

**REF:** Aprueba "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2012-2013".

**SANTIAGO, 11 de enero de 2013**

**RESOLUCION EXENTA N° 20**

- VISTOS:**
- a) Lo dispuesto en el artículo 7° y 9° letra h) del D.L. 2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la Comisión, modificado por Ley 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
  - b) Lo dispuesto en la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224 de 1978 y a otros cuerpos legales;
  - c) Lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley", especialmente el artículo 99°;
  - d) Los resultados del Estudio de Transmisión Troncal para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos, en adelante el "Estudio", cuatrienio 2011-2014; y
  - e) Lo informado por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC, mediante cartas DP N° 0685/2012, de fecha 30 de octubre de 2012 y N°003/2013, de fecha 3 de enero de 2013 y Dirección de Peajes del CDEC SING, mediante carta N° 1230/2012, de fecha 31 de octubre, de 2012, respectivamente.

**CONSIDERANDO:**

- a) Que se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de la expansión de los sistemas de transmisión troncal; y
- 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 e) 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.

**RESUELVO**

**Artículo Primero:** Apruébase el siguiente Informe "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2012-2013", 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**

**Enero de 2013**

**Santiago de Chile**

**INDICE**

1	INTRODUCCIÓN.....	5
2	RESUMEN EJECUTIVO.....	6
3	PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES.....	7
3.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN.....	7
3.1.1	Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV.....	7
3.1.2	Ampliación S/E Cardones 220 kV.....	8
3.1.3	Ampliación S/E Maitencillo 220 kV.....	9
3.1.4	Ampliación S/E Pan de Azúcar 220 kV.....	9
3.1.5	Ampliación S/E Las Palmas 220 kV.....	10
3.1.6	Ampliación S/E Polpaico 500 kV y cambio interruptor paño acoplador 52JR.....	10
3.1.7	Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV.....	11
3.1.8	Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel.....	12
3.1.9	Ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación de interruptor 52JS.....	12
3.1.10	Ampliación S/E Ancoa 500 kV.....	13
3.1.11	Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3.....	13
3.1.12	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV.....	14
3.2	OBRAS NUEVAS.....	15
3.2.1	Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 kV, 750 MVA.....	15
3.2.2	Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV, 750 MVA.....	16
3.2.3	Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 kV, 750 MVA.....	17
4	PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE, PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES.....	18
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN.....	18
4.1.1	Ampliación S/E Lagunas 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVAR y cambio TTCC paños J1 y J2.....	18
4.1.2	Ampliación S/E Encuentro 220 kV, aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero.....	19
4.1.3	S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV.....	20
5	OBRA NUEVA INTERCONEXIÓN TRONCAL HVDC SIC – SING.....	21
5.1	DESCRIPCIÓN GENERAL Y UBICACIÓN DE LA OBRA.....	21
5.2	EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN.....	21
5.3	ENTRADA EN OPERACIÓN.....	21
5.4	VALOR DE INVERSIÓN (V.I.) Y COSTO DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (COMA) REFERENCIALES.....	21
6	ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES DE INVERSIÓN REFERENCIAL DE LOS PROYECTOS.....	22
7	ANTECEDENTES.....	24
7.1	PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA.....	24

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
**Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE**

7.1.1	Demanda en Sistema Interconectado Central.....	24
7.1.2	Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande.....	24
7.2	PRECIO DE COMBUSTIBLES.....	25
7.3	COSTO DE FALLA.....	26
7.4	PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SING.....	26
7.4.1	Escenario 1 SING (Caso 1).....	26
7.4.2	Escenario 2 SING (Caso 2).....	27
7.4.3	Planes de Obra de Transmisión SING.....	28
7.4.4	Costos de Inversión en el SING.....	28
7.5	ESCENARIOS PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN SIC.....	29
7.5.1	Escenario 1 SIC.....	29
7.5.2	Escenario 2 SIC.....	29
7.5.3	Escenario 3 SIC.....	29
7.6	PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SIC.....	29
7.7	PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN SIC.....	31
7.8	COSTOS DE INVERSIÓN EN EL SIC.....	31
8	ANALISIS NECESIDADES DE EXPANSIÓN.....	32
8.1	MARCO METODOLÓGICO.....	32
8.2	PROCEDIMIENTO DE ADAPTACIÓN.....	32
8.2.1	Aspectos Generales de la Metodología.....	32
8.2.2	Adecuación del Plan de Obras de Generación.....	33
8.2.3	Adecuación y Definición del Sistema de Transmisión Troncal.....	33
8.2.4	Procedimiento de Sensibilización.....	34
8.3	PLAN DE OBRAS EN TRANSMISIÓN.....	34
8.3.1	Plan de Obras de Transmisión en SING - Caso 1.....	34
8.3.2	Plan de Obras de Transmisión en SING - Caso 2.....	35
8.3.3	Plan de Obras de Transmisión en SIC - Caso 1 y Caso 2.....	35
8.3.4	Plan de Obras de Transmisión en SIC - Caso 3.....	36
8.3.5	Costo de Inversión Planes de Expansión Troncal.....	36
8.4	FLUJOS RESULTANTES.....	37
8.4.1	Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Charrúa - Cautín - Puerto Montt 2x500 kV.....	37
8.4.2	Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Pichirropulli - Rahue - Puerto Montt 2x220 kV y Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Cautín - Ciruelos 2x220 kV: Tendido del Primer circuito.....	41
8.4.3	Tendido segundo circuito de Nueva Línea Cardones - Diego de Almagro 2x220 kV y seccionamiento en Carrera Pinto.....	47
8.4.4	Nuevo Equipo de Transformación 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.....	54
8.4.5	Nuevo Equipo de Transformación 500/220 kV en S/E Charrúa.....	57

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
**Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE**

8.5	COSTOS OPERACIONALES RESULTANTES .....	59
9	EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS.....	60
9.1	NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE S/E CHARRÚA-CAUTÍN-PUERTO MONTT 2x500 kV .....	60
9.2	NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE S/E PICHIRROPULLI - RAHUE - PUERTO MONTT 2x220 kV Y NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE S/E CAUTÍN - CIRUELOS 2x220 kV: TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO.....	62
9.3	TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO DE NUEVA LÍNEA CARDONES - DIEGO DE ALMAGRO 2x220 kV Y SECCIONAMIENTO EN S/E CARRERA PINTO.....	63
9.4	NUEVO EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN 500/220 kV EN S/E ALTO JAHUEL.....	64
9.5	NUEVO EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN 500/220 kV EN S/E CHARRÚA.....	65
9.6	NECESIDADES DE AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES EN EL SIC .....	65
9.6.1	Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV .....	65
9.6.2	Ampliación S/E Cardones 220 kV, S/E Maitencillo 220 kV y S/E Polpaico 220 kV .....	66
9.6.3	Ampliación S/E Las Palmas 220 kV.....	66
9.6.4	Ampliación S/E Cerro Navía 220 kV .....	66
9.6.5	Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel .....	66
9.6.6	Ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación de interruptor 52JS.....	67
9.6.7	Ampliación S/E Ancoa 500 kV, Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3 .....	67
9.6.8	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV .....	67
9.6.9	Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV, 750 MVA.....	68
9.7	NECESIDADES DE AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES EN EL SING .....	68
9.7.1	Ampliación S/E Lagunas 220 kV y en S/E Encuentro .....	68
9.7.2	Banco de Condensadores de 60 MVAR en S/E Lagunas .....	68
9.7.3	Aumento de capacidad línea 220 kV Crucero-Encuentro.....	68
10	INTERCONEXIÓN SIC-SING.....	69
10.1	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO .....	69
10.2	ANTECEDENTES PARA LA INTERCONEXIÓN .....	69
10.2.1	Escenario 1 SING II-SIC II.....	69
10.2.2	Escenario 2 SING II-SIC III.....	69
10.2.3	Planes de Obra en Generación SING-SIC .....	69
10.2.4	Plan de Obras en Transmisión SING - SIC .....	71
10.3	FLUJOS EN LA INTERCONEXIÓN.....	73
10.3.1	Escenario SING II – SIC II .....	73
10.3.2	Escenario SING II – SIC III.....	76
10.4	PROPUESTA TECNOLÓGICA HVDC.....	79
10.5	EVALUACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN .....	79

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

10.6	ENTRADA EN OPERACIÓN .....	80
10.7	VALOR DE INVERSIÓN (V.I.) Y COSTO DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (COMA) REFERENCIALES .....	80
10.7.1	Evaluación de la Inclusión del Proyecto .....	81
11	ANEXO 1: PRESUPUESTOS.....	83
12	ANEXO 2: ANÁLISIS EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN TRONCAL .....	91
12.1	INTRODUCCIÓN .....	91
12.2	ANTECEDENTES.....	91
12.3	METODOLOGÍA .....	91
12.4	ANÁLISIS.....	92
12.4.1	Análisis Transformación Charrúa.....	93
12.4.2	Análisis transformación S/E Ancoa.....	98
12.4.3	Análisis Transformación S/E Alto Jahuel.....	104
12.4.4	Análisis Transformación en S/E Polpaico.....	110
12.4.5	Análisis Transformación Sistema 500 [kV] Polpaico – Nueva Cardones.....	115
12.4.6	Análisis Transformación Nueva Cardones.....	116
12.4.7	Análisis Transformación Nueva Maitencillo.....	118
12.4.8	Análisis Transformación Nueva Pan de Azúcar.....	120

## 1 INTRODUCCIÓN

La Comisión, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 91° de la 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° 194<sup>1</sup> 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 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 enviarse dentro de los treinta días siguientes a la recepción de la comunicación del informe técnico de la Comisión, y antes del 31 de octubre para los demás años del cuatrienio respectivo.

En conformidad con lo anterior, con fecha 30 de octubre de 2012 y 31 de octubre de 2012, la Comisión recibió<sup>2</sup> las propuestas de las direcciones de peajes del CDEC-SIC y del CDEC-SING respectivamente.

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 91 del DFL N° 4.

---

<sup>1</sup> Rectificada mediante Resolución Exenta CNE N° 232 de 2011.

<sup>2</sup> Mediante cartas DP N° 0685/2012 y DP N° 003/2013, de fechas 30 de octubre de 2012 y 3 de enero de 2013 respectivamente, y CDEC-SING N° 1230/2012 de fecha 31 de octubre de 2012.

## 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 15 obras, cuya inversión asciende a un total aproximado de 152,2 millones de US\$, de las cuales 12 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de 76,4 millones de US\$, y 3 obras nuevas, por un total de 75,8 millones de US\$.

Para el SING, el Plan de Expansión presenta un total de 3 obras, cuya inversión asciende a un total aproximado de 23,1 millones de US\$, de las cuales todas corresponden a ampliaciones de instalaciones existentes.

Se ha incluido en el presente Plan de Expansión, el proyecto de Interconexión de ambos sistemas SIC-SING, la propuesta considera el uso de tecnología HVDC con una potencia de 1.500 MW que unirá los siguientes puntos de los sistemas de transmisión troncal S/E Cardones y la S/E Nueva Encuentro 500 kV en el SIC y SING respectivamente, y cuya inversión asciende a un total aproximado de 850 millones US\$.

Se estima que las obras contenidas en el presente Plan de Expansión iniciarán su construcción durante el segundo semestre de 2013, y su puesta en servicio se llevará a cabo, a más tardar, durante el segundo semestre de 2019, dependiendo de la envergadura del proyecto.

### 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.

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
1	ago-15	24 meses	Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV	6.912	124	Transelec S.A.
2	nov-14	15 meses	Ampliación S/E Cardones 220 kV	2.438	44	Transelec S.A.
3	nov-14	15 meses	Ampliación S/E Maitencillo 220 kV	3.712	67	Transelec S.A.
4	nov-14	15 meses	Ampliación S/E Pan de Azúcar 220 kV	2.289	41	Transelec S.A.
5	feb-15	18 meses	Ampliación S/E Las Palmas 220 kV	3.994	72	Transelec S.A.
6	feb-15	18 meses	Ampliación S/E Polpaico 500 kV y cambio interruptor paño acoplador 52JR	9.812	177	Transelec S.A.
7	feb-15	18 meses	Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV	3.021	54	Transelec S.A.
8	ago-15	24 meses	Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel	2.826	51	Transelec S.A.
9	feb-15	18 meses	Ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación de interruptor 52JS	5.131	92	Transelec S.A.
10	nov-14	15 meses	Ampliación S/E Ancoa 500 kV	625	11	Transelec S.A.
11	ago-15	24 meses	Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	14.778	266	Transelec S.A.
12	ago-15	24 meses	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	20.867	376	Transelec Norte S.A.

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

En los VI referenciales indicados en la tabla anterior, se ha incluido un valor proforma del 4% por sobre el valor del contrato, según se establece en los puntos siguientes.

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

#### 3.1.1 Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV

##### 3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la construcción en el patio de 220 kV de la S/E Diego de Almagro, una segunda barra principal, una barra de transferencia e instalación de un paño seccionador de barra,

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

para posibilitar la transferencia de los paños troncales existentes y futuros. Adicionalmente el proyecto incluye la obras requeridas para dar cabida a la nueva línea Cardones - Diego de Almagro 2x220 kV.

**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 6,91 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 124 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

**3.1.2 Ampliación S/E Cardones 220 kV**

**3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en la ampliación en el patio de 220 kV de la S/E Cardones, de las dos barras principales y de la barra de transferencia, para dar cabida a los paños de línea del enlace en 220 kV con la nueva subestación a construir del proyecto Nueva Línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV y del proyecto Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del primer circuito.

**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 15 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 2,44 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

El COMA referencial, se establece en 44 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

**3.1.3 Ampliación S/E Maitencillo 220 kV**

**3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en la ampliación en el patio de 220 kV de la S/E Maitencillo, de las dos barras principales y de la barra de transferencia, para dar cabida a los paños de línea del enlace en 220 kV con la nueva subestación a construir del proyecto Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV.

**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 este nudo.

**3.1.3.3 Entrada en Operación**

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 15 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 3,71 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 67 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

**3.1.4 Ampliación S/E Pan de Azúcar 220 kV**

**3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en la ampliación en el patio de 220 kV de la S/E Pan de Azúcar, de las dos barras principales y de la barra de transferencia, para dar cabida a los paños de línea del enlace en 220 kV con la nueva subestación a construir del proyecto Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV.

**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.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

**3.1.4.3 Entrada en Operación**

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 15 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 2,29 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 41 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

**3.1.5 Ampliación S/E Las Palmas 220 kV**

**3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en incorporar una barra de transferencia en el patio de 220 kV de la S/E Las Palmas y el respectivo paño acoplador de barras, considerando en su diseño e instalación, el que posibiliten la transferencia de los paños troncales existentes y futuros.

**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 18 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 3,99 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 72 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

**3.1.6 Ampliación S/E Polpaico 500 kV y cambio interruptor paño acoplador 52JR**

**3.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en la ampliación en el patio de 500 kV de la S/E Polpaico, de las dos barras principales y de la barra de transferencia, para dar cabida a los paños de línea y los correspondientes equipos del proyecto Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV, incluyendo espacio para dos bancos de reactores con una unidad monofásica de reserva y dos paños de

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

reactores. Adicionalmente el proyecto incluye el cambio del interruptor acoplador 52JR de la S/E y su equipamiento, por un interruptor de capacidad de ruptura simétrica igual o superior a 45 [kA] y capacidad de ruptura asimétrica igual o superior a 53 [kA].

**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 18 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 9,81 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 177 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

**3.1.7 Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV**

**3.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en la ampliación en el patio de 220 kV de la S/E Cerro Navia, de las dos barras principales, de la barra de transferencia y las obras necesarias, con la finalidad de dar cabida al proyecto Nueva línea Lo Aguirre-Cerro Navia 2x220 kV.

**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 18 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 3,02 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma del 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 54 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

### **3.1.8 Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel**

#### **3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el cambio del interruptor acoplador 52JR de la S/E Alto Jahuel y su equipamiento, por un interruptor con capacidad de ruptura simétrica igual o superior a 53 [kA] y con capacidad de ruptura asimétrica de 57 [kA] o superior. Adicionalmente incluye las faenas requeridas para su ejecución.

#### **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 2,83 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 51 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

### **3.1.9 Ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación de interruptor 52JS**

#### **3.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en la ampliación de la barra principal y de la barra de transferencia en el patio de 220 kV de la S/E Rapel para dar cabida al nuevo paño que requerirá el proyecto Nueva Línea 1x220 kV A. Melipilla – Rapel, incluyendo las obras civiles requeridas para posibilitar la extensión de la plataforma hacia el patio de 66 kV, entre otras. La obra además incluye el reemplazo del actual seccionador de barra por un interruptor seccionador 52JS.

#### **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 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

**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 5,13 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 92 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

**3.1.10 Ampliación S/E Ancoa 500 kV**

**3.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en la ampliación, en el nuevo patio de 500 kV de la S/E Ancoa, de la plataforma para instalación de un banco de reactores monofásicos más unidad de reserva, plataforma para equipos de maniobra asociados y plataforma para bancos de compensación serie, entre otras obras.

**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 15 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 0,63 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 11 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

**3.1.11 Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3**

**3.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en la ampliación en el patio de 500 kV de la S/E Charrúa, de las dos barras principales y de la barra de transferencia, para dar cabida a los paños de línea y sus equipos tales como reactores u otros que se requieran, del proyecto Nueva Línea 2x500 kV Charrúa-Ancoa: Tendido del Primer Circuito. Adicionalmente el proyecto incluye el reemplazo de los interruptores acopladores 52JR1, 52JR2 y 52JR3 de la S/E y sus equipamientos de paño, por interruptores con capacidad de ruptura simétrica y asimétrica de valores iguales o superiores a 50 [kA] y 58 [kA] respectivamente y los equipos asociados a ellos.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

**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 24 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 14,78 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 266 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

**3.1.12 Ampliación S/E Ciruelos 220 kV**

**3.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en la ampliación en el patio de 220 kV de la S/E Ciruelos, con el objeto de seccionar ambos circuitos de la línea existente Cautín – Valdivia, la instalación de una segunda sección de barra principal y de barra de transferencia para ambas barras principales, incluyendo el respectivo paño e interruptor acoplador y de transferencia. Adicionalmente la obra incluye las obras y espacios necesarios para dar cabida a los paños del proyecto Nueva Línea 2x220 kV Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito.

**3.1.12.2 Equipos de alta Tensión**

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

**3.1.12.3 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 20,87 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 376 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

### 3.2 OBRAS NUEVAS

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas contenidas en el Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal del SIC, para los próximos doce meses, las que deberán 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\$
1	ene-18	36 meses	Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 kV, 750 MVA.	25.270	364
2	ene-18	36 meses	Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV, 750 MVA.	25.270	364
3	ene-18	36 meses	Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 kV, 750 MVA.	25.270	364

El plazo constructivo se entenderá contado desde la publicación de los respectivos decretos de adjudicación. La fecha estimada de puesta en servicio es sólo referencial.

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

#### 3.2.1 Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 kV, 750 MVA

##### 3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto se encuentra localizado en la nueva subestación a construir por el proyecto Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV, y consiste en la instalación del primer banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA totales, más una unidad de reserva.

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, tipo de conexión, devanado terciario, compensación reactiva, entre 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 este nudo.

##### 3.2.1.3 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 publicación del Decreto de Adjudicación respectivo.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

**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 25,27 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 364 mil dólares (1,44% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

**3.2.2 Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV, 750 MVA**

**3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto se encuentra localizado en la nueva subestación a construir por el proyecto Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV, y consiste en la instalación del primer banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA totales, más una unidad de reserva.

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, tipo de conexión, devanado terciario, compensación reactiva, entre otras.

**3.2.2.2 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.

**3.2.2.3 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 publicación del Decreto de Adjudicación respectivo.

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

El V.I. referencial del Proyecto, es de 25,27 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 364 mil dólares (1,44% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **3.2.3 Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 kV, 750 MVA**

#### **3.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto se encuentra localizado en la nueva subestación a construir por el proyecto Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV, y consiste en la instalación del primer banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA totales, más una unidad de reserva.

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, tipo de conexión, devanado terciario, compensación reactiva, entre otras.

#### **3.2.3.2 Equipos de alta Tensión**

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

#### **3.2.3.3 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 publicación del Decreto de Adjudicación respectivo.

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

El V.I. referencial del Proyecto, es de 25,27 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 364 mil de dólares (1,44% 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 deben dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción.

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

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles de US\$	COMA Referencial miles de US\$	Responsable
1	jul-15	18 meses	Ampliación S/E Lagunas 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVar y cambio TTCC paños J1 y J2.	5.186	93	Transelec Norte S.A.
2	jul-15	18 meses	Ampliación S/E Encuentro 220 kV, aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero.	6.101	110	Transelec Norte S.A. – EC-L
3	ene-16	24 meses	S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV (*)	11.773	170	Transelec Norte S.A.

(\*) Obra condicionada si no se construye la obra de Interconexión SIC-SING

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

En los VI referenciales indicados en la tabla anterior, se ha incluido un valor proforma del 4% por sobre el valor del contrato. Lo anterior se debe a que existen costos en que deberá incurrir el propietario de la instalación troncal, sujeta a ampliación, por concepto de supervisión de la obra, entre otros costos.

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

#### 4.1.1 Ampliación S/E Lagunas 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVar y cambio TTCC paños J1 y J2

##### 4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la ampliación en el patio de 220 kV de la S/E Lagunas, de la extensión de la barra principal correspondiente, la barra de transferencia, y la plataforma para la instalación de dos paños de línea y para los equipos asociados, entre otras obras a considerar. El proyecto debe considerar la configuración de barras futura para la presente subestación, producto de la obra de ampliación Barra seccionadora en 220 kV en la S/E Lagunas incluida en el Decreto Exento N° 82 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial del 24 de marzo de 2012, y sus modificaciones.

La obra además incluye la instalación de un banco de Condensadores Estáticos de 60 MVar conectado a la barra de 220 kV en la S/E Lagunas, considerando además el paño de conexión a una de las secciones de barra 220 kV y la barra de transferencia..

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

El proyecto también considera, el cambio de los TTCC de los paños J1 y J2 de los respectivos paños de la línea Lagunas-Crucero 220 kV en la S/E Lagunas.

**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 este nudo.

**4.1.1.3 Entrada en Operación**

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 5,19 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 93 mil dólares (1,8% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

**4.1.2 Ampliación S/E Encuentro 220 kV, aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero**

**4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en la ampliación en el patio de 220 kV de la S/E Encuentro, para pasar de de una configuración barra principal seccionada más barra de transferencia a una nueva configuración de doble barra más barra de transferencia. Adicionalmente se requiere de la ampliación de las actuales instalaciones y las futuras, previamente recomendadas, con el propósito de permitir la conexión del proyecto Nueva Línea 2X220 kV Encuentro - Lagunas, primer circuito.

La obra además incluye el aumento de capacidad de la Línea Crucero - Encuentro 220 kV, instalando un segundo conductor por fase de iguales características a la línea existente.

Adicionalmente el proyecto considera el cambio de los TTCC y trampa de onda del paño J5 correspondiente a la línea Lagunas-Crucero 220 kV de las S/E Crucero.

Debido a que las tres obras se deben ejecutar en y entre la S/E Crucero y S/E Encuentro, esta Comisión estima necesario incorporarlas dentro de un mismo proyecto, debiendo ser licitadas en conjunto por las empresas propietarias de las instalaciones respectivas.

El porcentaje de V.I. en relación a las obras de ampliación "Ampliación S/E Encuentro 220 kV" y "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Crucero – Encuentro" para las obras correspondientes a instalaciones de Transelec Norte S.A. es de un 98,8% mientras que la proporción restante (1,2%)

## **COMISION NACIONAL DE ENERGIA**

Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

obedece a la obra de ampliación "Cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero" correspondiente a instalaciones de propiedad de EC-L.

### **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 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

### **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 6,10 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 110 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## **4.1.3 S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV**

### **4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El Proyecto consiste en la construcción de la subestación seccionadora Nueva Encuentro 220 kV. Para ello se considera la primera etapa de construcción necesaria para conectar los 4 circuitos provenientes del seccionamiento de la línea de 220 kV Atacama - Encuentro y espacios disponibles para la construcción de futuros paños 220 kV. La subestación seccionadora se emplazará en una ubicación entre 15 y 25 km al sur de la S/E Encuentro.

### **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 este nudo.

### **4.1.3.3 Entrada en Operación**

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

El presente proyecto se deberá posponer en el caso que la obra de interconexión SIC – SING no se realice.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

**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 11,77 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial, se establece en 170 mil dólares (1,44% del valor referencial del contrato), moneda de los Estados Unidos de América.

## **5 OBRA NUEVA INTERCONEXIÓN TRONCAL HVDC SIC – SING**

### **5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL Y UBICACIÓN DE LA OBRA**

El proyecto consiste en la interconexión eléctrica del SIC y SING mediante la construcción de una línea de transmisión HVDC en  $\pm 500\text{kV}$ , entre la S/E Cardones y la S/E Nueva Encuentro, y la construcción de dos estaciones convertoras 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 de manera permanente. El proyecto incluye la construcción de las subestaciones donde se alojarán las estaciones convertoras con todo el equipamiento requerido, los enlaces a la nueva S/E Cardones a construir por el proyecto Nueva Línea Cardones- Maitencillo 2x500 kV y a la actual S/E Encuentro.

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.

### **5.2 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.

### **5.3 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 del Decreto de Adjudicación respectivo.

### **5.4 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 12,5 millones de dólares, 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:

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

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 el punto 3 y en el punto 4. Para el caso del A.V.I. se utilizará la misma estructura y los mismos coeficientes indicados las tablas 5 a 8.

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

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).
- $PF_{e,k}$  : Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index - Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el sexto mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU. (Código BLS: WPU101).
- $PCu_k$  : Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.
- $PAI_k$  : Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

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

Tabla 4: Valores Base Índices

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

Índice	Valor Base	Mes
IPC <sub>0</sub>	109,13	Octubre de 2012, Base Diciembre 2009 =100
DOL <sub>0</sub>	475,36	Octubre de 2012
CP <sub>0</sub>	231,317	Octubre de 2012
Pf <sub>0</sub>	239,0	Junio de 2012
Pcu <sub>0</sub>	357,285	Agosto – Octubre de 2012
PA <sub>0</sub>	88,709	Agosto – Octubre de 2012

Y donde los coeficientes  $\alpha$ ,  $\beta_1$ ,  $\beta_2$ ,  $\beta_3$  y  $\beta_4$  de la fórmula señalada, para las distintas obras son los siguientes:

**Tabla 5: Coeficientes Indexación Ampliaciones - SIC**

N°	Ampliación	$\alpha$	$\beta_1$
1	Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV	0,252	0,748
2	Ampliación S/E Cardones 220 kV	0,252	0,748
3	Ampliación S/E Maitencillo 220 kV	0,252	0,748
4	Ampliación S/E Pan de Azúcar 220 kV	0,252	0,748
5	Ampliación S/E Las Palmas 220 kV	0,252	0,748
6	Ampliación S/E Polpaico 500 kV y cambio interruptor paño acoplador 52JR	0,252	0,748
7	Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV	0,252	0,748
8	Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel	0,000	1,000
9	Ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación de interruptor 52JS	0,252	0,748
10	Ampliación S/E Ancoa 500 kV	0,252	0,748
11	Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	0,252	0,748
12	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	0,252	0,748

**Tabla 6: Coeficientes Indexación Obras Nuevas - SIC**

N°	Obra Nueva	$\alpha$	$\beta_1$
1	Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 kV, 750 MVA.	0,000	1,000
2	Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV, 750 MVA.	0,000	1,000
3	Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 kV, 750 MVA.	0,000	1,000

**Tabla 7: Coeficientes Indexación Ampliaciones - SING**

N°	Ampliación	$\alpha$	$\beta_1$	$\beta_2$	$\beta_3$	$\beta_4$
1	Ampliación S/E Lagunas 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVar y cambio TTCC paños J1 y J2.	0,069	0,931	0,000	0,000	0,000
2	Ampliación S/E Encuentro 220 kV, aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero.	0,299	0,632	0,045	0,002	0,022
3	S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV	0,149	0,851	0,000	0,000	0,000

**Tabla 8: Coeficientes Indexación Obra Nueva Troncal HVDC Interconexión SIC - SING**

N°	Obra Nueva	$\alpha$	$\beta_1$
1	Obra Nueva Troncal Interconexión HVDCSIC - 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 desarrollada por esta Comisión en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre 2012 y las consideraciones e información recopilada de los proyectos en construcción y en estudio informados.

#### 7.1.1 Demanda en Sistema Interconectado Central

De acuerdo con la información desarrollada por esta Comisión la demanda utilizada en los análisis, se muestra a continuación.

Tabla 9: Demanda de energía del SIC

Demanda SIC	
Año	GWh
2013	49.739
2014	52.848
2015	55.958
2016	59.139
2017	62.345
2018	65.520
2019	68.812
2020	72.258
2021	75.828
2022	79.559
2023	83.389
2024	87.314
2025	91.369
2026	95.545
2027	99.847
2028	104.253

#### 7.1.2 Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande

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

Tabla 10: Demanda de energía del SING

Demanda SING	
Año	GWh
2013	16.770
2014	17.701

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

Demanda SING	
Año	GWh
2015	19.017
2016	20.577
2017	21.946
2018	23.244
2019	24.498
2020	25.803
2021	27.146
2022	28.516
2023	29.937
2024	31.406
2025	32.932
2026	34.462
2027	35.981
2028	37.516

**7.2 PRECIO DE COMBUSTIBLES**

El siguiente cuadro ilustra el costo del GNL utilizado en la modelación.

**Tabla 11:** Costo del GNL usado en la modelación

Año	Precio de GNL (US\$/MBtu)	
	SING	SIC
2013	7,5170	7,5170
2014	7,9280	7,9280
2015	8,1568	8,1568
2016	8,5493	8,5493
2017	8,5755	8,5755
2018	8,5758	8,5758
2019	8,5696	8,5696
2020	8,6133	8,6133
2021	8,6031	8,6031
2022	8,8089	8,8089
2023	8,8089	8,8089
2024	8,8089	8,8089
2025	8,8089	8,8089
2026	8,8089	8,8089
2027	8,8089	8,8089
2028	8,8089	8,8089

El precio utilizado para el carbón se indica en la siguiente tabla.

Tabla 12: Costo del carbón utilizado en la modelación

Costo Carbón [US\$/ton]	
Año	SING - SIC
2013	94,8
2014	94,8
2015	102,1
2016	106,5
2017	109,0
2018	107,8
2019	109,4
2020	108,5
2021	106,5
2022	105,4
2023	104,6
2024	104,6
2025	104,6
2026	104,6
2027	104,6
2028	104,6

### 7.3 COSTO DE FALLA

El costo de falla utilizado se ilustra en la siguiente tabla.

Tabla 13: Costo de falla de larga duración.

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla por Sistema [US\$/MWh]	
	SING	SIC
5%	459,2	471,6
10%	529,3	597,9
20%	841,6	793,0
30%	1.105,6	899,8

### 7.4 PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SING

#### 7.4.1 Escenario 1 SING (Caso 1)

El Plan de Obra N° 1 se desarrolló de forma de ingresar centrales de distintas tecnologías. Mediante una presencia importante de centrales de carbón; además se consideró la incorporación de ERNC (eólico, solar y geotermia) y generación en base a Diesel.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

Las centrales de carbón se ubicaron principalmente en la zona de Mejillones y una en la zona de Patache.

**7.4.2 Escenario 2 SING (Caso 2)**

El Plan de Obra N° 2 se desarrolló sobre la base de centrales de ciclo combinado de gas natural, además de la incorporación de ERNC (eólico, solar y geotermia), y la incorporación de centrales inicialmente en ciclo abierto, las cuales operan posteriormente en ciclo combinado.

Las centrales de gas natural se ubicaron principalmente en la zona de Mejillones y una en la zona de Patache.

Las inversiones unitarias estimadas, utilizadas para valorizar las inversiones en generación, se presentan en la siguiente tabla.

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

Tipo de Central	Tecnología	US\$/kW
Convencional	Carbón	2.500
	Hidroeléctrica	2.000
	GNL CC	850
	GNL CA->CC	300
	GNL CA	750
No Convencional	Mini-Hidro	2.100
	Eólica	2.300
	Geotermia	3.550
	Biomasa	3.125
	Desechos Forestales	3.125
	Solar FV	2.500

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

**Tabla 15:** Planes de Obra Generación SING

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso	
			Caso 1	Caso 2
Carbón	Patache	110	abr-19	-
Carbón	EE I	375	ago-20	-
Carbón	EE II	375	ene-27	-
Carbón	Cochrane I	532	ene-24	-
Carbón	Cochrane II	532	jul-24	-
Carbón	MEJILLONES I	375	nov-28	-
CC-GNL	Tarapacá GNL CC I	350	-	dic-21
CC-GNL	MEJILLONES GNL CC I	350	-	feb-20
CC-GNL	MEJILLONES GNL CC II	350	-	sep-23
CC-GNL	MEJILLONES III GNL	350	-	ene-27
CC-GNL	MEJILLONES IV GNL	350	-	oct-28
CA-GNL	MEJILLONES V GNL	100	jul-19	jul-19
Geotermia	Apacheta 01	40	abr-22	abr-25
Geotermia	Apacheta 02	40	abr-22	abr-25
Geotermia	Irruputunco	40	abr-22	abr-25
Geotermia	Pampa Lirima 02	40	abr-23	abr-24
Geotermia	Polloquere 01	40	abr-23	abr-25
Geotermia	Polloquere 02	40	abr-23	abr-28
Geotermia	Puchuldiza 01	40	jul-18	abr-18

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso	
			Caso 1	Caso 2
Geotermia	Puchuldiza 02	40	jul-19	abr-25
Geotermia	Puchuldiza 03	40	abr-23	abr-25
Solar	Arica I	50	abr-15	abr-15
Solar	Arica II	50	abr-16	abr-16
Solar	Sol del Loa	100	jul-14	jul-14
Solar	Crucero I	100	jul-14	jul-14
Solar	Crucero II	100	abr-15	abr-15
Solar	Crucero III	100	abr-18	abr-18
Solar	Laguna I	100	abr-15	abr-15
Solar	Laguna II	100	abr-18	abr-18
Solar	Pozo Almonte I	100	abr-16	abr-16
Solar	Pozo Almonte II	100	abr-19	abr-19
Solar	Solar SING I	200	abr-26	abr-25
Solar	Solar SING II	200	abr-26	abr-25
Solar	Solar SING III	200	abr-28	-
Eólica	EOLICO SING I	100	abr-15	abr-15
Eólica	EOLICO SING II	50	abr-16	abr-16
Eólica	EOLICO SING III	40	abr-17	abr-17

#### 7.4.3 Planes de Obra de Transmisión SING

En relación a los proyectos de transmisión troncal, se consideraron los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 82 del Ministerio de Energía, de fecha 29 de febrero de 2012, el cual fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.

#### 7.4.4 Costos de Inversión en el SING

Los costos de inversión se determinaron a partir de los valores típicos considerados para las instalaciones de generación y transmisión.

Para la determinación del valor residual se supuso al final del horizonte un valor determinado como la última anualidad a perpetuidad.

Los cuadros siguientes están expresados en valor presente a octubre del año 2012.

**Tabla 16:** Valor presente de los costos de inversión por tecnología de generación en el SING

Tecnología	Valor Presente Millones US\$		
	SING 1	SING 2	Diferencias
Carbón	3.162	0	-3.162
GNL	84 (CA)	1.062	979
ERNC	4.450	3.880	-570
<b>TOTAL</b>	<b>7.696</b>	<b>4.942</b>	<b>-2.753</b>

En este caso se puede observar que el plan de obras denominado caso 2 resulta de menor inversión. Así mismo se aprecia una menor inversión en generación ERNC debido principalmente al ingreso de ese tipo de unidades de manera posterior a la que se incluye en el caso 1.

## 7.5 ESCENARIOS PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN SIC

Los planes de obra consideran variaciones entre sí principalmente a partir del año 2017, además de variaciones el tipo de centrales y la fecha de ingreso de las unidades del tipo ERNC.

### 7.5.1 Escenario 1 SIC

El Plan de Obra N° 1 se desarrolló de forma de ingresar centrales de distintas tecnologías de manera equilibrada. Mediante una presencia de centrales en base a carbón y del desarrollo posterior de centrales en base a Gas Natural. Adicionalmente se considera la inclusión de centrales y/o unidades ERNC e hidráulicas a lo largo del período de planificación.

### 7.5.2 Escenario 2 SIC

El Plan de Obra N° 2 a diferencia del Escenario 1, no considera centrales futuras operando con carbón. Este plan considera una mayor generación principalmente con centrales de ciclo combinado ubicadas en el norte chico y la zona de la región del Biobío.

### 7.5.3 Escenario 3 SIC

El Plan de Obra N° 3 al igual que el Escenario 2 no considera centrales futuras operando con carbón. Este plan considera un desarrollo previo de centrales del tipo hidráulicas al considerado en el escenario 2. Por su parte también incluye centrales de ciclo combinado ubicadas en el norte chico y la zona de la región del Biobío.

## 7.6 PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SIC

Las inversiones unitarias estimadas, utilizadas para valorizar las inversiones en generación, se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 17: Valores de inversión SIC en [US\$/kW]

Tipo de Central	Tecnología	US\$/kW
Convencional	Carbón	2.350
	Hidroeléctrica	2.000
	GNL CC	850
	GNL CA->CC	300
	GNL CA	750
No Convencional	Mini-Hidro	2.100
	Eólica	2.300
	Geotermia	3.550
	Biomasa	3.125
	Desechos Forestales	3.125
	Solar FV	2.500

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

Tabla 18: Planes de Obra Generación SIC

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso		
			Caso 1	Caso 2	Caso 3
GNL	Taltal CC GNL	360	abr-17	abr-17	abr-17
GNL	Quintero CC FA GNL	35	abr-17	abr-17	abr-17
GNL	Quintero CC GNL	350	abr-17	abr-17	abr-17
GNL	Candelaria CC GNL	350	abr-17	abr-17	abr-17

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso		
			Caso 1	Caso 2	Caso 3
GNL	Charrúa CC I	575	sep-19	sep-19	ene-20
GNL	Charrúa CC II	575	may-21	jun-21	may-23
GNL	Maitencillo CC I	575	-	feb-29	abr-30
GNL	Cardones CC I	575	may-28	-	jul-24
GNL	Cardones CC II	575	abr-29	feb-24	sep-25
GNL	Pan de Azúcar CC I	575	-	oct-22	-
Carbón	Norte Chico 01	342	abr-22	-	-
Carbón	Norte Chico 02	342	feb-23	-	-
Geotermia	Geotérmica Potrerillos 01	40	abr-19	abr-20	abr-18
Geotermia	Geotérmica Potrerillos 02	40	abr-28	abr-21	abr-19
Geotermia	Nevados de Chillán	40	-	abr-21	abr-20
Geotermia	Geotérmica Calabozo 01	40	abr-21	abr-18	abr-18
Geotermia	Geotérmica Calabozo 02	40	abr-24	abr-20	abr-19
Geotermia	Geotérmica Calabozo 03	40	abr-27	abr-20	abr-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 01	15	abr-17	abr-16	abr-16
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 02	15	abr-17	abr-16	abr-16
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 03	10	abr-19	abr-17	abr-16
Solar FV	Sol de Almagro I	100	abr-18	abr-18	abr-18
Solar FV	Inca de Oro I	100	abr-18	abr-18	abr-18
Solar FV	Carrera Pinto I	100	abr-18	abr-18	abr-18
Solar FV	Sol de Vallenar I	50	abr-19	abr-18	abr-18
Solar FV	Sol de Almagro II	100	abr-20	abr-25	abr-20
Solar FV	Inca de Oro II	100	abr-27	abr-25	abr-20
Solar FV	Carrera Pinto II	100	abr-27	abr-25	abr-21
Solar FV	Sol de Vallenar II	50	abr-27	abr-25	abr-21
Pasada	Achibueno	136	abr-16	abr-16	abr-16
Pasada	Alfalfal II	256	abr-18	abr-18	abr-18
Pasada	Las Lajas	275	abr-18	abr-18	abr-18
Pasada	Modulo 03	460	abr-27	jun-28	mar-29
Pasada	Modulo 02	500	abr-26	ago-27	mar-31
Pasada	Modulo 01	660	dic-23	feb-25	ene-27
Pasada	Modulo 04	770	mar-25	jun-26	ene-28
Pasada	Cuervo	640	-	-	ago-21
Pasada	Blanco Ast	375	-	-	abr-22
Pasada	Condor	54	-	-	abr-22
Eólica	Eólico TalTal	99	abr-18	abr-18	abr-19
Eólica	La Cebada	48,3	abr-18	abr-18	abr-21
Eólica	Pacífico	72	abr-18	abr-21	abr-21
Eólica	Gorgonia	76	abr-21	abr-21	abr-23
Eólica	Talinay 06	50	abr-21	abr-21	abr-23
Eólica	Eólica Lebu 01	50	abr-16	abr-16	abr-16
Eólica	Eólica Lebu 02	50	abr-16	abr-16	abr-16
Eólica	Eólica Lebu 03	50	abr-16	abr-16	abr-16
Eólica	Eólica Lebu 04	100	abr-16	abr-18	abr-17
Eólica	Eólica Lebu 05	100	abr-18	abr-19	abr-19
Eólica	Eólica Lebu 06	100	abr-19	abr-19	abr-19
Eólica	Parque Eólico Raqui	123	abr-16	abr-16	abr-16
Eólica	Renaico	88	abr-19	abr-19	abr-19
Eólica	Parque Eólico Ancud	120	abr-20	abr-19	abr-19
Eólica	Parque Eólico Chiloé I	120	abr-21	abr-22	abr-21
Eólica	Parque Eólico Chiloé II	120	abr-27	abr-25	abr-23
Eólica	Negrete Cruel	33	abr-19	abr-19	abr-18

## 7.7 PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN SIC

En relación a los proyectos de transmisión troncal, se consideraron los proyectos señalados en los Decretos Supremos 316 y 357, del 2008, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; y Decretos Exentos N° 642 y N° 942, del 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Asimismo, se consideraron también los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 243 de 2010, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija plan de expansión del sistema de transmisión troncal del sistema interconectado central para los doce meses siguientes.

Por su parte, fueron incluidos en la presente fijación, los proyectos indicados 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.

Además se incluyen en la presente fijación, las obras contempladas en el Decreto Exento N° 82 del Ministerio de Energía, de fecha 29 de febrero de 2012, el cual fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.

## 7.8 COSTOS DE INVERSIÓN EN EL SIC

Los costos de inversión se determinaron a partir de los valores típicos considerados para las instalaciones de generación y transmisión.

Para la determinación del valor residual se supuso al final del horizonte un valor determinado como la última anualidad a perpetuidad.

Los cuadros siguientes están expresados en valor presente a octubre del año 2012.

Tabla 19: Valor presente de los costos de inversión por tecnología de generación en el SIC en millones de dólares

Tecnología	Valor Presente Millones US\$			Diferencias	
	SIC 1	SIC 2	SIC 3	SIC 2-1	SIC 3-1
ERNC	4.324	4.882	5.927	558	1.603
GNL	1.231	1.953	1.744	722	513
Carbón	1.170	0	0	-1.170	-1.170
Hidro	3.519	3.272	4.346	-247	827
<b>Total</b>	<b>10.245</b>	<b>10.106</b>	<b>12.017</b>	<b>-139</b>	<b>1.772</b>

Se aprecia que en el caso 2 los costos de inversión en generación, son inferiores que los costos del caso 1 y caso 3.

## **8 ANALISIS NECESIDADES DE EXPANSIÓN**

### **8.1 MARCO METODOLÓGICO**

La metodología utilizada para la planificación del sistema de transmisión troncal se divide básicamente en las etapas 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" el 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 en total, 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 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. El plan de generación óptimo se encuentra adaptado a la demanda.

Para obtener el plan de obras mostrado, 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 iniciales, sobre la cual se verifica el comportamiento dinámico de las obras que lo requieren, mediante el software DigSilent.

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 años, se realiza una sensibilización centrando 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 un horizonte de análisis acotado, para ello se toman los mismos valores estratégicos determinados para el año considerado como límite superior o de frontera para el período acotado a 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, determinado la conveniencia de postergar o mantener la fecha de entrada en servicio de la o las obras sensibilizadas.

## 8.3 PLAN DE OBRAS EN TRANSMISIÓN

Del procedimiento descrito previamente, se obtuvieron los siguientes planes de obra en transmisión troncal para cada escenario de generación

### 8.3.1 Plan de Obras de Transmisión en SING - Caso 1

Tabla 20: Plan de Obra de Transmisión en el SING - Caso 1

Líneas	Fecha de Operación	Valor de Inversión MMUS\$
Aumento de capacidad Línea Crucero-Encuentro	jul-15	1,7
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 I	ago-20	268
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 II	ago-20	
Nueva Mejillones 220->Nueva Mejillones 500 I	ago-20	
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 I	ago-20	
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 I	ago-20	
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 II	ago-20	
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 II	jul-24	35
Central Atacama 220->Nueva Mejillones 220	ago-20	5

### 8.3.2 Plan de Obras de Transmisión en SING – Caso 2

Tabla 21: Plan de Obra de Transmisión en el SING - Caso 2

Líneas	Fecha de Operación	Valor de Inversión MMUSS
Tarapacá -> Lagunas 220 CTO III	ago-21	16
Aumento de capacidad Línea Crucero-Encuentro	jul-15	1,7
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 I	feb-20	268
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 II	feb-20	
Nueva Mejillones 220->Nueva Mejillones 500 I	feb-20	
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 I	feb-20	
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 I	feb-20	
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 II	feb-20	
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 II	ene-27	35
Central Atacama 220->Nueva Mejillones 220	feb-20	5

### 8.3.3 Plan de Obras de Transmisión en SIC – Caso 1 y Caso 2

Tabla 22: Plan de Obra de Transmisión en el SIC - Caso 1 y Caso 2

Líneas	Fecha de Operación	Valor de Inversión MMUSS
3°cto DA-CP-CD y SECC de los 2 circuitos	oct-17	21
1°BCO Trafo 500 Cardones	ene-18	25,3
1°BCO Trafo 500 Maitencillo	ene-18	25,3
1°BCO Trafo 500 Pan de Azúcar	ene-18	25,3
Polpaico 500->Polpaico 220 III	abr-27	35
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 III	abr-18	39
Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 III	abr-20	39
Charrúa 220->Lagunillas 2° circuito	abr-23	8
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV	jul-18	49
Charrúa 220->Charrúa 500 IV	mar-18	36
Charrúa 500->Ancoa 500 IV	jun-19	50
Cautín 220->Ciruelos 220 III	abr-19	28
Cautín 220->Ciruelos 220 IV	abr-21	10
Ciruelos 220->Pichirropulli 220 IV	abr-25	19
Ampliación S/E Las Palmas	abr-15	4
Ampliación S/E Ciruelos	abr-17	21
Pichirropulli 220->Barro Blanco 220 III	abr-19	15
Pichirropulli 220->Barro Blanco 220 IV	abr-26	9
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 III	abr-19	26
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 IV	abr-26	14
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I	abr-27	193
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I	abr-27	
Los Almendros 500->Los Almendros 220 I	abr-27	
Temuco 220->Cautín 220 I	abr-23	0,9
Temuco 220->Cautín 220 II	abr-23	0,9

### 8.3.4 Plan de Obras de Transmisión en SIC – Caso 3

Tabla 23: Plan de Obra de Transmisión en el SIC - Caso 3

Líneas	Fecha de Operación	Valor de Inversión MMUS\$
3°cto DA-CP-CD y SECC de los 2 circuitos	oct-17	21
1°BCO Trafo 500 Cardones	ene-18	20,8
1°BCO Trafo 500 Maitencillo	ene-18	20,8
1°BCO Trafo 500 Pan de Azúcar	ene-18	20,8
Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 III	abr-20	39
Charrúa 220->Lagunillas 2° circuito	abr-23	8
Polpaico 500->Polpaico 220 III	abr-27	35
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 III	abr-18	39
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV	jul-18	49
Charrúa 220->Charrúa 500 IV	mar-18	36
Charrúa 500->Ancoa 500 IV	jun-19	50
Ciruelos 220->Pichirropulli 220 IV	abr-25	19
Ampliación S/E Las Palmas	abr-15	4
Ampliación S/E Ciruelos	abr-17	21
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 I (desf)	abr-19	11
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 II (desf)	abr-19	11
Cautín 500->Charrúa 500 I	abr-19	415
Cautín 500->Charrúa 500 II	abr-19	
Cautín 500->Cautín 220 I	abr-19	
Puerto Montt 500->Cautín 500 I	abr-19	
Puerto Montt 500->Cautín 500 II	abr-19	
Puerto Montt 500->Puerto Montt 220 I	abr-19	
Temuco 220->Cautín 220 I	may-21	
Temuco 220->Cautín 220 II	may-21	0,9
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I	abr-21	193
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I	abr-21	
Los Almendros 500->Los Almendros 220 I	abr-21	

### 8.3.5 Costo de Inversión Planes de Expansión Troncal

Los costos para cada plan de expansión troncal, se determinando su valor presente en relación a cada anualidad y sus costos de operación, administración y mantenimientos, considerando a su vez la fecha de ingreso en operación. Se incluyó el valor residual de las instalaciones como la última anualidad a perpetuidad. El cuadro siguiente muestra la valorización de cada plan de expansión en valor presente a octubre del año 2012.

Valor Presente millones US\$	SIC I	SIC II	SIC III	SING I	SING II
Inversión Transmisión	418	418	711	192	207
Diferencias	-	0	293	-	15

8.4 FLUJOS RESULTANTES

De las obras de interés resultantes, se muestran a continuación la transmisión esperada para cada escenario.

8.4.1 Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Charrúa - Cautín - Puerto Montt 2x500 kV

SIC III

Figura 1: Flujo de Línea Cautín - Charrúa 500 kV I

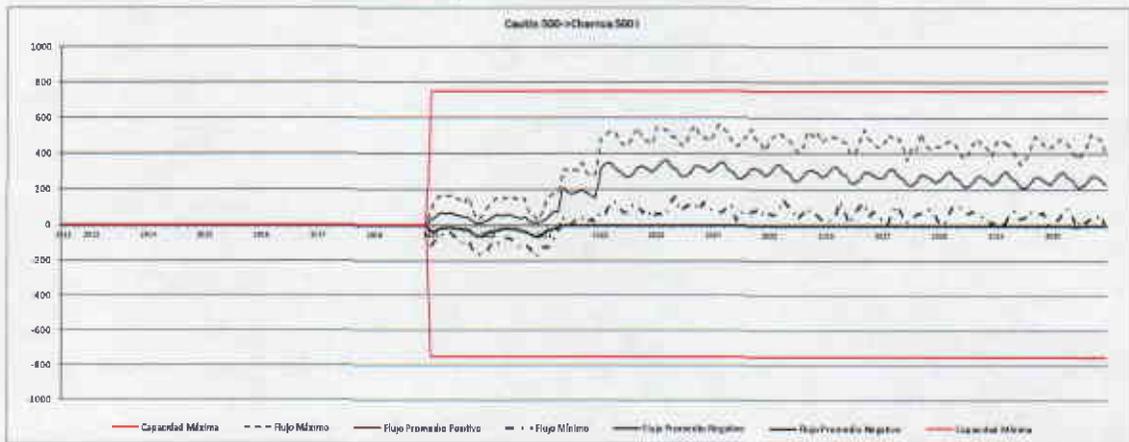


Figura 2: Histograma Flujo de Línea Cautín - Charrúa 500 kV I

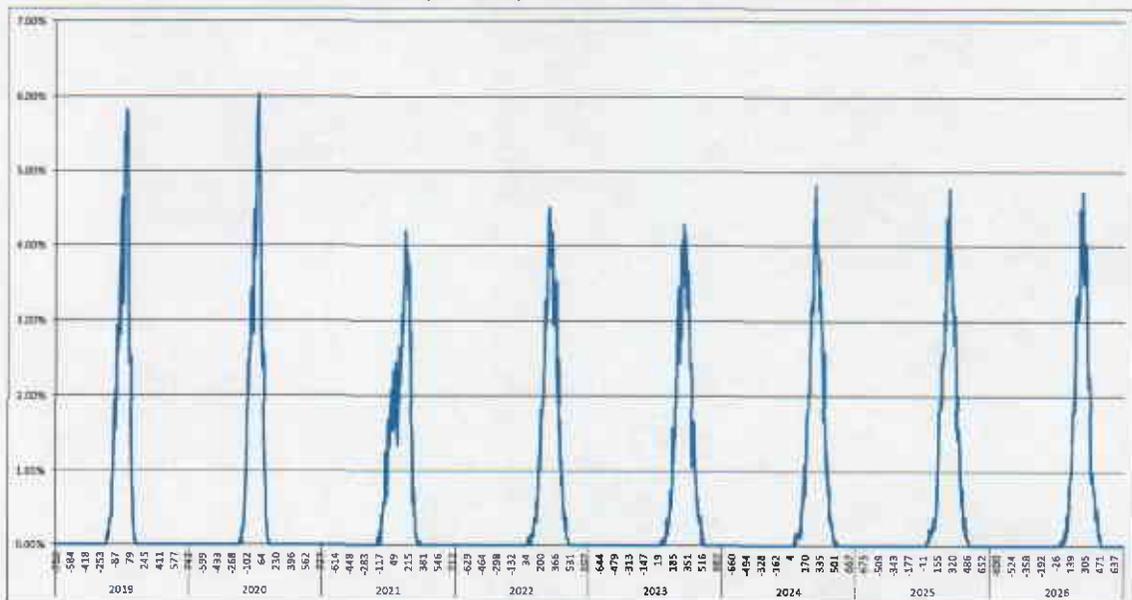


Figura 3: Flujo de Línea Cautín – Charrúa 500 kV II

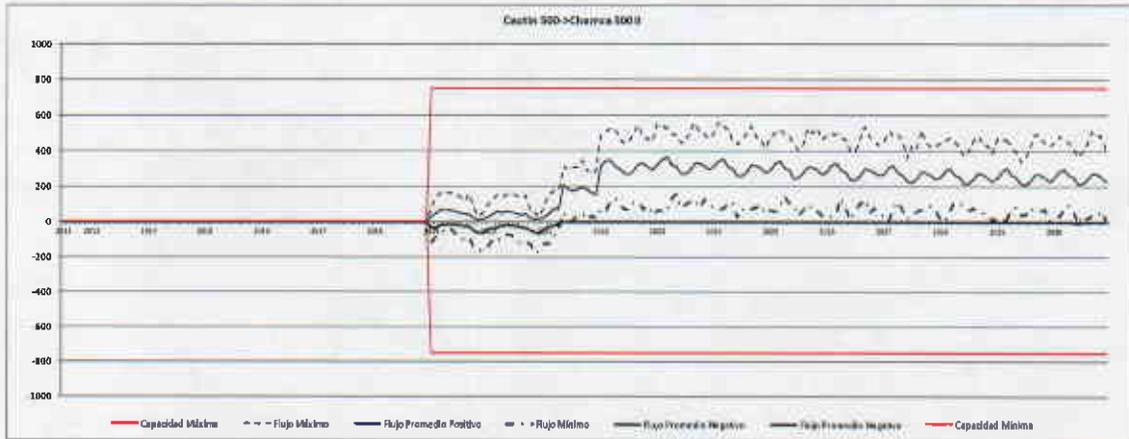


Figura 4: Histograma Flujo de Línea Cautín – Charrúa 500 kV II

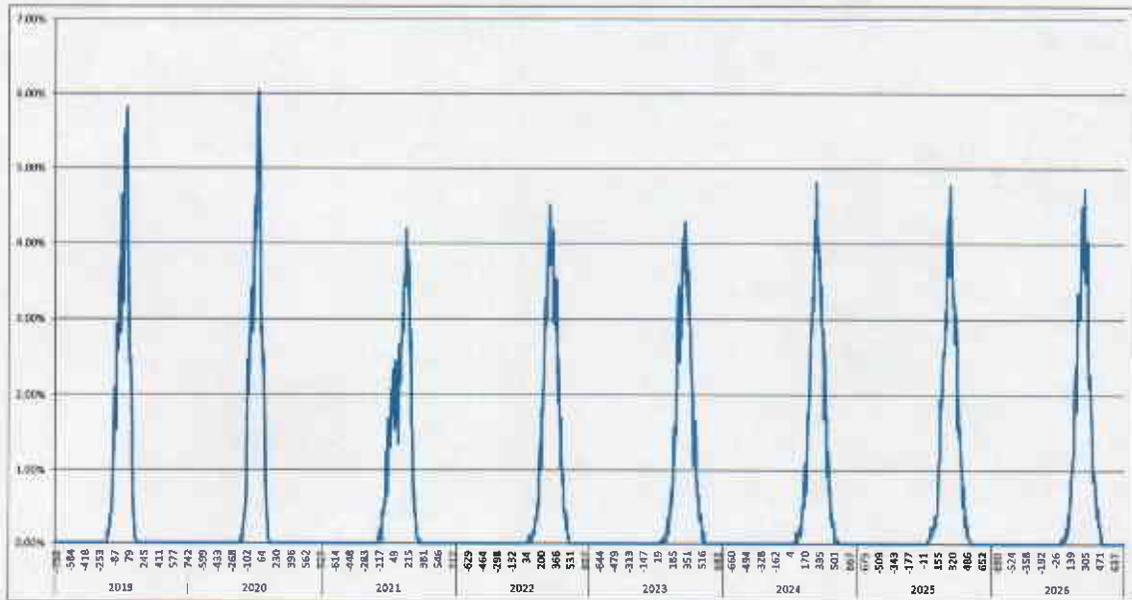


Figura 5: Flujo de Línea Puerto Montt – Cautín 500 kV I

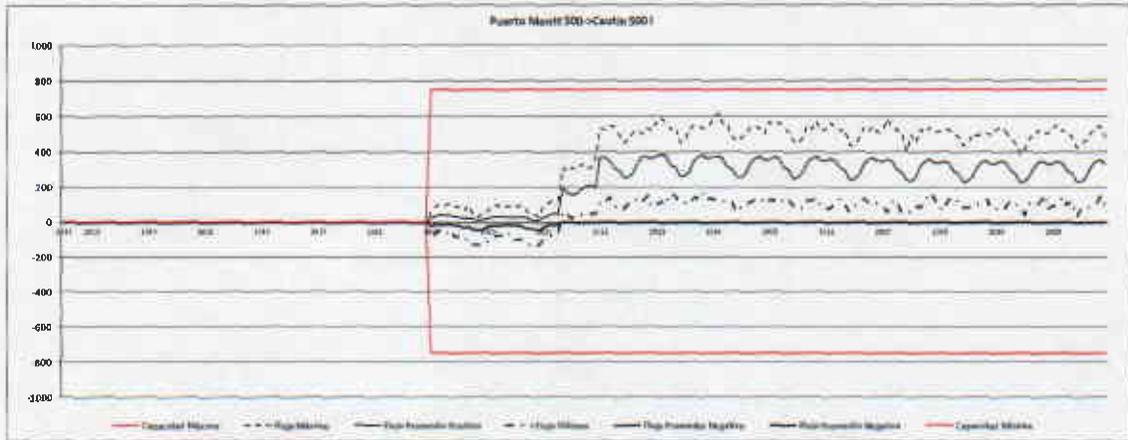


Figura 6: Histograma de Flujo de Línea Puerto Montt – Cautín 500 kV I

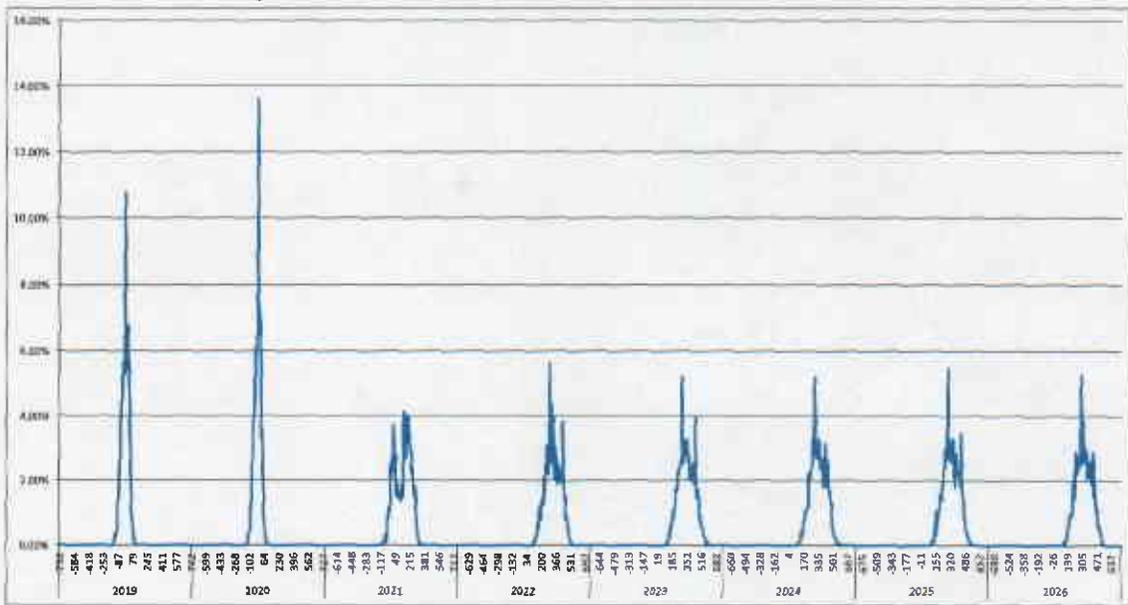


Figura 7: Flujo de Línea Puerto Montt – Cautín 500 kV II

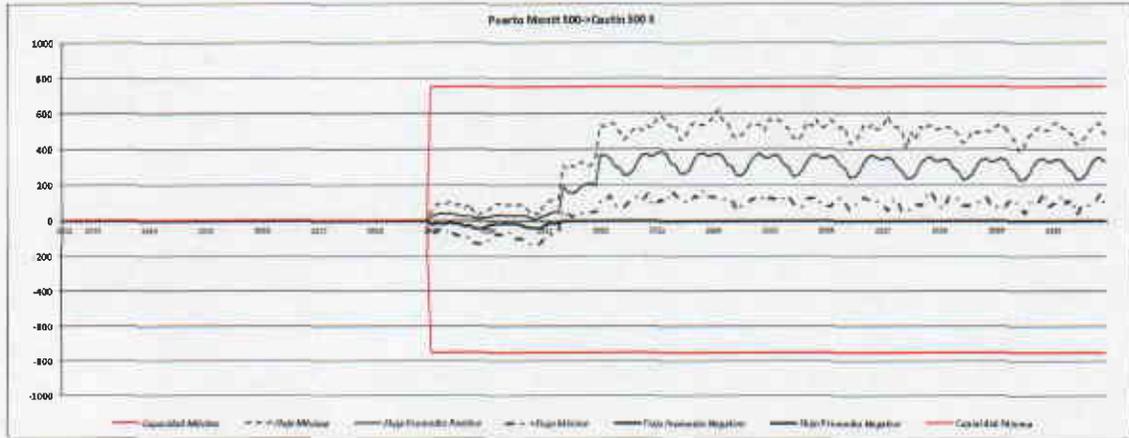
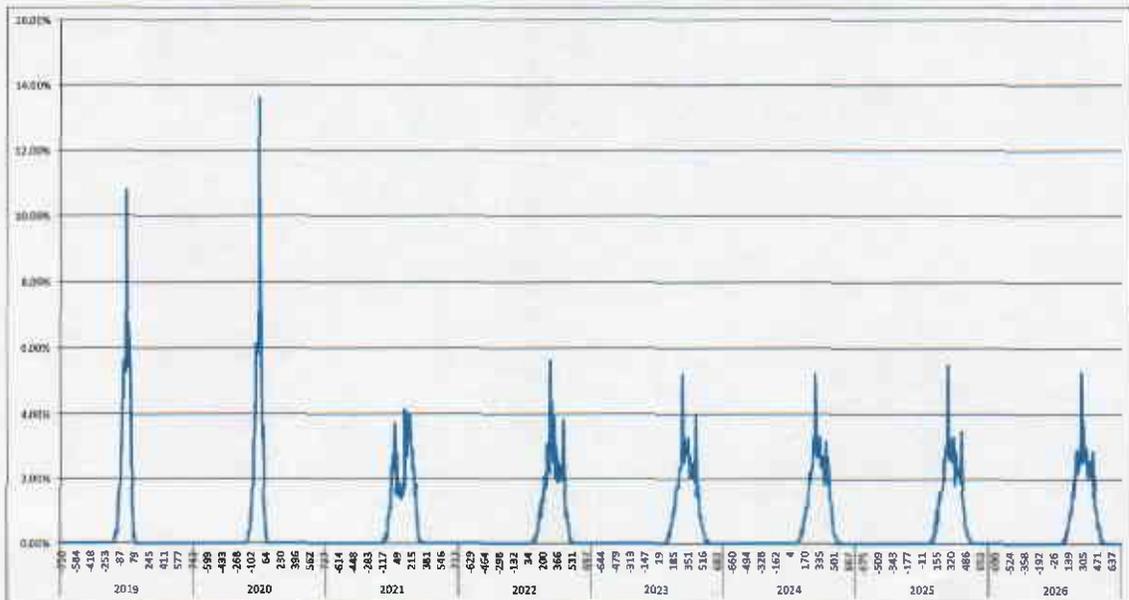


Figura 8: Histograma de Flujo de Línea Puerto Montt – Cautín 500 kV II



8.4.2 Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Pichirropulli – Rahue – Puerto Montt 2x220 kV y Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Cautín – Ciruelos 2x220 kV: Tendido del Primer circuito.

SIC II

Figura 9: Flujo de Línea Pichirropulli – Rahue 220 kV III

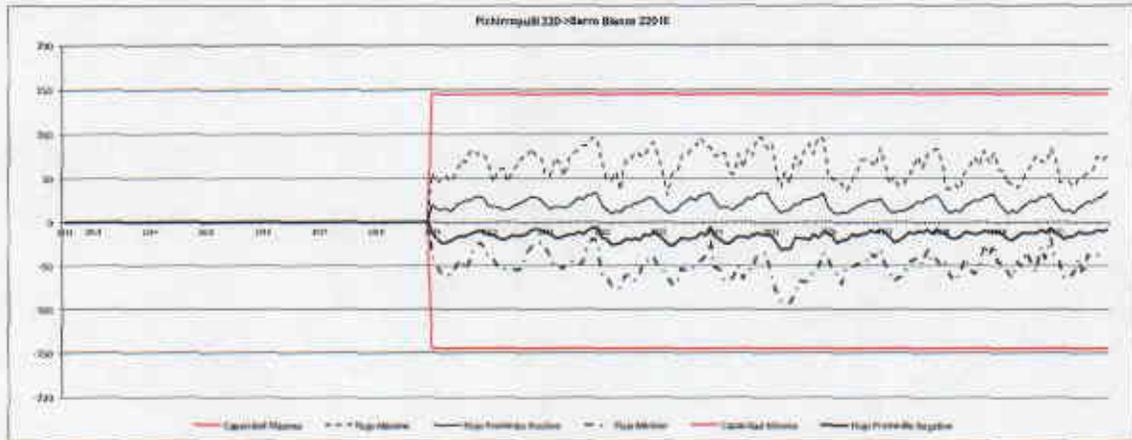


Figura 10: Histograma de Flujo de Línea Pichirropulli – Rahue 220 kV III

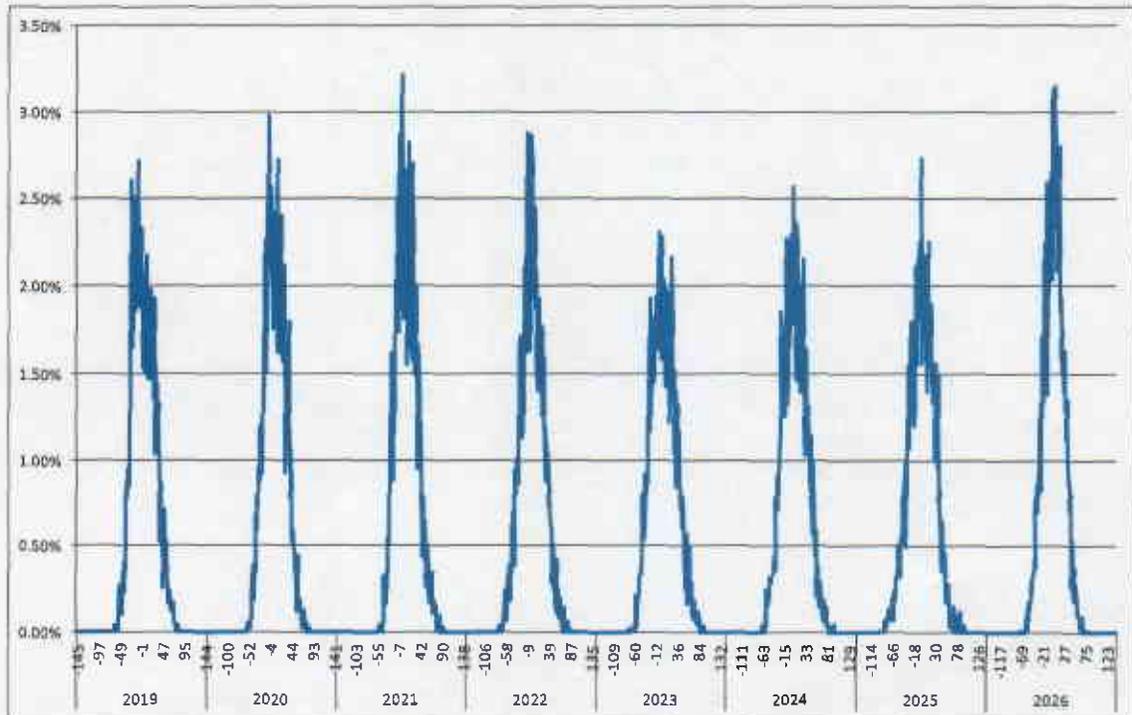


Figura 11: Flujo de Línea Rahue - Puerto Montt 220 kV III

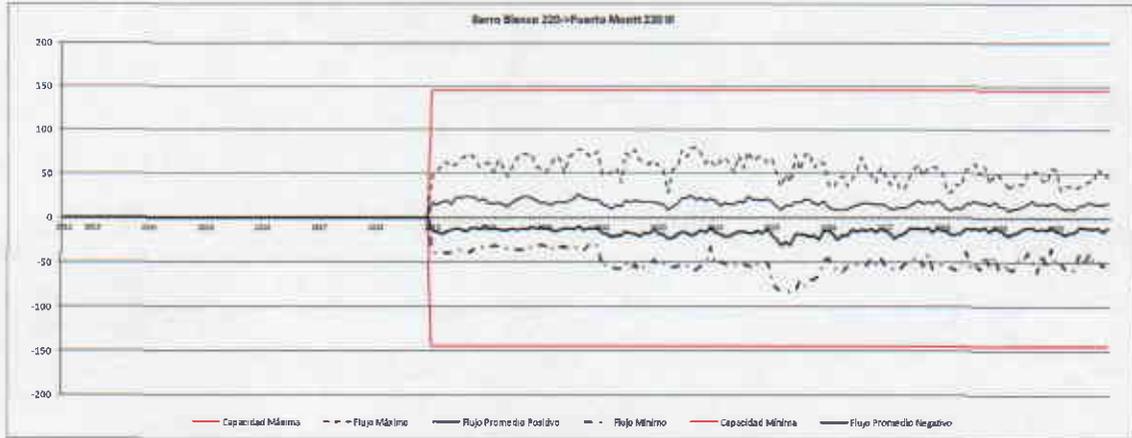


Figura 12: Histograma de Flujo de Línea Rahue - Puerto Montt 220 kV III

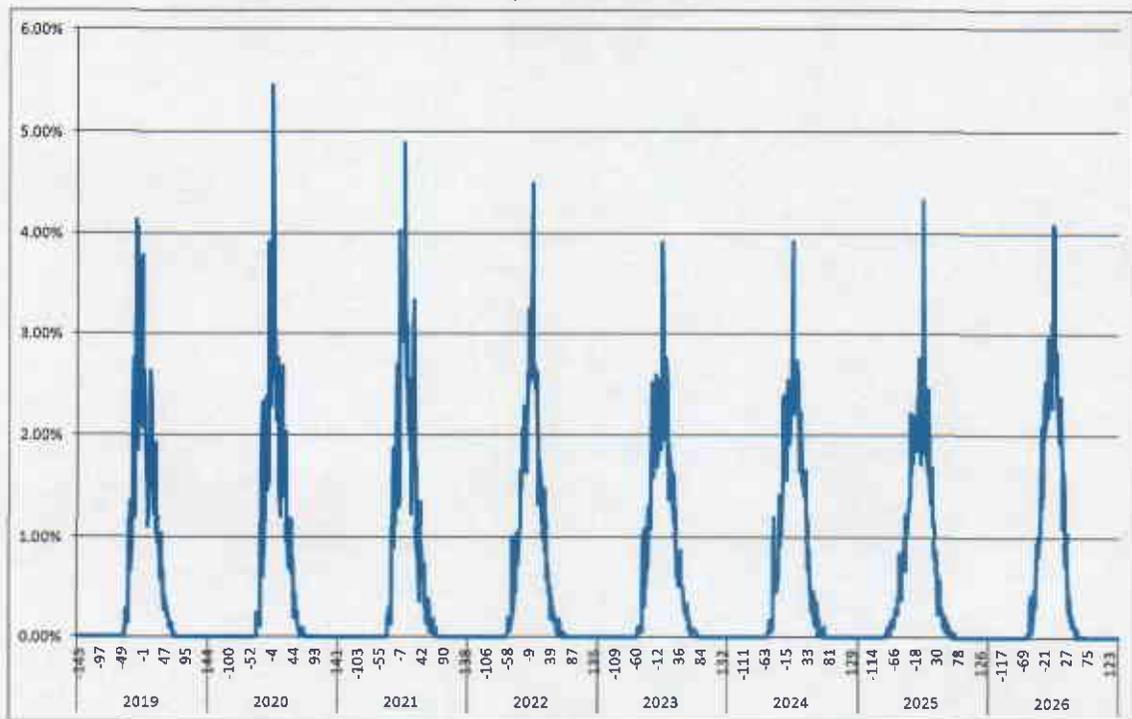


Figura 13: Flujo de Línea Cautín - Ciruelos 220 kV III

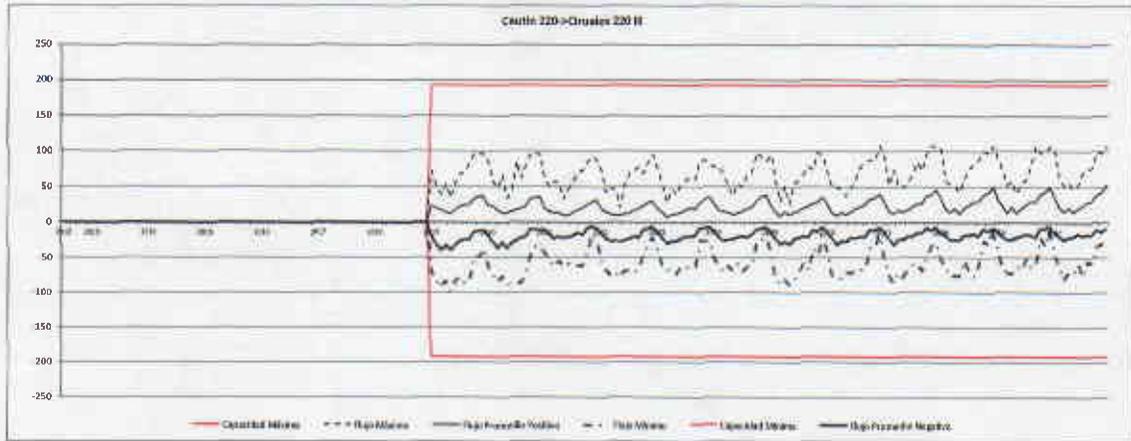


Figura 14: Histograma de Flujo de Línea Cautín - Ciruelos 220 kV III

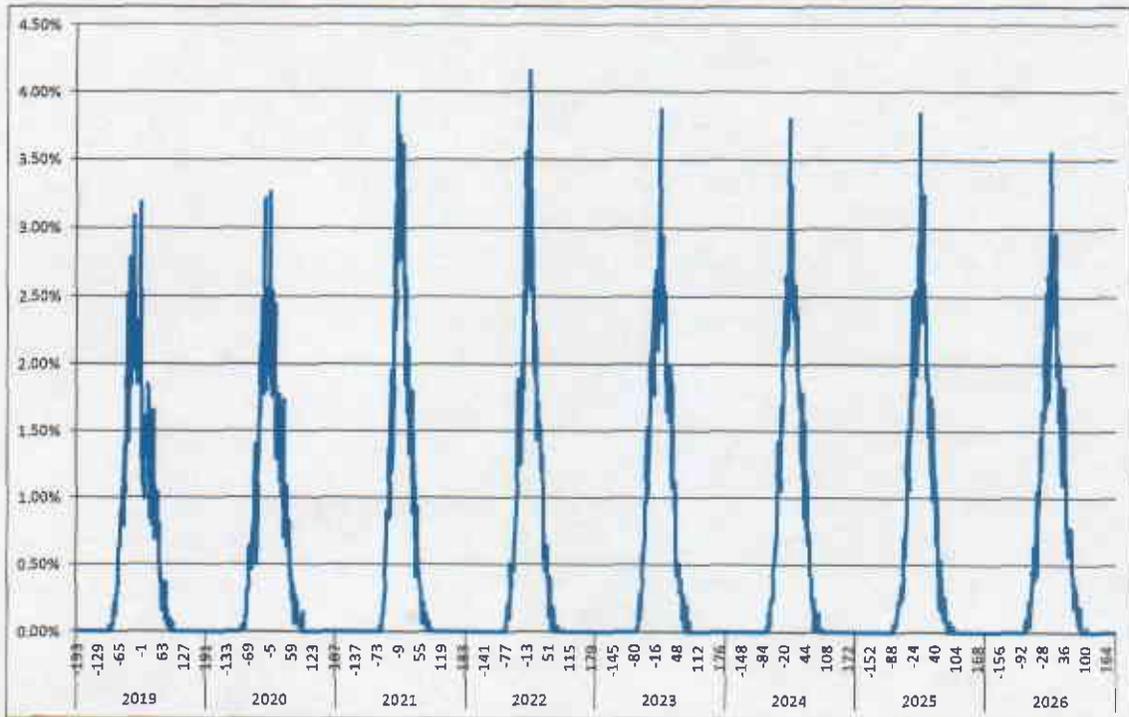


Figura 15: Flujo de Línea Cautín - Ciruelos 220 kV IV

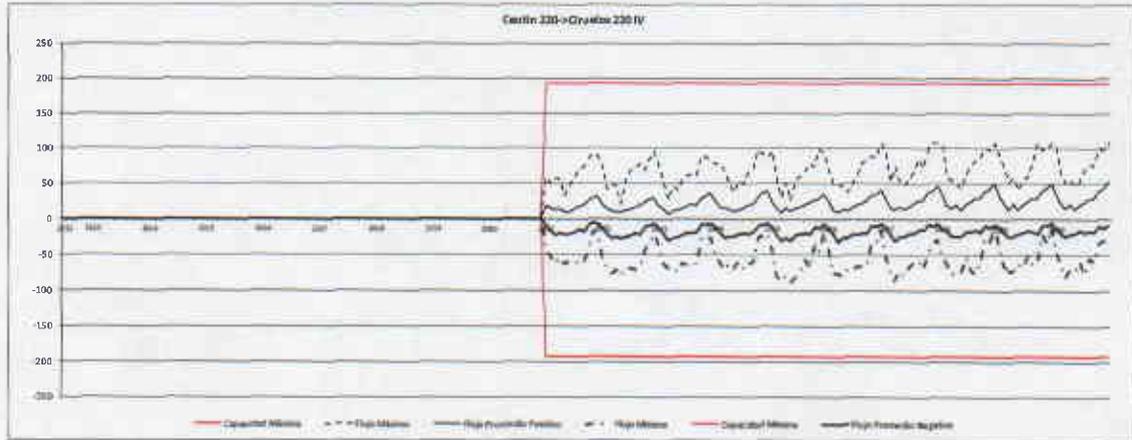


Figura 16: Histograma de Flujo de Línea Cautín - Ciruelos 220 kV IV

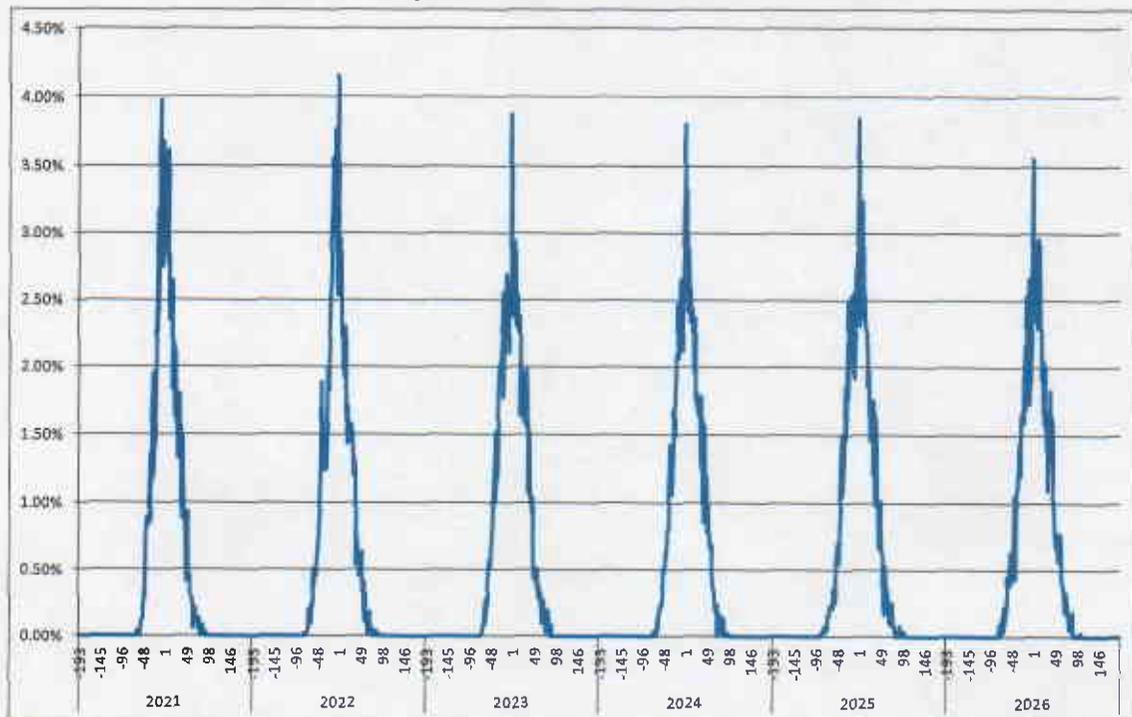


Figura 17: Flujo de Línea Pichirropulli - Rahue 220 kV IV

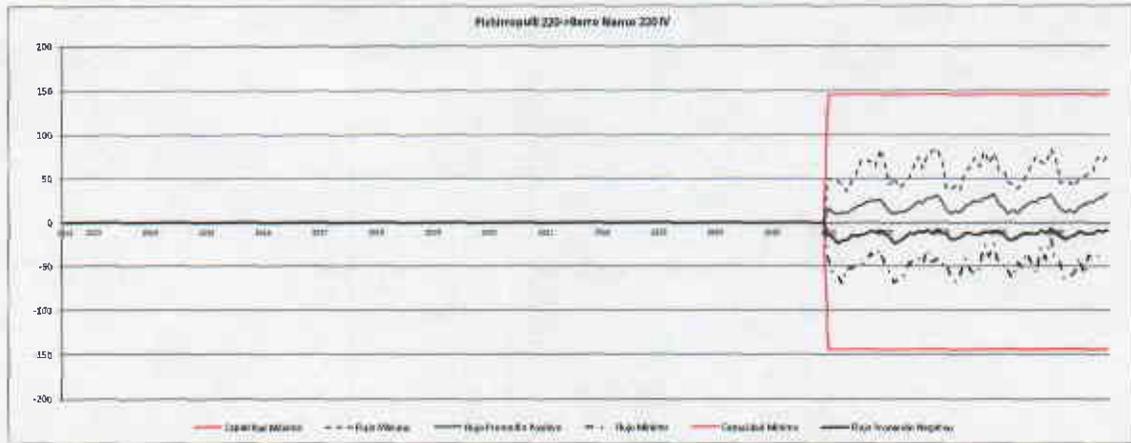


Figura 18: Histograma de Flujo de Línea Pichirropulli - Rahue 220 kV IV

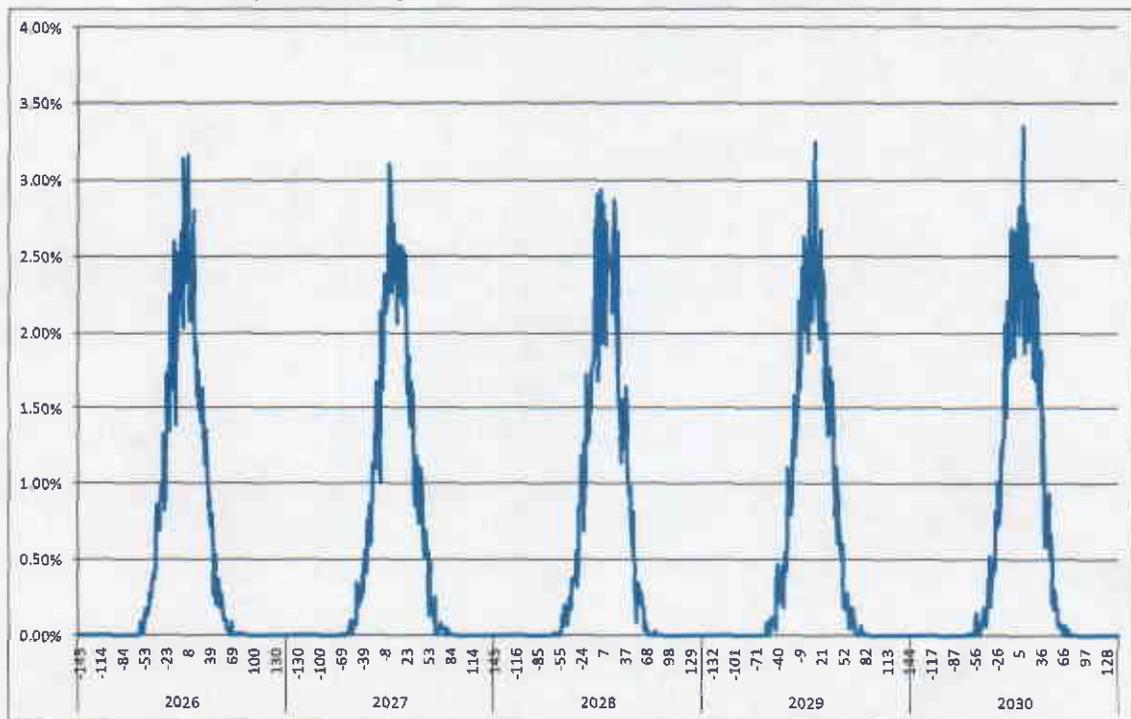


Figura 19: Flujo de Línea Rahue - Puerto Montt 220 kV IV

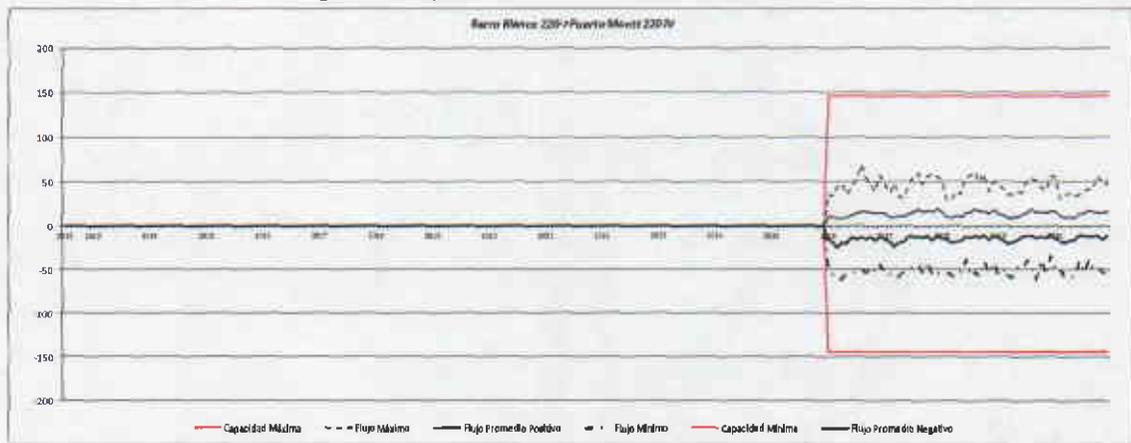
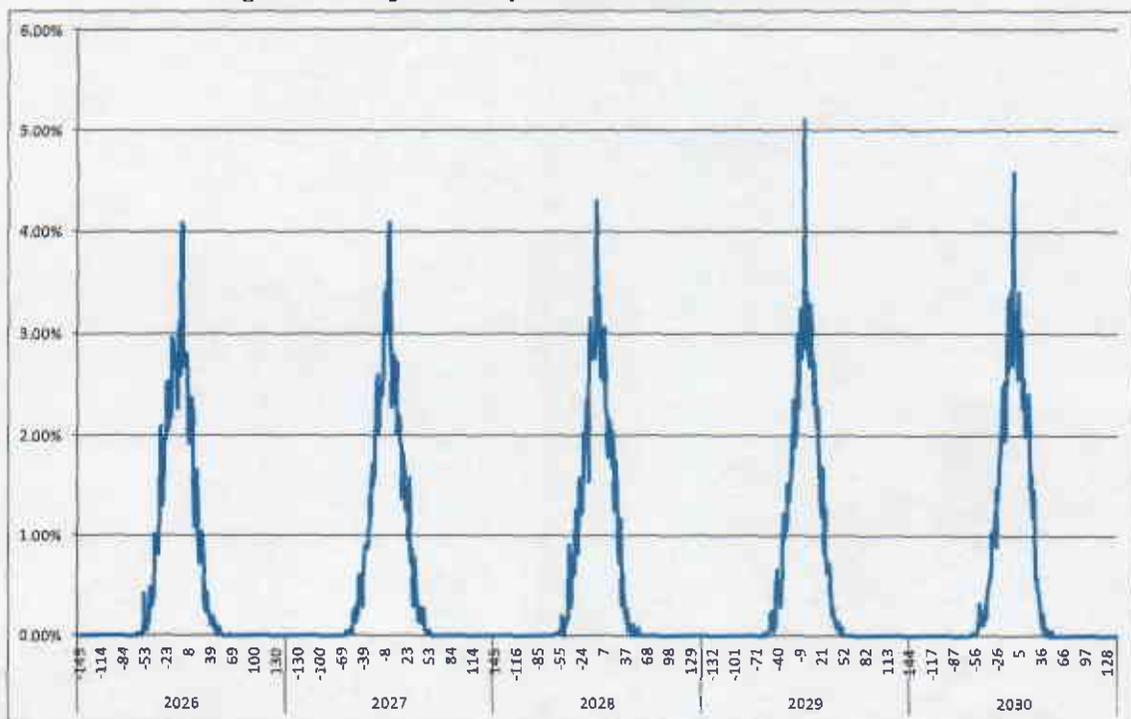


Figura 20: Histograma de Flujo de Línea Rahue - Puerto Montt 220 kV IV



8.4.3 Tendido segundo circuito de Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV y seccionamiento en Carrera Pinto.

SIC I

Figura 21: Flujo de Línea Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 kV II

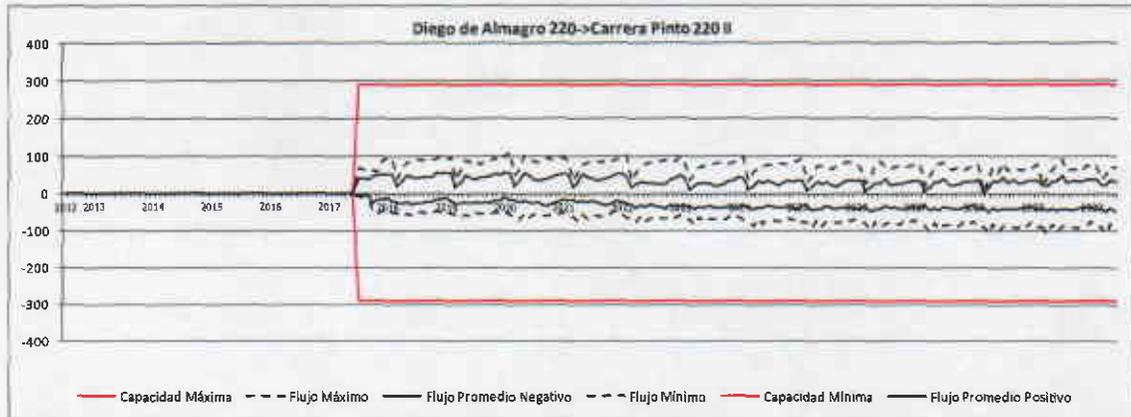


Figura 22: Histograma de Flujo de Línea Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 kV II

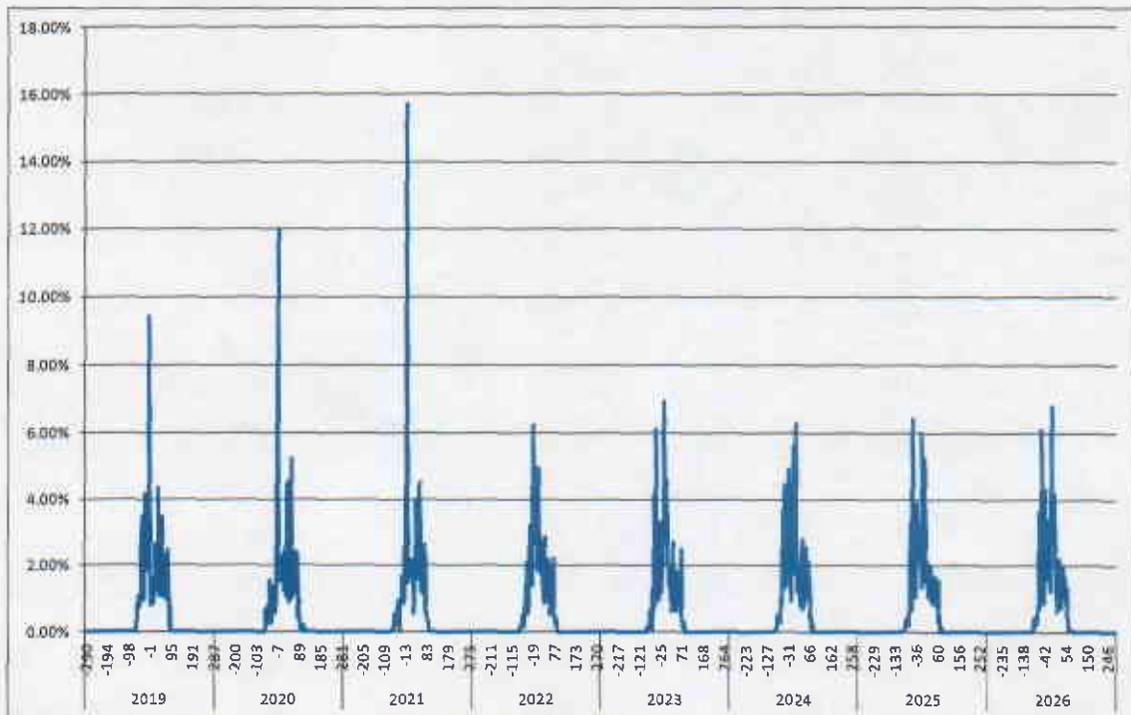


Figura 23: Flujo de Línea Carrera Pinto – Cardones 220 kV II

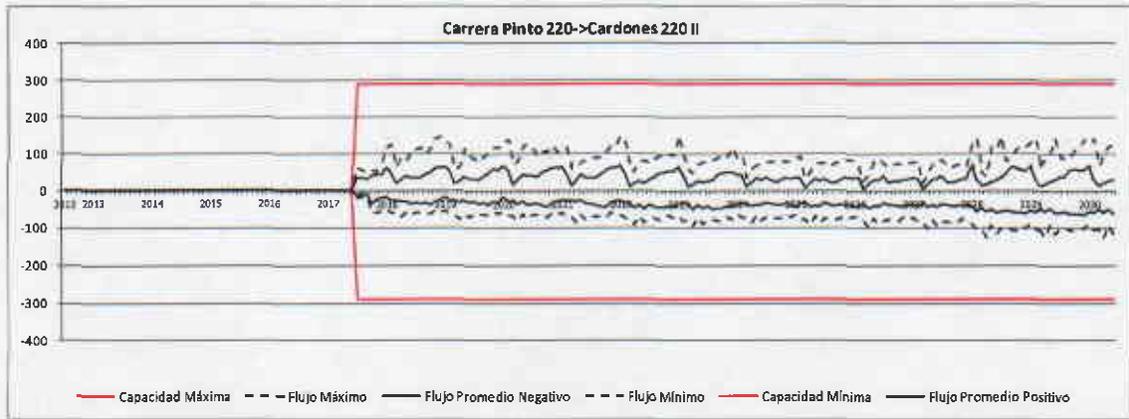


Figura 24: Histograma de Flujo de Línea Carrera Pinto – Cardones 220 kV II

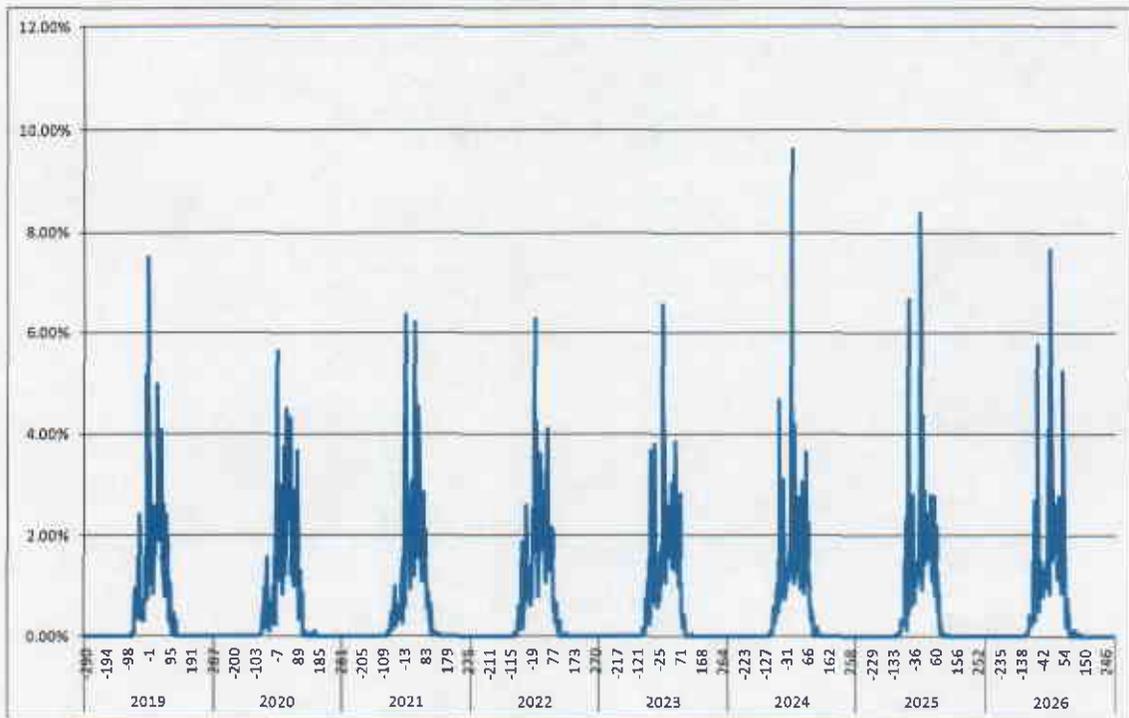


Figura 25: Flujo de Línea Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 kV III

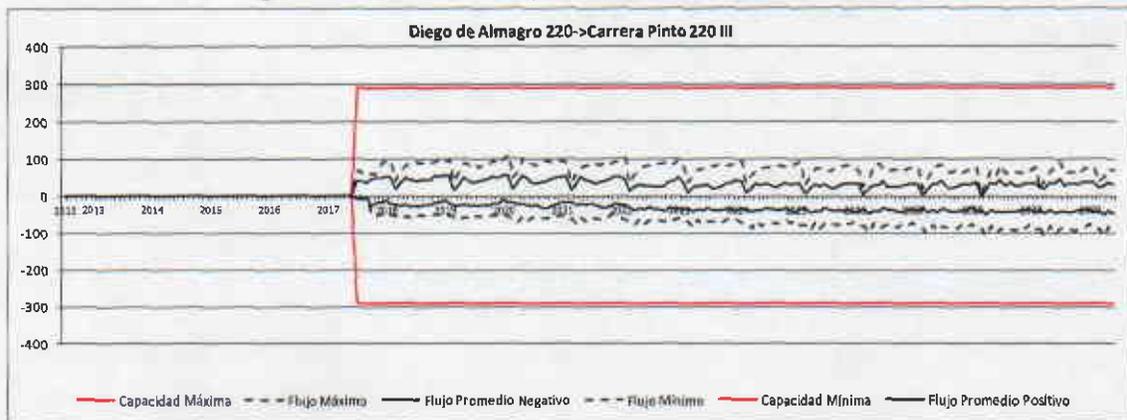


Figura 26: Histograma de Flujo de Línea Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 kV III

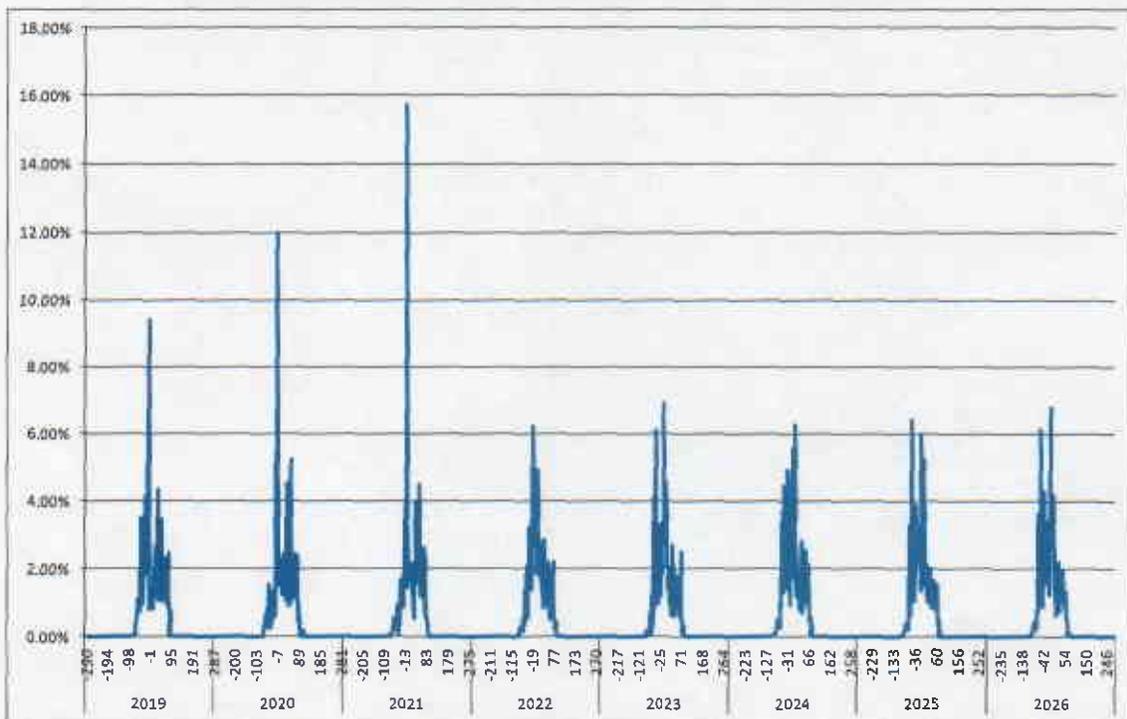


Figura 27: Flujo de Línea Carrera Pinto – Cardones 220 kV III

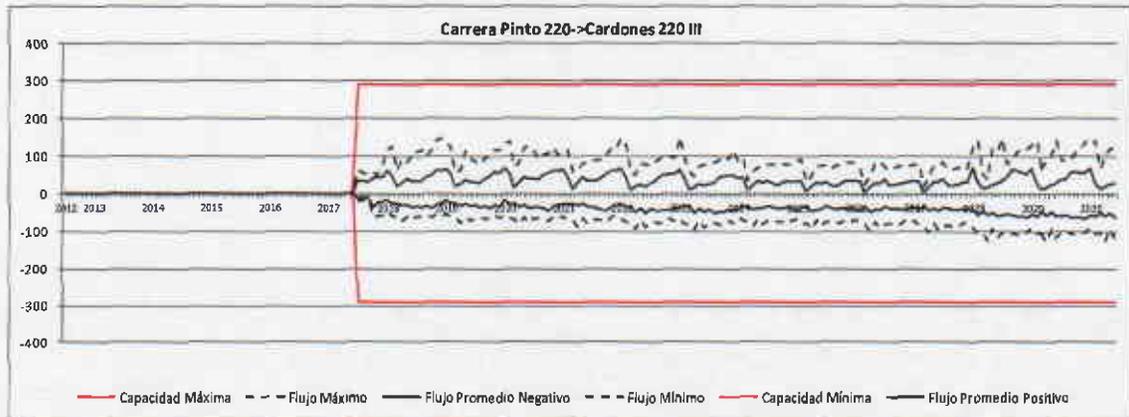
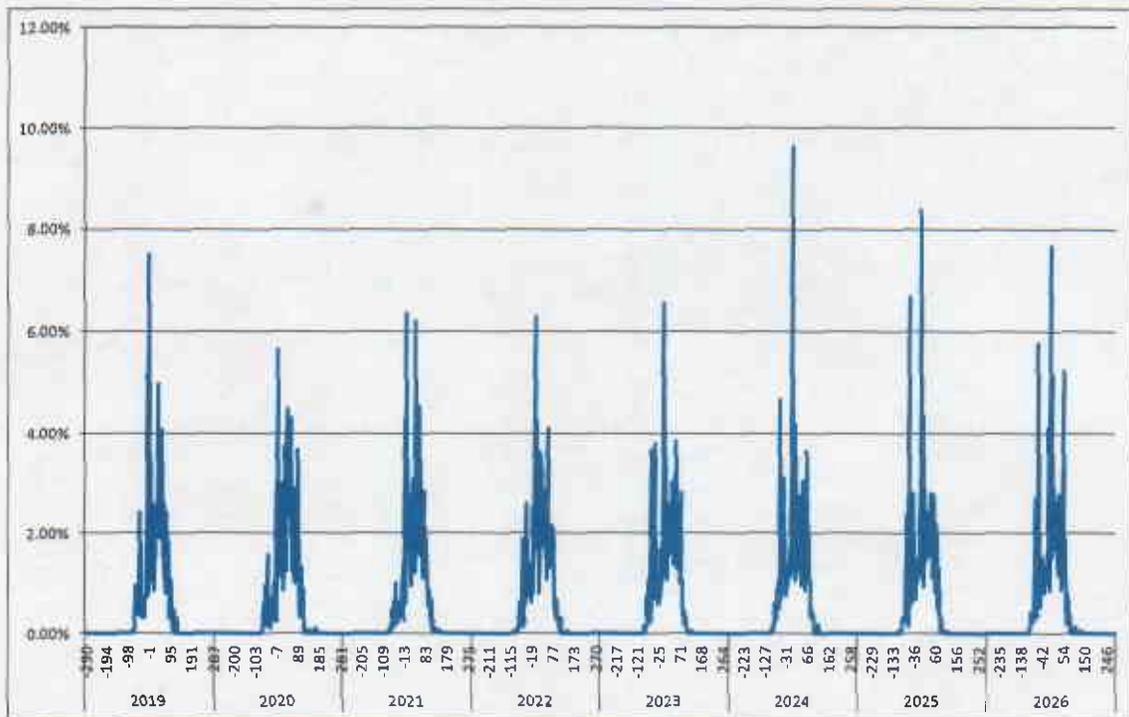


Figura 28: Histograma de Flujo de Línea Carrera Pinto – Cardones 220 kV III



SIC II

Figura 29: Flujo de Línea Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 kV II

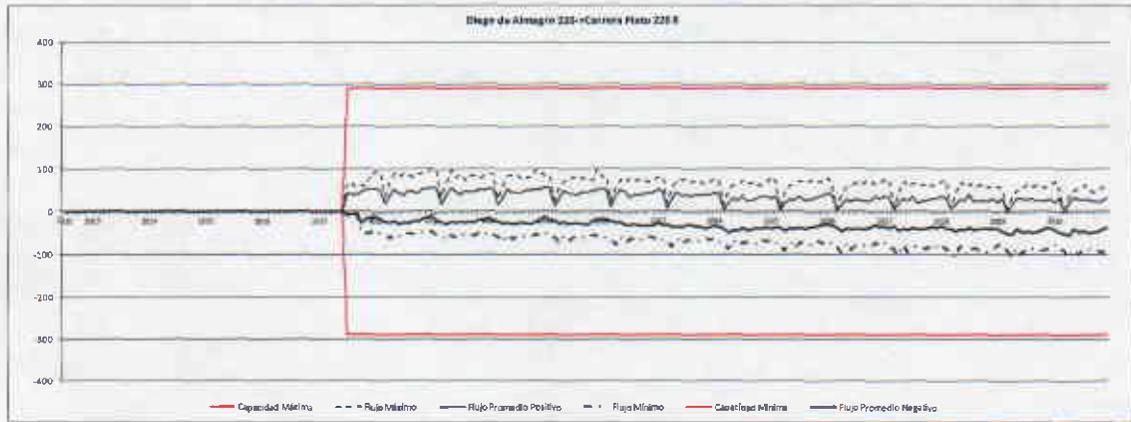
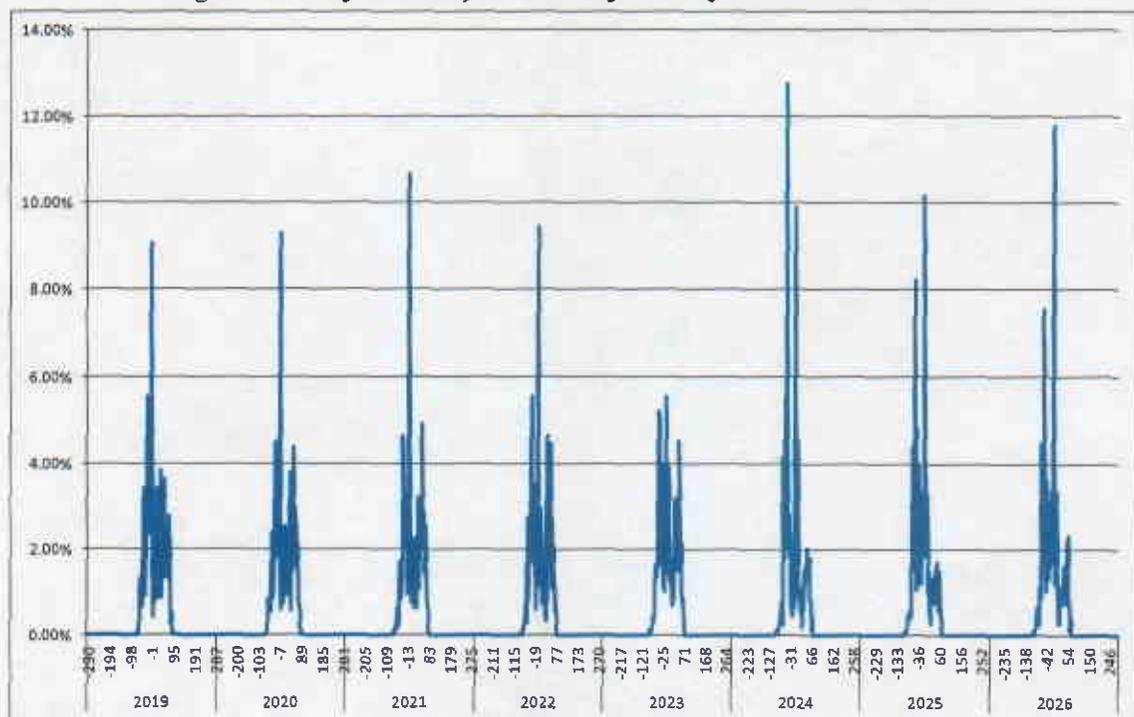
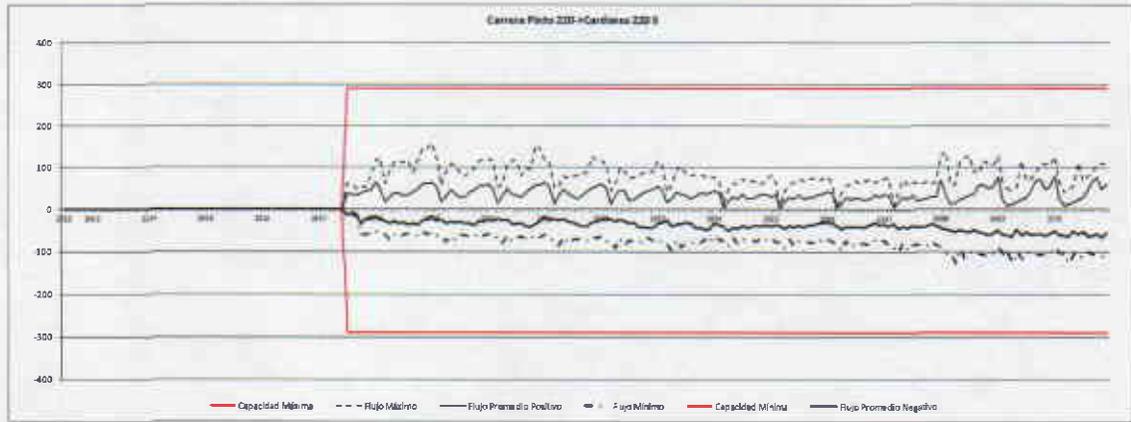


Figura 30: Histograma de Flujo de Línea Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 kV II



**Figura 31:** Flujo de Línea Carrera Pinto – Cardones 220 kV II



**Figura 32:** Histograma de Flujo de Línea Carrera Pinto – Cardones 220 kV II

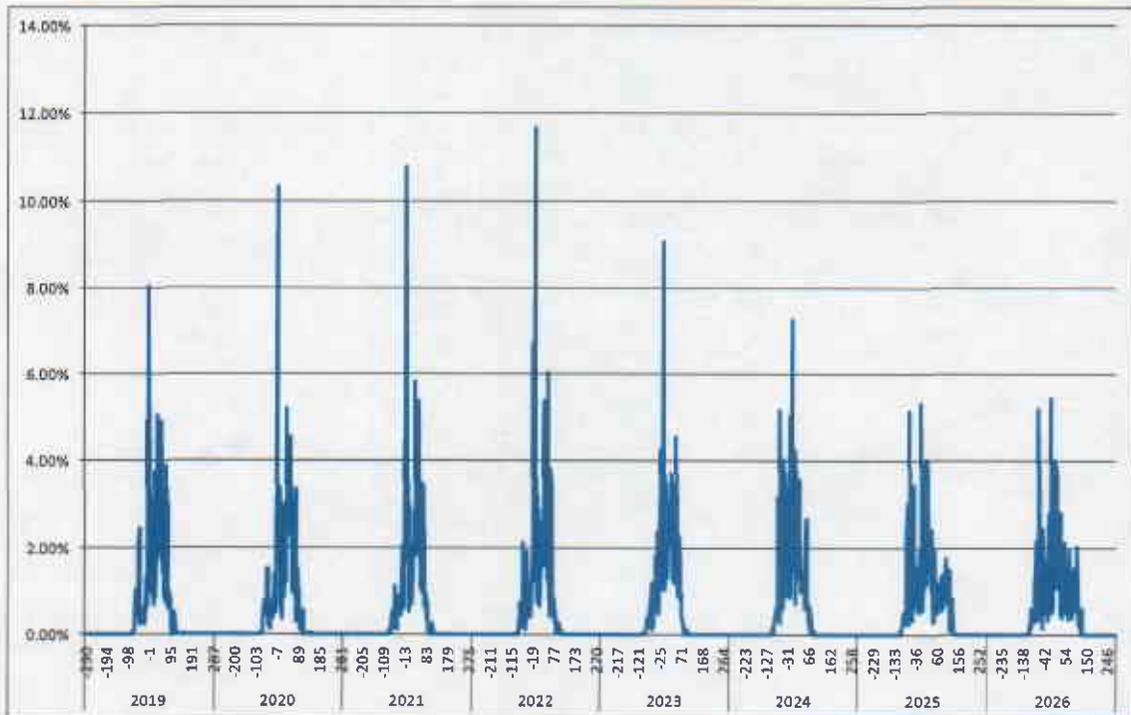


Figura 33: Flujo de Línea Carrera Pinto – Cardones 220 kV III

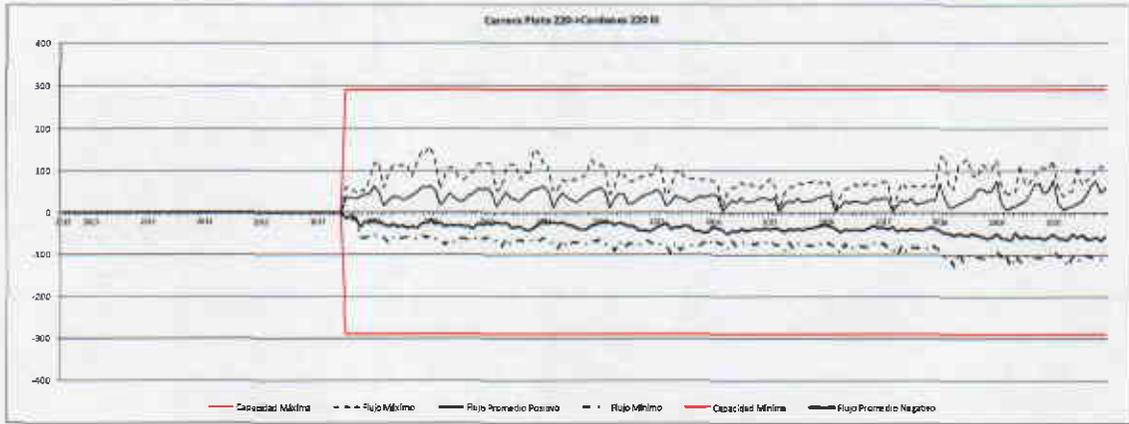
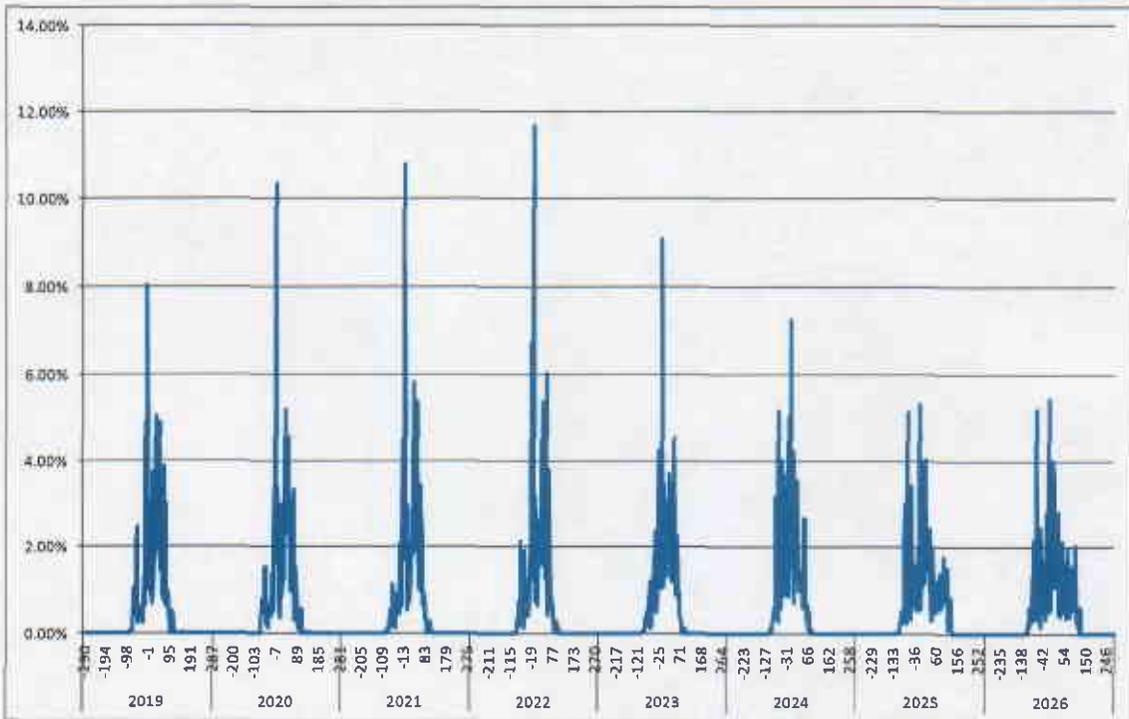


Figura 34: Histograma de Flujo de Línea Carrera Pinto – Cardones 220 kV II



8.4.4 Nuevo Equipo de Transformación 500/220 kV en S/E Alto Jahuel

SIC I

Figura 35: Flujo de Línea Alto Jahuel 500kV - Alto Jahuel 220 kV III

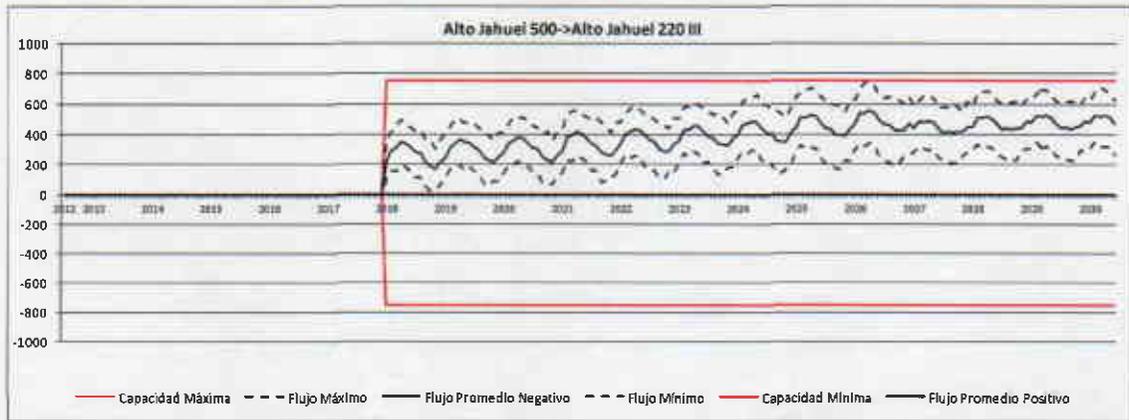
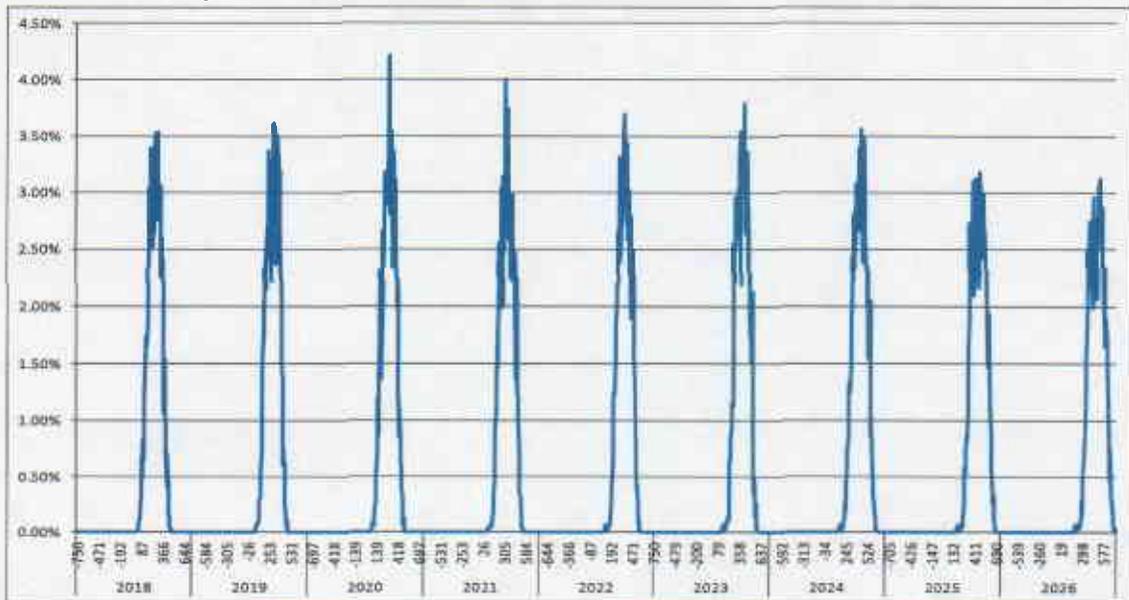


Figura 36: Histograma de Flujo de Línea Alto Jahuel 500kV - Alto Jahuel 220 kV III



SIC II

Figura 37: Flujo de Línea Alto Jahuel 500kV - Alto Jahuel 220 kV III

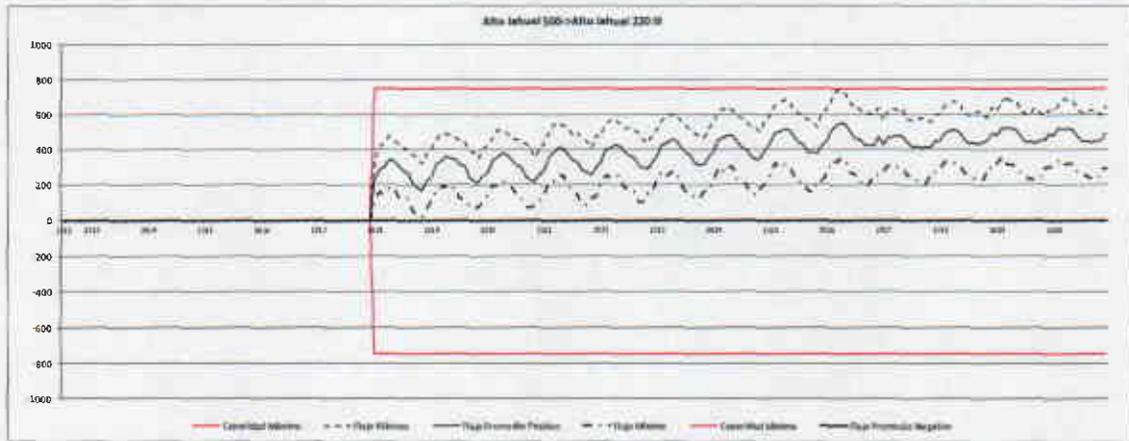
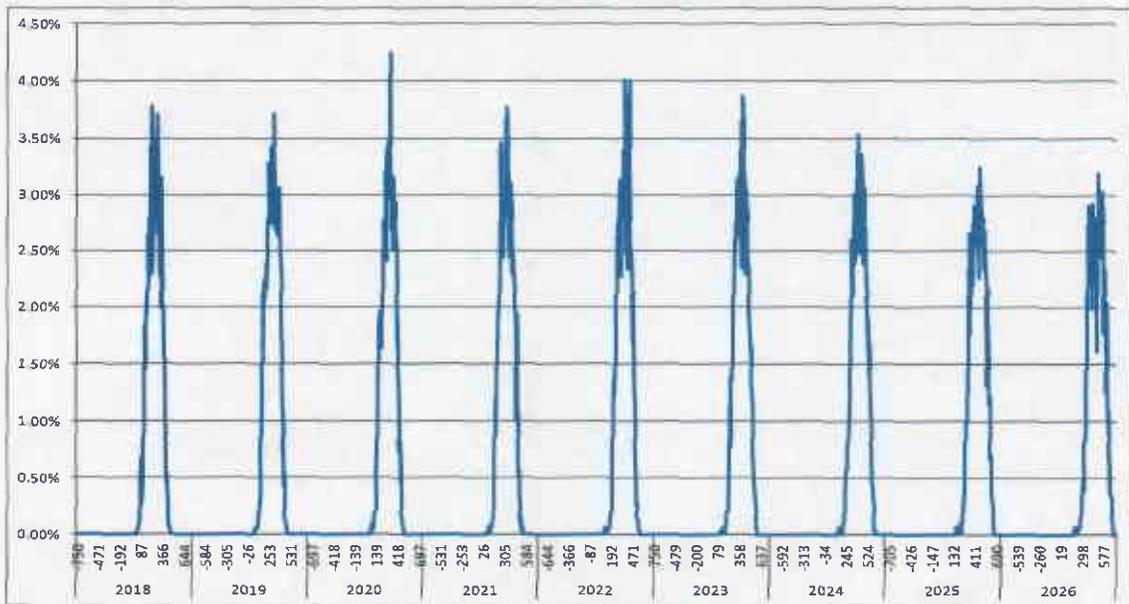


Figura 38: Histograma de Flujo de Línea Alto Jahuel 500kV - Alto Jahuel 220 kV III - SIC II



SIC III

Figura 39: Flujo de Línea Alto Jahuel 500kV - Alto Jahuel 220 kV III

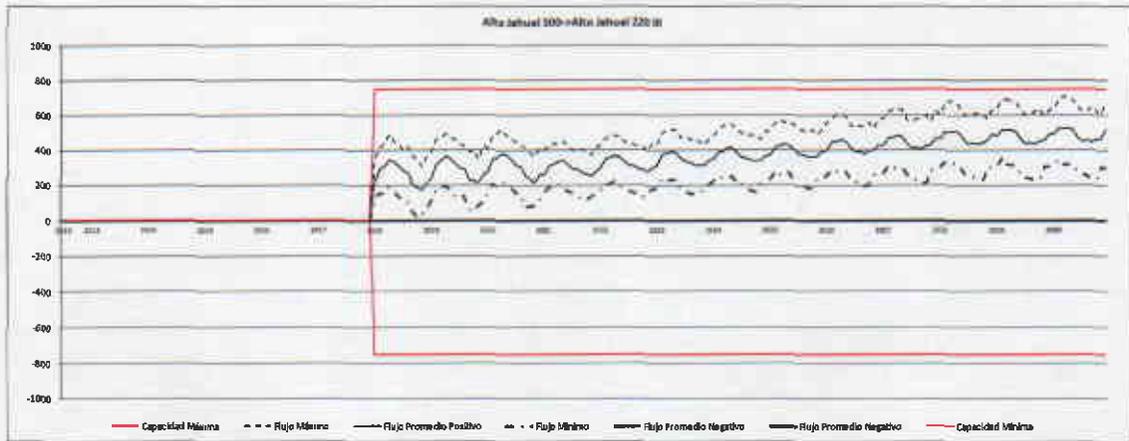
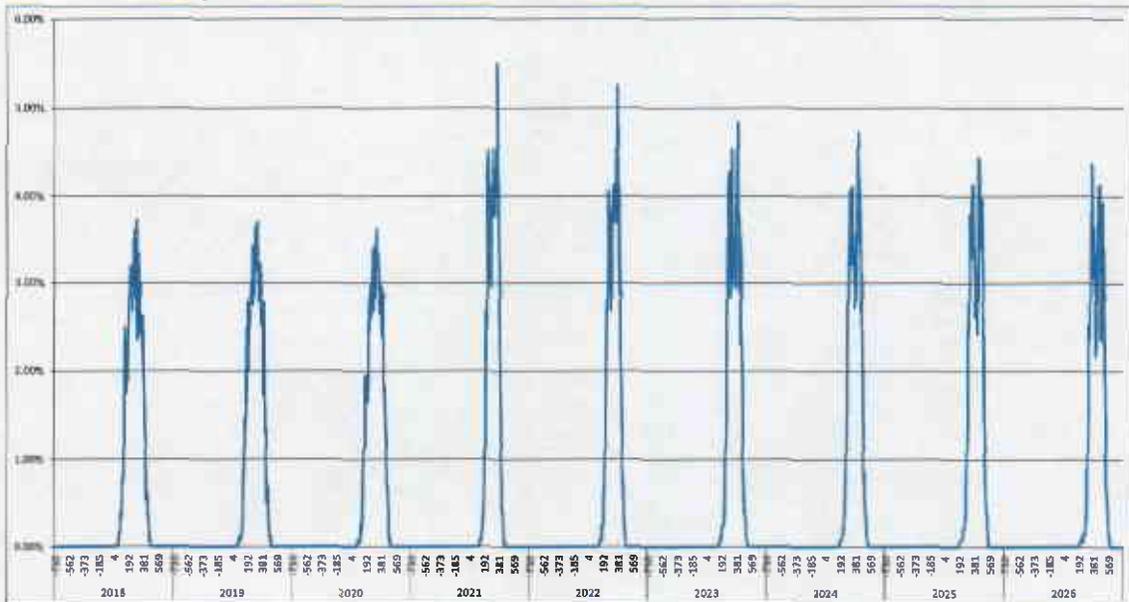


Figura 40: Histograma de Flujo de Línea Alto Jahuel 500kV - Alto Jahuel 220 kV III



8.4.5 Nuevo Equipo de Transformación 500/220 kV en S/E Charrúa

SIC I

Figura 41: Flujo de Línea Charrúa 220 kV - Charrúa 500 kV IV

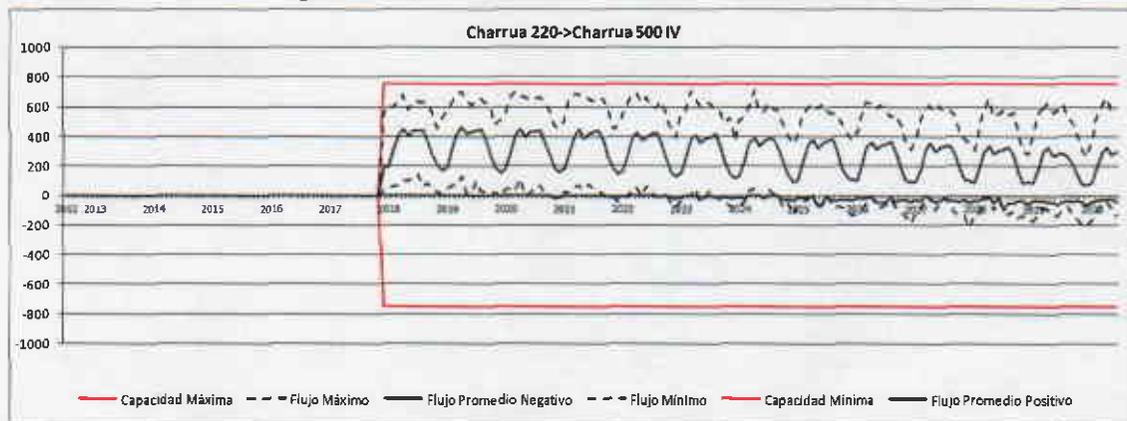
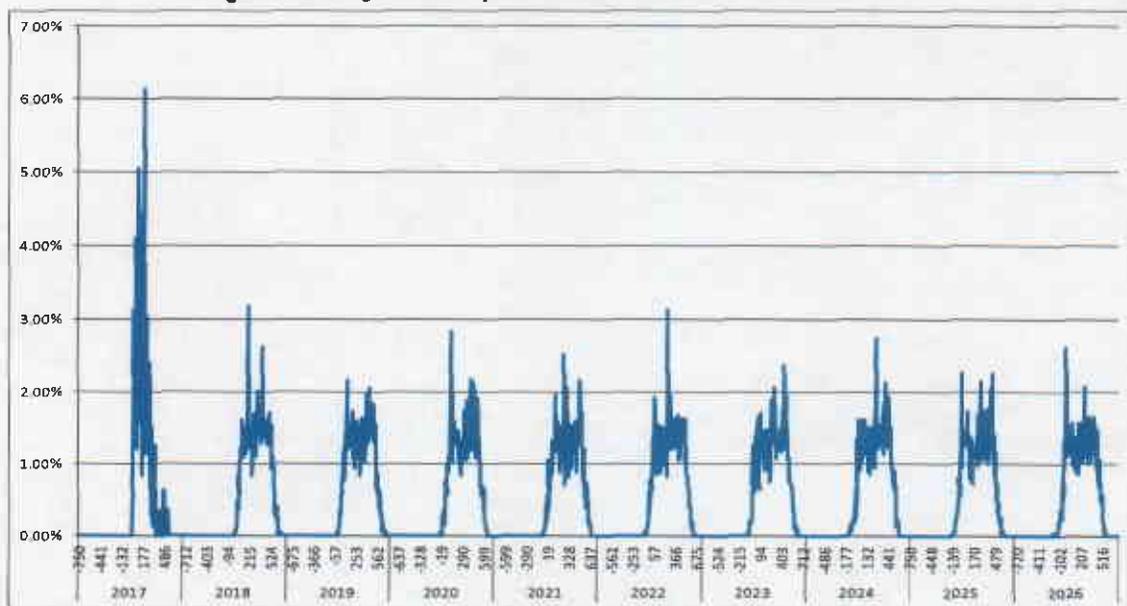


Figura 42: Histograma de Flujo de Línea Charrúa 220 kV - Charrúa 500 kV IV



SIC II

Figura 43: Flujo de Línea Charrúa 220 kV - Charrúa 500 kV IV

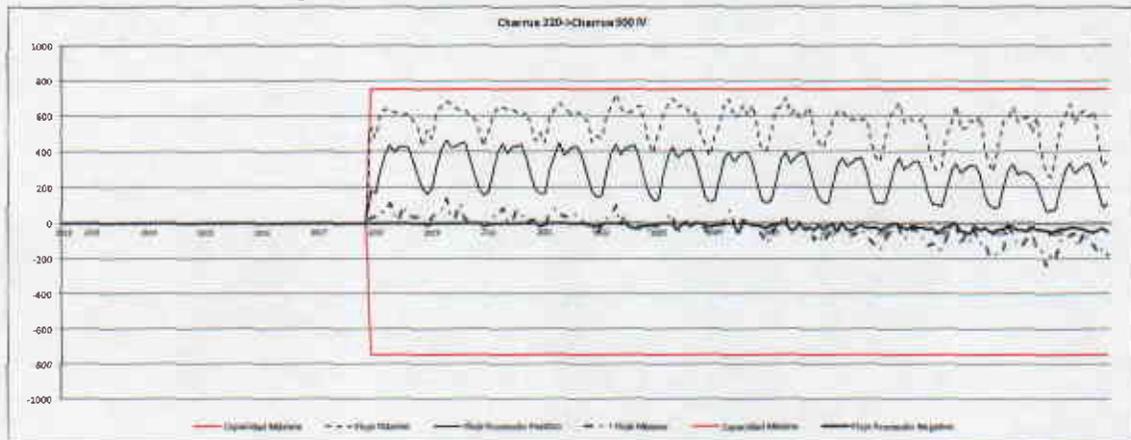
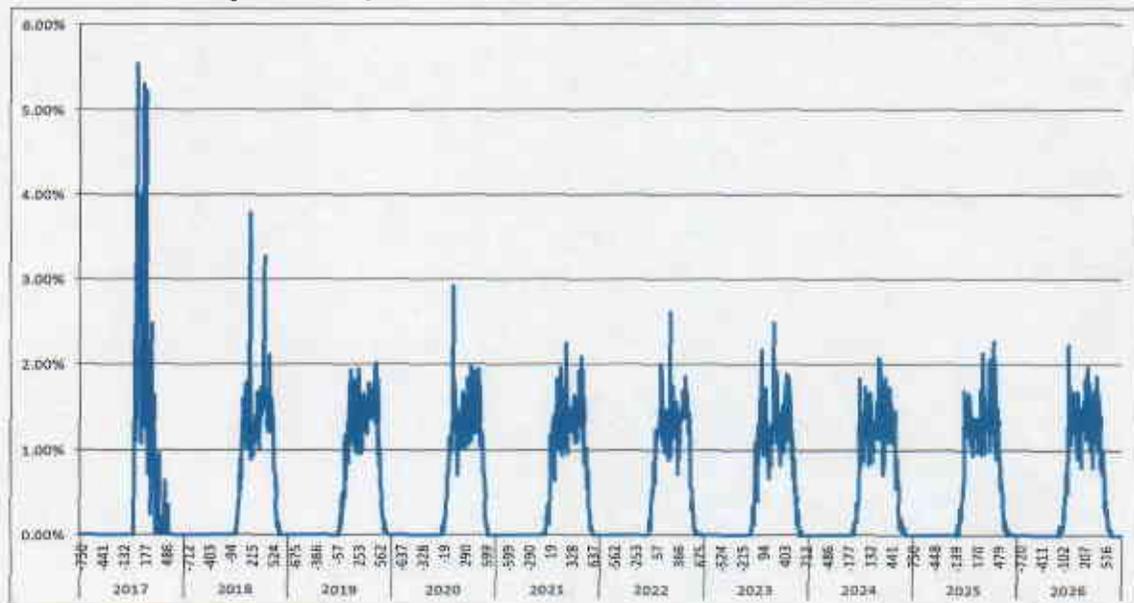


Figura 44: Histograma de Flujo de Línea Charrúa 220 kV - Charrúa 500 kV IV



SIC III

Figura 45: Flujo de Línea Charrúa 220 kV - Charrúa 500 kV IV

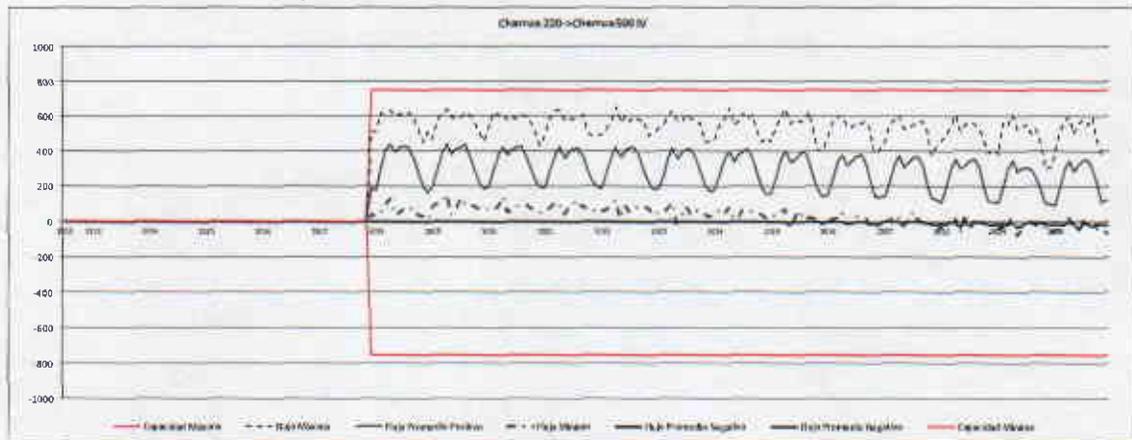
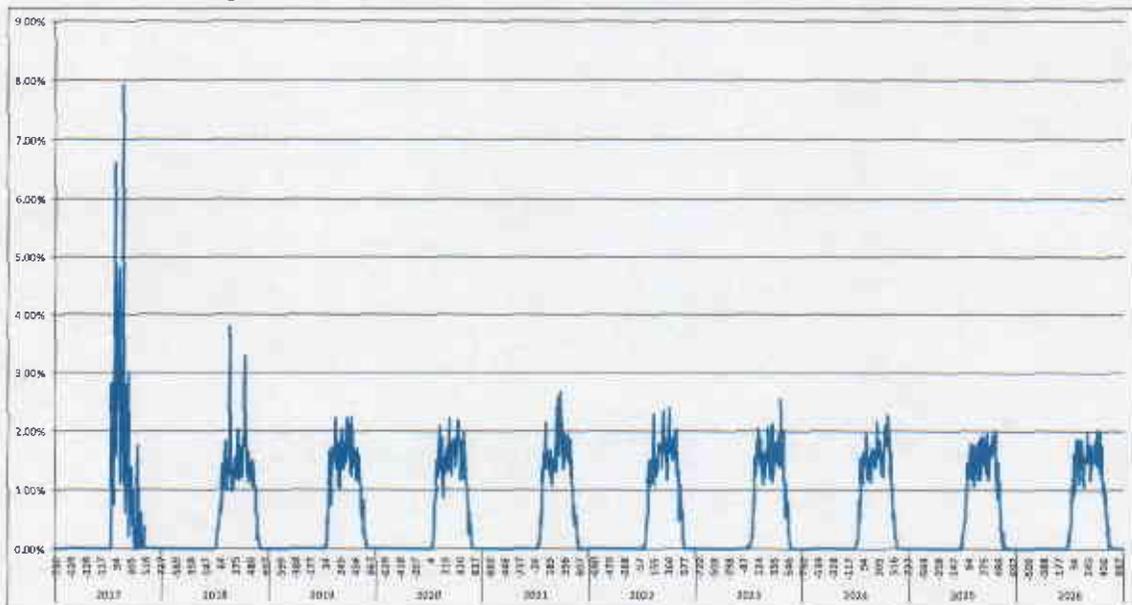


Figura 46: Histograma de Flujo de Línea Charrúa 220 kV - Charrúa 500 kV IV



8.5 COSTOS OPERACIONALES RESULTANTES

Para cada escenario de generación – transmisión, se determinaron los costos esperados de operación y falla, los cuales consideran, de manera similar a las inversiones en generación, la perpetuidad del promedio de los costos operacionales de los últimos tres años. Los costos operacionales resultantes, para cada escenario se muestran en la siguiente tabla.

Valor Presente millones US\$	SIC I	SIC II	SIC III	SING I	SING II
Costo de Operación y falla	19.378	19.965	19.115	12.461	13.606

## 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, ya sea de generación o transmisión. Adicionalmente se han realizado análisis de mínimo arrepentimiento en el caso de conjunto de obras que pueden ser reemplazo de otras.

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

### 9.1 NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE S/E CHARRÚA-CAUTÍN-PUERTO MONTT 2x500 kV

Este proyecto consiste en la ejecución de un nuevo doble circuito en 500 kV 1.500 MVA entre las subestaciones Charrúa y Puerto Montt, con seccionamiento y unión a la S/E Cautín. Las obras que componen el presente proyecto se describen en la siguiente tabla:

Tabla 24: Obras incluidas en el proyecto Nueva Línea doble circuito Charrúa - Cautín - Puerto Montt

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	VI Referencial miles US\$
Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt	abr-19	249.044
Ampliación S/E Charrúa 500 kV	abr-19	23.186
Nueva S/E Cautín 500 kV	abr-19	46.373
Nueva S/E P. Montt 500 kV	abr-19	23.186
Transformación 220/500 kV S/E Cautín	abr-19	36.605
Transformación 220/500 kV S/E P. Montt	abr-19	36.605

En la evaluación del presente proyecto, se requiere del proyecto Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico 500 kV: Primer Circuito, dado el requerimiento de transmisión producto de la inclusión de

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

bloques de generación en la zona de Puerto Montt, lo cual se encuentra incluido en el Escenario 3 anteriormente descrito.

Por su parte, el presente proyecto puede reemplazar el requerimiento de transmisión en 220 kV propuesto para la misma zona, por lo cual se analiza la conveniencia de la expansión del actual sistema en 220 kV o la inclusión del proyecto en 500 kV.

Los escenarios de sensibilidad, sobre los ya considerados, fueron los siguientes:

**Escenario 4 SIC:** Corresponde al plan de generación del Caso 2, con el desarrollo del proyecto en 500 kV retrasando su ingreso un año pero con el desarrollo de centrales de la zona sur, más postergada.

**Escenario 5 SIC:** Corresponde al plan de generación del Caso 3, con el desarrollo de la alternativa de transmisión en 220 kV y el retraso del proyecto de transmisión en 500 kV, dada la inclusión de la generación de la zona sur.

**Tabla 25:** Costos de operación e inversión en transmisión en escenarios SIC II - SIC III

Valor Presente millones de US\$	SIC II	SIC III	Escenario 4 SIC	Escenario 5 SIC
Costos Operación	19.965	19.115	19.965	19.127
Inversión en Transmisión	418	711	676	718
<b>Costo Total</b>	<b>20.383</b>	<b>19.826</b>	<b>20.641</b>	<b>19.845</b>

**Tabla 26:** Resumen de Costos Totales para escenarios SIC II - SIC III

Valor Presente millones de US\$	SIC II	SIC III
Transmisión 220 kV	20.383	19.845
Transmisión 500 kV	20.641	19.826

**Tabla 27:** Matriz de arrepentimientos en escenarios SIC II - SIC III

Valor Presente millones de US\$	SIC II	SIC III
Transmisión 220 kV	0	19
Transmisión 500 kV	258	0

Por tanto, se puede concluir que si se decide por desarrollar el sistema de 220 kV y se llega a requerir un nuevo sistema en 500 kV el arrepentimiento es menor que si se ejecuta sólo el sistema de 500 kV y no se desarrolla generación en la zona sur. Adicionalmente, dado que el proyecto Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico se relaciona con el desarrollo en 500 kV al Sur, también se

pospone el requerimiento del análisis de ese proyecto. En consecuencia, se recomienda analizar la conveniencia del desarrollo del sistema de 220 kV.

## 9.2 NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE S/E PICHIRROPULLI - RAHUE - PUERTO MONTT 2x220 kV Y NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE S/E CAUTÍN - CIRUELOS 2x220 kV: TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la ejecución de dos nuevos tramos entre Cautín y Puerto Montt, con el objetivo de satisfacer las necesidades de inyección y consumo previstas para la zona. El primer tramo se emplaza entre las actuales subestaciones Cautín y Ciruelos mientras que el segundo de ubica entre las subestaciones Pichirropulli y Puerto Montt, con seccionamiento y unión a la S/E Rahue.

Las obras que componen el presente proyecto son las siguientes:

Tabla 28: Obras incluidas en el proyecto Nueva Línea doble circuito Pichirropulli - Rahue - Puerto Montt y Nueva Línea doble circuito Cautín - Ciruelos

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	VI Referencial miles US\$
Línea Cautín – Ciruelos 2x220 kV: Tendido del Primer circuito.	abr-19	23.321
Línea Cautín – Ciruelos 2x220 kV: Tendido del Segundo circuito.	abr-21	10.000
Ampliación S/E Cautín 220 kV	abr-19	2.500
Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	abr-19	2.500
Línea Pichirropulli – Rahue – Puerto Montt 2x220 kV: Tendido del Primer circuito	abr-19	26.842
Línea Pichirropulli – Rahue – Puerto Montt 2x220 kV: Tendido del Segundo circuito	abr-26	15.058
Ampliación S/E Pichirropulli 220 kV	abr-19	5.525
Ampliación S/E Rahue 220 kV	abr-19	11.050
Ampliación S/E P. Montt 220 kV	abr-19	5.525

Se han realizado sensibilizaciones respecto la fecha de ingreso en operación de las obras, las cuales se señalan a continuación:

**Caso Sensibilidad 1:** Atraso en el ingreso en operación de la nueva línea Cautín – Ciruelos en 1 año.

**Caso Sensibilidad 2:** Atraso en el ingreso en operación del tramo Pichirropulli – Rahue en 1 año.

**Caso Sensibilidad 3:** Atraso en el ingreso en operación del tramo Rahue – Puerto Montt en 1 año.  
**Caso Sensibilidad 4:** Atraso en el ingreso en operación de ambos proyectos simultáneamente.

**Tabla 29:** Costos de operación e inversión en transmisión en todas las sensibilizaciones.

Valor presente millones US\$	Caso Base	Sensibilidad 1	Sensibilidad 2	Sensibilidad 3	Sensibilidad 4
Costo Operación	11.923	11.925	11.924	11.923	11.925
Inversión Transmisión	150	148	149	148	145
Costo Total	12.073	12.073	12.073	12.071	12.070

De la tabla anterior se puede desprender que no existen diferencias significativas en los costos de operación totales al posponer el ingreso en operación de los proyectos en cuestión por separado o en conjunto, razón por la cual se puede posponer su definición para futuras revisiones anuales de la expansión troncal.

### 9.3 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO DE NUEVA LÍNEA CARDONES - DIEGO DE ALMAGRO 2x220 kV Y SECCIONAMIENTO EN S/E CARRERA PINTO

El presente proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la nueva línea actualmente en construcción, junto con el seccionamiento en la actual S/E Carrera Pinto de ambos circuitos de la nueva línea. La valorización de la obra es la siguiente:

**Tabla 30:** Valorización obra Nueva Línea Cardones - Diego de Almagro 2x220 kV

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	VI Referencial miles US\$
Tendido segundo circuito de Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV y seccionamiento en Carrera Pinto	oct-17	21.648

Para la evaluación de la obra propuesta se realizaron los siguientes casos de sensibilización:

**Escenario Base:** Secciona los dos circuitos nuevos en Carrera Pinto en octubre 2017

**Escenario Sensibilidad 1:** Se posterga un año el seccionamiento del segundo circuito

**Escenario Sensibilidad 2:** Se posterga hasta el 2023 el seccionamiento en Carrea Pinto y el segundo circuito.

Los costos operacionales y de inversión resultantes para estos casos son los siguientes:

**Tabla 31:** Costos de operación e inversión en transmisión en todas las sensibilizaciones.

Valor Presente millones US\$	Caso Base	Sensibilidad 1	Sensibilidad 2
Costo Operación	11.923	11.924	11.931

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

Valor Presente millones US\$	Caso Base	Sensibilidad 1	Sensibilidad 2
Inversión Transmisión	149,7	148,2	142,6
Costo Total	12.073	12.072,7	12.073,1
Ingreso Tercer Circuito y seccionamiento	oct-17	oct-18	abr-23

De los costos totales, se puede concluir que no existen mayores diferencias en los costos totales resultantes de retrasar el ingreso en operación de la presente obra. Por otro lado, el plazo constructivo de la presente obra (menor al tiempo de construcción de la nueva línea) y que se requeriría con el ingreso del nuevo circuito, permite posponer la recomendación de la presente obra para próximas revisiones anuales de la expansión troncal.

#### 9.4 NUEVO EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN 500/220 KV EN S/E ALTO JAHUEL

El presente proyecto contempla la inclusión de un nuevo equipo de transformación en la S/E Alto Jahuel 500/220 kV, con el fin de poder liberar la eventual restricción en la operación que se produciría al operar el tramo a una menor transferencia con el objeto de evitar pérdidas en el sistema ante la salida de los tramos de transformación, tal como se desprende del análisis realizado en el Anexo 2 Análisis Equipos de Transformación Troncal.

Para la evaluación del presente proyecto, se consideró en el análisis de la operación económica la restricción impuesta por seguridad, la cual se mantiene activa (o influye en las transferencias) hasta el ingreso en operación de la nueva unidad. También se realizaron sensibilizaciones respecto el momento en ingreso en operación del nuevo equipo, lo cual se puede ver reflejado en la siguiente tabla:

**Tabla 32:** Costos de operación e inversión en transmisión en todos los casos.

Valor Presente millones US\$	Caso Base	Caso 1
Costo Operación	12.071	12.072
Costo Inversión Transmisión	150	147
Costo Total	12.221	12.219
Entrada en Operación	abr-18	abr-19

De acuerdo a la tabla anterior, se puede desprender que al atrasar la decisión o el ingreso en operación del nuevo equipo, no introduce mayores costos operacionales totales significativos en el sistema (en valor presente). Dado el plazo de ejecución de la obra y a que su no inclusión en el presente plan de inversión no introduce efectos significativos, se puede posponer la decisión de inclusión del nuevo equipo para próximas revisiones.

## **9.5 NUEVO EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN 500/220 kV EN S/E CHARRÚA**

El presente proyecto contempla la inclusión de un nuevo equipo de transformación en Charrúa, con el fin de poder liberar la eventual restricción en la operación que se produciría al operar el tramo a una menor transferencia con el objeto de evitar pérdidas en el sistema ante la salida de los tramos de transformación, tal como se desprende del análisis realizado en el Anexo 2: Análisis Equipos de Transformación Troncal.

Para la evaluación del presente proyecto, se consideró en el análisis de la operación económica la restricción que se impondría por seguridad, la cual se mantiene activa (o influye en las transferencias) hasta el ingreso en operación de la nueva unidad. También se realizaron sensibilizaciones respecto el momento en ingreso en operación del nuevo equipo, lo cual se puede ver reflejado en la siguiente tabla:

**Tabla 33:** Costos de operación e inversión en transmisión en todas las sensibilizaciones.

<b>Valor presente millones US\$</b>	<b>Caso Base</b>	<b>Sensibilidad 1</b>
Costo Operación	11.968	11.967
Inversión Transmisión	150	147
Costo Total	12.118	12.114
Entrada en Operación	mar-18	mar-19

De la tabla anterior se puede concluir que al atrasar la decisión sobre la cuarta unidad o su atraso en el ingreso en operación no introduce efectos significativos sobre el costo operacional (en Valor Presente). Considerando la fecha de puesta en servicio estimada y que las restricciones de transmisión entre Charrúa y Ancoa podrán ser despejadas para el 2018, se puede posponer la decisión de inclusión del nuevo equipo para próximas revisiones.

## **9.6 NECESIDADES DE AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES EN EL SIC**

### **9.6.1 Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV**

La actual S.E. Diego de Almagro posee una configuración de barra simple en 220 kV a la cual están conectados los paños de la línea 1x220 kV Diego de Almagro – Carrera Pinto, 2x220 kV Diego de Almagro – Paposo, 1x220 kV Diego de Almagro – Central San Lorenzo y 1 paño de transformación 220/110 kV.

Adicionalmente, se considera la obra de Ampliación Incorporación de Barra de Transferencia en 220 kV en la S/E Diego de Almagro, de acuerdo a lo establecido en el Decreto Exento N° 116 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial del 7 de mayo de 2011.

Por su parte, también se debe considerar los requerimientos para la subestación a raíz de la obra "Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del primer circuito", en relación a los espacios para los paños a ser construidos por el proyecto.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

De acuerdo a lo anterior, se propone para la S/E Diego de Almagro la ampliación de ésta con el objeto de incorporar la barra de transferencia y las obras requeridas para dar cabida a la nueva línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV.

**9.6.2 Ampliación S/E Cardones 220 kV, S/E Maitencillo 220 kV y S/E Polpaico 220 kV**

En el caso de la S/E Cardones, se contempla la incorporación de los proyectos nueva línea Cardones - Diego de Almagro 2x220 kV y en enlace a la subestación a construir por el proyecto Nueva Línea Cardones- Maitencillo 2x500 kV, por lo cual se requieren de los espacios para la incorporación de los paños de los proyectos ya mencionados.

Para la S/E Maitencillo se requiere su ampliación debido a la necesidad de incorporar el enlace en 220 kV a la subestación a construir por el proyecto Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV, razón por la cual se requiere la ampliación de la mencionada subestación.

De manera similar para la S/E Pan de Azúcar, se requiere su ampliación debido a la necesidad de incorporar el enlace en 220 kV a la subestación a construir por el proyecto Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV, razón por la cual se requiere la ampliación de la mencionada subestación.

Por su parte, para la S/E Polpaico, se requiere la ampliación producto de la incorporación de los paños y los equipos correspondientes de la obra Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV. Adicionalmente para la S/E Polpaico, la DP del CDEC-SIC ha recomendado a esta Comisión el reemplazo del interruptor acoplador 52JR por otro equipo de mayor capacidad de corto circuito, debido a que el actual es de una capacidad menor a la que se requeriría para ciertas condiciones operativas del sistema. De acuerdo a lo anterior se requiere la ampliación de la S/E Polpaico para dar cabida a la Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV y poder realizar el reemplazo del interruptor 52JR

**9.6.3 Ampliación S/E Las Palmas 220 kV**

Se ha propuesto la ampliación de la S/E Las Palmas, con el objeto de incorporar una barra de transferencia en 220 kV para la subestación, con el objetivo de poder transferir paños a esta barra y con ello reducir las eventuales indisponibilidades de instalaciones ante los requerimientos de mantenimiento en ellas.

**9.6.4 Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV**

Para la S/E Cerro Navia se requiere su ampliación a raíz de los requerimientos para dar cabida a los paños correspondientes a la obra Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia.

Las obras propuestas en esta ampliación tienen la finalidad de acoger a los paños futuros correspondientes a la obra, la cual se encuentra en proceso de licitación por parte de la DP del CDEC-SIC.

**9.6.5 Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel**

En la S/E Alto Jahuel, se ha propuesto el cambio del interruptor acoplador 52JR del paño acoplador de esta subestación y su equipamiento de paño, por un interruptor con mayor capacidad de ruptura, dado que el existente posee una capacidad menor incluso a algunos paños de línea y de

transformación en la misma subestación. Adicionalmente, en el caso que se transfieran paños a través del acoplador mencionado, éste no tendría la capacidad de ruptura para despejar una eventual falla en la instalación transferida.

En virtud de lo anterior, se recomienda el reemplazo del interruptor acoplador 52JR con su respectivo equipamiento de paño, por uno con capacidad de ruptura mayor.

#### **9.6.6 Ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación de interruptor 52JS**

Los requerimientos de ampliación de la S/E Rapel se encuentran dados por la necesidad de la conexión de la obra nueva Línea Rapel – Alto Melipilla 1x220 kV a la mencionada subestación. Adicionalmente se ha propuesto el reemplazo del equipo seccionador de barra que actualmente corresponde a un desconectador por un interruptor y sus equipos asociados, con la finalidad de contar con un elemento que permita la apertura ante fallas.

Debido a lo anterior, se requiere la ampliación de la subestación para dar cabida al paño del proyecto Nueva Línea Rapel – Alto Melipilla 1x220 kV y el cambio del desconectador 89JS por un paño e interruptor seccionador 52JS con sus respectivos equipos asociados.

#### **9.6.7 Ampliación S/E Ancoa 500 kV, Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3**

La obra Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV requerirá para su conexión la ampliación del nuevo patio de 500 kV construido en esa subestación a raíz de la obra nueva Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: Primer Circuito. Se requiere la ampliación para la incorporación de los equipos del paño tales como plataforma de compensación y reactores, entre otros.

Para el caso de la S/E Charrúa se requiere su ampliación con el objeto de dar cabida a los paños y sus equipos asociados tales como reactores sus unidades de reserva entre otros, de la obra Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV. Adicionalmente se ha propuesto para la S/E Charrúa el reemplazo de los interruptores de los paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3 y sus equipos asociados por equipos que cuenten con mayor nivel de cortocircuito, debido a que los actuales poseen una capacidad inferior incluso que algunos paños del patio de 220 kV.

#### **9.6.8 Ampliación S/E Ciruelos 220 kV**

El proyecto consiste en la construcción de una barra de transferencia en 220 kV, la extensión de la barra principal existente y la incorporación de una segunda sección de barra. Lo anterior con la finalidad de seccionar el circuito 2 de la línea Cautín – Valdivia 2x220 kV, por lo que el proyecto incluye la construcción de un paño seccionador, un paño acoplador, y los paños de línea Cautín 2 y Valdivia 2 para su conexión a las dos secciones de barra y la barra de transferencia, entre otros. El proyecto incluye también dejar disponibles los espacios y la extensión de las barras principal y de transferencia para la incorporación de los futuros proyectos correspondientes a los paños de línea de la nueva línea Ciruelos – Pichirropulli 2x220 kV y la futura central San Pedro.

La principal justificación de esta obra radica en la necesidad de contar con el seccionamiento completo de la línea Cautín – Valdivia 2x220 kV para permitir una mejor distribución de los flujos y la conexión de la nueva línea 2x220 kV Ciruelos – Pichirropulli 1° circuito tendido.

**9.6.9 Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV, 750 MVA,**

El requerimiento de la presente obra nueva, obedece a la necesidad de contar con la transformación en las subestaciones que serán construidas en el sistema de 500 kV de Polpaico a Cardones, con el objetivo de permitir las transferencias entre el sistema de 220 kV y el de 500 kV en cada una de las subestaciones mencionadas.

**9.7 NECESIDADES DE AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES EN EL SING**

**9.7.1 Ampliación S/E Lagunas 220 kV y en S/E Encuentro**

Se requiere la ampliación de la S/E Lagunas con el objeto de dar cabida al proyecto Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, primer circuito, por lo cual se necesita de la extensión de las instalaciones existentes y futuras en esa subestación para la conexión de la nueva línea.

Por su parte, en la S/E Encuentro se ha propuesto la ampliación, con el objeto de dotar a ésta de una configuración de doble barra más barra de transferencia, en vez del actual esquema con que cuenta, el cual corresponde a un esquema de barra doblada con barra de transferencia. Con ello se dotaría de mayor flexibilidad a la subestación en el caso de ejecución de mantenimientos a las actuales secciones de barra. Adicionalmente se requiere de la ampliación de las actuales instalaciones y las futuras, previamente recomendadas, con el propósito de permitir la conexión del proyecto Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, primer circuito.

Debido a lo anterior se requiere la ampliación de las subestaciones mencionadas.

**9.7.2 Banco de Condensadores de 60 MVAR en S/E Lagunas**

Se ha propuesto la incorporación de un banco de condensadores de 60 MVAR en la S/E Lagunas de manera de permitir el abastecimiento de potencia reactiva que requiere el sistema con el objeto de mantener los niveles de tensión dentro de los límites establecidos por la normativa vigente. Lo anterior surge de considerar el aumento de la demanda de la zona y de las indisponibilidades de unidades generadoras, lo que aumenta el requerimiento de potencia reactiva, con el consecuente impacto en las tensiones. Por las razones anteriormente descritas se recomienda la inclusión de la presente obra.

**9.7.3 Aumento de capacidad línea 220 kV Crucero-Encuentro**

De acuerdo con los análisis realizados y a lo que se ha propuesto, se requiere un refuerzo del tramo Crucero – Encuentro, debido al aumento de los flujos en dicho tramo. Para lo anterior se requiere la instalación de un nuevo conductor por fase, aumentando la capacidad de transporte al doble de lo actualmente disponible.

## **10 INTERCONEXIÓN SIC-SING**

### **10.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

El proyecto consiste en la interconexión eléctrica del SIC y SING mediante la construcción de una línea de transmisión HVDC en  $\pm 500\text{kV}$ , entre la S/E Cardones y la S/E Nueva Encuentro, y la construcción de dos estaciones convertoras 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 de manera permanente. El proyecto incluye la construcción de las subestaciones donde se alojarán las estaciones convertoras con todo el equipamiento requerido, los enlaces a la nueva S/E Cardones a construir por el proyecto Nueva Línea Cardones- Maitencillo 2x500 kV y a la actual S/E Encuentro.

A continuación se describen los análisis realizados por esta Comisión en relación al proyecto de Interconexión.

### **10.2 ANTECEDENTES PARA LA INTERCONEXIÓN**

A partir de los escenarios de plan de obras de generación indicados en el numeral 7.4 y 7.5, se procedió a desarrollar dos escenarios adicionales para el caso de ambos sistemas interconectados, los cuales se describen a continuación.

#### **10.2.1 Escenario 1 SING II-SIC II**

Este plan de Obra se desarrolló mediante una planificación basada en centrales de ciclo combinado, vale decir, con la interconexión de ambos sistemas por medio de los planes de obras descritos en el Escenario 2, tanto para el SING, como el SIC. Luego se procedió a adaptar este escenario a la demanda de cada sistema y luego se ajustaron los planes de transmisión anteriormente encontrados.

#### **10.2.2 Escenario 2 SING II-SIC III**

Al igual que el caso anterior, se considera un plan de obra en generación basado predominantemente en la instalación de ciclos combinados, y se considera además, el desarrollo más temprano de centrales hidroeléctricas en la X Región. Luego se procedió a adaptar este escenario a la demanda de cada sistema y luego se ajustaron los planes de transmisión anteriormente encontrados.

#### **10.2.3 Planes de Obra en Generación SING-SIC**

Los planes de Obras de Generación se presentan en las tablas siguientes.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

**Tabla 34: Planes de Obras en Generación de la Interconexión – SIC**

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso	
			Escenario 1 Int	Escenario 2 Int
GNL	Taltal CC GNL	360	abr-17	abr-17
GNL	Quintero CC FA GNL	35	abr-17	abr-17
GNL	Quintero CC GNL	350	abr-17	abr-17
GNL	Candefaria CC GNL	350	abr-17	abr-17
GNL	Charrúa CC I	575	sep-19	oct-19
GNL	Charrúa CC II	575	feb-21	sep-22
GNL	Maitencillo CC I	575	abr-30	abr-30
GNL	Pan de Azúcar CC I	575	abr-22	-
GNL	Cardones CC I	575	-	mar-24
GNL	Cardones CC II	575	jun-23	jul-25
Geotermia	Geotérmica Potrerillos 01	40	abr-23	abr-18
Geotermia	Geotérmica Potrerillos 02	40	abr-23	abr-19
Geotermia	Nevados de Chillán	40	abr-21	abr-20
Geotermia	Geotérmica Calabozo 01	40	abr-18	abr-18
Geotermia	Geotérmica Calabozo 02	40	abr-20	abr-19
Geotermia	Geotérmica Calabozo 03	40	abr-20	abr-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 01	15	abr-16	abr-16
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 02	15	abr-16	abr-16
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 03	10	abr-17	abr-16
Solar FV	Sol de Almagro I	100	abr-18	abr-18
Solar FV	Inca de Oro I	100	abr-18	abr-18
Solar FV	Carrera Pinto I	100	abr-18	abr-18
Solar FV	Sol de Vallenar I	50	abr-18	abr-18
Solar FV	Sol de Almagro II	100	abr-25	abr-20
Solar FV	Inca de Oro II	100	abr-25	abr-20
Solar FV	Carrera Pinto II	100	abr-25	abr-21
Solar FV	Sol de Vallenar II	50	abr-25	abr-21
Pasada	Achibueno	136	abr-16	abr-16
Pasada	Alfalfa II	256	abr-18	abr-18
Pasada	Las Lajas	275	abr-18	abr-18
Pasada	Módulo 03	460	abr-28	mar-29
Pasada	Módulo 02	500	abr-27	jul-29
Pasada	Módulo 01	660	ago-24	oct-26
Pasada	Módulo 04	770	may-26	feb-28
Pasada	Cuervo	640	-	nov-20
Pasada	Blanco Ast	375	-	abr-22
Pasada	Cóndor	54	-	abr-22
Eólica	Eólico Taltal	99	abr-18	abr-19
Eólica	La Cebada	48.3	abr-18	abr-21
Eólica	Pacífico	72	abr-21	abr-21
Eólica	Gorgonia	76	abr-21	abr-23
Eólica	Talinay 06	50	abr-21	abr-23
Eólica	Eólica Lebu 01	50	abr-16	abr-16
Eólica	Eólica Lebu 02	50	abr-16	abr-16
Eólica	Eólica Lebu 03	50	abr-16	abr-16
Eólica	Eólica Lebu 04	100	abr-18	abr-17
Eólica	Eólica Lebu 05	100	abr-19	abr-19
Eólica	Eólica Lebu 06	100	abr-19	abr-19
Eólica	Parque Eólico Raqui	123	abr-16	abr-16
Eólica	Renaico	88	abr-19	abr-19
Eólica	Parque Eólico Ancud	120	abr-19	abr-19

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso	
			Escenario 1 Int	Escenario 2 Int
Eólica	Parque Eólico Chiloé I	120	abr-22	abr-21
Eólica	Parque Eólico Chiloé II	120	abr-25	abr-23
Eólica	Negrete Cuel	33	abr-19	abr-18

**Tabla 35: Planes de Obras en Generación de la Interconexión – SING**

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso
			Caso 2
CC-GNL	Tarapacá GNL CC I	411	ene-22
CC-GNL	MEJILLONES GNL CC II	411	ene-24
CC-GNL	MEJILLONES III GNL	411	ene-27
CC-GNL	MEJILLONES IV GNL	411	ene-29
Geotermia	Apacheta 01	40	abr-25
Geotermia	Apacheta 02	40	abr-25
Geotermia	Irruputunco	40	abr-25
Geotermia	Pampa Lirima 02	40	abr-24
Geotermia	Polloquere 01	40	abr-25
Geotermia	Polloquere 02	40	abr-28
Geotermia	Puchuldiza 01	40	abr-18
Geotermia	Puchuldiza 02	40	abr-25
Geotermia	Puchuldiza 03	40	abr-25
Solar	Arica I	50	abr-15
Solar	Arica II	50	abr-16
Solar	Sol del Loa	100	jul-14
Solar	Crucero I	100	jul-14
Solar	Crucero II	100	abr-15
Solar	Crucero III	100	abr-18
Solar	Laguna I	100	abr-15
Solar	Laguna II	100	abr-18
Solar	Pozo Almonte I	100	abr-16
Solar	Pozo Almonte II	100	abr-19
Solar	Solar SING I	200	abr-25
Solar	Solar SING II	200	abr-25
Solar	Solar SING III	200	-
Eólica	EOLICO SING I	100	abr-15
Eólica	EOLICO SING II	50	abr-16
Eólica	EOLICO SING III	40	abr-17

**10.2.4 Plan de Obras en Transmisión SING - SIC**

Los planes de obras de transmisión para los escenarios interconectados, se muestran a continuación:

**Tabla 36: Planes de Obras en Transmisión de la Interconexión – SIC**

Nombre	Fecha de Ingreso	
	Escenario 1 Int	Escenario 2 Int
3°cto DA-CP-CD y SECC de los 2 circuitos	oct-17	oct-17
1°BCO Trafo 500 Cardones	ene-18	ene-18

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

Nombre	Fecha de Ingreso	
	Escenario 1 Int	Escenario 2 Int
1°BCO Trafo 500 Maitencillo	ene-18	ene-18
1°BCO Trafo 500 Pan de Azúcar	ene-18	ene-18
Polpaico 500->Polpaico 220 III	abr-27	abr-27
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 III	abr-18	abr-18
Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 III	abr-20	abr-20
Charrúa 220->Lagunillas 2° circuito	abr-23	abr-23
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV	jul-18	jul-18
Charrúa 220->Charrúa 500 IV	mar-18	mar-18
Charrúa 500->Ancoa 500 IV	jun-19	jun-19
Cautín 220->Ciruelos 220 III	abr-19	-
Cautín 220->Ciruelos 220 IV	abr-21	-
Cautín 500->Charrúa 500 I	-	abr-19
Cautín 500->Charrúa 500 II	-	abr-19
Cautín 500->Cautín 220 I	-	abr-19
Ciruelos->Pichirropulli 220 IV	abr-25	abr-25
Ampliación S/E Las Palmas	abr-15	abr-15
Ampliación S/E Ciruelos	abr-17	abr-17
Pichirropulli 220->Barro Blanco 220 III	abr-19	-
Pichirropulli 220->Barro Blanco 220 IV	abr-26	-
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 III	abr-19	-
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 IV	abr-26	-
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 I (desf)	-	abr-19
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 II (desf)	-	abr-19
Puerto Montt 500->Cautín 500 I	-	abr-19
Puerto Montt 500->Cautín 500 II	-	abr-19
Puerto Montt 500->Puerto Montt 220 I	-	abr-19
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I	abr-27	abr-21
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I	abr-27	abr-21
Los Almendros 500->Los Almendros 220 I	abr-27	abr-21
Temuco 220->Cautín 220 I	abr-23	ene-21
Temuco 220->Cautín 220 II	abr-23	ene-21

**Tabla 37: Planes de Obras en Transmisión de la Interconexión - SING**

Nombre	Fecha de Ingreso
	Caso 2
Tarapacá -> Laguna 220 CTO III	ago-21
Aumento de capacidad Línea Crucero-Encuentro	jul-15
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 I	jul-19
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 II	jul-19
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 I	jul-19
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 II	jul-19
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 I	ene-24
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 II	ene-24
Nueva Mejillones 220->Nueva Mejillones 500 I	ene-24
Central Atacama 220->Nueva Mejillones 220	ene-24
Nueva Encuentro 500->Cardones 500	jul-19

En base a los planes de obra de generación descritos se procedió a simular los sistemas interconectados, encontrándose los resultados que se muestran a continuación.

### 10.3 FLUJOS EN LA INTERCONEXIÓN

Los flujos esperados para la interconexión resultantes de las simulaciones efectuadas, se muestran a continuación

#### 10.3.1 Escenario SING II – SIC II

Figura 47: Flujos de Línea Nueva Encuentro 500 kV - Cardones 500 kV

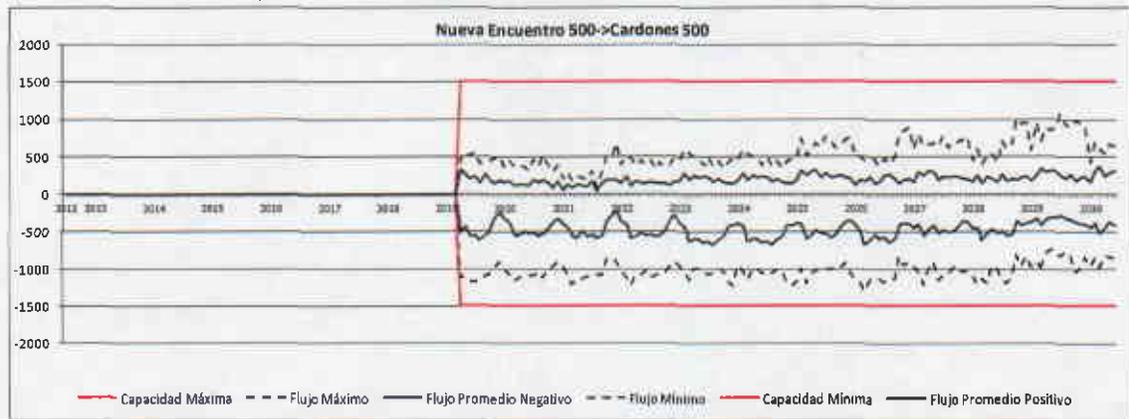


Figura 48: Histograma de Flujos de Línea Nueva Encuentro 500 kV - Cardones 500 kV

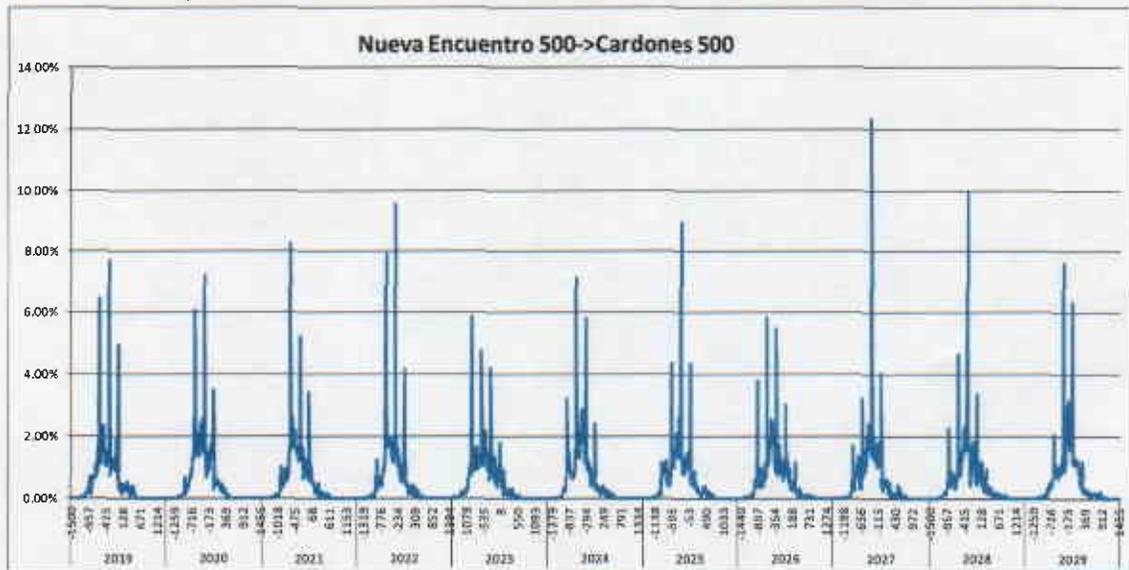


Figura 49: Flujos de Línea Maitencillo 500 kV - Cardones 500 kV Circuito I

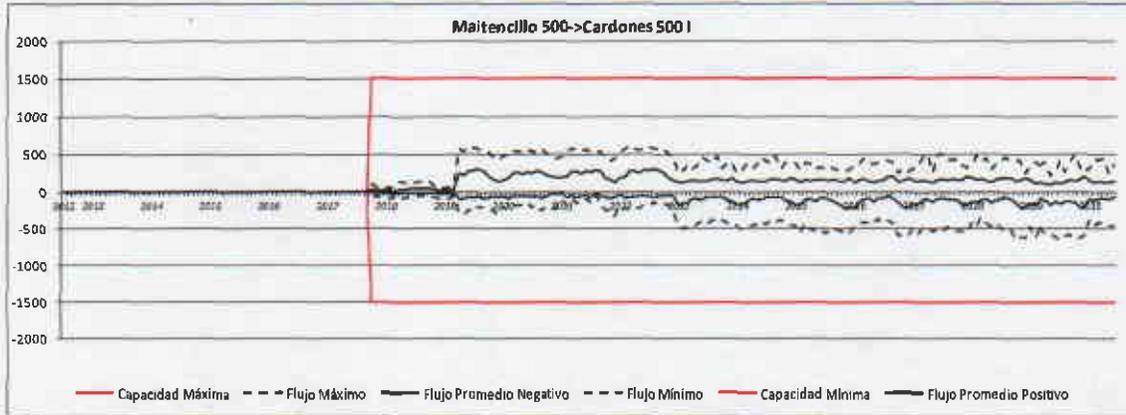


Figura 50: Histograma de Flujos de Línea Maitencillo 500 kV - Cardones 500 kV Circuito I

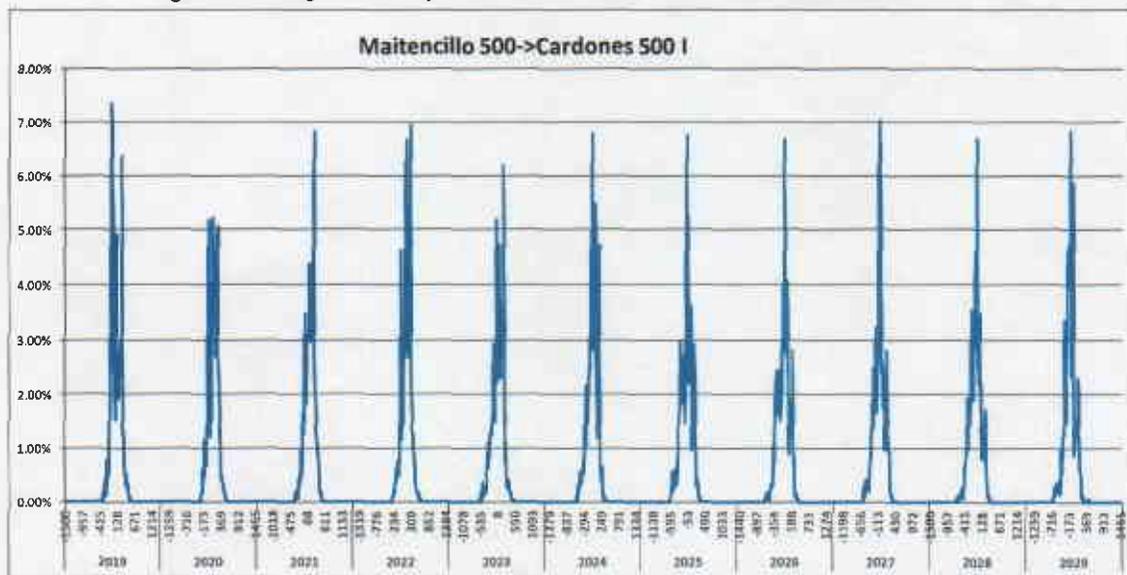


Figura 51: Flujos de Línea Maitencillo 500 kV - Cardones 500 kV Circuito II

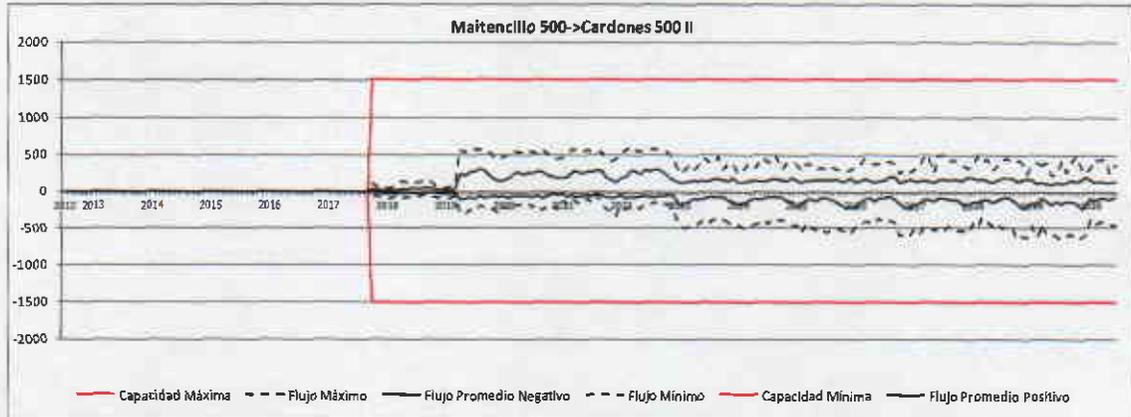
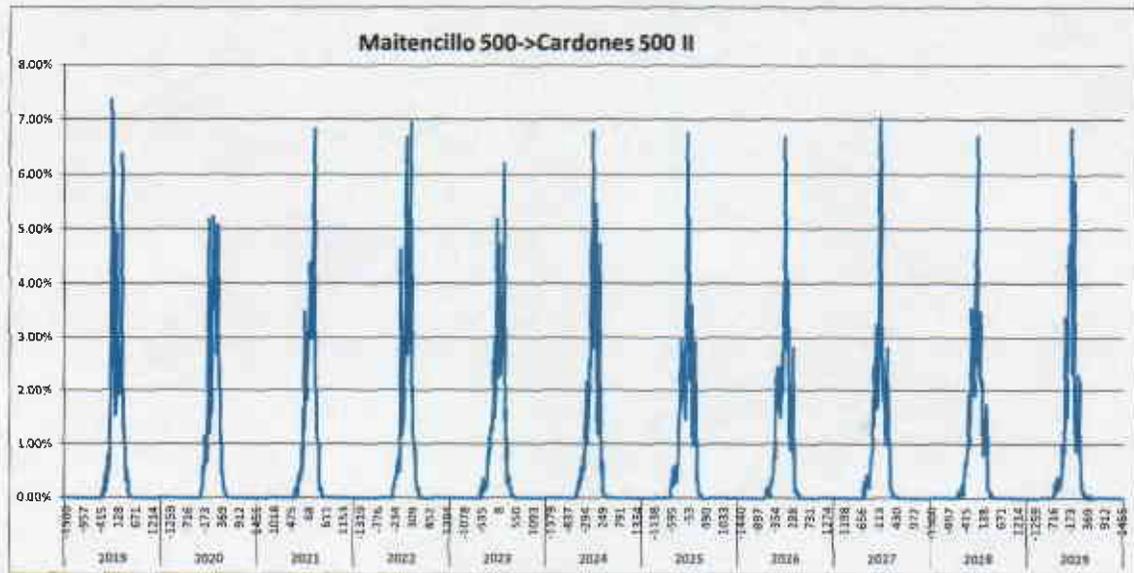


Figura 52: Histograma de Flujos de Línea Maitencillo 500 kV - Cardones 500 kV Circuito II



10.3.2 Escenario SING II - SIC III

Figura 53: Flujos de Línea Nueva Encuentro 500 kV - Cardones 500 kV

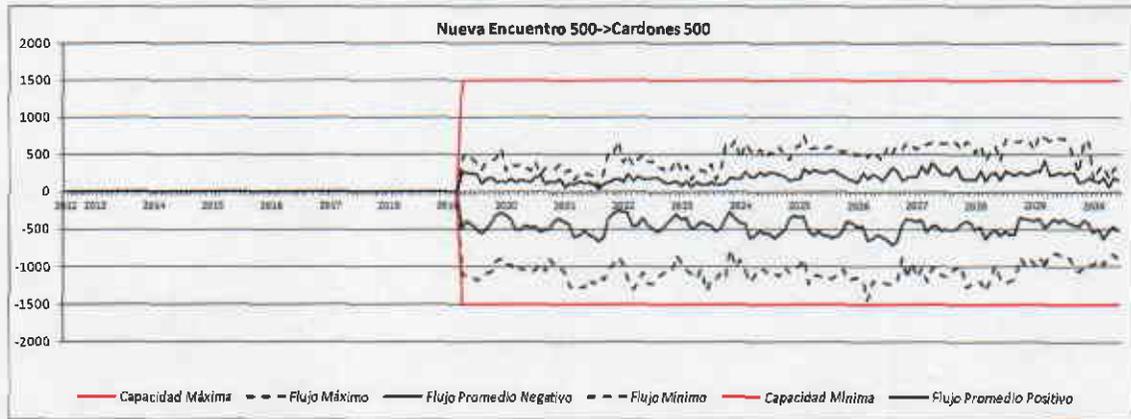


Figura 54: Histograma de Flujos de Línea Nueva Encuentro 500 kV - Cardones 500 kV

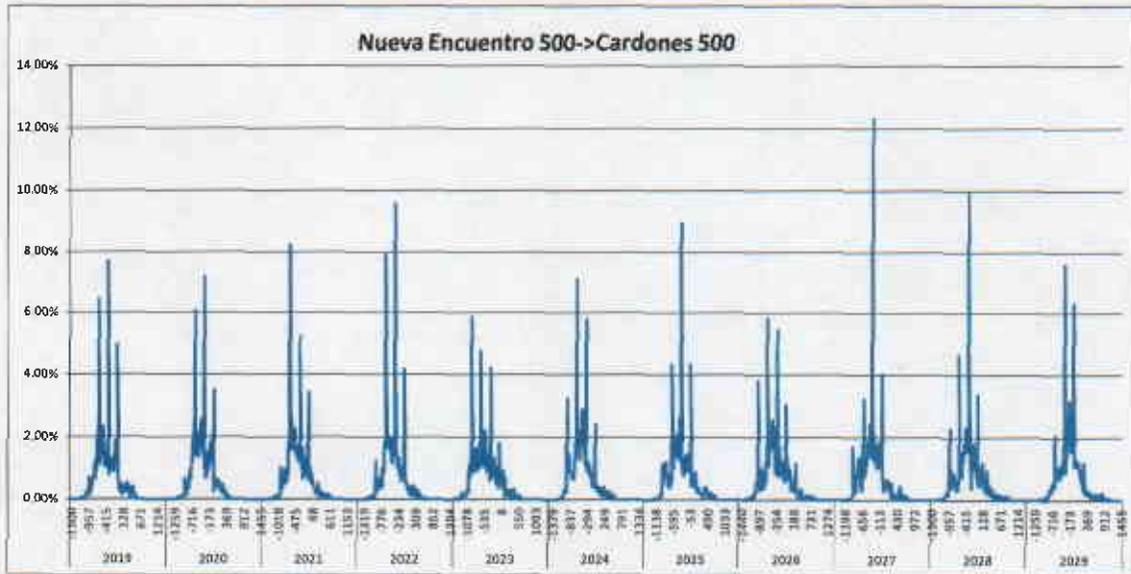


Figura 55: Flujos de Línea Maitencillo 500 kV - Cardones 500 kV Circuito I

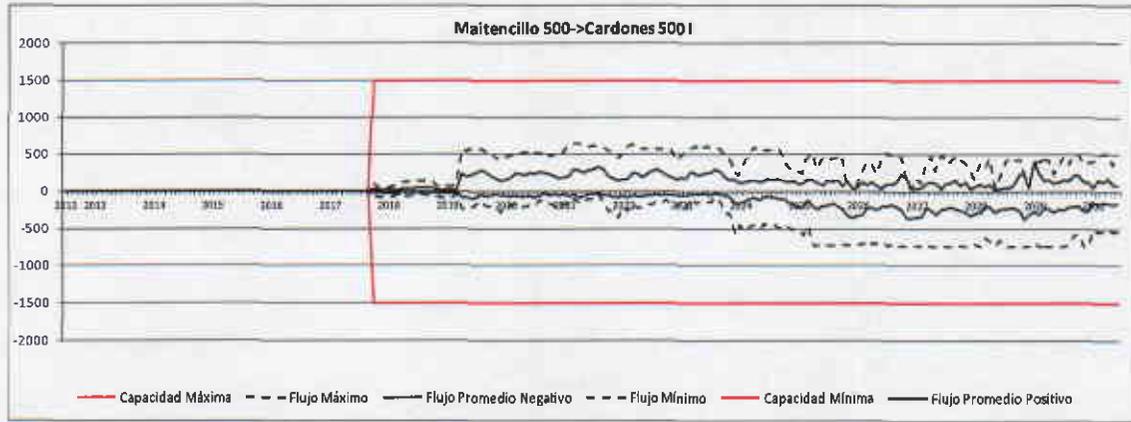


Figura 56: Histograma de Flujos de Línea Maitencillo 500 kV - Cardones 500 kV Circuito I

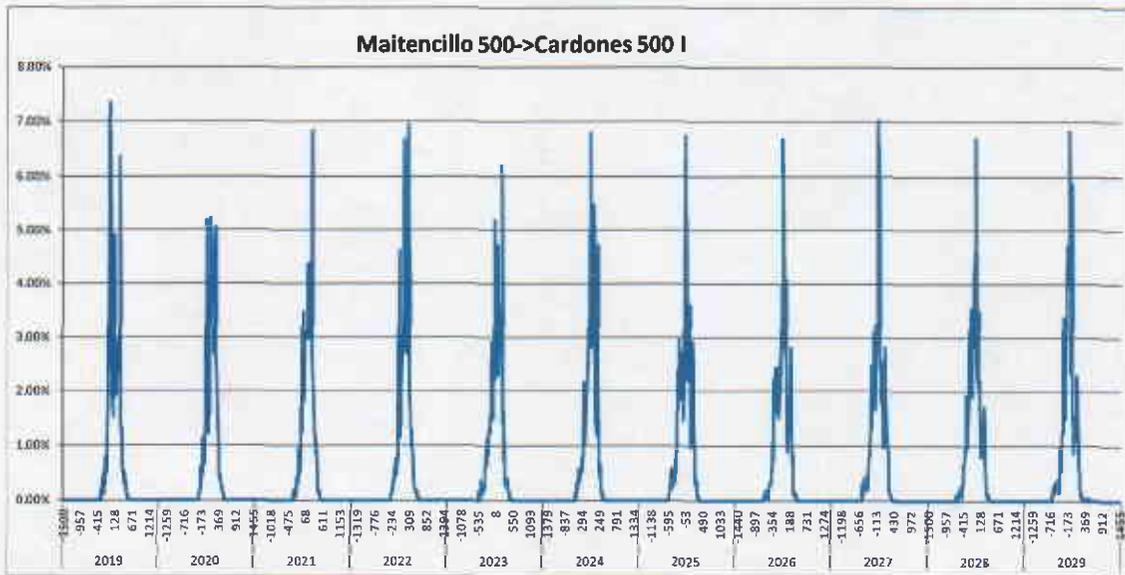


Figura 57: Flujos de Línea Maitencillo 500 kV - Cardones 500 kV Circuito II

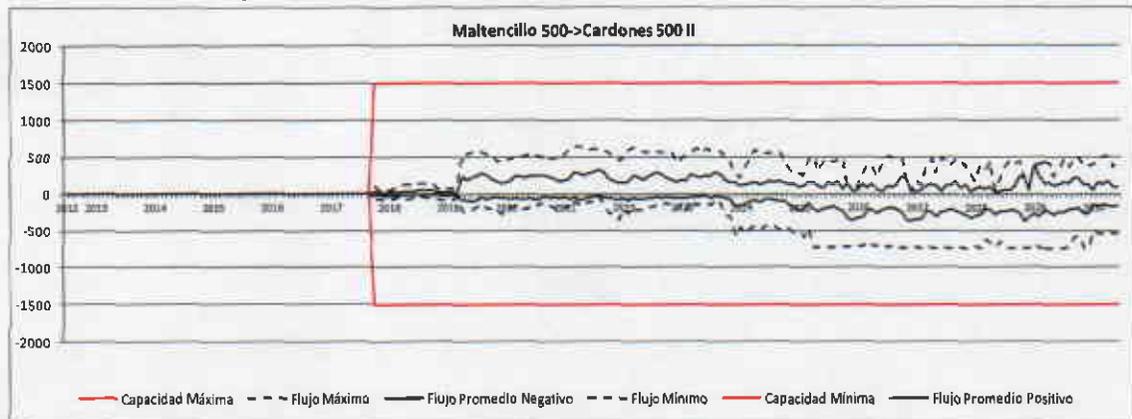
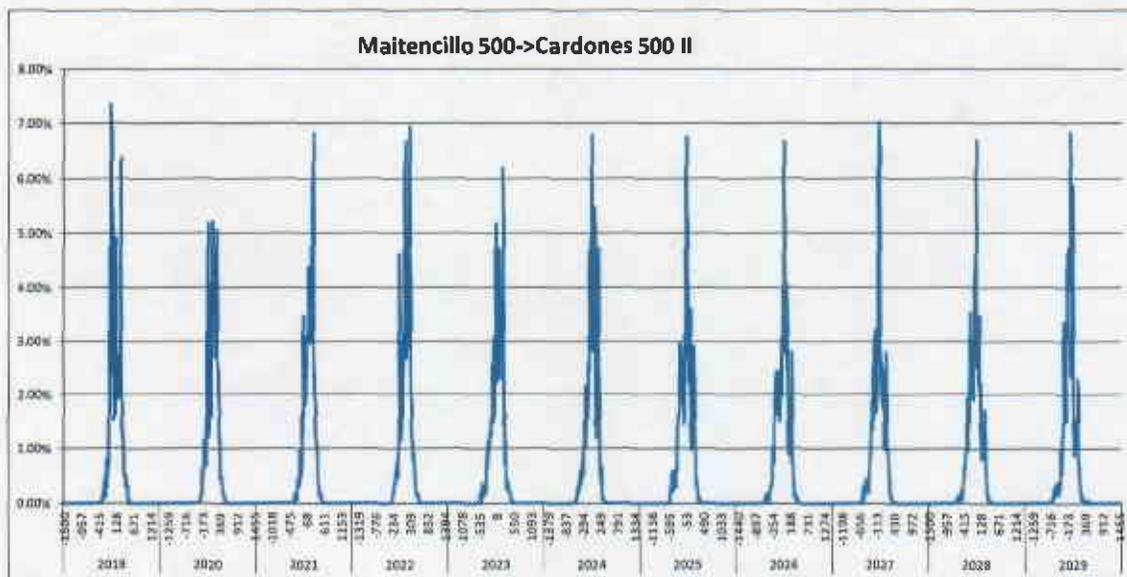


Figura 58: Histograma de Flujos de Línea Maitencillo 500 kV - Cardones 500 kV Circuito II



#### **10.4 PROPUESTA TECNOLÓGICA HVDC**

En relación a la consideración de la tecnología de corriente continua HVDC por sobre la alternativa de un enlace en corriente alterna para el proyecto de interconexión del SIC - SING, es de relevancia señalar que la tecnología en HVDC presenta ventajas técnicas y de seguridad para la interconexión de sistemas eléctricos con las características actuales y futuras que poseen el SIC y el SING. Una línea de interconexión en HVDC permite una transferencia asincrónica entre los sistemas, lo que permite que una perturbación que afecte a uno de los sistemas, tales como fallas o salida intempestiva de generación o demanda, se vea atenuada en términos de su efecto y que su impacto sea menor en el otro sistema, en comparación a si estuvieran conectados mediante líneas en HVAC. Adicionalmente, permite el control de la transferencia por el tramo lo cual agrega flexibilidad a la operación del sistema. De acuerdo a análisis y a antecedentes consultados por esta Comisión, la experiencia internacional sobre la materia muestran que una interconexión en HVDC permite un control diferenciado de reserva primaria, secundaria y límites de variación de la frecuencia por condiciones de operación, distintos entre los sistemas interconectados, permitiendo un mejor desempeño transitorio y dinámico de los sistemas, entre otras ventajas operativas de ese tipo de instalaciones.

Por tal motivo, esta Comisión ha optado por la opción en HVDC para la interconexión entre los sistemas SIC y SING.

#### **10.5 EVALUACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN**

Para la determinación del valor residual se supuso al final del horizonte un valor determinado como la última anualidad a perpetuidad.

Para el caso de la interconexión en HVDC de 1500 MW entre las subestaciones Cardones - Nueva Encuentro, se consideró un esquema de bipolo con retorno metálico con un costo de 850 millones de US\$ de inversión.

Para la estimación del costo de inversión y de operación, mantenimiento y administración de la línea en corriente continua y las estaciones convertidoras, la Comisión ha utilizado información provista por especialistas nacionales en definición y evaluación de proyectos de transmisión y por una empresa internacional con vasta experiencia en proyectos y operación de sistemas de corriente continua.

Los costos de inversión, de operación, mantenimiento y administración de la línea en corriente continua y las estaciones convertidoras referenciales para la línea de inversión se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 38:** Costo de inversión y de operación, mantenimiento y administración para interconexión SIC-SING [MMUS\$]

Ítem	Valor de Inversión Referencial Millones US\$
Línea de Transmisión en HVDC con retorno metálico	265
<b>Estación Convertora</b>	
Válvulas de tiristores y sistema de enfriamiento	129
Transformadores convertidores	129
Patio CC y filtros	35
Patio CA y filtros	50
Control, protecciones y comunicaciones	47
Obras civiles y mecánicas y trabajos	82
Servicios Auxiliares	15
Ingeniería y administración	98
<b>Total Estaciones Convertoras</b>	<b>585</b>
<b>Total Línea de Transmisión y Estaciones Convertoras</b>	<b>850</b>
<b>Costo anual de operación, mantenimiento y administración</b>	<b>12,5</b>

## 10.6 ENTRADA EN OPERACIÓN

Para la evaluación de la interconexión, se consideró que el proyecto entraría en operación, luego de 54 meses a partir de su Adjudicación

## 10.7 VALOR DE INVERSIÓN (V.I.) Y COSTO DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (COMA) REFERENCIALES

Para la determinación del VATT de la línea de interconexión y las estaciones convertoras se utiliza una tasa del 10% y una vida útil de 40 años. Con los parámetros anteriores, los valores de V.I. referencial y COMA referencial se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 39:** V.I. Referencial y COMA Referencial para proyecto de interconexión SIC-SING [MMUS\$]

Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	V.I. Referencial millones US\$	COMA Referencial millones US\$	VATT Referencial millones US\$
Jul-19(*)	54 meses	Nueva Línea Interconexión SIC-SING HVDC ±500 kV	850	12,5	99,42

La fecha estimada de puesta en servicio de la interconexión de los sistemas es para fines de junio del 2019 y considera un plazo de 24 meses para el proceso administrativo y de licitación, que va desde la emisión del presente documento hasta la adjudicación de la obra.

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

En razón de la importancia de esta obra para el País, esta Comisión comenzará a trabajar desde ya en la elaboración de los documentos de la licitación en función de acortar los plazos administrativos del proceso.

De esta forma el VI referencial del proyecto es de 850 millones de dólares en moneda de los Estados Unidos de América, con una anualidad del V.I. de 86,92 millones de dólares en moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 12,5 millones de dólares en moneda de los Estados Unidos de América.

**10.7.1 Evaluación de la Inclusión del Proyecto**

Para la evaluación de la inclusión del proyecto, se procedió a comparar los costos de inversión tanto en generación como transmisión, junto con los costos de operación y falla esperados en los escenarios con interconexión y sin ella.

Los cuadros siguientes muestran los costos mencionados para los casos indicados considerando los sistemas interconectados.

**Tabla 40:** Valor Presente de los costos de inversión en generación y transmisión en SING-SIC [MMUS\$].

Valor Presente millones US\$	SING II-SIC II	SING II-SIC III	Diferencia
Generación	14.876	16.910	-2.034
Transmisión	1.130	1.432	-302
<b>Total</b>	<b>16.006</b>	<b>18.342</b>	<b>-2.336</b>

**Tabla 41:** Costos en Valor Presente de los costos de inversión y operación en SING-SIC [MMUS\$].

Valor Presente millones US\$	SING II-SIC II	SING II-SIC III	Diferencia
Costos de Inversión	14.876	16.910	-2.034
Costos Operación	33.064	31.877	1.187
<b>Costo Total</b>	<b>47.940</b>	<b>48.787</b>	<b>-847</b>

En este caso se puede observar que el plan de obras denominado SING II-SIC II resulta más económico. Así mismo se aprecia que en el caso SING II-SIC III los costos de inversión, tanto en generación como en transmisión, son mayores que los costos del caso SING II-SIC II. Adicionalmente el caso SING II-SIC III incorpora un sistema de transmisión entre las S/E Charrúa y Puerto Montt de 2x1500 MVA en 500 kV que permite evacuar la generación de la zona sur del País.

**Tabla 42:** Comparación de Costos en valor presente de los costos de inversión y operación en SING-SIC [MMUS\$]

Valor presente en millones de US\$												
Sistema	Costo Operación			Inversión Generación			Inversión Transmisión				Total	Diferencias
	SIC	SING	SIC-SING	SIC	SING	SIC-SING	SIC	SING	Línea Inter.	SIC-SING		
SING II-SIC II S/nt	19.965	13.606	33.571	10.106	4.942	15.048	418	207	-	625	49.244	-175

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
**Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE**

SING II-SIC II C/Int	-	-	33.064	10.148	4.728	14.876	418	183	529	1.130	49.070	
SING II-SIC III S/Int	19.115	13.606	32.721	12.017	4.942	16.959	711	207		918	50.598	-379
SING II-SIC III C/Int			31.877	12.182	4.728	16.910	720	183	529	1.432	50.219	

De la tabla anterior se aprecia que la interconexión SIC - SING presenta un menor costo de inversión, operación y falla en valor presente de 175 millones de US\$ y 379 Millones de US\$ para los casos con interconexión estudiados.

## 11 ANEXO 1: PRESUPUESTOS

En el caso de las obras de ampliación, para su presupuesto se consideró un valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

Para el caso del cálculo de los Intereses Intercalarios, se consideró una tasa mensual de 0,6%. Para las obras propuestas se realizaron algunos ajustes en los presupuestos presentados, en consideración a los siguientes criterios:

- Inclusión de contingencias, sobre los costos directos del EPC;
- Inclusión de intereses intercalarios;

En virtud de las consideraciones señaladas, se obtuvo los siguientes presupuestos:

<b>Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>4.274</b>
1.1	Ingeniería	474
1.2	Instalación de Faenas	168
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	3.633
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>1.966</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	598
2.2	Inspección técnica de obra	385
2.3	Utilidades del contratista	427
2.1	Contingencias	556
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>6.240</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>423</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>250</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>6.912</b>

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

<b>Ampliación S/E Cardones 220 kV</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>1.562</b>
1.1	Ingeniería	278
1.2	Instalación de Faenas	111
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	1.173
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>695</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	219
2.2	Inspección técnica de obra	141
2.3	Utilidades del contratista	156
2.1	Contingencias	180
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>2.258</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>91</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>90</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>2.438</b>

<b>Ampliación S/E Maitencillo 220 kV</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>2.378</b>
1.1	Ingeniería	423
1.2	Instalación de Faenas	169
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	1.786
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>1.058</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	333
2.2	Inspección técnica de obra	214
2.3	Utilidades del contratista	238
2.1	Contingencias	274
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>3.437</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>138</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>137</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>3.712</b>

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

<b>Ampliación S/E Pan de Azúcar 220 kV</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>1.467</b>
1.1	Ingeniería	261
1.2	Instalación de Faenas	104
1.3	Suministros, Obras Cíviles, Faenas	1.101
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>653</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	205
2.2	Inspección técnica de obra	132
2.3	Utilidades del contratista	147
2.1	Contingencias	169
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>2.119</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>85</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>85</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>2.289</b>

<b>Ampliación S/E Las Palmas 220 kV</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>2.527</b>
1.1	Ingeniería	380
1.2	Instalación de Faenas	143
1.3	Suministros, Obras Cíviles, Faenas	2.003
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>1.137</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	354
2.2	Inspección técnica de obra	227
2.3	Utilidades del contratista	253
2.1	Contingencias	303
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>3.664</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>183</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>147</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>3.994</b>

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

<b>Ampliación S/E Polpaico 500 kV y cambio interruptor paño acoplador 52JR</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>6.193</b>
1.1	Ingeniería	738
1.2	Instalación de Faenas	295
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	6.159
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>2.818</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	867
2.2	Inspección técnica de obra	557
2.3	Utilidades del contratista	619
2.1	Contingencias	774
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>9.011</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>441</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>360</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>9.812</b>

<b>Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>1.921</b>
1.1	Ingeniería	361
1.2	Instalación de Faenas	144
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	1.415
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>847</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	269
2.2	Inspección técnica de obra	173
2.3	Utilidades del contratista	192
2.1	Contingencias	213
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>2.768</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>143</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>111</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>3.021</b>

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

<b>Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>1.747</b>
1.1	Ingeniería	87
1.2	Instalación de Faenas	119
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	1.541
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>807</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	245
2.2	Inspección técnica de obra	157
2.3	Utilidades del contratista	175
2.1	Contingencias	231
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>2.554</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>170</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>102</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>2.826</b>

<b>Ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación de interruptor 52JS</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>3.229</b>
1.1	Ingeniería	337
1.2	Instalación de Faenas	114
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	2.778
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>1.485</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	452
2.2	Inspección técnica de obra	291
2.3	Utilidades del contratista	323
2.1	Contingencias	420
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>4.715</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>227</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>189</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>5.131</b>

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

<b>Ampliación S/E Ancoa 500 kV</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>393</b>
1.1	Ingeniería	13
1.2	Instalación de Faenas	5
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	375
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>188</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	55
2.2	Inspección técnica de obra	35
2.3	Utilidades del contratista	39
2.1	Contingencias	59
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>581</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>20</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>23</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>625</b>

<b>Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>9.142</b>
1.1	Ingeniería	867
1.2	Instalación de Faenas	347
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	7.929
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>4.205</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	1.280
2.2	Inspección técnica de obra	823
2.3	Utilidades del contratista	914
2.1	Contingencias	1.189
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>13.348</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>896</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>534</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>14.778</b>

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

<b>Ampliación S/E Ciruelos 220 kV</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>12.815</b>
1.1	Ingeniería	376
1.2	Instalación de Faenas	111
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	12.327
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>6.087</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	1.794
2.2	Inspección técnica de obra	1.153
2.3	Utilidades del contratista	1.282
2.1	Contingencias	1.858
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>18.903</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>1.208</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>756</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>20.867</b>

<b>Ampliación S/E Lagunas 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVAR y cambio TTCC paños J1 y J2.</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>3.277</b>
1.1	Ingeniería	401
1.2	Instalación de Faenas	189
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	2.687
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>1.484</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	459
2.2	Inspección técnica de obra	295
2.3	Utilidades del contratista	328
2.1	Contingencias	403
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>4.761</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>235</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>190</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>5.186</b>

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
 Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

<b>Ampliación S/E Encuentro 220 kV, aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC y trampa de onda paño J5 S/E Crucero.</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>3.868</b>
1.1	Ingeniería	500
1.2	Instalación de Faenas	372
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	2.996
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>1.727</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	542
2.2	Inspección técnica de obra	348
2.3	Utilidades del contratista	387
2.1	Contingencias	451
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>5.595</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>282</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>224</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>6.101</b>

<b>S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV</b>		<b>Miles US\$</b>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>7.276</b>
1.1	Ingeniería	562
1.2	Instalación de Faenas	300
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	6.415
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>3.362</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	1.019
2.2	Inspección técnica de obra	655
2.3	Utilidades del contratista	728
2.1	Contingencias	960
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>10.638</b>
<b>4</b>	<b>Intereses intercalarios</b>	<b>709</b>
<b>5</b>	<b>Costo Empresa</b>	<b>426</b>
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>11.773</b>

## 12 ANEXO 2: ANÁLISIS EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN TRONCAL

### 12.1 INTRODUCCIÓN

Los equipos de transformación en el sistema de transmisión troncal, permiten la transferencia de los bloques de energía provenientes o desde el sistema de 500 kV actualmente existente, siendo parte de los tramos relevantes del sistema de transmisión. Por ello, se realiza un análisis de los niveles de transferencia que se visualizan para los tramos en cuestión y en que niveles se podrían presentar problemas sistémicos ante la pérdida de los tramos. A continuación se presenta el análisis realizado.

### 12.2 ANTECEDENTES

A continuación se presentan las capacidades de los transformadores Charrúa, Ancoa, Alto Jahuel, y Polpaico utilizadas en el presente análisis.

Tabla 43: Capacidades de Transformadores Troncales.

Transformador	Capacidad Nominal [MVA]	Capacidad Máxima con Refrigeración Forzada [MVA]
Polpaico 525/220 kV N°1	510	750
Polpaico 525/220 kV N°2	510	750
Alto Jahuel 525/230/66 kV N°1	510	750
Alto Jahuel 525/230/66 kV N°2	510	750
Ancoa 525/220 kV N°1	510	750
Ancoa 525/220 kV N°2	510	750
Charrúa 525/230/66 kV N°1	510	750
Charrúa 525/230/66 kV N°2	510	750
Charrúa 525/230/66 kV N°3	510	750

Se considera como Límite de Sobrecarga Admisible de Corta Duración (10 minutos) una capacidad de 970 MVA para cada conjunto de transformación, para efectos de los análisis a realizar.

### 12.3 METODOLOGÍA

Se han tenido en consideración como supuestos para el presente análisis que los equipos de transformación pueden admitir una sobrecarga máxima de corta duración (de aproximadamente 10 minutos) del orden del 29%, lo cual hace suponer que valores superiores de sobrecarga o transferencia originarían la salida por protección de sobrecarga de los equipos sanos restantes, lo que conllevaría a perder todo el tramo de transformación. También se considera que el Sistema Interconectado Central posee una capacidad de reserva secundaria cercana a los 400 MW, este monto incide en la necesidad de redespacho para disminuir las transferencias de 970 MW a 750 MW en los transformadores sanos, en caso de falla de algún banco de transformación. Otro punto relevante en el análisis, es que debe ser complementado con la distribución de frecuencias de los

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

flujos por estos elementos así como la probabilidad de excedencia para los años de interés, con el fin de evidenciar su utilización y eventual necesidad de expansión.

De esta forma, el análisis se situó justo antes del ingreso de la nueva transformación con la finalidad de representar en la situación previa, una falla que elimine por completo la transformación 500/220 kV de la S/E, verificando si dicha condición significa una situación relevante para el sistema.

#### **12.4 ANÁLISIS**

Se analizó, para los transformadores existentes en el sistema troncal, el impacto que tendría el desprendimiento o salida de los tramos de transformación y las posibles consecuencias que esto podría tener sobre el sistema, tales como inestabilidades, colapsos u otras desconexiones intempestivas de unidades de generación.

Las subestaciones evaluadas fueron las siguientes:

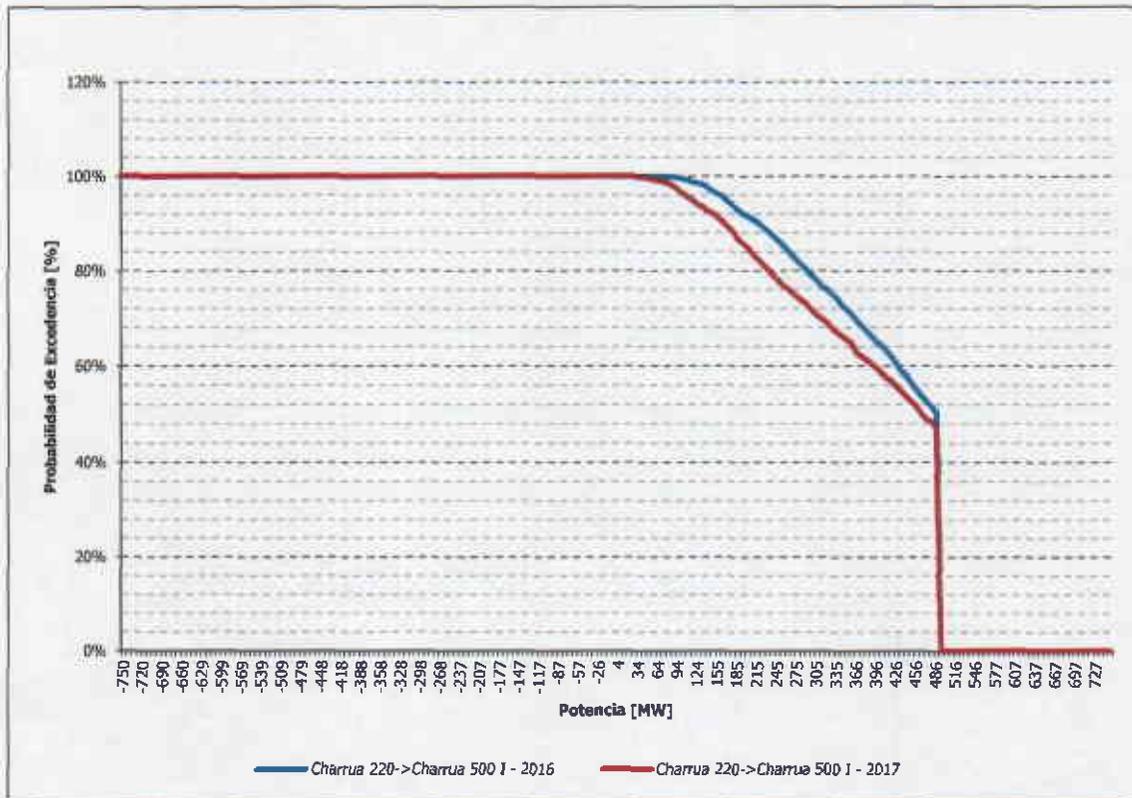
- Transformación Charrúa
- Transformación Ancoa
- Transformación Alto Jahuel
- Transformación Polpaico
- Transformación Nueva Cardones
- Transformación Nueva Maitencillo
- Transformación Nueva Pan de Azúcar

El análisis fue desarrollado en el año 2017, demanda alta, justo antes del eventual ingreso de un cuarto equipo Charrúa y de un tercer equipo en Alto Jahuel. En el estudio de necesidad para el nuevo sistema de 500 kV, el análisis se ubicó en el año 2022, y demanda alta.

### 12.4.1 Análisis Transformación Charrúa.

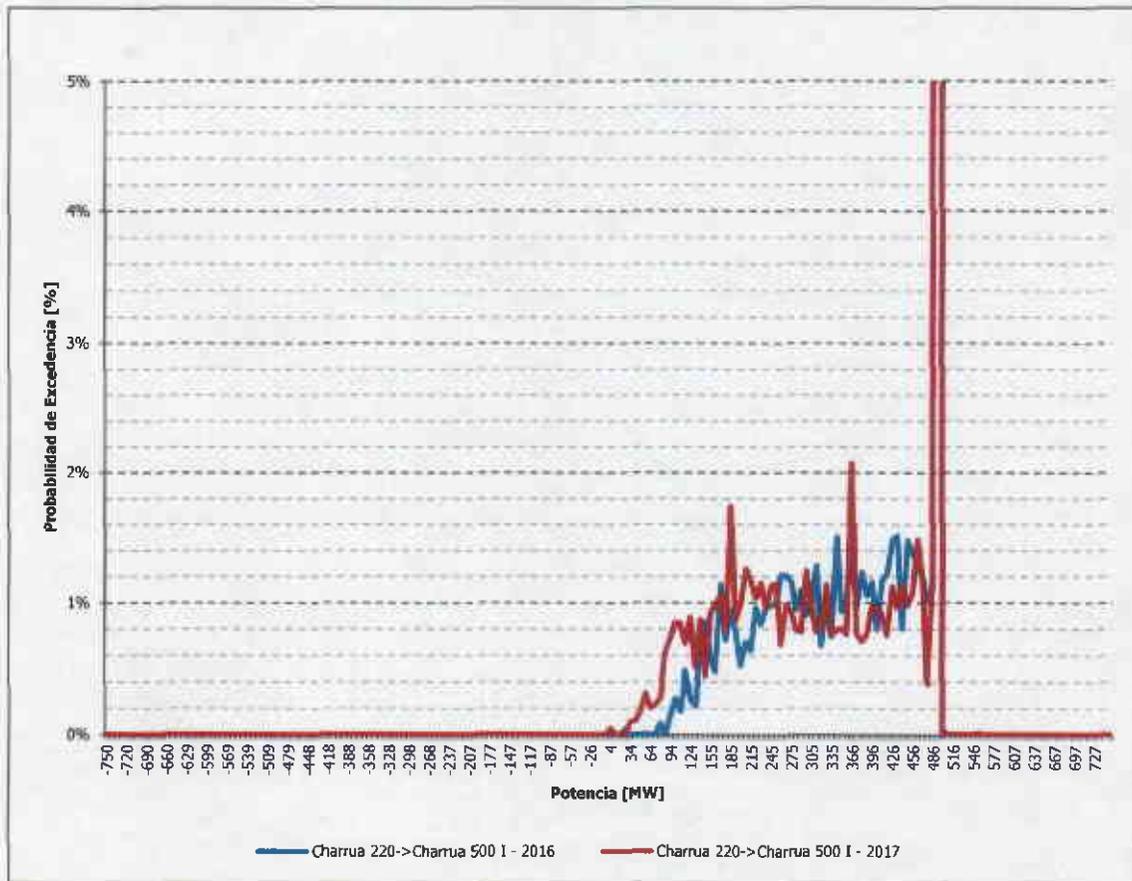
A continuación se presenta la probabilidad de excedencia para el transformador N°1 525/230/66 de la S/E Charrúa para los años 2016 y 2017. Se extrae de la gráfica que los flujos circulan de 220 kV a 500 kV el 100% del tiempo, y existe una probabilidad cercana al 50% de que los flujos superen los 500 MW de potencia.

Figura 59: Probabilidad de Excedencia Charrúa 500/220 kV N°1



La siguiente gráfica presenta la función de distribución de frecuencias acumulada para este tramo, donde se aprecia que los flujos se distribuyen mayoritariamente entre los 200 y 450 MW para los años 2016 y 2017.

Figura 60: Función de distribución de frecuencia acumulada Charrúa 500/220 kV N°1



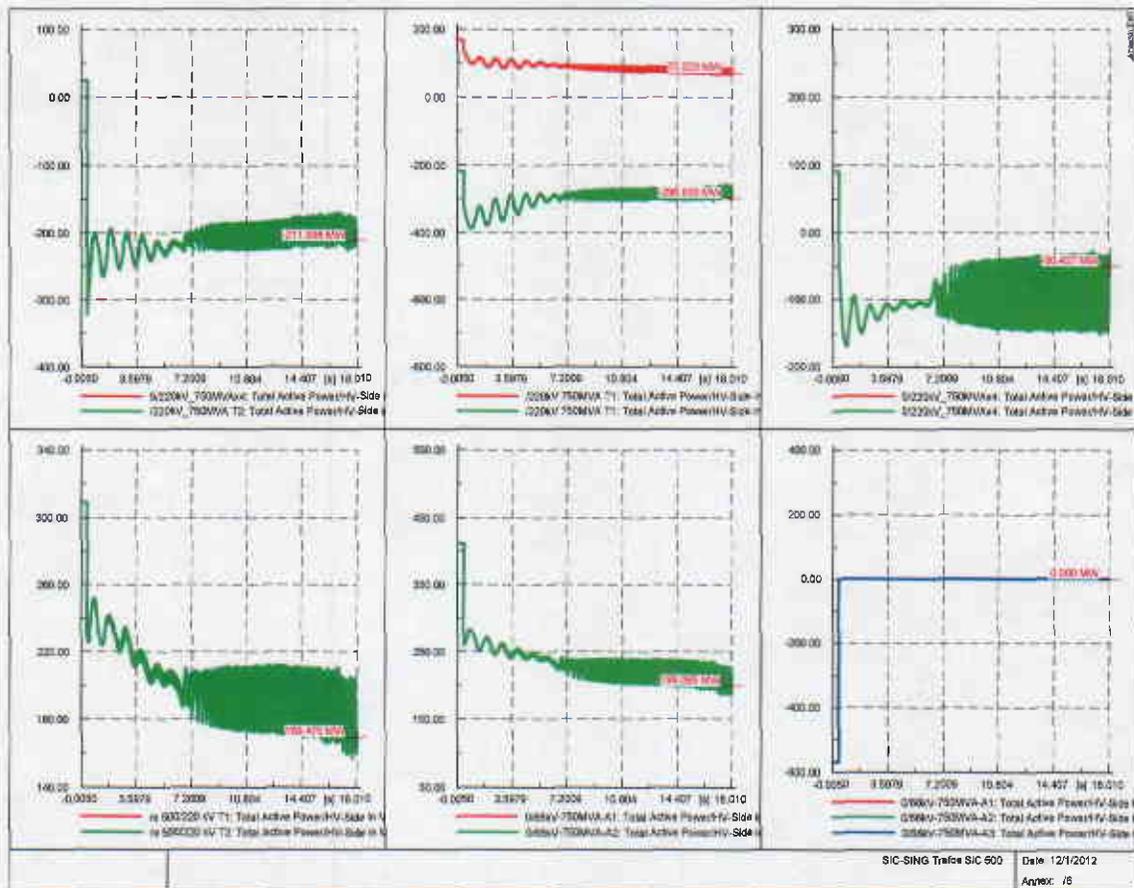
La siguiente tabla presenta la utilización media anual de los transformadores Charrúa 500/220 kV. Hasta antes del ingreso del 4<sup>to</sup> transformador, la utilización media de los tres equipos corresponde a un 55%, lo que equivale a 412 [MVA], dejando una holgura en cada transformador de 180 [MVA] aproximadamente.

Tabla 44: Factor de utilización anual de los transformadores de S/E Charrúa 500/220 kV

Transformador	2012	2013	2014	2015	2016
Charrúa 220-> Charrúa 500 I	65%	53%	50%	52%	55%
Charrúa 220-> Charrúa 500 II	65%	53%	50%	52%	55%
Charrúa 220-> Charrúa 500 III		51%	50%	52%	55%

A continuación se presentan las simulaciones en DlgSILENT. Estas simulaciones consideran como condición inicial una utilización de los transformadores de Charrúa en el 80% (600 MW aproximadamente), con el fin de establecer la condición de mayor stress permitida, donde ante falla se pierde la totalidad de la transformación en Charrúa.

Figura 61: Flujos en Transformadores Troncales



Se aprecia de la figura que el sistema no soporta la pérdida de un equipo de transformación, al nivel de transferencia dado, ocasionándose fuertes oscilaciones no amortiguadas, lo que finalmente derivaría en un Black-Out en el SIC.

Figura 62: Tensiones en barras de 500 kV y 220 kV

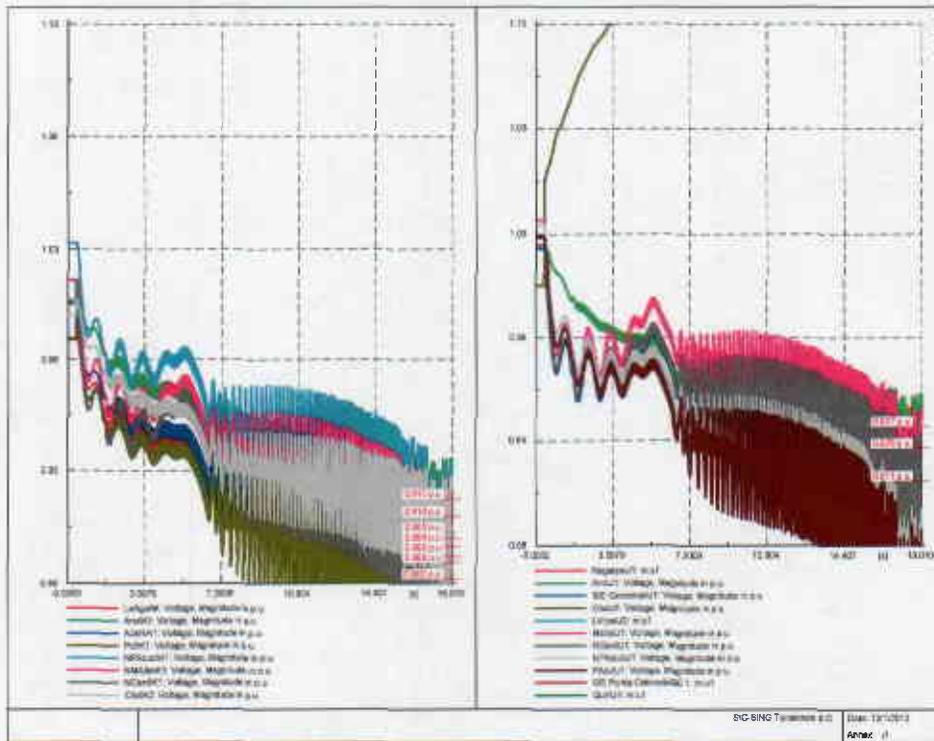


Figura 63: Frecuencia en barras de 500kV y 220 kV

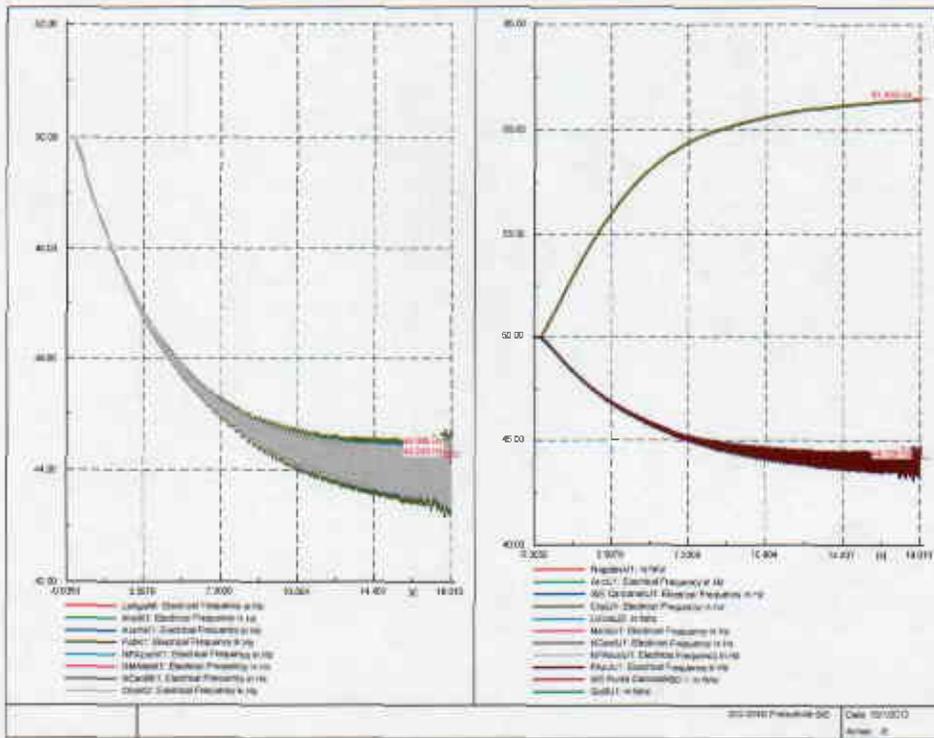
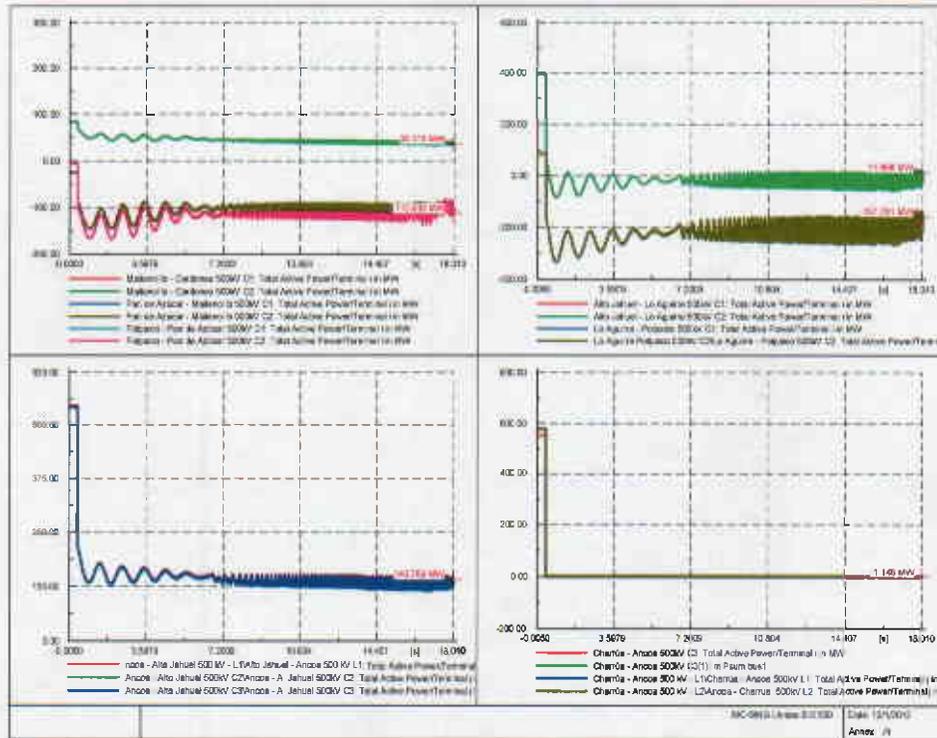


Figura 64: Flujos por Líneas de 500 kV

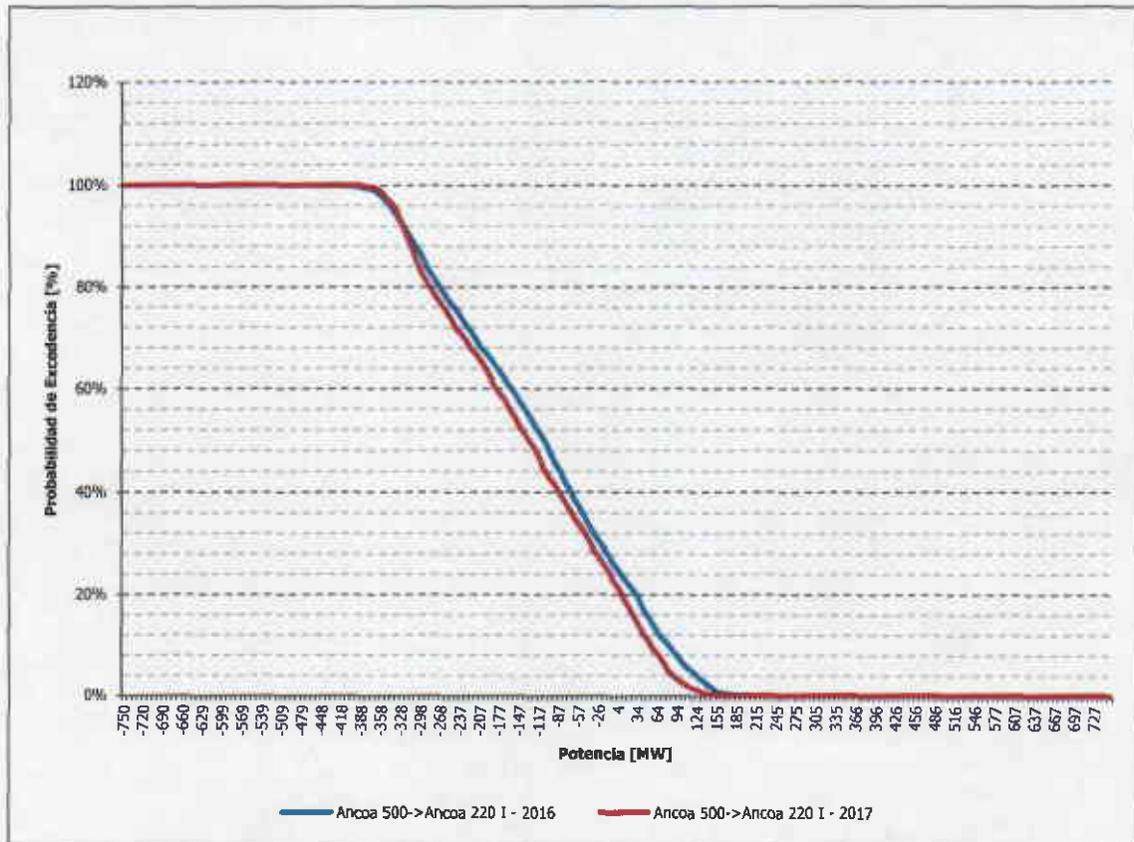


Del análisis realizado se puede concluir que si el sistema opera con mayores transferencias en el tramo en cuestión a las consideradas o de no poder tomar acciones luego del tiempo considerado para redespachar, el sistema perderá el enlace 220/500 kV lo que lo llevaría a una pérdida prácticamente total del SIC. Lo anterior permite suponer que el tramo operaría restringido para evitar mayores pérdidas ante contingencias.

### 12.4.2 Análisis transformación S/E Ancoa

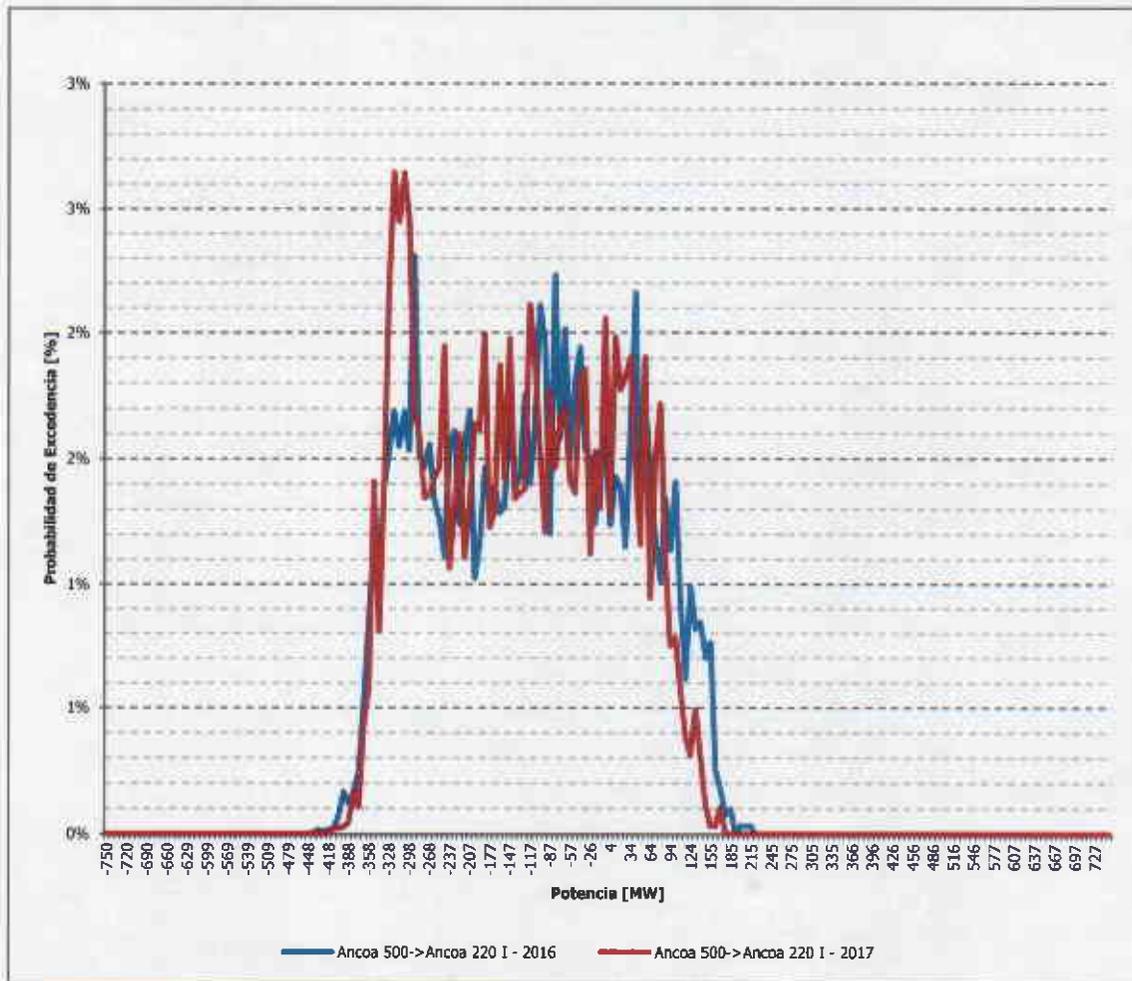
A continuación se presenta la probabilidad de excedencia para el transformador N°1 525/220 kV de la S/E Ancoa para los años 2016 y 2017. Se extrae de la gráfica que los flujos circulan de 500 a 220 kV prácticamente el 100% del tiempo, y existe una probabilidad menor al 5% de que los flujos superen los 350 MW de potencia.

Figura 65: Probabilidad de excedencia Transformador N° 1 S/E Ancoa



La siguiente gráfica presenta función de distribución de frecuencias acumulada para este tramo, donde se aprecia que los flujos se distribuyen mayoritariamente entre los -400 y 150 MW para los años 2016 y 2017.

Figura 66: Función de distribución de frecuencia acumulada Transformador N°1 S/E Ancoa



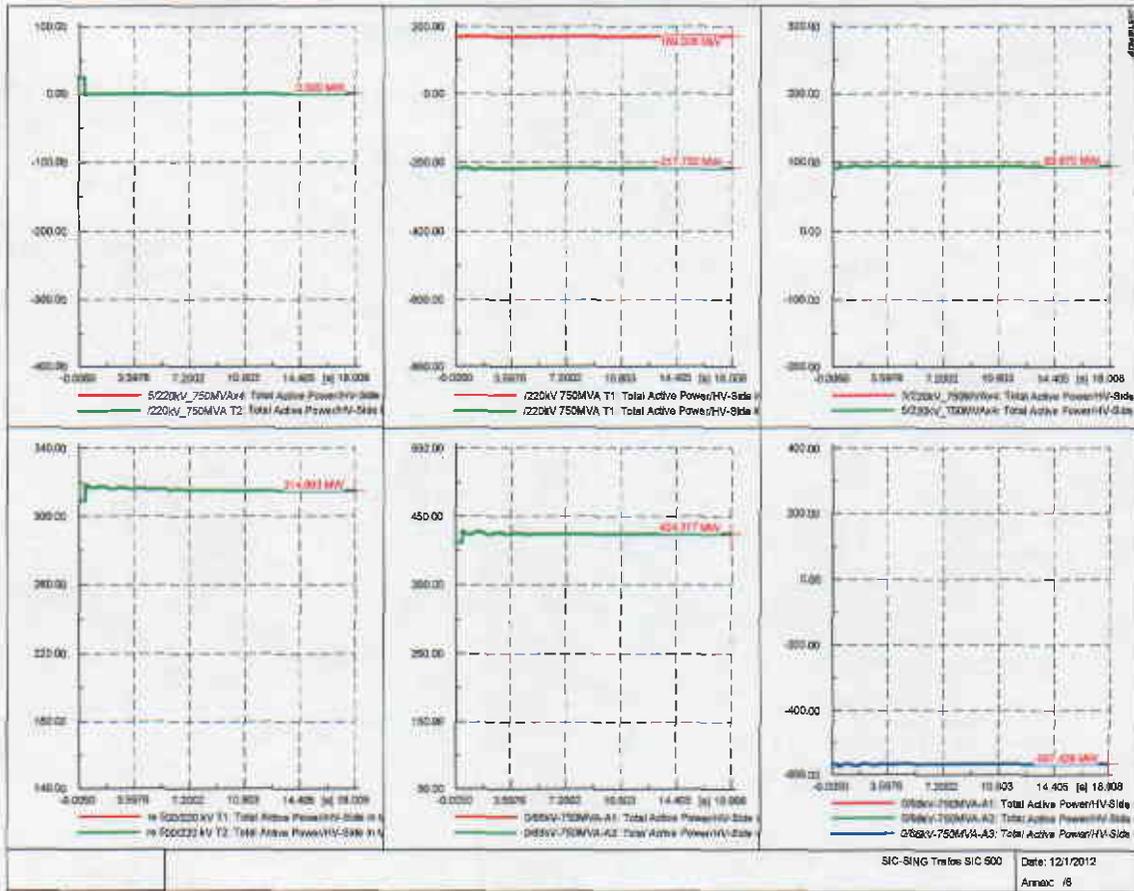
El plan de obras desarrollado no considera un 3er banco de transformación en Ancoa. La utilización de este transformador para el horizonte de decisión se presenta a continuación.

Tabla 45: Factor de Utilización Transformadores S/E Ancoa

Transformador	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ancoa 500 / 220 I	38%	45%	46%	37%	20%	21%	24%	22%	25%
Ancoa 500 / 220 II				11%	20%	21%	24%	22%	25%

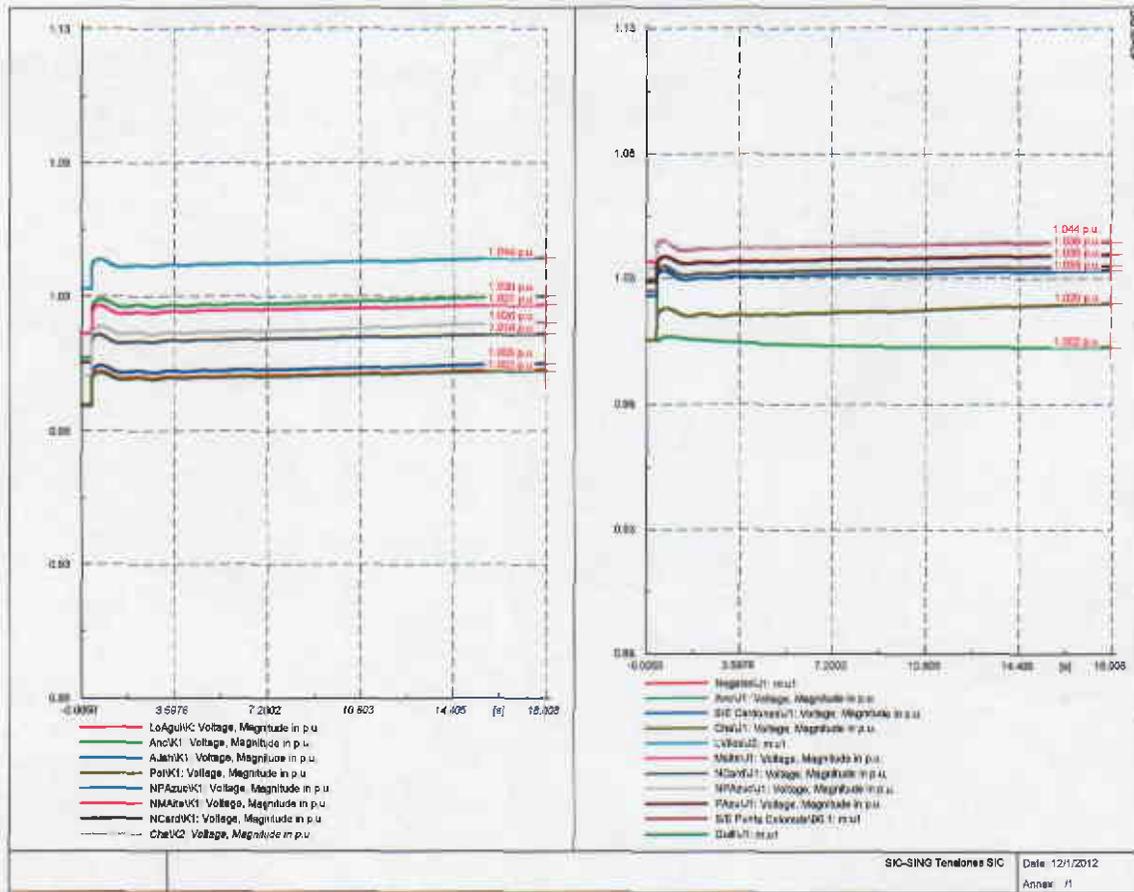
Se aprecia de la tabla que la transformación en Ancoa resultaría suficiente. Sin perjuicio de lo anterior, se simuló en DigSILENT la salida intempestiva de la transformación para analizar su impacto sistémico. Es importante notar que se considera el despacho máximo de las centrales ubicadas en Ancoa 220 kV, así como las correspondientes al sistema de Colbún, con el fin de simular una condición extrema.

Figura 67: Flujos por transformadores troncales



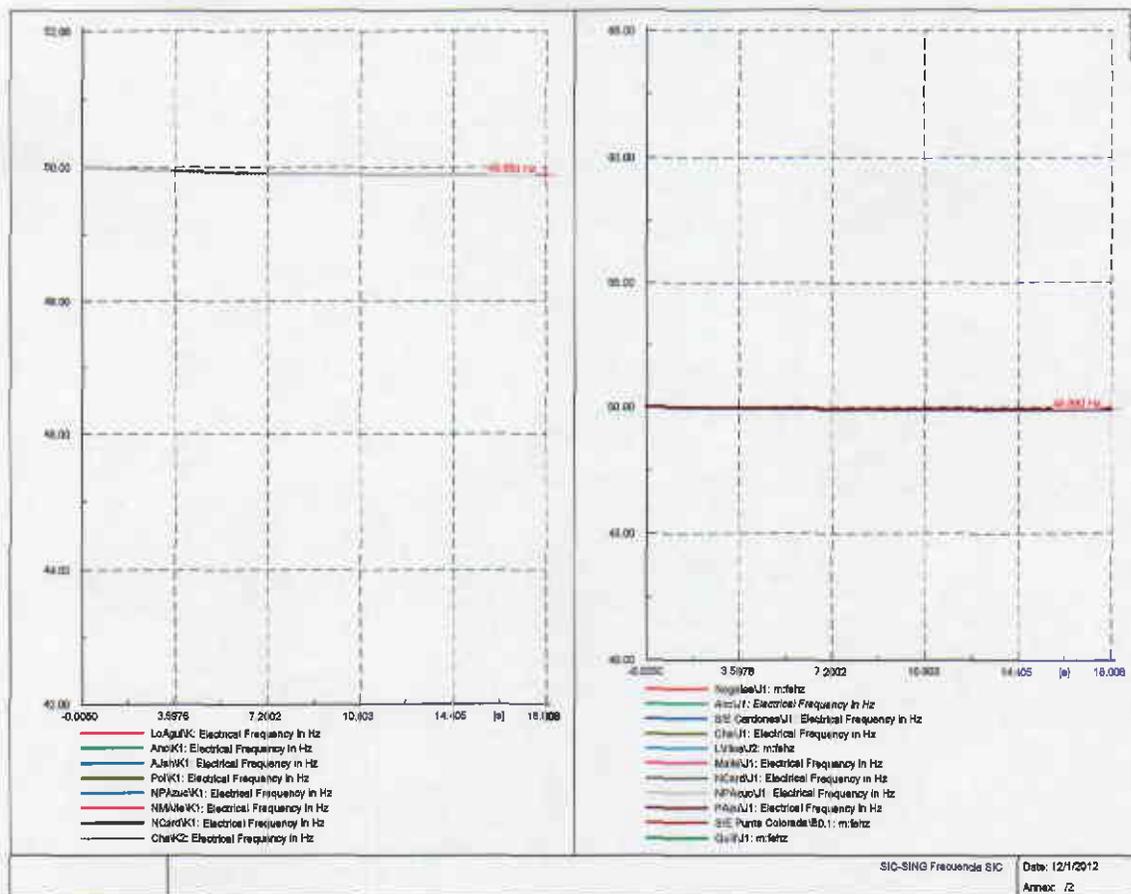
Se aprecian aumentos considerables en los flujos para los transformadores al norte de Ancoa. En particular existen aumentos en los flujos de los transformadores de Lo Aguirre, Alto Jahuel, y Polpaico. Del mismo modo, existen aumentos por el sistema de 220 kV de Colbún, pero estos no sobrepasan el límite N-1, alcanzando una carga del 34% aproximadamente.

Figura 68: Tensiones en barras de 500 y 220 kV



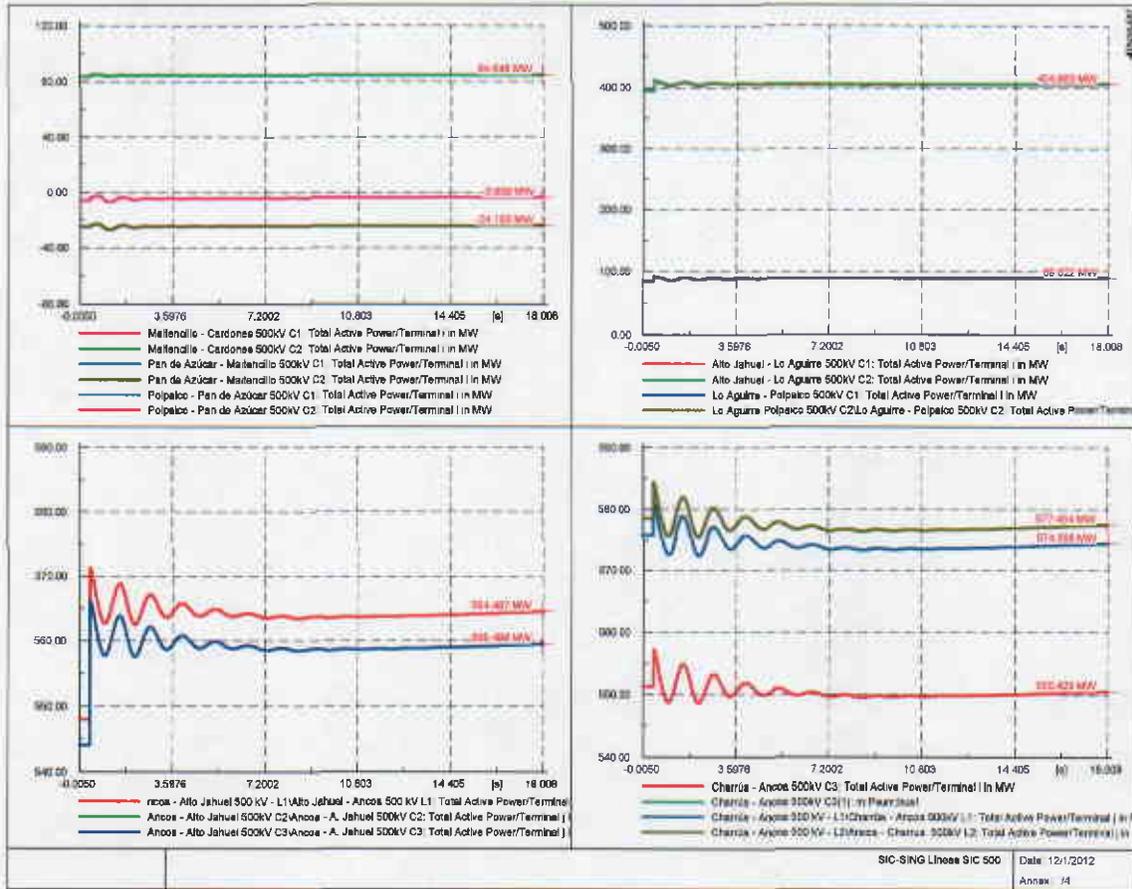
Las tensiones se ven prácticamente estables ante la pérdida de la transformación en Anco. Sin embargo, la barra de Nueva Pan de Azúcar se encuentra por sobre 1,03 pu según establece la normativa. Esta condición sería abordable ajustando un despacho de reactivos mediante los distintos recursos de compensación existentes en la zona.

Figura 69: Frecuencias en barras de 500 y 220 kV



El comportamiento de la frecuencia en el sistema tiende a la baja, cayendo hasta los 49,9 Hz. Esta variación no introduciría desprendimientos de carga en el sistema así como inestabilidades en las máquinas síncronas.

Figura 70: Flujos por líneas de 500 kV



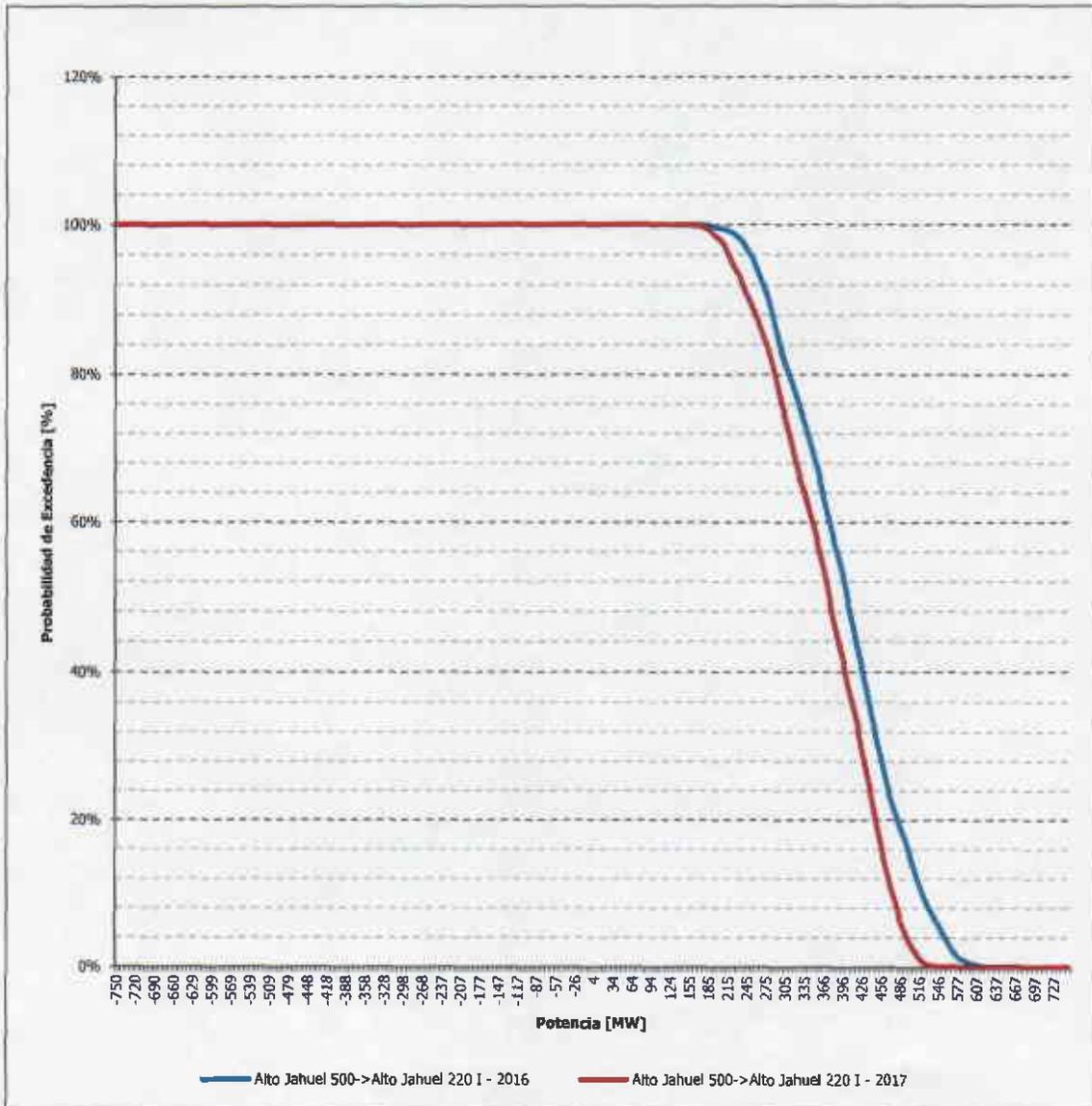
De la gráfica se extrae que al perder la transformación en Ancoa, se fuerzan flujos por el troncal en 500 kV hacia el centro de carga. Las líneas Ancoa – Alto Jahuel 500 kV alcanzan aproximadamente un 35% de carga en esta condición. En estas líneas, se apreciaron oscilaciones electromecánicas de 7,19% lo cuales se encuentran dentro de la normativa vigente.

Del análisis realizado se puede concluir que la pérdida de un equipo de transformación de la S/E Ancoa no provocaría pérdida de carga en el sistema, para el nivel de transferencia dado.

### 12.4.3 Análisis Transformación S/E Alto Jahuel

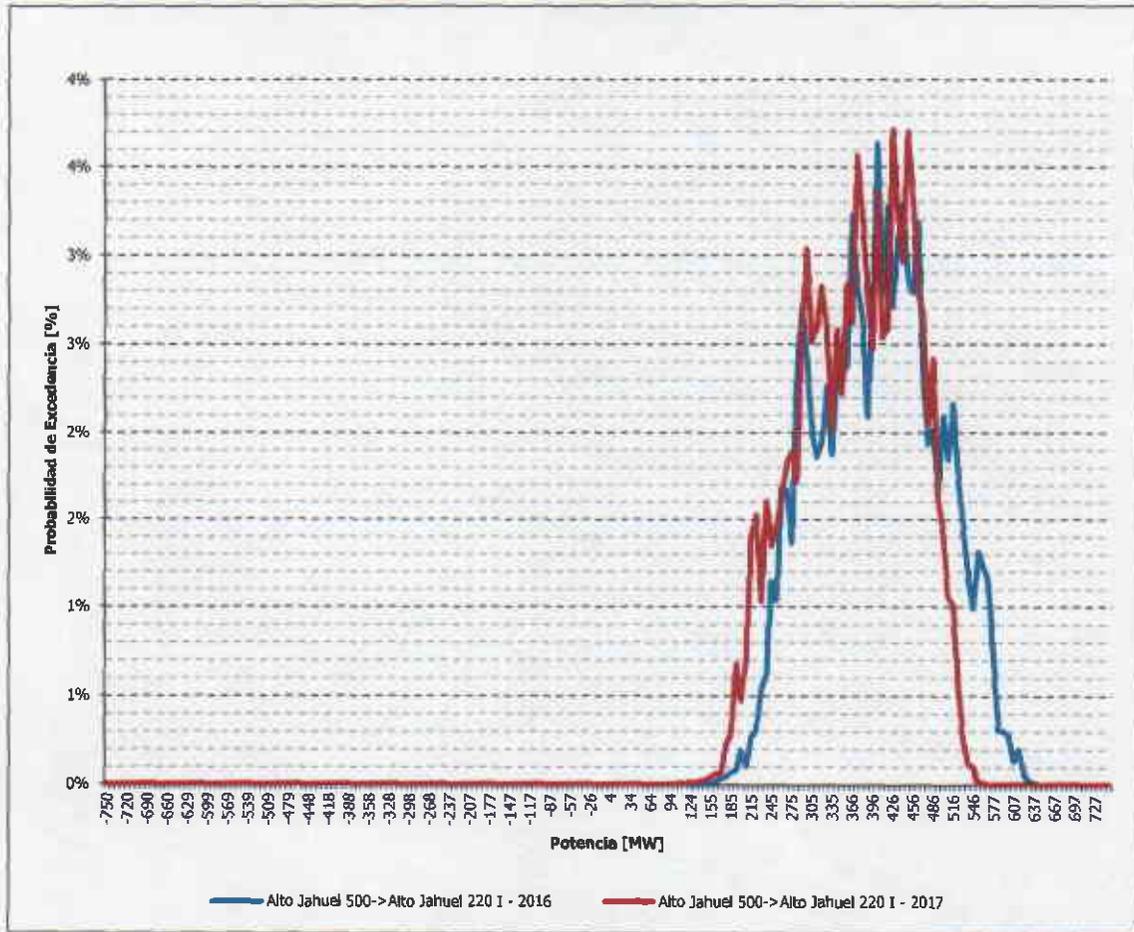
A continuación se presenta la probabilidad de excedencia para el transformador N°1 525/230/66 de la S/E Alto Jahuel para los años 2016 y 2017. Se extrae de la gráfica que los flujos circulan de 500 a 220 kV el 100% del tiempo, y existe una probabilidad del 40% aproximadamente que los flujos superen los 400 MW de potencia.

Figura 71: Probabilidad de excedencia Transformador N° 1 S/E Alto Jahuel



La siguiente gráfica presenta la función de distribución de frecuencias acumulada para este tramo, donde se aprecia que los flujos se distribuyen mayoritariamente entre los 300 y 550 MW para los años 2016 y 2017.

Figura 72: Función de distribución de frecuencia acumulada Transformador N°1 S/E Alto Jahuel



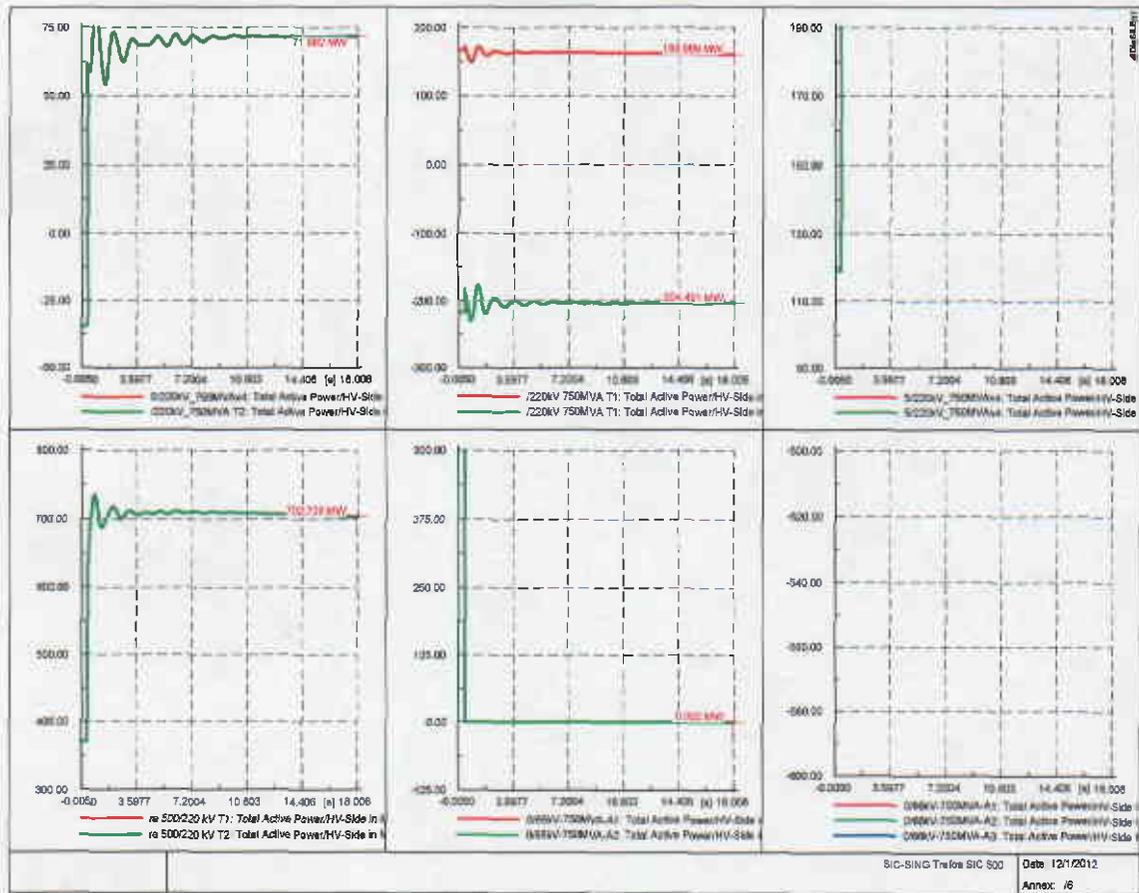
La siguiente tabla presenta la utilización media anual de los transformadores Alto Jahuel 500/220 kV. Hasta antes del ingreso del 3<sup>er</sup> transformador, la utilización media de los dos equipos corresponde a un 53%, lo que equivale a 397 [MVA], dejando una holgura en cada transformador de 53 [MVA] aproximadamente. Esto implica que, de no considerar el 3<sup>er</sup> banco de transformadores, la capacidad de bajar flujos al sistema de 500 [kV] será, aproximadamente, de 50 [MVA], lo cual resultaría insuficiente.

Tabla 46: Factor de Utilización Transformadores S/E Alto Jahuel

Transformador	2012	2013	2014	2015	2016
Alto Jahuel 500 / 220 I	51%	58%	59%	57%	53%
Alto Jahuel 500 / 220 II	51%	58%	59%	57%	53%

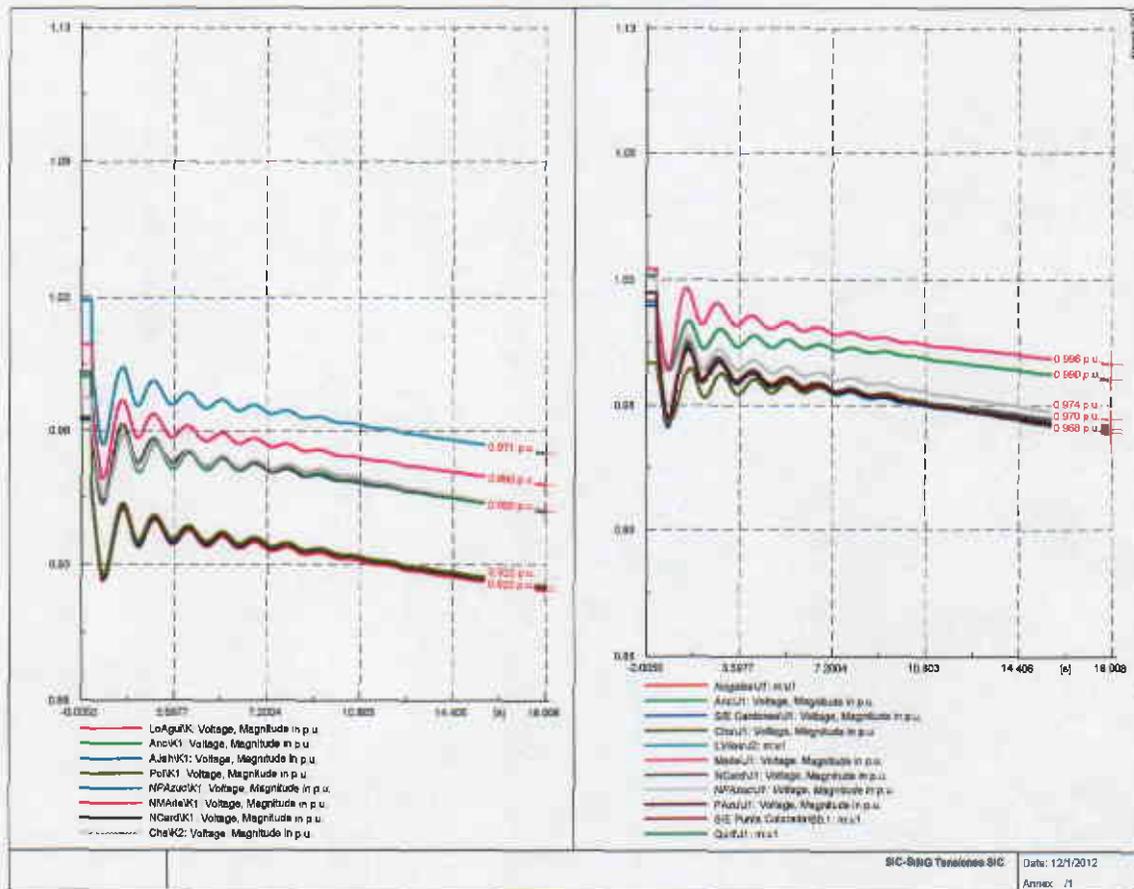
A continuación se presentan las simulaciones en DigSILENT. Estas simulaciones consideran como condición inicial una utilización de los transformadores de Alto Jahuel en el 61% (460 MW aproximadamente), con el fin de establecer la condición de mayor stress permitida.

Figura 73: Flujos por transformadores S/E Alto Jahuel.



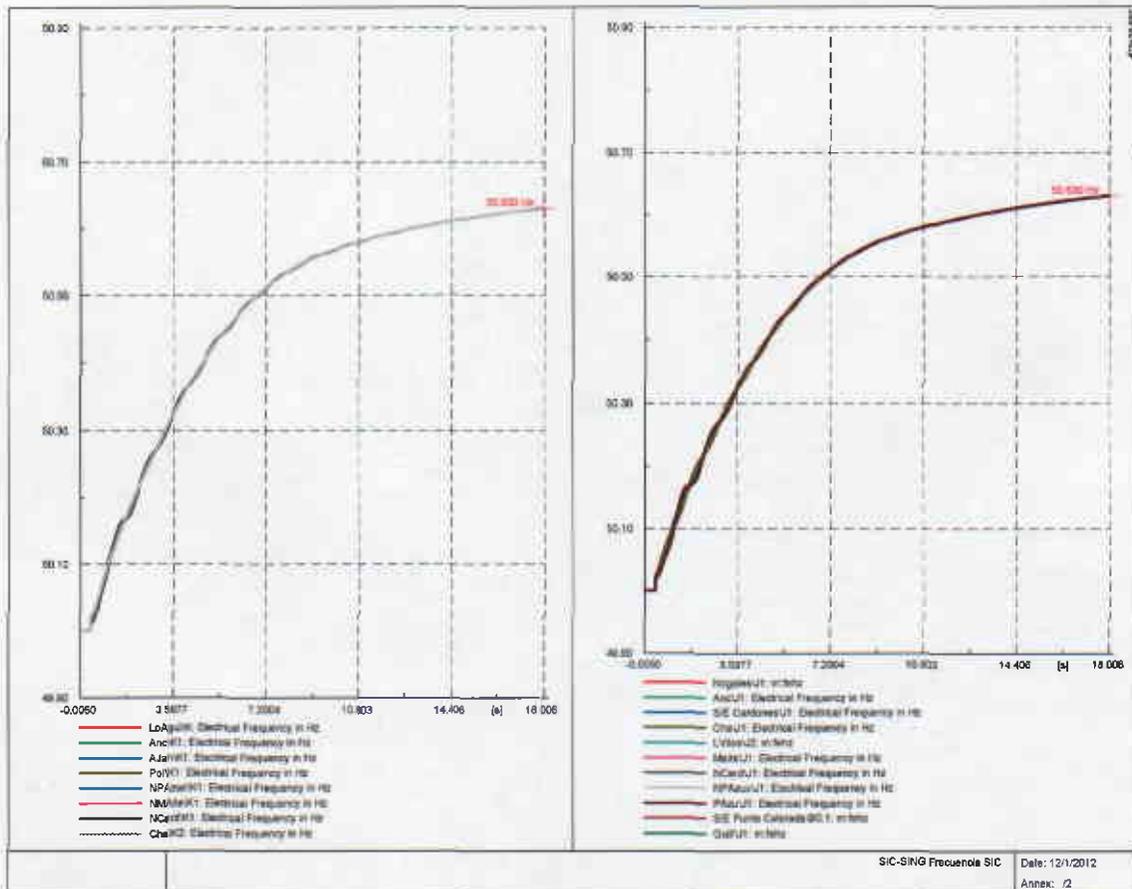
Se aprecia de la figura que, al salir un transformador en Alto Jahuel, existe una redistribución de flujos por las S/E de Lo Aguirre y Polpaico para mantener el suministro de energía al anillo de Chilectra. El transformador en servicio en Alto Jahuel alcanza un 78% de carga ante la falla.

Figura 74: Tensiones en Barras de 220 kV y 500 kV



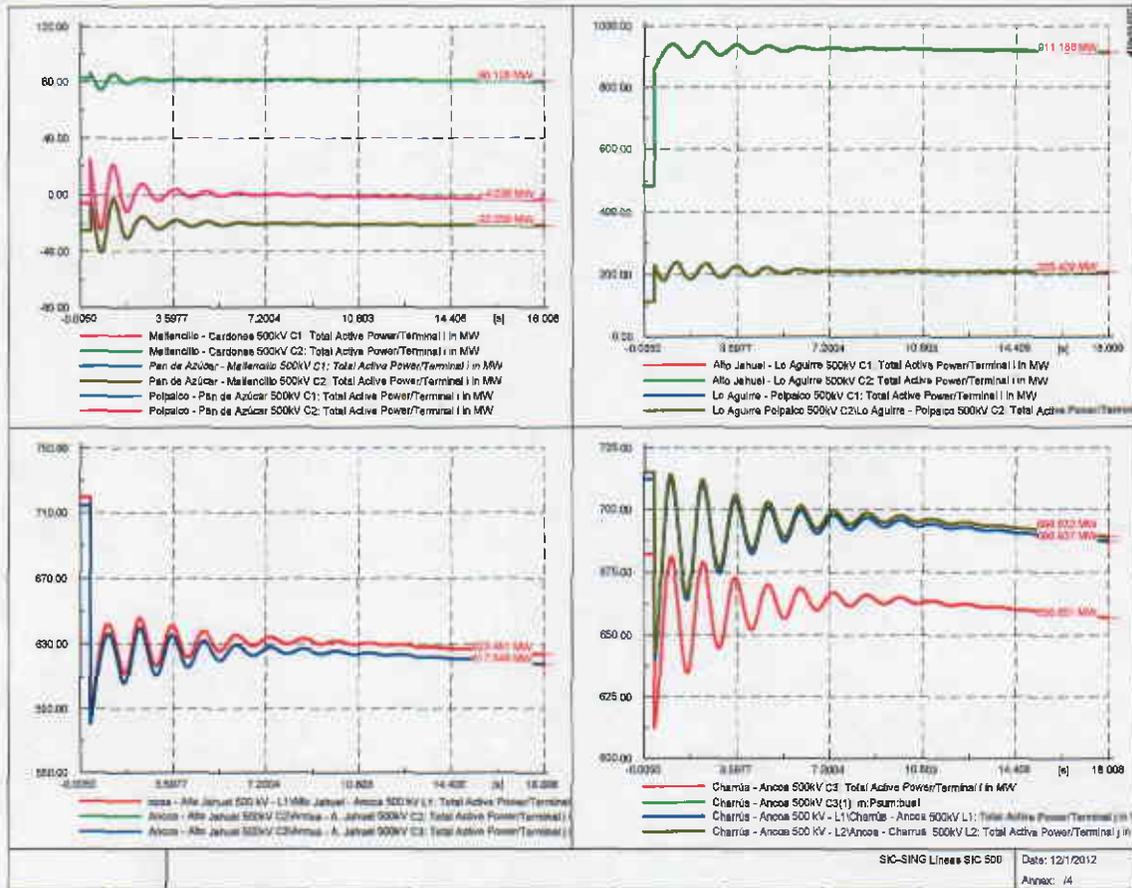
Se aprecia de la Figura que existe colapso de tensión ante la salida de transformación en Alto Jahuel. Esta condición ocasionaría eventualmente Black-Out en el sistema, donde el sistema de 500 kV alcanza tensiones inferiores a 0,93 p.u.

Figura 75: Frecuencia en Barras de 500 kV y 220 kV



El comportamiento de la frecuencia ante la pérdida un banco de transformación en Alto Jahuel corresponde a un aumento hasta en 0,6 [Hz] aproximadamente. Este hecho introduce comportamientos indeseados en el sistema, lo cual conllevaría a la salida de sincronismo de máquinas en el SIC.

Figura 76: Flujos por Líneas de 500 kV



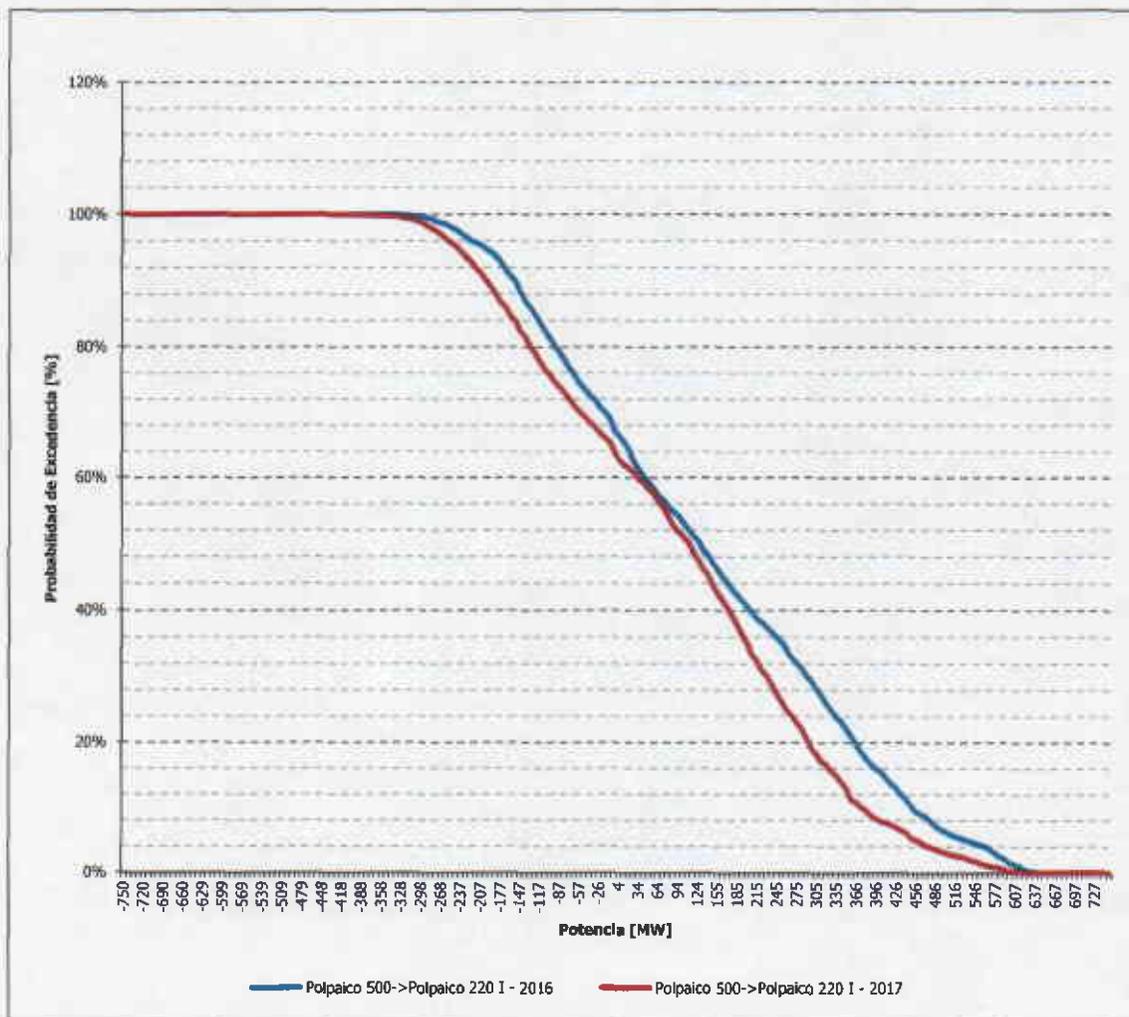
En la gráfica anterior se observa claramente la redistribución de flujos ante la salida intempestiva de los transformadores de Alto Jahuel. Se aprecia arriba a la izquierda que el enlace 2x500 [kV] Alto Jahuel – Lo Aguirre aumenta sus transferencias en 800 MW aproximadamente, lo que se condice con el aumento de transferencias por los transformadores Lo Aguirre 500/220 kV y Polpaico 500/220 kV. De esta forma, la salida de transformación en Alto Jahuel produce una redistribución de flujos por el enlace Lo Aguirre – Cerro Navia, y Polpaico - Cerro Navia.

Del análisis realizado se puede concluir que la salida de la transformación en Alto Jahuel, debido a altas transferencias, provocaría colapsos de tensión y/o la salida de sincronismo de unidades de generación, lo que redundaría en la pérdida del sistema. Por lo anterior se puede presumir que el tramo de transformación podría operar restringido para evitar mayores pérdidas en el sistema.

#### 12.4.4 Análisis Transformación en S/E Polpaico

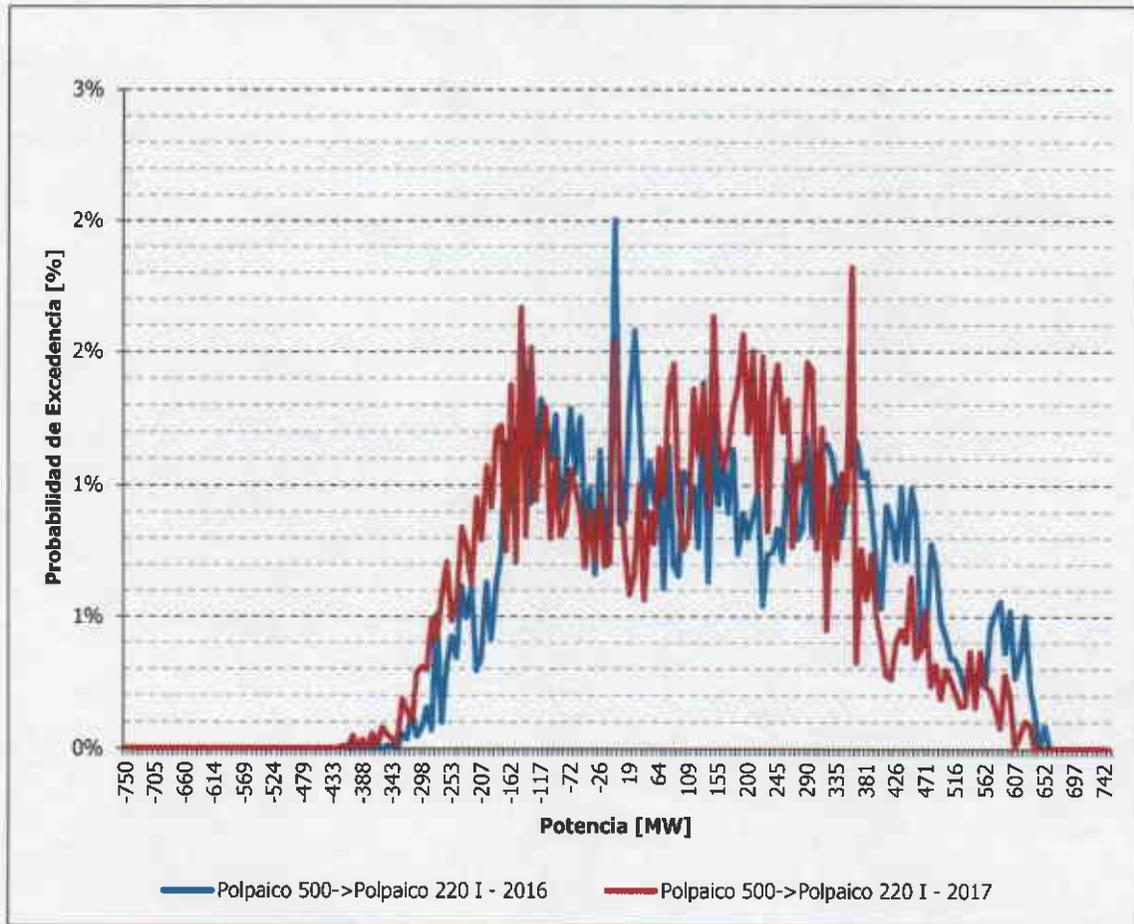
A continuación se presenta la probabilidad de excedencia para el transformador N°1 525/220 kV de la S/E Polpaico para los años 2016 y 2017. Se extrae de la gráfica que los flujos circulan hacia ambos sentidos, existiendo una probabilidad del 60% aproximadamente que los flujos vayan hacia el sistema de 220 kV.

Figura 77: Probabilidad de excedencia Transformador N°1 S/E Polpaico



La siguiente gráfica presenta función de distribución de frecuencias acumulada para este tramo, donde se aprecia que los flujos se distribuyen mayoritariamente entre los -150 y 380 MW para los años 2016 y 2017.

Figura 78: Función de distribución de frecuencia acumulada Transformador N°1 Polpaico



El plan de obras desarrollado no considera un 3er banco de transformación en Polpaico. La utilización de dichos transformadores para el horizonte de evaluación se presenta a continuación.

Tabla 47: Factor de Utilización Transformadores S/E Polpaico

Transformador	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Polpaico 500 / 220 I	33%	38%	39%	32%	29%	27%	29%	30%	30%	32%	41%	47%	51%
Polpaico 500 / 220 II	33%	38%	39%	32%	29%	27%	29%	30%	30%	32%	41%	47%	51%

Se aprecia de la tabla que la transformación en S/E Polpaico es suficiente. Sin perjuicio de lo anterior, se simuló en DlgSILENT la salida intempestiva de ambos autotransformador 500 /220 kV de Polpaico.

Figura 79: Flujos por Transformadores Troncales

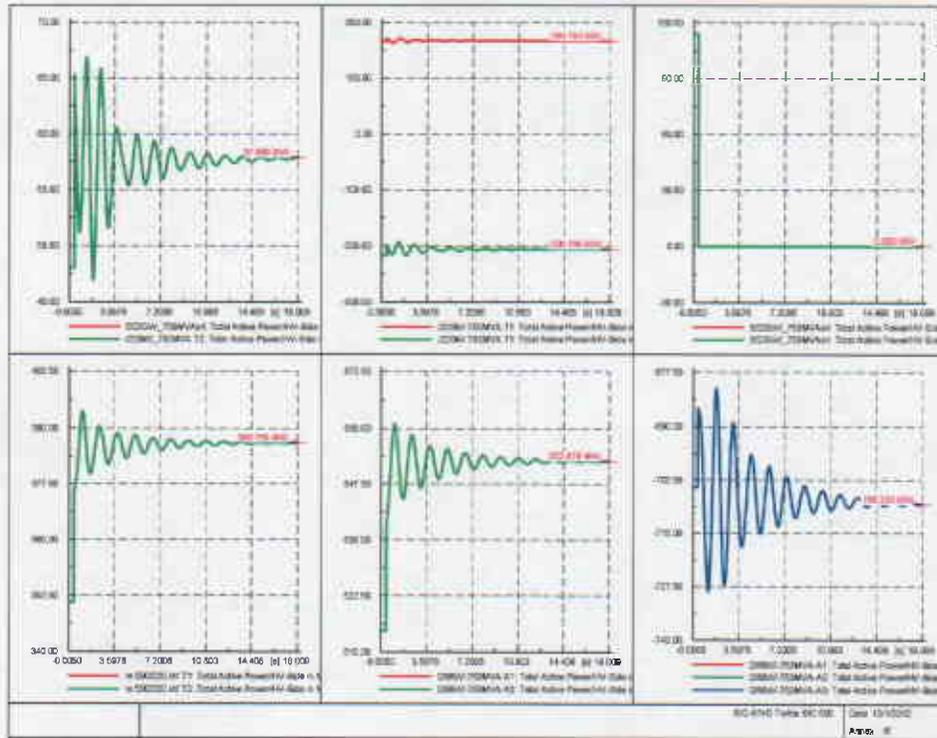
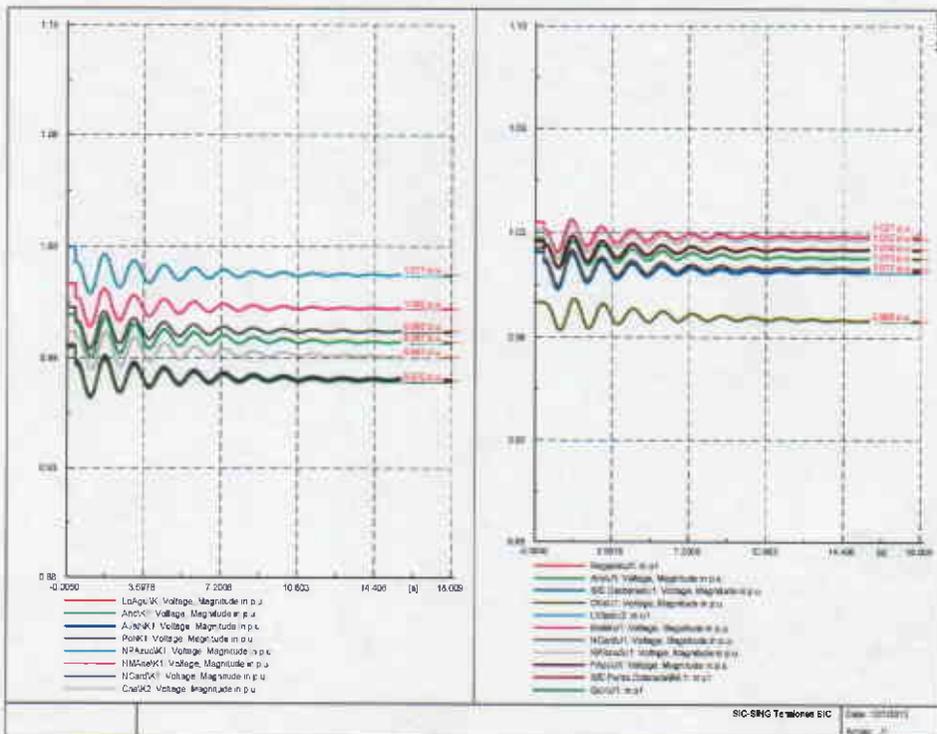
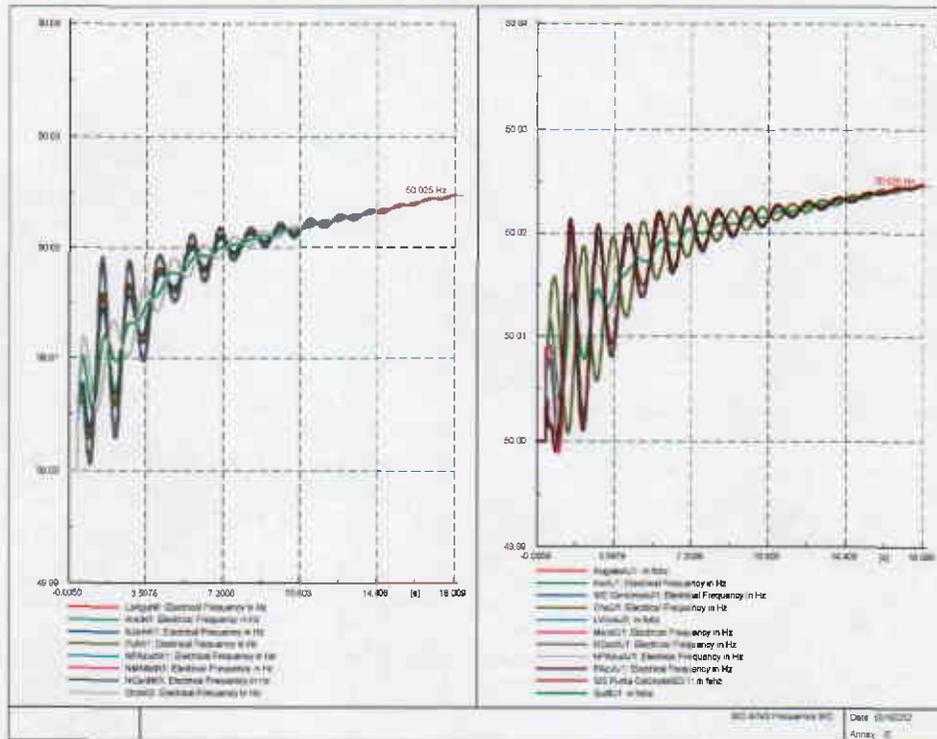


Figura 80: Tensiones en Barras de 500 kV y 220 kV



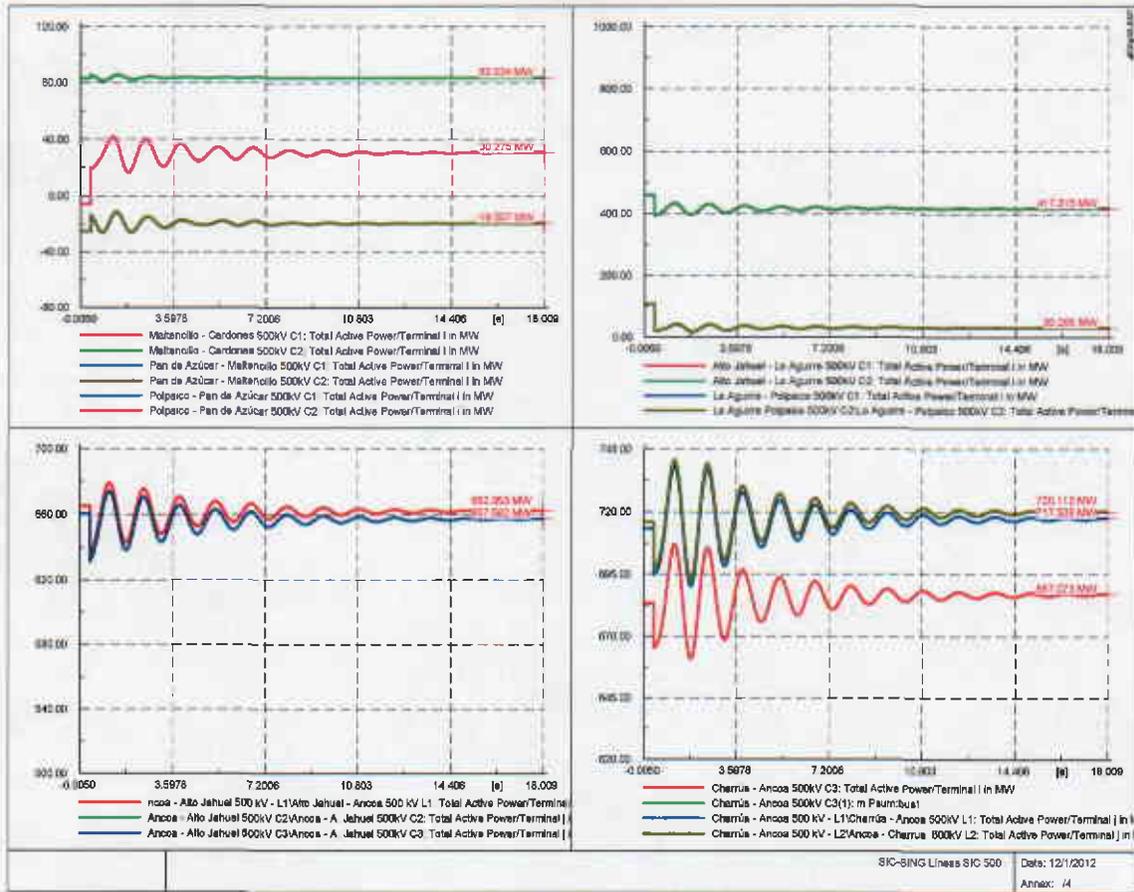
Se observa que las tensiones son levemente alteradas ante esta contingencia, tanto para el sistema de 220 kV como en el sistema de 500 kV.

Figura 81: Frecuencia en barras de 500 kV y 220 kV



El comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de transformación en S/E Polpaico presenta un aumento de de 0,03 [Hz] aproximadamente al cabo de 18 segundos. Este hecho no introduciría comportamientos indeseados en el sistema, tendiéndose a mantener el sincronismo en todas las máquinas del SIC.

Figura 82: Flujos por Líneas 500 kV



En conclusión, el sistema presentaría amortiguaciones ante la contingencia simulada, lo cual indicaría que la salida de la transformación en S/E Polpaico no provocaría problemas severos en el sistema, ante el nivel de transferencia simulado.

#### 12.4.5 Análisis Transformación Sistema 500 [kV] Polpaico – Nueva Cardones

La siguiente tabla presenta la media anual de utilización de los transformadores del nuevo sistema de 500 kV hacia el norte del SIC. Se aprecia que su utilización es menor al 10% durante los primeros 5 años, aumentando considerablemente a partir del año 2022. Por tal motivo, este análisis entonces consideró como escenario de operación el año 2022, demanda alta.

Tabla 48: Media Anual de Utilización de Transformadores en Sistema 500kV Polpaico - Nva Cardones

Transformador	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Cardones 500 / 220 kV	5%	7%	7%	7%	7%	18%	21%	23%	26%	29%	28%	39%
Maitencillo 500 / 220 kV	6%	8%	9%	8%	8%	10%	12%	13%	15%	18%	18%	18%
Pan de Azúcar 500 / 220 kV	13%	13%	15%	16%	17%	20%	23%	26%	30%	34%	35%	39%

De los análisis realizados se aprecia que el SIC responde de manera satisfactoria ante la pérdida de generación en las distintas barras. Si bien estas salidas producen variaciones en tensión y frecuencia, estas se encontrarían dentro de rangos aceptables, lo cual no introduciría riesgo para el SIC. También se puede apreciar que los flujos por los sistemas de 220 kV y 500 kV permanecerían dentro de las capacidades de los tramos, observándose respuestas amortiguada para las contingencias analizadas.

Los resultados indican que, ante las salidas intempestivas de los elementos de transformación, el SIC mantendría la estabilidad transitoria y no ocasionaría la actuación de EDAC, manteniéndose el sincronismo de todas las unidades despachadas, ante los niveles de transferencia analizados.

12.4.6 Análisis Transformación Nueva Cardones

Figura 83: Perfil de Tensión S/E Nueva Cardones

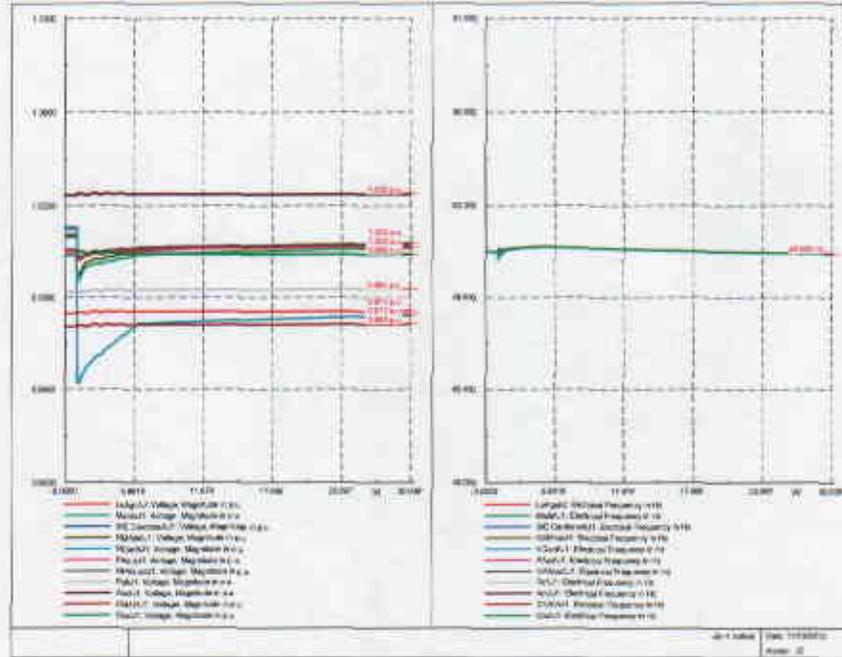


Figura 84: Perfil de Tensión S/E Nueva Cardones

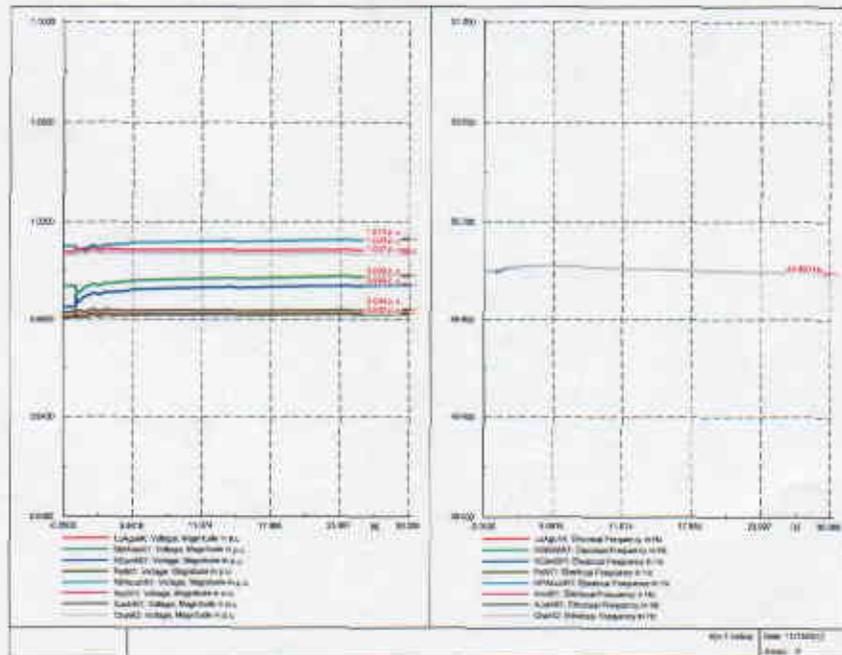
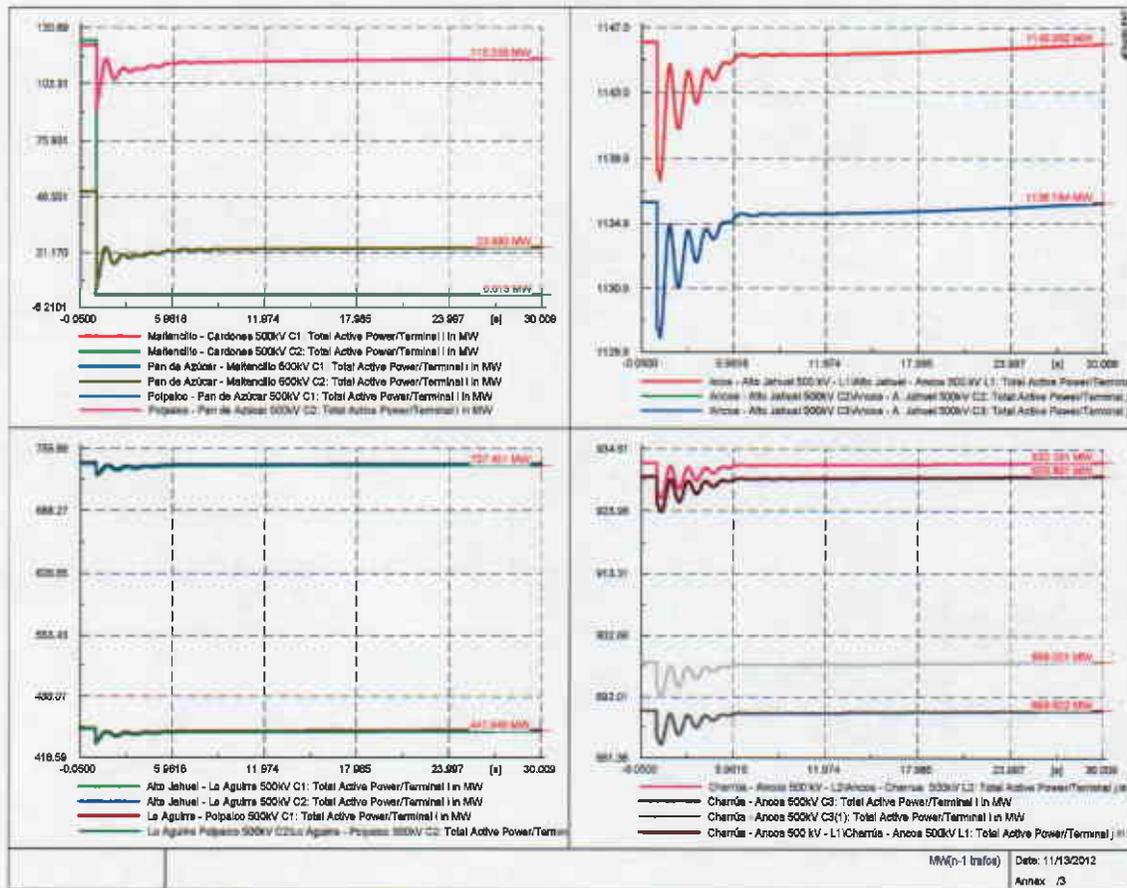


Figura 85: Flujo por Líneas Sistema 500 kV Polpaico-Nueva Cardones



12.4.7 Análisis Transformación Nueva Maitencillo

Figura 86: Perfil de Tensión S/E Nueva Maitencillo

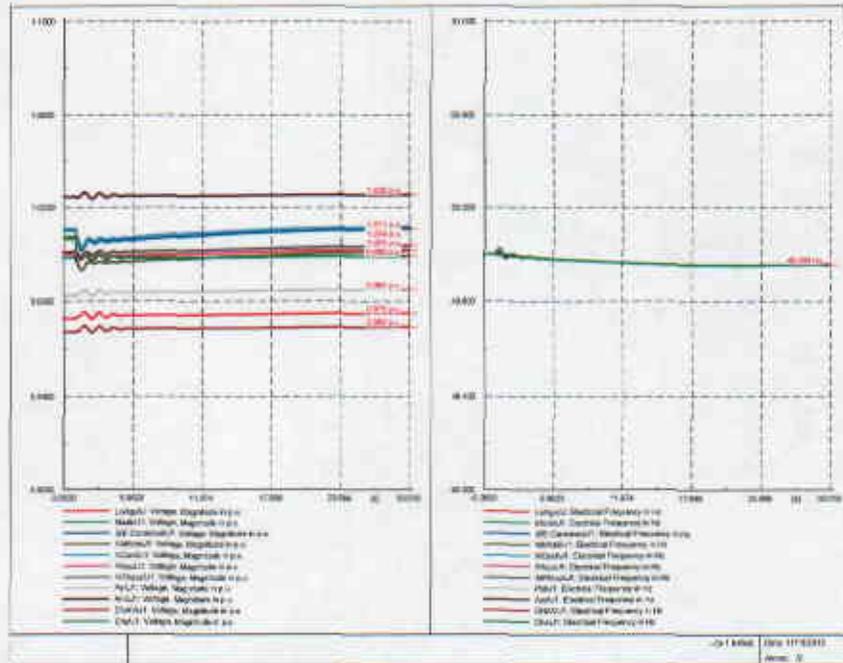


Figura 87: Perfil de Tensión S/E Nueva Maitencillo

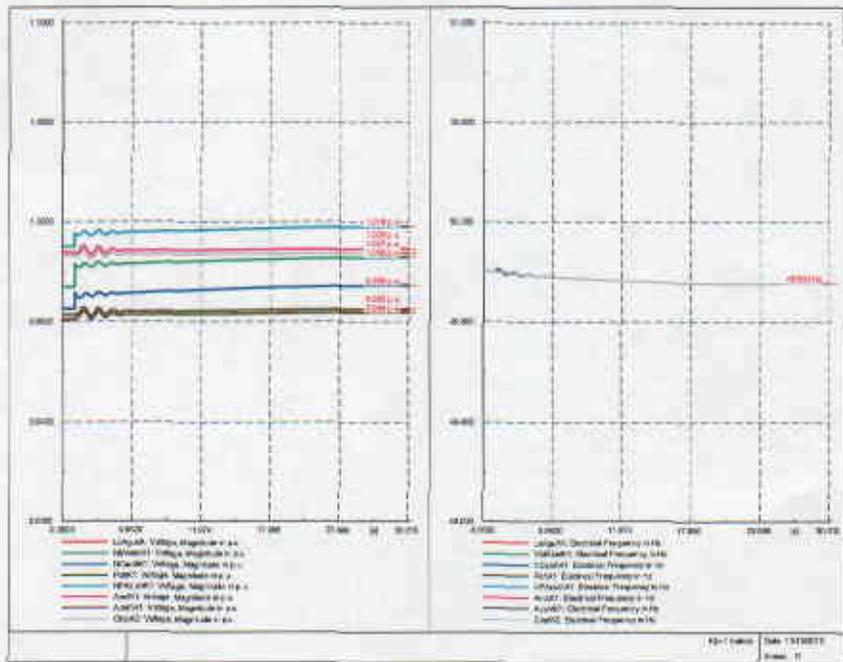
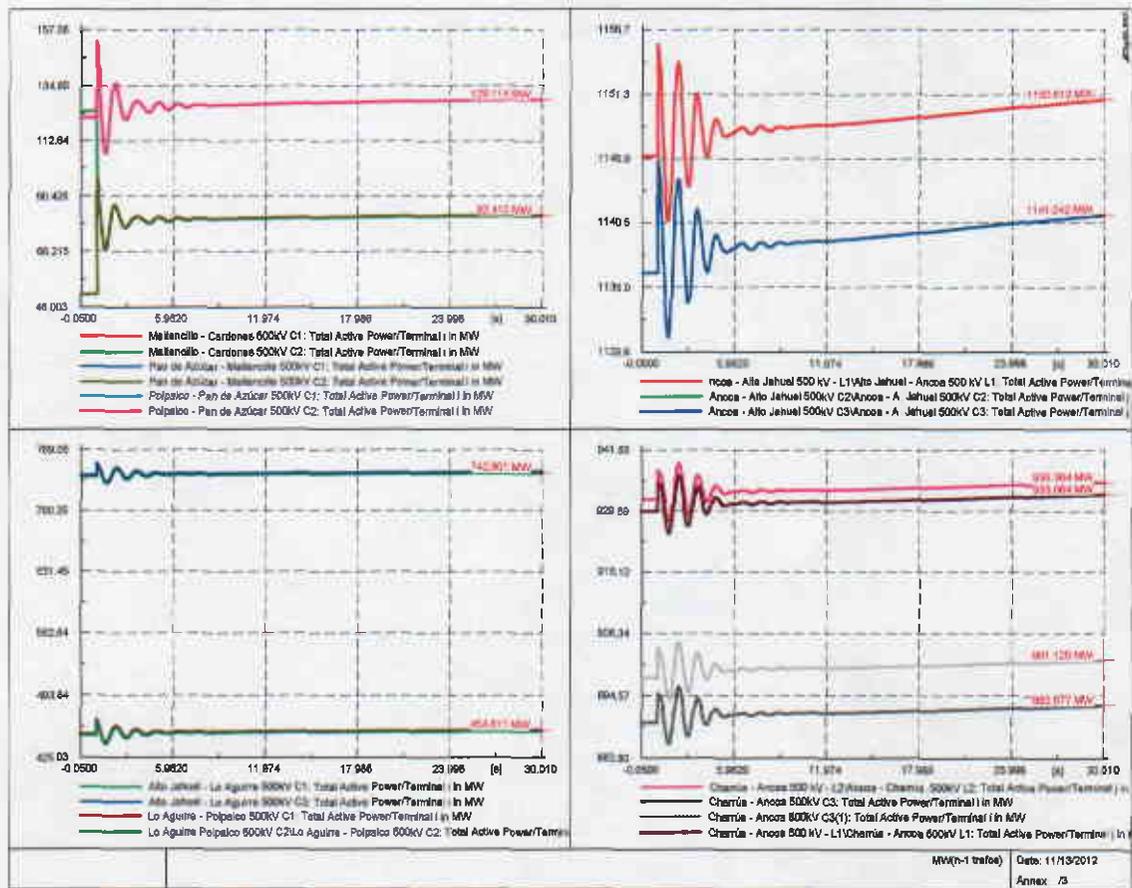


Figura 88: Flujo por Líneas Sistema 500 kV Polpaico-Nueva Cardones



12.4.8 Análisis Transformación Nueva Pan de Azúcar

Figura 89: Perfil de Tensión S/E Nueva Pan de Azúcar

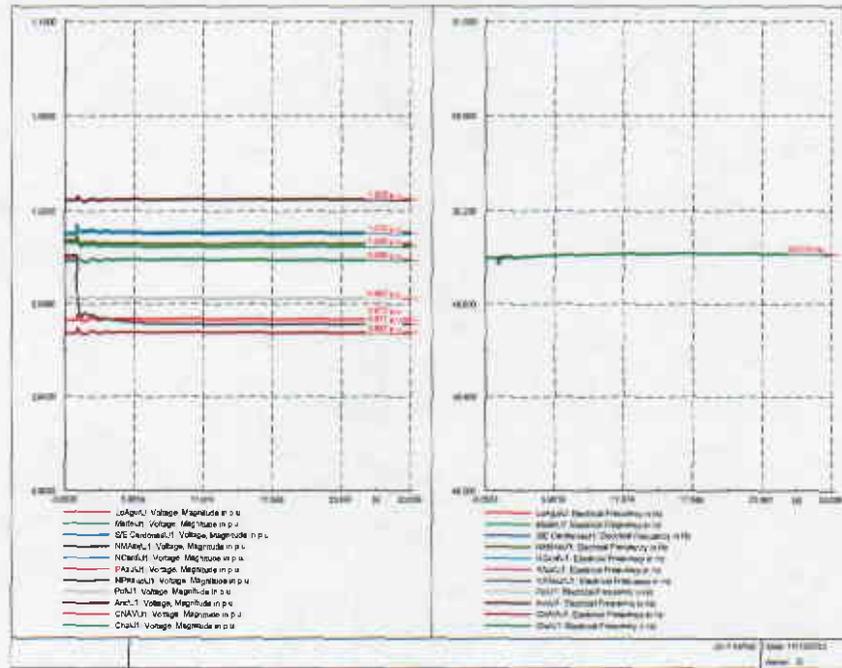


Figura 90: Perfil de Tensión S/E Nueva Pan de Azúcar

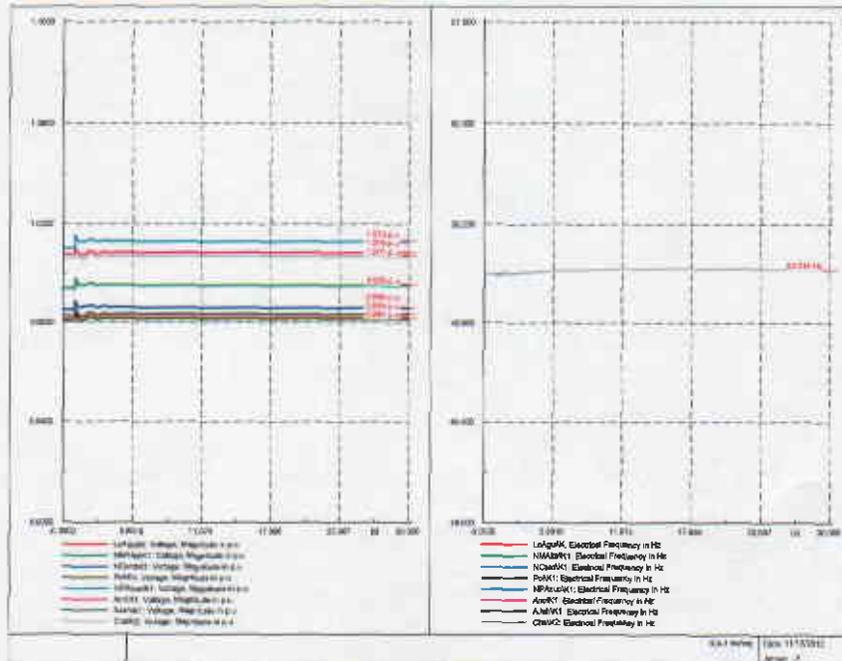
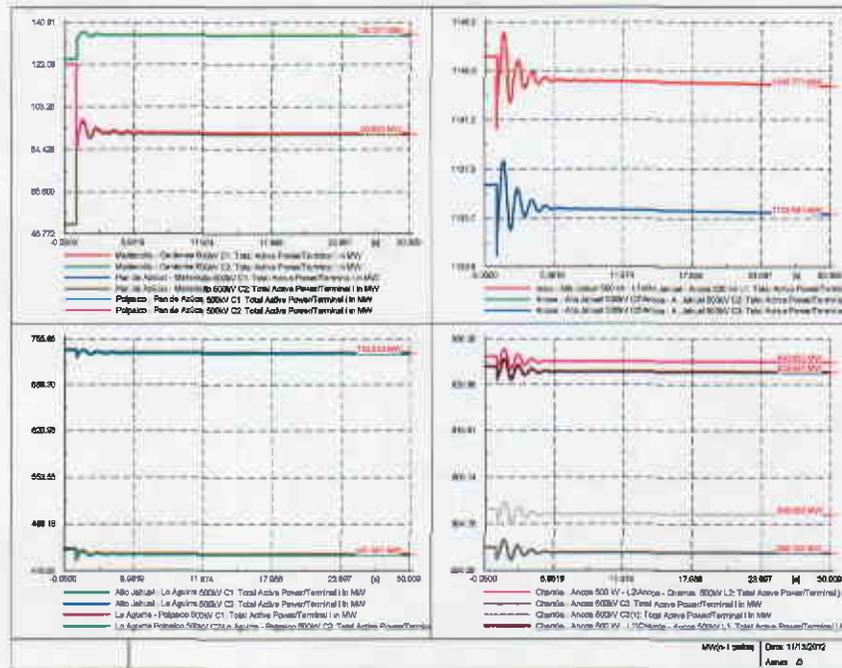


Figura 91: Flujo por Lineas Sistema 500 kV Polpaico-Nueva Cardones



COMISION NACIONAL DE ENERGIA  
Miraflores 222, piso 10, SANTIAGO - CHILE

**Artículo Segundo:**

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

**Anótese.**



**JUAN MANUEL CONTRERAS SEPÚLVEDA**  
Secretario Ejecutivo  
Comisión Nacional de Energía



Distribución:

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