Kc** de todos los grupos de la red dotados de reguladores automáticos de tensión. Mientras resultaría fácil proceder a la localización y ajuste de los PSS si se tuviese que trabajar con un número limitado de modos a amortiguar, en cambio resulta particularmente problemático nuestro caso, teniendo que hacer frente a una cantidad así elevada de modos para amortiguar, aunque porque una cierta ganancia **Kw** o **Kc** puede influenciar de manera positiva un cierto modo y en manera negativa otro.

Está además la exigencia de limitar, cuanto sea posible, al mismo tiempo el número de grupos con señales estabilizantes y las relativas ganancias. La minimización del número de los grupos tiene evidentemente un impacto positivo sobre los costos, mientras que la minimización de las ganancias consiente la limitación de las amplitudes de las señales estabilizantes, o sea de las variaciones transitorias a los set-point de los reguladores de tensión: este último aspecto es muy importante al fin de limitar las perturbaciones a los reguladores de tensión y los posibles impactos sobre las prestaciones relativas a la estabilidad transitoria (pérdidas de paso, tiempos críticos de eliminación de la falla) y a los posibles transitorios de tensión con concomitancia a transitorios de frecuencia.

Para proceder al ajuste óptimo de los PSS se utilizó entonces un paquete de software, de propiedad exclusiva del CESI, el que permite:

- Sintetizar en un único archivo todas las informaciones relativas a los 307 modos críticos, es decir esencialmente los amortiguamientos y la sensibilidad a los PSS, necesarios para proceder al ajuste óptimo de los dispositivos estabilizantes. Este paquete de software facilita la selección de los escenarios cuyos modos críticos hay que amortiguar hasta al valor de objetivo.
- Partiendo del mencionado archivo, activar un procedimiento de optimización de las ganancias **Kw** y **Kc** de los PSS, garantizando para todos los modos críticos considerados un amortiguamiento final mínimo igual al valor de objetivo, en nuestro caso se ha adoptado el 5%. En esta aplicación se ha utilizado la formulación con vínculos lineales ligados a los amortiguamientos, dado que fueron evaluadas las derivadas primeras y no las derivadas segundas de los autovalores respecto a las ganancias de los PSS, y la minimización de una función objetivo cuadrática, ligada sustancialmente a las amplitudes de las señales estabilizantes, o sea a las amplitudes de las variaciones transitorias a los set-point de los reguladores automáticos de tensión. Este procedimiento consiente además de poner vínculos a las ganancias **Kw** y **Kc**, aspecto también muy importante como se explicó anteriormente.

Se procedió así a la determinación del ajuste óptimo de los PSS, en términos de localización y en términos de ganancias, que garantiza un amortiguamiento mínimo del 5% para todos los modos.

En la Tabla 8 se reportan los óptimos individuados fijando límites máximos a la Kw de 15, mientras Kc se limita a 1.

Tabla 8: Ajuste de las señales estabilizantes actuales y sugeridas para el SIC

Nombre Nodo	Código Grupo	Tavv=2H	Anom	Kw	Kc
		(s)	(MVA)		
Generador Capullo	CENKG1	6.76	17.0	-0.46	0.02
Generador Pilmaiquen 4	CE1KG4	5.40	13.5	-0.03	0.03
Generador Pilmaiquen 5	CE1KG5	5.40	13.5	-0.03	0.03
Generador Pullinque 3	CE2KG3	5.38	18.0	-0.04	0.00
Generador Canutillar 1	CE1JG1	6.40	86.0	-2.01	0.04
Generador Canutillar 2	CE1JG2	6.40	86.0	-2.01	0.04
Generador Taltal 1	S_6DG1	11.00	165.0	5.68	0.07
Generador Guacolda 2	CENDG2	8.64	176.5	0.00	0.00
Generador Guacolda 1	CENDG1	8.64	176.5	0.00	0.00
Generador Guacolda 3	CENDG3	7.50	235.3	4.46	0.00
Generador Cipreses 1	CENHG1	7.42	35.3	-1.97	0.13
Generador Cipreses 2	CENHG2	7.42	35.3	-1.97	0.13
Generador Cipreses 3	CENHG3	7.42	35.3	-0.57	0.01
Generador Curillinque	CE1HG1	7.04	90.0	-12.63	0.20
Generador Isla 1	CE2HG1	5.20	35.8	-0.80	0.14
Generador Isla 2	CE3HG1	5.20	35.8	-0.80	0.14
Generador Antuco 1	CENIG1	9.40	160.0	-0.77	0.01
Generador Pangué 1	CE3IG1	7.70	240.0	-9.38	0.35

Generador Ralco 1	CE5IG1	5.94	402.0	-2.48	0.14
Generador Ralco 2	CE5IG2	5.94	402.0	-2.53	0.14
Generador Ralco Ecologico	CE5IG3	7.50	38.0	0.02	0.03
Generador Campanario TG1	CE9IG1	7.50	70.6	3.34	0.02
Generador Quilleco 1	CE8IG1	7.50	38.0	0.35	0.02
Generador Quilleco 2	CE8IG2	7.50	38.0	0.35	0.02
Generador Ventanas 2	VENEG2	6.08	257.1	-0.15	-0.01
Generador Ventanas 1	VENEG1	7.28	135.3	0.35	0.01
Generador Laguna Verde 1	L-VEG2	12.75	31.0	0.54	0.00
Generador Los Vientos	LASEG1	10.03	154.9	0.01	0.01
Generador Ventanas 3	VE1EG1	7.50	294.1	0.14	0.02
Generador Nueva Renca TG	S17FG1	9.80	304.1	1.09	-0.07
Generador Nueva Renca TV	S17FG2	5.68	248.5	-1.30	-0.06
Generador Chiburgo 1	CENGG1	7.50	12.0	0.09	-0.01
Generador Chiburgo 2	CENGG2	7.50	12.0	0.09	-0.01
Generador Colbun 1	CO2GG1	8.36	250.0	0.33	0.10
Generador Colbun 2	CO2GG2	8.36	250.0	0.25	0.10
Generador Machicura 1	MACGG1	6.60	53.2	-1.16	0.41
Generador Machicura 2	MACGG2	6.60	53.2	-1.47	-0.22
Generador Eolica Concepcion 1	S_2CG1	7.50	31.0	0.44	0.02
Generador Bocamina	CENCG1	10.54	147.0	12.34	0.18
Generador San Isidro TG	S_6BG1	8.00	283.6	1.21	0.04
Generador San Isidro TV	S_6BG2	9.00	162.4	-0.39	0.01
Generador San Isidro II TG	S_6BG3	7.50	300.0	5.15	0.02
Generador San Isidro II TV	S_6BG4	7.50	164.0	2.67	0.02
Generador Nehuenco I TG	CE2BG1	14.45	273.0	-1.56	0.13
Generador Nehuenco II TG	CE3BG1	9.20	300.0	0.32	0.00

Se debe precisar que las ganancias **Kw** y **Kc** indicadas en la Tabla 8 hacen referencia a un esquema clásico de dispositivos estabilizadores PSS, como el mostrado en la Figura 8 o en la Figura 9, con primera señal de ingreso la velocidad angular del rotor Ω (pu) y segunda señal de ingreso la potencia eléctrica cambiada de signo $-P_e$ (pu de los MVA de la máquina), y en relación al IEE2ST asumir $K_w=K_1*T_3/T_4$ e $K_c=K_2*T_3/T_4$, despreciando lícitamente el efecto de las eventuales constantes de tiempo de medida T_1 y T_2 y de la constante de tiempo del filtro de wash-out T_4 , e hipotizando la ausencia de filtros de anticipo – retraso o retraso – anticipo (constantes de tiempo de T_5 a T_{10}); de hecho, los mencionados filtros sirven para crear un efecto equivalente a aquel de un esquema K_w/K_c sin filtros cuando se dispone solamente de una señal de ingreso.

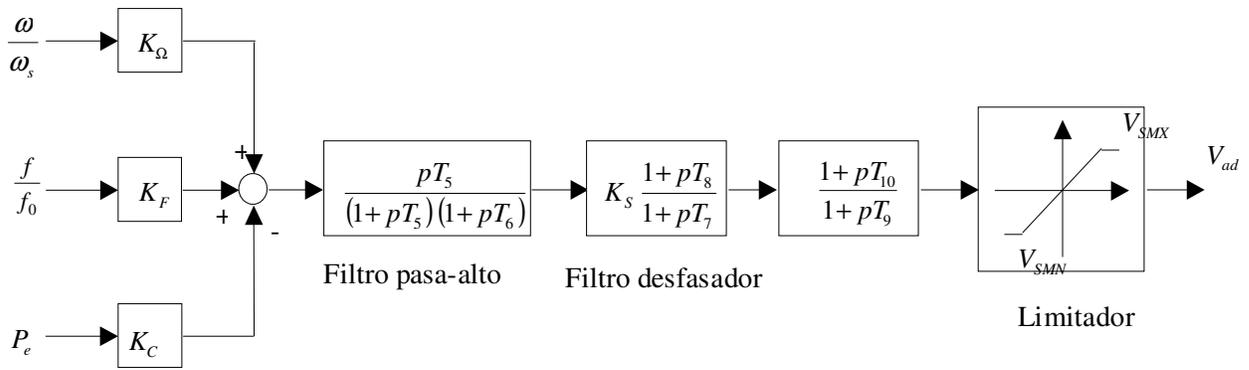


Figura 8 – Señales estabilizantes PSS1

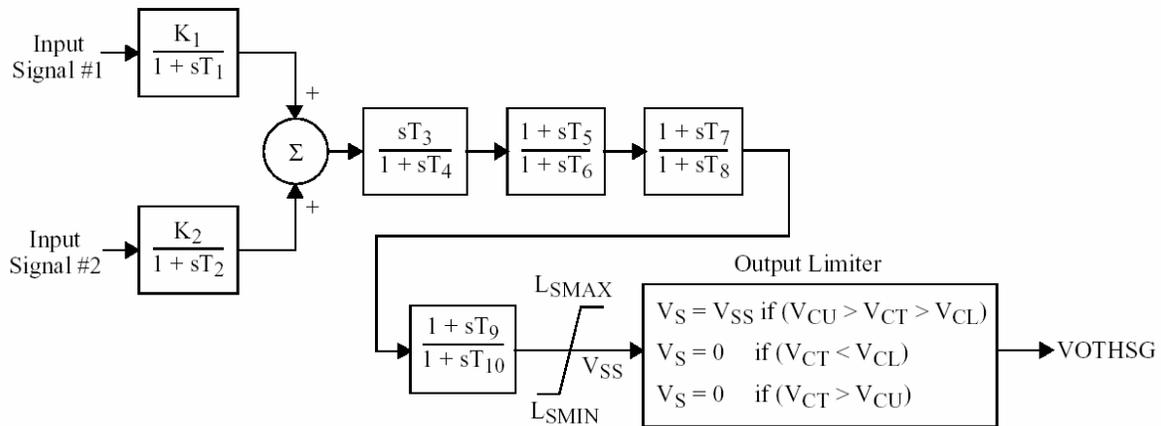


Figura 9 – Señales estabilizantes IEE2ST

Esta equivalencia permite pasar bastante fácilmente de un ajuste **Kw/Kc** sin filtros a una con **Kw** y filtro/s de anticipo – retraso o a una con **Kc** y filtro/s de retraso – anticipo.

Luego la utilización de una señal de frecuencia medida en los bornes del alternador, en vez de una señal de velocidad angular del rotor Ω , necesitaría en primera aproximación una ganancia **Kf** más elevada que la correspondiente **Kw**, pero este aumento es significativo solo para modos locales, o sea aquellos no críticos, mientras que para los modos interplanta o interárea, que son aquellos a amortiguar, el aumento se vuelve despreciable. Por lo tanto la misma ganancia aplicada a la frecuencia en vez de ser aplicada a la velocidad angular, garantiza un efecto beneficioso sustancialmente inalterado para los modos de oscilación críticos y al mismo tiempo de las señales correctivas reducidas, y con menor perturbaciones al regulador de tensión, para los modos de oscilación locales que no requieren particular atención.

Mientras en el **SING** para controlar adecuadamente los modos con amortiguamiento inferior al 5 % han sido seleccionados los siguientes PSS reportados en la Tabla 9 fijando límites máximos a la **Kw** de 15, mientras **Kc** se limita a 1.

Tabla 9: Ajuste de las señales estabilizantes actuales y sugeridas (SING)

Nombre Nodo	Código Grupo	Tavv=2H	Anom	Kw	Kc
		(s)	(MVA)		
rw AG Salta TG11	SALAG1	14.22	245.0	8.36	0.03
rw AG Salta TV10	SALAG3	17.76	270.0	9.06	0.04
SM Collahuasi	COLAG1	30.00	44.0	3.47	0.00
rw GA TG2A	GASAG3	12.86	165.0	0.28	0.00
rw GA TG2B	GASAG4	12.86	165.0	0.28	0.00
rw GA TV2C	GASAG6	17.68	165.0	0.30	0.00
rw EA U16	TOCAG0	12.64	500.0	4.38	0.02
xrw EA U14	TOCAG8	11.26	147.1	0.64	0.00
xrw EA U15	TOCAG9	11.26	147.1	0.50	0.00

E.5 Conclusiones

Tomando en consideración los Sistemas Eléctricos independientes del SIC y del SING se han llevado a cabo diversas actividades en el ámbito de los estudios de pequeña señal.

Se ha efectuado un análisis de la base de datos disponible orientada a este tipo de evaluaciones de estado permanente y se han sintetizado los modelos de los sistemas de control para llevarlos al estado mas apto para este tipo de estudios (linealización). Se ha llevado a cabo también un análisis de sensibilidad en cuanto al nivel de modelización a considerar en el estudio.

Para el periodo desde el año 2006 al 2010 en el SIC e SING, se ha definido un conjunto de escenarios y condiciones operativas suficientemente importante para realizar un examen exhaustivo de los modos de oscilación que se podrían presentar en el sistema.

Para el periodo de estudio indicado se han individuado un numero significativo de modos de oscilación que presentan una amortiguación (ζ) por debajo del 5 % no aceptables por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Algunos de estos modos presentan amortiguamiento cero o negativo.

Se ha finalmente individuado en modo óptimo la localización y los ajustes de los dispositivos estabilizantes (PSS) que llevan el amortiguamiento de los modos de oscilación detectados a un nivel entre 5 y 10 % o más, las Tabla 8 y Tabla 9 anteriormente presentadas resumen el conjunto de centrales candidatas a ser dotadas de PSS y sus relativos parámetros de ajuste.

Se suministran también indicaciones generales para implementar los ajustes propuestos sobre los diversos modelos de PSS que puede presentar el parque de generación.

SEGUNDA PARTE

PLANES DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Esta segunda parte presenta el análisis realizado para determinar las necesidades de expansión que presenta el único tramo del STT del SING.

CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

2.1 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PRESENTADOS

No se presentaron proyectos de transmisión para el SING.

2.2 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREPARADOS POR EL CONSULTOR

El Consultor no desarrolló proyectos de transmisión para este sistema interconectado, pues ello no fue necesario.

CAPÍTULO 3. ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA

3.1 ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

Considerando el actual escenario de restricciones de gas natural, la Comisión Nacional de Energía ha considerado el siguiente escenario de expansión para el SING:

Fecha de entrada		Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Febrero	2009	Central a Carbón	250 MW
Febrero	2011	Central a Carbón	250 MW

3.2 REPRESENTACIÓN DE LA DEMANDA

La previsión de demandas, distribución por barras y curvas de duración de seis bloques de demanda fueron determinadas por la Dirección de Operación y Peajes del CDEC – SING en los términos establecidos en el Anexo 8 de las Bases de Licitación.

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE PLANES DE EXPANSIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TÉCNICA

4.1 GENERALIDADES

El sistema troncal del SING está circunscrito a la interconexión entre las barras de las subestaciones Crucero y Encuentro, constituida por dos líneas de 220 kV, 0,8 km. de longitud, conductor 1590 MCM, AAAC Coreopsis, 397 MVA/circuito a 25°C con sol.

Los Planes óptimos de expansión de la transmisión troncal se circunscriben por lo tanto a ampliaciones de esta interconexión, sujetas a las restricciones técnicas derivadas del cumplimiento de la Norma de Seguridad y Calidad de Servicio.

4.2 MODELOS Y REPRESENTACIÓN DEL SING

Para los estudios de abastecimiento, determinación del despacho económico de las unidades, flujos en líneas y determinación del costo total de abastecimiento, se utilizó el Modelo SDDP.

Los estudios eléctricos se desarrollaron con el Modelo Power Factory de DlgSILENT. Para ello se dispuso de la Base de Datos del sistema actual proporcionada por el CDEC – SING. Sobre esta Base de Datos se construyeron los distintos escenarios de expansión de la generación y los proyectos de expansión de la transmisión troncal estudiados.

4.3 FORMULACIÓN DE PLANES DE EXPANSIÓN

4.3.1 PRIMERA ETAPA: DIAGNÓSTICO DEL STT DEL SING

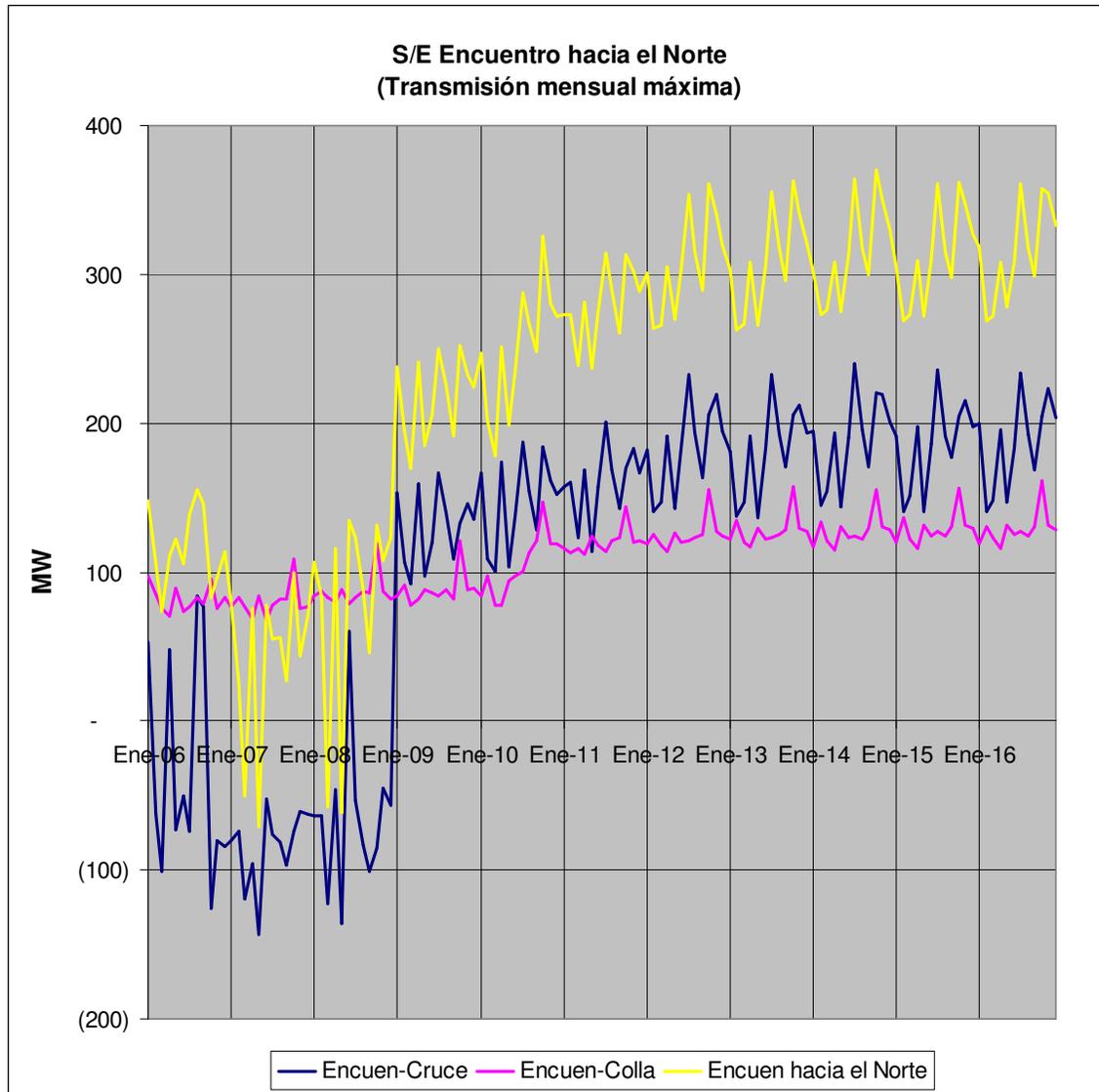
Esta etapa constituye un diagnóstico inicial del nivel de transmisiones que pueden esperarse en todas las condiciones de abastecimiento del SING. Para ello se simuló su operación mediante el Modelo SDDP, a lo largo de los diez años del horizonte del estudio, con el calendario de ampliaciones correspondientes al Plan de Obras de generación del Escenario establecido.

Dada la topología del SING y de la interconexión entre Crucero y Encuentro, la conexión de las nuevas centrales que forman el Plan de Expansión en estudio resulta relevante para las transmisiones que resultan por las instalaciones que constituyen el sistema troncal.

Se ha supuesto que ambas centrales térmicas se ubican en la zona de Mejillones, evacuando su producción por las líneas existentes hacia los nudos de Crucero y Encuentro. Para ello se consideró las centrales conectadas al patio de 220 kV de Central Atacama, el cual a su vez se interconectó a la barra de 220 kV de la Subestación Chacaya, de manera de aprovechar al máximo la capacidad de las líneas existentes entre esa zona y las subestaciones troncales de Crucero y Encuentro.

Las transmisiones resultantes por el sistema troncal para cada mes del período de estudio se presentan en el gráfico siguiente. En cada mes se muestran tres niveles de transmisión:

- Transmisión máxima en condiciones normales de operación entre Encuentro y Crucero.
- Transmisión máxima en condiciones normales de operación entre Encuentro y Collahuasi.
- Transmisión máxima entre Encuentro y Crucero, con la línea Encuentro - Collahuasi fuera de servicio. Los estudios de flujos de potencia desarrollados han mostrado que las máximas transmisiones entre ambas subestaciones se producen con esta línea fuera de servicio.



Las curvas muestran que en todo el horizonte del estudio, las transmisiones máximas en condiciones de emergencia no superan los 360 MW.

Considerando que la capacidad de la conexión Crucero - Encuentro es de 397 MVA/circuito (ambiente a 25 °C con sol), se puede concluir que las transmisiones máximas nunca exceden la capacidad individual de cada circuito de 220 kV.

Para comprobar el cumplimiento de la Norma de Seguridad y Calidad de Servicio, se realizó un estudio de estabilidad transitoria simulando la ocurrencia de un cortocircuito bifásico a tierra en la salida desde Encuentro a Crucero, con condiciones iniciales correspondientes a la línea Encuentro – Collahuasi fuera de servicio.

Los resultados demostraron que el sistema era estable.

A la luz de estos resultados, se concluye que esta interconexión no requiere ser ampliada durante todo el horizonte del estudio.

4.3 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

Los cuadros siguientes muestran los niveles de cortocircuito en las subestaciones troncales del sistema, en la condición actual del SING y en la condición final, con las ampliaciones del Escenario de Expansión en servicio.

Solicitaciones Máximas ante Cortocircuitos

Sub Estación	Barra	Tensión	Nombre Rama	Interr	Inicial	VC1	VC1yVC2
					MVA	MVA	MVA
Crucero 220							
	Barra #1	220			6231,2	6365,8	6464,4
			Crucero - Encuentro 220 kV C1	J15	5419,7	5489,2	5558,9
			Crucero - Lagunas 220 kV C1	J14	5983,0	6117,6	6216,2
			Crucero - Laberinto 220 kV		5767,2	5893,6	5979,5
			Crucero - Salar 220 kV		6042,8	6177,4	6276,0
			Crucero - El Abra 220 kV		6231,2	6365,8	6464,4
			Crucero - Tocopilla 220 kV C1		5450,2	5584,9	5683,6
			Crucero - Norgener 220 kV C1		5812,7	5947,4	6046,0
	Barra #2	220			6231,2	6365,8	6464,4
			Crucero - Encuentro 220 kV C2	J16	5419,7	5489,2	5558,9
			Crucero - Lagunas 220 kV C2	J14	5986,9	6121,6	6220,1
			Crucero - Chuquicamata 220 kV		6019,9	6154,5	6253,1
			Crucero - Radomiro Tomic 220 kV		6231,2	6365,8	6464,4
			Crucero - Tocopilla 220 kV C2		5450,2	5584,9	5683,6
			Crucero - Chacaya 220 kV		5657,4	5809,5	5887,9
			Crucero - Norgener 220 kV C2		5812,7	5947,4	6046,0
			Crucero - Escondida 220 kV		5952,0	6073,2	6163,7
Encuentro 220							
	Barra 1	220			6177,4	6313,3	6411,4
			Encuentro - Collahuasi 220 kV	J8	5968,1	6104,0	6202,1

			Encuentro - Gas Atacama 220 kV C1	J7	5463,1	5532,0	5601,1
			Encuentro - Spence 220 kV	J10	6177,4	6313,3	6411,4
			Encuentro - Crucero 220 kV C1	J2	3907,6	4042,6	4120,7
			TC Encuentro 230/24	JT1	6177,4	6313,3	6411,4
	Barra 2	220			6177,4	6313,3	6411,4
			Encuentro - El Tesoro 220 kV	J4	6177,4	6313,3	6411,4
			Encuentro - Gas Atacama 220 kV C2	J6	5463,1	5532,0	5601,1
			Encuentro - Crucero 220 kV C2	J3	3907,6	4042,6	4120,7
Gas Atacama 220							
	C, Atacama	220			-	11481,9	12891,6
			Atacama - Chacaya 220 kV		-	7564,5	8987,8
			Central VC01		-	10028,8	11446,2
			Central VC02		-	-	11446,2
			Atacama - Escondida 220 kV		-	11325,5	12735,3
			Atacama - Encuentro 220 kV C2		-	10999,7	12408,0
			Atacama - Esmeralda 220 kV		-	11427,1	12838,1
			TG2A		-	10716,9	12129,4
			TG2B		-	10716,9	12129,4
			TV2C		-	10716,9	12129,4
Chacaya 220							
	B2	220			-	11121,8	12314,7
					-	9102,0	10290,9
					-	6908,5	8094,8
					-	10770,8	11962,4
					-	11121,9	12314,8
					-	10084,3	11276,7
					-	10316,7	11508,9

5. REPRESENTACIÓN DEL SING EN EL MODELO SDDP

5.1 Demanda

a) Proyección de demandas

En el Anexo 8 se define una proyección de demanda que se basa en la expansión de proyectos mineros existentes o nuevos proyectos mineros que se estiman tienen alta de llevarse a cabo. El resultado es una tasa de crecimiento de la demanda de 4.7% para el período 2006-2010 y 1.2% para el período 2010-2016.

Esta demanda está definida a nivel de 79 subestaciones de 13.8 kV a 345 kV. En el modelo SDDP se representaron solamente 30 barras.

b) Forma de la Demanda

La demanda se representa mediante curvas de duración mensual en un número discreto de niveles de demanda o bloques. La forma de esta demanda fue determinada por el CDEC-SING a partir de estadística.

El CDEC definió seis bloques mensuales de demanda. Sin embargo en el SDDP se trabajó con 5 bloques, el máximo que permite el modelo, fusionando los dos bloques de menor demanda.

c) Distribución Geográfica de la Demanda

La demanda proporcionada por el CDEC está asignada a 79 subestaciones. Esta demanda ha sido asignada a 30 barras representadas en el SDDP. En la tabla siguiente se indican las barras representadas. La clasificación se ha hecho para efectos de presentación y no tienen ningún efecto en la operación.

SING – Nudos en el Modelo SDDP

Norte Central	Sur	
Collahuasi220	Chuquicamata110	AltoNorte110
Condores220	Chuquicamata220	Andes220
Lagunas220	Crucero220	Antofagasta110
P.Almonte220	Encuentro220	Atacama220
Parinacota220	Norgener220	Capricornio220
Tarapaca220	Salar220	Capricornio110
	Tocopilla110	Chacaya220
	Tocopilla220	Domeyko220
		Escondida220
		Esmeralda220
		Laberinto220

M.Blancos220
Mejillones110
Mejillones220
Salta345
Zaldivar220

5.2 UNIDADES TÉRMICAS

a) Potencia y Consumo Específico

La información de potencia efectiva, consumo específico y consumos propios corresponden a las del Anexo A4 de las bases del estudio. En el SDDP se ha usado la potencia y el consumo específico netos.

b) Tasa de Salida Forzada y Mantenimiento

La información de tasa de salida forzada y mantenimiento mayor corresponde a la del Anexo 4 de las bases. El modelo SDDP representa estos dos aspectos reduciendo la potencia máxima mensual de cada unidad en la indisponibilidad por salida forzada y por mantenimiento en el mes correspondiente.

c) Precios de los combustibles

Los precios de los combustibles utilizados son los del Informe de Precios de Nudo de abril-2006, los que se mantuvieron constantes en términos reales durante el horizonte del estudio.

d) Disponibilidad de gas natural

Las unidades con limitación en la disponibilidad de gas natural que utilizan un combustible alternativo se representaron como unidades bi-combustibles. La disponibilidad mensual de gas natural corresponde a las indicadas en el Informe de Precios de Nudo de abril-2006.

5.3 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las dos centrales hidroeléctricas del SING, que representan menos del 1% de la energía generada, se han representado como unidades térmicas con una generación media mensual.

5.4 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

a) Barras

Como se indicó anteriormente se han representado en el sistema 30 nodos.

b) Líneas

Se han representado 40 tramos de líneas y transformadores que conectan los nodos del sistema.

c) Parámetros y Límites

Los parámetros de las instalaciones y los límites de transmisión corresponden a los del Anexo 4 de las bases del estudio.

5.5 HORIZONTE

La simulación de la operación se ha realizado para el período 2006 a 2016.