

REF: Aprueba "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2014-2015".

SANTIAGO, 02 de marzo de 2015

RESOLUCION EXENTA N° 96

- VISTOS:**
- a) Lo dispuesto en el artículo 7° y 9° letra h) del D.L. 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la Comisión, modificado por Ley 20.402 y Ley 20.776;
 - 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) Lo dispuesto a través de la Ley N° 20.726 de 2014, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes;
 - e) Lo indicado en el Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal, cuadrienio 2011-2014, cuyo texto rectificado fue aprobado a través de Resolución Exenta N° 232, de 5 de mayo de 2011;
 - f) Lo informado por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC mediante cartas DP N° 01002/2014, de fecha 30 de octubre de 2014 y DP N° 0010, de fecha 8 de enero de 2015, y Dirección de Peajes del CDEC-SING, mediante carta N° 1262/2014, de fecha 30 de octubre de 2014;
 - g) Lo indicado en el Informe Final del Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018, elaborado por

Consortio Mercados Interconectados y aprobado con fecha 11 de febrero de 2015, por el Comité a que se refiere el artículo 87° de la Ley;

- h) Lo dispuesto en el estudio denominado “Actualización de Antecedentes Técnicos y Económicos para Proyecto de Línea de Interconexión”, realizado por la consultora internacional Manitoba Hydro International Ltd., cuyo respectivo contrato de prestación de servicios fue aprobado a través de Resolución Exenta N° 500, de 2014, de la Comisión;
- i) Lo señalado en el estudio denominado “Análisis Técnico y de Confiabilidad de Alternativas de Proyectos de Líneas para Interconexión de los Sistemas SIC - SING”, realizado por la consultora internacional Transgrid Solutions Inc., cuyo respectivo contrato de prestación de servicios fue aprobado a través de Resolución Exenta N° 571, de 2014, de la Comisión;
- j) Lo dispuesto en el estudio “Evaluación de Impactos Económicos Sociales de un Proyecto de Interconexión Troncal entre los Sistemas SIC y SING”, realizado por la consultora nacional Fuentes Asesorías e Inversiones Ltda., cuyo respectivo contrato de prestación de servicios fue aprobado a través de Resolución Exenta N° 510, de 2014, de la Comisión;
- k) Lo informado por el Ministerio de Energía a través de su Oficio Ord. N° 22, de 8 de enero de 2015;
- l) Lo informado por las Empresas E.CL S.A. y Transmisora Eléctrica del Norte S.A. mediante carta GG/003/2015, de 27 de enero de 2015; y
- m) Lo instruido por el Ministerio de Energía a través de Oficio Ord. N° 148, de 9 de febrero de 2015.

CONSIDERANDO:

- a) Que, se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de la expansión de los sistemas de transmisión troncal;
- b) Que, habiéndose cumplido lo dispuesto en el artículo 99° de la Ley y recibido las propuestas de la Direcciones de Peajes del CDEC-SIC y CDEC-SING, mediante cartas individualizadas en el VISTOS f) de la presente Resolución, la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el señalado artículo, debe presentar, el plan de expansión para los doce meses siguientes, a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, referidos en los artículos 83° y 85° de la Ley, los cuales podrán presentar sus discrepancias ante el Panel de Expertos;
- c) Que, para efectos de evaluar la justificación técnico económico y de política pública asociada a la incorporación del proyecto de interconexión en el Plan de Expansión que se aprueba mediante la presente Resolución, la Comisión Nacional de Energía contrató una serie de estudios individualizados en los Vistos h), i) y j), y cuyos resultados se tuvieron en consideración para la elaboración de los informes técnicos que se adjuntan a esta Resolución; y
- d) Que, el Ministerio de Energía, en el ejercicio de la facultad establecida en el artículo 99° de la Ley, instruyó a la Comisión, mediante Oficio Ord. N° 148, de 2015, que se incorpore la interconexión entre el Sistema Interconectado del Norte Grande y el Sistema Interconectado Central, conforme a los términos y condiciones que en el referido Oficio se explicitan.

RESUELVO

Artículo Primero: Apruébase el siguiente Informe "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2014-2015", que la Comisión Nacional de Energía debe informar conforme lo dispuesto en el artículo 99° de la Ley:



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

**Marzo de 2015
Santiago de Chile**

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	7
2	RESUMEN EJECUTIVO	9
3	PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES.....	10
3.1	Obras de Ampliación	10
3.1.1	Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	10
3.1.2	Seccionamiento del Circuito N°1 Cardones - Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto.....	12
3.1.3	Aumento de Capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	13
3.1.4	Ampliación S/E San Andrés 220 kV	14
3.1.5	Ampliación S/E Cardones 220 kV	14
3.1.6	Cambio de Interruptores 52J3 y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV.....	15
3.1.7	Cambio de Interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV.....	16
3.1.8	Cambio de Interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	17
3.1.9	Cambio de Interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	18
3.1.10	Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV.....	18
3.1.11	Ampliación S/E Temuco 220 kV.....	19
3.2	Obras Nuevas.....	20
3.2.1	Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro, Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro – Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV	21
4	PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE, PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES.....	22
4.1	Obras de Ampliación	22
4.1.1	Extensión Líneas 2x220 kV Crucero – Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	23
4.1.2	Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	24
4.1.3	Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	25
5	OBRA NUEVA INTERCONEXIÓN TRONCAL SIC-SING.....	26
5.1	Proyecto de Interconexión SIC-SING	26
5.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	26
5.1.2	Equipos de Alta Tensión	27
5.1.3	Entrada en Operación.....	27
5.1.4	Valor de Inversión (V.I.) y Costo de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) referenciales.....	27

5.2	Exigencias que debe cumplir el Proyecto de “Sistema de Transmisión 500 kV, Mejillones – Cardones”, de la empresa Transmisora Eléctrica del Norte S.A. como condición para el desarrollo del Proyecto de Interconexión señalado en el numeral 5.1	28
5.2.1	Antecedentes	28
5.2.2	Garantía de cumplimiento de las exigencias técnicas	29
5.2.3	Antecedentes y Documentos que garantizan el cumplimiento de las características técnicas y entrada en operación del Proyecto TEN	29
5.2.4	Recepción conforme de los antecedentes y documentos exigidos.....	34
5.2.5	Del incumplimiento de las exigencias técnicas por parte de la empresa TEN	34
5.3	Obra de Interconexión SIC-SING HVDC	34
5.3.1	Descripción general y ubicación de la obra	34
5.3.2	Equipos de Alta Tensión	35
5.3.3	Entrada en Operación.....	35
5.3.4	Valor de Inversión (V.I.) y Costo de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) referenciales.....	35
6	ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES DE INVERSIÓN REFERENCIAL DE LOS PROYECTOS	36
7	ANTECEDENTES	38
7.1	Proyección de Demanda Utilizada.....	38
7.1.1	Demanda en Sistema Interconectado Central	38
7.1.2	Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande	39
7.1.3	Precio de Combustibles	39
7.1.4	Costo de Falla.....	40
7.1.5	Costos Unitarios de Inversión	40
7.1.6	Ley 20.698	41
7.1.7	Modelamiento de Unidades Solares y Eólicas	42
7.2	Escenarios de Planes de Obra en Generación del SIC y SING	42
7.2.1	Escenario 1 (Carbón).....	42
7.2.2	Escenario 2 (ERNC).....	42
7.2.3	Escenario 3 (GNL)	43
7.2.4	Escenario 4 (ERNC++)	43
7.2.5	Escenario 5 (GNL+Hidro).....	43
7.2.6	Planes de Obra de Generación.....	43
7.3	Planes de Obra de Transmisión	47
8	ANÁLISIS NECESIDADES DE EXPANSIÓN.....	48

8.1	Marco Metodológico	48
8.2	Procedimiento de Adaptación	48
8.2.1	Aspectos Generales de la Metodología	48
8.2.2	Adecuación del Plan de Obras de Generación	49
8.2.3	Adecuación y Definición del Sistema de Transmisión Troncal.....	49
8.2.4	Procedimiento de Sensibilización	49
8.3	Obras de Transmisión	50
8.3.1	Plan de Obras de Transmisión.....	50
8.4	Flujos Resultantes	51
8.4.1	Escenario 1 (Carbón).....	52
8.4.2	Escenario 2 (ERNC).....	54
8.4.3	Escenario 3 (GNL)	56
8.4.4	Escenario 4 (ERNC++)	58
8.4.5	Escenario 5 (GNL+HIDRO).....	60
9	EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS.....	62
9.1	Necesidades de Ampliación de Instalaciones Existentes en el SIC	62
9.1.1	Nuevo Sistema Norte Chico del SIC	62
9.1.2	Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV	64
9.1.3	Necesidades de Ampliación de Instalaciones existentes en el SIC	66
9.1.4	Necesidades de Ampliación de Instalaciones existentes en el SING	68
10	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN	69
10.1	Presupuesto de las Obras de Expansión analizadas.....	71
10.1.1	Valorizaciones de Obras del SING detalladas por partes	71
10.1.2	Valorizaciones de obras del SIC detalladas por partes.....	72
11	ANEXO: ANTECEDENTES EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS	80
11.1	Nuevo Sistema Norte Chico del SIC.....	80
11.2	Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV	82

1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 91° del 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, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la Ley o DFL N° 4, elaboró el "Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal. Cuatrienio 2011-2014", el que fue aprobado mediante Resolución Exenta N° 194¹ de fecha 19 de abril de 2011. 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 31 de diciembre de 2010 por el comité de licitación, constituido según establece en el artículo 87° del DFL N° 4. Las materias que abarcó el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía 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 Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante 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 enviar 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.

En conformidad con lo anterior, con fecha 30 de octubre de 2014, la Comisión recibió² las propuestas de expansión las direcciones de peajes del CDEC-SIC y del CDEC-SING. Además, con fecha 08 de enero de 2015 el CDEC-SIC presentó un complemento a la propuesta presentada en el mes de octubre de 2014³.

¹ Rectificada mediante Resolución Exenta CNE N° 232 de 2011.

² Mediante cartas DP N° 01002/2014 de fecha 30 de octubre de 2014 y CDEC-SING N° 1262/2014 de fecha 30 de octubre de 2014.

³ Mediante Carta DP N° 0010 de fecha 8 de enero de 2015.



La Ley 20.726 de 2014, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes, habilita a la Comisión a incorporar en el Plan de Expansión Anual obras de interconexión. Asimismo, faculta al Ministerio de Energía a instruir a la Comisión dicha incorporación en el Plan.

Con fecha 09 de febrero de 2015, mediante Oficio Ordinario N°148, el Ministerio de Energía dispuso la incorporación del proyecto de interconexión SIC-SING en el presente Plan Anual de Expansión. Las características y exigencias técnicas, como las condiciones, plazos constructivos y demás exigencias del proyecto de interconexión propuesto, como asimismo de la línea adicional de propiedad de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN), que facilita dicha interconexión, se encuentran contenidas en el presente Plan.

Es importante señalar que se adjuntan a la presente resolución, mediante su publicación en la página web, las modelaciones de datos que sirven de respaldo de los cálculos y las planillas de evaluaciones de los mismos.

A continuación se expone el resultado de la revisión realizada por la Comisión, dando así cumplimiento a lo dispuesto en la Ley, en particular a lo establecido en el artículo 99° del DFL N° 4.

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) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), para los doce meses siguientes, dando así cumplimiento a lo establecido en el artículo 99° del DFL N° 4.

El Plan de Expansión presentado se basa en las propuestas de las direcciones de peajes de cada CDEC y en lo presentado por empresas transmisoras 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, para el SIC, un total de 12 proyectos, cuya inversión asciende a un total aproximado de 115 millones de US\$, de los cuales 11 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de 56 millones de US\$ aproximadamente, y un proyecto nuevo, por un total de 60 millones de US\$ aproximadamente.

Para el SING, el Plan de Expansión presenta 3 proyectos de ampliación cuya inversión asciende a un total aproximado de 21 millones de US\$.

Se estima que las obras contenidas en el presente Plan de Expansión iniciarán su construcción durante el segundo semestre de 2015, y su puesta en servicio se llevará a cabo, a más tardar, durante el primer semestre de 2020, dependiendo de la envergadura del proyecto.

Adicionalmente, este Plan de Expansión presenta un proyecto de interconexión SIC-SING, cuya inversión asciende a un total aproximado de 174 millones de US\$, y su puesta en servicio se llevará a cabo, a más tardar, durante el primer semestre del 2021.

3 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES

3.1 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. Dicho plan contiene las obras que deben dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción, según se indica en los numerales siguientes.

Tabla 1: Plan de Expansión Sistema Troncal SIC– Obras de Ampliación

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles de US\$	COMA Referencial miles de US\$	Responsable	Construcción
1	Ene-2018	24 meses	Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	5.802	104	Transec S.A.	Inmediata
2	Ene-2018	24 meses	Seccionamiento del circuito N°1 Cardones - Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto	5.667	102	Eletrans S.A.	Inmediata
3	Jun-2018	29 meses	Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	21.597	389	Transec S.A. / San Andrés SPA	Inmediata
4	Jul-2017	18 meses	Ampliación S/E San Andrés 220 kV	338	6	San Andrés SPA	Inmediata
5	Ene-2018	24 meses	Ampliación S/E Cardones 220 kV	1.406	25	Transec S.A.	Inmediata
6	Ene-2018	24 meses	Cambio de Interruptores 52J3 y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	1.467	26	Colbún Transmisión S.A.	Inmediata
7	Ene-2018	24 meses	Cambio de Interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	3.087	56	Transec S.A.	Inmediata
8	Ene-2018	24 meses	Cambio de Interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	2.082	37	Transec S.A.	Inmediata
9	Ene-2018	24 meses	Cambio de Interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	1.470	26	Transchile S.A.	Inmediata
10	Ene-2018	24 meses	Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV	7.887	142	Colbún Transmisión S.A.	Inmediata
11	Oct-2017	21 meses	Ampliación S/E Temuco 220 kV	4.922	89	Transec S.A.	Inmediata

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

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

3.1.1 AMPLIACIÓN S/E CARRERA PINTO 220 KV

3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación en 220 kV de la S/E Carrera Pinto en configuración interruptor y medio junto con las obras necesarias para dar cabida al seccionamiento del circuito N°1 de la obra Nueva línea Cardones - Diego de Almagro 2x220 kV.

El proyecto considera el desarrollo de nuevas barras principales de la subestación Carrera Pinto 220 kV con capacidad para 480 MVA cada una, en disposición tal que permita el desarrollo de la nueva parte de la subestación en configuración de interruptor y medio, mediante el uso de AIS o por medio de equipos híbridos. El desarrollo de las nuevas barras deberá permitir la instalación de al menos cuatro diagonales para la incorporación de al menos ocho posiciones.

El proyecto de ampliación incluye entre otras la ampliación de la plataforma, la extensión de la malla de tierra subterránea y aérea, la ampliación de la sala de control, la instalación de una nueva protección diferencial de barras para independizar la protección de cada una de las barras principales ampliadas, la construcción de las facilidades asociadas y requeridas para la ampliación de la subestación y toda obra que se requiera para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

Adicionalmente, el proyecto también incluye el traslado de la conexión de la línea Cardones-Carrera Pinto 220 kV, de propiedad de Transelec, desde la barra existente a la nueva sección de las barras de la subestación, en configuración de interruptor y medio, con los equipos de protección correspondientes, el cual debe considerar la nueva capacidad producto de la obra de ampliación descrita en el numeral 3.1.3 “Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro”.

3.1.1.2 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.

3.1.1.3 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 5,80 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 104 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.1.5 Licitación Conjunta

El presente proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra “Seccionamiento del circuito N°1 Cardones -

Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto” descrita en el numeral 3.1.2 del presente artículo, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

3.1.2 SECCIONAMIENTO DEL CIRCUITO N°1 CARDONES - DIEGO DE ALMAGRO EN S/E CARRERA PINTO

3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento en la S/E Carrera Pinto del circuito N° 1 de la obra Nueva línea Cardones - Diego de Almagro 2x220 kV actualmente en construcción. El seccionamiento se debe conectar a la nueva sección a construir en configuración interruptor y medio, incluyendo la construcción de los paños de 220 kV en dicha subestación. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

3.1.2.2 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.

3.1.2.3 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 5,67 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 102 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.2.5 Licitación Conjunta

El presente proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción coordinadamente y en conjunto con la obra “Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV” descrita en el numeral 3.1.1 del presente artículo, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

3.1.3 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LA LÍNEA 1X220 KV CARDONES - CARRERA PINTO - DIEGO DE ALMAGRO

3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la actual línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro de 197 MVA, a una capacidad de 400 MVA, entre otras labores a realizar en estructuras y los conjuntos de aislación de la línea.

Adicionalmente, el proyecto incluye todas las obras y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del cambio de conductor en las subestaciones Diego de Almagro, San Andrés y Cardones, tales como la modificación de conexión de los TT.CC. u otras a efectuar en los paños respectivos y todas las adecuaciones, labores, faenas y obras necesarias para el aumento de capacidad y el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

3.1.3.2 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 estos nudos.

3.1.3.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 29 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 21,60 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 389 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.3.5 Licitación Conjunta

El presente proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción coordinadamente y en conjunto con la obra "Ampliación S/E San Andrés 220 kV" descrita en el numeral 3.1.4, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

3.1.4 AMPLIACIÓN S/E SAN ANDRÉS 220 KV

3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la barra principal de 220 kV de la S/E San Andrés para al menos 600 MVA.

Adicionalmente, el proyecto incluye todas las obras y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio de dicho aumento de capacidad, tales como refuerzos estructurales de los marcos y sus fundaciones de ser necesario.

3.1.4.2 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.

3.1.4.3 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 0,34 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

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

3.1.4.5 Licitación Conjunta

El presente proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción coordinadamente y en conjunto con la obra “Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro” descrita en el numeral 3.1.3, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

3.1.5 AMPLIACIÓN S/E CARDONES 220 KV

3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un interruptor 220 kV al paño de la línea Cardones – Carrera Pinto, modificando su configuración a interruptor y medio, y cuya línea quede conectada a ambas barras principales de la S/E Cardones.

3.1.5.2 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.

3.1.5.3 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,41 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 25 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.6 CAMBIO DE INTERRUPTORES 52J3 Y 52J10 EN S/E ALTO JAHUEL 220 KV

3.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el reemplazo de los interruptores 52J3 y 52J10 de la S/E Alto Jahuel y sus equipamientos, por interruptores con capacidad de ruptura igual o superior a lo que determine el propietario de la instalación, con tal que cada interruptor no sea reemplazado durante su vida útil debido a la superación de su respectiva capacidad de ruptura.

3.1.6.2 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.

3.1.6.3 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,47 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 26 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.6.5 Licitación Conjunta

El presente proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción coordinadamente y en conjunto con las obras descritas en los numerales 3.1.7, 3.1.8 y 3.1.9 del presente artículo, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

3.1.7 CAMBIO DE INTERRUPTORES 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 Y 52J7 EN S/E ALTO JAHUEL 220 KV

3.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el reemplazo de los interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 de la S/E Alto Jahuel y sus equipamientos, por interruptores con capacidad de ruptura igual o superior, a lo que determine el propietario de la instalación, con tal que cada interruptor no sea reemplazado durante su vida útil debido a la superación de su respectiva capacidad de ruptura.

3.1.7.2 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.

3.1.7.3 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 3,09 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 56 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.7.5 Licitación Conjunta

El presente proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción coordinadamente y en conjunto con las obras descritas en los numerales 3.1.6, 3.1.8 y 3.1.9 del presente artículo, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

3.1.8 CAMBIO DE INTERRUPTORES 52JT5, 52JT6 Y 52J15 EN S/E CHARRÚA 220 KV

3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el reemplazo de los interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 de la S/E Charrúa y sus equipamientos, por interruptores con capacidad de ruptura igual o superior, a lo que determine el propietario de la instalación, con tal que cada interruptor no sea reemplazado durante su vida útil debido a la superación de su respectiva capacidad de ruptura.

3.1.8.2 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.

3.1.8.3 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 2,08 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 37 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.8.5 Licitación Conjunta

El presente proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción coordinadamente y en conjunto con las obras descritas en los numerales 3.1.6, 3.1.7 y 3.1.9 del presente artículo, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

3.1.9 CAMBIO DE INTERRUPTORES 52J23 Y 52J3 EN S/E CHARRÚA 220 KV

3.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el reemplazo de los interruptores 52J23 y 52J3 de la S/E Charrúa y sus equipamientos, por interruptores con capacidad de ruptura igual o superior, a lo que determine el propietario de la instalación, con tal que cada interruptor no sea reemplazado durante su vida útil debido a la superación de su respectiva capacidad de ruptura.

3.1.9.2 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.

3.1.9.3 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,47 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 26 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.9.5 Licitación Conjunta

El presente proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción coordinadamente y en conjunto con las obras descritas en los numerales 3.1.6, 3.1.7 y 3.1.8 del presente artículo, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

3.1.10 NUEVA S/E SECCIONADORA PUENTE NEGRO 220 KV

3.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación 220 kV para el seccionamiento de los circuitos 2x220 kV Colbún - Candelaria, en configuración interruptor y medio, en las cercanías de la intersección de las líneas 2x220 kV Colbún – Candelaria y 2x154 kV La Higuera – Tinguiririca.

La obra incluye el suministro, construcción y montaje de dos diagonales completas para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Colbún – Candelaria junto con los espacios en plataforma y extensión de barras para futuras diagonales en el patio de la nueva subestación.

El proyecto contempla todas las adecuaciones en los sistemas de Control, Protecciones y Telecomunicaciones en las todas las subestaciones junto con todas las obras y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio de la nueva subestación.

3.1.10.2 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.

3.1.10.3 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 7,89 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 142 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.11 AMPLIACIÓN S/E TEMUCO 220 KV

3.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de una nueva barra principal en el patio de 220 kV de la S/E Temuco.

La obra incluye la incorporación de un nuevo paño seccionador y la conexión de los paños de esa subestación a la nueva barra principal. Además incluye el reemplazo de la actual protección diferencial de barras, la modificación del control y protecciones para el nuevo seccionador, adecuación de los tableros de SS.AA. para la alimentación de los nuevos consumos y toda aquella faena, labor y obra requerida para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

3.1.11.2 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.

3.1.11.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 21 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 4,9 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 89 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2 OBRAS NUEVAS

El siguiente cuadro presenta la obra nueva contenida en el Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal del SIC, para los próximos doce meses, la que deberá dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción.

Tabla 2: Plan de Expansión Sistema Troncal SIC – Obras Nuevas

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$	Construcción
1	Ene-2018 y Jul-2019	24 y 42 meses	Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro, Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro – Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV	59.550	893	Inmediata

El plazo constructivo se entenderá contado desde la publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 99° de la Ley. La fecha estimada de puesta en servicio es sólo referencial.

La descripción de la obra nueva, es la que a continuación se indica.

3.2.1 SUBESTACIÓN SECCIONADORA NUEVA DIEGO DE ALMAGRO, NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENTRE S/E NUEVA DIEGO DE ALMAGRO – CUMBRES Y BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 1X750 MVA 500/220 KV

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la construcción de la subestación seccionadora Nueva Diego de Almagro y el seccionamiento de la líneas 1x220 kV Diego de Almagro – Carrera Pinto y 2x220 kV Cardones – Diego de Almagro, circuitos 1 y 2 en la nueva subestación.

La subestación Nueva Diego de Almagro, se emplazará al sur de la actual subestación Diego de Almagro, en configuración interruptor y medio. Adicionalmente incluye el suministro, montaje y puesta en servicio de un banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA en la S/E Cumbres.

Adicionalmente, considera una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones Nueva Diego de Almagro y Cumbres, con una capacidad mínima de 600 MVA por circuito y sus respectivos paños de conexión en el patio de 220 kV de la S/E Nueva Diego de Almagro y Cumbres.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como, ubicación, seccionamientos, capacidad de barras, espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre diversas otras.

3.2.1.2 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 estos nudos.

3.2.1.3 Entrada en Operación

El proyecto asociado a la construcción de la subestación Nueva Diego de Almagro junto con sus seccionamientos y todos sus elementos, deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto respectivo a que hace referencia el artículo 99° de la Ley. El proyecto asociado a la construcción de la línea 2x220 kV Nueva Diego de Almagro – Cumbres y el banco de autotransformadores 1x750 MVA, 500/220 kV en la Subestación Cumbres deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto respectivo a que hace referencia el artículo 99° de la Ley.

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

El V.I. referencial del Proyecto, es de 59,55 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 893 mil dólares (1,5% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE, PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES

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 SING, para los próximos doce meses. Dicho plan contiene las obras que debe dar inicio de manera condicionada a su licitación, adjudicación y construcción.

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

Nº	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$	Responsable	Construcción
1	Dic-2018	36 meses	Extensión líneas 2x220 kV Crucero – Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro (*)	2.539	46	Transelec S.A.	Condicionada
2	Dic-2018	36 meses	Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro (*)	1.674	30	E-CL	Condicionada
3	Dic-2018	36 meses	Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro (*)	16.358	294	Adjudicatario Obra Nueva "Nueva Subestación Crucero Encuentro" del Decreto N°201	Condicionada

(*) Obra condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva Subestación Crucero Encuentro" del Decreto Exento N°201 de 2014.

El plazo constructivo se entenderá contado desde la adjudicación de la licitación.

4.1.1 EXTENSIÓN LÍNEAS 2X220 KV CRUCERO – LAGUNAS PARA REUBICACIÓN DE CONEXIONES DESDE S/E CRUCERO A S/E NUEVA CRUCERO ENCUENTRO

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la extensión de la acometida de las líneas 2x220 kV Crucero – Lagunas, con tal de permitir la conexión de estas con la acometida de las líneas 2x220 kV Crucero – Laberinto, de tal manera de poder conectarse a la subestación “Nueva Crucero Encuentro”.

Adicionalmente, el proyecto incluye todas las adecuaciones de Control, Protecciones y Telecomunicaciones en las subestaciones correspondientes, junto con todas las obras y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio de la obra de ampliación.

4.1.1.2 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 estos nudos.

4.1.1.3 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, o ingresar en operación en conjunto con la fecha de puesta en operación del proyecto “Nueva Subestación Crucero Encuentro”, si esta fuese posterior al plazo señalado.

El desarrollo de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva Subestación Crucero Encuentro” contenida en el Decreto 201 de 2014, actualmente en licitación.

4.1.1.4 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. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 46 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.1.5 Licitación Conjunta

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con las obras descritas en los numerales 4.1.2 y 4.1.3 del presente artículo, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.2 AMPLIACIÓN DE CONEXIONES AL INTERIOR DE LA S/E CRUCERO PARA LA REUBICACIÓN A S/E NUEVA CRUCERO ENCUENTRO

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación, para permitir la conexión de líneas que llegan a esta subestación con la nueva subestación “Nueva Crucero Encuentro”. La obra incluye la conexión en la subestación Crucero de la acometida de las líneas Tocopilla 1, Tocopilla 2 con la acometida de las líneas Chuquicamata y Salar.

Adicionalmente, el proyecto incluye todas las adecuaciones de Control, Protecciones y Telecomunicaciones en las subestaciones correspondientes, junto con todas las obras y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio de la obra de ampliación.

4.1.2.2 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 estos nudos.

4.1.2.3 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, o ingresar en operación en conjunto con la fecha de puesta en operación del proyecto “Nueva Subestación Crucero Encuentro”, si esta fuese posterior al plazo señalado.

El desarrollo de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva Subestación Crucero Encuentro” contenida en el Decreto 201 de 2014, actualmente en licitación.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,7 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 30 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2.5 Licitación Conjunta

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obras descritas en los numerales 4.1.1 y 4.1.3 del presente artículo, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.3 AMPLIACIÓN S/E NUEVA CRUCERO ENCUENTRO

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación “Nueva Crucero Encuentro” para que ésta se conecte a las líneas Crucero – Chuquicamata y Crucero - Salar, además de la línea 2x220 kV Crucero – Laberinto, mediante la construcción de nuevas líneas junto con sus respectivos paños.

Adicionalmente, el proyecto incluye todas las adecuaciones de Control, Protecciones y Telecomunicaciones en las subestaciones correspondientes, junto con todas las obras y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio de la obra de ampliación.

4.1.3.2 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 estos nudos.

4.1.3.3 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, o ingresar en operación en conjunto con la fecha de puesta en operación del proyecto “Nueva Subestación Crucero Encuentro”, si esta fuese posterior al plazo señalado.

El desarrollo de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva Subestación Crucero Encuentro” contenida en el Decreto 201 de 2014, actualmente en licitación.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 16,4 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 294 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3.5 Licitación Conjunta

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obras descritas en los numerales 4.1.1 y 4.1.2 del presente artículo, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

5 OBRA NUEVA INTERCONEXIÓN TRONCAL SIC-SING

5.1 PROYECTO DE INTERCONEXIÓN SIC-SING

El siguiente cuadro presenta la obra nueva contenida en el Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal, para los próximos doce meses, necesaria para la interconexión entre los sistemas SIC y SING, la que deberá dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción al verificarse el cumplimiento de los requisitos expuestos en el numeral 5.2.

Tabla 4: Plan de Expansión Sistema Troncal – Obra Nueva para interconexión SIC-SING

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$	Construcción
1	ene-2018 y Ene-2020	24 y 54 meses	Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur.	174.000	2.610	Condicionada

El plazo constructivo se entenderá contado desde la publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 99° de la Ley. La fecha estimada de puesta en servicio es sólo referencial.

La descripción del proyecto de interconexión SIC-SING, es la que a continuación se indica.

5.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de 2x500 kV entre la subestación Los Changos y subestación Nueva Crucero Encuentro, de una longitud aproximada de 140 km en estructuras para doble circuito, con una capacidad de 1.500 MW. El proyecto incluye los equipos necesarios para la conexión en extremos de la línea y el correcto funcionamiento de la nueva instalación. El proyecto de detalle, así como las bases de licitación definirán los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, como capacidad térmica, reactores de línea, cable de guardia, compensación serie, entre otras.

Además, la obra incluye la instalación de dos bancos de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA cada uno, más una unidad de reserva por cada banco, en la futura subestación Nueva Crucero Encuentro, junto con el respectivo patio de 500 kV. Las respectivas bases de licitación podrán detallar y definir los requisitos mínimos con los cuales deberá cumplir el proyecto, y que no se han indicado en el presente numeral, tales como adecuaciones de la

subestación, valor de impedancia, servicios auxiliares, sistemas contra incendios, tipo de conexión, devanado terciario, compensación reactiva, entre diversas otras.

Adicionalmente, el proyecto contiene la instalación de un banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA, más una unidad de reserva, en la subestación Los Changos, que se encuentra en construcción. Las respectivas bases de licitación podrán detallar y definir los requisitos mínimos con los cuales deberá cumplir el proyecto, y que no se han indicado en el presente numeral, tales como adecuaciones de la subestación, valor de impedancia, servicios auxiliares, sistemas contra incendios, tipo de conexión, devanado terciario, compensación reactiva, entre otras.

También, se incluye la construcción de una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones en construcción Los Changos y Kapatour, de una longitud aproximada de 3 km, en estructuras de doble circuito, y una capacidad nominal de 1.500 MW. El proyecto incluye los equipos necesarios para la conexión en extremos de la línea y el correcto funcionamiento de la nueva instalación. El proyecto de detalle, así como las bases de licitación definirán los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, como capacidad térmica, reactores de línea, cable de guardia, compensación serie, entre otras.

5.1.2 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 estos nudos.

5.1.3 Entrada en Operación

El proyecto asociado a la Nueva Línea 2x220 kV 1.500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatour deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del decreto a que hace referencia el artículo 99° de la Ley.

Los proyectos que incluye la Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro y Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos, deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del decreto a que hace referencia el artículo 99° de la Ley.

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 174 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 2,61 millones de dólares (1,5% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

5.2 EXIGENCIAS QUE DEBE CUMPLIR EL PROYECTO DE “SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 KV, MEJILLONES – CARDONES”, DE LA EMPRESA TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A. COMO CONDICIÓN PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN SEÑALADO EN EL NUMERAL 5.1

5.2.1 Antecedentes

En el marco de la facultad otorgada en el artículo 99°, inciso cuarto, de la Ley, en concordancia con lo dispuesto en su artículo 91°, el Ministerio de Energía, mediante Oficio Ordinario N° 148, de 2015, instruyó a la Comisión la incorporación en el Plan de Expansión 2014-2015 del proyecto de interconexión señalado en el numeral 5.1, condicionando su desarrollo a que la empresa Transmisora Eléctrica del Norte S.A., en adelante e indistintamente “TEN”, cumpla con las exigencias y condiciones que garanticen que su proyecto que facilita dicha interconexión, denominado “Sistema de Transmisión 500kV, Mejillones – Cardones”, en adelante e indistintamente “Proyecto TEN”, entrará en operación en los plazos comprometidos por dicha empresa y que cumplirá con las exigencias técnicas que establezca al efecto la Comisión Nacional de Energía en el presente Plan de Expansión Troncal período 2014-2015.

Lo anterior, en atención a que el proyecto de interconexión propuesto en el numeral 5.1 requiere para su viabilidad técnica y para el cumplimiento de los beneficios económicos y sociales que se detallan en los Informes Técnicos adjuntos al presente Plan de Expansión, que el Proyecto TEN -en construcción- cumpla con ciertas exigencias y estándares propios de una obra troncal.

Teniendo a la vista la recomendación de interconexión efectuada por el Consultor del Estudio de Transmisión Troncal período 2015-2018, TEN informó a esta Comisión con fecha 27 de enero de 2015 una actualización de su Proyecto TEN consistente en la incorporación de modificaciones técnicas que permitan que dicho proyecto cumpla a cabalidad con los requisitos y estándares que se exigen a las instalaciones troncales y que permita facilitar la interconexión SIC-SING. Esta actualización del Proyecto TEN fue asimismo informada como Hecho Esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Teniendo presente que la ejecución del Proyecto TEN en los términos señalados precedentemente resulta necesaria en orden a facilitar la interconexión de los sistemas SIC y SING, y conforme a lo instruido por el Ministerio de Energía en el Oficio antes citado, a continuación se señalan las exigencias técnicas y de plazos que deberá cumplir el Proyecto TEN como condición para el desarrollo del proyecto de Interconexión descrito en el numeral 5.1, como asimismo las garantías que debe rendir la empresa TEN que garanticen el cumplimiento de dichas exigencias.

5.2.2 Garantía de cumplimiento de las exigencias técnicas

La empresa TEN deberá presentar a la Comisión, dentro de los cinco días corridos siguientes a la publicación en el Diario Oficial del Decreto del Ministerio de Energía que fija el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes, una boleta de garantía que tenga por objeto caucionar el cumplimiento de las exigencias y especificaciones técnicas a que debe sujetarse el Proyecto TEN, las cuales se corroborarán mediante la presentación a la Comisión en el plazo y en los términos que se indican en el numeral 5.2.3 siguiente, de los documentos y antecedentes allí exigidos.

Esta garantía deberá ser tomada por TEN, a beneficio del Ministerio de Energía, pagadera a la vista, siendo éste o la Comisión la encargada de su ejecución en caso que esta última verifique el no cumplimiento en tiempo y forma de la presentación de los antecedentes y documentos que garantizan el cumplimiento de las exigencias y especificaciones técnicas referidas. Para estos efectos, el Ministerio podrá endosar dicha boleta en comisión de cobranza a la Comisión.

La boleta de Garantía deberá ser emitida por una institución bancaria constituida en Chile, y tener una vigencia de 90 días a contar de la fecha de su presentación a la Comisión. El monto de la garantía ascenderá a 2 millones de dólares de los Estados Unidos de América. La glosa corresponderá a la siguiente: *“Para garantizar el cumplimiento de las exigencias y especificaciones técnicas del proyecto Sistema de Transmisión de 500 kV Mejillones Cardones, contenidas en el Decreto N° xxx, que fija el Plan de Expansión 2014-2015”*.

Una vez verificado el cumplimiento de las exigencias que cauciona la presente Boleta de Garantía en conformidad a lo establecido en el numeral 5.2.4, la Comisión procederá a su devolución.

5.2.3 Antecedentes y Documentos que garantizan el cumplimiento de las características técnicas y entrada en operación del Proyecto TEN

Dentro de los quince días siguientes a la publicación en el Diario Oficial del Decreto del Ministerio de Energía que fija el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes, la empresa TEN deberá presentar a la Comisión, los siguientes antecedentes y documentos:

5.2.3.1 Memoria de Cálculo respecto a la capacidad de transporte y capacidad de barras.

Se deberá presentar una memoria de cálculo en la que se demuestre que la capacidad de la línea por cada circuito, con el tipo de conductor a utilizar, corresponde a 1500 MW, a una temperatura de 35 °C con sol y a 0,61 m/s de velocidad de viento, considerando las exigencias de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante e indistintamente NTSyCS, y que no se supera la resistencia máxima de 0,025 ohm/km por circuito. En la memoria de cálculo se deberán dimensionar los equipos de compensación tanto shunt como serie que se deberán incorporar para cumplir con la

potencia de diseño, en concordancia con las exigencias impuestas en la NTSyCS. De similar modo, se deberá incluir en la memoria de cálculo el dimensionamiento del conductor de las barras de cada subestación, en los niveles de tensión de 500 kV y 220 kV, para una capacidad de 2.000 MW, en cumplimiento de la NTSyCS. La referida memoria de cálculo deberá encontrarse debidamente aprobada por TEN.

5.2.3.2 Diseño y configuración de Subestaciones y equipos.

Se deberá entregar la ingeniería de detalle y los planos, ambos aprobados por TEN, para la construcción de las subestaciones Los Changos, Cumbres y de la conexión a las subestación Nueva Cardones. Adicionalmente, se deberá incluir una minuta explicativa en la cual se describan e identifiquen los siguientes aspectos:

- Configuración de las barras y paños o bahías de conexión de la subestación;
- Disposición de los equipos de transformación, sus equipos de protección, maniobra, sistema contra incendios, foso separador agua aceite, sistema de cambio rápido de reserva, entre otros;
- Casas de control;
- Compensaciones serie y shunt junto con sus reservas;
- Servicios Auxiliares;
- Espacios y facilidades futuras;
- Otros elementos.

Como mínimo, la ingeniería de detalle y los planos aprobados para la construcción de la subestación Los Changos deberán disponer de terrenos nivelados, con la plataforma construida y las correspondientes barras extendidas para alojar lo siguiente: (i) al menos un nuevo banco de transformación 750 MVA, 500/220/TT kV -distinto de aquellos a que se refiere el número 5.2.3.3 siguiente- junto con su correspondiente unidad de reserva y sus respectivos equipamientos; (ii) la conexión del doble circuito 500 kV proveniente desde la subestación Nueva Crucero Encuentro 500 kV; y (iii) la conexión en 220 kV para el nuevo doble circuito proveniente desde la subestación Kapatur.

Adicionalmente, en la subestación Los Changos se deberá dejar los espacios disponibles y nivelados para al menos dos diagonales o bahías en 500 kV y al menos doce paños en 220 kV, ambos en configuración interruptor y medio. Las barras se deberán diseñar AIS, permitiendo la utilización de equipos GIS híbridos para los equipos de protección y maniobra.

Por su parte, respecto a la ingeniería de detalle y los planos aprobados para la construcción de la subestación Cumbres, éstos deberán disponer como mínimo de los espacios necesarios para la instalación futura de dos bancos de transformadores 500/220/TT kV, junto a su correspondiente equipamiento, además de los espacios para al menos dos diagonales o bahías en 500 kV y 220 kV

en configuración interruptor y medio. Las barras se deberán diseñar AIS, permitiendo la utilización de equipos GIS híbridos para los equipos de protección y maniobra.

Junto con lo anterior, TEN deberá adjuntar memorias de cálculo, debidamente aprobadas por ella, en las cuales se demuestre que la capacidad de cortocircuito de los equipos de protección, maniobra y medida, así como también el TRV al que se verán enfrentados, no es superada para el período de operación de la línea Los Changos-Cumbres-Nueva Cardones, el cual no podrá ser inferior a 50 años. En el cálculo de los niveles de cortocircuito se deberá incluir, al menos, los planes de obra de generación y transmisión que son parte de la propuesta de la Comisión para el Plan de Expansión 2014 - 2015.

Para el caso de la compensación serie de la línea, el diseño deberá tener la capacidad de absorber la energía del cortocircuito correspondiente sin cerrar el interruptor de bypass, es decir, sólo mediante la utilización de arresters. Adicionalmente, se deberá mostrar el cumplimiento de las exigencias de la NTSyCS.

5.2.3.3 Diseño y configuración de Equipos de Transformación.

Se deberá entregar la ingeniería de detalle y los planos aprobados para la construcción de dos equipos principales de transformación y su respectiva reserva. Cada unidad monofásica de los dos grupos de autotransformadores deberán cumplir con las siguientes características mínimas:

- Capacidad de 170/210/250 MVA, ONAN/ONAF1/ONAF2, razón de transformación $525/\sqrt{3} / 230/\sqrt{3}$, frecuencia nominal 50 Hz;
- BIL mínimo enrollados 500 kV: 1.425 kV;
- BIL mínimo enrollados 220 kV: 950 kV;
- Tanto las pérdidas en vacío como las pérdidas en el cobre no podrán ser mayores que la máxima de los transformadores similares de dos devanados instalados en el SIC;
- Los equipos de transformación, en caso de contar con terciario, su potencia deberá ser de al menos un 33% de la potencia equivalente;
- Sobrecarga de 20% por hasta 30 minutos de cada unidad monofásica;
- Reserva, que permita ser utilizada por los bancos a instalar y que sea de cambio rápido sin tener que conectar o desconectar chicotes de conexión.

5.2.3.4 Diseño y configuración de Transposiciones.

Se deberá entregar la ingeniería de detalle y los planos aprobados para la construcción de las transposiciones de línea a ser instalada a lo largo de su trazado. Además, se deberá identificar la ubicación geo referenciada de las estructuras a utilizar para efectuar las transposiciones. Como

mínimo se deberán considerar dos ciclos completos de transposición en el tramo Los Changos-Cumbres y un ciclo completo en el tramo Cumbres – Nueva Cardones.

5.2.3.5 Contrato, Órdenes de Compra y pago de insumos.

Se deberán presentar contratos que acrediten la construcción del Proyecto TEN, ya sea tipo EPC o llave en mano, entre otros. Además, TEN o la empresa con que dicha empresa haya suscrito el contrato EPC, según corresponda, deberá presentar una declaración respaldada con las respectivas Órdenes de Compra (o documentos de importación), y documentos, individualmente o en conjunto, donde conste el pago, de al menos el 15% del monto total asociado a cada uno de los siguientes equipos o materiales:

- Conductor total que se debe adquirir para el proyecto de la línea entre Los Changos y Nueva Cardones. El tipo de conductor deberá corresponder al resultante de la memoria de cálculo relativa a la capacidad de transporte, mencionada en el numeral 5.2.3.1;
- Cable de guardia del total que se debe adquirir para el proyecto de la línea entre Los Changos y Nueva Cardones;
- Equipos de transformación principales de la subestación Los Changos;
- Equipos sensores de potencia que se deben adquirir para el proyecto de la línea entre Los Changos y Nueva Cardones;
- Aisladores, los cuales deberán ser de vidrio, que se deben adquirir para el proyecto de la línea entre Los Changos y Nueva Cardones.

En las órdenes de compra o documentos de importación se deberá establecer, entre otros aspectos, el monto pagado, moneda utilizada, plazo de entrega en sitio del equipo, seguros incorporados, fletes, identificación del proveedor (origen y planta constructiva), denominación, puerto de embarque, arancel aduanero e impuestos pagados.

5.2.3.6 Títulos de Dominio y/o de uso de Terrenos.

Se deberá presentar los títulos habilitantes para usar la franja de terreno por donde se emplazará al menos el 80% del trazado de la línea adicional que forma parte del Proyecto TEN y el terreno en el cual se ubicarán y construirán las subestaciones Los Changos y Cumbres, ya sea título de dominio, usufructo, arriendo, concesional, títulos de servidumbres, o la respectiva solicitud de concesión, entre otros. Tratándose de títulos distintos al de dominio de los terrenos, TEN deberá acreditar que el derecho a usar los terrenos comprende toda la vida útil del Proyecto. Los documentos que se acompañen deberán señalar expresamente las dimensiones disponibles de cada terreno para la ejecución del Proyecto TEN con las exigencias establecidas en el numeral 5.2.

5.2.3.7 Carta Gantt.

Se deberá hacer entrega de la carta Gantt del Proyecto TEN, pormenorizando las actividades del mismo e identificando su ruta crítica. Para cada actividad incluida en el cronograma, deberá señalarse la fecha de inicio de ésta y su duración.

En particular, se deberá identificar la fecha o plazo desde el cual se encontrarán disponibles las instalaciones de la subestación Los Changos para efecto del desarrollo de las faenas del proyecto identificado en el numeral 5.1.

5.2.3.8 Garantía de cumplimiento del plazo de entrada en operación y de las características técnicas del Proyecto TEN

TEN deberá presentar una Boleta de Garantía, a beneficio del Ministerio de Energía, con el objeto de caucionar el cumplimiento del plazo de entrada en operación a más tardar el 31 de diciembre de 2017, y de las características técnicas del Proyecto TEN exigidas en el numeral 5.2, la cual deberá ser emitida por una institución bancaria constituida en Chile, ante la cual el Ministerio o la Comisión puedan ejercer su cobro, pagadera a la vista, con una vigencia no inferior a 180 días a contar de la fecha de ingreso en operación de dicho proyecto. Para estos efectos, el Ministerio podrá endosar dicha boleta en comisión de cobranza a la Comisión.

El monto de esta garantía ascenderá a la suma de 56 millones de dólares de los Estados Unidos de América. La glosa corresponderá a la siguiente: “*Cumplimiento de fecha de entrada en operación y de las características técnicas del proyecto Sistema de Transmisión de 500 kV Mejillones Cardones*”. Se procederá al cobro de la boleta de garantía en el caso que la fecha de entrada en operación del referido proyecto sea posterior al 31 de diciembre de 2017. De igual forma, se procederá con el cobro de la referida caución en caso que el Proyecto TEN no de cumplimiento a las características técnicas exigidas en el numeral 5.2.

La Comisión dentro del plazo de 90 días siguientes contados desde la fecha de ingreso en operación del Proyecto TEN deberá verificar y corroborar el cumplimiento de las características técnicas exigidas en el numeral 5.2. De existir conformidad de la Comisión respecto a la ejecución del Proyecto TEN, se procederá a la devolución de la boleta de garantía. En caso de detectar algún incumplimiento, se deberá proceder al cobro de la caución correspondiente.

Adicionalmente, la Comisión podrá verificar y corroborar durante el transcurso de la ejecución del Proyecto TEN, el cumplimiento de cualquiera de las características técnicas establecidas en el numeral 5.2, para lo cual podrá solicitar a la Dirección de Peajes del CDEC-SIC la realización de auditorías técnicas, pudiendo proceder al cobro de la caución en el caso que se detecten incumplimientos.

Sin perjuicio de lo anterior, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC será responsable de supervigilar el estado de avance del Proyecto TEN y del cumplimiento de las características técnicas exigidas y de

informar los eventuales incumplimientos de plazos y condiciones técnicas a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

5.2.4 Recepción conforme de los antecedentes y documentos exigidos

Dentro del plazo de 15 días corridos siguientes de recibidos los antecedentes y documentos indicados en los numerales 5.2.3, la Comisión procederá a su revisión de manera de verificar el efectivo cumplimiento por parte de TEN de las exigencias y especificaciones contenidas en los numerales anteriores. De existir observaciones u errores, la Comisión deberá comunicarlas a la empresa, quien dispondrá de un plazo de 10 días corridos para subsanarlos.

En caso que las observaciones sean subsanadas a conformidad de la Comisión, ésta dará por cumplidas las exigencias para el desarrollo del proyecto de interconexión individualizado en el numeral 5.1, incorporándolo dentro de las Bases de Licitación para la Adjudicación de los Derechos de Explotación y Ejecución de las Obras Nuevas contempladas en el Decreto del Ministerio que Fije el Plan de Expansión.

5.2.5 Del incumplimiento de las exigencias técnicas por parte de la empresa TEN

En cumplimiento a lo instruido por el Ministerio de Energía, mediante Oficio Ordinario N° 148, de 2015, en el caso que la Comisión constate que TEN no ha dado cumplimiento en tiempo y/o forma a las exigencias señaladas en los numerales 5.2.2, 5.2.3 y 5.2.4, el proyecto de interconexión a desarrollar será la “Nueva Línea de Interconexión Nueva Cardones – Nueva Crucero Encuentro HVDC ± 500 kV 1.500 MW”, cuyas características y exigencias específicas, condiciones, plazos constructivos y demás antecedentes se describen en el numeral 5.3 del presente Plan. Verificado lo anterior, la Comisión procederá a la incorporación de dicha obra de interconexión troncal SIC-SING en las respectivas Bases de Licitación para la Adjudicación de los Derechos de Explotación y Ejecución de las Obras Nuevas contempladas en el Decreto del Ministerio que Fije el Plan de Expansión.

5.3 OBRA DE INTERCONEXIÓN SIC-SING HVDC

En el caso que la empresa TEN no de cumplimiento a las exigencias señaladas en el numeral 5.2. del presente Plan, la Comisión procederá a incluir en las respectivas Bases de Licitación para la Adjudicación de los Derechos de Explotación y Ejecución de las Obras Nuevas contempladas en el Decreto del Ministerio que Fije el Plan de Expansión, como proyecto de interconexión SIC-SING, lo siguiente.

5.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la interconexión eléctrica entre el SIC y SING mediante la construcción de una línea de transmisión HVDC en ± 500 kV, entre la S/E Nueva Cardones y

la S/E Nueva Crucero Encuentro, y la construcción de dos estaciones conversoras HVAC/HVDC en cada uno de los extremos anteriormente descritos. La longitud aproximada de la línea de interconexión es de 610 km, en estructura bipolar con un tercer conductor que actuará como retorno metálico, con una capacidad de transmisión de la línea de 1.500 MW.

Las respectivas bases de licitación podrán detallar y definir los requisitos mínimos con los cuales deberá cumplir el proyecto, y que no se han indicado en el presente numeral.

5.3.2 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 estos nudos.

5.3.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto a que hace referencia el artículo 99° de la Ley.

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 850 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 12,75 millones de dólares (1,5% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

6 ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES DE INVERSIÓN REFERENCIAL DE LOS PROYECTOS

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

$$VI_{n,k} = VI_{n,0} \cdot \left[\alpha_n \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k} + \beta_n \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \right]$$

Para actualizar el COMA referencial de los proyectos contenidos en el presente informe, se utilizará la siguiente fórmula, no obstante su valor final deberá considerar la aplicación de los porcentajes respecto de los correspondientes V.I. establecidos en los puntos 3, 4 y 5 del presente informe. Para el caso del A.V.I. se utilizará la misma estructura y los mismos coeficientes indicados en las tablas 6 a 9.

$$COMA_{n,k} = COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k}$$

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

- $VI_{n,k}$: 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).

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

Tabla 5: Valores Base Índices

Índice	Valor Base	Mes
IPC_0	106,64	Octubre de 2014, Base Prom. 2013 =100
DOL_0	589,98	Octubre 2014
CPI_0	237,433	Octubre 2014

Y donde los coeficientes α y β de la fórmula señalada, para las distintas obras son los siguientes:

Tabla 6: Coeficientes Indexación Ampliaciones - SIC

Nº	Ampliación	α	β
1	Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	0,252	0,748
2	Seccionamiento del circuito N°1 Cardones - Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto	0,560	0,440
3	Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	0,456	0,544

N°	Ampliación	α	β
4	Ampliación S/E San Andrés 220 kV	0,252	0,748
5	Ampliación S/E Cardones 220 kV	0,252	0,748
6	Cambio de Interruptores 52J3 y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	0,000	1,000
7	Cambio de Interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	0,000	1,000
8	Cambio de Interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	0,000	1,000
9	Cambio de Interruptores 52J23, 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	0,000	1,000
10	Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV	0,560	0,440
11	Ampliación S/E Temuco 220 kV	0,252	0,748

Tabla 7: Coeficientes Indexación Obra Nueva - SIC

N°	Obra Nueva	α	β
1	Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro, Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro – Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV	0,000	1,000

Tabla 8: Coeficientes Indexación Ampliaciones – SING

N°	Ampliación	α	β
1	Extensión líneas 2x220 kV Crucero – Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	0,680	0,320
2	Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	0,680	0,320
3	Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	0,680	0,320

Tabla 9: Coeficientes Indexación Obras Nuevas para Interconexión SIC-SING

N°	Ampliación	α	β
1	Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur.	0,000	1,000
2	Obra Nueva Troncal Interconexión HVDC SIC - SING	0,000	1,000

7 ANTECEDENTES

7.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA

Para la proyección de la demanda de energía en el SIC y en el SING se ha utilizado como base la demanda definida por la Comisión en el Programa de Obras de Generación y Transmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de agosto 2014 y las consideraciones e información recopilada de los proyectos en construcción y en estudio informados.

7.1.1 Demanda en Sistema Interconectado Central

La demanda utilizada en los análisis, se muestra a continuación.

Tabla 10: Demanda de energía del SIC

Año	Cientes Regulados (GWh)	Cientes Libres (GWh)	Total (GWh)
2015	32.461	20.526	52.987
2016	33.645	21.565	55.210
2017	34.729	22.630	57.359
2018	35.808	23.704	59.512
2019	36.884	24.820	61.704
2020	37.955	25.952	63.907
2021	39.021	27.102	66.124
2022	40.084	28.268	68.352
2023	41.141	29.415	70.556
2024	42.193	30.628	72.821
2025	43.241	31.816	75.057
2026	44.283	32.813	77.097
2027	45.320	33.826	79.147
2028	46.352	34.856	81.208
2029	47.378	35.844	83.222
2030	48.399	36.829	85.228
2031	49.414	37.825	87.238
2032	50.422	38.830	89.252
2033	51.425	39.832	91.257

7.1.2 Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande

Para el caso de la demanda del SING, se muestra en el siguiente cuadro.

Tabla 11: Demanda de energía del SING

Año	Clientes Regulados (GWh)	Clientes Libres (GWh)	Total (GWh)
2015	1.867	15.651	17.518
2016	1.941	16.609	18.550
2017	2.013	17.596	19.609
2018	2.083	18.634	20.717
2019	2.152	19.682	21.834
2020	2.219	20.778	22.997
2021	2.284	21.918	24.202
2022	2.350	23.092	25.442
2023	2.412	24.312	26.724
2024	2.472	25.525	27.997
2025	2.530	26.729	29.259
2026	2.587	27.785	30.372
2027	2.642	28.843	31.485
2028	2.696	29.880	32.576
2029	2.751	30.857	33.608
2030	2.804	31.854	34.658
2031	2.856	32.715	35.571
2032	2.907	33.637	36.544
2033	2.956	34.578	37.534

7.1.3 Precio de Combustibles

El siguiente cuadro muestra el costo del GNL, Carbón y Crudo WTI utilizado en la modelación de la operación de ambos sistemas eléctricos.

Tabla 12: Costo del GNL, Carbón y Crudo WTI usado en la modelación del SIC y del SING.

Año	GNL (USD/Mbtu)	Carbón (USD/Ton)	Crudo WTI (USD/BBL)
2015	12,89	97,26	92,46
2016	12,41	98,60	90,73
2017	12,20	100,84	91,83
2018	11,59	102,64	93,03

Año	GNL	Carbón	Crudo WTI
2019	10,16	103,31	95,39
2020	9,82	103,81	97,76
2021	10,17	104,27	100,33
2022	10,35	104,79	102,93
2023	10,51	105,32	105,67
2024	10,71	106,22	108,22
2025	10,84	106,93	110,60
2026	10,99	107,90	112,60
2027	11,14	108,64	115,11
2028	11,27	108,89	117,14
2029	11,49	109,71	119,23
2030	11,79	110,43	120,94
2031	11,94	110,95	123,09
2032	12,16	111,60	125,49
2033	12,43	112,26	127,81

7.1.4 Costo de Falla

El costo de falla utilizado para cada sistema interconectado en la presente revisión se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 13: Costo de falla de larga duración.

Porcentaje Racionamiento	Costo Falla por Sistema [USD/MWh]	
	SING	SIC
0-5%	427,55	399,67
5-10%	483,67	501,82
10-20%	738,11	653,55
Sobre 20%	955,95	734,58

7.1.5 Costos Unitarios de Inversión

Las inversiones unitarias estimadas, utilizadas para valorizar las obras de generación, se distinguen a través de diferentes criterios para cada tecnología. De esta forma, se presentan los respectivos costos de inversión unitarios de los cinco escenarios contemplados en el análisis del presente Plan de Expansión en la siguiente tabla.

Tabla 14: Valores de inversión SING-SIC en [US\$/kW]

USD/kW	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Carbón	2.750	3.200	3.200	3.200	3.200
GNL CC	1.340	1.340	1.340	1.340	1.340
Hidráulico	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100
Eólico	2.300	1.800	2.300	1.800	2.300
Geotérmica	3.550	3.550	3.550	3.550	3.550
Biomasa	2.900	2.400	2.900	2.400	2.900
Solar	2.500	2.100	2.500	2.100	2.500

7.1.6 Ley 20.698

La Ley 20.698 que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales, modifica los porcentajes de la obligación de suministro mediante ERNC para los contratos de suministro firmados con fecha posterior a octubre de 2013. Asimismo, el porcentaje de obligación aumenta de forma tal que se llegará a 20% el año 2025 para los referidos contratos.

En el cuadro que a continuación se presenta, se muestran los porcentajes de exigencia de energías renovables no convencionales, para efectos del desarrollo del sistema:

Tabla 15: Porcentajes de ERNC según exigencia legal

Año	% ERNC SING	% ERNC SIC	% ERNC SISTEMA
2015	4,4%	5,4%	5,2%
2016	6,3%	6,4%	6,4%
2017	7,3%	7,2%	7,2%
2018	8,8%	8,1%	8,3%
2019	9,6%	8,9%	9,1%
2020	10,6%	10,0%	10,1%
2021	11,9%	11,5%	11,6%
2022	13,2%	13,1%	13,1%
2023	14,5%	14,8%	14,7%
2024	15,8%	16,9%	16,6%
2025	17,9%	19,2%	18,8%
2026	18,0%	19,5%	19,1%
2027	19,2%	19,6%	19,4%
2028	19,3%	19,6%	19,5%
2029	19,3%	19,6%	19,5%
2030	19,7%	19,6%	19,6%

7.1.7 Modelamiento de Unidades Solares y Eólicas

Con el propósito de obtener una mejor representación de la utilización de las redes de transmisión, se procedió a simular la inyección de las unidades solares y eólicas como aportes diferenciados, según los diferentes bloques de demanda horarios utilizados. Dichos aportes fueron construidos a partir de las curvas de generación típica para las centrales solares y de los registros de viento por zona del país, considerando que la inyección modelada mantiene el mismo factor de planta global.

7.2 ESCENARIOS DE PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN DEL SIC Y SING

Los planes de obras de generación utilizados en el presente plan de expansión de la transmisión troncal se desarrollan según cinco escenarios. En cada uno de estos, se considera que a partir de enero de 2018 los sistemas del SIC y del SING se interconectan mediante una línea de transmisión HVAC 2x500 kV 1.500 MW entre la S/E Los Changos y S/E Nueva Cardones, y bajo las consideraciones expuestas en el numeral 5.2. Adicionalmente, se considera la construcción de una nueva línea 2x500 kV entre la S/E Los Changos y la S/E Nueva Crucero Encuentro, junto con el correspondiente desarrollo de la transformación 500/220 kV. Los escenarios mencionados anteriormente se describen a continuación.

7.2.1 Escenario 1 (Carbón)

El plan de obra denominado “Escenario 1” considera una expansión óptima del sistema en base a la incorporación de unidades de generación a carbón, complementado con una mayor disponibilidad de GNL para la utilización de la capacidad disponible de las centrales en operación de dicha tecnología, y a la expansión del parque generador en base a energías renovables no convencionales, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley según lo indicado en el numeral 7.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

7.2.2 Escenario 2 (ERNC)

El plan de obra denominado “Escenario 2” considera una expansión óptima del sistema en base a la incorporación de unidades de generación de ERNC por sobre la obligación establecida en la Ley, complementado con una mayor disponibilidad de GNL para la utilización de la capacidad disponible de las centrales en operación de dicha tecnología, y a la expansión del parque generador en términos de energía base con disponibilidad proveniente de centrales a carbón. Este supuesto es en base al aprendizaje de las tecnologías ERNC que podría implicar en el futuro una disminución de sus costos de inversión, como también las centrales en base a carbón vean incrementado sus costos, toda vez que los requerimientos ambientales, tiempos de tramitación y otros pueden atrasar y encarecen este tipo de proyectos.

7.2.3 Escenario 3 (GNL)

El plan de obra denominado “Escenario 3” considera una expansión óptima del sistema en base a la incorporación de unidades de generación a GNL, con una mayor disponibilidad de este combustible para la capacidad disponible de las centrales en operación, y a la expansión del parque generador en base a energías renovables no convencionales, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley según lo indicado en el numeral 7.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes descritos.

7.2.4 Escenario 4 (ERNC++)

El plan de obra denominado “Escenario 4” considera una combinación con el escenario 2 descrito previamente, considerando un desarrollo más intensivo y extensivo de ese tipo de tecnologías, lo cual se ve apoyado por el resultado de las últimas licitaciones de suministro. Se considera para estos efectos un cumplimiento de la Ley a partir del año 2020 del 25%.

7.2.5 Escenario 5 (GNL+Hidro)

El plan de obra denominado “Escenario 5” considera que a partir del año 2023 podrían estar desarrollados diversos proyectos hidroeléctricos cuya particularidad recae en que se encuentran en la zona sur del SIC. En específico se incluyeron las centrales Neltume, Cuervo, Cóndor y Blanco. Adicionalmente, para el presente escenario se consideraron los mismos supuestos de desarrollo del “Escenario 3”.

7.2.6 Planes de Obra de Generación

Los planes de Obras de Generación resultante se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 16: Planes de Obra Generación por escenario

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso				
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Carbón	Carbón Maitencillo 02_InterCnx	oct-30	-	-	-	-
Carbón	Carbón Maitencillo 04_InterCnx	ene-33	-	-	-	-
Carbón	Mejillones II InterCnx	jul-28	-	-	-	-
Carbón	Mejillones III InterCnx	ene-32	-	-	-	-
Carbón	Carbón Maitencillo 02	-	-	-	mar-34	-
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 03	jul-21	jul-21	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VIII Región 01	jul-21	jul-21	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 01	ene-23	ene-23	ene-23	ene-23	ene-23
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 02	ene-25	ene-25	ene-25	ene-25	ene-25
Eólica	Eólica IV Región 03	ene-22	ene-24	ene-22	ene-22	ene-22
Eólica	Eólica IV Región 04	jul-22	may-24	jul-22	jul-22	jul-22
Eólica	Eólica Concepción 04	jul-22	jul-22	jul-22	jul-22	jul-22
Eólica	Eólica IV Región 01	ene-25	ene-24	ene-25	ene-24	ene-25
Eólica	Eólica Concepción 05	jul-22	jul-22	jul-22	jul-22	jul-22

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso				
Eólica	Eólica Concepción 01	ene-25	ene-24	ene-25	ene-24	ene-25
Eólica	Eólica IV Región 08	jul-23	jul-23	jul-23	jul-23	jul-23
Eólica	Eólica IV Región 02	ene-22	ene-24	ene-22	ene-22	ene-22
Eólica	Eólica IV Región 05	jul-22	jul-22	jul-22	jul-22	jul-22
Eólica	Eólica IV Región 09	dic-24	dic-24	dic-24	dic-24	dic-24
Eólica	Eólica Charrúa 01	ene-24	ene-24	ene-24	ene-20	ene-24
Eólica	Eólica Charrúa 02	jul-25	jul-24	jul-25	ene-26	jul-25
Eólica	Eólica Charrúa 03	ene-25	ene-25	ene-25	ene-24	ene-25
Eólica	Eólica Charrúa 04	ene-27	ene-27	ene-27	ene-27	ene-27
Eólica	Eólica Chiloé 01	ene-24	ene-24	ene-24	ene-20	ene-24
Eólica	Eólica Chiloé 02	jul-25	jul-24	jul-25	jul-24	jul-25
Eólica	Eólica Chiloé 03	ene-25	ene-26	ene-25	ene-20	ene-25
Eólica	Eólica Charrúa 05	ene-31	ene-34	ene-31	ene-31	ene-31
Eólica	Eólica IV Región 10	ene-32	ene-34	ene-32	ene-21	ene-32
Eólica	Eólica Chiloé 04	ene-33	ene-34	ene-33	ene-33	ene-33
Eólica	Eólico SING II	sep-24	jul-24	sep-24	abr-25	sep-24
Eólica	Eólico SING V	ene-25	ene-25	ene-25	ene-25	ene-25
Eólica	Eólico SING VI	ene-27	ene-27	ene-27	ene-27	ene-27
Eólica	Eólico SING VII	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Eólica	Eólico SING VIII	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Eólica	Eólico SING IX	ene-32	ene-30	ene-32	ene-20	ene-32
Eólica	Eólico SIC Rahue 01	-	ene-29	-	ene-30	-
Eólica	Eólico SIC Rahue 02	-	ene-33	-	ene-31	-
Eólica	Eólico SIC Los Ángeles I 01	-	ene-28	-	ene-21	-
Eólica	Eólico SIC Ancud 01	-	ene-28	-	ene-28	-
Eólica	Eólico SIC Ancud 02	-	ene-33	-	ene-23	-
Eólica	Eólico SIC Esperanza 01	-	ene-28	-	ene-28	-
Eólica	Eólico SIC Esperanza 02	-	ene-32	-	ene-32	-
Eólica	Eólico SIC Mulchén 01	-	ene-29	-	ene-30	-
Eólica	Eólico SIC Mulchén 02	-	ene-33	-	ene-27	-
Eólica	Eólico SIC Mulchén 03	-	ene-34	-	ene-20	-
Eólica	Eólico SING Spence 02	-	ene-29	-	ene-29	-
Eólica	Eólico SING Spence 03	-	ene-34	-	ene-23	-
Eólica	Eólico SING Laberinto 01	-	ene-29	-	ene-29	-
Eólica	Eólico SING Laberinto 02	-	ene-33	-	ene-20	-
Eólica	Eólico SING Calama 01	-	ene-26	-	-	-
Eólica	Eólico SING Calama 02	-	ene-28	-	ene-28	-
Eólica	Eólico SING Calama 03	-	ene-32	-	ene-32	-
Eólica	Eólico SIC Mulchén 04	-	-	-	ene-34	-
Eólica	Eólico SIC Mulchén 05	-	-	-	ene-21	-

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso				
Eólica	Eólico SIC Mulchén 06	-	-	-	ene-22	-
Eólica	Eólico SIC Mulchén 07	-	-	-	ene-25	-
Eólica	Eólico SING X	-	-	-	ene-23	-
Eólica	Eólico SING Laberinto 03	-	-	-	ene-21	-
Eólica	Eólico SING Calama 04	-	-	-	ene-20	-
Geotermia	Geotérmica Calabozo 01	ene-23	ene-23	ene-23	ene-20	ene-23
Geotermia	Geotérmica Potrerillos 01	sep-22	sep-22	sep-22	sep-22	sep-22
Geotermia	Geotérmica Potrerillos 02	ene-22	ene-22	ene-22	ene-22	ene-22
Geotermia	Geotérmica Calabozo 05	abr-30	ene-30	ene-30	ene-25	ene-30
Geotermia	Geotérmica Irruputunco	jun-21	jun-21	jun-21	jun-21	jun-21
Geotermia	Geotérmica Puchuldiza 01	oct-22	may-23	oct-22	oct-22	oct-22
Geotermia	Geotérmica Irruputunco 01	ene-33	ene-33	ene-33	ene-33	ene-33
Geotermia	Geotérmica Calabozo 02	-	ene-27	-	ene-26	-
Geotermia	Geotérmica Polloquere 02	-	ene-26	-	ene-26	-
Geotermia	Geotérmica Puchuldiza 02	-	ene-30	-	ene-20	-
GNL	Taltal CC GNL	ene-18	ene-18	ene-18	ene-18	ene-18
GNL	Nehuenco 01 GNL	abr-16	abr-16	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nehuenco 01 FA GNL	abr-16	abr-16	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nehuenco 02 GNL	abr-16	abr-16	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Quintero 01 CA GNL	ene-15	ene-15	ene-15	ene-15	ene-15
GNL	Quintero 02 CA GNL	ene-15	ene-15	ene-15	ene-15	ene-15
GNL	Nueva Renca GNL	abr-16	abr-16	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nueva Renca Int GNL	abr-16	abr-16	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Candelaria CA 01 GNL	feb-20	feb-20	feb-20	feb-20	feb-20
GNL	Candelaria CA 02 GNL	feb-20	feb-20	feb-20	feb-20	feb-20
GNL	CC1 GNL	ene-16	ene-16	ene-16	ene-16	ene-16
GNL	CC2 GNL	ene-17	ene-17	ene-17	ene-17	ene-17
GNL	Quintero CC FA GNL	-	mar-33	mar-29	feb-34	-
GNL	Quintero CC GNL	-	mar-33	mar-29	feb-34	-
GNL	Candelaria CC GNL	-	may-33	abr-30	mar-34	-
GNL	U16 GNL	-	ene-18	ene-18	-	ene-18
GNL	Maitencillo CC I	-	-	mar-33	-	-
GNL	Mejillones I GNL	-	-	jul-31	-	jun-31
GNL	Mejillones II GNL	-	-	feb-34	-	-
GNL	Charrúa CC II	-	-	-	-	may-33
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 03	mar-21	mar-21	mar-21	mar-21	mar-21
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 05	ene-23	ene-23	ene-23	ene-23	ene-23
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 03	ene-22	ene-22	ene-22	ene-22	ene-22
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-23	ene-23	ene-23	ene-25	ene-23
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 02	oct-19	oct-19	oct-19	oct-19	oct-19

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso				
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 06	ene-31	ene-31	ene-31	ene-20	ene-31
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 04	ene-33	ene-33	ene-33	ene-20	ene-33
Pasada	Mini Hidro SIC IX 01	-	ene-28	-	ene-21	-
Pasada	Mini Hidro SIC VIII 01	-	ene-32	-	ene-23	-
Pasada	Mini Hidro SIC X 01	-	ene-30	-	ene-30	-
Pasada	Mini Hidro SIC XI 01	-	ene-31	-	ene-31	-
Pasada	Mini Hidro SIC IX 02	-	ene-33	-	ene-20	-
Pasada	Cuervo_EA	-	-	-	-	ene-25
Pasada	Condor_EA	-	-	-	-	ene-27
Pasada	Blanco_EA	-	-	-	-	ene-30
Pasada	Neltume_Pas	-	-	-	-	abr-23
Solar	Solar Diego de Almagro 01	ene-24	ene-24	ene-24	ene-20	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 01	ene-24	ene-24	ene-24	ene-20	ene-24
Solar	Solar Diego de Almagro 02	ene-24	ene-24	ene-24	ene-23	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 02	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Diego de Almagro 03	jul-25	jul-24	jul-25	jul-25	jul-25
Solar	Solar Diego de Almagro 04	ene-26	jun-26	ene-26	ene-20	ene-26
Solar	Solar Diego de Almagro 05	ene-29	ene-28	ene-29	ene-23	ene-29
Solar	Solar Diego de Almagro 06	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Diego de Almagro 07	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Cardones 02	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Cardones 03	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 03	jul-25	ene-26	jul-25	sep-26	jul-25
Solar	Solar Carrera Pinto 04	ene-27	ene-28	ene-27	ene-27	ene-27
Solar	Solar Cardones 05	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar Diego de Almagro 08	ene-31	jul-33	ene-31	jul-31	ene-31
Solar	Solar Carrera Pinto 05	ene-32	ene-34	ene-32	ene-32	ene-32
Solar	Solar Cardones 06	ene-33	ene-30	ene-33	jul-20	ene-33
Solar	Solar SING III	jul-27	ago-27	jul-27	jul-27	jul-27
Solar	Solar SING II	ene-24	ene-25	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar SING V	nov-21	sep-21	nov-21	nov-21	nov-21
Solar	Solar SING VI	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SING VII	ene-31	ene-32	ene-31	ene-20	ene-31
Solar	Solar SING VIII	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32
Solar	Solar SING IX	ene-29	-	ene-29	jul-23	ene-29
Solar	Solar SIC Pan de Azúcar 01	-	ene-31	-	ene-28	-
Solar	Solar SIC Punta Colorada 01	-	ene-29	-	ene-28	-
Solar	Solar SIC Los Loros 01	-	jul-31	-	ene-29	-
Solar	Solar SIC Maitencillo I 01	-	ene-27	-	ene-28	-
Solar	Solar SIC Maitencillo I 02	-	ene-32	-	ene-21	-

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso				
Solar	Solar SIC Carrera Pinto 01	-	ene-34	-	ene-34	-
Solar	Solar SIC Cardones 01	-	ene-30	-	ene-30	-
Solar	Solar SIC Diego de Almagro 01	-	ene-31	-	ene-21	-
Solar	Solar SIC Ovalle I	-	ene-30	-	ene-30	-
Solar	Solar SIC Cardones 02	-	ene-33	-	ene-33	-
Solar	Solar SING Parinacota I 02	-	ene-31	-	ene-20	-
Solar	Solar SING Parinacota I 01	-	jul-30	-	ene-30	-
Solar	Solar SING Parinacota I 03	-	ene-34	-	-	-
Solar	Solar SING Encuentro I 01	-	ene-26	-	ene-20	-
Solar	Solar SING Encuentro I 02	-	jul-28	-	ene-28	-
Solar	Solar SING Encuentro I 03	-	ene-29	-	ene-29	-
Solar	Solar SING Encuentro I 04	-	ene-25	-	ene-20	-
Solar	Solar SING Aguas Blancas I 01	-	ene-29	-	ene-20	-
Solar	Solar SING Aguas Blancas I 02	-	ene-32	-	ene-21	-
Solar	Solar SING Capricornio 01	-	ene-29	-	ene-29	-
Solar	Solar SING Arica II 01	-	ene-33	-	ene-20	-
Solar	Solar SING Andes 01	-	ene-31	-	ene-31	-
Solar	Solar SIC Carrera Pinto 02	-	-	-	ene-23	-
Solar	Solar SIC Pan de Azúcar 02	-	-	-	ene-21	-
Solar	Solar SIC Diego de Almagro 02	-	-	-	ene-25	-
Solar	Solar SING X	-	-	-	ene-20	-
Solar	Solar SING Encuentro I 05	-	-	-	ene-24	-
Solar	Solar SING Encuentro I 06	-	-	-	ene-30	-

7.3 PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN

En relación a los proyectos de transmisión troncal, se consideraron los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 115 del Ministerio de Energía, de fecha 2 de mayo de 2011, y sus modificaciones respectivas; y obras indicadas en la Resolución Exenta N°55 del 27 de enero de 2012, que incluyen lo determinado por el dictamen del Panel de Expertos en su Discrepancia N°25-2011.

Se incluye también las obras contempladas en el Decreto Exento N° 82 del Ministerio de Energía, de fecha 29 de febrero de 2012, las obras contempladas en el Decreto Exento N° 310 del Ministerio de Energía, de fecha 29 de julio de 2013 y las obras contempladas en el Decreto N° 201 del Ministerio de Energía, de fecha 4 de junio de 2014.

8 ANÁLISIS NECESIDADES DE EXPANSIÓN

8.1 MARCO METODOLÓGICO

La metodología utilizada para la planificación del sistema de transmisión troncal se divide básicamente en las etapas de procedimiento de adaptación y procedimiento de sensibilización.

8.2 PROCEDIMIENTO DE ADAPTACIÓN

8.2.1 Aspectos Generales de la Metodología

La determinación de un plan de expansión de generación-transmisión es un proceso iterativo, en el cual se deben tomar una serie de decisiones en paralelo, que si bien se pueden establecer como procedimiento general, en muchos casos requiere para su concreción final, del conocimiento del sistema sobre el cual se está actuando.

En este sentido, resulta relevante la definición del escenario de expansión del segmento de generación sobre el cual se trabajará, entendiendo como “escenario” al conjunto de tecnologías factibles de ser incorporadas al sistema eléctrico considerando sus plazos de construcción, y respecto del cual se construirá el plan óptimo de obras de generación-transmisión.

Entre la información y antecedentes que se utilizan para obtener una operación esperada del sistema que represente adecuadamente las condiciones futuras de abastecimiento en función de la demanda esperada, se encuentran:

- Parque generador del SIC y SING
- Topología del sistema eléctrico y nivel de tensión de las instalaciones representadas
- Estadística hidrológica y convenios de riego
- Barras de demanda e inyección
- Desagregación de demanda por tipo, industrial y vegetativa
- Característica de la demanda por barra, según su curva de carga
- Precios de combustibles y restricciones de gas
- Horizonte de planificación

Para el presente análisis, se ha utilizado un horizonte de planificación de 18 años más 2 años de relleno hidrológico, además de la representación de la curva de duración en 5 bloques de demanda para cada etapa de simulación.

8.2.2 Adecuación del Plan de Obras de Generación

La metodología empleada considera como punto de partida para la elaboración de un plan óptimo de generación, a partir del cual se deberá formular en forma armónica un desarrollo para el Sistema de Transmisión Troncal, con una adecuada seguridad y calidad de servicio, que dicho plan se encuentre adaptado a la demanda.

Para obtener el plan de obras definitivo, se formula un plan de obras inicial de generación sobre la base de las centrales generadoras disponibles en la fecha y ubicación geográfica que satisfagan la demanda distribuida a lo largo del sistema.

Se realiza una simulación de la operación con el software OSE2000 para revisar su nivel de adaptación a la demanda. Si el plan de obras simulado no se encuentra adaptado, se adecuan las fechas de ingreso de las unidades. Este proceso se repite iterativamente hasta obtener el plan adaptado de generación.

8.2.3 Adecuación y Definición del Sistema de Transmisión Troncal

Una vez definido el plan de obras de generación adaptado a la demanda, se inicia el proceso de adecuación y definición del Sistema de Transmisión Troncal (TxT). Para este proceso se utiliza el software OSE2000 para determinar las necesidades de expansión troncal inicial.

Para cada plan de obras de generación adaptado, determinado conforme lo indicado anteriormente, se diseña y se adapta un sistema de transmisión mediante obras nuevas o de ampliación, considerando las eventuales restricciones de transmisión de los diferentes tramos del sistema, verificando los niveles de transmisión, niveles económicos de congestión y la distribución de probabilidad de las variables más relevantes asociadas a los flujos por las líneas tales como potencia, pérdidas, entre otras. Este proceso se realiza de forma iterativa hasta encontrar el plan adaptado a cada plan de obras de generación.

A continuación, para cada plan de obras de transmisión resultante (preliminar) se verifica el cumplimiento de exigencias preestablecidas tanto de suficiencia, seguridad y calidad de servicio, mediante análisis estáticos y dinámicos. En el caso de no cumplirlas, se realiza un nuevo ajuste en las obras de transmisión.

Finalmente se calcula económicamente el plan de expansión desarrollado para determinar el nivel de inversión requerido.

8.2.4 Procedimiento de Sensibilización

A partir de la operación esperada del sistema para un horizonte de 18+2 años, se realiza una sensibilización centrandó el análisis en el adelanto o atraso de obras relevantes en las cuales se deba tomar la decisión de inversión en forma inmediata.

Para la sensibilización se considera el horizonte de análisis, para ello se toman los mismos valores estratégicos determinados para el año considerado como límite superior o de

frontera para el período analizar. Estos valores estratégicos son previamente determinados para todo el período completo de análisis.

Con los datos y el período acotado, se analiza el plan de obras de generación y transmisión para los casos base y para los distintos casos que se requiera sensibilizar.

Para discriminar entre una situación u otra, se analizan las series de costos de operación, inversión y falla, determinando la conveniencia de postergar o mantener la fecha de entrada en servicio de la o las obras sensibilizadas.

8.3 OBRAS DE TRANSMISIÓN

Del procedimiento descrito previamente, se obtuvieron las siguientes obras en transmisión troncal para cada escenario de generación.

8.3.1 Plan de Obras de Transmisión

Tabla 17: Plan de Obras de Transmisión en el SING

Líneas	Fecha	Potencia (MW)	Tensión (kV)
Los Changos 500 - Nueva Crucero Encuentro 500	jul-20	3.000	500

Tabla 18: Plan de Obras de Transmisión en el SIC

Líneas	Fecha	Potencia (MW)	Tensión (kV)
Nueva Diego de Almagro 220 - Cumbres 220	ene-20	1.200	220
Huelquén 500 - Los Almendros 500	ene-23	3.600	500
Los Almendros 500 - Polpaico 500	ene-23	3.600	500
Ciruelos 220 - Nueva Ciruelos 220	abr-23	400	220
Cautín 220 - Nueva Cautín 220	abr-23	400	220
Nueva Cautín 220 - Nueva Ciruelos 220	abr-23	1.320	220
Nueva Ciruelos 220 - Pichirropulli 220	abr-24	1.320	220
Nueva Charrúa 220 - Nueva Cautín 220	abr-24	1.320	220
Puerto Montt 220 - Nueva Puerto Montt 220	feb-22	928	220
Pichirropulli 500 - Nueva Puerto Montt 500	ene-25	3.000	500
Nueva Cautín 500 - Nueva Ciruelos 500	ene-25	3.000	500
Nueva Ciruelos 500 - Pichirropulli 500	ene-25	3.000	500
Nueva Charrúa 500 - Nueva Cautín 500	ene-25	3.000	500

Transformadores	Fecha	Potencia (MW)	Razón de Transformación
Los Changos 500/220 I	jul-17	750	500/220
Los Changos 500/220 II	feb-20	750	500/220
Cumbres 500/220	ene-20	750	500/220
Los Almendros 500/220	ene-23	750	500/220
Pichirropulli 500/220	ene-25	750	500/220
Nueva Puerto Montt 500/220	ene-25	750	500/220
Nueva Cautín 500/220	ene-25	750	500/220
Nueva Ciruelos 500/220	ene-25	750	500/220

Tabla 19: Plan de Obras de Transmisión de Subestaciones en el SIC

Subestaciones	Fecha	Línea Seccionada
Nueva Diego de Almagro 220	ene-20	Diego de Almagro 220 - Carrera Pinto 220
Puente Negro 220	ene-20	Candelaria 220 - Colbún 220
Nueva Puerto Montt 220	feb-22	Puerto Montt 220 - Rahue 220
Huelquén 500	ene-23	Ancoa 500 - Alto Jahuel 500
Los Almendros 500	feb-23	Polpaico 500 - Huelquén 500
Nueva Ciruelos 220	abr-23	Nueva Cautín 220 - Pichirropulli 220
Nueva Cautín 220	abr-23	Mulchén 220 - Nueva Ciruelos 220

8.4 FLUJOS RESULTANTES

En los siguientes gráficos se muestran los flujos resultantes de la simulación OSE2000 en los diferentes escenarios de planes de obra de generación, principalmente los flujos por las líneas del nuevo Sistema Norte del SIC propuesto en esta expansión troncal.

8.4.1 Escenario 1 (Carbón)

Gráfico 1: Flujo por Transformador Cumbres 500/220 kV

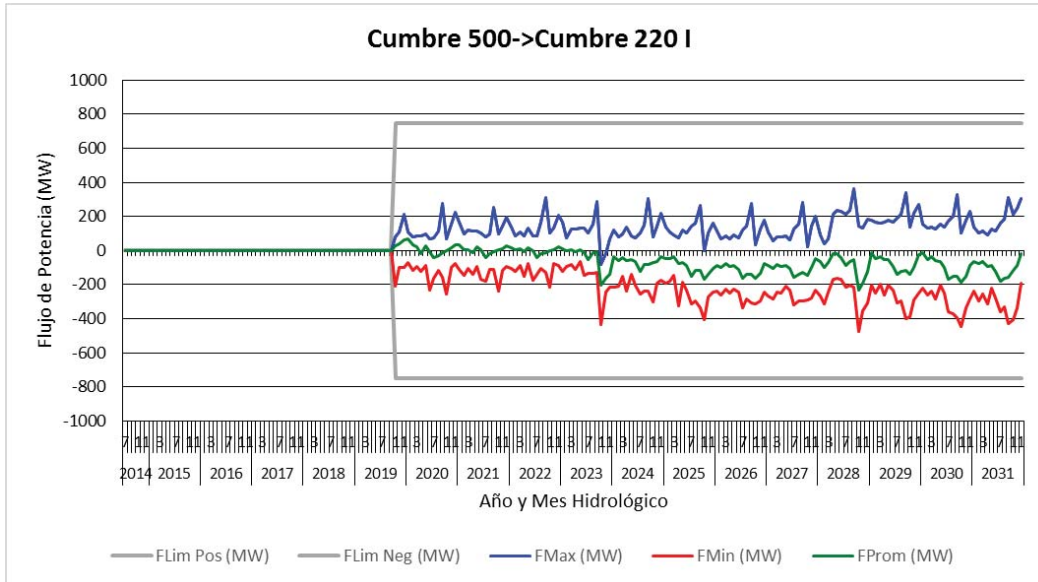


Gráfico 2: Flujo por Línea Diego de Almagro-Cumbres I 220 kV

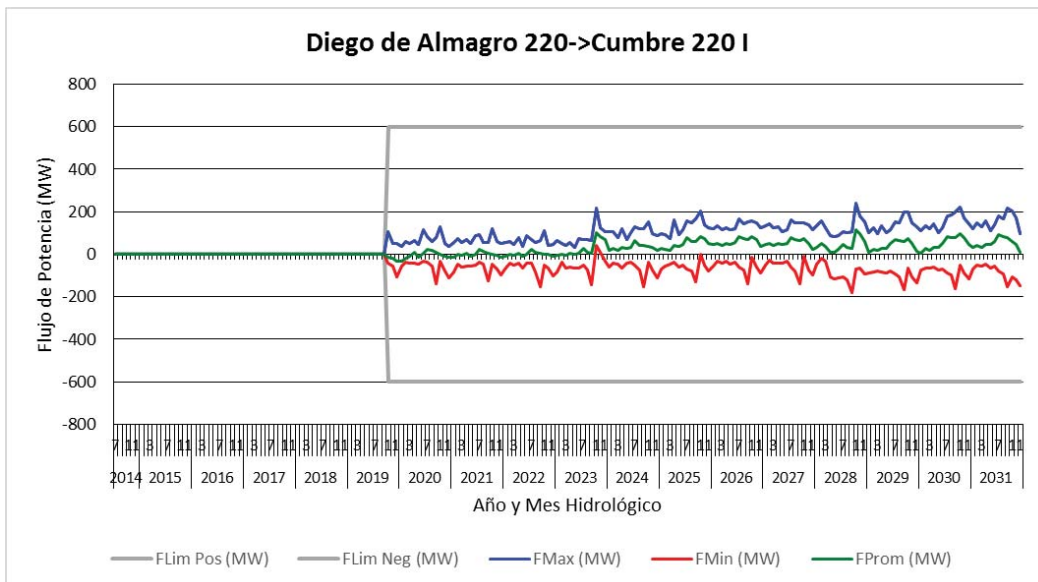


Gráfico 3: Flujo por Línea Diego de Almagro-Cumbres II 220 kV

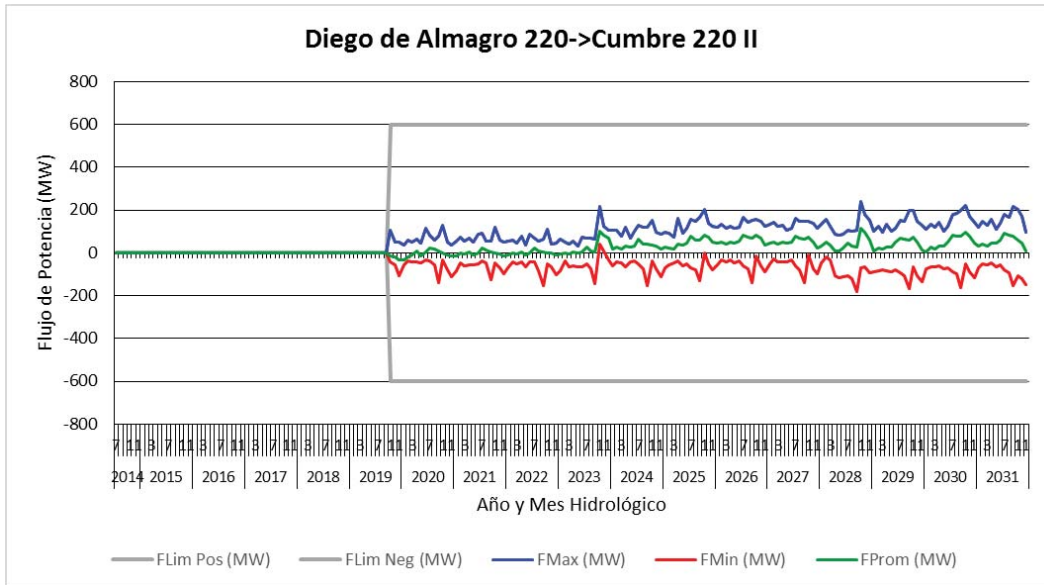
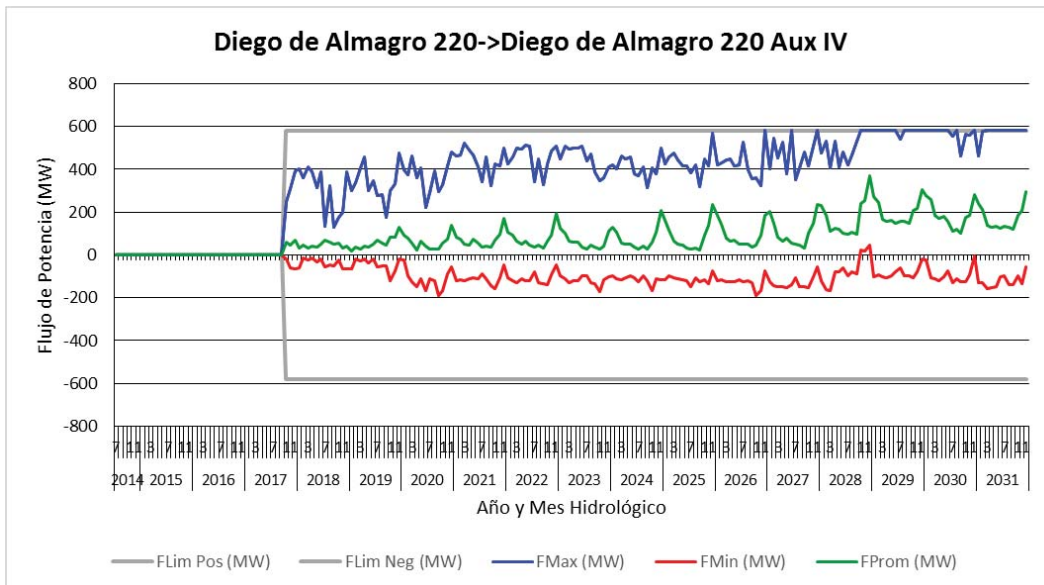


Gráfico 4: Flujo por Línea Diego de Almagro-Carrera Pinto-Cardones 220 kV



8.4.2 Escenario 2 (ERNC)

Gráfico 5: Flujo por Transformador Cumbres 500/220 kV

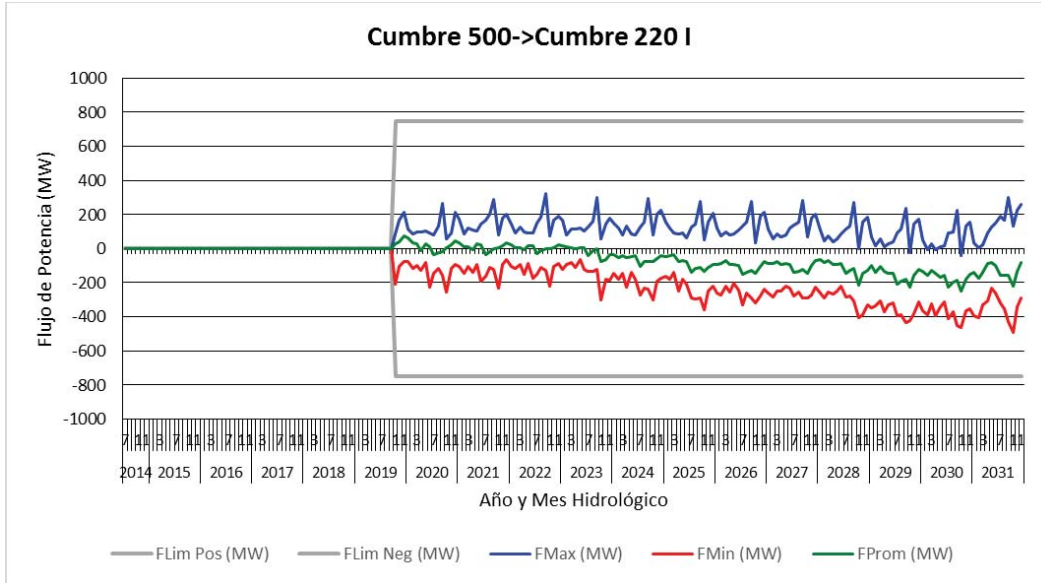


Gráfico 6: Flujo por Línea Diego de Almagro-Cumbres I 220 kV

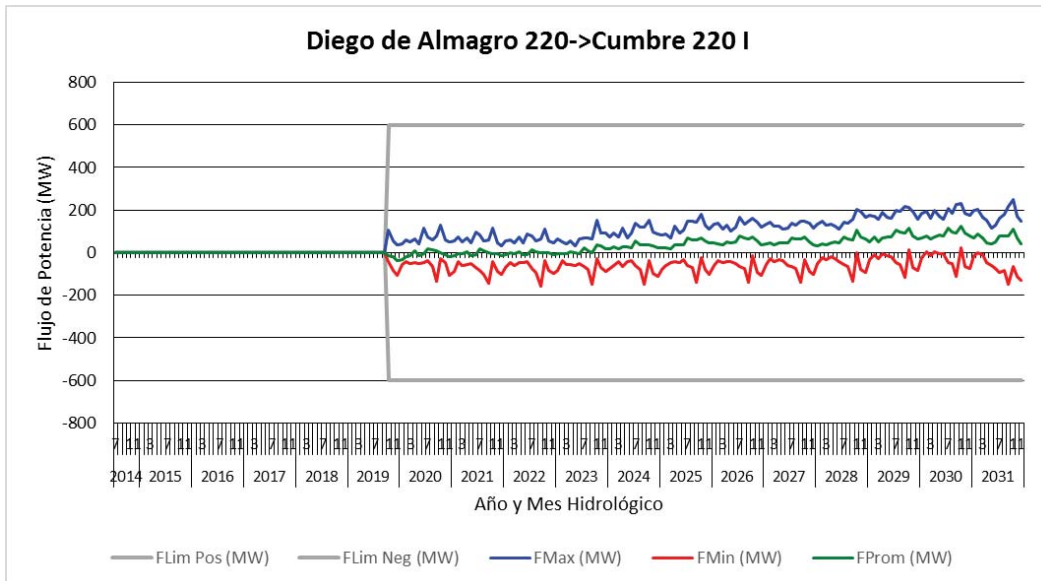


Gráfico 7: Flujo por Línea Diego de Almagro-Cumbres II 220 kV

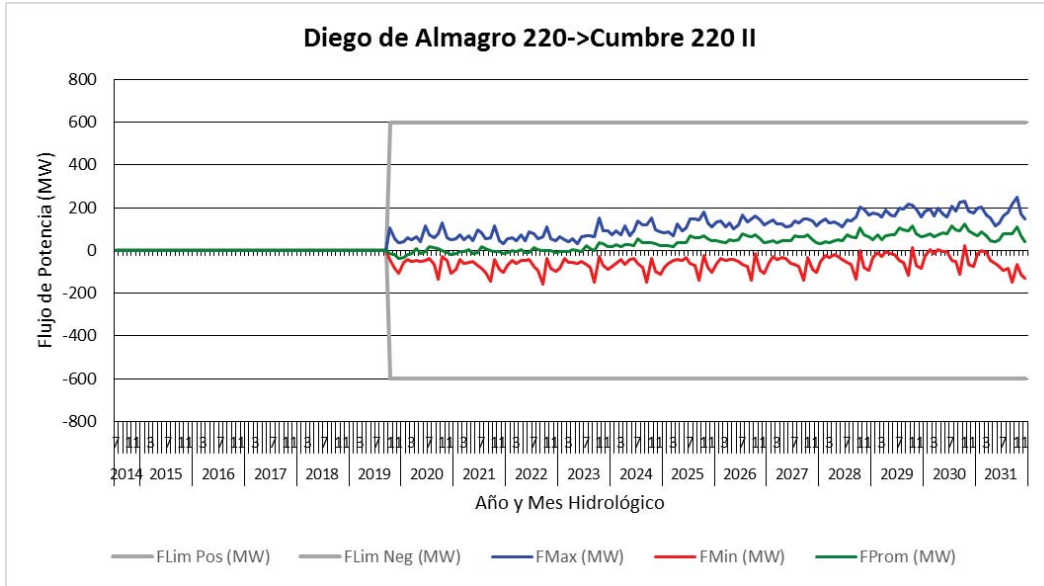
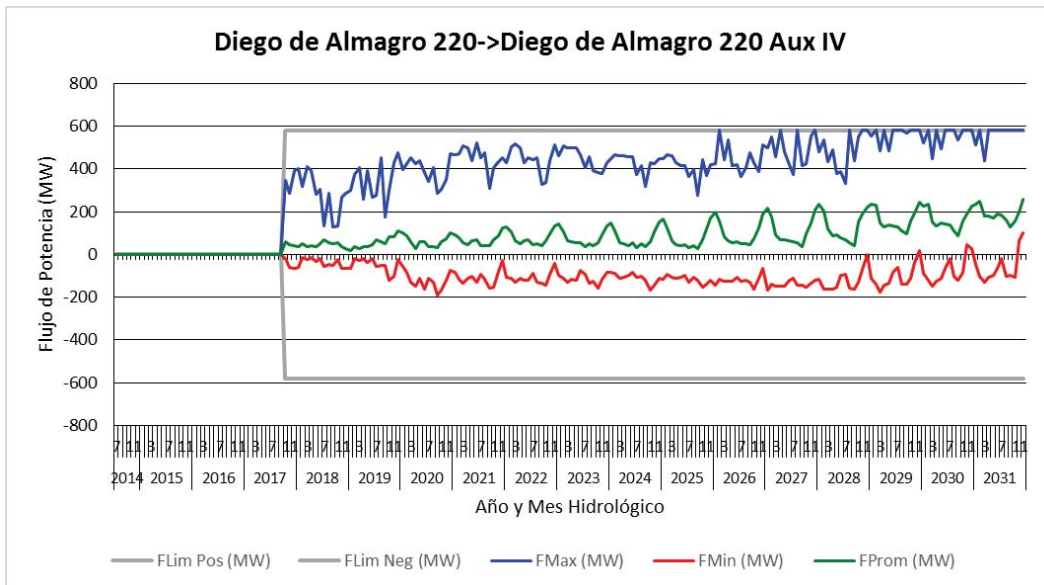


Gráfico 8: Flujo por Línea Diego de Almagro-Carrera Pinto-Cardones 220



8.4.3 Escenario 3 (GNL)

Gráfico 9: Flujo por Transformador Cumbres 500/220 kV

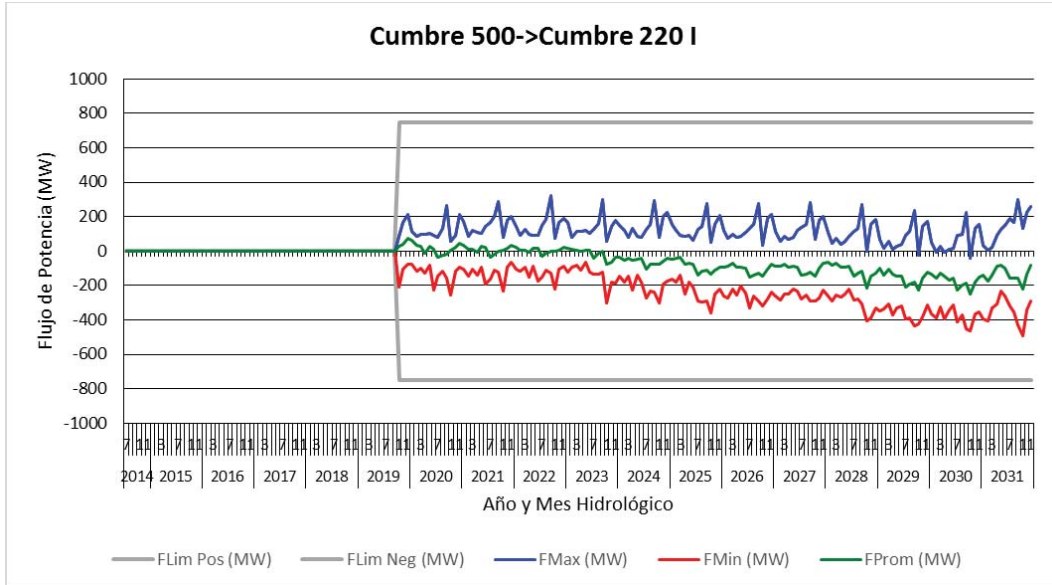


Gráfico 10: Flujo por Línea Diego de Almagro-Cumbres I 220 kV

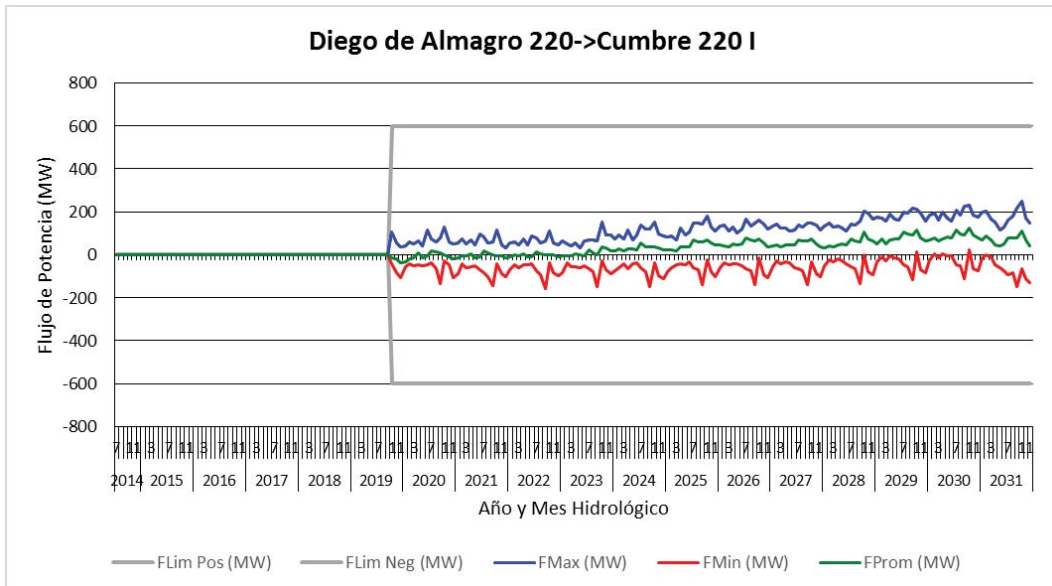


Gráfico 11: Flujo por Línea Diego de Almagro-Cumbres II 220

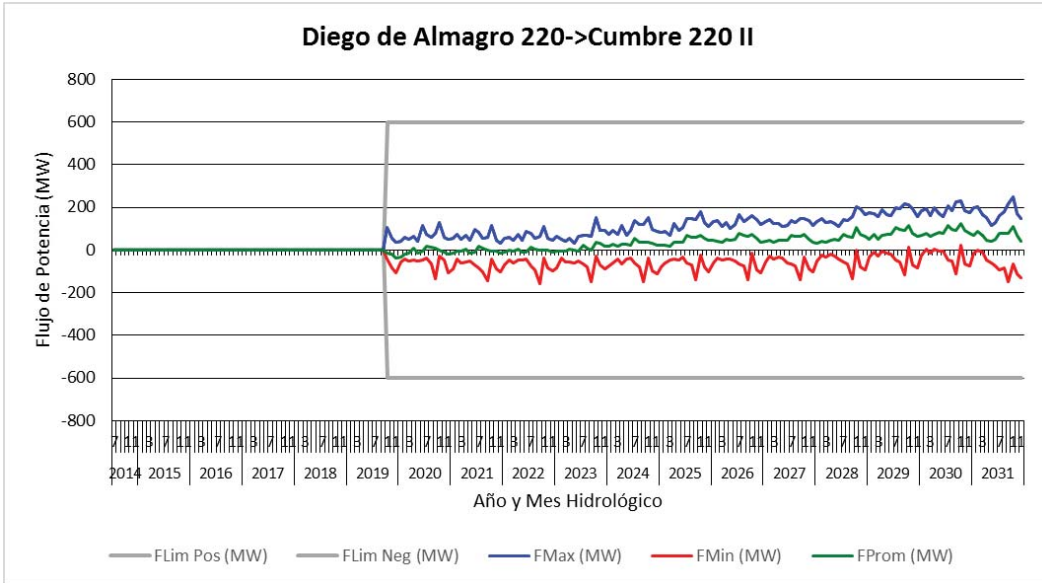
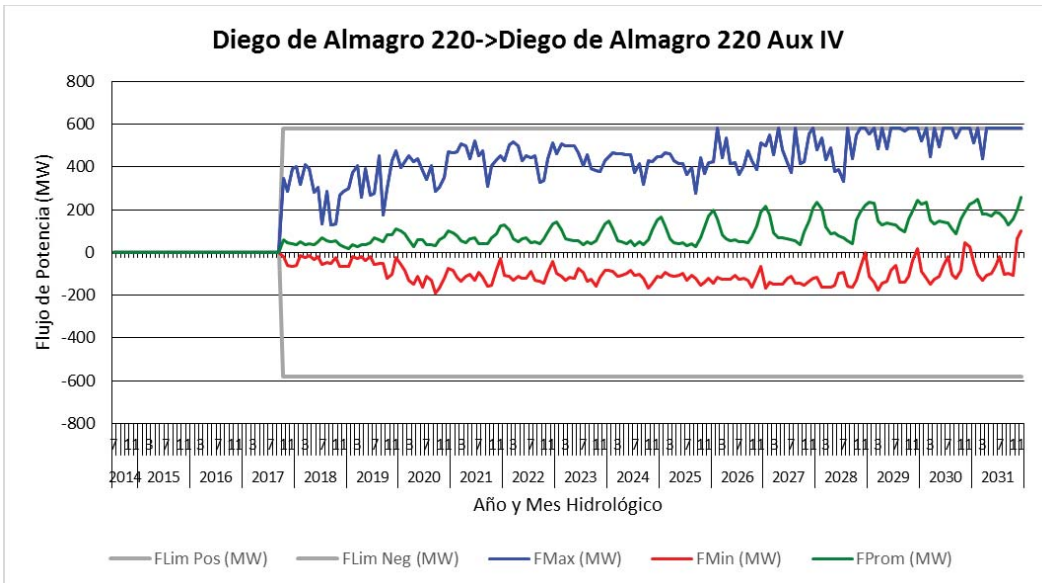


Gráfico 12: Flujo por Línea Diego de Almagro-Carrera Pinto-Cardones 220



8.4.4 Escenario 4 (ERNC++)

Gráfico 13: Flujo por Transformador Cumbres 500/220 kV

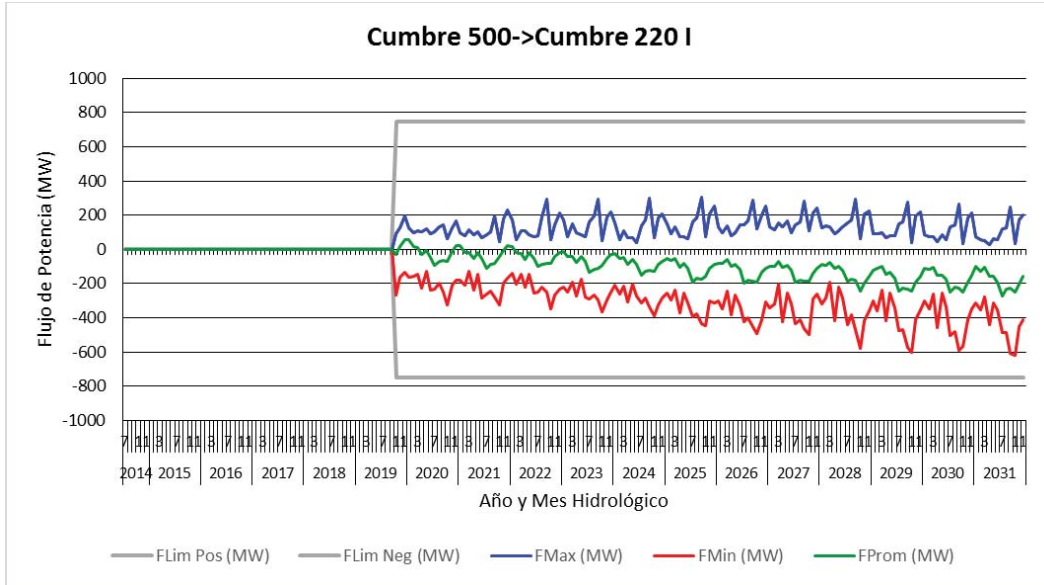


Gráfico 14: Flujo por Línea Diego de Almagro-Cumbres I 220 kV

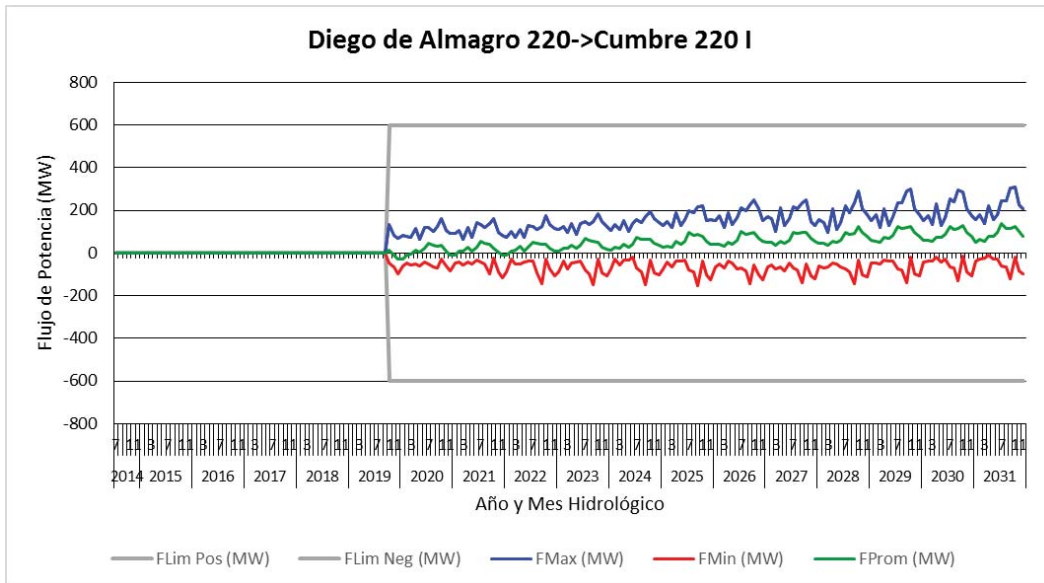


Gráfico 15: Flujo por Línea Diego de Almagro-Cumbres II 220

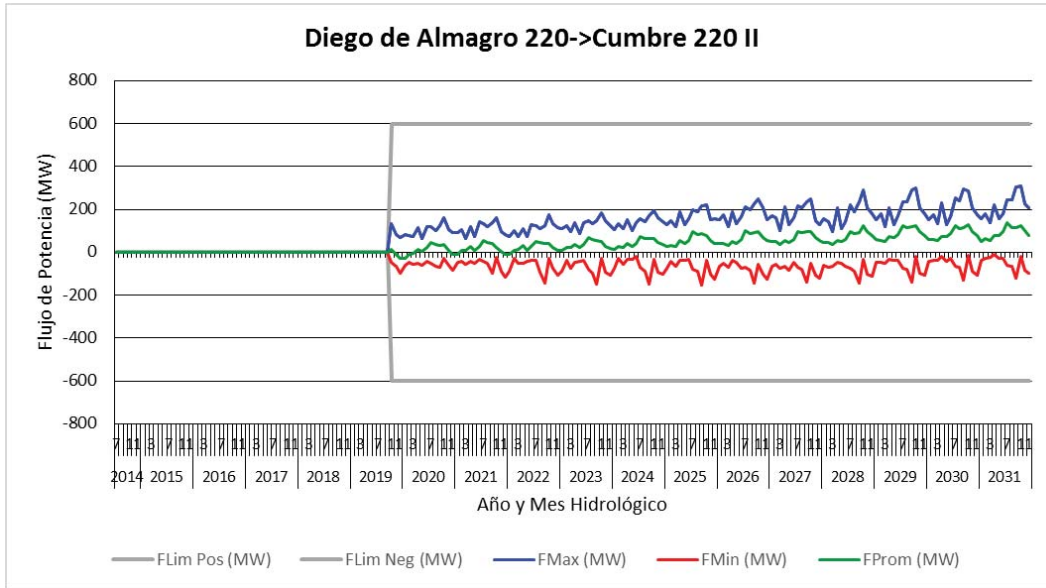
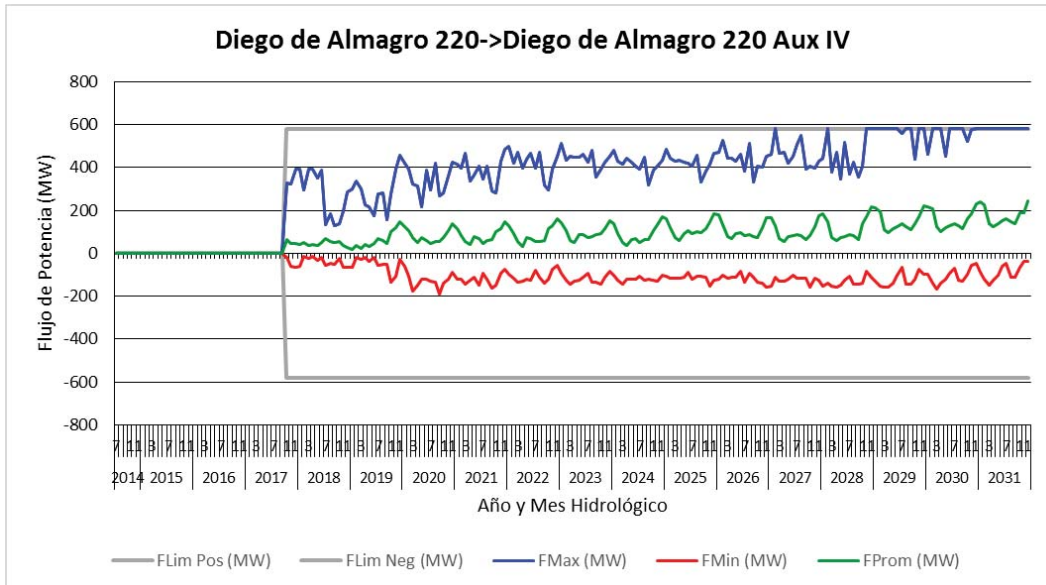


Gráfico 16: Flujo por Línea Diego de Almagro-Carrera Pinto-Cardones 220



8.4.5 Escenario 5 (GNL+HIDRO)

Gráfico 17: Flujo por Transformador Cumbres 500/220 kV

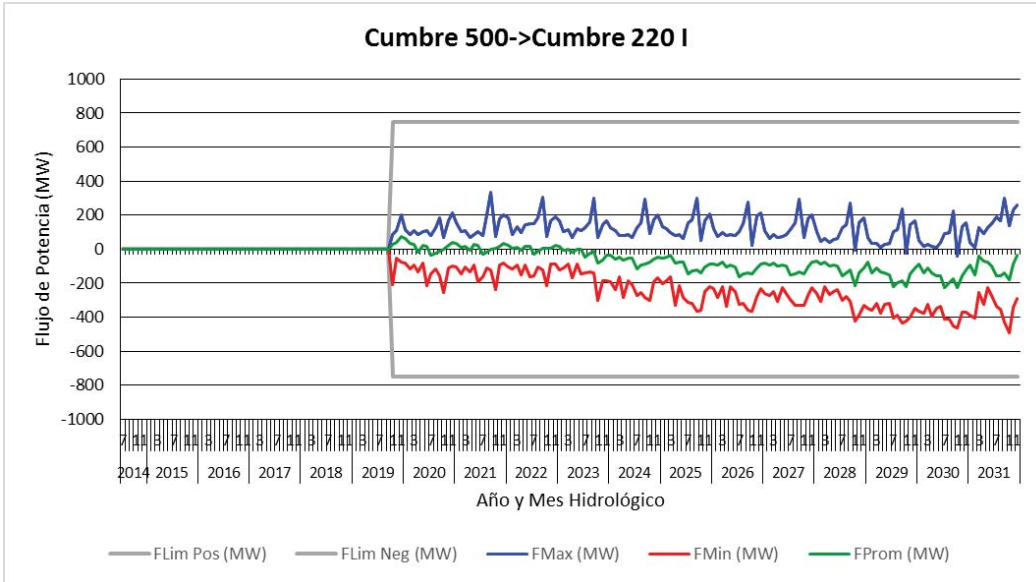


Gráfico 18: Flujo por Línea Diego de Almagro-Cumbres I 220 kV

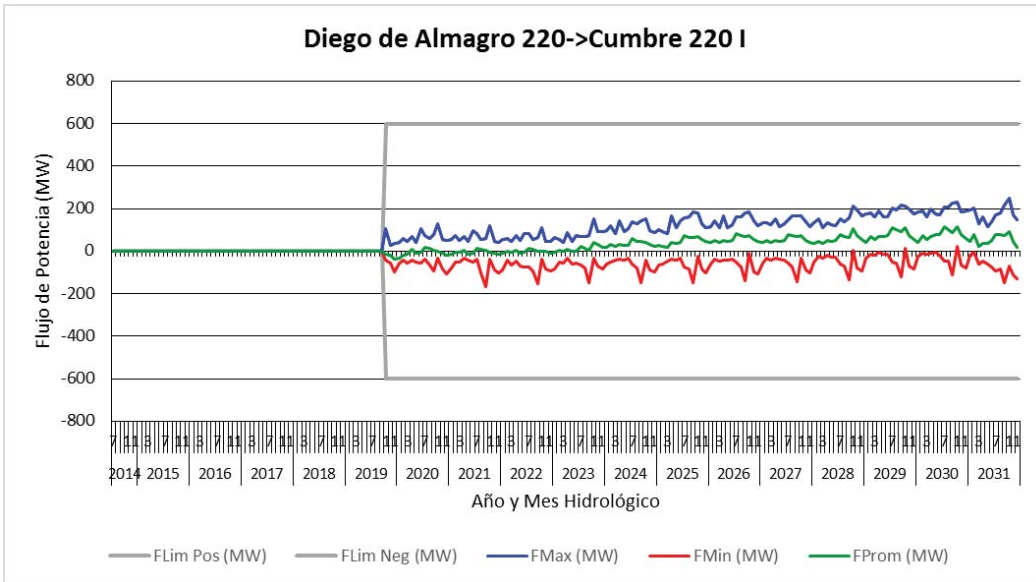


Gráfico 19: Flujo por Línea Diego de Almagro-Cumbres II 220

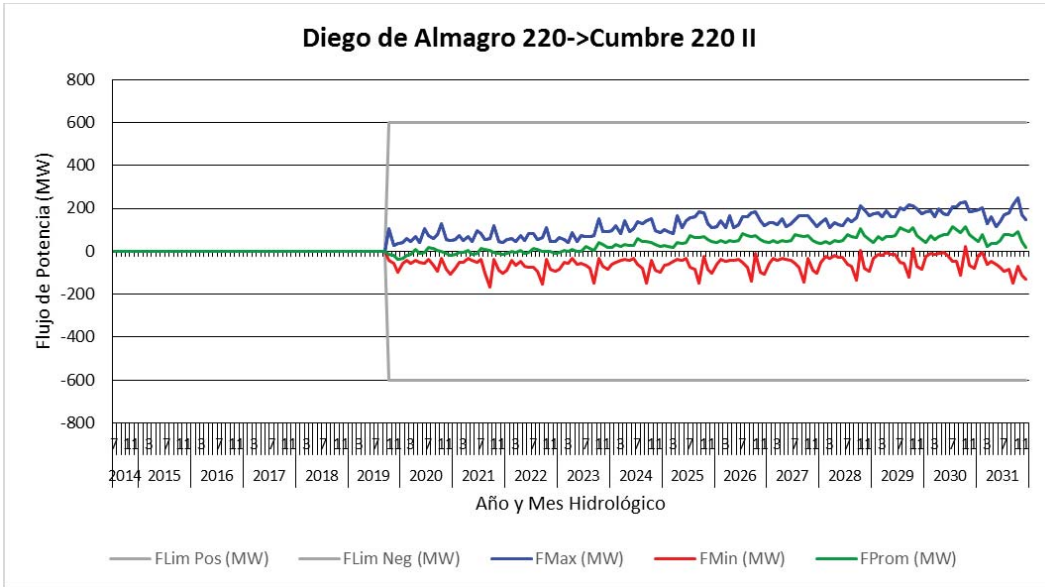
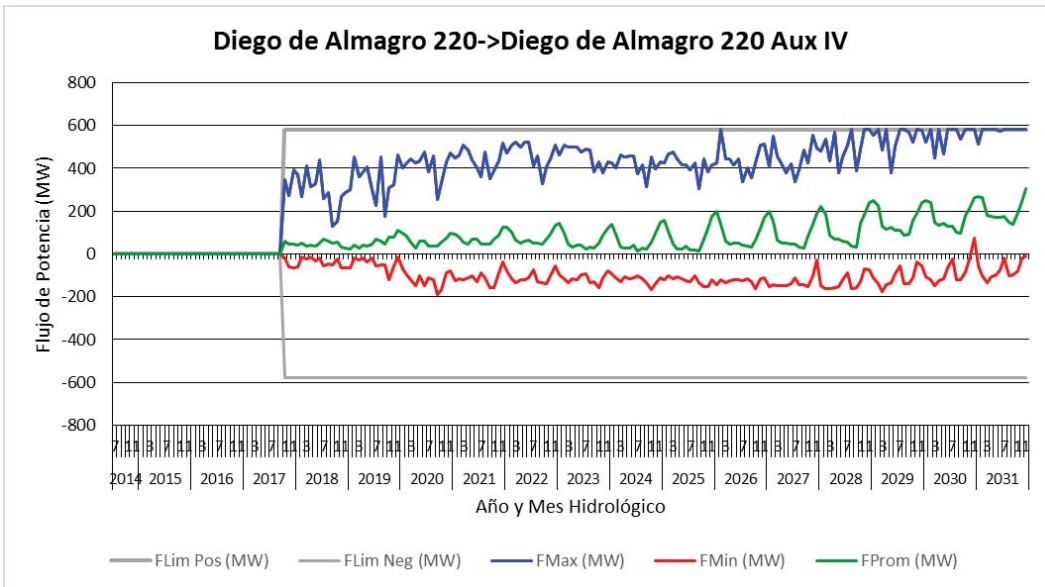


Gráfico 20: Flujo por Línea Diego de Almagro-Carrera Pinto-Cardones 220



9 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS

De acuerdo a las necesidades de transmisión detectadas, en base a la adaptación de la transmisión para los diferentes escenarios en la generación, se procedió a evaluar la conveniencia de la ejecución de éstos, en base a sensibilidades realizadas en torno a la ejecución de una u otra alternativa, o el atraso de algún proyecto en particular.

A continuación se describen las evaluaciones realizadas a las obras propuestas.

9.1 NECESIDADES DE AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES EN EL SIC

9.1.1 Nuevo Sistema Norte Chico del SIC

De acuerdo a las necesidades de transmisión detectadas, para el sistema troncal en el norte del Sistema Interconectado Central, se han evaluado diferentes alternativas de desarrollo, las que se pueden identificar a continuación:

- a) **Sistema Norte Chico SIC 1:** En base a lo recomendado por parte de la DP del CDEC SIC, se encuentra compuesto por una subestación seccionadora Nueva Diego de Almagro 220 kV, seccionamiento del primer circuito de la nueva línea 2x220 kV Diego de Almagro – Cardones en S/E Carrera Pinto y cambio de conductor de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro por uno de alta capacidad.
- b) **Sistema Norte Chico SIC 2:** Compuesto por las mismas instalaciones y obras indicadas previamente más una nueva línea 2x220 kV 600 MVA Nueva Diego de Almagro – Cumbres 220 kV y un Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en la subestación Cumbres.

Es importante señalar que la construcción de la subestación seccionadora Nueva Diego de Almagro 220 kV se considera incluida en cada escenario de generación estudiado, con el objeto de dar cabida a los nuevos proyectos de conexión tanto de generación como de líneas de transmisión u otros de la zona, dado que la actual S/E Diego de Almagro no posee ni los espacios ni la configuración, ni la capacidad para recibir nuevas conexiones. A esto se suma la cercanía con la actual ciudad de la subestación y las nuevas instalaciones que llegan a esta. En base a lo anterior, esta Comisión presentará en el presente Plan de Expansión la obra subestación seccionadora Nueva Diego de Almagro. El diseño de la nueva subestación seccionadora, en especial la configuración de sus barras se establece en interruptor y medio, para los efectos de aumentar la seguridad del sistema.

Se efectuaron simulaciones considerando ambos proyectos para efectos de determinar el requerimiento del proyecto de conexión a la subestación Cumbres.

Para cada escenario de generación y caso de expansión en transmisión se ilustra en la siguiente tabla los costos de operación y falla en millones de dólares:

Tabla 20: Costos de Operación y Falla Nuevo Sistema Norte Chico del SIC en MUS\$

VP Costos de Operación y Falla Millones de US\$	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4	ESC 5
Sistema Norte Chico SIC 1	21.984	21.799	22.138	20.570	21.855
Sistema Norte Chico SIC 2	21.951	21.760	22.095	20.489	21.816

Para calcular la anualidad de cada obra propuesta de desarrollo se ha utilizado una vida útil de 40 años y una tasa de descuento del 10% para el caso del proyecto de conexión a la subestación cumbres y la nueva subestación seccionadora. Para efectos de la evaluación en los casos de las obras propuestas por parte de la DP del CDEC-SIC una vida útil de 30 años y la misma tasa de descuento. Con esto, el valor presente de las obras es el que a continuación se muestra:

Tabla 21: Costos de Inversión Nuevo Sistema Norte Chico del SIC en MUS\$

VP Valores de Inversión en los casos de transmisión millones de US\$	Todos los Escenarios
Sistema Norte Chico SIC 1	47,51
Sistema Norte Chico SIC 2	53,06

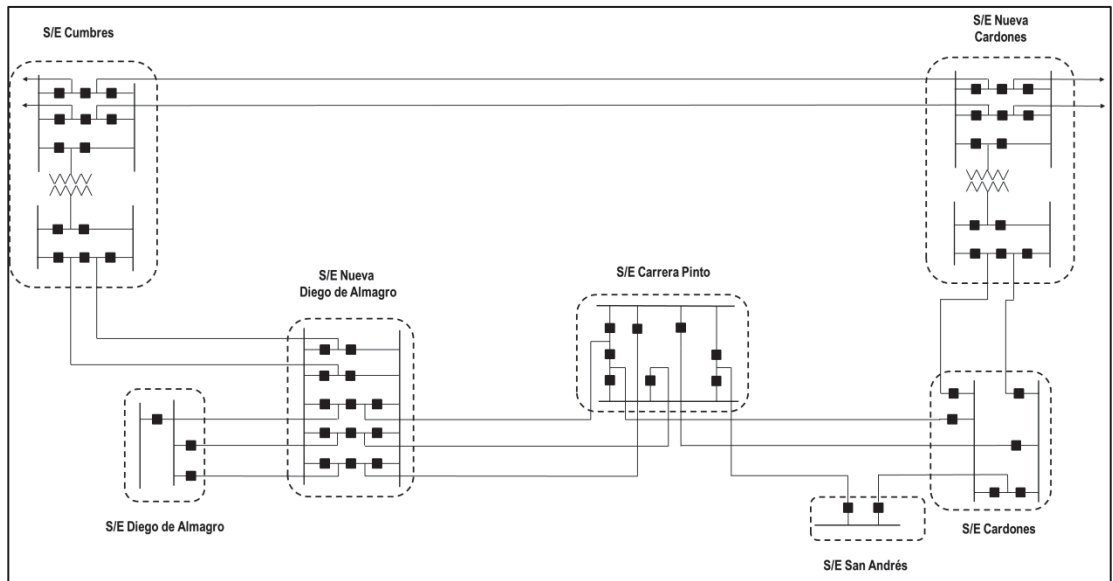
Con lo anterior se construyen los costos totales para cada escenario de plan de obras de generación, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 22: Costos Totales Nuevo Sistema Norte Chico del SIC en MUS\$

VP Costo total millones de US\$	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4	ESC 5
Sistema Norte Chico SIC 1	22.032	21.846	22.185	20.618	21.902
Sistema Norte Chico SIC 2	22.004	21.813	22.148	20.542	21.869
Diferencia (SIC1 - SIC2)	28	34	37	76	34

De los valores anteriores, se puede desprender que para todos los escenarios analizados, las obras de conexión a la subestación cumbres presentan en promedio beneficios netos que ascienden a 42 millones de dólares en valor presente, por lo cual se presentará para efectos del presente Plan, adicionalmente a las obras propuestas por parte de la DP del CDEC-SIC. De lo anteriormente expuesto se adjunta un diagrama referencial.

Ilustración 1: Diagrama referencia de expansión Sistema SIC Norte



El desarrollo de los costos de operación e inversión se encuentra incluido en el numeral 11.1 del anexo del presente informe.

9.1.2 Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV

La presente obra surge como parte de los análisis efectuados por esta Comisión respecto al abastecimiento y requerimientos de transmisión del sistema interconectado central en la zona de intersección de las líneas Colbún-Candelaria y La Higuera-Tinguiririca. Adicionalmente, el Consultor del Estudio de Transmisión Troncal menciona en su informe Final lo siguiente: “Cabe señalar que el adelanto del seccionamiento en la nueva S/E Puente Negro trae consigo el beneficio de poder evacuar adecuadamente las centrales ubicadas en la zona cordillerana, al este de la subestación mencionada, incluso en situaciones de contingencias. Además permite aliviar el sistema de subtransmisión en 154 KV, los que ante contingencias actualmente deben ser operados con desprendimiento de generación relevante”. Por ello, esta Comisión evaluó como caso el poder seccionar la línea 2x220 kV Colbún-Candelaria y efectuar la conexión con la línea La Higuera-Tinguiririca.

A continuación se presentan los costos de operación y falla para cada escenario de generación evaluado y caso analizado, es decir con y sin el seccionamiento y la conexión hacia las redes de subtransmisión.

Tabla 23: Costos de Operación y Falla Proyecto Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV en MUS\$

VP Costos de Operación y Falla Millones de US\$	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4	ESC 5
Sin proyecto	21.951	21.760	22.095	20.489	21.816
Con proyecto	21.939	21.747	22.085	20.478	21.804

Para cada plan de obras de generación, se han obtenido los diferentes costos operacionales, incluyendo o no esta obra de ampliación. Para calcular la anualidad de cada obra propuesta de desarrollo se ha utilizado una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10%. A continuación se presenta el costo de inversión de la obra de seccionamiento de la línea 2x220 kV Colbún - Candelaria:

Tabla 24: Costos de Inversión Proyecto Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV en MUS\$

VP Valores de Inversión en los casos de transmisión millones de US\$	Todos los Escenarios
Sin proyecto	0,0
Con proyecto	5,41

Con lo anterior se construyen los costos totales para cada escenario de plan de obras de generación, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 25: Costos Totales Proyecto Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV en MUS\$

VP Costo total millones de US\$	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4	ESC 5
Sin proyecto	21.951	21.760	22.095	20.489	21.816
Con proyecto	21.945	21.752	22.090	20.484	21.809
Diferencia (Sin - Con)	6,2	7,3	5,2	5,8	6,4

De los valores anteriores, se puede desprender que para los escenarios analizados, las obras de conexión a la S/E Puente Negro 220 kV presentan en promedio beneficios netos que ascienden a 6,2 millones de dólares en valor presente, por lo cual y tomando en consideración la recomendación del Consultor del ETT, se presentará el presente proyecto para efectos del presente Plan de Expansión.

El desarrollo de los costos de operación e inversión se encuentra incluido en el numeral 11.2 del anexo del presente informe.

9.1.3 Necesidades de Ampliación de Instalaciones existentes en el SIC

9.1.3.1 Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV

La recomendación de la presente obra, surge de la propuesta de la DP del CDEC-SIC para efectos de mejorar la seguridad del sistema y dotar de nuevas capacidades a la subestación. El proyecto recomendado se puede describir como sigue: Consiste en el cambio de configuración de los actuales paños de la S/E Carrera Pinto a interruptor y medio en 220 kV, además del repotenciamiento de la barra y los espacios para el seccionamiento del circuito N° 1 de la Línea Cardones - Diego de Almagro de Eletrans S.A.. Esta obra presenta algún grado de interferencia con las actuales obras de ampliación ya adjudicadas por lo cual se buscó una alternativa para los efectos de no interferir con ellas.

Debido a lo anterior esta Comisión presenta en el presente Plan de Expansión la siguiente obra de ampliación para esa subestación: El proyecto se efectuará expandiendo las barras de la subestación hacia la zona norte, conectando en la nueva sección el circuito N° 1 de la Línea Cardones - Diego de Almagro de Eletrans S.A.. Adicionalmente, la configuración de paños de la nueva sección será en configuración interruptor y medio.

Con ello se evitan interferencias con lo ya adjudicado o modificaciones a las obras actualmente en ejecución.

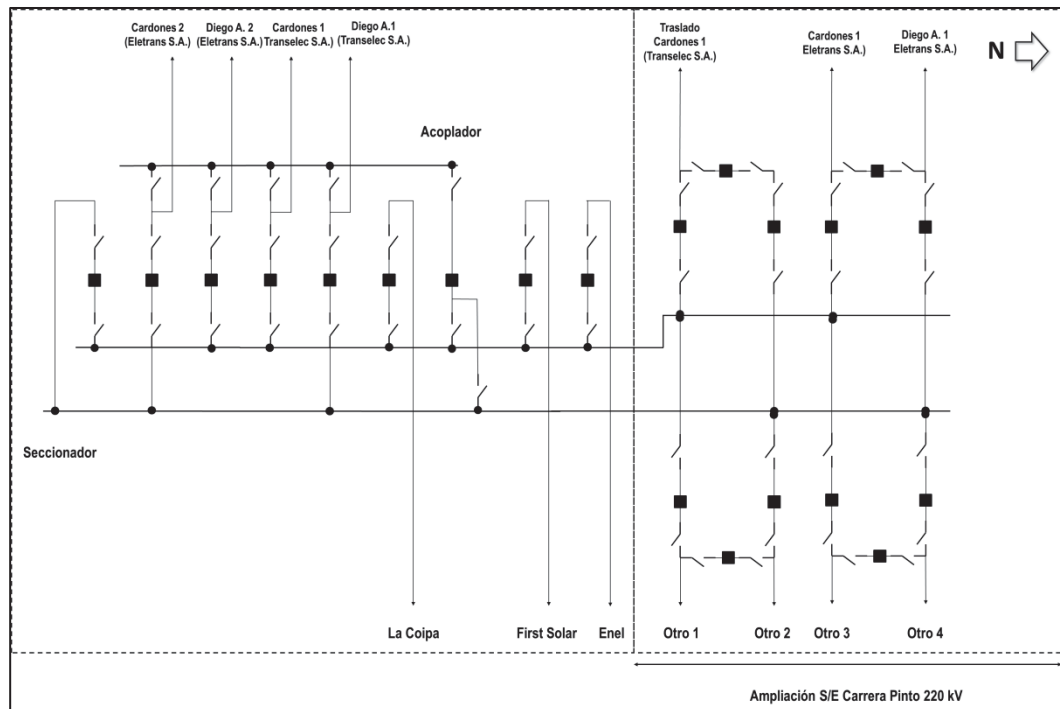
Valor de Inversión referencial de 5,80 millones de US\$

Con la construcción de este proyecto la S/E Carrera Pinto contaría con mejor aprovechamiento de los terrenos y mayor flexibilidad en la operación en cuanto el crecimiento futuro de la S/E

El Detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 10.1.2 del presente informe.

Adicionalmente, se adjunta un diagrama referencial con el desarrollo del proyecto antes mencionado.

Ilustración 2: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Carrera Pinto 220 kV



9.1.3.2 Ampliación S/E Cardones 220 kV

Se propone modificar el paño de conexión de la línea 1x220 kV Cardones – San Andrés – Carrera Pinto - Diego de Almagro 1x220, migrando a una configuración de interruptor y medio de manera que quede conectado a ambas barras principales, de manera de que ante falla de severidad 9 pueda rápidamente cambiar la barra de conexión y así cumplir con las exigencias de la normativa vigente.

9.1.3.3 Cambio de Interruptores en S/E Alto Jahuel 220 kV y S/E Charrúa 220 kV

De acuerdo a los estudios realizados por parte del CDEC-SIC, existe un grupo de interruptores en la S/E Alto Jahuel 220 kV y la S/E Charrúa 220 kV, en que las corrientes máximas de cortocircuito sobrepasarían los valores nominales de corriente de ruptura simétrica. Por tal motivo y para cumplimiento de las exigencias de la normativa, se ha propuesto en este plan de expansión el cambio de dichos interruptores por otros que tengan mayor capacidad de ruptura. Los interruptores que se requieren reemplazar son los siguientes:

- Cambio de Interruptores 52J3, 52J10, 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel.
- Cambio de Interruptores 52JT5, 52JT6, 52J15, 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa.

9.1.3.4 Ampliación S/E Temuco 220 kV

Actualmente la S/E Temuco 220 kV tiene configuración de una barra principal con barra de transferencia, por lo que ante una falla en barra se produciría la desenergización del consumo conectada a esta, de igual manera cuando se necesite mantención a algún equipo asociado a la línea, transformador u otro.

Por los motivos antes expuestos, el proyecto de ampliación consiste en la instalación de una segunda sección de barra principal, hacia el sector sur de dicha S/E Temuco. Con esta ampliación, se requerirá un nuevo paño seccionador y conexiones a la nueva sección de barra principal de los paños de Cautín N°1, Transformador N° 7, Transformador N° 8 y paño acoplador. También se considera el reemplazo de la actual protección diferencia por una que cumpla con las nuevas exigencias de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Por último, el proyecto considera el control y protecciones para el nuevo seccionador, las modificaciones de control para los paños que se conectan a la nueva barra principal, así como la adecuación de los tableros de SS.AA. para la alimentación de los nuevos consumos.

9.1.4 Necesidades de Ampliación de Instalaciones existentes en el SING

9.1.4.1 Reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro

En el presente Plan de Expansión, se propone desplazar conexiones desde la actual subestación Crucero a la subestación Nueva Crucero Encuentro, proyecto que comprende las obras de ampliación individualizadas en los numerales 4.1.1, 4.1.2 y 4.1.3. Para ello, se considera un monto de inversión de 20,57 millones de US\$.

El proyecto recomendado por el CDEC-SING en la “Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión del SING” considera el desplazamiento de 7 conexiones desde la actual subestación Crucero a la subestación en construcción Nueva Crucero Encuentro. Las conexiones que se desplazan son las siguientes: Lagunas 1, Lagunas 2, Tocopilla 1, Tocopilla 2, Laberinto1, Laberinto 2 y Chuquicamata. El proyecto consiste en la construcción de paños de línea en la nueva S/E, tramos de línea para realizar los seccionamientos y desvíos necesarios, y el desmontaje de los paños que se liberan en la S/E Crucero.

En la recomendación del CDEC-SING, se indica *“Los resultados obtenidos sugieren, inicialmente, la necesidad de aumentar la capacidad de las barras de S/E Crucero. Sin embargo, dado el alto impacto que tiene esta subestación en la operación del SING -debido al nivel de potencia que se gestiona en ella-, no se recomienda realizar trabajos de ampliación en esta subestación, considerando el riesgo que dichos trabajos conllevan sobre la operación segura del SING”*.

De lo anterior se destaca la complejidad de poder efectuar actualmente trabajos en la subestación, por otra parte y de acuerdo a los análisis realizados por el CDEC-SING de la capacidad de barras en la subestación Crucero, se indica *“De los resultados obtenidos, se concluye que la capacidad de la barra de S/E Crucero presenta sobrecargas de al menos un*

30% para el año 2015, y de al menos un 50% para el año 2016, bajo determinadas condiciones de operación. Si bien en condiciones normales de operación y topología, la barra no presenta sobrecargas, basta una contingencia simple en el circuito 1 de la línea 2x220 kV Crucero – Encuentro para superar la capacidad de la barra, en alguno de sus tramos.”

En síntesis, la DP del CDEC-SING, indica como conclusión general “Por lo anteriormente expuesto, considerando además la estadística de fallas presentada en la Sección 5, se recomienda disminuir la cantidad de paños por sección de barra de la S/E Crucero, reubicando paños de línea en alguna S/E aledaña del sistema. Para ello se propone que dichos paños de línea sean transferidos a la nueva S/E Crucero-Encuentro, actualmente en proceso de licitación”.

La Comisión ha evaluado la propuesta de la DP CDEC-SING, y recomienda como parte del alcance del proyecto realizar la reubicación de las siguientes líneas a la subestación en construcción Nueva Crucero Encuentro:

- 2x220 kV Crucero – Laberinto
- 1x220 kV Crucero – Lagunas, circuito 1
- 1x220 kV Crucero – Lagunas, circuito 2
- 2x220 kV Tocopilla – Crucero
- 1x220 kV Crucero – Chuquicamata
- 1x220 kV Crucero – Salar.

Dentro del alcance técnico esta Comisión recomienda, incluir adicionalmente la reubicación de la línea 1x220 kV Crucero – Salar con el objetivo de permitir la reutilización de tramos de línea que quedan del seccionamiento para la conexión de las líneas a la subestación Nueva Crucero Encuentro. Esta alternativa presenta la ventaja de considerar una menor construcción de nuevas líneas, dado que se aprovecha infraestructura eléctrica existente.

10 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

La valorización de las instalaciones que se estudiaron como factibles de construir se valorizaron considerando los precios unitarios equipos y materiales disponibles más recientemente.

Los costos de construcción considerarán, cuando sea necesario, campamento para el personal o en su defecto una disminución del rendimiento del trabajo de construcción por tiempo de traslado del personal.

La valorización de las obras de expansión de los sistemas de transmisión troncal consideradas en el estudio fue calculado conforme a la siguiente metodología.

Metodología

Para cada proyecto de la transmisión, se efectuó un análisis de constructibilidad del proyecto considerando los siguientes aspectos:

- **Análisis Sistémico:** Comprende el análisis de la factibilidad de disponer de las instalaciones durante la construcción, lo cual es particularmente relevante en la modificación de instalaciones en servicio. Esto determina el método constructivo y plazo de ejecución.
- **Valorización:** Corresponde a la cubicación de las obras físicas y costos asociados respecto al plazo y método constructivo definido. Para la valorización de las instalaciones de expansiones de líneas de alta tensión se consideraran los siguientes conceptos y metodología que se explica en la siguiente tabla:

En los costos se han considerado al menos los siguientes ítems:

- a) Ingeniería de desarrollo y de construcción
- b) Suministros Principales
- c) Faenas, Obras Civiles
- d) Medio Ambiente
- e) Construcción y montaje
- f) Fletes
- g) Pruebas y Puesta en servicios
- h) Inspección Técnica de Obras y gestión de permisos
- i) Gastos Generales y utilidad del contratista (incluye la gestión de dirección del contratista, sus gastos propiamente tal, utilidad, seguros y prevención de riesgos de la obra, entre otros)
- j) Gestión de dirección de Contrato del mandante, cuando se requiere
- k) Imprevistos
- l) Servidumbres y/o terrenos
- m) Financiamiento
- n) Otros.

Para el caso de terrenos y/o servidumbres, cuando es necesario, se han valorizados según montos de proyectos o valores actuales transados según la zona y lugar que se trata.

El calibre de los conductores se determinó para llevar la potencia nominal del circuito con una temperatura ambiente de 35 °C y una temperatura del conductor de 65 °C.

Los costos de construcción considerarán, cuando se estima necesario, campamento para el personal o en su defecto una disminución del rendimiento del trabajo de construcción por tiempo de traslado del mismo.

10.1 PRESUPUESTO DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN ANALIZADAS

10.1.1 Valorizaciones de Obras del SING detalladas por partes

Extensión líneas 2x220 kV Crucero – Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro		Miles US\$
1	Costos Directos	1.869
1.1	Ingeniería	50
1.2	Instalación de Faenas	22
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	1.797
2	Costos Indirectos	413
2.1	Gastos generales y Seguros	103
2.2	Inspección técnica de obra	30
2.3	Utilidades del contratista	187
2.4	Contingencias	93
3	Monto Contrato	2.282
4	Intereses Intercalarios	166
5	Costo Empresa	91
COSTO TOTAL PROYECTO		2.539

Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro		Miles US\$
1	Costos Directos	1.232
1.1	Ingeniería	50
1.2	Instalación de Faenas	15
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	1167
2	Costos Indirectos	272
2.1	Gastos generales y Seguros	68
2.2	Inspección técnica de obra	20
2.3	Utilidades del contratista	123
2.4	Contingencias	62
3	Monto Contrato	1.504
4	Intereses Intercalarios	110
5	Costo Empresa	60
COSTO TOTAL PROYECTO		1.674

Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro		Miles US\$
1	Costos Directos	12.509
1.1	Ingeniería	1.336
1.2	Instalación de Faenas	161
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	11.012
2	Costos Indirectos	3.450
2.1	Gastos generales y Seguros	638
2.2	Inspección técnica de obra	188
2.3	Utilidades del contratista	1251
2.4	Contingencias	625
3	Monto Contrato	15.211
4	Intereses Intercalarios	1.147
COSTO TOTAL PROYECTO		16.358

10.1.2 Valorizaciones de obras del SIC detalladas por partes

Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV		Miles US\$
1	Costos Directos	4.318
1.1	Ingeniería	151
1.2	Instalación de Faenas	142
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	4.025
2	Costos Indirectos	1.126
2.1	Gastos generales y Seguros	362
2.2	Inspección técnica de obra	161
2.3	Utilidades del contratista	402
2.4	Contingencias	201
3	Monto Contrato	5.152
4	Intereses Intercalarios	444
5	Costo Empresa	206
COSTO TOTAL PROYECTO		5.802

Seccionamiento del circuito N°1 Cardones – Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto		Miles US\$
1	Costos Directos	3.792
1.1	Ingeniería	100
1.2	Instalación de Faenas	28
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	3.664
2	Costos Indirectos	1.223
2.1	Gastos generales y Seguros	379
2.2	Inspección técnica de obra	162
2.3	Utilidades del contratista	379
2.4	Contingencias	303
3	Monto Contrato	5.015
4	Intereses Intercalarios	451
5	Costo empresa	201
COSTO TOTAL PROYECTO		5.667

Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones – Carrera Pinto – Diego de Almagro		Miles US\$
1	Costos Directos	14.904
1.1	Ingeniería	184
1.2	Instalación de Faenas	359
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	14.361
2	Costos Indirectos	5.075
2.1	Gastos generales y Seguros	1.043
2.2	Inspección técnica de obra	388
2.3	Utilidades del contratista	1.490
2.4	Contingencias	2.154
3	Monto Contrato	19.980
4	Intereses Intercalarios	818
5	Costo Empresa	799
COSTO TOTAL PROYECTO		21.597

Ampliación S/E San Andrés 220 kV		Miles US\$
1	Costos Directos	163
1.1	Ingeniería	23
1.2	Instalación de Faenas	16
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	124
2	Costos Indirectos	174
2.1	Gastos generales y Seguros	74
2.2	Inspección técnica de obra	74
2.3	Utilidades del contratista	12
2.4	Contingencias	14
3	Monto Contrato	299
4	Intereses Intercalarios	27
5	Costo Empresa	12
COSTO TOTAL PROYECTO		338

Ampliación S/E Cardones 220 kV		Miles US\$
1	Costos Directos	988
1.1	Ingeniería	84
1.2	Instalación de Faenas	27
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	877
2	Costos Indirectos	438
2.1	Gastos generales y Seguros	123
2.2	Inspección técnica de obra	158
2.3	Utilidades del contratista	88
2.4	Contingencias	69
3	Monto Contrato	1.315
4	Intereses Intercalarios	38
5	Costo Empresa	53
COSTO TOTAL PROYECTO		1.406

Cambio de Interruptores 52J3 y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV		Miles US\$
1	Costos Directos	770
1.1	Ingeniería	53
1.2	Instalación de Faenas	17
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	700
2	Costos Indirectos	327
2.1	Gastos generales y Seguros	100
2.2	Inspección técnica de obra	45
2.3	Utilidades del contratista	77
2.4	Contingencias	105
3	Monto Contrato	1.097
4	Intereses Intercalarios	326
5	Costo Empresa	44
COSTO TOTAL PROYECTO		1.467

Cambio de Interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV		Miles US\$
1	Costos Directos	2.099
1.1	Ingeniería	132
1.2	Instalación de Faenas	42
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	1.925
2	Costos Indirectos	820
2.1	Gastos generales y Seguros	250
2.2	Inspección técnica de obra	114
2.3	Utilidades del contratista	193
2.4	Contingencias	263
3	Monto Contrato	2.744
4	Intereses Intercalarios	233
5	Costo Empresa	110
COSTO TOTAL PROYECTO		3.087

Cambio de Interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV		Miles US\$
1	Costos Directos	1.179
1.1	Ingeniería	79
1.2	Instalación de Faenas	35
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	1.065
2	Costos Indirectos	584
2.1	Gastos generales y Seguros	212
2.2	Inspección técnica de obra	94
2.3	Utilidades del contratista	118
2.4	Contingencias	160
3	Monto Contrato	1.764
4	Intereses Intercalarios	247
5	Costo Empresa	71
COSTO TOTAL PROYECTO		2.082

Cambio de interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV		Miles US\$
1	Costos Directos	786
1.1	Ingeniería	53
1.2	Instalación de Faenas	23
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	710
2	Costos Indirectos	390
2.1	Gastos generales y Seguros	142
2.2	Inspección técnica de obra	63
2.3	Utilidades del contratista	79
2.4	Contingencias	106
3	Monto Contrato	1.176
4	Intereses Intercalarios	247
5	Costo Empresa	47
COSTO TOTAL PROYECTO		1.470

Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV		Miles US\$
1	Costos Directos	5.615
1.1	Ingeniería	442
1.2	Instalación de Faenas	198
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	4.975
2	Costos Indirectos	1.376
2.1	Gastos generales y Seguros	354
2.2	Inspección técnica de obra	180
2.3	Utilidades del contratista	561
2.4	Contingencias	281
3	Monto Contrato	6.991
4	Intereses Intercalarios	617
5	Costo Empresa	280
COSTO TOTAL PROYECTO		7.887

Ampliación S/E Temuco		Miles US\$
1	Costos Directos	3.276
1.1	Ingeniería	109
1.2	Instalación de Faenas	63
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	3.104
2	Costos Indirectos	1.100
2.1	Gastos generales y Seguros	328
2.2	Inspección técnica de obra	134
2.3	Utilidades del contratista	328
2.4	Contingencias	310
3	Monto Contrato	4.376
4	Intereses Intercalarios	371
5	Costo Empresa	175
COSTO TOTAL PROYECTO		4.922

Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro, Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro – Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV	Miles US\$
Línea 2x220 kV Nueva Diego de Almagro – Cumbres Línea 2x220 kV y de capacidad 600 MVA	20.116
S/E Cumbres 1 Media diagonal de 500 kV 1 Diagonal de 220 kV 1 Media diagonal de 220 kV 4 Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA Patio de 220 kV: Terreno, ssc, cierros, caminos, espacio para futuras expansiones	24.529
S/E Nueva Diego de Almagro 3 Diagonales de 220 kV 2 Media diagonales de 220 kV Patio de 220 kV: Terreno, ssc, cierros, caminos, espacio para futuras expansiones	14.905
COSTO TOTAL PROYECTO	59.550

Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur	Miles US\$
Línea Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro Línea 2x500 kV entre S/E Los Changos S/E Nueva Crucero Encuentro con capacidad 1500 MW	85.649
Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro. Patio 500 kV 2 diagonales 500 kV 2 bancos de autotransformadores 500/220 kV, 2x750 MVA	58.296
Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos. 1 Media Diagonal 220 kV 1 Media Diagonal 500 kV 1 banco de autotransformadores 500/220 kV, 1x750 MVA	23.032
Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur Línea 2x220 kV entre S/E Kapatur y S/E Changos con capacidad 1500 MW	7.023
COSTO TOTAL PROYECTO	174.00



Artículo Segundo: Adjúntense al "Plan de Expansión Sistema de Transmisión Troncal. Período 2014-2015" aprobado en el artículo anterior, el Informe Técnico con la justificación técnico-económica e Informe Técnico con la justificación de política pública a que hace referencia el artículo 99° de la Ley, ambos elaborados por la Comisión Nacional de Energía.

Asimismo, publíquese en la página de web de la Comisión Nacional de Energía, los demás antecedentes del "Plan de Expansión Sistema de Transmisión Troncal. Período 2014-2015".

Artículo Tercero: 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 y Notifíquese.


ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía


ARC/CZR/JMA/ISO/EEG/MFH/MFB

Distribución

- 1. Participantes Usuarios e Instituciones Interesadas;
- 2. Direcciones DP y DPD de CDEC-SIC y CDEC-SING;
- 3. Ministerio de Energía;
- 4. Superintendencia de Electricidad y Combustibles;
- 5. Gabinete Secretaría Ejecutiva, CNE;
- 6. Departamento Jurídico CNE;
- 7. Departamento Eléctrico CNE;
- 8. Archivo Res. Exentas.

11 ANEXO: ANTECEDENTES EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS

11.1 NUEVO SISTEMA NORTE CHICO DEL SIC

La evaluación económica presentada en el numeral 9.1.1, respecto de la propuesta para un nuevo sistema en el norte chico del SIC, se demuestra con las siguientes tablas con los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se muestran los costos totales con sus correspondientes inversiones, y por último el beneficio neto entre los dos casos analizados, todos en valor presente (VP) en millones de US\$.

Tabla 26: Costos de Operación y Falla Sistema Norte Chico 1 en VP millones de US\$

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
2014	375	372	373	374	372
2015	1.721	1.710	1.704	1.698	1.703
2016	1.885	1.891	1.888	1.887	1.894
2017	1.884	1.898	1.894	1.892	1.901
2018	1.539	1.540	1.546	1.541	1.541
2019	1.359	1.352	1.358	1.348	1.360
2020	1.330	1.318	1.320	1.211	1.326
2021	1.292	1.280	1.285	1.147	1.288
2022	1.266	1.269	1.260	1.121	1.258
2023	1.224	1.228	1.222	1.067	1.185
2024	1.138	1.152	1.150	1.025	1.112
2025	1.105	1.096	1.107	984	1.068
2026	1.082	1.063	1.076	952	1.039
2027	1.047	1.017	1.042	923	1.001
2028	1.009	968	1.021	889	989
2029	950	927	995	865	964
2030	919	876	966	834	941
2031	860	841	930	813	912
Total	21,984	21,799	22,138	20,570	21,855

Tabla 27: Costos de Operación y Falla Sistema Norte Chico 2 en VP millones de US\$

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
2014	375	372	373	374	373
2015	1.722	1.710	1.704	1.699	1.704
2016	1.887	1.891	1.887	1.887	1.894
2017	1.884	1.898	1.895	1.892	1.901
2018	1.539	1.540	1.546	1.540	1.541
2019	1.358	1.352	1.357	1.347	1.359
2020	1.330	1.318	1.320	1.210	1.325
2021	1.292	1.280	1.285	1.146	1.288
2022	1.266	1.269	1.260	1.121	1.258
2023	1.224	1.228	1.222	1.066	1.185
2024	1.137	1.152	1.149	1.023	1.112
2025	1.104	1.096	1.106	978	1.067
2026	1.079	1.061	1.073	944	1.038
2027	1.042	1.015	1.038	912	998
2028	1.005	962	1.019	879	986
2029	942	917	985	850	954
2030	912	867	956	820	932
2031	852	831	919	799	903
Total	21.951	21.760	22.095	20.489	21.816

Tabla 28: VATT Transmisión del Sistema Norte Chico 1 y Sistema del Norte Chico 2 en millones de US\$

	Sistema Norte Chico 1	Sistema Norte Chico 2
2014	0.000	0.000
2015	0.000	0.000
2016	0.000	0.000
2017	0.000	0.000
2018	3.044	3.891
2019	4.059	5.752
2020	4.059	10.826
2021	10.826	10.826
2022	10.826	10.826
2023	10.826	10.826
2024	10.826	10.826
2025	10.826	10.826
2026	10.826	10.826
2027	10.826	10.826
2028	10.826	10.826
2029	10.826	10.826
2030	10.826	10.826
2031	10.826	10.826
Total VP	47,51	53,06

11.2 NUEVA S/E SECCIONADORA PUENTE NEGRO 220 KV

La evaluación económica presentada en el numeral 9.1.2, respecto de la propuesta de la construcción de una nueva S/E Seccionadora en Puente Negro, se demuestra con las siguientes tablas con los costos de operación y falla del sistema, incluyendo o no el proyecto antes mencionado. También se muestran los costos totales con sus correspondientes inversiones, y por último el beneficio neto entre los dos casos analizados, todos en valor presente (VP) en millones de US\$.

Tabla 29: Costos de Operación y Falla Sistema sin proyecto en VP millones de US\$

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
2014	375	372	373	374	373
2015	1.722	1.710	1.704	1.699	1.704
2016	1.887	1.891	1.887	1.887	1.894
2017	1.884	1.898	1.895	1.892	1.901
2018	1.539	1.540	1.546	1.540	1.541
2019	1.358	1.352	1.357	1.347	1.359
2020	1.330	1.318	1.320	1.210	1.325
2021	1.292	1.280	1.285	1.146	1.288
2022	1.266	1.269	1.260	1.121	1.258
2023	1.224	1.228	1.222	1.066	1.185
2024	1.137	1.152	1.149	1.023	1.112
2025	1.104	1.096	1.106	978	1.067
2026	1.079	1.061	1.073	944	1.038
2027	1.042	1.015	1.038	912	998
2028	1.005	962	1.019	879	986
2029	942	917	985	850	954
2030	912	867	956	820	932
2031	852	831	919	799	903
Total	21.951	21.760	22.095	20.489	21.816

Tabla 30: Costos de Operación y Falla con Proyecto en VP millones de US\$

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
2014	375	372	373	374	373
2015	1.722	1.710	1.704	1.699	1.704
2016	1.887	1.891	1.887	1.887	1.894
2017	1.884	1.898	1.895	1.892	1.901
2018	1.538	1.540	1.546	1.540	1.541
2019	1.356	1.349	1.355	1.345	1.357
2020	1.329	1.317	1.319	1.209	1.324
2021	1.291	1.280	1.283	1.145	1.287
2022	1.265	1.268	1.259	1.120	1.257
2023	1.223	1.227	1.221	1.065	1.184
2024	1.137	1.151	1.149	1.022	1.111
2025	1.103	1.095	1.105	977	1.066
2026	1.078	1.060	1.073	943	1.037
2027	1.042	1.014	1.037	911	997
2028	1.004	962	1.018	879	986
2029	941	917	984	850	953
2030	912	867	956	820	931
2031	851	830	919	799	903
Total	21.939	21.747	22.085	20.478	21.804

Tabla 31: VATT Transmisión con Proyecto en millones de US\$

	Con Proyecto
2014	0,0000
2015	0,0000
2016	0,0000
2017	0,0000
2018	0,9583
2019	0,9583
2020	0,9583
2021	0,9583
2022	0,9583
2023	0,9583
2024	0,9583
2025	0,9583
2026	0,9583
2027	0,9583
2028	0,9583
2029	0,9583
2030	0,9583
2031	0,9583
Total VP	5,41



**INFORME JUSTIFICACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA
INTERCONEXIÓN SIC-SING
EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
TRONCAL PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES
PERÍODO 2014-2015**

Marzo de 2015
Santiago de Chile

1. Introducción

Mediante Oficio N° 148, de fecha 9 de febrero de 2015, el Ministerio de Energía instruyó a la Comisión Nacional de Energía disponer la incorporación de la interconexión de los Sistemas Interconectados Central (SIC) y del Norte Grande (SING), en el Plan de Expansión Troncal para los doce meses siguientes, período 2014 – 2015.

La Comisión, por su parte, encargó diferentes análisis y estudios a Consultoras tanto nacionales como internacionales, con el objeto de revisar y evaluar los diferentes aspectos técnicos y económicos relativos a la interconexión¹.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 99° inciso cuarto de la Ley General de Servicios Eléctricos, para la incorporación de obras de interconexión en el Plan de Expansión, la Comisión deberá adjuntar un informe técnico con la justificación técnico-económica y de política pública de las obras propuestas.

Conforme con lo expuesto, en el presente Informe se aborda el primero de los mencionados aspectos, para lo cual se expondrá acerca de los principales supuestos, análisis y resultados obtenidos de los estudios antes referidos, los cuales representan en conjunto la justificación técnico-económica asociada a la obra de interconexión propuesta por la Comisión Nacional de Energía

Es importante destacar que se adjuntan al presente informe, mediante su publicación en la página web, las modelaciones de datos que sirven de respaldo de los cálculos, las planillas de evaluaciones de los mismos, así como también la Technical Note y la base de datos de los análisis eléctricos efectuados por Manitoba.

2. Análisis Económico de la Interconexión SIC-SING

El análisis económico de la interconexión abordado en el presente informe, trata sobre el análisis clásico o que comúnmente se ha elaborado sobre líneas de transmisión, esto es, la incorporación del proyecto o no dentro del sistema, evaluando así los efectos en los costos esperados de operación, falla e inversión. Por su parte al tratarse de una obra de interconexión, los efectos también incluyen los impactos que éste trae al desarrollo de los diferentes planes de generación tanto en los tamaños, como en el momento del ingreso en operación.

Para efectuar lo anterior, se procedió a simular la operación de los sistemas mediante la utilización del modelo multimodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos OSE 2000, que utiliza el método de optimización-simulación conocido como programación dinámica dual. A continuación se señalan las bases de cálculo utilizadas para efectuar la simulación.

¹ Consorcio nacional Megared-Sysred-Energética-HCC-Gaxú, Análisis económico clásico de alternativas de interconexión con metodología de minimización de costos de abastecimiento y el análisis de las necesidades de expansión anual de la transmisión troncal, entre otras. Consultora nacional EconomiK, Evaluación de impactos económicos sociales sistémicos de proyecto de interconexión. Consultora internacional Manitoba Hidro International, para la evaluación técnica mediante estudios eléctricos de distintas alternativas de proyectos de interconexión.

2.1. Bases de cálculo utilizadas

2.1.1. Previsión de la demanda.

La previsión de la demanda, se basó en los supuestos utilizados en el Informe Técnico de Plan de Obras del mes de agosto de 2014, en adelante e indistintamente el "ITPO", para el caso de demanda baja. El detalle de la previsión de demanda para los siguientes 20 años se encuentra contenido en los archivos de simulación que se adjuntan al presente documento. De igual forma, en el anexo del presente Informe se incorporan las tablas utilizadas con la previsión de demanda por sistema.

2.1.2. Precios de combustibles y Costos Variables de Centrales térmicas

Los precios de combustibles utilizados, se basaron en los utilizados para la elaboración de cada escenario del parque generador, del Informe Técnico de Plan de Obras del mes de agosto de 2014, el cual utiliza los costos variables de los combustibles informados por parte de cada CDEC y la proyección de precios de combustible Diesel, GNL y Carbón elaborados por la CNE. La proyección de precios se encuentra disponible en el anexo del presente documento.

2.1.3. Escenarios para el Programa de Obras de Generación del SIC y SING.

El programa de obras utilizado, se basó en los resultados del ITPO, el cual dispuso del desarrollo de tres planes de obra, los que fueron complementados para un horizonte de 20 años de planificación en total. Para ello, se utilizaron las centrales existentes, en construcción y se dispuso del catastro de proyectos de generación elaborados por parte de la Comisión, así como otras fuentes de información, como por ejemplo, el Sistema de Evaluación Ambiental, los CDEC, entre otros. Junto con lo anterior, se elaboraron dos planes de desarrollo de la generación, adicionales a los tres escenarios de generación que el ITPO consideró.

A continuación se describe cada uno de los escenarios para los cuales se desarrollaron los planes de obras de generación utilizados:

Escenario 1, Carbón: Este escenario considera una expansión óptima del sistema en base a la incorporación de centrales a carbón, complementado con una mayor disponibilidad de GNL para la utilización de la capacidad disponible de las centrales en operación con dicha tecnología, y a la expansión del parque generador en base a energías renovables no convencionales cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley.

Escenario 2, ERNC: Este escenario supone un aumento en el valor de inversión de las centrales a carbón y adicionalmente una disminución de los costos de inversión de las tecnologías ERNC, en base a la curva de aprendizaje de éstas tecnologías. Esto conlleva a que la expansión óptima del parque generador considere una mayor penetración de las tecnologías ERNC incluso por sobre la obligación ya establecida en la Ley,

complementado con una mayor disponibilidad de GNL al igual que en el escenario anterior, expandiéndose el parque generador en términos de energía base mediante la utilización de esa tecnología.

Escenario 3, GNL: En este escenario se supone una expansión óptima del sistema mediante la utilización de centrales que utilizan GNL, además de contar con una mayor disponibilidad de ese combustible. El desarrollo del parque generador mediante la utilización de tecnología ERNC se considera cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley.

Escenario 4, ERNC++: Este escenario combina el escenario ERNC descrito previamente, considerando, además, un desarrollo más intensivo y extensivo de ese tipo de tecnologías, lo cual se ve apoyado por el resultado de las últimas licitaciones de suministro. Se considera para estos efectos un cumplimiento de la Ley en un 25% a partir del año 2020.

Escenario 5, Hidro: Para este caso, se consideró que sólo a partir del año 2023 estarían desarrollados diversos proyectos hidroeléctricos cuya particularidad recae en que se encuentran en la zona sur del SIC. En particular, se incluyeron las centrales Neltume, Cuervo, Cóndor y Blanco. Adicionalmente, para el presente escenario se consideraron los mismos supuestos de desarrollo del Escenario 3.

Los costos de inversión en generación considerados se muestran en la siguiente tabla:

USD/kW	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Carbón	2.750	3.200	3.200	3.200	3.200
GNL CC	1.340	1.340	1.340	1.340	1.340
Hidráulico	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100
Eólico	2.300	1.800	2.300	1.800	2.300
Geotérmica	3.550	3.550	3.550	3.550	3.550
Biomasa	2.900	2.400	2.900	2.400	2.900
Solar	2.500	2.100	2.500	2.100	2.500

2.1.4. Casos a simular para los efectos de la incorporación de la Interconexión

Con el objeto de efectuar la evaluación de la interconexión SIC –SING, se procedió a simular y desarrollar los planes de obra de generación para cada uno de los cinco escenarios previamente descritos, tanto para el SIC como para el SING, contando o no con la interconexión tanto en HVAC como HVDC. Es decir, se procedió a la elaboración de diferentes planes de obra de generación para los sistemas operando en forma independiente, y se desarrollaron los planes de generación nuevamente para los mismos escenarios pero utilizando dos opciones de interconexión.

En todos los escenarios analizados, se supuso que la central CTM3 del SING, comienza su operación en el SIC, desde enero de 2018, en atención a la declaración en construcción del referido proyecto. Adicionalmente, y en atención a las recientes adjudicaciones de suministro para usuarios sujetos a fijación de precios, se considera que la Central El Campesino así como también el proyecto Infraestructura Energética

Mejillones, comiencen con su operación comercial a mediados del año 2018. De manera equivalente a lo anterior, se ha considerado en todos los escenarios, el desarrollo del proyecto Kelar, conectándose en la subestación Kapatur, la cual utiliza la línea entre la central Angamos y Laberinto.

Por su parte, para los casos en que los sistemas se encuentran conectados, se ha supuesto que los sistemas podrán compartir la reserva en giro. Para estos efectos, se ha asumido que la mitad de la actual reserva en giro que en el SING se establece, será asumida por parte de las centrales de embalse del SIC, a partir de la fecha en que se interconecten ambos sistemas. Por su parte, los sistemas al estar unidos podrán conectar centrales de mayor tamaño a las actuales, las que a su vez son más eficientes en la utilización de los combustibles. Lo anterior se reflejó mediante la utilización en el desarrollo de unidades de ciclo combinado de GNL en el SING en tamaños de 500 MW en configuración 1 TG y 1 TV y de unidades de carbón cuyo consumo de combustible es un 10% mejor que el de las unidades de desarrollo de carbón dispuestas para el caso de operación independiente.

Los casos simulados para cada escenario de desarrollo de generación se pueden resumir de acuerdo a lo siguiente:

Caso 1: Operación del SIC de manera independiente

Caso 2: Operación del SING de manera independiente

Caso 3: Interconexión SIC-SING en HVAC

Caso 4: Interconexión SIC-SING en HVDC

En relación al Caso 3, se desarrollan planes de obra de generación, considerando que a partir de enero de 2018 los sistemas se interconectan mediante la utilización de una línea de transmisión HVAC 2x500 kV 1500 MW, entre Los Changos y Nueva Cardones, además de la interconexión en 220 kV entre las subestación Kapatur y los Changos de igual capacidad. Adicionalmente, se considera la construcción de una línea de interconexión de 2x500 kV de capacidad equivalente entre Los Changos y la Nueva Subestación Crucero Encuentro en julio de 2020, junto con el correspondiente desarrollo de la transformación 500/220.

Por su parte, respecto al Caso 4, se desarrollan planes de obra de generación, considerando que a partir de julio de 2021 los sistemas se interconectan mediante una interconexión HVDC bipolo con retorno metálico ± 500 kV, entre Nueva Crucero Encuentro y Nueva Cardones.

2.2. Planes de Obra de Generación Resultantes

En base a los supuestos descritos previamente para cada escenario y para cada caso, se desarrollaron los diferentes planes de obras en generación mediante la simulación estocástica de los sistemas buscando la minimización del costo de operación, falla e inversión. Esto se efectuó desarrollando la generación adaptada a la demanda que sirve a efectos de encontrar los planes óptimos de generación en cada escenario y caso. Para que la generación se pueda adaptar a la demanda, también es requisito que exista la suficiente transmisión que permita conectar la oferta con el consumo de manera eficiente. Para esto, se asumió que a partir del año 2023 la transmisión se encuentra adaptada, aproximándose a ello mediante la liberación de las capacidades de la transmisión del sistema modelado. Adicionalmente, en la construcción de los planes de

obra de generación se observa el desarrollo de los costos marginales del sistema a efectos de encontrar la adaptación a la demanda y la fecha de puesta en servicio de las unidades futuras del sistema. Así, en los casos en los que se observa un aumento en los costos marginales (o disminución del mismo), en relación al costo de desarrollo de cada plan de generación, se comienza a la adaptación de los sistemas en base a la puesta en servicio de la unidad de desarrollo de cada escenario, con lo cual se obtiene, finalmente, el desarrollo del plan de obra óptimo para cada escenario y caso.

En el anexo del presente Informe se incluyen los planes de obra óptimos para cada caso analizado.

2.3. Utilización de las redes de interconexión

En base a los planes de generación resultantes -mostrados previamente- y a la simulación de los sistemas, se puede obtener la utilización de la interconexión de los sistemas para cada caso y escenario desarrollado.

En el anexo del presente Informe se incluyen diferentes gráficos sobre la utilización de las instalaciones involucradas en la interconexión.

2.4. Evaluación de la Interconexión

La evaluación económica efectuada en el presente numeral, corresponde a la evaluación clásica efectuada para los proyectos de transmisión. Esto considera los costos de operación y falla del sistema, más las correspondientes inversiones en generación y transmisión. De esta manera, para la evaluación económica de la interconexión se procedió a la utilización de los costos de operación y falla resultantes de cada escenario y cada caso. Adicionalmente, se procedió al cálculo de la inversión tanto en obras de generación como de transmisión (relacionadas directamente con la interconexión). Para ello, se utilizaron los diferentes costos de inversión de la generación utilizado en cada escenario, luego de lo cual se procedió a calcular para el parque futuro el pago de la inversión a partir de la fecha de ingreso en operación, más una estimación del costo operacional propio de cada central. Para el caso de las obras de interconexión, se procedió a calcular el VATT de cada caso, es decir, el pago de la anualidad del valor de inversión junto con el costo de operación. A continuación se muestran los diferentes costos incluidos en la evaluación.

Valor Presente Costos de Operación y Falla en millones de US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso1+Caso 2	Caso 3	Caso 4
Escenario 1	13.433	8.973	22.406	21.981	22.129
Escenario 2	13.303	8.944	22.247	21.885	22.059
Escenario 3	13.503	9.281	22.784	22.227	22.376
Escenario 4	12.469	8.455	20.924	20.522	20.689
Escenario 5	12.848	9.205	22.052	21.529	21.727

Valor Presente Costos de Inversión en generación en millones de US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso1+Caso 2	Caso 3	Caso 4
Escenario 1	2.081	1.261	3.342	3.066	3.114
Escenario 2	1.928	1.402	3.330	2.898	2.898
Escenario 3	2.063	1.063	3.126	2.931	2.931
Escenario 4	3.141	1.912	5.052	4.778	4.778
Escenario 5	2.890	1.055	3.945	3.757	3.757

Valor Presente Costos de Inversión en transmisión en millones de US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso1+Caso 2	Caso 3	Caso 4
Escenario 1	0	0	0	529	361
Escenario 2	0	0	0	529	361
Escenario 3	0	0	0	529	361
Escenario 4	0	0	0	529	361
Escenario 5	0	0	0	529	361

A partir de los resultados de las tablas anteriores, se puede calcular el beneficio neto para el sistema, para cada escenario, que implican las diferentes alternativas de interconexión (Caso 3 y Caso 4) respecto de la operación sin interconexión (Caso 1 + Caso 2), considerando los costos de operación y falla y los costos de inversión en generación y transmisión.

Beneficio Neto en millones de US\$

	Caso 3	Caso 4
Escenario 1	172	144
Escenario 2	264	258
Escenario 3	224	242
Escenario 4	148	148
Escenario 5	182	151
Promedio	198	189

Se puede observar que, para cada uno de los escenarios considerados, los casos con interconexión resultan ser más eficientes y económicos que el caso en el cual los sistemas operan de manera independiente. Los resultados demuestran la conveniencia económica para el sistema de incorporar una línea de transmisión que interconecte los sistemas SIC y SING, en especial considerando los supuestos conservadores de demanda con los que se han analizado las alternativas. Adicionalmente, se puede observar que en promedio los beneficios netos de los Casos 3 y 4, que contemplan alternativas distintas de interconexión, muestran resultados similares.

En el anexo del presente Informe se adjunta el desarrollo de los costos de operación, falla e inversión de los costos mostrados previamente.

3. Análisis Técnico de la Interconexión SIC-SING

3.1. Bases de estudio

La Comisión Nacional de Energía, contrató diferentes asesorías con el objeto de poder contar con el análisis del comportamiento dinámico de los sistemas ante la interconexión de éstos mediante líneas de transmisión tanto de tecnología HVAC y HVDC.

3.2. Bases iniciales

Para efectuar los análisis indicados en el punto anterior, primeramente, durante el año 2013 la Comisión procedió a la contratación del estudio Bases de Datos para sistemas interconectados nacionales en Software PSS/E, con el objeto de contar con la modelación de los sistemas en esa plataforma de simulación. En base a los resultados de dicho estudio, se pudo disponer de bases de simulación del sistema tanto en el software PSS/E y PF DigSilent para la simulación de los mismos.

Por su parte, durante el año 2014, la Comisión procedió a contratar los servicios internacionales para poder analizar el comportamiento de los sistemas ante la interconexión. Las empresas Manitoba Hidro International y Transgrid Solutions, se adjudicaron los estudios correspondientes para el análisis de los sistemas, siendo cada uno de los estudios autosuficientes en el análisis de los sistemas.

Las mencionadas compañías adjudicadas comenzaron con el análisis de los sistemas, mediante las bases de datos en formato PSS/E actualizadas a junio de 2013.

3.3. Actualización y desarrollo de la generación y transmisión en las Bases de datos

Para los efectos de poder simular la operación de los sistemas eléctricos, las Bases de datos fueron actualizadas primero con la información más reciente y disponible sobre las centrales en construcción y/o desarrolladas, para lo cual se utilizó la información disponible en el ITPO. Con la información del ITPO se actualizó la base de datos de ambos sistemas considerando dos años objetivos, a saber, 2018 y 2021. Se actualizó la base de datos de transmisión, expansión de la generación, crecimiento de la demanda entre otros. Para efectos de la modelación del despacho, se utilizó el escenario de demanda baja en el escenario ERNC.

Con las bases de datos de ambos sistemas ajustadas, se procedió a modelar las opciones de interconexión formando una nueva base de datos para el Sistema Interconectado Nacional SIC-SING para los años de estudio. A continuación se procedió a ajustar los despachos de acuerdo a la nueva configuración del sistema. Para ello se utilizó las salidas del modelo OSE2000 para los años de estudio y escenario de crecimiento de demanda escogido.

Se seleccionaron bloques de demanda mínima y máxima para hidrologías secas y húmedas de las salidas del modelo OSE. Estos despachos fueron modelados en la herramienta PSS/E y debidamente ajustados para lograr condiciones estables de operación.

Como último paso del proceso de ajuste de los flujos de carga, se procedió a modificar los despachos óptimos para forzar el uso de la interconexión hasta 700, 1000 y 1500MW. Los despachos forzados se establecieron usando una lista de mérito del parque generador disponible en los años de estudio.

En relación al ajuste de los despachos de generación a efectos de probar diferentes condiciones de transferencias, se utilizaron los costos variables de operación de cada central simulada en el escenario ERNC del ITPO.

3.4. Adaptación de la Base de Datos Final

La base de datos que contempla el desarrollo de los sistemas y la incorporación de diferentes unidades de generación e instalaciones en transmisión, fue adaptada para simular y desarrollar la interconexión. Esto implicó, entre otras cosas, la revisión y ajuste de controladores de máquinas del sistema para asegurar que el comportamiento de las unidades satisface los requerimientos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). En el caso de máquinas futuras para las cuales no se contaba con información de sus controladores, se seleccionaron controladores genéricos y se ajustaron para cumplir la NTSyCS.

De esa manera, se obtiene una base de simulación confiable para efectos de efectuar las simulaciones de los sistemas interconectados.

3.5. Casos de análisis estudiados

Los casos de análisis estudiados, correspondieron al análisis de las opciones de interconexión tanto en HVAC y en HVDC. Producto de los resultados de la adjudicación de las licitaciones de suministro para clientes regulados efectuada en diciembre 2014, se procedió a priorizar el análisis de las diferentes opciones de interconexión y de los niveles de transferencia a considerar. Para ello se consideraron los siguientes casos:

Caso Análisis 1: Línea HVAC 2x500 kV 1500 MW de capacidad.

Caso Análisis 2: Caso 1 más la utilización de un equipo Back to Back HVDC.

Caso Análisis 3: Sistema HVDC monopolar punto a punto en paralelo a sistema de inyección 500 kV 600 MW entre Los Changos y Nueva Cardones.

Caso Análisis 4: Sistema HVDC monopolar punto a punto en paralelo a sistema de inyección 500 kV entre Los Changos y Nueva Cardones en configuración 1500 MW.

Caso Análisis 5: Sistema HVDC bipolar punto a punto 1500 MW de capacidad entre Nueva Cardones y Nueva Crucero Encuentro.

Para cada uno de estos casos de análisis, se efectuaron simulaciones y análisis de contingencias para condiciones de máxima y mínima demanda combinada con despachos secos o húmedos.

3.6. Resultados obtenidos

Caso Análisis 1: Línea HVAC 2x500 kV 1500 MW de capacidad

Se obtuvo como resultado que para las todas las contingencias efectuadas en los casos de máxima y mínima carga en condiciones secas o húmedas de despacho: el sistema se comporta de manera estable ante los eventos analizados para transferencias entre el SIC y SING (bidireccional) de 1500 MW. Para poder lograr lo anterior, se encontró de los análisis efectuados que se debe contar con un doble circuito en 500 kV entre Los Changos y la Nueva Subestación Crucero Encuentro.

Caso Análisis 2: Caso 1 más la utilización de un equipo Back to Back HVDC

Inicialmente, de los estudios se encontró que la utilización del Back to Back debía ser ubicada en el extremo norte, con el objetivo de minimizar los requerimientos de reactivos del sistema. Luego, ante diferentes contingencias se encontraron problemas de estabilidad transitoria, en el evento que el control utilizado por la estación convertora, recuperara la potencia perdida inmediatamente luego de la falla. Dicha condición fue superada mediante el cambio en la configuración de control del equipo. Para el presente caso de análisis se detectó la necesidad de la utilización de condensadores síncronos en el lado norte de alrededor de 330/-175 MVar, con el objeto del correcto funcionamiento de la conversión. Los límites de transmisión son los mismos que los encontrados en el caso anterior.

Caso Análisis 3: Sistema HVDC monopolar punto a punto en paralelo a sistema de inyección 500 kV entre Los Changos y Nueva Cardones.

En el presente caso se encontraron límites de transmisión entre el SIC y SING del orden de los 1350 MW para las contingencias analizadas, debido principalmente a la menor capacidad de transporte tanto del sistema HVDC (750 MW) y del sistema HVAC (600 MW).

Caso Análisis 4: Sistema HVDC monopolar punto a punto en paralelo a sistema de inyección 500 kV entre Los Changos y Nueva Cardones en configuración 1500 MW.

En el presente caso, se encontraron límites de transmisión mayores a los casos anteriores entre el SIC y SING. Para los casos de transferencias entre el SING y SIC se alcanzan límites del orden de los 2050 MW, mientras que del SIC al SING el límite llega hasta 1950 MW. Esto ante la configuración de 1500 MW del proyecto de E-CL.

Caso Análisis 5: Sistema HVDC bipolar con retorno metálico 1500 MW entre Nueva Cardones y Nueva Crucero Encuentro.

Se encontró que el límite de transmisión para el caso analizado resulta igual al requerido, esto es, 1500 MW, para las contingencias estudiadas

3.7. Hallazgos de los estudios

Los estudios arrojaron, además, diversos hallazgos para el correcto funcionamiento de los sistemas interconectados. Es así como por ejemplo, la compensación serie que sea utilizada en el proyecto de E-CL en la configuración de 1500 MW no debe efectuar el by pass durante una falla en el sistema. Esto en atención a que el circuito sano restante de esos tramos debe mantener operativa y en serie la compensación reactiva. En

el evento que el by pass cierre, la condición post falla para el sistema será que el circuito sano no posee compensación, lo que provoca a su vez mayores complicaciones para el sistema y su recuperación dinámica post falla. De no seguirse la recomendación, la capacidad de transporte segura o máxima se restringe desde los 1500 MW a cerca de 1050 MW, situación no deseada.

A su vez se encontró que el sistema mantiene la estabilidad ante diferentes contingencias estudiadas para todas las contingencias, a excepción para fallas de nueve ciclos bifásicas a tierra. Por ello, se debe respetar y considerar la instalación de equipos de apertura que cumplan con la NTSyCS.

Adicionalmente, se encontró que los sistemas se encontrarían enfrentados a oscilaciones inter área, especialmente ante fallas en uno de los circuitos de la interconexión HVAC. Se encontró una oscilación en torno a los 0,4 HZ con una amortiguación del 2%. La principal participación hallada en los oscilaciones inter área corresponde a diferentes unidades del SING. Para poder mitigar dichas oscilaciones se deben instalar en aquellas unidades PSS (power system stabilizers), sin embargo los sistemas de excitación empleados en los generadores que mayormente participan deben ser suficientemente rápidos para la acción del PSS y que éste pueda mitigar oscilaciones no deseables.

En consecuencia, los análisis realizados en relación a la interconexión SIC-SING muestran que el caso 1, Línea HVAC 2x500 kV 1500 MW de capacidad (considerando adicionalmente un doble circuito en 500 kV entre Los Changos y la Nueva Subestación Crucero Encuentro); el caso 2, Línea HVAC 2x500 kV 1500 MW de capacidad más la utilización de un equipo Back to Back HVDC; el caso 4, Sistema HVDC monopolar punto a punto en paralelo a sistema de inyección 500 kV entre Los Changos y Nueva Cardones en configuración 1500 MW; y el caso 5, Sistema HVDC bipolar punto a punto 1500 MW de capacidad entre Nueva Cardones y Nueva Crucero Encuentro, muestran aptitud técnica para operar una línea de interconexión con niveles de transferencia de 1500 MW, incluso ante las diferentes contingencias examinadas que pudieren ocurrir en el sistema.

4. Conclusión Análisis Técnico-Económico de Interconexión SIC-SING

En virtud de los análisis realizados, las alternativas de un proyecto de interconexión pueden ser técnicamente viables tanto en un diseño HVDC como HVAC. En efecto, los resultados muestran que una línea HVAC 2x500 kV 1500 MW de capacidad (considerando adicionalmente un doble circuito en 500 kV entre Los Changos y la Nueva Subestación Crucero Encuentro) y una línea HVDC bipolar punto a punto 1500 MW de capacidad entre Nueva Cardones y Nueva Crucero Encuentro, permiten alcanzar los niveles de transferencia de 1500 MW deseados, sin comprometer la estabilidad del sistema, incluso ante diversas modelaciones de contingencias en el sistema. Los diseños de Línea HVAC 2x500 kV 1500 MW de capacidad más la utilización de un equipo Back to Back HVDC (del Caso 2 del Capítulo 3) y Línea HVDC monopolar punto a punto en paralelo a sistema de inyección 500 kV entre Los Changos y Nueva Cardones en configuración 1500 MW (del Caso 4 del Capítulo 3), pese a permitir la operación también bajo los niveles de transferencia deseados, resultan ser alternativas más costosas que las anteriormente indicadas.

Por su parte, del análisis económico de un proyecto de interconexión bajo un diseño de línea HVAC 2x500 kV 1500 MW de capacidad (considerando adicionalmente un doble circuito en 500 kV entre Los Changos y la Nueva Subestación Crucero Encuentro) y de línea HVDC bipolar punto a punto 1500 MW de capacidad entre

Nueva Cardones y Nueva Crucero Encuentro, se obtiene que ambas alternativas presentan mayores beneficios para el sistema mantener los sistemas operando de manera aislada. En efecto, los resultados muestran, frente a escenarios conservadores, que ambas soluciones generan ahorros en costos esperados de operación, falla e inversión del orden de 200 millones de dólares.

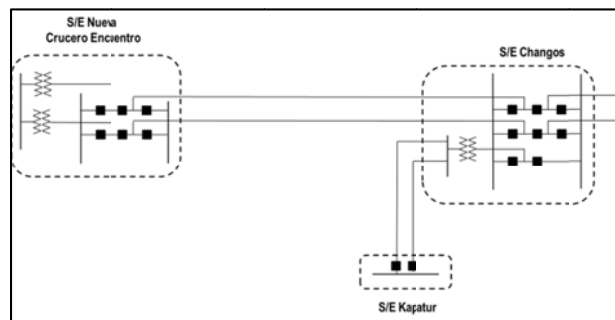
En consecuencia, de los análisis anteriores se comprueba la existencia de justificación técnico-económica para incorporar la interconexión del SIC y el SING en el Plan de Expansión Troncal para los doce meses siguientes, período 2014 – 2015.

En especial atención a que el proyecto de transmisión de E-CL (Proyecto de Transmisión TEN: "Sistema de Transmisión 500kV, Mejillones – Cardones", sistema de transmisión adicional declarado en construcción) posee una fecha de entrada en operación a finales de 2017, se podría materializar una interconexión en HVAC mediante la utilización de aquel proyecto con una mayor antelación que la alternativa en HVDC. De acuerdo a los análisis mostrados se propone desarrollar la alternativa en HVAC sobre la base del proyecto de E-CL en su configuración de 1500 MW, condicionada a una serie de exigencias técnicas y de plazos constructivos de su línea adicional de inyección. De acuerdo a lo anterior, se propone desarrollar los siguientes proyectos a fin de llevar a cabo la interconexión:

- i. Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre Los Changos y Nueva Crucero Encuentro.
- ii. Bancos de Auto Transformadores 2x750 MVA 500/220 kV en Subestación Nueva Crucero Encuentro.
- iii. Banco de Auto Transformadores 750 MVA 500/220 kV en Subestación Los Changos.
- iv. Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre Los Changos y Kapatur.

El plazo constructivo de las obras será de 48 meses a partir de la Adjudicación del proyecto, a excepción de la nueva línea indicada en el numeral iv anterior, que se estima en operación hacia fines del año 2017.

A continuación, se presenta un esquema con la obra de interconexión de los sistemas.



Esquema referencial de las obras de interconexión

ANEXO

1. Previsión de la demanda.

Año	Clientes Regulados SIC (GWh)	Clientes Libres SIC (GWh)	Total SIC (GWh)
2015	20.526	32.461	52.987
2016	21.565	33.645	55.210
2017	22.630	34.729	57.359
2018	23.704	35.808	59.512
2019	24.820	36.884	61.704
2020	25.952	37.955	63.907
2021	27.102	39.021	66.124
2022	28.268	40.084	68.352
2023	29.415	41.141	70.556
2024	30.628	42.193	72.821
2025	31.816	43.241	75.057
2026	32.813	44.283	77.097
2027	33.826	45.320	79.147
2028	34.856	46.352	81.208
2029	35.844	47.378	83.222
2030	36.829	48.399	85.228
2031	37.825	49.414	87.238
2032	38.830	50.422	89.252
2033	39.832	51.425	91.257

Año	Clientes Regulados SING (GWh)	Clientes Libres SING (GWh)	Total SING (GWh)
2015	1.867	15.651	17.518
2016	1.941	16.609	18.550
2017	2.013	17.596	19.609
2018	2.083	18.634	20.717
2019	2.152	19.682	21.834
2020	2.219	20.778	22.997
2021	2.284	21.918	24.202
2022	2.350	23.092	25.442
2023	2.412	24.312	26.724
2024	2.472	25.525	27.997
2025	2.530	26.729	29.259
2026	2.587	27.785	30.372
2027	2.642	28.843	31.485

Año	Clientes Regulados SING (GWh)	Clientes Libres SING (GWh)	Total SING (GWh)
2028	2.696	29.880	32.576
2029	2.751	30.857	33.608
2030	2.804	31.854	34.658
2031	2.856	32.715	35.571
2032	2.907	33.637	36.544
2033	2.956	34.578	37.534

2. Precios de combustibles

Año	GNL (USD/Mbtu)	Carbón (USD/Ton)	Crudo WTI (USD/BBL)
2015	12,89	97,26	92,46
2016	12,41	98,60	90,73
2017	12,20	100,84	91,83
2018	11,59	102,64	93,03
2019	10,16	103,31	95,39
2020	9,82	103,81	97,76
2021	10,17	104,27	100,33
2022	10,35	104,79	102,93
2023	10,51	105,32	105,67
2024	10,71	106,22	108,22
2025	10,84	106,93	110,60
2026	10,99	107,90	112,60
2027	11,14	108,64	115,11
2028	11,27	108,89	117,14
2029	11,49	109,71	119,23
2030	11,79	110,43	120,94
2031	11,94	110,95	123,09
2032	12,16	111,60	125,49
2033	12,43	112,26	127,81

3. Costo de Falla

Porcentaje Racionamiento	Costo Falla por Sistema [USD/MWh]	
	SING	SIC
0-5%	427,55	399,67
5-10%	483,67	501,82
10-20%	738,11	653,55
Sobre 20%	955,95	734,58

4. Planes de obras de generación resultantes

Escenario 1

Tipo	Nombre	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Carbón	Carbón Pan de Azucar 02	oct-29	-	-	-	-
Carbón	Carbón Maitencillo 03	nov-31	-	-	-	-
Carbón	Carbón Maitencillo 02	oct-30	-	-	-	-
Carbón	Carbón Maitencillo 04	ene-33	-	-	-	-
Carbón	MEJILLONES II	-	oct-25	-	-	-
Carbón	MEJILLONES III	-	nov-29	-	-	-
Carbón	TARAPACA I	-	oct-27	-	-	-
Carbón	TARAPACA II	-	sep-31	-	-	-
Carbón	MEJILLONES II InterCnx	-	-	jul-28	jul-28	oct-28
Carbón	MEJILLONES III InterCnx	-	-	ene-32	jul-31	ene-32
Carbón	Carbón Maitencillo 02_InterCnx	-	-	oct-30	abr-30	oct-30
Carbón	Carbón Maitencillo 04_InterCnx	-	-	ene-33	oct-32	ene-33
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 03	jul-21	-	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VIII Region 01	jul-21	-	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 01	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 02	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica IV Region 03	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Eolica	Eolica IV Region 04	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica Concepcion 04	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica IV Region 01	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica Concepcion 05	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica Concepcion 01	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica IV Region 08	jul-23	-	jul-23	jul-23	jul-23
Eolica	Eolica IV Region 02	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Eolica	Eolica IV Region 05	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica IV Region 09	dic-24	-	dic-24	dic-24	dic-24
Eolica	Eolica Charrua 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Eolica	Eolica Charrua 02	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Eolica	Eolica Charrua 03	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica Charrua 04	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Eolica	Eolica Chiloe 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Eolica	Eolica Chiloe 02	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Eolica	Eolica Chiloe 03	ene-26	-	ene-26	ene-26	ene-26
Eolica	Eolica Charrua 05	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	Eolica IV Region 10	ene-32	-	ene-32	ene-32	ene-32
Eolica	Eolica Chiloe 04	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Eolica	EOLICO SING II	-	sep-24	sep-24	sep-24	sep-24
Eolica	EOLICO SING V	-	ene-25	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	EOLICO SING VI	-	ene-27	ene-27	ene-27	ene-27
Eolica	EOLICO SING VII	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30

Eolica	EOLICO SING VIII	- ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	EOLICO SING IX	- ene-32	ene-32	ene-32	ene-32
Geotermia	Geotermica Calabozo 01	ene-23	- ene-23	ene-23	ene-23
Geotermia	Geotermica Potrerillos 01	sep-22	- sep-22	sep-22	sep-22
Geotermia	Geotermica Potrerillos 02	ene-22	- ene-22	ene-22	ene-22
Geotermia	Geotermica Calabozo 05	abr-30	- abr-30	abr-30	abr-30
Geotermia	Geotermica Irruputunco	- jun-21	jun-21	jun-21	jun-21
Geotermia	Geotermica Puchuldiza 01	- oct-22	oct-22	oct-22	oct-22
Geotermia	Geotermica Irruputunco 01	- ene-33	ene-33	ene-33	ene-33
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 03	mar-21	- mar-21	mar-21	mar-21
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 05	ene-23	- ene-23	ene-23	ene-23
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 03	ene-22	- ene-22	ene-22	ene-22
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-23	- ene-23	ene-23	ene-23
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 02	oct-19	- oct-19	oct-19	oct-19
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 06	ene-31	- ene-31	ene-31	ene-31
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 04	ene-33	- ene-33	ene-33	ene-33
Solar	Solar Diego de Almagro 01	ene-24	- ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 01	ene-24	- ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Diego de Almagro 02	ene-24	- ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 02	ene-24	- ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Diego de Almagro 03	jul-25	- jul-25	jul-25	jul-25
Solar	Solar Diego de Almagro 04	ene-26	- ene-26	ene-26	ene-26
Solar	Solar Diego de Almagro 05	ene-29	- ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Diego de Almagro 06	ene-29	- ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Diego de Almagro 07	ene-29	- ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Cardones 02	ene-24	- ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Cardones 03	ene-24	- ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 03	jul-25	- jul-25	jul-25	jul-25
Solar	Solar Carrera Pinto 04	ene-27	- ene-27	ene-27	ene-27
Solar	Solar Cardones 05	ene-30	- ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar Diego de Almagro 08	ene-31	- ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar Carrera Pinto 05	ene-32	- ene-32	ene-32	ene-32
Solar	Solar Cardones 06	ene-33	- ene-33	ene-33	ene-33
Solar	Solar SING III	- jul-27	jul-27	jul-27	jul-27
Solar	Solar SING II	- ene-24	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar SING V	- nov-21	nov-21	nov-21	nov-21
Solar	Solar SING VI	- ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SING VII	- ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar SING VIII	- ene-32	ene-32	ene-32	ene-32

Tipo	Nombre	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Carbón	Carbón Maitencillo 02	feb-34	-	-	-	-
Carbón	MEJILLONES I	-	nov-28	-	-	-
Carbón	TARAPACA I	-	jun-26	feb-34	feb-34	mar-34
Carbón	TARAPACA III	-	nov-31	-	-	-
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 03	jul-21	-	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VIII Region 01	jul-21	-	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 01	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 02	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica IV Region 03	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Eolica	Eolica IV Region 04	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica Concepcion 04	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica IV Region 01	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica Concepcion 05	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica Concepcion 01	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica IV Region 08	jul-23	-	jul-23	jul-23	jul-23
Eolica	Eolica IV Region 02	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Eolica	Eolica IV Region 05	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica IV Region 09	dic-24	-	dic-24	dic-24	dic-24
Eolica	Eolica Charrua 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Eolica	Eolica Charrua 02	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Eolica	Eolica Charrua 03	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica Charrua 04	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Eolica	Eolica Chiloe 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Eolica	Eolica Chiloe 02	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Eolica	Eolica Chiloe 03	ene-26	-	ene-26	ene-26	ene-26
Eolica	Eolica Charrua 05	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	Eolica IV Region 10	ene-32	-	ene-32	ene-32	ene-32
Eolica	Eolica Chiloe 04	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Eolica	Eólico SIC Rahue 01	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Eolica	Eólico SIC Rahue 02	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	Eólico SIC Los Angeles I 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Eolica	Eólico SIC Ancud 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Eolica	Eólico SIC Ancud 02	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Eolica	Eólico SIC Esperanza 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Eolica	Eólico SIC Esperanza 02	ene-32	-	ene-32	ene-32	ene-32
Eolica	Eólico SIC Mulchén 01	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Eolica	Eólico SIC Mulchén 02	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Eolica	Eólico SIC Mulchén 03	ene-34	-	ene-34	ene-34	ene-34
Eolica	EOLICO SING II	-	sep-24	sep-24	sep-24	sep-24
Eolica	EOLICO SING V	-	ene-25	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	EOLICO SING VI	-	ene-27	ene-27	ene-27	ene-27

Eolica	EOLICO SING VII	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Eolica	EOLICO SING VIII	-	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	EOLICO SING IX	-	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32
Eolica	Eólico SING Calama 01	-	ene-26	ene-26	ene-26	ene-26
Eolica	Eólico SING Calama 02	-	ene-28	ene-28	ene-28	ene-28
Eolica	Eólico SING Calama 03	-	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32
Eolica	Eólico SING Parinacota 01	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Eolica	Eólico SING Parinacota 02	-	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	Eólico SING Spence 02	-	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29
Eolica	Eólico SING Spence 03	-	ene-34	ene-34	ene-34	ene-34
Eolica	Eólico SING Laberinto 01	-	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29
Eolica	Eólico SING Laberinto 02	-	ene-33	ene-33	ene-33	ene-33
Geotermia	Geotermica Calabozo 01	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Geotermia	Geotermica Potrerillos 01	sep-22	-	sep-22	sep-22	sep-22
Geotermia	Geotermica Calabozo 02	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Geotermia	Geotermica Potrerillos 02	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Geotermia	Geotermica Calabozo 05	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Geotermia	Geotermica Irruputunco	-	jun-21	jun-21	jun-21	jun-21
Geotermia	Geotermica Polloquere 02	-	ene-26	ene-26	ene-26	ene-26
Geotermia	Geotermica Puchuldiza 01	-	oct-22	oct-22	oct-22	oct-22
Geotermia	Geotermica Puchuldiza 02	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Geotermia	Geotermica Irruputunco 01	-	ene-33	ene-33	ene-33	ene-33
GNL	Taltal CC GNL	ene-18	-	ene-18	ene-18	ene-18
GNL	Nehuenco 01 GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nehuenco 01 FA GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nehuenco 02 GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Quintero 01 CA GNL	ene-15	-	ene-15	ene-15	ene-15
GNL	Quintero 02 CA GNL	ene-15	-	ene-15	ene-15	ene-15
GNL	Quintero CC FA GNL	feb-33	-	jul-32	jun-32	jun-32
GNL	Quintero CC GNL	feb-33	-	jul-32	jun-32	jun-32
GNL	Nueva Renca GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nueva Renca Int GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Candelaria CA 01 GNL	feb-20	-	feb-20	feb-20	feb-20
GNL	Candelaria CA 02 GNL	feb-20	-	feb-20	feb-20	feb-20
GNL	Candelaria CC GNL	abr-33	-	may-33	may-33	may-33
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 03	mar-21	-	mar-21	mar-21	mar-21
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 05	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 03	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 02	oct-19	-	oct-19	oct-19	oct-19
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 06	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Pasada	Hidroeléctrica VII Region 04	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33

Pasada	Mini Hidro SIC IX 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Pasada	Mini Hidro SIC VIII 01	ene-32	-	ene-29	ene-29	ene-29
Pasada	Mini Hidro SIC X 01	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Pasada	Mini Hidro SIC XI 01	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Pasada	Mini Hidro SIC IX 02	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Solar	Solar Diego de Almagro 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Diego de Almagro 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Diego de Almagro 03	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Solar	Solar Diego de Almagro 04	ene-26	-	ene-26	ene-26	ene-26
Solar	Solar Diego de Almagro 05	ene-29	-	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Diego de Almagro 06	ene-29	-	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Diego de Almagro 07	ene-29	-	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Cardones 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Cardones 03	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 03	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Solar	Solar Carrera Pinto 04	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Solar	Solar Cardones 05	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar Diego de Almagro 08	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar Carrera Pinto 05	ene-32	-	ene-32	ene-32	ene-32
Solar	Solar Cardones 06	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Solar	Solar SIC Pan de Azucar 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Solar	Solar SIC Punta Colorada 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Solar	Solar SIC Los Loros 01	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SIC Maitencillo I 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Solar	Solar SIC Maitencillo I 02	ene-32	-	ene-32	ene-32	ene-32
Solar	Solar SIC Carrera Pinto 01	ene-34	-	ene-34	ene-34	ene-34
Solar	Solar SIC Cardones 01	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SIC Diego de Almagro 01	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar SIC Ovalle I	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SIC Cardones 02	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Solar	Solar SING III	-	jul-27	jul-27	jul-27	jul-27
Solar	Solar SING II	-	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar SING V	-	nov-21	nov-21	nov-21	nov-21
Solar	Solar SING VI	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SING VII	-	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar SING VIII	-	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32
Solar	Solar SING Parinacota I 01	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SING Parinacota I 02	-	ene-34	ene-34	ene-34	ene-34
Solar	Solar SING Encuentro I 01	-	ene-26	ene-26	ene-26	ene-26
Solar	Solar SING Encuentro I 02	-	ene-28	ene-28	ene-28	ene-28

Solar	Solar SING Encuentro I 03	-	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar SING Aguas Blancas I 01	-	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar SING Aguas Blancas I 02	-	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32
Solar	Solar SING Capricornio 01	-	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar SING Andes 01	-	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar SING Arica II 01	-	ene-33	ene-33	ene-33	ene-33
Solar	Solar SING Encuentro I 04	-	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24

Escenario 3

Tipo	Nombre	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 03	jul-21	-	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VIII Region 01	jul-21	-	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 01	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 02	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica IV Region 03	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Eolica	Eolica IV Region 04	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica Concepcion 04	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica IV Region 01	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica Concepcion 05	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica Concepcion 01	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica IV Region 08	jul-23	-	jul-23	jul-23	jul-23
Eolica	Eolica IV Region 02	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Eolica	Eolica IV Region 05	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica IV Region 09	dic-24	-	dic-24	dic-24	dic-24
Eolica	Eolica Charrua 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Eolica	Eolica Charrua 02	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Eolica	Eolica Charrua 03	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica Charrua 04	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Eolica	Eolica Chiloe 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Eolica	Eolica Chiloe 02	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Eolica	Eolica Chiloe 03	ene-26	-	ene-26	ene-26	ene-26
Eolica	Eolica Charrua 05	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	Eolica IV Region 10	ene-32	-	ene-32	ene-32	ene-32
Eolica	Eolica Chiloe 04	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Eolica	EOLICO SING II	-	sep-24	sep-24	sep-24	sep-24
Eolica	EOLICO SING V	-	ene-25	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	EOLICO SING VI	-	ene-27	ene-27	ene-27	ene-27
Eolica	EOLICO SING VII	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Eolica	EOLICO SING VIII	-	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	EOLICO SING IX	-	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32
Geotermia	Geotermica Calabozo 01	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Geotermia	Geotermica Potrerillos 01	sep-22	-	sep-22	sep-22	sep-22

Geotermia	Geotermica Potrerillos 02	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Geotermia	Geotermica Calabozo 05	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Geotermia	Geotermica Irruputunco	-	jun-21	jun-21	jun-21	jun-21
Geotermia	Geotermica Puchuldiza 01	-	oct-22	oct-22	oct-22	oct-22
Geotermia	Geotermica Irruputunco 01	-	ene-33	ene-33	ene-33	ene-33
GNL	Taltal CC GNL	ene-18	-	ene-18	ene-18	ene-18
GNL	Nehuenco 01 GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nehuenco 01 FA GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nehuenco 02 GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Quintero 01 CA GNL	ene-15	-	ene-15	ene-15	ene-15
GNL	Quintero 02 CA GNL	ene-15	-	ene-15	ene-15	ene-15
GNL	Quintero CC FA GNL	oct-29	-	mar-29	mar-29	mar-29
GNL	Quintero CC GNL	oct-29	-	mar-29	mar-29	mar-29
GNL	Nueva Renca GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nueva Renca Int GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Candelaria CA 01 GNL	feb-20	-	feb-20	feb-20	feb-20
GNL	Candelaria CA 02 GNL	feb-20	-	feb-20	feb-20	feb-20
GNL	Candelaria CC GNL	jun-30	-	abr-30	abr-30	abr-30
GNL	Charrua CC I	feb-34	-	mar-34	feb-34	mar-34
GNL	Maitencillo CC I	nov-31	-	abr-33	abr-33	abr-33
GNL	MEJILLONES I GNL	-	ene-25	jun-31	jun-31	jun-31
GNL	MEJILLONES II GNL	-	sep-27	-	-	-
GNL	MEJILLONES III GNL	-	jul-29	-	-	-
GNL	MEJILLONES IV GNL	-	sep-31	-	-	-
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 03	mar-21	-	mar-21	mar-21	mar-21
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 05	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 03	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 02	oct-19	-	oct-19	oct-19	oct-19
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 06	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Pasada	Hidroelectrica VII Region 04	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Solar	Solar Diego de Almagro 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Diego de Almagro 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Diego de Almagro 03	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Solar	Solar Diego de Almagro 04	ene-26	-	ene-26	ene-26	ene-26
Solar	Solar Diego de Almagro 05	ene-29	-	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Diego de Almagro 06	ene-29	-	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Diego de Almagro 07	ene-29	-	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Cardones 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Cardones 03	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24

Solar	Solar Carrera Pinto 03	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Solar	Solar Carrera Pinto 04	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Solar	Solar Cardones 05	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar Diego de Almagro 08	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar Carrera Pinto 05	ene-32	-	ene-32	ene-32	ene-32
Solar	Solar Cardones 06	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Solar	Solar SING III	-	jul-27	jul-27	jul-27	jul-27
Solar	Solar SING II	-	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar SING V	-	nov-21	nov-21	nov-21	nov-21
Solar	Solar SING VI	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SING VII	-	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar SING VIII	-	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32

Escenario 4

Tipo	Nombre	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Carbón	MEJILLONES I	-	jun-30	-	-	-
Carbón	TARAPACA I	-	nov-27	-	-	-
Carbón	TARAPACA III	-	sep-32	-	-	-
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 03	jul-21	-	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VIII Region 01	jul-21	-	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 01	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 02	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica IV Region 03	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Eolica	Eolica IV Region 04	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica Concepcion 04	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica IV Region 01	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica Concepcion 05	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica Concepcion 01	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica IV Region 08	jul-23	-	jul-23	jul-23	jul-23
Eolica	Eolica IV Region 02	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Eolica	Eolica IV Region 05	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica IV Region 09	dic-24	-	dic-24	dic-24	dic-24
Eolica	Eolica Charrua 01	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Eolica	Eolica Charrua 02	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Eolica	Eolica Charrua 03	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica Charrua 04	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Eolica	Eolica Chiloe 01	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Eolica	Eolica Chiloe 02	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Eolica	Eolica Chiloe 03	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Eolica	Eolica Charrua 05	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	Eolica IV Region 10	ene-21	-	ene-21	ene-21	ene-21
Eolica	Eolica Chiloe 04	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33

Eolica	Eólico SIC Rahue 01	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Eolica	Eólico SIC Rahue 02	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	Eólico SIC Los Angeles I 01	ene-21	-	ene-21	ene-21	ene-21
Eolica	Eólico SIC Ancud 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Eolica	Eólico SIC Ancud 02	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Eolica	Eólico SIC Esperanza 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Eolica	Eólico SIC Esperanza 02	ene-32	-	ene-32	ene-32	ene-32
Eolica	Eólico SIC Mulchén 01	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Eolica	Eólico SIC Mulchén 02	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Eolica	Eólico SIC Mulchén 03	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Eolica	Eólico SIC Mulchén 04	ene-34	-	ene-34	ene-34	ene-34
Eolica	Eólico SIC Mulchén 05	ene-21	-	ene-21	ene-21	ene-21
Eolica	Eólico SIC Mulchén 06	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Eolica	Eólico SIC Mulchén 07	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	EOLICO SING II	-	sep-24	sep-24	sep-24	sep-24
Eolica	EOLICO SING V	-	ene-25	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	EOLICO SING VI	-	ene-27	ene-27	ene-27	ene-27
Eolica	EOLICO SING VII	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Eolica	EOLICO SING VIII	-	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	EOLICO SING IX	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Eolica	Eólico SING Calama 01	-	ene-26	ene-26	ene-26	ene-26
Eolica	Eólico SING Calama 02	-	ene-28	ene-28	ene-28	ene-28
Eolica	Eólico SING Calama 03	-	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32
Eolica	Eólico SING Parinacota 01	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Eolica	Eólico SING Parinacota 02	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Eolica	Eólico SING Spence 02	-	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29
Eolica	Eólico SING Spence 03	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Eolica	Eólico SING Laberinto 01	-	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29
Eolica	Eólico SING Laberinto 02	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Eolica	EOLICO SING X	-	ene-23	ene-23	ene-23	ene-23
Eolica	EOLICO SING XI	-	ene-25	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eólico SING Laberinto 03	-	ene-21	ene-21	ene-21	ene-21
Eolica	Eólico SING Calama 04	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Geotermia	Geotermica Calabozo 01	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Geotermia	Geotermica Potrerillos 01	sep-22	-	sep-22	sep-22	sep-22
Geotermia	Geotermica Calabozo 02	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Geotermia	Geotermica Potrerillos 02	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Geotermia	Geotermica Calabozo 05	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Geotermia	Geotermica Irruputunco	-	jun-21	jun-21	jun-21	jun-21
Geotermia	Geotermica Polloquere 02	-	ene-26	ene-26	ene-26	ene-26
Geotermia	Geotermica Puchuldiza 01	-	oct-22	oct-22	oct-22	oct-22
Geotermia	Geotermica Puchuldiza 02	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20

Geotermia	Geotermica Irruputunco 01	-	ene-33	ene-33	ene-33	ene-33
GNL	Taltal CC GNL	ene-18	-	ene-18	ene-18	ene-18
GNL	Nehuenco 01 GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nehuenco 01 FA GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nehuenco 02 GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Quintero 01 CA GNL	ene-15	-	ene-15	ene-15	ene-15
GNL	Quintero 02 CA GNL	ene-15	-	ene-15	ene-15	ene-15
GNL	Quintero CC FA GNL	ago-33	-	feb-34	feb-34	feb-34
GNL	Quintero CC GNL	ago-33	-	feb-34	feb-34	feb-34
GNL	Nueva Renca GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nueva Renca Int GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Candelaria CA 01 GNL	feb-20	-	feb-20	feb-20	feb-20
GNL	Candelaria CA 02 GNL	feb-20	-	feb-20	feb-20	feb-20
GNL	Candelaria CC GNL	oct-33	-	mar-34	mar-34	mar-34
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 03	mar-21	-	mar-21	mar-21	mar-21
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 05	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 03	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 02	oct-19	-	oct-19	oct-19	oct-19
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 06	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 04	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Pasada	Mini Hidro SIC IX 01	ene-21	-	ene-21	ene-21	ene-21
Pasada	Mini Hidro SIC VIII 01	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Pasada	Mini Hidro SIC X 01	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Pasada	Mini Hidro SIC XI 01	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Pasada	Mini Hidro SIC IX 02	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar Diego de Almagro 01	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar Carrera Pinto 01	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar Diego de Almagro 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Diego de Almagro 03	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Solar	Solar Diego de Almagro 04	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar Diego de Almagro 05	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Solar	Solar Diego de Almagro 06	ene-29	-	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Diego de Almagro 07	ene-29	-	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Cardones 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Cardones 03	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 03	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Solar	Solar Carrera Pinto 04	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Solar	Solar Cardones 05	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar Diego de Almagro 08	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar Carrera Pinto 05	ene-32	-	ene-32	ene-32	ene-32

Solar	Solar Cardones 06	ene-20	-	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar SIC Pan de Azucar 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Solar	Solar SIC Punta Colorada 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Solar	Solar SIC Los Loros 01	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SIC Maitencillo I 01	ene-28	-	ene-28	ene-28	ene-28
Solar	Solar SIC Maitencillo I 02	ene-21	-	ene-21	ene-21	ene-21
Solar	Solar SIC Carrera Pinto 01	ene-34	-	ene-34	ene-34	ene-34
Solar	Solar SIC Cardones 01	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SIC Diego de Almagro 01	ene-21	-	ene-21	ene-21	ene-21
Solar	Solar SIC Ovalle I	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SIC Cardones 02	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Solar	Solar SIC Carrera Pinto 02	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Solar	Solar SIC Pan de Azucar 02	ene-21	-	ene-21	ene-21	ene-21
Solar	Solar SIC Diego de Almagro 02	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Solar	Solar SING III	-	jul-27	jul-27	jul-27	jul-27
Solar	Solar SING II	-	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar SING V	-	nov-21	nov-21	nov-21	nov-21
Solar	Solar SING VI	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SING VII	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar SING VIII	-	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32
Solar	Solar SING Parinacota I 01	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SING Parinacota I 02	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar SING Encuentro I 01	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar SING Encuentro I 02	-	ene-28	ene-28	ene-28	ene-28
Solar	Solar SING Encuentro I 03	-	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar SING Aguas Blancas I 01	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar SING Aguas Blancas I 02	-	ene-21	ene-21	ene-21	ene-21
Solar	Solar SING Capricornio 01	-	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar SING Andes 01	-	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar SING Arica II 01	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar SING IX	-	jul-23	jul-23	jul-23	jul-23
Solar	Solar SING X	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar SING Encuentro I 04	-	ene-20	ene-20	ene-20	ene-20
Solar	Solar SING Encuentro I 05	-	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar SING Encuentro I 06	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30

Escenario 5

Tipo	Nombre	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 03	jul-21	-	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VIII Region 01	jul-21	-	jul-21	jul-21	jul-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 01	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 02	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25

Eolica	Eolica IV Region 03	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Eolica	Eolica IV Region 04	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica Concepcion 04	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica IV Region 01	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica Concepcion 05	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica Concepcion 01	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica IV Region 08	jul-23	-	jul-23	jul-23	jul-23
Eolica	Eolica IV Region 02	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Eolica	Eolica IV Region 05	jul-22	-	jul-22	jul-22	jul-22
Eolica	Eolica IV Region 09	dic-24	-	dic-24	dic-24	dic-24
Eolica	Eolica Charrua 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Eolica	Eolica Charrua 02	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Eolica	Eolica Charrua 03	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	Eolica Charrua 04	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Eolica	Eolica Chiloe 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Eolica	Eolica Chiloe 02	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Eolica	Eolica Chiloe 03	ene-26	-	ene-26	ene-26	ene-26
Eolica	Eolica Charrua 05	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	Eolica IV Region 10	ene-32	-	ene-32	ene-32	ene-32
Eolica	Eolica Chiloe 04	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Eolica	EOLICO SING II	-	sep-24	sep-24	sep-24	sep-24
Eolica	EOLICO SING V	-	ene-25	ene-25	ene-25	ene-25
Eolica	EOLICO SING VI	-	ene-27	ene-27	ene-27	ene-27
Eolica	EOLICO SING VII	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Eolica	EOLICO SING VIII	-	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Eolica	EOLICO SING IX	-	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32
Geotermia	Geotermica Calabozo 01	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Geotermia	Geotermica Potrerillos 01	sep-22	-	sep-22	sep-22	sep-22
Geotermia	Geotermica Potrerillos 02	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Geotermia	Geotermica Calabozo 05	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Geotermia	Geotermica Irruputunco	-	jun-21	jun-21	jun-21	jun-21
Geotermia	Geotermica Puchuldiza 01	-	oct-22	oct-22	oct-22	oct-22
Geotermia	Geotermica Irruputunco 01	-	ene-33	ene-33	ene-33	ene-33
GNL	Taltal CC GNL	ene-18	-	ene-18	ene-18	ene-18
GNL	Nehuenco 01 GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nehuenco 01 FA GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nehuenco 02 GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Quintero 01 CA GNL	ene-15	-	ene-15	ene-15	ene-15
GNL	Quintero 02 CA GNL	ene-15	-	ene-15	ene-15	ene-15
GNL	Nueva Renca GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Nueva Renca Int GNL	abr-16	-	abr-16	abr-16	abr-16
GNL	Candelaria CA 01 GNL	feb-20	-	feb-20	feb-20	feb-20

GNL	Candelaria CA 02 GNL	feb-20	-	feb-20	feb-20	feb-20
GNL	Maitencillo CC I	mar-34	-	-	-	-
GNL	Charrua CC II	oct-33	-	may-33	may-33	may-33
GNL	MEJILLONES I GNL	-	ene-25	jun-31	jun-31	jun-31
GNL	MEJILLONES II GNL	-	oct-27	-	-	-
GNL	MEJILLONES III GNL	-	nov-29	-	-	-
GNL	MEJILLONES IV GNL	-	nov-31	-	-	-
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 03	mar-21	-	mar-21	mar-21	mar-21
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 05	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 03	ene-22	-	ene-22	ene-22	ene-22
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 02	oct-19	-	oct-19	oct-19	oct-19
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 06	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 04	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Pasada	Cuervo_EA	ene-25	-	ene-25	ene-25	ene-25
Pasada	Condor_EA	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Pasada	Blanco_EA	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Pasada	Neltume_Pas	ene-23	-	ene-23	ene-23	ene-23
Solar	Solar Diego de Almagro 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 01	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Diego de Almagro 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Diego de Almagro 03	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Solar	Solar Diego de Almagro 04	ene-26	-	ene-26	ene-26	ene-26
Solar	Solar Diego de Almagro 05	ene-29	-	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Diego de Almagro 06	ene-29	-	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Diego de Almagro 07	ene-29	-	ene-29	ene-29	ene-29
Solar	Solar Cardones 02	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Cardones 03	ene-24	-	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Carrera Pinto 03	jul-25	-	jul-25	jul-25	jul-25
Solar	Solar Carrera Pinto 04	ene-27	-	ene-27	ene-27	ene-27
Solar	Solar Cardones 05	ene-30	-	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar Diego de Almagro 08	ene-31	-	ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar Carrera Pinto 05	ene-32	-	ene-32	ene-32	ene-32
Solar	Solar Cardones 06	ene-33	-	ene-33	ene-33	ene-33
Solar	Solar SING III	-	jul-27	jul-27	jul-27	jul-27
Solar	Solar SING II	-	ene-24	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar SING V	-	nov-21	nov-21	nov-21	nov-21
Solar	Solar SING VI	-	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30
Solar	Solar SING VII	-	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31
Solar	Solar SING VIII	-	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32

5. Costos de Operación y falla e inversión.

5.1. El desarrollo de los costos de operación, se muestra a continuación:

COSTO OPERACIONAL

Escenario 1 Valor Presente Costos Operación y falla millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso1+Caso 2	Caso 3	Caso 4
2014	206	178	384	383	387
2015	1.069	659	1.728	1.721	1.739
2016	1.271	637	1.908	1.894	1.907
2017	1.295	609	1.904	1.904	1.907
2018	980	611	1.591	1.549	1.593
2019	801	595	1.396	1.370	1.399
2020	786	589	1.375	1.330	1.375
2021	761	579	1.340	1.298	1.299
2022	765	559	1.324	1.271	1.276
2023	729	551	1.279	1.233	1.239
2024	664	525	1.189	1.138	1.143
2025	661	497	1.157	1.113	1.111
2026	618	471	1.089	1.066	1.075
2027	605	435	1.040	1.030	1.031
2028	603	397	1.001	992	995
2029	573	387	961	934	934
2030	543	356	900	909	888
2031	504	336	840	846	831

Escenario 2 Valor Presente Costos Operación y falla millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2014	203	179	382	372	382
2015	1.045	666	1.711	1.715	1.715
2016	1.266	639	1.905	1.897	1.904
2017	1.300	612	1.912	1.896	1.914
2018	969	612	1.581	1.542	1.588
2019	799	597	1.396	1.364	1.394
2020	780	590	1.370	1.326	1.373
2021	761	580	1.342	1.293	1.301
2022	750	560	1.310	1.273	1.279

Escenario 2 Valor Presente Costos Operación y falla millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2023	729	552	1.281	1.232	1.236
2024	681	526	1.207	1.155	1.161
2025	652	505	1.157	1.112	1.112
2026	627	467	1.094	1.065	1.064
2027	599	428	1.027	1.024	1.024
2028	571	403	974	971	970
2029	554	362	917	934	929
2030	519	343	862	879	876
2031	496	322	819	837	837

Escenario 3 Valor Presente Costos Operación y falla millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2014	200	378	578	179	378
2015	1.055	1.717	2.772	666	1.702
2016	1.274	1.904	3.178	639	1.903
2017	1.302	1.909	3.212	612	1.905
2018	979	1.558	2.537	612	1.551
2019	801	1.370	2.171	597	1.366
2020	778	1.339	2.117	590	1.332
2021	761	1.302	2.063	580	1.293
2022	756	1.278	2.035	560	1.270
2023	734	1.234	1.968	552	1.232
2024	679	1.156	1.835	534	1.165
2025	655	1.117	1.772	504	1.111
2026	621	1.069	1.690	496	1.080
2027	608	1.023	1.632	466	1.042
2028	602	976	1.577	446	1.023
2029	581	933	1.515	433	991
2030	570	880	1.450	417	963
2031	544	842	1.386	397	919

Escenario 4 Valor Presente Costos Operación y falla millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2014	200	179	379	376	380
2015	1.051	666	1.717	1.710	1.726

Escenario 4 Valor Presente Costos Operación y falla millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2016	1.270	639	1.909	1.892	1.912
2017	1.304	612	1.916	1.906	1.918
2018	971	612	1.583	1.549	1.591
2019	794	597	1.391	1.357	1.393
2020	702	530	1.232	1.207	1.231
2021	659	512	1.171	1.144	1.130
2022	655	497	1.152	1.115	1.121
2023	636	481	1.117	1.082	1.080
2024	615	462	1.077	1.038	1.044
2025	570	441	1.011	973	980
2026	550	429	979	942	948
2027	535	411	946	911	910
2028	512	375	887	876	878
2029	498	363	861	845	848
2030	479	336	816	812	813
2031	468	314	782	785	787

Escenario 5 Valor Presente Costos Operación y falla millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2014	200	178	378	374	380
2015	1.055	659	1.714	1.704	1.726
2016	1.274	637	1.911	1.897	1.908
2017	1.301	609	1.910	1.901	1.913
2018	974	611	1.585	1.548	1.583
2019	802	595	1.397	1.359	1.395
2020	779	589	1.368	1.322	1.374
2021	755	579	1.334	1.287	1.303
2022	751	559	1.310	1.269	1.273
2023	685	551	1.235	1.192	1.195
2024	638	525	1.163	1.119	1.125
2025	557	498	1.055	1.016	1.020
2026	545	490	1.035	992	991
2027	528	459	987	955	955
2028	523	439	962	934	937
2029	506	428	933	911	913

Escenario 5 Valor Presente Costos Operación y falla millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2030	493	409	902	892	885
2031	482	390	872	854	853

5.2. Inversión en Generación

Para el cálculo de la inversión en generación, se consideraron vidas útiles de 25 años para las unidades, a excepción de las unidades de embalse y pasada. Adicionalmente se consideró la aplicación de un COMA porcentual de acuerdo a cada tipo de unidad, siendo el 8% para las unidades de desechos forestales; 7% para carbón GN, petróleo; 5% para las unidades de pasada y embalse; 4% para las eólicas y geotermia y de 3% para las solares. En base a lo anterior y considerando una tasa de descuento del 10% se calcularon los pagos de las inversiones de cada unidad agregada al sistema.

Escenario 1 Pagos de Inversión anual en generación millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso1+Caso 2	Caso 3	Caso 4
2018	0	0	0	0	0
2019	1	0	1	1	1
2020	6	0	6	6	6
2021	15	17	33	33	33
2022	110	81	191	191	191
2023	214	99	313	313	313
2024	476	162	638	638	638
2025	636	296	931	911	911
2026	781	404	1.185	1.062	1.062
2027	848	517	1.365	1.217	1.217
2028	853	686	1.539	1.371	1.371
2029	976	696	1.672	1.609	1.609
2030	1.176	833	2.009	1.706	1.829
2031	1.381	888	2.269	1.985	2.088

Escenario 2 Pagos de Inversión anual en generación millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2018	14	0	14	14	14
2019	17	0	17	17	17
2020	22	0	22	22	22
2021	30	17	47	47	47
2022	112	81	193	184	184

Escenario 2 Pagos de Inversión anual en generación millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2023	204	99	302	294	294
2024	420	193	613	589	589
2025	548	310	857	808	808
2026	666	426	1.092	974	974
2027	739	581	1.320	1.123	1.123
2028	861	679	1.540	1.317	1.317
2029	951	885	1.836	1.487	1.487
2030	1.093	955	2.048	1.690	1.690
2031	1.179	1.017	2.196	1.818	1.818

Escenario 3 Pagos de Inversión anual en generación millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2018	14	0	14	14	14
2019	17	0	17	17	17
2020	22	0	22	22	22
2021	31	17	48	48	48
2022	126	81	207	207	207
2023	230	99	328	328	328
2024	491	162	653	653	653
2025	651	330	981	926	926
2026	796	341	1.137	1.077	1.077
2027	863	444	1.308	1.233	1.233
2028	869	535	1.404	1.284	1.284
2029	966	560	1.526	1.391	1.391
2030	1.025	619	1.644	1.466	1.466
2031	1.088	658	1.746	1.600	1.600

Escenario 4 Pagos de Inversión anual en generación millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2018	0	0	0	14	14
2019	1	0	1	17	17
2020	222	153	375	385	385
2021	353	206	559	568	568
2022	464	264	728	737	737
2023	559	313	872	858	858

Escenario 4 Pagos de Inversión anual en generación millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2024	678	389	1.066	1.050	1.050
2025	889	482	1.371	1.313	1.313
2026	965	512	1.477	1.416	1.416
2027	1.041	570	1.611	1.538	1.538
2028	1.128	743	1.871	1.667	1.667
2029	1.204	789	1.993	1.789	1.789
2030	1.302	908	2.210	1.934	1.934
2031	1.363	1.003	2.366	2.018	2.018

Escenario 5 Pagos de Inversión anual en generación millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso 1+ Caso 2	Caso 3	Caso 4
2018	14	0	14	14	14
2019	17	0	17	17	17
2020	22	0	22	22	22
2021	31	17	48	48	48
2022	126	81	207	207	207
2023	366	99	464	464	464
2024	639	162	801	801	801
2025	983	330	1.313	1.258	1.258
2026	1.145	341	1.486	1.426	1.426
2027	1.226	439	1.666	1.596	1.596
2028	1.233	535	1.768	1.648	1.648
2029	1.327	540	1.867	1.742	1.742
2030	1.465	619	2.084	1.904	1.904
2031	1.519	648	2.167	2.042	2.042

5.3. Inversión en transmisión

Para la inversión en transmisión, se consideró una vida útil de 40 años, con una tasa del 10%, el COMA se estimó en 1,5% del valor de inversión correspondiente. Para el Caso 3 se consideró una inversión de 700 millones de dólares (con fecha de puesta en servicio en enero-2018) relacionados con las instalaciones entre Los Changos y Nueva Cardones, mientras que para las obras de interconexión la inversión asciende a 174 millones de dólares (con fecha de puesta en servicio en julio-2020). Para el caso 4 se consideró una inversión de 850 millones de dólares con una fecha de puesta en servicio para enero-2021.

VATT Transmisión total Interconexión millones US\$

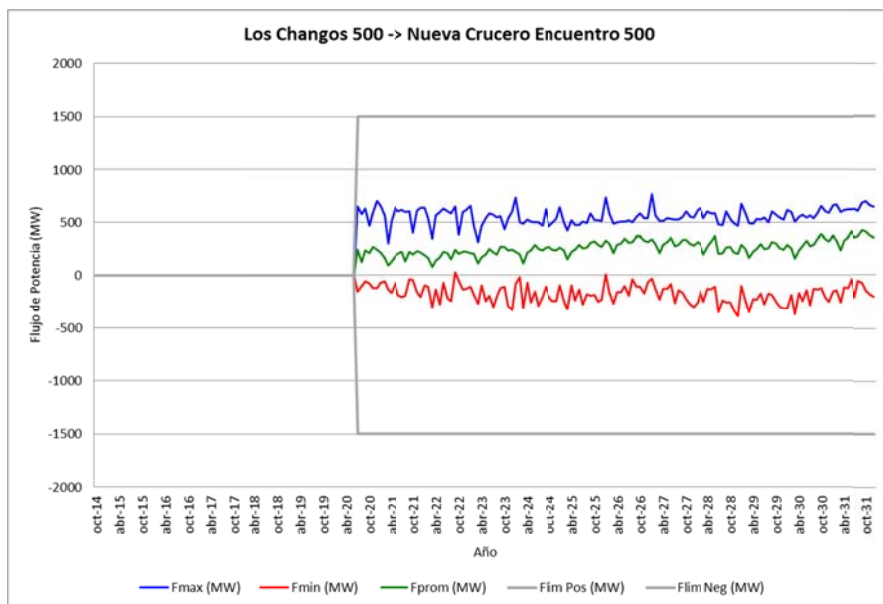
	Caso 1	Caso 2	Caso1+Caso 2	Caso 3	Caso 4
--	--------	--------	--------------	--------	--------

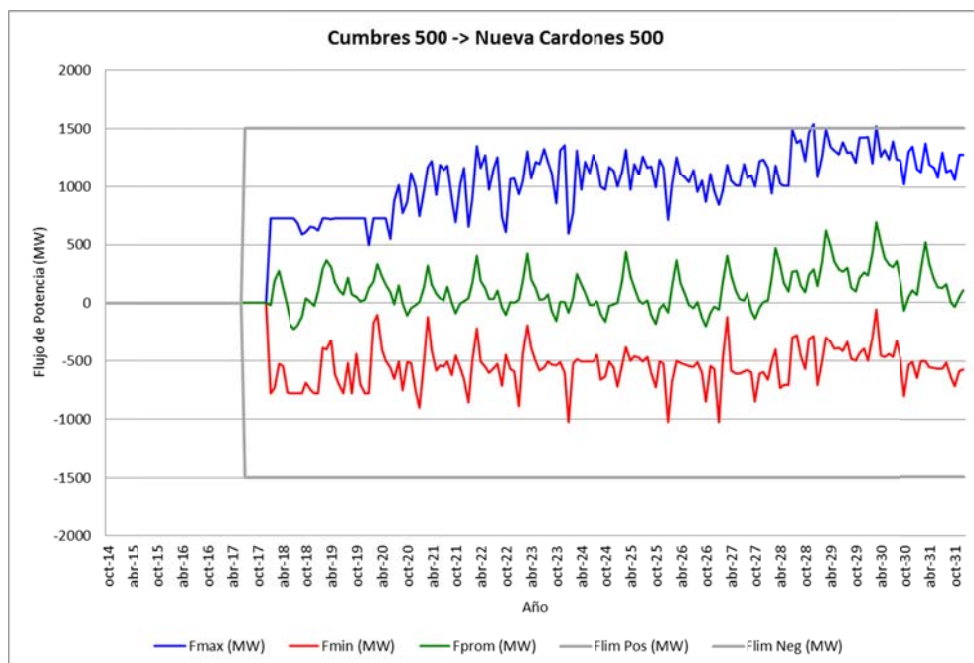
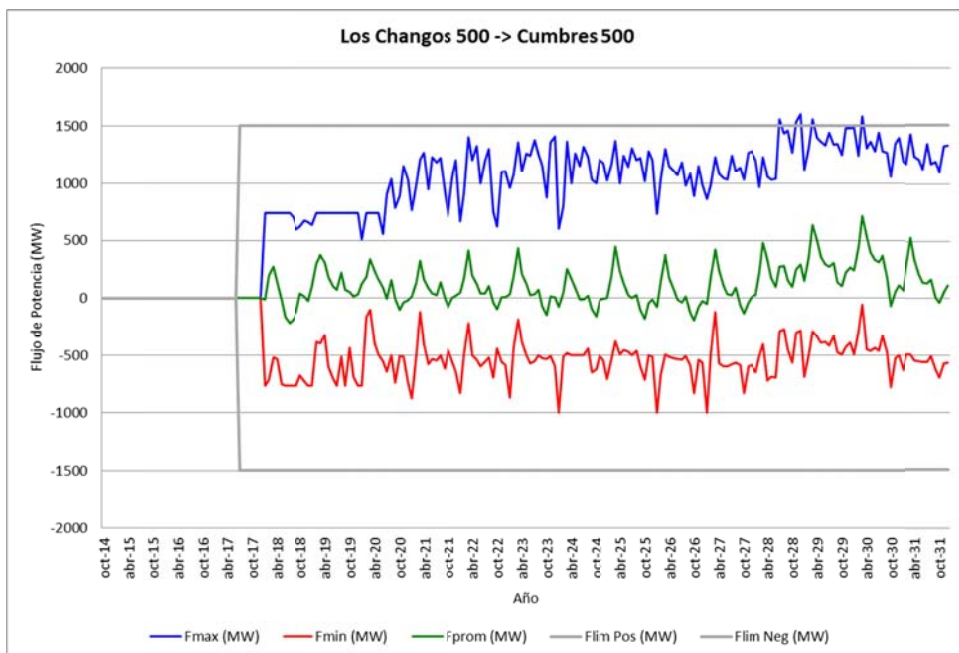
VATT Transmisión total Interconexión millones US\$

	Caso 1	Caso 2	Caso1+Caso 2	Caso 3	Caso 4
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	80	0
2019	0	0	0	80	0
2020	0	0	0	89	0
2021	0	0	0	99	97
2022	0	0	0	99	97
2023	0	0	0	99	97
2024	0	0	0	99	97
2025	0	0	0	99	97
2026	0	0	0	99	97
2027	0	0	0	99	97
2028	0	0	0	99	97
2029	0	0	0	99	97
2030	0	0	0	99	97
2031	0	0	0	99	97

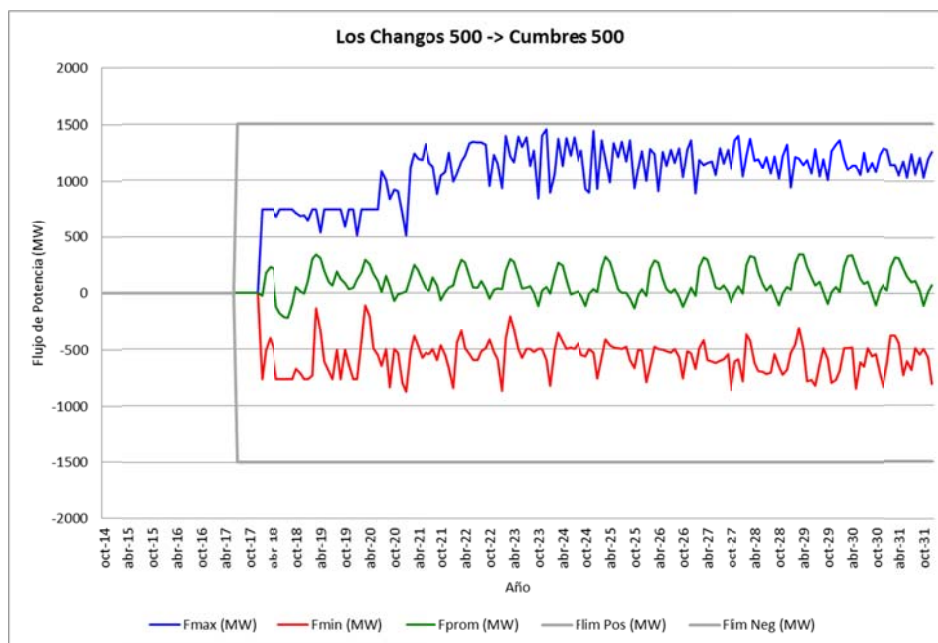
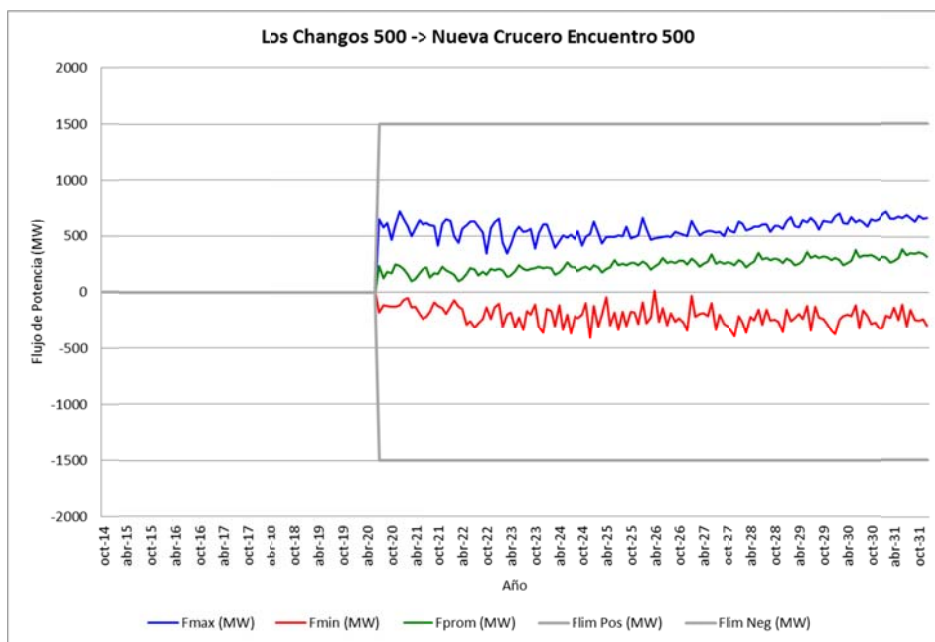
6. Utilización de las redes de interconexión y el proyecto de E-CL

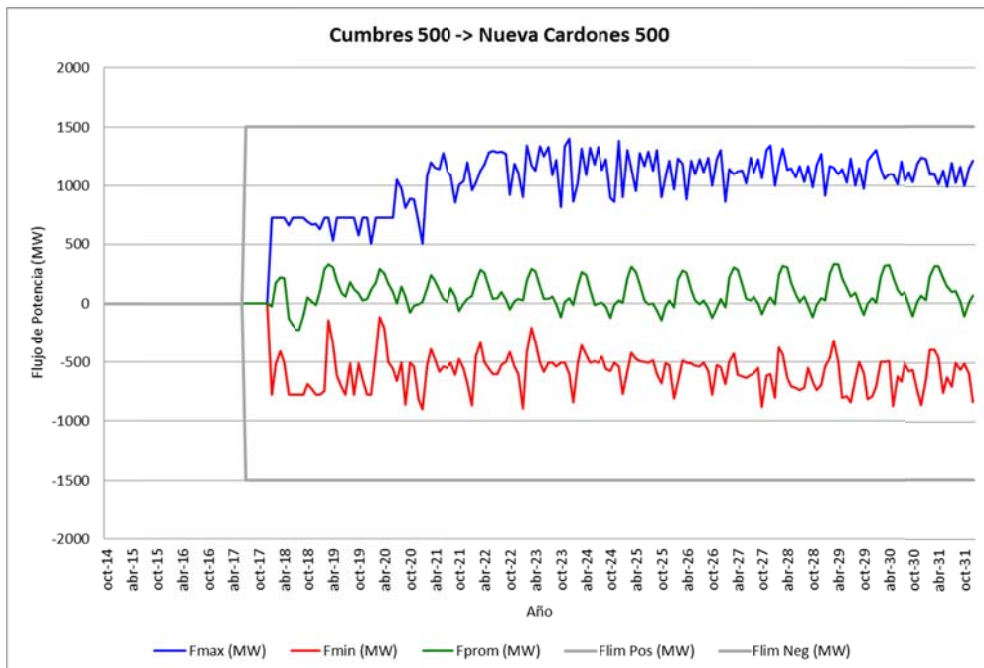
Escenario 1



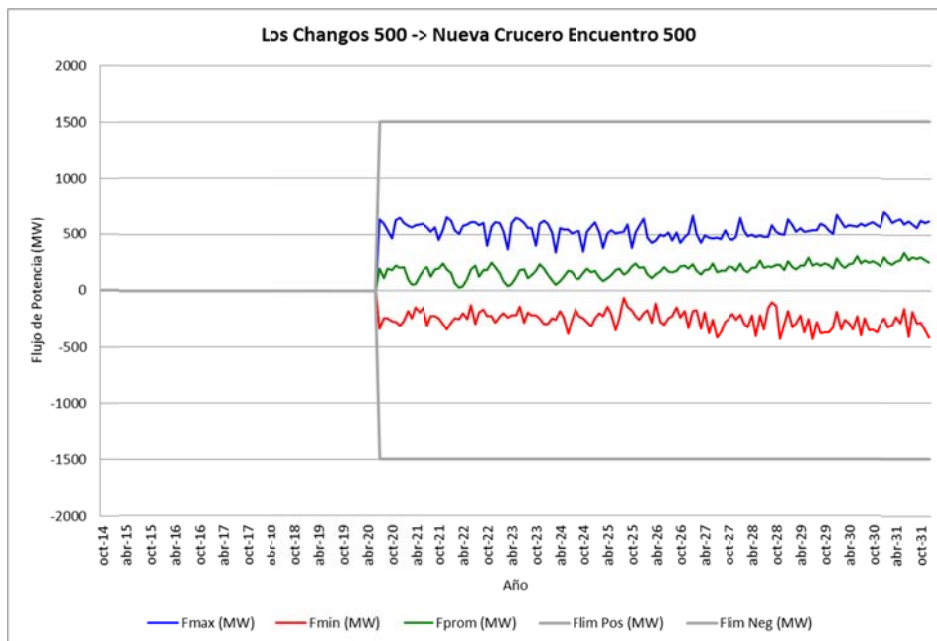


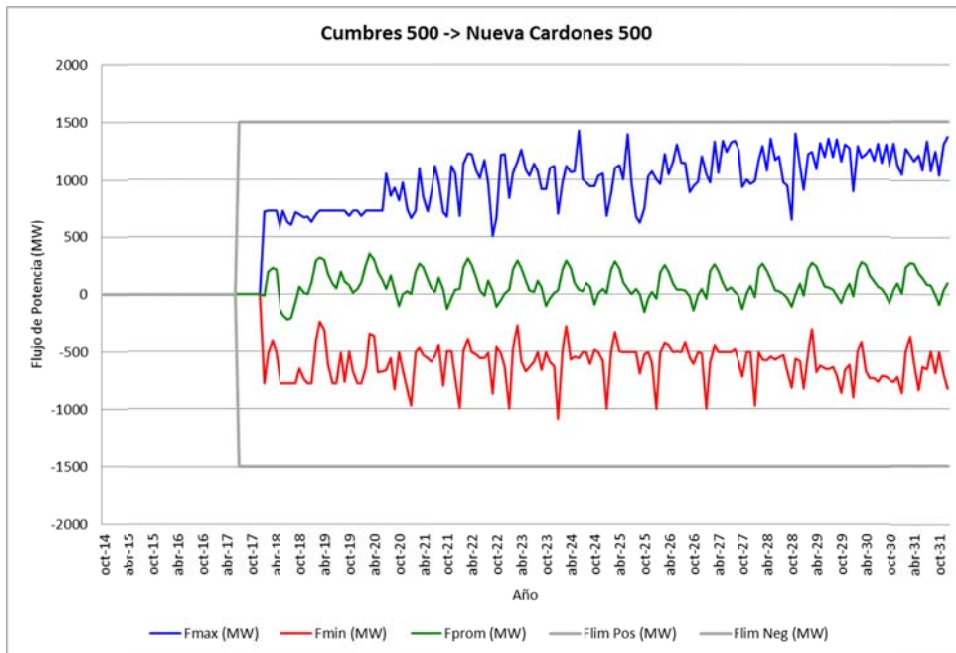
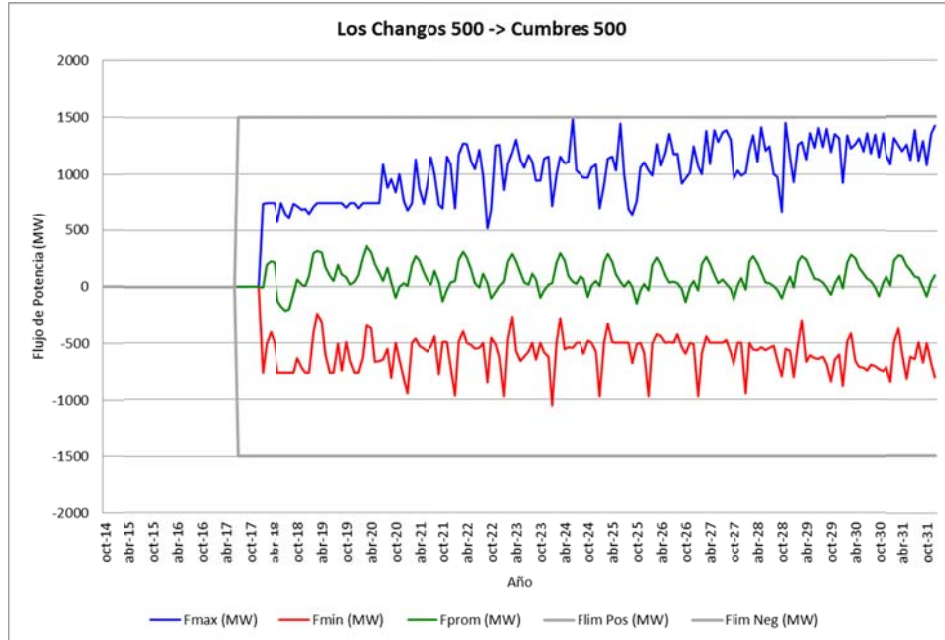
Escenario 2



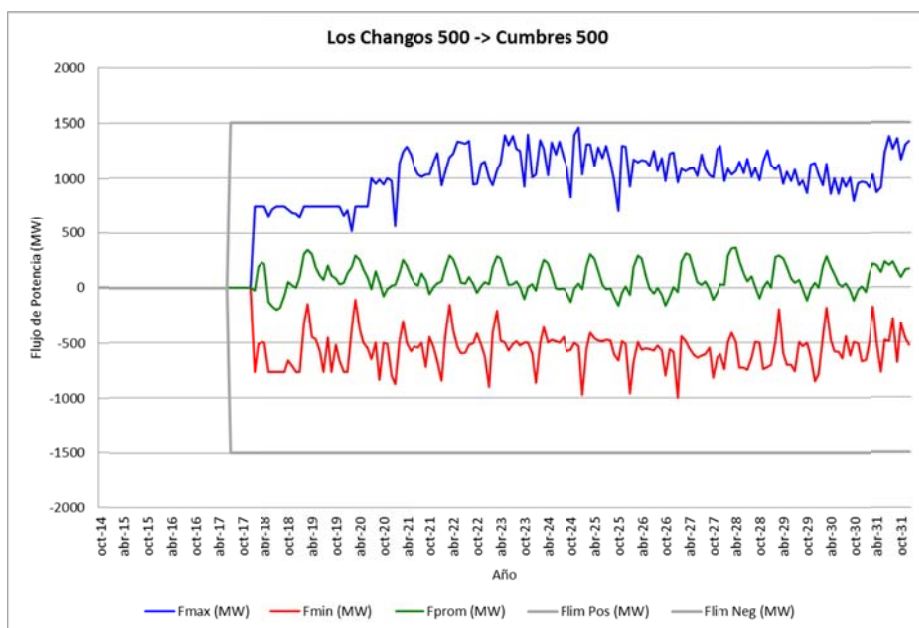
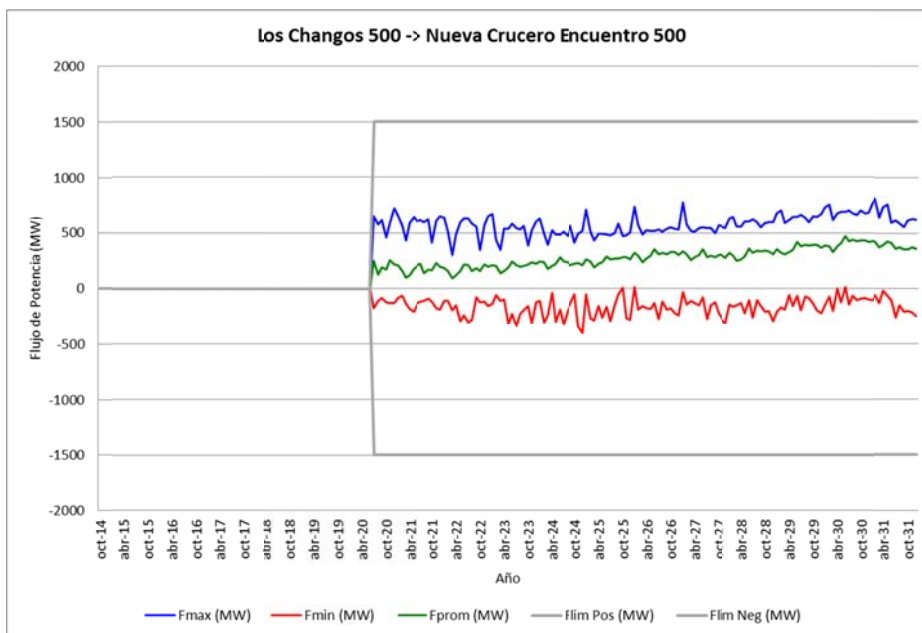


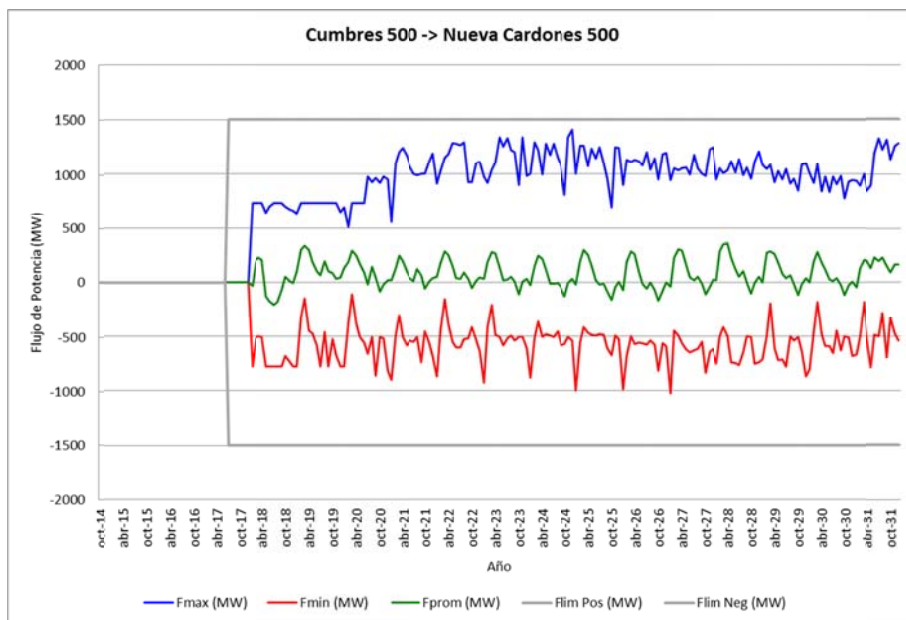
Escenario 4



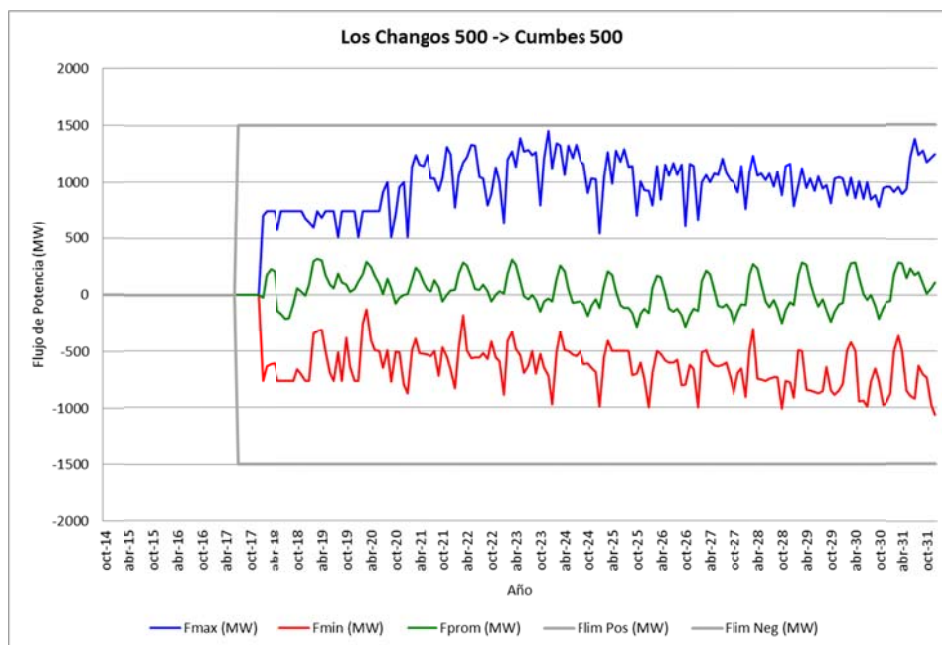


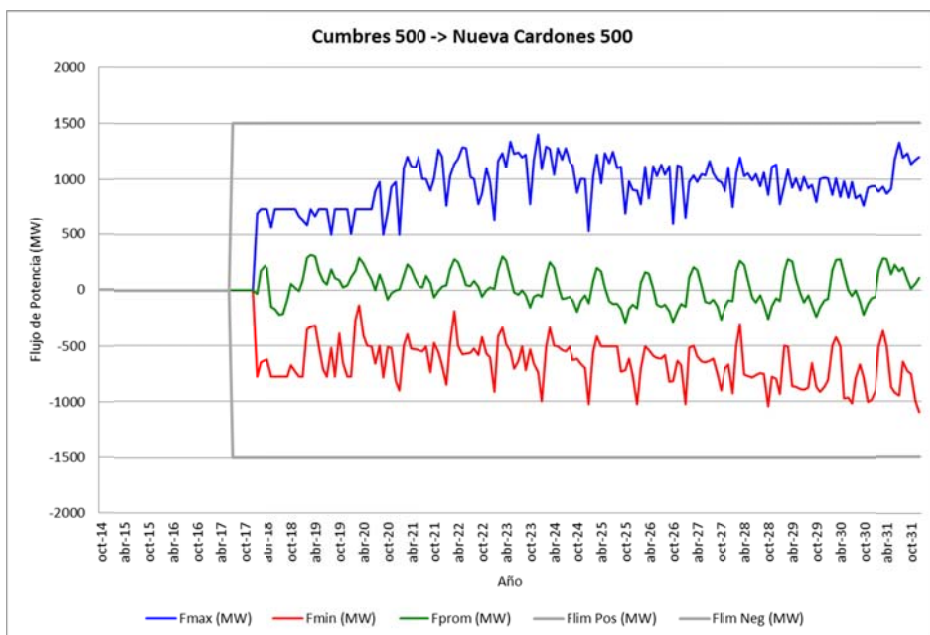
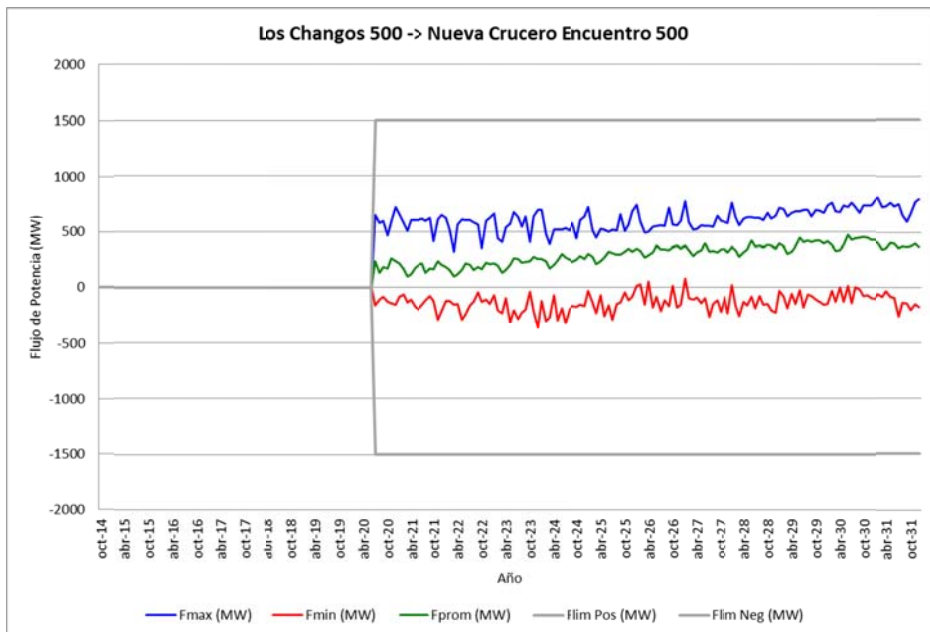
Escenario 3





Escenario 5







**INFORME JUSTIFICACIÓN POLÍTICA PÚBLICA
INCORPORACIÓN INTERCONEXIÓN SIC-SING
EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
TRONCAL PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES
PERÍODO 2014-2015**

**Marzo de 2015
Santiago de Chile**

Presentación

El presente documento contiene el informe técnico con la justificación de política pública que sustenta y respalda la incorporación de la obra de interconexión entre el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Interconectado Central (SIC) en el Plan Anual de Expansión Troncal 2014 – 2015, en adelante e indistintamente el Plan de Expansión, a que se refiere el artículo 99° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Conforme con lo antes expuesto, en este documento se presenta en primer término una síntesis de los antecedentes que contextualizan la incorporación de la interconexión en el Plan de Expansión, distinguiendo al efecto los antecedentes de índole normativo de aquellos propios de los estudios y análisis del proyecto de interconexión que se incorporan en el Plan de Expansión.

Prosigue el informe con un análisis conceptual acerca de lo que ha de entenderse por políticas públicas, para a partir de dicho análisis contextualizar los alcances de la formulación de la Política Energética Nacional y en particular la asociada a la interconexión entre sistemas eléctricos independientes.

A continuación, el informe aborda las definiciones enunciadas en la Agenda Nacional de Energía, respecto a las metas y objetivos trazados en relación al segmento de transmisión y respecto al proyecto de interconexión de los sistemas SIC y SING.

Finalmente, el Informe efectúa un análisis cuantitativo acerca de los beneficios económico-sociales que presenta el proyecto de interconexión y sobre la resiliencia del sistema eléctrico frente a shocks no anticipables.

Es importante señalar que se adjuntan al presente informe, mediante su publicación en la página web, las modelaciones de datos que sirven de respaldo de los cálculos sobre los efectos de la resiliencia del sistema, las planillas de cálculo de los mismos, así como también el reporte sobre el análisis social y sus bases de respaldo.

1. Antecedentes

1.1. Antecedentes Normativos.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 99° inciso cuarto de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la Ley o LGSE, "(...) *la Comisión podrá incorporar las obras de expansión que sean necesarias para adecuar el plan de expansión del sistema troncal a los efectos del inciso segundo de este artículo. Tratándose de la incorporación de obras de interconexión, la Comisión deberá adjuntar un informe técnico con la justificación técnico-económica y de política pública de las obras propuestas en condiciones equivalentes a las establecidas en el estudio de transmisión troncal. Asimismo, el Ministerio de Energía podrá ejercer la facultad que dispone el inciso tercero del artículo 91°.*"

A su turno, el inciso tercero del artículo 91°, el cual regula el contenido del Informe Técnico asociado al estudio de transmisión troncal, establece que "*El Ministerio de Energía podrá disponer que la Comisión incorpore la interconexión entre sistemas eléctricos, cuando ello sea necesario para el mejor funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto, conforme a los lineamientos establecidos por la política energética nacional. En este caso, la Comisión deberá contemplar las instalaciones correspondientes en el informe técnico a que se refiere el presente artículo, adjuntando la justificación técnico-económica de las obras propuestas.*"

De igual forma, el artículo antes citado ha de ser complementado con lo dispuesto en el artículo 84° de la Ley, el cual regula las materias que debe contener el estudio de transmisión troncal.

Como se puede apreciar del tenor de las citadas disposiciones, la LGSE reconoce explícitamente la facultad del Ministerio de Energía y de la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la CNE o la Comisión, de establecer la interconexión dentro del marco del Estudio Cuadrienal del Sistema de Transmisión Troncal o en los respectivos Planes de Expansión anual.

Dicha facultad reconoce, a su turno, como antecedente legislativo, la dictación de la ley N° 20.726, publicada en el Diario Oficial el día 7 de febrero de 2014, relevándose los importantes beneficios que la interconexión puede reportar para el país.

En línea con lo expuesto, ya el Mensaje con el cual el Ejecutivo inició la tramitación de la ley 20.726, indicaba respecto a la interconexión que "*al aumentar el tamaño del mercado y el número de actores en el segmento de la generación eléctrica, habrá mayor competencia y, por tanto, mejorará la oferta, reduciéndose en consecuencia los precios de la energía. Así también, se permitirá un mejor aprovechamiento de la generación de las centrales de menor costo de operación*"¹.

De igual forma, en el Mensaje del proyecto de ley se mencionaban los siguientes beneficios derivados de la interconexión de los sistemas SING – SIC:

¹ Mensaje N°118-361 de 8 julio de 2013.

- Implementará respaldos cruzados entre sistemas, lo que aumentará la seguridad del sector, disminuirá los costos de la energía y optimizará el despacho de centrales.
- Permitirá un mejor aprovechamiento de los recursos renovables de generación disponibles en el país.
- Facilitará la integración energética de Chile con el resto de los países del cono sur.

Lo expuesto denota claramente un primer elemento distintivo de la interconexión: en ella el Estado tiene un rol axial, como promotor del bien común y el interés general.

Como se observará más adelante, este rasgo distintivo resulta perfectamente armónico con las definiciones relativas a las razones de política pública que justifican la incorporación de un proyecto de interconexión en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal.

1.2. Antecedentes de la incorporación de un proyecto de interconexión en el Plan de Expansión 2014 - 2015

Sin perjuicio del desarrollo que se efectuará en el numeral 3 del presente Informe, el proceso de implementación de un proyecto de interconexión reconoce dentro de sus antecedentes lo establecido en la Agenda de Energía, documento presentado en mayo del año 2014 por S.E. la Presidenta de la República, y el cual contiene una serie de medidas concretas con el objeto de construir una política energética para Chile.

Para efectos de dar cumplimiento a lo establecido en la Agenda de Energía, en particular lo establecido en su Eje 4, *Conectividad para el Desarrollo Energético*, la Comisión Nacional de Energía fue la encargada de llevar adelante los estudios y análisis de distintas alternativas de Interconexión.

Con tal objeto, la CNE encargó diferentes estudios². Adicionalmente, para una correcta evaluación que considerase diferentes puntos de vista, la CNE invitó a participar en un trabajo colaborativo al Consejo Consultivo de la Sociedad Civil³ y a los directores de Operación, Peajes y Planificación y Desarrollo de ambos CDEC. Las observaciones planteadas por este Consejo a dichos estudios constituyeron un importante insumo para el desarrollo de los mismos.

² Consorcio nacional Megared-Sysred-Energética-HCC-Gaxú, Análisis económico clásico de alternativas de interconexión con metodología de minimización de costos de abastecimiento y el análisis de las necesidades de expansión anual de la transmisión troncal, entre otras. Consultora nacional EconomiK, Evaluación de impactos económicos sociales sistémicos de proyecto de interconexión. Consultoras internacionales Manitoba Hidro Internacional y Transgrid Solutions, Evaluación técnica mediante estudios eléctricos de distintas alternativas de proyectos de interconexión. Adicionalmente, la interconexión fue abordada en el Estudio de Transmisión Troncal, cuyo informe final fue aprobado el pasado 11 de febrero.

³ Participan en esta instancia los señores Hugh Rudnick, de la Escuela de Ingeniería de la P. Universidad Católica de Chile; Esteban Pulido, de la Escuela de Ingeniería de la Universidad Federico Santa María; Rodrigo Quinteros, Presidente del Directorio del CDEC SING; Claudio Igleis, Presidente del Directorio del CDEC SIC; Eduardo Escalona, Representante de Clientes Libres del CDEC SING; y Juan Cembrano, Representante de Clientes Libres del CDEC SIC.

Teniendo presente los resultados de los estudios encargados por la CNE, la recomendación de interconexión efectuada por el Consultor del Estudio de Transmisión Troncal 2015 – 2018 y las ventajas de materializar, en el más breve plazo, la interconexión de los mercados eléctricos de la zona central y del norte grande del país, el Ministerio de Energía dispuso –a través de su Oficio Ord. N° 148 de 9 de febrero de 2015– que la Comisión incorpore la interconexión del SIC con el SING en el Plan de Expansión Troncal para los doce meses siguientes, período 2014 – 2015.

La interconexión, de acuerdo a los términos instruidos por el Ministerio de Energía, ha de materializarse mediante la construcción de un conjunto de instalaciones de transmisión eléctrica que interconecten el SING con el SIC a través del proyecto denominado “Sistema de Transmisión 500kV, Mejillones – Cardones”, de la empresa Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN), filial de E. CL S.A., que facilita dicha interconexión.

Adicionalmente, el Oficio del Ministerio expresa que el desarrollo del proyecto de interconexión quedará condicionado a que la empresa TEN cumpla con una serie de exigencias y condiciones que garanticen que el referido proyecto que facilita la interconexión entrará en operación en los plazos comprometidos por dicha empresa y que cumplirá con las exigencias técnicas que establezca al efecto la Comisión en el Plan de Expansión.

De no verificarse las condiciones antes referidas, la interconexión habrá de realizarse a través de la ejecución del proyecto “Nueva Línea de Interconexión Nueva Cardones – Nueva Crucero Encuentro HVDC +-500 kV 1500 MW”, cuyas características y exigencias específicas, condiciones, plazos constructivos y demás antecedentes deberán establecerse en el plan de expansión.

2. Contexto de la Política Pública en el ámbito del sector eléctrico nacional

Como ya ha sido dicho en el numeral anterior de este informe, para efectos de la incorporación de obras de interconexión en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, la Comisión debe adjuntar un informe técnico con la justificación técnico-económica y de política pública de las obras propuestas en condiciones equivalentes a las establecidas en el estudio de transmisión troncal.

Para una acertada definición acerca de la justificación de política pública que enuncia el texto legal, ha de realizarse en primer término una aproximación conceptual acerca de lo que ha de entenderse por política pública, para a partir de dicho análisis describir los efectos e impacto que la implementación de la interconexión trae aparejada.

Desde dicha perspectiva, valga señalar en primer lugar que las políticas públicas son una expresión de la facultad de imperio que se reconoce al Estado y a sus distintos organismos. Así, las políticas públicas dan cuenta de la voluntad o mandato de la Autoridad legítimamente constituida.

En segundo término, las políticas públicas se constituyen como una herramienta o instrumento a través del cual se busca resolver determinados problemas colectivos. Desde este punto de vista, se reconoce un carácter esencialmente finalista de las políticas públicas, toda vez que a través de ellas se busca la consecución de un objetivo determinado.

Finalmente, un tercer rasgo distintivo de las políticas públicas estriba en que ellas buscan alcanzar el bien común. Este concepto, el cual se encuentra reconocido explícitamente en nuestra Constitución⁴, puede ser caracterizado como aquel que naturalmente es compartido por los distintos integrantes de la sociedad y conforme al cual se busca un estado de bienestar colectivo.

En este contexto, y antes de efectuar una caracterización conceptual de la interconexión desde el punto de vista de política pública, se estima necesario efectuar una breve síntesis acerca de la política eléctrica vigente.

Los principios que rigen el modelo de desarrollo del sector eléctrico chileno consideran entre sus objetivos esenciales cubrir los requerimientos de la demanda en condiciones de eficiencia económica, seguridad y sustentabilidad. Para la consecución de dichos objetivos, nuestro sistema reconoce un importante rol al Estado, así como también a los agentes privados. Al primero, en su calidad de ente rector y regulador del sector, al cual le corresponde monitorear y proyectar el funcionamiento y desarrollo del sistema. A los segundos, como promotores de la operación y desarrollo de la industria eléctrica.

En términos generales, la estructura regulatoria y normativa del sector eléctrico descansa sobre las premisas de la política energética establecida en el país a principios de la década de los ochenta. Conforme a dichas premisas, nuestro marco regulatorio reconoce para el segmento de generación un régimen de competencia,

⁴ Artículo 1° inciso cuarto: El Estado está al servicio de la persona humana y su finalidad es promover el bien común, para lo cual debe contribuir a crear las condiciones sociales que permitan a todos y a cada uno de los integrantes de la comunidad nacional su mayor realización espiritual y material posible, con pleno respeto a los derechos y garantías que esta Constitución establece.

con libre participación de agentes privados; al tiempo que para los segmentos de transmisión y distribución se reconoce su carácter monopolístico, con regulaciones dictadas por el órgano estatal.

En especial, la regulación del segmento de transmisión de energía eléctrica ha sufrido diversas modificaciones desde la promulgación de su primera versión en septiembre de 1982 (DFL N°1), siendo la más relevante en términos de su incidencia en el sector transmisión, aquella introducida por la Ley N°19.940 de marzo de 2004, denominada Ley Corta I. Dicha Ley otorgó a la transmisión troncal la naturaleza de servicio público y a sus instalaciones el carácter de acceso abierto irrestricto. Adicionalmente, la referida ley exigió la desintegración vertical de la propiedad con el fin de profundizar la competencia en el mercado.

La calificación de servicio público reconoce el interés general que debe resguardarse y persigue, principalmente, dar mayor seguridad al sistema eléctrico, en todos sus segmentos, generadores, distribuidores y usuarios no sometidos a regulación de precios, ya que son éstos últimos quienes utilizan el servicio de transporte por el Sistema de Transmisión Troncal en forma directa.

El régimen normativo que rige el sistema de transmisión troncal es excepcional, con una intensa regulación, muy distinta a los regímenes que imperan en otras actividades económicas en el país. Junto con el carácter de servicio público, nuestra regulación confiere a la planificación de la transmisión troncal un carácter centralizado y con obligación de inversión por parte de los agentes privados, que como contrapartida contempla un mecanismo de remuneración transparente y que asegura la remuneración de la totalidad de las inversiones efectuadas.

Posteriormente, y tal como ya ha sido dicho, la Ley N° 20.726 reconoció explícitamente la facultad del Ministerio de Energía y de la Comisión Nacional de Energía, en orden a promover la interconexión entre sistemas eléctricos independientes.

Como se puede apreciar, progresivamente nuestra legislación eléctrica ha ido reconociendo una mayor relevancia a la acción regulatoria del Estado. Dicho lo anterior, el ejercicio de la potestad por parte del Ministerio en orden a instruir la incorporación de obras de interconexión en el Plan de Expansión del Sistemas de Transmisión Troncal, se aviene perfectamente con los elementos concurrentes de toda política pública.

En efecto, como premisa, valga señalar que la potestad del Ministerio y su correlato en las actuaciones que le corresponde ejecutar a la Comisión Nacional de Energía, reconocen el ejercicio de facultades expresamente regladas en nuestro ordenamiento. En efecto, al artículo 1° de la Ley 2.224, modificada por la ley 20.402, señala expresamente que le corresponderá al Ministerio de Energía elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector.

Luego, en lo que respecta al segundo elemento concurrente, la implementación de una obra de interconexión que permita conectar los actuales sistemas interconectados de norte grande con el central contribuirá a la consecución de una serie de objetivos que se enmarcan en la política energética que impulsa el Ministerio de Energía, los cuales se desarrollan latamente en el apartado número 4 de este informe.

Finalmente, y como parte del análisis que supone la revisión de sus efectos e impacto económico-sociales, la implementación de la interconexión supone también la búsqueda y consecución de un bien colectivo, expresión del bien común de las políticas públicas formuladas por el Estado y sus agentes.

3. Metas y objetivos de la política energética nacional incluidos en la Agenda de Energía

Tal y como se expresa en la Agenda de Energía, a propósito de su Eje 4, *Conectividad para el Desarrollo Energético*, la transmisión eléctrica de nuestro país representa la columna vertebral del desarrollo eléctrico. O dicho de otra forma, una matriz de generación segura, diversificada, que asegure precios razonables y con sostenibilidad ambiental y social requiere de un sistema de transmisión funcional a esos objetivos.

En línea con lo antes expresado, la Agenda de Energía enuncia las ventajas que supone la interconexión troncal, entre las que se encuentra un uso eficiente de la infraestructura de generación y transmisión; la distribución de uso de reservas de operación entre los sistemas; la optimización del desarrollo conjunto de las obras de generación y transmisión; una mayor seguridad de abastecimiento de la demanda global ante la ocurrencia de contingencias; el fomento de la penetración de las tecnologías ERNC por el alto grado de complementariedad con las tecnologías convencionales entre los sistemas; y un mercado eléctrico unificado de mayor tamaño e intensificación de la competencia en los contratos de suministro, lo cual ha de traducirse en precios más competitivos tanto para clientes libres como regulados.

Así, a partir de las definiciones antes enunciadas, es posible identificar los siguientes lineamientos concebidos en torno a la política energética:

- Desarrollo energético confiable, sustentable, inclusivo y de precios razonables.
- Diversificación de la matriz energética
- Mayor competencia en el mercado eléctrico.

Una de las expresiones de la confiabilidad del sistema, se encuentra representada por su seguridad. Desde dicha perspectiva, la interconexión ha de reducir los riesgos asociados al mercado de generación, permitiendo hacer frente a contingencias no anticipables, dotando así al sistema de una mayor seguridad en cuanto al suministro de electricidad.

A su turno, desde el punto de vista de diversificación de la matriz energética, se observa que la interconexión de los sistemas eléctricos permitirá aumentar el uso y penetración de las tecnologías basadas en energías renovables no convencionales, propiciando el ingreso de nuevo actores en el mercado de la generación.

Por su parte, en lo que respecta a la mayor competencia en el mercado eléctrico, la interconexión posibilitará un incremento de la comercialización entre sistemas que presentan diferentes costos de producción. Con ello se espera una disminución en el poder de mercado de los actores incumbentes y la concreción de un mercado eléctrico de mayor tamaño, más atractivo para nuevos actores en el sector de generación. El proyecto de interconexión también permitirá utilizar en forma eficiente la complementariedad de un sistema hidro-térmico, al realizarse una planificación de la operación unificada de los sistemas SIC y SING.

Los lineamientos antes definidos se corresponden con la naturaleza de servicio público que la Ley General de Servicios Eléctricos le asigna al transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal, relevando así la funcionalidad que ésta presenta para la satisfacción de una necesidad colectiva que ciertamente excede los intereses particulares de los actores involucrados en la provisión del servicio. Luego, como natural corolario

de lo antes expresado, la política energética ha de responder al imperativo de orden público que subyace en torno a la provisión de los servicios de transmisión eléctrica, imperativo a cuya consecución la interconexión de los Sistemas Interconectado Central y del Norte Grande ha de contribuir.

Finalmente, cabe señalar que lo expuesto resulta conteste con lo indicado por el Ministerio de Energía a través de su Oficio Ord. N° 22, de fecha 8 de enero de 2015, a través del cual informó a la Comisión acerca de los lineamientos de la política energética nacional para la incorporación de una obra de interconexión en el Plan de Expansión Anual del Sistema de Transmisión Troncal, período 2014 – 2015.

4. Estimación cuantitativa de los beneficios económico-sociales del proyecto de interconexión

Para efectos de cuantificar los beneficios económico-social que ha de reportar la implementación de la interconexión, la Comisión ha tenido a la vista los resultados del estudio denominado “Evaluación de Impactos Económicos Sociales de un Proyecto de Interconexión entre los Sistemas SIC y SING” realizado por la Consultora nacional Economik.

Dada la relevancia del proyecto de interconexión de los sistemas SIC y SING, en el marco de los lineamientos de la política energética establecidos en la Agenda de Energía, se ha utilizado un enfoque de análisis del proyecto de interconexión en el ámbito de los efectos económicos generales que trascienden los beneficios dentro del ámbito del sector eléctrico. Dichos beneficios que serían percibidos por agentes económicos a un nivel nacional, se les identifica como beneficios para la sociedad en su conjunto, representa un análisis complementario al enfoque tradicional que se ha empleado en la evaluación de las expansiones de los sistemas troncales. Cabe señalar que este enfoque que considera los beneficios sociales para efectos de analizar la expansión de redes de transmisión ya ha sido incorporado por el regulador en mercados eléctricos como el europeo y el Norteamérica.

Al respecto, a partir de los análisis efectuados, se puede comentar que en el estudio de los determinantes de precios de contratos en Chile, se indica que los mismos dependen estructuralmente de tres variables: precios spot proyectados; un margen de comercialización que es función principalmente del poder de mercado que las firmas puedan ejercer, y el riesgo asociado al contrato de suministro. A partir de esta estructura se llevaron a cabo estimaciones econométricas de los determinantes de precios de contratos libres y regulados en Chile, utilizando la información que al respecto la Comisión posee para el periodo Enero 2006 - Agosto 2014.

Los resultados encontrados para los determinantes de los precios de contratos, para ambos mercados, fueron consistentes y acordes con lo que prescribe la teoría: (a) una mayor percepción del costo spot esperado lleva a precios mayores; (b) una mayor concentración del mercado, que representa mayor poder de mercado se asocia también a precios de contratos mayores; y (c) una mayor variabilidad estimada de precios spot, representa un mayor riesgo, lo que a su turno conduce a precios mayores en los contratos.

Una vez que se obtuvieron los parámetros estimados para los determinantes de precios de contratos, se procedió a utilizarlos para proyectar los precios promedio de contratos con y sin interconexión, utilizando entre otros antecedentes, la proyección de costos marginales proporcionada por la Comisión. Al comparar los escenarios simulados con y sin interconexión, se demuestra a partir del resultado de la estimación econométrica, que los precios esperados con interconexión resultarían inferiores, debido principalmente a que la interconexión de los sistemas trae como resultado un menor nivel de concentración en ventas de energía⁵ y globalmente una menor variabilidad del precio spot, entre otros.

En términos cuantitativos, los resultados antes descritos respecto de los precios esperados de los contratos de clientes libres indican que los precios promedio con interconexión son menores en 8,6 USD/MWh en el SIC y 17 USD/MWh en el SING respecto del caso sin interconexión. En contratos regulados, por su parte, los

⁵ Se utilizaron entre otros indicadores de concentración, el índice Herfindahl.

precios promedio con interconexión son menores en 3 USD/MWh en el SIC y 13 USD/MWh en el SING respecto del caso sin interconexión.

A partir de los diferenciales de precios estimados, es posible evaluar el impacto económico y social de la interconexión en términos de su efecto macroeconómico. Al respecto, se estimó que el PIB de largo plazo (10 años), aumenta entre 1.559 y 1.718 millones de dólares producto de la interconexión, por menores precios en contratos de clientes libres y regulados⁶. En el corto plazo (1 año), el efecto sobre el PIB va de 457 a 507 millones de dólares.

Luego, a partir de los mismos diferenciales estimados de precios, es posible llevar a cabo un análisis de cambio en el bienestar de consumidores y productores según la metodología tradicional de evaluación de proyectos. El valor actual de los flujos descontados⁷ para el periodo 2015-2033 indica que el cambio en precios de contratos libres y regulados lleva a un beneficio en el excedente neto del consumidor estimado de 198 millones de dólares, mientras que el excedente del productor esperado aumenta a 707 millones de dólares producto de las mayores ventas a un menor precio promedio de contratación. Es importante destacar que existiría una transferencia de excedente de productores a consumidores que asciende a 2.995 millones de dólares producto sólo de la reducción de poder de mercado.

Finalmente, respecto a los posibles efectos que la interconexión ha de producir en los proyectos de generación de energías renovables no convencionales (ERNC), se realizó un análisis a partir de las simulaciones de escenarios de operación esperados para los sistemas en su conjunto. Dependiendo del escenario de desarrollo para los distintos planes de obras, se identifica un potencial entre el 51% y el 85% de participación de proyectos ERNC como nueva capacidad instalada al considerar un sistema unificado.

5. Análisis de Resiliencia del Sistema

A continuación se presenta un análisis de resiliencia del sistema, entendiéndose por tal concepto la capacidad del sistema de ser sometido a diferentes situaciones o contingencias y cómo respecto a ellas éste puede sobreponerse.

De esta manera, los sistemas SIC y SING al operar de manera independiente, dispondrán de las capacidades propias que cada uno de ellos disponga a efectos de sobreponerse o enfrentar contingencias que no son anticipables. Ejemplo de ello son atrasos que diferentes unidades de generación han sufrido en su puesta en servicio, el encarecimiento de un combustible o la indisponibilidad de alguno de ellos. Ante situaciones como las descritas, los sistemas no poseen capacidad de adaptación de corto plazo, por lo que cualquier acción remedial o mitigadora siempre vendrá de la mano de inversiones de mediano o largo plazo. Por ello, los sistemas deben hacer frente a las diferentes situaciones operativas de los sistemas, con los recursos disponibles.

En este contexto, se procedió a efectuar simulaciones para representar los efectos que situaciones de contingencia no predecibles podrían producir en el sistema eléctrico. Para ello, se simularon los sistemas

⁶ Utilizándose elasticidades entre el precio de la electricidad y PIB, calculados por Fuentes, García y Pinto (2013).

⁷ Utilizando una tasa de descuento social del 7%.

operando tanto de manera independiente como interconectada, ante lo cual se procedió a simular cada contingencia, considerando que la utilización de los recursos hídricos y la definición de inversiones ya se encontraba definida. Luego, se comparó el aumento de costos que significaba para cada sistema en cada condición y se comparó para los casos con y sin interconexión.

Las contingencias simuladas son las siguientes:

a) Atraso de unidades en Base a carbón por el período de un año, tanto en el SIC como en el SING:

Para la presente contingencia, se consideró el atraso de ingreso en operación en un año de manera independiente de unidades de generación en base a carbón por una capacidad de 550 MW para el SING (2025 al 2026 para la primera unidad y del 2028 al 2029 para la segunda unidad) y de 684 MW para el SIC (2027 al 2028 y 2028 al 2029, para la primera y segunda unidad respectivamente). En el caso interconectado se consideraron capacidades de 500 MW por cada sistema, siendo las fechas del 2028 al 2029 para el SING y 2026 al 2027 para el SIC. La presente contingencia fue simulada en el Escenario 1 Carbón.

	SING	SIC	SING + SIC	SIC-SING
Costos Operacionales Base MUS\$	9.132	13.462	22.594	22.129
Costos Operacionales Atraso MUS\$	9.211	13.512	22.724	22.160
Diferencia aumento de costo MUS\$	79	51	130	31

Los valores presentados en la tabla anterior muestran los costos operacionales en valor presente de todo el horizonte de análisis, excluyendo los años de relleno, para el caso base sin contingencia, el caso con atraso de unidades en base a carbón y las diferencias de costos entre ambas condiciones anteriores. Se puede observar que frente a una contingencia de este tipo, el caso interconectado obtiene menor aumento de costos de operación y falla (alrededor de MUS\$ 31) que el caso con sistemas que operan de manera independiente (aproximadamente MUS\$ 130). Esto demuestra que el caso interconectado posee una mejor capacidad de adaptarse frente a esta contingencia con diferencias de costos que alcanzan los MUS\$ 100 en valor presente durante los 6 años siguientes del atraso de las unidades de generación.

b) Indisponibilidad permanente de unidades en base a carbón: En el presente caso, se consideró las mismas capacidades de generación en base a carbón descritas anteriormente, pero considerando que finalmente las unidades no ingresan en operación durante todo el período de análisis. La presente contingencia fue simulada en el Escenario 1 Carbón.

	SING	SIC	SING + SIC	SIC-SING
Costos Operacionales Base MUS\$	9.132	13.462	22.594	22.129
Costos Operacionales indis. MUS\$	9.754	13.691	23.445	22.550
Diferencia aumento de costo MUS\$	622	230	852	421

La Tabla anterior presenta los costos operacionales en valor presente de todo el horizonte de análisis, excluyendo los años de relleno, para el caso base sin contingencia, el caso de indisponibilidad permanente de unidades en base a carbón y las diferencias de costos entre ambas condiciones anteriores. Al igual que el análisis de resiliencia anterior, se puede observar que frente a una contingencia de este tipo, el caso

interconectado obtiene menor aumento de costos de operación y falla (alrededor de MUS\$ 421) que el caso con sistemas que operan de manera independiente (aproximadamente MUS\$ 852), lo que se traduce en una diferencia de MUS\$ 431 en valor presente durante los 6 años siguientes al año en que debería haber ingresado la unidad de generación, concluyendo que el caso interconectado posee una mejor respuesta de adaptación que los sistemas independientes.

c) Aumento de la demanda a partir del año de la interconexión: Se consideró que a partir del año 2018 y durante el resto del período de análisis, la demanda global de ambos sistemas aumenta en 2,5%. La presente contingencia fue simulada en el Escenario 1 Carbón y Escenario 5 GNL + Hidro.

Escenario 1 Carbón	SING	SIC	SING + SIC	SIC-SING
Costos Operacionales Base MUS\$	9.132	13.462	22.594	22.129
Costos Operacionales aumento dda MUS\$	9.523	14.146	23.669	23.104
Diferencia aumento de costo MUS\$	391	685	1.075	975
Escenario 5 GNL + Hidro	SING	SIC	SING + SIC	SIC-SING
Costos Operacionales Base MUS\$	9.306	14.221	23.527	22.381
Costos Operacionales aumento dda MUS\$	9.659	14.974	24.633	23.378
Diferencia aumento de costo MUS\$	353	753	1.105	997

Los valores presentados en la tabla anterior muestran los costos operacionales en valor presente de todo el horizonte de análisis, excluyendo los años de relleno, para el caso base sin contingencia, el caso de aumento de la demanda a partir del año 2018 y las diferencias de costos entre ambas condiciones anteriores, para los escenarios 1 Carbón y 5 GNL + Hidro. Se puede observar que para ambos escenarios y frente a una contingencia de este tipo, el caso interconectado tiene una mejor respuesta respecto a los aumentos de costos de operación y falla (alrededor de MUS\$ 975 y MUS\$ 997 frente a los MUS\$ 1.075 y MUS\$ 1.105, para el escenario 1 y 5, respectivamente). Esto se manifiesta en diferencias positivas de costos de alrededor de los MUS\$ 100 en valor presente en ambos escenarios, comparando el caso interconectado versus el de sistemas que operan de manera independiente, durante los 14 años siguientes al aumento de demanda en que se aplicó la contingencia.

d) Aumento del precio del GNL: Se considera el aumento del precio del combustible GNL tanto para el SIC como para el SING en un 15% por todo el año 2025. La presente contingencia fue simulada en el Escenario 5 GNL + Hidro.

	SING	SIC	SING + SIC	SIC-SING
Costos Operacionales Base MUS\$	9.306	14.221	23.527	22.381
Costos Operacionales precio GNL MUS\$	9.336	14.261	23.596	22.405
Diferencia aumento de costo MUS\$	29	40	69	23

En la tabla anterior se muestran los costos operacionales en valor presente de todo el horizonte de análisis, excluyendo los años de relleno, para el caso base sin contingencia, el caso de aumento de precio de combustible GNL y las diferencias de costos entre las condiciones antes mencionadas. Los resultados reflejan que frente a una contingencia de este tipo, el caso interconectado obtiene menor aumento de costos de

operación y falla (alrededor de MUS\$ 23) que el caso con sistemas que operan de manera independiente (aproximadamente MUS\$ 69). Esto demuestra que el caso interconectado posee una mejor capacidad de adaptarse frente a esta contingencia con diferencias de costos que alcanzan los MUS\$ 46 en valor presente, principalmente en el año en que ocurre el aumento de precio del combustible GNL.

e) Atraso de centrales Hidroeléctricas: Se considera el atraso en ingreso de operación de la central Cuervo de 640 MW desde el año 2025 al 2026. La presente contingencia fue simulada en el Escenario 5 GNL + Hidro.

	SING	SIC	SING + SIC	SIC-SING
Costos Operacionales Base MUS\$	9.306	14.221	23.527	22.381
Costos Operacionales atraso hidro MUS\$	9.306	14.253	23.559	22.393
Diferencia aumento de costo MUS\$	0	32	32	12

En la tabla anterior se muestran los costos operacionales en valor presente de todo el horizonte de análisis, excluyendo los años de relleno, para el caso base sin contingencia, el caso de atraso de una central hidroeléctrica de pasada durante un año y las diferencias de costos entre las condiciones antes mencionadas. Los resultados reflejan que frente a una contingencia de este tipo, el caso interconectado obtiene menor aumento de costos de operación y falla (alrededor de MUS\$ 12) que el caso con sistemas que operan de manera independiente (aproximadamente MUS\$ 32), lo que se traducen en una diferencia de MUS\$ 20 en valor presente durante los 8 años siguientes al año en que debería haber ingresado la unidad de generación, concluyendo que el caso interconectado posee una mejor respuesta de adaptación que los sistemas independientes.

f) Indisponibilidad de centrales Hidroeléctricas: El presente caso considera que la misma central considerada en el caso anterior no se dispone en todo el horizonte de análisis.

	SING	SIC	SING + SIC	SIC-SING
Costos Operacionales Base MUS\$	9.306	14.221	23.527	22.381
Costos Operacionales indisp. hidro MUS\$	9.306	14.338	23.644	22.469
Diferencia aumento de costo MUS\$	0	117	117	88

Los valores presentados en la tabla anterior muestran los costos operacionales en valor presente de todo el horizonte de análisis, excluyendo los años de relleno, para el caso base sin contingencia, el caso de indisponibilidad permanente de una central hidroeléctrica de pasada y las diferencias de costos entre las condiciones antes mencionadas. Los resultados reflejan que frente a una contingencia de este tipo, el caso interconectado obtiene menor aumento de costos de operación y falla (alrededor de MUS\$ 88) que el caso con sistemas que operan de manera independiente (aproximadamente MUS\$ 117). Esto demuestra que el caso interconectado posee una mejor capacidad de adaptarse frente a esta contingencia con diferencias de costos que alcanzan los MUS\$ 29 en valor presente, durante los 8 años siguientes a la fecha que debería haber ingresado la unidad de generación.