

REF: Aprueba "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los Doce Meses Siguyentes".

SANTIAGO, 20 MAR 2017

RESOLUCION EXENTA Nº 131

VISTOS:

- a)** Lo dispuesto en el artículo 7° y 9° letra h) del D.L. Nº 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la Comisión, modificado por la Ley Nº 20.402 y la Ley Nº 20.776;
- b)** Lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley Nº 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley";
- c)** La Ley Nº 20.936, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante, "Ley Nº 20.936";
- d)** Decreto Nº 23T, de fecha 26 de noviembre de 2015, del Ministerio de Energía, que Fija Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus Componentes con sus Fórmulas de Indexación para el Cuadrienio 2016-2019;
- e)** Lo informado por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC mediante carta DP Nº 00893/2016, de fecha 28 de octubre de 2016, y por la Dirección de Peajes del CDEC-SING, mediante carta Nº 1787, de fecha 28 de octubre de 2016;
- f)** Lo informado complementariamente por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC mediante carta DP Nº 1002/2016, de fecha 12 de diciembre de 2016, y carta DP Nº 01047/2016, de fecha 22 de diciembre de 2016;

- g) Lo informado complementariamente por el Director Ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional mediante carta DE 01054-17, de fecha 13 de marzo de 2017; y
- h) La Resolución N° 1.600 de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de la expansión de los sistemas de transmisión nacional;
- b) Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo octavo transitorio de la Ley N° 20.936, el proceso de planificación anual de la transmisión nacional correspondiente al año 2016 no se regirá por las nuevas normas introducidas por dicha ley a la Ley General de Servicios Eléctricos, sino que por las disposiciones que se encontraban en vigor con anterioridad a la entrada en vigencia de la referida Ley N° 20.936. En consecuencia, le son aplicables al proceso de planificación anual de la transmisión nacional correspondiente al año 2016, las normas contenidas en los derogados artículos 91° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- c) Que, las propuestas de las antiguas Direcciones de Peajes del CDEC-SIC y del CDEC-SING, hoy Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante, el Coordinador, fueron presentadas mediante carta DP N° 00893/2016, de fecha 28 de octubre de 2016, y mediante carta N° 1787, de fecha 28 de octubre de 2016, respectivamente;
- d) Que, se tuvieron a la vista las observaciones efectuadas al informe "Necesidades del Sistema de Transmisión Nacional para los Doce Meses Sigüientes" dentro del plazo otorgado por la Comisión, que fuera puesto en conocimiento del Coordinador mediante correo electrónico de fecha 18 de enero de 2017, y que constituye el antecedente del presente Plan de Expansión; y
- e) Que, la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 99° de la Ley vigente antes de la entrada en vigencia de la Ley N° 20.936, debe presentar el plan de expansión para los doce meses siguientes a los participantes y usuarios e instituciones interesadas señalados en los ex 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 Nacional para los Doce Meses Sigüientes", período 2016-2017, que la Comisión Nacional de Energía debe informar conforme lo dispuesto en el artículo 99° de la Ley vigente antes de la entrada en vigencia de la Ley N° 20.936.



**PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN NACIONAL
PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES**

**SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE**

**Marzo de 2017
Santiago de Chile**

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	5
2	RESUMEN EJECUTIVO	7
3	PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES	8
3.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	8
3.1.1	Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	8
3.1.2	Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico.....	10
3.1.3	Ampliación S/E Nogales 220 kV	11
3.1.4	S/E Seccionadora El Rosal 220 kV	12
3.1.5	Ampliación S/E Mulchén 220 kV	13
3.1.6	Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	13
3.1.7	S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	15
3.1.8	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	16
3.1.9	Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV.....	16
3.1.10	Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	18
3.1.11	Ampliación S/E Duqueco 220 kV.....	19
3.2	OBRAS NUEVAS	20
3.2.1	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nogales 2x220 kV, 2x580 MVA	20
3.2.2	Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo Cruce Aéreo 2x500 kV 2x1.500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	21
4	PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES.....	23
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	23
4.1.1	Normalización en S/E Calama 220 kV	23
4.1.2	S/E Seccionadora Centinela 220 kV y Extensión Línea 1X220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV	24
4.1.3	Normalización del paño de Línea Encuentro – El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV.....	26
4.2	OBRA NUEVA.....	27
4.2.1	S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama	27
5	ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES DE INVERSIÓN REFERENCIAL DE LOS PROYECTOS.....	30
6	ANTECEDENTES.....	32
6.1	PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA.....	32

6.1.1	Demanda en Sistema Interconectado Central.....	32
6.1.2	Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande	33
6.1.3	Precio de Combustibles	33
6.1.4	Costo de Falla	34
6.1.5	Costos Unitarios de Inversión	34
6.1.6	Ley 20.698.....	35
6.1.7	Modelamiento de la demanda y de las Unidades Solares y Eólicas	36
6.2	ESCENARIOS DE PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN DEL SIC Y SING	37
6.2.1	Escenario 1 (Carbón).....	38
6.2.2	Escenario 2 (GNL)	38
6.2.3	Escenario 3 (ERNC Norte)	38
6.2.4	Escenario 4 (ERNC Sur)	38
6.2.5	Escenario 5 (Licitación)	38
6.2.6	Planes de Obra de Generación	39
6.3	PROYECTOS DE GENERACIÓN COMPROMETIDOS.....	43
6.4	PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN	44
7	ANÁLISIS NECESIDADES DE EXPANSIÓN.....	45
7.1	MARCO METODOLÓGICO	45
7.2	PROCEDIMIENTO DE ADAPTACIÓN.....	45
7.2.1	Aspectos Generales de la Metodología	45
7.2.2	Adecuación del Plan de Obras de Generación.....	46
7.2.3	Adecuación y Definición del Sistema de Transmisión Nacional	46
7.2.4	Procedimiento de Sensibilización	46
7.3	OBRAS DE TRANSMISIÓN	47
7.3.1	Plan de Obras de Transmisión	47
8	EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS	49
8.1	NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN EL SIC.....	50
8.1.1	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nogales 2x220 kV, 2x580 MVA	50
8.1.2	Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo Cruce Aéreo 2x500 kV, 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	52
8.1.3	Normalización de Subestaciones en el SIC	54
8.1.4	Necesidades de Ampliación de Instalaciones existentes en el SIC	57
8.2	NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN EL SING.....	61
8.2.1	S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama	61

8.2.2	Normalización de Subestaciones en el SING	62
8.2.3	Necesidades de Ampliación de Instalaciones existentes en el SING	64
9	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN	66
9.1	PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN ANALIZADAS	66
9.1.1	Valorizaciones de Obras de Ampliación del SING	66
9.1.2	Valorizaciones de Obras de Ampliación del SIC	68
9.1.3	Valorización de la Obra Nueva del SING	72
9.1.4	Valorización de las Obras Nuevas del SIC	73
10	ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS	76
10.1	PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ZONAL	76
10.1.1	S/E Seccionadora Río Aconcagua 220 kV	76
10.1.2	Normalización S/E Chiloé 220 kV	77
10.2	NUEVA LÍNEA 2X220 kV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	78
10.3	AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE EMPALMES S/E KIMAL A ACTUAL LÍNEA 2X220 kV CRUCERO - ENCUENTRO	81
10.4	CAMBIO DE INTERRUPTORES 52JR, 52JS Y 52JRE EN S/E CRUCERO	83
10.5	NUEVO TRANSFORMADOR 500/220 kV, 750 MVA, EN S/E CUMBRES	84
10.6	NUEVO SISTEMA 220 kV EN ZONA SIC NORTE ENTRE PAN DE AZÚCAR – NOGALES	87
10.7	NORMALIZACIÓN EN S/E NOGALES 220 kV	94
10.8	NORMALIZACIÓN EN S/E COLBÚN 220 kV	96
10.9	NUEVA LÍNEA 2X500 kV CIRUELOS – NUEVA CAUTÍN 2X1700 MVA, ENERGIZADA 220 kV	99
10.10	TENDIDO DEL CUARTO CIRCUITO LÍNEA 2X500 kV CHARRÚA – ANCOA	103
10.11	REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN ZONA SUR	106
10.12	NUEVO SISTEMA HVDC ENTRE CHANGOS – ALTO JAHUEL	108
11	ANEXO 2: VALORIZACIÓN DE PROYECTOS	111
11.1	METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS	111
11.1.1	Descripción general	111
11.1.2	Estructura general del modelo de valorización	111
11.1.3	Criterios y Consideraciones Utilizadas	119
11.1.4	Dimensionamiento de Instalaciones	121
11.1.5	Precios Unitarios	121
11.1.6	Cálculo de los Intereses Intercalarios	121
11.1.7	Estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA)	122

1 INTRODUCCIÓN

Con fecha 20 de julio de 2016, entró en vigencia la Ley N° 20.936, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

De acuerdo a lo establecido en el artículo octavo transitorio de la Ley N° 20.936, el proceso de planificación anual de la transmisión nacional correspondiente al año 2016 no se registró por las nuevas normas introducidas por dicha ley al Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “la Ley” o “DFL N° 4”, sino que por las disposiciones que se encontraban vigentes con anterioridad a la publicación en el Diario Oficial de la referida Ley N° 20.936. En consecuencia, le son aplicables al proceso de planificación anual de la transmisión nacional correspondiente al año 2016 las normas contenidas en los derogados artículos 91° y siguientes del DFL N° 4.

En conformidad a lo anterior, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 91° del DFL N° 4 vigente luego de la publicación en el Diario Oficial de la Ley N°20.936 , elaboró el "Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016-2019", el que fue aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 616 de fecha 24 de noviembre de 2015, que además dejó sin efecto la Resolución Exenta CNE N° 597, de fecha 10 de noviembre de 2015. A su vez, dicho informe técnico se basó en los resultados del estudio de transmisión troncal al que se refería el antiguo artículo 84° de la Ley, aprobado con fecha 11 de febrero de 2015 por el Comité de Licitación, constituido según lo establecía el ex artículo 87° del DFL N° 4. Las materias que abarcó el Informe Técnico de la Comisión Nacional de Energía fueron las siguientes:

- a) Las instalaciones existentes que integran el sistema nacional, 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 nacional 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 nacional responsables de su construcción;
- c) Si correspondiere, la identificación de proyectos de nuevas líneas y subestaciones del sistema de transmisión nacional 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.

Cabe señalar que por aplicación de lo dispuesto en el artículo tercero transitorio de la Ley 20.805, que Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precios, el Ministerio de Energía, mediante Decreto N° 8T, de 17 de marzo de 2015, extendió la vigencia del Decreto N° 61, de 2011, que Fija Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus Componentes con sus Fórmulas de Indexación para el cuatrienio 2011-2014, hasta el 31 de diciembre de 2015. En consecuencia, el Informe Técnico señalado precedentemente, en las materias propias del decreto a que hacía referencia el artículo 92° de la Ley, abarca el cuatrienio correspondiente a los años 2016 a 2019. Sin embargo, la propuesta de expansión del sistema nacional contenida en dicho Informe no fue prorrogada por la Ley 20.805, debiendo la Comisión proceder a efectuar la revisión anual de dicha propuesta de expansión en conformidad a la Ley.

A este respecto, el ex artículo 99° de la Ley establecía 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 nacional, contenidas en las letras b) y c) del informe técnico señalado, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica, interconexiones y la evolución de la demanda, considerando los escenarios y supuestos previstos en la letra d) del referido informe. Luego, la Dirección de Peajes debe emitir una propuesta a la Comisión que debe enviar dentro de los treinta días siguientes a la recepción de la comunicación del Informe Técnico de la Comisión y antes del 31 de octubre para los demás años del cuatrienio respectivo.

Finalmente, hay que tener presente que de acuerdo al artículo décimo transitorio de la Ley N° 20.936 las instalaciones del sistema de transmisión troncal, de subtransmisión y adicional existentes a la fecha de publicación de dicha ley pasarán a conformar parte del sistema de transmisión nacional, zonal y dedicado, respectivamente, sin perjuicio de las referencias que existan en la normativa eléctrica vigente al sistema troncal, subtransmisión y adicional.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal del presente informe consiste en presentar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional 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, vigente previo a la dictación de la Ley 20.936 y aplicable al presente proceso anual de expansión de la transmisión nacional.

El Plan de Expansión presentado se basa en las propuestas de las antiguas Direcciones de Peajes de los CDEC, organismos que fueron reemplazados a partir del 1° de enero de 2017 por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional en conformidad a lo dispuesto por la Ley 20.936, y en lo presentado tanto por empresas transmisoras como por promotores de los proyectos de expansión. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha realizado asimismo sus propios análisis, con el apoyo de un consultor externo para los análisis estocásticos, eléctricos y valorización de proyectos, 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 13 proyectos, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 364 millones, de los cuales 11 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 129 millones aproximadamente, y 2 proyectos nuevos, por un total de USD 235 millones aproximadamente.

Para el SING, el Plan de Expansión presenta un total de 4 proyectos, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 38 millones, de los cuales 3 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 12 millones aproximadamente, y un proyecto nuevo, por un total de USD 26 millones aproximadamente.

Se estima que las obras contenidas en el presente Plan de Expansión iniciarán su construcción durante el segundo semestre de 2017, y su entrada en operación se llevará a cabo, a más tardar, a partir del primer semestre de 2022, dependiendo de la envergadura de cada proyecto.

3 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES

3.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación contenidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional del SIC para los próximos doce meses, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

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

N°	Fecha Estimada de Entrada en Operación	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles de USD	COMA Referencial miles de USD	Responsable	Construcción
1	Nov 2019	24 meses	Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	13.851	222	Transec S.A.	Inmediata
2	Nov 2019	24 meses	Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico	54.878	878	Interchile S.A.	Inmediata
3	Nov 2019	24 meses	Ampliación S/E Nogales 220 kV	2.272	36	Transec S.A.	Condicionada
4	Nov 2019	24 meses	S/E Seccionadora El Rosal 220 kV	5.596	90	Transec S.A.	Inmediata
5	Ago 2019	21 meses	Ampliación S/E Mulchén 220 kV	3.617	58	Colbún S.A.	Inmediata
6	Jul 2019	20 meses	Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	8.314	133	Transchile S.A.	Inmediata
7	Nov 2019	24 meses	S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	7.193	115	Transec S.A.	Inmediata
8	Nov 2019	24 meses	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	3.670	59	Transec S.A.	Inmediata
9	May 2020	30 meses	Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV	10.593	169	Eletrans S.A.	Inmediata
10	May 2020	30 meses	Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	11.213	179	Transec S.A.	Inmediata
11	May 2020	30 meses	Ampliación S/E Duqueco 220 kV	7.957	127	CGE S.A.	Inmediata

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

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

3.1.1 NUEVA S/E SECCIONADORA ALGARROBAL 220 KV

3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora de las líneas 2x220 kV Maitencillo – Cardones y 1x220 kV Maitencillo – Cardones. La

configuración de la subestación Algarrobal corresponderá a interruptor y medio y tecnología AIS o Air Insulated Switchgear con capacidad de barras de al menos 1.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente. En la nueva subestación se deberán construir las tres diagonales necesarias para el seccionamiento de las líneas previamente indicadas.

En el patio de 220 kV se deberá considerar espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas, que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 50 km al norte de la actual subestación Maitencillo 220 kV y dentro de un radio 3 km respecto a este punto.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

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 13,85 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 222 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.2 PROYECTO DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN LÍNEA 2X500 KV NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO

3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la modificación de la compensación serie de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV, disminuyendo a la mitad la compensación serie de 53% de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, a instalar actualmente sólo en subestación Nueva Pan de Azúcar, además de toda la adecuación que deba realizarse al sistema de protección y control asociado. Incluye la instalación de compensación serie de 53/2% de la línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 500 kV, en el extremo de la S/E Polpaico.

Adicionalmente, se deben instalar dos bancos de reactores fijos de 100 MVAR cada uno en la barra Nueva Pan de Azúcar 500 kV, más una unidad adicional de reserva que será compartida por ambos bancos.

Por último, se debe instalar un nuevo equipo de compensación estática de reactivos tipo SVC basado en TCR con sus respectivos filtros de armónicos, que permitan un rango de operación de +50 /- 150 MVAR en la barra de 220 kV de la S/E Nueva Pan de Azúcar.

El proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

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 estos nudos.

3.1.2.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del proyecto es de 54,88 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 878 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.3 AMPLIACIÓN S/E NOGALES 220 KV

3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la actual S/E Nogales 220 kV para permitir la conexión de la acometida de los dos nuevos circuitos provenientes desde la S/E Punta Sierra 220 kV.

En el patio de 220 kV se deberá considerar espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas, que permitan la conexión de la obra “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nogales 2x220 kV, 2x580 MVA”.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

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 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El inicio del proceso de licitación de esta obra quedará condicionado a la adjudicación de la obra nueva “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nogales 2x220 kV, 2x580 MVA”.

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 2,27 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 36 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.4 S/E SECCIONADORA EL ROSAL 220 KV

3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una subestación seccionadora en configuración interruptor y medio con la finalidad de normalizar la conexión en derivación existente en la línea Charrúa – Duqueco 1x220 kV. El proyecto considera la construcción de dos barras en tecnología AIS o *Air Insulated Switchgear* con capacidad de al menos 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura y 2 medias diagonales para el seccionamiento de la línea, dejando espacio además para dos (2) diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos.

La subestación debe seccionar la línea Charrúa – Duqueco 1x220 kV en diagonales distintas, ubicándose alrededor del actual *tap off*, dejando espacio para la normalización de dicho *tap off*.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

3.1.4.2 Equipos de alta tensión

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

3.1.4.3 Entrada en operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 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 5,60 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 90 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.5 AMPLIACIÓN S/E MULCHÉN 220 KV

3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Mulchén 220 kV en 5 posiciones de paño con tal de permitir la conexión de proyectos de generación de la zona. En el patio de 220 kV se deberá considerar espacio adicional para cinco posiciones de paños con plataforma y barras construidas que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y futuros de transmisión.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

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 21 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 3,62 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 58 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.6 NUEVA S/E SECCIONADORA RÍO MALLECO 220 KV

3.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora de la Nueva Línea 2x220 kV Mulchén - Cautín. La configuración de la subestación Río Malleco corresponderá a interruptor y medio y tecnología AIS o Air Insulated Switchgear con capacidad de barras de al menos 1.000 MVA con 75°C en el

conductor y 35°C temperatura ambiente. En la nueva subestación se deberán construir las dos diagonales necesarias para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Mulchén - Cautín.

En el patio de 220 kV se deberá considerar espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 42 km al sur de la subestación Mulchén 220 kV y dentro de un radio de 1 km respecto a este punto.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

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 20 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 8,13 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 133 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.7 S/E SECCIONADORA RÍO TOLTÉN 220 KV

3.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una subestación seccionadora con la finalidad de normalizar la conexión en derivación existente en la línea Ciruelos – Cautín 2x220 kV. La configuración de la nueva subestación corresponderá a interruptor y medio y tecnología AIS o Air Insulated Switchgear con capacidad de barras de al menos 1.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente. En la nueva subestación se deberán construir las dos diagonales necesarias para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín y la extensión de las barras para una diagonal adicional.

En el patio de 220 kV se deberá considerar espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos.

La subestación se deberá ubicar alrededor del actual *tap-off* Rio Toltén.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

3.1.7.2 Equipos de alta tensión

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

3.1.7.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 7,19 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 115 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.8 AMPLIACIÓN S/E CIRUELOS 220 KV

3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Ciruelos 220 kV en dos posiciones de paño con tal de permitir la conexión de proyectos de generación de la zona. El proyecto contempla la ampliación de las instalaciones comunes tales como plataforma, barras, caminos de acceso, entre otras. Se deberá, además, dejar el terreno nivelado para al menos 4 posiciones de paño adicionales.

Finalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

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 3,67 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 59 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.9 NUEVA S/E SECCIONADORA CERROS DE HUICAHUE 220 KV

3.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora de la Nueva Línea 2x220 kV Ciruelos – Pichirropulli, que se encuentra actualmente en construcción. La configuración de la subestación Cerros de Huichahue corresponderá a interruptor y medio y tecnología AIS o *Air Insulated Switchgear* con capacidad de barras de al menos 1.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C

temperatura ambiente. En la nueva subestación se deberán construir las dos diagonales necesarias para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli.

En el patio de 220 kV se deberá considerar espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 24 km al norte de la subestación Pichirropulli 220 kV y dentro de un radio 3 km respecto a este punto.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

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 30 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 10,59 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 169 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.10 NUEVA S/E SECCIONADORA FRUTILLAR NORTE 220 KV

3.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 2x220 kV Rahue – Puerto Montt. La configuración de la subestación Frutillar Norte corresponderá a interruptor y medio y tecnología AIS o *Air Insulated Switchgear* con capacidad de barras de al menos 1000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente. En la nueva subestación se deberán construir las dos diagonales necesarias para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Rahue – Puerto Montt.

En el patio de 220 kV se deberá considerar espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos.

La S/E Frutillar Norte se deberá emplazar aproximadamente a 45 km al norte de la actual subestación Puerto Montt 220 kV y dentro de un radio de 2 km respecto a este punto.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

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 30 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 11,21 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 179 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.11 AMPLIACIÓN S/E DUQUECO 220 KV

3.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Duqueco 220 kV. Es parte del proyecto la construcción de una nueva barra principal contigua a la actual barra con tal de distribuir en ambas barras los paños de líneas y el paño de transformación existente, transformando la actual configuración de barra simple más barra de transferencia a configuración doble barra más barra de transferencia.

En segundo lugar, el proyecto contempla la construcción de un nuevo patio en configuración doble barra más barra de transferencia con la incorporación de un nuevo paño de transferencia para esta nueva sección de patio y un paño seccionador de barras común para las barras 1 y 2 de la subestación. Deberán utilizarse los dos espacios disponibles en la subestación Duqueco 220 kV, ubicados al oeste, para la interconexión de las barras principales 1 y 2. Será parte del proyecto también la extensión de la plataforma y barras para dos espacios disponibles con plataforma y barra extendida para proyectos de generación de la zona y al menos 4 espacios adicionales con terreno nivelado para futuras expansiones en el nuevo patio construido.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la ampliación de la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

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 30 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 7,96 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 127 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), 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 Nacional 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 Nacional SIC – Obra Nueva

N°	Fecha Estimada de Entrada en Operación	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles de USD	COMA Referencial miles de USD	Construcción
1	Jun 2023	60 meses	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra - Nogales 2x220 kV, 2x580 MVA	126.860	2.030	Inmediata
2	Dic 2020 y Jun 2023	30 y 60 meses	Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	107.730	1.724	Inmediata

El plazo constructivo se entenderá contado desde la publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley vigente previo a la dictación de la Ley 20.936. La fecha estimada de entrada en operación es sólo referencial.

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

3.2.1 NUEVA LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR – PUNTA SIERRA – NOGALES 2X220 KV, 2X580 MVA

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar, Punta Sierra y Nogales, con una capacidad mínima de 580 MVA por circuito y sus respectivos paños de conexión en los patios de 220 kV en las subestaciones mencionadas.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como ubicación, seccionamientos, tecnología y capacidad de barras, espacios disponibles y futuros proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, 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 estos nudos.

3.2.1.3 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto respectivo a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley que se encontraba vigente previo a la dictación de la Ley N° 20.936.

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 126,86 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 2,03 millones de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.2 LÍNEA NUEVA PUERTO MONTT – NUEVA ANCUD 2X500 KV 2X1500 MVA, NUEVO CRUCE AÉREO 2X500 KV 2X1.500 MVA, AMBOS ENERGIZADOS EN 220 KV Y S/E NUEVA ANCUD 220 KV

3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Nueva Puerto Montt y S/E Nueva Ancud, con una capacidad de 1.500 MVA por circuito y sus respectivos paños de conexión en los patios de 220 kV en las subestaciones antes mencionadas.

Adicionalmente el proyecto incluye el seccionamiento de la línea 1x220 kV Melipulli – Chiloé en la Subestación Nueva Ancud 220 kV en configuración interruptor y medio.

Finalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo cruce aéreo hacia la isla de Chiloé 2x500 kV, con una capacidad de 1.500 MVA por circuito.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como ubicación, seccionamientos, tecnología y capacidad de barras, espacios disponibles y futuros proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, 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 asociado a la construcción de la subestación seccionadora Nueva Ancud junto con sus seccionamientos y todos sus elementos y la construcción del Nuevo cruce aéreo hacia la isla de Chiloé 2x500 kV, energizado en 220 kV deberán ser construidas y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto respectivo a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley que se encontraba vigente a la dictación de la Ley N° 20.936. El proyecto asociado a la construcción de la Nueva Línea 2x500 kV 2x1.500 MVA, energizada en 220 kV deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto respectivo a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley que se encontraba vigente previo a la dictación de la Ley N° 20.936.

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 107,7 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 1,72 millones de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación contenidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional 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 Nacional SING – Obras de Ampliación

N°	Fecha Estimada de Entrada en Operación	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles de USD	COMA Referencial miles de USD	Responsable	Construcción
1	Feb 2019	15 meses	Normalización en S/E Calama 220 kV	930	15	Transemel	Inmediata
2	May 2020	30 meses	S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV	10.990	176	Centinela Transmisión S.A.	Inmediata
3	Feb 2019	15 meses	Normalización del paño de línea Encuentro – El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV	427	7	Centinela Transmisión S.A.	Inmediata

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

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

4.1.1 NORMALIZACIÓN EN S/E CALAMA 220 KV

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la incorporación de una nueva barra en la S/E Calama 220 kV modificando la configuración del patio de 220 kV de barra simple a doble barra con doble interruptor. La capacidad de la nueva barra deberá ser al menos de 1000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente. Por limitaciones de espacio en esta subestación, esta normalización deberá proporcionar las facilidades para la conexión de equipos del tipo HCS o *Hybrid Compact Switchgear* para las normalizaciones e instalaciones de paños futuros.

Adicionalmente, el proyecto considera el aumento de capacidad de la barra principal actual de la S/E Calama 220 kV mediante el reemplazo de los actuales conductores

por uno bajo las mismas características técnicas de la nueva barra antes mencionada.

El proyecto considera dejar tres (3) espacios disponibles en plataforma con sus respectivas mallas de puesta a tierra, plataforma, barras, y deberá contener todos los elementos comunes necesarios para la conexión de los paños del proyecto “S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama” y de la normalización de la unidad de transformación de la instalación zonal existente, así como modificaciones al sistema de control y protecciones, ampliación de los servicios auxiliares, entre otros.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

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 15 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 930 mil de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 15 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 S/E SECCIONADORA CENTINELA 220 KV Y EXTENSIÓN LÍNEA 1X220 KV ENCUESTRO – EL TESORO PARA REUBICAR LA CONEXIÓN DESDE S/E EL TESORO A S/E CENTINELA 220 KV

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de la subestación seccionadora Centinela y el seccionamiento de las líneas 1x220 kV El Tesoro - Esperanza, más el cambio de paño de líneas 1x220 kV Encuentro – El Tesoro ubicado en S/E El Tesoro hacia la S/E Centinela.

La configuración de la subestación Centinela corresponde a interruptor y medio y tecnología AIS o *Air Insulated Switchgear* con capacidad de barras de al menos 1.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente. En la nueva subestación se deberán construir tres medias diagonales para recibir los paños relativos al seccionamiento de la línea existente entre El Tesoro y Esperanza y reubicación del paño de línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro ubicado en S/E El Tesoro. Se deberán dejar espacios con terreno nivelado para al menos cinco (5) diagonales adicionales para futuros proyectos.

La S/E Centinela deberá emplazarse dentro de un radio de 3 km al noroeste desde el punto en donde se encuentran las líneas 2x220 kV El Cobre – Esperanza y 1x220 kV El Tesoro – Esperanza, procurando que se encuentre al oeste de la línea 1x220 kV El Tesoro – Esperanza.

El proyecto considera la construcción de un nuevo tramo de línea para permitir el cambio de paño de línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro ubicado en S/E El Tesoro hacia S/E Centinela. El nuevo tramo de línea deberá tener al menos la misma capacidad de transporte de la actual línea.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

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

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

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 30 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 10,99 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 176 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2.5 Licitación conjunta

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.3 del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.3 NORMALIZACIÓN DEL PAÑO DE LÍNEA ENCUESTRO – EL TESORO EN S/E ENCUESTRO 220 KV

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conexión del paño de línea El Tesoro al esquema de la barra de la subestación Encuentro, esto es, permitir la conexión a ambas barras principales de la subestación.

Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

4.1.3.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.3.3 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.

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 427 mil de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 7 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3.5 Licitación conjunta

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descritas en el numeral 4.1.2 del presente documento, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.2 OBRA NUEVA

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

Tabla 4: Plan de Expansión Sistema Nacional SING – Obra Nueva

N°	Fecha Estimada de Entrada en Operación	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles de USD	COMA Referencial miles de USD	Construcción
1	Jun 2020 y Jun 2022	24 y 48 meses	S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama	25.582	409	Inmediata

El plazo constructivo se entenderá contado desde la publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley vigente previo a la dictación de la Ley 20.936. La fecha estimada de entrada en operación es sólo referencial.

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

4.2.1 S/E SECCIONADORA NUEVA CHUQUICAMATA 220 KV Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENTRE S/E NUEVA CHUQUICAMATA – S/E CALAMA

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la construcción de la subestación seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y el seccionamiento de las futuras líneas 1x220 kV Kimal – Chuquicamata y 1x220 kV Kimal – Salar en la nueva subestación y la construcción de una nueva línea 2x220 kV entre la subestaciones Nueva Chuquicamata y Calama.

Es parte del proyecto la construcción de la subestación Nueva Chuquicamata cuya configuración de barras en 220 kV corresponderá a interruptor y medio, la construcción de las acometidas desde el seccionamiento hasta la nueva subestación,

las que deberán tener al menos la capacidad de transporte de las líneas que se seccionan y los paños relativos al seccionamiento de las futuras líneas Kimal – Chuquicamata 1x220 kV y Kimal – Salar 1x220 kV. La nueva subestación deberá contener el espacio suficiente para recibir los paños relativos al seccionamiento de las futuras líneas 1x220 kV Kimal – Chuquicamata y 1x220 kV Kimal – Salar y de la nueva línea hacia Calama. Asimismo, se deberán dejar los espacios suficientes adicionales para futuros proyectos.

Además, el proyecto considera también una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones Nueva Chuquicamata y Calama, con una capacidad mínima de 260 MVA y sus respectivos paños de conexión en el patio de 220 kV de la S/E Nueva Chuquicamata y S/E Calama.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como, ubicación de la subestación seccionadora, seccionamientos, capacidad de barras, espacios disponibles y futuros proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

4.2.1.2 Equipos de alta tensión

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

4.2.1.3 Entrada en operación

El proyecto asociado a la construcción de la subestación seccionadora Nueva Chuquicamata junto con todos sus seccionamientos y todos sus elementos deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto respectivo a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley que se encontraba vigente a la dictación de la Ley N° 20.936. El proyecto asociado a la construcción de la nueva línea de transmisión 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata y S/E Calama deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto respectivo a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley que se encontraba vigente previo a la dictación de la Ley N° 20.936.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 25,58 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.



El COMA referencial se establece en 409 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

5 ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES DE INVERSIÓN REFERENCIAL DE LOS PROYECTOS

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

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

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

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

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

- $VI_{n,k}$: Valor del V.I. de la obra de ampliación n para el mes k.
- IPC_k : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).
- DOL_k : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.
- CPI_k : Valor del índice *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).

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

Tabla 5: Valores Base Índices

Índice	Valor Base	Mes
IPC_0	114,11	Noviembre de 2016, Base Prom. 2013 =100
DOL_0	666,12	Noviembre 2016
CPI_0	241,353	Noviembre 2016

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

Tabla 6: Coeficientes Indexación Ampliaciones – SIC

Nº	Ampliación	α	β
1	Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	0,252	0,748
2	Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico	0,000	1,000
3	Ampliación S/E Nogales 220 kV	0,252	0,748
4	S/E Seccionadora El Rosal 220 kV	0,252	0,748
5	Ampliación S/E Mulchén 220 kV	0,252	0,748
6	Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	0,252	0,748
7	S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	0,252	0,748
8	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	0,252	0,748
9	Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV	0,252	0,748
10	Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	0,252	0,748
11	Ampliación S/E Duqueco 220 kV	0,252	0,748

Tabla 7: Coeficientes Indexación Obras Nuevas – SIC

Nº	Obras Nuevas	α	β
1	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra - Nogales 2x220 kV, 2x580 MVA	0,000	1,000
2	Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	0,000	1,000

Tabla 8: Coeficientes Indexación Ampliaciones – SING

Nº	Ampliación	α	β
1	Normalización en S/E Calama 220 kV	0,560	0,440
2	S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV	0,252	0,748
3	Normalización del paño de línea Encuentro – El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV	0,560	0,440

Tabla 9: Coeficientes Indexación Obra Nueva - SING

Nº	Obra Nueva	α	β
1	S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama	0,000	1,000

6 ANTECEDENTES

6.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA

Para la proyección de la demanda de energía en el SIC y en el SING se ha utilizado como base la demanda definida por la Comisión en el Informe Técnico Anual del Programa de Obras de Generación y Transmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de agosto de 2016 y las consideraciones e información recopilada de los proyectos en construcción y en estudio informados.

6.1.1 DEMANDA EN SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

La demanda utilizada en los análisis se muestra a continuación:

Tabla 10: Demanda de energía del SIC

Año	Clientes Regulados (GWh)	Clientes Libres (GWh)	Total (GWh)
2016	32.512	18.189	50.701
2017	33.708	19.095	52.803
2018	35.112	19.879	54.991
2019	36.742	20.522	57.264
2020	38.337	21.283	59.620
2021	40.066	21.989	62.055
2022	41.715	22.837	64.552
2023	43.303	23.798	67.101
2024	44.686	25.005	69.691
2025	46.089	26.223	72.312
2026	47.540	27.413	74.953
2027	49.035	28.573	77.608
2028	50.575	29.693	80.268
2029	52.162	30.898	83.060
2030	53.797	32.176	85.973
2031	55.482	33.455	88.937
2032	57.219	34.646	91.865
2033	59.010	35.810	94.820
2034	60.855	36.947	97.802
2035	62.758	38.058	100.816

6.1.2 DEMANDA EN SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE

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

Tabla 11: Demanda de energía del SING

Año	Cientes Regulados (GWh)	Cientes Libres (GWh)	Total (GWh)
2016	1.888	15.607	17.495
2017	1.954	16.164	18.118
2018	2.021	16.724	18.745
2019	2.090	17.261	19.351
2020	2.165	17.812	19.977
2021	2.244	18.378	20.622
2022	2.326	18.959	21.285
2023	2.402	19.563	21.965
2024	2.473	20.193	22.666
2025	2.542	20.843	23.385
2026	2.612	21.511	24.123
2027	2.684	22.197	24.881
2028	2.757	22.903	25.660
2029	2.832	23.627	26.459
2030	2.909	24.374	27.283
2031	2.988	25.141	28.129
2032	3.069	25.927	28.996
2033	3.152	26.736	29.888
2034	3.238	27.566	30.804
2035	3.325	28.418	31.743

6.1.3 PRECIO DE COMBUSTIBLES

El siguiente cuadro muestra el costo del GNL, Carbón y Crudo WTI utilizado en la modelación de la operación de ambos sistemas eléctricos, el cual se basó en las hipótesis del Informe Técnico Definitivo de abril de 2016.

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

Año	GNL (USD/Mbtu)	Carbón (USD/Ton)	Crudo WTI (USD/BBL)
2016	9,29	85,99	72,13
2017	9,98	87,77	77,49
2018	9,41	88,36	77,38
2019	9,93	89,16	78,85
2020	10,32	90,09	80,31
2021	10,48	90,95	82,50
2022	10,56	91,51	84,88

Año	GNL (USD/Mbtu)	Carbón (USD/Ton)	Crudo WTI (USD/BBL)
2023	10,74	92,02	87,37
2024	10,86	92,38	89,92
2025	10,99	93,00	92,49
2026	11,23	93,54	95,26
2027	11,23	94,02	98,12
2028	11,24	94,20	101,06
2029	11,29	94,87	104,10
2030	11,26	95,48	107,22
2031	11,52	96,02	110,44
2032	11,52	96,02	110,44
2033	11,52	96,02	110,44
2034	11,52	96,02	110,44
2035	11,52	96,02	110,44

6.1.4 COSTO DE FALLA

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

Tabla 13: Costo de falla de larga duración.

Porcentaje Racionamiento	Costo Falla por Sistema [USD/MWh]	
	SING	SIC
0-5%	271,64	334,43
5-10%	285,67	428,25
10-20%	413,81	575,44
Sobre 20%	528,57	668,56

6.1.5 COSTOS UNITARIOS DE INVERSIÓN

Las inversiones unitarias estimadas para cada tecnología utilizada para valorizar las obras de generación en los diferentes planes contemplados en el análisis del presente Plan de Expansión se muestran en la siguiente tabla:

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

Tecnología	US\$/kW
Carbón	3.000
GNL (CC)	1.300
Hidroeléctrica de Pasada	3.400
Mini-Hidráulica	3.200
Eólico	2.300
Geotérmica	6.500

Tecnología	US\$/kW
Biomasa	2.700
Solar	2.100

6.1.6 LEY 20.698

La Ley 20.698, que Propicia la Ampliación de la Matriz Energética, mediante Fuentes Renovables no Convencionales, que modificó la Ley N° 20.257, que Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales, modifica los porcentajes de la obligación de suministro mediante ERNC para los contratos de suministro firmados con fecha posterior a octubre de 2013. Asimismo, el porcentaje de obligación aumenta de forma tal que se llegará a 20% el año 2025 para los referidos contratos.

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

Tabla 15: Porcentajes de ERNC según exigencia legal por escenario

Año	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
2015	5%	5%	5%	5%	5%
2016	6%	6%	6%	6%	6%
2017	6%	6%	6%	6%	6%
2018	7%	7%	7%	7%	7%
2019	9%	9%	9%	9%	9%
2020	10%	10%	10%	10%	10%
2021	12%	12%	12%	12%	12%
2022	13%	13%	13%	13%	13%
2023	15%	15%	15%	15%	15%
2024	17%	17%	20%	20%	17%
2025	18%	18%	21%	21%	18%
2026	18%	18%	21%	21%	18%
2027	19%	19%	22%	22%	19%
2028	19%	19%	22%	22%	19%
2029	19%	19%	23%	23%	19%
2030	19%	19%	23%	23%	19%
2031	19%	19%	24%	24%	19%
2032	19%	19%	24%	24%	19%
2033	19%	19%	25%	25%	19%
2034	19%	19%	25%	25%	19%
2035	19%	19%	25%	25%	19%

6.1.7 MODELAMIENTO DE LA DEMANDA Y DE LAS UNIDADES SOLARES Y EÓLICAS

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

a) La demanda mensual se representó mediante 8 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 8 bloques para los días no hábiles. Se consideró la misma definición de los bloques para ambos tipos de días en cuanto a las horas del día asignadas a cada bloque y en cada mes, siendo la definición de bloques propia de cada mes.

b) La duración total de los bloques correspondientes a día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días laborales es mayor que la de festivos.

c) La asignación de las horas del día a cada bloque se realizó siguiendo la curva de demanda horaria del sistema y el perfil de generación de las centrales solares y eólicas, en todos los meses del año. De esta forma, se dejó al interior de cada bloque la generación solar en forma horaria. Por otro lado, se separaron los bloques para los niveles de mayor demanda del sistema.

d) Para determinar los perfiles de demanda por bloque para cada barra se utilizó la información de retiros horarios en cada mes de los años 2011 al 2015, obteniendo así los promedios de demanda por bloque en cada nudo. Estos valores se dividen por la demanda promedio en el mes y se obtiene el factor correspondiente a cada bloque y mes, para todas las barras del sistema.

e) Para los datos de radiación solar, se utilizaron perfiles de generación tipo, obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile, desarrollado para el Ministerio de Energía. Además se consideraron perfiles de generación de centrales existentes.

f) Los datos de viento se obtuvieron a partir del Explorador de Energía Eólica, desarrollado por la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía. Además se consideraron perfiles de generación de centrales existentes.

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

Los planes de obras de generación utilizados en el presente plan de expansión de la transmisión nacional se desarrollan según cinco escenarios. En cada uno de estos, se considera que a partir de enero de 2018 los sistemas del SIC y del SING se interconectan mediante una línea de transmisión 2x220 kV 1.500 MW entre la S/E Los Changos y S/E Kapatpur, y bajo las consideraciones expuestas en el Decreto Exento N° 158, de 2015, del Ministerio de Energía, que fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguietes.

Asimismo, se consideraron en estos cinco escenarios los nuevos proyectos de generación comprometidos en las ofertas de suministro para cliente regulados adjudicados correspondiente al proceso licitatorio 2015/01, cuyos resultados de adjudicación se comunicaron el 17 de agosto de 2016, y que constan en los respectivos contratos suscritos con las empresas distribuidoras. Lo anterior en atención a que, de acuerdo a las Bases de Licitación que rigen dicho proceso¹, la ejecución de dichos proyectos de generación están garantizados a través de seguros de ejecución inmediata o boleta de garantía de fiel cumplimiento del contrato, cuyo uno de sus principales objetivos es caucionar, en caso de que la oferta se sustente en base a proyectos nuevos de generación, el adecuado cumplimiento del desarrollo del mismo respecto a la propia carta Gantt entregada por el oferente adjudicado en su propuesta. Junto con el cobro de estas garantías se da término anticipado al contrato. Asimismo, de acuerdo a dichas Bases, se contemplan multas asociadas al atraso o no cumplimiento de los hitos constructivos de estos nuevos proyectos de generación comprometidos, cuyo cumplimiento son objeto de una auditoría técnica.

Los escenarios mencionados anteriormente se describen a continuación:

¹ Aprobadas mediante Resolución Exenta N° 268, de fecha 19 de mayo de 2015, modificadas por Resolución Exenta N° 652, de 2015, y, por Resoluciones Exentas N° 286, N° 459, N° 527 y N° 536, todas de 2016, de la Comisión.

6.2.1 ESCENARIO 1 (CARBÓN)

El plan de obra denominado “Escenario 1” considera una expansión óptima del sistema en base a la incorporación de unidades de generación a carbón, complementado con una mayor disponibilidad de GNL para la utilización de la capacidad disponible de las centrales en operación de dicha tecnología, y a la expansión del parque generador en base a energías renovables no convencionales, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley, según lo indicado en el numeral 6.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

6.2.2 ESCENARIO 2 (GNL)

El plan de obra denominado “Escenario 2” considera una expansión óptima del sistema en base a la incorporación de unidades de generación a GNL, con una mayor disponibilidad de este combustible para la capacidad disponible de las centrales en operación, y a la expansión del parque generador en base a energías renovables no convencionales, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley, según lo indicado en el numeral 6.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes descritos.

6.2.3 ESCENARIO 3 (ERNC NORTE)

El plan de obra denominado “Escenario 3” considera que las tecnologías ERNC continuarán experimentando una disminución en sus costos de inversión, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en la zona norte del SIC, en base a centrales fotovoltaicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley, según lo indicado en el numeral 6.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

6.2.4 ESCENARIO 4 (ERNC SUR)

El plan de obra denominado “Escenario 4” considera que las tecnologías ERNC continuarán experimentando una disminución en sus costos de inversión, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en la zona sur del SIC, en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley, según lo indicado en el numeral 6.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

6.2.5 ESCENARIO 5 (LICITACIÓN)

El plan de obra denominado “Escenario 5” considera el ingreso de proyectos de generación asociados a ofertas que se adjudicaron las licitaciones de suministro eléctrico para empresas distribuidoras, y que a la fecha dichos proyectos no se encuentran en construcción cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley, según lo indicado en el numeral 6.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

6.2.6 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN

Se ha considerado en el análisis de la expansión de transmisión nacional todos los proyectos de generación que se encuentran en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N°97 de la Comisión, de fecha 21 de febrero de 2017.

Los planes de Obras de Generación resultantes se presentan en el siguiente gráfico:

Tabla 16: Planes de Obra SIC Generación por escenario, periodo 2018 a 2036.

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso				
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Carbón	Carbón Cardones 01	dic-27	-	-	-	-
Carbón	Carbón Cardones 02	mar-33	-	-	-	-
Carbón	Carbón Maitencillo 02	may-35	-	-	-	-
Carbón	Carbón Maitencillo 03	may-29	-	-	-	-
Carbón	Carbón Pan de Azúcar 01	ene-27	-	-	-	-
Carbón	Carbón Pan de Azúcar 02	ene-36	-	-	-	-
Carbón	Carbón Pan de Azúcar 03	ago-28	-	-	-	-
Carbón	Carbón V Región 01	may-34	-	-	-	-
Carbón	Carbón V Región 02	ene-36	-	-	-	-
Carbón	Carbón VIII Región 01	ago-31	-	-	-	-
Carbón	Carbón VIII Región 02	dic-30	-	-	-	-
Eólica	Eólica Charrúa 01	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30	-
Eólica	Eólica Charrúa 04	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32	-
Eólica	Eólica Chiloé 01	ene-33	ene-33	ene-33	ene-33	-
Eólica	Eólica Concepción 02	ene-31	ene-31	ene-31	ene-31	-
Eólica	Eólica Concepción 03	mar-31	mar-31	mar-31	mar-31	-
Eólica	Eólica Concepción 06	jul-34	jul-34	jul-34	jul-34	-
Eólica	Eólica Chiloé 02	-	-	-	ene-25	-
Eólica	Eólica Chiloé 03	-	-	-	ene-27	-
Eólica	Eólica Chiloé 04	-	-	-	sep-29	-
Eólica	Eólica Chiloé 05	-	-	-	ene-32	-
Eólica	Eólica Chiloé 06	-	-	-	abr-32	-
Eólica	Eólica Chiloé 07	-	-	-	ene-34	-
Eólica	Eólica Esperanza 01	-	-	-	ene-26	-
Eólica	Eólica Esperanza 02	-	-	-	jul-28	-
Eólica	Eólica Esperanza 03	-	-	-	jul-33	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 01	-	-	-	nov-25	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 02	-	-	-	may-26	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 03	-	-	-	mar-27	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 04	-	-	-	ene-31	-

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso				
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Eólica	Eólica Los Ángeles 05	-	-	-	ene-34	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 06	-	-	-	jul-34	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 07	-	-	-	ene-36	-
Eólica	Eólica Los Ángeles 08	-	-	-	jul-35	-
Eólica	Eólica Mulchén 01	-	-	-	ene-26	-
Eólica	Eólica Mulchén 02	-	-	-	jul-27	-
Eólica	Eólica Mulchén 03	-	-	-	jul-31	-
Eólica	Eólica Mulchén 04	-	-	-	ene-33	-
Eólica	Eólica Mulchén 05	-	-	-	ene-35	-
Eólica	Eólica Puerto Montt 01	-	-	-	ene-25	-
Eólica	Eólica Puerto Montt 02	-	-	-	ene-27	-
Eólica	Eólica Puerto Montt 03	-	-	-	sep-29	-
Eólica	Eólica Puerto Montt 04	-	-	-	ene-31	-
Eólica	Eólica Puerto Montt 05	-	-	-	ene-33	-
Eólica	Alena	-	-	-	-	dic-18
GNL	Cardones CC I	-	ene-36	abr-36	-	-
GNL	Charrúa CC I	-	abr-31	jun-32	abr-33	ene-36
GNL	Charrúa CC II	-	mar-34	may-35	ene-36	-
GNL	Maitencillo CC I	-	ene-36	ene-36	-	-
GNL	El Campesino	-	-	-	-	dic-18
GNL Disponibilidad	Nehuenco 01 FA GNL	-	abr-28	ene-29	mar-29	ene-31
GNL Disponibilidad	Nehuenco 01 GNL	-	abr-28	ene-29	mar-29	ene-31
GNL Disponibilidad	Nehuenco 02 GNL	-	abr-29	ene-30	may-30	jul-31
GNL Disponibilidad	Nueva Renca GNL	-	may-29	abr-30	may-30	ene-32
GNL Disponibilidad	Nueva Renca Int GNL	-	may-29	abr-30	may-30	ene-32
GNL Disponibilidad	Candelaria CC GNL	-	-	-	-	ene-34
GNL Disponibilidad	Quintero CC FA GNL	-	-	-	-	feb-33
GNL Disponibilidad	Quintero CC GNL	-	-	-	-	feb-33
GNL Disponibilidad	Taltal CC GNL	-	-	-	-	oct-34
Pasada	Grupo MH X Región 01	ene-29	ene-29	ene-29	ene-29	-
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 02	ene-27	ene-27	ene-27	ene-27	-
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 03	ene-28	ene-28	ene-28	ene-28	-
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-32	ene-32	ene-32	ene-32	-
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-30	ene-30	ene-30	ene-30	-
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 05	ene-33	ene-33	ene-33	ene-33	-
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 06	ene-34	ene-34	ene-34	ene-34	-
Solar	Solar Cardones 01	ago-33	ago-33	ago-33	ago-33	-
Solar	Solar Carrera Pinto 02	jun-29	jun-29	jun-29	jun-29	-

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso				
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar	Solar Ovalle 01	sep-34	sep-34	sep-34	sep-34	-
Solar	Solar Pan de Azúcar 01	ene-28	ene-28	ene-28	ene-28	-
Solar	Solar Polpaico 03	nov-30	nov-30	nov-30	nov-30	-
Solar	Solar Punta Colorada 02	ene-30	ene-30	-	ene-30	-
Solar	Solar Cardones 02	-	-	jun-31	-	-
Solar	Solar Cardones 03	-	-	ene-25	-	-
Solar	Solar Cardones 04	-	-	ene-27	-	-
Solar	Solar Carrera Pinto 01	-	-	ene-26	-	-
Solar	Solar Carrera Pinto 03	-	-	ene-32	-	-
Solar	Solar Diego de Almagro 01	-	-	ene-33	-	-
Solar	Solar Diego de Almagro 02	-	-	ene-29	-	-
Solar	Solar Diego de Almagro 03	-	-	ene-35	-	-
Solar	Solar Ovalle 02	-	-	jul-29	-	-
Solar	Solar Ovalle 03	-	-	feb-32	-	-
Solar	Solar Ovalle 04	-	-	ene-26	-	-
Solar	Solar Pan de Azúcar 02	-	-	ene-34	-	-
Solar	Solar Pan de Azúcar 03	-	-	ene-25	-	-
Solar	Solar Polpaico 01	-	-	ene-30	-	-
Solar	Ariztia	-	-	-	-	ene-21
Solar	Bunster	-	-	-	-	ene-21
Solar	Constitución	-	-	-	-	dic-18
Solar	Fundación Solar	-	-	-	-	ene-21
Solar	Jerez El Prado	-	-	-	-	ene-21
Solar	Las Arañas	-	-	-	-	ene-21
Solar	Llay Llay	-	-	-	-	ene-21
Solar	Los Libertadores	-	-	-	-	dic-18
Solar	Peumio	-	-	-	-	ene-21
Solar	Quebrada Seca	-	-	-	-	ene-21
Solar	Talquilla	-	-	-	-	ene-21

Tabla 17: Planes de Obra SING Generación por escenario, periodo 2018 a 2036.

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso				
		Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Carbón	MEJILLONES I	jul-32	-	-	-	-
Carbón	MEJILLONES I	ago-35	-	-	-	-

Carbón	MEJILLONES II	ene-36	-	-	-	-
Carbón	MEJILLONES III	jul-26	-	-	-	-
Carbón	MEJILLONES IV	mar-36	-	-	-	-
Carbón	TARAPACA I	mar-34	-	-	-	-
Carbón	TARAPACA II	ene-30	-	-	-	-
Carbón	TARAPACA III	ene-36	-	-	-	-
Carbón	TARAPACA IV	ene-36	-	-	-	-
Eólica	EOLICO SING I	nov-28	nov-28	ene-28	nov-28	-
Eólica	EOLICO SING III	ene-35	ene-35	ene-35	ene-35	-
Eólica	EOLICO SING IV	jul-32	jul-32	nov-32	jul-32	-
GNL	MEJILLONES I GNL	-	feb-30	ene-31	may-31	nov-34
GNL	MEJILLONES II GNL	-	jul-32	ene-34	ago-34	-
GNL	MEJILLONES III GNL	-	mar-35	ene-36	ene-36	-
GNL	MEJILLONES IV GNL	-	feb-36	ene-36	ene-36	-
GNL	CC1 GNL	-	ene-29	sep-29	mar-30	jun-32
GNL	CC2 GNL	-	ene-29	sep-29	mar-30	jun-32
Solar	Solar SING III	jun-34	jun-34	jun-34	sep-34	-
Solar	Solar SING IV	jun-28	jun-28	ene-29	sep-28	-
Solar	Solar SING Aguas Blancas II	-	-	may-31	-	-
Solar	Solar SING Andes	-	-	oct-26	-	-
Solar	Solar SING Arica I	-	-	ene-29	-	-
Solar	Solar SING Arica II	-	-	ene-32	-	-
Solar	Solar SING Capricornio	-	-	oct-29	-	-
Solar	Solar SING Encuentro I	-	-	ene-26	-	-
Solar	Solar SING Lagunas I	-	-	oct-34	-	-
Solar	Solar SING Palestina	-	-	ene-31	-	-
Solar	Solar SING Parinacota I	-	-	mar-33	-	-
Solar	Solar SING Parinacota II	-	-	sep-29	-	-
Solar	Solar SING Pozo Almonte	-	-	jun-29	-	-
Solar	Solar SING I	-	-	-	ene-35	-

6.3 PROYECTOS DE GENERACIÓN COMPROMETIDOS

A continuación se presentan los proyectos de generación comprometidos en el proceso licitatorio 2015/01.

Tabla 18: Proyectos de generación comprometidos del SIC.

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso
Eólica	Cabo Los Leones I Ampliación	ene-21
Eólica	Esperanza	ene-21
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones II	ene-21
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones III	ene-21
Eólica	Parque Eólico Lomas de Duqueco	ene-21
Eólica	Parque Eólico Malleco	ene-21
Eólica	Parque Eólico Malleco II	ene-21
Eólica	Parque Eólico Negrete	ene-21
Eólica	Puelche Sur	ene-21
Eólica	Sarco	ene-21
Solar	Alcones	ene-21
Solar	El Sol de Vallenar	ene-21
Solar	Inca de Varas I	ene-21
Solar	Inca de Varas II	ene-21
Eólica	San Gabriel	ene-21
Eólica	Parque Eólico los Guindos	ene-21
Eólica	Caman	ene-21
Eólica	Coihue	ene-21

Tabla 19: Proyectos de generación comprometidos del SING.

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso
Eólica	Cerro Tigre	ene-21
Eólica	Tchamma	ene-21
Eólica	Ckani	ene-21
Solar	Granja Solar	dic-19

6.4 PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN

En relación a las obras de transmisión nacional, se consideraron los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 115, del Ministerio de Energía, de fecha 2 de mayo de 2011, y sus modificaciones respectivas, que Fija el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguietes.

Además, se incluyen 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 Siguietes.

Adicionalmente, también fueron consideradas las obras incluidas en el Decreto Exento N° 310, del Ministerio de Energía, de fecha 29 de julio de 2013, y en el Decreto Exento N° 201, del Ministerio de Energía, de fecha 4 de junio del 2014, modificado por el Decreto Exento N° 134, de fecha 1 de abril del 2015, que Fijan el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, correspondiente a los periodos 2012-2013 y 2013-2014, respectivamente.

Asimismo, también fueron consideradas las obras de expansión incluidas en el Decreto Exento N° 158, del Ministerio de Energía, de fecha 16 de abril de 2015, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguietes, periodo 2014-2015. Cabe destacar que en dicho decreto se ha incorporado el proyecto de interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) a partir de enero de 2018.

Por último, fueron consideradas las obras de expansión incluidas en el Decreto Exento N° 373 del Ministerio de Energía, de fecha 16 de mayo de 2016, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguietes, periodo 2015-2016.

7 ANÁLISIS NECESIDADES DE EXPANSIÓN

7.1 MARCO METODOLÓGICO

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

7.2 PROCEDIMIENTO DE ADAPTACIÓN

7.2.1 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 requieren para su concreción final del conocimiento del sistema sobre el cual se está actuando.

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

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

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

Para el presente análisis se ha utilizado un horizonte de planificación de 18 años, más 2 años de relleno hidrológico, además de la representación de la curva de duración en 16 bloques de demanda para cada etapa de simulación.

7.2.2 ADECUACIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN

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

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

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

7.2.3 ADECUACIÓN Y DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

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 Nacional (TxN). Para este proceso se utiliza el *software* OSE2000 para determinar las necesidades de expansión nacional inicial.

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

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

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

7.2.4 PROCEDIMIENTO DE SENSIBILIZACIÓN

A partir de la operación esperada del sistema para un horizonte de 18+2 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 el horizonte de análisis. Para ello se toman los mismos valores estratégicos determinados para el año considerado como límite superior o de frontera para el período 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, determinando la conveniencia de postergar o mantener la fecha de entrada en servicio de la o las obras sensibilizadas.

7.3 OBRAS DE TRANSMISIÓN

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

7.3.1 PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Tabla 20: Plan de Obras de Transmisión en el SING

Líneas	Fecha	Potencia (MVA)	Tensión (kV)
Extensión línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV	May-20	260	220
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama	Jun-22	260	220

Tabla 21: Plan de Obras de Transmisión de Subestaciones en el SING

Subestaciones	Fecha	Línea Seccionada
Centinela 220 kV	May-20	1x220 kV El Tesoro – Esperanza
Nueva Chuquicamata 220 kV	Jun-20	1x220 kV Kimal – Chuquicamata 1x220 kV Kimal – Salar

Tabla 22: Plan de Obras de Transmisión en el SIC

Líneas	Fecha	Potencia (MVA)	Tensión (kV)
Nueva línea 2x500 kV Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x1500 MVA energizado en 220 kV	Jun-23	1500	220
Nuevo cruce aéreo 2x500 kV, 2x1500 MVA energizado en 220 kV	Dic-20	1500	220
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra - Nogales 2x220 kV, 2x580 MVA	Jun-23	580	220

Tabla 23: Plan de Obras de Transmisión de Subestaciones en el SIC

Subestaciones	Fecha	Línea Seccionada
S/E Seccionadora El Rosal 220 kV	Nov-19	1x220 kV Charrúa – Duqueco
S/E Nueva Ancud 220 kV	Dic-20	1x220 kV San Gallán – Chiloé
Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	Nov 2019	1x220 kV Maitencillo Cardones y 2x220 kV Maitencillo – Cardones.
Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	Jul 2019	2x220 kV Mulchén – Cautín.
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV	May 2020	2x220 kV Ciruelos – Pichirropulli.
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	May 2020	2x220 kV Rahue – Puerto Montt.

8 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS

De acuerdo a las necesidades de transmisión detectadas, en base a la adaptación de la transmisión para los diferentes escenarios de generación y el cumplimiento de la actual normativa, 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.

La evaluación económica consiste, en primer lugar, en calcular el valor de inversión de todas las alternativas de proyectos, estudiados en el presente informe, de tal manera de obtener la anualidad del valor de inversión (A.V.I.) que se adicionan a los costos de operación y falla del sistema como resultado del proceso de simulación por cada uno de los escenarios definidos en el punto 6.2. De esta manera, se comparan las diferentes alternativas de proyectos.

Para obtener el VATT se utilizó una vida útil estimada de 50 años para los proyectos de líneas y subestaciones y una tasa de descuento del 10% anual. Con lo anterior se calcula un pago anual que incluye la inversión y los costos de operación y falla. Estos costos se llevan a valor presente utilizando la tasa de descuento anterior, obteniéndose los costos totales en millones de dólares durante el periodo de análisis.

Finalmente, cada proyecto propuesto se compara con un escenario base que no considera obras de expansión, cuyos costos de operación y falla se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 24: Costos de Operación y Falla Sin Proyecto en VP millones de US\$

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	968	969	971	956
2021	799	798	799	800	790
2022	815	812	818	816	802
2023	827	833	832	831	816
2024	851	844	842	843	823
2025	862	862	853	853	837
2026	901	910	881	872	873
2027	855	899	862	851	869
2028	835	902	858	850	886
2029	817	892	857	850	907
2030	802	886	844	847	938
2031	778	890	854	845	958
2032	764	885	848	850	962

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2033	760	891	825	839	973
2034	765	890	843	841	976
2035	224	257	251	250	281
Total	16.298	17.096	16.719	16.686	17.310

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

8.1 NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN EL SIC

8.1.1 NUEVA LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR – PUNTA SIERRA – NOGALES 2X220 KV, 2X580 MVA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de doble circuito en 220 kV, entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar, Punta Sierra, ambas en construcción, y Nogales, todas en 220 kV, cuya capacidad deberá ser al menos de 580 MVA por circuito. Para la instalación de la nueva línea se requieren las ampliaciones en las respectivas subestaciones de llegada, las que han sido consideradas en la evaluación económica global del proyecto. Se estima la puesta en servicio de la línea de transmisión mencionada para junio del año 2023, considerando un máximo de 60 meses para la ejecución de la obra. El V.I. referencial del proyecto es de 126,86 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

En las siguientes tablas muestran los costos de operación y falla del sistema para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones.

Tabla 25: Costos de Operación y Falla Proyecto Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra - Nogales en VP millones de US\$

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	950
2019	880	882	886	884	868
2020	971	967	969	971	955
2021	798	797	799	799	789
2022	815	812	818	816	801
2023	826	832	830	829	815
2024	849	842	840	841	821
2025	859	860	850	850	835

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2026	899	907	879	870	871
2027	850	896	856	847	866
2028	824	897	849	845	882
2029	800	886	846	844	904
2030	781	879	833	840	934
2031	761	883	843	839	954
2032	751	879	836	844	958
2033	744	886	815	834	969
2034	745	884	829	835	972
2035	213	255	243	248	280
Total	16.158	17.039	16.616	16.629	17.270

Tabla 26: VATT de la Propuesta en millones de US\$

	Propuesta CNE
2016	-
2017	-
2018	-
2019	-
2020	-
2021	0,2
2022	5,4
2023	7,4
2024	6,7
2025	6,1
2026	5,5
2027	5,0
2028	4,6
2029	4,2
2030	3,8
2031	3,4
2032	3,1
2033	2,8
2034	2,6
2035	2,3
Total	63,1

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales para cada escenario analizado.

Tabla 27: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

Resumen costos [MMUSD]	Base Sin Expansiones	Propuesta CNE
Escenario 1	16.298	16.221
Escenario 2	17.096	17.102
Escenario 3	16.719	16.679
Escenario 4	16.686	16.692
Escenario 5	17.310	17.333

De los resultados anteriores, se puede observar que el proyecto en dos escenarios presenta beneficios, en dos de ellos es prácticamente indiferente y en uno de ellos presenta aumento neto de costos. Sin perjuicio de lo anterior, al considerar que el proyecto permite mejorar además de los costos operacionales, también los eventuales niveles de vertimiento esperados, es posible concluir que el proyecto entregará beneficios suficientes, tanto al sistema como a los posibles proyectos futuros de la zona, razón por la cual esta Comisión propone su ejecución.

8.1.2 LÍNEA NUEVA PUERTO MONTT - NUEVA ANCU D 2X500 KV 2X1500 MVA, NUEVO CRUCE AÉREO 2X500 KV, 2X1500 MVA, AMBOS ENERGIZADOS EN 220 KV Y S/E NUEVA ANCU D 220 KV

El proyecto consiste en una nueva línea doble circuito en estándar 500 kV energizada en 220 kV, entre la S/E Nueva Puerto Montt y la S/E Nueva Ancud. Este proyecto contempla además la construcción de la S/E Nueva Ancud. La longitud aproximada de la línea es de 133 km. Para la instalación de la línea se requiere la construcción de la S/E Nueva Ancud. Se estima la puesta en servicio de la línea de transmisión mencionada para junio del año 2023, considerando un máximo de 60 meses para la ejecución de la obra. El V.I. referencial del proyecto es de 107,7 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

En las siguientes tablas muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones.

Tabla 28: Costos de Operación y Falla Proyecto Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud en VP millones de US\$

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1,042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2020	971	968	969	971	956
2021	799	798	799	800	790
2022	815	812	818	816	802
2023	823	830	828	827	812
2024	845	838	835	837	816
2025	856	856	847	849	831
2026	896	904	876	867	866
2027	849	894	856	847	863
2028	828	897	853	845	880
2029	811	886	851	846	901
2030	795	880	838	842	932
2031	770	882	847	839	952
2032	756	877	840	845	955
2033	754	887	820	833	966
2034	760	885	839	834	970
2035	224	257	252	246	281
Total	16.224	17.028	16.651	16.620	17.237

Tabla 29: VATT de la Propuesta en millones de US\$

	Propuesta CNE
2016	-
2017	-
2018	-
2019	-
2020	0,1
2021	1,2
2022	1,1
2023	3,9
2024	5,6
2025	5,1
2026	4,6
2027	4,2
2028	3,8
2029	3,5
2030	3,2
2031	2,9
2032	2,6
2033	2,4
2034	2,2

2035	2,0
Total	48,4

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales para cada escenario analizado.

Tabla 30: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

Resumen costos [MMUSD]	Base Sin Expansiones	Propuesta CNE
Escenario 1	16.298	16.273
Escenario 2	17.096	17.076
Escenario 3	16.719	16.699
Escenario 4	16.686	16.669
Escenario 5	17.310	17.286

De los resultados anteriores, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtiene un costo menor para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto es económicamente eficiente.

8.1.3 NORMALIZACIÓN DE SUBESTACIONES EN EL SIC

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS) vigente, impone una serie de obligaciones normativas a las instalaciones del sistema de transmisión mayores a 200 kV, que se abordan principalmente en el Título 3-24: Instalaciones de Transmisión. En virtud de aquello, esta Comisión desarrolló una revisión a las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de manera de verificar el cumplimiento de las exigencias establecidas en dicha NTSyCS y con ello determinar las obras de expansión necesarias para normalizarlas.

A continuación se presenta un resumen de las exigencias de diseño por la NTSyCS para la planificación y normalización de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional.

a. Interruptores de líneas de transmisión.

Exigencia establecida en el Artículo 3-24, numeral I, que indica que *“Las líneas de transmisión del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán poseer interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y efectuar su posterior reconexión automática”*.

b. Mantenimiento de interruptores.

Exigencia establecida en el Artículo 3-24, numeral II, que indica que *“Las subestaciones del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán tener una configuración de barras con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas, transformadores u otros equipos, de manera que dichas instalaciones queden en operación durante el mantenimiento del interruptor asociado a ellas”*.

c. Secciones de barra.

Exigencia establecida en el Artículo 3-24, numeral II, que indica que *“...el número de secciones de barra, deberá ser tal que la falla de severidad 9 en ellas pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales de Control de Contingencias”*.

d. Configuración de transformadores.

Exigencia establecida en el Artículo 3-24, numeral III, que indica que *“Para subestaciones existentes se deberá verificar que la falla de severidad 8 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias, para lo cual deberán implementarse las correspondientes medidas contra contingencias extremas”*.

e. Conexiones en derivación en líneas del STT.

Exigencia establecida en el Artículo 3-24, numeral III, que indica que *“En el caso de conexiones en un punto intermedio de una línea perteneciente al STT, corresponderá construir una subestación que seccione al menos dos circuitos de la línea, la cual debe cumplir con los estándares mencionados en el punto II. Configuración de barras de subestaciones del presente artículo”*.

El presente Plan de Expansión contiene las obras necesarias para el cumplimiento normativo de todas las subestaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional, sobre la base de los criterios de seguridad y calidad de servicio exigidos, de forma que las propuestas son técnica y económicamente óptimas para el SI.

8.1.3.1 S/E Seccionadora El Rosal 220 kV

La subestación seccionadora El Rosal surge para normalizar el actual *tap off* El Rosal, ubicado a 19 km al sur de S/E Charrúa en la línea Charrúa – Duqueco 1x220 kV. En dicho punto inyecta al sistema la central Laja I.

La subestación será en configuración interruptor y medio, con dos barras AIS o *Air Insulated Switchgear* y dos medias diagonales, dejando espacio para dos

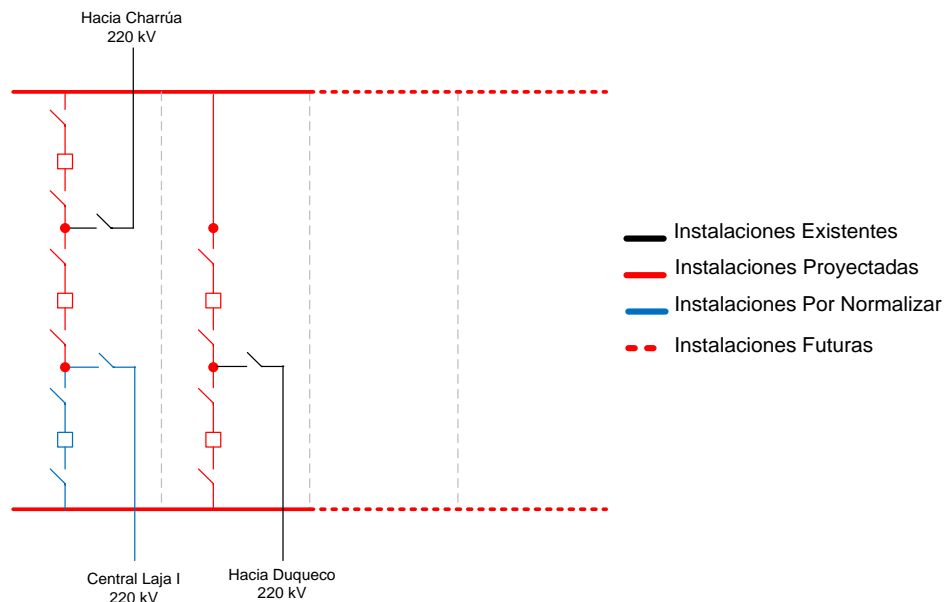
diagonales futuras. Los espacios deben ser tal que permitan la instalación de equipos compactos o convencionales. La subestación debe seccionar la línea Charrúa – Duqueco 1x220 kV en diagonales distintas, ubicándose alrededor del actual *tap off*, dejando espacio para la normalización de dicho *tap off*.

La subestación debe contar con una capacidad de barras de 500 MVA a 35° C con sol e interruptores de capacidad de 40 kA o mayor.

El valor de inversión referencial de la obra es de USD 5,60 millones de dólares y el plazo de ejecución es de 24 meses.

El detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 9.1.2 del presente informe.

Figura 1: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Seccionadora El Rosal 220 kV



8.1.3.2 S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV

La subestación seccionadora Río Toltén surge por necesidad de normalizar el actual *tap off* Río Toltén, ubicado a 32 km al sur de la S/E Cautín en la línea Cautín – Ciruelos 1x220 kV. En dicho punto inyecta al sistema las centrales Carilafquén y Malalcahuello.

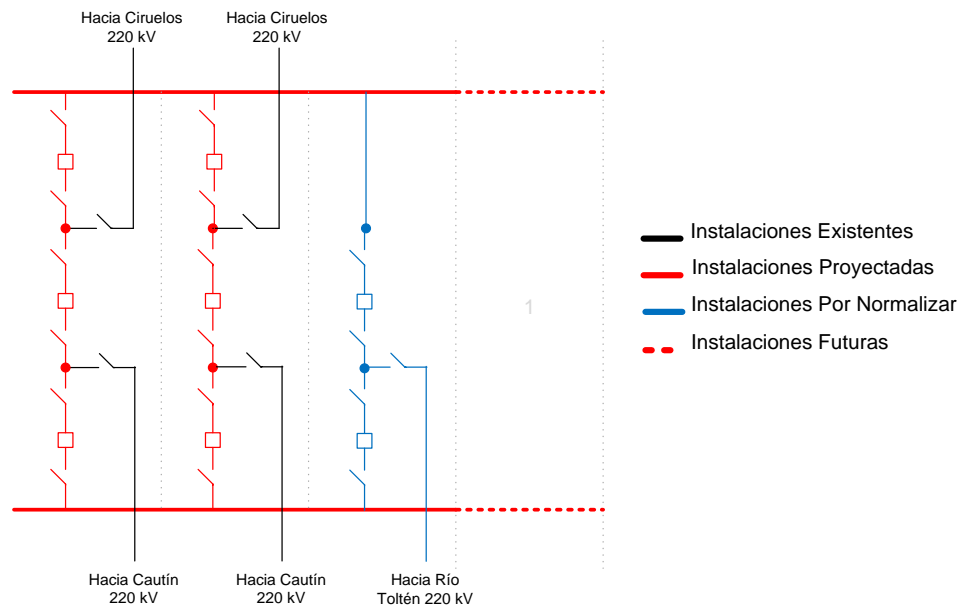
La subestación será en configuración interruptor y medio, con dos barras AIS o *Air Insulated Switchgear* y dos diagonales, más la extensión de las barras para una diagonal adicional necesaria para la conexión de la línea actualmente en *tap off*, y dejando espacio para dos diagonales futuras. Los espacios deben ser tal que permitan la instalación de equipos compactos o convencionales. La subestación deberá ubicarse alrededor del actual *tap off*.

La subestación debe contar con una capacidad de barras de al menos 1.000 MVA a 35° C con sol e interruptores de capacidad de 40 kA o mayor.

El valor de inversión referencial de la obra es de USD 7,19 millones de dólares y el plazo de ejecución es de 24 meses.

El Detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 9.1.2 del presente informe.

Figura 2: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV



8.1.4 NECESIDADES DE AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES EN EL SIC

8.1.4.1 Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico

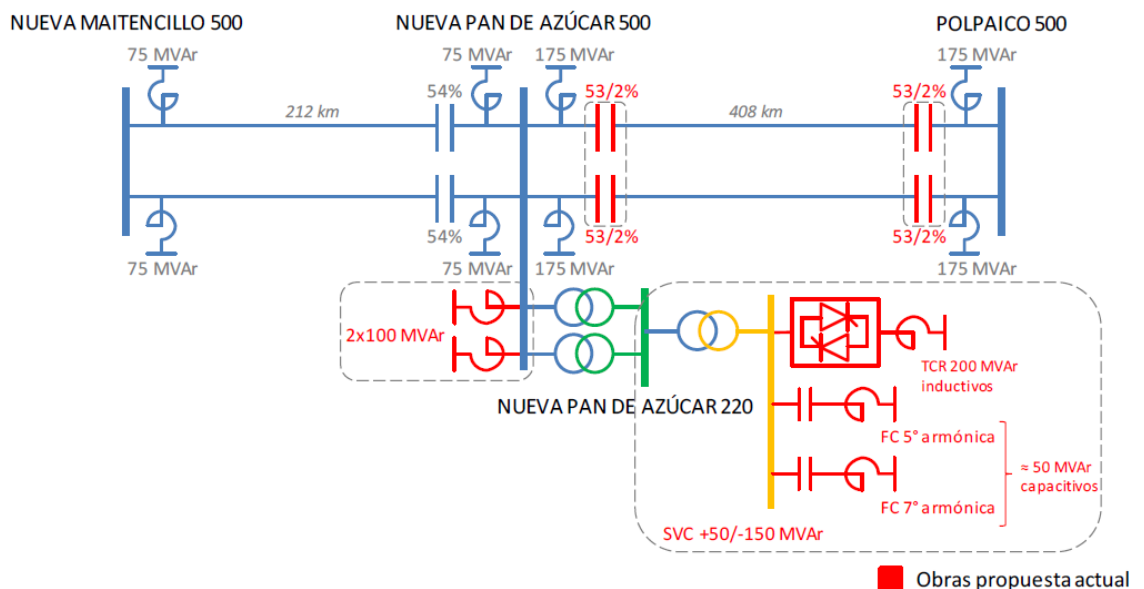
El proyecto consiste en disminuir a la mitad de la compensación serie de 53% de la línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 500 kV, a instalar actualmente sólo en subestación Nueva Pan de Azúcar, resultando una compensación definitiva de 53/2 %. Además, se debe contemplar toda la adecuación que sea necesario realizar al sistema de protección y control asociado, y la eventual modificación del varistor (MOV) y chispero (spark gap), en caso de considerarse necesario. También se requiere de la Instalación de compensación serie de 53/2 % en la línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 500 kV, en el extremo subestación Polpaico.

Adicionalmente se deben Instalar dos bancos de reactores fijos de, al menos, 100 MVAR cada uno en la barra Nueva Pan de Azúcar 500 kV, más una unidad monofásica adicional de reserva (en total serían 7 unidades monofásicas de, al menos, 33 MVAR cada una).

Por último, el proyecto considera un SVC con reactor variable conectado en la barra Nueva Pan de Azúcar 220 kV, basado en un equipo del tipo TCR (por sus siglas en inglés, Thyristor Controlled Reactor) con filtros de supresión de armónicas del orden $2n+1$, en particular de la 5° y 7° armónica por efecto de las ondas resultantes a la salida de los tiristores (la 3° armónica se filtra en los devanados del transformador de conexión), que en conjunto permitan inyectar al sistema un monto mínimo de $+50/-150$ MVAR¹¹.

El esquema de la modificación se presenta a continuación.

Figura 3: Diagrama referencial Proyecto compensación reactiva en línea 2x500 kV Polpaico - Nueva Pan de Azúcar. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional



El V.I. referencial es de 54,878 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América y tendrá un plazo constructivo de 24 meses a partir de la fecha de adjudicación de la licitación

8.1.4.2 Ampliación S/E Nogales 220 kV

El proyecto consiste en la ampliación de la actual S/E Nogales 220 kV para permitir la conexión de la acometida de los dos nuevos circuitos provenientes desde la S/E Punta Sierra 220 kV. La ampliación deberá realizarse hacia el oeste de la subestación para así evitar interferencias con estructuras de líneas circundantes. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

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 inicio del proceso de licitación de esta obra quedará condicionado a la adjudicación de la obra Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nogales 2x220 kV, 2x580 MVA.

El V.I. referencial del proyecto es de 2,27 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

8.1.4.3 Ampliación S/E Duqueco 220 kV

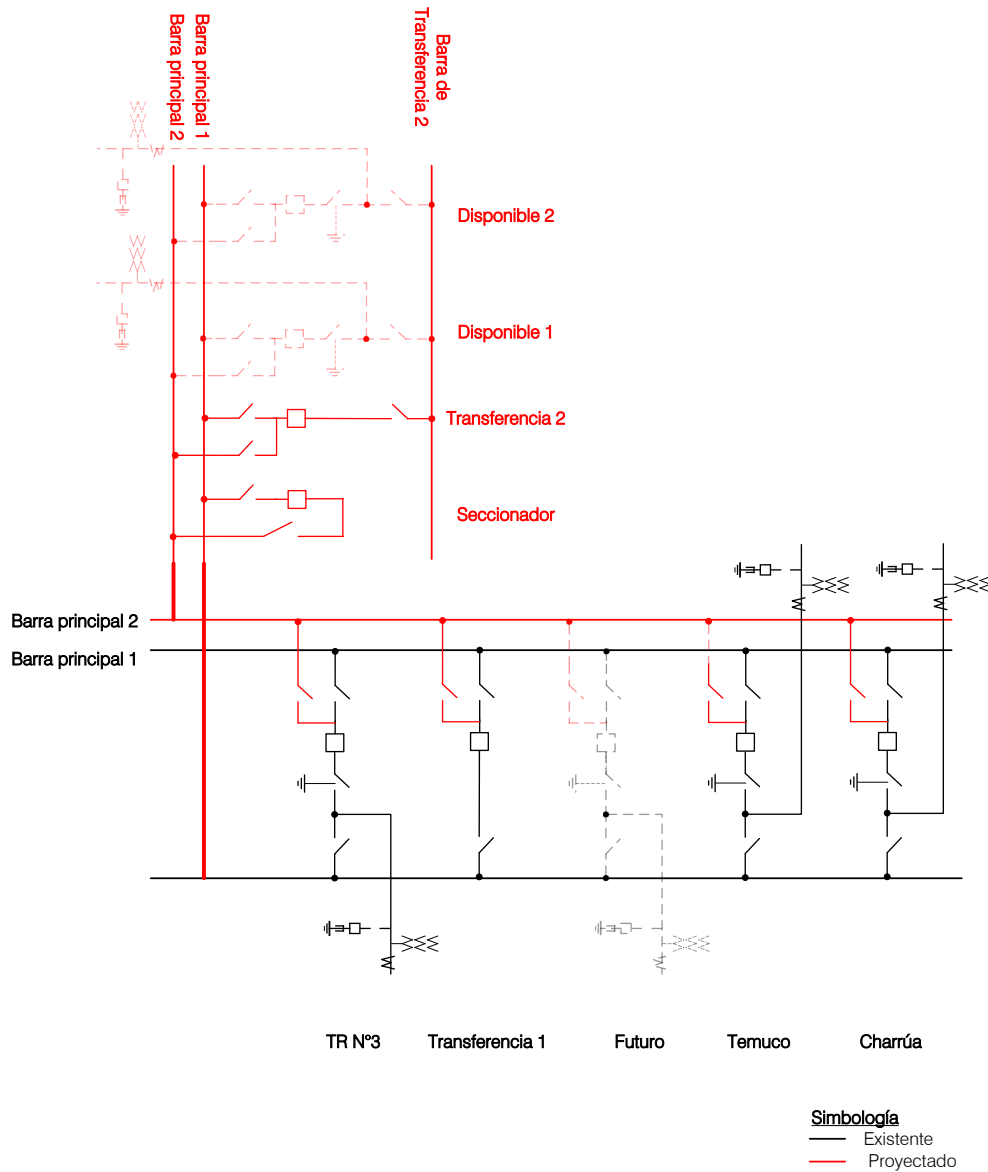
El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Duqueco 220 kV. Es parte del proyecto la construcción de una nueva barra principal contigua a la actual barra con tal de distribuir en ambas barras los paños de líneas y el paño de transformación existente, transformando la actual configuración de barra simple más barra de transferencia a configuración doble barra más barra de transferencia.

En segundo lugar, el proyecto contempla la construcción de un nuevo patio en configuración doble barra más barra de transferencia, con la incorporación de un nuevo paño de transferencia para esta nueva sección de patio y un paño seccionador de barras común para las barras 1 y 2 de la subestación. Deberán utilizarse los dos espacios disponibles en la subestación Duqueco 220 kV, ubicados al oeste, para la interconexión de las barras principales 1 y 2.

Será parte del proyecto, también, la extensión de la plataforma y barras para dos espacios disponibles con plataforma y barra extendida para proyectos de generación de la zona y al menos 4 espacios adicionales con terreno nivelado para futuras expansiones en el nuevo patio construido.

En la siguiente figura se detalla esquemáticamente la expansión a desarrollar.

Figura 4: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Duqueco 220 kV.



El actual proyecto reemplaza a la obra declarada desierta “Normalización en S/E Duqueco 220 kV” del decreto exento N° 373, de 2016, del Ministerio de Energía, que fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Sigüientes.

8.2 NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN EL SING

8.2.1 S/E SECCIONADORA NUEVA CHUQUICAMATA 220 KV Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENTRE S/E NUEVA CHUQUICAMATA – S/E CALAMA

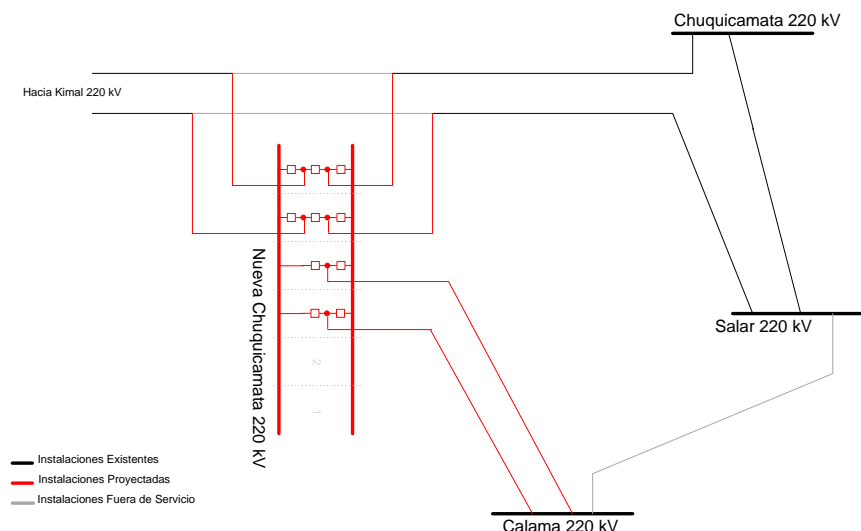
En el presente Plan de Expansión, se propone la obra del seccionamiento de las futuras líneas 1x220 kV Kimal – Chuquicamata y 1x220 kV Kimal – Salar en una nueva subestación “Nueva Chuquicamata 220 kV”, además de la construcción de una nueva línea 2x220 kV entre la nueva subestación y subestación Calama de manera de robustecer el abastecimiento y seguridad de servicio de la ciudad de Calama y sus pueblos aledaños. Además, la subestación Calama es ruta de evacuación de para generación renovable no convencional presente en la zona.

La configuración de barras en 220 kV que deberá tener la subestación Nueva Chuquicamata corresponde a interruptor y medio.

La nueva subestación deberá contener los espacios suficientes para recibir los paños relativos al seccionamiento de las líneas 1x220 kV Kimal – Chuquicamata y 1x220 kV Kimal – Salar y de la nueva línea hacia Calama. Adicionalmente, se dejarán disponibles los espacios suficientes para futuros proyectos.

El Valor de Inversión referencial es de USD 25,58 millones y su detalle se encuentra incluido en el numeral 9.1.3 del presente informe. Adicionalmente, se adjunta un diagrama referencial con el desarrollo del proyecto antes mencionado.

Figura 5: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Nueva Chuquicamata 220 kV y Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Calama



8.2.2 NORMALIZACIÓN DE SUBESTACIONES EN EL SING

Para la normalización de las subestaciones en el SING se consideraron las mismas exigencias establecidas en el numeral 8.1.3 del presente informe.

8.2.2.1 Normalización en S/E Calama 220 kV

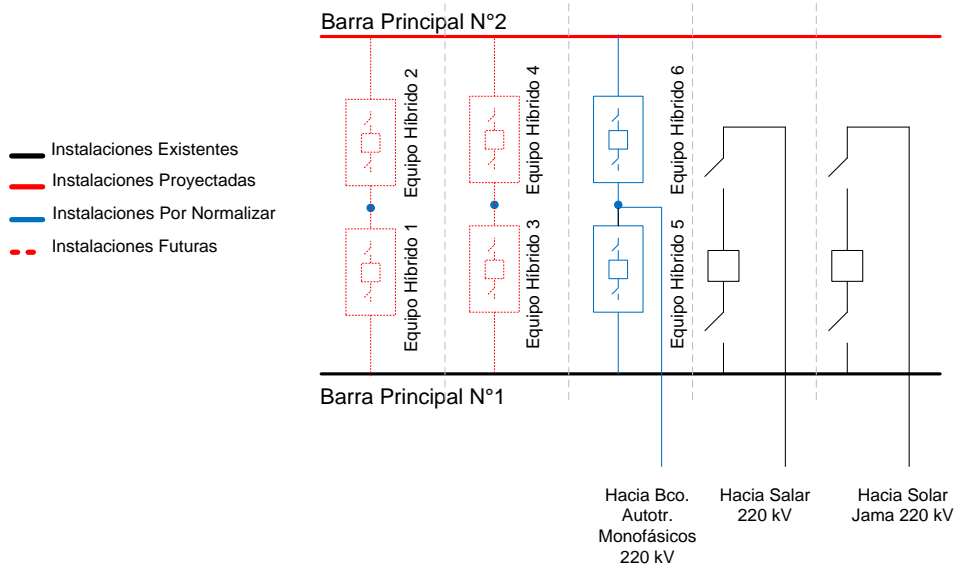
En el presente Plan de Expansión se propone la modificación en la configuración de la actual subestación Calama 220 kV, de manera que se ajuste a la normativa vigente para instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional. Principalmente la obra de ampliación en la subestación contempla la incorporación de una nueva barra en 220 kV para dejar una configuración de doble barra con doble interruptor más el aumento de capacidad de la actual barra bajo las mismas características técnicas de la nueva instalación.

El valor total de inversión referencial asciende a USD 930 mil.

El detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 9.1.1 del presente informe.

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

Figura 6: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Calama 220 kV



8.2.2.2 Normalización del paño de línea Encuentro – El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV

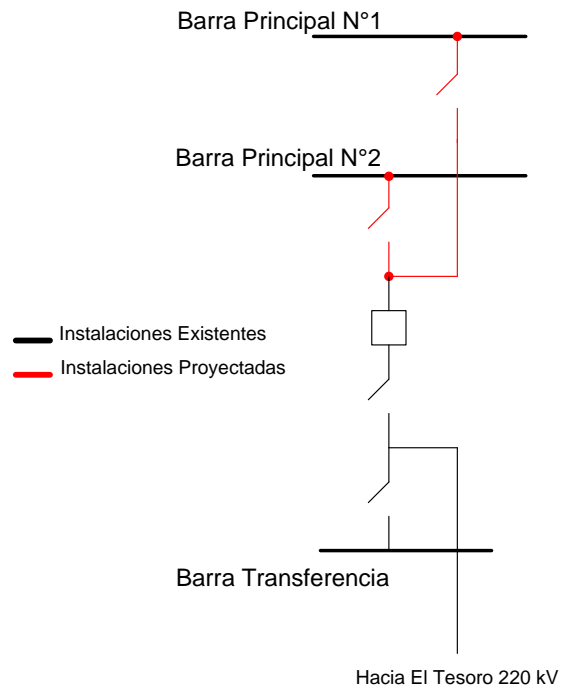
Esta propuesta consiste en el cambio de conexión del paño de El Tesoro de la línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro al nuevo esquema de la barra de la subestación Encuentro mediante la incorporación de nuevos desconectadores del tipo pantógrafo.

El Valor de Inversión referencial es de 427 mil de US\$.

El detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 9.1.1 del presente informe.

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

Figura 7: Diagrama referencial desarrollo de la normalización de S/E Encuentro 220 kV



8.2.3 NECESIDADES DE AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES EN EL SING

8.2.3.1 S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV

El proyecto denominado S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV deberá cumplir con el seccionamiento de la línea 1x220 kV entre El Tesoro – Esperanza y ajustarse a la normativa vigente para instalaciones pertenecientes al sistema nacional. Por lo tanto, su diseño contempla la construcción de tres medias diagonales en configuración interruptor y medio, de las cuales una posición se destinará a la conexión del circuito proveniente de S/E El Tesoro y otra para la conexión del circuito hacia S/E Esperanza. Una tercera posición será utilizada para la reubicación del paño en S/E El Tesoro de la línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro. Adicionalmente, se deberá dejar espacio disponible para cinco (5) nuevas diagonales, sólo con terreno nivelado para futuros proyectos. La obra propuesta contribuirá a la continuidad de servicios y dará cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente para instalaciones de transmisión nacional del SING.

La S/E Centinela deberá emplazarse dentro de un radio de 3 km al noroeste desde el punto en donde se encuentran las líneas 2x220 El Cobre – Esperanza y 1x220 kV El Tesoro – Esperanza, procurando que se emplace al oeste de la línea 1x220 kV El Tesoro – Esperanza.

La reubicación de los paños de la S/E Esperanza de la línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza es una obra complementaria a la propuesta por esta Comisión, la que será revisada en futuros procesos de expansión y corresponde a la segunda fase de la normalización de las instalaciones de la zona.

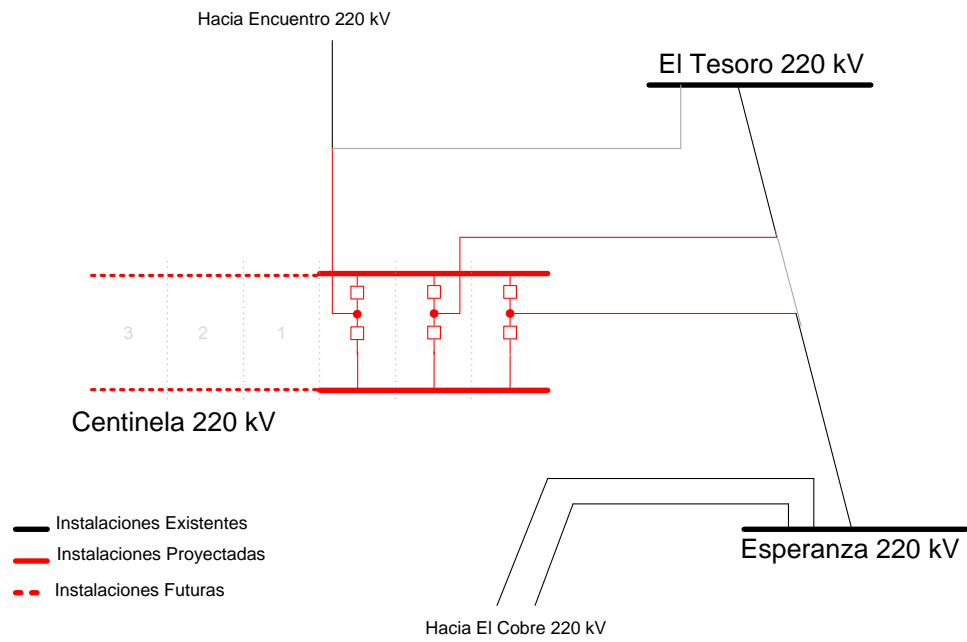
En esta segunda etapa del proyecto se propondrá la construcción de un nuevo segmento de línea para permitir el cambio de paño de la línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza ubicado en S/E Esperanza hacia S/E Centinela, de manera de dejar las instalaciones de Minera Centinela (antiguos consumos de Minera Esperanza y Minera El Tesoro) conectadas de forma radial.

El Valor de Inversión referencial es de USD 10,9 millones.

El detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 9.1.1 del presente informe.

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

Figura 8: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Seccionadora Centinela 220 kV



9 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

La valorización de las instalaciones que se estudiaron como factibles de construir se realizó de acuerdo a la metodología de valorización descrita en el Anexo 2 del presente documento.

A continuación se presentan las valorizaciones de las obras de expansión nacional, de acuerdo a la aplicación metodológica usada en el presente estudio.

9.1 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN ANALIZADAS

9.1.1 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN DEL SING

9.1.1.1 Normalización en S/E Calama 220 kV

Tabla 31: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Normalización S/E Calama 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	789.787
1.1	Ingeniería	38.483
1.2	Instalación de faenas	211.465
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	539.839
2	Costos Indirectos	126.853
2.1	Gastos generales y Seguros	39.406
2.2	Inspección técnica de obra	42.828
2.3	Utilidades del contratista	31.174
2.4	Contingencias	13.446
3	Monto Contrato	916.640
4	Intereses Intercalarios	13.750
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		930.390

9.1.1.2 S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV

Tabla 32: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>S/E Seccionadora Centinela 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	7.306.778
1.1	Ingeniería	387.334
1.2	Instalación de faenas	471.892
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	6.447.552
2	Costos Indirectos	984.750
2.1	Gastos generales y Seguros	352.916
2.2	Inspección técnica de obra	218.488
2.3	Utilidades del contratista	295.758

<i>S/E Seccionadora Centinela 220 kV</i>		<i>USD</i>
2.4	Contingencias	117.588
3	Monto Contrato	8.291.527
4	Intereses Intercalarios	386.418
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		8.677.945

Tabla 33: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Extensión de línea para reubicación de conexión</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	1.572.501
1.1	Ingeniería	138.073
1.2	Instalación de faenas	285.113
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.149.316
2	Costos Indirectos	666.262
2.1	Gastos generales y Seguros	96.708
2.2	Inspección técnica de obra	77.511
2.3	Utilidades del contratista	96.801
2.4	Contingencias	75.243
2.5	Servidumbres	320.000
3	Monto Contrato	2.238.764
4	Intereses Intercalarios	73.224
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		2.311.988

9.1.1.3 Normalización del paño de línea Encuentro – El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV

Tabla 34: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Ampliación paño El Tesoro en S/E Encuentro</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	374.182
1.1	Ingeniería	42.002
1.2	Instalación de faenas	117.854
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	214.326
2	Costos Indirectos	32.240
2.1	Gastos generales y Seguros	13.526
2.2	Inspección técnica de obra	3.657
2.3	Utilidades del contratista	10.160
2.4	Contingencias	4.897
3	Monto Contrato	406.421
4	Intereses Intercalarios	20.321
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		426.742

9.1.2 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN DEL SIC

9.1.2.1 S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV

Tabla 35: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>S/E Algarrobal 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	11.370.686
1.1	Ingeniería	537.692
1.2	Instalación de faenas	565.982
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	10.267.012
2	Costos Indirectos	1.820.433
2.1	Gastos generales y Seguros	517.975
2.2	Inspección técnica de obra	242.333
2.3	Utilidades del contratista	385.205
2.4	Contingencias	219.711
2.5	Servidumbre	455.209
3	Monto Contrato	13.191.119
4	Intereses Intercalarios	659.556
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		13.850.675

9.1.2.2 Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico

Tabla 36: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	46.486.000
1.1	Ingeniería	963.000
1.2	Instalación de faenas	924.000
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	44.599.000
2	Costos Indirectos	6.044.735
2.1	Gastos generales y Seguros	1.250.360
2.2	Inspección técnica de obra	450.360
2.3	Utilidades del contratista	2.557.720
2.4	Contingencias	1.786.295
3	Monto Contrato	52.530.735
4	Intereses Intercalarios	2.347.265
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		54.878.000

9.1.2.3 Ampliación S/E Nogales 220 kV

Tabla 37: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Ampliación SE Nogales 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	1.883.066
1.1	Ingeniería	200.095
1.2	Instalación de faenas	184.938
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.498.032
2	Costos Indirectos	291.187
2.1	Gastos generales y Seguros	94.984
2.2	Inspección técnica de obra	92.558
2.3	Utilidades del contratista	72.182
2.4	Contingencias	31.463
3	Monto Contrato	2.174.253
4	Intereses Intercalarios	97.841
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		2.272.095

9.1.2.4 S/E Seccionadora El Rosal 220 kV

Tabla 38: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>S/E El Rosal 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	4.805.459
1.1	Ingeniería	275.861
1.2	Instalación de faenas	339.021
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	4.190.577
2	Costos Indirectos	542.284
2.1	Gastos generales y Seguros	202.521
2.2	Inspección técnica de obra	134.853
2.3	Utilidades del contratista	141.102
2.4	Contingencias	63.808
3	Monto Contrato	5.347.743
4	Intereses Intercalarios	249.226
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		5.596.970

9.1.2.5 Ampliación S/E Mulchén 220 kV

Tabla 39: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Ampliación S/E Mulchén 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	2.976.780
1.1	Ingeniería	190.230
1.2	Instalación de faenas	269.304
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.517.246

2	Costos Indirectos	484.420
2.1	Gastos generales y Seguros	187.766
2.2	Inspección técnica de obra	75.738
2.3	Utilidades del contratista	149.802
2.4	Contingencias	71.114
3	Monto Contrato	3.461.200
4	Intereses Intercalarios	155.754
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.616.954

9.1.2.6 S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV

Tabla 40: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	6.985.862
1.1	Ingeniería	537.692
1.2	Instalación de faenas	339.021
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	6.109.149
2	Costos Indirectos	761.265
2.1	Gastos generales y Seguros	300.883
2.2	Inspección técnica de obra	151.574
2.3	Utilidades del contratista	210.924
2.4	Contingencias	97.883
3	Monto Contrato	7.747.127
4	Intereses Intercalarios	387.356
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		8.134.483

9.1.2.7 S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV

Tabla 41: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>S/E Río Toltén 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	6.236.476
1.1	Ingeniería	399.313
1.2	Instalación de faenas	170.261
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	5.666.902
2	Costos Indirectos	651.744
2.1	Gastos generales y Seguros	252.381
2.2	Inspección técnica de obra	152.454
2.3	Utilidades del contratista	169.687
2.4	Contingencias	77.221
3	Monto Contrato	6.888.219
4	Intereses Intercalarios	304.894

COSTO TOTAL DEL PROYECTO**7.193.113****9.1.2.8 Ampliación S/E Ciruelos 220 kV****Tabla 42:** Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Ampliación S/E Ciruelos 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	3.015.986
1.1	Ingeniería	252.894
1.2	Instalación de faenas	213.233
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.549.859
2	Costos Indirectos	495.857
2.1	Gastos generales y Seguros	186.586
2.2	Inspección técnica de obra	92.558
2.3	Utilidades del contratista	147.560
2.4	Contingencias	69.152
3	Monto Contrato	3.511.843
4	Intereses Intercalarios	158.033
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.669.876

9.1.2.9 S/E Seccionadora Huichahue 220 kV**Tabla 43:** Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>S/E Huichahue 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	8.653.563
1.1	Ingeniería	400.585
1.2	Instalación de faenas	390.437
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	7.862.540
2	Costos Indirectos	1.467.585
2.1	Gastos generales y Seguros	428.402
2.2	Inspección técnica de obra	192.408
2.3	Utilidades del contratista	364.535
2.4	Contingencias	178.768
2.5	Servidumbre	303.473
3	Monto Contrato	10.121.148
4	Intereses Intercalarios	471.686
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		10.592.834

9.1.2.10 S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV**Tabla 44:** Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>S/E Frutillar Norte 220 kV</i>	<i>USD</i>
-----------------------------------	------------

1	Costos Directos	8.990.446
1.1	Ingeniería	400.585
1.2	Instalación de faenas	339.021
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	8.250.839
2	Costos Indirectos	1.723.519
2.1	Gastos generales y Seguros	429.793
2.2	Inspección técnica de obra	219.630
2.3	Utilidades del contratista	370.490
2.4	Contingencias	197.818
2.5	Servidumbre	505.788
3	Monto Contrato	10.713.965
4	Intereses Intercalarios	499.313
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		11.213.279

9.1.2.11 Ampliación S/E Duqueco 220 kV

Tabla 45: Resumen Costos de Inversión en US\$

Ampliación S/E Duqueco 220 kV		USD
1	Costos Directos	6.080.871
1.1	Ingeniería	540.491
1.2	Instalación de faenas	184.938
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	5.355.442
2	Costos Indirectos	1.497.430
2.1	Gastos generales y Seguros	393.995
2.2	Inspección técnica de obra	126.197
2.3	Utilidades del contratista	281.580
2.4	Contingencias	121.617
2.5	Terrenos	574.040
3	Monto Contrato	7.578.301
4	Intereses Intercalarios	378.915
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		7.957.216

9.1.3 VALORIZACIÓN DE LA OBRA NUEVA DEL SING

9.1.3.1 S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama

Tabla 46: Resumen Costos de Inversión en US\$

S/E Nueva Chuquicamata 220kV		USD
1	Costos Directos	11.032.170

1.1	Ingeniería	713.237
1.2	Instalación de faenas	460.123
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	9.858.810
2	Costos Indirectos	1.509.684
2.1	Gastos generales y Seguros	525.954
2.2	Inspección técnica de obra	299.377
2.3	Utilidades del contratista	388.847
2.4	Contingencias	186.263
2.5	Servidumbre	109.242
3	Monto Contrato	12.541.854
4	Intereses Intercalarios	603.031
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		13.144.885

Tabla 47: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Nueva Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	7.885.162
1.1	Ingeniería	364.919
1.2	Instalación de faenas	486.865
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	7.033.378
2	Costos Indirectos	4.109.644
2.1	Gastos generales y Seguros	412.691
2.2	Inspección técnica de obra	283.162
2.3	Utilidades del contratista	355.011
2.4	Contingencias	286.779
2.5	Servidumbre	2.772.000
3	Monto Contrato	9.772.806
4	Intereses Intercalarios	442.781
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		12.437.587

9.1.4 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS DEL SIC

9.1.4.1 Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nogales 2x220 kV, 2x580 MVA

Tabla 48: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nogales 2x580 MVA</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	87.388.544
1.1	Ingeniería	5.628.460
1.2	Instalación de faenas	861.157

1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	80.898.927
2	Costos Indirectos	32.551.654
2.1	Gastos generales y Seguros	4.715.226
2.2	Inspección técnica de obra	2.371.408
2.3	Utilidades del contratista	4.395.745
2.4	Contingencias	3.569.275
2.5	Servidumbre	17.500.000
3	Monto Contrato	119.940.197
4	Intereses Intercalarios	1.789.462
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		121.729.659

9.1.4.2 Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV

Tabla 49: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Nueva Línea 2x500 kV Nueva Puerto Montt - Punta Barranco</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	45.010.471
1.1	Ingeniería	1.758.801
1.2	Instalación de faenas	457.927
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	42.793.743
2	Costos Indirectos	14.511.362
2.1	Gastos generales y Seguros	2.202.414
2.2	Inspección técnica de obra	1.125.262
2.3	Utilidades del contratista	1.875.347
2.4	Contingencias	1.586.940
2.5	Servidumbre	7.721.400
3	Monto Contrato	59.521.833
4	Intereses Intercalarios	2.757.261
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		62.279.094

Tabla 50: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Nueva línea 2x500 kV San Gallán – Nueva Ancud</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	12.810.663
1.1	Ingeniería	806.085
1.2	Instalación de faenas	339.021
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	11.665.557
2	Costos Indirectos	4.247.721
2.1	Gastos generales y Seguros	600.873
2.2	Inspección técnica de obra	599.410
2.3	Utilidades del contratista	543.994

2.4	Contingencias	403.444
2.5	Servidumbre	2.100.000
3	Monto Contrato	17.058.383
4	Intereses Intercalarios	653.336
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		17.711.720

Tabla 51: Resumen Costos de Inversión en US\$

Nuevo Cruce Aéreo 2x500 kV		USD
1	Costos Directos	13.844.860
1.1	Ingeniería	1.117.475
1.2	Instalación de faenas	341.868
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	12.385.517
2	Costos Indirectos	3.002.611
2.1	Gastos generales y Seguros	973.678
2.2	Inspección técnica de obra	831.991
2.3	Utilidades del contratista	825.694
2.4	Contingencias	371.248
3	Monto Contrato	16.847.471
4	Intereses Intercalarios	667.281
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		17.514.753

Tabla 52: Resumen Costos de Inversión en US\$

S/E Nueva Ancud 220 kV		USD
1	Costos Directos	8.723.026
1.1	Ingeniería	649.523
1.2	Instalación de faenas	339.021
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	7.734.482
2	Costos Indirectos	1.050.130
2.1	Gastos generales y Seguros	365.678
2.2	Inspección técnica de obra	254.082
2.3	Utilidades del contratista	317.034
2.4	Contingencias	113.337
3	Monto Contrato	9.773.156
4	Intereses Intercalarios	451.422
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		10.224.578

10 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS

10.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ZONAL

Los proyectos que a continuación se indican, son algunos de los proyectos que han sido analizados por esta Comisión en virtud del proceso ad-hoc para la determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el artículo decimotercero de la ley 20.936.

Para esto, se han tenido a la vista los antecedentes y análisis proporcionados por las empresas de transmisión zonal, de acuerdo a la presentación de las nóminas de obras en construcción y propuesta de expansión realizada ante la Comisión el día 2 de noviembre del año 2016, en el marco del proceso ad-hoc señalado precedentemente.

Las obras resultantes en las diversas zonas tienen por objetivo principal lograr un nuevo apoyo a los sistemas zonales, siendo necesaria para esto una ejecución optimizada y coordinada entre los segmentos de transmisión.

En consecuencia y a continuación se indican algunas de las obras de expansión que podrían incorporarse por esta Comisión en el proceso ad-hoc para la determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el artículo decimotercero de la ley N°20.936 y que se tuvieron a la vista para la elaboración del presente plan de expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

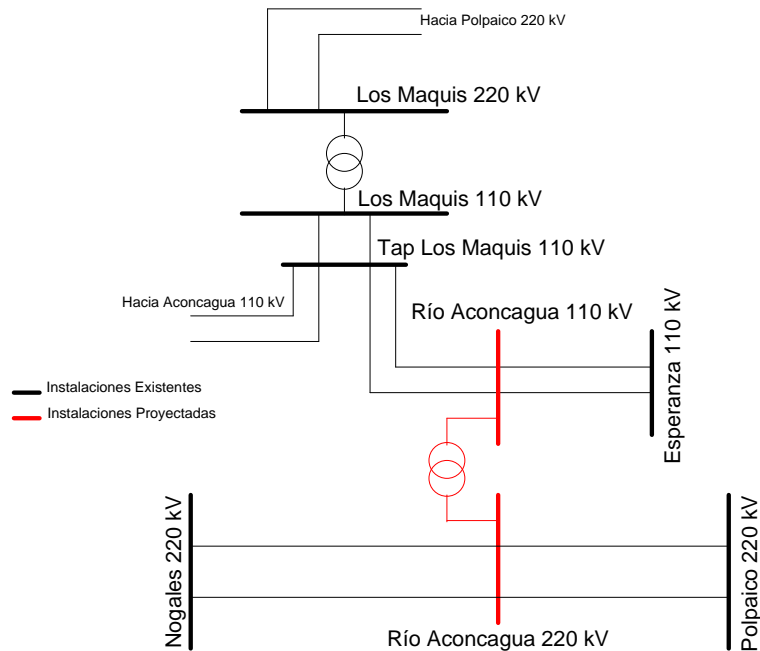
Para la evaluación económica de cada proyecto analizado se considera como escenario base de evaluación, es decir sin obra de expansión, los costos de operación y falla que se indicaron en la **Tabla 24**.

10.1.1 S/E SECCIONADORA RÍO ACONCAGUA 220 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora en la zona del valle del Aconcagua donde la línea de Transmisión Nacional Nogales – Polpaico 2x220 kV se cruza con la línea de Transmisión Zonal Esperanza – Los Maquis 110 kV. Para esto, se propone realizar un seccionamiento a ambas líneas en una nueva subestación denominada S/E Río Aconcagua 220 kV, junto con la inclusión de un banco de transformadores de 220/110kV que dé apoyo al suministro en 110 kV de la zona de San Felipe y Los Andes. El objetivo de esta obra es aliviar el tramo Polpaico - Los Maquis, redirigiendo los flujos de potencia que alimentan el sistema zonal actualmente por S/E Los Maquis a través de S/E Esperanza.

A continuación se muestra un diagrama unilineal de la solución antes presentada.

Figura 9: Diagrama referencial desarrollo del proyecto S/E Seccionadora Río Aconcagua 220 kV



Adicionalmente para la zona que componen las subestaciones Nogales, Polpaico y Los Maquis, se han analizado las siguientes obras:

- S/E Seccionadora Río Aconcagua y Nueva línea 1x220 kV entre S/E Río Aconcagua y S/E Los Maquis.

- Tendido de un tercer circuito entre S/E Polpaico y S/E Los Maquis.

En términos de los análisis estocásticos, el seccionamiento de la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV, mediante la S/E Seccionadora Río Aconcagua y la interconexión de ésta al sistema zonal de 110 kV entre las subestaciones Las Vegas y Esperanza, genera una reducción de los flujos de potencia por el tramo El Llano-Los Maquis 220 kV, principalmente porque el suministro de los clientes regulados de la zona de San Felipe y Los Andes se abastecería en gran medida por la nueva subestación. Así, con las obras propuestas, en todos los escenarios de generación analizados se retrasa la necesidad de ampliar la capacidad hacia la S/E Los Maquis en al menos 5 años. Además, la construcción de dicha obra entrega mayor nivel de seguridad a la zona, puesto que contará con dos vías de alimentación.

10.1.2 NORMALIZACIÓN S/E CHILOÉ 220 KV

El proyecto de normalización de la S/E Chiloé 220 kV tiene por objetivo cumplir con las exigencias normativas, toda vez que la configuración de barra de dicha subestación no cumple los criterios de una instalación de transmisión nacional.

Bajo este concepto, el CDEC ha propuesto la construcción de 3 medias diagonales AIS para permitir una configuración interruptor y medio, en terreno propio de la subestación existente, perteneciente a SAESA. De esta manera, cumplirá con los estándares de diseño nacional, permitiendo además la conexión del proyecto futuro de normalización entre la S/E Nueva Ancud y S/E Chiloé. Adicionalmente, quedaría adaptada para la conexión de futuros proyectos de generación y transmisión de la zona.

Sin embargo, la empresa SAESA ha informado como “en construcción” a esta Comisión su proyecto de expansión zonal denominado “Proyecto Chiloé – Gamboa”, que incluye un nuevo sistema en 220 kV entre las subestaciones Chiloé y la nueva subestación Gamboa, cercana a la actual S/E Castro, y la normalización de la S/E Chiloé para permitir la futuras conexiones y cumplimiento normativo de las instalaciones.

Por lo anterior, esta Comisión hará las modificaciones necesarias al proyecto zonal de SAESA, de manera que cumpla con lo establecido en la normativa y sea consistente con la obra de expansión nacional que se ha propuesto en el presente documento.

10.2 NUEVA LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en una nueva línea doble circuito en 220kV tendido del primer circuito, entre la S/E Lagunas y la S/E Nueva Pozo Almonte. Este proyecto contempla además la modificación de cada una de las S/E anteriormente descritas. La longitud aproximada de la línea es de 70 km, con una capacidad de transmisión inicial de 292 MVA. Para la instalación de la línea se requiere la ampliación de las S/E Lagunas y Nueva Pozo Almonte. Se proyecta su puesta en servicio para diciembre del año 2022, considerando un máximo de 48 meses para la ejecución de la obra. El V.I. referencial del proyecto es de 25,16 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

En las siguientes tablas se muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones, todos en valor presente (VP) en millones de US\$.

Tabla 53: Costos de Operación y Falla Nueva Línea Lagunas-Nueva Pozo Almonte 220 kV Sistema SING en VP millones de US\$

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	968	969	971	956

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2021	799	798	799	800	790
2022	815	812	818	816	802
2023	827	833	832	831	816
2024	851	844	841	843	823
2025	862	862	853	853	837
2026	901	910	881	872	873
2027	855	899	862	851	869
2028	835	902	858	850	885
2029	817	892	857	850	907
2030	803	886	844	847	938
2031	778	890	854	845	958
2032	765	885	848	850	961
2033	760	891	824	839	973
2034	765	890	843	841	976
2035	224	257	251	250	281
Total	16.300	17.095	16.718	16.684	17.309

Tabla 54: VATT de Propuesta en millones de US\$

Propuesta CDEC	
2016	-
2017	-
2018	-
2019	-
2020	-
2021	-
2022	0,1
2023	1,4
2024	1,3
2025	1,2
2026	1,1
2027	1,0
2028	0,9
2029	0,8
2030	0,7
2031	0,7
2032	0,6
2033	0,6
2034	0,5
2035	0,5
Total	11,40

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales para cada escenario analizado.

Tabla 55: Resumen de Costos en millones de US\$

Resumen Costos [MMUSD]	Base Sin Expansiones	Propuesta CDEC
Escenario 1	16.298	16.311
Escenario 2	17.096	17.107
Escenario 3	16.719	16.729
Escenario 4	16.686	16.696
Escenario 5	17.310	17.320

De los resultados anteriores, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtienen costos mayores para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto no es económicamente eficiente.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 56: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Nueva línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte, tendido primer circuito</i>		<i>USD</i>
1	<i>Costos Directos</i>	<i>19.822.181</i>
1.1	Ingeniería	1.511.755
1.2	Instalación de faenas	615.770
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	17.694.657
2	<i>Costos Indirectos</i>	<i>4.782.170</i>
2.1	Gastos generales y Seguros	1.069.626
2.2	Inspección técnica de obra	724.339
2.3	Utilidades del contratista	912.774
2.4	Contingencias	675.432
2.5	Servidumbre	1.400.000
3	<i>Monto Contrato</i>	<i>24.604.352</i>
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	<i>552.116</i>
<i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i>		<i>25.156.467</i>

10.3 AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE EMPALMES S/E KIMAL A ACTUAL LÍNEA 2X220 KV CRUCERO - ENCUENTRO

La presente obra surge como parte de los análisis efectuados por esta Comisión de la obra propuesta por CDEC-SING en la zona comprendida entre las subestaciones Crucero, Encuentro y Kimal y las posibles restricciones en transmisión que podrían ocurrir, debido a la capacidad de las líneas que las unen, en particular, la línea 2x220 kV Kimal – Encuentro.

La obra definida por el CDEC – SING propone un proyecto que considera el aumento de capacidad de empalmes desde el punto de seccionamiento de la línea 2x220 kV Crucero – Encuentro hacia la nueva subestación Kimal, incluyendo la adecuación de sus paños y conexiones de la línea Kimal – Encuentro en S/E Encuentro.

En las siguientes tablas se muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones.

Tabla 57: Costos de Operación y Falla Aumento Capacidad de Empalmes en VP millones de US\$

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	967	969	971	956
2021	799	798	799	800	790
2022	815	812	818	816	802
2023	827	834	832	831	816
2024	851	844	842	843	823
2025	862	862	853	853	837
2026	901	909	881	872	872
2027	856	899	862	851	869
2028	835	903	859	850	886
2029	817	892	857	850	908
2030	802	887	844	847	938
2031	778	890	854	845	958
2032	764	885	848	850	962
2033	760	891	825	840	973
2034	765	890	843	841	976
2035	224	257	251	250	281
Total	16.298	17.097	16.720	16.687	17.312

Tabla 58: VATT de la Propuesta en millones de US\$

	Propuesta CDEC
2016	-
2017	-
2018	-
2019	0,3
2020	0,3
2021	0,2
2022	0,2
2023	0,2
2024	0,2
2025	0,2
2026	0,2
2027	0,1
2028	0,1
2029	0,1
2030	0,1
2031	0,1
2032	0,1
2033	0,1
2034	0,1
2035	0,1
Total	2,70

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales para cada escenario analizado.

Tabla 59: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

Resumen costos [MMUSD]	Base Sin Expansiones	Propuesta CDEC
Escenario 1	16.298	16.301
Escenario 2	17.096	17.100
Escenario 3	16.719	16.723
Escenario 4	16.686	16.689
Escenario 5	17.310	17.314

De los resultados anteriores, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtiene un costo mayor para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto no es económicamente eficiente.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 60: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Ampliación de capacidad de empalmes S/E Kimal a actual línea 2x220 kV Crucero -Encuentro</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	3.069.250
1.1	Ingeniería	142.730
1.2	Instalación de faenas	67.427
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.859.093
2	Costos Indirectos	485.368
2.1	Gastos generales y Seguros	179.667
2.2	Inspección técnica de obra	56.641
2.3	Utilidades del contratista	151.115
2.4	Contingencias	97.946
3	Monto Contrato	3.554.618
4	Intereses Intercalarios	58.735
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.613.353

10.4 CAMBIO DE INTERRUPTORES 52JR, 52JS Y 52JRE EN S/E CRUCERO

Esta propuesta consiste en el cambio de los interruptores 52JR, 52JS y 52JRE en S/E Crucero por motivos de obsolescencia técnica y porque verían superada su capacidad de ruptura en los próximos años.

El valor de inversión referencial de esta obra es de USD 616 mil y su plazo constructivo es de 15 meses.

Los valores de corriente de interrupción de los interruptores son los siguientes:

Tabla 61: Capacidad de ruptura en kA de los elementos de la S/E Crucero

Interruptor	Elemento	Capacidad de ruptura
52JRE	Reactor 24 MVAR	25,0
52JR	Transferencia	31,5
52JS	Seccionador de barras	31,5

Los análisis realizados por esta Comisión indican que no se requiere el cambio de interruptores en el corto plazo, según lo mostrado en la siguiente tabla con las máximas corrientes de cortocircuito para S/E Crucero 220 kV, ya que el cambio del interruptor 52JRE se requeriría solamente a partir del año 2022.

Tabla 62: Niveles de cortocircuito en kA en el horizonte de análisis

Parámetro	2020	2022	2026
CC simétrica inicial máxima	20,14	24,29	24,59
CC simétrica de interrupción máxima	20,04	24,19	24,49
CC asimétrico máxima	20,04	26,55	26,84

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 63: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Cambio de interruptores 52JR, 52JS y 52JRE en S/E Crucero</i>		<i>USD</i>
1	<i>Costos Directos</i>	<i>559.552</i>
1.1	Ingeniería	24.108
1.2	Instalación de faenas	115.757
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	419.688
2	<i>Costos Indirectos</i>	<i>29.456</i>
2.1	Gastos generales y Seguros	11.227
2.2	Inspección técnica de obra	8.149
2.3	Utilidades del contratista	7.795
2.4	Contingencias	2.285
2.5	Servidumbre	0
3	<i>Monto Contrato</i>	<i>589.009</i>
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	<i>27.450</i>
<i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i>		<i>616.459</i>

10.5 NUEVO TRANSFORMADOR 500/220 KV, 750 MVA, EN S/E CUMBRES

El proyecto consiste en la instalación del segundo transformador en la S/E Cumbre, llegando a una capacidad de transmisión de 1.500 MVA. Para permitir la instalación de un nuevo banco de autotransformadores en la S/E Cumbres, es necesaria la ampliación de las barras de 500 kV y 220 kV y la instalación de media diagonal en 500 kV para el nuevo banco de autotransformadores, incluyendo caseta de control y protecciones de la diagonal (con todo su equipamiento). Se estima un plazo constructivo máximo de 36 meses para la ejecución de la obra. El V.I. referencial del proyecto, es de 24,7 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

En las siguientes tablas se muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones.

Tabla 64: Costos de Operación y Falla del Nuevo Transformador Cumbres Sistema SIC en VP millones de US\$

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	968	969	971	956
2021	799	798	799	800	790

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2022	815	812	818	816	802
2023	827	834	832	831	816
2024	851	844	842	843	823
2025	862	862	853	853	837
2026	901	910	882	873	873
2027	855	899	862	851	869
2028	835	902	858	850	886
2029	817	892	857	850	908
2030	802	886	844	847	938
2031	778	890	854	845	958
2032	764	885	848	850	961
2033	760	891	825	839	973
2034	765	890	843	841	976
2035	224	257	251	250	281
Total	16.299	17.097	16.720	16.686	17.310

Tabla 65: VATT de la Propuesta en millones de US\$

	Propuesta CDEC
2016	-
2017	-
2018	-
2019	-
2020	-
2021	0,3
2022	1,6
2023	1,4
2024	1,3
2025	1,2
2026	1,1
2027	1,0
2028	0,9
2029	0,8
2030	0,7
2031	0,7
2032	0,6
2033	0,5
2034	0,5
2035	0,4
Total	13,0

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales de cada propuesta analizada.

Tabla 66: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

Resumen Costos [MMUSD]	Base Sin Expansiones	Propuesta CDEC
Escenario 1	16.298	16.312
Escenario 2	17.096	17.110
Escenario 3	16.719	16.733
Escenario 4	16.686	16.699
Escenario 5	17.310	17.323

De los resultados obtenidos, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtienen mayores costos para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto no es económicamente eficiente.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 67: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Nuevo transformador 500/220 kV, 750 MVA, en S/E Cumbres</i>		<i>USD</i>
1	<i>Costos Directos</i>	<i>20.499.038</i>
1.1	Ingeniería	600.825
1.2	Instalación de faenas	316.243
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	19.581.970
2	<i>Costos Indirectos</i>	<i>3.396.413</i>
2.1	Gastos generales y Seguros	1.773.335
2.2	Inspección técnica de obra	189.181
2.3	Utilidades del contratista	982.265
2.4	Contingencias	451.632
3	<i>Monto Contrato</i>	<i>23.895.451</i>
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	<i>836.341</i>
<i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i>		<i>24.731.792</i>

10.6 NUEVO SISTEMA 220 KV EN ZONA SIC NORTE ENTRE PAN DE AZÚCAR – NOGALES

A continuación se presentan las alternativas que buscan reforzar los circuitos existentes entre Pan de Azúcar – Nogales 2x220 kV, justificadas por las eventuales congestiones presentadas principalmente por las futuras incorporaciones de nuevas centrales eólicas y solares en la zona.

Adicionalmente este sistema cuenta en la actualidad con un Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG) que aplica en sentido norte – sur, con un límite de transmisión de 400 MVA desde la zona norte hacia la zona centro y 224 MVA hacia el norte.

Las propuestas consideradas fueron las siguientes:

- Propuesta del CDEC-SIC, cuya obra consiste en una nueva línea 2x220 kV La Cebada – Nogales de 2x580 MVA, con puesta en servicio en mayo 2022.
- Proyecto CNE, cuya obra consiste en la construcción de una nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar-La Cebada-Nogales de 2x580 MVA, con puesta en servicio en mayo 2022.
- Propuesta CDEC-SIC, cuya obra consiste en una nueva línea 2x220 KV Nogales – Punta Sierra de 2x580 MVA y con puesta en servicio en mayo 2022.

A continuación se describen las obras de ampliación necesarias en las subestaciones La Cebada, Punta Sierra y Nogales:

Ampliaciones en S/E La Cebada

La ampliación de la subestación La Cebada, actualmente en construcción, poseerá una tecnología GIS en doble barra más una barra de transferencia, y contará con terreno disponible para recibir los nuevos paños de línea. De esta forma, para la obra “nueva línea 2x220 kV La Cebada – Nogales de 2x580 MVA” se necesitaría realizar una obra de ampliación en la subestación La Cebada, que consistiría en incluir 2 bahías de conexión GIS totalmente equipadas en configuración de barra principal seccionada con transferencia, además de incluir todos los equipos, obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

Por su parte, el proyecto “nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar-La Cebada-Nogales de 2x580 MVA” requiere de una obra de ampliación en la subestación La Cebada que consistiría en incluir 4 bahías de conexión GIS totalmente equipadas, en configuración de barra principal seccionada con transferencia, además de incluir todos los equipos, obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

Ampliación en S/E Nogales

La subestación Nogales posee configuración de interruptor y medio con equipamiento AIS, existiendo también espacio disponible para los nuevos paños de línea propuestos. En este sentido, todos los proyectos evaluados requieren de la obra de ampliación en la subestación Nogales, que consistiría en incluir 2 medias diagonales AIS totalmente equipadas, además de incluir todos los equipos, obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

En las siguientes tablas se muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones, considerando la construcción de la nueva línea y las obras de ampliación necesarias en las respectivas subestaciones. Por último, se indica el beneficio neto para cada escenario de este proyecto.

Tabla 68: Costos de Operación y Falla Nueva Línea 2x220 kV La Cebada - Nogales de 2x580 MVA en VP millones de US\$

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	968	969	971	956

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	799	798	799	800	790
2022	815	812	818	816	802
2023	826	833	831	830	815
2024	850	843	841	842	822
2025	860	861	852	852	837
2026	900	908	880	871	872
2027	853	897	859	849	867
2028	830	900	854	848	884
2029	811	890	853	847	905
2030	795	884	842	844	936
2031	773	888	852	843	957
2032	759	883	845	849	961
2033	754	890	822	838	973
2034	760	888	840	840	976
2035	222	256	250	250	281
Total	16.249	17.076	16.690	16.666	17.297

Tabla 69: Costos de Operación y Falla Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar-La Cebada-Nogales de 2x580 MVA en VP millones de US\$

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	968	969	971	956
2021	799	798	799	800	790
2022	815	812	818	816	802
2023	826	833	830	830	815
2024	850	842	840	842	822
2025	860	861	852	852	836
2026	900	908	880	871	872
2027	853	898	859	849	867
2028	829	900	853	847	884
2029	810	890	852	848	905
2030	794	885	841	845	936
2031	772	889	852	844	958
2032	759	884	845	850	962
2033	753	892	822	839	974
2034	759	889	840	841	978
2035	221	257	250	250	282

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Total	16.242	17.081	16.686	16.670	17.303

Tabla 70: Costos de Operación y Falla Nueva Línea 2x220 kV Nueva Línea 2x220 kV Punta Sierra – Nogales de 2x580 MVA en VP millones de US\$

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	968	969	971	956
2021	799	798	799	800	790
2022	815	812	818	816	802
2023	826	833	831	830	815
2024	850	843	840	842	822
2025	860	861	852	852	836
2026	900	908	880	871	872
2027	853	897	859	849	867
2028	830	900	855	848	884
2029	811	890	853	847	905
2030	796	884	842	845	936
2031	773	888	852	843	957
2032	760	883	846	849	961
2033	754	890	822	838	973
2034	760	888	840	840	976
2035	222	257	250	250	281
Total	16.252	17.076	16.692	16.665	17.297

Tabla 71: VATT de las Propuestas en millones de US\$


Año	CDEC	CNE	CDEC LTx2x220kV
	LT 2x220kV La Cebada - Nogales	LTx2x220kV Pan de Azúcar – Cebada - Nogales	Punta Sierra - Nogales
2016	-	-	-
2017	-	-	-
2018	-	-	-

Año	CDEC LT 2x220kV La Cebada - Nogales	CNE LTx2x220kV Pan de Azúcar – Cebada - Nogales	CDEC LTx2x220kV Punta Sierra - Nogales
2019	-	-	-
2020	0,1	0,1	0,1
2021	0,5	0,6	0,5
2022	3,2	5,2	3,1
2023	4,3	7,0	4,1
2024	3,9	6,3	3,7
2025	3,5	5,7	3,4
2026	3,2	5,2	3,1
2027	2,9	4,7	2,8
2028	2,7	4,3	2,5
2029	2,4	3,9	2,3
2030	2,2	3,6	2,1
2031	2,0	3,2	1,9
2032	1,8	2,9	1,7
2033	1,6	2,7	1,6
2034	1,5	2,4	1,4
2035	1,4	2,2	1,3
Total	37,2	60,0	35,6

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales de cada propuesta analizada.

Tabla 72: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

Resumen costos [MMUSD]	Base Sin Expansiones	CDEC LTx 2x220 kV La Cebada Nogales	CNE LTx 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar Cebada Nogales	CDEC LTx 2x220 kV Punta Sierra Nogales
Escenario 1	16.298	16.286	16.302	16.288
Escenario 2	17.096	17.113	17.141	17.112
Escenario 3	16.719	16.727	16.746	16.727
Escenario 4	16.686	16.703	16.731	16.701
Escenario 5	17.310	17.335	17.363	17.332



De los resultados obtenidos, se puede observar que en 4 de los 5 escenarios evaluados las alternativas analizadas presentan mayores costos totales. En el caso del escenario 1, dependiendo de la alternativa analizada, se obtienen diferentes opciones con menores o mayores costos para el sistema. Por lo tanto, ninguna de estas propuestas obtiene mejores beneficios que los entregados por la obra propuesta en el numeral 8.1.1. De esta forma se obtiene el cuadro siguiente.

Tabla 73: Comparación de costos de operación, falla e inversión en MUS\$

Comparación costos [MMUSD]	CDEC	CNE	CDEC	CNE
	LTx 2x220 kV La Cebada Nogales	LTx 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar Cebada Nogales	LTx 2x220 kV Punta Sierra Nogales	LTx 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar Punta Sierra Nogales
Escenario 1	-12	4	-10	-77
Escenario 2	17	45	16	6
Escenario 3	8	27	9	-40
Escenario 4	18	45	15	6
Escenario 5	25	53	23	23

Del cuadro anterior se puede concluir que la alternativa que presenta los mayores beneficios para el sistema es la vista en el numeral 8.1.1, por lo que se recomienda su ejecución inmediata.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 74: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Nueva línea 2x220 kV La Cebada – Nogales 2x580 MVA</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	55.424.138
1.1	Ingeniería	2.557.097
1.2	Instalación de faenas	783.082
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	52.083.960
2	Costos Indirectos	18.297.317
2.1	Gastos generales y Seguros	3.223.760
2.2	Inspección técnica de obra	1.599.682
2.3	Utilidades del contratista	2.744.566
2.4	Contingencias	2.249.310
2.5	Servidumbre	8.480.000
3	Monto Contrato	73.721.456
4	Intereses Intercalarios	1.299.117
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		75.020.572

Tabla 75: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – La Cebada – Nogales 2x580 MVA</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	89.407.701
1.1	Ingeniería	5.703.716
1.2	Instalación de faenas	1.060.528
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	82.643.458

<i>Nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – La Cebada – Nogales 2x580 MVA</i>		<i>USD</i>
2	Costos Indirectos	30.437.356
2.1	Gastos generales y Seguros	5.670.640
2.2	Inspección técnica de obra	2.544.266
2.3	Utilidades del contratista	4.570.368
2.4	Contingencias	3.652.083
2.5	Servidumbre	14.000.000
3	Monto Contrato	119.845.058
4	Intereses Intercalarios	2.014.707
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		121.859.764

Tabla 76: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Nueva línea 2x220 kV Nogales – Punta Sierra 2x580 MVA</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	53.098.473
1.1	Ingeniería	3.537.586
1.2	Instalación de faenas	854.779
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	48.706.108
2	Costos Indirectos	17.270.762
2.1	Gastos generales y Seguros	2.933.767
2.2	Inspección técnica de obra	1.628.046
2.3	Utilidades del contratista	2.636.260
2.4	Contingencias	2.072.689
2.5	Servidumbre	8.000.000
3	Monto Contrato	70.369.235
4	Intereses Intercalarios	1.380.270
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		71.749.505

10.7 NORMALIZACIÓN EN S/E NOGALES 220 KV

La S/E Nogales tiene configuración interruptor y medio donde se conectan los circuitos de las líneas Quillota – Nogales 2x220 kV, Nogales – Los Vilos 2x220 kV, Polpaico – Nogales 2x220 kV y Nueva Ventanas – Nogales 2x220 kV. Los dos circuitos de cada una de estas dos últimas líneas comparten diagonal en S/E Nogales, por lo que en una contingencia en el interruptor central de dichas diagonales deja fuera de operación los dos circuitos de la línea. En específico:

- Una contingencia del interruptor central de la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV podría dejar conectada a la zona norte sólo por el sistema de 110 kV de la Quinta Región si coincide con la condición operacional correspondiente a la línea Quillota



- Nogales 2x220 kV desenergizada, la cual es una medida que se toma en ciertas circunstancias.
- La falla del interruptor central de la línea Nueva Ventanas – Nogales 2x220 kV significaría la pérdida de generación de la central Nueva Ventanas o de la central Campiche de 272 MVA cada una, pues sólo podrían evacuar su energía a través del transformador Ventanas 220/110 kV el cual posee 300 MVA de capacidad, con la evidente sobrecarga de él y de las líneas de 110 kV de la zona.

La obra propuesta consiste en la permutación de la acometida de un circuito de la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV con un circuito de la línea Nueva Ventanas – Nogales 2x220 kV, lo cual se lograría con la incorporación de dos estructuras bajas para cruzar la línea Nogales – Los Vilos 2x220 kV, modificándose según la siguiente figura.

Figura 10: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Nogales kV



Este proyecto será revisado en las próximas revisiones del Plan de Expansión.

10.8 NORMALIZACIÓN EN S/E COLBÚN 220 KV

El proyecto de ampliación de la S/E Colbún contempla la extensión del anillo del patio de 220 kV para normalizar las conexiones del circuito 1 de la línea Colbún - Candelaria 2x220 kV y el cable Ancoa – Colbún 1x220 kV, siendo aislados del resto del anillo por dos interruptores, de forma tal que dos circuitos del sistema nacional no compartan el mismo punto de conexión en el anillo y que el mantenimiento de interruptores no signifique la desconexión del elemento al cual están asociados.

Para lograr lo anterior, se debe ampliar la subestación hacia el oriente y reubicar los paños J3 y J7, junto con el cambio de acometida del circuito 1 de la línea Colbún – Candelaria, a través de una nueva torre de simple circuito. La ampliación requiere obras civiles para construcción de la plataforma y malla de tierra, obras estructurales relacionadas con fundaciones, nuevas canaletas y nuevos marcos de barra, retiro de equipamiento primario, retiro de cables y nuevo tendido de ellos, obras menores para el cerco y luminarias y la adquisición e instalación de un nuevo desconectador.

A continuación se muestra el diagrama unilineal de la S/E Colbún con la obra propuesta.

Figura 11: Diagrama S/E Colbún 220 kV actual

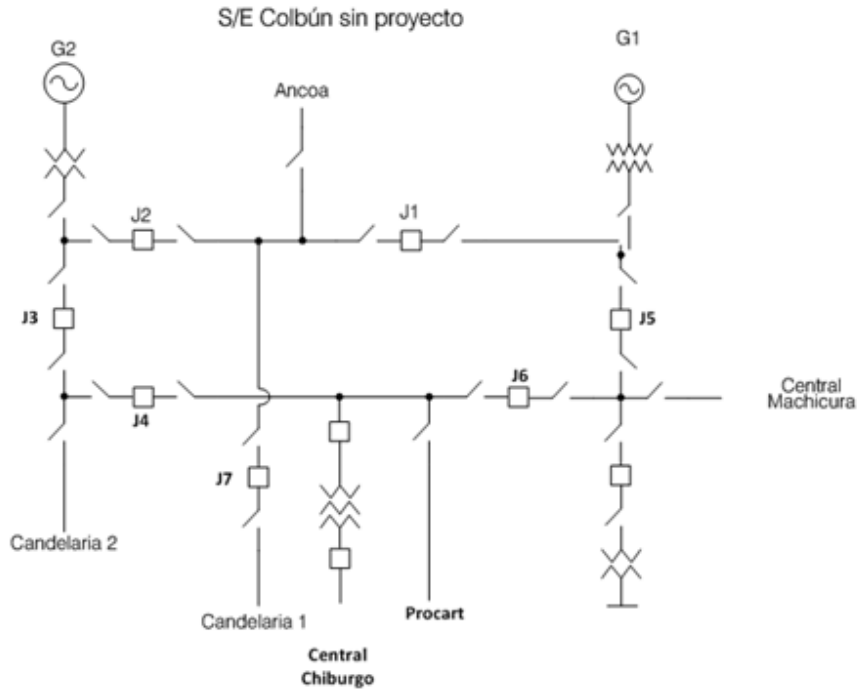
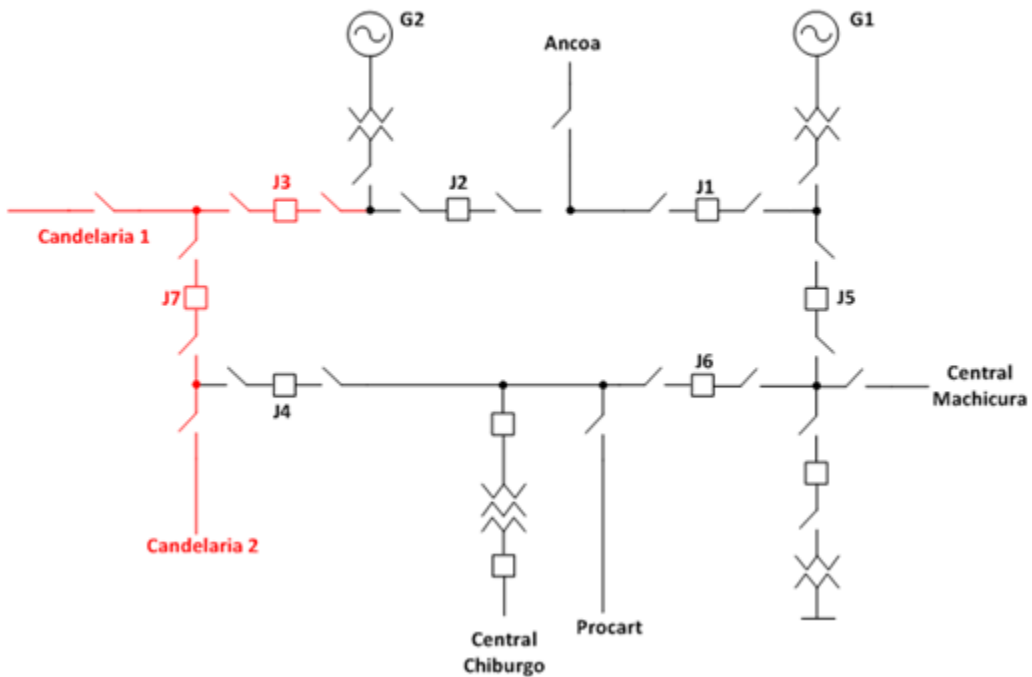


Figura 12: Diagrama referencial para la normalización de la S/E Colbún 220 kV

S/E Colbún con proyecto



El valor de inversión referencial de esta obra es de USD 1,47 millones y su plazo de construcción es de 24 meses.

Sin embargo, esta propuesta tiene el inconveniente que los circuitos Colbún – Candelaria están en posiciones adyacentes, por lo que una contingencia en el paño J7 significa la salida de operación de ambos circuitos señalados. Dado esto, la propuesta será analizada en las próximas revisiones del Plan de Expansión.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 77: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Normalización S/E Colbún 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	<i>Costos Directos</i>	<i>1.246.174</i>
1.1	Ingeniería	211.411
1.2	Instalación de faenas	177.865
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	856.898
2	<i>Costos Indirectos</i>	<i>172.498</i>
2.1	Gastos generales y Seguros	51.290
2.2	Inspección técnica de obra	58.082
2.3	Utilidades del contratista	47.013
2.4	Contingencias	16.112
2.5	Servidumbre	0
3	<i>Monto Contrato</i>	<i>1.418.672</i>
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	<i>48.021</i>
<i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i>		<i>1.466.692</i>

10.9 NUEVA LÍNEA 2X500 KV CIRUELOS – NUEVA CAUTÍN 2X1700 MVA, ENERGIZADA 220 KV

A continuación se presenta la evaluación económica de una propuesta para la zona comprendida entre Cautín y Ciruelos, justificada por las congestiones presentadas desde el comienzo del periodo de análisis, debido principalmente al aumento de demanda en la zona sur y a la incorporación de nuevas centrales hidráulicas, dado los diferentes planes de obra de generación analizados por esta Comisión.

Las evaluaciones consideradas fueron las siguientes:

- Propuesta del CDEC-SIC, cuya obra consiste en una nueva línea 2x500 kV Nueva Cautín – Ciruelos, energizada en 220 kV.
- Alternativa 1, que consiste en atrasar el proyecto en 1 año dado las modificaciones producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.936 para la construcción de nuevas líneas en los sistemas interconectados..
- Expansión sur en 500 kV desde Charrúa a Pichirropulli. Este proyecto consiste en normalizar la transmisión desde la subestación Charrúa hasta Nueva Puerto Montt, con bajada en Ciruelos.
- Sin proyecto en la zona.

En las siguientes tablas muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones. Por último, se indica el beneficio neto entre los tres casos analizados, todos en valor presente (VP) en millones de US\$.

Tabla 78: Costos de Operación y Falla Nueva Propuesta CDEC en VP millones de US\$

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1,042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	968	969	971	956
2021	799	798	799	800	790
2022	815	812	818	816	802
2023	827	833	832	831	816
2024	851	844	842	843	823
2025	862	862	853	853	837
2026	901	909	881	871	872
2027	855	899	862	850	869
2028	834	902	858	850	885
2029	817	892	857	850	907
2030	802	887	844	846	937

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2031	778	890	854	844	958
2032	764	885	848	849	961
2033	760	891	824	839	973
2034	764	890	843	840	976
2035	224	257	251	250	281
Total	16.296	17.095	16,718	16.679	17.307

Tabla 79: Costos de Operación y Falla Propuesta Atraso de 1 años en VP millones de US\$

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	968	969	971	956
2021	799	798	799	800	790
2022	815	812	818	816	802
2023	827	833	832	831	816
2024	851	844	842	843	823
2025	862	862	853	853	837
2026	901	910	881	872	873
2027	855	899	862	850	869
2028	834	902	858	850	885
2029	817	892	857	850	907
2030	802	887	844	846	937
2031	778	890	854	844	958
2032	764	885	848	849	961
2033	760	891	824	839	973
2034	764	890	843	840	976
2035	224	256	251	250	281
Total	16.297	17.095	16.718	16.680	17.308

Tabla 80: Costos de Operación y Falla Expansión Sur en VP millones de US\$

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	968	969	971	956
2021	799	798	799	800	790

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2022	815	812	818	816	802
2023	827	833	832	831	816
2024	851	844	842	843	823
2025	862	862	853	853	837
2026	896	904	876	864	867
2027	850	894	857	840	864
2028	830	897	854	840	881
2029	805	878	842	830	903
2030	789	873	830	828	934
2031	767	877	840	824	954
2032	755	873	835	830	958
2033	750	879	812	819	970
2034	754	877	829	819	972
2035	218	252	246	245	280
Total	16.210	16.998	16.616	16.528	17.271

Tabla 81: VATT de las Propuestas en millones de US\$

	CNE- LTx2x500kVCiruelos- NuevaCautín	CNE- LTx2x500kVCiruelos- NuevaCautínSensibilidad	Sur500
2016	-	-	-
2017	-	-	-
2018	-	-	-
2019	-	-	-
2020	-	-	-
2021	-	-	-
2022	-	-	-
2023	-	-	-
2024	-	-	-
2025	-	-	-
2026	3,2	-	15,8
2027	3,9	2,9	19,4
2028	3,5	3,5	17,6
2029	3,2	3,2	16,0
2030	2,9	2,9	14,6
2031	2,6	2,6	13,2
2032	2,4	2,4	12,0
2033	2,2	2,2	10,9
2034	2,0	2,0	10,0
2035	1,8	1,8	9,0
Total	27,7	23,5	138,5

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales de cada propuesta analizada.

Tabla 82: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

Resumen costos [MMUSD]	Base Sin Expansiones	Proyecto CDEC	Sensibilidad	Expansión Sur 500
Escenario 1	16.298	16.324	16.320	16.349
Escenario 2	17.096	17.123	17.118	17.136
Escenario 3	16.719	16.746	16.741	16.755
Escenario 4	16.686	16.707	16.703	16.667
Escenario 5	17.310	17.335	17.331	17.409

De los resultados anteriores, se puede observar que, independiente de los escenarios de generación que se tengan, se obtienen mayores costos para el sistema cuando se realizan los proyectos analizados. Por lo tanto, se concluye que los proyectos no son económicamente eficientes.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 83: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Nueva línea 2x500 kV Ciruelos – Nueva Cautín 2x1700 MVA, energizada 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	74.818.865
1.1	Ingeniería	3.910.434
1.2	Instalación de faenas	1.870.653
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	69.037.778
2	Costos Indirectos	22.224.486
2.1	Gastos generales y Seguros	3.482.641
2.2	Inspección técnica de obra	2.342.718
2.3	Utilidades del contratista	2.987.564
2.4	Contingencias	2.051.564
2.5	Servidumbre	11.360.000
3	Monto Contrato	97.043.351
4	Intereses Intercalarios	2.376.961
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		99.420.312

Tabla 84: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Desarrollo 500 kV</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	390.824.552
1.1	Ingeniería	15.975.279
1.2	Instalación de faenas	6.985.335
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	367.863.939
2	Costos Indirectos	94.897.274

<i>Desarrollo 500 kV</i>		<i>USD</i>
2.1	Gastos generales y Seguros	20.789.908
2.2	Inspección técnica de obra	8.761.783
2.3	Utilidades del contratista	15.138.074
2.4	Contingencias	9.454.788
2.5	Servidumbre	40.752.721
3	Monto Contrato	485.721.826
4	Intereses Intercalarios	11.951.234
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		497.673.060

10.10 TENDIDO DEL CUARTO CIRCUITO LÍNEA 2X500 KV CHARRÚA – ANCOA

El proyecto consiste en la instalación del segundo circuito entre la S/E Ancoa y la S/E Charrúa en la segunda línea de transmisión en 500 kV, completando dicho tramo cuatro circuitos en total. Se considera su puesta en servicio en enero del año 2022, considerando un máximo de 48 meses para la ejecución de la obra. El V.I. referencial del proyecto es de 54,48 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

En las siguientes tablas se muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones.

Tabla 85: Costos de Operación y Falla de Cuarto Circuito Ancoa – Charrúa 500 kV en VP millones de US\$

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	968	969	971	956
2021	799	798	799	800	790
2022	815	812	817	815	801
2023	826	833	831	830	815
2024	850	843	841	842	822
2025	861	862	852	852	836
2026	901	909	881	871	872
2027	855	899	861	850	868
2028	834	902	858	849	884
2029	816	891	856	849	906
2030	801	886	844	846	937
2031	777	889	853	844	957
2032	763	884	847	849	960

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2033	759	890	824	838	972
2034	764	886	842	839	975
2035	224	256	251	250	281
Total	16.288	17.082	16.707	16.672	17.296

Tabla 86: VATT de la Propuesta en millones de US\$

	Obra Propuesta
2016	-
2017	-
2018	-
2019	-
2020	-
2021	-
2022	3,4
2023	3,1
2024	2,8
2025	2,6
2026	2,3
2027	2,1
2028	1,9
2029	1,8
2030	1,6
2031	1,4
2032	1,3
2033	1,2
2034	1,1
2035	1,0
Total	27,6

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales para cada escenario analizado.

Tabla 87: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

Resumen Costos [MMUSD]	Base Sin Expansiones	Obra Propuesta
Escenario 1	16.298	16.316
Escenario 2	17.096	17.110
Escenario 3	16.719	16.735
Escenario 4	16.686	16.700

Resumen Costos [MMUSD]	Base Sin Expansiones	Obra Propuesta
Escenario 5	17.310	17.324

De los resultados anteriores, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtienen costos mayores para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto no es económicamente eficiente.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 88: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Tendido del cuarto circuito línea 2x500 kV Charrúa – Ancoa</i>		<i>USD</i>
1	Costos Directos	48.034.810
1.1	Ingeniería	1.701.663
1.2	Instalación de faenas	739.151
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	45.593.997
2	Costos Indirectos	4.582.080
2.1	Gastos generales y Seguros	1.822.385
2.2	Inspección técnica de obra	928.450
2.3	Utilidades del contratista	1.251.778
2.4	Contingencias	579.466
2.5	Servidumbre	0
3	Monto Contrato	52.616.890
4	Intereses Intercalarios	1.863.018
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		54.479.908

10.11 REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN ZONA SUR

Este proyecto consiste en la instalación de un reactor de barra en la S/E Temuco 220 kV y dos reactores de barra en la S/E Pichirropulli 220 kV, todos de 40 MVAR, para regular las sobretensiones que se producirían en la zona sur.

Se realizó un análisis para demanda mínima al año 2020, considerando la entrada en servicio de la línea Ciruelos – Pichirropulli 2x220 kV, junto con los seccionamientos en S/E Ciruelos, S/E Nueva Valdivia.

Se consideraron 3 escenarios de generación que se detallan a continuación:

- **Escenario A:** En este caso existe muy poca regulación de potencia reactiva en la zona sur. Con la excepción de las centrales Pullinque, Panguipulli y Planta Valdivia, toda la generación se encuentra desde Charrúa hacia el Norte.
- **Escenario B:** En este caso existen transferencias muy pequeñas por las líneas de 220 kV, al tener gran parte de la generación en los extremos del sistema, desde Charrúa hacia el Norte y desde Puerto Montt hacia el Sur.
- **Escenario C:** En este caso hay transferencias muy pequeñas por las líneas de 220 kV, pero a diferencia del Escenario B, la generación se encuentra más distribuida por la zona sur, teniendo más control sobre la potencia reactiva.

Además, se consideró una tensión de servicio en Charrúa 220 kV equivalente a 1.03 p.u., y que la central San Pedro aún no entra en operación.

Con esto, las tensiones obtenidas en el sistema son las siguientes:

Tabla 89: Niveles de tensión en p.u. en los escenarios evaluados

Barras	Esc A	Esc B	Esc C
Charrúa 220 kV	1.030	1.030	1.029
Mulchén 220 kV	1.038	1.041	1.042
Temuco 220 kV	1.036	1.041	1.039
Cautín 220 kV	1.036	1.041	1.040
Ciruelos 220 kV	1.038	1.044	1.039
Valdivia 220 kV	1.037	1.043	1.037
Pichirropulli 220 kV	1.037	1.043	1.036
Rahue 220 kV	1.030	1.037	1.027
Puerto Montt 220 kV	1.013	1.021	1.010

En los tres escenarios estudiados, las tensiones de las diversas barras de la zona sur se encuentran dentro del rango normal definido en la NTSyCS. También se observó que, en caso de energización, la diferencia de tensión entre el extremo de la línea y la barra a la cual se debe conectar no difiere en más de un 2,5%.

De esta forma, se aprecia que las posibles sobretensiones se producirían tras la entrada en operación de la línea Pichirropulli – Puerto Montt 2x500 kV energizada en 220 kV, lo cual se estudiará en futuros planes de expansión, analizando la pertinencia de instalar reactores con aislación para 500 kV, ya sea conectados en barra o conectados en los extremos de dicha nueva línea.

La obra propuesta tiene un valor de inversión referencial de USD 2,9 millones para el reactor en S/E Temuco y USD 6,0 millones para los reactores en S/E Pichirropulli, con un plazo constructivo estimado de 30 meses.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 90: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Reactor S/E Temuco 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	<i>Costos Directos</i>	<i>2.528.080</i>
1.1	Ingeniería	98.338
1.2	Instalación de faenas	114.203
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.315.539
2	<i>Costos Indirectos</i>	<i>247.324</i>
2.1	Gastos generales y Seguros	79.276
2.2	Inspección técnica de obra	92.558
2.3	Utilidades del contratista	56.690
2.4	Contingencias	18.800
2.5	Servidumbre	0
3	<i>Monto Contrato</i>	<i>2.775.404</i>
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	<i>129.345</i>
<i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i>		<i>2.904.749</i>

Tabla 91: Resumen Costos de Inversión en US\$

<i>Reactores S/E Pichirropulli 220 kV</i>		<i>USD</i>
1	<i>Costos Directos</i>	<i>5.385.993</i>
1.1	Ingeniería	203.750
1.2	Instalación de faenas	128.350
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	5.053.892
2	<i>Costos Indirectos</i>	<i>378.198</i>
2.1	Gastos generales y Seguros	136.620
2.2	Inspección técnica de obra	128.542
2.3	Utilidades del contratista	86.434
2.4	Contingencias	26.602

<i>Reactores S/E Pichirropulli 220 kV</i>		<i>USD</i>
2.5	Servidumbre	0
3	Monto Contrato	5.764.191
4	Intereses Intercalarios	268.634
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		6.032.825

10.12 NUEVO SISTEMA HVDC ENTRE CHANGOS – ALTO JAHUEL

El proyecto consiste en la interconexión eléctrica mediante la construcción de una línea de transmisión HVDC en $\pm 500\text{kV}$, entre la S/E Alto Jahuel y la S/E Los Changos, con bajada en la S/E Cardones. Este proyecto contempla además la construcción de tres estaciones convertoras HVAC/HVDC en cada una de las S/E anteriormente descritas. La longitud aproximada de la línea de interconexión es de 1.415 km, en estructura bipolar con un tercer conductor que actuará como retorno metálico, con una capacidad de transmisión de la línea de 1.500 MVA. La conexión de la línea HVDC en las subestaciones Los Changos y Cardones se realizaría en nivel de tensión 220 kV, para evitar el uso de los transformadores 500/220 y reducir la impedancia hacia la línea HVDC. En Alto Jahuel la tensión de conexión de la estación convertora DC/AC será 500kV, con el objetivo de distribuir la energía al resto del sistema 500kV de la zona. Se supone su puesta en servicio en enero del año 2025, considerando 84 meses para la ejecución de la obra. El V.I. referencial del proyecto es de 1.127 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

En las siguientes tablas se muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones.

Tabla 92: Costos de Operación y Falla Sistema HVDC en VP millones de US\$

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2016	798	802	800	800	800
2017	1.042	1.041	1.044	1.042	1.046
2018	951	951	953	950	951
2019	880	883	886	884	868
2020	971	968	969	971	956
2021	799	798	799	800	790
2022	815	812	818	816	802
2023	827	833	832	831	816
2024	851	844	842	843	823
2025	855	854	845	846	831
2026	895	903	875	866	867
2027	846	889	847	841	861
2028	818	890	840	839	876
2029	791	877	834	836	897
2030	772	868	817	831	927

Año	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
2031	755	871	820	827	944
2032	746	866	812	827	946
2033	737	869	790	818	952
2034	730	864	797	817	951
2035	204	244	226	235	267
Total	16.082	16.925	16.446	16.521	17.170

Tabla 93: VATT de la Propuesta en millones de US\$

Sistema HVDC	
2016	-
2017	-
2018	-
2019	-
2020	-
2021	-
2022	-
2023	-
2024	-
2025	53,1
2026	48,3
2027	43,9
2028	39,9
2029	36,3
2030	33,0
2031	30,0
2032	27,3
2033	24,8
2034	22,5
2035	20,5
Total	379,6

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales para cada escenario analizado.

Tabla 94: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

Resumen costos [MMUSD]	Base - Sin Expansiones	Obra Propuesta
Escenario 1	16.298	16.461
Escenario 2	17.096	17.304
Escenario 3	16.719	16.826
Escenario 4	16.686	16.901
Escenario 5	17.310	17.549

De los resultados anteriores, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtienen costos mayores para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto no es económicamente eficiente.

11 ANEXO 2: VALORIZACIÓN DE PROYECTOS

11.1 METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS

11.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La metodología para la estimación de los Valores de Inversión (V.I.) de cada uno de los proyectos individualizados en el presente informe, se realizó por medio del cálculo de módulos de inversión contenidos en un conjunto de planillas interrelacionadas y alimentadas con precios unitarios de elementos y mano de obra, cantidad de materiales, rendimientos de montaje y desmontaje, entre otros, tanto para proyectos de subestaciones de alta tensión como para líneas de transmisión.

El procedimiento general de cálculo está diseñado de modo que, en un primer lugar, se selecciona el tipo de proyecto a valorizar, eligiendo subestación o línea de transmisión. A continuación, se seleccionan los componentes del proyecto, definidos como módulos, lo cuales están previamente definidos, cubicados y valorizados en el modelo.

11.1.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO DE VALORIZACIÓN

11.1.2.1 Listas de equipos, materiales y elementos constructivos base

El primer grupo contiene las siguientes categorías:

1. Lista de Materiales Base

Contiene el listado base de equipos y materiales con precio unitario, identificados con un código y una descripción, para cada uno de los cuales se indica la unidad y el costo unitarios. Están agrupados en las siguientes familias:

1. Accesorios de Líneas
2. Aisladores
3. Alumbrado Exterior
4. Armarios Protección, Control y Comunicaciones
5. Cables de Control
6. Cables de Guardia
7. Cables de Poder
8. Conductores Desnudos
9. Conectores
10. Desconectores
11. Dispositivos Protección, Control y Medida
12. Equipos Compensación Reactiva
13. Herrajes y Ferretería

-
14. Interruptores de Poder
 15. Malla de Tierra
 16. Materiales Obras Civiles
 17. Materiales Eléctricos Varios
 18. Pararrayos
 19. Servicios Auxiliares Unitarios
 20. Transformadores de Corriente
 21. Transformadores de Poder
 22. Transformadores de Potencial
 23. Materiales Rellenos
 24. Materiales Cierros
 25. Materiales Varios
 26. Estructuras Altas Subestaciones
 27. Estructuras Líneas de Transmisión
 28. Equipos y Materiales Varios
 29. Cadenas Aisladores
 30. Malla de Puesta a Tierra Subterránea SSEE
 31. Servicios auxiliares SSEE
 32. Canalizaciones Comunes SSEE
 33. Movimiento de Tierras y Camino Interiores SSEE
 34. Cierros SSEE
 35. Caminos de Acceso Líneas Transmisión
 36. Malla de Puesta a Tierra Aérea SSEE

2. Listado de Estructuras

Contiene el código, descripción, unidad (kg), peso unitario y costo de cada estructura, clasificadas de la siguiente forma:

- Estructuras soporte equipos subestaciones
- Estructuras altas subestaciones
- Estructuras líneas de transmisión

3. Parámetros del Modelo

Contiene el valor unitario de parámetros utilizados en todas las valorizaciones, como los siguientes:

- Valor Dólar, horas laborables, precio combustible.
- Costos unitarios de mano de obra (sueldo mensual y costo HH de cada categoría de trabajador).
- Máquinas, vehículos y equipos especiales. Valor arriendo hora.
- Costos mensuales arriendos e insumos para instalaciones de faenas.

4. Listado de Fundaciones

Contiene el dimensionamiento y costo unitario de los materiales de las fundaciones correspondientes a las estructuras definidas previamente.

Los elementos componentes considerados en las fundaciones son los siguientes:

- Armadura
- Hormigón H10
- Hormigón H25
- Moldaje
- Pernos de Anclaje
- Excavación a Máquina
- Relleno

5. Lista de Cables de Control.

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de cables de control, que se utilizan para el conexionado de los equipos de patio con los armarios de protección y control que se instalan en el interior de la casa de control.

Se consideran los tipos de cables de control habitualmente utilizados en el conexionado de los equipos de subestaciones. Para determinar la cantidad, se considera una distancia media entre el equipo y la casa de control.

6. Control y Protecciones

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los dispositivos y materiales de control y protecciones, utilizados para los equipos primarios de una subestación.

7. Conexiones de Potencia y Puesta a tierra.

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de conexiones de potencia y de conexión de puesta a tierra de los equipos primarios de una subestación.

Los materiales considerados son los conductores y conectores para las conexiones de potencia, y los conductores y soldaduras de termofusión para las conexiones de puesta a tierra.

8. Materiales del Módulo Eléctrico.

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de los siguientes módulos eléctricos básicos:

- Cadenas de aisladores

-
- Malla de puesta a tierra subterránea
 - Servicios auxiliares

Para las cadenas de aisladores se dimensiona para todos los tipos y voltajes utilizados en las subestaciones y líneas de transmisión.

La malla de puesta a tierra subterránea se parametriza por metro cuadrado de la subestación para tres casos diferentes de dimensionamiento.

Los servicios auxiliares se dimensionan para diferentes tipos y tamaños de subestaciones.

9. Materiales del Módulo Civil.

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de los siguientes módulos civiles básicos:

- Canalizaciones de equipos
- Canalizaciones de instalaciones comunes.
- Movimiento de tierras y caminos interiores.
- Cierros.
- Caminos de acceso líneas de transmisión.

Las canalizaciones de equipos consideran los materiales desde el equipo hasta la canaleta de control del paño.

Las canalizaciones de instalaciones comunes consideran separadamente las de paño y las comunes de subestación, en que estas últimas corresponden a las canalizaciones que unen las de paño con la casa de control.

El movimiento de tierras y caminos interiores se parametriza por metro cuadrado de la subestación, para tres tipos diferentes de pendiente del terreno original.

Los caminos de acceso de líneas de transmisión se parametrizan por metro lineal para diferentes tipos de terreno.

11.1.2.2 Cuadrillas de Montaje

El segundo grupo contiene las categorías que se indican a continuación, en las cuales se dimensionan las cuadrillas de montaje y se calcula el costo de la HH de cuadrilla, para la instalación de los equipos y materiales definidos en las categorías del primer grupo.

De este modo, las hojas en este grupo, son las siguientes:

- a. Cuadrillas de Montaje Materiales Base
- b. Cuadrillas de Conexionado Potencia y Puesta Tierra
- c. Cuadrillas de Módulo Eléctrico
- d. Cuadrillas de Módulo Civil.

11.1.2.3 Costos de Montaje

El tercer grupo corresponde a las hojas en que se calcula el costo unitario de montaje o construcción, según el caso, de los equipos, materiales y módulos básicos eléctricos y civiles, definidos en el primer grupo, con el costo unitario de la HH de montaje correspondiente y el tiempo de ejecución del montaje.

De este modo, las hojas en este grupo, son las siguientes:

- a. Costo de Montaje de Materiales Base.
- b. Costo de Montaje de Estructuras
- c. Costo Montaje de Fundaciones
- d. Costo Montaje Cables de Control
- e. Costo Montaje Control y Protecciones.
- f. Costo Montaje Conexiones de potencia y Puesta Tierra.
- g. Costo Montaje Módulo Eléctrico
- h. Costo Montaje Civil

11.1.2.4 Módulos de Costos Equipos e Instalaciones

En el cuarto grupo se encuentran las hojas en que se calcula el costo unitario de módulos de equipos e instalaciones, entendiéndose por módulo todos los equipos y materiales asociados al equipo o instalación, incluyendo el costo de los materiales y el costo del montaje, desglosados en eléctricos y civiles.

Las hojas de este grupo son las siguientes:

1. Costos de Módulos Equipos de Subestación

Costo de los materiales y montaje de las obras eléctricas y civiles de los equipos de la lista base.

A modo de ejemplo, en el caso de un desconectador, se incluye el costo del equipo, su montaje, la estructura soporte, la fundación, las conexiones potencia y de puesta a tierra, los cables de control y las canalizaciones hasta la canaleta del paño en que se instala. En el caso de transformadores de poder y equipos de compensación, se incluye además los armarios de control y protección y los dispositivos de protección y medida.

2. Costo de Módulos Estructuras Subestación.

Costo de materiales y mano de obra civil de estructuras con sus fundaciones para subestaciones, las cuales incluyen las estructuras soporte de equipos y las estructuras altas (marcos de barra, marcos de línea y estructuras auxiliares).

3. Costo de Módulos Instalaciones Comunes.

a) Módulos Instalaciones Comunes de SE

Se definen y calculan módulos de instalaciones comunes de subestaciones que contienen los siguientes componentes de costos:

- Malla de tierra subterránea
- Movimiento de tierras y plataforma
- Servicios auxiliares
- Canalizaciones
- Cierros
- Edificaciones

b) Módulos Instalaciones Comunes de Patio

Se definen y calculan módulos de instalaciones comunes de patios subestaciones que contienen los siguientes componentes de costos, en que la cantidad varía según el caso:

- Marcos de barras, aisladores y conductores
- Paños de acoplador de barras
- Paños de seccionador de barras
- Transformadores de potencial
- Cables de control
- Dispositivos protección, control y medida
- Canalizaciones

4. Costo de Módulos de Estructuras de Líneas de Transmisión

Costo de materiales y mano de obra civil de estructuras con sus fundaciones de líneas de transmisión, para todos los tipos definidos.

11.1.2.5 Módulos Integrados

En el quinto grupo se calcula el costo unitario de módulos integrados de subestaciones, además de otros costos asociados a los proyectos, pero que no incluyen equipos y materiales.

Las hojas de este grupo son las siguientes:

1. Módulos integrados de paños subestación

Costo de materiales y mano de obra eléctrica y civil de:

- Paños de línea
- Paños de instalaciones comunes de subestación
- Paños de equipos

2. Módulos integrados módulo ingeniería.

Se define y calcula el costo de ingeniería para los módulos integrados definidos y se consideran los siguientes elementos:

- Instalaciones comunes de S/E.
- Instalaciones comunes de patio
- Paños de línea
- Paños instalaciones comunes de patio
- Módulos de compensación
- Módulos de transformadores

Los componentes de costos de ingeniería que se considera son los siguientes:

- Ingeniería Básica
 - o Especificaciones técnicas de equipos
 - o Proyecto ingeniería básica eléctrica
 - o Proyecto ingeniería básica civil

- Ingeniería de Detalles
 - o Ing Detalle Eléctrica. Planos
 - o Ing Detalle Eléctrica. Memorias cálculo y documentos
 - o Ing Detalle Civil. Planos
 - o Ing Detalle Civil. Memorias cálculo y documentos
 - o Ing Detalle Prot y Cont. Planos
 - o Ing Detalle Prot y Cont. Memorias cálculo y documentos

- Revisión Ingeniería

Para cada uno de los componentes de costos, se estima la cantidad de HH por categoría profesional, las que multiplicadas por el precio unitario de la HH, determina el costo de ingeniería correspondiente.

3. Módulo Integrado de Instalación de Faenas.

Cálculo de los costos de instalación de faenas, considerando un costo fijo inicial más un costo operacional mensual, por lo cual el costo total de este último se obtiene con el plazo de construcción, valor que debe definirse para cada proyecto a valorizar.

4. Módulo Integrado de Pruebas y Puesta en Servicio.

Cálculo de los costos de pruebas y puesta en servicio, considerando un costo de arriendo del equipamiento e instrumentos, más los costos del personal especializado que realiza esta actividad.

Los costos de pruebas y puesta en servicio se dimensionan y calculan para los diferentes tipos de paños y de instalaciones comunes definidos anteriormente.

5. Módulo Integrado de Inspección Técnica de Obras.

En forma análoga al caso anterior, en este módulo se calculan los costos de la inspección técnica de obra, considerando los costos del personal especializado que realiza esta actividad, más los costos de transporte.

6. Módulo Integrado de Instalaciones Comunes.

Es un módulo cuyo contenido es generado por el procesamiento de un proyecto, por lo tanto, no corresponde a una definición y cálculo previo.

7. Módulo Integrado de Equipos Mayores.

Costo de materiales y mano de obra eléctrica y civil de:

- Módulos de compensación reactiva
- Módulos de transformadores

Corresponde a los equipos propiamente tal, junto con todos los equipos y materiales asociados, que no están incluidos en el paño correspondiente que lo conecta a las barras de la subestación.

11.1.2.6 Visualización de Resultados

Por cada proyecto valorizado se entrega el siguiente cuadro resumen:

TÍTULO DEL PROYECTO		Miles de USD
1	Costos Directos	(1.1+1.2+1.3)
1.1	Ingeniería	\$
1.2	Instalación de Faenas	\$
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	\$
2	Costos Indirectos	(2.1+2.2+2.3+2.4)
2.1	Gastos Generales y Seguros	\$
2.2	Inspección Técnica de Obra	\$
2.3	Utilidades del Contratista	\$
2.4	Contingencias	\$
3	Monto Contrato	(1+2)
4	Intereses Intercalarios	\$
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	(3+4)

11.1.3 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES UTILIZADAS

En la elaboración del modelo de valorización se han utilizado algunos criterios de dimensionamiento y ciertas consideraciones opcionales, con la finalidad de tomar en cuenta las particularidades de cada proyecto específico. De esta forma, se estima que el resultado obtenido proporciona una aproximación razonable al valor de inversión.

A continuación se describen los criterios y consideraciones de mayor relevancia.

a) Estructuras

Se utiliza el peso de estructuras estándares y de mayor frecuencia de uso en subestaciones y líneas de transmisión. Los valores se han obtenido de planos de fabricación.

b) Fundaciones

Para el dimensionamiento de fundaciones se consideran tres tipos de suelo opcionales, los clasificados tipo 2, tipo 4 y tipo 6 por criterios usados en la industria.

La cubicación de cada módulo de fundación se ha realizado sobre la base de planos a nivel de ingeniería de detalles.

c) Cables de Control

Se utilizan los tipos de cable de mayor uso y la cantidad de cable se dimensiona a partir de planos típicos de ingeniería de detalles. Para determinar la longitud de cables, se realiza una estimación de la distancia media de recorrido a través de ductos y canaletas entre el equipo y el punto de llegada en la casa de control.

d) Control y Protecciones

Se utilizan los tipos y cantidades de protecciones estandarizados para cada tipo de instalación actualmente en uso, y que permiten dar cumplimiento a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

e) Cuadrillas de Montaje

Para cada elemento base de obras eléctricas y de obras civiles, se dimensiona una cuadrilla (equipo de trabajo) para el montaje o construcción, de acuerdo con las prácticas usuales y actuales de las empresas contratistas.

f) Rendimientos de Montaje y Construcción

Se considera un rendimiento diario de montaje, de acuerdo a las prácticas actuales.

g) Características del Terreno

El modelo de cálculo se ha elaborado con tres opciones de pendiente del terreno para el dimensionamiento del volumen del movimiento de tierras en subestaciones, considerando que esta variable incide significativamente.

h) Malla de Tierra

Para el dimensionamiento de malla de tierra en subestaciones se han definido tres opciones de reticulado, que conducen a diferentes cantidades de materiales, con el propósito de considerar la diferente resistividad del terreno que se presenta, según la ubicación de la instalación.

i) Ingeniería

La ingeniería se ha dimensionado a partir de una estimación de las horas de trabajo por categoría profesional (HH), agrupadas en tres etapas: Ingeniería Básica, Ingeniería de Detalles y Revisión Ingeniería.

Las tres etapas se basan en la consideración de que las dos primeras son subcontratadas a una empresa del rubro y que el mandante o propietario realiza una revisión del trabajo previo a su aprobación.

La cantidad de HH por etapa y subetapa de ingeniería se dimensionan según estándares usuales de las empresas del rubro.

j) Instalación de Faenas

El costo de la instalación de faenas se calcula con tres componentes: costo inicial, costo mensual y costo de desmovilización. El primero y el tercero son fijos y el segundo depende del tiempo de construcción.

En el modelo de cálculo se consideran tres tipos de faenas que difieren en la cantidad y magnitud de la instalación inicial y, como consecuencia, en el costo asociado. El dimensionamiento se realiza según la práctica usual.

La aplicación en la valorización de proyectos de subestaciones se realiza según la magnitud de la obra y la cantidad de trabajadores requeridos para la construcción.

En el caso de las líneas de transmisión, solo se considera la instalación de faenas de menor tamaño, pero con una cantidad variable según la longitud de la línea, por cuanto en la práctica se utilizan instalaciones de faenas móviles que se van trasladando de ubicación, según el avance de la construcción.

k) Pruebas y Puesta en Servicio

Se considera que son realizadas por una empresa externa especializada. El dimensionamiento se realiza con el tipo y cantidad de los equipos utilizados y la cantidad de profesionales que realizan la actividad.

Para determinar el costo, además del precio unitario, se considera el tiempo que dura la actividad, el cual depende de la instalación a la cual se le realizan las pruebas.

l) Inspección Técnica de Obras

Se considera que la inspección es realizada por profesionales especialmente contratados para tal efecto. El dimensionamiento se realiza con la estimación de horas de trabajo utilizadas, las cuales dependen de la magnitud de la obra y del plazo de construcción. El dimensionamiento se realiza para cada módulo definido.

11.1.4 DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIONES

El dimensionamiento de las instalaciones correspondientes a un proyecto específico de subestación se realiza fundamentalmente con los módulos previamente dimensionados y valorizados que contiene el modelo de valorización. Además, se dispone de la opción de adicionar equipos individuales en caso de requerirse.

Para el dimensionamiento de las instalaciones de una línea de transmisión, dadas sus características, se dimensiona directamente en el formulario, introduciendo la cantidad que corresponda para cada uno de sus componentes de costos.

11.1.5 PRECIOS UNITARIOS

Los precios unitarios utilizados en el modelo de valorización se han obtenido principalmente del “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019” y, en aquellos elementos para los cuales no hay precio en el estudio mencionado, se han utilizado preferentemente precios del Estudio de Subtransmisión 2014.

11.1.6 CÁLCULO DE LOS INTERESES INTERCALARIOS.

Para determinar un valor para los intereses intercalarios, para cada proyecto se elabora en una planilla de cálculo el flujo de inversiones, sobre la base de los costos por grupo de actividades o actividades individuales y el cronograma del proyecto.

El Valor de Inversión obtenido con la valorización se desglosa en sus componentes principales, incluyendo los costos indirectos que se reparten a prorrata. Cada componente de costo principal se distribuye en sus elementos de costos, mediante una estimación porcentual de cada uno de ellos.

Con la distribución de costos anterior y utilizando el cronograma para establecer los meses en que se realizan los desembolsos, se determina el flujo de inversión mes a mes durante el período, desde el inicio hasta la puesta en servicio del proyecto.

Con el flujo de inversión descrito en el punto anterior, se calcula el valor actualizado al mes de puesta en servicio del costo de inversión de cada mes, considerando como tasa de actualización anual un 7%, y como tasa de actualización mensual la raíz doceava de la tasa anual. La tasa de intereses intercalarios se obtiene con el cociente entre el valor total actualizado de los flujos mensuales al mes de puesta en servicio sobre el valor total de inversión del proyecto.

Los intereses intercalarios por cada proyecto se determinan como la sumatoria de valores futuros de la inversión en los periodos correspondientes a través de la tasa de interés compuesto.

$$\sum_{i=1}^T VF_i = I_i * (1 + r)^{T-t_i}$$

Donde:

- VF=Valor Futuro
- I=Inversión total del periodo “i”
- T=total de periodos
- r=tasa de interés

11.1.7 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN (COMA).

Para la estimación del COMA se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.



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 y Notifíquese.


ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



CZR / I / EFG / MFB / MFH / LZG / gav

Distribución:

1. Participantes Usuarios e Instituciones Interesadas
2. Director Ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional
3. Ministerio de Energía
4. Superintendencia de Electricidad y Combustibles
5. Gabinete Secretaría Ejecutiva CNE
6. Departamento Jurídico CNE
7. Departamento Eléctrico CNE
8. Oficina de Partes CNE