



Propuesta de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC
Instalaciones de desarrollo y expansión
del Sistema de Transmisión Troncal

DIRECCIÓN DE PEAJES
DEL CDEC-SIC

Santiago, 03 de Mayo de 2007

INDICE

1	RESUMEN EJECUTIVO	1
1	INTRODUCCION	1
2	OBRAS PLAN DE EXPANSIÓN PRESENTADOS EN EL INFORME TÉCNICO DE LA CNE	3
2.1	OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2007 – 2010.	3
2.1.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	4
2.1.2	OBRAS NUEVAS	7
2.2	MODIFICACIONES DE LA CNE A LAS CLASIFICACIONES DEL CONSULTOR	8
2.3	RANGO DE VALIDEZ DE LAS OBRAS RECOMENDADAS	8
3	EVOLUCION DE LA DEMANDA E INVERSIONES EN GENERACION	9
3.1	EVOLUCION DE LA DEMANDA	9
3.1.1	Proyectos considerados como en Desarrollo Efectivo	12
3.2	INVERSIONES EN GENERACION.....	13
3.3	ANÁLISIS CON MODELO PLP	14
4	OBRAS PRESENTADAS A LA DIRECCIÓN DE PEAJES POR SUS PROMOTORES PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN.....	15
4.1	ZONA NORTE	15
4.2	ZONA CENTRO	16
4.3	ZONA SUR	16
4.4	OBRAS PROPUESTAS PARA EL SISTEMA EN GENERAL	17
5	ANÁLISIS DE LA CONSISTENCIA DE LAS INSTALACIONES DE DESARROLLO Y EXPANSIÓN TRONCAL	18
5.1	DESARROLLO DE ZONA NORTE: QUILLOTA – DIEGO DE ALMAGRO	18
5.1.1	Línea Maitencillo-Cardones 1x220 kV, Tercer Circuito	18
5.1.2	Línea Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales 220 kV	18
5.1.3	CER en Diego de Almagro 220 kV	19
5.1.4	Línea Cardones – Diego de Almagro 220 kV	20
5.1.5	S/E Carrera Pinto 220 kV: Instalación de TT/PP y equipos de sincronización.....	21
5.2	DESARROLLO DE ZONA CENTRAL: ALTERNATIVA DESFASADORES	22

5.2.1	Zona Polpaico – Alto Jahuel	22
5.2.2	Subestación Seccionadora Nogales y Línea Nogales – Polpaico 2x220 kV	23
5.2.3	S/E San Luis y Línea San Luis – Polpaico 1x220 kV	24
5.2.4	S/E Quillota: Reemplazo del interruptor acoplador de barras 52JR	24
5.2.5	S/E Alto Jahuel: Cambio de conexión de los bancos de CC/EE instalados en los autotransformadores 500/220 kV.	25
5.2.6	S/E Alto Jahuel: Incorporar equipos de maniobras en conexión de reactores.	26
5.3	DESARROLLO DE ZONA ITAHUE – ALTO JAHUEL 220/154 kV	26
5.4	DESARROLLO DE ZONA SUR: CAUTIN – PUERTO MONTT	28
5.4.1	Línea Cautín-Valdivia 1x220 kV	28
5.4.2	Línea Valdivia-Puerto Montt 1x220 kV	28
5.4.3	Ampliación de Capacidad de reactivos en Puerto Montt	29
5.4.4	Partida Autónoma en el CER de Puerto Montt	30
5.5	OBRAS PROPUESTAS PARA EL SISTEMA EN GENERAL	31
5.5.1	Seccionamiento y Barras de Transferencia 220 kV en subestaciones del Sistema Troncal	31
6	OPINION DE LOS OPERADORES Y USUARIOS DEL SISTEMA DE TRANSMISION SOBRE LAS OBRAS PROPUESTAS	31
7	OTRAS CONSIDERACIONES DE LA DP	32
7.1	Recomendaciones adicionales	32
7.1.1	Separar asignación de barra de transferencia e interruptor de transferencia en S/E Cardones.	32
7.1.2	Configuración de la S/E Nogales.	32
7.1.3	Condicionar Licitación de Obras en zona centro	33
7.1.4	Modificar la Localización de los transformadores desfasadores	34
7.1.5	Modificar Especificación del tipo de equipamiento	34
7.1.6	Cronograma S/E Nogales	34
7.1.7	Conversión a 220 kV de sistema de 154 kV	35
7.2	Diferencias entre cronogramas y fechas de entrada	36
8	CONCLUSIONES	37
ANEXO N°1: PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO POR EL CONSULTOR		2
ANEXO N°2: FECHAS DE INICIO DE CONSTRUCCIÓN CALCULADAS SEGÚN LOS CRONOGRAMAS ELABORADOS POR EL CONSULTOR		9
ANEXO N°3: CRONOGRAMAS PRESENTADOS POR EL CONSULTOR.....		13
ANEXO N°4: PREVISIÓN DE DEMANDA		22

ANEXO N°5: ANÁLISIS DE LA EVOLUCION DE LA DEMANDA E INVERSIONES EN GENERACION CON MODELO PLP.....	28
ANEXO N°6: EVALUACIÓN DE LA INCORPORACIÓN DE UN CER EN DIEGO DE ALMAGRO 220 KV	60
ANEXO N°7: EVALUACIÓN DE LA INCORPORACIÓN DE LA LÍNEA DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO 220 KV.....	75
ANEXO N°8: EVALUACIÓN DE LA INCORPORACIÓN DE UNA NUEVA LÍNEA EN 220 KV ENTRE LAS SUBESTACIONES VALDIVIA Y PUERTO MONTT	83
ANEXO N°9: ANALISIS AUMENTO DE CAPACIDAD DEL CER EN PUERTO MONTT	88
ANEXO N°10: PORCENTAJES DEL AUMENTO DEL COSTO DE PEAJE POR OBRAS PROPUESTAS	94
ANEXO N°11: OBRAS PRESENTADAS A LA DIRECCIÓN DE PEAJES POR SUS PROMOTORES PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN	95
ANEXO N°12: OPINION DE LOS OPERADORES Y USUARIOS DEL SISTEMA DE TRANSMISION SOBRE LAS OBRAS PROPUESTAS	96

REVISION ESTUDIO DE TRANSMISION TRONCAL

DIRECCION DE PEAJES

1 RESUMEN EJECUTIVO

El informe que se presenta a continuación contiene la propuesta que la Dirección de Peajes del CDEC-SIC ha preparado a la Comisión Nacional de Energía, respecto a las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema de transmisión troncal que deben realizarse o iniciarse en el próximo período, es decir, que deba ser iniciada su construcción antes del mes de marzo de 2008.

Esta propuesta ha sido elaborada en base al Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para el cuatrienio 2007-2011, presentado por la CNE mediante Resolución Exenta N°158 de fecha 15 de marzo de 2007.

La propuesta se enmarca en lo indicado en el artículo 71-27 de la ley N°19.940, donde se establece que, anualmente la Dirección de Peajes del CDEC debe analizar la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal contenidas en el informe técnico de la CNE y sus observaciones, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica, interconexiones y la evolución de la demanda, considerando los escenarios y supuestos previstos en el informe referido.

Como se establece en la legislación vigente la propuesta se prepara a partir de los proyectos de transmisión troncal contemplados en el estudio de transmisión troncal y los presentados a la Dirección de Peajes por sus promotores. El análisis de consistencia se ha realizado en base al rango de validez de las obras recomendadas, entregada por el Informe del Consultor y ratificado en el Informe de la CNE, manteniéndose los criterios generales utilizados por estos informes.

Se ha realizado un análisis comparativo de las bases utilizadas en el informe del Consultor, respecto de la proyección actual de la demanda del sistema, incluyendo los proyectos de consumos que se han informado como desarrollos efectivos y de los desarrollos efectivos en materia de generación, obtenidos de las centrales en construcción incluidas en el último informe de la CNE de abril de 2007.

Según el análisis descrito se ha verificado la pertinencia de recomendar o no para el próximo periodo cada una de las obras recomendadas por el Consultor o por alguna empresa promotora de una obra, reevaluándose los proyectos desde el punto de vista económico, en caso de ser necesario.

Para efectos de verificar la conveniencia económica de cada obra, se ha evaluado la diferencia del valor presente, con y sin proyecto, de los costos de operación y falla

obtenidos del modelo PLP, versus el correspondiente AVI+COMA y en los casos que corresponde, la diferencia, con y sin proyecto, del costo de falla de corta duración, versus el correspondiente AVI+COMA.

De acuerdo a los resultados del análisis realizado, la recomendación de las obras de la DP para el próximo período son las siguientes:

Recomendaciones de la DP de obras cuyo inicio se requiere antes de marzo de 2008

	Proyecto	Inicio Construcción Recomendación DP	Entrada en Operación Informe Técnico CNE	Responsable
1	S/E Seccionadora Punta de Cortés 220 kV energizada en 154 kV	Inmediata	May-08	Ampliación Transelec
2	Línea Alto Jahuel - Cerro Navia 2x220 kV, Tramo Chena - Cerro Navia: Cambio conductor	Inmediata	Oct-08	Ampliación Transelec
3	Línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV; Tercer circuito	Inmediata	Ene-09	Ampliación CTNC (1)
4	S/E Punta de Cortés 220 kV: Ampliación transformación y paños	Inmediata	May-09	Ampliación Transelec
5	Línea Tinguiririca - Punta de Cortés 154 kV: Cambio de conductor	Inmediata	Oct-09 (3)	Ampliación Transelec
6	Línea Alto Jahuel - Tuniche 220 kV: Cambio de aislamiento	Inmediata	May-09	Ampliación Transelec
7	Línea Punta de Cortés -Tuniche 2x220 kV	Inmediata	May-09	Ampliación Transelec
8	S/E Alto Jahuel 220 kV: Paños Línea 2x220	Inmediata	May-09	Ampliación Transelec
9	S/E Chena 220 kV: Paño de línea	Inmediata	Jul-09	Ampliación Transelec
10	S/E Polpaico 220 kV: Instalación de 2 transformadores desfasadores	Inmediata	Jul-09	Ampliación Transelec
11	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: Seccionamiento	Inmediata	Jul-09	Ampliación Transelec
12	Línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV	Inmediata	Jul-09	Ampliación Transelec
13	Línea Alto Jahuel - Chena 2x220 kV: Segundo circuito	Inmediata	Jul-09	Ampliación Transelec
14	S/E Punta de Cortés 220 kV: Paños de línea	Inmediata	Oct-09	Ampliación Transelec
15	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor	Ene-08	Ene-10	Ampliación Transelec

	Proyecto	Inicio Construcción Recomendación DP	Entrada en Operación Informe Técnico CNE	Responsable
16	Línea Tinguiririca - Teno 220 kV: Cambio de aislamiento	Inmediata	Feb-10	Ampliación Transec
17	S/E Seccionadora Nogales 220 kV: Barra principal y de transferencia	Inmediata	Abr-10 (2)	Ampliación Transec
18	S/E Itahue 220 kV: Normalización patio 220 kV	Inmediata	Jun-10	Ampliación Transec
19	Línea Itahue – Teno 2x220 kV: Cambio de aislamiento	Ene-08	Jun-10	Ampliación Transec
20	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor	Jul-08	Jul-10	Ampliación Transec
21	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo autotransformador 750 MVA	Feb-08	Feb-11	Ampliación Transec
22	S/E Polpaico 220 kV: Paños de línea	Inmediata	Abr-10	Obra Nueva
23	Línea Nogales – Polpaico 2x220 kV	Inmediata	Abr-10	Obra Nueva

Nota:

- (1) Se recomienda en S/E Cardones asignar barra de transferencia e interruptores, acoplador y seccionador a Transec.
- (2) DP propone la entrada en operación de este proyecto en octubre de 2009 según la factibilidad informada por el propietario.
- (3) De acuerdo al plan de desarrollo para la zona Itahue – Alto Jahuel propuesto por el Consultor esta obra debe quedar energizada en Octubre de 2009.

1 INTRODUCCION

A continuación se presenta la propuesta que la Dirección de Peajes del CDEC-SIC ha preparado a la Comisión Nacional de Energía, respecto a las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema de transmisión troncal que deben realizarse o iniciarse en el siguiente período, y que ha sido elaborada en base al Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para el cuatrienio 2007-2011, presentado por la CNE mediante Resolución Exenta N°158 de fecha 15 de marzo de 2007, en adelante “El Informe Técnico de la CNE”.

Cabe señalar que el Informe Técnico de la CNE, en lo referente al plan de expansión, se basó en los resultados del Estudio de Transmisión Troncal realizado por el Consorcio Synex-CESI-Electronet del 20 de octubre de 2006 (Informe Final) y su addendum del 15 de noviembre de 2006, considerando las observaciones recibidas de parte de las empresas interesadas.

La propuesta que se presenta se enmarca en lo indicado en el artículo 71-27 de la ley N°19.940, donde se establece que, anualmente la Dirección de Peajes del CDEC debe analizar la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal contenidas en las letras b) y c) del informe técnico que la CNE debe elaborar basado en los resultados del estudio de transmisión troncal y considerando las observaciones realizadas, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica, interconexiones y la evolución de la demanda, considerando los escenarios y supuestos previstos en la letra d) del informe referido.

Las letras b) y c) y d) del informe técnico de la CNE corresponden a:

b) La identificación de las obras de ampliación de transmisión troncal cuyo inicio de construcción se proyecte conforme al estudio para cada escenario posible de expansión del sistema de transmisión, y sus respectivos A.V.I. y COMA por tramo referenciales, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, dentro del cuatrienio tarifario inmediato, con la o las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción;

c) Si correspondiere, la identificación de proyectos de nuevas líneas y subestaciones troncales con sus respectivos V.I. y COMA referenciales y fechas de inicio de operación y de construcción, recomendados por el estudio de transmisión troncal;

d) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio.

De acuerdo a lo establecido en la ley, la propuesta presenta, fundadamente, las obras que deberán realizarse o iniciarse en el período siguiente para posibilitar el abastecimiento de la demanda, considerando las exigencias de calidad y seguridad vigentes, conforme a los criterios establecidos en el artículo 71-2, o la no realización de obras en ese período.

Como se establece en la legislación vigente la propuesta puede considerar tanto los proyectos de transmisión troncal contemplados en el estudio de transmisión troncal o los que, sin estarlo, se presenten a la Dirección de Peajes del CDEC por sus promotores.

Se incluye también en este informe la opinión que sobre las obras propuestas han expresado los operadores del sistema de transmisión troncal y los usuarios que hacen o harán uso de dicho sistema y que se estima, percibirán un aumento neto de pagos por transmisión en razón de la incorporación de las nuevas instalaciones. Se incluyen también los porcentajes del aumento del costo de peaje que les correspondería pagar a cada uno de ellos por cada una de las obras propuestas. Para ello la Dirección de Peajes ha realizado una estimación de los usos los cuales se presentan en el Anexo N°10.

Cabe señalar que, de acuerdo a la ley, el análisis se debe enfocar en las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema de transmisión troncal que deben realizarse o iniciarse en el siguiente período. Para determinar este período se considera que la próxima propuesta de la Dirección de Peajes, según lo indicado en el Artículo 71-27, debe ser enviada a la CNE en octubre de 2007. Considerando el uso de todos los plazos involucrados para: la Presentación del Plan de Expansión por parte de la CNE, el Plazo para presentar Discrepancias por Plan de Expansión, y la Resolución por parte del Panel, la Publicación del Decreto por Plan de Expansión para los 12 meses siguientes estaría emitiéndose aproximadamente el 4 de marzo de 2008.

Por lo anterior, se considera que la recomendación a realizar debe ser respecto de todas las obras que deba ser iniciada su construcción antes del mes de marzo de 2008.

2 OBRAS PLAN DE EXPANSIÓN PRESENTADOS EN EL INFORME TÉCNICO DE LA CNE

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

Como resultado de los análisis realizados por el Consultor y de las observaciones de los participantes del proceso de tarificación y expansión troncal, la CNE identificó las obras de ampliación y obras nuevas para ser iniciadas en el cuatrienio 2007-2010, junto con los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio del Consultor.

Las obras de ampliación y obras nuevas recomendadas por el Consultor para ser iniciadas en el cuatrienio 2007-2010 se muestran en el Anexo N°1, para las distintas zonas del SIC. En estos cuadros se incluye la clasificación dada por el Consultor, es decir si se trata de una obra a ser licitada por canon o una ampliación de obra existente, señalándose en este último caso la empresa responsable. También se indica el factor determinante para realizar la inversión.

A continuación se presentan las obras identificadas por la CNE como obras de ampliación y obras nuevas.

2.1.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

La siguiente tabla muestra las obras de ampliación troncal, cuya fecha de inicio de construcción se estima dentro del cuatrienio tarifario de acuerdo al Informe Técnico de la CNE. Las obras se presentan ordenadas por fecha de entrada en operación, es decir la fecha máxima a la cual debe ingresar cada proyecto al sistema.

Tabla 2-1

Entrada en operación	Proyecto	VI [MUS\$]	AVI [MUS\$/Año]	COMA [MUS\$/Año]	VATT [MUS\$/Año]	Responsable
May-08	1 S/E Seccionadora Punta de Cortés 220 kV energizada en 154 kV - Paños de 220 kV nuevos a energizar en 154 kV. - Conexión con barra de 154 kV existente. - Ampliación patio 220 kV.	2.634	269	45	314	Transelec
Oct-08	2 Línea Alto Jahuel - Cerro Navia 2x220 kV, Tramo Chena - Cerro Navia: Cambio conductor - Reemplazo conductor Flint por conductor alta temperatura (INVAR) para 400 MVA por circuito, 12,1 km.	2.632	265	45	310	Transelec
Ene-09	3 Línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV; Tercer circuito - S/E Maitencillo: Ampliación 1 paño de línea de 220 kV a Cardones. - S/E Cardones 220 kV: Agregar barra de transferencia e interruptores, acoplador y seccionador. Ampliación 1 paño de línea de 220 kV a Maitencillo. - Línea Maitencillo - Cardones 220 kV: Tendido conductor en estructura existente, 133 km.	8.221	832	142	974	CTNC
May-09	4 S/E Punta de Cortés 220 kV: Ampliación transformación y paños - Paños autotransformador, transferencia y seccionamiento 220 kV. - Ampliación patio 200 kV.	2.328	238	40	278	Transelec
May-09	5 Línea Tinguiririca - Punta de Cortés 154 kV: Cambio de conductor - Cambio de conductor para energizar a 220 kV.	2.982	301	52	353	Transelec
May-09	6 Línea Alto Jahuel - Tuniche 220 kV: Cambio de aislamiento - Adecuación aislación para 220 kV ambos circuitos.	1.873	192	32	224	Transelec

Entrada en operación		Proyecto	VI [MUS\$]	AVI [MUS\$/Año]	COMA [MUS\$/Año]	VATT [MUS\$/Año]	Responsable
May-09	7	Línea Punta de Cortés -Tuniche 2x220 kV - Línea 2x220 kV y conexión línea Rancagua a antigua línea Punta de Cortés-Tuniche 154 kV, 10 km.	2.668	269	45	315	Transec
May-09	8	S/E Alto Jahuel 220 kV: Paños Línea 2x220 - 2 paños de 220 kV para línea Alto Jahuel - Punta de Cortés. - Ampliación patio 220 kV.	2.182	223	37	260	Transec
Jul-09	9	S/E Chena 220 kV: Paño de línea - Instalación de 1 paño de línea de 220 kV para conexión a segundo circuito El Rodeo. - Ampliación patio 220 kV.	1.091	112	19	131	Transec
Jul-09	10	S/E Polpaico 220 kV: Instalación de 2 transformadores desfasadores - Instalación dos transformadores desfasadores 350 MVA en cada circuito Polpaico C. Navia. - Barra Auxiliar para líneas Polpaico - Cerro Navia. - Paños Transformadores a barra principal. - Reubicación paños líneas Polpaico Cerro Navia.	17.917	1.832	308	2.140	Transec
Jul-09	11	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: Seccionamiento - Instalación de 2 paños de línea de 500 kV. - Traslado y reinstalación de reactores monofásicos. - Ampliación patio 500 kV.	6.116	625	89	714	Transec
Jul-09	12	Línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV - Construcción Línea doble circuito 500 kV de 9,5 km. entre empalme El Rodeo y la S/E Alto Jahuel.	5.054	510	74	584	Transec
Jul-09	13	Línea Alto Jahuel - Chena 2x220 kV: Segundo circuito - Instalación segundo circuito en estructuras existentes de la línea Alto Jahuel - Chena.	892	90	15	105	Transec
Oct-09	14	S/E Punta de Cortés 220 kV: Paños de línea - 2 Paños de 220 kV a Tinguiririca. - Ampliación patio 220 kV.	2.182	223	37	260	Transec
Ene-10	15	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor - Reemplazo conductores actuales por conductores de alta temperatura en	5.843	589	101	690	Transec

Entrada en operación		Proyecto	VI [MUS\$]	AVI [MUS\$/Año]	COMA [MUS\$/Año]	VATT [MUS\$/Año]	Responsable
		circuito 1.					
Feb-10	16	Línea Tinguiririca - Teno 220 kV: Cambio de aislamiento - Adecuación aislación para 220 kV ambos circuitos.	1.787	180	30	210	Transelec
Abr-10	17	S/E Seccionadora Nogales 220 kV: Barra principal y de transferencia - Instalación de 6 paños de línea de 220 kV. - Instalación de 1 paño de transferencia de 220 kV. - Instalación de 1 paño de seccionamiento de 220 kV. - Ampliación patio 220 kV.	10.882	1.113	187	1.300	Transelec
Jun-10	18	S/E Itahue 220 kV: Normalización patio 220 kV - Ampliación 2 Paños de 220 kV. - Ampliación patio 220 kV.	4.302	439	74	513	Transelec
Jun-10	19	Línea Itahue – Teno 2x220 kV: Cambio de aislamiento - Aumento de aislación para operación en 220 kV.	2.015	206	35	241	Transelec
Jul-10	20	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor - Reemplazo conductores actuales por conductores de alta temperatura en circuito 2.	5.843	589	101	690	Transelec
Feb-11	21	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo autotransformador 750 MVA - Instalación segundo autotransformador 750 MVA. - Instalación de 1 paño autotransformador de 220 kV. - Instalación de 1 paño autotransformador de 500 kV. - Instalación de 1 paño de transferencia de 500 kV. - Instalación de 1 paño de seccionamiento de 500 kV. - Conexión paños de 500 kV existentes a Barra de Transferencia. - Ampliación patio de 220 y 500 kV.	20.151	2.061	297	2.358	Transelec

2.1.2 OBRAS NUEVAS

La siguiente tabla muestra las obras nuevas troncales, cuya fecha de inicio de construcción se estima dentro del cuatrienio tarifario. Las obras se presentan ordenadas por fecha de entrada en operación, es decir la fecha máxima a la cual debe ingresar cada proyecto al sistema.

Tabla 2-2

Entrada en operación		Proyecto	VI [MUS\$]	AVI [MUS\$/Año]	COMA [MUS\$/Año]	VATT [MUS\$/Año]
Abr-10	22	S/E Polpaico 220 kV: Paños de línea - Instalación de 2 paños de línea de 220 kV para conexión a Polpaico-Nogales 220 kV. - Ampliación patio 220 kV.	2.182	223	37	261
Abr-10	23	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV - Construcción línea doble circuito 2x220 kV con capacidad de 1500 MVA, 75 km.	41.670	4.203	716	4.919
Ene-13	24	Línea Pan de Azúcar -Los Vilos - Nogales 220 kV - S/E Pan de Azúcar 220 kV: paño de línea de 220 kV a Los Vilos. - S/E Los Vilos 220 kV: paño de línea de 220 kV a Pan de Azúcar. - Pan de Azúcar - Los Vilos: línea simple circuito en estructuras para doble circuito, 228 km. - S/E Nogales 220 kV: paño de línea de 220 kV a los Vilos. - S/E Los Vilos 220 kV: paño de línea de 220 kV a Nogales. - Pan de Azúcar - Los Vilos: línea simple circuito en estructuras para doble circuito, 91 km.	57.740	5.824	993	6.816
Jun-13	25	Línea Temuco - Valdivia 220 kV: Tercer circuito - Línea Cautín -Valdivia 1x 220 kV: Tercer circuito en estructura de doble circuito, 145 km aproximadamente, conductor ACSR 636 MCM Grosbeak, 152 km.	38.155	3.848	656	4.504

2.2 MODIFICACIONES DE LA CNE A LAS CLASIFICACIONES DEL CONSULTOR

Respecto de las obras propuestas por el Consultor, el Informe Técnico de la CNE introduce las siguientes modificaciones:

- Reclasifica la S/E Nogales de Obra Nueva a Ampliación de Obra Existente por parte de Transelec.
- Elimina las obras de la zona Alto Jahuel – Itahue que son atribuibles a subtransmisión y no al sistema troncal.
- Elimina la S/E Seccionadora Tinguiririca por estar actualmente en construcción por parte de Hidroeléctrica La Higuera S.A.
- Reclasifica el paño de la S/E Chena 220 kV de Ampliación de Obra Existente por parte de Chilectra a Ampliación de Obra Existente por parte Transelec.

2.3 RANGO DE VALIDEZ DE LAS OBRAS RECOMENDADAS

De acuerdo al análisis del Consultor relativo al efecto tanto de variaciones de la demanda como de los escenarios de generación sobre las obras que componen el Plan de Expansión recomendado, que fue refrendado por el informe técnico de la CNE, se tiene el siguiente rango de validez de las obras recomendadas:

- Hay proyectos cuya validez es independiente de la evolución futura de la generación y de la demanda, como es el caso del refuerzo Maitencillo – Cardones y de la transformación a 220 kV del sistema de 154 kV Itahue – Alto Jahuel.
- En la zona entre Polpaico y Alto Jahuel, que es la de mayor concentración de demanda, la solución propuesta es válida en todo el rango dado por los dos escenarios de demanda y los 4 escenarios de generación analizados en el Informe del Consultor. Debe destacarse que, de acuerdo al Consultor, esta solución junto con aprovechar al máximo las instalaciones existentes, deja plena libertad para realizar las obras que pudieran requerirse para esta zona en otros escenarios que impliquen cambios de mucho mayor envergadura que los establecidos para ser analizados en este estudio. Dada la complejidad del abastecimiento de esta zona, se considera que este factor es una ventaja de la solución recomendada.
- En la zona Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales, la construcción de un tercer circuito, recomendada para 2013 en el escenario base, depende del crecimiento de la demanda que se de en la zona Norte y de la materialización de las centrales térmicas en Pan de Azúcar. De darse la demanda alta y construirse dichas unidades actualmente genéricas, dicha línea no se justifica.
- El resto de las obras está ligado a las expansiones de la generación y deberá adaptarse al desarrollo de la oferta, de acuerdo al factor determinante de inversión indicado en el Anexo N°1.

3 EVOLUCION DE LA DEMANDA E INVERSIONES EN GENERACION

A continuación se realiza un análisis de la evolución de la demanda y de las inversiones en generación respecto a las consideradas en el Estudio de Transmisión Troncal.

3.1 EVOLUCION DE LA DEMANDA

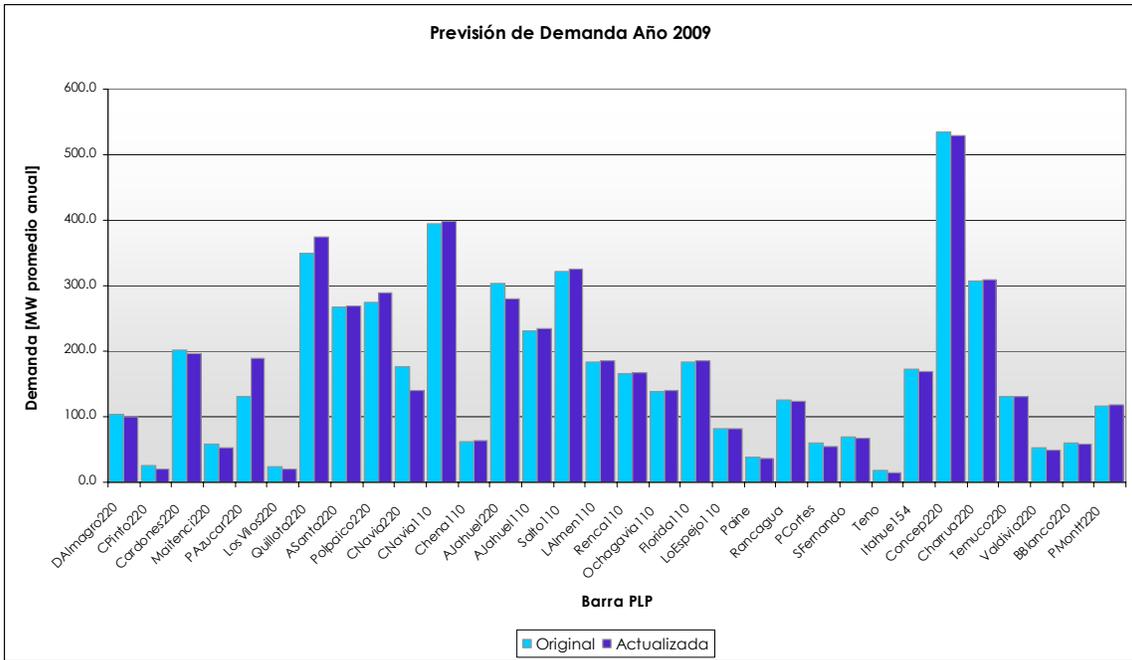
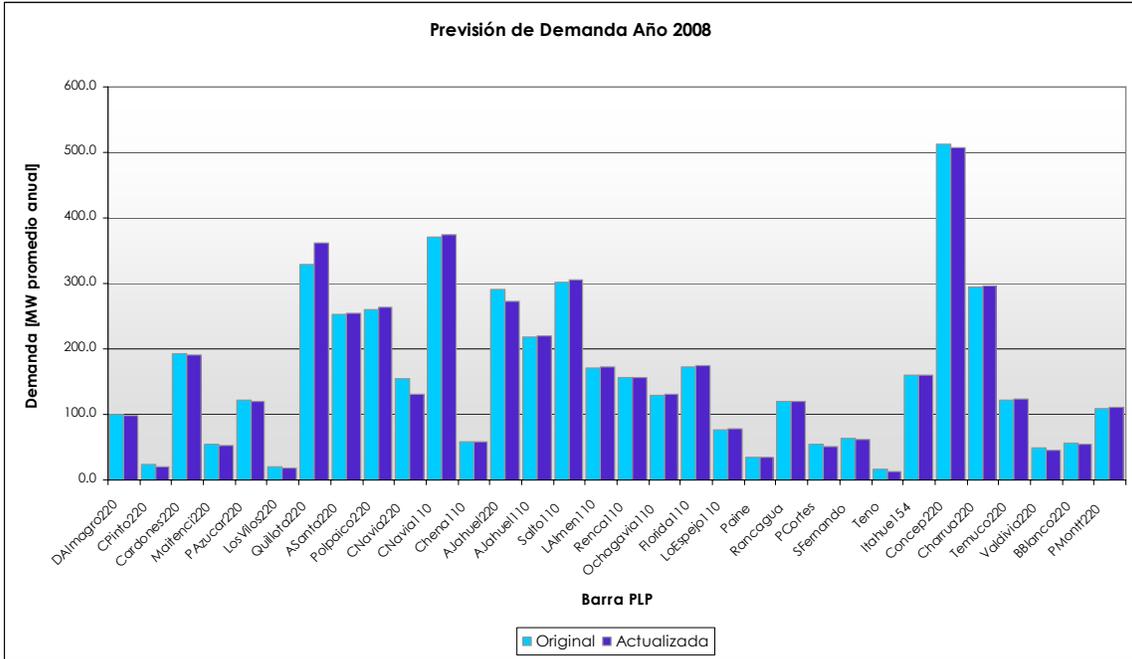
Respecto a la evolución de la demanda, esta Dirección ha revisado la previsión de demanda entregada al Consultor, con los antecedentes disponibles a la fecha, obteniéndose el siguiente cuadro comparativo de la previsión de demanda base:

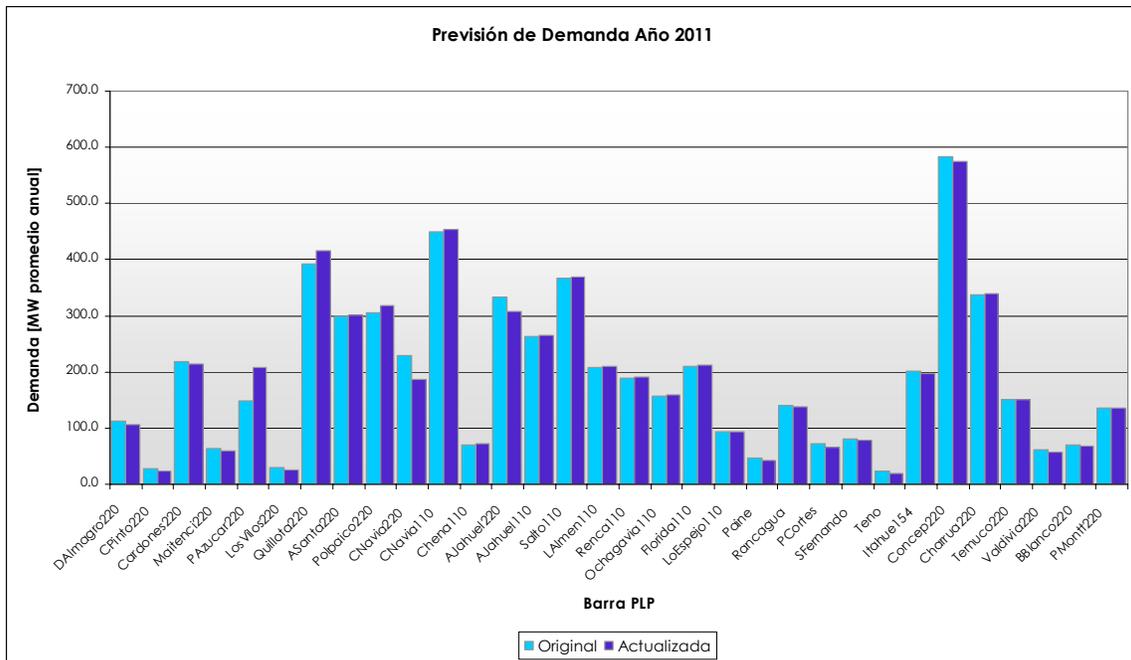
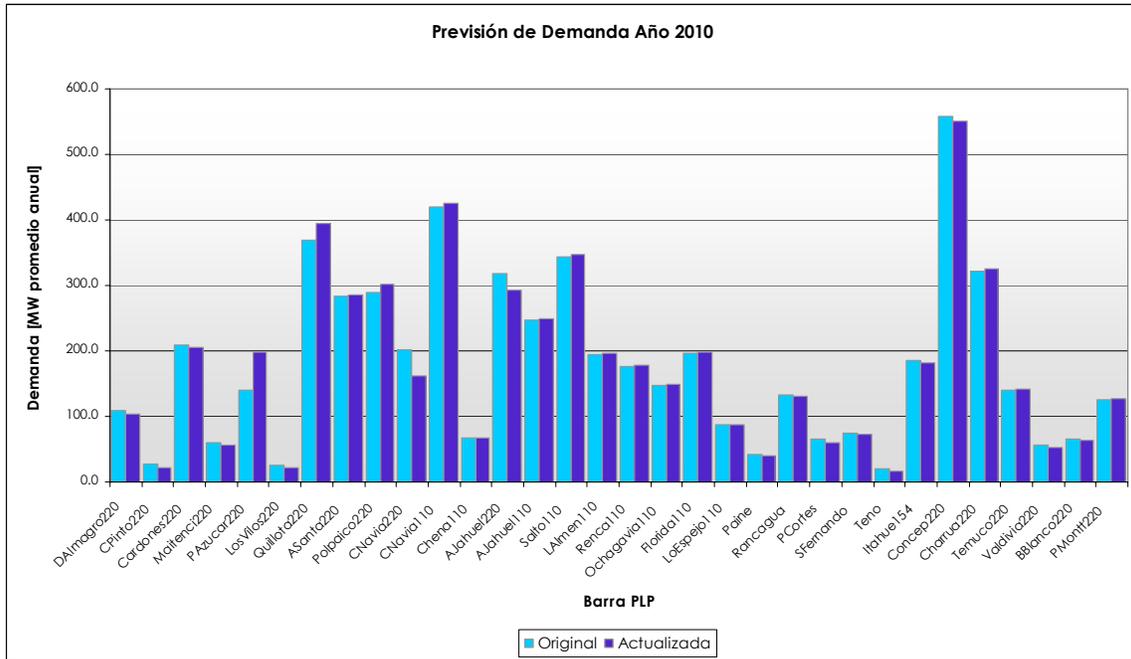
Tabla 3-1

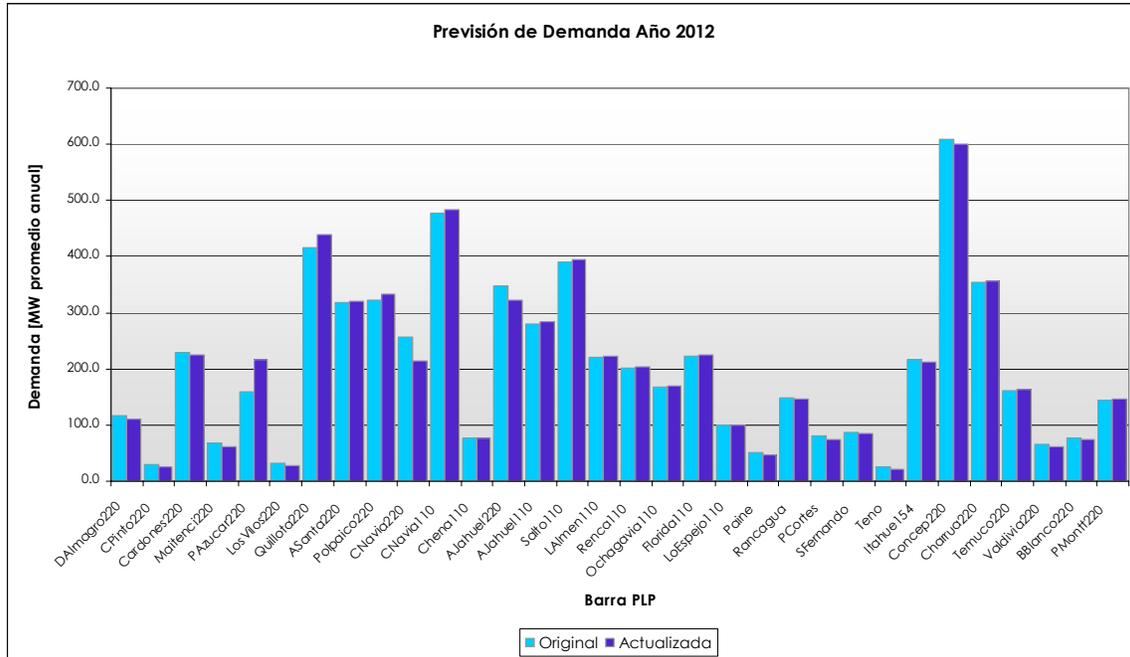
**Previsión de Demanda Base
(Ventas Anuales en GWh)**

Previsión	2008	2009	2010	2011	2012
Enviada al Consultor	43.597	46.474	49.541	52.811	56.297
Actualizada	43.228	46.142	49.128	52.370	55.827

A continuación se presentan gráficos con una comparación entre la Previsión entregada al Consultor y la Previsión Actualizada por la DP, incluyendo desarrollos efectivos, referidas de acuerdo a las barras consideradas en el modelo utilizado para el análisis entre los años 2008 y 2012. Las tablas correspondientes a dichos gráficos se encuentran disponibles en el Anexo N°4.







Nota

Se han descartado aquellas barras con consumos de potencia promedio anual menor a 15 MW para el año 2008. El listado completo se encuentra disponible en el Anexo N°4.

Como se puede apreciar de la Tabla 3-1, no existen cambios relevantes en la previsión de demanda base a nivel global, sin embargo, de acuerdo a los gráficos antes mostrados se aprecian aumentos de consumos en algunas barras del sistema, dichos aumentos se deben a desarrollos efectivos los que se detallan en el siguiente título

3.1.1 Proyectos considerados como en Desarrollo Efectivo

Esta Dirección ha solicitado a los representantes de las empresas que han hecho público sus proyectos que involucran un aumento relevante de demanda para el SIC, que informen si a la fecha del 10 de marzo de 2007 cuentan con los requisitos para ser considerados como “en desarrollo efectivo”.

De acuerdo a lo anterior se ha considerado la materialización de los siguientes proyectos reconocidos por sus operadores como “en desarrollo efectivo”:

Tabla 3-2

**Proyectos en Desarrollo Efectivo
(Potencias Máximas [MW promedio anual])**

Proyecto	Barra Asignada	Año								
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ampliación Pelambres	Quillota 220 kV	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0
Expansión Andina	Polpaico 220 kV	20.0	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2
Andacollo Hipógeno	Pan de Azúcar 220 kV		70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0

Considerando que todos estos proyectos ya habían sido previstos en la demanda con proyectos entregada al Consultor, esta Dirección considera que en general, a la fecha que se emite este informe, el desarrollo de la demanda no implica un cambio al rango de validez de las obras recomendadas en el Informe Técnico de la CNE.

Lo anterior, sin perjuicio de que para los análisis adicionales que se requiera se utilizará la demanda corregida.

3.2 INVERSIONES EN GENERACION

En relación a la evolución de las inversiones de generación, esta Dirección ha considerado la información de desarrollos efectivos de acuerdo a lo indicado en el Cuadro N°7 (Programa de Obras del SIC en Construcción) del Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo de Abril de 2007.

En dicho cuadro destacan las siguientes nuevas obras en construcción respecto de las consideradas por el Estudio de Transmisión Troncal elaborado por el Consultor:

Tabla 3-3

Obra	Potencia	Fecha de Entrada
	[MW]	
Central Eólica Canela	9.9	Septiembre de 2007
Central Hidroeléctrica Ojos de Agua	9.0	Abril de 2008
Central Carbón Guacolda III	150.0	Octubre de 2009
Central Nueva Ventanas	242.0	Enero de 2010

Respecto a las dos últimas mencionadas, las cuales poseen una mayor potencia instalada respecto de las otras, si bien no fueron consideradas en construcción por parte del Estudio del Consultor, sí se incluyeron centrales equivalentes en los Planes de

Obras analizados. En efecto, la central Guacolda estaba representada por una central a Carbón en Maitencillo de 200 MW, en Octubre de 2009, en todos los escenarios de generación analizados y la Central Nueva Ventanas, por una central a carbón en la V Región de 250 MW, en Abril de 2010, ambas consideradas en todos los escenarios de generación analizados por el Consultor.

Sin perjuicio de lo indicado, la variación en la disponibilidad de gas natural que se maneja en el nuevo Plan de Obras de la CNE, el cual presenta una menor disponibilidad de gas natural para las centrales de TalTal, puede considerarse para estos efectos como una variación relevante de un desarrollo efectivo en generación, enmarcándose esta situación dentro del análisis de la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica, interconexiones y la evolución de la demanda.

Por lo tanto esta Dirección considera que el cambio en la disponibilidad de gas natural para las centrales de TalTal corresponde a un cambio en los desarrollos efectivos en generación y que será necesario evaluar su efecto de acuerdo al rango de validez de las obras recomendadas en el Informe Técnico de la CNE.

3.3 ANÁLISIS CON MODELO PLP

El objetivo del análisis es realizar un diagnóstico de la utilización del Sistema de Transmisión Troncal durante el cuatrienio 2009-2012. Este último intervalo corresponde al período para el cual las obras de transmisión pertenecientes al plan de expansión darían inicio a su operación.

Para ello se ha elaborado un modelo del SIC para el programa "PLP", el cual es empleado actualmente por la Dirección de Operación del CDEC-SIC para la programación de largo plazo de las centrales del SIC. El análisis se presenta en el Anexo N°5.

Sin perjuicio de que los análisis con el modelo PLP consideran valores esperados, se desprende de él que no existen variaciones relevantes respecto de los análisis realizados por el Consultor.

4 OBRAS PRESENTADAS A LA DIRECCIÓN DE PEAJES POR SUS PROMOTORES PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN

Esta Dirección ha solicitado a las empresas usuarias y operadoras del SIC que informen acerca de proyectos de transmisión troncal, no incluidos en el Informe Técnico de la CNE, que promuevan por necesidad de nuevos desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica, interconexiones o demanda.

De acuerdo a lo anterior, a continuación se muestran tablas resúmenes por zona con los proyectos recibidos:

4.1 ZONA NORTE

Promotor	Propuesta	Descripción	Costo	Fecha Estimada de Entrada en Operación
Transelec	CER en la subestación Diego de Almagro	Se propone la instalación de un CER de 40 MVAR inductivos y 130 MVAR capacitivos en la subestación Diego de Almagro con el objetivo de aumentar los límites de las transferencias establecidos por las condiciones de operación de la zona norte.	12.3 MMUS\$	Octubre de 2009
	Nueva línea Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 kV	Se propone la construcción de un segundo circuito para la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 kV para mejorar la confiabilidad del sistema norte y cumplir con lo estándares establecidos en la NT de SyCS (Norma Técnica de seguridad y calidad de servicio.)	18.3 MMUS\$	Marzo de 2011
	Nueva línea Carrera Pinto – Cardones 220 kV	Se propone la construcción de un segundo circuito para la línea Carrera Pinto – Cardones 220 kV para mejorar la confiabilidad del sistema norte y cumplir con lo estándares establecidos en la NT de SyCS.	19.1 MMUS\$	Marzo de 2011
	Instalación de TT/PP y Equipos de sincronización en SE Carrera Pinto	Se propone la instalación de equipos de sincronización y transformadores de potencial (TT/PP) para evitar sobretensiones en la subestación Carrera Pinto al momento de reponer el suministro en la zona norte.	130.000 US\$	

4.2 ZONA CENTRO

Promotor	Propuesta	Descripción	Costo	Fecha Estimada de Entrada en Operación
Transec	Reemplazo del interruptor acoplador de barras 52JR en SE Quillota	Debido a la puesta en servicio de nuevas instalaciones de transmisión y generación en la zona, se sobrepasará la capacidad de interrupción del interruptor mencionado, por lo cual se propone su reemplazo para dar cumplimiento con la NT de SyCS.	250.000 US\$	
	Cambio de conexión de los bancos de CC/EE instalados en los terciarios de los autotransformadores 500/220 kV.	La instalación de bancos de condensadores estáticos en el terciario de transformadores tiene varios efectos nocivos, tanto para el sistema como para los mismos equipos. Con el fin de mejorar la calidad y confiabilidad del sistema troncal se propone retirar los 8 bancos de condensadores de sus terciarios y conectarlos directamente a las respectivas secciones de barra de 200 kV a través de transformadores de 220/69 kV, 150 MVA.	13.8 MMUS\$	
	Incorporar equipos de maniobras en conexión de reactores de 500 kV en la SE Alto Jahuel.	En la S/E Alto Jahuel los reactores de 500 kV no disponen de desconectores en los interruptores de 500 kV de los reactores de líneas. Se propone reemplazar los actuales interruptores de 500 kV por interruptores con desconectores incorporados, debido a que no existe espacio suficiente para colocar desconectores convencionales.	4.1 MMUS\$	
Endesa	S/E San Luis y Línea San Luis – Polpaico 1x220 kV	Ante la proposición de la S/E Nogales, Endesa plantea la conveniencia de que se considere la S/E San Luis existente en la zona de Quillota, como alternativa a la construcción de una nueva subestación que parece redundante con la existente. Se propone una línea entre la subestación San Luis y la subestación que Polpaico que permitiría evacuar la energía generada por las centrales proyectadas en la quinta región.	35.5 MMUS\$	Julio de 2010

4.3 ZONA SUR

Promotor	Propuesta	Descripción	Costo	Fecha Estimada de Entrada en Operación
Transec	Nueva línea Valdivia – Puerto Montt 220 kV	Se propone la construcción de una nueva línea Valdivia – Puerto Montt 220 kV, debido a que a partir del año 2009, ante la indisponibilidad de alguna unidad de la central Canutillar, toda la zona sur queda en riesgo de colapso por tensión o	44.5 MMUS\$	Marzo de 2011

Promotor	Propuesta	Descripción	Costo	Fecha Estimada de Entrada en Operación
		salida en cascada por capacidad de transporte.		
	Ampliación capacidad de reactivos del CER de Puerto Montt	A partir del año 2008, en el caso de pérdida total de la generación de la central Canutillar el CER de Puerto Montt es insuficiente para mantener las tensiones, ya que copa sus capacidad de aporte de reactivos, lo que produce un colapso de tensión en la barra Puerto Montt. Se propone instalar bancos de condensadores estáticos externos controlados para operar en conjunto con el CER. La cantidad de potencia reactiva a instalar es 90 MVAR, la que deberá ser instalada utilizando dos bancos de 45 MVAR cada uno con sus respectivos paños de 220kV.	5.3 MMU\$	Septiembre de 2009

4.4 OBRAS PROPUESTAS PARA EL SISTEMA EN GENERAL

Promotor	Propuesta	Descripción	Costo	Fecha Estimada de Entrada en Operación
Transelec	Seccionamiento y Barras de Transferencia 220 kV en subestaciones del Sistema Troncal	Para mejorar la confiabilidad del sistema y flexibilizar los mantenimientos en las barras y equipos asociados a paños se propone seccionar las barras principales y la construcción de barras de transferencia en SS/EE del sistema troncal.		

En el Anexo N°11 se encuentra un detalle de los proyectos presentados por las empresas.

5 ANÁLISIS DE LA CONSISTENCIA DE LAS INSTALACIONES DE DESARROLLO Y EXPANSIÓN TRONCAL

5.1 DESARROLLO DE ZONA NORTE: QUILLOTA – DIEGO DE ALMAGRO

5.1.1 Línea Maitencillo-Cardones 1x220 kV, Tercer Circuito

El Tercer Circuito del tramo Maitencillo – Cardones 220 kV corresponde a una obra identificada como ampliación en el Informe Técnico de la CNE, cuya entrada en operación se recomienda en Enero de 2009.

De acuerdo al rango de validez del Informe del Consultor, que fuera refrendado por la CNE, esta obra es independiente de la evolución futura de la generación y la demanda. Además, según lo indicado por el Consultor esta obra se justifica por los ahorros esperados en los costos de operación y falla de larga duración y además, de acuerdo a lo indicado en el Anexo N°1 de este informe, el factor determinante de inversión es la seguridad de servicio para demandas de la zona Diego de Almagro, Carrera Pinto y Cardones.

El proyecto del tercer circuito del tramo Maitencillo – Cardones 220 kV incorpora además:

- Una barra de transferencia e interruptores, acoplador y seccionador, en la S/E Cardones 220 kV.
- Ampliación de un paño de línea de 220 kV en la S/E Maitencillo hacia Cardones.

Cabe señalar que ante una solicitud reciente de la Comisión Nacional de Energía esta Dirección de Peajes evaluó el adelanto del tramo Maitencillo – Cardones 220 kV hasta Enero de 2008, resultando conveniente.

Recomendación

Se recomienda la construcción del proyecto Línea Maitencillo – Cardones 220 kV para el período siguiente, manteniéndose la fecha de entrada en operación de Enero de 2009, debido a que el cronograma de la obra elaborado por el Consultor no permite su adelanto. Sin perjuicio de lo anterior, al ser una obra cuyo adelanto es conveniente para el sistema, se recomienda su incentivo dejando establecido el pago de su inversión a partir de la fecha de entrada en operación efectiva.

5.1.2 Línea Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales 220 kV

La línea Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales 220 kV corresponde a una obra identificada como nueva cuya entrada en operación se recomienda en Enero de 2013

De acuerdo al rango de validez del Informe del Consultor, que fuera refrendado por la CNE, esta obra depende del crecimiento de la demanda que se dé en la zona Norte y de la materialización de las centrales térmicas en Pan de Azúcar. De darse la demanda alta y construirse dichas unidades actualmente genéricas, se indica que dicha línea no se justifica. Además, según lo indicado en el Informe del Consultor, el factor determinante de inversión son los proyectos de centrales en la tercera y cuarta región.

Recomendación

Dado que a la fecha no existen desarrollos efectivos en materia de generación, las variaciones de demanda de la zona no modifican la decisión, y el inicio de la construcción de este proyecto fue recomendado por el Consultor para Enero de 2010, no se recomienda aún dar curso a este proyecto.

5.1.3 CER en Diego de Almagro 220 kV

El CER en Diego de Almagro 220 kV corresponde a una obra promovida por Transelec con fecha de inicio de construcción el año 2007.

De acuerdo a la evaluación económica realizada por Transelec para la zona norte, lo óptimo para el sistema es construir un CER en Diego de Almagro.

Análisis

En relación a la propuesta de instalación de un equipo CER en la S/E Diego de Almagro, se indica que en general los equipos CER (Compensación Estática de Reactivos) permiten una mejora en el control de tensión de las zonas en que se han instalado. Actualmente en la zona norte existen dos de estos equipos que brindan apoyo de reactivos a las barras de Maitencillo y Pan de Azúcar.

La ubicación de la S/E Diego de Almagro en el extremo norte del sistema de Transmisión Troncal, conectada con el resto del SIC a través de una línea de 220 kV de simple circuito de aproximadamente 150 km, hace que el control de la tensión en esta subestación sea cada vez más dificultoso ante la indisponibilidad de algunas de las unidades de la central Taltal o toda vez que estas se despachan al máximo con poca capacidad de absorber las diferencias de reactivos que demandan la zona.

Lo anteriormente expuesto indica que la instalación de un equipo de esta naturaleza sería provechosa para relajar los inconvenientes de operación del extremo de esta zona, y se hace conveniente cuando de acuerdo al orden económico de despacho o por razones de mantenimiento no están en servicio la central Taltal o las turbinas de Diego de Almagro.

Si bien es cierto, la NT de SyCS no señala expresamente alguna norma que respalde las exigencias en torno a la instalación de este tipo de equipos ante alguna condición establecida, la variación en la disponibilidad de gas natural que se maneja en el nuevo Plan de Obras de la CNE para las centrales en Taltal, considerado como una variación de un desarrollo efectivo en generación, aumentarían los costos en la operación del sistema.

Por estas razones se ha considerado pertinente realizar una evaluación de conveniencia económica de la instalación del CER la cual se presenta en el Anexo N°6.

De acuerdo a esta evaluación, el beneficio de la instalación del CER para el período que se prevé su beneficio 2009-2012 resulta de aproximadamente US\$ 3,7 millones, sin embargo el costo del CER informado por Transelec es de 12 Millones de US\$, resultando no conveniente la realización de la obra.

Recomendación

De acuerdo al análisis anterior no se recomienda la construcción del proyecto CER en Diego de Almagro 220 kV para el período siguiente.

5.1.4 Línea Cardones – Diego de Almagro 220 kV

La línea Cardones – Diego de Almagro 220 kV corresponde a una obra promovida por Transelec con fecha de inicio de construcción el año 2007.

Transelec indica que este proyecto mejora la confiabilidad del sistema, evitando utilizar los mecanismos propuestos por el Consultor.

Análisis

De acuerdo a lo expresado por el Consultor, la capacidad máxima de transporte de la línea no se ve sobrepasada durante el horizonte en estudio (2008 – 2015). Ante esto, la alternativa de agregar un segundo circuito en el tramo solo tendría justificación por motivos de seguridad del abastecimiento de los consumos pertenecientes a la subestación Diego de Almagro.

En el estudio realizado por el Consultor, se concluye que los ahorros esperados en cada año por efecto de inclusión del segundo circuito, no son suficientes para cubrir el AVI + COMA de dicho proyecto.

Sin perjuicio de que no existen cambios significativos en la demanda en cuanto a previsión o desarrollos efectivos para el período de estudio en la zona norte, la variación en la disponibilidad de gas natural que se maneja en el nuevo Plan de Obras de la CNE para las centrales en Taltal, considerado como una variación de un desarrollo efectivo en generación, cambia en forma relevante la cantidad de veces en que el flujo de la línea va de sur a norte

Por lo tanto se procedió a reevaluar el costo de una falla en la línea para el sistema con los supuestos presentados por el Consultor y la información actualizada disponible cuyos antecedentes se presentan en el Anexo N°7.

De los resultados obtenidos en el Anexo N°7, el análisis realizado por el Consultor se mantiene dentro del rango de validez establecido. Por lo tanto se concluye que un segundo circuito en la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 kV y Carrera Pinto 220 kV – Cardones 220 kV, no se justifica por razones económicas.

Recomendación

De acuerdo al análisis anterior no se recomienda la construcción de la Línea Cardones – Diego de Almagro 220 kV para el período siguiente.

5.1.5 S/E Carrera Pinto 220 kV: Instalación de TT/PP y equipos de sincronización.

Esta corresponde a una obra promovida por Transelec sin indicar fecha de inicio de construcción.

Transelec justifica su propuesta indicando que, en el caso de indisponibilidad de uno de los tramos Carrera Pinto – Cardones o Carrera Pinto – Diego de Almagro, su energización que debe ser realizada en Carrera Pinto, puede provocar sobretensiones importantes en el extremo abierto con respecto a la barra a la cual se debe sincronizar.

Recomendación

De acuerdo al artículo 3-22 de la NT de SyCS, las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del PRS (Plan de Recuperación de Servicio) elaborado por la Dirección de Operación.

Aunque se debe tener presente que la instalación de TT/PP y equipos de sincronización en la S/E Carrera Pinto 220 kV brindaría mayor flexibilidad en la recuperación de servicio ante contingencias o eventualidades, entendemos que este tema podría ser resuelto vía tarificación de servicios complementarios, requiriéndose además que previamente los próximos estudios PRS que elabore la Dirección de Operación recomienden la necesidad de cerrar en Carrera Pinto para la recuperación de la zona norte, por lo que hasta que no se haga el respectivo análisis se descarta incluir esta obra como recomendación para el próximo período.

5.2 DESARROLLO DE ZONA CENTRAL: ALTERNATIVA DESFASADORES

5.2.1 Zona Polpaico – Alto Jahuel

En la zona entre Polpaico y Alto Jahuel, de acuerdo al Informe Técnico de la CNE las obras que se presentan a continuación son identificadas como ampliaciones:

Tabla 5-1

Entrada en operación	Proyecto	Responsable
Oct-08	Línea Alto Jahuel - Cerro Navia 2x220 kV, Tramo Chena - Cerro Navia: Cambio conductor - Reemplazo conductor Flint por conductor alta temperatura (INVAR) para 400 MVA por circuito, 12,1 km.	Transec
May-09	S/E Alto Jahuel 220 kV: Paños Línea 2x220 - 2 paños de 220 kV para línea Alto Jahuel - Punta de Cortés. - Ampliación patio 220 kV.	Transec
Jul-09	S/E Chena 220 kV: Paño de línea - Instalación de 1 paño de línea de 220 kV para conexión a segundo circuito El Rodeo. - Ampliación patio 220 kV.	Transec
	S/E Polpaico 220 kV: Instalación de 2 transformadores desfasadores - Instalación dos transformadores desfasadores 350 MVA en cada circuito Polpaico C. Navia. - Barra Auxiliar para líneas Polpaico - Cerro Navia. - Paños Transformadores a barra principal. - Reubicación paños líneas Polpaico Cerro Navia.	Transec
	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: Seccionamiento - Instalación de 2 paños de línea de 500 kV. - Traslado y reinstalación de reactores monofásicos. - Ampliación patio 500 kV.	Transec
	Línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV - Construcción Línea doble circuito 500 kV de 9,5 km. entre empalme El Rodeo y la S/E Alto Jahuel.	Transec
	Línea Alto Jahuel - Chena 2x220 kV: Segundo circuito - Instalación segundo circuito en estructuras existentes de la línea Alto Jahuel - Chena.	Transec
Ene-10	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor - Reemplazo conductores actuales por conductores de alta temperatura en circuito 1.	Transec
Jul-10	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor - Reemplazo conductores actuales por conductores de alta temperatura en circuito 2.	Transec
Feb-11	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo autotransformador 750 MVA - Instalación segundo autotransformador 750 MVA. - Instalación de 1 paño autotransformador de 220 kV. - Instalación de 1 paño autotransformador de 500 kV. - Instalación de 1 paño de transferencia de 500 kV. - Instalación de 1 paño de seccionamiento de 500 kV. - Conexión paños de 500 kV existentes a Barra de Transferencia. - Ampliación patio de 220 y 500 kV.	Transec

De acuerdo al rango de validez del Informe Técnico de la CNE, la solución propuesta para la zona entre Polpaico y Alto Jahuel es válida en todo el rango dado por los dos escenarios de demanda y los 4 escenarios de generación analizados en el Informe del Consultor, destacándose que esta solución, junto con aprovechar al máximo las instalaciones existentes, deja plena libertad para realizar las obras que pudieran requerirse para esta zona en otros escenarios que impliquen cambios de mucho mayor envergadura que los establecidos para ser analizados en este estudio, siendo esta una ventaja de la solución recomendada.

Según lo indicado en el Informe del Consultor, los factores determinantes de inversión son las mayores transmisiones provocadas por aporte de nuevas centrales, la seguridad de servicio global del sistema y su distribución dentro de Santiago y la distribución de flujos entre 500 y 220 kV para aprovechar capacidades de líneas existentes.

Recomendación

Considerando que los desarrollos efectivos en materia de generación y el nuevo Plan de Obras utilizado para esta evaluación no presenta variaciones relevantes respecto de los escenarios de generación considerados en el Estudio del Consultor, se ratifica la construcción de las obras recomendadas en la zona entre Polpaico y Alto Jahuel para el período siguiente, manteniéndose las fechas de entrada en operación de cada uno de los proyectos, debido a que el cronograma de la obra elaborado por el Consultor no permite su adelanto.

5.2.2 Subestación Seccionadora Nogales y Línea Nogales – Polpaico 2x220 kV

Las obras Subestación Seccionadora Nogales 220 kV y la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV son identificadas como ampliación y obra nueva en el Informe Técnico de la CNE respectivamente. La entrada en servicio de ambas obras se recomienda para Abril de 2010.

De acuerdo al rango de validez del Informe Técnico de la CNE, estas son obras que están ligadas a las expansiones de la generación y deberán adaptarse al desarrollo de la oferta. Según lo indicado en el Informe del Consultor, los factores determinantes de inversión corresponden a los Proyectos de nuevas centrales de la V Región, los que de no concretarse, hacen innecesario este refuerzo.

En particular, el Consultor en su Addendum al Informe Final, del 15 de Noviembre de 2006 en una respuesta a la Observación N°3 sobre una aclaración de la asociación entre la expansión del ST en el tramo Nogales – Polpaico y las nuevas centrales de la V Región, señala que la necesidad de tomar una decisión sobre la iniciación de esas obras debe ser simultánea con la confirmación de la construcción de un nuevo proyecto de generación de los considerados en los escenarios de expansión para ubicarse en la V Región.

En este sentido, la única central que puede considerarse como desarrollo efectivo para estos efectos es la Central Nueva Ventanas de propiedad de AES Gener, que ante la consulta relativa al punto de conexión al SIC de dicha central, indicó que se conectará

en una subestación seccionadora que se ubicará en la línea Quillota - Los Vilos 220 kV y que la S/E Nogales cumpliría con las necesidades de conexión de la Central Nueva Ventanas al SIC. Lo anterior sin perjuicio de indicar que dicha conexión se necesitaría puesta en servicio al menos en junio de 2009, por lo que la fecha de puesta en servicio en abril de 2010 es inadecuada.

Recomendación

Considerando el desarrollo efectivo correspondiente a la Central Nueva Ventanas, se recomienda la construcción de las obras Subestación Nogales y Línea Nogales – Polpaico 2x220 kV para el período siguiente, manteniéndose la fecha de entrada en operación del proyecto de la línea y adelantando la fecha de entrada en servicio de la subestación seccionadora para el mes de octubre de 2009, en atención a la información respecto de su factibilidad entregada por Transelec.

No obstante lo anterior, de acuerdo a lo indicado en el punto 7.1.6, debe tenerse en cuenta que las pruebas de la central Nueva Ventanas, de acuerdo con lo informado por su propietario, se iniciarían en junio de 2009, por lo que adicionalmente se recomienda que se consideren medidas para que dicha subestación esté en condiciones de permitir las pruebas de la central.

5.2.3 S/E San Luis y Línea San Luis – Polpaico 1x220 kV

El proyecto S/E San Luis y Línea San Luis – Polpaico 1x220 kV corresponde a una obra promovida por Endesa, con fecha de entrada en operación en julio de 2010.

Ante la proposición de la S/E Nogales, Endesa plantea la conveniencia de que se considere la S/E San Luis existente en la zona de Quillota, como alternativa a la construcción de una nueva subestación que parece redundante con la existente.

Recomendación

Respecto del proyecto en cuestión, que reemplazaría la S/E Nogales, cabe señalar que ya existe un desarrollo efectivo que cumple con las condiciones para dar inicio al proyecto que incluye a la S/E Nogales, el cual corresponde a la central Nueva Ventanas, tal como se indica en el título anterior. Por otra parte, a la fecha no existen desarrollos efectivos que respalden la ampliación de la S/E San Luis.

Por lo tanto, esta Dirección no recomienda la construcción de las obras Subestación San Luis y Línea San Luis – Polpaico 1x220 kV

5.2.4 S/E Quillota: Reemplazo del interruptor acoplador de barras 52JR

Esta obra es promovida por Transelec como una ampliación, sin indicar fecha de inicio de construcción.

Transec recomienda esta obra indicando que con la puesta en servicio de la turbina a vapor y operación en ciclo cerrado de San Isidro II se alcanzarán corrientes dinámicas que sobrepasan la capacidad de interrupción del interruptor 52JR.

Recomendación

Considerando las ampliaciones del sistema hasta el 2010, se verifica que el nivel de cortocircuito supera la capacidad de ruptura del interruptor de transferencia 52JR de la S/E Quillota, por lo que se recomienda que esta obra sea incorporada en el plan de obras para el período siguiente, con fecha de entrada inmediata debido a que la entrada en operaciones de San Isidro II como ciclo cerrado es en marzo de 2008 según el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de abril de 2007.

5.2.5 S/E Alto Jahuel: Cambio de conexión de los bancos de CC/EE instalados en los terciarios de los autotransformadores 500/220 kV.

Esta obra es promovida por Transec con el fin de mejorar la seguridad y confiabilidad del sistema troncal de 500 kV y no arriesgar un mayor deterioro de la vida útil de los transformadores de Alto Jahuel.

Recomendación

En relación al Cambio de conexión de los bancos de CC/EE instalados en los terciarios de los autotransformadores 500/220 kV, en la siguiente tabla se muestra el número de desconexiones forzadas y programadas de los transformadores 500/220 kV, en donde, se concluye que las horas de indisponibilidad forzada de los transformadores de Alto Jahuel es baja.

Tabla 5-2

Transformadores	Indisponibilidad Forzada [horas/año]		Indisponibilidad Programada [horas/año]	
	2005	2006	2005	2006
A. JAHUEL - ATR 4 - 500/220/66 kV	0.00	8.65	12.47	10.35
A. JAHUEL - ATR 5 - 500/220/66 kV	0.00	0.00	11.40	10.68
ANCOA - ATR 1 - 525/220 kV	0.00	0.00	58.23	24.43
ANCOA - ATR 2 - 525/220 kV	0.00	0.00	78.83	164.82
CHARRUA - ATR 5 - 500/220/66 kV	0.00	0.00	23.60	16.63
CHARRUA - ATR 6 - 500/220/66 kV	0.00	0.00	41.25	16.88

Por lo expresado anteriormente, no se recomienda que esta obra sea incorporada en el plan de obras para el próximo cuatrienio.

5.2.6 S/E Alto Jahuel: Incorporar equipos de maniobras en conexión de reactores.

Esta obra es promovida por Transelec para mejorar la confiabilidad del sistema de 500 kV.

Recomendación

En la Tabla 5-3 se muestra el número de desconexiones forzadas y programadas de las líneas de 500 kV, en donde, se concluye que las horas de indisponibilidad forzadas de las líneas de 500 kV es baja y las fallas ocurridas no tienen relación con los reactores de línea, por lo que no se recomienda que esta obra sea incorporada en el plan de obras.

Tabla 5-3

Líneas 500 kV	Indisponibilidad Forzada [horas/año]							Indisponibilidad Programada [horas/año]						
	00	01	02	03	04	05	06	00	01	02	03	04	05	06
A. Jahuel - Ancoa L1	0.0	0.0	0.0	0.0	12.6	0.8	0.0	42.6	21.2	14.1	37.9	473.3	3.7	0.0
A. Jahuel - Ancoa L2	0.0	0.0	0.0	5.5	0.0	0.0	0.0	26.1	21.0	18.1	49.9	458.8	14.4	0.0
Ancoa – Charrúa L1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	229.7	59.5	0.0
Ancoa – Charrúa L2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	376.8	79.7	0.0

Cabe señalar que en los casos que ha salido de servicio una línea de 500 kV, se ha acomodado el despacho para enfrentar una contingencia en la línea que queda en servicio.

5.3 DESARROLLO DE ZONA ITAHUE – ALTO JAHUEL 220/154 kV

En la zona entre Itahue y Alto Jahuel 220/154 kV, de acuerdo al Informe Técnico de la CNE las obras que se presentan a continuación son identificadas como ampliaciones:

Tabla 5-4

Entrada en operación	Proyecto	Responsable
May-08	S/E Seccionadora Punta de Cortés 220 kV energizada en 154 kV - Paños de 220 kV nuevos a energizar en 154 kV. - Conexión con barra de 154 kV existente. - Ampliación patio 220 kV.	Transelec
May-09	S/E Punta de Cortés 220 kV: Ampliación transformación y paños - Paños autotransformador, transferencia y seccionamiento 220 kV. - Ampliación patio 200 kV.	Transelec
	Línea Tinguiririca - Punta de Cortés 154 kV: Cambio de conductor - Cambio de conductor para energizar a 220 kV.	Transelec

Entrada en operación	Proyecto	Responsable
	Línea Alto Jahuel - Tuniche 220 kV: Cambio de aislamiento - Adecuación aislamiento para 220 kV ambos circuitos.	Transelec
	Línea Punta de Cortés -Tuniche 2x220 kV - Línea 2x220 kV y conexión línea Rancagua a antigua línea Punta de Cortés-Tuniche 154 kV, 10 km.	Transelec
	S/E Alto Jahuel 220 kV: Paños Línea 2x220 - 2 paños de 220 kV para línea Alto Jahuel - Punta de Cortés. - Ampliación patio 220 kV.	Transelec
Oct-09	S/E Punta de Cortés 220 kV: Paños de línea - 2 Paños de 220 kV a Tinguiririca. - Ampliación patio 220 kV.	Transelec
Feb-10	Línea Tinguiririca - Teno 220 kV: Cambio de aislamiento - Adecuación aislación para 220 kV ambos circuitos.	Transelec
Jun-10	S/E Itahue 220 kV: Normalización patio 220 kV - Ampliación 2 Paños de 220 kV. - Ampliación patio 220 kV.	Transelec
	Línea Itahue – Teno 2x220 kV: Cambio de aislamiento - Aumento de aislación para operación en 220 kV.	Transelec

De acuerdo al rango de validez del Informe Técnico de la CNE, la solución propuesta para la zona entre Polpaico y Alto Jahuel es válida independiente de la evolución futura de la generación y de la demanda.

Según lo indicado en el Informe del Consultor, los factores determinantes de inversión son la seguridad de servicio y mejor aprovechamiento de las capacidades de transmisión existentes, y en algunos casos el aumento de transmisiones entre Itahue y Alto Jahuel por centrales La Higuera y Confluencia y mayores transmisiones desde Charrúa y Ancoa hacia Santiago por sistema de 500 kV y 220 kV.

Recomendación

Considerando que la solución es válida independiente de la evolución futura de la generación y de la demanda y que además, los desarrollos efectivos en materia de generación y el nuevo Plan de Obras utilizado para la zona no presenta variaciones relevantes respecto de los escenarios de generación considerados en el estudio, se recomienda la construcción de las obras recomendadas en la zona entre Itahue y Alto Jahuel para el período siguiente, manteniéndose las fechas de entrada en operación de cada uno de los proyectos.

5.4 DESARROLLO DE ZONA SUR: CAUTIN – PUERTO MONTT

5.4.1 Línea Cautín-Valdivia 1x220 kV

La línea Cautín-Valdivia 220 kV corresponde a una obra identificada como obra nueva en el Informe Técnico de la CNE, cuya entrada en operación se recomienda en Junio de 2013

De acuerdo al rango de validez del Informe Técnico de la CNE, esta obra está ligada a las expansiones de la generación y deberá adaptarse al desarrollo de la oferta.

Según lo indicado en el Informe del Consultor, el factor determinante de inversión son los proyectos de la central Neltume y la Central Térmica en Puerto Montt y la suficiencia de abastecimiento de las demandas al sur de Temuco en caso de no concretarse proyectos de generación.

Recomendación

Dado que a la fecha no existen desarrollos efectivos en esta materia, las variaciones de demanda de la zona no modifican la decisión, y el inicio de la construcción de este proyecto fue recomendado para junio de 2010, no se recomienda aún su construcción para el período siguiente.

5.4.2 Línea Valdivia-Puerto Montt 1x220 kV

Esta obra es promovida por Transelec como obra nueva, con puesta en servicio en Marzo de 2011.

De acuerdo a Transelec el análisis de la zona demuestra que a partir del 2008 para el escenario de generación con sólo una unidad de la Central Canutillar, que sería factible en un escenario hidrológico seco o con una unidad fuera de servicio por mantenimiento, toda la zona sur queda en riesgo de un colapso por tensión o salida en cascada por capacidad de transporte.

Por otro lado, en el caso de falla de algunas de las líneas de Valdivia a Puerto Montt el circuito paralelo sobrepasaría su capacidad de transporte provocando una pérdida incontrolada de instalaciones y consumo, por lo tanto no se cumpliría el artículo 5-5 de la NT de SyCS.

Análisis

Respecto del tramo Valdivia – Puerto Montt, el Consultor establece que sólo estará limitado por las características térmicas de los conductores debido a que debería contar con un esquema de desconexión de carga asociado a la pérdida de un circuito que podrá desconectar automáticamente hasta 75 MW.

Por lo tanto sólo se justificaría la inclusión de un nuevo circuito si es que los costos anuales asociados a racionar carga durante las fallas en el tramo superaran el costo de la anualidad de la línea (AVI + COMA) lo cual es analizado en el Anexo N°8.

Dado los resultados obtenidos en el Anexo N°8, se puede concluir que el proyecto no se justifica por razones económicas.

Recomendación

Dado que la Dirección de Peajes considera que no le corresponde revisar los criterios utilizados por el Consultor en cuanto al tramo Valdivia – Puerto Montt, que la revisión de la evaluación económica no justifica el desarrollo del proyecto y que, además, no existen variaciones relevantes de la generación y la demanda de la zona ni desarrollos efectivos que lo respalden, no se recomienda su construcción para el período siguiente.

5.4.3 Ampliación de Capacidad de reactivos en Puerto Montt

Esta obra es promovida por Transelec como ampliación, con fecha de entrada en operaciones en Septiembre de 2009.

De acuerdo a Transelec, para los casos analizados por el estudio que se encuentra en el Anexo N°11, en el caso de pérdida total de generación de la Central Canutillar el CER de Puerto Montt es insuficiente para mantener las tensiones ya que copa su capacidad de aporte de reactivos lo que produce un colapso de tensión en la barra Puerto Montt.

Análisis

Independiente de que el estudio presentado por Transelec para la presente obra está relacionado con el de la obra anterior (Línea Valdivia – Puerto Montt 1 x 220 kV), éste análisis contiene escenarios poco representativos ya que, entre otras razones:

- Existen recursos de reactivos de emergencia (central Antihue y reactores de línea) que no fueron considerados en el análisis y que disminuirían los requerimientos de reactivos del CER.
- Considera la indisponibilidad de ambas unidades de la central Canutillar, situación que sin duda compromete la calidad y seguridad de servicio de la zona en escenarios de máxima demanda, sin embargo, no se entrega un análisis del porcentaje de tiempo esperado en que esta situación extrema se pueda presentar (tanto con una o ninguna unidad de Canutillar en servicio).
- El escenario base para el año 2009 presenta un perfil de tensión bajo con respecto a los valores normales de operación, se observa que la tensión en Charrúa 220 kV es de sólo 224.4 kV, situación que no es representativa y empeora el requerimiento de reactivos local.

Sin perjuicio de lo antes indicado, se ha considerado conveniente evaluar económicamente la realización de la obra. Dicha evaluación se presenta en el Anexo

Nº9, de la cual se desprende la inconveniencia económica de realizar la obra, dado que los ahorros estimados no compensan la anualidad del CER.

Recomendación

Dado lo anterior no se recomienda la ampliación de reactivos en Puerto Montt.

5.4.4 Partida Autónoma en el CER de Puerto Montt

Esta corresponde a una obra promovida por Transelec sin indicar fecha de inicio de construcción.

Análisis

El Capítulo 6 de la NT de SyCS establece el Estudio PRS, de periodicidad anual, el cual indica lo siguiente:

- a) El PRS, debe comprender las mejores soluciones técnicas para coordinar las diversas tareas que componen el proceso de recuperación y buscando minimizar el tiempo total de recuperación del servicio (Artículo 6-64).
- b) Analizar los procedimientos y medios disponibles para identificar la condición operacional de las diversas instalaciones del Sistema Interconectado cuando éste se encuentra en Estado de Recuperación. (Artículo 6-65 letra e).
- c) Evaluar la calidad y cantidad de los medios disponibles para el PRS. (Artículo 6-65, letra f).

El análisis de Transelec concuerda con lo ocurrido en la operación real durante las reposiciones de servicio de la zona sur, donde la energización de la zona, tanto desde el extremo Charrúa como desde Canutillar, han sufrido caídas de servicio debido a la inestabilidad de tensión de la zona. Por lo tanto, efectivamente la incorporación de partida autónoma en el CER de Puerto Montt, mejoraría la rapidez y confiabilidad de la reposición de servicio

Recomendación

Sin perjuicio de lo anterior, entendemos que este tema podría ser resuelto vía tarificación de servicios complementarios, requiriéndose además que previamente los próximos estudios PRS que elabore la Dirección de Operación, establezcan que la calidad de los medios disponibles en la zona sur son insuficientes, requiriendo la partida autónoma en el CER de Puerto Montt para minimizar el tiempo total de recuperación de la zona sur y el costo de Energía No Suministrada.

Por lo tanto no se recomienda aún la incorporación de la partida autónoma en el CER de Puerto Montt para el próximo período.

5.5 OBRAS PROPUESTAS PARA EL SISTEMA EN GENERAL

5.5.1 Seccionamiento y Barras de Transferencia 220 kV en subestaciones del Sistema Troncal

Transec promueve el seccionamiento y barras de transferencias en subestaciones del sistema troncal.

De acuerdo a lo indicado por Transec, la operación de un sistema de acuerdo a las exigencias de la NT de SyCS, exige un estándar mínimo en las barras del sistema troncal, tanto en condiciones normales como ante contingencias simples en líneas de transmisión, pero también, para poder realizar mantenimientos en las barras y en los equipos asociados a los paños, y sobre todo, para poder afrontar fallas intempestivas, indisponibilidades forzosas o prolongadas en interruptores u otros equipos, sin poner en riesgo el funcionamiento como sistema troncal y el abastecimiento de los consumos, más allá del tiempo permitido por dicha norma.

Recomendación

Si bien, ante la indisponibilidad de equipamiento de la correspondiente subestación, no deja de ser conveniente la posibilidad de disponer de barras de transferencias con seccionamientos y paños adicionales, en general la NT de SyCS no hace mención directa de la necesidad de disponer de barras de transferencia 220 kV en SS/EE del sistema troncal, ni tampoco de su seccionamiento. Por otra parte Transec no ha presentado un análisis que pueda demostrar que la mayor confiabilidad que se aporta con estas obras compense los costos de inversión asociados.

Por lo tanto, en esta oportunidad, no se recomienda que estas obras sean incorporadas en el plan de obras.

6 OPINION DE LOS OPERADORES Y USUARIOS DEL SISTEMA DE TRANSMISION SOBRE LAS OBRAS PROPUESTAS

Las opiniones recibidas de Transec, AES Gener, CGE Transmisión y CTNC sobre las obras propuestas se encuentran en el Anexo N°12.

7 OTRAS CONSIDERACIONES DE LA DP

7.1 Recomendaciones adicionales

Sin perjuicio de que a la DP no le corresponde realizar un análisis crítico de las opiniones entregadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE, a continuación se entregan algunas recomendaciones, que se han considerado pertinentes en base a las observaciones recibidas de parte de las empresas y que, en opinión de la DP, podrían ser consideradas en el Informe Final que elabore la Comisión Nacional de Energía.

Éstas son recomendaciones que no se enmarcan dentro del análisis de consistencia con los desarrollos efectivos que le corresponde realizar a la DP ni en nuevos proyectos de transmisión presentados por las empresas para este análisis, de acuerdo a lo establecido en el artículo 71-27 de la Ley N°19.940.

7.1.1 Separar asignación de barra de transferencia e interruptor de transferencia en S/E Cardones.

En general, dados los criterios utilizados por la CNE en su informe técnico para asignar las obras de ampliación, se considera adecuado separar la asignación de las obras asociadas al tercer circuito de la línea Maitencillo-Cardones 1x220 kV, de acuerdo a lo siguiente:

Tabla 7-1

Obras asociadas a tercer circuito línea Maitencillo-Cardones 1x220 kV	Responsable
- S/E Maitencillo: Ampliación 1 paño de línea de 220 kV a Cardones. - S/E Cardones 220 kV: Ampliación 1 paño de línea de 220 kV a Maitencillo. - Línea Maitencillo - Cardones 220 kV: Tendido conductor en estructura existente, 133 km.	CTNC
- S/E Cardones 220 kV: Agregar barra de transferencia e interruptores, acoplador y seccionador.	Transelec

7.1.2 Configuración de la S/E Nogales.

Respecto a la S/E Nogales y la configuración entregada por el consultor, se recomienda que quede especificado en la descripción de la obra que el paño acoplador de barras sea con doble juego de desconectores, que permita la conexión a ambas barras, incluyendo juego de Transformadores de Corriente (87).

7.1.3 Condicionar Licitación de Obras en zona centro

Una de las recomendaciones realizadas por Transelec en su estudio es no desarrollar los proyectos de cambio de conductor a alta temperatura para las líneas Cerro Navia – Chena – Alto Jahuel, recomendando en su reemplazo el desarrollo de la alternativa S/E Lo Aguirre. Se ha argumentado que la experiencia nacional de utilizar tecnologías prototipo o soluciones no probadas ha significado costos muy superiores a los proyectados, extensos períodos de indisponibilidad u operación bajo los niveles esperados.

Sin embargo el Consultor y la CNE no detectaron inconvenientes para realizar los refuerzos con conductores de alta temperatura, y la DP ha evaluado que al homologar y actualizar los costos de las propuestas del Consultor y Transelec para la zona central, sigue siendo la propuesta del Consultor más conveniente, aún incluyendo la incorporación de un tercer autotransformador 500/220 kV en la subestación Alto Jahuel, como lo indica Transelec.

Sin perjuicio de lo anterior, en atención a las dudas planteadas insistentemente por la empresa a la que le corresponde realizar la ampliación, parece adecuado tomar algunas precauciones sobre la materia.

Para ello se propone condicionar la licitación de las obras en la zona centro, de tal modo que la licitación de las obras de ejecución inmediata:

- Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: Seccionamiento
 - Instalación de 2 paños de línea de 500 kV.
 - Traslado y reinstalación de reactores monofásicos.
 - Ampliación patio 500 kV.
- Línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV
 - Construcción Línea doble circuito 500 kV de 9,5 km. entre empalme El Rodeo y la S/E Alto Jahuel.

queden sujetas a la asignación exitosa de la licitación de la siguiente obra, también de ejecución inmediata:

- Línea Alto Jahuel - Cerro Navia 2x220 kV, Tramo Chena - Cerro Navia: Cambio conductor
 - Reemplazo conductor Flint por conductor alta temperatura (INVAR) para 400 MVA por circuito, 12,1 km.

Lo anterior, en consideración a que si en definitiva la ejecución del proyecto del cambio de los conductores de alta temperatura no sea factible, la mejor alternativa que se tiene analizada en el Estudio de Transmisión Troncal es la construcción de la Subestación Lo Aguirre 500/220 kV, solución que no requeriría la obra del seccionamiento de la línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV y la línea de entrada a Alto Jahuel 2x500 kV.

Se propone que para no retrasar ninguna de estas obras, los procesos de licitación se realicen en paralelo, dejándose establecido en las bases de licitación correspondiente estos condicionamientos.

7.1.4 Modificar la Localización de los transformadores desfasadores

Entendiéndose que, de acuerdo con lo indicado por Transelec:

- La instalación de los desfasadores 220 kV en Polpaico o Cerro Navia desde el punto de vista del objetivo de controlar flujos en la línea Polpaico-Cerro Navia 220 kV es equivalente.
- Que tener la posibilidad futura de controlar los flujos de la línea Cerro Navia- Chena 220 kV, por las características de la zona y las eventuales futuras nuevas instalaciones se ve más conveniente para el sistema.
- Que instalar los equipos en S/E Cerro Navia permitiría en el futuro controlar los flujos de la línea Cerro Navia- Chena 220 kV, evitando costos innecesarios de traslado, se recomienda su instalación en Cerro Navia.

Se recomienda la instalación de los desfasadores 220 kV en Cerro Navia.

7.1.5 Modificar Especificación del tipo de equipamiento

Entendiéndose que, de acuerdo con lo indicado por Transelec:

- La especificación indicada en el Informe Técnico de la CNE para los desfasadores es específico a un tipo de tecnología (transformadores)
- Que esto excluye otras tecnologías que también podrían servir de solución como FACTS que permitiría flexibilidad para la solución.

Se recomienda utilizar como referencia “Equipos de control de flujos”.

7.1.6 Cronograma S/E Nogales

Como se ha señalado en el punto 5.2.2 de este informe al analizar la obra Subestación Seccionadora Nogales y Línea Nogales – Polpaico 2x220 kV, la única central que puede considerarse como desarrollo efectivo para efectos de recomendar la S/E Nogales es la Central Nueva Ventanas de propiedad de AES Gener, que ante la consulta relativa al punto de conexión al SIC de dicha central, indicó que se conectará en una subestación seccionadora que se ubicará en la línea Quillota - Los Vilos 220 kV y que la S/E Nogales cumpliría con las necesidades de conexión de la Central Nueva Ventanas al SIC.

Sin embargo, AES Gener ha señalado que dicha conexión se necesitaría puesta en servicio al menos en junio de 2009, por lo que la fecha de puesta en servicio en abril de 2010 es inadecuada, indicando que el cronograma para la obra Subestación Nogales 220 kV contiene plazos en los que no concuerda, remitiendo a esta Dirección un cronograma revisado en el que se observa que sería factible llevar a cabo dicha obra de transmisión en un plazo de aproximadamente veintiséis meses.

Dada esta particular situación, y que a la fecha la Subestación Seccionadora Nogales 220 kV esta denominada como obra de ampliación de Transelec, se ha solicitado a dicha empresa la opinión respecto del cronograma propuesto por AES-Gener. Mediante carta G-N°422 del 24 de abril de 2007, Transelec ha indicado que la S/E Nogales se puede poner en servicio en un plazo de veinticuatro meses, por lo que si la promulgación del decreto es en octubre del 2007, la subestación entraría en servicio en octubre del 2009.

Transelec ha señalado también que para que la instalación de los paños de la central Nueva Ventanas no interfiera con la construcción y puesta en servicio de la subestación Nogales es necesario realizar obras previas a la promulgación del respectivo decreto, que permitan adelantar la obra a marzo de 2009.

Si bien la posibilidad de adelanto a marzo de 2009 resultaría conveniente, entendiendo que no corresponde a la DP recomendar la posibilidad de realizar obras previas a la promulgación del decreto, se ha propuesto adelantar la entrada en operación de la subestación Nogales al mes de octubre de 2009.

Además, como las pruebas de la central Nueva Ventanas, de acuerdo con lo informado por su propietario, se iniciarían en junio de 2009, se recomienda se consideren medidas para que dicha subestación esté en condiciones de permitir las pruebas de la central.

7.1.7 Conversión a 220 kV de sistema de 154 kV

CGE TRANSMISIÓN S.A. observa que el cambio de tensión a 220 kV de las actuales líneas de 154 kV significaría una pérdida de conectividad entre el sistema troncal y parte del sistema de subtransmisión SIC4, en particular con las subestaciones Paine, Punta de Cortés, San Fernando y Teno, proponiéndose modificar la fecha de entrada en servicio del cambio de tensión de las líneas troncales asociadas, de tal manera que las obras de adaptación del sistema de subtransmisión sean consideradas dentro del estudio de expansión de subtransmisión y que los plazos de ejecución de dichas obras sean los adecuados para evitar la falta de conectividad eléctrica de los sistemas eléctricos

Por otra parte, la DP ha recomendado llevar a cabo el desarrollo de la zona Itahue – Alto Jahuel 220/154 kV en los plazos que son requeridos, en el entendido que las subestaciones de Paine, Punta de Cortés, San Fernando y Teno 154 kV se convierten a 220 kV en los plazos estipulados por el Consultor.

Por lo tanto, en esta particular situación, para evitar inconvenientes o atrasos en la ejecución de estas obras, se recomienda dejar establecido desde ya que estas instalaciones sean incorporadas como obras del sistema de subtransmisión correspondiente.

7.2 Diferencias entre cronogramas y fechas de entrada

La DP ha detectado diferencias entre los cronogramas de los proyectos presentados por el Consultor y las fechas de puesta en servicio respecto a la fechas en que se deben tomar las decisiones de iniciar las obras.

En el Anexo N°2 se presenta un cuadro en que se comparan las fechas de inicio de construcción según el informe de la CNE y el inicio de construcción que correspondería según los cronogramas elaborados y las fechas de entrada en operación indicada para cada uno de los proyectos.

Existe una gran cantidad de obras que para cumplir los plazos de entrada en operación teóricamente deberían iniciarse antes de octubre de 2007, fecha estimada para el inicio del proceso.

Teniéndose presente que frente a estas diferencias, la CNE indicó que estos cronogramas estándares, se deben entender aplicables bajo condiciones normales de operación del sistema, donde no existen urgencias, y en su opinión son suficientes para cada obra bajo tales condiciones, debiéndose respetar la fecha de decisión de iniciar la obra e indicándose que “Debe entenderse entonces, que entre esta fecha, y la fecha de inicio de una obra en particular, existe un lapso de tiempo en el que ocurren distintos procesos, y que no necesariamente están incluidos en el cronograma de la obra.”, se recomienda lo siguiente :

- Considerar como obras de construcción inmediata todas aquellas cuya decisión de inicio de construcción, según cronograma teórico, es anterior a noviembre de 2007. De esta forma deberían considerarse como de construcción inmediata todas las obras programadas por el consultor, a excepción de las siguientes:
 - Línea Cautín-Valdivia
 - Línea Pan de Azúcar-Los Vilos Nogales
 - Cambio del 2° circuito por conductor de alta temperatura de la línea Alto-jahuel – Cerro Navia.
 - Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor
 - Línea Itahue – Teno 2x220 kV: Cambio de aislamiento
 - S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo autotransformador 750 MVA
- Revisar los plazos de construcción de las obras con mayor desviación de plazos, como es el caso, al menos, de la instalación de los transformadores desfasadores, el seccionamiento de Ancoa-Polpaico 500 kV, y la seccionadora Punta de Cortés 220 kV energizada en 154 kV.

8 Conclusiones

De acuerdo a las recomendaciones realizadas en el Capítulo N°5 se ha confeccionado el siguiente cuadro resumen.

Recomendaciones de la DP de obras cuyo inicio se requiere antes de marzo de 2008

	Proyecto	Inicio Construcción Recomendación DP	Entrada en Operación Informe Técnico CNE	Responsable
1	S/E Seccionadora Punta de Cortés 220 kV energizada en 154 kV	Inmediata	May-08	Ampliación Transelec
2	Línea Alto Jahuel - Cerro Navia 2x220 kV, Tramo Chena - Cerro Navia: Cambio conductor	Inmediata	Oct-08	Ampliación Transelec
3	Línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV; Tercer circuito	Inmediata	Ene-09	Ampliación CTNC (1)
4	S/E Punta de Cortés 220 kV: Ampliación transformación y paños	Inmediata	May-09	Ampliación Transelec
5	Línea Tinguiririca - Punta de Cortés 154 kV: Cambio de conductor	Inmediata	Oct-09 (3)	Ampliación Transelec
6	Línea Alto Jahuel - Tuniche 220 kV: Cambio de aislamiento	Inmediata	May-09	Ampliación Transelec
7	Línea Punta de Cortés -Tuniche 2x220 kV	Inmediata	May-09	Ampliación Transelec
8	S/E Alto Jahuel 220 kV: Paños Línea 2x220	Inmediata	May-09	Ampliación Transelec
9	S/E Chena 220 kV: Paño de línea	Inmediata	Jul-09	Ampliación Transelec
10	S/E Polpaico 220 kV: Instalación de 2 transformadores desfasadores	Inmediata	Jul-09	Ampliación Transelec
11	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: Seccionamiento	Inmediata	Jul-09	Ampliación Transelec
12	Línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV	Inmediata	Jul-09	Ampliación Transelec
13	Línea Alto Jahuel - Chena 2x220 kV: Segundo circuito	Inmediata	Jul-09	Ampliación Transelec
14	S/E Punta de Cortés 220 kV: Paños de línea	Inmediata	Oct-09	Ampliación Transelec
15	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor	Ene-08	Ene-10	Ampliación Transelec
16	Línea Tinguiririca - Teno 220 kV: Cambio de aislamiento	Inmediata	Feb-10	Ampliación Transelec

Proyecto		Inicio Construcción Recomendación DP	Entrada en Operación Informe Técnico CNE	Responsable
17	S/E Seccionadora Nogales 220 kV: Barra principal y de transferencia	Inmediata	Abr-10 (2)	Ampliación Transelec
18	S/E Itahue 220 kV: Normalización patio 220 kV	Inmediata	Jun-10	Ampliación Transelec
19	Línea Itahue – Teno 2x220 kV: Cambio de aislamiento	Ene-08	Jun-10	Ampliación Transelec
20	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor	Jul-08	Jul-10	Ampliación Transelec
21	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo autotransformador 750 MVA	Feb-08	Feb-11	Ampliación Transelec
22	S/E Polpaico 220 kV: Paños de línea	Inmediata	Abr-10	Obra Nueva
23	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV	Inmediata	Abr-10	Obra Nueva

Nota:

- (1) Se recomienda en S/E Cardones asignar barra de transferencia e interruptores, acoplador y seccionador a Transelec.
- (2) DP propone la entrada en operación de este proyecto en octubre de 2009 según la factibilidad informada por el propietario.
- (3) De acuerdo al plan de desarrollo para la zona Itahue – Alto Jahuel propuesto por el Consultor esta obra debe quedar energizada en Octubre de 2009.

ANEXOS

Anexo N°1:
Plan de Expansión Recomendado por el Consultor



PLAN DE DESARROLLO ZONA NORTE QUILLOTA – DIEGO DE ALMAGRO					
Fecha	Obras de transmisión		Clasificación	Empresa responsable	Factor determinante Inversión
Ene-09	8	Subestación Cardones 220 kV Ampliación paño de línea de 220 kV a Maitencillo	Ampliación de obra existente	CTNC	Seguridad de servicio para demandas zona Diego de Almagro, Carrera Pinto y Cardones
Ene-09	9	Línea Cardones – Maitencillo 1x220 kV. Tendido de conductor tercer circuito			
Ene-09	10	Subestación Maitencillo 220 kV Ampliación por línea de 220 kV a Cardones			
Ene-13	11	Línea Pan de Azúcar – Los Vilos 2x220 kV	Obra a ser licitada por canon	Adjudicatario Licitación	Proyectos de nuevas centrales de la III y IV Regiones.
Ene-13	13	Subestación Pan de Azúcar 220 kV Ampliación por línea de 220 kV a Los Vilos			
Ene-13	14	Subestación Los Vilos 220 kV Ampliación paño de línea de 220 kV a Pan de Azúcar			
Ene-13	12	Línea los Vilos – Nogales 2x220 kV	Obra a ser licitada por canon	Adjudicatario licitación	
Ene-13	14	Subestación Los Vilos 220 kV Ampliación paño de línea de 220 kV a Nogales			
Ene-13	15	Subestación Nogales 220 kV Ampliación paño de línea de 220 kV a Los Vilos			

PLAN DE DESARROLLO ZONA CENTRAL ALTERNATIVA DESFASADORES					
Fecha	Obras de transmisión		Clasificación	Empresa responsable	Factor determinante Inversión
Oct-08	1	Línea Alto Jahuel – Cerro Navia 2x220 kV, tramo tap Chena – Cerro Navia. Reemplazo conductor Flint por conductor de alta temperatura para 400 MVA por circuito.	Ampliación de obra existente	Transec	Mayores transmisiones provocadas por aporte de nuevas centrales y su distribución dentro de Santiago
Jul-09	2	Subestación Polpaico 220 kV.	Ampliación de obra	Transec	Distribución de flujos entre 500 y 220

PLAN DE DESARROLLO ZONA CENTRAL ALTERNATIVA DESFASADORES

Fecha	Obras de transmisión	Clasificación	Empresa responsable	Factor determinante Inversión
	<p>Instalación de 2 autotransformadores desfasadores trifásicos de 350 MVA de capacidad de paso cada uno, 220/220 kV. Autotransformador de excitación con delta terciaria. Cada autotransformador se conecta en serie con cada circuito de 220 kV de la línea Polpaico – Cerro Navia.</p> <p>Ampliación de la barra de 220 kV en dos paños para conexión de los autotransformadores.</p> <p>Los interruptores de línea son comunes para autotransformador y línea.</p>	existente		kV para aprovechar capacidades de líneas existentes.
3	<p>Subestación Alto Jahuel 500 kV.</p> <p>Ampliación patio 500 kV en 2 paños de línea: 1 para línea a Ancoa + 1 para línea a Lo Aguirre.</p> <p>Trasladar desde Polpaico y reinstalar reactor de 500 kV en línea a Ancoa del circuito seccionado Ancoa – Polpaico.</p>	Ampliación de obra existente	Transec	Seguridad de servicio global del sistema
4	<p>Línea de entrada a Alto Jahuel 2x500 kV.</p> <p>9,5 km aproximadamente.</p> <p>Esta línea permite seccionar en Alto Jahuel la línea de 500 kV Ancoa – Polpaico. Iguales características que línea 2x500 kV El Rodeo – Polpaico</p>	Ampliación de obra existente	Transec	
5	<p>Subestación Chena 220 kV</p> <p>1 paño de línea de 220 kV para segundo circuito El Rodeo</p>	Ampliación de obra existente	Chilectra	Mayores transmisiones provocadas por aporte de nuevas centrales y su distribución dentro de Santiago
6	<p>Línea Alto Jahuel – Chena 220 kV.</p> <p>Tendido del conductor del segundo circuito en el tramo El Rodeo – Chena de 20 km aproximadamente, con conductor Greeley similar al del primer circuito.</p>	Ampliación de obra existente	Transec	
Ene-10	<p>Línea Alto Jahuel – Cerro Navia 2x220 kV, tramo Alto Jahuel – tap Chena, circuito 1.</p> <p>27 km aproximadamente.</p> <p>Reemplazo conductores Greeley y Grossbeak por conductor de alta temperatura para 400 MVA por circuito.</p>	Ampliación de obra existente	Transec	Mayores transmisiones provocadas por aporte de nuevas centrales y su distribución dentro de Santiago
Abr-10	<p>Subestación Seccionadora Nogales 220 kV</p> <p>Esquema de Barras: Principal y Transferencia</p> <p>Paño seccionador y paño acoplador</p> <p>6 paños de línea de 220 kV: 2 a Quillota + 2 a Los Vilos + 2 a Polpaico</p>	Obra a ser licitada por canon	Adjudicatario licitación	Proyectos de nuevas centrales de la V Región.

PLAN DE DESARROLLO ZONA CENTRAL ALTERNATIVA DESFASADORES					
Fecha	Obras de transmisión		Clasificación	Empresa responsable	Factor determinante Inversión
	9	Subestación Polpaico. Ampliación 2 paños de línea de 220 kV a Subestación Nogales			
	10	Línea Nogales – Polpaico 2x220 kV. 75 km aproximadamente. Capacidad de 1500 MVA/circuito, similar a línea Quillota Polpaico pero conductor 4xACAR 1000 MCM en vez de 4xACAR 850 MCM.			
Jul-10	11	Línea Alto Jahuel – Cerro Navia 2x220 kV, tramo Alto Jahuel – tap Chena, circuito 2. 27 km aproximadamente. Reemplazo conductores Greeley y Grossbeak por conductor de alta temperatura para 400 MVA por circuito.	Ampliación de obra existente	Transec	Mayores transmisiones provocadas por aporte de nuevas centrales y su distribución dentro de Santiago
Feb-11	12	Subestación Polpaico 500/220 kV. Esquema de Barras de 500 kV: Principal y Transferencia Paño seccionador y paño acoplador de 500 kV Ampliación segundo banco de autotransformadores de 750 MVA de capacidad trifásica, 500/220 kV, sin enrollado terciario, con cambiador de derivaciones bajo carga. 1 Paño de 500 kV y 1 paño de 220 kV para autotransformador.	Ampliación de obra existente	Transec	Mayores transmisiones provocadas por aporte de nuevas centrales y su distribución dentro de Santiago

PLAN DE DESARROLLO ZONA ITAHUE – ALTO JAHUEL					
Fecha	Obra de transmisión		Clasificación	Empresa responsable	Factor determinante Inversión
May-08	1	Subestación seccionadora Punta de Cortés 220 kV energizada en 154 kV Barra simple en 220 kV. 2 paños de línea de 220 kV para circuitos de 154 kV a Subestación Alto Jahuel Interconexión con la barra de 154 kV existente de CGE Transmisión [Equipos existentes: 2 paños de línea de 154 kV ya existentes para circuitos a Itahue]	Ampliación de obra existente	Transec	Seguridad de servicio y mejor aprovechamiento de las capacidades de transmisión existentes.

PLAN DE DESARROLLO ZONA ITAHUE – ALTO JAHUEL

Fecha	Obra de transmisión	Clasificación	Empresa responsable	Factor determinante Inversión
	2 Subestación arranque Tuniche 154 kV. Modificación del arranque para conectar cada circuito Tuniche – Rancagua a cada circuito Alto Jahuel – Punta de Cortés, para formar línea de tres terminales Alto Jahuel – Rancagua – Punta de Cortés.	Ampliación de obra existente	Transec	Mejor aprovechamiento capacidad de transmisión y seguridad de servicio para demandas de Rancagua
Oct-08	3 Subestación seccionadora Tinguiririca 220 kV energizada en 154 kV. Barra principal y barra de transferencia, con interruptores acoplador y seccionador. 5 paños de línea de 220 kV: 2 a Punta de Cortés + 2 a Itahue + 1 a Subestación San Fernando. (Los paños de línea de 220 kV a las centrales de Pacific Hydro son de cargo de esos proyectos)	Obra a ser licitada por canon	Adjudicatario licitación	Centrales La Higuera y Confluencia
	4 Línea Tinguiririca – San Fernando 220 kV. 2 km aproximadamente. Energizada en 154 kV	Ampliación de obra existente	Transec	
May-09	5 Subestación Punta de Cortés 220/154 kV. Instalación banco de autotransformadores monofásicos con unidad de reserva, 220/154 kV, capacidad 300 MVA trifásicos, con cambiador de derivaciones bajo carga. Patio de 220 kV. Completar esquema de barra principal y barra de transferencia con acoplador y seccionador. Patio de 154 kV. Barra principal y barra de transferencia con acoplador. 1 paño 220 kV autotransformador/1 paño 154 kV autotransformador 1 paño de línea de 154 kV nuevo para línea a Tilcoco Equipos existentes: 2 paños de línea de 220 kV existentes para líneas a Alto Jahuel 2 paños de línea de 154 kV existentes para líneas Punta de Cortés – Tuniche – Rancagua	Ampliación de obra existente	Transec	Aumento de transmisiones entre Itahue y Alto Jahuel por centrales La Higuera y Confluencia y mayores transmisiones desde Charrúa y Ancoa hacia Santiago por sistema de 500 kV y 220 kV.
	6 Subestación Alto Jahuel 220 kV 2 paños de línea de 220 kV para líneas Alto Jahuel – Punta de Cortés	Ampliación de obra existente	Transec	

Se recuperan:

- 2 paños de línea de 154 kV existentes
- 1 banco de autotransformadores 220/154 kV, 300 MVA con su equipo de

PLAN DE DESARROLLO ZONA ITAHUE – ALTO JAHUEL

Fecha	Obra de transmisión	Clasificación	Empresa responsable	Factor determinante Inversión
	maniobra de 220 y 154 kV.			
7	Subestación Paine 220 kV. Reemplazo transformador 154/66 kV por 220/66 kV Se recupera transformador de 154/66 kV existente.	Ampliación de obra existente	CGE Transmisión	
8	Línea Tinguiririca – Punta de Cortés. Retiro de servicio para transformación a 220 kV. Cambio de conductor y aumento de la aislación.	Ampliación de obra existente	Transelec	
9	Línea Alto Jahuel – Tuniche 154 kV 33 km aproximadamente. Aumento de aislación de ambos circuitos para operación en 220 kV	Ampliación de obra existente	Transelec	
10	Línea Punta de Cortés – Tuniche 2x220 kV 10 km aproximadamente. Esta nueva línea empalma en el arranque Tuniche con las líneas Alto Jahuel – Tuniche transformadas a 220 kV	Ampliación de obra existente	Transelec	
11	Alimentación a Rancagua 154 kV. Desde Punta de Cortés 154 kV, utilizando antigua línea 2x154 kV Punta de Cortés – Tuniche donde empalman con líneas 2x154 kV Tuniche – Rancagua	Ampliación de obra existente	Transelec	
12	Línea Punta de Cortés – Tilcoco 1x154 kV 18 km aproximadamente. Nueva línea para empalmar con arranque Tilcoco-Rengo 154 kV.	Ampliación de obra existente	Transelec	
Oct-09	13 Subestación Punta de Cortés 220 kV. Ampliación en 2 paños de línea de 220 kV para energizar en 220 kV línea a Subestación Tinguiririca.	Ampliación de obra existente	Transelec	
	14 Subestación San Fernando 220 kV. Instalación de banco de autotransformadores monofásicos, 220/154 kV, capacidad 300 MVA trifásicos, con cambiador de derivaciones bajo carga, para alimentar barra de 154 kV existente.	Ampliación de obra existente	CGE Transmisión	
Feb-10	15 Subestación Tenó 220 kV	Ampliación de obra	CGE Transmisión	

PLAN DE DESARROLLO ZONA ITAHUE – ALTO JAHUEL					
Fecha	Obra de transmisión		Clasificación	Empresa responsable	Factor determinante Inversión
Jun-10		Instalación de autotransformador 220/154 kV, capacidad 200 MVA trifásicos, con cambiador de derivaciones bajo carga, para alimentar barra de 154 kV existente.	existente		
	16	Línea Tinguiririca – Teno 2x220 kV. Cambio de aislación para 220 kV y operación en 220 kV	Ampliación de obra existente	Transec	
	17	Línea Arranque Teno – Teno 220 kV. 2,9 km aproximadamente. Modificación para 220 kV y operación en 220 kV.	Ampliación de obra existente	Transec	
	18	Subestación Itahue 220 kV. Ampliación en 2 paños de 220 kV para líneas a Subestación Tinguiririca. Recuperación 2 paños de 154 kV de líneas a Tinguiririca.	Ampliación de obra existente	Transec	
	19	Línea Itahue – Teno 2x220 kV Aumento de aislación para operación en 220 kV.	Ampliación de obra existente	Transec	

PLAN DE DESARROLLO ZONA SUR CAUTÍN – PUERTO MONTT					
Fecha	Obras de transmisión		Clasificación	Empresa responsable	Factor determinante Inversión
Jun-13	1	Línea Cautín – Valdivia 1x220 kV.	Obra a ser licitada por canon	Adjudicatario licitación	Central Neltume y Central Térmica Puerto Montt. Suficiencia abastecimiento demandas al sur de Temuco en caso de no concretarse proyectos de generación.
	2	Subestación Cautín 220 kV. Ampliación por línea de 220 kV a Valdivia			
	3	Subestación Valdivia 220 kV. Ampliación por línea de 220 kV a Cautín			

Anexo N°2:
Fechas de Inicio de Construcción Calculadas Según los
Cronogramas Elaborados por el Consultor



Tabla A2-1

Duración de la Ejecución y Fecha de Inicio de de Proyectos Calculadas según Cronogramas del Consultor

Proyecto		Cronograma		Inicio Construcción de Acuerdo a Cronograma	Inicio Construcción Informe Consultor	Entrada en Operación Informe Técnico CNE
		Tipo	Duración [Meses]			
1	S/E Seccionadora Punta de Cortés 220 kV energizada en 154 kV	Paño de Línea	36	May-05	Inmediata	May-08
2	Línea Alto Jahuel - Cerro Navia 2x220 kV, Tramo Chena - Cerro Navia: Cambio conductor	Cambio Conductor	12	Oct-07	Inmediata	Oct-08
3	Línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV; Tercer circuito	Línea Maitencillo - Cardones	19	Jun-07	Jul-07	Ene-09
4	S/E Punta de Cortés 220 kV: Ampliación transformación y paños	S/E Punta de Cortés: Ampliación	36	May-06	Inmediata	May-09
5	Línea Tinguiririca - Punta de Cortés 154 kV: Cambio de conductor	Cambio Aislación para 220 kV	12	May-08	Inmediata	May-09
6	Línea Alto Jahuel - Tuniche 220 kV: Cambio de aislamiento	Cambio Aislación para 220 kV	12	May-08	Inmediata	May-09
7	Línea Punta de Cortés -Tuniche 2x220 kV	Línea muy Corta	9	Ago-08	Inmediata	May-09
8	S/E Alto Jahuel 220 kV: Paños Línea 2x220	Paño de Línea	36	May-06	Inmediata	May-09
9	S/E Chena 220 kV: Paño de línea	Paño de Línea	36	Jul-06	Inmediata	Jul-09

Proyecto		Cronograma		Inicio Construcción de Acuerdo a Cronograma	Inicio Construcción Informe Consultor	Entrada en Operación Informe Técnico CNE
		Tipo	Duración [Meses]			
10	S/E Polpaico 220 kV: Instalación de 2 transformadores desfasadores	Transformadores desfasadores	42	Ene-06	Inmediata	Jul-09
11	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: Seccionamiento	S/E Alto Jahuel: Paños 500 kV + Reactor	42	Ene-06	Inmediata	Jul-09
12	Línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV	Línea Corta	24	Jul-07	Inmediata	Jul-09
13	Línea Alto Jahuel - Chena 2x220 kV: Segundo circuito	Línea muy Corta	9	Oct-08	Inmediata	Jul-09
14	S/E Punta de Cortés 220 kV: Paños de línea	Paño de Línea	36	Oct-06	Oct-07	Oct-09
15	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor	Cambio Conductor	12	Ene-09	Ene-08	Ene-10
16	Línea Tinguiririca - Teno 220 kV: Cambio de aislamiento	Cambio Aislación para 220 kV	12	Feb-09	Ago-07	Feb-10
17	S/E Seccionadora Nogales 220 kV: Barra principal y de transferencia	S/E Nogales	42	Oct-06	Inmediata	Abr-10
18	S/E Itahue 220 kV: Normalización patio 220 kV	Paño de Línea	36	Jun-07	Jun-07	Jun-10
19	Línea Itahue – Teno 2x220 kV: Cambio de aislamiento	Cambio Aislación para 220 kV	12	Jun-09	Ene-08	Jun-10
20	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor	Cambio Conductor	12	Jul-09	Jul-08	Jul-10
21	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo autotransformador 750 MVA	S/E Polpaico: Ampliación	36	Feb-08	Feb-08	Feb-11

Proyecto		Cronograma		Inicio Construcción de Acuerdo a Cronograma	Inicio Construcción Informe Consultor	Entrada en Operación Informe Técnico CNE
		Tipo	Duración [Meses]			
		autotransformadores 500/220 kV				
22	S/E Polpaico 220 kV: Paños de línea	Paño de Línea	36	Abr-07	Inmediata	Abr-10
23	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV	Línea larga	24	Abr-07	Inmediata	Abr-10
24	Línea Pan de Azúcar -Los Vilos - Nogales 220 kV	Línea Larga	36	Ene-10	Ene-10	Ene-13
25	Línea Temuco - Valdivia 220 kV: Tercer circuito	Línea Larga	36	Jun-10	Jun-10	Jun-13

Anexo N°3:
Cronogramas Presentados por el Consultor



LÍNEA MUY CORTA

Ítem	Tarea	Duración Quincena	Meses											
			-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6			
A	Ingeniería básica y redacción de pliegos	6	[Gantt bar from -3 to 3]											
B	Ejecución y revisión del proyecto de detalle	2	[Gantt bar from 1 to 3]											
C	Pago de servidumbre	0	[Gantt bar from 1 to 1]											
D	Dirección e inspección de obra	24	[Gantt bar from -3 to 6]											
1	Topografía		[Gantt bar from -3 to 6]											
1.1	Apertura de picadas y limpieza de traza	2	[Gantt bar from 1 to 3]											
1.2	Relevamiento	2	[Gantt bar from 1 to 3]											
1.3	Replanteo	4	[Gantt bar from 1 to 5]											
2	Construcción de caminos de acceso	4	[Gantt bar from 1 to 5]											
3	Ensayos de suelo	2	[Gantt bar from 1 to 3]											
4	Excavaciones	4	[Gantt bar from 1 to 5]											
5	Hormigonado de bases	3	[Gantt bar from 1 to 4]											
6	Montaje de estructuras	4	[Gantt bar from 1 to 5]											
7	Montaje de aislación	4	[Gantt bar from 1 to 5]											
8	Tendido de conductores	12	[Gantt bar from 1 to 13]											
9	Colocación de amortiguadores	9	[Gantt bar from 1 to 10]											
10	Puesta a tierra	9	[Gantt bar from 1 to 10]											
11	Terminaciones	6	[Gantt bar from 1 to 7]											
12	Ensayos y puesta en servicio	1	[Gantt bar from 1 to 1]											

LÍNEA MAITENCILLO – CARDONES

Ítem	Tarea	Duración MES	Mes																							
			-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
A	Ingeniería básica y redacción de pliegos	3	[Gantt bar from -7 to -4]																							
B	Ejecución y revisión del proyecto de detalle	4	[Gantt bar from -4 to 0]																							
C	Pago de servidumbre e impacto ambiental	0	[Gantt bar from -4 to -4]																							
D	Dirección e inspección de obra	12	[Gantt bar from -7 to 5]																							
1	Terreno		[Gantt bar from -7 to 5]																							
1.1	Revisión faja servidumbre	2	[Gantt bar from 1 to 3]																							
1.2	Relevamiento y revisión crucetas	2	[Gantt bar from 1 to 3]																							
1.3	Replanteo	3.5	[Gantt bar from 1 to 4.5]																							
2	Construcción de caminos de acceso	3.5	[Gantt bar from 1 to 4.5]																							
3	Revisión y reparación crucetas	5	[Gantt bar from 1 to 6]																							
4	Montaje de aislación	5	[Gantt bar from 1 to 6]																							
5	Tendido de conductores	6	[Gantt bar from 1 to 7]																							
6	Montaje estructuras 1 a 7 (salida Maitencillo)	4	[Gantt bar from 1 to 5]																							
7	Colocación de amortiguadores	4	[Gantt bar from 1 to 5]																							
8	Balzamiento	0.5	[Gantt bar from 1 to 1.5]																							
9	Terminaciones	3	[Gantt bar from 1 to 4]																							
10	Ensayos y puesta en servicio	0.5	[Gantt bar from 1 to 1.5]																							

CAMBIO CONDUCTOR

Ítem	Tarea	Duración MES	Mes														
			-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6			
A	Ingeniería básica y redacción de pliegos	2															
B	Ejecución y revisión del proyecto de detalle	4															
C	Pago de servidumbre	1															
D	Dirección e inspección de obra	6															
1	Terreno																
1.1	Revisión faja servidumbre	1															
1.2	Relevamiento y revisión crucetas	1															
1.3	Replanteo	2															
2	Construcción de caminos de acceso	2															
3	Revisión y reparación crucetas	3															
4	Revisión de aislación	3.5															
5	Tendido de conductores	4															
6	Colocación de amortiguadores	2.5															
7	Terminaciones	2															
8	Ensayos y puesta en servicio	0.5															

ARRANQUE TUNICHE

Ítem	Tarea	Duración Quincena	Mes			
			-1	1	2	3
A	Ingeniería básica y redacción de pliegos	1				
B	Ejecución y revisión del proyecto de detalle	1				
C	Pago de daños	1				
D	Dirección e inspección de obra	6				
1	Topografía					
1.3	Replanteo	1				
2	Construcción de caminos de acceso	1				
4	Excavaciones	2				
5	Hormigonado de bases	2				
6	Montaje de estructuras	2				
7	Montaje de aislación	1				
8	Tendido de conductores	2				
10	Colocación de amortiguadores	1				
12	Puesta a tierra	1				
14	Ensayos y puesta en servicio	1				

TRANSFORMADORES DESFASADORES

Item	Tarea	Duración mes	Mes																																						
			-18	-17	-16	-15	-14	-13	-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
A	Ingeniería básica y redacción de pliegos	6	█																																						
B	Ejecución y revisión del proyecto de detalle	6	█																																						
C	Especificación y compra equipos	12	█																																						
D	Dirección e inspección de obra	24	█																																						
1	Topografía																																								
1.1	Limpieza del terreno	2																			█																				
1.2	Relevamiento	2																			█																				
1.3	Replanteo	6																			█																				
2	Construcción de caminos de internos S/E	4																			█																				
3	Ensayos de suelo	3																			█																				
4	Excavaciones	8																			█																				
5	Hormigonado de bases	9																			█																				
6	Montaje de estructuras	10																			█																				
7	Conexionado de Alta tensión	9																			█																				
8	Montaje paños Alta y Baja tensiones	12																			█																				
9	Montaje transformadores	12																			█																				
10	Montaje equipos accesorios de patio	9																			█																				
11	Señalización	1																			█																				
12	Malla de Tierra y conexiones a idem	3																			█																				
13	Terminaciones	5																			█																				
14	Ensayos y puesta en servicio	2																			█																				

S/E ALTO JAHUEL: PAÑOS 500 KV + REACTOR

Item	Tarea	Duración mes	Mes																																						
			-18	-17	-16	-15	-14	-13	-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
A	Ingeniería básica y redacción de pliegos	4	█																																						
B	Ejecución y revisión del proyecto de detalle	6	█																																						
C	Especificación compra recepción equipos	18	█																																						
D	Dirección e inspección de obra	24	█																																						
1	Topografía																																								
1.1	Limpieza del terreno	2																			█																				
1.2	Relevamiento	2																			█																				
1.3	Replanteo	2																			█																				
2	Construcción de caminos de internos S/E	2																			█																				
3	Ensayos de suelo	3																			█																				
4	Excavaciones	4																			█																				
5	Hormigonado de bases	6																			█																				
6	Montaje de estructuras	9																			█																				
7	Montaje reactores	4																			█																				
8	Conexionado de Alta tensión	9																			█																				
9	Montaje paños 500 kv	12																			█																				
10	Montaje interruptores y desconectores	12																			█																				
11	Montaje equipos control y protecciones	9																			█																				
12	Señalización	1																			█																				
13	Malla de Tierra y conexiones a idem	3																			█																				
14	Terminaciones	4																			█																				
15	Ensayos y puesta en servicio	2																			█																				

Anexo N°4:
Previsión de Demanda



1 INTRODUCCIÓN

En atención a la elaboración de la Revisión del Plan de Expansión para el Sistema de Transmisión Troncal que la Dirección de Peajes debe efectuar en Abril de 2007, se emite el presente informe relativo a “Previsión de Demanda por Barra del Sistema Eléctrico en el SIC”.

Este informe se elabora a partir de la información disponible en el CDEC-SIC, y la remitida por las empresas suministradoras, distribuidoras y clientes libres del SIC.

Este informe contiene una previsión de demanda de energía y potencia por barra, hasta el nivel de 66 kV, para el período comprendido entre enero de 2007 y marzo de 2016, desagregada por tipo de consumo.

Se propone un escenario base que incorpora estimaciones de consumo de proyectos mineros futuros que cumplen con los requisitos establecidos por la DP para ser considerados “en desarrollo efectivo”.

2 PREVISIÓN DE DEMANDA.

Se ha efectuado una previsión de demanda de energía y potencia por barra, hasta el nivel de 66 kV, para el período comprendido entre enero de 2007 y marzo de 2016, desagregada por tipo de consumo. El comportamiento de cada tipo de demanda se ha caracterizado a través de curvas de duración de cinco bloques, que dan cuenta de la estacionalidad del consumo en el año.

Se incluye una previsión de demanda que incorpora una estimación de consumos de proyectos que cumplen con los requisitos establecidos por la DP para ser considerados como “desarrollos efectivos”.

En este caso, además de estos nuevos proyectos, se considera una demanda de cliente libre vegetativa, que representa el crecimiento de los clientes existentes y que es menor a la tasa de crecimiento de los clientes libres histórica, ya que se obtiene excluyendo los proyectos que entraron o salieron del sistema en el período histórico utilizado para determinar la tasa de crecimiento.

A continuación, se resumen los criterios utilizados para realizar la proyección de demanda.

2.1 Distribución mensual, por bloque y por barra.

La distribución de consumos mensuales, por bloque y por barra se ha calculado a partir de la información real obtenida de los balances de transferencias CDEC del período noviembre 2004 – octubre 2005, efectuándose los ajustes para excluir las situaciones puntuales, no representativas que debiesen excluirse de una proyección.

Los consumos se han caracterizado modelando cada uno según tipo de día para cada mes, esto es, día Lunes, día Trabajo, día Sábado y día Domingo (incluyendo festivos).

Asimismo, para cada mes se ha calculado una representación de la demanda en curvas de duración de cinco bloques, utilizando un método de minimización de la varianza esperada.

2.2 Tasas de crecimiento del sistema.

Para el año 2007 se ha utilizado la tasa de crecimiento obtenida según la proyección de ventas realizada a partir de las encuestas de consumos entregadas para dicho año, por las empresas distribuidoras y clientes libres. De acuerdo a esta proyección, para el año 2007 se ha obtenido una tasa de crecimiento de 6,1% (6,75% para clientes regulados y 4,56% para clientes libres).

Para los años siguientes (período 2008-2015), se ha utilizado un valor de 6,6% de crecimiento para el consumo residencial, y una proyección de consumo industrial que considera la información sobre proyectos en desarrollo efectivo, lo que produce la siguiente proyección de demanda total:

Tabla A4-1

Previsión de Demanda Base (Ventas Anuales en GWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total (GWh)	38226.2	40556.2	43228.1	46141.7	49127.9	52370.4	55826.8	59511.4	63439.2	67626.1	72089.5
Crecimiento	6.37%	6.10%	6.59%	6.74%	6.47%	6.60%	6.60%	6.60%	6.60%	6.60%	6.60%

Cabe señalar que, de acuerdo a las alternativas analizadas, para el caso en que se consideran proyectos específicos, los consumos de los clientes libres, se han separado en consumos de clientes libres existentes y de clientes libres futuros. Para el consumo de los clientes libres existentes se ha estimado una tasa de crecimiento de 1,8% en base a la tasa de crecimiento promedio obtenida de la información histórica de los consumos de los clientes libres del período 2001-2005, excluyéndose los consumos de los clientes libres que entraron o salieron en dicho período.

2.3 Tasas de crecimiento por zona

Para efectos de aplicar los crecimientos, los consumos se han separado en cinco zonas:

1. Diego de Almagro – Quillota
2. Charrúa – A. Jahuel
3. Charrúa – Puerto Montt
4. Concepción
5. A. Jahuel – Quillota

Para cada zona se ha calculado una tasa de crecimiento de acuerdo a lo siguiente:

- Para el año 2007 se ha utilizado la tasa de crecimiento por zona y por cliente regulado o libre, obtenidas según la proyección de ventas realizada a partir de las encuestas de consumos obtenidas para dicho año.
- Para los clientes regulados y libres, a partir del año 2008 se han considerado tasas de crecimiento parejas por zona.

2.4 Ubicación de los consumos.

En general, para los consumos de los clientes regulados y para los clientes libres existentes se han considerado los consumos referidos a las barras del sistema en los niveles de 220, 154, 110 o 66 kV, desde donde son abastecidos.

Para los consumos de los clientes futuros sin antecedentes específicos, se han prorrateado en cada zona, de acuerdo a los consumos totales de las respectivas zonas, ubicándose en forma proporcional en las barras troncales de cada zona.

2.5 Proyectos en Desarrollo Efectivo.

Se ha considerado la materialización de diversos proyectos reconocidos como “en desarrollo efectivo”, y su impacto sobre la distribución de los consumos, según el siguiente detalle (valores en MW):

Tabla A4-2

**Proyectos en Desarrollo Efectivo
(Potencias Máximas [MW promedio anual])**

Proyecto	Barra Asignada	Año								
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ampliación Pelambres	Quillota 220 kV	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0
Expansión Andina	Polpaico 220 kV	20.0	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2
Andacollo Hipógeno	Pan de Azúcar 220 kV		70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0

A continuación se entrega un resumen anual de los resultados de la proyección de consumos efectuada.

Tabla A4-3

**Previsión de Demanda
[MW promedio Anual]**

Barra PLP	Año									
	2008		2009		2010		2011		2012	
	Original	Actual								
DAlmagro220	100.9	97.4	104.5	99.7	108.2	103.2	112.2	107.1	116.2	111.1
CPinto220	23.0	20.2	24.7	20.6	26.6	22.2	28.5	24.1	30.5	26.0
Cardones220	193.1	190.3	201.3	197.2	210.0	205.8	219.1	214.9	228.7	224.5
Maitenci220	55.0	52.1	57.8	53.6	60.7	56.3	63.8	59.3	67.0	62.5
PAzucar220	121.9	120.8	130.3	188.7	139.2	197.6	148.7	207.1	158.8	217.3
LosVilos220	20.8	18.6	23.4	19.7	26.1	22.3	28.9	25.1	31.9	28.1
Quillota220	328.6	362.0	348.2	374.5	369.1	394.4	391.4	416.1	415.2	439.3
ASanta220	252.7	254.2	267.5	269.1	283.3	285.0	300.0	301.9	317.8	319.9
Polpaico220	260.9	263.6	274.8	288.8	289.5	302.4	305.2	317.5	321.9	333.6
CNavia220	154.5	130.5	177.3	139.1	201.8	161.5	228.3	187.0	256.8	214.4
CNavia110	370.4	374.1	394.8	398.8	420.9	425.1	448.6	453.2	478.3	483.1
Chena220	12.6	0.0	19.8	0.0	27.5	6.6	35.9	14.5	45.0	22.9
Chena110	58.4	59.0	62.3	62.9	66.4	67.1	70.8	71.5	75.4	76.2
AJahuel220	290.1	273.4	303.3	279.5	317.4	292.4	332.3	306.7	348.1	321.9
AJahuel110	217.4	219.6	231.8	234.1	247.1	249.6	263.4	266.0	280.7	283.6
Salto110	302.1	305.2	322.1	325.3	343.3	346.8	366.0	369.7	390.2	394.1
LAlmen110	171.6	173.3	182.9	184.7	195.0	196.9	207.8	209.9	221.5	223.8
Renca110	155.5	157.0	165.7	167.4	176.7	178.5	188.3	190.2	200.8	202.8

Barra PLP	Año									
	2008		2009		2010		2011		2012	
	Original	Actual								
Ochagavia110	129.9	131.2	138.5	139.9	147.6	149.1	157.4	159.0	167.8	169.5
Florida110	172.5	174.3	183.9	185.8	196.1	198.1	209.0	211.1	222.8	225.1
LoEspejo110	76.6	77.4	81.6	82.5	87.0	87.9	92.8	93.7	98.9	99.9
Sauzal110	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
AJahuel154	12.6	0.0	19.8	0.0	27.5	6.6	35.9	14.5	45.0	22.9
Paine	35.4	33.8	38.8	36.0	42.5	39.6	46.5	43.5	50.7	47.7
Rancagua	119.3	119.1	125.7	124.4	132.6	131.1	139.8	138.4	147.5	146.2
PCortes	54.3	50.8	60.0	54.0	66.2	59.9	72.8	66.4	79.9	73.5
SFernando	63.5	62.5	68.8	66.6	74.4	72.1	80.5	78.2	86.9	84.7
Teno	15.6	13.6	17.8	14.5	20.1	16.7	22.6	19.1	25.3	21.8
Itahue154	160.6	159.3	173.1	169.4	186.4	182.6	200.5	196.9	215.7	212.1
Ancoa220	2.4	0.2	3.7	0.2	5.1	1.4	6.6	2.8	8.3	4.4
Charrua220	294.1	297.1	307.9	309.8	322.6	324.5	338.0	340.2	354.4	356.9
Concep220	512.6	507.0	534.9	528.4	558.5	550.9	583.4	574.7	609.8	599.8
Temuco220	121.0	123.1	130.0	131.2	139.6	141.0	150.0	151.5	161.0	162.8
Ciruelos220	48.5	46.2	52.4	49.0	56.6	53.1	61.1	57.6	65.9	62.5
Valdivia220	56.1	55.1	60.7	58.7	65.6	63.5	70.9	68.8	76.6	74.5
BBlanco220	108.7	110.5	116.9	117.7	125.7	126.6	135.1	136.2	145.2	146.5
PMontt220	2.6	0.5	3.8	0.5	5.1	1.6	6.5	2.9	8.1	4.4

Nota:

Los consumos se han amplificado en un 2% para ser referidos a alta tensión

Anexo N°5:
ANÁLISIS DE LA EVOLUCION DE LA DEMANDA E INVERSIONES
EN GENERACION CON MODELO PLP



1 Bases PLP para el diagnóstico de la utilización del Sistema de Transmisión Troncal.

1.1 Consideraciones generales

Se ha elaborado un modelo del SIC para el programa “PLP”, el cual es empleado actualmente por la Dirección de Operación del CDEC-SIC para la programación de largo plazo de las centrales del SIC.

El objetivo del presente diagnóstico es analizar la utilización del Sistema de Transmisión Troncal durante el cuatrienio 2009-2012. Este último intervalo corresponde al período para el cual las obras de transmisión pertenecientes al plan de expansión dan inicio a su operación.

En la elaboración del modelo de simulación se ha utilizado:

- a) El plan de obras de generación, costos y disponibilidad de combustible del Informe Técnico de Precios de Nudo de abril de 2007 (en su versión preliminar), considerando desarrollos efectivos de generación.
- b) El plan de desarrollo del Sistema de Transmisión Troncal determinado por el Consultor, en todo el horizonte de su estudio.
- c) La nueva estimación de demanda de la DP, incluyendo los desarrollos efectivos de consumos.

1.2 Topología del SIC

Se modeló el Sistema de Transmisión Troncal y el Sistema de Subtransmisión de Chilectra, concentrando la demanda del sistema en 46 barras (ver Tabla A5-2).

Las obras de transmisión consideradas incluyen el plan de desarrollo del STT propuesto por el Consultor y las Obras Urgentes del decreto N°231 del 2004 y sus modificaciones (ver Tabla A5-3). La Tabla A5-1 muestra los límites de transmisión utilizados para los principales tramos del sistema.

Tabla A5-1

LÍNEA	LÍMITE DE TRANSMISIÓN [MW]
DALMAGRO—CPINTO 220	→197
CPINTO—CARDONES 220	→197
CARDONES—MAITENCILLO 220	→274 →286 (Ene/09) →355 (Oct/09) →396 (Jul/11)
MAITENCILLO—PAZUCAR 220	→274/←197 →320/←197 (Oct/09)
PAZUCAR—LOSVILOS 220	→320/←287 →500/←287 (Ene/13)
LOSVILOS—QUILLOTA 220	→320/←287 →F/S (Abr/10)
NOGALES—POLPAICO 220	→1800 (Abr/10)
NOGALES—LOSVILOS 220	→287/←320 →500/←287 (Ene/13)
QUILLOTA—POLPAICO 220	→1099 →1450 (Mar/08)
POLPAICO—NAVIA 220	→466 →620 (Jul/09)
POLPAICO500—POLPAICO 220	→750 →1500 (Feb/11)
POLPAICO—JAHUEL 500	→1400 (Jun/08) →1690 (Jul/09)
CHENA—JAHUEL 220	→390 →520 (Nov/08) →780 (Jul/10)
CNAVIA—CHENA 220	→395 →600 (Oct/08)
POLPAICO—ANCOA 500 ene09 a jun09	→1400 (Jun/08) Seccionada (Jul/09)
JAHUEL—ANCOA 500	→1400 →1544 (Jul/09)
AJAHUEL500—AJAHUEL 220	→1500
ANCOA—CHARRUA 220	→1437
CHARRUA—TEMUCO 220	→283 →500 (Sep/08)

LÍNEA	LÍMITE DE TRANSMISIÓN [MW]
TEMUCO—VALDIVIA 220	→145 →290 (Jun/13)
TEMUCO—CIRUELOS 220	→193
CIRUELOS—VALDIVIA 220	→182
VALDIVIA—PMONTT 220	→145
VALDIVIA—BBLANCO 220	→182
BBLANCO—PMONTT 220	→182
POLPAICO—ELSALTO 220	→400 →800 (Feb/09) →1200 (Feb/11)
CHENA 220/110	→600
CNAVIA 220/110	→775
AJAHUEL 220/110 (1)	→800
AJAHUEL—PAINE 154 y 220	→396 →564 (May/09)
PCORTES—SFERNANDO 154 y 220	→254 →F/S (May/09) →564 (Oct/09)
SFERNANDO—TEN0 154 y 220	→254 →396 (Sep/07) →F/S (Oct/09) →564 (Feb/10)
TENO—ITAHUE 154 y 220	→254 →396 (Sep/07) →F/S (Feb/10) →564 (Jun/10)
ANCOA—ITAHUE 154 y 220	→570
ITAHUE 220/154	→300

Nota:

(1) Suma de transformadores Alto Jahuel y Buin

Tabla A5-2

Barras modeladas

Nº	Barra	Nº	Barra	Nº	Barra	Nº	Barra
1	DAlmagro220	13	Temuco220	25	AJhuel500	37	Renca110
2	CPinto220	14	Valdivia220	26	Polpaico500	38	Ochagavia110
3	Cardones220	15	PMontt220	27	AJahuel154	39	Florida110
4	Maitenci220	16	Chena220	28	AJahuel110	40	LoEspejo110
5	PAzucar220	17	BBlanco220	29	Ancoa220	41	ASanta220
6	Quillota220	18	Rancagua	30	LosVilos220	42	SLuis220
7	Polpaico220	19	Sauzal110	31	Ciruelos220	43	Ancoa500Aux
8	CNavia220	20	PCortes	32	Salto110	44	---
9	AJahuel220	21	SFernando	33	CNavia110	45	PolpFict220
10	Ancoa500	22	Teno	34	Chena110	46	Nogales220
11	Charrua220	23	Itahue154	35	LAlmen220	47	Itahue220
12	Concep220	24	Paine	36	LAlmen110	---	---

Tabla A5-3

Plan de expansión de la transmisión

Fecha	Obra
Sep-07	154 kV ampliación San Fernando - Teno - Itahue
Jun-08	500 kV ampliación Polpaico - Jahuel
Jun-08	500 kV expresa a Polpaico
Sep-08	220 kVx2 Charrúa - Cautín
Oct-08	220 kV ampliación Cerro Navia - Chena ctos. 1 y 2
Nov-08	220 kV Rodeo - Chena cto. 1
Ene-09	220 kV 3er cto. Cardones - Maitencillo
May-09	220 kV ampliación Jahuel – Paine - Pta. Cortés
Jul-09	220 kV Rodeo - Chena cto. 2
Jul-09	Transformadores desfasadores Polpaico - Cerro Navia 220 kV
Jul-09	Seccionamiento Ancoa - Polpaico 500 kV en Alto Jahuel
Oct-09	220 kV ampliación Pta. Cortés - San Fernando
Ene-10	220 kV ampliación Chena - Alto Jahuel cto. 1
Jul-10	220 kV ampliación Chena - Alto Jahuel cto. 2
Feb-10	220 kV ampliación San Fernando - Teno - Itahue
Abr-10	Nueva S/E Nogales
Abr-10	220 kVx2 Nogales - Polpaico
Feb-11	2do transformador Polpaico 500/220 kV
Ene-13	220 kV Pan de Azúcar – Los Vilos – Nogales
Jun-13	220 kV Cautín - Valdivia

1.3 Proyección de demanda

En base a la proyección de demanda realizada por la DP (Anexo N°4), se ha modelado la demanda de potencia en cada una de las barras PLP. Para el período 2009-2012 se han definido tres bloques de demanda semanales, los que se presentan a continuación.

Tabla A5-4: Demanda de potencia por bloque semanal desde enero a junio del año 2009

MES BLOQUE	Ene-09			Feb-09			Mar-09			Abr-09			May-09			Jun-09		
	Blq1	Blq2	Blq3															
HORAS/SEMANA	56	63	67	46	63	59	17	105	64	19	95	66	44	76	66	58	66	56
DAlmagro220	96.4	96.5	91.3	97.1	99.0	98.5	89.0	84.6	84.3	107.2	100.4	102.3	98.7	103.8	101.5	94.2	97.2	97.1
CPinto220	20.7	21.1	21.7	22.0	22.2	22.2	21.9	22.0	21.9	18.2	19.0	19.4	20.2	20.7	20.5	19.9	20.3	20.6
Cardones220	210.4	204.0	190.3	202.5	197.3	189.9	212.9	203.8	193.4	211.2	198.9	191.3	200.6	187.0	188.4	179.3	175.0	174.6
Maitenci220	52.6	51.3	49.1	57.8	57.1	54.8	58.5	53.3	52.5	59.6	54.2	52.8	55.0	49.8	52.5	51.7	52.7	54.6
PAzucar220	225.4	205.0	171.1	225.2	207.8	173.8	232.9	204.7	165.2	230.1	195.5	161.3	187.0	188.2	153.6	196.5	185.2	156.5
Quillota220	423.6	397.6	360.2	426.2	404.6	364.6	429.2	399.9	353.2	420.1	389.1	343.7	388.5	365.5	335.7	363.9	345.9	319.5
Polpaico220	304.5	298.8	285.9	320.6	314.2	299.3	324.3	305.4	290.6	318.3	300.3	289.9	293.7	297.9	281.3	292.0	286.8	275.1
CNavia220	189.5	164.4	126.6	190.8	171.7	134.6	175.3	157.4	118.4	179.5	155.1	118.0	149.7	118.1	105.4	136.9	125.6	121.1
AJahuel220	255.6	245.4	228.0	275.7	278.6	271.8	289.8	273.1	266.3	318.7	309.8	311.1	306.3	297.2	309.5	276.5	272.6	279.8
Ancoa500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charrua220	346.5	325.7	273.5	351.2	330.3	283.1	370.5	322.9	271.4	377.5	319.4	273.5	351.9	318.6	281.3	339.6	316.9	279.8
Concep220	563.1	522.3	446.8	578.8	545.0	472.5	609.8	549.8	468.8	635.2	563.5	480.4	588.8	529.3	471.4	605.8	552.1	497.5
Temuco220	149.7	128.6	94.1	160.5	140.5	102.5	168.5	137.8	94.7	180.7	143.8	99.6	158.0	148.0	98.7	169.4	144.4	102.1
Valdivia220	50.7	44.7	34.5	53.9	48.8	38.2	57.5	50.3	37.2	62.8	53.6	40.4	57.7	54.8	39.4	63.6	55.2	42.2
PMontt220	133.7	117.9	87.2	134.9	121.3	91.1	144.4	124.8	88.4	156.0	128.3	92.6	139.7	119.5	90.8	141.7	119.1	92.8
Chena220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BBlanco220	67.1	59.6	46.6	70.2	63.0	48.9	70.7	60.2	42.6	78.6	63.5	45.1	67.0	64.2	44.9	71.6	62.3	45.7
Rancagua	141.3	128.7	108.4	153.4	142.4	121.8	164.0	146.2	120.0	158.3	137.1	116.1	131.0	124.5	103.8	134.7	123.4	105.6
Sauzal110	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
PCortes	62.6	52.6	38.6	67.5	59.6	46.3	74.0	63.6	47.8	75.2	62.2	46.4	72.4	61.7	48.4	68.3	59.1	47.4
SFernando	88.9	76.3	54.9	97.4	86.6	64.3	110.1	93.2	67.5	105.4	85.9	62.4	76.6	64.6	51.9	73.3	62.3	49.8
Teno	12.4	11.5	8.9	20.7	20.9	18.8	19.9	19.1	18.9	18.3	17.2	16.6	16.7	12.7	15.7	14.2	14.3	15.8
Itahue154	207.7	172.9	124.4	236.8	206.9	154.0	256.3	219.3	157.1	256.4	209.8	151.9	207.6	174.1	134.0	207.2	170.8	133.1
Paine	45.4	39.8	30.9	46.7	42.0	33.3	51.2	45.3	34.5	48.5	41.6	33.3	37.3	35.3	27.7	37.2	33.5	26.4
AJhuel500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Polpaico500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AJahuel154	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AJahuel110	286.4	227.6	161.5	274.0	226.4	162.1	297.9	258.3	162.6	315.8	256.7	165.2	295.9	262.6	165.2	308.3	251.9	170.3
Ancoa220	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
LosVilos220	25.2	23.0	17.3	26.6	24.4	18.3	28.4	21.9	16.4	28.7	21.5	16.1	18.8	20.5	14.8	20.2	19.7	15.0
Ciruelos220	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Salto110	398.0	316.3	224.4	380.8	314.6	225.3	414.0	358.9	225.9	438.8	356.8	229.6	411.3	365.0	229.6	428.5	350.1	236.7
CNavia110	487.9	387.8	275.1	466.7	385.6	276.1	507.5	439.9	277.0	537.9	437.4	281.4	504.2	447.4	281.4	525.2	429.1	290.1
Chena110	77.0	61.2	43.4	73.6	60.8	43.6	80.1	69.4	43.7	84.8	69.0	44.4	79.5	70.6	44.4	82.8	67.7	45.8
LAlmen220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LAlmen110	226.0	179.6	127.4	216.2	178.6	127.9	235.1	203.8	128.3	249.2	202.6	130.4	233.5	207.2	130.3	243.3	198.8	134.4
Renca110	204.8	162.8	115.5	195.9	161.9	115.9	213.1	184.7	116.3	225.8	183.6	118.2	211.6	187.8	118.1	220.5	180.1	121.8
Ochagavia110	171.2	136.0	96.5	163.7	135.3	96.9	178.0	154.3	97.2	188.7	153.4	98.7	176.9	156.9	98.7	184.3	150.5	101.8
Florida110	227.1	182.3	130.0	215.9	179.6	129.2	238.2	202.4	128.4	251.6	201.8	131.3	229.1	208.6	130.3	242.0	201.1	134.8
LoEspejo110	100.9	80.2	56.9	96.5	79.7	57.1	104.9	91.0	57.3	111.2	90.4	58.2	104.2	92.5	58.2	108.6	88.7	60.0
ASanta220	305.8	273.3	211.3	304.1	275.6	211.4	345.8	279.7	211.7	362.5	287.0	219.4	290.3	299.6	213.4	321.1	297.5	224.0
SLuis220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla A5-5: Demanda de potencia por bloque semanal desde julio a diciembre del año 2009

MES BLOQUE	Jul-09			Ago-09			Sep-09			Oct-09			Nov-09			Dic-09		
	Blq1	Blq2	Blq3															
HORAS/SEMANA	37	84	65	67	52	67	56	62	62	21	95	70	11	103	66	53	66	67
DAlmagro220	99.5	101.5	99.9	102.5	102.9	104.9	103.6	105.0	106.0	106.4	105.7	106.3	103.1	101.6	102.9	101.3	101.8	100.5
CPinto220	19.9	20.5	20.0	18.6	18.7	18.1	20.7	20.4	20.6	21.1	21.3	21.4	18.9	19.8	20.3	20.9	21.5	22.1
Cardones220	195.7	184.2	187.8	190.1	183.4	188.2	199.0	191.3	191.8	217.2	214.9	206.5	217.5	215.4	210.4	215.8	211.1	200.5
Maitenci220	55.0	51.0	55.3	50.8	53.9	55.8	52.4	52.4	53.5	59.1	57.6	55.5	57.7	52.8	52.7	53.7	53.8	52.8
PAzucar220	189.4	187.0	153.8	196.3	180.0	156.7	205.6	180.6	158.2	217.8	202.1	164.5	228.4	210.2	172.4	234.9	211.4	184.1
Quillota220	381.7	361.1	332.2	379.1	356.4	341.1	387.6	361.7	342.5	407.9	394.2	352.2	407.6	399.6	356.5	434.5	400.2	370.8
Polpaico220	276.7	284.2	271.0	279.6	273.6	266.6	280.2	276.9	270.0	278.2	273.4	261.0	293.0	294.2	283.0	310.0	301.3	286.7
CNavia220	133.6	120.2	114.7	130.5	121.5	121.3	136.2	120.5	111.9	146.8	141.0	114.3	172.3	164.6	128.7	191.0	162.4	130.3
AJahuel220	279.6	277.1	287.6	270.8	273.7	282.3	264.9	271.6	279.4	284.9	283.1	281.5	275.4	275.2	278.3	283.4	285.9	285.8
Ancoa500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charrua220	343.4	315.4	279.0	322.0	309.6	270.5	322.5	300.8	266.9	335.5	318.0	269.5	362.1	330.5	279.9	353.4	329.9	290.0
Concep220	613.9	548.1	498.7	566.3	528.5	484.0	561.4	518.3	465.8	576.7	548.9	459.4	589.4	554.3	466.7	602.6	544.8	472.3
Temuco220	161.2	150.2	101.5	158.9	139.1	101.4	158.6	132.5	99.5	159.0	141.7	98.6	176.2	146.4	102.7	164.4	137.7	104.5
Valdivia220	61.6	57.2	42.8	58.5	52.9	41.9	59.1	51.0	40.5	58.2	53.1	40.5	61.3	53.3	39.8	55.4	48.8	39.1
PMontt220	140.8	122.7	91.9	134.3	115.9	92.9	135.6	114.3	91.5	146.7	135.0	95.8	156.6	142.1	103.4	154.4	132.8	105.7
Chena220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BBlanco220	69.4	65.8	47.1	66.9	61.1	45.9	69.0	60.0	46.0	69.2	63.9	48.0	73.2	65.6	49.1	71.8	63.0	50.5
Rancagua	131.9	128.1	105.9	131.7	122.3	105.2	126.8	115.0	99.0	129.1	120.6	98.8	141.0	131.6	107.4	146.9	131.0	113.3
Sauzal110	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2
PCortes	61.7	54.8	41.9	59.3	53.1	41.7	60.5	51.3	39.7	59.8	54.0	38.4	63.7	56.7	39.0	66.6	54.8	41.8
SFernando	69.4	62.4	46.8	65.7	57.2	45.0	65.0	53.8	41.3	73.9	64.7	43.5	78.8	67.5	44.2	89.0	73.6	54.4
Teno	9.8	8.5	9.3	9.6	10.2	10.6	12.4	14.5	14.4	14.8	14.7	13.5	19.2	16.6	16.4	14.5	15.0	13.5
Itahue154	201.8	171.7	125.1	186.6	155.8	117.5	181.4	145.5	110.5	185.5	166.2	109.5	198.9	180.9	117.7	220.2	179.5	133.1
Paine	32.8	32.2	24.2	36.6	33.6	27.6	36.9	32.2	25.9	38.2	35.9	29.1	46.5	41.7	31.4	49.0	42.8	34.6
AJhuel500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Polpaico500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AJahuel154	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AJahuel110	302.1	266.3	170.6	297.3	252.3	172.7	299.3	239.6	165.1	286.8	261.3	165.5	295.4	276.7	178.1	321.0	253.6	186.1
Ancoa220	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
LosVilos220	18.7	20.2	14.6	20.1	18.4	14.8	21.9	18.9	15.5	24.2	20.6	15.4	27.7	21.5	16.2	26.0	22.8	17.9
Ciruelos220	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Salto110	419.9	370.1	237.1	413.1	350.5	240.0	416.0	332.9	229.5	398.6	363.1	230.0	410.6	384.6	247.4	446.2	352.5	258.6
CNavia110	514.7	453.6	290.6	506.4	429.7	294.2	509.9	408.1	281.3	488.6	445.1	282.0	503.3	471.4	303.3	546.9	432.1	317.0
Chena110	81.2	71.6	45.8	79.9	67.8	46.4	80.4	64.4	44.4	77.1	70.2	44.5	79.4	74.4	47.8	86.3	68.2	50.0
LAlmen220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LAlmen110	238.4	210.1	134.6	234.6	199.1	136.3	236.2	189.0	130.3	226.3	206.2	130.6	233.1	218.4	140.5	253.3	200.1	146.8
Renca110	216.1	190.4	122.0	212.6	180.4	123.5	214.1	171.3	118.1	205.1	186.9	118.4	211.3	197.9	127.3	229.6	181.4	133.1
Ochagavia110	180.5	159.1	102.0	177.6	150.7	103.2	178.9	143.2	98.7	171.4	156.2	98.9	176.6	165.4	106.4	191.9	151.6	111.2
Florida110	234.1	211.7	135.3	233.5	199.9	136.9	235.7	190.6	132.1	228.5	206.0	132.4	238.6	220.3	144.8	256.7	205.7	152.8
LoEspejo110	106.4	93.8	60.1	104.7	88.9	60.8	105.4	84.4	58.2	101.0	92.0	58.3	104.1	97.5	62.7	113.1	89.3	65.5
ASanta220	299.8	304.7	220.1	308.7	284.1	220.7	311.5	275.4	219.6	315.6	279.3	213.0	347.0	295.6	222.7	336.3	293.5	233.2
SLuis220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla A5-6: Demanda de potencia por bloque semanal desde enero a junio del año 2010

MES BLOQUE	Ene-10			Feb-10			Mar-10			Abr-10			May-10			Jun-10		
	Blq1	Blq2	Blq3															
HORAS/SEMANA	56	63	67	46	63	59	17	105	64	19	95	66	44	76	66	58	66	56
DAlmagro220	99.9	100.0	94.7	100.7	102.6	102.0	92.5	88.0	87.6	111.0	104.0	105.9	102.3	107.4	105.1	97.7	100.8	100.6
CPinto220	22.4	22.7	23.3	23.7	23.9	23.9	23.6	23.7	23.6	19.8	20.6	21.1	21.9	22.4	22.2	21.5	22.0	22.2
Cardones220	219.9	213.0	198.4	211.7	206.0	198.0	222.2	212.7	201.4	220.6	207.4	199.2	209.2	194.8	196.1	187.4	182.8	182.3
Maitenci220	55.5	54.1	51.6	60.7	60.0	57.5	61.6	56.1	55.1	62.7	57.0	55.4	57.8	52.5	55.1	54.5	55.5	57.3
PAzucar220	236.7	215.0	178.8	236.5	218.0	181.7	244.6	214.6	172.5	241.8	205.0	168.5	195.8	197.1	160.2	205.9	193.9	163.2
Quillota220	446.7	418.8	378.9	449.2	426.1	383.6	452.2	421.1	371.4	442.9	409.8	361.5	409.0	385.0	352.7	383.9	364.7	336.3
Polpaico220	319.3	313.1	299.3	335.9	329.0	313.1	339.8	320.0	304.0	333.4	314.4	303.1	307.5	311.6	294.0	305.8	300.2	287.8
CNavia220	215.4	188.5	148.2	216.6	196.3	156.8	200.3	181.1	139.3	204.6	178.6	139.1	172.9	139.2	125.5	159.2	147.1	142.4
AJahuel220	268.6	257.9	239.9	289.1	291.9	284.5	303.6	286.3	278.9	332.8	323.5	324.5	319.9	310.3	322.6	289.4	285.2	292.3
Ancoa500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charrua220	363.9	341.4	285.8	369.0	346.5	295.9	388.8	338.7	283.4	396.4	335.1	285.6	368.7	334.1	293.2	356.8	332.2	292.1
Concep220	587.4	543.9	463.7	604.3	568.3	491.2	637.6	574.0	487.5	665.0	588.8	500.0	615.5	553.4	490.4	633.8	576.6	517.4
Temuco220	160.7	138.1	101.4	172.1	150.9	110.3	180.7	148.0	102.1	193.7	154.4	107.2	169.5	158.8	106.3	181.6	155.1	110.0
Valdivia220	54.9	48.5	37.7	58.3	52.9	41.6	62.2	54.5	40.5	67.8	58.0	43.9	62.4	59.3	42.8	68.7	59.7	45.9
PMontt220	143.6	126.8	94.0	144.9	130.4	98.2	155.0	134.1	95.4	167.4	137.9	99.8	150.1	128.4	97.9	152.2	128.1	100.0
Chena220	6.7	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.7	6.6	6.6	6.6	6.6	6.7	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.7
BBlanco220	72.5	64.5	50.7	75.8	68.1	53.2	76.3	65.1	46.4	84.7	68.7	49.0	72.4	69.4	48.8	77.3	67.4	49.7
Rancagua	149.2	135.8	114.2	162.1	150.3	128.4	173.4	154.4	126.5	167.3	144.7	122.3	138.2	131.3	109.3	142.1	130.1	111.1
Sauzal110	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
PCortes	69.1	58.4	43.4	74.3	65.8	51.7	81.2	70.1	53.3	82.5	68.6	51.8	79.5	68.1	53.9	75.1	65.3	52.9
SFernando	95.9	82.4	59.7	105.0	93.5	69.7	118.5	100.5	73.1	113.5	92.7	67.7	82.9	70.0	56.6	79.3	67.6	54.3
Teno	14.4	13.4	10.7	23.3	23.5	21.3	22.4	21.6	21.3	20.7	19.6	19.0	19.0	14.8	18.0	16.3	16.5	18.0
Itahue154	223.3	186.2	134.7	254.3	222.5	166.2	275.2	235.7	169.5	275.3	225.5	164.0	223.1	187.6	144.9	222.7	184.1	143.8
Paine	49.5	43.6	34.2	50.9	45.9	36.7	55.8	49.5	37.9	52.9	45.5	36.7	40.9	38.8	30.7	40.8	36.9	29.4
AJhuel500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Polpaico500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AJahuel154	6.7	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.7	6.6	6.6	6.6	6.6	6.7	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.7
AJahuel110	305.3	242.6	172.2	292.1	241.3	172.8	317.6	275.3	173.3	336.6	273.7	176.1	315.5	279.9	176.1	328.7	268.5	181.6
Ancoa220	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
LosVilos220	28.1	25.7	19.7	29.6	27.3	20.7	31.6	24.6	18.8	31.8	24.1	18.4	21.3	23.0	17.0	22.8	22.3	17.2
Ciruelos220	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Salto110	424.3	337.2	239.2	405.9	335.4	240.2	441.4	382.6	240.8	467.8	380.3	244.7	438.4	389.1	244.7	456.8	373.2	252.3
CNavia110	520.1	413.3	293.2	497.5	411.1	294.4	541.0	469.0	295.2	573.4	466.2	300.0	537.4	476.9	299.9	559.9	457.4	309.3
Chena110	82.0	65.2	46.3	78.5	64.8	46.4	85.3	74.0	46.6	90.4	73.5	47.3	84.8	75.2	47.3	88.3	72.2	48.8
LAlmen220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LAlmen110	240.9	191.5	135.8	230.5	190.4	136.4	250.6	217.2	136.8	265.6	216.0	139.0	249.0	220.9	139.0	259.4	211.9	143.3
Renca110	218.3	173.5	123.1	208.9	172.6	123.6	227.1	196.9	123.9	240.7	195.7	126.0	225.6	200.2	125.9	235.0	192.0	129.8
Ochagavia110	182.5	145.0	102.9	174.5	144.2	103.3	189.8	164.5	103.6	201.2	163.6	105.2	188.5	167.3	105.2	196.4	160.5	108.5
Florida110	242.1	194.4	138.6	230.2	191.4	137.7	253.9	215.7	136.9	268.2	215.1	140.0	244.2	222.4	138.9	257.9	214.3	143.7
LoEspejo110	107.6	85.5	60.6	102.9	85.0	60.9	111.9	97.0	61.1	118.6	96.4	62.0	111.1	98.6	62.0	115.8	94.6	64.0
ASanta220	324.3	289.6	223.5	323.0	292.5	224.0	366.7	296.4	223.8	384.3	304.0	231.8	307.5	317.3	225.4	340.4	315.1	236.7
SLuis220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla A5-7: Demanda de potencia por bloque semanal desde julio a diciembre del año 2010

MES	Jul-10			Ago-10			Sep-10			Oct-10			Nov-10			Dic-10		
BLOQUE	Blq1	Blq2	Blq3															
HORAS/SEMANA	37	84	65	67	52	67	56	62	62	21	95	70	11	103	66	53	66	67
DAlmagro220	103.1	105.2	103.4	106.1	106.5	108.6	107.2	108.7	109.7	110.2	109.5	110.0	106.8	105.3	106.5	104.9	105.4	104.1
CPinto220	21.5	22.2	21.6	20.2	20.3	19.7	22.3	22.0	22.3	22.7	23.0	23.1	20.4	21.4	21.9	22.5	23.1	23.8
Cardones220	204.1	191.9	195.7	198.2	191.0	195.8	207.8	199.6	200.1	226.9	224.4	215.3	227.5	225.2	219.6	225.8	220.7	209.6
Maitenci220	57.7	53.8	58.0	53.5	56.7	58.5	55.2	55.1	56.2	62.1	60.5	58.2	60.6	55.6	55.4	56.6	56.5	55.5
PAzucar220	198.4	195.8	160.3	205.7	188.4	163.5	215.7	189.0	165.0	228.5	211.8	171.6	240.1	220.5	180.2	246.8	221.8	192.6
Quillota220	401.9	380.5	349.3	399.4	375.3	358.5	408.6	380.8	360.0	429.6	415.1	370.2	429.7	421.0	375.0	458.5	421.9	390.5
Polpaico220	290.1	297.6	283.5	293.1	286.6	279.0	293.7	289.9	282.5	292.0	286.8	273.2	307.1	308.1	296.0	324.9	315.6	300.1
CNavia220	155.6	141.4	135.6	152.4	142.7	142.6	158.5	141.6	132.7	169.5	163.6	135.1	196.3	188.8	150.5	216.8	186.3	152.2
AJahuel220	292.6	289.8	300.2	283.5	286.2	294.9	277.5	284.0	291.9	298.2	296.2	294.2	288.2	288.1	291.0	296.9	299.2	298.7
Ancoa500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charrua220	360.2	331.0	291.2	338.4	324.5	282.5	338.7	315.0	278.7	352.1	333.4	281.4	380.0	346.4	292.1	371.1	345.8	303.1
Concep220	641.6	572.8	518.5	592.1	551.7	503.1	586.8	540.4	483.7	602.1	572.4	476.9	616.2	578.4	484.8	629.4	567.8	490.6
Temuco220	173.0	161.2	109.3	170.5	149.3	109.2	170.1	142.4	107.2	170.5	152.2	106.2	188.9	157.1	110.6	176.3	147.9	112.5
Valdivia220	66.5	61.8	46.5	63.2	57.2	45.5	63.8	55.2	44.0	62.9	57.5	44.1	66.1	57.7	43.3	60.0	52.8	42.5
PMontt220	151.2	131.9	99.0	144.3	124.6	100.1	145.6	123.0	98.6	157.5	145.0	103.2	168.0	152.6	111.4	165.7	142.7	113.7
Chena220	6.6	6.6	6.7	6.7	6.6	6.7	6.6	6.6	6.7	6.5	6.6	6.6	6.3	6.6	6.7	6.6	6.6	6.7
BBlanco220	74.9	71.2	51.2	72.3	66.2	50.0	74.5	64.9	50.0	74.8	69.1	52.1	79.0	70.9	53.4	77.5	68.2	54.8
Rancagua	139.1	135.1	111.5	138.9	129.0	110.7	133.8	121.2	104.2	136.2	127.1	103.9	148.9	138.7	113.0	155.2	138.3	119.4
Sauzal110	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2
PCortes	68.0	60.8	47.0	65.6	58.9	46.8	66.8	57.0	44.6	66.0	59.9	43.2	70.1	62.7	43.9	73.4	60.7	46.9
SFernando	75.2	67.7	51.1	71.3	62.1	49.1	70.5	58.6	45.2	79.9	70.1	47.5	85.1	73.1	48.3	96.0	79.6	59.2
Teno	11.6	10.3	11.1	11.5	12.1	12.5	14.5	16.7	16.6	17.0	16.9	15.6	21.7	19.0	18.7	16.7	17.2	15.6
Itahue154	216.9	185.1	135.3	200.8	168.1	127.3	195.4	157.2	119.9	199.7	179.2	118.8	213.8	194.8	127.5	236.6	193.4	144.0
Paine	36.1	35.4	27.0	40.2	37.0	30.6	40.6	35.5	28.8	41.9	39.4	32.3	50.7	45.6	34.7	53.4	46.8	38.0
AJhuel500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Polpaico500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AJahuel154	6.6	6.6	6.7	6.7	6.6	6.7	6.6	6.6	6.7	6.5	6.6	6.6	6.3	6.6	6.7	6.6	6.6	6.7
AJahuel110	322.1	283.9	181.8	316.9	268.9	184.1	319.1	255.4	176.0	305.7	278.5	176.5	314.9	295.0	189.8	342.2	270.4	198.3
Ancoa220	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
LosVilos220	21.1	22.8	16.8	22.6	20.9	17.0	24.5	21.4	17.8	27.1	23.2	17.7	30.7	24.2	18.5	29.0	25.6	20.3
Ciruelos220	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Salto110	447.6	394.5	252.7	440.4	373.7	255.9	443.5	354.9	244.6	424.9	387.1	245.2	437.7	409.9	263.8	475.6	375.7	275.6
CNavia110	548.7	483.6	309.8	539.8	458.1	313.6	543.6	435.0	299.9	520.8	474.5	300.6	536.5	502.5	323.3	583.0	460.6	337.9
Chena110	86.5	76.3	48.9	85.1	72.3	49.5	85.7	68.6	47.3	82.1	74.8	47.4	84.6	79.3	51.0	92.0	72.7	53.3
LAlmen220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LAlmen110	254.2	224.0	143.5	250.1	212.2	145.3	251.8	201.5	138.9	241.3	219.8	139.3	248.5	232.8	149.8	270.1	213.3	156.5
Renca110	230.3	203.0	130.0	226.6	192.3	131.7	228.2	182.6	125.9	218.6	199.2	126.2	225.2	210.9	135.7	244.7	193.4	141.8
Ochagavia110	192.5	169.6	108.7	189.4	160.7	110.0	190.7	152.6	105.2	182.7	166.5	105.5	188.2	176.3	113.4	204.5	161.6	118.5
Florida110	249.6	225.7	144.2	248.9	213.1	146.0	251.3	203.2	140.8	243.6	219.6	141.1	254.3	234.8	154.3	273.7	219.3	162.8
LoEspejo110	113.5	100.0	64.1	111.6	94.7	64.9	112.4	90.0	62.0	107.7	98.1	62.2	110.9	103.9	66.9	120.6	95.2	69.9
ASanta220	317.7	322.8	232.6	327.1	301.0	233.3	330.2	291.6	232.1	334.5	295.8	225.1	368.0	313.2	235.4	356.6	310.9	246.7
SLuis220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla A5-8: Demanda de potencia por bloque semanal desde enero a junio del año 2011

MES BLOQUE	Ene-11			Feb-11			Mar-11			Abr-11			May-11			Jun-11		
	Blq1	Blq2	Blq3															
HORAS/SEMANA	56	63	67	46	63	59	17	105	64	19	95	66	44	76	66	58	66	56
DAlmagro220	103.7	103.7	98.3	104.5	106.5	105.8	96.3	91.6	91.1	115.2	107.9	109.8	106.1	111.4	108.9	101.5	104.6	104.4
CPinto220	24.3	24.6	25.2	25.6	25.8	25.8	25.5	25.6	25.5	21.6	22.4	22.9	23.7	24.3	24.0	23.4	23.8	24.1
Cardones220	230.0	222.6	207.0	221.4	215.3	206.6	232.3	222.1	209.9	230.5	216.5	207.5	218.4	203.1	204.3	196.0	191.0	190.5
Maitenci220	58.6	57.1	54.5	64.0	63.1	60.4	65.0	59.1	58.0	66.1	60.1	58.3	60.8	55.5	58.0	57.5	58.5	60.2
PAzucar220	248.9	225.7	187.2	248.6	228.9	190.2	257.2	225.3	180.3	254.4	215.1	176.1	205.2	206.7	167.2	216.1	203.3	170.4
Quillota220	472.0	442.1	399.5	474.4	449.7	404.3	477.4	444.4	391.3	467.8	432.5	381.1	431.4	406.3	371.6	405.9	385.4	355.0
Polpaico220	335.8	328.9	314.2	352.8	345.3	328.4	357.0	336.1	318.9	350.1	330.1	317.9	322.7	326.8	308.2	321.1	315.1	301.9
CNavia220	244.5	215.6	172.7	245.7	224.1	181.9	228.5	207.8	163.2	232.9	205.1	163.1	199.0	163.2	148.5	184.5	171.5	166.7
AJahuel220	283.1	271.8	253.1	303.9	306.5	298.7	318.9	300.9	292.8	348.4	338.6	339.2	335.0	324.8	337.1	303.8	299.1	306.2
Ancoa500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charrua220	382.5	358.0	299.0	388.0	363.8	309.6	408.2	355.5	296.2	416.6	351.8	298.5	386.6	350.6	305.9	375.1	348.5	305.1
Concep220	613.1	566.6	481.6	631.3	592.9	510.9	667.0	599.7	507.2	696.5	615.6	520.6	643.7	578.9	510.6	663.3	602.5	538.3
Temuco220	172.5	148.5	109.4	184.7	162.1	118.9	193.9	159.0	110.1	207.7	165.8	115.6	182.0	170.6	114.5	194.9	166.5	118.5
Valdivia220	59.5	52.7	41.1	63.2	57.4	45.3	67.3	59.1	44.2	73.3	62.8	47.8	67.5	64.2	46.7	74.2	64.7	49.9
PMontt220	154.4	136.4	101.5	155.7	140.3	105.9	166.5	144.2	102.9	179.7	148.2	107.6	161.2	138.2	105.6	163.5	137.8	107.9
Chena220	14.6	14.4	14.4	14.5	14.5	14.5	14.7	14.5	14.3	14.5	14.4	14.5	14.5	14.5	14.4	14.5	14.4	14.5
BBlanco220	78.4	69.8	55.2	81.9	73.8	57.8	82.5	70.6	50.6	91.4	74.4	53.4	78.3	75.2	53.2	83.6	73.0	54.2
Rancagua	157.7	143.4	120.4	171.4	159.0	135.6	183.5	163.2	133.6	176.9	152.8	129.0	145.9	138.7	115.1	150.0	137.4	117.1
Sauzal110	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4
PCortes	76.3	64.8	48.9	81.8	72.8	57.7	89.2	77.3	59.4	90.5	75.7	57.8	87.3	75.2	60.0	82.7	72.2	58.9
SFernando	103.6	89.2	65.0	113.2	101.0	75.6	127.7	108.5	79.2	122.3	100.2	73.5	89.6	75.9	61.6	85.8	73.4	59.2
Teno	16.8	15.7	12.8	26.2	26.4	24.0	25.3	24.4	24.1	23.4	22.2	21.6	21.7	17.1	20.5	18.8	18.9	20.6
Itahue154	240.2	200.8	145.9	273.2	239.4	179.4	295.6	253.5	182.9	295.7	242.6	177.1	240.0	202.3	156.7	239.6	198.5	155.6
Paine	54.1	47.8	37.7	55.6	50.2	40.4	60.8	54.0	41.8	57.6	49.8	40.5	44.9	42.7	34.0	44.8	40.6	32.6
AJhuel500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Polpaico500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AJahuel154	14.6	14.4	14.4	14.5	14.5	14.5	14.7	14.5	14.3	14.5	14.4	14.5	14.5	14.5	14.4	14.5	14.4	14.5
AJahuel110	325.5	258.6	183.5	311.3	257.2	184.2	338.5	293.5	184.8	358.8	291.7	187.7	336.3	298.4	187.7	350.4	286.3	193.5
Ancoa220	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
LosVilos220	31.4	28.8	22.4	32.9	30.4	23.4	35.0	27.5	21.3	35.3	27.1	20.9	24.0	25.9	19.4	25.6	25.1	19.7
Ciruelos220	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
Salto110	452.3	359.5	255.0	432.7	357.5	256.0	470.5	407.8	256.7	498.6	405.5	260.9	467.4	414.7	260.9	486.9	397.8	268.9
CNavia110	554.4	440.6	312.6	530.4	438.2	313.8	576.7	499.9	314.7	611.2	497.0	319.8	572.9	508.4	319.7	596.8	487.6	329.7
Chena110	87.5	69.5	49.3	83.7	69.1	49.5	91.0	78.9	49.6	96.4	78.4	50.4	90.4	80.2	50.4	94.1	76.9	52.0
LAlmen220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LAlmen110	256.9	204.1	144.8	245.7	203.0	145.4	267.2	231.6	145.8	283.1	230.2	148.2	265.4	235.5	148.1	276.5	225.9	152.7
Renca110	232.7	185.0	131.2	222.7	184.0	131.7	242.1	209.9	132.1	256.6	208.6	134.3	240.5	213.4	134.2	250.6	204.7	138.4
Ochagavia110	194.5	154.6	109.7	186.1	153.7	110.1	202.3	175.4	110.4	214.4	174.4	112.2	201.0	178.3	112.2	209.4	171.1	115.7
Florida110	258.1	207.2	147.7	245.4	204.1	146.8	270.6	229.9	145.9	285.9	229.3	149.2	260.3	237.1	148.0	275.0	228.5	153.2
LoEspejo110	114.7	91.1	64.6	109.7	90.6	64.9	119.3	103.4	65.1	126.4	102.8	66.1	118.5	105.1	66.1	123.4	100.8	68.2
ASanta220	344.0	307.0	236.5	343.1	310.5	237.4	389.1	314.2	236.7	407.6	322.0	244.9	325.9	336.2	238.2	360.9	333.9	250.3
SLuis220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla A5-9: Demanda de potencia por bloque semanal desde julio a diciembre del año 2011

MES BLOQUE	Jul-11			Ago-11			Sep-11			Oct-11			Nov-11			Dic-11		
	Blq1	Blq2	Blq3															
HORAS/SEMANA	37	84	65	67	52	67	56	62	62	21	95	70	11	103	66	53	66	67
DAlmagro220	107.0	109.1	107.2	110.1	110.4	112.5	111.2	112.6	113.6	114.3	113.5	114.0	110.8	109.2	110.3	108.9	109.3	107.8
CPinto220	23.3	24.0	23.5	22.0	22.1	21.5	24.2	23.9	24.2	24.6	24.8	25.0	22.2	23.2	23.8	24.4	25.0	25.6
Cardones220	213.2	200.2	204.0	206.8	199.1	204.0	217.2	208.4	208.9	237.3	234.6	224.6	238.2	235.6	229.4	236.5	230.9	219.2
Maitenci220	60.8	56.8	60.9	56.6	59.7	61.5	58.3	58.1	59.1	65.4	63.7	61.2	63.9	58.6	58.3	59.6	59.5	58.3
PAzucar220	208.1	205.3	167.4	215.8	197.4	170.7	226.4	198.0	172.3	240.1	222.2	179.3	252.6	231.5	188.6	259.6	233.0	201.9
Quillota220	424.1	401.8	368.1	421.6	396.1	377.6	431.6	401.8	379.3	453.4	437.9	390.1	454.0	444.4	395.2	484.6	445.7	412.1
Polpaico220	304.9	312.5	297.4	308.0	301.1	292.9	308.6	304.4	296.4	307.3	301.6	286.9	322.7	323.5	310.4	341.4	331.4	315.0
Chena220	180.5	165.5	159.4	177.3	166.7	166.8	183.7	165.6	156.3	195.3	189.2	158.9	223.4	216.0	175.3	245.9	213.4	177.1
AJahuel220	306.9	303.8	314.2	297.7	300.0	308.8	291.5	297.8	305.7	312.8	310.8	308.2	302.4	302.6	305.1	311.9	313.8	313.1
Ancoa500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charrua220	378.2	347.6	304.2	356.0	340.4	295.3	356.0	330.2	291.1	369.9	349.8	293.9	399.1	363.3	305.1	390.0	362.7	317.1
Concep220	671.0	598.9	539.4	619.3	576.3	523.2	613.6	563.8	502.5	628.9	597.2	495.4	644.6	603.9	504.0	657.7	592.0	509.9
Temuco220	185.6	173.0	117.8	182.9	160.4	117.7	182.6	153.0	115.5	183.0	163.5	114.4	202.5	168.8	119.1	189.2	158.9	121.2
Valdivia220	71.9	66.9	50.5	68.4	62.0	49.5	69.0	59.8	48.0	68.0	62.3	47.9	71.4	62.5	47.1	64.9	57.3	46.3
PMontt220	162.4	141.9	106.8	155.0	134.1	108.0	156.5	132.3	106.4	169.1	155.8	111.3	180.3	163.9	120.0	177.9	153.3	122.5
Chena220	14.4	14.5	14.5	14.5	14.3	14.5	14.5	14.3	14.6	14.3	14.5	14.5	13.8	14.5	14.6	14.5	14.4	14.5
BBlanco220	81.0	77.0	55.7	78.2	71.7	54.4	80.6	70.3	54.4	80.8	74.8	56.7	85.3	76.7	58.0	83.7	73.8	59.5
Rancagua	146.8	142.7	117.5	146.7	136.1	116.6	141.3	128.0	109.8	143.8	134.1	109.5	157.4	146.3	119.0	164.0	146.1	126.0
Sauzal110	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2
PCortes	75.1	67.4	52.7	72.5	65.4	52.5	73.8	63.3	50.2	72.9	66.4	48.7	77.2	69.5	49.5	80.8	67.3	52.7
SFernando	81.4	73.5	55.7	77.3	67.5	53.7	76.5	63.8	49.5	86.5	76.1	52.0	92.0	79.3	52.8	103.7	86.2	64.5
Teno	13.7	12.3	13.2	13.6	14.3	14.7	16.8	19.1	19.1	19.5	19.3	17.9	24.4	21.6	21.3	19.1	19.7	17.9
Itahue154	233.3	199.5	146.5	216.2	181.4	138.0	210.5	169.8	130.2	215.1	193.2	128.9	230.0	209.8	138.2	254.5	208.5	155.8
Paine	39.8	39.1	30.1	44.1	40.7	34.0	44.6	39.1	32.1	45.9	43.3	35.7	55.3	49.9	38.3	58.2	51.2	41.9
AJhuel500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Polpaico500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AJahuel154	14.4	14.5	14.5	14.5	14.3	14.5	14.5	14.3	14.6	14.3	14.5	14.5	13.8	14.5	14.6	14.5	14.4	14.5
AJahuel110	343.3	302.6	193.8	337.8	286.7	196.2	340.2	272.2	187.6	325.9	296.9	188.1	335.7	314.4	202.3	364.8	288.2	211.4
Ancoa220	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
LosVilos220	23.9	25.7	19.3	25.5	23.6	19.5	27.5	24.2	20.3	30.2	26.1	20.2	34.1	27.2	21.1	32.2	28.6	23.0
Ciruelos220	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
Salto110	477.1	420.5	269.4	469.4	398.3	272.7	472.7	378.3	260.8	452.9	412.6	261.4	466.6	437.0	281.2	507.0	400.5	293.8
CNavia110	584.9	515.5	330.2	575.4	488.3	334.3	579.5	463.7	319.6	555.2	505.8	320.5	571.9	535.7	344.7	621.5	491.0	360.2
Chena110	92.3	81.3	52.1	90.8	77.0	52.7	91.4	73.1	50.4	87.6	79.8	50.6	90.2	84.5	54.4	98.0	77.5	56.8
LAlmen220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LAlmen110	270.9	238.8	153.0	266.6	226.2	154.9	268.4	214.8	148.1	257.2	234.3	148.4	264.9	248.2	159.7	287.9	227.4	166.9
Renca110	245.5	216.4	138.6	241.6	205.0	140.3	243.3	194.7	134.2	233.1	212.3	134.5	240.1	224.9	144.7	260.9	206.1	151.2
Ochagavia110	205.2	180.8	115.9	201.9	171.3	117.3	203.3	162.7	112.1	194.8	177.4	112.4	200.6	187.9	120.9	218.0	172.2	126.3
Florida110	266.0	240.6	153.8	265.3	227.1	155.6	267.9	216.6	150.1	259.7	234.1	150.5	271.1	250.3	164.5	291.7	233.8	173.6
LoEspejo110	121.0	106.6	68.3	119.0	101.0	69.1	119.8	95.9	66.1	114.8	104.6	66.3	118.3	110.8	71.3	128.5	101.5	74.5
ASanta220	336.7	342.0	245.9	346.8	318.8	246.6	350.0	308.8	245.4	354.6	313.4	237.9	390.3	331.9	249.0	378.2	329.5	260.9
SLuis220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla A5-10: Demanda de potencia por bloque semanal desde enero a junio del año 2012

MES	Ene-12			Feb-12			Mar-12			Abr-12			May-12			Jun-12		
	BLOQUE	Blq1	Blq2	Blq3	Blq1	Blq2												
HORAS/SEMANA	56	63	67	46	63	59	17	105	64	19	95	66	44	76	66	58	66	56
DAlmagro220	107.7	107.6	102.0	108.5	110.5	109.7	100.3	95.3	94.8	119.5	111.9	113.8	110.0	115.5	112.9	105.5	108.6	108.4
CPinto220	26.2	26.5	27.2	27.6	27.7	27.8	27.5	27.5	27.4	23.5	24.3	24.8	25.7	26.2	25.9	25.3	25.7	26.0
Cardones220	240.7	232.7	216.1	231.7	225.0	215.7	242.8	232.0	218.9	241.0	226.1	216.4	228.0	211.8	213.0	205.1	199.7	199.1
Maitenci220	61.9	60.3	57.4	67.3	66.4	63.5	68.5	62.3	61.0	69.6	63.3	61.3	64.0	58.7	61.0	60.7	61.7	63.2
PAzucar220	261.9	237.2	196.1	261.5	240.4	199.2	270.6	236.6	188.7	267.8	226.0	184.3	215.3	216.8	174.7	226.9	213.2	178.1
Quillota220	498.9	466.9	421.4	501.1	474.8	426.5	504.2	469.1	412.6	494.4	456.7	402.0	455.3	429.1	391.6	429.3	407.5	374.8
Polpaico220	353.3	345.7	330.0	370.7	362.7	344.7	375.2	353.3	334.7	367.9	346.7	333.6	338.9	343.0	323.2	337.4	331.0	316.9
CNavia220	275.9	244.9	199.1	277.0	253.9	209.0	258.9	236.7	188.9	263.3	233.7	189.0	227.2	189.1	173.3	211.7	197.8	192.8
AJahuel220	298.5	286.6	267.1	319.7	322.1	313.7	335.2	316.5	307.6	364.8	354.6	354.8	350.9	340.1	352.4	319.0	313.9	321.0
Ancoa500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charrua220	402.3	375.7	312.8	408.1	382.1	324.0	428.9	373.2	309.8	438.0	369.6	312.2	405.5	368.1	319.4	394.6	365.8	318.9
Concep220	640.2	590.6	500.3	659.8	618.9	531.6	698.1	626.8	528.0	729.9	643.9	542.4	673.6	605.8	531.8	694.6	629.9	560.4
Temuco220	185.2	159.6	117.9	198.2	174.1	128.0	208.0	170.8	118.6	222.7	178.0	124.5	195.3	183.1	123.4	209.0	178.8	127.6
Valdivia220	64.5	57.2	44.9	68.4	62.2	49.3	72.8	64.1	48.1	79.1	68.0	52.0	73.0	69.5	50.8	80.2	70.0	54.3
PMontt220	165.9	146.7	109.5	167.3	150.8	114.2	178.8	155.0	111.0	192.9	159.3	116.0	173.1	148.6	113.9	175.6	148.2	116.3
Chena220	23.2	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	23.3	23.0	22.8	22.9	22.9	23.0	22.9	23.0	22.9	22.9	22.9	23.0
BBlanco220	84.7	75.6	60.0	88.4	79.8	62.8	89.1	76.4	55.1	98.6	80.4	58.1	84.6	81.3	57.9	90.3	79.1	58.9
Rancagua	166.7	151.5	127.0	181.3	168.1	143.2	194.2	172.6	141.0	187.2	161.5	136.2	154.0	146.4	121.4	158.5	145.1	123.5
Sauzal110	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4
PCortes	84.0	71.7	54.8	89.8	80.2	64.2	97.7	85.1	65.9	99.1	83.3	64.3	95.7	82.8	66.6	90.8	79.6	65.5
SFernando	111.8	96.4	70.6	122.0	108.9	81.9	137.4	117.0	85.8	131.7	108.1	79.7	96.9	82.3	67.0	92.8	79.6	64.4
Teno	19.3	18.1	15.0	29.3	29.5	27.0	28.3	27.4	27.0	26.4	25.1	24.4	24.5	19.6	23.3	21.4	21.5	23.3
Itahue154	258.3	216.3	157.9	293.3	257.5	193.6	317.4	272.4	197.3	317.4	260.9	191.1	257.9	217.9	169.3	257.5	213.8	168.1
Paine	59.0	52.2	41.6	60.5	54.8	44.4	66.1	58.9	45.9	62.8	54.4	44.5	49.2	46.8	37.6	49.0	44.6	36.1
AJhuel500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Polpaico500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AJahuel154	23.2	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	23.3	23.0	22.8	22.9	22.9	23.0	22.9	23.0	22.9	22.9	22.9	23.0
AJahuel110	347.0	275.7	195.6	331.9	274.2	196.4	360.9	312.8	196.9	382.5	311.0	200.1	358.5	318.1	200.1	373.5	305.2	206.3
Ancoa220	4.4	4.3	4.3	4.3	4.3	4.4	4.4	4.4	4.3	4.4	4.3	4.4	4.3	4.4	4.4	4.4	4.3	4.4
LosVilos220	34.8	32.0	25.2	36.4	33.7	26.3	38.6	30.7	24.0	38.9	30.2	23.6	26.9	29.0	22.0	28.7	28.1	22.3
Ciruelos220	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.3	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Salto110	482.2	383.2	271.9	461.2	381.1	272.9	501.6	434.8	273.7	531.5	432.2	278.1	498.2	442.1	278.1	519.0	424.0	286.7
CNavia110	591.0	469.7	333.2	565.4	467.1	334.5	614.8	532.9	335.5	651.6	529.8	340.9	610.7	541.9	340.8	636.2	519.8	351.4
Chena110	93.2	74.1	52.6	89.2	73.7	52.8	97.0	84.1	52.9	102.8	83.6	53.8	96.3	85.5	53.8	100.3	82.0	55.4
LAlmen220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LAlmen110	273.8	217.6	154.4	261.9	216.4	155.0	284.8	246.9	155.4	301.8	245.4	157.9	282.9	251.0	157.9	294.7	240.8	162.8
Renca110	248.1	197.2	139.9	237.3	196.1	140.4	258.1	223.7	140.8	273.5	222.4	143.1	256.4	227.5	143.1	267.1	218.2	147.5
Ochagavia110	207.3	164.8	116.9	198.3	163.9	117.4	215.7	186.9	117.7	228.6	185.9	119.6	214.2	190.1	119.6	223.2	182.3	123.3
Florida110	275.2	220.9	157.4	261.5	217.5	156.4	288.5	245.1	155.6	304.7	244.5	159.0	277.5	252.7	157.8	293.1	243.6	163.3
LoEspejo110	122.2	97.1	68.9	116.9	96.6	69.2	127.1	110.2	69.4	134.7	109.5	70.5	126.3	112.1	70.5	131.6	107.5	72.7
ASanta220	365.0	325.5	250.3	364.5	329.7	251.7	412.8	333.1	250.5	432.4	341.2	259.0	345.4	356.3	251.8	382.8	353.9	264.7
SLuis220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla A5-11: Demanda de potencia por bloque semanal desde julio a diciembre del año 2012

MES	Jul-12			Ago-12			Sep-12			Oct-12			Nov-12			Dic-12		
BLOQUE	Blq1	Blq2	Blq3															
HORAS/SEMANA	37	84	65	67	52	67	56	62	62	21	95	70	11	103	66	53	66	67
DAlmagro220	111.0	113.2	111.2	114.2	114.5	116.6	115.3	116.7	117.7	118.5	117.7	118.1	115.0	113.3	114.3	113.0	113.4	111.8
CPinto220	25.2	25.9	25.4	23.9	23.9	23.4	26.1	25.8	26.1	26.5	26.8	26.9	24.0	25.2	25.7	26.3	26.9	27.6
Cardones220	222.6	208.8	212.7	215.8	207.6	212.6	227.1	217.6	218.1	248.2	245.3	234.5	249.4	246.6	239.7	247.8	241.7	229.4
Maitenci220	63.9	59.9	64.0	59.8	62.8	64.6	61.6	61.2	62.1	68.8	67.0	64.3	67.2	61.8	61.3	62.9	62.7	61.4
PAzucar220	218.3	215.4	174.8	226.6	206.9	178.4	237.9	207.5	180.1	252.3	233.3	187.5	265.8	243.3	197.5	273.3	244.9	211.7
Quillota220	447.7	424.5	388.2	445.2	418.2	398.0	456.1	424.2	399.8	478.8	462.2	411.2	479.8	469.4	416.9	512.5	471.1	435.1
Polpaico220	320.6	328.4	312.2	323.9	316.4	307.6	324.6	319.7	311.2	323.6	317.4	301.5	339.2	340.0	325.8	358.9	348.2	330.9
CNavia220	207.4	191.5	185.0	204.1	192.6	193.0	210.9	191.5	181.8	223.1	216.7	184.5	252.5	245.3	202.1	277.2	242.5	203.9
AJahuel220	322.1	318.7	329.1	312.6	314.7	323.5	306.3	312.4	320.4	328.3	326.2	323.0	317.4	317.8	320.0	327.8	329.3	328.3
Ancoa500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charrua220	397.3	365.2	317.9	374.5	357.2	308.8	374.4	346.3	304.3	388.8	367.2	307.3	419.4	381.2	318.8	410.1	380.6	331.9
Concep220	702.0	626.5	561.4	648.1	602.2	544.4	642.0	588.5	522.3	657.2	623.4	514.9	674.6	630.8	524.2	687.7	617.7	530.2
Temuco220	199.1	185.7	126.8	196.3	172.3	126.7	195.9	164.3	124.4	196.4	175.5	123.2	217.1	181.2	128.3	202.9	170.6	130.4
Valdivia220	77.7	72.3	54.9	74.0	67.1	53.8	74.6	64.8	52.2	73.5	67.4	52.1	77.1	67.7	51.3	70.3	62.1	50.4
PMontt220	174.4	152.5	115.2	166.6	144.2	116.4	168.1	142.4	114.7	181.6	167.4	119.9	193.4	176.0	129.2	190.9	164.7	131.9
Chena220	22.8	22.9	23.0	23.0	22.7	23.0	22.9	22.8	23.1	22.7	22.9	23.0	21.9	22.9	23.1	22.9	22.9	23.0
BBlanco220	87.4	83.3	60.6	84.6	77.6	59.2	87.1	76.1	59.2	87.2	80.8	61.6	92.0	82.9	63.0	90.4	79.8	64.6
Rancagua	155.1	150.8	123.8	154.9	143.7	122.8	149.3	135.1	115.8	151.9	141.5	115.4	166.4	154.5	125.5	173.5	154.4	132.9
Sauzal110	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2
PCortes	82.7	74.5	58.8	79.9	72.3	58.6	81.3	70.1	56.1	80.3	73.4	54.5	84.8	76.7	55.4	88.8	74.4	58.8
SFernando	88.1	79.7	60.8	83.7	73.3	58.6	82.8	69.3	54.2	93.5	82.5	56.8	99.3	85.8	57.6	111.8	93.2	70.1
Teno	16.0	14.5	15.5	15.9	16.6	17.1	19.3	21.7	21.7	22.1	22.0	20.5	27.3	24.4	24.1	21.7	22.3	20.5
Itahue154	250.8	215.0	158.5	232.7	195.7	149.4	226.6	183.4	141.2	231.6	208.3	139.8	247.3	225.9	149.7	273.5	224.6	168.5
Paine	43.7	42.9	33.4	48.4	44.7	37.6	48.8	43.0	35.5	50.3	47.5	39.4	60.2	54.5	42.2	63.4	55.8	46.0
AJhuel500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Polpaico500	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AJahuel154	22.8	22.9	23.0	23.0	22.7	23.0	22.9	22.8	23.1	22.7	22.9	23.0	21.9	22.9	23.1	22.9	22.9	23.0
AJahuel110	366.0	322.6	206.6	360.1	305.6	209.2	362.6	290.2	200.0	347.4	316.5	200.5	357.9	335.2	215.7	388.9	307.2	225.4
Ancoa220	4.3	4.4	4.4	4.4	4.3	4.4	4.3	4.3	4.4	4.3	4.4	4.4	4.2	4.4	4.4	4.4	4.3	4.4
LosVilos220	26.8	28.7	21.9	28.5	26.5	22.1	30.7	27.1	23.0	33.5	29.1	22.9	37.6	30.3	23.8	35.7	31.8	25.8
Ciruelos220	4.3	4.4	4.4	4.4	4.3	4.4	4.4	4.3	4.4	4.3	4.4	4.4	4.2	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Salto110	508.6	448.3	287.2	500.4	424.6	290.7	503.9	403.3	278.0	482.8	439.9	278.7	497.4	465.8	299.7	540.5	427.0	313.2
CNavia110	623.5	549.5	352.0	613.4	520.5	356.4	617.7	494.3	340.7	591.8	539.2	341.6	609.7	571.0	367.4	662.5	523.4	383.9
Chena110	98.3	86.7	55.5	96.8	82.1	56.2	97.4	78.0	53.8	93.4	85.0	53.9	96.2	90.1	58.0	104.5	82.6	60.6
LAlmen220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LAlmen110	288.8	254.6	163.1	284.2	241.1	165.1	286.1	229.0	157.9	274.1	249.8	158.2	282.4	264.5	170.2	306.9	242.4	177.9
Renca110	261.7	230.7	147.8	257.5	218.5	149.6	259.3	207.5	143.0	248.4	226.3	143.4	255.9	239.7	154.2	278.1	219.7	161.2
Ochagavia110	218.7	192.8	123.5	215.2	182.6	125.0	216.7	173.4	119.5	207.6	189.2	119.8	213.9	200.3	128.9	232.4	183.6	134.7
Florida110	283.6	256.5	163.9	282.8	242.1	165.9	285.6	230.9	160.0	276.8	249.6	160.4	289.0	266.9	175.3	311.0	249.2	185.0
LoEspejo110	128.9	113.6	72.8	126.8	107.6	73.7	127.7	102.2	70.5	122.4	111.5	70.6	126.1	118.1	76.0	137.0	108.2	79.4
ASanta220	357.0	362.6	260.0	367.7	337.9	260.8	371.2	327.2	259.5	376.0	332.0	251.5	414.1	351.9	263.3	401.2	349.2	276.1
SLuis220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

1.4 Centrales generadoras y costos asociados

En las tablas A5-12 y A5-13 se presentan las centrales hidráulicas y térmicas modeladas, respectivamente indicando el número de la barra PLP, potencia máxima, fecha de entrada en servicio y costo variable, cuando corresponde.

Para las centrales térmicas existentes, los costos variables corresponden a una constante a lo largo del horizonte de estudio, o bien a un promedio de los valores proyectados por la CNE. La Tabla A5-14 complementa la información dichos costos a lo largo del horizonte de simulación, presentando su promedio temporal en los períodos que se señalan.

La tabla A5-15 muestra la disponibilidad semanal de gas natural por central. En forma complementaria, la tabla A5-16 señala la disponibilidad semanal de combustible alternativo: gas natural licuado, diesel, y gas natural argentino de costo GNL.

Tabla A5-12

Centrales hidráulicas modeladas

Central	Barra N°	Pmax	Entrada	Central	Barra N°	Pmax	Entrada
		[MW]	E/S			[MW]	E/S
CIPRESES	23	105.0		LOSMORROS	39	2.6	
ISLA	23	69.0		MAITENES	39	31.0	
CURILLINQUE	23	87.0		PUNTILLA	39	14.0	
LOMAALTA	29	39.0		ACONCAGUA	7	81.9	
PEHUENCHE	29	560.0		LOSQUILOS	7	39.9	
COLBUN	9	457.0		CHACABUQUITO	7	25.7	
MACHICURA	9	94.0		ALFALFAL	35	178.1	
SANIGNACIO	23	37.0		SAUZAL_1	19	37.6	
ELTORO	11	450.0		SAUZAL_2	18	51.2	
ABANICO	11	136.0		PEUCHEN	11	77.0	
ANTUCO	11	320.0		MAMPIL	11	49.0	
RUCUE	11	178.4		PULLINQUE	13	48.1	
RAPEL	8	375.0		CAPULLO	17	12.0	
CANUTILLAR	15	170.2		PILMAIQUEN	17	39.0	
RALCO	11	690.0		COYA-PANGAL	9	25.0	
PANGUE	11	450.0		QUILLECO	11	70.0	Abr-07
LOSMOLLES	5	18.6		CHIBURGO	9	19.4	Jun-07
VOLC_QUEL	39	62.0		HORNITOS	7	55.0	Oct-07
FLORIDA	39	28.0		LAHIGUERA	21	155.0	Oct-08
SAUCEANDES	7	1.4		CONFLUENCIA	21	145.0	Ene-10
OJOS DE AGUA	23	9.0	Abr-08	NELTUME	14	403.0	Oct-12

Nota:

Los costos variables corresponden al de la primera etapa para las centrales existentes, y al de la etapa en que entran en servicio, para las nuevas centrales.

Tabla A5-13

Centrales térmicas y otras centrales modeladas

Central	Barra	Pmax [MW]	Entrada E/S	C. Var. mills/kWh	Central	Barra	Pmax [MW]	Entrada E/S	C. Var. mills/kWh
DALMAGRO	1	43.7	---	201.4	CONST-EVE	23	6.8	---	0.0
GUACOLDA_1	4	139.9	---	26.2	LAJA-EVE	11	6.8	---	0.0
GUACOLDA_2	4	139.9	---	26.2	BOCAMINA	12	105.9	---	29.9
TALTAL_1	1	115.4	---	48.0	SFRANCISCO	18	23.8	---	191.5
TALTAL_2	1	117.2	---	48.0	PETROPOW_1	12	52.4	---	3.9
TALTAL_2_DIE	1	104.5	---	166.1	CHOLGUAN_1	11	8.7	---	9.9
HUASCO_TG	4	37.1	---	161.3	CHOLGUAN_2	11	3.9	---	57.2
HUASCO_TV	4	10.6	---	116.7	NUEVA_ALDEA_1	11	13.5	---	14.0
CANDELARIA_DIE	9	244.8	---	164.0	NUEVA_ALDEA_2	11	9.7	---	74.0
CANDELARIA_GNL	9	250.6	---	84.9	NUEVA_ALDEA_3_1	11	5.8	---	0.0
NEHUENCO_1_DIE	42	314.8	---	100.2	NUEVA_ALDEA_3_2	11	13.5	---	14.0
NEHUENCO_1_GNL	42	332.9	---	58.6	LICANTEN_1	23	1.5	---	28.0
NEHUENCO_1_FA_GNL	42	20.9	---	69.2	LICANTEN_2	23	3.9	---	185.0
NEHUENCO_2	42	376.1	---	32.4	TG_CORONEL_DIE	12	43.4	---	143.0
NEHUENCO_2_DIE_GNL	42	376.1	---	100.2	VALDIVIA_1	31	5.8	---	0.0
NEHUENCO_9B_BD	42	82.4	---	168.3	VALDIVIA_2	31	7.7	---	6.0
NEHUENCO_9B_PD	42	14.4	---	191.4	VALDIVIA_3	31	8.7	---	47.0
NEHUENCO_9B_BGNL	42	82.4	---	91.1	VALDIVIA_4	31	36.7	---	88.0
NEHUENCO_9B_PGNL	42	14.4	---	114.1	ANTILHUE_TG	14	96.7	---	135.0
NRENCA	37	312.4	---	33.5	EOLICA_CANELA1	30	3.6	Sep-07	0.0
NRENCA_FA1	37	12.2	---	39.6	LOSVILOS_TG_DIE	30	122.4	Ene-08	148.6
NRENCA_FA2	37	36.5	---	39.6	QUINTERO_TG_DIE_GNL	41	122.4	Ene-08	148.6
NRENCA_GNL	37	312.4	---	57.1	PTO_MONTT_TG_DIE	15	237.5	Abr-08	148.8
NRENCA_FA_GNL	37	12.2	---	70.1	EOLICA_CONCEP1	12	7.2	Oct-08	0.0
NRENCA_DIE	37	304.5	---	107.1	CONST_AUTOG_01	23	8.7	May-09	14.0
SANISIDRO	42	342.7	---	37.2	CONST_AUTOG_02	23	7.7	May-09	50.0
SANISIDROFA	42	19.6	---	59.3	TALTAL_CC	1	352.4	Jul-09	54.6
SANISIDRO_DIESEL	42	291.9	---	114.9	HORC_AUTOG_01	12	14.5	Ago-09	16.0
SANISIDRO_GNL	42	342.7	---	56.3	HORC_AUTOG_02	12	9.7	Ago-09	52.0
SANISIDROFA_GNL	42	19.6	---	96.8	GUACOLDA_3	4	146.9	Oct-09	27.1
SANISIDRO_2_CA	42	214.4	---	126.8	EOLICA_CONCEP2	12	7.2	Oct-09	0.0
SANISIDRO_2_CC	42	306.4	---	115.4	QUINTEROS_CC1	46	342.7	Abr-10	39.6
SANISIDRO_2_GNL	42	342.7	---	49.7	QUINTEROS_CC1_FA	46	34.3	Abr-10	52.5
SANISIDRO_2_FA_GNL	42	18.6	---	66.0	NVAVENTANAS	46	236.9	Abr-10	30.0
CAMPANARIO	11	122.4	---	56.9	CORONEL1	12	244.8	Ene-11	28.6
CAMPANARIO_DIE_GNL	11	122.4	---	151.9	GEO_CALABOZO1	29	40.0	Abr-11	2.0
VENTANAS_2	41	203.5	---	32.6	GEO_CHILLAN1	11	25.0	Abr-11	2.0
VENTANAS_1	41	105.0	---	34.8	PAZUCAR1	5	244.8	Jul-11	28.6
LAGVERDE_TG	41	16.2	---	153.1	GEO_CALABOZO2	29	40.0	Abr-13	2.0
LAGVERDE_TV	41	26.4	---	78.6	GEO_CHILLAN2	11	25.0	Abr-13	2.0
LOSVIENTOS_TG	7	118.3	---	152.2	RANCAGUA1	18	342.7	Oct-13	39.6
RENCA	37	81.9	---	219.5	RANCAGUA1_FA	18	34.3	Oct-13	52.5
CELCO_1	23	2.9	---	10.0	PAZUCAR2	5	244.8	Ene-14	28.6
CELCO_2	23	1.9	---	60.0	CORONEL2	12	244.8	Jun-14	28.6
ARAUCO_1	12	6.8	---	82.6	GEO_CALABOZO3	29	40.0	Abr-15	2.0
ARAUCO_2	12	2.9	---	89.0	GEO_CHILLAN3	11	25.0	Abr-15	2.0
ARAUCO_3	12	4.8	---	170.0	LOSVILOS	30	244.8	Jun-15	28.6
HORCONES_TG	12	23.1	---	79.8	PTO_MONTT1	15	244.8	Jul-15	28.6

Tabla A5-14

Variación en el costo variable de las centrales modeladas

CENTRAL	Fecha Inicial	Fecha Final	CV [USD/MWh]
NEHUENCO_2_DIE_GNL	01-Abr-2009	31-Dic-2011	57.4
CAMPANARIO_DIE_GNL	01-Abr-2009	31-Dic-2011	84.9
QUINTERO_TG_DIE_GNL	01-Abr-2009	31-Dic-2011	84.9
DALMAGRO	01-Abr-2009	31-Dic-2015	173.9
TALTAL_2_DIE	01-Abr-2009	31-Dic-2015	143.4
HUASCO_TG	01-Abr-2009	31-Dic-2015	140.2
LAGVERDE_TG	01-Abr-2009	31-Dic-2015	131.7
LOSVENTOS_TG	01-Abr-2009	31-Dic-2015	131.1
RENCA	01-Abr-2009	31-Dic-2015	189.1
TG_CORONEL_DIE	01-Abr-2009	31-Dic-2015	124.2
ANTILHUE_TG	01-Abr-2009	31-Dic-2015	116.4
LOSVILOS_TG_DIE	01-Abr-2009	31-Dic-2015	128.8
PTO_MONTT_TG_DIE	01-Abr-2009	31-Dic-2015	129.2
CANDELARIA_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	67.8
NEHUENCO_1_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	46.9
NEHUENCO_1_FA_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	54.8
NEHUENCO_2_DIE_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	46.0
NEHUENCO_9B_BGNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	72.8
NEHUENCO_9B_PGNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	95.6
NRENCA_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	45.9
NRENCA_FA_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	55.6
SANISIDRO_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	45.2
SANISIDROFA_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	77.3
SANISIDRO_2_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	40.0
SANISIDRO_2_FA_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	52.9
CAMPANARIO_DIE_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	67.8
TALTAL_CC	01-Ene-2012	31-Dic-2015	43.7
QUINTERO_TG_DIE_GNL	01-Ene-2012	31-Dic-2015	67.8

Tabla A5-15

Mes	TalTal 1	TalTal 2	San Isidro	Nehuenco I	Nehuenco II	Nehuenco III	Nueva Renca	Candelaria	Campanario
Abr-07	4	2	3	0	2	0	2	0	2
May-07	4	2	2	0	2	0	2	0	1
Jun-07	4	1	1	0	2	0	2	0	1
Jul-07	0	4	1	0	2	0	2	0	1
Ago-07	4	1	1	0	2	0	2	0	1
Sep-07	4	3	2	0	2	0	2	0	1
Oct-07	4	2	2	0	3	0	2	0	2
Nov-07	4	2	2	0	3	0	2	0	2
Dic-07	4	2	2	0	2	0	2	0	2
Ene-08	3	0	2	0	2	0	2	0	1
Feb-08	3	0	1	0	2	0	2	0	1
Mar-08	3	0	1	0	2	0	2	0	1
Abr-08	3	0	2	0	2	0	2	0	1
May-08	3	0	1	0	2	0	2	0	0
Jun-08	3	0	0	0	1	0	1	0	0
Jul-08	0	2	0	0	1	0	1	0	0
Ago-08	2	0	0	0	1	0	1	0	0
Sep-08	2	0	1	0	1	0	1	0	0
Oct-08	2	0	2	0	3	0	2	0	2
Nov-08	1	0	2	0	3	0	2	0	2
Dic-08	2	0	2	0	2	0	2	0	2
Ene-09	0	0	2	0	2	0	2	0	1
Feb-09	0	0	1	0	2	0	2	0	1
Mar-09	0	0	1	0	2	0	2	0	1
Abr-09	0	0	2	0	2	0	2	0	1
May-09	0	0	1	0	2	0	2	0	0
Jun-09	0	0	0	0	1	0	1	0	0
Jul-09	0	0	0	0	1	0	1	0	0
Ago-09	0	0	0	0	1	0	1	0	0
Sep-09	0	0	1	0	1	0	1	0	0
Oct-09	0	0	2	0	3	0	2	0	2
Nov-09	0	0	2	0	3	0	2	0	2
Dic-09	0	0	2	0	2	0	2	0	2
Ene-10	0	0	2	0	2	0	2	0	1
Feb-10	0	0	1	0	2	0	2	0	1
Mar-10	0	0	1	0	2	0	2	0	1
Abr-10	0	0	2	0	2	0	2	0	1
May-10	0	0	1	0	2	0	2	0	0
Jun-10	0	0	0	0	1	0	1	0	0
Jul-10	0	0	0	0	1	0	1	0	0
Ago-10	0	0	0	0	1	0	1	0	0
Sep-10	0	0	1	0	1	0	1	0	0
Oct-10	0	0	2	0	3	0	2	0	2
Nov-10	0	0	2	0	3	0	2	0	2
Dic-10	0	0	2	0	2	0	2	0	2

Tabla A5-16

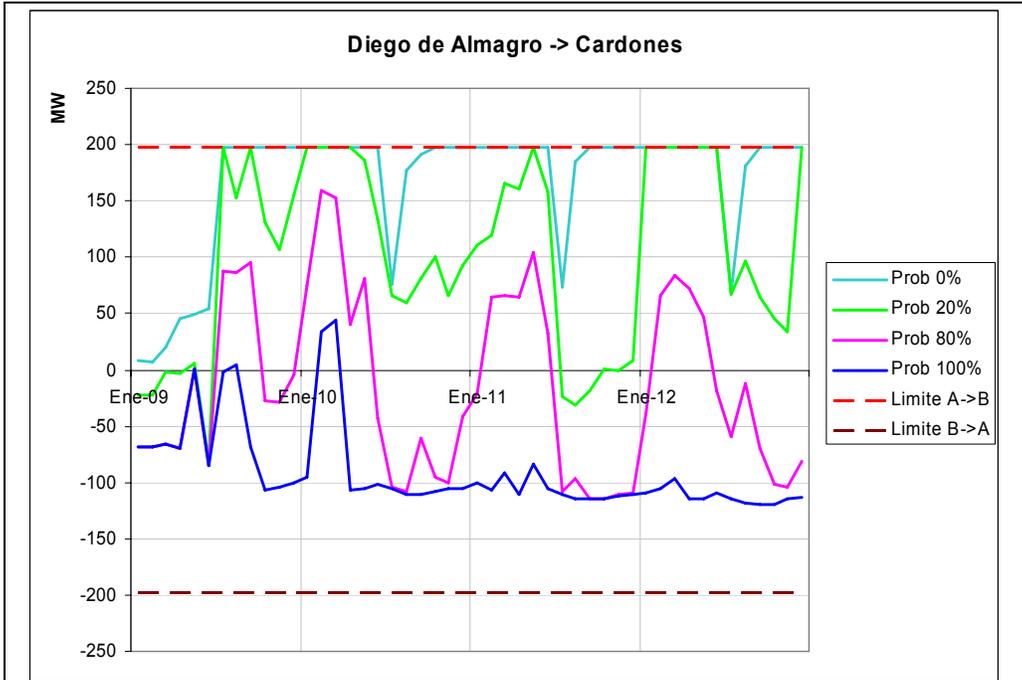
Mes	TalTal 1	TalTal 2	San Isidro	Nehuenco I	Nehuenco II	Nehuenco III	Nueva Renca	Candelaria	Campanario
Abr-07	0	2	1	4	2	4	2	4	2
May-07	0	2	2	4	2	4	2	4	3
Jun-07	0	3	3	4	2	4	2	4	3
Jul-07	0	0	3	4	2	4	2	4	3
Ago-07	0	3	3	4	2	4	2	4	3
Sep-07	0	1	2	4	2	4	0	4	3
Oct-07	0	0	2	4	1	4	2	4	2
Nov-07	0	2	2	0	1	4	2	4	2
Dic-07	0	2	2	4	2	4	2	4	2
Ene-08	0	4	2	4	0	4	2	4	3
Feb-08	0	4	1	4	2	4	2	4	3
Mar-08	0	4	1	4	2	4	2	4	3
Abr-08	0	4	2	4	2	4	2	4	3
May-08	0	4	3	4	2	4	2	4	4
Jun-08	0	4	4	4	3	4	3	4	4
Jul-08	0	2	4	4	3	4	3	4	4
Ago-08	0	4	4	4	3	4	3	4	4
Sep-08	0	4	3	4	3	4	1	4	4
Oct-08	0	2	2	4	1	4	2	4	2
Nov-08	0	4	2	0	1	4	2	4	2
Dic-08	0	4	2	4	2	4	2	4	2
Ene-09	0	4	2	4	0	4	2	4	3
Feb-09	0	4	3	4	2	4	2	4	3
Mar-09	0	4	1	4	2	4	2	4	3
Abr-09	0	4	0	4	2	4	2	4	3
May-09	0	4	3	4	2	4	2	4	4
Jun-09	0	4	4	4	3	4	3	4	4
Jul-09	4	4	4	4	3	4	3	4	4
Ago-09	4	4	4	4	3	4	3	4	4
Sep-09	4	4	3	4	3	4	1	4	4
Oct-09	4	4	2	4	1	4	2	4	2
Nov-09	4	4	2	0	1	4	2	4	2
Dic-09	4	4	2	4	2	4	2	4	2
Ene-10	4	4	2	4	0	4	2	4	3
Feb-10	4	4	1	4	2	4	2	4	3
Mar-10	4	4	1	4	2	4	2	4	3
Abr-10	4	4	2	4	2	4	2	4	3
May-10	4	4	3	4	2	4	2	4	4
Jun-10	4	4	4	4	3	4	3	4	4
Jul-10	2	2	4	4	3	4	3	4	4
Ago-10	4	4	4	4	3	4	3	4	4
Sep-10	4	4	3	4	3	4	1	4	4
Oct-10	4	4	2	4	1	4	2	4	2
Nov-10	4	4	2	0	1	4	2	4	2
Dic-10	4	4	2	4	2	4	2	4	2
	GNL SING			Diesel			GN Argentino (precio GNL)		

1.5 Simulación para el diagnóstico del Sistema de Transmisión Troncal

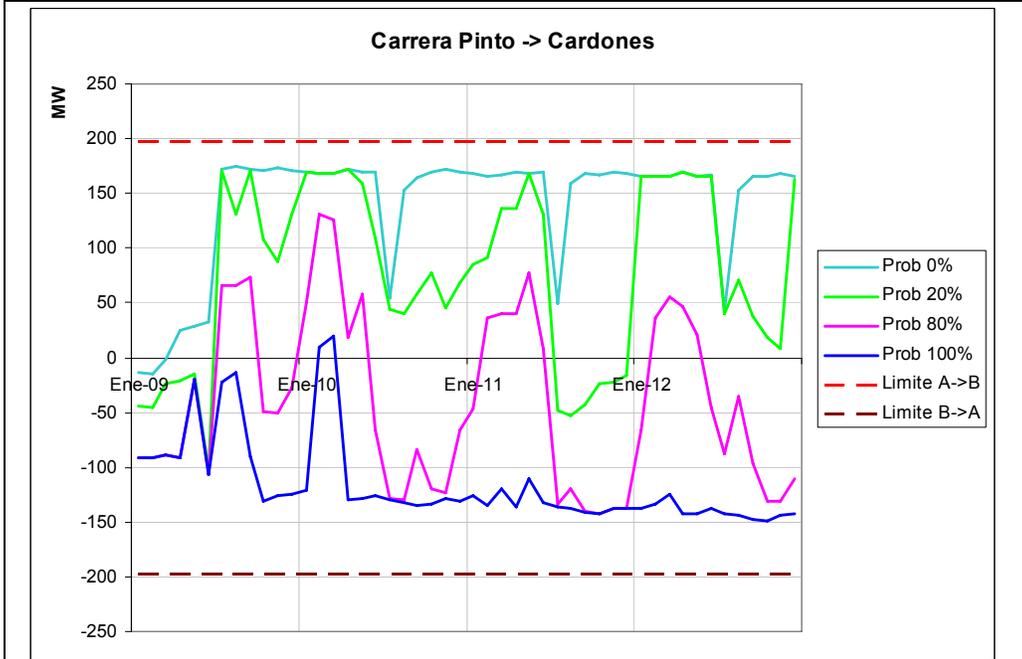
Utilizando las bases contenidas en este anexo, se han realizado dos simulaciones para determinar el comportamiento de los flujos de potencia a través del Sistema de Transmisión Troncal, durante el período 2009-2012.

La primera de ellas contiene un detalle de modelación de tres bloques de demanda por semana, alta, media y baja, para los años 2009 y 2010. La segunda, contiene el mismo detalle de modelación para los años 2011 y 2012. En ambos casos, para cada mes fuera del período de modelación en detalle, se ha considerado un bloque de demanda media. Esta separación ha sido necesaria debido al alto costo computacional de simular en detalle todo el período de interés a la vez.

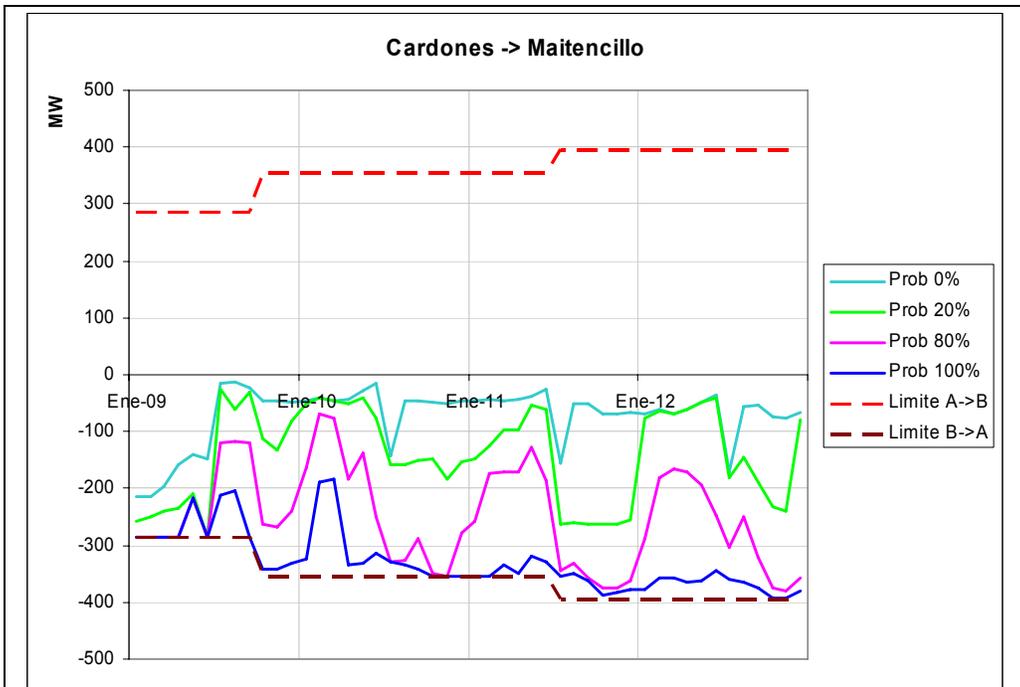
A continuación se presentan los resultados de simulación en forma integrada, mediante gráficos de probabilidad de excedencia de 0, 20, 80 y 100%, acompañados de una breve descripción para cada uno.



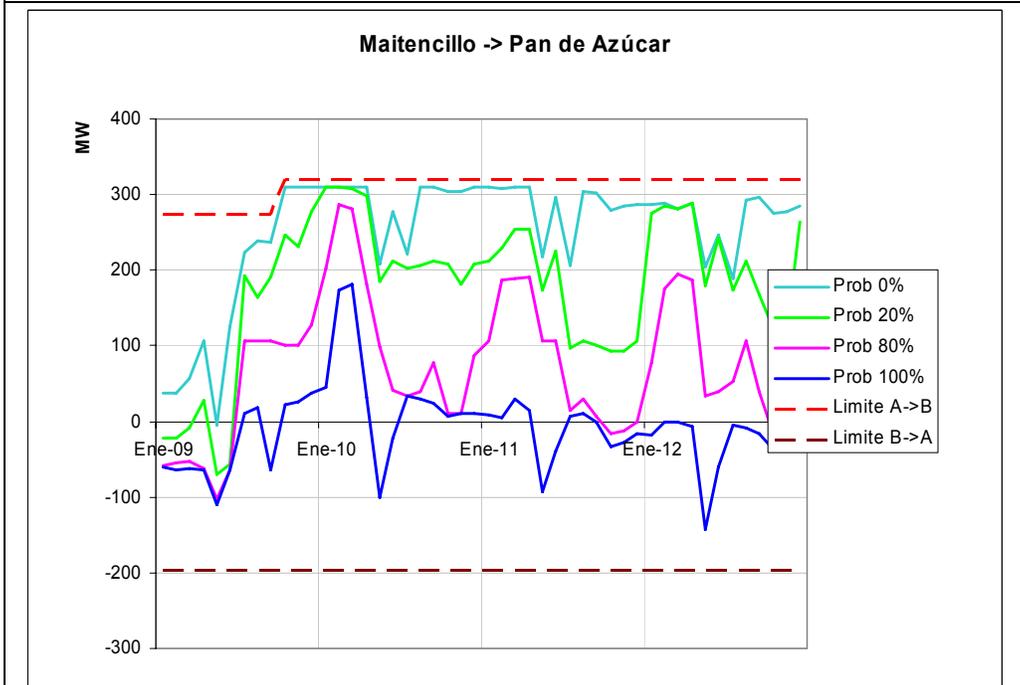
A partir de julio de 2009, se observa un aumento de los flujos de norte a sur con el cierre del ciclo combinado en Taltal, en conjunto con la llegada de GNL para dicha central. Si bien durante varios meses se excede la capacidad del tramo con una probabilidad de 20%, al no estar presente un desarrollo efectivo en generación, no se considera analizar una ampliación en este tramo.



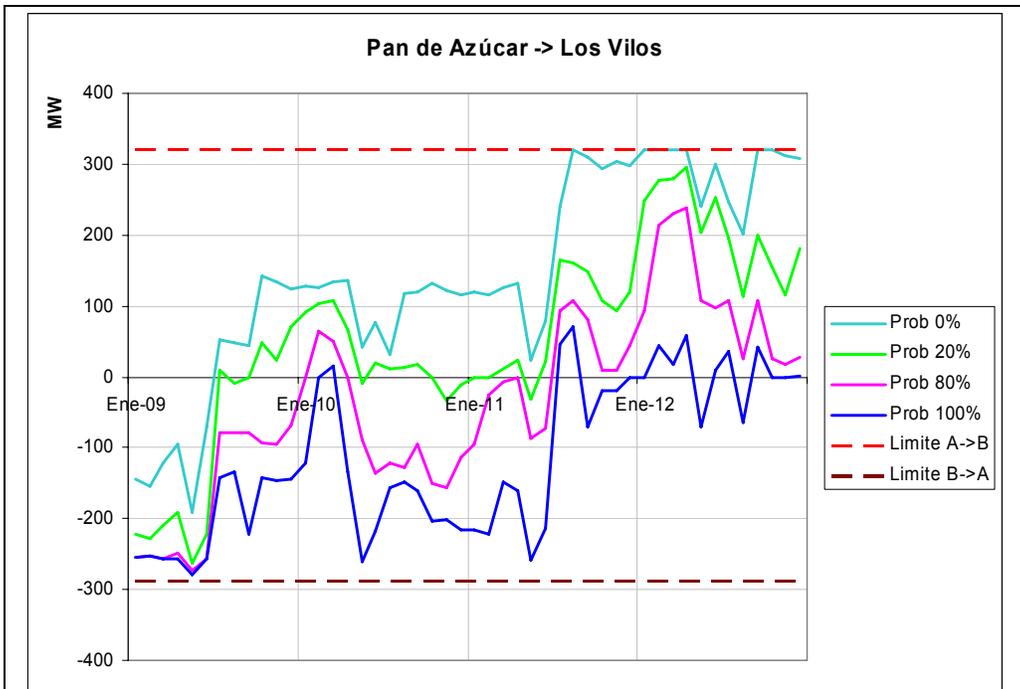
Este tramo presenta un comportamiento similar al Diego de Almagro – Carrera Pinto. El cierre del ciclo combinado Taltal GNL aumentaría la exigencia a la línea, lo que no se observa directamente en el gráfico por causa de la limitación del tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto.



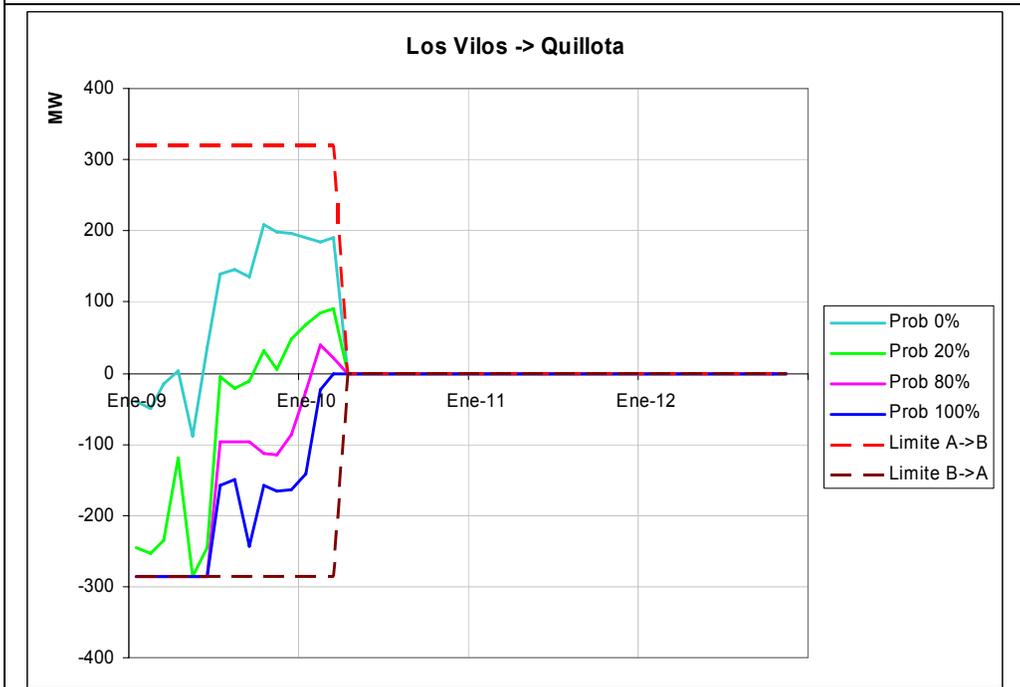
El tramo Maitencillo – Cardones presenta flujos siempre en el sentido sur a norte. Si bien la magnitud de los flujos presenta un crecimiento con el paso de los meses, la entrada de la unidad Guacolda III en octubre de 2009, y la central Pan de Azúcar I en julio de 2011 permite el aumento del límite operacional de la línea (por estabilidad de tensión post-contingencia). Dicho límite se alcanza con baja probabilidad de excedencia 100% en muy pocas etapas.



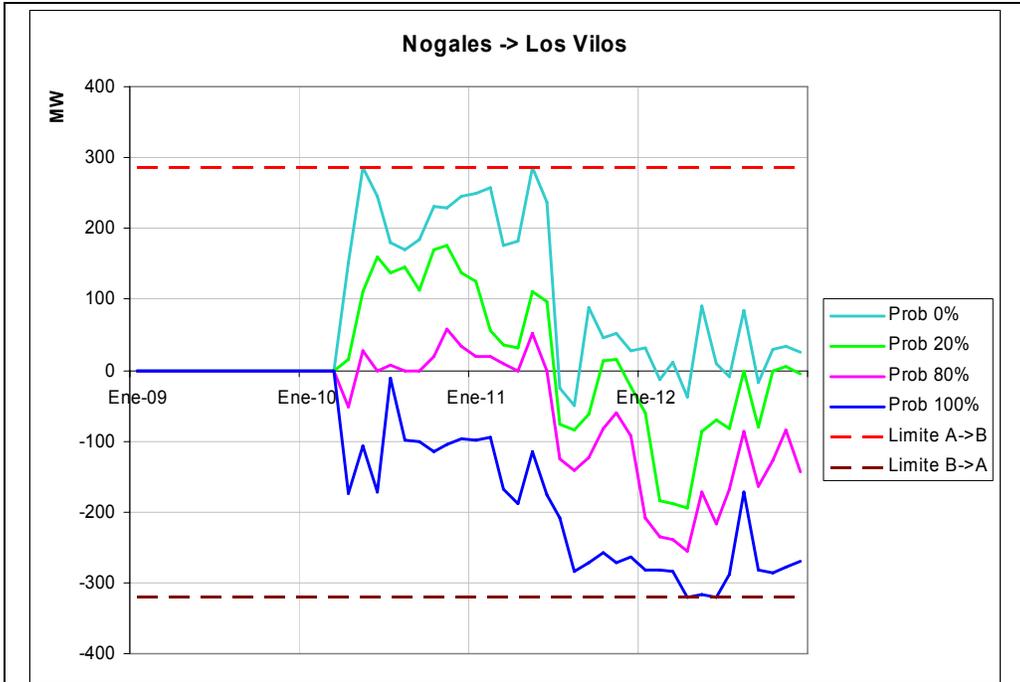
Con la entrada en servicio de la unidad Guacolda III se observa un fuerte aumento de los flujos de norte a sur. El esquema DAG propuesto por el Consultor para dicha central permite el aumento del límite operacional de 274 a 320 MW.



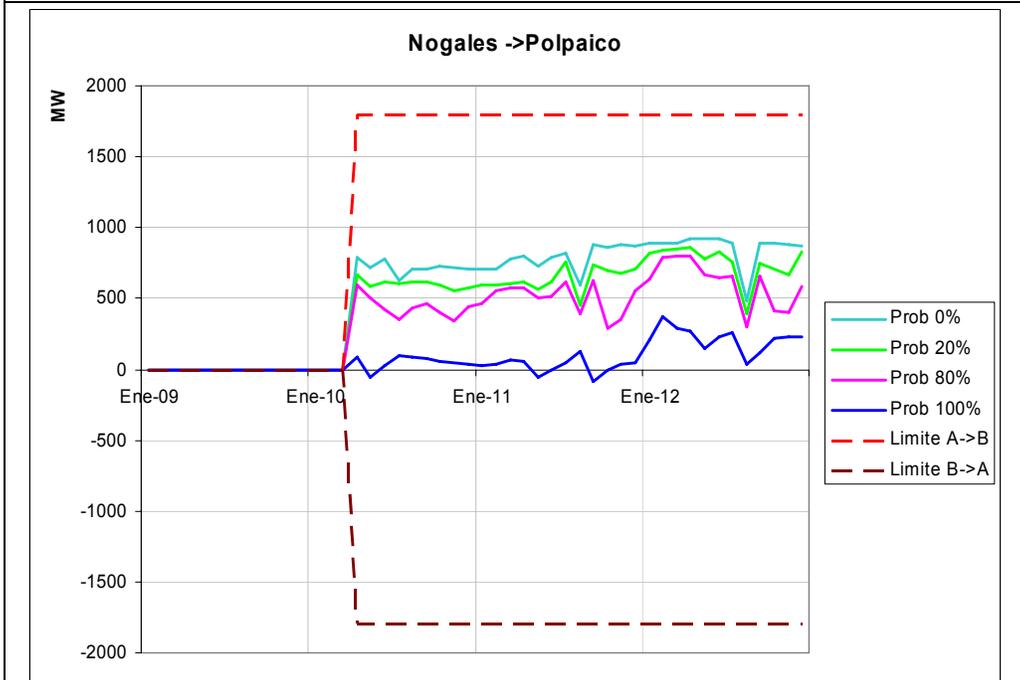
La entrada de la unidad Guacolda III (oct. 2009) aumenta los flujos en el sentido norte a sur, alejando su valor absoluto de los límites permitidos. La entrada de la central Pan de Azúcar I inclina los flujos en la dirección norte a sur, alcanzando su límite operacional con baja probabilidad de excedencia de 0% en julio de 2011.



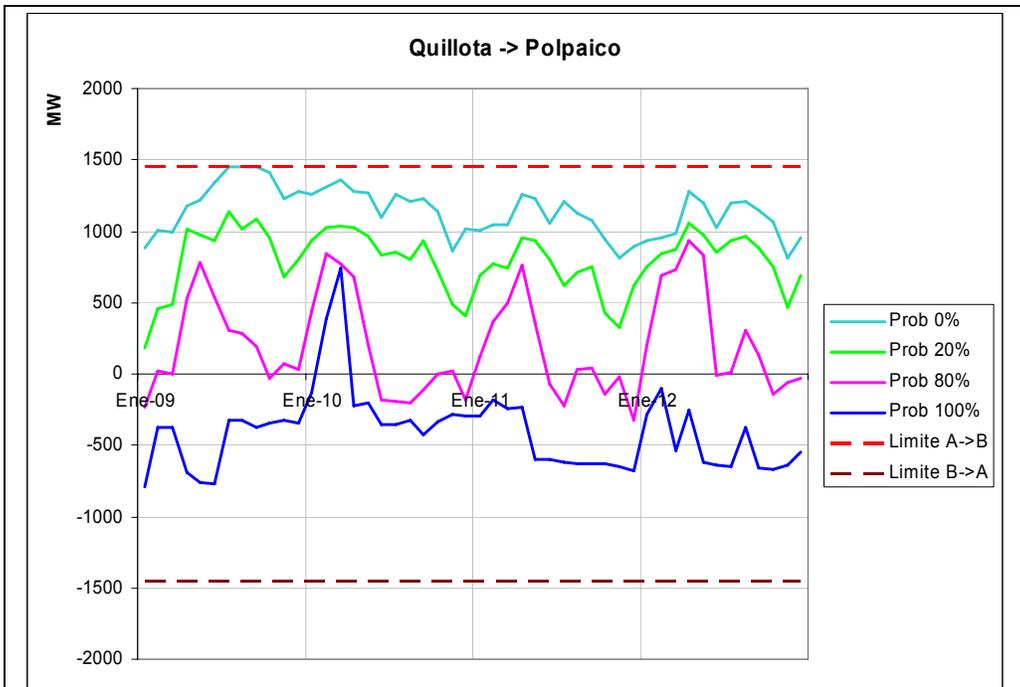
El tramo Los Vilos – Quillota presenta problemas de capacidad hasta la entrada de unidad Guacolda III en octubre de 2009, donde se observa una fuerte disminución de los flujos. La gráfica se muestra hasta abril de 2010, fecha de la entrada de la S/E Nogales.



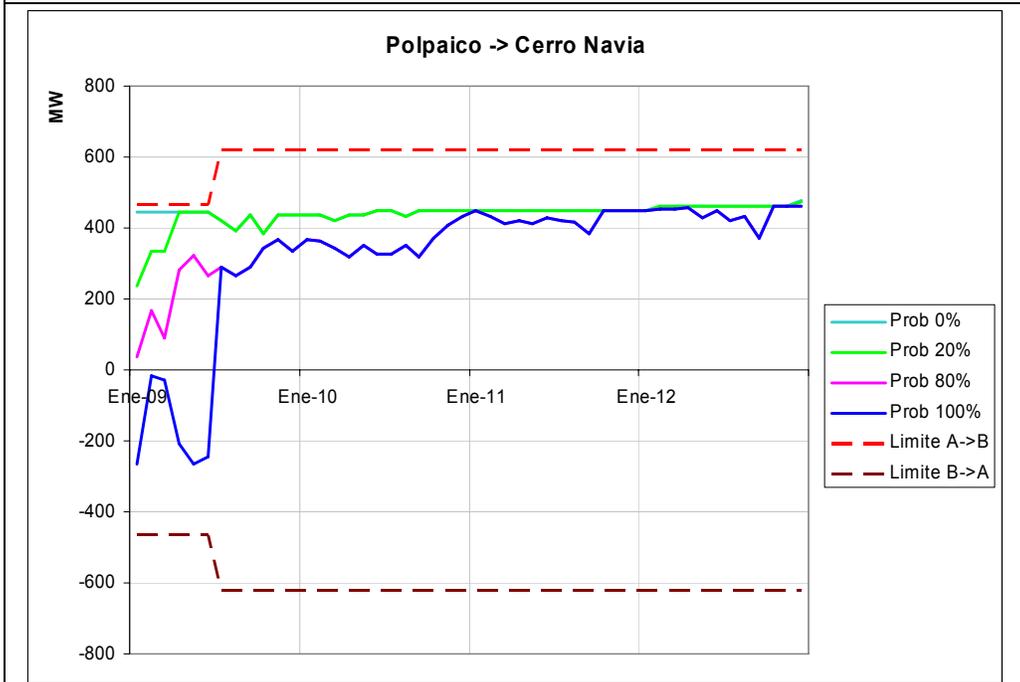
El gráfico muestra el comportamiento del tramo Nogales – Los Vilos, a partir de abril de 2010 (fecha de entrada en servicio de la S/E Nogales). Los flujos se dan principalmente en el sentido sur a norte, hasta julio de 2011, fecha en que la entrada de la central Pan de Azúcar I provoca un fuerte aumento de los flujos en el sentido norte a sur. En ambos períodos no se observan problemas de capacidad de transmisión.



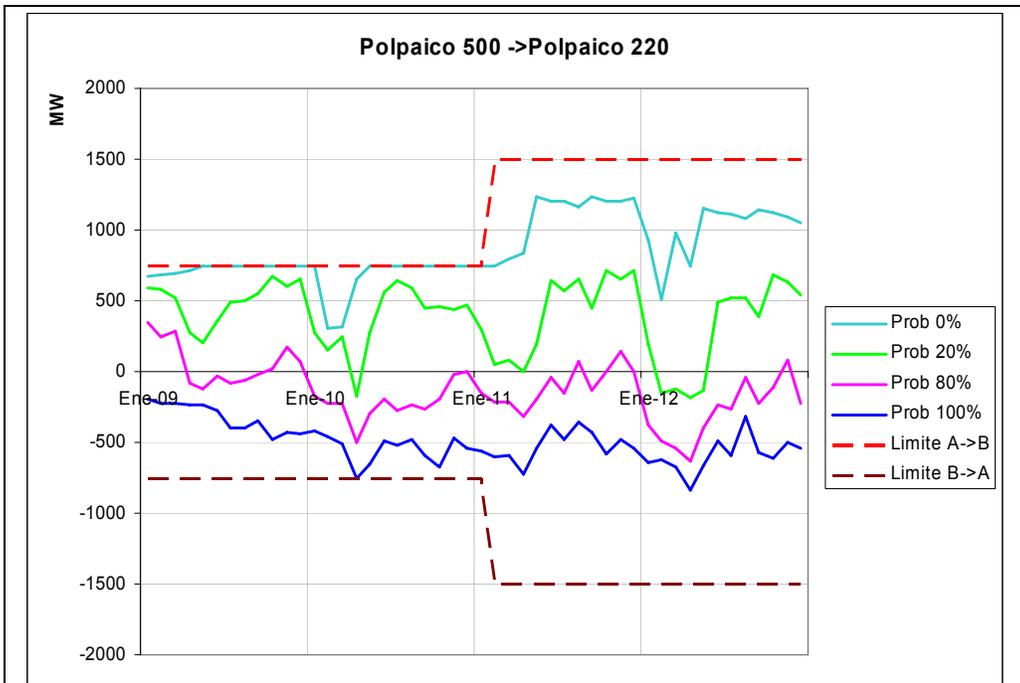
El gráfico muestra los flujos a través de la nueva línea troncal Nogales – Polpaico, cuya entrada en servicio se produce en abril de 2010. La línea presenta bajos flujos en relación a su capacidad de transmisión, debido a que el nuevo plan de obras utilizado considera a la central Quinteros II CC en 2016. Sin embargo, el nivel de los flujos justifica la obra dada la imposibilidad de evacuar la potencia a través de las actuales instalaciones entre Los Vilos y Quillota.



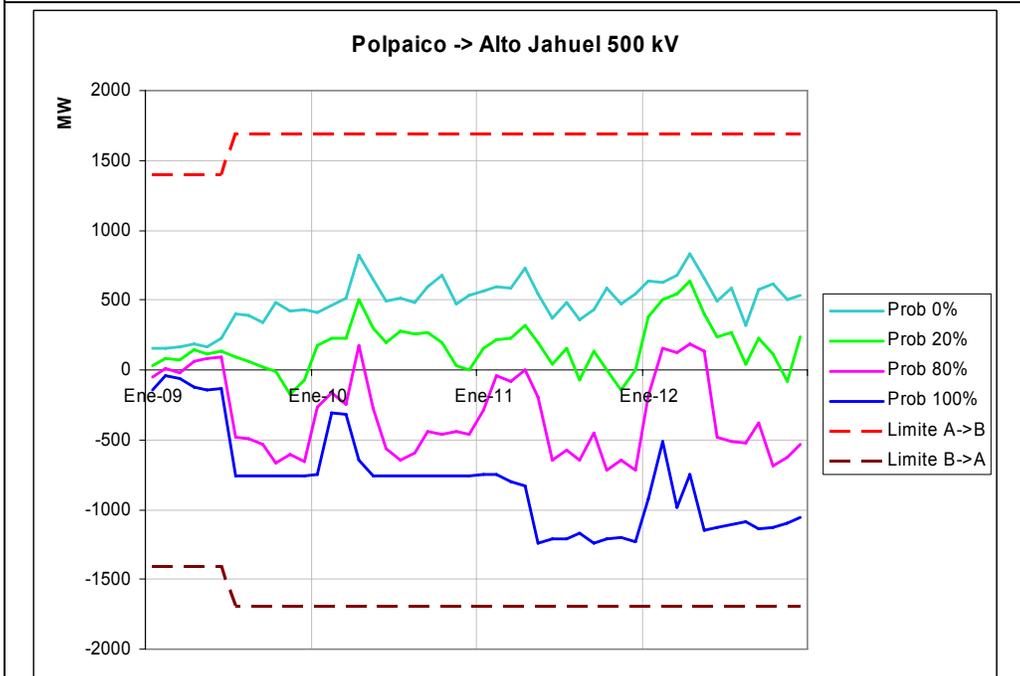
Para aumentar el límite operacional del tramo Quillota – Polpaico el Consultor define un esquema EDAG para las centrales ubicadas en la S/E San Luis. Gracias a este esquema es posible transmitir flujos de hasta 1450 MW en el sentido norte – sur, gracias a lo cual no se observan problemas de transmisión en el gráfico presentado.



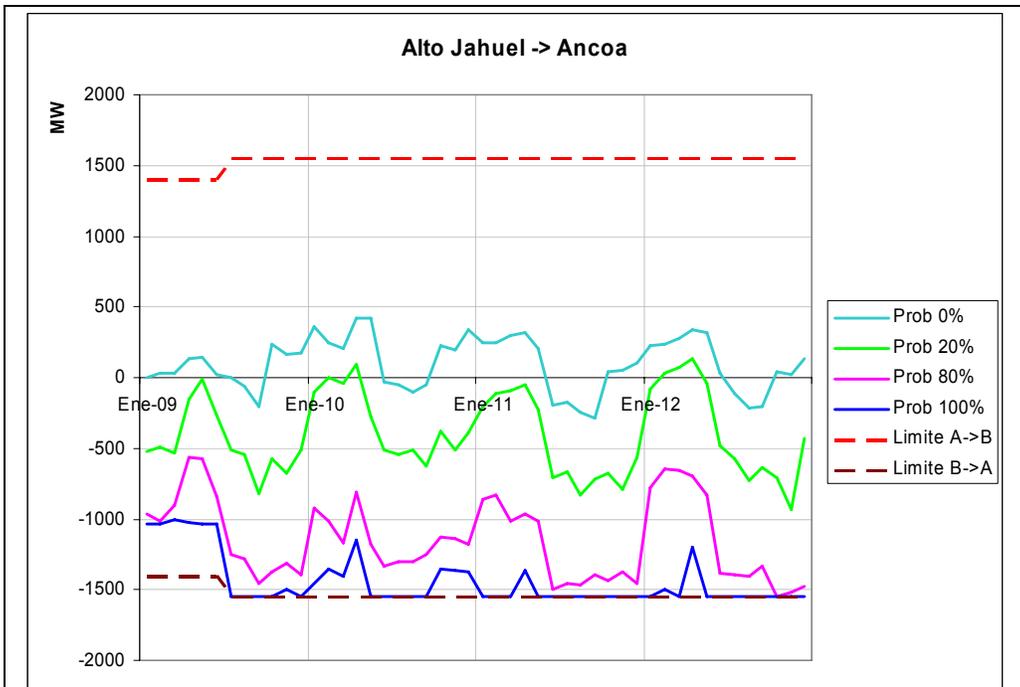
Para el tramo Polpaico – Navia, la entrada de los transformadores desfasadores en julio de 2009 permite fijar el valor del flujo en el valor deseado para cada bloque de demanda. En la figura, se observa el comportamiento de los flujos de acuerdo a los valores determinados por el Consultor.



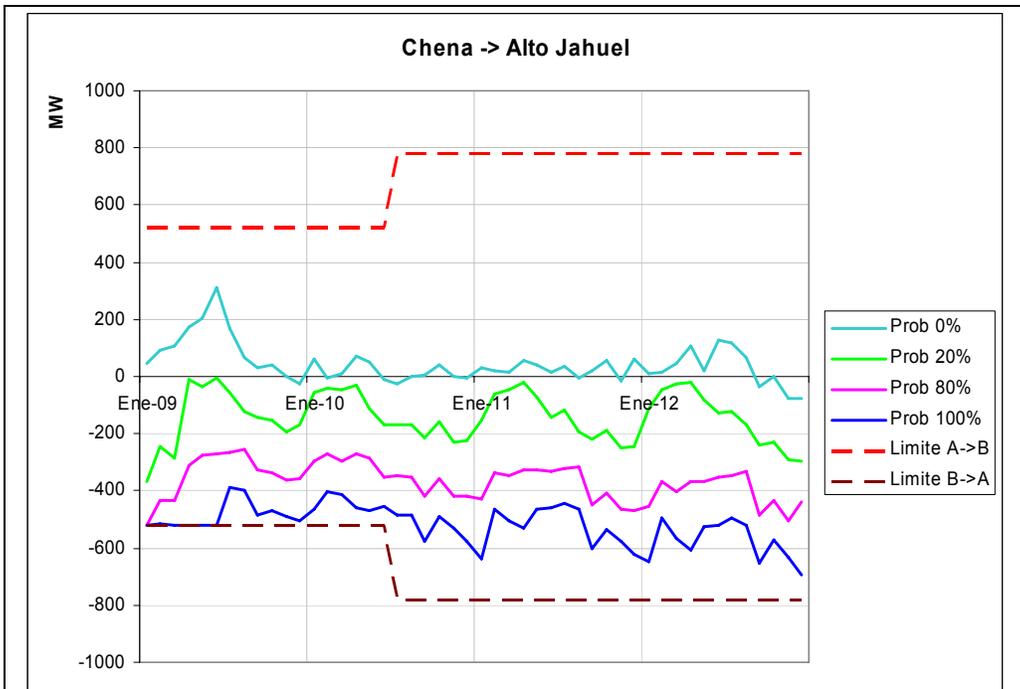
El flujo a través del transformador Polpaico 500/220 presenta alta variabilidad, llegando en algunas ocasiones al máximo de su capacidad para entregar la energía proveniente del sur a la barra Polpaico 220 kV. Esta situación se ve mejorada con la entrada en servicio del segundo transformador Polpaico 500/220 kV en febrero de 2011.



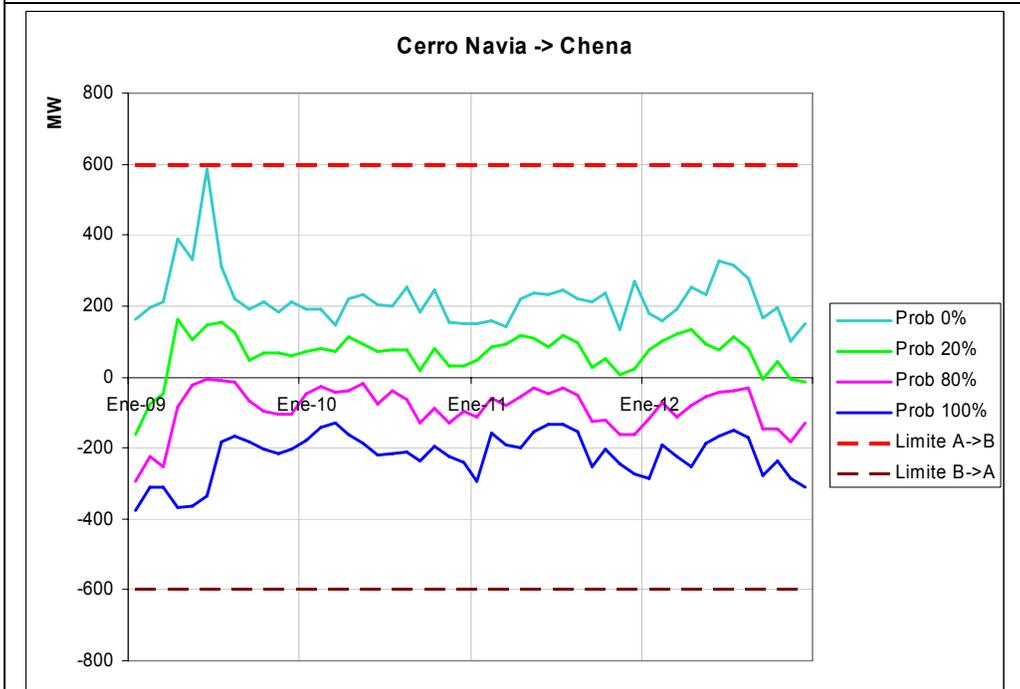
Hasta junio de 2009 el gráfico muestra los flujos por el circuito simple en 500 kV entre las subestaciones Polpaico y Alto Jahuel. A partir del mes siguiente se muestran los flujos a través del doble cto. originado por el seccionamiento de la línea Polpaico – Ancoa 500 kV en Alto Jahuel. Complementando esta información con la asociada al tramo de transformación Polpaico 500/220 kV, se observa que los flujos en el sentido sur a norte se verían limitados hasta la entrada del segundo transformador en febrero de 2011.



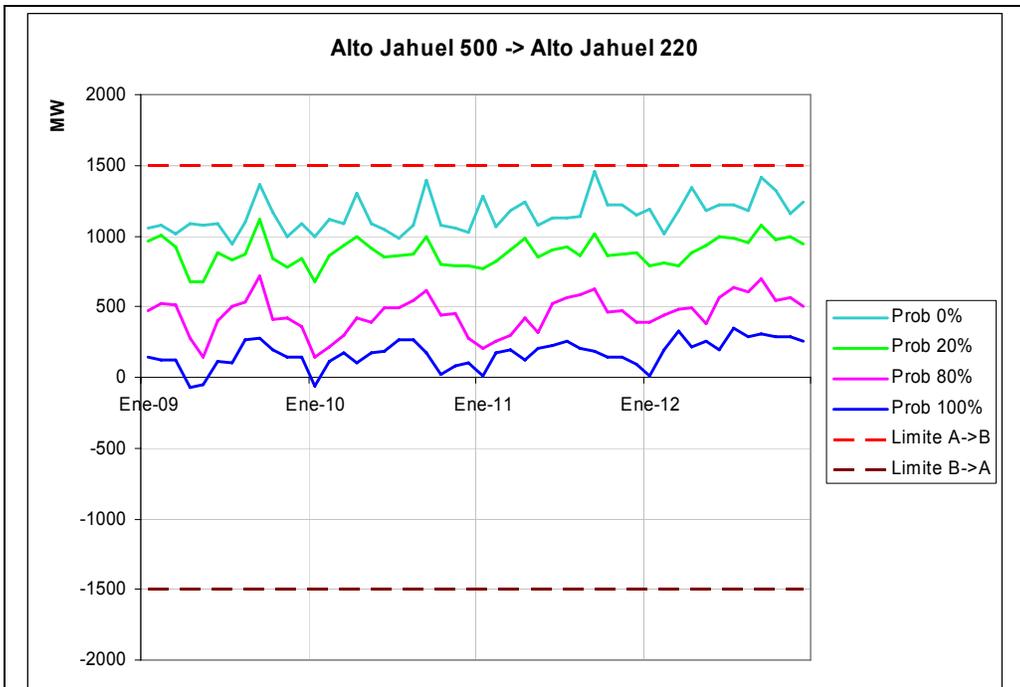
Hasta junio de 2009 el gráfico muestra los flujos a través del cto. simple existente entre Alto Jahuel y Ancoa 500 kV. A partir del mes sgte., se presentan los flujos a través del doble circuito originado por el seccionamiento de la línea expresa Polpaico – Ancoa 500 kV. Los gráficos de tránsito esperado muestran que el límite en el sentido sur a norte es alcanzado en menos del 5% de los casos para el año 2009 y poco menos de 10% de los casos para los años 2011 y 2012.



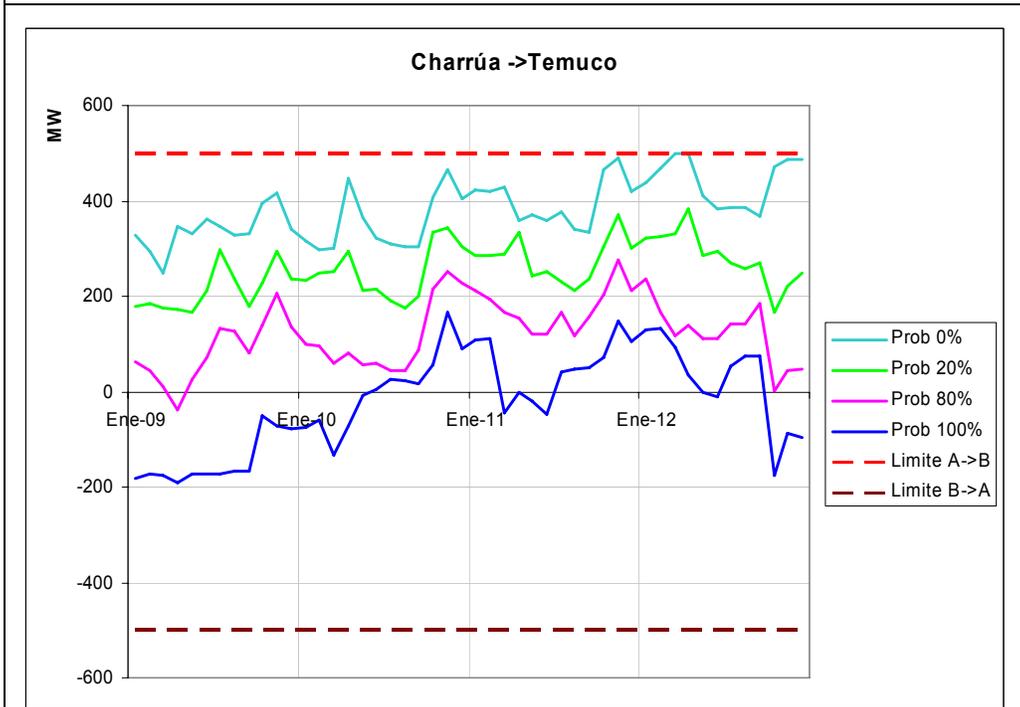
En este gráfico se considera la suma del aporte a Chena desde Alto Jahuel y El Rodeo. La entrada del primer cto. del tramo Chena - El Rodeo permite contar con suficiente capacidad de transmisión mientras sale de servicio en forma sucesiva cada cto. del tramo Chena - Jahuel para la instalación de conductores de alta temperatura. Estos trabajos, junto con la entrega del segundo cto. Chena - El Rodeo en julio de 2010, permiten obtener oportunamente suficiente capacidad de transmisión.



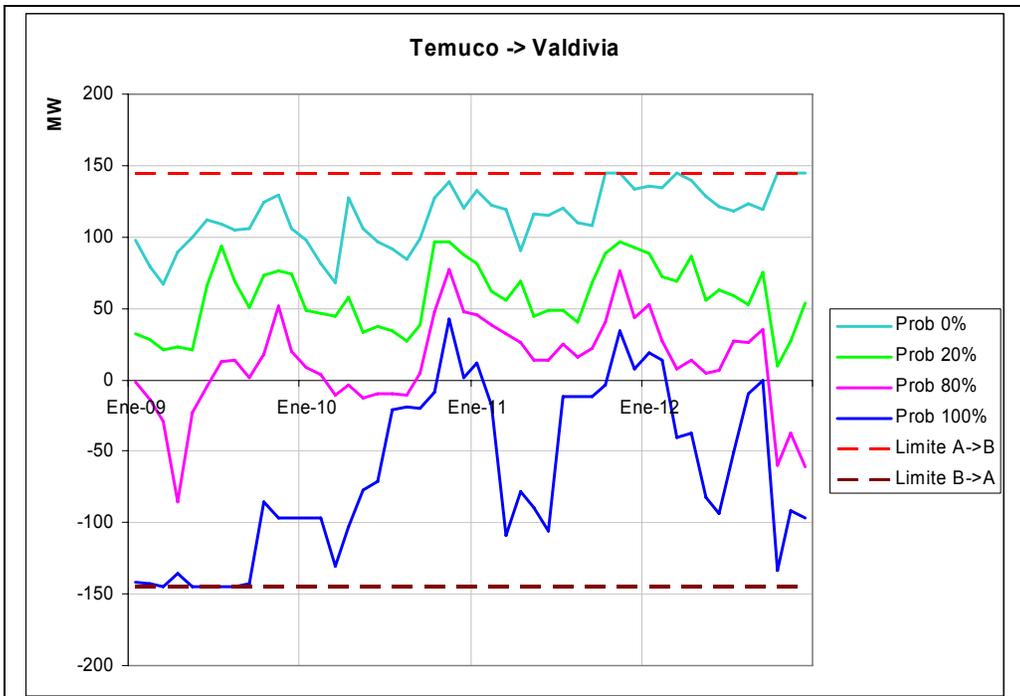
Para el tramo Cerro Navia - Chena se aprecia que la entrada en servicio de los conductores de alta temperatura en octubre de 2008 permite niveles de flujo de potencia por sobre su capacidad N-1 actual (aprox. 197 MVA a 25°C c/sol), particularmente durante el año 2009.



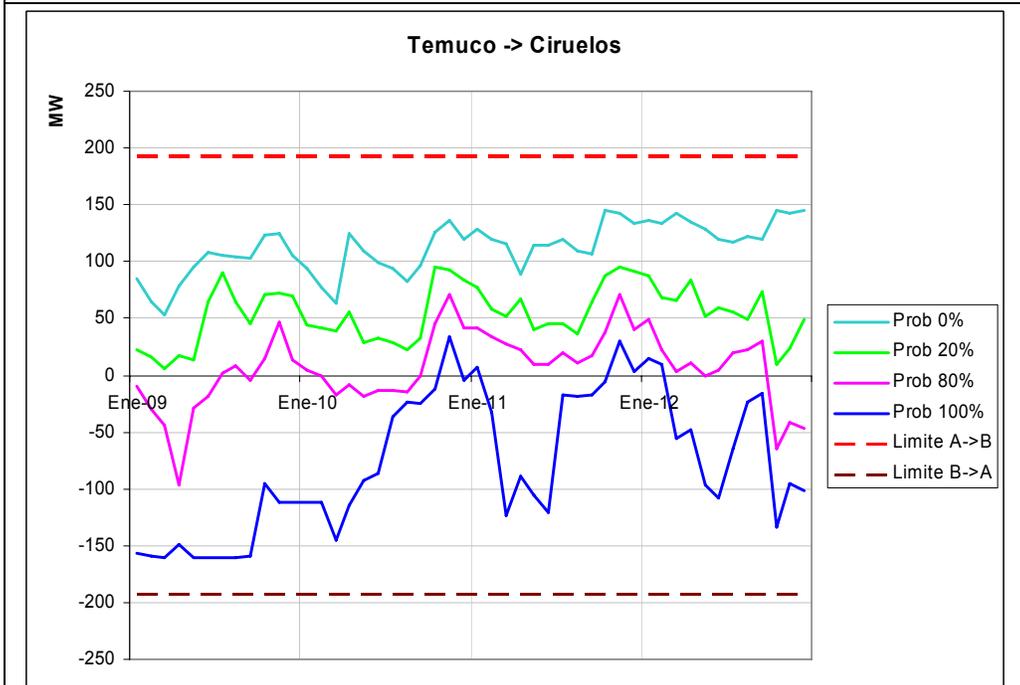
El gráfico muestra los flujos de potencia para el tramo de transformación 500/220 en la S/E Alto Jahuel. Se aprecia que la capacidad firme de dicho tramo no es excedida en el período 2009-2012, aún en el caso con probabilidad de excedencia 0%.



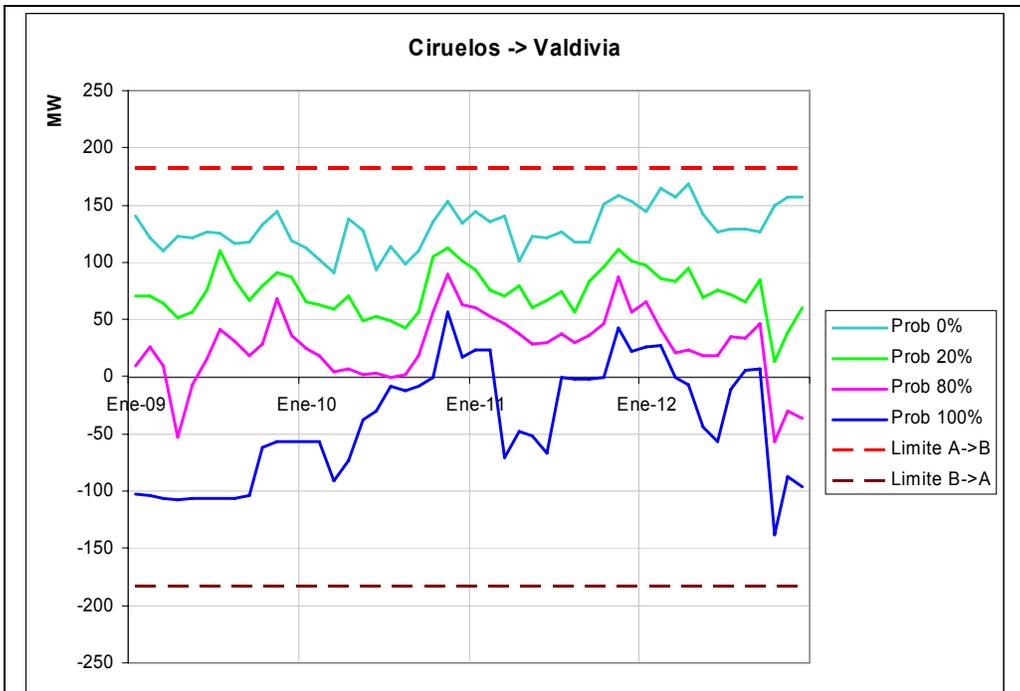
Para el tramo Charrúa – Temuco se observa que la ampliación contemplada en las Obras Urgentes del STT para septiembre de 2008, aporta suficiente capacidad de transmisión para los niveles de flujo esperados en el período 2009-2012.



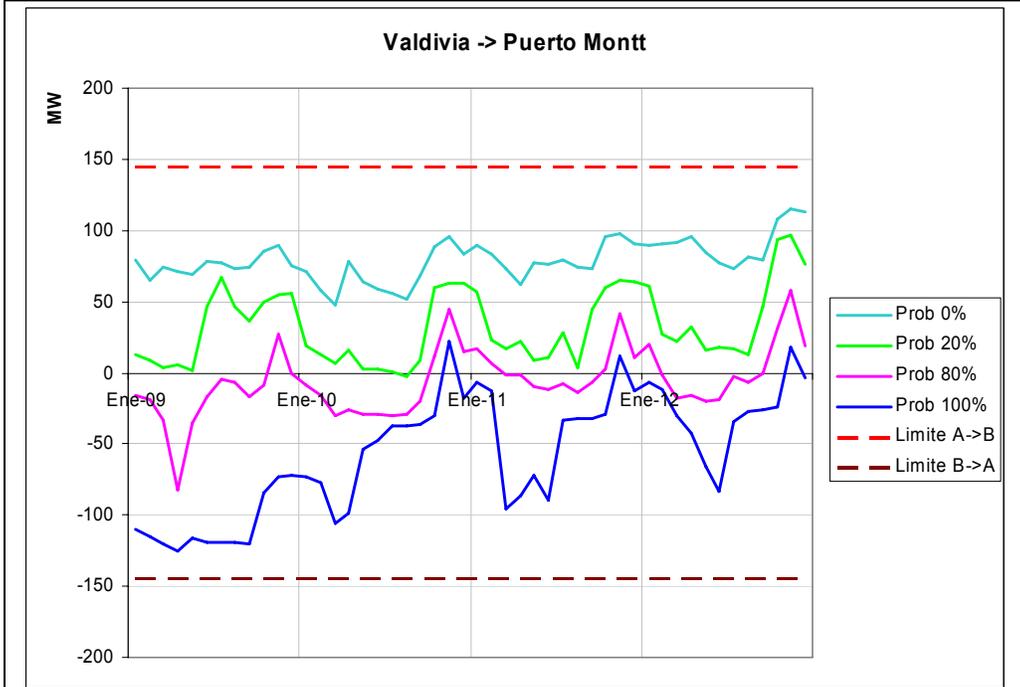
Para el tramo Temuco – Valdivia se obtienen principalmente flujos en el sentido norte a sur. Si bien durante la primera mitad del año 2009 en algunos casos se alcanza el límite definido en el sentido sur a norte, en general no se observan problemas de capacidad en el periodo 2009-2012, considerando los límites definidos en el ETT.



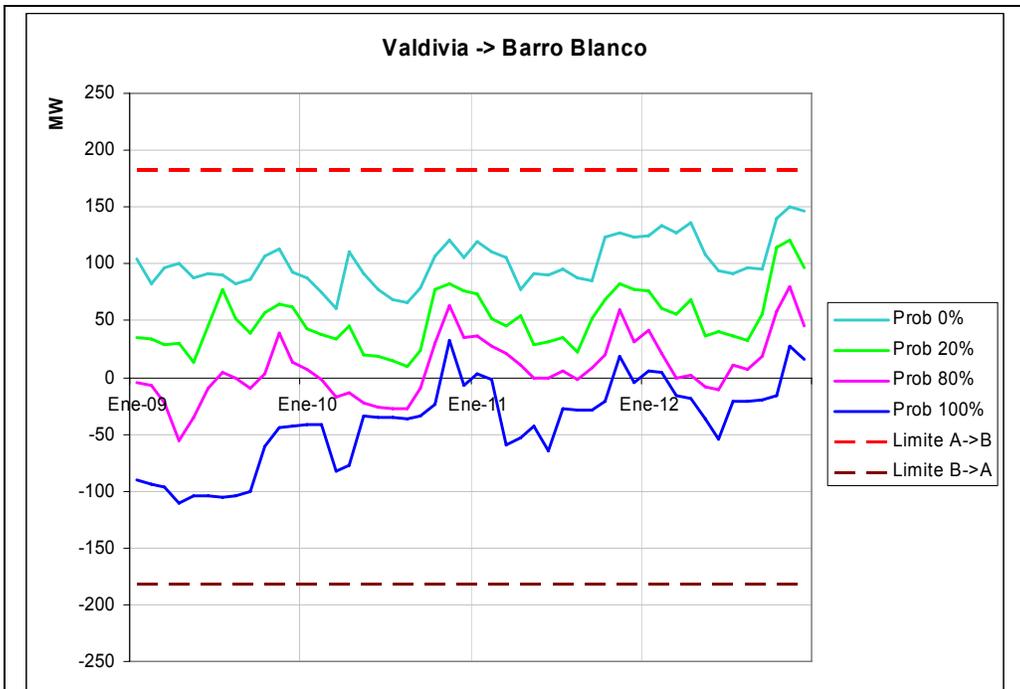
Para el tramo Temuco – Ciruelos no se observan problemas de capacidad de transmisión en el periodo 2009-2012, considerando los límites definidos en el ETT.



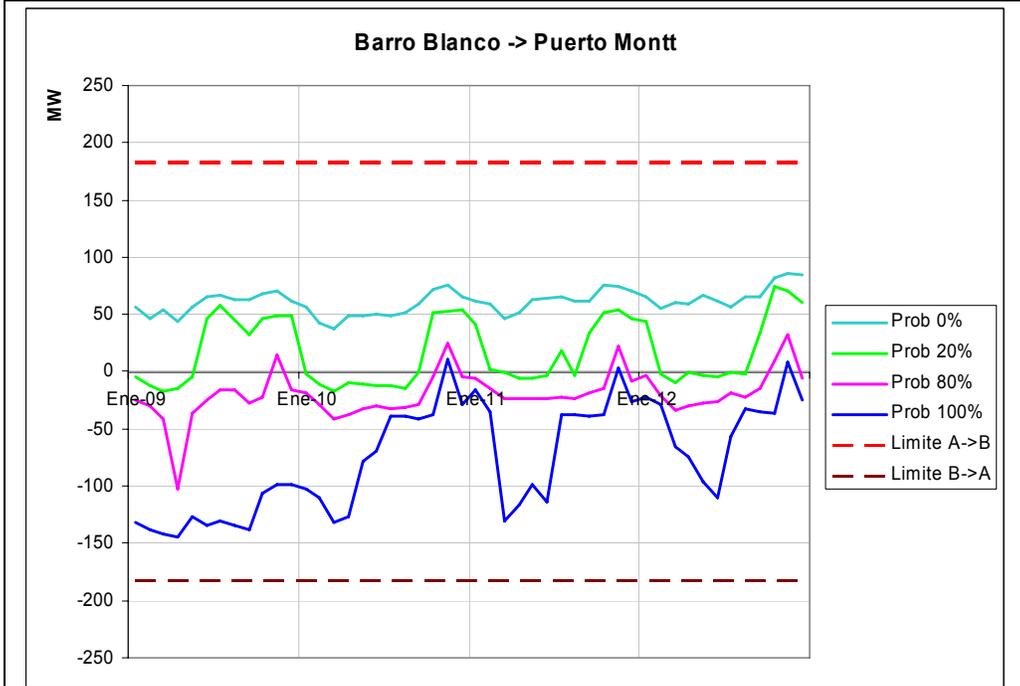
Para el tramo Ciruelos - Valdivia no se observan problemas de capacidad de transmisión en el período 2009-2012, considerando los límites definidos en el ETT.



Para el tramo Valdivia - Puerto Montt no se observan problemas de capacidad de transmisión en el período 2009-2012, considerando los límites definidos en el ETT.



Para el tramo Valdivia – Barro Blanco no se observan problemas de capacidad de transmisión en el período 2009-2012, considerando los límites definidos en el ETT.



Para el tramo Barro Blanco – Puerto Montt no se observan problemas de capacidad de transmisión en el período 2009-2012, considerando los límites definidos en el ETT.

Anexo N°6:
Evaluación de la incorporación de un CER en Diego de Almagro 220
kV



1 Antecedentes

Tal como se señala en el cuerpo del informe, si bien la NT de SyCS no indica expresamente alguna exigencia que respalde la necesidad de instalación de un CER, la variación en la disponibilidad de gas natural que se maneja en el Informe Técnico de Precios de Nudo definitivo (abril 2007) haría atractivo realizar una evaluación económica de dicha obra.

Para esta evaluación se consideran las bases contenidas en el Anexo N°5, modificando la disponibilidad de GNL de la central Taltal para todo el período de simulación (abril 2007 – diciembre 2015) de acuerdo al último informe técnico de precios de nudo definitivo de la CNE, de abril de 2007.

Dados los plazos presentados por Transelec a la DP, se ha considerado para esta evaluación la entrada en operación del CER en Diego de Almagro para enero de 2010.

2 Modificaciones a las bases del Anexo N°5

2.1 Disponibilidad de combustible

El Informe Técnico de Precios de Nudo definitivo (abril 2007) considera una variación en la disponibilidad de GN, GNL y sus respectivos costos, en relación al informe preliminar, lo cual afecta a todas las centrales del sistema. Para esta evaluación, se ha considerado modificar la disponibilidad de combustible para las unidades Taltal 1 y Taltal 2, así como también el cierre del Ciclo Combinado Taltal en julio de 2009. La Tabla A6-1 muestra la nueva disponibilidad de combustible para las unidades Taltal 1, Taltal 2, y el ciclo combinado de Taltal.

Tabla A6-1

Mes	TalTal 1			TalTal 2			Mes	TalTal 1			TalTal 2		
	Gas	GNL	Diesel	Gas	GNL	Diesel		Gas	GNL	Diesel	Gas	GNL	Diesel
Ene-07	-	-	-	-	-	-	Ene-11	0	0	4	0	0	4
Feb-07	-	-	-	-	-	-	Feb-11	0	0	4	0	0	4
Mar-07	-	-	-	-	-	-	Mar-11	0	0	4	0	0	4
Abr-07	3	0	0	0	0	4	Abr-11	0	0	4	0	0	4
May-07	2	0	0	0	0	4	May-11	0	0	4	0	0	4
Jun-07	2	0	0	0	0	4	Jun-11	0	0	4	0	0	4
Jul-07	2	0	0	0	0	4	Jul-11	0	0	2	0	0	2
Ago-07	2	0	0	0	0	4	Ago-11	0	0	3	0	0	3
Sep-07	2	0	0	0	0	4	Sep-11	0	0	4	0	0	4
Oct-07	4	0	0	0	0	2	Oct-11	0	0	4	0	0	4
Nov-07	4	0	0	0	0	4	Nov-11	0	0	4	0	0	4
Dic-07	4	0	0	0	0	4	Dic-11	0	0	4	0	0	4
Ene-08	2	0	0	0	0	4	Ene-12	0	0	4	0	0	4
Feb-08	1	0	0	0	0	4	Feb-12	0	0	4	0	0	4
Mar-08	4	0	0	0	0	4	Mar-12	0	0	4	0	0	4
Abr-08	4	0	0	0	0	4	Abr-12	0	0	4	0	0	4
May-08	1	0	0	0	0	4	May-12	0	0	4	0	0	4
Jun-08	1	0	0	0	0	4	Jun-12	0	0	4	0	0	4
Jul-08	1	0	0	0	0	4	Jul-12	0	4	0	0	4	0
Ago-08	0	0	0	0	0	4	Ago-12	0	4	0	0	4	0
Sep-08	0	0	0	0	0	4	Sep-12	0	4	0	0	4	0
Oct-08	0	0	0	0	0	2	Oct-12	0	4	0	0	4	0
Nov-08	1	0	0	0	0	4	Nov-12	0	4	0	0	4	0
Dic-08	1	0	0	0	0	4	Dic-12	0	4	0	0	4	0
Ene-09	0	0	0	0	0	4	Ene-13	0	4	0	0	4	0
Feb-09	0	0	0	0	0	4	Feb-13	0	4	0	0	4	0
Mar-09	0	0	0	0	0	0	Mar-13	0	4	0	0	4	0
Abr-09	0	0	0	0	0	0	Abr-13	0	4	0	0	4	0
May-09	0	0	0	0	0	0	May-13	0	4	0	0	4	0
Jun-09	0	0	0	0	0	0	Jun-13	0	4	0	0	4	0
Jul-09	0	0	4	0	0	4	Jul-13	0	2	0	0	2	0
Ago-09	0	0	4	0	0	4	Ago-13	0	3	0	0	3	0
Sep-09	0	0	4	0	0	4	Sep-13	0	4	0	0	4	0
Oct-09	0	0	4	0	0	4	Oct-13	0	4	0	0	4	0
Nov-09	0	0	4	0	0	4	Nov-13	0	4	0	0	4	0
Dic-09	0	0	4	0	0	4	Dic-13	0	4	0	0	4	0
Ene-10	0	0	4	0	0	4	Ene-14	0	4	0	0	4	0
Feb-10	0	0	4	0	0	4	Feb-14	0	4	0	0	4	0
Mar-10	0	0	4	0	0	4	Mar-14	0	4	0	0	4	0
Abr-10	0	0	4	0	0	4	Abr-14	0	4	0	0	4	0
May-10	0	0	4	0	0	4	May-14	0	4	0	0	4	0
Jun-10	0	0	4	0	0	4	Jun-14	0	4	0	0	4	0
Jul-10	0	0	2	0	0	2	Jul-14	0	2	0	0	2	0
Ago-10	0	0	3	0	0	3	Ago-14	0	3	0	0	3	0
Sep-10	0	0	0	0	0	0	Sep-14	0	4	0	0	4	0
Oct-10	0	0	0	0	0	0	Oct-14	0	4	0	0	4	0
Nov-10	0	0	0	0	0	0	Nov-14	0	4	0	0	4	0
Dic-10	0	0	0	0	0	0	Dic-14	0	4	0	0	4	0

2.2 Variación en los límites operacionales de transmisión

Para la zona norte del SIC se ha propuesto realizar las siguientes obras durante el periodo en estudio:

Obras Propuestas Zona Norte	
Proyecto	Fecha de entrada en Operación
Línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV; Tercer circuito	Enero de 2009
Central Guacolda III	Octubre de 2009
Central Pan de Azúcar I	Julio 2011

Se verificó las máximas transmisiones que se pueden obtener en el tramo Maitencillo – Cardones 220 kV, para los distintos escenarios de operación que se podrían dar con la entrada de las obras descritas anteriormente. La evaluación se realizó con y sin la incorporación del CER en la subestación Diego de Almagro en Enero de 2010.

El procedimiento realizado fue aumentar la demanda al norte de la subestación Cardones hasta que no convergiera el flujo de potencia, el límite se determinó como el flujo por el tramo antes de esta situación. En el escenario de simulación se consideró la contingencia en una unidad de la central Guacolda (por estimarse que es la contingencia simple más grave que se puede tener en la zona norte) y que no se disponía de generación en las unidades de las centrales Taltal, Diego de Almagro y Huasco.

Finalmente el límite máximo del tramo se obtuvo sumando los aportes de la línea Maitencillo – Cardones 220 kV más el flujo que viene por la línea Maitencillo – Cardones 110 kV en la subestación Cardones. A los resultados obtenidos se le aplicará un factor de corrección por seguridad del orden del 3%.

Tal como se ha indicado anteriormente, se ha considerado pertinente mantener los criterios generales utilizados por el Consultor para los análisis y por el momento no considerar el margen de seguridad de un 20% como límite máximo de transferencia, hasta que la interpretación de este criterio no sea tratada en el marco de la revisión que establece el artículo 10-3 de la NT de CyCS.

Bajo estas hipótesis, los resultados obtenidos se entregan en la siguiente tabla:

Tabla A6-2

Límites sin factor de corrección				
Obras	Sin CER [MW]	Referencia	Con CER [MW]	Referencia
Circuito Maitencillo - Cardones 220kV	293	Figura 1	-	
Guacolda III	379	Figura 2	400	Figura 3
Pan de Azúcar I	422	Figura 4	462	Figura 5

Tabla A6-3

Límites con factor de corrección		
Obras	Sin CER [MW]	Con CER [MW]
Circuito Maitencillo – Cardones 220kV	286	-
Guacolda III	360	383
Pan de Azúcar I	398	437

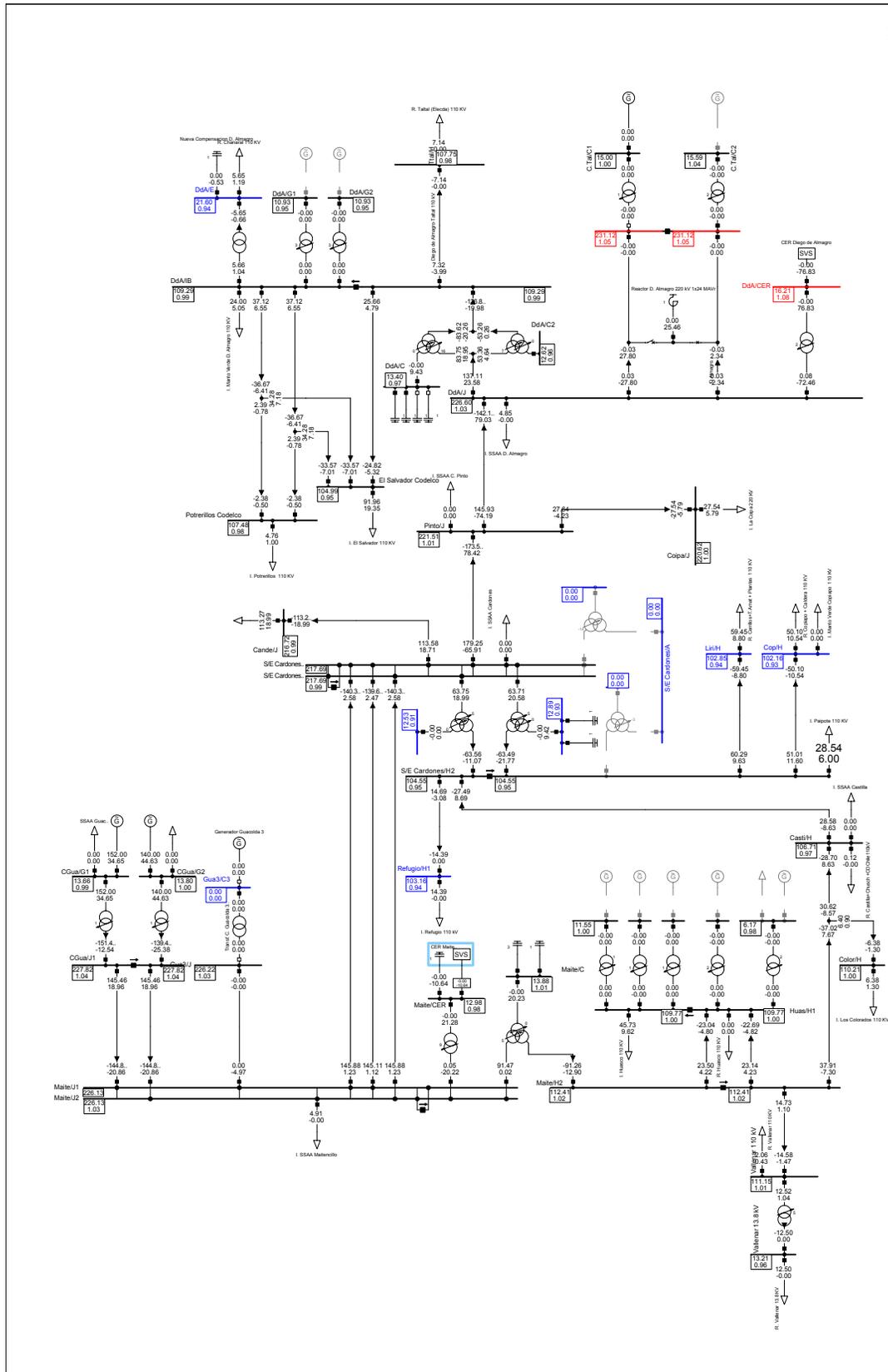


Figura 5.

3 Resultados de simulación

Los gráficos A y B permiten comparar cualitativamente el efecto de la incorporación de un CER en la S/E Diego de Almagro. En ambos casos se observan problemas en la capacidad de transmisión desde enero de 2009, hasta la entrada en operación de la unidad Guacolda 3 en octubre de 2009.

Del gráfico A se observa ajustada la capacidad de transmisión, sin poder apreciarse con claridad la necesidad de mayores flujos a partir de la entrada de Guacolda 3. Este hecho es constatado además en el gráfico C y el gráfico D. Esta situación se mantiene hasta la disponibilidad del gas natural liquado en julio de 2012, momento a partir del que disminuyen en forma significativa los flujos con probabilidad de excedencia 20%.

El gráfico B muestra que el efecto del aumento en el límite operacional en el tramo Maitencillo – Cardones no es significativo, al menos cualitativamente.

Dado que el despacho local por restricciones de transmisión implica operar con combustible diesel, pequeños aumentos de flujo de energía de menor costo desde el sur pueden significar grandes ahorros en el costo de operación global, por lo que en el siguiente punto se evalúa económicamente el posible ahorro de costo.

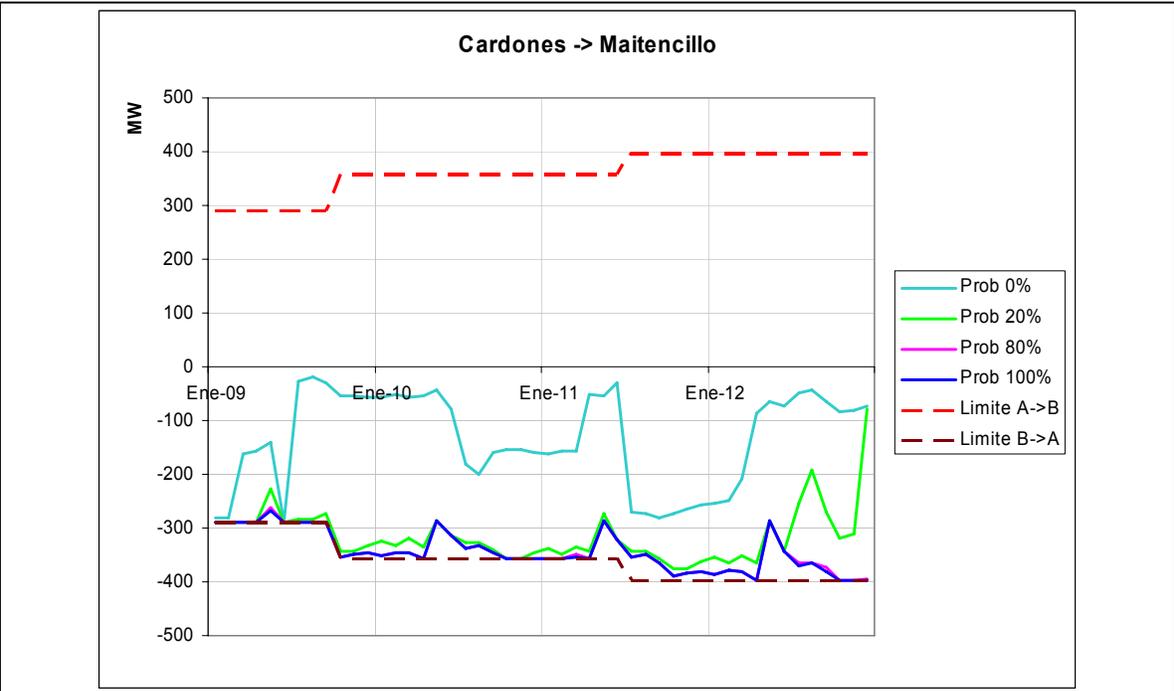


Gráfico A: Porcentaje de excedencia mensual, tramo Cardones – Maitencillo (sin CER)

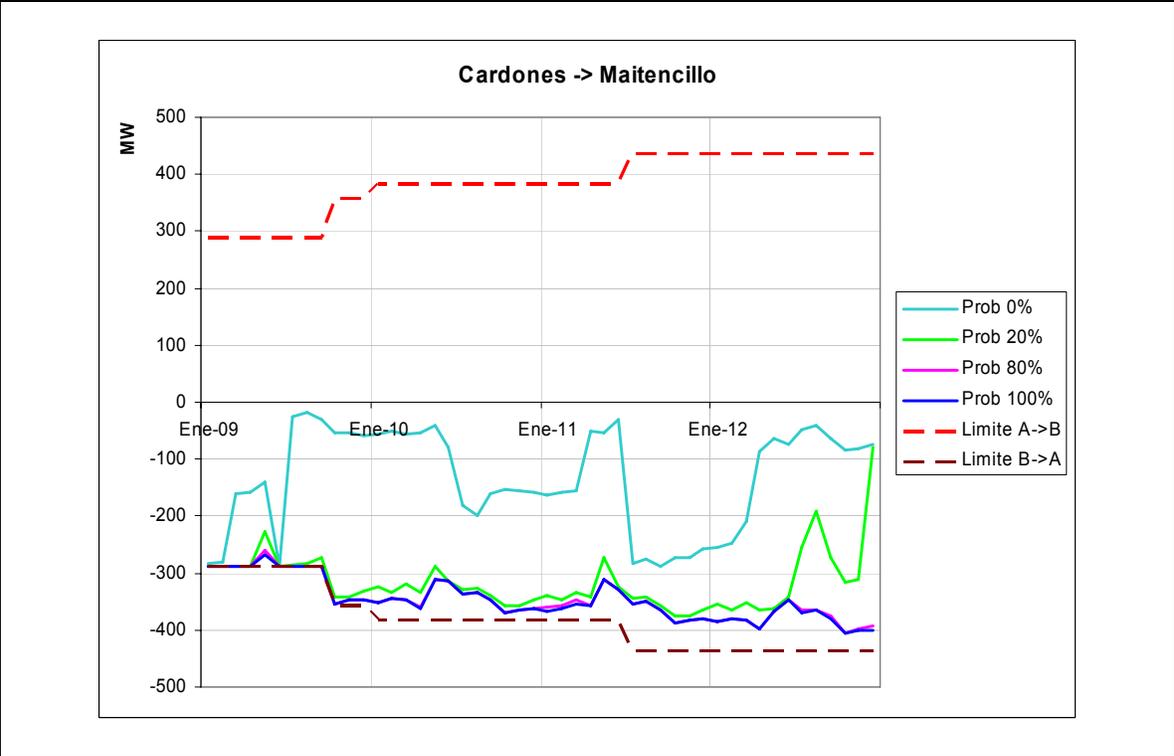


Gráfico B: Porcentaje de excedencia mensual, tramo Cardones – Maitencillo (con CER)

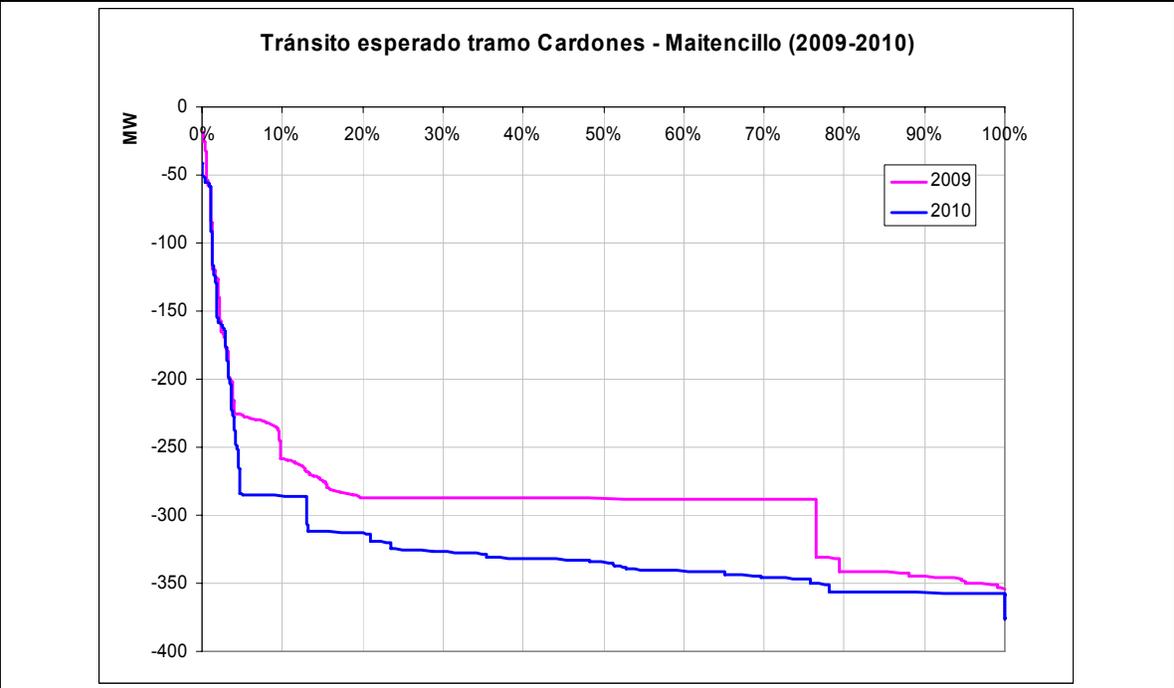


Gráfico C: Tránsito esperado tramo Cardones – Maitencillo 2009-2010 (sin CER)

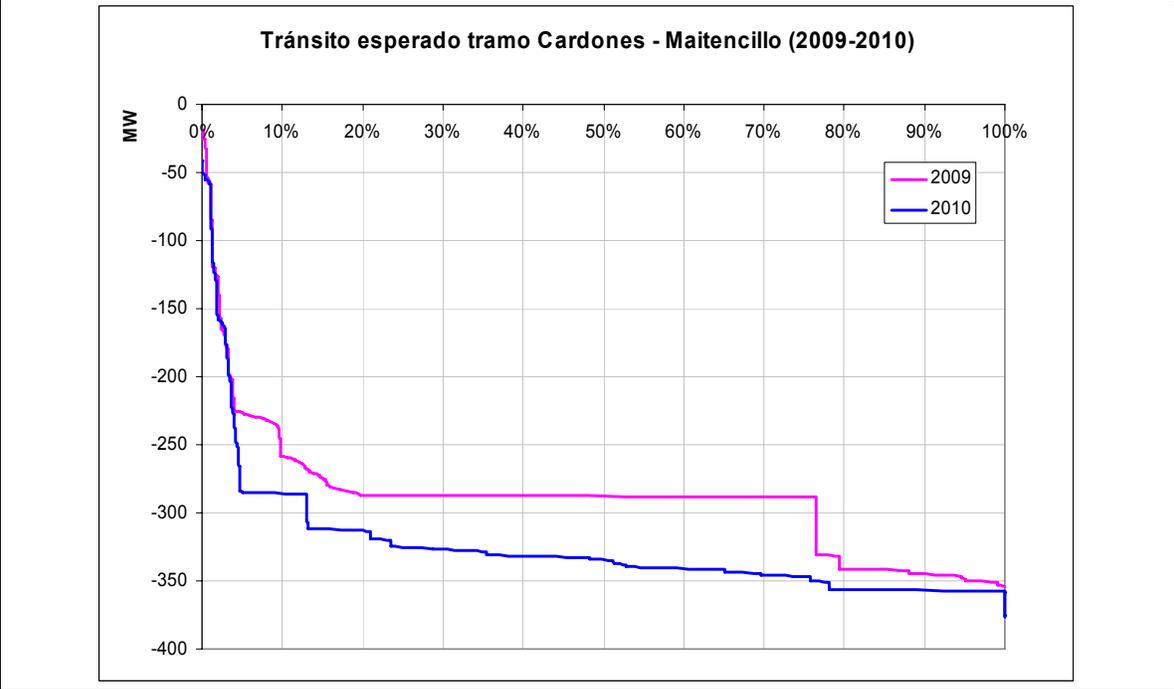


Gráfico D: Tránsito esperado tramo Cardones – Maitencillo 2011-2012 (sin CER)

4 Evaluación Económica

En la Tabla A6-4 se presenta la evaluación económica de la incorporación de un CER en Diego de Almagro 220 kV, para lo cual se consideró el beneficio de la menor generación en la central Taltal reemplazada por la mayor generación de las centrales en la zona central. En este último caso se consideró un costo promedio para dichas generaciones.

De acuerdo a esta evaluación, el beneficio de la instalación del CER para el período que se prevé su beneficio 2009-2012 resulta de aproximadamente US\$ 3,7 millones, sin embargo el costo del CER informado por Transelec es de 12 Millones de US\$, resultando no conveniente la realización de la obra.

Tabla A6-4

Evaluación del Beneficio del Proyecto CER

Mes	TaTal CC (Zona Norte)				Varias Centrales (Zona Centro)			Beneficio Proyecto CER [kUS\$]	
	Generación [GWh-Prom]			Costo Variable [mills/KWh]	Diferencia Valorizada [kUS\$]	Mayor Generación [GWh-Prom] ⁽¹⁾	Costo Variable Promedio [mills/KWh]		Mayor Generación [kUS\$]
	Sin CER	Con CER	Diferencia						
Ene-10	11.4	11.4	0.0	119.5	0	0.0	55.0	0	0
Feb-10	12.5	12.5	0.0	119.5	0	0.0	55.0	0	0
Mar-10	16.8	16.9	-0.1	119.5	-12	-0.1	55.0	-6	-6
Abr-10	9.3	9.1	0.2	119.5	24	0.2	55.0	11	13
May-10	37.9	29.9	8.0	119.5	956	8.1	55.0	443	513
Jun-10	4.7	4.7	0.0	119.5	0	0.0	55.0	0	0
Jul-10	2.2	2.2	0.0	119.5	0	0.0	55.0	0	0
Ago-10	0.6	0.6	0.0	119.5	0	0.0	55.0	0	0
Sep-10	1.5	1.5	0.0	119.5	0	0.0	55.0	0	0
Oct-10	9.6	5	4.6	119.5	550	4.6	55.0	255	295
Nov-10	5.7	3.8	1.9	119.5	227	1.9	55.0	105	122
Dic-10	4.9	3.4	1.5	119.5	179	1.5	55.0	83	96
Ene-11	5.2	3.6	1.6	119.5	191	1.6	55.8	90	101
Feb-11	3.6	3.2	0.4	119.5	48	0.4	55.8	22	25
Mar-11	4.3	4.3	0.0	119.5	0	0.0	55.8	0	0
Abr-11	9.5	9.7	-0.2	119.5	-24	-0.2	55.8	-11	-13
May-11	51.6	45.2	6.4	119.5	765	6.5	55.8	360	405
Jun-11	10	6.9	3.1	119.5	370	3.1	55.8	174	196
Jul-11	0.4	0.4	0.0	119.5	0	0.0	55.8	0	0
Ago-11	0.7	0.7	0.0	119.5	0	0.0	55.8	0	0
Sep-11	0.2	0.2	0.0	119.5	0	0.0	55.8	0	0
Oct-11	0.1	0.1	0.0	119.5	0	0.0	55.8	0	0
Nov-11	0.5	0.4	0.1	119.5	12	0.1	55.8	6	6
Dic-11	0.5	0.5	0.0	119.5	0	0.0	55.8	0	0
Ene-12	1.4	1.4	0.0	119.5	0	0.0	67.0	0	0
Feb-12	1.2	1.1	0.1	119.5	12	0.1	67.0	7	5
Mar-12	2.9	2.9	0.0	119.5	0	0.0	67.0	0	0
Abr-12	4.5	4.6	-0.1	119.5	-12	-0.1	67.0	-7	-5
May-12	57.3	5.9	51.4	119.5	6142	51.8	67.0	3473	2669
Jun-12	5.7	4.9	0.8	119.5	96	0.8	67.0	54	42
Jul-12	25.4	25.7	-0.3	59.1	-18	-0.3	67.0	-20	3
Ago-12	50.9	50.7	0.2	59.1	12	0.2	67.0	14	-2
Sep-12	25.4	25.5	-0.1	59.1	-6	-0.1	67.0	-7	1
Oct-12	28.1	26.9	1.2	59.1	71	1.2	67.0	81	-10
Nov-12	23.8	23.8	0.0	59.1	0	0.0	67.0	0	0
Dic-12	35.1	35	0.1	59.1	6	0.1	67.0	7	-1
Valor Presente a 2010, tasa 10% anual									\$ 3,747.56

Nota:

(1) Incluye pérdidas estimadas de 0.8%.

Anexo N°7:
Evaluación de la incorporación de la Línea Diego de Almagro –
Carrera Pinto 220 kV



1 CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA EVALUACION ECONOMICA

Para realizar la evaluación económica de las obras propuestas que no son necesarias por suficiencia del sistema, este CDEC utilizará los mismos criterios y procedimientos que utilizó el consultor, los cuales se describen a continuación:

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.

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 tomar en cuenta 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:

$$CE^C = Cop$$

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 $p \cdot CF$ 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:

$$p \cdot CF \rightarrow n \cdot CFCD \cdot MWd \cdot \Delta T + CFCD \cdot MWr \cdot (p \cdot 8769 - n \cdot \Delta T)$$

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:

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

2 ANÁLISIS DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO

De acuerdo a las disponibilidades de gas actualizadas entregadas por la CNE, se evaluó el peor escenario de operación para la zona norte, que los flujos por la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 kV siempre van hacia la subestación Diego de Almagro a partir del año 2010.

Utilizando los criterios y procedimientos propuestos por el consultor y explicados en el capítulo anterior, se realiza la evaluación económica.

2.1 Parámetros y AVI + COMA utilizados

Tabla A7-1

Parámetros en la ecuación

$$p \cdot CF \rightarrow n \cdot CFCD \cdot MWd \cdot \Delta T + CFCD \cdot MWr \cdot (p \cdot 8769 - n \cdot \Delta T)$$

<i>CFCD</i> , 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 x 8760 horas), horas/año	1.460258
Eventos de falla al año, (=n), eventos/año	0.498801
Tiempo puesta en servicio unidad generación, (=D T), horas	0.25
Costo variable unidad de generación (=CVt), US\$/MWh	160
Costo Marginal sistema, (=CMg), US\$/MWh	60
Capacidad de Transmisión, (=MWt max), MW	197
Horas salidas program. por año por kilómetro línea 220 kV, horas/km/año	0.373
Horas salidas program. por año, tramo existente, (pmx8760 horas), horas/año	26.94

Tabla A7-2

AVI+COMA Proyecto

Ítem	MUS\$/ año
AVI Paños Líneas (MUS\$/año)	237
AVI Línea (MUS\$/año)	1218
AVI Total (MUS\$/año)	1455
COMA (MUS\$/año)	278
Total AVI + COMA (MUS\$/año)	1733

2.2 Resultados

Tabla A7-3

Resultados Evaluación Económica

Año	MW	Frecuencia Operación Sur-Norte [p.u.]	CFR [MUS\$]	CF*ΔT [MUS\$]	p*ΔCrdMax [MUS\$]	ΔCE [MUS\$]
2007	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-
2010	120	1	320.5	29.9	559.5	909.9
2011	125	1	333.9	31.2	559.5	924.5
2012	129	1	344.6	32.2	559.5	936.2
2013	134	1	357.9	33.4	559.5	950.8
2014	139	1	371.3	34.7	559.5	965.4
2015	144	1	384.6	35.9	559.5	980.0

Donde:

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

$$CF \Delta T = CFCD * MW_d * (n * \Delta T)$$

MW_d = Demanda total de la carga

MW_r = Demanda racionada

2.3 Conclusión

De acuerdo a los resultados de la tabla anterior se aprecia que los ahorros anuales de costos esperados no compensan el AVI + COMA de la línea.

3 ANÁLISIS CARDONES – CARRERA PINTO

De acuerdo a las disponibilidades de gas actualizadas entregadas por la CNE, se evaluó el peor escenario de operación para la zona norte, que los flujos por la línea Cardones – Carrera Pinto 220 kV siempre van hacia la subestación Cardones a partir del año 2010.

Utilizando los criterios y procedimientos propuestos por el consultor y explicados en el capítulo anterior, se realiza la evaluación económica.

3.1 Parámetros y AVI + COMA utilizados

Tabla A7-4

Parámetros en la ecuación

$$p \cdot CF \rightarrow n \cdot CFCD \cdot MWd \cdot \Delta T + CFCD \cdot MWr \cdot (p \cdot 8769 - n \cdot \Delta T)$$

<i>CFCD</i> , US\$/MWh	2000
Horas de falla al año por kilómetro línea 220 kV, horas/km/año	0.020
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 x 8760 horas), horas/año	1.521666
Eventos de falla al año, (=n), eventos/año	0.519777
Tiempo puesta en servicio unidad generación, (=D T), horas	0.25
Costo variable unidad de generación (=CVt), US\$/MWh	160
Costo Marginal sistema, (=CMg), US\$/MWh	60
Capacidad de Transmisión, (=MWt max), MW	197
Horas salidas program. por año por kilómetro línea 220 kV, horas/km/año	0.373
Horas salidas program. por año, tramo existente, (pmx8760 horas), horas/año	28.09809

Tabla A7-5

AVI+COMA Proyecto

Ítem	MUS\$/ año
AVI Paños Líneas (MUS\$/año)	237
AVI Línea (MUS\$/año)	1266
AVI Total (MUS\$/año)	1503
COMA (MUS\$/año)	287
Total AVI + COMA (MUS\$/año)	1790

3.2 Resultados

Tabla A7-6

Resultados Evaluación Económica

Año	MW	Frecuencia Operación Sur-Norte [p.u.]	CFR [MUS\$]	CF ΔT [MUS\$]	p ΔCrdMax [MUS\$]	ΔCE [MUS\$]
2007	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-
2010	149	1	414.7	38.7	583.5	1037.0
2011	156	1	434.2	40.5	583.5	1058.3
2012	162	1	450.9	42.1	583.5	1076.5
2013	169	1	470.4	43.9	583.5	1097.8
2014	177	1	492.7	46.0	583.5	1122.2
2015	184	1	512.2	47.8	583.5	1143.5

Donde:

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

$$CF \Delta T = CFCD * MW_d * (n * \Delta T)$$

MW_d = Demanda total de la carga

MW_r = Demanda racionada

3.3 Conclusión

De acuerdo a los resultados de la tabla anterior se aprecia que los ahorros anuales de costos esperados no compensan el AVI + COMA de la línea.

Anexo N°8:
Evaluación de la incorporación de una nueva Línea en 220 kV entre
las Subestaciones Valdivia y Puerto Montt



1 ANALISIS DE LA INCORPORACION DE UN NUEVA LÍNEA EN 220 KV ENTRE LAS SUBESTACIONES VALDIVIA Y PUERTO MONTT

Transelec propone la construcción de una nueva línea Valdivia – Puerto Montt 220 kV para dar seguridad de suministro a la zona sur. La línea se justificaría por condiciones de seguridad para los estados de operación en los cuales la central Canutillar no esté generando.

1.1 Antecedentes

Actualmente al sur de la subestación Valdivia, el sistema de transmisión troncal se compone por las siguientes líneas:

- Valdivia – Puerto Montt 220 kV (145 MVA)
- Valdivia – Barro Blanco 220kV (193 MVA)
- Barro Blanco – Puerto Montt (193 MVA)

De acuerdo a la configuración descrita se puede establecer que la máxima transferencia, de acuerdo al criterio N-1, para el tramo Valdivia – Puerto Montt quedará limitado por la línea de menor capacidad, es decir 145 MVA.

En el informe elaborado por el Consultor se establece que el tramo Valdivia – Puerto Montt solo será limitado por las características térmicas de los conductores debido a que contará con un esquema de desconexión de carga asociado a la pérdida de un circuito que podrá desconectar automáticamente hasta 75 MW.

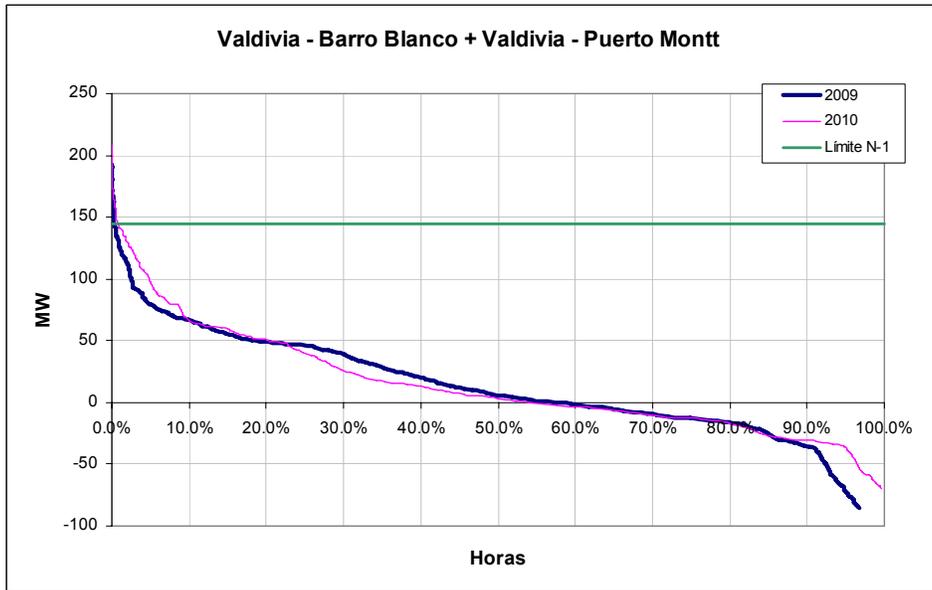
Tal como se ha indicado anteriormente, se ha considerado pertinente mantener los criterios generales utilizados por el Consultor para los análisis, que además han sido refrendados por el informe de la CNE y por el momento considerar la utilización de los EDAC en casos puntuales, hasta que la interpretación de este criterio no sea tratado en más detalle en el marco de la revisión que establece el artículo 10-3 de la NT de SyCS.

En consideración a los datos anteriormente expuestos sólo se justificaría la inclusión de un nuevo circuito si es que los costos anuales asociados a racionar carga durante las fallas en el tramo superaran el costo de la anualidad de la línea (AVI + COMA).

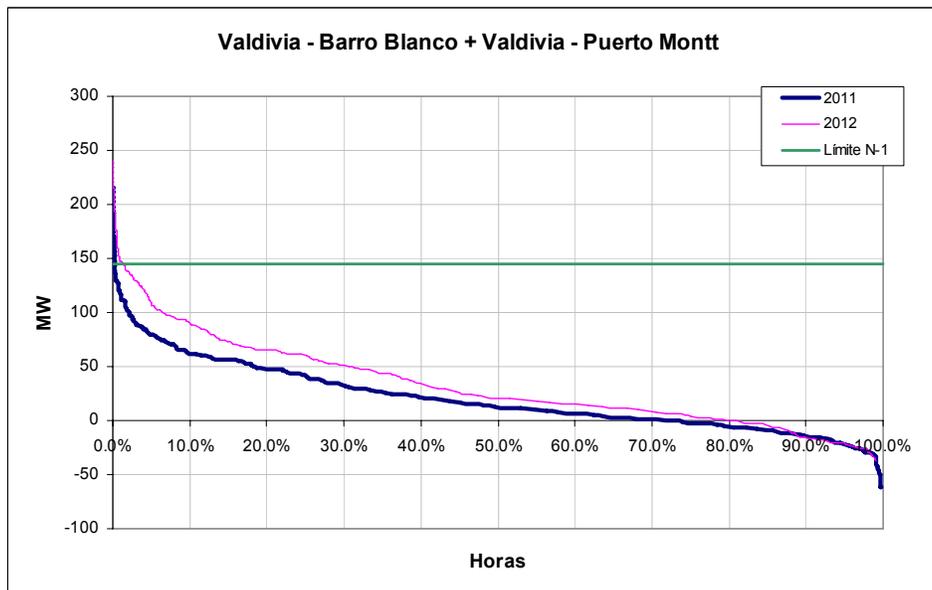
1.2 Análisis Económico

De acuerdo a las simulaciones realizadas con el modelo PLP presentadas en el Anexo N°5, se presentan las transferencias esperadas por el tramo Valdivia – Puerto Montt para los años 2009, 2010, 2011 y 2012.

Transferencias tramo Valdivia – Puerto Montt 2009-2010



Transferencias tramo Valdivia – Puerto Montt 2011-2012



Se observa que para el periodo 2009 – 2010 la probabilidad de que las transferencias sobrepasen el criterio N-1 es de un 0.34% y para el periodo 2011 – 2012 la probabilidad es de un 1.2%. Además se observa que en el peor de los casos la transferencia sería del orden de los 220 MW.

Con los antecedentes expuestos se evaluó la conveniencia económica de construir la línea utilizando los supuestos y procedimientos planteados por el Consultor, los cuales están descritos en el Anexo N°7.

De acuerdo a los gráficos descritos anteriormente, se desprende que los flujos para el periodo 2009 – 2010 tendrán dirección norte – sur un 60% del tiempo y para el periodo 2011-2012 se dará un 70% del tiempo esta situación.

Se supuso que la pérdida máxima de consumo corresponde a 75 MW y que tendrá la misma magnitud en todo el horizonte en estudio se obtiene que:

1.3 Parámetros y AVI + COMA utilizados

Tabla A8-1

Parámetros en la ecuación

$$p \cdot CF \rightarrow n \cdot CFCD \cdot MWd \cdot \Delta T + CFCD \cdot MWr \cdot (p \cdot 8769 - n \cdot \Delta T)$$

<i>CFCD</i> , US\$/MWh	2000
Horas de falla al año por kilómetro línea 220 kV, horas/km/año	0.01932143
Eventos de falla al año por kilómetro línea 220 kV, eventos/km/año	0.0069
Kilómetros de línea tramo existente, km	200
Horas de falla al año tramo existente, (=px8760 horas), horas/año	3.86428571
Eventos de falla al año, (=n), eventos/año	1.38
Tiempo puesta en servicio unidad generación, (=D T), horas	0.25
Costo variable unidad de generación (=CVt), US\$/MWh	160
Costo Marginal sistema, (=CMg), US\$/MWh	2000
Capacidad de Transmisión, (=MWt max), MW	0.01932143
Horas salidas program. por año por kilómetro línea 220 kV, horas/km/año	0.0069
Horas salidas program. por año, tramo existente, (pmx8760 horas), horas/año	200

Tabla A8-2
AVI+COMA Proyecto

Ítem	MUS\$/ año
Total AVI + COMA (MUS\$/año)	4757

1.4 Resultados

Tabla A8-3
Resultados Evaluación Económica

Año	MW	Frecuencia Operación Sur-Norte p.u.	CFR MUS\$	CF*ΔT MUS\$	p*ΔCrdMax MUS\$	ΔCE MUS\$
2009	0.6	75	528	52	29	377
2010	0.6	75	528	52	29	377
2011	0.7	75	528	52	29	435
2012	0.7	75	528	52	29	435

Donde:

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

$$CF \Delta T = CFCD * MW_d * (n*\Delta T)$$

$$MW_d = \text{Demanda total de la carga}$$

$$MW_r = \text{Demanda racionada}$$

1.5 Conclusión

Las cifras obtenidas señalan que los ahorros estimados por seguridad no compensan la anualidad de la línea.

Anexo N°9:
ANALISIS AUMENTO DE CAPACIDAD DEL CER EN PUERTO
MONTT



1 ANALISIS AUMENTO DE CAPACIDAD DEL CER EN PUERTO MONTT

1.1 Antecedentes

Se propone el aumento de capacidad del CER de la subestación Puerto Montt hasta un modulo de 150 MVAR, con el objetivo de garantizar la operación en estado N hacia el año 2010 del tramo Valdivia – Puerto Montt en aquellas situaciones en que no se encuentre operando la central Canutillar. De acuerdo a lo expresado por Transelec el CER también sería de utilidad para permitir altas transferencias hacia la zona sur.

Para evaluar la necesidad de un aumento de capacidad del CER se evaluó la probabilidad de que se de la situación anteriormente descrita, es decir, cuál es el porcentaje de tiempo esperado de que la central Canutillar no se encuentre operando en los bloques de demanda alta.

Luego de analizar las salidas entregadas por el modelo PLP en el Anexo N°5, se obtuvo que la condición de operación descrita tiene una probabilidad de ocurrencia de un 0.0143 para el periodo 2009-2010 y de 0.0159 para el periodo 2012-2013.

Con estos datos se realizó la estimación del ahorro en costos que se tendría al incluir el aumento de capacidad del CER.

1.2 Evaluación Económica

De acuerdo a los gráficos mostrados en la evaluación de la línea Valdivia – Puerto Montt 220 kV (Anexo N°8), se desprende que los flujos para el periodo 2009 – 2010 tendrán dirección norte – sur un 60% del tiempo y para el periodo 2011-2012 se dará un 70% del tiempo esta situación.

De acuerdo a las simulaciones realizadas, el aumento de capacidad del CER no sería necesario en escenarios de alta transferencia en el tramo Valdivia – Puerto Montt 220 kV aunque la Central Canutillar no se encuentre generando. En la Figura 1 se observa que las líneas no se encuentran sobrecargadas y que las tensiones en barras están dentro del rango normal de operación.

La peor contingencia que se podría tener bajo esta condición de operación sería la salida de alguno de los circuitos del tramo Valdivia – Puerto Montt 220 kV.

En la Figura 2 se muestra un flujo post contingencia en el cual se simula la salida de la línea expresa Valdivia – Puerto Montt 220 kV. En la simulación realizada no se consideró la actuación de los EDAC, equivalentes a un desprendimiento de carga máximo igual a 75 MW, y se consideró la desconexión del reactor de la línea Barro Blanco – Puerto Montt 220 kV. Se observa en la figura, que bajo este escenario pesimista, los flujos por líneas y tensiones en barras se encuentran dentro de los rangos de operación normal.

En la Figura 3 se muestra un flujo post contingencia en el cual se simula la salida de la línea Valdivia – Barro Blanco 220 kV. Debido a que la línea no tiene interruptores en el Tap Barro Blanco que despejen la falla, esta será despejada por el interruptor de la línea Barro Blanco – Puerto Montt 220 kV en el paño correspondiente a la subestación Puerto Montt. De esta forma la subestación Barro Blanco no quedará con suministro desde el troncal, siendo alimentada por las líneas de 66 kV. Bajo este escenario considerando que los EDAC propuestos por el Consultor desconectan automáticamente 40 MW de consumo se obtiene que los flujos por las líneas y las tensiones en las barras se encuentran dentro de los rangos de operación normal.

Al evaluar el impacto económico que se tendría bajo el supuesto de que se necesitara un aporte real de reactivos en la zona, se tendría que evaluar la probabilidad de que ocurra el escenario anteriormente descrito.

El costo de la falla se evaluará con la siguiente ecuación:

$$C = CFCD \cdot p_e \cdot p_f \cdot MW_r \cdot T$$

Donde:

CFCD : Costo de falla de corta duración.

p_e : Probabilidad de que la central Canutillar no genere.

p_f : Probabilidad de que los flujos tengan dirección norte sur.

MW_r : Demanda no suministrada.

T : Duración esperada de la falla.

Con estos datos se pueden obtener lo siguientes ahorros:

Año	<i>CFCD</i> [USD\$/MWh]	<i>pe</i>	<i>pf</i>	<i>MWr</i> [MW]	<i>T</i> [h]	<i>C</i> [USD\$]
2009	2000	0.014	0.6	75	3.86428571	4981.3
2010	2000	0.014	0.6	75	3.86428571	4981.3
2011	2000	0.016	0.7	75	3.86428571	6445.5
2012	2000	0.016	0.7	75	3.86428571	6445.5

El costo estimado de la inversión es de 5.3 MMUSD\$ obteniéndose una anualidad aproximada de 566.57 MUSD\$.

Al comparar las cifras se desprende que, con los supuestos realizados, el aumento de la capacidad del CER de Puerto Montt no resulta económicamente conveniente.

Figura 1

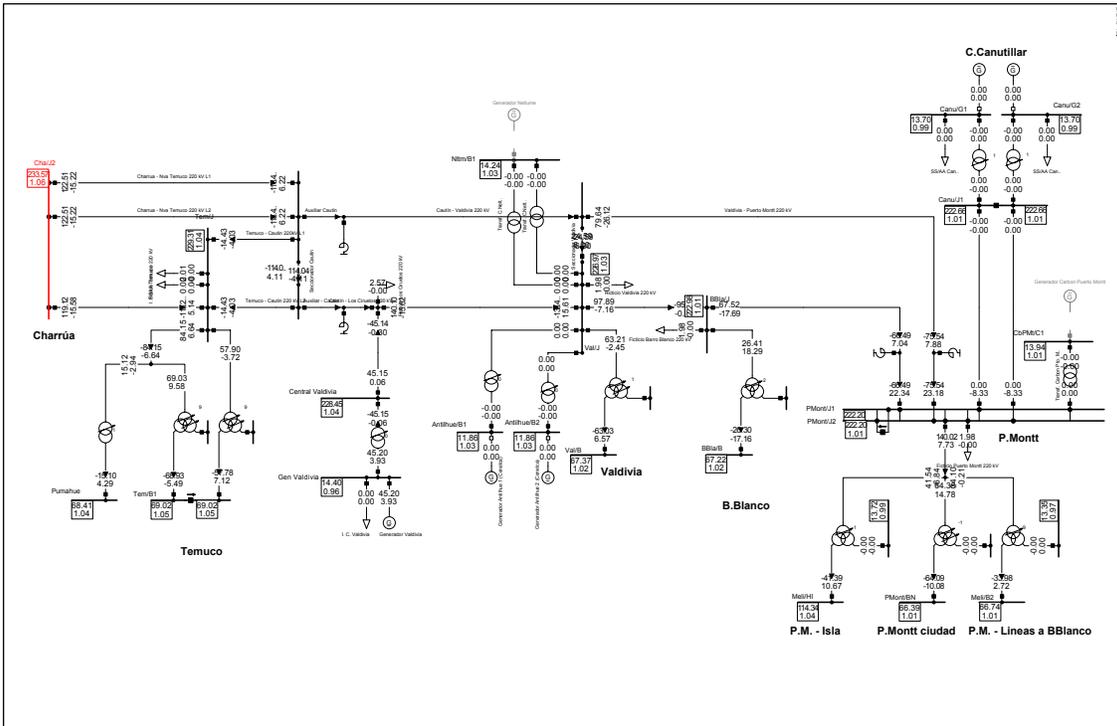
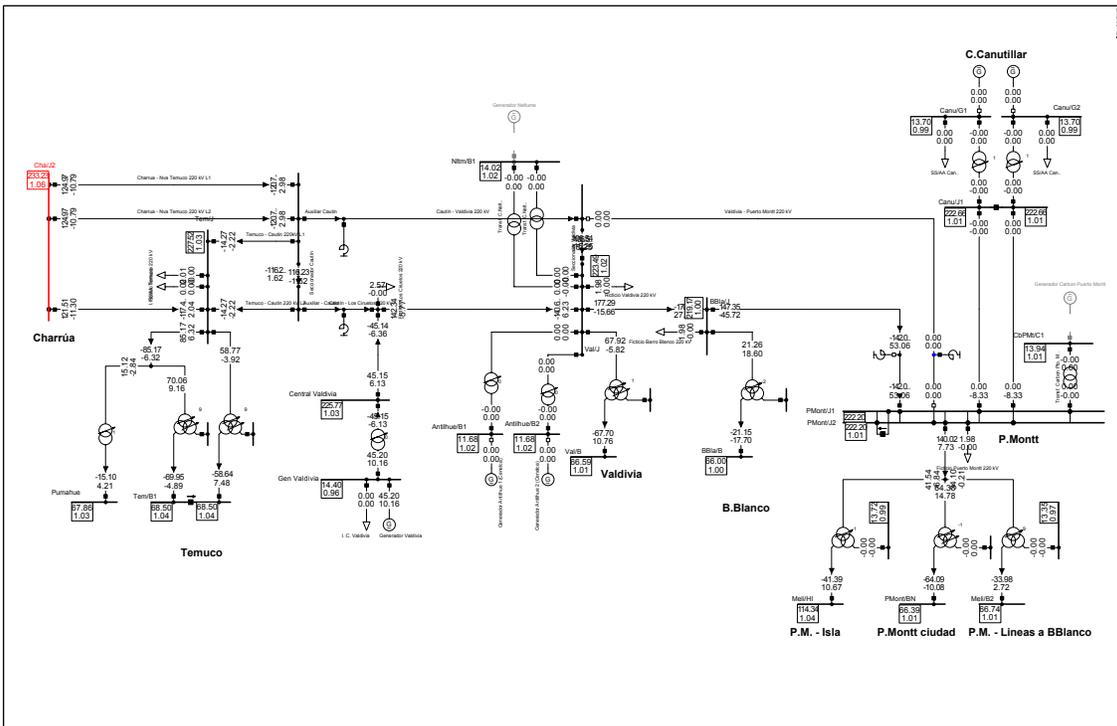


Figura 2



Anexo N°10:
PORCENTAJES DEL AUMENTO DEL COSTO DE PEAJE POR
OBRAS PROPUESTAS



Aumento de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal

DIRECCIÓN DE PEAJES DEL CDEC-SIC

1.- Introducción

A continuación se presenta una minuta elaborada por la Dirección de Peajes “Aumentos de Peajes en razón de la incorporación de nuevas instalaciones al Sistema de Transmisión Troncal” para el período 2007-2008, elaborado según las normas de peajes establecidas en la Ley N° 19.940 promulgada el 13 de marzo de 2004, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos. Este informe se elabora considerando que:

- De acuerdo a lo establecido en el artículo 71-27 de la Ley indicada, la Dirección de Peajes deberá acompañar la opinión que sobre las obras propuestas expresen los operadores del sistema de transmisión troncal y los usuarios que hacen o harán uso de dicho sistema y que percibirán un aumento neto de pagos por transmisión en razón de la incorporación de las nuevas instalaciones.

Por lo tanto, el objetivo de este cálculo es entregar el grado de participación de los usuarios del sistema de transmisión troncal que hacen o harán uso en cada tramo para poder obtener la opinión que tienen sobre las obras propuestas en el Informe Técnico del Estudio de Transmisión Troncal de la CNE.

Debido a que, a la fecha de elaboración de este informe, no se ha promulgado el Reglamento Eléctrico adecuado a las modificaciones establecidas en la Ley N°19.940, se han debido realizar algunas consideraciones que se explican en esta propia minuta.

Cabe señalar que los valores que resultan son sólo referenciales ya que se deben tener en cuenta lo siguiente:

- Se empleó la generación estimada para el año 2009 y existen obras que de materializarse entrarían en operación en años posteriores.
- No se incluye el descuento de los Ingresos Tarifarios, con el objetivo de independizar las participaciones de su gran variabilidad, ya que éstos pueden representar un monto significativo de los peajes.
- Se ha realizado una sobreestimación de las prorratas por las instalaciones troncales de las actuales centrales y consumos, ya que en años posteriores existirán nuevas centrales y consumos que también participarán de dichas prorratas.

2.-Consideraciones para el cálculo de los Peajes por Inyección y Retiro

2.1.- Proyección de los Ingresos Tarifarios Esperados

No se incluye el cálculo de los Ingresos Tarifarios debido a su gran variabilidad, sin embargo se debe tener presente que estos pueden representar un monto significativo del peaje total.

2.2.- AVI + COMA

La Anualidad del Valores de Inversión (AVI) y Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) que se utilizaron para las obras de ampliación y las obras nuevas del sistema troncal corresponden a los entregados por la CNE en su Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal.

Tabla N°1: AVI + COMA de ampliaciones y obras nuevas del sistema troncal

Proyecto		
No	Nombre	AVI+COMA
		[MUS\$]
1	S/E Seccionadora Punta de Cortés 220 kV energizada en 154 kV (Mayo-2008)	314
2	Línea Alto Jahuel - Cerro Navia 2x220 kV, Tramo Chena - Cerro Navia: Cambio conductor (Octubre-2008)	310
3	Línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV; Tercer circuito (Enero-2009)	974
4	S/E Punta de Cortés 220 kV: Ampliación transformación y paños (Mayo-2009)	278
5	Línea Tinguiririca - Punta de Cortés 154 kV: Cambio de conductor (Mayo-2009)	353
6	Línea Alto Jahuel - Tuniche 220 kV: Cambio de aislación (Mayo-2009)	224
7	Línea Punta de Cortés - Tuniche 2x220 kV (Mayo-2009)	315
8	S/E Alto Jahuel 220 kV: Paños Línea 2x220 (Mayo-2009)	260
9	S/E Chena 220 kV: Paño de línea (Julio-2009)	131
10	S/E Polpaico 220 kV: Instalación de 2 transformadores desfasadores (Julio-2009)	2140
11	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: Seccionamiento (Julio-2009)	714
12	Línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV (Julio-2009)	584
13	Línea Alto Jahuel - Chena 2x220 kV: Segundo circuito (Julio-2009)	105
14	S/E Punta de Cortés 220 kV: Paños de línea (Octubre-2009)	260
15	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor (Enero-2010)	690
16	Línea Tinguiririca - Teno 220 kV: Cambio de aislación (Febrero-2010)	210
17	S/E Seccionadora Nogales 220 kV: Barra principal y de transferencia (Abril-2010)	1300
18	S/E Itahue 220 kV: Normalización patio 220 kV (Junio-2010)	513
19	Línea Itahue – Teno 2x220 kV: Cambio de aislación (Junio-2010)	241
20	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor (Junio-2010)	690
21	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo autotransformador 750 MVA (Febrero-2011)	2358
22	S/E Polpaico 220 kV: Paños de línea (Abril-2010)	261
23	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV (Abril-2010)	4919
24	Línea Pan de Azúcar - Los Vilos - Nogales 220 kV (Enero-2013)	6816
25	Línea Temuco - Valdivia 220 kV: Tercer circuito (Junio-2013)	4504
Total		29464.0

2.3.- Peajes por Inyección y Retiro

Para determinar el uso esperado que las inyecciones y los retiros hacen de cada tramo perteneciente al área de influencia común y del sistema troncal no pertenecientes al área de influencia común establecidas en el artículo 71-30, así como el sentido del flujo de estos tramos para definir si estos van o viene del área de influencia común, se ha considerado utilizar los factores generalizados de distribución de generación (GGDF) para determinar el uso de las inyecciones y los factores generalizados de distribución de carga (GLDF), para determinar los usos de los retiros.

Se ha considerado que estos factores son los que representan de la mejor forma los criterios establecidos para determinar los usos de las inyecciones y retiros en el sistema, teniendo presente, tal como lo indica la ley, que en los casos en que en un escenario determinado el flujo real va en contra de la dirección del GGDF o GLDF correspondiente, el uso para ese escenario es nulo.

2.4.- Simulación de los usos esperados

Aunque a esta fecha el reglamento no define las características específicas que deben cumplir los modelos para que sean aprobados por la Comisión, se han considerado que los modelos de simulación a utilizar para determinar los usos del sistema de transmisión, deben cumplir las condiciones establecidas en el Artículo 71-32, es decir:

- Incluyen las centrales existentes y en construcción, características técnicas y costos de producción y períodos de mantenimiento programado de las mismas, y las distintas condiciones hidrológicas.
- Para el sistema de transmisión, los modelos incluyen la representación topológica de instalaciones existentes y en construcción, y sus respectivas características técnicas, y condiciones de operación acordes con las exigencias de calidad y seguridad de servicio vigentes.
- La demanda de energía, se desagrega mensualmente y se representa sobre la base de bloques de demanda por nudo, de acuerdo a las características propias de consumo de cada nudo.
- Para cada escenario, la participación asignable a una central o a un retiro en un tramo, en un escenario resulta ser nula, si el flujo del tramo en dicha condición, tiene el sentido opuesto al de la participación de la central o retiro respectivamente.

2.5.- Asignación de prorratas a ampliaciones o nuevas instalaciones

A cada ampliación o nueva instalación se le ha asignado la prorrata que resulta de la simulación hecha con el modelo "PLP" para el año 2009. En general, para el caso de las líneas, cuando la asignación de prorrata corresponde a más de un tramo, se

ha distribuido en función del largo de dichos tramos, mientras que para el caso de subestaciones, se ha distribuido en forma equitativa.

A continuación se presenta una tabla con los tramos que se han empleado para tales asignaciones:

Tabla N°2: Tramos para Asignación de Prorratas

Nº	Ampliación o Nueva Instalación	Asignación de Prorrata de Tramo	Porcentaje de Prorrata Asignado por Tramo
1	S/E Seccionadora Punta de Cortés 220 kV energizada en 154 kV (Mayo-2008)	p.corte154->tunich1154	50%
		tilcoco154->p.corte154	50%
2	Línea Alto Jahuel - Cerro Navia 2x220 kV, Tramo Chena - Cerro Navia: Cambio conductor (Octubre-2008)	c.chena220->c.navia220	100%
3	Línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV; Tercer circuito (Enero-2009)	cardone220->maitenc220	100%
4	S/E Punta de Cortés 220 kV: Ampliación transformación y paños (Mayo-2009)	p.corte154->tunich1154	50%
		tilcoco154->p.corte154	50%
5	Línea Tinguiririca - Punta de Cortés 154 kV: Cambio de conductor (Mayo-2009)	tilcoco154->p.corte154	36%
		s.ferna154->tilcoco154	64%
6	Línea Alto Jahuel - Tuniche 220 kV: Cambio de aislación (Mayo-2009)	paine__154->a.jahue154	17%
		tunich1154->paine__154	33%
		a.jahue154->tunich2154	50%
7	Línea Punta de Cortés - Tuniche 2x220 kV (Mayo-2009)	p.corte154->tunich1154	100%
8	S/E Alto Jahuel 220 kV: Paños Línea 2x220 (Mayo-2009)	paine__154->a.jahue154	50%
		a.jahue154->tunich2154	50%
9	S/E Chena 220 kV: Paño de línea (Julio-2009)	a.jahue220->c.chena220	100%
10	S/E Polpaico 220 kV: Instalación de 2 transformadores desfasadores (Julio-2009)	lampa__220->polpaic220	56%
		c.navia220->lampa__220	44%
11	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: Seccionamiento (Julio-2009)	ancoa__500->a.jahue500	50%
		a.jahue500->polpaic500	50%
12	Línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV (Julio-2009)	a.jahue500->polpaic500	100%
13	Línea Alto Jahuel - Chena 2x220 kV: Segundo circuito (Julio-2009)	a.jahue220->c.chena220	100%
14	S/E Punta de Cortés 220 kV: Paños de línea (Octubre-2009)	tilcoco154->p.corte154	100%
15	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor (Enero-2010)	a.jahue220->c.chena220	100%
16	Línea Tinguiririca - Teno 220 kV: Cambio de aislación (Febrero-2010)	teno__154->s.ferna154	100%
17	S/E Seccionadora Nogales 220 kV: Barra principal y de transferencia (Abril-2010)	l.vilos220->nogales220	50%
		nogales220->polpaic220	50%
18	S/E Itahue 220 kV: Normalización patio 220 kV (Junio-2010)	itahue_154->teno__154	100%

Nº	Ampliación o Nueva Instalación	Asignación de Prorrata de Tramo	Porcentaje de Prorrata Asignado por Tramo
19	Línea Itahue – Teno 2x220 kV: Cambio de aislación (Junio-2010)	itahue_154->teno___154	100%
20	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor (Junio-2010)	a.jahue220->c.chena220	100%
21	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo autotransformador 750 MVA (Febrero-2011)	a.jahue500->polpaic500	100%
22	S/E Polpaico 220 kV: Paños de línea (Abril-2010)	nogales220->polpaic220	100%
23	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV (Abril-2010)	nogales220->polpaic220	100%
24	Línea Pan de Azúcar - Los Vilos - Nogales 220 kV (Enero-2013)	p.azuca220->l.vilos220	71%
		l.vilos220->nogales220	29%
25	Línea Temuco - Valdivia 220 kV: Tercer circuito (Junio-2013)	temuco_220->l.cirue220	36%
		l.cirue220->valdivi220	14%
		temuco_220->valdivi220	50%

3.-Procedimiento para la determinación de los Peajes en el Sistema Troncal.

De acuerdo a lo señalado, en términos generales, el procedimiento para determinar los peajes por inyección y retiro, se resume en los siguientes puntos:

- Se asignan los AVI y COMA de cada tramo correspondiente a las ampliaciones o nuevas instalaciones determinadas en el Informe Técnico de la CNE.
- Se determinan los consumos o retiros por barra y por suministrador en base a la información disponible de la base de datos de facturación.
- Se determinan las generaciones por central para cada escenario simulado de acuerdo al modelo PLP. Se utiliza una modelación que representa el sistema de transmisión, la demanda en bloques horarios y las condiciones hidrológicas.
- Se determinan los GGDF y GLDF correspondientes para cada escenario, con las generaciones y retiros señalados, considerando la topología del sistema de transmisión simulado.
- Se determinan los flujos de potencia para cada tramo del Sistema Troncal en cada uno de los escenarios simulados.
- Los retiros e inyecciones que no están directamente en barras del Sistema Troncal se refieren a dichas barras, utilizando los GGDF para las generaciones y los GLDF para los retiros. Para cada retiro se consideran las barras del Sistema Troncal que permiten abastecer su consumo en forma

relevante, de acuerdo a sus GLDF. Equivalentemente para cada generador se consideran todas las barras del Sistema Troncal que permiten inyectar su generación en forma relevante, de acuerdo a sus GGDF.

- g) Para cada tramo del sistema de transmisión troncal, se determina la participación de energía de cada una de las centrales del sistema y de cada uno de los consumos del sistema, considerando que la participación es nula cuando esta tiene un sentido diferente al del flujo resultante para dicho escenario.
- h) Para el caso del Área de Influencia Común, de acuerdo a lo indicado en la Ley, se considera que un 20% del valor peaje se prorratea entre los consumos y que un 80% del valor del peaje debe ser prorrateado entre los generadores.
- i) Se asignan una dirección hacia el Área de Influencia Común a cada tramo del Sistema Troncal no perteneciente a dicha área.
- j) De acuerdo a la dirección antes asignada, se contabilizan para los retiros e inyecciones los casos en que el sentido del flujo viene desde o va hacia el Área de Influencia Común, respectivamente. El número de casos en uno u otro sentido entrega los porcentajes de participación para retiros e inyecciones.
- k) Se asignan las participaciones en el peaje de cada ampliación o nueva instalación determinadas en el Informe Técnico de la CNE.
- l) Se calcula el aumento de peaje sin considerar el IT de las ampliaciones o nuevas instalaciones de acuerdo a los porcentajes determinados en las letras h) e i) y los AVI y COMA determinados en a).

4.-Resultados de Participaciones

Los resultados de las participaciones obtenidas de acuerdo a los procedimientos propuestos, se entregan a continuación, de acuerdo a las siguientes tablas:

Tabla N°3: Participaciones de Suministradores

Tabla N°4: Participaciones de Clientes Libres

Tabla N°3: Participaciones de Suministradores (Porcentaje de AVI+COMA)

		Ampliación o nueva instalación												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
N°	Suministrador	S/E Seccionador a Punta de Cortés 220 kV energizada en 154 kV (Mayo-2008)	Línea Alto Jahuel - Cerro Navia 2x220 kV, Tramo Chena - Cerro Navia: Cambio conductor (Octubre-2008)	Línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV; Tercer circuito (Enero-2009)	S/E Punta de Cortés 220 kV: Ampliación transformación y paños (Mayo-2009)	Línea Tinguiririca - Punta de Cortés 154 kV: Cambio de conductor (Mayo-2009)	Línea Alto Jahuel - Tuniche 220 kV: Cambio de aislación (Mayo-2009)	Línea Punta de Cortés - Tuniche 2x220 kV (Mayo-2009)	S/E Alto Jahuel 220 kV: Paños Línea 2x220 (Mayo-2009)	S/E Chena 220 kV: Paño de línea (Julio-2009)	S/E Polpaico 220 kV: Instalación de 2 transformadores desfasadores (Julio-2009)	Línea Ancoa Polpaico 1x500 kV: Seccionamiento (Julio-2009)	Línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV (Julio-2009)	Línea Alto Jahuel - Chena 2x220 kV: Segundo circuito (Julio-2009)
1	AESGENER	0.17%	12.04%	0.00%	0.17%	0.00%	9.81%	0.34%	11.59%	5.84%	20.73%	2.61%	5.01%	5.84%
2	ARAUCO	1.86%	0.59%	0.00%	1.86%	1.96%	0.43%	1.76%	0.40%	1.54%	0.02%	2.31%	1.79%	1.54%
3	C.E. LOS MORROS	0.00%	0.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.02%	0.00%	0.02%	0.03%	0.00%	0.00%	0.01%	0.03%
4	CAMPANARIO	0.05%	0.01%	0.00%	0.05%	0.07%	0.01%	0.03%	0.02%	0.08%	0.00%	0.11%	0.06%	0.08%
5	CARBOMET	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
6	CENELCA	0.07%	0.02%	0.00%	0.07%	0.09%	0.01%	0.05%	0.02%	0.11%	0.00%	0.15%	0.09%	0.11%
7	COLBUN	6.38%	19.92%	0.00%	6.38%	6.26%	16.64%	6.50%	18.79%	20.48%	20.22%	10.83%	13.47%	20.48%
8	E. VERDE	1.02%	0.12%	0.00%	1.02%	0.96%	0.32%	1.08%	0.21%	0.30%	0.00%	0.33%	0.28%	0.30%
9	E.E. PUNTILLA	0.00%	0.28%	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	0.01%	0.23%	0.27%	0.02%	0.04%	0.08%	0.27%
10	ENDESA	26.86%	27.43%	0.00%	26.86%	28.00%	23.46%	25.77%	23.10%	29.32%	20.97%	41.82%	37.96%	29.32%
11	ESSA	0.12%	5.54%	0.00%	0.12%	0.00%	5.01%	0.24%	5.66%	5.54%	0.00%	0.71%	1.32%	5.54%
12	GEN. Concepción	0.26%	0.21%	0.00%	0.26%	0.29%	0.04%	0.22%	0.06%	0.44%	0.00%	0.71%	0.55%	0.44%
13	GEN. Polpaico TG	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
14	GEN. Quintero TG	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
15	GUACOLDA	0.05%	4.30%	0.00%	0.05%	0.00%	3.24%	0.10%	4.03%	0.59%	12.57%	1.06%	2.05%	0.59%
16	HASA	0.01%	0.61%	0.00%	0.01%	0.00%	0.50%	0.02%	0.64%	0.09%	2.06%	0.17%	0.33%	0.09%
17	HGV	0.01%	0.76%	0.00%	0.01%	0.00%	0.63%	0.02%	0.80%	0.11%	2.47%	0.21%	0.39%	0.11%
18	IBENER	0.71%	0.50%	0.00%	0.71%	0.80%	0.09%	0.63%	0.14%	1.18%	0.01%	1.85%	1.47%	1.18%
19	OYD	0.00%	0.26%	0.00%	0.00%	0.00%	0.21%	0.01%	0.26%	0.04%	0.79%	0.06%	0.12%	0.04%
20	PACIFIC - HYDRO	23.62%	1.76%	0.00%	23.62%	22.71%	13.79%	24.48%	10.23%	2.97%	0.01%	1.62%	1.90%	2.97%
21	PANGUIPULLI	0.31%	0.20%	0.00%	0.31%	0.34%	0.04%	0.27%	0.06%	0.50%	0.01%	0.78%	0.62%	0.50%
22	PEHUENCHE	17.46%	4.37%	0.00%	17.46%	17.34%	5.24%	17.57%	3.27%	8.59%	0.04%	11.90%	10.32%	8.59%
23	PETROPOWER	0.58%	0.42%	0.00%	0.58%	0.66%	0.08%	0.50%	0.14%	0.96%	0.01%	1.53%	1.20%	0.96%
24	PUYEHUE	0.34%	0.22%	0.00%	0.34%	0.38%	0.04%	0.30%	0.07%	0.55%	0.01%	0.86%	0.68%	0.55%
25	S.C. DEL MAIPO	0.00%	0.32%	0.00%	0.00%	0.00%	0.18%	0.01%	0.22%	0.29%	0.02%	0.04%	0.08%	0.29%
26	SAUCE ANDES	0.00%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	0.01%	0.00%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%
27	SGA	0.12%	0.06%	0.00%	0.12%	0.14%	0.02%	0.10%	0.03%	0.19%	0.00%	0.29%	0.22%	0.19%

Notas

- 1.- Los valores de peajes no incluyen Ingreso Tarifario. Sólo se considera AVI+COMA de los proyectos entregados en el Informe Técnico de Transmisión Troncal enviado por la CNE.
- 2.- Las prorratas han sido calculadas con una generación estimada para el año 2009, incluyendo Ventanas 3.

Tabla N°3: Participaciones de Suministradores (Porcentaje de AVI+COMA)

		Ampliación o nueva instalación											
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
N°	Suministrador	S/E Punta de Cortés 220 kV: Paños de línea (Octubre-2009)	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor (Enero-2010)	Línea Tinguiririca - Teno 220 kV: Cambio de aislación (Febrero-2010)	S/E Seccionador a Nogales 220 kV: Barra principal y de transferencia (Abril-2010)	S/E Itahue 220 kV: Normalización patio 220 kV (Junio-2010)	Línea Itahue - Teno 2x220 kV: Cambio de aislación (Junio-2010)	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor (Junio-2010)	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo autotransformador 750 MVA (Febrero-2011)	S/E Polpaico 220 kV: Paños de línea (Abril-2010)	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV (Abril-2010)	Línea Pan de Azúcar - Los Vilos - Nogales 220 kV (Enero-2013)	Línea Temuco - Valdivia 220 kV: Tercer circuito (Junio-2013)
1	AESGENER	0.00%	5.84%	0.13%	6.97%	1.11%	1.11%	5.84%	5.01%	13.94%	13.94%	0.00%	0.00%
2	ARAUCO	1.95%	1.54%	2.52%	0.45%	2.50%	2.50%	1.54%	1.79%	0.90%	0.90%	0.00%	1.52%
3	C.E. LOS MORROS	0.00%	0.03%	0.00%	0.01%	0.00%	0.00%	0.03%	0.01%	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%
4	CAMPANARIO	0.07%	0.08%	0.10%	0.01%	0.11%	0.11%	0.08%	0.06%	0.03%	0.03%	0.00%	0.00%
5	CARBOMET	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
6	CENELCA	0.09%	0.11%	0.13%	0.02%	0.13%	0.13%	0.11%	0.09%	0.05%	0.05%	0.00%	1.07%
7	COLBUN	6.26%	20.48%	8.24%	6.77%	8.95%	8.95%	20.48%	13.47%	13.53%	13.53%	0.00%	0.00%
8	E. VERDE	0.96%	0.30%	1.12%	0.08%	1.03%	1.03%	0.30%	0.28%	0.16%	0.16%	0.00%	0.00%
9	E.E. PUNTILLA	0.00%	0.27%	0.01%	0.07%	0.00%	0.00%	0.27%	0.08%	0.14%	0.14%	0.00%	0.00%
10	ENDESA	27.95%	29.32%	38.63%	12.05%	39.15%	39.15%	29.32%	37.96%	24.10%	24.10%	0.00%	7.89%
11	ESSA	0.00%	5.54%	0.13%	1.61%	0.04%	0.04%	5.54%	1.32%	3.22%	3.22%	0.00%	0.00%
12	GEN. Concepción	0.29%	0.44%	0.43%	0.11%	0.46%	0.46%	0.44%	0.55%	0.22%	0.22%	0.00%	0.00%
13	GEN. Polpaico TG	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
14	GEN. Quintero TG	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
15	GUACOLDA	0.00%	0.59%	0.02%	7.46%	0.60%	0.60%	0.59%	2.05%	14.92%	14.92%	0.00%	0.00%
16	HASA	0.00%	0.09%	0.00%	0.25%	0.10%	0.10%	0.09%	0.33%	0.50%	0.50%	0.00%	0.00%
17	HGV	0.00%	0.11%	0.00%	0.31%	0.12%	0.12%	0.11%	0.39%	0.62%	0.62%	0.00%	0.00%
18	IBENER	0.79%	1.18%	1.18%	0.32%	1.25%	1.25%	1.18%	1.47%	0.64%	0.64%	0.00%	0.00%
19	OYD	0.00%	0.04%	0.00%	0.10%	0.04%	0.04%	0.04%	0.12%	0.20%	0.20%	0.00%	0.00%
20	PACIFIC - HYDRO	22.77%	2.97%	3.73%	0.48%	1.78%	1.78%	2.97%	1.90%	0.96%	0.96%	0.00%	0.00%
21	PANGUIPULLI	0.34%	0.50%	0.51%	0.14%	0.53%	0.53%	0.50%	0.62%	0.29%	0.29%	0.00%	0.65%
22	PEHUENCHE	17.35%	8.59%	21.35%	2.21%	20.26%	20.26%	8.59%	10.32%	4.43%	4.43%	0.00%	0.00%
23	PETROPOWER	0.65%	0.96%	0.98%	0.29%	1.03%	1.03%	0.96%	1.20%	0.58%	0.58%	0.00%	0.00%
24	PUYEHUE	0.38%	0.55%	0.56%	0.16%	0.59%	0.59%	0.55%	0.68%	0.32%	0.32%	0.00%	1.34%
25	S.C. DEL MAIPO	0.00%	0.29%	0.01%	0.07%	0.00%	0.00%	0.29%	0.08%	0.14%	0.14%	0.00%	0.00%
26	SAUCE ANDES	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%
27	SGA	0.14%	0.19%	0.21%	0.05%	0.22%	0.22%	0.19%	0.22%	0.11%	0.11%	0.00%	0.33%

Notas

- 1.- Los valores de peajes no incluyen I1.- Los valores de peajes no incluyen Ingreso Tarifario. Sólo se considera AVI+COMA de los proyectos entregados en el Informe Técnico de Transmisión Troncal enviado por la CNE.
2.- Las prorratas han sido calculadas c2.- Las prorratas han sido calculadas con una generación estimada para el año 2009, incluyendo Ventanas 3.

Tabla N°4: Participaciones de Clientes Libres (Porcentaje de AVI+COMA)

N°	Retiro	Ampliación o nueva instalación						
		1	2	3	4	5	6	7
		S/E Seccionadora Punta de Cortés 220 kV energizada en 154 kV (Mayo-2008)	Línea Alto Jahuel - Cerro Navia 2x220 kV, Tramo Chena - Cerro Navia: Cambio conductor (Octubre-2008)	Línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV; Tercer circuito (Enero-2009)	S/E Punta de Cortés 220 kV: Ampliación transformación y paños (Mayo-2009)	Línea Tinguiririca - Punta de Cortés 154 kV: Cambio de conductor (Mayo-2009)	Línea Alto Jahuel - Tuniche 220 kV: Cambio de aislación (Mayo-2009)	Línea Punta de Cortés - Tuniche 2x220 kV (Mayo-2009)
1	BUCALEMU (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2	CAP HUACHIPATO (S. VICENTE 154)	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
3	CAP RENGO (INDAC 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%
4	CEL. ARAUCO (C. ARAUCO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
5	CEL. CONSTITUCION (CONSTIT. 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
6	CEM. BIO-BIO (C. BIO-BIO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
7	CEM. MELON (C. CALERA 110)	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%
8	CEM. POLPAICO (POLPAICO 110)	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%
9	CEMIN (D. AMIGOS 023)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
10	CHAGRES (CHAGRES 110)	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%
11	CMDLC EL BRONCE (L. ERMITA 220)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
12	CMDLC EL BRONCE (POLPAICO 220)	0.4%	0.4%	0.0%	0.4%	0.4%	0.2%	0.4%
13	CMDLC EL SOLDADO (C. CALERA 110)	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
14	CMP ALGARROBO (ALGARROBO 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
15	CMP LOS COLORADOS (L. COLOR. 110)	0.0%	0.0%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
16	CMP PELLETS (HUASCO 110)	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
17	CMP ROMERAL (ROMERAL 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
18	CMPC CARTULINAS (COLBUN 220)	0.3%	0.2%	0.0%	0.3%	0.3%	0.1%	0.3%
19	CMPC CHUMPULLO (CHUMPULLO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
20	CMPC PAPELES (MAIPO 066)	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
21	CMPC SANTA FE (STA. FE 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
22	CODELCO ANDINA (L. MAQUIS 220)	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
23	CODELCO ANDINA (L. VEGAS 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
24	CODELCO ANDINA (POLPAICO 220)	0.2%	0.2%	0.0%	0.2%	0.2%	0.1%	0.2%
25	CODELCO SALVADOR (D. ALMAGRO 110)	0.3%	0.3%	22.0%	0.3%	0.3%	0.1%	0.3%
26	CODELCO TENIENTE (CANDELARIA 220)	0.9%	0.8%	0.0%	0.9%	0.9%	0.5%	1.0%
27	CODELCO TENIENTE (MAESTRANZA 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
28	CODELCO TENIENTE (RANCAGUA 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
29	CODELCO TENIENTE (SAUZAL 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
30	COLUN (L. UNION 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
31	DOLE (DOLE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
32	EKA NOBEL (E. NOBEL 154)	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
33	ENAMI H.V. LIRA (CARDONES 110)	0.1%	0.1%	7.4%	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%
34	ENAMI VENTANAS (T. ENAMI 110)	0.2%	0.1%	0.0%	0.2%	0.1%	0.1%	0.2%
35	ENERGIA VERDE (CONSTIT. 2 023)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%
36	FFCC (A. JAHUEL 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
37	FFCC (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
38	FFCC (COCHARCAS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
39	FFCC (COLLIPULLI 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
40	FFCC (CONCEPCION 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
41	FFCC (CURICO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
42	FFCC (GRANEROS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
43	FFCC (HOSPITAL 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
44	FFCC (ITAHUE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
45	FFCC (L. LIRIOS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
46	FFCC (LAUTARO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
47	FFCC (LONGAVI 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
48	FFCC (METRENCO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
49	FFCC (NIQUEN 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
50	FFCC (PANGUILEMO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
51	FFCC (QUINTA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
52	FFCC (RENAICO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
53	FFCC (RENGO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
54	FFCC (S. FERNANDO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
55	FFCC (TRES ESQUINAS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
56	FFCC (V. ALEGRE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
57	FFCC (VICTORIA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
58	FIBRANOVA (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
59	FOPACO (FOPACO 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
60	IANSÁ (L. ANGELES 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
61	IMSA CHILE (S. VICENTE 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
62	INCHALAM (S. VICENTE 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
63	INDURA (INDURA 066)	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.1%

Tabla N°4: Participaciones de Clientes Libres (Porcentaje de AVI+COMA)

N°	Retiro	Ampliación o nueva instalación						
		8	9	10	11	12	13	14
		S/E Alto Jahuel 220 kV: Paños Línea 2x220 (Mayo-2009)	S/E Chena 220 kV: Paño de línea (Julio 2009)	S/E Polpaico 220 kV: Instalación de 2 transformadores desfasadores (Julio-2009)	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: Seccionamiento (Julio-2009)	Línea entrada a Alto Jahuel 2x500 kV (Julio-2009)	Línea Alto Jahuel - Chena 2x220 kV: Segundo circuito (Julio 2009)	S/E Punta de Cortés 220 kV: Paños de línea (Octubre 2009)
1	BUCALEMU (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2	CAP HUACHIPATO (S. VICENTE 154)	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
3	CAP RENGO (INDAC 154)	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
4	CEL. ARAUCO (C. ARAUCO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
5	CEL. CONSTITUCION (CONSTIT. 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
6	CEM. BIO-BIO (C. BIO-BIO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
7	CEM. MELON (C. CALERA 110)	0.0%	0.1%	0.0%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%
8	CEM. POLPAICO (POLPAICO 110)	0.0%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	0.2%	0.1%
9	CEMIN (D. AMIGOS 023)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
10	CHAGRES (CHAGRES 110)	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.2%	0.1%	0.1%
11	CMDLC EL BRONCE (L. ERMITA 220)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
12	CMDLC EL BRONCE (POLPAICO 220)	0.1%	0.6%	0.0%	0.8%	0.9%	0.6%	0.4%
13	CMDLC EL SOLDADO (C. CALERA 110)	0.0%	0.2%	0.1%	0.2%	0.3%	0.2%	0.1%
14	CMP ALGARROBO (ALGARROBO 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
15	CMP LOS COLORADOS (L. COLOR. 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
16	CMP PELLETS (HUASCO 110)	0.0%	0.2%	0.0%	0.3%	0.3%	0.2%	0.1%
17	CMP ROMERAL (ROMERAL 110)	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%
18	CMPC CARTULINAS (COLBUN 220)	0.1%	0.0%	0.3%	0.2%	0.0%	0.0%	0.3%
19	CMPC CHUMPULLO (CHUMPULLO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
20	CMPC PAPELES (MAIPO 066)	0.0%	0.0%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%
21	CMPC SANTA FE (STA. FE 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
22	CODELCO ANDINA (L. MAQUIS 220)	0.0%	0.2%	0.0%	0.2%	0.3%	0.2%	0.1%
23	CODELCO ANDINA (L. VEGAS 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
24	CODELCO ANDINA (POLPAICO 220)	0.1%	0.3%	0.0%	0.4%	0.5%	0.3%	0.2%
25	CODELCO SALVADOR (D. ALMAGRO 110)	0.1%	0.4%	0.0%	0.5%	0.7%	0.4%	0.3%
26	CODELCO TENIENTE (CANDELARIA 220)	0.3%	0.1%	1.0%	0.6%	0.2%	0.1%	0.9%
27	CODELCO TENIENTE (MAESTRANZA 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
28	CODELCO TENIENTE (RANCAGUA 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
29	CODELCO TENIENTE (SAUZAL 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
30	COLUN (L. UNION 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
31	DOLE (DOLE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
32	EKA NOBEL (E. NOBEL 154)	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
33	ENAMI H.V. LIRA (CARDONES 110)	0.0%	0.1%	0.0%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%
34	ENAMI VENTANAS (T. ENAMI 110)	0.1%	0.2%	0.0%	0.3%	0.4%	0.2%	0.2%
35	ENERGIA VERDE (CONSTIT. 2 023)	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
36	FFCC (A. JAHUEL 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
37	FFCC (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
38	FFCC (COCHARCAS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
39	FFCC (COLLIPULLI 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
40	FFCC (CONCEPCION 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
41	FFCC (CURICO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
42	FFCC (GRANEROS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
43	FFCC (HOSPITAL 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
44	FFCC (ITAHUE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
45	FFCC (L. LIRIOS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
46	FFCC (LAUTARO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
47	FFCC (LONGAVI 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
48	FFCC (METRENCO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
49	FFCC (NIQUEN 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
50	FFCC (PANGUILEMO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
51	FFCC (QUINTA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
52	FFCC (RENAICO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
53	FFCC (RENGO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
54	FFCC (S. FERNANDO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
55	FFCC (TRES ESQUINAS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
56	FFCC (V. ALEGRE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
57	FFCC (VICTORIA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
58	FIBRANOVA (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
59	FOPACO (FOPACO 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
60	IANSA (L. ANGELES 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
61	IMSA CHILE (S. VICENTE 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
62	INCHALAM (S. VICENTE 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
63	INDURA (INDURA 066)	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%

Tabla N°4: Participaciones de Clientes Libres (Porcentaje de AVI+COMA)

N°	Retiro	Ampliación o nueva instalación						
		15	16	17	18	19	20	21
		Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor (Enero-2010)	Línea Tinguiririca - Tenó 220 kV: Cambio de aislación (Febrero-2010)	S/E Seccionadora Nogales 220 kV: Barra principal y de transferencia (Abril-2010)	S/E Itahue 220 kV: Normalización patio 220 kV (Junio-2010)	Línea Itahue - Tenó 2x220 kV: Cambio de aislación (Junio-2010)	Línea Alto Jahuel-Chena 220 kV: Reemplazo de conductor (Junio-2010)	S/E Polpaico 220 kV: Instalación Segundo autotransformador 750 MVA (Febrero-2011)
1	BUCALEMU (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2	CAP HUACHIPATO (S. VICENTE 154)	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
3	CAP RENGO (INDAC 154)	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
4	CEL. ARAUCO (C. ARAUCO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
5	CEL. CONSTITUCION (CONSTIT. 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
6	CEM. BIO-BIO (C. BIO-BIO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
7	CEM. MELON (C. CALERA 110)	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%
8	CEM. POLPAICO (POLPAICO 110)	0.2%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.1%
9	CEMIN (D. AMIGOS 023)	0.0%	0.0%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
10	CHAGRES (CHAGRES 110)	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%
11	CMDLC EL BRONCE (L. ERMITA 220)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
12	CMDLC EL BRONCE (POLPAICO 220)	0.6%	0.2%	0.1%	0.2%	0.2%	0.6%	0.9%
13	CMDLC EL SOLDADO (C. CALERA 110)	0.2%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.3%
14	CMP ALGARROBO (ALGARROBO 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
15	CMP LOS COLORADOS (L. COLOR. 110)	0.0%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
16	CMP PELLETS (HUASCO 110)	0.2%	0.1%	3.9%	0.1%	0.1%	0.2%	0.3%
17	CMP ROMERAL (ROMERAL 110)	0.1%	0.0%	1.2%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%
18	CMPC CARTULINAS (COLBUN 220)	0.0%	0.2%	0.0%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%
19	CMPC CHUMPULLO (CHUMPULLO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
20	CMPC PAPELES (MAIPO 066)	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
21	CMPC SANTA FE (STA. FE 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
22	CODELCO ANDINA (L. MAQUIS 220)	0.2%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.3%
23	CODELCO ANDINA (L. VEGAS 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
24	CODELCO ANDINA (POLPAICO 220)	0.3%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.3%	0.5%
25	CODELCO SALVADOR (D. ALMAGRO 110)	0.4%	0.1%	7.8%	0.1%	0.1%	0.4%	0.7%
26	CODELCO TENIENTE (CANDELARIA 220)	0.1%	0.6%	0.1%	0.6%	0.6%	0.1%	0.2%
27	CODELCO TENIENTE (MAESTRANZA 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
28	CODELCO TENIENTE (RANCAGUA 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
29	CODELCO TENIENTE (SAUZAL 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
30	COLUN (L. UNION 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
31	DOLE (DOLE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
32	EKA NOBEL (E. NOBEL 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
33	ENAMI H.V. LIRA (CARDONES 110)	0.1%	0.0%	2.6%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%
34	ENAMI VENTANAS (T. ENAMI 110)	0.2%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.4%
35	ENERGIA VERDE (CONSTIT. 2 023)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
36	FFCC (A. JAHUEL 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
37	FFCC (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
38	FFCC (COCHARCAS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
39	FFCC (COLLIPULLI 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
40	FFCC (CONCEPCION 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
41	FFCC (CURICO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
42	FFCC (GRANEROS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
43	FFCC (HOSPITAL 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
44	FFCC (ITAHUE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
45	FFCC (L. LIRIOS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
46	FFCC (LAUTARO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
47	FFCC (LONGAVI 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
48	FFCC (METRENCO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
49	FFCC (NIQUEN 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
50	FFCC (PANGUILEMO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
51	FFCC (QUINTA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
52	FFCC (RENAICO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
53	FFCC (RENGO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
54	FFCC (S. FERNANDO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
55	FFCC (TRES ESQUINAS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
56	FFCC (V. ALEGRE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
57	FFCC (VICTORIA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
58	FIBRANOVA (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
59	FOPACO (FOPACO 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
60	IANSA (L. ANGELES 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
61	IMSA CHILE (S. VICENTE 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
62	INCHALAM (S. VICENTE 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
63	INDURA (INDURA 066)	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%

Tabla N°4: Participaciones de Clientes Libres (Porcentaje de AVI+COMA)

N°	Retiro	Ampliación o nueva instalación			
		22	23	24	25
		S/E Polpaico 220 kV: Paños de línea (Abril 2010)	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV (Abril-2010)	Línea Pan de Azúcar - Los Vilos - Nogales 220 kV (Enero-2013)	Línea Temuco - Valdivia 220 kV: Tercer circuito (Junio-2013)
1	BUCALEMU (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2	CAP HUACHIPATO (S. VICENTE 154)	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
3	CAP RENGO (INDAC 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
4	CEL. ARAUCO (C. ARAUCO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
5	CEL. CONSTITUCION (CONSTIT. 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
6	CEM. BIO-BIO (C. BIO-BIO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
7	CEM. MELON (C. CALERA 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
8	CEM. POLPAICO (POLPAICO 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
9	CEMIN (D. AMIGOS 023)	0.1%	0.1%	0.8%	0.0%
10	CHAGRES (CHAGRES 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
11	CMDLC EL BRONCE (L. ERMITA 220)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
12	CMDLC EL BRONCE (POLPAICO 220)	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
13	CMDLC EL SOLDADO (C. CALERA 110)	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
14	CMP ALGARROBO (ALGARROBO 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
15	CMP LOS COLORADOS (L. COLOR. 110)	0.1%	0.1%	0.9%	0.0%
16	CMP PELLETS (HUASCO 110)	1.0%	1.0%	7.0%	0.0%
17	CMP ROMERAL (ROMERAL 110)	0.3%	0.3%	2.2%	0.0%
18	CMPC CARTULINAS (COLBUN 220)	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
19	CMPC CHUMPULLO (CHUMPULLO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	2.7%
20	CMPC PAPELES (MAIPO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
21	CMPC SANTA FE (STA. FE 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
22	CODELCO ANDINA (L. MAQUIS 220)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
23	CODELCO ANDINA (L. VEGAS 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
24	CODELCO ANDINA (POLPAICO 220)	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
25	CODELCO SALVADOR (D. ALMAGRO 110)	1.8%	1.8%	14.2%	0.0%
26	CODELCO TENIENTE (CANDELARIA 220)	0.3%	0.3%	0.0%	0.0%
27	CODELCO TENIENTE (MAESTRANZA 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
28	CODELCO TENIENTE (RANCAGUA 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
29	CODELCO TENIENTE (SAUZAL 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
30	COLUN (L. UNION 013)	0.0%	0.0%	0.0%	1.0%
31	DOLE (DOLE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
32	EKA NOBEL (E. NOBEL 154)	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
33	ENAMI H.V. LIRA (CARDONES 110)	0.6%	0.6%	4.7%	0.0%
34	ENAMI VENTANAS (T. ENAMI 110)	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
35	ENERGIA VERDE (CONSTIT. 2 023)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
36	FFCC (A. JAHUEL 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
37	FFCC (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
38	FFCC (COCHARCAS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
39	FFCC (COLLIPULLI 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
40	FFCC (CONCEPCION 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
41	FFCC (CURICO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
42	FFCC (GRANEROS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
43	FFCC (HOSPITAL 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
44	FFCC (ITAHUE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
45	FFCC (L. LIRIOS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
46	FFCC (LAUTARO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
47	FFCC (LONGAVI 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
48	FFCC (METRENCO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
49	FFCC (NIQUEN 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
50	FFCC (PANGUILEMO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
51	FFCC (QUINTA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
52	FFCC (RENAICO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
53	FFCC (RENGO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
54	FFCC (S. FERNANDO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
55	FFCC (TRES ESQUINAS 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
56	FFCC (V. ALEGRE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
57	FFCC (VICTORIA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
58	FIBRANOVA (CHARRUA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
59	FOPACO (FOPACO 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
60	IANSA (L. ANGELES 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
61	IMSA CHILE (S. VICENTE 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
62	INCHALAM (S. VICENTE 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
63	INDURA (INDURA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

**Tabla N°4: Participaciones
de Clientes Libres
(Porcentaje
de AVI+COMA)**

N°	Retiro	Ampliación o nueva instalación			
		22	23	24	25
		S/E Polpaico 220 kV: Paños de línea (Abril 2010)	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV (Abril-2010)	Línea Pan de Azúcar - Los Vilos - Nogales 220 kV (Enero- 2013)	Línea Temuco - Valdivia 220 kV: Tercer circuito (Junio-2013)
64	INFORSA (CHARRUA 220)	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%
65	ITATA (QUILMO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
66	LICANTEL (S. RAFAEL 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
67	LO VALDES (QUELTEHUES 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
68	MASISA (MAPAL 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
69	METRO (A. JAHUEL 220)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
70	METRO (C. NAVIA 220)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
71	MIN. CAN CAN (C. PINTO 220)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
72	MIN. CDA (E. PEÑON 110)	0.2%	0.2%	1.6%	0.0%
73	MIN. EL INDIIO (E. INDIIO 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
74	MIN. EL INDIIO (P. AZUCAR 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
75	MIN. LA CANDELARIA (CARDONES 220)	2.2%	2.2%	16.4%	0.0%
76	MIN. MANTO VERDE (CARDONES 110)	0.1%	0.1%	0.5%	0.0%
77	MIN. MANTO VERDE (D. ALMAGRO 110)	0.6%	0.6%	4.5%	0.0%
78	MIN. MANTOS DE ORO (C. PINTO 220)	0.5%	0.5%	4.2%	0.0%
79	MIN. OJOS DEL SALADO (CARDONES 220)	0.2%	0.2%	1.4%	0.0%
80	MIN. PELAMBRES (L. VILOS 220)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
81	MIN. PELAMBRES (QUILLOTA 220)	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
82	MIN. REFUGIO (CARDONES 110)	0.3%	0.3%	2.0%	0.0%
83	MIN. VALLE CENTRAL (M. V. CEN. 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
84	MOLY-COP CHILE (S. VICENTE 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
85	OBS. LA SILLA (PAJONAL 110)	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%
86	OXY (OXY 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
87	PACSA (VENTANAS 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
88	PANELES ARAUCO (CHOLGUAN 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
89	PANELES ARAUCO (CHOLGUAN 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
90	PANELES ITATA (STA. ELVIRA 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
91	PANGUE (PANGUE 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
92	PAP. BIO BIO (S. PEDRO 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
93	PAP. DEL PACIFICO (S. FCO. MOSTAZAL 066)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
94	PETRODOWN (PETRODOWN 154)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
95	PETROPOWER (PETROPOWER 066)	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
96	PLANTA VALDIVIA (LOS CIRUELOS 220)	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%
97	PUERTO VENTANAS (VENTANAS 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
98	RIO COLORADO (QUELTEHUES 110)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
99	VARIOS MENORES (SAUZALITO 013)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Anexo N°11:
OBRAS PRESENTADAS A LA DIRECCIÓN DE PEAJES POR SUS
PROMOTORES PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN

(En documento adjunto)



Anexo N°12:
OPINION DE LOS OPERADORES Y USUARIOS DEL SISTEMA DE
TRANSMISION SOBRE LAS OBRAS PROPUESTAS

(En documento adjunto)

