

REF.: Aprueba Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.

SANTIAGO, 31 de diciembre de 2010

RESOLUCIÓN EXENTA N° 885

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 7° y 9° letra h) del D.L. 2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la Comisión, modificado por Ley 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo dispuesto en la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224 de 1978 y a otros cuerpos legales;
- c) Lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, “Ley General de Servicios Eléctricos” o la “Ley”, especialmente el artículo 99°;
- d) Las propuestas de Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal del SIC y del SING, presentadas por las Direcciones de Peajes del CDEC-SIC y del CDEC-SING, respectivamente, a la Comisión Nacional de Energía, en adelante la “Comisión”, con fecha 2 de noviembre de 2010;
- e) Lo informado por Minera Casale a la Comisión, mediante carta CMC-CS-185, de fecha 15 de noviembre de 2010;
- f) Lo solicitado por ENDESA CHILE a la Comisión, mediante carta Gerencia Generacion Chile N° 69, de fecha 30 de noviembre de 2010;

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores 222 – Piso 10 - SANTIAGO - CHILE

- g) Lo informado por Empresa Eléctrica Guacolda S.A. a la Comisión, mediante carta GCOM 1283, de fecha 7 de diciembre de 2010; y
- h) Lo informado por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC a la Comisión, mediante carta D.P. N°067/2010, de fecha 27 de diciembre de 2010.

CONSIDERANDO:

- a) Que se debe dar curso progresivo al proceso de aprobación del Plan de Expansión para los doce meses siguientes de la Comisión;
- b) Que la Comisión, en el marco de lo dispuesto en el artículo 99° de la Ley, debe elaborar el Plan de Expansión para los doce meses siguientes, basado en la propuesta presentada por la Dirección de Peajes del CDEC;
- c) Que las comunicaciones señaladas en Vistos e), f), g) y h) presentan antecedentes relevantes para la elaboración Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes que se aprueba en este acto; y
- d) Que la Comisión debe presentar el Plan de Expansión a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, referidos en los artículos 83° y 85° de la Ley, los cuales podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébase el siguiente Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes, elaborado por la Comisión Nacional de Energía:



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES

Diciembre de 2010
Santiago de Chile

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	3
2	RESUMEN EJECUTIVO	5
3	RECOMENDACIONES DE LAS DIRECCIONES DE PEAJES	6
4	PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SIC PARA LOS PRÓXIMOS DOCE MESES.....	7
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	7
4.2	OBRAS NUEVAS.....	8
4.3	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	8
4.4	DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN	10
4.4.1	Interconexión S/E Colbún - Ancoa 220 kV.....	11
4.4.2	Normalización S/E Chena 220 kV	11
4.4.3	Ampliación de la S/E Ciruelos: Barra de Transferencia y Paño Acoplador 220 kV	12
4.4.4	S/E seccionadora Rahue 220 kV	12
4.4.5	Cambio de Interruptores S/E Alto Jahuel y Polpaico 220 kV	13
4.4.6	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Diego de Almagro	14
4.4.7	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Carrera Pinto	14
4.4.8	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Los Vilos	15
4.4.9	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Valdivia	15
4.4.10	Incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Polpaico	16
4.4.11	Incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Alto Jahuel.....	16
4.4.12	S/E Puerto Montt: respaldo de los SS/AA del equipo CER.....	17
4.4.13	Instalación CCEE en Pan de Azúcar 220 kV	17
4.5	DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN	18
4.5.1	Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV	18
4.5.2	Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV	18
4.5.3	Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV	19
4.5.4	Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito	19
4.5.5	Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli : tendido del primer circuito.....	20
4.5.6	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa.....	20
4.5.7	Instalación de un CER en S/E Cardones.....	21
4.5.8	Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV	22
5	ANTECEDENTES PRINCIPALES	23
5.1	PLAZOS DE CONSTRUCCIÓN.....	23

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

5.2	PRESUPUESTOS DE OBRAS RECOMENDADAS	23
6	CRITERIOS Y DEFINICIONES METODOLÓGICAS.....	24
6.1	ANÁLISIS DE PÉRDIDAS.	24
6.2	DIAGNÓSTICO DE INGRESOS TARIFARIOS.....	25
6.3	DIFERENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN Y FALLA.....	25
6.4	ESCENARIO BASE	25
6.4.1	Plan de Obras de Generación.....	25
7	DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL Y NECESIDADES DE EXPANSIÓN.....	30
7.1	OBRAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL ANALIZADAS DEL SIC	30
7.2	LATERAL NORTE DEL SISTEMA TRONCAL.....	31
7.3	ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN DEL SISTEMA TRONCAL (SISTEMA DE 500 kV)	32
7.4	ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN DEL SISTEMA TRONCAL (SISTEMA DE 220 kV)	34
7.5	LATERAL SUR DEL SISTEMA TRONCAL.....	35
7.6	NUEVAS INSTALACIONES TRONCALES PROPUESTAS POR EL ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL	36
7.7	FLUJOS DE POTENCIA EN LÍNEAS RELEVANTES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL.....	37
8	PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL.....	42
8.1	ANTECEDENTES GENERALES.....	42
8.2	OBRAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL PROPUESTAS PARA EL SIC.....	42
8.2.1	Sistema Lateral Norte del Sistema Troncal del SIC	42
8.2.1.1	ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN DEL SISTEMA TRONCAL, SISTEMA DE 500 kV	43
8.2.2	Área de Influencia Común del Sistema Troncal, Sistema de 220 kV	46
8.2.3	Sistema Lateral Sur del Sistema Troncal del SIC	48
8.3	OBRAS QUE DEBEN DAR INICIO A SU CONSTRUCCIÓN EN LOS DOCE MESES SIGUIENTES.	48
9	JUSTIFICACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN PROPUESTOS ..	51
9.1	COSTOS DE OPERACIÓN ESPERADOS	52
9.2	COSTOS DE INVERSIÓN	54
9.3	INGRESOS TARIFARIOS.....	55
10	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA DEMANDA DEL NORTE CHICO DEL SIC.....	79
11	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PROYECTO S/E LO AGUIRRE	83
12	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PROYECTO LÍNEA CHARRÚA-ANCOA.....	72

1 INTRODUCCIÓN

La Comisión, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante DFL N° 4, elaboró el "Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal. Cuadrienio 2007-2011", el que fue aprobado mediante Resolución Exenta N° 158 de fecha 15 de marzo de 2007. A su vez, dicho informe técnico se basó en los resultados del estudio troncal al que se refiere el artículo 84° del DFL N° 4, aprobado con fecha 16 de noviembre de 2006 por el comité de licitación, constituido según establece el artículo 87° del DFL N° 4. Las materias que abarcó el informe técnico de la Comisión fueron las siguientes:

- a) Las instalaciones existentes que integran el sistema troncal, el área de influencia común y el valor anual de transmisión por tramo, AVI del tramo, y el COMA de dichas instalaciones con sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años;
- 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 AVI 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 VI 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; y
- e) La respuesta fundada de la Comisión a las observaciones planteadas.

El artículo 99° del DFL N° 4 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 señalado, 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 referido informe. Luego, la Dirección de Peajes debe emitir una propuesta a la Comisión que debe enviarse dentro de los treinta días siguientes a la recepción de la comunicación del informe técnico de la Comisión, y antes del 31 de octubre para los demás años del cuatrienio respectivo. Conforme lo establecido por el mismo artículo, una vez recibida dicha propuesta, dentro de treinta días la Comisión deberá presentar el plan de expansión para los doce meses siguientes.

En conformidad con lo anterior, con fecha 2 de noviembre de 2010 la Comisión recibió la propuesta de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC¹ y de la Dirección de Peajes del CDEC-SING².

Por otra parte, durante el presente año se desarrolló el segundo estudio de transmisión troncal, el cual se encuentra en su etapa de finalización, habiéndose emitido su informe final, el cual ha

¹ Mediante carta DP N° 0586/2010, de fecha 29 de octubre de 2010.

² Mediante carta CDEC-SING B-1338/2010, de fecha 29 de octubre de 2010.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

aportado antecedentes relevantes para al presente Plan de Expansión, presentando análisis más robustos y soluciones de más largo plazo que las consideradas en revisiones anteriores.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal del presente informe consiste en presentar el Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal del Sistema Interconectado Central (SIC), para los doce meses siguientes, dando así cumplimiento a lo establecido en el artículo 99 del DFL N° 4. Para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) no se presentan recomendaciones de expansión asociadas al troncal vigente, por lo tanto no se ha incluido en el presente informe.

El Plan de Expansión presentado se basa en la propuesta de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC, el primer Estudio de Transmisión Troncal (ETT), el informe final del segundo ETT, y en lo presentado por empresas transmisoras, generadoras y clientes libres como promotores de los proyectos de expansión. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha realizado sus propios análisis, basados en la metodología, antecedentes y criterios presentados durante el desarrollo del presente documento.

El Plan de Expansión señalado contiene un total de 21 obras, cuya inversión asciende a un total aproximado de 717 millones de US\$, de las cuales 13 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de 74 millones de US\$, y 8 obras nuevas, por un total de 643 millones de US\$.

Se estima que las obras contenidas en el presente Plan de Expansión iniciarán su construcción durante el segundo semestre de 2011, y su puesta en servicio se llevará a cabo, a más tardar, durante el segundo semestre de 2016, dependiendo de la envergadura del proyecto.

3 RECOMENDACIONES DE LAS DIRECCIONES DE PEAJES

La Dirección de Peajes del CDEC-SIC, basada en el "Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal, Cuadrienio 2007-2011", aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 158 del 15 de marzo de 2007, determinó la necesidad de construcción inmediata de las siguientes obras nuevas:

PROYECTO
Línea Carrera Pinto - Diego de Almagro 1x220 kV
Línea Cardones - Carrera Pinto 1x220 kV
Línea Nogales - Las Palmas - Pan de Azúcar 2x220 kV, tendido 1 cto.
Línea Valdivia – Ciruelos 2x220 kV, tendido 1 cto.

Tabla N°1: Obras nuevas propuestas por la DP del CDEC-SIC

Asimismo, la DP del CDEC-SIC recomienda la construcción inmediata de las siguientes obras de ampliación, en virtud del cumplimiento de la Norma Técnica:

PROYECTO
Normalización de la S/E Chena 220 kV
Ampliación de la S/E Ciruelos, etapa 3: barra de transferencia y paño acoplador 220 kV
S/E seccionadora Rahue 220 kV, etapa 2: barra de transferencia
Cambio de interruptores SS/EE Alto Jahuel y Polpaico
Proyecto de incorporación de barra de transferencia en 220 kV en la S/E Diego de Almagro
Proyecto de incorporación de barra de transferencia en 220 KV en la S/E Carrera Pinto
Proyecto de incorporación de barra de transferencia en 220 KV en la S/E Los Vilos
Proyecto de incorporación de barra de transferencia en 220 KV en la S/E Valdivia
Proyecto de incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Polpaico
Proyecto de incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Alto Jahuel
S/E Puerto Montt: respaldo de los SS/AA del equipo CER

Tabla N°2: Obras de Ampliación propuestas por la DP del CDEC-SIC

Finalmente, en su propuesta de expansión de la transmisión troncal, la DP del CDEC-SIC sugiere a esta Comisión considerar la posibilidad de reemplazar las obras recomendadas en dicha propuesta, por las recomendaciones que para las mismas zonas pudieran derivarse del ETT 2011-2014, considerando que, en general, los proyectos antes señalados están contenidos en soluciones de más largo plazo que está proponiendo el Consultor del ETT.

Por su parte, la DP del CDEC-SING, en su propuesta de expansión de la transmisión troncal, no recomienda la construcción inmediata de obras de transmisión asociadas al sistema troncal vigente. Dicha recomendación es coincidente con los análisis realizados por esta Comisión.

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SIC PARA LOS PRÓXIMOS DOCE MESES

4.1 Obras de Ampliación

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación de instalaciones existentes, contenidas en el Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal del SIC para los próximos doce meses, así como también el responsable de su ejecución. Dicho plan contiene las obras que deben dar inicio de manera inmediata a su construcción.

Se estima que las obras contenidas en el presente Plan de Expansión iniciarán su construcción antes del mes de enero de 2012, y su puesta en servicio se llevará a cabo, a más tardar, durante el segundo semestre de 2016, dependiendo de la envergadura del proyecto.

Tabla 3: Plan de Expansión Sistema Troncal SIC – Obras de Ampliación

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI ³ Referencial	COMA Referencial	Responsable
				US\$	US\$/año	
1	Septiembre 2012	14 meses	Interconexión S/E Colbún – Ancoa 220 kV	3.671.111	68.000	Colbún S.A.
2	Julio 2013	24 meses	Normalización S/E Chena 220 kV	18.070.000	295.987	Transelec S.A.
3	Julio 2013	24 meses	Ampliación de la S/E Ciruelos: Barra de Transferencia y Paño Acoplador 220 kV	6.502.222	106.506	Transelec S.A.
4	Julio 2013	24 meses	S/E seccionadora Rahue 220 kV	12.700.000	231.140	Transelec S.A.
5	Marzo 2013	20 meses	Cambio de interruptores S/E Alto Jahuel y Polpaico 220 kV	5.307.778	143.310	Transelec S.A.
6	Noviembre 2013	28 meses	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Diego de Almagro	7.074.444	114.606	Transelec S.A.
7	Julio 2013	24 meses	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 KV en la S/E Carrera Pinto	5.191.111	84.096	Transelec S.A.
8	Noviembre 2013	28 meses	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 KV en la S/E Los Vilos	7.568.889	122.616	Transelec S.A.
9	Julio 2013	24 meses	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 KV en la S/E Valdivia	5.627.778	91.170	Transelec S.A.
10	Noviembre 2012	16 meses	Incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Polpaico	1.266.667	34.200	Transelec S.A.
11	Noviembre 2012	16 meses	Incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Alto Jahuel	1.425.556	38.490	Transelec S.A.
12	Febrero 2012	7 meses	S/E Puerto Montt: respaldo de los SS/AA del equipo CER	308.889	8.340	Transelec S.A.

³ Valores de Inversión Referenciales, a Diciembre de 2009

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI ³ Referencial	COMA Referencial	Responsable
13	Enero 2013	18 meses	Instalación CCEE en Pan de Azúcar 220 kV	365.556	9.870	Transelec S.A.

El plazo constructivo se entenderá contado desde la adjudicación de las respectivas licitaciones.

En los VI referenciales indicados en la tabla anterior, se ha incluido un valor proforma del 10% por sobre el valor que la DP del CDEC-SIC ha recomendado. Lo anterior se debe a que existen costos en que deberá incurrir el propietario de la instalación troncal, sujeta a ampliación, por concepto de supervisión de la obra, entre otros costos.

4.2 Obras Nuevas

La siguiente tabla presenta las obras nuevas, contenidas en el Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal del SIC para los próximos doce meses, su VI y COMA referenciales.

Tabla 4: Plan de Expansión Sistema Troncal SIC – Obras Nuevas

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI	COMA
				US\$	US\$/año
1	Julio 2016	60 meses	Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV	79.316.000	1.142.000
2	Julio 2016	60 meses	Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV	130.112.000	2.046.000
3	Julio 2016	60 meses	Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV	280.000.000	4.199.775
4	Julio de 2016	60 meses	Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito	140.408.000	2.022.000
5	Enero de 2017	66 meses	Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli : tendido del primer circuito	45.494.000	942.000
6	Julio de 2014	36 meses	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I	69.018.000	994.000
7	Enero de 2013	18 meses	Instalación de un CER en S/E Cardones	2.541.000	76.230
8	Julio de 2016	60 meses	Nueva Línea Cardones– Diego de Almagro 2x220 kV	36.982.000	766.000

4.3 Fórmulas de Indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los VI y COMA referenciales de los proyectos contenidos en el Plan de Expansión son las siguientes:

$$VI_{n,k} = VI_{n,0} \cdot \left[\alpha_n \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k} + \beta_{1,n} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} + \beta_{2,n} \cdot \frac{PFe_k}{PFe_0} + \beta_{3,n} \cdot \frac{PCu_k}{PCu_0} + \beta_{4,n} \cdot \frac{PAI_k}{PAI_0} \right]$$

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Para determinar el COMA referencial, a que se refiere el número 4.1 y 4.2 del presente informe, se utilizará la siguiente fórmula.

$$\text{COMA}_{n,k} = \text{COMA}_{n,0} \cdot \frac{\text{IPC}_k}{\text{IPC}_0} \cdot \frac{\text{DOL}_0}{\text{DOL}_k}$$

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

$\text{VI}_{n,k}$:Valor del V.I. de la obra de ampliación n para el mes k.

IPC_k :Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

DOL_k :Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.

CPI_k :Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers), en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).

PFe_k :Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index - Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el sexto mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU. (Código BLS: WPU101).

PCu_k :Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PAI_k :Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

Los valores base para los índices antes definidos, corresponden a los que a continuación se indican

Tabla 5: Valor Base Índices

Índice	Valor Base	Mes
IPC_0	100,29	Octubre de 2009
DOL_0	545,83	Octubre de 2009
CPI_0	216,177	Octubre de 2009
Pfe_0	171,1	Junio de 2009
Pcu_0	281,98	Agosto – Septiembre de 2009
PAI_0	85,37	Agosto – Septiembre de 2009

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Y donde los coeficientes α y β_1 a β_4 de la fórmula señalada, para las obras de ampliación son los siguientes:

Tabla 6: Coeficientes Indexación Ampliaciones

Nº	Ampliación	a	b1	b2	b3	b4
1	Interconexión S/E Colbún – Ancoa 220 kV	0,252	0,748	0,000	0,000	0,000
2	Normalización S/E Chena 220 kV	0,252	0,748	0,000	0,000	0,000
3	Ampliación de la S/E Ciruelos: Barra de Transferencia y Paño Acoplador 220 kV	0,252	0,748	0,000	0,000	0,000
4	S/E seccionadora Rahue 220 kV	0,6043	0,3957	0,000	0,000	0,000
5	Cambio de interruptores S/E Alto Jahuel y Polpaico 220 kV	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
6	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Diego de Almagro	0,252	0,748	0,000	0,000	0,000
7	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 KV en la S/E Carrera Pinto	0,252	0,748	0,000	0,000	0,000
8	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 KV en la S/E Los Vilos	0,252	0,748	0,000	0,000	0,000
9	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 KV en la S/E Valdivia	0,252	0,748	0,000	0,000	0,000
10	Incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Polpaico	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
11	Incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Alto Jahuel	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
12	S/E Puerto Montt: respaldo de los SS/AA del equipo CER	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
13	Instalación CCEE en Pan de Azúcar 220 kV	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000

Los coeficientes α y β_1 a β_4 de la fórmula señalada, para las obras de ampliación son los siguientes:

Tabla 7: Coeficientes Indexación Obras Nuevas

Nº	Obra Nueva	α	β_1	β_2	β_3	β_4
1	Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV	0,379	0,260	0,206	0,004	0,151
2	Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV	0,361	0,237	0,260	0,002	0,141
3	Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV	0,405	0,224	0,224	0,003	0,145
4	Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito	0,393	0,322	0,179	0,006	0,100
5	Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli : tendido del primer circuito	0,627	0,216	0,097	0,014	0,046
6	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I	0,149	0,851	0,000	0,000	0,000
7	Instalación de un CER en S/E Cardones	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
8	Nueva Línea Cardones - Diego de Almagro 2x220 kV	0,458	0,298	0,164	0,006	0,074

4.4 Descripción de las obras de Ampliación del Plan de Expansión

Las descripciones de las obras de ampliación, son las que a continuación se indican.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.4.1 Interconexión S/E Colbún - Ancoa 220 kV

4.4.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto se encuentra localizado en la Subestación Colbún, la cual se encuentra contigua a la subestación Ancoa. La obra consiste en la interconexión subterránea, a través de cable para 220 kV, de ambas subestaciones uniendo con esto las barras de 220 kV de las subestaciones Ancoa y Colbún. El proyecto incluye los paños respectivos de conexión en ambos extremos.

4.4.1.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.1.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 14 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.4.1.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 3,3 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 68 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.4.2 Normalización S/E Chena 220 kV

4.4.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

La obra consiste en la normalización de la actual conexión en Tap Off de la S/E Chena, realizando el seccionamiento de la línea. El proyecto considera la construcción de dos paños de línea en GIS en 220 kV en la subestación Chena y la construcción de un doble circuito entre el Tap Chena y la subestación, con una capacidad por circuito de 400 MVA.

4.4.2.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.2.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.4.2.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 16,3 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

El COMA referencial, se establece en 296 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.4.3 Ampliación de la S/E Ciruelos: Barra de Transferencia y Paño Acoplador 220 kV

4.4.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

La obra consiste en la incorporación al patio de 220 kV de la S/E Ciruelos, de una barra de transferencia con su correspondiente paño acoplador, considerando en su diseño e instalación, el que posibilite la transferencia de los paños troncales existentes y futuros.

4.4.3.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.3.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.4.3.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 5,9 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 106,5 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.4.4 S/E seccionadora Rahue 220 kV

4.4.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto se ubica en las cercanías de la ciudad de Osorno, y consiste en el seccionamiento del circuito donde se conecta la S/E Barro Blanco 220/66 kV, actualmente conectado en tap-off en dicho lugar. Se compone de dos interruptores de línea de 220 kV, una barra principal de 220 kV y una barra de transferencia con su correspondiente paño acoplador.

4.4.4.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.4.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.4.4.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 8,3 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 150,2 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.4.5 Cambio de Interruptores S/E Alto Jahuel y Polpaico 220 kV

4.4.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en reemplazar interruptores de las S/E Alto Jahuel y Polpaico de 220 kV, por interruptores con mayor capacidad de ruptura. Los interruptores sujetos a reemplazo son los siguientes:

En Subestación Polpaico

- Paño J8, de línea a Quillota 1
- Paño J9, de línea a Quillota 2
- Paño J6, de línea a Cerro Navia 1
- Paño J7, de línea a Cerro Navia 2

En Subestación Alto Jahuel

- Paño J8, de línea a Chena 1
- Paño J9, de línea a Chena 2
- Paño JT4, de Transformador 500/220 1
- Paño JT5, de Transformador 500/220 2

4.4.5.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.5.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.4.5.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 4,8 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 143,3 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.4.6 Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Diego de Almagro

4.4.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la incorporación de una barra de transferencia de 220 kV, con el correspondiente paño acoplador, en la actual subestación Diego de Almagro. Adicionalmente, el proyecto incluye la reubicación de un banco de condensadores y la reubicación de los equipos del paño de línea Carrera Pinto 220 kV.

4.4.6.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.6.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.4.6.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 6,4 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 114,6 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.4.7 Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Carrera Pinto

4.4.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la incorporación de una barra de transferencia de 220 kV, con el correspondiente paño acoplador, en la actual subestación Carrera Pinto. Adicionalmente, el proyecto incluye la ampliación de la plataforma del patio de 220 kV, la extensión de la barra principal, entre otras obras tendientes a la incorporación de la barra de transferencia.

4.4.7.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.7.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.4.7.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 6,4 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

El COMA referencial, se establece en 114,6 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.4.8 Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Los Vilos

4.4.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la incorporación de una barra de transferencia de 220 kV, en la actual subestación Los Vilos. Adicionalmente, el proyecto incluye la instalación de dos paños de transferencia, conectados mediante una unión, debido a la construcción de la barra de transferencia en dos secciones a causa de las limitaciones impuestas por las disposición de los paños existentes.

4.4.8.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.8.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.4.8.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 6,8 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 122,6 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.4.9 Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Valdivia

4.4.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la incorporación de una barra de transferencia de 220 kV, con el correspondiente paño acoplador, en la actual subestación Valdivia.

4.4.9.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.9.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.4.9.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 5,1 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 91,2 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.4.10 Incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Polpaico

4.4.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la incorporación de dos equipos desconectores trifásicos, para el reemplazo de reactores de 500 kV, por reactor de reserva.

4.4.10.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.10.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 16 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.4.10.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 1,1 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 34,2 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.4.11 Incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Alto Jahuel

4.4.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la incorporación de cuatro equipos desconectores trifásicos, en los reactores de línea 1 y 2, para el reemplazo de éstos por el reactor de reserva.

4.4.11.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.11.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 16 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.4.11.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 1,3 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 38,5 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.4.12 S/E Puerto Montt: respaldo de los SS/AA del equipo CER

4.4.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la incorporación de un grupo electrógeno de respaldo, con la finalidad de respaldar las alimentación de los servicios auxiliares del CER instalado en la S/E Puerto Montt.

4.4.12.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.4.12.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 7 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.4.12.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 278 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 8,3 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.4.13 Instalación CCEE en Pan de Azúcar 220 kV

4.4.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la instalación de un banco de condensadores estáticos de 75 MVAR, conectado a la barra de 220 kV en Pan de Azúcar.

4.4.13.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo

4.4.13.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la puesta en servicio de la nueva seccionadora Lo Aguirre y desde la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.4.13.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 329 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 9,9 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.5 Descripción de las obras nuevas del Plan de Expansión

Las descripciones de las obras nuevas, son las que a continuación se indican.

4.5.1 Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV

4.5.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

Esta obra consiste en la construcción de una nueva línea en 500 kV, entre las S/E Cardones y la S/E Maitencillo, de una longitud aproximada de 132,4 km, en estructuras para doble circuito, con una capacidad de 1500 MVA.

4.5.1.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo

4.5.1.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.5.1.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 79,32 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 1,14 millones de dólares (1,4 % del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.5.2 Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV

4.5.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

Esta obra consiste en la construcción de una nueva línea en 500 kV entre las S/E Maitencillo y la S/E Pan de Azúcar, de una longitud aproximada de 209,2 km, en estructuras para doble circuito, con una capacidad de 1.500 MVA.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.5.2.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.5.2.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.5.2.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 130,11 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 2,05 millones de dólares (1,57% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.5.3 Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV

4.5.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

Esta obra consiste en la construcción de una nueva línea en 500 kV entre las S/E Pan de Azúcar y la S/E Nogales, de una longitud aproximada de 401,8 km, en estructuras para doble circuito, con una capacidad de 1.500 MVA.

4.5.3.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo

4.5.3.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.5.3.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 305 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 4,6 millones de dólares (1,5 % del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.5.4 Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito.

4.5.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

Esta obra consiste en la construcción de una nueva línea en 500 kV entre las S/E Charrúa y la S/E Ancoa, de una longitud aproximada de 196,5 km, en estructuras para doble circuito, considerando en una primera fase el

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

tendido de solo un circuito, con una capacidad de 1.400 MVA.

4.5.4.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

4.5.4.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.5.4.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 140,4 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 2,02 millones de dólares (1,4 % del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.5.5 Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli : tendido del primer circuito.

4.5.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

Esta obra consiste en la construcción de una nueva línea en 220 kV entre las S/E Ciruelos y la S/E Pichirropulli, de una longitud aproximada de 83,0 km, en estructuras para doble circuito, considerando en una primera fase el tendido de solo un circuito; con una capacidad nominal de 290 MVA.

4.5.5.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo

4.5.5.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.5.5.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 45,49 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 942 mil dólares (2,07 % del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.5.6 Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa.

4.5.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de la subestación seccionadora Lo Aguirre 500/220 kV, banco de 4 autotransformadores monofásicos de $500/\sqrt{3}$: $220/\sqrt{3}$ kV 1.000 MVA totales, con espacio para disponer

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

en el futuro una segunda transformación 500/220 kV. Para ello se considera el seccionamiento de uno de los circuitos de la línea de 500 kV Alto Jahuel – Polpaico y el seccionamiento completo de la actual línea de 220 kV Rapel – Cerro Navia en la barra de 220 kV de esa subestación. La subestación seccionadora se emplazará cercana al cruce de las líneas Alto Jahuel – Polpaico 500 kV y Rapel –Cerro Navia 220 kV

4.5.6.2 Características de la Subestación

La Subestación contará, en una primera etapa con dos patios principales, uno de 500 kV y otro de 220 kV, en configuración interruptor y medio o doble barra con barra de transferencia.

4.5.6.3 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo

4.5.6.4 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.5.6.5 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 69,02 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 994 mil dólares (1,44 % del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.5.7 Instalación de un CER en S/E Cardones.

4.5.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un equipo de compensación estática de reactivos en la subestación Cardones, conectado al sistema de 220 kV mediante la instalación de un paño de conexión de 220 kV.

Características Generales del CER

- Compensación Estática de Reactivos: 100/-60 MVar en 220 kV.
- Paño de Conexión en 220 kV.
- Paño transformador MT kV
- Transformador 220/MT kV.

4.5.7.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.5.7.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.5.7.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 2,5 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 37,5 mil dólares (1,5 % del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.5.8 Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV

4.5.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la construcción de una nueva línea en 220 kV, de una longitud aproximada de 152 km, en estructuras para doble circuito, con el tendido de un solo circuito, y una capacidad máxima nominal de 290 MVA, entre las subestaciones Cardones y Diego de Almagro, ubicadas en la Región de Atacama. El Proyecto incluye los paños de línea en ambos extremos de la línea.

4.5.8.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este tramo.

4.5.8.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

4.5.8.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 37,0 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 766 mil dólares (2,1% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

5 ANTECEDENTES PRINCIPALES

El Plan de Expansión presentado se basa en la propuesta de la Dirección de Peajes, y considera, principalmente, los informes y estudios señalados a continuación:

- a) Informe Final del "Estudio de Transmisión Troncal para Escenarios de Expansión de la Generación y de Interconexiones con Otros Sistemas Eléctricos", elaborado por Synex- Electronet-Cesi y aprobado el 16 de noviembre de 2006 por el Comité de Licitación del Estudio Troncal.
- b) "Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal. Cuadrienio 2007-2011", elaborado por la Comisión y aprobado mediante Resolución Exenta N° 158 de fecha 15 de marzo de 2007.
- c) "Propuesta de Desarrollo y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Año 2008", Dirección de Peajes CDEC-SIC, Carta D.P. N° 727/2008, de fecha 31 de octubre de 2010.
- d) "Fijación de Precios de Nudo Octubre de 2010 - Sistema Interconectado Central (SIC)", Informe Técnico Definitivo, elaborado por la Comisión, Octubre de 2010.
- e) "Informe Final Preliminar Estudio de Transmisión Troncal 2010", Informe Técnico elaborado por el consorcio Synex-Electronet-Mercados-Quantum, Octubre de 2010

En forma posterior a la recepción de la propuesta de la Dirección de Peajes, la Comisión recibió antecedentes adicionales aportados por los participantes, y aclaraciones comunicadas por la DP. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha realizado sus propios análisis, basados en la metodología, antecedentes y criterios presentados a continuación.

5.1 Plazos de Construcción

El desarrollo de expansiones del sistema de transmisión troncal está conformado por una serie de etapas, siendo estas de estudios, diseño, administrativas y de construcción. El tiempo requerido por cada una de estas etapas es particular del proyecto en consideración, pero estimaciones preliminares son necesarias para definir las fechas más tentativas de la puesta en servicio de los proyectos.

En base a los informes de referencia, se ha considerado los plazos utilizados en el ETT 2010, los que son contabilizados desde la adjudicación del proyecto, e incluyen los estudios ingeniería e impacto ambiental, tramitación ambiental, y tramitación de concesiones y servidumbres. No obstante lo anterior, para algunos de los proyectos evaluados se ha determinado plazos de construcción distintos a los referenciales señalados.

Se ha definido la recomendación de obras cuya construcción se debe iniciar a más tardar durante el segundo semestre del año 2011, es decir, cuya puesta en servicio se requiera hasta el segundo semestre del año 2016.

5.2 Presupuestos de Obras Recomendadas

Se han considerado los presupuestos definidos en el informe final del segundo Estudio de Transmisión Troncal y los establecidos por la Dirección de Peajes para el análisis económico de los proyectos de obras evaluadas en su propuesta.

6 CRITERIOS Y DEFINICIONES METODOLÓGICAS

Considerando como base el plan de obras de generación del Informe Técnico Definitivo de la fijación de precios de nudo de octubre de 2010, y su extensión hasta el año 2025, se ha realizado el proceso de adecuación y definición de la expansión del sistema de transmisión troncal, a través de un proceso iterativo de búsqueda de un plan óptimo de transmisión troncal, se determinó un Plan Base de Transmisión sobre el cual analizar los distintos tramos que lo conforman, tanto del punto de vista operacional como del económico. La determinación del plan señalado se realizó mediante la adecuación del plan de obras de transmisión definido por la Comisión en el Informe Técnico Definitivo de la fijación de precios de nudo de octubre de 2010, utilizando criterios de suficiencia y económicos preliminares.

Una vez obtenido el Plan Base de Transmisión, se realizó un proceso iterativo para determinar el plan óptimo de transmisión troncal, el cual comienza con la simulación de la operación del sistema, obteniendo así las condiciones de operación para cada etapa del periodo de análisis, correspondientes a las 51 hidrologías y los dos bloques mensuales de demanda considerados. Con la información obtenida se procede a realizar el primer diagnóstico de suficiencia del sistema.

Para cada uno de los tramos que conforman el Plan Base de Transmisión, se obtienen las probabilidades de excedencia mensuales correspondientes a las condiciones de operación mencionadas anteriormente. Para un mes cualquiera, que una condición de operación asociada a un flujo X tenga una probabilidad de excedencia $y\%$ significa que dicho flujo X puede ser sobrepasado con una probabilidad de $y\%$, es decir $P(x > X) = y\%$, donde x corresponde a una variable que representa el universo considerado, es decir, la totalidad de las condiciones de operación en cada mes. Las probabilidades de excedencia mensuales utilizadas para el análisis corresponden a 0%, 20%, 80% y 100%. De esta manera, se obtienen trayectorias de flujos mensuales que tienen en común una probabilidad de excedencia determinada, sin que necesariamente correspondan a una secuencia temporal resultante de la simulación. Con las probabilidades de excedencia consideradas, se obtienen flujos representativos que abarcan todas las condiciones de operación, con lo cual se realiza el primer diagnóstico correspondiente a la suficiencia del tramo.

La información obtenida de las probabilidades de excedencia permite observar si los tramos presentan saturación, y de ser así, cuan prolongadas en el tiempo son dichas saturaciones. Por otra parte, permiten tener una noción de la dispersión que presentan los flujos que transitan por el tramo, lo cual da una idea de la profundidad de las saturaciones, ya que si el tramo presenta saturaciones y la dispersión de los flujos es baja, se deduce que en un porcentaje importante de las condiciones de operación el tramo estará saturado, y por el contrario, cuando la dispersión de los flujos es considerable, sólo en algunas condiciones de operación se presentarán saturaciones. Si un tramo presenta saturación durante periodos considerables de tiempo, éste deberá ser analizado con mayor detalle, transformándose en candidato a ser ampliado.

6.1 Análisis de Pérdidas.

El segundo diagnóstico realizado a cada tramo tiene relación con el nivel de pérdidas que se presentan. Para cada tramo, se calculó el porcentaje de pérdidas con relación al total de energía transitada por dicho tramo en cada periodo, de esta manera se obtiene una primera aproximación de cómo opera el tramo sin ampliación. Si el porcentaje de pérdidas para un tramo supera el 5%, este último se somete a un análisis más detallado. Después de obtener el porcentaje de pérdidas en el tramo, se calculó las pérdidas de transmisión valorizadas al costo marginal de la barra emisora para cada condición de operación, para luego obtener el valor esperado de las pérdidas anuales por el tramo. La valorización de las pérdidas entrega una referencia para una primera comparación con el AVI+COMA del tramo.

6.2 Diagnóstico de Ingresos Tarifarios

Se analiza el valor esperado de los ingresos tarifarios para cada tramo del sistema, de esta manera se analizan con mayor detalle los tramos que presentan valores altos de dichos ingresos, ya que esto da cuenta de posibles saturaciones, creando desacoples económicos con la consecuente pérdida de eficiencia en la operación. De presentarse valores elevados de ingresos tarifarios, el tramo analizado se convierte en candidato a ser ampliado.

6.3 Diferencia de Costos de Operación y Falla

Luego de la etapa de diagnóstico, para cada uno de los tramos candidatos a ser ampliados se definen los posibles proyectos de ampliación y se realizan simulaciones de la operación del sistema, considerando para cada tramo tanto el caso sin proyecto como el con proyecto. Con los resultados de las simulaciones, para cada mes se obtienen las diferencias de los costos esperados de operación y falla entre el caso sin proyecto y el con proyecto, de manera de disponer del ahorro de dichos costos en caso de realizar el proyecto.

6.4 Escenario Base

A continuación se describen las principales definiciones respecto al Escenario Base utilizado para el desarrollo del Plan de Expansión.

6.4.1 Plan de Obras de Generación

El plan de obras de generación utilizado corresponde al definido por la Comisión en el Informe Técnico Definitivo de la fijación de precios de nudo de octubre de 2010, extendido en 5 años con el objeto de poder establecer una comparación en similares términos a los análisis desarrollados en el estudio de transmisión troncal. Las obras de generación incluidas en dicho plan de obras de generación se muestran a continuación:

Tabla 8: Detalle Plan de Obras de Generación del SIC, considerando el "Plan de obras del Precio Nudo" de octubre de 2010 y el Plan de obras de extensión para los años 2022 al 2025.

Número	Nombre	Mes-Año	Tipo de Tecnología	Observación	Barra de Conexión Asociada	Potencia Máxima [MW]
1	San Clemente	Sep-2010	Hidráulica		Colbún 220	5
2	La Paloma	Sep-2010	Hidráulica		Ovalle 110	5
3	Río Trueno	Sep-2010	Hidráulica		Temuco 066	6
4	La Higuera	Oct-2010	Hidráulica		Tinguiririca 154	153
5	Confluencia	Oct-2010	Hidráulica		Tinguiririca 154	159
6	Guayacan	Oct-2010	Hidráulica		Florida 110	12
7	Mariposas	Nov-2010	Hidráulica		Osorno 066	6
8	Lican	Dic-2010	Hidráulica		Osorno 066	17
9	Chacayes	Oct-2011	Hidráulica		Sauzal 110	106
10	Hidroeléctrica III Región 01	Ene-2012	Hidráulica		Maitencillo 110	4
11	Rucatayo	Mar-2012	Hidráulica		Barro Blanco 220	60
12	Laja I	Abr-2012	Hidráulica		Ancoa 220	37
13	Hidroeléctrica VI Región 01	Abr-2012	Hidráulica		Tinguiririca 154	31
14	Pulelfu	May-2012	Hidráulica		Osorno 066	9

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Número	Nombre	Mes-Año	Tipo de Tecnología	Observación	Barra de Conexión Asociada	Potencia Máxima [MW]
15	Hidroeléctrica VI Región 02	Jul-2012	Hidráulica		Tinguiririca 154	30
16	Hidroeléctrica X Región 01	Oct-2012	Hidráulica		Osorno 066	15
17	Angostura	Mar-2013	Hidráulica		Mulchén 220	316
18	San Pedro	Abr-2013	Hidráulica		Ciruelos 220	144
19	Hidroeléctrica VII Región 03	Sep-2013	Hidráulica		Ancoa 220	30
20	Hidroeléctrica VIII Región 03	Mar-2014	Hidráulica		Charrúa 220	20
21	Hidroeléctrica VII Región 04	Jul-2014	Hidráulica		Ancoa 220	20
22	Hidroeléctrica VIII Región 01	Dic-2014	Hidráulica		Ancoa 220	136
23	Hidroeléctrica VIII Región 04	Abr-2015	Hidráulica		Charrúa 220	20
24	Hidroeléctrica RM 01	Jun-2016	Hidráulica		Los Almendros 220	256
25	Hidroeléctrica RM 02	Dic-2016	Hidráulica		Los Almendros 220	275
26	Hidroeléctrica VII Región 05	Oct-2019	Hidráulica		Ancoa 220	20
27	Modulo 01	Ene-2020	Hidráulica		Lo Aguirre 500	660
28	Hidroeléctrica VIII Región 05	Oct-2020	Hidráulica		Charrúa 220	20
29	Modulo 02	Feb-2021	Hidráulica		Lo Aguirre 500	500
30	Modulo 04	Dic-2021	Hidráulica		Lo Aguirre 500	770
31	Modulo 03	Dic-2022	Hidráulica		Lo Aguirre 500	460
32	Modulo 05	Abr-2023	Hidráulica		Lo Aguirre 500	360
33	Hidroeléctrica XIV Región 03	Abr-2024	Hidráulica		Pichirropulli 220	473
34	Hidroeléctrica XIV Región 04	Oct-2024	Hidráulica		Pichirropulli 220	360
35	Hidroeléctrica XIV Región 02	Abr-2025	Hidráulica		Pichirropulli 220	139
36	Hidroeléctrica VI Región 05	Abr-2025	Hidráulica		Sauzal 110	94
37	Arauco 01a	Oct-2010	Térmica		Arauco 066	21
38	Arauco 02a	Oct-2010	Térmica		Arauco 066	6
39	Punta Colorada 01 Fuel	Oct-2010	Térmica		Punta Colorada 220	16
40	Calle-Calle	Oct-2010	Térmica		Valdivia 066	20
41	Cementos Bio Bio	Oct-2010	Térmica		Teno 154	14
42	Campanario 04 CA Diesel	Ene-2011(*)	Térmica	Transformación Central Campanario a Ciclo	Charrúa 220	42
43	Campanario 04 CC Diesel	Feb-2011	Térmica	Combinado Diesel	Charrúa 220	60
44	Eólica Punta Colorada	Feb-2011	Térmica		Punta Colorada 220	20
45	Lautaro	Feb-2011	Térmica		Temuco 066	20

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Número	Nombre	Mes-Año	Tipo de Tecnología	Observación	Barra de Conexión Asociada	Potencia Máxima [MW]
46	Los Colorados 2	Jul-2011	Térmica		Punta Peuco 110	9
47	Nehuenco 02 GNL TP	Oct-2010(*)	Térmica	Operación central	San Luis 220	384
48	Nehuenco 02 GNL TP	May-2011	Térmica	Nehuenco 2 con GNL	San Luis 220	384
49	Nehuenco 02 Diesel	Jun-2011(*)	Térmica	Operación central	San Luis 220	392
50	Nehuenco 02 Diesel	Jun-2018	Térmica	Nehuenco 2 con Diesel	San Luis 220	392
51	Nehuenco 02 Diesel	Jun-2018(*)	Térmica	Operación Central	San Luis 220	392
52	Nehuenco 02 GNL	Jul-2018	Térmica	Nehuenco 2 con GNL	San Luis 220	384
53	Santa María	Ago-2011	Térmica		Charrúa 220	343
54	Masisa	Oct-2011	Térmica		Charrúa 154	11
55	Bocamina 02	Oct-2011	Térmica		Hualpen 220	342
56	Viñales	Nov-2011	Térmica		Itahue 154	32
57	Campiche	Jul-2012	Térmica		Nogales 220	242
58	Eólica IV Región 01	Feb-2012	Térmica		Los Vilos 220	50
59	Central Des.For. VIII Región 01	Feb-2012	Térmica		Arauco 066	9
60	Central Des.For. VIII Región 02	Feb-2012	Térmica		Arauco 066	8
61	Central Des.For. VII Región 01	Feb-2012	Térmica		Itahue 154	15
62	Central Des.For. VII Región 02	Feb-2012	Térmica		Itahue 154	10
63	Eólica Concepción 01	Feb-2012	Térmica		Concepción 220	50
64	Eólica IV Región 02	Mar-2012	Térmica		Los Vilos 220	50
65	Eólica IV Región 03	Mar-2012	Térmica		Los Vilos 220	50
66	Eólica Concepción 02	Mar-2012	Térmica		Concepción 220	50
67	Taltal 01 Diesel	Sep-2012(*)	Térmica		Paposo 220	122
68	Taltal 02 Diesel	Sep-2012(*)	Térmica	Central TalTal Operando con GNL	Paposo 220	123
69	Taltal 01 GNL	Oct-2012	Térmica		Paposo 220	122
70	Taltal 02 GNL	Oct-2012	Térmica		Paposo 220	123
71	Taltal 01 GNL	Sep-2013(*)	Térmica	Transformación Central TalTal a Ciclo Combinado con GNL	Paposo 220	122
72	Taltal 02 GNL	Sep-2013(*)	Térmica		Paposo 220	123
73	Taltal CC GNL	Ene-2014	Térmica		Paposo 220	360
74	Eólica IV Región 04	Abr-2013	Térmica		Los Vilos 220	50
75	Eólica IV Región 05	Jul-2014	Térmica		Pan de Azúcar 110	50

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Número	Nombre	Mes-Año	Tipo de Tecnología	Observación	Barra de Conexión Asociada	Potencia Máxima [MW]
76	Eólica Concepción 03	Sep-2014	Térmica		Concepción 220	50
77	Quintero 01 CA GNL	Dic-2024(*)	Térmica	Transformación Central Quintero a Ciclo Combinado con GNL	San Luis 220	128
78	Quintero 02 CA GNL	Dic-2024(*)	Térmica		San Luis 220	129
79	Quintero CC FA GNL	Abr-2025	Térmica		San Luis 220	35
80	Quintero CC GNL	Abr-2025	Térmica		San Luis 220	350
81	Nueva Renca FA GLP	Mar-2014(*)	Térmica		Renca 110	30
82	Nueva Renca Diesel	Mar-2014(*)	Térmica	Operación Central Nueva Renca con GNL	Renca 110	312
83	Nueva Renca GNL	Abr-2014	Térmica		Renca 110	320
84	Nueva Renca Int GNL	Abr-2014	Térmica		Renca 110	50
85	Candelaria CA 01 Diesel	Mar-2014(*)	Térmica	Operación Central Candelaria CA 01 con GNL	Candelaria 220	125
86	Candelaria CA 01 GNL	Abr-2014	Térmica		Candelaria 220	125
87	Nehuenco 01 Diesel	Mar-2018(*)	Térmica	Operación Central Neuhuenco 1 con GNL	San Luis 220	310
88	Nehuenco 01 GNL	Abr-2018	Térmica		San Luis 220	340.051
89	Nehuenco 01 FA GNL	Abr-2018	Térmica		San Luis 220	21
90	Geotérmica Calabozo 01	Ene-2016	Térmica		Calabozo 220	40
91	Geotérmica Potrerillos 01	Ene-2016	Térmica		Colbún 220	40
92	Eólica Concepción 04	Ene-2016	Térmica		Concepción 220	50
93	Geotérmica Chillan 01	Mar-2017	Térmica		Charrúa 220	40
94	Central Des.For. VIII Región 03	Mar-2017	Térmica		Arauco 066	9
95	Central Des.For. VIII Región 04	Mar-2017	Térmica		Arauco 066	8
96	Eólica IV Región 06	Abr-2017	Térmica		Pan de Azúcar 110	50
97	Geotérmica Calabozo 02	Abr-2017	Térmica		Calabozo 220	40
98	Geotérmica Pellado	Abr-2017	Térmica		Ancoa 220	25
99	Carbón VIII Región 01	Jul-2017	Térmica		Charrúa 220	343
100	Eólica IV Región 07	Oct-2017	Térmica		Pan de Azúcar 110	50
101	Central Des.For. VII Región 03	Ene-2018	Térmica		Itahue 154	15
102	Central Des.For. VII Región 04	Ene-2018	Térmica		Itahue 154	10
103	Eólica Concepción 05	Sep-2018	Térmica		Concepción 220	50
104	Candelaria CA 02 Diesel	Nov-2018(*)	Térmica	Operación central Candelaria 02 con GNL	Candelaria 220	129
105	Candelaria CA 02 GNL	Dic-2018	Térmica		Candelaria 220	129
106	Eólica IV Región 08	Mar-2019	Térmica		Pan de Azúcar 110	50

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Número	Nombre	Mes-Año	Tipo de Tecnología	Observación	Barra de Conexión Asociada	Potencia Máxima [MW]
107	Carbón Maitencillo 01	Abr-2019	Térmica		Maitencillo 220	342
108	Geotérmica Calabozo 04	Oct-2019	Térmica		Calabozo 220	40
109	Geotérmica Copahue	Oct-2019	Térmica		Charrúa 220	40
110	Eólica IV Región 09	Abr-2023	Térmica		Pan de Azúcar 110	50
111	Geotérmica Potrerillos 03	Abr-2023	Térmica		Colbún 220	40
112	Eólica Concepción 06	Abr-2023	Térmica		Concepción 220	50
113	Geotérmica San Gregorio 01	Abr-2024	Térmica		Temuco 220	9
114	Geotérmica Tinguiririca 01	Abr-2024	Térmica		San Fernando 154	40
115	Geotérmica Laguna del Maule 01	Abr-2024	Térmica		Colbún 220	25
116	Geotérmica Potrerillos 02	Abr-2024	Térmica		Colbún 220	40
117	Geotérmica Calabozo 03	Abr-2024	Térmica		Calabozo 220	40
118	Eólica Chiloé 01	Abr-2024	Térmica		Puerto Montt 220	100
119	Geotérmica Santa Antonia	Abr-2025	Térmica		Charrúa 220	40
120	Geotérmica Santa Sonia	Abr-2025	Térmica		Itahue 154	40
121	Geotérmica San Gregorio 02	Abr-2025	Térmica		Temuco 220	70
122	Geotérmica Tinguiririca 02	Abr-2025	Térmica		San Fernando 154	40
123	Geotérmica Laguna del Maule 02	Abr-2025	Térmica		Colbún 220	25
124	Eólica Chiloé 02	Abr-2025	Térmica		Puerto Montt 220	100
125	Carbón VIII Región 02	Abr-2025	Térmica		Charrúa 500	342
126	Carbón VII Región 01	Oct-2025	Térmica		Ancoa 500	342

7 DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL Y NECESIDADES DE EXPANSIÓN.

El diagnóstico que a continuación se presenta ha sido preparado en base al sistema de transmisión existente a la fecha de preparación del presente análisis, más aquellas obras de expansión troncal indicadas en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Octubre de 2010⁴.

7.1 Obras de Transmisión Troncal Analizadas del SIC

Para la revisión y diagnóstico del sistema de transmisión troncal del SIC, se analizaron las distintas zonas que componen dicho sistema. Las zonas del sistema de transmisión que fueron examinadas, para el periodo 2010 a 2027 son las siguientes:

- Zona Norte del SIC (Lateral Norte del TxT): Sistema de transmisión que se extiende a nivel de 220 kV desde la subestación Diego de Almagro por el norte hasta la subestación Nogales por el Sur.
- Zona de Área de Influencia Común (Sistema de 500 kV): Sistema de transmisión que se extiende a nivel de 500 kV desde la subestación Polpaico, por el lado norte, hasta la subestación Charrúa por el lado Sur.
- Zona de Área de Influencia Común (Sistema de 220 kV): Sistema de transmisión que se extiende a nivel de 220 kV desde la subestación Quillota en su extremo norte hasta la subestación Alto Jahuel por el lado Sur⁵.
- Zona Sur del SIC (Lateral Sur del TxT): Sistema de transmisión que se extiende a nivel de 220 kV desde la subestación Charrúa por el lado norte hasta la subestación Puerto Montt por el extremo Sur.
- Sistema Rapel y Concepción: Sistema de transmisión que se extiende a nivel de 220 kV desde la subestación Rapel hasta la subestación Cerro Navia y Línea Charrúa – Concepción en 220 kV.

Es importante indicar, que para todos los análisis desarrollados se consideró que el actual sistema de transmisión de 154 kV que se extiende desde la subestación Alto Jahuel por el norte hasta la subestación Itahue por el sur, opera normalmente abierto, sin opciones de transformación a 220 kV. Los tramos que fueron considerados que operan normalmente abiertos son:

- Tinguirica-Itahue 1x154 kV
- kV Teno-Itahue 1x154 kV.

Es decir, la alimentación de los consumos y la evacuación de la generación presente en esesistema se efectúan de manera radial hacia la S/E Alto Jahuel, utilizando el sistema existente de 154 kV, reforzando aquellos tramos cuya operación presenta limitaciones de transmisión.

⁴ Importante indicar que el plan de obras de transmisión presente en el Informe de Precio de Nudo de la CNE es sólo indicativo.

⁵ Incluye también el sistema Ancoa-Colbún-Candelaria-Alto Jahuel en 220 kV.

7.2 Lateral Norte del Sistema Troncal.

En la Tabla 9, se detallan los tramos que componen el sistema Lateral Norte del sistema de transmisión troncal actual. Es importante indicar, que este análisis se realizó considerando las actuales capacidades de transmisión de las líneas, indicadas en el estudio de transmisión troncal. Se ha considerado además que no se encuentran operativos los esquemas de desprendimiento automático de carga (EDAC) y de generación (EDAG), y por lo tanto, los límites de transmisión están dados por la capacidad de diseño de las líneas.

Tabla 9: Diagnóstico de líneas del TxT Lateral Norte del SIC, Periodo 2010 a 2027.

Nombre Tramo Troncal	Presenta Saturación		
	2010-2015	2016-2021	2022-2027
Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220	No	No	No
Carrera Pinto 220->Cardones 220	No	No	No
Cardones 220->Maitencillo 220	Si	Si	Si
Maitencillo 220->Punta Colorada 220	Si	Si	Si
Punta Colorada 220->Pan de Azúcar 220	Si	Si	Si
Pan de Azúcar 220->Las Palmas 220	Si	Si	Si
Pan de Azúcar 220->Monte Redondo 220	Si	Si	Si
Monte Redondo 220->Las Palmas 220	Si	Si	Si
Las Palmas 220->Los Vilos 220	Si	Si	Si
Nogales 220-> Los Vilos 220	Si	Si	Si
Polpaico 220->Nogales 220	No	No	No

Como se puede apreciar, los tramos el sistema Diego de Almagro- Carrera Pinto-Cardones 1x220 kV, no presentan saturaciones de transmisión durante todo el horizonte de planificación.

Misma situación ocurre para el tramo Polpaico-Nogales 2x220 kV, el cual no presenta saturaciones para todo el horizonte de planificación.

Para los restantes tramos del sistema de transmisión del sistema lateral norte, éstos presentan saturaciones desde la subestación Cardones por el norte hasta la subestación Los Vilos por el Sur.

Tabla 10: Porcentaje de saturación líneas del TxT Lateral Norte del SIC.

Porcentaje de Saturación de los Tramos del TxT Lateral Norte					
Nombre del Tramo	2011	2012	2013	2014	2015
Cardones 220->Maitencillo 220	7.8%	9.9%	9.9%	23.6%	31.3%
Maitencillo 220->Punta Colorada 220	0.5%	6.6%	16.8%	12.6%	9.9%
Punta Colorada 220->Pan de Azúcar 220	0.5%	6.6%	16.8%	13.2%	9.9%
Pan de Azúcar 220->Las Palmas 220	0.1%	0.0%	1.7%	1.0%	0.3%
Pan de Azúcar 220->Monte Redondo 220	0.1%	0.0%	1.7%	1.0%	0.3%
Monte Redondo 220->Las Palmas 220	0.1%	0.0%	1.5%	0.9%	0.3%
Las Palmas 220->Los Vilos 220	1.4%	3.4%	11.2%	4.5%	13.8%
Nogales 220->Los Vilos 220	1.6%	2.7%	4.7%	3.8%	7.2%

Específicamente, para el tramo Cardones-Maitencillo 3x220 kV, se presentan saturaciones a partir del año 2011 prácticamente para un 10% de los escenarios de operación. A partir del año 2014, la situación se torna más crítica, observándose limitaciones de transmisión en más de 20% de los escenarios de operación.

De igual forma, el sistema Las Palmas-Los Vilos-Nogales 2x220 presenta limitaciones de transmisión durante 14% de los escenarios de operación como máximo.

Es importante indicar, que prácticamente todos los tramos del sistema lateral norte del TxT presentan saturaciones para el periodo 2011 al 2015.

7.3 Área de Influencia Común del Sistema Troncal (Sistema de 500 kV)

En la Tabla 11 se detallan las líneas del sistema de 500 kV, pertenecientes al área de influencia común del SIC, analizadas desde el punto de vista de las limitaciones de transmisión.

Tabla 11: Diagnóstico líneas de 500 kV, Área de Influencia Común del TxT SIC, Periodo 2010 a 2027

Nombre Tramo Troncal	Presenta Saturación		
	2010-2015	2016-2021	2022-2027
Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220	No	No	Si
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500	No	Si	Si
Lo Aguirre 500->Polpaico 500	No	Si	Si
Polpaico 500->Polpaico 220	Si	Si	Si
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220	Si	Si	Si
Alto Jahuel 500->Polpaico 500	Si	No	No
Ancoa 500->Alto Jahuel 500	Si	Si	Si

Nombre Tramo Troncal	Presenta Saturación		
	2010-2015	2016-2021	2022-2027
Ancoa 500->Polpaico 500	No	No	No
Ancoa 500->Ancoa 220	Si	Si	Si
Charrúa 220->Charrúa 500	Si	Si	Si
Charrúa 500->Ancoa 500	Si	Si	Si

Según se observa, existen limitaciones de transmisión en el sistema de 500 kV entre las S/E Charrúa y Ancoa, y entre las S/E Ancoa y Alto Jahuel. Asimismo, existen limitaciones de transmisión en las estaciones de transformación de las S/E Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa.

Una vez que se materializa el seccionamiento del circuito Ancoa-Polpaico, en enero de 2012, los flujos por las líneas involucradas se distribuyen de manera uniforme, sin embargo las limitaciones de transmisión persisten.

Los escenarios donde se producen las limitaciones de transmisión del sistema Ancoa-Alto Jahuel disminuyen fuertemente debido a la entrada en servicio de la interconexión entre las subestaciones Ancoa y Colbún, que se materializa en abril de 2012. La razón principal radica en el hecho que esta unión permite una mayor capacidad de transporte del conjunto de líneas desde Ancoa hasta la subestación Alto Jahuel, es decir el sistema de 500 kV operando en paralelo con el sistema de 220 kV. Los efectos positivos de la conexión Ancoa-Colbún desaparecen en junio de 2013, fecha en la que se espera el inicio de operaciones del tercer circuito de 500 kV entre Alto Jahuel-Ancoa y donde se contempla además la salida de servicio de mencionada obra de interconexión.

Debido a lo anteriormente descrito, para los años 2012, 2013 y parte del 2014 no se observan limitaciones de transmisión importantes en el sistema de 500 kV, tal como se indica en la Tabla 12.

.Tabla 12: Escenarios con Limitaciones de transmisión Sistema de 500 kV, indicador porcentual.

Porcentaje de Saturación de los Tramos del sistema de 500 kV					
Nombre del Tramo	2011	2012	2013	2014	2015
Polpaico 500->Polpaico 220	0.0%	0.0%	0.6%	0.3%	0.4%
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220	0.0%	0.0%	4.6%	9.5%	21.7%
Alto Jahuel 500->Polpaico 500	0.0%	0.0%	1.8%	2.2%	0.6%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500	12.6%	0.0%	0.1%	2.6%	9.8%
Ancoa 500->Ancoa 220	2.9%	0.0%	12.8%	21.0%	33.9%
Charrúa 220->Charrúa 500	30.8%	43.8%	10.1%	12.9%	16.0%
Charrúa 500->Ancoa 500	30.4%	42.3%	44.9%	45.5%	47.5%
Ancoa 500->Ancoa 500 Aux	59.7%	0.0%	0.4%	3.7%	12.0%

Se desprende de la tabla anterior que el sistema de 500 kV comienza a presentar restricciones importantes a partir del año 2015.

Con respecto al tramo del sistema de transmisión de 500 kV entre las subestaciones Charrúa y Ancoa, se observan limitaciones de transmisión en todo el periodo 2011 a 2015, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 12. Este tramo del sistema de transmisión no tiene considerada ninguna ampliación para el periodo 2011 a 2015.

En cuanto a los tramos de transformación de 500/220 de las subestaciones Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa, éstos presentan saturaciones importantes en sus capacidades de transformación. Los más solicitados son los de las S/E Ancoa y Charrúa.

7.4 Área de Influencia Común del Sistema Troncal (Sistema de 220 kV)

El sistema de transmisión de 220 kV entre la subestación Quillota por el Norte hasta la subestación Alto Jahuel por el sur, presenta importantes limitaciones de transmisión hasta el ingreso de los proyectos de transmisión determinados con motivo del primer estudio de transmisión troncal, cuatrienio 2006 a 2010, de acuerdo a lo observado en la Tabla 13 y Tabla 14.

Tabla 13: Diagnóstico líneas de 2200 kV, Área de Influencia Común del TxT SIC, Periodo 2010 a 2027

Nombre Tramo Troncal	Presenta Saturación		
	2010-2015	2016-2021	2022-2027
Nogales 220->Quillota 220	No	No	No
Nogales 220->Polpaico 220	No	No	Si
Quillota 220->Polpaico 220	Si	No	No
Lampa 220->Polpaico 220	Si	No	No
Polpaico 220->Polpaico Desf 220	No	No	No
Lampa 220->Polpaico Desf 220	No	No	No
Cerro Navia 220->Lampa 220	Si	No	No
Chena 220->Cerro Navia 220	No	No	No
Alto Jahuel 220->Chena 220	No	No	Si

Tabla 14: Escenarios con Limitaciones de transmisión Sistema de 220 kV, indicador porcentual.

Porcentaje de Saturación de los Tramos del sistema de 220 kV					
Nombre del Tramo	2011	2012	2013	2014	2015
Quillota 220->Polpaico 220	9.4%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%
Lampa 220->Polpaico 220	13.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Polpaico 220->Polpaico Desf 220	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
Lampa 220->Polpaico Desf 220	0.0%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%
Cerro Navia 220->Lampa 220	7.9%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
Alto Jahuel 220->Chena 220	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	2.0%

Es importante mencionar que el proyecto “Nueva S/E Lo Aguirre” permite un nuevo punto de abastecimiento al centro de carga del SIC, presentando una alternativa de inyección directa a la S/E Cerro Navia, permitiendo una disminución de los flujos por las líneas del sistema de 220 kV entre Polpacio y Alto Jahuel.

7.5 Lateral Sur del Sistema Troncal

En la Tabla 15 se resume el análisis efectuado al sistema lateral sur del SIC del Sistema Troncal. Como se puede apreciar, con la incorporación del nuevo sistema de transmisión 2x220 kV Charrúa-Cautín, los problemas de transporte hasta la zona de Temuco son superados, sin embargo, se aprecian saturaciones importantes en el tramo desde la subestación Cautín por el norte, hasta la subestación Valdivia por el Sur, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 16, presentando exigencias importantes para el abastecimiento de la zona de Valdivia, donde el crecimiento vegetativo de la demanda presenta exigencias difíciles de superar con el sistema de transmisión actual existente.

Tabla 15: Diagnóstico líneas del TtT Lateral Sur del SIC, Periodo 2010 a 2027

Nombre Tramo Troncal	Presenta Saturación		
	2010-2015	2016-2021	2022-2027
Charrúa 220->Esperanza 220	No	No	Si
Esperanza 220->Temuco 220	No	No	Si
Charrúa 220->Cautín 220	No	Si	Si
Charrúa 220->Mulchén 220	No	Si	Si
Mulchén 220->Cautín 220	No	Si	Si
Temuco 220->Cautín 220	No	No	No
Ciruelos 220->Cautín 220	Si	Si	Si
Valdivia 220->Ciruelos 220	Si	Si	Si
Valdivia 220->Cautín 220	Si	Si	Si
Barro Blanco 220->Valdivia 220	No	Si	Si
Puerto Montt 220->Valdivia 220	No	Si	Si
Puerto Montt 220->Barro Blanco 220	No	Si	Si

A partir del año 2013 el sistema comienza a presentar saturaciones en su capacidad de transmisión, las cuales van aumentando hasta llegar sobre un 20% de los escenarios de operación, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 16.

Tabla 16: Escenarios con Limitaciones de transmisión líneas del TxT Lateral Sur del SIC.

Porcentaje de Saturación de los Tramos del TxT Lateral Sur			
Nombre del Tramo	2013	2014	2015
Valdivia 220->Ciruelos 220	6.7%	18.8%	22.4%
Ciruelos 220->Cautín 220	1.4%	12.5%	7.2%

A partir del año 2013 se incorpora al sistema de transmisión troncal la nueva subestación Mulchén, punto de inyección de la nueva central en serie hidráulica Angostura que se encuentra desarrollando Colbún en la cuenca del río Bio-Bio.

7.6 Nuevas Instalaciones Troncales Propuestas por el Estudio de Transmisión Troncal

En la Tabla 17 se presenta el diagnóstico efectuado a las líneas que se han propuesto como parte del sistema de transmisión troncal para el cuatrienio 2011-2014.

Tabla 17: Diagnóstico instalaciones propuestas como TxT del SIC, Periodo 2010 a 2027

Nombre Tramo Troncal	Presenta Saturación		
	2010-2015	2016-2021	2022-2027
Rapel 220->Cerro Navia 220	No	No	No
Rapel 220->Lo Aguirre 220	No	No	No
Rapel 220->Alto Melipilla 220	No	No	No
Alto Melipilla 220->Cerro Navia 220	No	No	No
Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220	No	No	No
Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220	No	No	No
Charrúa 220->Concepción 220	No	No	No

De la lectura de la tabla anterior se desprende que no existen instalaciones que excedan su límite de transmisión.

7.7 Flujos de Potencia en Líneas Relevantes del Sistema de Transmisión Troncal

En la Figura 1, Figura 3 y Figura 4, se detallan los flujos de potencia con probabilidad de excedencia en las líneas de lateral norte del sistema de transmisión.

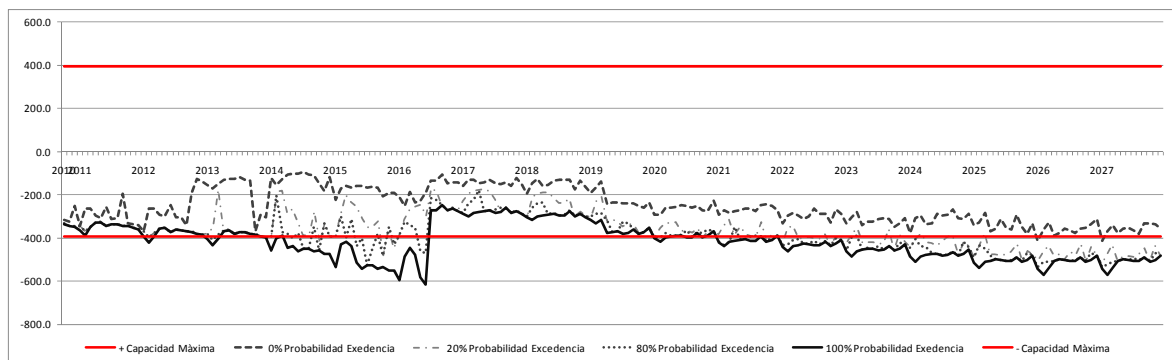


Figura 1: Flujos con probabilidad de excedencia línea Cardones-Maintencillo, Periodo 2010-2027

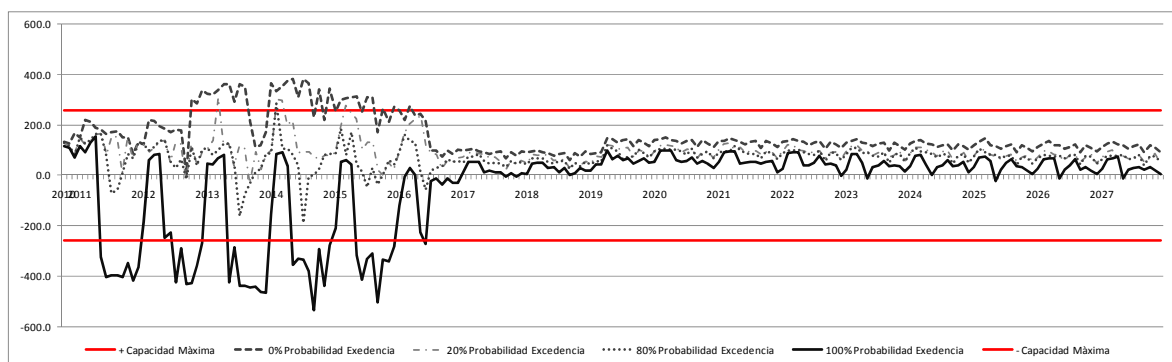


Figura 2: Flujos con probabilidad de excedencia línea Maintencillo-Punta Colorada, Periodo 2010-2027.

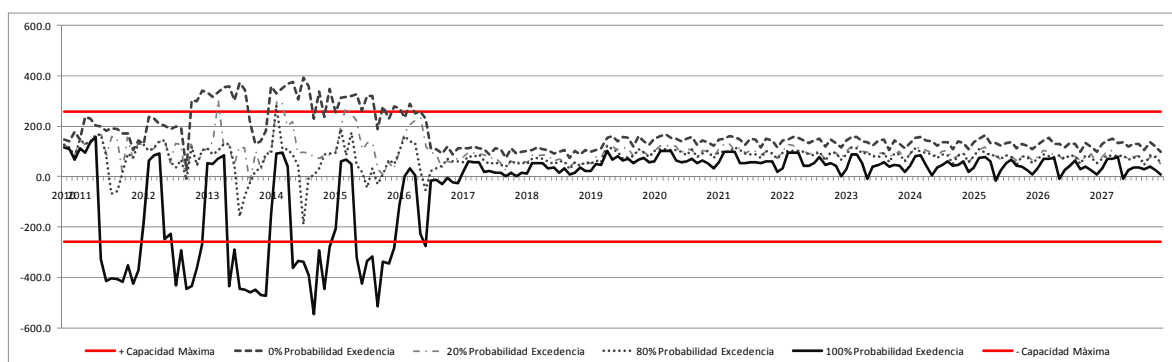


Figura 3: Flujos con probabilidad de excedencia línea Punta Colorada-Pan de Azúcar, Periodo 2010-2027

Se observa que una vez en que entre en operación el nuevo sistema de transmisión, las congestiones por el sistema de 220 kV disminuyen fuertemente, a excepción del tramo Cardones-Maitencillo, donde el fuerte crecimiento de la demanda impone flujos de potencia

que nuevamente redundan en congestiones en el tramo a partir del año 2021. Bajo esta condición de operación, dada por el escenario de generación/demanda, puede resultar eventualmente necesario operar abierto el tramo Cardones-Maitencillo en el extremo Maitencillo, y obligar que las inyecciones en esta barra sean transmitidas por el sistema de 500 kV, presentando una operación más eficiente de las instalaciones.

En la Figura 4, se muestran los flujos de potencia con probabilidad de excedencia, para el tramo Nogales-Los Vilos. Como se puede apreciar, la construcción del nuevo sistema de 500 kV, permite descongestionar este sistema de transmisión.

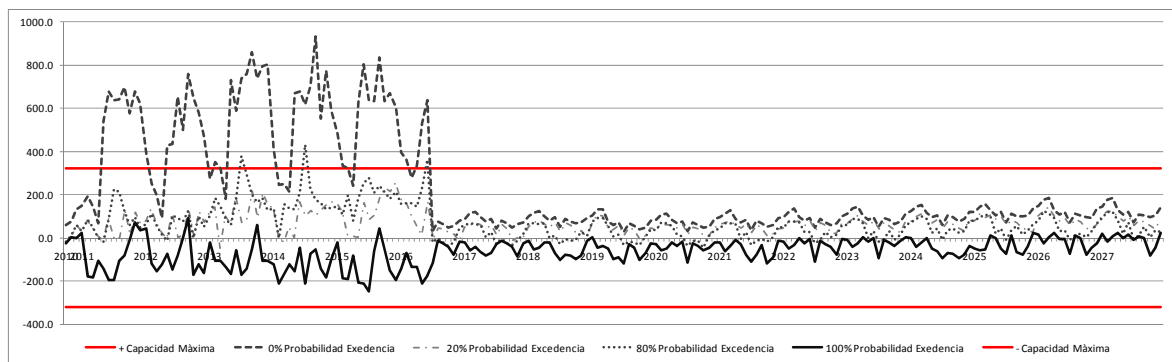


Figura 4: Flujos con probabilidad de excedencia línea Nogales-Los Vilos, Periodo 2010-2027.

Con respecto al sistema de 500 kV, en las Figura 5 y Figura 6, se muestran gráficos de flujos de potencia con probabilidad de excedencia para el periodo 2010 a 2027 desde la subestación Alto Jahuel hasta la subestación Charrúa.

Como puede apreciarse, la interconexión de la subestación Colbun y Ancoa en abril del 2012, permite aumentar la capacidad de transmisión del sistema de 500 kV, ya que en caso de falla de una de las líneas, se puede transferir parte de la potencia al circuito de 2x220 Colbun-Candelaria-Alto Jahuel, ver Figura 5.

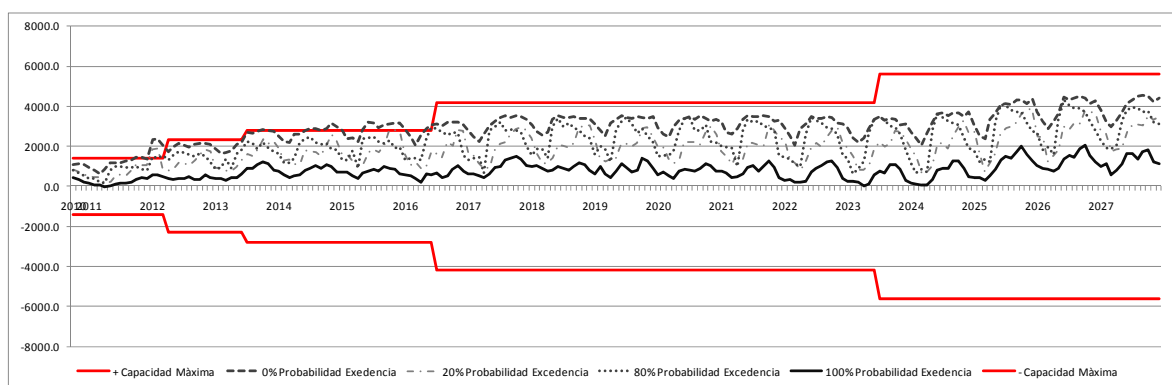


Figura 5: Flujos con probabilidad de excedencia línea Ancoa-Alto Jahuel, Periodo 2010-2027.

Una vez que se materializa el tercer circuito entre Ancoa y Alto Jahuel, se aprecia que a partir del año 2014 se hace necesario un cuarto circuito.

Con respecto al sistema Charrúa-Ancoa, como se puede apreciar, desde el año 2011 hasta que ingresa el tercer circuito, este sistema presenta congestiones relevantes, de acuerdo a lo que se muestra en la Figura 6. Para el año 2013 se tiene contemplado el mejoramiento de la

compensación de la línea, lo que implica un leve aumento en la capacidad de transmisión.

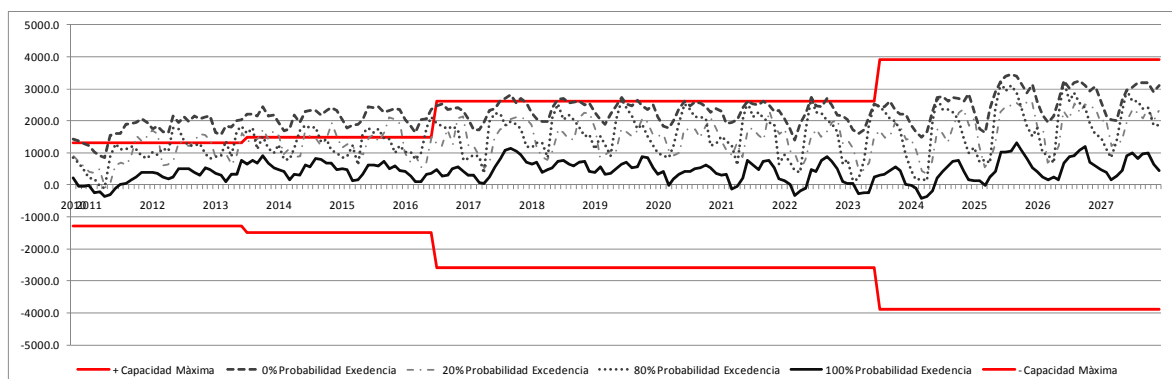


Figura 6: Flujos con probabilidad de excedencia por la línea Charrúa- Ancoa para el Periodo 2010-2027.

Es importante mencionar, que una vez que comienza a operar el tercer circuito, el sistema de transmisión presenta limitaciones bajo algunas condiciones de operación, siendo necesario un cuarto circuito al final del periodo de planificación.

En las Figura 7, Figura 8 y Figura 9, se muestran los flujos de potencia con probabilidades de excedencia para los bancos de autotransformadores de 500/220 existentes.

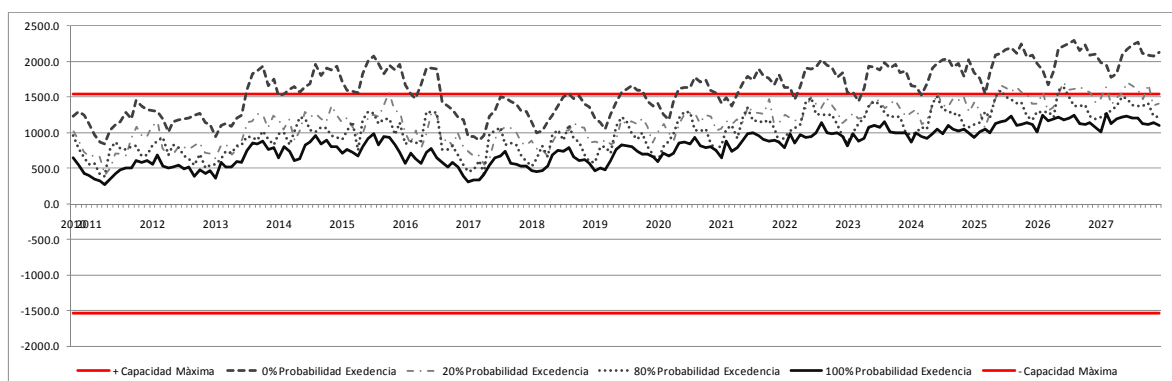


Figura 7: Flujos con probabilidad de excedencia Transformador 500/220 subestación Alto Jahuel, Periodo 2010-2027.

Como se puede apreciar, el banco de transformadores de Alto Jahuel presenta congestión durante el periodo 2013 a 2016, momento en el cual ingresa el proyecto Lo Aguirre. Una vez transcurrido el periodo 2017-2019, más precisamente en el año 2020, nuevamente se comienzan a observar escenarios de operación con limitaciones de transmisión, por tanto su ampliación se produciría a partir del año 2021.

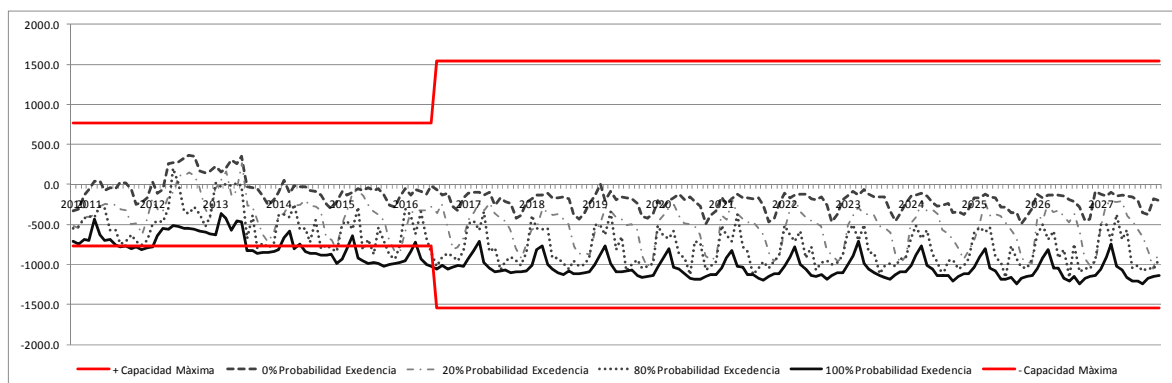


Figura 8: Flujos con probabilidad de excedencia Transformador 500/220 subestación Ancoa, Periodo 2010-2027.

Con respecto al banco de la subestación Ancoa, se puede apreciar que a partir del año 2014 se hace necesaria la ampliación de esta instalación, sin embargo, al igual que en el caso anterior, es necesario revisar los Ingresos Tarifarios que se generan durante la operación, para determinar si se justifica económicamente el desarrollo de esta obra en un plazo menor.

Por su parte en la siguiente figura se pueden apreciar los flujos que circulan a través del banco de autotransformadores de la subestación Charrúa, los cuales presentan congestiones de transmisión durante los primeros 7 años del horizonte, aún con la entrada en servicio el año 2013 del tercer banco. Se observa que, aun contando con tres unidades de transformación, los flujos son del orden de magnitud de la potencia instalada, por ende es necesario observar el comportamiento de los Ingresos Tarifarios generados en este tramo, para determinar la conveniencia de recomendar un adelanto en la construcción de un cuarto banco, respecto lo establecido en el plan de obras indicativo.

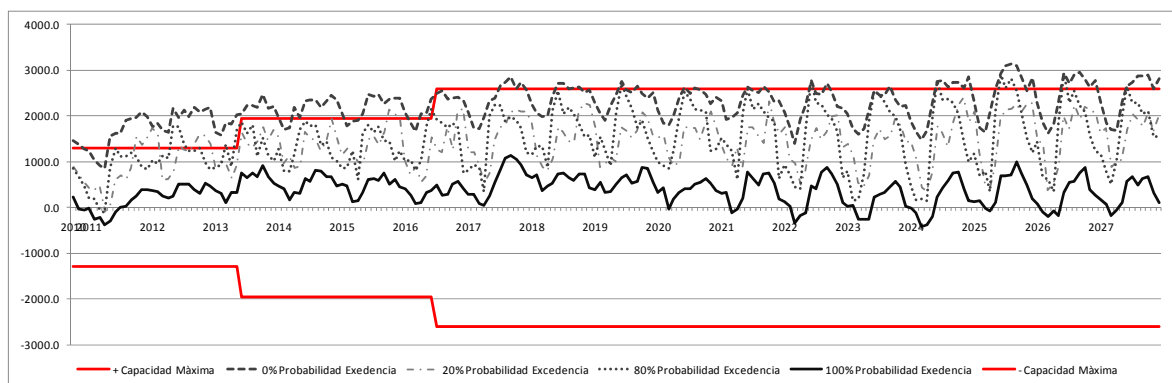


Figura 9: Flujos con probabilidad de excedencia Transformador 500/220, subestación Charrúa, Periodo 2010-2027

En la Figura 10 y Figura 11 siguientes, se muestran los flujos de potencia con probabilidad de excedencia para los tramos del lateral sur del Sistema Troncal.

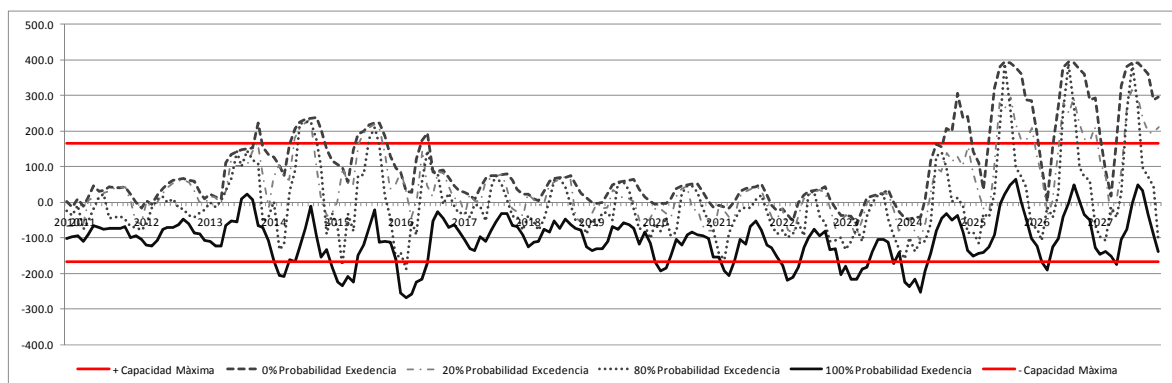


Figura 10: Flujos con probabilidad de excedencia línea Ciruelos-Cautín, Periodo 2010-2027.

Se desprende que antes del año 2013 la línea opera sin criterio N-1, operando con criterio N, por lo que no presenta congestión. Una vez que se realiza la normalización de la subestación ciruelos y el seccionamiento de la línea Cautín-Valdivia 1x220, este tramo del sistema de transmisión comienza a presentar congestiones, hasta el ingreso de los nuevos proyectos de expansión. Posterior al año 2024, este tramo del sistema de transmisión comienza nuevamente a presentar saturaciones, razón por la cual se recomienda analizar la posibilidad de expansión del sistema de transmisión de ese tramo del Sistema Troncal.

A su vez en la siguiente figura, se aprecia que el tramo Valdivia-Ciruelos, presenta una condición similar al anterior tramo Cautín-Valdivia 1x220. Una vez que ingresan los nuevos proyectos de expansión, los límites de transmisión no son sobrepasados si no hasta hasta el año 2020.

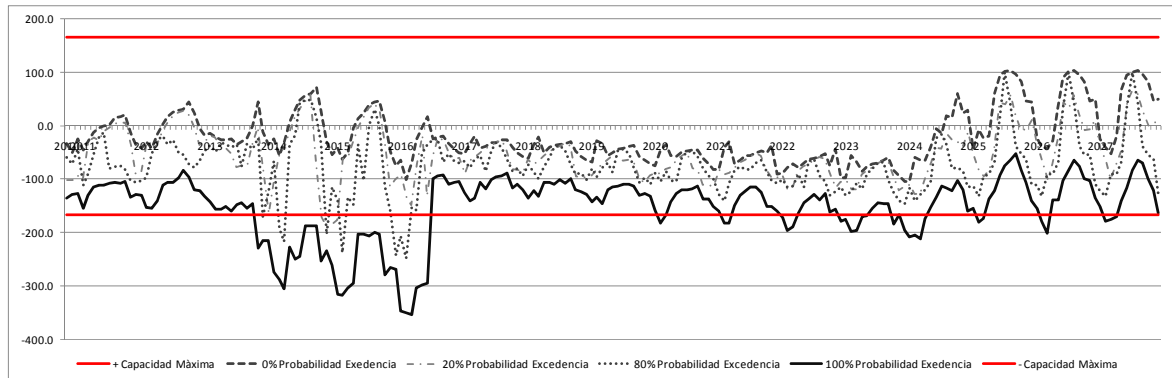


Figura 11: Flujos con probabilidad de excedencia por la línea Valdivia-Ciruelos para el Periodo 2010-2027.

Al igual que para los sistemas de 500 kV, el plazo de construcción de una línea de 220 kV se ha supuesto de 5 años, por lo que se recomienda que los nuevos sistemas de transmisión en 220 kV al sur de Charrúa se materialicen en la misma fecha en la que se produce la normalización de la subestación Ciruelos.

8 PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL.

8.1 Antecedentes Generales

Para el desarrollo del plan de expansión del sistema de transmisión troncal, se han desarrollado simulaciones computacionales considerando el mismo plan de obras de generación utilizado en el estudio de transmisión troncal para los casos base CNE, con expansión a nivel de 220 y 500 kV hacia la zona del norte chico. También se ha desarrollado un plan de obras de transmisión, que permiten subsanar ciertas desviaciones que fueron detectadas durante los análisis de los flujos de potencia por las líneas para todo el periodo de planificación, con especial énfasis al periodo 2011 a 2015.

Asimismo, se consideró modelar las subestaciones, Las Palmas, Monte Redondo, Punta Colorada y Mulchén. En todas estas subestaciones se consideraron las inyecciones del plan de obras de generación.

Por otro lado, debido a las dificultades de efectuar la modificación del actual sistema de transmisión de 154 kV entre Alto Jahuel e Itahue, se consideró este sistema de transmisión con refuerzos en los tramos que presentan restricciones de transmisión, sin llevar el nivel de operación de ese sistema a 220 kV. Producto de lo anterior, se producen saturaciones importantes en ese sistema, lo que a su vez impone limitaciones en el sistema de 500 kV entre Ancoa y Alto Jahuel; razón por la cual la operación de ese tramo considera que los tramos: Tinguiririca-Itahue 1x154 kV y Teno-Itahue 1x154 kV operan abiertos con el propósito de no imponer restricciones adicionales al sistema de 500 kV.

8.2 Obras de Transmisión Troncal Propuestas para el SIC

8.2.1 Sistema Lateral Norte del Sistema Troncal del SIC

Como se mencionó anteriormente, este sistema presenta importantes congestiones de transmisión para el periodo 2011 a 2015, impulsadas principalmente por el aumento en la demanda industrial en la zona, por lo que resulta necesario planificar un sistema de transmisión que sea capaz de transferir los flujos de potencia desde la zona central hacia el norte en las condiciones de hidrologías con menor probabilidad de excedencia.

El plan de obras de expansión óptimo se muestra en la tabla que se muestra a continuación, en cual se ha considerado un sistema de transmisión en 500 kV desde la subestación Polpaico hasta la subestación Cardones, instalando bancos monofásico de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA totales, con una cuarta unidad monofásica como reserva, en las subestaciones Pan de Azúcar y Maintencillo. Para todos los tramos de este nuevo sistema de transmisión, se ha considerado compensación serie de las líneas, similares a la existente en línea Alto Jahuel-Ancoa.

Tabla 18: Alternativas de transmisión para la expansión óptima del sistema lateral norte del SIC

Nombre Tramo Troncal Lateral Norte	Puesto en Servicio	Potencia [MVA]
Nueva línea 2x220 kV Diego de Almagro-Cardones	Julio de 2016	290
Nueva línea 2x500 kV Polpaico-Pan de Azúcar	Julio de 2016	1500
Banco de transformadores de 500/220 en S/E Pan de Azúcar	Julio de 2016	750
Nueva línea 2x500 kV Pan de Azúcar-Maitencillo	Julio de 2016	1500
Banco de transformadores de 500/220 en S/E Maitencillo	Julio de 2016	750
Nueva Línea 2x500 kV Maitencillo-Cardones	Julio de 2016	1500
Banco de transformadores de 500/220 en S/E Cardones	Julio de 2016	750

Con respecto al sistema de transmisión al norte de la subestación Cardones, se puede indicar que según los análisis de probabilidad de excedencia de los flujos de potencia para todo el periodo de planificación, no se observa congestiones en la transmisión en el actual sistema Diego de Almagro-Carrera Pinto-Cardones 1x220, no obstante aquello, se propone la expansión de este sistema obedeciendo exclusivamente al cumplimiento de lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en relación con el criterio de seguridad N-1. De igual forma, es importante indicar que la línea de transmisión propuesta para este tramo es de 2x220, pero solo tendiendo el primer circuito. En caso que el parque generador aumente al norte de Diego de Almagro⁶ y de gatillarse ampliaciones a estos tramos, se podrá tender el segundo circuito.

1.1.1. Área de Influencia Común del Sistema Troncal, Sistema de 500 kV

En la Tabla 19, se presentan las obras de transmisión para el área de influencia común del Sistema Troncal, a nivel de 500 kV.

Tabla 19: Resumen obras de transmisión propuestas, expansión óptima del área de influencia común del TxT, a nivel de 500 kV.

Nombre Tramo del Área de Influencia Común a Nivel de 500 kV	Puesto en Servicio	Potencia [MVA]
Seccionamiento de circuito 1x500 Ancoa-Polpaico en S/E Alto Jahuel	Enero de 2012	
Nuevo banco de transformadores 500/220 en S/E Charrúa	Junio de 2013	650
Nueva línea 2x500 Ancoa-alto Jahuel (se tiende un solo circuito)	Julio de 2013	1500
Seccionamiento del primer circuito 1x500 Polpaico-Alto Jahuel en S/E Lo Aguirre	Julio de 2015	
Banco de transformadores 500/220 en S/E Lo Aguirre	Julio de 2015	750

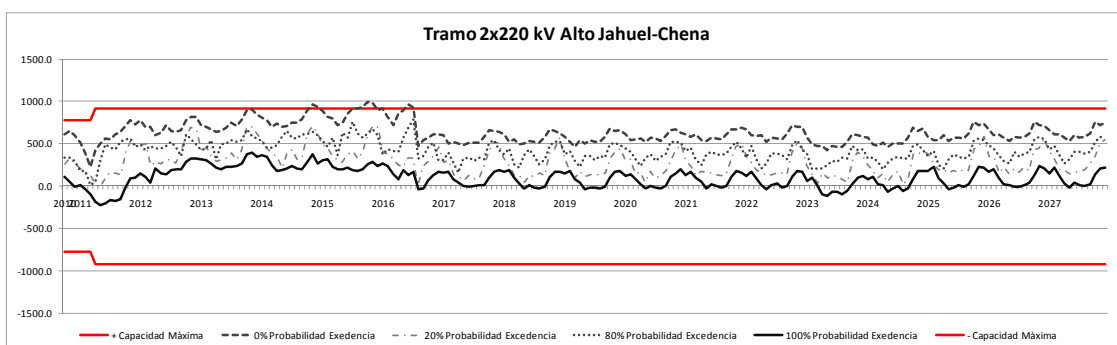
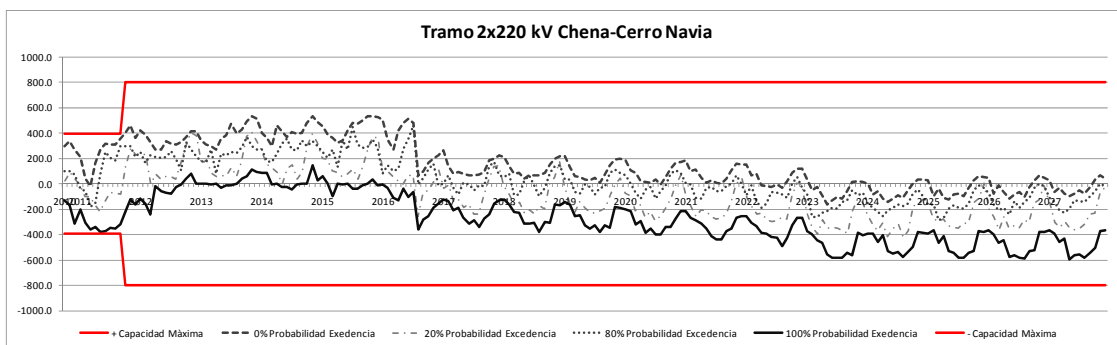
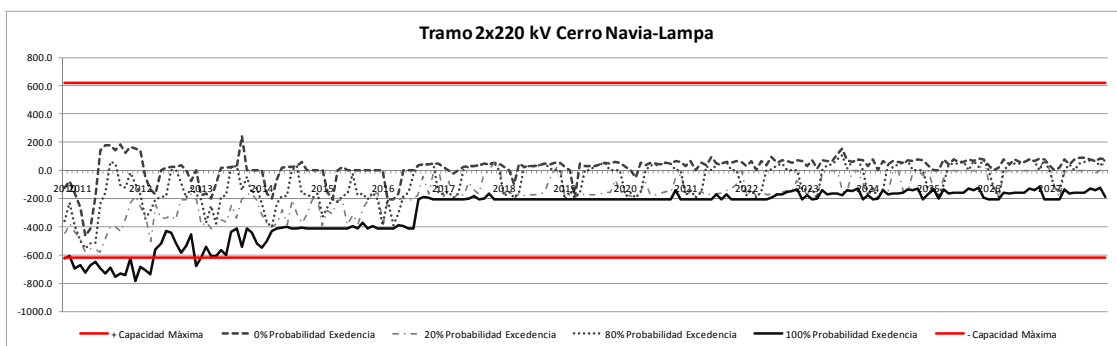
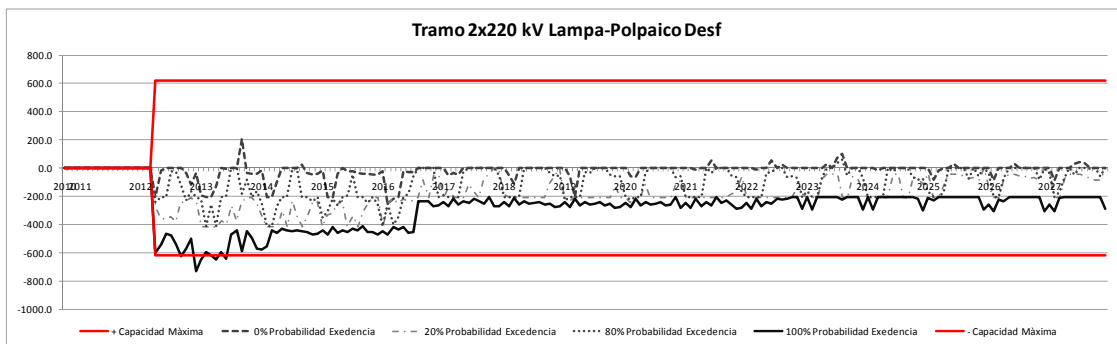
Nombre Tramo del Área de Influencia Común a Nivel de 500 kV	Puesto en Servicio	Potencia [MVA]
Nuevo banco de transformadores 500/220 en S/E Ancoa	Julio de 2016	750
Nuevo banco de transformadores 500/220 en S/E Charrúa	Julio de 2016	650
Cuarto circuito Línea Ancoa-Alto Jahuel	Julio de 2016	1500
Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa (se tiende un solo circuito)	Julio de 2016	1300
Seccionamiento del segundo circuito 1x500 Polpaico-Alto Jahuel en S/E Lo Aguirre	Agosto de 2016	
Nuevo Banco de transformadores 500/220 en S/E Lo Aguirre	Agosto de 2016	750
Cuarto circuito Línea Charrúa-Ancoa	Enero de 2023	1300
Nuevo banco de transformadores 500/220 en S/E Lo Aguirre	Enero de 2023	750
Nueva Línea 2x500 Ancoa-Alto Jahuel (se tiende un solo circuito)	Julio de 2023	1500
Nueva Línea 2x500 Polpaico-Lo Aguirre (se tiende un solo circuito)	Enero de 2024	1500

El plan de obras presentado es similar al de los casos estudiados en el estudio de transmisión troncal, con la diferencia que se incorporan algunas modificaciones en la fecha de puesta en servicio del proyecto Lo Aguirre. Para el año 2015 este proyecto considera el seccionamiento del circuito 1 de la línea Polpaico-Alto Jahuel 2x500, la construcción de la subestación seccionadora Lo Aguirre, la instalación del primer banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA, el seccionamiento en ambos circuitos de la línea Rapel-Cerro Navia 2x220 kV junto con su conexión a la barra de 220 kV de la S/E Lo Aguirre.

Este plan de seccionamiento permite el evacuar la generación de la central Rapel a través del sistema de 500 kV por la S/E Lo Aguirre, mientras se realizan las adecuaciones y refuerzos necesarios al nuevo tramo Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV, para lograr una capacidad total de 1.600 MVA, considerando para esto un plazo de 1 año.

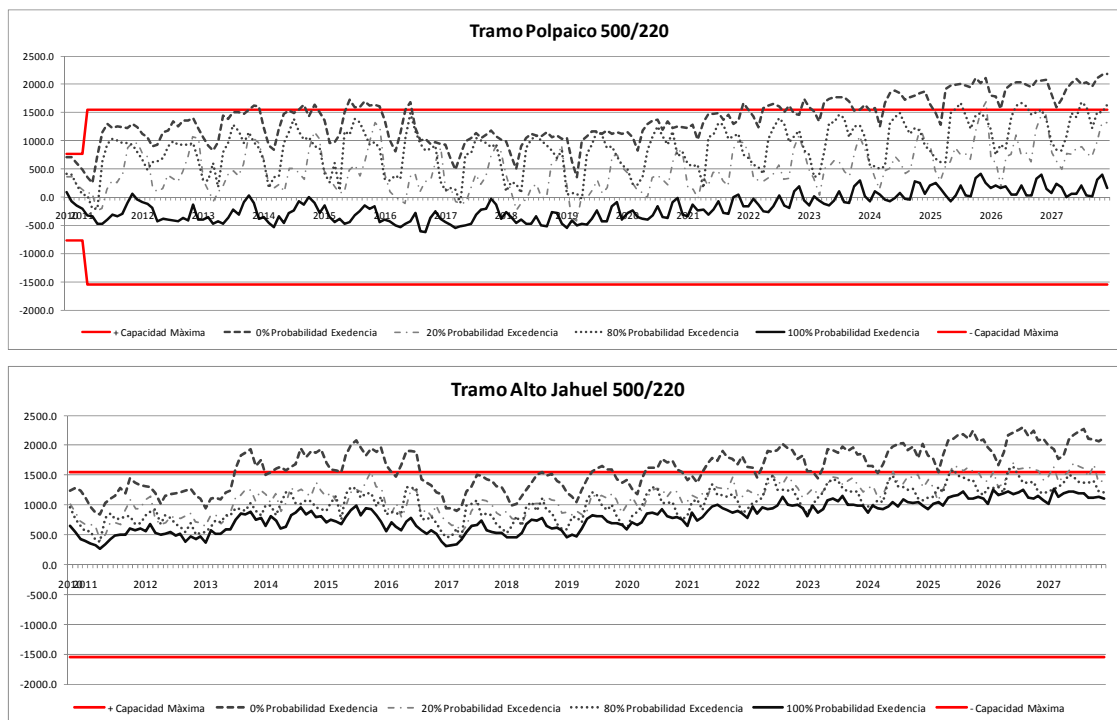
La incorporación de la subestación Lo Aguirre y el aumento de capacidad del nuevo tramo Lo Aguirre-Cerro Navia, permite tener un nuevo punto de abastecimiento de la Región Metropolitana, aliviando los flujos que transitan por el sistema en 220kV Polpaico, Lampa, Cerro Navia, Chena y Alto Jahuel en 220 kV, liberando las saturaciones que se producen debido a los aumentos en la demanda en el centro de carga, siendo esta última la principal razón por la cual se justifica la realización del proyecto.

A continuación se presentan los siguientes gráficos de probabilidades de excedencia por el sistema de 220 kV antes mencionado, en los cuales se muestra la modificación de los flujos por esas líneas, con la inclusión del proyecto Lo Aguirre:



Adicionalmente, el proyecto Lo Aguirre permite reducir el nivel de carga de los transformadores de 500/220 kV de las subestaciones Polpaico y Alto Jahuel, desplazando las

obras de expansión en transformación consideradas para estas subestaciones durante el periodo de planificación, además de los beneficios ya mencionados en la operación del sistema de 220 kV. Los flujos de potencia en los transformadores se presentan en los siguientes gráficos:



En relación al sistema de transmisión entre Ancoa y Alto Jahuel en 500 kV, de acuerdo con los análisis efectuados se observa la necesidad de incorporar un cuarto circuito de 500 kV, a partir del año 2014, ya que se presentan importantes restricciones en la transmisión, generando saturaciones lo cual redundan en elevados Ingresos Tarifarios. El plazo constructivo de un sistema de 500 kV se ha considerado de 5 años, dado el tiempo requerido para la obtención de los permisos de construcción y el establecimiento de las servidumbres, entre otros requisitos, por lo que se ha considerado que el cuarto circuito entra en servicio en Julio de 2016. No obstante aquello, para el tendido del cuarto circuito, las obras a ejecutar son sobre estructuras existentes, con las servidumbres ya establecidas, por lo tanto los plazos del tendido del nuevo circuito son menores, lo que permitiría considerar la ampliación en revisiones posteriores.

8.2.2 Área de Influencia Común del Sistema Troncal, Sistema de 220 kV

En la Tabla 20, se presentan las obras de transmisión recomendadas para la expansión del sistema de 220 kV, perteneciente al Área de influencia común del TxT.

Tabla 20: Obras de transmisión propuestas para la expansión del área de influencia común del TxT, a nivel de 220 kV.

Nombre Tramo del Área de Influencia Común a Nivel de 220 kV	Puesto en Servicio	Potencia [MVA]
Interconexión S/E Colbún y S/E Ancoa	Abril de 2012(*)	
Seccionamiento de la línea 2x220 Rapel-Cerro Navia, en S/E Lo Aguirre	Julio de 2015	197
Línea Lo Aguirre-Cerro Navia 2x220	Agosto de 2016	1.500

Nota: (*) Considera que esta interconexión se mantiene hasta la entrada en servicio del tercer circuito de 500 kV entre Alto Jahuel y Ancoa.

Como se puede apreciar, solo se requiere la ampliación del nuevo tramo Lo Aguirre-Cerro Navia 2x220 y la interconexión de la subestaciones Colbún y Ancoa.

Tal como ha señalado anteriormente, la entrada en operación del proyecto Lo Aguirre permite descongestionar los sistemas de 220 kV entre Polpaico y Alto Jahuel, y por lo tanto no se requieren refuerzos ni ampliaciones en ese sistema.

Con respecto al sistema de transmisión de Rapel, de acuerdo con el plan de obras de generación considerado, no se observan saturaciones en las líneas de transmisión con la incorporación del proyecto Lo Aguirre.

Finalmente, la interconexión entre la subestación Ancoa y la subestación Colbún permite una mayor capacidad de transporte del conjunto de líneas desde Ancoa hasta Alto Jahuel. Es importante mencionar, que la incorporación de esta interconexión, entrega un apoyo al sistema de 500 kV, antes del ingreso del tercer circuito.

8.2.3 Sistema Lateral Sur del Sistema Troncal del SIC

En la Tabla 21 se detalla las obras de expansión de transmisión recomendadas para desarrollar en el lateral sur del Sistema Troncal.

Tabla 21: Obras de transmisión propuestas para la expansión óptima del sistema lateral sur del TxT del SIC.

Nombre Tramo del Lateral Sur del TxT	Puesto en Servicio	Potencia [MVA]
Seccionamiento de la línea 2x220 Charrúa-Cautín, en S/E Mulchen	Marzo de 2013	
Seccionamiento de la línea 1x220 Cautín-Valdivia, en S/E Ciruelos	Junio de 2013	
Nueva línea 2x220 Cautín-Ciruelos	Julio de 2016	290
Nueva línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli	Julio de 2016	290
Nueva línea 1x220 Pichirropulli-Puerto Montt (Se tiende un solo conductor)	Julio de 2016	290

La primera obra corresponde a la construcción de la nueva subestación Mulchén, la cual secciona los dos circuitos de la línea Charrúa-Cautín, y cuyo objetivo es permitir la conexión de la central hidroeléctrica Angostura.

La segunda obra de transmisión, es la normalización de la subestación Ciruelos, la cual recomienda el seccionamiento de los dos circuitos de la línea Cautín- Valdivia, construyendo una subestación seccionadora en Ciruelos que cumpla con lo establecido con la NT en relación al criterio N-1.

Con respecto a las nuevas obras de transmisión, se propone la construcción de una nueva línea entre Cautín y Ciruelos, y entre Ciruelos y la nueva subestación Pichirropulli, subestación cercana a ciudad de Valdivia. La nueva subestación Pichirropulli surge principalmente debido a que posibilita la inyección de los numerosos proyectos hidroeléctricos de la zona sur que están en desarrollo o con posibilidades ciertas de materialización, así como presentar un nuevo punto de retiro para el abastecimiento de los consumos ubicado en la zona de Valdivia.

Finalmente, se gatilla un un nuevo sistema 2 x 220 kV entre las subestaciones Pichirropulli y Puerto Montt, tendiendo un sólo conductor (tercer circuito). En caso que se desarrollen grandes proyectos eólicos en la isla grande de Chiloé y se requiera una mayor capacidad de transmisión, se puede analizar en revisiones posteriores la conveniencia de incorporar el cuarto circuito.

8.3 Obras que deben dar inicio a su construcción en los doce meses siguientes.

En las Tabla 22 y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se detallan las obras consideradas para dar inicio a su construcción en los doce meses siguientes.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Tabla 22 Proyectos de ampliaciones que deben dar inicio a su construcción en los próximos doce meses

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio ⁷	Plazo Constructivo	Proyecto	VI ⁸ Referencial	COMA Referencial	Responsable
				US\$	US\$/año	
1	Septiembre 2012	14 meses	Interconexión S/E Colbún – Ancoa 220 kV	3.671.111	68.000	Colbún S.A.
2	Julio 2013	24 meses	Normalización S/E Chena 220 kV	18.070.000	295.987	Transelec S.A.
3	Julio 2013	24 meses	Ampliación de la S/E Ciruelos: Barra de Transferencia y Paño Acoplador 220 kV	6.502.222	106.506	Transelec S.A.
4	Julio 2013	24 meses	S/E seccionadora Rahue 220 kV	9.167.778	150.168	Transelec S.A.
5	Marzo 2013	20 meses	Cambio de interruptores S/E Alto Jahuel y Polpaico 220 kV	5.307.778	143.310	Transelec S.A.
6	Noviembre 2013	28 meses	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Diego de Almagro	7.074.444	114.606	Transelec S.A.
7	Julio 2013	24 meses	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 KV en la S/E Carrera Pinto	5.191.111	84.096	Transelec S.A.
8	Noviembre 2013	28 meses	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 KV en la S/E Los Vilos	7.568.889	122.616	Transelec S.A.
9	Julio 2013	24 meses	Incorporación de Barra de Transferencia en 220 KV en la S/E Valdivia	5.627.778	91.170	Transelec S.A.
10	Noviembre 2012	16 meses	Incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Polpaico	1.266.667	34.200	Transelec S.A.
11	Noviembre 2012	16 meses	Incorporación de equipos de maniobra para reactores de 500 kV en S/E Alto Jahuel	1.425.556	38.490	Transelec S.A.
12	Febrero 2012	7 meses	S/E Puerto Montt: respaldo de los SS/AA del equipo CER	308.889	8.340	Transelec S.A.
13	Enero 2013	18 meses	Instalación CCEE en Pan de Azúcar 220 kV	365.556	9.870	Transelec S.A.

Tabla 22: Resumen de las obras nuevas que deben dar inicio a su construcción en los doce meses siguientes.

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI	COMA
				US\$	US\$/año
1	Julio 2016	60 meses	Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV	79.316.000	1.142.000
2	Julio 2016	60 meses	Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV	130.112.000	2.046.000

⁸ Valores de Inversión Referenciales, a Diciembre de 2009

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

N°	Fecha Estimada de Puesta en Marcha	Plazo Constructivo	Proyecto	VI	COMA
3	Julio 2016	60 meses	Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV	305.083.000	4.576.000
4	Julio de 2016	60 meses	Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito	140.408.000	2.022.000
5	Enero de 2017	66 meses	Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli : tendido del primer circuito	45.494.000	942.000
6	Julio de 2014	36 meses	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I	69.018.000	994.000
7	Enero de 2013	18 meses	Instalación de un CER en S/E Cardones	2.541.000	76.230
8	Julio de 2016	60 meses	Nueva Línea Cardones– Diego de Almagro 2x220 kV	36.982.000	766.000

9 JUSTIFICACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN PROPUESTOS

Para la revisión de los planes de expansión del Sistema Troncal del SIC, se modelaron y simularon los siguientes casos estudiados en el estudio de transmisión troncal:

- Caso ETT Base CNE 220: Este caso considera que la expansión del lateral Norte del TxT se realiza a través de sistemas de transmisión del tipo 2x220 kV. También considera la operación de la central TalTal con GNL y el cierre del ciclo combinado de la central.
- Caso ETT Base CNE 500: este caso considera que la expansión del lateral norte del SIC se realiza en torres del tipo 2x500 hasta cardones, pero energizadas en 220 kV. A partir del año 2020, el tramo Polpaico-Pan de Azúcar pasa a energizarse a 500 kV. Al igual que el anterior caso, considera que la central TalTal dispone de GNL para su operación y se realiza el cierre del ciclo combinado.
- Caso ETT Alternativo 1: Este caso considera que la expansión del lateral norte del TxT, se realiza en torres del tipo 2x500 hasta la subestación cardones, pero no considera transformación en la subestación Maitencillo. A diferencia de los casos anteriores, este caso considera que la central TalTal no dispone de GNL para su operación y no se produce el cierre del ciclo combinado.

Para el caso de las instalaciones del área de influencia común, los tres casos anteriores consideran casi las mismas expansiones y sólo difieren en las fecha de puesta en servicio de los proyectos.

Para el lateral sur del Sistema Troncal, los tres casos anteriores establecen la expansión de un sistema de 500 kV para el año 2023.

Es importante mencionar que estos tres primeros casos fueron definidos por el consultor del ETT.

Para la obtención del plan de obras óptimo se han considerado dos nuevos casos:

- Caso ETT 500 Maitencillo: Este difiere levemente respecto el considerado en el Estudio de Transmisión Troncal, se considera que la expansión del lateral norte del Sistema Troncal, se realiza en torres del tipo 2x500 hasta la subestación Cardones, a lo cual se adiciona considerar transformación 500/220 en las subestaciones Maitencillo, Pan de Azúcar y Cardones. Adicionalmente, la diferencia entre este caso y los anteriores, es que para esta escenario no se considera la interconexión entre la subestación Colbún y Ancoa a nivel de 220 kV. Al igual que los casos bases, se considera que la central TalTal dispone de GNL y se produce el cierre del ciclo combinado. Las demás expansiones del área de influencia común y del lateral son similares a las del caso bases, solo difiriendo en las fechas de puesta de servicios de las obras.
- Caso ETT 500 con Colbún: Este caso considera las mismas expansiones que el caso anterior, pero la diferencia radica que se considera la interconexión de la subestación Colbún y Ancoa a nivel de 220 kV, hasta que comienza la operación del tercer circuito entre Ancoa y Alto Jahuel.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Como caso base, se considero la simulación del sistema considerando la base de datos de la fijación de precio nudo y las expansiones ahí indicadas. Adicionalmente se consideró, el sistema de 154 kV Alto Jahuel-Itahue sin modificación del nivel de tensión y operando de manera abierta.

Cabe señalar que los valores de inversión considerados para estas evaluaciones fueron obtenidos de versiones preliminares del informe final del ETT en curso, los que fueron actualizados para efectos de realizar las recomendaciones. No obstante lo anterior, las decisiones de expansión no se ven afectadas por esta consideración.

9.1 Costos de Operación Esperados

En la Tabla 23 se presentan los costos de operación esperados en MMUS\$ para todos los casos simulados.

Tabla 23: Costos de operación esperados en [MMUS\$], periodo 2011-2027.

Años	Caso Base ⁹ (154 kV Abierto)	Caso Base ETT CNE220	Caso Base ETT CNE500	Caso ETT Alternativo 1	Caso ETT 500 Maitencillo	Caso ETT 500 con Colbún
2011	1364	1273	1273	1273	1273	1273
2012	1386	1051	1051	1052	1158	1051
2013	1452	1018	1018	1027	1039	1016
2014	1338	1135	1135	1241	1128	1134
2015	1457	1308	1308	1526	1285	1321
2016	1642	1443	1443	1603	1422	1418
2017	1804	1554	1555	1628	1510	1514
2018	1913	1737	1732	1849	1707	1709
2019	2296	1998	1990	2142	1978	1981
2020	2011	1933	1925	2079	1923	1922
2021	2259	1977	1968	2137	1964	1970
2022	2134	1952	1945	2158	1947	1944
2023	2225	1960	1957	2184	1961	1957
2024	2377	2112	2083	2382	2096	2089
2025	2758	2304	2272	2573	2276	2285
2026	2764	2299	2239	2418	2241	2230
2027	2554	2251	2185	2383	2195	2197

En la Tabla 24 se presenta el resumen de los ahorros en costos de operación de los casos simulados, tomando como referencia la operación del caso base. Como se puede apreciar, el caso que presenta los mayores beneficios es el caso ETT 500 Con Colbún, seguido por el

⁹ Este caso es el caso base y que representa la base de datos de la fijación de precio nudo, extendida hasta el año 2025. Solo se consideró abierto el sistema de 154 kV entre Alto Jahuel y Itahue.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

caso Base ETT CNE 500.

Tabla 24: Ahorro en costos de operación en [MMUS\$]

Años	Caso Base (154 kV Abierto)	Caso Base ETT CNE220	Caso Base ETT CNE500	Caso ETT Alternativo 1	Caso ETT 500 Maitencillo	Caso ETT 500 con Colbún
2011	0	91	91	91	91	91
2012	0	335	335	334	228	335
2013	0	433	433	425	413	435
2014	0	203	203	97	209	204
2015	0	150	150	-69	172	136
2016	0	199	198	39	220	224
2017	0	250	250	176	294	291
2018	0	176	181	64	206	204
2019	0	298	306	154	318	315
2020	0	77	86	-69	88	89
2021	0	282	291	121	295	288
2022	0	182	189	-24	187	190
2023	0	264	268	40	264	268
2024	0	265	293	-5	280	287
2025	0	453	486	184	482	473
2026	0	465	526	346	523	534
2027	0	303	369	171	359	357
Valores Presente		\$ 1,969.12	\$ 2,024.99	\$ 1,080.91	\$ 1,984.82	\$ 2,063.43

De acuerdo con lo señalado en el estudio de transmisión troncal, el caso óptimo a implementar es el caso base ETT CNE 500, el cual se asemeja al caso ETT 500 con Colbún, ya que la expansión del lateral norte del SIC se realiza en torres tipo 2x500 kV, pero solo se energiza hasta la subestación Pan de Azúcar en 500 kV, en cambio el caso óptimo establece la energización en 500 kV hasta la subestación Cardones.

En el estudio de transmisión troncal, se establece que las nuevas líneas entre Pan de Azúcar y Cardones se construyen en torres del tipo 2x500, pero son energizadas en 220 kV. Esta solución es similar a lo presentado, ya que también se establece una expansión en ese sentido, solo que desde el punto de vista de los costos de operación resulta conveniente operar en 500 kV desde la entrada en servicio del nuevo sistema de transmisión.

Con respecto al caso ETT Alternativo 1, los beneficios esperados son menores que todos los demás casos, ya que en el ETT se consideró que la central TalTal no dispone de GNL para su operación, y por lo tanto, el plan de obras de generación se ve modificado, ya que al disponer

solo de Diesel las unidades de TalTal, éstas aparecen despachadas en los casos con probabilidades de excedencia altos o de una falla del sistema de transmisión.

9.2 Costos de Inversión

En la Tabla 25, se presentan los costos de inversión para cada uno de los planes de expansión.

Tabla 25: Costos de inversión de los casos revisados, en MMUS\$.

Años	Costo de Inversión (Delta aVI en MMUSD)					
	Caso Base (Open 154kV)	Caso Base ETT CNE 220	Caso Base ETT CNE 500	Caso ETT Alternativo 1	Caso ETT 500 Maitencillo	Caso ETT 500 con Colbún
2011	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51
2012	12.20	12.48	12.48	12.48	14.70	12.48
2013	21.01	24.64	24.64	24.64	24.64	24.64
2014	66.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2015	18.07	10.59	10.59	2.51	9.48	9.48
2016	37.20	76.53	77.02	110.38	143.01	145.52
2017	0.00	19.48	19.48	46.71	0.00	0.00
2018	0.00	34.40	34.40	28.45	0.00	0.00
2019	2.51	1.06	1.06	1.06	0.00	0.00
2020	0.00	0.85	0.85	10.93	0.00	0.00
2021	0.00	9.09	32.40	6.26	0.00	0.00
2022	0.00	2.51	2.51	6.53	0.00	0.00
2023	0.00	21.66	21.66	3.57	27.61	27.61
2024	0.00	12.68	12.68	0.00	6.26	6.26
2025	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2026	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	160.06	228.48	252.27	256.02	228.22	228.50

Como se puede apreciar, la diferencia de los planes de obras, casos ETT 500 Maitencillo y ETT 500 con Colbún, está dada exclusivamente por el costo de la interconexión entre las subestaciones Colbún y Ancoa. De igual forma, en el caso donde se incorpora esta interconexión, se considera que el segundo Banco de la subestación Ancoa entra en operación en Julio de 2016, y por lo tanto, se muestra una pequeña diferencia en los costos de inversión dada por los años.

En términos de inversión, los casos ETT 500 Maitencillo y ETT 500 con Colbún tienen un nivel de inversión similar al caso base ETT CNE 220, pero este último caso tiene la inversión más dispersa. En cambio para los casos evaluados, prácticamente toda la inversión se realiza en el año 2016, debido a que se ha considerado que la construcción de un sistema de 500 kV y

220 kV demora 5 años, dado que se requiere que las obras entren en servicio antes del año 2016.

9.3 Ingresos Tarifarios

A continuación se detallan los Ingreso Tarifarios (en adelante IT) de los tramos del sistema troncal que están bajo análisis de la justificación económica para su materialización.

Uno de los tramos en cuestionamiento, es tramo cardones-Maitencillo, ya que de acuerdo con lo indicado por la DP del CDEC-SIC, este tramo no debiese ampliarse porque no se justifica económicamente.

Como se aprecia en la Tabla 26, en la línea Cardones-Maitencillo se generan una serie de IT debido a su congestión durante el periodo 2011 a 2016. La disminución de los IT del año 2014 (sin haber ingresado el sistema de transmisión recomendado) es originada por el cierre del ciclo combinado de la Central TalTal, que se ha supuesto operando con GNL del Terminal de Mejillones.

Tabla 26: Ingresos Tarifarios en MMUS\$ para el Tramo Cardones-Maitencillo

Año	Total Año Hidrológico [MMUSD]	Total Año Calendario [MMUSD]
2010	4.636	1.923
2011	16.970	8.843
2012	12.146	15.724
2013	30.069	36.055
2014	9.773	8.880
2015	12.719	12.034
2016	2.931	5.551
2017	0.877	0.933
2018	0.933	0.912
2019	3.134	1.019
2020	7.307	5.581
2021	14.942	13.195

Si se suman los IT esperados para el periodo anteriormente indicado, se alcanza la suma de 89 [MMUS\$]; es decir, con dos años de saturaciones en la línea 3x220 Cardones-Maitencillo, se podrían financiar los nuevos sistemas de transmisión propuestos.

Para el caso del sistema de transmisión lateral norte del SIC, se aprecia que para que el beneficio se vea reflejado, debería hacer ingreso un nuevo sistema de transmisión en el tramo Cardones-Maitencillo en el año 2011 o bien 2012, ya que considerando solo esos dos años se obtiene un IT acumulado de 24,5 MMUS\$. Si se incluye el año 2013, los IT acumulados aumentan a 60,6 MMUS\$, lo que financiaría el nuevo sistema de transmisión, demostrando con esto que se requiere mayor capacidad de transmisión en el menor tiempo posible, por lo

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

tanto si bien se recomienda la entrada en servicio de las obras de expansión para el año 2016, debido a los plazos constructivos que están siendo considerados, se espera que estas obras entren en operación lo antes posible, de manera que se evite la generación de altos ingresos tarifarios.

En la Tabla 27 se detallan los IT del tramo Maitencillo-Punta Colorada para el periodo 2010 a 2021.

Tabla 27: Ingresos Tarifarios en MMUS\$ para el Tramo Maitencillo-Punta Colorada

Año	Total Año Hidrológico [MMUSD]	Total Año Calendario [MMUSD]
2010	0.796	0.239
2011	1.361	1.514
2012	3.273	1.328
2013	10.231	6.315
2014	6.721	11.579
2015	8.375	9.241
2016	0.598	1.116
2017	-0.013	0.034
2018	-0.025	-0.023
2019	0.280	0.098
2020	0.439	0.387
2021	0.701	0.638

Como se aprecia, se producen importantes IT debido a la congestión del sistema de transmisión. Una vez que comienza a operar la expansión del Sistema Troncal en 500 kV en julio del año 2016, los IT bajan considerablemente. Es importante indicar, que durante el periodo de congestión del sistema de transmisión, los IT acumulados alcanzan los 29,7 MMUS\$.

En la Tabla 28 se detallan los IT del tramo Alto Jahuel-Ancoa en 500 kV. Como se puede apreciar, cuando ingresa el tercer circuito de 500 kV entre Alto Jahuel y Ancoa, los IT bajan en aproximadamente 4,3 MMUS\$.

Tabla 28: Ingresos Tarifarios en MMUS\$ para el Tramo Ancoa- Alto Jahuel

Año	Total Año Hidrológico [MMUSD]	Total Año Calendario [MMUSD]
2010	3.537	2.073
2011	9.833	7.875
2012	18.338	18.949
2013	14.416	14.575
2014	14.677	14.574

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

2015	16.889	16.405
2016	14.424	15.337
2017	19.706	18.290
2018	22.394	22.608
2019	21.906	22.461
2020	22.408	21.963
2021	20.563	21.867

Es importante indicar, que en la Tabla 28 se aprecian unos IT importantes, y estos se deben a la gran utilización que tiene el sistema de 500 kV.

En la Tabla 29 se detallan los IT del sistema Charrúa-Ancoa en 500 kV. Como se puede apreciar antes que ingrese el tercer circuito de 500 kV (Julio de 2016), los IT del tramo son importantes, alcanzando valores que podrían pagar en un corto período de tiempo la inversión del sistema de transmisión.

Tabla 29: Ingresos Tarifarios en MMUS\$ para el Tramo Charrúa-Ancoa

Año	Total Año Hidrológico [MMUSD]	Total Año Calendario [MMUSD]
2010	1.275	0.805
2011	3.125	2.152
2012	5.497	5.907
2013	68.047	66.061
2014	76.490	75.637
2015	83.790	83.140
2016	20.042	23.377
2017	10.061	9.469
2018	10.713	10.750
2019	10.109	10.604
2020	10.458	10.046
2021	9.213	9.977

Una vez que ingresa el nuevo circuito de 500 kV (julio de 2016), los IT se mantienen en valores razonables, debido a la alta utilización del sistema de transmisión. Esto demuestra la necesidad de que la obra comience su operación en el menor tiempo posible.

En la Tabla 30, se muestran los IT del banco de autotransformador 500/220 de la subestación Alto Jahuel. Como puede apreciarse, los IT para el periodo 2011 a 2016 son relevantes, pero estos tienden a disminuir una vez que se coloca en funcionamiento la subestación Lo Aguirre, ya que la nueva subestación permite transferir parte de los flujos que bajan por el transformador de Alto Jahuel para ir abastecer la demanda del centro de Carga de la Región

Metropolitana (Cerro Navia).

Lo descrito en el párrafo anterior refuerza la idea que la S/E Lo Aguirre se transforma en un nuevo punto de abastecimiento y apoyo a todo el sistema de la Región Metropolitana, ya que permite aliviar el sistema de 220 kV.

Tabla 30: Ingresos Tarifarios en MMUS\$ para el Transformador 500/220 de Alto Jahuel

Año	Total Año Hidrológico [MMUSD]	Total Año Calendario [MMUSD]
2010	2.538	0.498
2011	7.690	8.393
2012	4.215	4.651
2013	2.778	3.057
2014	1.737	1.797
2015	3.430	3.401
2016	2.780	3.240
2017	0.939	0.897
2018	1.318	1.236
2019	1.644	1.653
2020	2.937	2.815
2021	11.415	11.284

A partir del año 2020, nuevamente se comienzan a elevar los IT del tramo y comienza a justificarse la instalación de un nuevo banco en la subestación Alto Jahuel. Para el periodo 2011-2016 los IT acumulados alcanza la cifra de 24,6 MMUS\$, monto que permitiría financiar un nuevo banco de transformadores en la subestación Alto Jahuel.

En la Tabla 31, se detallan los IT del banco de autotransformadores 500/220 de la subestación Ancoa. Al igual que el anterior caso, para el periodo bajo análisis, es decir para el periodo 2011 a 2014, solo por los IT que produce en esta instalación se justifica la incorporación de un nuevo banco de 750 MVA.

Tabla 31: Ingresos Tarifarios en MMUS\$ para el Transformador 500/220 de Ancoa.

Año	Total Año Hidrológico [MMUSD]	Total Año Calendario [MMUSD]
2010	0.125	0.070
2011	0.916	0.842
2012	2.256	2.090
2013	19.502	19.207
2014	40.054	36.022
2015	85.073	84.205

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

2016	13.836	19.292
2017	0.284	0.266
2018	0.310	0.309
2019	0.334	0.327
2020	0.361	0.365
2021	0.338	0.342

Si la ampliación se realiza el año 2016, los IT del año 2015 permiten pagar todos los costos de inversión de la nueva línea entre Charrúa y Ancoa en 500 kV, lo que refuerza la necesidad de la ampliación. Por lo anteriormente expuesto, se recomienda el adelanto de esta obra para el año 2012. Esta fecha aparece como factible, dado que en la subestación Ancoa deberían encontrarse los paños de transformación necesarios, puesto que el transformador que se ubica actualmente en la subestación Polpaico estaba ubicado en la subestación Ancoa.

En la Tabla 32, se presentan los IT de banco de autotransformadores 500/220 de la subestación Charrúa. Al igual que el caso anterior, solo en el año 2013 se recuperaría la inversión de un nuevo banco de autotransformadores.

Tabla 32: Ingresos Tarifarios en MMUS\$ para el Transformador 500/220 de Charrúa

Año	Total Año Hidrológico [MMUSD]	Total Año Calendario [MMUSD]
2010	0.136	0.085
2011	1.171	1.073
2012	67.098	65.849
2013	4.063	5.342
2014	0.507	0.514
2015	0.560	0.552
2016	0.638	0.663
2017	1.023	0.975
2018	1.106	1.113
2019	0.878	0.917
2020	0.900	0.864
2021	0.732	0.794

Se recomienda la opción de adelantar el tercer banco de autotransformadores 500/220 para el año 2012, dado la necesidad de expansión del tramo.

Finalmente, con respecto al lateral sur del sistema troncal, el tramo que presenta mayores congestiones de transmisión es Valdivia-Ciruelos. En la Tabla 33, se detallan los IT del tramo bajo análisis. Como puede apreciarse, para los años 2014 a 2016 los IT son importantes, de hecho, el IT acumulado para esos tres años alcanza la cifra de 21,9 MMUS\$, valor que

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

financiaría la inversión de la nueva línea de transmisión.

Tabla 33: Ingresos Tarifarios en MMUS\$ para el tramo Valdivia-Ciruelos.

Año	Total Año Hidrológico [MMUSD]	Total Año Calendario [MMUSD]
2010	0.249	0.098
2011	0.223	0.286
2012	0.144	0.168
2013	2.024	0.982
2014	7.397	3.988
2015	11.986	7.765
2016	1.457	10.136
2017	0.210	0.207
2018	0.228	0.216
2019	0.329	0.230
2020	0.625	0.390
2021	0.933	0.696

Se recomienda ampliar este sistema.

10 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA DEMANDA DEL NORTE CHICO DEL SIC

Para el análisis de sensibilidad de la demanda en el Norte Chico del SIC, se consideró un aumento equitativo en toda la demanda al norte de la subestación Pan de Azúcar, para verificar la suficiencia del plan de obras de transmisión propuesto.

Los porcentajes de crecimiento de la demanda se presentan en la Tabla 34.

Tabla 34: Demandas del caso base y del análisis de sensibilidad

Años	Demanda Caso Base [GWh]	Demanda Sensibilidad Norte Chico [GWh]	Diferencia
2011	43528	43495	-0.08%
2012	46332	47136	1.70%
2013	49181	50920	3.42%
2014	52110	54523	4.43%
2015	55149	57844	4.66%
2016	58349	60939	4.25%
2017	61679	64574	4.48%
2018	65168	67690	3.73%
2019	68850	70969	2.99%
2020	72747	74469	2.31%
2021	76873	78218	1.72%
2022	81244	82659	1.71%
2023	85875	87369	1.71%
2024	90783	92367	1.72%
2025	95985	97672	1.73%

Bajo este nuevo escenario, se procedió a revisar y verificar el estado de las instalaciones del lateral norte del sistema troncal.

Como se puede apreciar en la siguiente tabla, los IT del tramo Cardones-Maitencillo son sumamente elevados. Para los años 2012 a 2016, se alcanzaría la cifra de 1.557 MMUS\$.

Tabla 35: Ingresos Tarifarios en MMUS\$ para el tramo Cardones-Maitencillo, análisis de sensibilidad de la demanda.

Año	Total Año Hidrológico [MMUSD]	Total Año Calendario [MMUSD]
2010	4.690	1.980
2011	84.663	8.807
2012	251.289	290.690
2013	303.777	248.006

Año	Total Año Hidrológico [MMUSD]	Total Año Calendario [MMUSD]
2014	362.442	332.919
2015	486.779	512.253
2016	75.074	173.926
2017	0.907	0.918
2018	1.034	0.865
2019	10.262	7.764
2020	14.108	12.752
2021	16.437	14.729

Para este escenario de simulación, se puede indicar que a partir del año 2012, el tramo Cardones-Maitencillo presenta en promedio un 90% de escenarios con saturación, lo que se traduce en un desacople económico de los CMg entre Maitencillo y Cardones. Un aumento de demanda al norte de la subestación Pan de Azúcar significa un aumento en los niveles de congestión que posee el tramo Cardones-Maitencillo.

Una vez que ingresa el sistema de 500 kV hasta la subestación Cardones, los ingresos tarifarios se normalizan. Por lo tanto, es de esperar que una vez que ingresen los proyectos de expansión del lateral norte del SIC, se puedan controlar las congestiones del sistema de 220 kV.

Una situación similar ocurre con el actual sistema de transmisión de 220 kV desde Nogales hasta Pan de Azúcar. Para este escenario de demanda, se alcanza en promedio un 75% de los escenarios de operación con congestión en las líneas de transmisión de 220 kV, produciéndose excesivos IT y desacoples económicos de los costos marginales de las subestaciones al norte de Nogales.

Se puede indicar, que una vez que ingresa la expansión en 500 kV desde Polpaico hasta Cardones, con transformación 500/220 en Maitencillo y Pan de Azúcar, los escenarios de operación con desacoples desacoplada disminuyen considerablemente para todos los tramos que se ubican al sur de la subestación Maitencillo.

En la Tabla 36 se detalla el costo de operación esperado para los casos base, caso ETT 500 con Colbún y el caso de sensibilidad de la demanda en la zona norte del SIC

Tabla 36: Comparación del costo de operación en MMUS\$ esperado para el caso sensibilidad, el caso base y el caso óptimo propuesto.

Años	Caso Base (154 kV Abierto)	Caso ETT 500 con Colbún	Caso Sensibilidad Demanda Norte Chico
2011	1364	1273	1270
2012	1386	1051	1179
2013	1452	1016	1256
2014	1338	1134	1366
2015	1457	1321	1739
2016	1642	1434	1765

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Años	Caso Base (154 kV Abierto)	Caso ETT 500 con Colbún	Caso Sensibilidad Demanda Norte Chico
2017	1804	1527	1849
2018	1913	1723	2011
2019	2296	1985	2217
2020	2011	1916	2090
2021	2259	1958	2102
2022	2134	1956	2117
2023	2225	1963	2122
2024	2377	2117	2304
2025	2758	2332	2567
2026	2764	2332	2559
2027	2554	2294	2515

En la Tabla 37, se detalla los ahorros del sistema debido a la incorporación de los proyectos de expansión del sistema de transmisión troncal.

Tabla 37: Comparación del ahorro en costos de operación esperados en MMUS\$ para el caso sensibilidad, el caso base y el caso óptimo propuesto.

Años	Caso Base (154 kV Abierto)	Caso ETT 500 con Colbún	Caso Sensibilidad Demanda Norte Chico
2011		91	94
2012		335	207
2013		435	196
2014		204	-28
2015		136	-282
2016		224	-123
2017		291	-45
2018		204	-98
2019		315	79
2020		89	-79
2021		288	157
2022		190	17
2023		268	103
2024		287	73
2025		473	191

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Años	Caso Base (154 kV Abierto)	Caso ETT 500 con Colbún	Caso Sensibilidad Demanda Norte Chico
2026		534	205
2027		357	39
Valor Presente		1981.66	281.92

Se aprecia que el sistema de 500 kV hasta la S/E Cardones opera de manera eficiente, aún presentandose un ahorro en la operación esperada al ser comparada con el caso base, incluso frente a un escenario de aumento de la demanda como el supuesto para el análisis de sensibilidad.

11 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PROYECTO S/E LO AGUIRRE

Con el objetivo de analizar los beneficios económicos de la incorporación del proyecto de subestación Lo Aguirre, se ha preparado el siguiente análisis de sensibilidad. Como Base se utiliza el plan de obras de transmisión Caso ETT 500 con Colbún, propuesto, y sobre él se presentan variaciones en las fechas de entrada en servicio del proyecto, las variaciones propuestas son las siguientes:

- Entrada en servicio del proyecto Lo Aguirre en julio de 2014.
- Entrada en servicio del proyecto Lo Aguirre en enero de 2019, coincidente con la entrada del primer módulo hidroeléctrico.

Cabe recordar que en el plan mencionado, la entrada en servicio del proyecto Lo Aguirre se materializa en julio de 2015.

Costos de Operación

Al analizar el costo de operación del sistema frente a la sensibilización de la fecha de entrada en servicio se observan los siguientes efectos:

Tabla 38: Costos de Operación sensibilización Lo Aguirre.

Costos de Operación [MMUS\$]			
Años	Caso Base (ETT2010Caso500Col)	Adelanta Lo Aguirre	Atrasa Lo Aguirre
2010	192	192	192
2011	1273	1273	1273
2012	1051	1051	1051
2013	1016	1016	1016
2014	1134	1132	1134
2015	1321	1319	1321
2016	1434	1434	1423
2017	1527	1525	1538
2018	1723	1723	1721
2019	1985	1986	1999
2020	1916	1916	1926
2021	1958	1957	1975
2022	1956	1956	1957

Costos de Operación [MMUS\$]			
Años	Caso Base (ETT2010Caso500Col)	Adelanta Lo Aguirre	Atrasa Lo Aguirre
2023	1963	1963	1967
2024	2117	2117	2117
2025	2332	2332	2333
2026	2332	2331	2332
2027	2294	2294	2296
2028	867	868	863

Si se obtiene la diferencia de cada uno de los casos con respecto al caso base y se obtiene valor presente los resultados son los siguientes:

Tabla 39: Valor Presente Costos de Operación sensibilización Lo Aguirre.

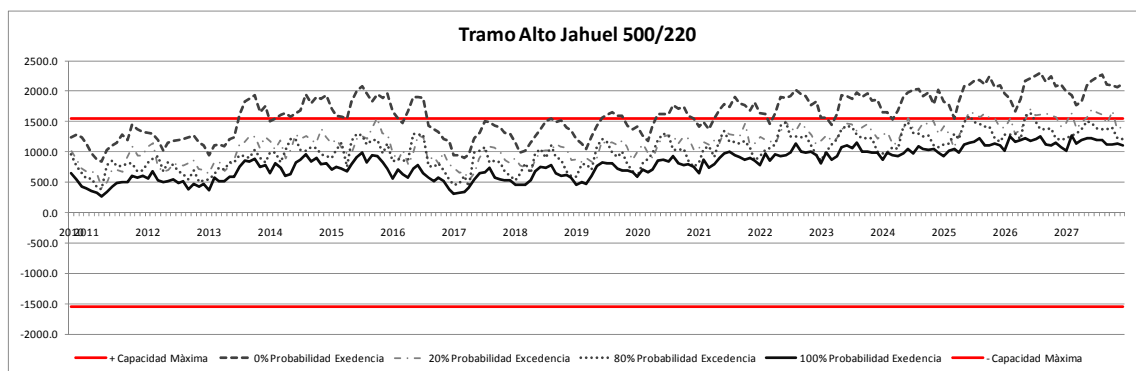
Valor Presente Ahorro Costos de Operación [MMUS\$]		
Caso Base (ETT2010Caso500Col)	Adelanta Lo Aguirre	Atrasa Lo Aguirre
\$ 0.00	\$ 4.14	-\$ 15.60

De la lectura de la tabla se observa que el solo hecho de adelantar la construcción de la S/E lo Aguirre significa un ahorro en costos de operación de 4,14 millones de dólares en valor presente; sin embargo, si por alguna razón existe un retraso en la construcción del proyecto, existirá un incremento de dicho valor presente, llegando a valores del orden de los 15 millones de dólares en el caso que su materialización se lleve a cabo en el 2019.

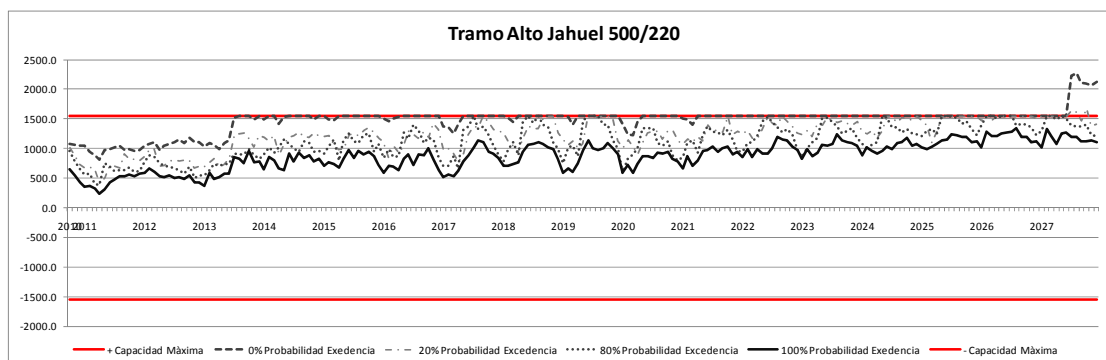
Flujos de Potencia y Obras de transmisión Anexas

Tal como se ha señalado durante el desarrollo del presente informe, el proyecto de subestación Lo Aguirre es necesario para el abastecimiento de la demanda de la Región Metropolitana. Esta afirmación se refuerza al observar los efectos que se presentan sobre el sistema al existir un retraso en la decisión de construcción.

Si se observa el gráfico siguiente, el proyecto Lo Aguirre alivia los flujos de potencia por el transformador de la S/E Alto Jahuel.

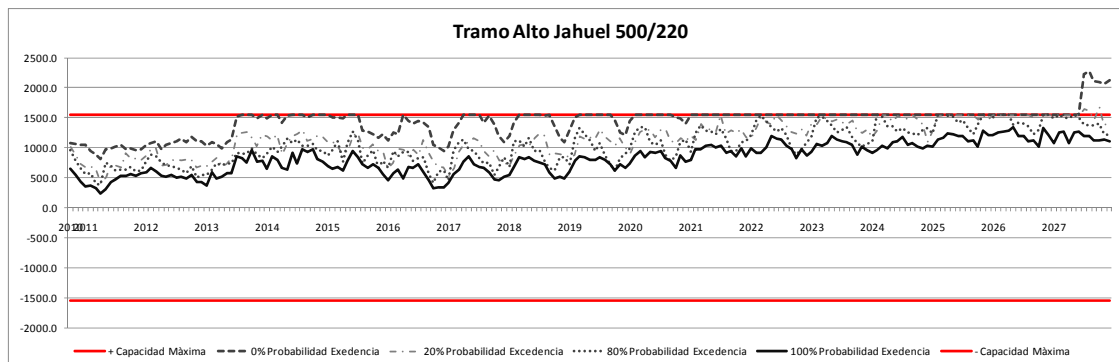


Si el proyecto de S/E Lo Aguirre no entra en operación en la fecha recomendada se observa el siguiente efecto sobre el transformador:



A partir del año 2014 el transformador Alto Jahuel 500/220 presenta saturaciones de transmisión, haciendo necesaria e inevitable la instalación de un tercer banco de transformadores este año.

Al considerar la entrada en operaciones de la S/E lo Aguirre es posible retrasar esta obra (tercer banco de transformadores) hasta el año 2020. Las limitaciones que se observan en el periodo 2013-2016 se deben a la entrada en servicio del tercer circuito de 500 kV entre Ancoa y Alto Jahuel, las que se pueden disminuir adelantando la entrada en servicio del proyecto de S/E lo Aguirre.



Si bien el adelanto de la S/E Lo Aguirre no elimina las limitaciones de transmisión del transformador de Alto Jahuel, éstas se reducen notablemente.

Ingresos Tarifarios

Ingresos Tarifarios Total Sistema [MMUS\$]			
Años	Caso Base (ETT2010Caso500Col)	Adelanta Lo Aguirre	Atrasa Lo Aguirre
2010	50.61	50.61	50.61
2011	364.63	364.63	364.63
2012	196.86	196.86	196.86
2013	182.10	182.10	182.10
2014	180.23	179.87	180.23
2015	246.33	241.32	246.86
2016	121.16	122.57	95.70
2017	138.64	138.58	110.73
2018	143.90	143.85	139.62
2019	128.75	128.60	203.34
2020	123.18	123.24	123.75
2021	167.75	167.42	168.29
2022	210.65	210.75	211.07
2023	308.61	308.50	308.27
2024	547.64	547.62	546.88
2025	1014.18	1013.87	1013.10
2026	1185.73	1184.93	1186.40
2027	1201.49	1201.06	1199.37
Total	6512.42	6506.38	6527.80
Ahorro c/r Base	0	6.04	-15.38

Se observa que al adelantar el proyecto Lo Aguirre se produciría un ahorro en Ingresos Tarifarios del orden de los 6 millones de dólares, mientras que un retraso del proyecto significa un costo estimado de 15,4 millones de dólares.

Estos valores, sumados a los observados en los costos de operación, significan un ahorro de 10,18 millones de dólares en caso de adelantar el proyecto, y un costo de 30,98 millones de dólares en caso de retrasar la entrada en servicio de la subestación Lo Aguirre hasta el 2019.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Si bien al sumar a los valores indicados las variaciones en las anualidades del valor de inversión de las obras de transmisión adelantadas, lo que desde el punto de vista económico dejaría este adelanto en la indiferencia, por lo que considerar que la realización de estas obras son necesarias para el abastecimiento seguro de la demanda de la región metropolitana.

12 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PROYECTO LÍNEA CHARRÚA-ANCOA

Con el objetivo de analizar los beneficios económicos de la incorporación del proyecto de línea Charrúa – Ancoa 500 kV, se ha preparado el siguiente análisis de sensibilidad. Como Base se utiliza el plan de obras de transmisión Caso ETT 500 con Colbún, propuesto, y sobre él se presenta una variación en la fecha de entrada en servicio del proyecto, la variación propuesta es la siguiente:

- Entrada en servicio en junio de 2013, junto con el tercer banco de transformadores 500/220 kV.

Cabe recordar que en el plan mencionado la entrada en servicio de la línea se materializa en julio de 2016.

Costos de Operación

Al analizar el costo de operación del sistema frente a la sensibilización de la fecha de puesta en servicio se observan los siguientes efectos:

Tabla 40: Costos de Operación sensibilización Charrúa – Ancoa 500 kV.

Costos de Operación [MMUS\$]			
Años	Caso Base (ETT2010Caso500Col)	Adelanta Línea	Ahorro CosOpe
2010	192	192	0
2011	1273	1273	0
2012	1051	1051	0
2013	1016	1003	13
2014	1134	1123	11
2015	1321	1308	13
2016	1434	1444	-10
2017	1527	1537	-10
2018	1723	1732	-9
2019	1985	1991	-6
2020	1916	1919	-3
2021	1958	1964	-6
2022	1956	1957	-1
2023	1963	1963	0
2024	2117	2117	0

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Costos de Operación [MMUS\$]			
Años	Caso Base (ETT2010Caso500Col)	Adelanta Línea	Ahorro CosOpe
2025	2332	2331	1
2026	2332	2331	1
2027	2294	2295	-1

Si se obtiene la diferencia de cada uno de los casos con respecto al caso base y se obtiene valor presente los resultados son los siguientes:

Tabla 41: Valor Presente Costos de Operación sensibilización Charrúa - Ancoa.

Valor Presente Ahorro Costos de Operación [MMUS\$]	
Caso Base (ETT2010Caso500Col)	Adelanta Línea
\$ 0.00	\$ -4,03

De la lectura de la tabla se observa que al adelantar la construcción de la línea Charrúa – Ancoa, coincidiendo su entrada en operación con el tercer banco de transformadores, se presenta un ahorro en los costos de operación, que se desvanece con la entrada en operación del cuarto banco de transformadores, el cual satura nuevamente la línea.

Ingresos Tarifarios

Ingresos Tarifarios Total Sistema [MMUS\$]		
Años	Caso Base (ETT2010Caso500Col)	Adelanta Línea
2010	50.61	50.6
2011	364.63	364.6
2012	196.86	196.9
2013	182.1	124.9
2014	180.23	113.5
2015	246.33	177.5
2016	121.16	243.2
2017	138.64	308.6
2018	143.9	547.8
2019	128.75	1013.9

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Ingresos Tarifarios Total Sistema [MMUS\$]		
Años	Caso Base (ETT2010Caso500Col)	Adelanta Línea
2020	123.18	1182.2
2021	167.75	1199.6
2022	210.65	534.3
2023	308.61	308.6
2024	547.64	547.8
2025	1014.18	1013.9
2026	1185.73	1182.2
2027	1201.49	1199.6
Total	6512.42	10309.6
Costo c/r Base	0	3797,1

Se observa que al adelantar el proyecto Charrúa - Ancoa se produciría un ahorro en Ingresos Tarifarios hasta el ingreso del cuarto banco de transformadores, momento en el cual la situación se revierte presentando ingresos tarifarios mayores debido a la saturación de la línea.

Por lo anteriormente descrito, se recomienda la construcción de la línea 2x500 kV Charrúa – Ancoa, tendiendo un circuito, y estudiar en revisiones posteriores las condiciones del parque generador que condicionen la entrada del cuarto banco de transformadores en la S/E Charrúa. De acuerdo con los análisis efectuados, al momento de entrar en operación el cuarto banco de transformadores se requeriría contar con el cuarto circuito entre Charrúa y Ancoa en 500 kV para permitir la evacuación de las generaciones locales y aquellas presentes en la zona sur del país.

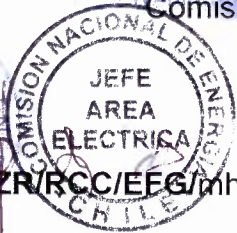
13 ADELANTO CER EN CARDONES

Mediante carta D.P. N°067 de fecha 27 de diciembre de 2010, La Dirección de Peajes del CDEC-SIC, señaló a esta Comisión que el adelanto de esta obra presenta beneficios respecto de la recomendación original realizada por el consultor del ETT. De acuerdo a los antecedentes presentados por esa Dirección, esta Comisión estima pertinente recomendar el adelanto del CER en Cardones.

ARTÍCULO SEGUNDO: Comuníquese la presente Resolución a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, a través de su envío por correo electrónico y publíquese en la página web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese.


JUAN MANUEL CONTRERAS SEPÚLVEDA
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía



JCS/PRM/CGC/CZR/RCC/EEG/mhs

Distribución:

1. Destinatarios;
2. Direcciones CDEC-SIC;
3. Direcciones CDEC-SING;
4. Ministerio de Energía;
5. Superintendencia de Electricidad y Combustibles;
6. Gabinete Secretaría Ejecutiva, CNE;
7. Área Jurídica CNE;
8. Área Eléctrica CNE;
9. Archivo Res. Exentas.