



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

**INFORME TÉCNICO
OBSERVACIONES Y CORRECCIONES A ESTUDIO
PRESENTADO POR EMPRESA EDELMAG S. A.**

**VALORIZACIÓN, EXPANSIÓN Y TARIFICACIÓN DE
SISTEMAS MEDIANOS
CUADRIENIO 2007-2010**

Agosto de 2006

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	3
2	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS.....	4
2.1	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	5
2.1.1	INSTALACIONES DE GENERACIÓN	5
2.1.2	INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	6
2.2	DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA	6
2.3	DIAGRAMAS UNILINEALES.....	7
2.4	EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO	8
3	ESTUDIO PRESENTADO POR EDELMAG S. A.	9
3.1	IDENTIFICACIÓN DE INSTALACIONES	9
3.1.1	CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES	9
3.1.2	VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES.....	10
3.2	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	13
3.2.1	DATOS UTILIZADOS.....	13
3.2.2	ANÁLISIS DE CORRELACIÓN DE ÍNDICES REGIONALES	14
3.2.3	DEMANDA SISTEMA PUNTA ARENAS	14
3.2.4	DEMANDA SISTEMA PUERTO NATALES	15
3.2.5	DEMANDA SISTEMA PORVENIR	16
3.2.6	ESTIMACIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN MENSUAL	17
3.3	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID) Y PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	17
3.3.1	SISTEMA PUNTA ARENAS	17
3.3.2	SISTEMA PUERTO NATALES	21
3.3.3	Sistema Porvenir	23
3.4	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP) Y PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE..	26
3.4.1	SISTEMA PUNTA ARENAS	26
3.4.2	SISTEMA PUERTO NATALES	27
3.4.3	SISTEMA PORVENIR	27
3.5	FORMULAS DE INDEXACIÓN	27
3.5.1	INDEXACIÓN CID PUNTA ARENAS	28
3.5.2	CID SISTEMA PUERTO NATALES.....	29
3.5.3	CID SISTEMA PORVENIR.....	31
3.5.4	CTLP PUNTA ARENAS.....	32
3.5.5	CTLP PUERTO NATALES.....	33
3.5.6	CTLP PORVENIR.....	35
4	REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA	37

4.1	ASPECTOS GENERALES	37
4.2	CORRECCIONES ESPECÍFICAS	37
4.2.1	TASA DE CAMBIO.....	37
4.2.2	ACTUALIZACIÓN DE COSTOS FIJOS Y ENERGÍA DEL CID.....	37
4.2.3	NÚMERO DE ANUALIDADES DE INSTALACIONES EXISTENTES EN CTLP	39
4.2.4	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE CID Y CTLP.....	40
5	FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS	41
5.1	INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA	41
5.2	COSTO DE DESARROLLO DE LA POTENCIA	42
5.3	FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA	43
5.4	PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES	44
5.4.1	CID INDEXADO A 2006	45
5.4.2	CTLP INDEXADO A JULIO DE 2006	45
5.4.3	PROYECCIÓN DE DEMANDA 2007-2010	46
5.4.4	PRECIOS DE NUDO ENERGÍA	46
5.4.5	PRECIOS DE NUDO POTENCIA.....	46
5.5	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA	47
5.5.1	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA	47
5.5.2	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA.....	48
6	PLANES DE EXPANSIÓN	51
6.1	EXPANSIÓN SISTEMA PUNTA ARENAS	51
6.2	EXPANSIÓN SISTEMA PUERTO NATALES	51
6.3	EXPANSIÓN SISTEMA PORVENIR	52
	ANEXO Nº 1: DIAGRAMAS UNILINEALES	53
	ANEXO Nº 2: COSTOS UNITARIOS DE TRANSMISIÓN	56

1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en la Ley N° 19.940, publicada en el Diario Oficial el 13 de marzo de 2004, en los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante Sistemas Medianos o SSMM, se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

Para tal efecto, mediante Resolución Exenta N° 139, de fecha 11 de marzo de 2005, la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, estableció los plazos y condiciones para formar el registro de usuarios e instituciones interesadas e implementar la modalidad de participación ciudadana en el primer proceso de tarificación en generación y transmisión de SSMM de Aysén y Magallanes.

Dicha convocatoria no tuvo interesados, a partir de lo cual mediante Resolución Exenta N° 342, de fecha 13 de junio de 2005, la Comisión aprobó las Bases Preliminares para la realización de los estudios de valorización y expansión en SSMM, al mismo tiempo que se identificó a los SSMM y empresas responsables de la realización de los referidos estudios. Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 425 de fecha 11 de julio de 2005, la Comisión aprobó las respuestas de las consultas formuladas por las empresas que operan en SSMM en relación a las Bases Preliminares.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 428, de fecha 12 de julio de 2005, la Comisión aprobó las Bases Definitivas para la realización de los estudios de valorización y expansión en SSMM, en adelante las Bases.

A partir de lo descrito anteriormente, mediante carta EEMG N° 508/2006-G de fecha 1 de junio de 2006, la empresa EDELMAG S. A. ha enviado a esta Comisión el Informe Final del "ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN Y TARIFICACIÓN SISTEMAS MEDIANOS" encargado a la empresa Systepl Ingeniería y Diseños Ltda., en adelante el Estudio.

En virtud de lo anteriormente expuesto y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 104-5, inciso final, de la Ley General de Servicios Eléctricos, el presente informe técnico expone la valorización y expansión del Estudio, así como el resultado de la revisión y corrección realizada por la Comisión, acompañando las correspondientes estructuras tarifarias aplicables a los sistemas Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, durante el cuatrienio 2007-2010.

2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS

La empresa Edelmag S. A. entrega suministro de energía eléctrica a 48.401¹ clientes pertenecientes a las comunas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, pertenecientes a la XII Región de Magallanes y Antártica Chilena. De acuerdo al censo del año 2002, la comuna de Punta Arenas registra 119.496 habitantes representando un 79% de la población total de la XII Región².

La empresa Edelmag S. A. desarrolla en la zona actividades de generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, disponiendo para ello de unidades generadoras térmicas a gas natural y petróleo. La potencia total instalada alcanza los 66.689 [kW]³.

En el Cuadro 1 se muestra la cantidad de clientes de cada sistema eléctrico, así como también la distribución de clientes de cada sistema respecto del total de clientes abastecidos por la empresa.

Cuadro 1: N° de Clientes por Sistema Eléctrico

Sistema Eléctrico	Cantidad Clientes al 31 Dic 2005	Distribución de Clientes [%]
Punta Arenas	39.725	82%
Puerto Natales	6.469	13%
Porvenir	1.618	3%
P.Williams	589	1%
Total Clientes Empresa	48.401	100%

Fuente: www.edelmag.cl

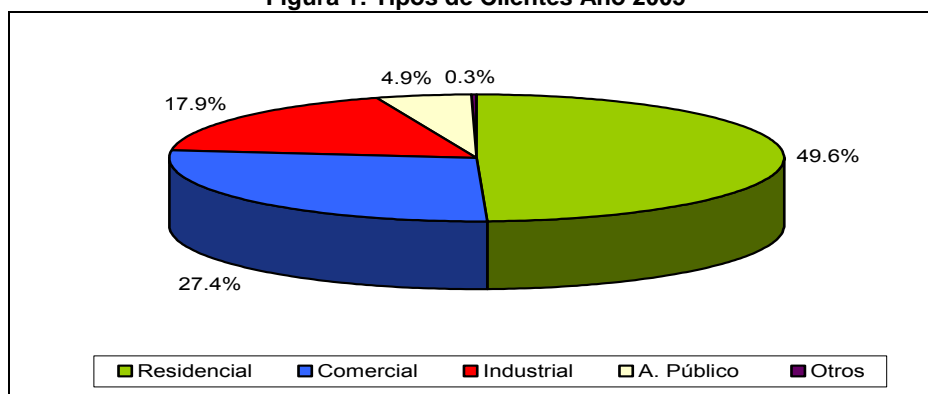
A partir de la información presentada en el Cuadro 1 se observa que un 95% de los clientes abastecidos por Edelmag se concentran en las comunas de Punta Arenas (82%) y Puerto Natales (13%). En la figura siguiente se muestra la estructura de consumo de acuerdo al tipo de cliente abastecido.

¹ Número de clientes al 31 de Diciembre de 2005, presentando un aumento de 0,6% a igual fecha del año anterior. Fuente: www.edelmag.cl.

² De acuerdo al último Censo efectuado en el país, la XII Región de Magallanes y de la Antártica Chilena tiene un total de 150.826 habitantes. Fuente: www.censo2002.cl.

³ Capacidad Instalada al 31 de Diciembre de 2005. Fuente: www.edelmag.cl.

Figura 1: Tipos de Clientes Año 2005

Fuente: www.edelmag.cl

2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

2.1.1 INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Los sistemas eléctricos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams tienen generación 100% térmica, encontrándose diferencias solo en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y el combustible utilizado (gas natural o diesel).

En el Cuadro 2 presentado a continuación se identifican las instalaciones de generación que componen cada central, indicando las características técnicas más relevantes del parque generador existente al 31 de diciembre del año 2005.

Cuadro 2: Instalaciones de Generación existentes al 31 de Diciembre del año 2005

Central	Unidad	Marca	Cantidad	Potencia [kW]
Tres Puentes	Turbina a Gas	Hitachi	1	24.000
	Turbina a Gas	Solar	1	13.700
	Turbina a Gas	Solar	1	10.000
	Motor a Gas	Caterpillar	1	2.720
	Motor Diesel	Caterpillar	2	2.920
Total Tres Puentes			6	53.340
Punta Arenas	Motor Diesel	Sulzer	3	4.200
Total P. Arenas			3	4.200
Puerto Natales	Motor a Gas	Waukesha	1	1.175
	Turbina a Gas	Solar	2	1.600
	Motor Diesel	F. Morse	2	454
	Motor Diesel	Caterpillar	1	1.500
Total Pto. Natales			6	4.729
Porvenir	Motor a Gas	Waukesha	1	1.175
	Motor a Gas	Waukesha	1	875
	Motor Diesel	Caterpillar	1	920
Total Porvenir			3	2.970
Puerto Williams	Motor Diesel	Caterpillar	1	590
	Motor Diesel	Caterpillar	1	500
	Motor Diesel	Caterpillar	1	360
Total Puerto Williams			3	1.450

Total Empresa	22	66.689
---------------	----	--------

Fuente: www.edelmaq.cl

2.1.2 INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

En el sistema eléctrico de Punta Arenas existe una línea de transmisión en alta tensión de simple circuito en 66 kV, cuyo propósito es conectar las centrales de Tres Puentes y Punta Arenas, que se encuentra operando desde 1996. Además, actualmente existe una línea en 23 kV que conecta las centrales mencionadas anteriormente. Esta línea cumple funciones de respaldo debido a que normalmente opera en circuito abierto. El resto de los sistemas eléctricos cuenta sólo con líneas de transmisión en media y baja tensión, por ende corresponden a la actividad de distribución.

En el Cuadro 3 se detallan las instalaciones de líneas, redes y transformadores por localidad, indicando la longitud de líneas en alta, media y baja tensión, además del número de transformadores y potencia (kVA) instalada en cada sistema eléctrico.

Cuadro 3: Instalaciones de Transmisión existentes al 31 de Diciembre del año 2005

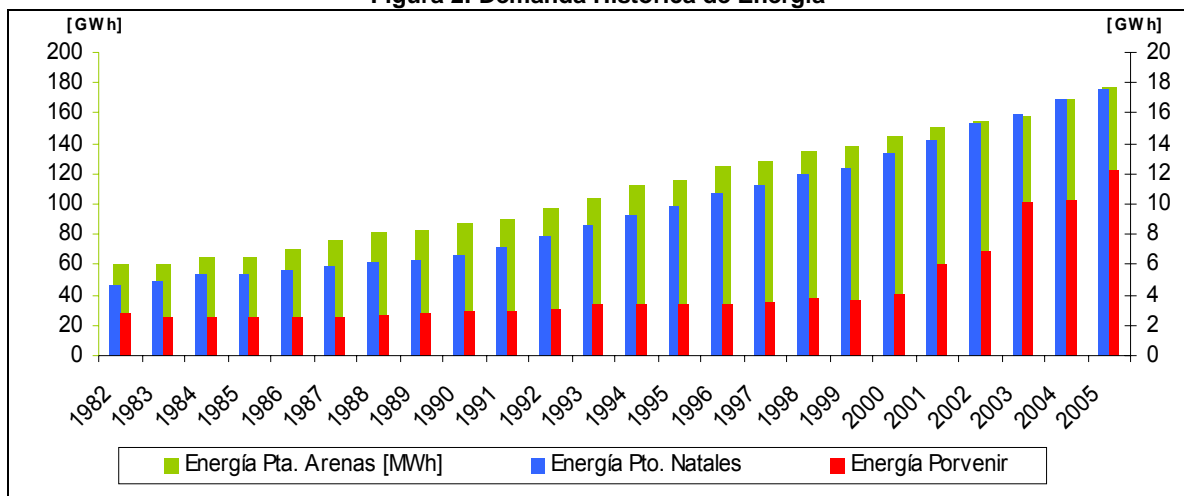
	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams	Total
Líneas de Alta Tensión [km]	8,5				8,5
Líneas de Media Tensión [km]	276	103,6	24,9	12,2	416,7
Líneas de Baja Tensión [km]	440	101,6	29,1	7,8	578,5
Transformadores	643	128	39	19	829
kVA Instalados	80.761,5	7.535	5.608	2.460	96.364,5

Fuente: www.edelmaq.cl

2.2 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA

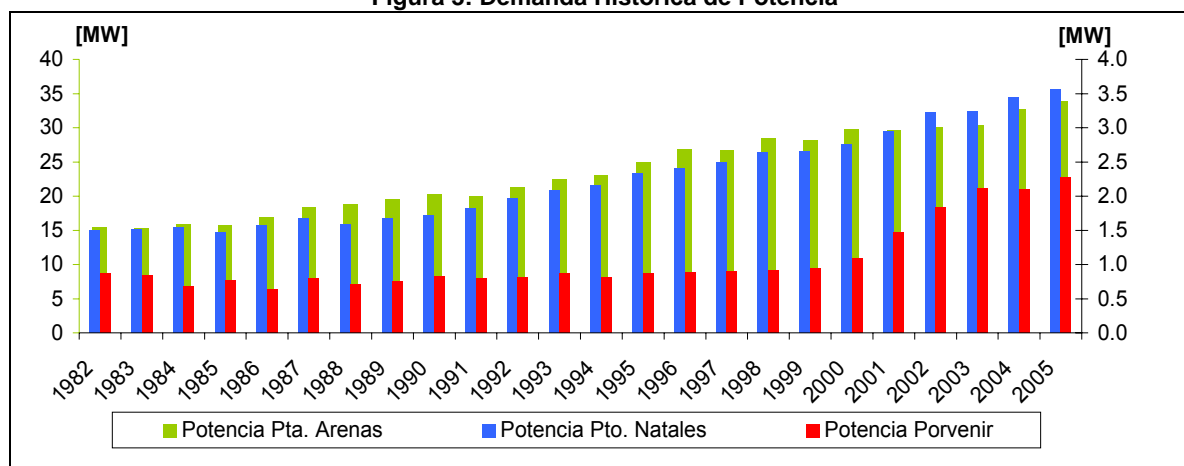
A continuación se presenta la demanda histórica de energía y potencia de los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Los datos históricos corresponden a las demandas de energía y potencia anual del período 1982-2005 en cada sistema eléctrico.

Figura 2: Demanda Histórica de Energía



Fuente: Informe de Avance N° 1 de Empresa Edelmag S. A.

Figura 3: Demanda Histórica de Potencia



Fuente: Informe de Avance N° 1 de Empresa Edelmag S. A.

2.3 DIAGRAMAS UNILINEALES

En el diagrama unilineal de Punta Arenas, Figura 5 del ANEXO N° 1, se presenta la central eléctrica Punta Arenas, donde se encuentra un conjunto de unidades de generación de larga data y de pequeño tamaño, y la central Tres Puentes, donde se encuentran unidades de mayor tamaño.

Desde la central Punta Arenas, la energía es transmitida a los centros de consumo a través de cinco alimentadores. Dicha energía proviene principalmente desde la central Tres Puentes, central que se conecta a la central Punta Arenas mediante una línea de transmisión en 66 kV y otra de 23 kV, aunque esta última funciona normalmente abierta y sólo opera como respaldo. La central Tres Puentes tiene cinco alimentadores de salida, los cuales suministran energía a clientes residenciales y a consumos industriales.

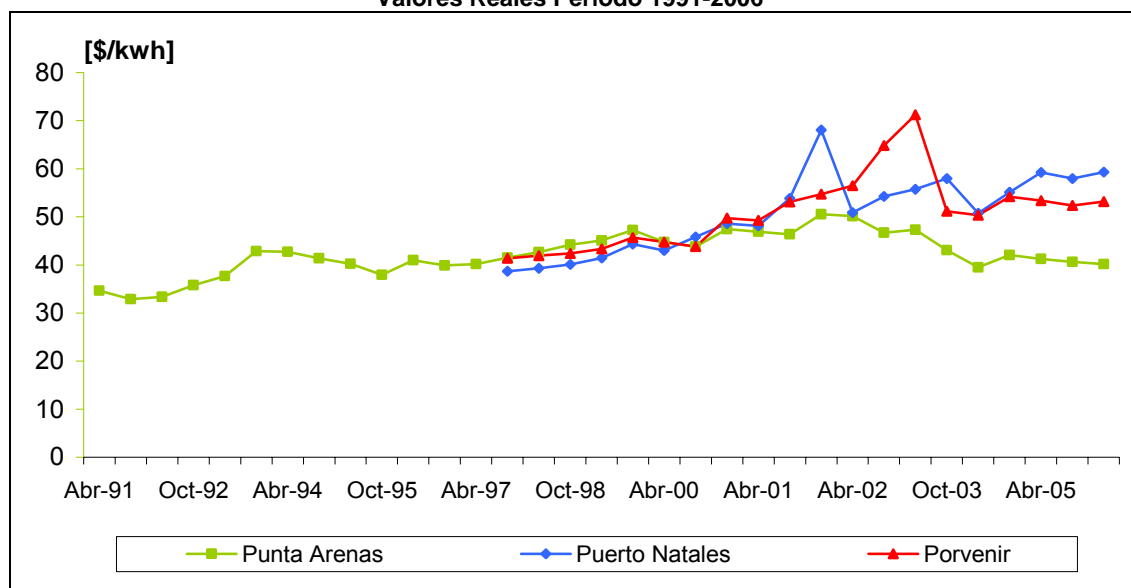
El sistema Puerto Natales cuenta sólo con una central, tal como lo muestra el diagrama unilíneal de la Figura 6 del ANEXO N° 1. La central Puerto Natales tiene cuatro alimentadores y proporciona toda la energía eléctrica a los consumos de la ciudad.

En la Figura 7 del ANEXO N° 1 se muestra el diagrama unilíneal del sistema eléctrico Porvenir. Desde la central Porvenir salen 3 alimentadores que abastecen el suministro de la zona.

2.4 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO

En la Figura 4 se muestra la evolución histórica del Precio de Nudo Medio en los sistemas Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Para el sistema Punta Arenas se cuenta con datos de fijación de precios de nudo, desde Abril de 1991 en adelante, mientras que en los sistemas Puerto Natales y Porvenir se cuenta con datos desde Octubre de 1997 en adelante.

Figura 4: Evolución Histórica del Precio de Nudo Medio
Valores Reales Período 1991-2006



Fuente: www.cne.cl

3 ESTUDIO PRESENTADO POR EDELMAG S. A.

A continuación se describen los contenidos y resultados principales del Estudio entregado por EDELMAG S. A., en adelante la Empresa. Para un análisis y seguimiento más detallado de los valores y resultados alcanzados en las distintas etapas de cálculo, se debe recurrir al texto íntegro del Estudio y sus archivos de respaldo, los cuales se encuentran disponibles en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.cl).

3.1 IDENTIFICACIÓN DE INSTALACIONES

3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES

A partir de la información entregada por la Empresa, en el Cuadro 4 se muestra un resumen de las unidades generadoras, separadas por central. En el Anexo 17.1 del Estudio se encuentra la información correspondiente a las características técnicas y operacionales de las unidades generadoras de cada uno de los SSMM de la Empresa. En los tres SSMM, la generación es completamente térmica, diferenciándose sólo en el tipo de unidades generadoras (motores o turbinas) y el combustible utilizado (gas natural o diesel).

Cuadro 4: Unidades Generadoras⁴

Sistema	Unidad	Tipo	Potencia [MW]	Combustible	Tensión en bornes [V]	Transformador
Punta Arenas	MD Caterpillar 1	Motor Diesel	1,46	Diesel	400	13,2/0,4 - 2MVA
Punta Arenas	MD Caterpillar 2	Motor Diesel	1,46	Diesel	400	13,2/0,4 - 2MVA
Punta Arenas	MD Sulzer 1	Motor Diesel	1,40	Diesel	3.000	13,5/3 - 1,75MVA
Punta Arenas	MD Sulzer 3	Motor Diesel	1,40	Diesel	3.000	13,5/3 - 1,75MVA
Punta Arenas	MD Sulzer 2	Motor Diesel	1,40	Diesel	3.000	13,5/3 - 1,75MVA
Punta Arenas	MG Caterpillar	Motor a Gas	2,72	Gas Natural	11.000	-
Punta Arenas	TG Solar Titán	TG Industrial	13,70	Gas Natural	11.000	-
Punta Arenas	TG Solar Mars	TG Industrial	10,00	Gas Natural	11.000	-
Punta Arenas	TG Hitachi	TG Heavy Duty	23,75	Gas Natural	11.000	-
Punta Arenas	GE 6.5	TG Heavy Duty	6,50	Gas Natural	6.000	13,5/6 - 8,1MVA
Punta Arenas	GE 6.7	TG Heavy Duty	6,70	Gas Natural	6.000	13,5/6 - 10MVA
Puerto Natales	MD F.Morse 0,15	Motor Diesel	0,15	Diesel	6.600	13,2/6,6 - 0,5MVA
Puerto Natales	MD F.Morse 0,3	Motor Diesel	0,30	Diesel	6.600	13,2/6,6 - 0,5MVA
Puerto Natales	MD Caterpillar	Motor Diesel	1,50	Diesel	3.300	13,2/3,3 - 1,25MVA
Puerto Natales	M. Gas Waukesha	Motor a Gas	1,18	Gas Natural	3.300	13,8/3,3 - 1,5MVA
Puerto Natales	T.G. Solar N° 5	TG Industrial	0,80	Gas Natural	3.300	13,8/3,3 - 1MVA
Puerto Natales	T.G. Solar N° 4	TG Industrial	0,80	Gas Natural	3.300	13,8/3,3 - 1MVA
Porvenir	MD Deutz 1	Motor Diesel	0,20	Diesel	400	13,8/0,4 - 0,25MVA
Porvenir	MD Deutz 2	Motor Diesel	0,20	Diesel	400	13,8/0,4 - 0,25MVA
Porvenir	MD Caterpillar 0,7	Motor Diesel	0,70	Diesel	400	13,8/0,4 - 1MVA
Porvenir	MD Caterpillar 0,92	Motor Diesel	0,92	Diesel	3.300	13,2/3,3 - 1,25MVA
Porvenir	MG Waukesha 1,18	Motor a Gas	1,18	Gas Natural	400	13,8/0,4 - 1,5MVA
Porvenir	MG Waukesha 0,87	Motor a Gas	0,88	Gas Natural	400	13,8/0,4 - 1MVA

⁴ Tabla 9 del Estudio.

De acuerdo a lo señalado en el Estudio se observa una gran variedad de potencias instaladas, marcas, modelos y años de antigüedad de las unidades de generación, al mismo tiempo que se observa una gran variedad en los niveles de tensión en bornes de generación y, consecuentemente, transformadores con diferentes niveles de potencia y razones de transformación hasta los niveles de distribución (13,2 kV y 13,8 kV).

En los SSMM de la Empresa sólo existe una línea de transmisión en 66 kV. Dicha línea está ubicada en el sistema Punta Arenas, teniendo por finalidad conectar las centrales de Tres Puentes y Punta Arenas. En el Cuadro 5 se presentan las principales características de la señalada línea de transmisión, mientras que las características técnicas, operacionales y económicas se encuentran en el Anexo 17.2.1 del Estudio.

Cuadro 5: Línea de Transmisión en Punta Arenas⁵

Ítem	Características
Tipo de circuito	Simple
Longitud [km]	8,5
Tensión [kV]	66
Capacidad [MVA]	33
Tipo de postes	Metálicos, cemento
Cantidad total	75
Flujo máximo 2004[MW]	22,2
Nombre conductor	AWG 3/0
Material	cobre
Sección [mm ²]	85,03
Franja de Servidumbre	3190m x 20m
R [pu, base 100MVA]	0,04060
X [pu, base 100MVA]	0,06270
B [pu, base 100MVA]	0,00124
[Hr/año]	3

3.1.2 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES

3.1.2.1 Precios Unitarios de unidades de generación

El Estudio presenta el procedimiento seguido para la valorización de las unidades generadoras. En general, se recurrió a cotizaciones de fabricantes con representación en Chile privilegiando las marcas de unidades generadoras existentes en los sistemas en estudio.

En la mayoría de los casos se recibió el precio Ex-Fábrica o el precio FOB en el país de origen, a partir del cual se agregaron recargos por flete, seguros, gastos de internación, servicios de ingeniería y costos de construcción y montaje, de manera de obtener el costo instalado de cada unidad en la zona de utilización.

A partir de lo anterior, el Estudio presenta los siguientes precios unitarios de generación:

⁵ Tabla 10 del Estudio.

Cuadro 6: Valorización de Unidades Generadoras⁶

Módulo	Tipo	Potencia [kW]	Precio unitario [US\$/kW]	Precio [M\$]
MG-1	MG1500	800	679,02	312.893,97
MG-2	MG1500	980	659,36	372.195,20
MG-3	MGL	1.180	1.196,48	813.225,56
MG-4	MG1500	1.420	624,88	511.105,41
MG-5	MGL	3.430	840,35	1.660.255,53
MG-6	MGL	5.500	718,71	2.276.878,17
MD-1	MD	1.090	413,16	259.397,87
MD-2	MD	1.200	401,27	277.358,15
MD-3	MD	1.360	386,30	302.615,42
TGI-1	TGIp	1.200	1.761,90	1.217.826,54
TGI-2	TGIp	3.500	969,04	1.953.589,46
TGI-3	TGIp	5.250	772,67	2.336.564,24
TGI-4	TGIp	7.000	657,99	2.653.006,24
TGI-5	TGIg	10.000	774,87	4.463.271,91
TGI-6	TGIg	12.900	639,22	4.749.648,21
TGI-7	TGIg	15.000	570,35	4.927.857,73
THD-1	THD	5.500	1.138,87	3.607.933,59
THD-2	THD	10.000	862,26	4.966.642,05
GE10	THD	10.700	835,54	5.149.578,46

Para el caso particular de la unidad “GE10” del cuadro presentado anteriormente, el Estudio consigna que la Empresa informó que dicha unidad se encuentra en construcción.

La valorización antes presentada considera una vida útil de 20 años para las unidades generadoras candidatas.

3.1.2.2 Precios Unitarios de Transmisión

Para realizar la valorización de las instalaciones de transmisión, el Estudio presenta módulos estándar para las instalaciones de transmisión. Al respecto, el Estudio identifica cuatro tipos de módulos de instalaciones de transmisión:

1. Módulo de Alimentador.
2. Módulo de Barra.
3. Módulo de Línea.
4. Módulo de Transformación.

El costo de cada módulo fue valorizado según el precio de cada componente, a partir del estudio “Cotización de Precios de Activos de Edelmag” realizado por Ernst & Young. El detalle de los costos de cada componente se encuentra en el Anexo 9.2 del Estudio.

Los módulos de instalaciones de transmisión son utilizados para definir los planes de expansión de transmisión, considerando una vida útil de 40 años para todos los elementos.

⁶ Tabla 12 del Estudio.

Los precios unitarios de los equipos e instalaciones de transmisión obtenidos de los archivos que respaldan el Costo Incremental de Desarrollo, en la Hoja “Módulos Gx-Tx”. En el Anexo N° 2 del presente informe se encuentran los ítemes más relevantes de los precios unitarios utilizados.

3.1.2.3 Recargos a los precios unitarios

Para la valorización de las instalaciones el Estudio utilizó una tasa de cambio de 575,55 pesos chilenos por dólar (promedio Diciembre 2004), y un valor de la UF igual a 17.266,48 pesos chilenos (1 de Diciembre del año 2004).

Para la determinación del valor de las unidades de generación instaladas en los SSMM en estudio, el Estudio considera recargos, los cuales fueron proporcionados por los proveedores consultados o bien provienen de normas o decretos de aduana de acuerdo a lo detallado en el Anexo 3 “Valorización de las Unidades de Generación” del Estudio. Los recargos utilizados son los que se indican en el cuadro siguiente:

Cuadro 7: Recargos aplicados a precios unitarios

Recargo aplicado	Valor
Seguro Norma Internacional (Seg)	2% del precio FOB
Flete Norma Internacional (F)	5% del precio FOB
Gastos de internación (GI)	6% del precio CIF
Recargo flete interno en país de origen (FI)	1,5% del precio Ex-Fábrica.
Costos de Instalación y Montaje (M)	20% del precio Ex-Fábrica.
Servicios de Ingeniería (Ing)	3% del costo en sitio de utilización
Intereses Intercalarios (Ii)	4,88% de todo el costo del proyecto

Por otra parte, en el Anexo 2 “Estudio de Precios Unitarios” del Estudio se encuentran los recargos utilizados para todos los equipos e instalaciones que no son generadores.

3.1.2.4 Valorización Unidades Generadoras Existentes

A través de la misma metodología de valorización utilizada para los módulos de generación identificados en el numeral 3.1.2.1 del presente informe, el Estudio valoriza las unidades existentes. Los resultados del Estudio son los que a continuación se indican:

Cuadro 8: Valorización Unidades Generadoras Existentes⁷

Sistema	Módulo	Tipo	Potencia [kW]	Precio unitario [US\$/kW]	Precio [M\$]
Punta Arenas	MD Sulzer 1	MD	1.400	386,91	312.002,61
Punta Arenas	MD Sulzer 2	MD	1.400	386,91	312.002,61
Punta Arenas	MD Sulzer 3	MD	1.400	386,91	312.002,61
Punta Arenas	MD Caterpillar 1	MD	1.460	384,62	323.446,29
Punta Arenas	MD Caterpillar 2	MD	1.460	384,62	323.446,29
Punta Arenas	MG Caterpillar	MGL	2.720	874,76	1.370.510,04

⁷ Tabla 13, 14 y 15 del Estudio.

Sistema	Módulo	Tipo	Potencia [kW]	Precio unitario [US\$/kW]	Precio [M\$]
Punta Arenas	TG Solar Mars	TGlg	10.000	774,87	4.463.271,91
Punta Arenas	TG Solar Titán	TGlg	13.700	610,80	4.819.956,22
Punta Arenas	GE 6.5	THD	6.500	1.080,34	4.044.776,66
Punta Arenas	GE 6.7	THD	6.700	1.069,70	4.128.182,12
Punta Arenas	TG Hitachi	THD	23.750	576,51	7.886.709,42
Puerto Natales	MD F.Morse 0,15	MD	150	732,64	63.300,09
Puerto Natales	MD F.Morse 0,3	MD	300	574,78	99.321,67
Puerto Natales	MD Caterpillar	MD	1.500	367,48	317.501,31
Puerto Natales	M. Gas Waukesha	MGL	1.175	1.196,46	809.763,44
Puerto Natales	T.G. Solar N° 4	TGlp	800	2.209,22	1.018.009,41
Puerto Natales	T.G. Solar N° 5	TGlp	800	2.209,22	1.018.009,41
Porvenir	MD Deutz 1	MD	200	686,83	79.123,25
Porvenir	MD Deutz 2	MD	200	686,83	79.123,25
Porvenir	MD Caterpillar 0,7	MD	700	474,94	191.495,53
Porvenir	MD Caterpillar 0,92	MD	920	437,63	231.910,29
Porvenir	MG Waukesha 0,87	MGL	875	1.316,05	663.290,58
Porvenir	MG Waukesha 1,18	MGL	1.175	1.196,46	809.763,44

Para el caso de las unidades generadoras existentes, el Anexo 17 del Estudio indica la vida útil informada por la Empresa. Sin embargo, para efectos del cálculo de la anualidad de inversión del Costo Total de Largo Plazo, el Estudio considera una vida útil de 20 años.

3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

3.2.1 DATOS UTILIZADOS

El Estudio utiliza la tasa de crecimiento histórica de la población regional igual a 0,66 %. Respecto al índice por localidad, en Punta Arenas la tasa de crecimiento de la población en el periodo 1990-2005 es 0,63 %; en Puerto Natales y Porvenir la tasa de crecimiento es 1,17 % y 0,69 % respectivamente.

El Estudio considera el ingreso per cápita para el periodo comprendido entre los años 2001 y 2003, obteniendo que durante el periodo indicado éste aumentó a una tasa promedio anual igual a 10,6%. Sin embargo, el Estudio indica que ante la imposibilidad de contar con una serie que abarque un periodo mayor de tiempo, la información no es suficientemente representativa.

La evolución del PIB regional se encuentra en la Tabla 221 y Figura 42 del Estudio. El Estudio señala que durante el periodo comprendido entre los años 1985 y 2003 el PIB no ha presentado una tendencia de crecimiento homogénea, observándose una gran variabilidad en su variación anual.

3.2.2 ANÁLISIS DE CORRELACIÓN DE ÍNDICES REGIONALES

El Estudio presenta la correlación entre los distintos índices y la evolución de la demanda eléctrica. Del análisis de las variaciones porcentuales anuales y variaciones absolutas, se observa que no existe una mayor relación entre los distintos índices.

3.2.3 DEMANDA SISTEMA PUNTA ARENAS

Para determinar la tasa de crecimiento del sistema Punta Arenas el Estudio considera una tasa de crecimiento de largo plazo, evaluada en un horizonte de estudio equivalente a 24 años, correspondiente a los datos históricos disponibles. Con ello, la tasa de crecimiento de la energía obtenida es de 4,78 %. En la Figura 2 del Estudio se encuentran los datos históricos y la proyección del consumo de energía para este sistema.

La potencia se proyecta utilizando la información de la energía estimada y el factor de carga. El factor de carga tiende a aumentar con el tiempo, observándose un crecimiento aproximadamente lineal. En definitiva, el factor de carga se proyecta para los años siguientes con una tasa de largo plazo, obtenida mediante los factores de carga históricos. La ecuación 5.1 del Estudio relaciona la potencia máxima con la energía total consumida.

En la Figura 3 del Estudio muestra el resultado del ajuste del factor de carga, del cual se obtiene una pendiente anual de 0,66 %.

Para obtener la proyección de demanda de energía en las barras de Tres Puentes y Punta Arenas, se utilizó la información de la proyección de demanda agregada del sistema junto con información histórica proporcionada por la Empresa. Al analizar los datos correspondientes al periodo 1998-2005 se obtuvo que, del consumo total en Punta Arenas, un 65,2% proviene de consumo mayoritariamente residencial-comercial (barra Punta Arenas), y un 34,8% corresponde a consumo caracterizado principalmente como industrial (barra Tres Puentes). El detalle de la información precedente se encuentra en el Anexo 10.2.2 del Estudio.

La proyección mensual, tanto de energía como potencia, se realizó mediante factores de modulación del consumo. Dichos factores fueron obtenidos a partir de los datos del periodo 2003-2005. El resultado de la proyección mensual se encuentra en los Anexos 10.2.3 y 10.2.4 del Estudio.

Finalmente, el Estudio considera tres escenarios probables de crecimiento de la demanda, esto es, demanda baja, media y alta, con tasas de crecimiento anual para la energía de 4,30%, 4,78% y 5,25%, respectivamente. Los resultados anuales de la proyección se encuentran en el Cuadro 9 del presente informe.

Cuadro 9: Proyección de Demanda sistema Punta Arenas⁸

Año	Escenario Demanda Baja		Escenario Demanda Media		Escenario Demanda Alta	
	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]
2006	188.499	35.400	188.499	35.400	188.499	35.400
2007	196.600	36.524	197.500	36.691	198.400	36.858
2008	205.049	37.688	206.931	38.034	208.822	38.381
2009	213.862	38.893	216.813	39.430	219.791	39.972
2010	223.053	40.142	227.166	40.882	231.335	41.633
2011	232.639	41.435	238.013	42.392	243.487	43.367
2012	242.637	42.774	249.379	43.963	256.276	45.179
2013	253.064	44.162	261.287	45.597	269.738	47.071
2014	263.940	45.599	273.764	47.296	283.906	49.048
2015	275.283	47.087	286.837	49.063	298.819	51.113
2016	287.114	48.629	300.533	50.901	314.515	53.269
2017	299.453	50.226	314.884	52.814	331.035	55.523
2018	312.323	51.880	329.921	54.803	348.423	57.877
2019	325.745	53.594	345.675	56.873	366.725	60.336

3.2.4 DEMANDA SISTEMA PUERTO NATALES

Para proyectar la demanda de energía anual en Puerto Natales, el Estudio señala que se utilizó la misma metodología del sistema Punta Arenas, obteniéndose una tasa de crecimiento de largo plazo de 5,91% anual.

La demanda de potencia se determinó a partir de la estimación del consumo de energía proyectado y del factor de carga del sistema. El factor de carga se determinó siguiendo el mismo procedimiento utilizado para el sistema Punta Arenas, observándose un crecimiento lineal a través del tiempo.

La pendiente de la recta que mejor se ajusta a dicha curva es de 0,0091% anual. En las figuras 6 y 7 del Estudio se presentan los resultados del ajuste del factor de carga y la estimación de la potencia en Puerto Natales, respectivamente.

La proyección mensual tanto de energía y potencia se realizó utilizando factores de modulación promedios estimados con los datos del periodo 2003-2005. En los Anexos 10.2.5 y 10.2.6 del Estudio se encuentran los resultados mensuales de la estimación.

En el Cuadro 10 se presentan los resultados de la proyección de la demanda de energía y potencia anual para tres escenarios: pesimista, medio y optimista. Las tasas de crecimiento de largo plazo para cada escenario son 5,32%, 5,91% y 6,51% respectivamente.

⁸ Tabla 62 del Estudio.

Cuadro 10: Proyección de Demanda sistema Puerto Natales⁹

Año	Escenario Demanda Baja		Escenario Demanda Media		Escenario Demanda Alta	
	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]
2006	19.424	3.800	19.424	3.800	19.424	3.800
2007	20.457	3.941	20.572	3.963	20.687	3.985
2008	21.546	4.088	21.789	4.134	22.033	4.180
2009	22.693	4.241	23.077	4.313	23.466	4.386
2010	23.901	4.401	24.442	4.501	24.993	4.602
2011	25.173	4.569	25.888	4.698	26.618	4.831
2012	26.513	4.743	27.419	4.905	28.350	5.072
2013	27.924	4.925	29.040	5.122	30.194	5.326
2014	29.410	5.116	30.757	5.350	32.158	5.594
2015	30.975	5.314	32.576	5.589	34.250	5.876
2016	32.624	5.521	34.503	5.839	36.478	6.174
2017	34.360	5.738	36.543	6.102	38.851	6.488
2018	36.189	5.964	38.704	6.378	41.379	6.819
2019	38.115	6.200	40.993	6.668	44.070	7.169

3.2.5 DEMANDA SISTEMA PORVENIR

Para proyectar la demanda en Porvenir, el Estudio señala que se utilizó la misma metodología del sistema Punta Arenas.

La Figura 10 del Estudio presenta el resultado de la proyección de la demanda junto con la tasa de crecimiento anual y de largo plazo.

La proyección mensual tanto de energía y potencia se realiza utilizando factores de modulación promedios estimados con los datos del periodo 2003-2005. En los Anexos 10.2.7 y 10.2.8 del Estudio se encuentran los resultados mensuales de la estimación.

Cuadro 11: Proyección de Demanda sistema Porvenir¹⁰

Año	Escenario Demanda Baja		Escenario Demanda Media		Escenario Demanda Alta	
	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]
2006	13.559	2.522	13.559	2.522	13.559	2.522
2007	14.210	2.639	14.373	2.669	14.535	2.699
2008	14.892	2.760	15.235	2.824	15.582	2.888
2009	15.292	2.830	15.747	2.914	16.210	3.000
2010	15.703	2.901	16.276	3.007	16.864	3.115
2011	16.125	2.974	16.823	3.102	17.544	3.235
2012	16.559	3.049	17.388	3.201	18.251	3.360
2013	17.004	3.125	17.972	3.303	18.987	3.490
2014	17.461	3.204	18.576	3.408	19.752	3.624
2015	17.930	3.284	19.200	3.517	20.549	3.764
2016	18.412	3.367	19.845	3.629	21.377	3.909

⁹ Tabla 63 del Estudio.

¹⁰ Tabla 64 del Estudio.

Año	Escenario Demanda Baja		Escenario Demanda Media		Escenario Demanda Alta	
	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]	Energía [MWh]	Demanda Máxima [kW]
2017	18.907	3.452	20.512	3.745	22.239	4.060
2018	19.416	3.539	21.201	3.864	23.136	4.217
2019	19.937	3.628	21.914	3.987	24.069	4.379

3.2.6 ESTIMACIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN MENSUAL

La curva de duración mensual se construyó con cinco escalones de resolución. Para esto, se consideraron datos históricos de operación para cada uno de los sistemas, de los cuales se obtuvieron las curvas de carga reales del funcionamiento histórico. La forma de la curva de duración para cada barra se obtuvo promediando las curvas de duración anuales para el periodo comprendido entre los años 2003 y 2005.

Los resultados obtenidos para la curva de duración de la demanda mensual se encuentran en la Tabla 65 del Estudio.

3.3 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID) Y PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

3.3.1 SISTEMA PUNTA ARENAS

3.3.1.1 Valor Presente de Inversiones

En el Anexo 14, Tabla 257 del Estudio, se encuentra el cronograma de las instalaciones planificadas en el horizonte de evaluación. En la Tabla 258 del Estudio se encuentra la inversión asociada a cada una de las unidades generadoras. En la Tabla 259 se presenta el valor de inversión de infraestructura asociada a cada unidad generadora. En la Tabla 260 se encuentra el valor residual de las inversiones en generación. Por su parte, en la Tabla 261 se encuentra el valor residual de la inversión en infraestructura asociada a las unidades generadoras.

Los archivos que respaldan el CID del sistema Punta Arenas presentan la siguiente información:

Cuadro 12: Inversiones y Valores Residuales Sistema Punta Arenas

Año	Tipo de Unidad a Instalar			Total Inversión Anual en Generadores	Valor Residual de la Inversión en Generadores (Ultimo Año del Horizonte)	Valor de Inversiones en Infraestructura Asociada a Generación - Por Unidad	Valor Residual de Inversiones en Infraestructura Asociada a Generación - Por Unidad
	Nº 1	Nº 2	Nº 3				
2005	1			0	0		
2006	2			0	0		
2007	3	GE 10		5.149.440.000	1.802.304.000	140.250.554	94.669.124
2008	4		TGI-7	4.927.857.734	1.971.143.093	196.612.926	137.629.048
2009	5			0	0		0
2010	6			0	0		0
2011	7			0	0		0
2012	8			0	0		0
2013	9		TGI-7a	4.927.857.734	3.203.107.527	196.612.926	162.205.664
2014	10			0	0		
2015	11			0	0		
2016	12			0	0		
2017	13			0	0		
2018	14			0	0		
2019	15			0	0		

De acuerdo con lo anterior, en el cuadro siguiente se muestran los resultados del valor presente de inversiones y del valor residual, en \$, correpondientes a la expansión en generación:

Cuadro 13: Valores Presentes de Inversiones y Valores Residuales en Gx Sistema Punta Arenas

Ítem	Sigla	Punta Arenas	Tres Puentes	Total
Valor presente de las inversiones	VPIG	6.270.927.663	3.376.653.357	9.647.581.020
Valor presente de los valores residuales de las inversiones	VPRG	1.146.972.314	617.600.477	1.764.572.791
Valor presente neto de inversiones	VPIG - VPRG	5.123.955.349	2.759.052.880	7.883.008.229

En relación a las inversiones en transmisión, el Cuadro 14 presenta los antecedentes de la expansión en transmisión.

Cuadro 14: Inversiones en Transmisión (\$ de 2004)¹¹

Año		Valor de Inversiones en Transmisión - Por Unidad				
		TR-69/12-33	TR-69/13.8-33	LT-PA-TP-EXT	AL-TP1-3.96	AL-TP1-3.96
2005	1	-	-	-	-	-
2006	2	-	-	-	-	-
2007	3	-	-	-	-	-
2008	4	-	-	-	-	-
2009	5	-	-	-	-	-
2010	6	-	-	-	-	-
2011	7	329.870.704	295.381.926	-	-	-
2012	8	-	-	-	-	-
2013	9	-	-	-	-	-
2014	10	-	-	338.469.142	80.102.957	-
2015	11	-	-	-	-	-
2016	12	-	-	-	-	80.102.957
2017	13	-	-	-	-	-
2018	14	-	-	-	-	-
2019	15	-	-	-	-	-

De acuerdo con lo anterior, en el cuadro siguiente se muestran los resultados del valor presente de inversiones y del valor residual, en \$, correspondientes a la expansión en transmisión:

Cuadro 15: Valores Presentes de Inversiones y Valores Residuales en Tx Sistema Punta Arenas

Ítem	Sigla	Punta Arenas	Tres Puentes	Total
Valor presente de las inversiones	VPIL	330.776.336	178.110.335	508.886.671
Valor presente de los valores residuales de las inversiones	VPRL	133.964.351	72.134.650	206.099.001
Valor presente neto de inversiones	VPIL - VPRL	196.811.985	105.975.685	302.787.670

3.3.1.2 Valor Presente de Incrementos en Costos de Operación y Mantenimiento

En el Cuadro 16 se presentan los costos anuales de operación en generación.

¹¹ Tabla 263 del Estudio.

Cuadro 16: Costo Total de Operación en Generación (variable más costo fijo)¹²

Año		Total Costos Anuales de Operación de Generación
2004	0	4.210.740.544
2005	1	4.299.474.280
2006	2	4.481.200.880
2007	3	4.738.882.979
2008	4	4.930.831.679
2009	5	5.103.132.283
2010	6	5.284.924.704
2011	7	5.479.710.925
2012	8	5.693.537.752
2013	9	5.893.057.208
2014	10	6.103.846.186
2015	11	6.320.972.371
2016	12	6.555.723.201
2017	13	6.804.475.975
2018	14	7.070.393.774
2019	15	7.365.193.301
VP Operación		43.023.863.653

Considerando los resultados anteriormente expuestos, el Estudio determina el valor presente de los costos incrementales de operación y mantención de generación para cada una de las barras pertenecientes al sistema Punta Arenas, con factores de prorrata: 65% para Central Punta Arenas y 35% para Central Tres Puentes.

Cuadro 17: Valor presente COMG Punta Arenas y Tres Puentes

VPCOMGpa	6.057.706.619
VPCOMGtp	3.261.842.025

3.3.1.3 CID Sistema Punta Arenas

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, el Estudio determina el CID por barra en el sistema Punta Arenas. Para las barras Punta Arenas y Tres Puentes se presenta un CID equivalente igual a 35,76 \$/kWh y 35,41 \$/kWh, respectivamente. En el Cuadro 18 se presentan los resultados para cada barra:

Cuadro 18: CID Punta Arenas¹³

CID de Generación y Transmisión		
Ítem	Punta Arenas [\$/kWh]	Tres Puentes [\$/kWh]
CIDG	34,85	34,52
CIDL	0,90	0,89
CID	35,76	35,41

¹² Tabla 100 del Estudio.

¹³ Tabla 95 del Estudio.

3.3.2 SISTEMA PUERTO NATALES

3.3.2.1 Valor Presente de Inversiones

En el Anexo 14, Tabla 287 del Estudio, se encuentra el cronograma de las instalaciones planificadas en el horizonte de evaluación. En la Tabla 288 del Estudio se encuentra la inversión asociada a cada una de las unidades generadoras. En la Tabla 289 del Estudio se encuentra el valor de inversión de infraestructura asociada a cada unidad generadora. En la Tabla 290 del Estudio se encuentra el valor residual de las inversiones en generación. Por su parte, en la Tabla 291 del Estudio se encuentra el valor residual de la inversión en infraestructura asociada a las unidades generadoras.

Los archivos que respaldan el CID del sistema Puerto Natales presentan la siguiente información:

Cuadro 19: Inversiones y Valores Residuales Sistema Puerto Natales

Año	Tipo de Unidad a Instalar					Total Inversión Anual en Generadores	Valor Residual de la Inversión en Generadores (Ultimo Año del Horizonte)	Valor de Inversiones en Infraestructura Asociada a Generación - Por Unidad	Valor Residual de Inversiones en Infraestructura Asociada a Generación - Por Unidad
	Nº 1	Nº 2	Nº 3	Nº 4	Nº 5				
2005	1								
2006	2								
2007	3	MG-3				813.225.024,0	284.628.758,4	191.879.816,8	129.518.876,4
2008	4		MG-4		MD-3	813.720.383,2	325.488.153,3	453.979.481,5	317.785.637,1
2009	5								
2010	6								
2011	7			MG-4a		511.104.960,0	281.107.728,0	231.888.799,9	179.713.819,9
2012	8								
2013	9								
2014	10								
2015	11								
2016	12				MG-4b	511.104.960,0	408.883.968,0	231.888.799,9	208.699.919,9
2017	13								
2018	14								
2019	15								

De acuerdo con lo anterior, en el cuadro siguiente se muestran los resultados del valor presente de inversiones y del valor residual, en \$, correspondientes a la expansión en generación:

Cuadro 20: Valores Presentes de Inversiones y Valores Residuales en Gx Sistema Puerto Natales

Ítem	Sigla	Puerto Natales
Valor presente de las inversiones	VPIG	2.239.020.197
Valor presente de los valores residuales de las inversiones	VPRG	511.299.969
Valor presente neto de inversiones	VPIG - VPRG	1.727.720.228

En relación a las inversiones en transmisión, el Cuadro 21 presenta los antecedentes de la expansión en transmisión.

Cuadro 21: Inversiones en Transmisión (\$ de 2004)¹⁴

Año		Valor de Inversiones en Transmisión - Por Unidad			
		AL-PN1-0.79	AL-PN1-0.79	AL-PN1-0.79	AL-PN1-0.79
2005	1	-	-	-	-
2006	2	-	-	-	-
2007	3	-	-	-	-
2008	4	-	-	-	-
2009	5	72.067.096	-	-	-
2010	6	-	-	-	-
2011	7	-	-	-	-
2012	8	-	-	-	-
2013	9	-	72.067.096	-	-
2014	10	-	-	-	-
2015	11	-	-	-	-
2016	12	-	-	72.067.096	-
2017	13	-	-	-	-
2018	14	-	-	-	-
2019	15	-	-	-	72.067.096

De acuerdo con lo anterior, en el cuadro siguiente se muestran los resultados del valor presente de inversiones y del valor residual, en \$, correspondientes a la expansión en transmisión:

Cuadro 22: Valores Presentes de Inversiones y Valores Residuales en Tx Sistema Puerto Natales

Ítem	Sigla	Puerto Natales
Valor presente de las inversiones	VPIL	115.526.567
Valor presente de los valores residuales de las inversiones	VPRL	55.782.403
Valor presente neto de inversiones	VPIL - VPRL	59.744.164

3.3.2.2 Valor Presente de Incrementos en Costos de Operación y Mantenimiento

En el Cuadro 23 se presentan los costos anuales de operación en generación.

Cuadro 23: Costo Total de Operación en Generación (variable más costo fijo)¹⁵

Año		Total Costos Anuales de Operación de Generación
2004	0	769.105.326
2005	1	835.402.652
2006	2	930.681.650
2007	3	802.679.358
2008	4	763.833.790
2009	5	792.882.398
2010	6	821.544.622
2011	7	816.252.727
2012	8	846.124.763
2013	9	878.405.877

¹⁴ Tabla 293 del Estudio.

¹⁵ Tabla 114 del Estudio.

Año		Total Costos Anuales de Operación de Generación
2014	10	915.462.842
2015	11	955.671.966
2016	12	964.655.500
2017	13	1.003.020.075
2018	14	1.046.531.163
2019	15	1.093.658.829
VP Operación		7.044.072.838

Considerando los resultados anteriormente expuestos, el Estudio determina el valor presente de los costos incrementales de operación y mantención de generación para la barra perteneciente al sistema Puerto Natales, en \$ de 2004.

VPCOMG	806.433.670
---------------	--------------------

3.3.2.3 CID Sistema Puerto Natales

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, el Estudio determina el CID para la barra del sistema Puerto Natales. Como resultado, se presenta un CID de 39,48 \$/kWh. En el Cuadro 24 se presentan los resultados obtenidos por el Estudio:

Cuadro 24: CID Puerto Natales¹⁶

CID de Generación y Transmisión	
Ítem	Puerto Natales [\$/kWh]
CIDG	38,57
CIDL	0,91
CID	39,48

3.3.3 Sistema Porvenir

3.3.3.1 Valor Presente de Inversiones

En el Anexo 14, Tabla 304 del Estudio, se encuentra el cronograma de las instalaciones planificadas en el horizonte de evaluación. En la Tabla 305 del Estudio se encuentra la inversión asociada a cada una de las unidades generadoras. En la Tabla 306 se encuentra el valor de inversión de infraestructura asociada a cada unidad generadora. En la Tabla 307 se encuentra el valor residual de las inversiones en generación. Por su parte, en la Tabla 308 del Estudio se encuentra el valor residual de la inversión en infraestructura asociada a las unidades generadoras.

Los archivos que respaldan el CID del sistema Puerto Natales presentan la siguiente información:

¹⁶ Tabla 109 del Estudio.

Cuadro 25: Inversiones y Valores Residuales Sistema Puerto Natales

Año	Tipo de Unidad a Instalar			Total Inversión Anual en Generadores	Valor Residual de la Inversión en Generadores (Ultimo Año del Horizonte)	Valor de Inversiones en Infraestructura Asociada a Generación - Por Unidad	Valor Residual de Inversiones en Infraestructura Asociada a Generación - Por Unidad
	Nº 1	Nº 2	Nº 3				
2005	1						
2006	2						
2007	3	MG-3		813.225.024	284.628.758	139.118.977	93.905.309
2008	4		MD-3	302.615.423	121.046.169	161.022.816	112.715.971
2009	5						
2010	6						
2011	7						
2012	8						
2013	9						
2014	10		MG-2	372.195.072	260.536.550	116.031.147	98.626.475
2015	11						
2016	12						
2017	13						
2018	14						
2019	15						

De acuerdo con lo anterior, en el cuadro siguiente se muestran los resultados del valor presente de inversiones y del valor residual, en \$, correspondientes a la expansión en generación:

Cuadro 26: Valores Presentes de Inversiones y Valores Residuales en Gx Sistema Porvenir

Ítem	Sigla	Porvenir
Valor presente de las inversiones	VPIG	1.220.413.641
Valor presente de los valores residuales de las inversiones	VPRG	232.559.617
Valor presente neto de inversiones	VPIG - VPRG	987.854.024

En relación a las inversiones en transmisión, el Cuadro 27 presenta los antecedentes de la expansión en transmisión.

Cuadro 27: Inversiones en Transmisión (\$ de 2004)¹⁷

Año		Valor de Inversiones en Transmisión - Por Unidad AL-PV1-0.92
2005	1	-
2006	2	-
2007	3	-
2008	4	-
2009	5	-
2010	6	-
2011	7	-
2012	8	-

¹⁷ Tabla 310 del Estudio.

2013	9	-
2014	10	-
2015	11	63.537.885
2016	12	-
2017	13	-
2018	14	-
2019	15	-

De acuerdo con lo anterior, en el cuadro siguiente se muestran los resultados del valor presente de inversiones y del valor residual, en \$, correspondientes a la expansión en transmisión:

Cuadro 28: Valores Presentes de Inversiones y Valores Residuales en Tx Sistema Porvenir

Ítem	Sigla	Porvenir
Valor presente de las inversiones	VPIL	22.269.641
Valor presente de los valores residuales de las inversiones	VPRL	12.675.387
Valor presente neto de inversiones	VPIL - VPRL	9.594.254

3.3.3.2 Valor Presente de Incrementos en Costos de Operación y Mantenimiento

En el Cuadro 29 se presentan los costos anuales de operación en generación.

Cuadro 29: Costo Total de Operación en Generación (variable más costo fijo)¹⁸

Año		Total Costos Anuales de Operación de Generación
2004	0	509.878.891
2005	1	540.883.058
2006	2	592.134.930
2007	3	524.241.384
2008	4	557.519.264
2009	5	568.909.454
2010	6	579.672.154
2011	7	593.660.681
2012	8	608.423.231
2013	9	624.047.328
2014	10	609.771.696
2015	11	621.924.379
2016	12	633.011.415
2017	13	646.670.545
2018	14	661.549.445
2019	15	677.234.209
VP Operación		4.745.985.959

Considerando los resultados anteriormente expuestos, el Estudio determina el valor presente de los costos incrementales de operación y mantención de generación para la barra perteneciente al sistema Porvenir, en \$ de 2004.

¹⁸ Tabla 122 del Estudio.

VPCOMG	618.350.214
--------	-------------

3.3.3.3 CID Sistema Porvenir

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, el Estudio determina el CID para la barra del sistema Provenir. Como resultado, se presenta un CID de 35,35 \$/kWh. En el Cuadro 30 se presentan los resultados obtenidos por el Estudio:

19

Cuadro 30: CID Porvenir

CID de Generación y Transmisión	
Ítem	Porvenir [\$/kWh]
CIDG	35,14
CIDL	0,21
CID	35,35

3.4 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP) Y PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

3.4.1 SISTEMA PUNTA ARENAS

De acuerdo al procedimiento que se encuentra en la sección 8.3.2 del Estudio, éste determina el valor actual de las inversiones en generación, transmisión e infraestructura del proyecto de reposición eficiente (sección 8.1.2) y de los costos fijos (sección 8.2) y variables de operación para el sistema Punta Arenas. El detalle de los parámetros y datos utilizados para el cálculo se encuentran en el Anexo 15 del Estudio. Producto de lo anterior, el valor presente de los costos de la Empresa, en los cuatro años que suceden a la fijación tarifaria, determinados por el Estudio, corresponden a:

Valor Actual Total [\$]	26.126.983.671
--------------------------------	-----------------------

La anualidad equivalente constante necesaria para cubrir los costos, CTLP, para el sistema Punta Arenas es igual a :

CTLP [\$/año]	8.242.300.537
----------------------	----------------------

¹⁹ Tabla 117 del Estudio.

3.4.2 SISTEMA PUERTO NATALES

El valor presente de los costos de la Empresa en los cuatro años que suceden a la fijación tarifaria, determinados por el Estudio, corresponde a:

Valor Actual Total [\$]	3.863.421.419
--------------------------------	----------------------

La anualidad equivalente constante necesaria para cubrir los costos, CTLP, para el sistema Puerto Natales es igual a :

CTLP [\$/año]	1.218.796.660
----------------------	----------------------

3.4.3 SISTEMA PORVENIR

El valor presente de los costos de la Empresa en los cuatro años que suceden a la fijación tarifaria, determinados por el Estudio, corresponde a:

Valor Actual Total [\$]	3.051.200.715
--------------------------------	----------------------

La anualidad equivalente constante necesaria para cubrir los costos, CTLP, para el sistema Porvenir es:

CTLP [\$/año]	962.564.742
----------------------	--------------------

3.5 FORMULAS DE INDEXACIÓN

Las fórmulas de indexación del CID y CTLP presentadas en el Estudio poseen la estructura que se indica en la expresión siguiente:

$$\frac{\text{Valor}_i}{\text{Valor}_0} = \left(\alpha_{\text{IMO}} \cdot \frac{\text{IMO}_i}{\text{IMO}_0} + \alpha_{\text{IPC}} \cdot \frac{\text{IPC}_i}{\text{IPC}_0} + \alpha_{\text{PGAS}} \cdot \frac{P_{\text{GAS}_i}}{P_{\text{GAS}_0}} + \alpha_{\text{PDIESEL}} \cdot \frac{P_{\text{DIESEL}_i}}{P_{\text{DIESEL}_0}} \right) + \left(\alpha_{\text{PPI}} \cdot \frac{\text{PPI}_i}{\text{PPI}_0} \right) \cdot \left(\frac{1 + \text{TAX}_i}{1 + \text{TAX}_0} \right) \cdot \left(\frac{\text{DOL}_i}{\text{DOL}_0} \right)$$

Para el CID y CTLP se presentan ponderadores específicos de acuerdo a los indexadores considerados. El detalle de los resultados obtenidos por el Estudio se presenta en las secciones siguientes.

3.5.1 INDEXACIÓN CID PUNTA ARENAS

En el Cuadro 31 se presenta la estructura de costos del valor presente tanto de generación como de transmisión para las inversiones proyectadas en el plan de expansión óptimo del sistema Punta Arenas. También, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la fórmula de indexación en los ítems en que se realizó la apertura. En el Cuadro 32 se presenta la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento, tanto de generación como de transmisión, para el plan de expansión óptimo del sistema Punta Arenas.

Cuadro 31: Estructura de Costos del Valor Presente de Generación-Transmisión²⁰

Valor Presente	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
VP Generación						
Equipos y Materiales	32,2%	7%	7%		93%	93%
Internación (6% CIF)	1,7%	100%		100%		
Infraestructura	3,3%	100%		100%		
Ingeniería	0,8%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	5,4%	100%	100%			
Impacto Ambiental	0,3%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	2,0%	100%		100%		
Total	45,7%					
VP Transmisión						
Equipos y Materiales VP Transmisión	1,4%	30%		30%	70%	70%
Infraestructura	0,2%	100%		100%		
Ingeniería	0,0%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	0,3%	100%	50%	50%		
Impacto Ambiental	0,0%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	0,1%	100%		100%		
Total	2,1%					
% de indexación			9,0%	7,9%		31,0%

Cuadro 32: Estructura de Costo de Operación, Mantenimiento y Administración²¹

COMA CV Combustible	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	Extranjero	PPI
Generación Diesel	0,1%	100%		100%				
Generación Gas	27,1%	100%	100%					
Total	27,2%							
CV No Combustible								
Mano de Obra Local	0,6%	100%				100%		
Mano de Obra Extranjera	1,6%						100%	100%
Materiales	5,7%	17%			17%		83%	83%
Servicios	2,0%	50%				50%	50%	50%
Total	9,9%							
CF Directo								
Materiales	2,3%	30%			30%		70%	70%
Servicios	2,5%	100%				100%		
Mano de Obra	2,7%	100%				100%		
Total	7,5%							
CF Indirecto								
Personal	3,8%	100%				100%		
Gastos de Administración	1,1%	100%			100%			
Edificios	0,8%	100%			100%			
Viáticos y Reembolso de Gastos	0,4%	100%			100%			

²⁰ Tabla 134 del Estudio.

²¹ Tabla 135 del Estudio.

COMA CV Combustible	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	Extranjero	PPI
Relaciones Institucionales	0,2%	100%			100%			
Comunicaciones	0,3%	100%			100%			
Otros	0,7%	100%			100%			
Informática	0,2%	100%			100%			
Vehículos	0,2%	100%			100%			
Total	7,6%							
Total General	100,0%							
% de indexación			27,1%	0,1%	5,4%	10,6%		8,9%

A partir de lo anterior, en el Cuadro 33 se presentan los ponderadores de los indexadores del CID del sistema Punta Arenas.

Cuadro 33: Indexadores CID Punta Arenas²²

Fórmula de Indexación del CID	
IMO - Nacional	19,6%
IPC - Nacional	13,3%
P. Gas - Nacional	27,1%
P. Diesel -Nacional	0,10%
PPI - Externo	39,9%

3.5.2 CID SISTEMA PUERTO NATALES

En el Cuadro 34 se presenta la estructura de costos del valor presente tanto de generación como de transmisión para las inversiones proyectadas en el plan de expansión óptimo del sistema Puerto Natales. También, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la fórmula de indexación en los ítems en que se realizó la apertura. En el Cuadro 35 se presenta la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como de transmisión, para el plan de expansión óptimo del sistema Puerto Natales.

Cuadro 34: Estructura de Costos del Valor Presente de Generación-Transmisión²³

VP	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
VP Generación						
Equipos y Materiales	47,6%	7%	7%		93%	93%
Internación (6% CIF)	2,6%	100%		100%		
Infraestructura	4,9%	100%		100%		
Ingeniería	1,2%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	7,9%	100%	100%			
Impacto Ambiental	0,5%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	2,9%	100%		100%		
Total	67,5%					
VP Transmisión						
Equipos y Materiales	1,6%	30%		30%	70%	70%
Infraestructura	0,2%	100%		100%		
Ingeniería	0,0%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	0,4%	100%	50%	50%		
Impacto Ambiental	0,0%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	0,1%	100%		100%		
Total	2,3%					
% de indexación			13,2%	11,3%		45,4%

²² Tabla 136 del Estudio.

²³ Tabla 137 del Estudio.

Cuadro 35: Estructura de Costo de Operación, Mantenimiento y Administración²⁴

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	Extranjero	PPI
CV Combustible								
Generación Diesel	1,1%	100%		100%				
Generación Gas	11,3%	100%	100%					
Total	12,4%							
CV No Combustible								
Mano de Obra Local	0,4%	100%				100%		
Mano de Obra Extranjera	0,4%						100%	100%
Materiales	3,6%	17%			17%		83%	83%
Servicios	0,8%	50%				50%	50%	50%
Total	5,1%							
CF Directo								
Materiales	2,2%	30%			30%		70%	70%
Servicios	1,3%	100%				100%		
Mano de Obra	3,2%	100%				100%		
Total	6,8%							
CF Indirecto								
Personal	2,1%	100%				100%		
Gastos de Administración	1,1%	100%			100%			
Edificios	0,7%	100%			100%			
Viáticos y Reembolso de Gastos	0,4%	100%			100%			
Relaciones Institucionales	0,2%	100%			100%			
Comunicaciones	0,2%	100%			100%			
Otros	0,7%	100%			100%			
Informática	0,2%	100%			100%			
Vehículos	0,2%	100%			100%			
Total	5,8%							
% de indexación				11,3%	1,1%	5,1%	7,4%	

A partir de lo anterior, en el Cuadro 36 se presentan los ponderadores de los indexadores del CID del sistema Puerto Natales.

Cuadro 36: Indexadores CID Puerto Natales²⁵

Fórmula de Indexación del CID	
IMO - Nacional	20,5%
IPC - Nacional	16,4%
P. Gas - Nacional	11,3%
P. Diesel -Nacional	1,12%
PPI - Externo	50,7%

²⁴ Tabla 138 del Estudio.

²⁵ Tabla 139 del Estudio.

3.5.3 CID SISTEMA PORVENIR

En el Cuadro 37 se presenta la estructura de costos del valor presente tanto de generación como de transmisión para las inversiones proyectadas en el plan de expansión óptimo del sistema Porvenir. También, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la fórmula de indexación en los ítems en que se realizó la apertura. En el Cuadro 38 se presenta la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento, tanto de generación como de transmisión, para el plan de expansión óptimo del sistema Porvenir.

Cuadro 37: Estructura de Costos del Valor Presente de Generación-Transmisión²⁶

VP	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
VP Generación						
Equipos y Materiales	43,6%	7%	7%		93%	93%
Internación (6% CIF)	2,3%	100%		100%		
Infraestructura	4,5%	100%		100%		
Ingeniería	1,1%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	7,3%	100%	100%			
Impacto Ambiental	0,5%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	2,7%	100%		100%		
Total	61,9%					
Equipos y Materiales VP Transmisión	0,4%	30%		30%	70%	70%
Infraestructura	0,1%	100%		100%		
Ingeniería	0,0%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	0,1%	100%	50%	50%		
Impacto Ambiental	0,0%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	0,0%	100%		100%		
Total	0,6%					
% de indexación			11,9%	9,7%		40,9%

Cuadro 38: Estructura de Costo de Operación, Mantenimiento y Administración²⁷

COMA CV Combustible	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	Extranjero	PPI
Generación Diesel	0,5%	100%		100%				
Generación Gas	13,8%	100%	100%					
Total	14,2%							
CV No Combustible								
Mano de Obra Local	0,5%	100%				100%		
Mano de Obra Extranjera	0,2%						100%	100%
Materiales	5,0%	17%			17%		83%	83%
Servicios	0,9%	50%				50%	50%	50%
Total	6,6%							
CF Directo								
Materiales	3,6%	30%			30%		70%	70%
Servicios	1,2%	100%				100%		
Mano de Obra	3,7%	100%				100%		
Total	8,5%							
CF Indirecto								
Personal	2,8%	100%				100%		
Gastos de Administración	1,5%	100%			100%			
Edificios	1,1%	100%			100%			
Viáticos y Reembolso de Gastos	0,5%	100%			100%			
Relaciones Institucionales	0,3%	100%			100%			
Comunicaciones	0,3%	100%			100%			
Otros	0,9%	100%			100%			

²⁶ Tabla 140 del Estudio.

²⁷ Tabla 141 del Estudio.

COMA CV Combustible	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	Extranjero	PPI
Informática	0,3%	100%			100%			
Vehículos	0,4%	100%			100%			
Total	8,2%							
Total General	100,0%							
% de indexación			13,8%	0,5%	7,3%	8,6%		7,4%

A partir de lo anterior, en el Cuadro 39 se presentan los ponderadores de los indexadores del CID del sistema Porvenir.

Cuadro 39: Indexadores CID Porvenir²⁸

Fórmula de Indexación del CID	
IMO - Nacional	20,5%
IPC - Nacional	17,0%
P. Gas - Nacional	13,8%
P. Diesel - Nacional	0,48%
PPI - Externo	48,2%

3.5.4 CTLP PUNTA ARENAS

En el Cuadro 40 se presenta la estructura de costos de la anualidad agregada de inversión, tanto en generación como en transmisión, para las inversiones del proyecto de reposición eficiente del sistema Punta Arenas. En dicho cuadro se presenta el peso relativo que tiene cada índice de la fórmula de indexación en los ítems en que se realizó la apertura. En el Cuadro 41 se presenta la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento, tanto de generación como de transmisión, para el proyecto de reposición eficiente del sistema Punta Arenas.

Cuadro 40: Estructura de Costos del Valor Presente de Generación-Transmisión²⁹

AVI	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
AVI Generación						
Equipos y Materiales	24,8%	7%	7%		93%	93%
Internación (6% CIF)	1,3%	100%		100%		
Infraestructura	2,5%	100%		100%		
Ingeniería	0,6%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	4,1%	100%	100%			
Impacto Ambiental	0,3%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	1,5%	100%		100%		
Total	35,2%					
AVI Transmisión						
Equipos y Materiales	1,9%	30%		30%	70%	70%
Infraestructura	0,3%	100%		100%		
Ingeniería	0,0%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	0,4%	100%	50%	50%		
Impacto Ambiental	0,0%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	0,1%	100%		100%		
Total	2,7%					
% de indexación			7,0%	6,5%		24,4%

Cuadro 41: Estructura de Costo de Operación, Mantenimiento y Administración³⁰

²⁸ Tabla 142 del Estudio.

²⁹ Tabla 143 del Estudio.

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	Extranjero	PPI
CV Combustible								
Generación Diesel	0,0%	100%		100%				
Generación Gas	30,2%	100%	100%					
Total	30,2%							
CV No Combustible								
Mano de Obra Local	0,7%	100%				100%		
Mano de Obra Extranjera	4,3%						100%	100%
Materiales	3,8%	17%			17%		83%	83%
Servicios	3,6%	50%				50%	50%	50%
Total	12,5%							
CF Directo								
Materiales	2,3%	30%			30%		70%	70%
Servicios	4,5%	100%				100%		
Mano de Obra	2,5%	100%				100%		
Total	9,2%							
CF Indirecto								
Personal	5,1%	100%				100%		
Gastos de Administración	1,5%	100%			100%			
Edificios	1,0%	100%			100%			
Viáticos y Reembolso de Gastos	0,5%	100%			100%			
Relaciones Institucionales	0,3%	100%			100%			
Comunicaciones	0,3%	100%			100%			
Otros	0,9%	100%			100%			
Informática	0,3%	100%			100%			
Vehículos	0,2%	100%			100%			
Total	10,2%							
Total General	100,0%							
% de indexación			30,2%	0,0%	6,5%	14,5%		10,9%

A partir de lo anterior, en el Cuadro 42 se presentan los ponderadores de los indexadores del CTLP del sistema Punta Arenas.

Cuadro 42: Indexadores CTLP Punta Arenas³¹

Fórmula de Indexación del CTLP	
IMO - Nacional	21,5%
IPC - Nacional	13,0%
P. Gas - Nacional	30,2%
P. Diesel -Nacional	0,00%
PPI - Externo	35,3%

3.5.5 CTLP PUERTO NATALES

En el Cuadro 43 se presenta la estructura de costos de la anualidad agregada de inversión, tanto en generación como en transmisión, para las inversiones del proyecto de reposición eficiente del sistema Puerto Natales. En dicho cuadro se presenta el peso relativo que tiene cada índice de la fórmula de indexación en los ítems en que se realizó la apertura. En el Cuadro 44 se presenta la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento, tanto de generación como de transmisión, para el proyecto de reposición eficiente del sistema Puerto Natales.

³⁰ Tabla 144 del Estudio.

³¹ Tabla 145 del Estudio.

Cuadro 43: Estructura de Costos del Valor Presente de Generación-Transmisión³²

AVI	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
AVI Generación						
Equipos y Materiales	24,0%	7%	7%		93%	93%
Internación (6% CIF)	1,3%	100%		100%		
Infraestructura	2,4%	100%		100%		
Ingeniería	0,6%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	4,0%	100%	100%			
Impacto Ambiental	0,3%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	1,5%	100%		100%		
Total	34,0%					
AVI Transmisión						
Equipos y Materiales AVI Transmisión	2,4%	30%		30%	70%	70%
Infraestructura	0,3%	100%		100%		
Ingeniería	0,1%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	0,5%	100%	50%	50%		
Impacto Ambiental	0,0%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	0,1%	100%		100%		
Total	3,4%					
% de indexación			6,9%	6,6%		23,9%

Cuadro 44: Estructura de Costo de Operación, Mantenimiento y Administración³³

COMA CV Combustible	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	Extranjero	PPI
Generación Diesel	0,2%	100%		100%				
Generación Gas	19,6%	100%	100%					
Total	19,8%							
CV No Combustible								
Mano de Obra Local	0,7%	100%				100%		
Mano de Obra Extranjera	0,3%						100%	100%
Materiales	7,6%	17%			17%		83%	83%
Servicios	1,4%	50%				50%	50%	50%
Total	10,0%							
CF Directo								
Materiales	8,0%	30%			30%		70%	70%
Servicios	2,7%	100%				100%		
Mano de Obra	7,1%	100%				100%		
Total	17,8%							
CF Indirecto								
Personal	5,2%	100%				100%		
Gastos de Administración	2,8%	100%			100%			
Edificios	1,9%	100%			100%			
Viáticos y Reembolso de Gastos	0,9%	100%			100%			
Relaciones Institucionales	0,6%	100%			100%			
Comunicaciones	0,6%	100%			100%			
Otros	1,7%	100%			100%			
Informática	0,6%	100%			100%			
Vehículos	0,6%	100%			100%			
Total	14,9%							
Total General	100,0%							
% de indexación			19,6%	0,2%	13,4%	16,5%		12,9%

A partir de lo anterior, en el Cuadro 45 se presentan los ponderadores de los indexadores del CTLP del sistema Puerto Natales.

³² Tabla 146 del Estudio.

³³ Tabla 147 del Estudio.

Cuadro 45: Indexadores CTLP Puerto Natales³⁴

Fórmula de Indexación del CTLP	
IMO - Nacional	23,4%
IPC - Nacional	20,0%
P. Gas - Nacional	19,6%
P. Diesel -Nacional	0,21%
PPI - Externo	36,8%

3.5.6 CTLP PORVENIR

En el Cuadro 46 se presenta la estructura de costos de la anualidad agregada de inversión, tanto en generación como en transmisión, para las inversiones del proyecto de reposición eficiente del sistema Porvenir. En dicho cuadro se presenta el peso relativo que tiene cada índice de la fórmula de indexación en los ítems en que se realizó la apertura. En el Cuadro 47 se presenta la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento, tanto de generación como de transmisión, para el proyecto de reposición eficiente del sistema Porvenir.

Cuadro 46: Estructura de Costos del Valor Presente de Generación-Transmisión³⁵

AVI	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
AVI Generación						
Equipos y Materiales	26,9%	7%	7%		93%	93%
Internación (6% CIF)	1,4%	100%		100%		
Infraestructura	2,7%	100%		100%		
Ingeniería	0,7%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	4,5%	100%	100%			
Impacto Ambiental	0,3%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	1,6%	100%		100%		
Total	38,1%					
AVI Transmisión						
Equipos y Materiales	2,0%	30%		30%	70%	70%
Infraestructura	0,3%	100%		100%		
Ingeniería	0,1%	100%	100%			
Obras Civiles y Montaje	0,4%	100%	50%	50%		
Impacto Ambiental	0,0%	100%	100%			
Intereses Intercalarios	0,1%	100%		100%		
Total	2,9%					
% de indexación			7,6%	7,1%		26,4%

³⁴ Tabla 148 del Estudio.

³⁵ Tabla 149 del Estudio.

Cuadro 47: Estructura de Costo de Operación, Mantenimiento y Administración³⁶

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	Extranjero	PPI
CV Combustible								
Generación Diesel	0,8%	100%		100%				
Generación Gas	18,0%	100%	100%					
Total	18,8%							
CV No Combustible								
Mano de Obra Local	0,7%	100%				100%		
Mano de Obra Extranjera	0,2%						100%	100%
Materiales	7,0%	17%			17%		83%	83%
Servicios	1,3%	50%				50%	50%	50%
Total	9,1%							
CF Directo								
Materiales	7,0%	30%			30%		70%	70%
Servicios	2,1%	100%				100%		
Mano de Obra	6,9%	100%				100%		
Total	16,0%							
CF Indirecto								
Personal	5,2%	100%				100%		
Gastos de Administración	2,8%	100%			100%			
Edificios	2,0%	100%			100%			
Viáticos y Reembolso de Gastos	0,9%	100%			100%			
Relaciones Institucionales	0,6%	100%			100%			
Comunicaciones	0,6%	100%			100%			
Otros	1,7%	100%			100%			
Informática	0,6%	100%			100%			
Vehículos	0,7%	100%			100%			
Total	15,1%							
Total General	100,0%							
% de indexación			18,0%	0,8%	13,2%	15,5%		11,5%

A partir de lo anterior, en el Cuadro 48 se presentan los ponderadores de los indexadores del CTLP del sistema Porvenir.

Cuadro 48: Indexadores CTLP Porvenir³⁷

Fórmula de Indexación del CTLP	
IMO - Nacional	23,1%
IPC - Nacional	20,2%
P. Gas - Nacional	18,0%
P. Diesel -Nacional	0,76%
PPI - Externo	37,9%

³⁶ Tabla 150 del Estudio.

³⁷ Tabla 151 del Estudio.

4 REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.1 ASPECTOS GENERALES

En general, el Estudio contiene todas las materias exigidas por las Bases. El texto principal es acompañado de un reducido conjunto de Anexos en formato Excel, archivos que sustentan de manera razonable los resultados finales presentados.

En particular, se destaca que la obtención de los Costos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración, no fue posible reproducirla con un nivel detalle suficiente. Toda la información que se logró reproducir en los valores y cálculos relevantes es consistente con lo presentado en el Estudio, razón por la cual no se encontró diferencias entre los valores presentados en el cuerpo del Estudio y los presentados en los Anexos.

No obstante lo anterior, existe numerosa información que se supone es el resultado de cálculos realizados, sin embargo, aparecen valores digitados o pegados como valor, sin vínculo ni referencia alguna.

4.2 CORRECCIONES ESPECÍFICAS

A continuación se describen las correcciones realizadas por la Comisión al Estudio. Para un análisis y seguimiento más detallado de los valores y resultados alcanzados en las distintas etapas de cálculo, se debe recurrir a los archivos que respaldan el presente informe, los cuales se encuentran disponibles en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.cl).

4.2.1 TASA DE CAMBIO

En consistencia con lo establecido en las Bases para valorización de instalaciones (valor de Diciembre de 2004), la tasa de cambio que debe ser utilizada el estudio corresponde al dólar observado promedio para diciembre de 2004, el cual tiene un valor de 576,17 [\$/US\$].

Lo anterior representa una corrección al Estudio, pues éste utiliza una tasa de cambio de 576,00 [\$/US\$].

4.2.2 ACTUALIZACIÓN DE COSTOS FIJOS Y ENERGÍA DEL CID

Las Bases, a través de las expresiones presentadas en el Anexo N° 1 de las mismas, establecen que la actualización de los costos incrementales de operación, administración y mantenimiento se determina a partir de las siguientes expresiones:

$$VPCOMG_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} (COMG_{tg} \times FPROG_{jtg} - COMG_{0g} \times FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right]$$

$$VPCOML_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} (COML_{tl} \times FPROL_{jtl} - COML_{0l} \times FPROL_{j0l})}{(1+r)^t} \right]$$

Para las anteriores expresiones, el anexo antes indicado señala que :

“Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización considerados para un año t cualquiera, deberán ser estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año, por lo cual deberán ser llevados a valores correspondientes a final de cada año para efectos de ser incorporados en las dos fórmulas precedentes.”

Por otra parte, para determinar el valor presente de los incrementos anuales de generación de energía inyectada al sistema, asociadas a los incrementos anuales de demanda de energía presentes en cada nudo j del sistema, VPGIE_j, las Bases establecen la siguiente expresión:

$$VPGIE_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} (EG_{tg} \times FPROG_{jtg} - EG_{0g} \times FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right]$$

A partir de lo anterior, esta Comisión entiende que la energía de cada unidad generadora y del sistema en su conjunto también debe ser estimada asumiendo que ésta se consume en la mitad del respectivo año, por lo cual ésta debe ser llevada a valores correspondientes al final de cada año para efectos de ser incorporados en la fórmula precedente, pues de otro modo no existiría consistencia entre las 3 expresiones mostradas precedentemente.

De este modo, existe completa consistencia entre los costos incrementales de operación, administración y mantenimiento, y los incrementos anuales de generación de energía. Tal condición no ha sido considerada en el Estudio, luego, los valores resultantes del Estudio deben ser corregidos conforme a lo indicado.

Producto de la corrección anterior, los valores corregidos para los cálculos intermedios del CID son los que a continuación se indica :

Cuadro 49: VPGIE Presentados en Estudio y VPGIE Corregidos por CNE

Ítem	Punta Arenas	Tres Puentes	Puerto Natales	Porvenir
VPGIE [kWh] Presentado	323.906.601	174.411.247	65.701.239	45.708.058
VPGIE [kWh] Corregido	339.716.109	182.924.059	68.908.041	47.939.016

Cuadro 50: CIDG - CIDL Presentados en Estudio y CIDG - CIDL Corregidos por CNE

Ítem	Punta Arenas	Tres Puentes	Puerto Natales	Porvenir
CIDG [\$/kWh] Presentado	34,854	34,521	38,571	35,141
CIDG [\$/kWh] Corregido	33,242	32,924	36,785	33,515
CIDL [\$/kWh] Presentado	0,902	0,893	0,909	0,210
CIDL [\$/kWh] Corregido	0,860	0,852	0,867	0,200

A partir de las anteriores correcciones los valores finales del CID resultan ser los siguientes:

Cuadro 51: CID Presentado en Estudio y CID Corregido por CNE

Ítem	Punta Arenas	Tres Puentes	Puerto Natales	Porvenir
CID [\$/kWh] Presentado	35,756	35,415	39,480	35,350
CID [\$/kWh] Corregido	34,102	33,776	37,652	33,715

4.2.3 NÚMERO DE ANUALIDADES DE INSTALACIONES EXISTENTES EN CTLP

En el cálculo del CTLP, en el Estudio se ha considerado el ingreso de las instalaciones existentes a partir del año 2004. Lo anterior conduce, erradamente, a reconocer que dichas instalaciones prestarán servicio por 16 años (2004-2019), lo cual redundando directamente en el número de anualidades consideradas y, por lo tanto, en los valores residuales de éstas y sus anualidades.

Considerando lo anterior, se ha corregido en el cálculo del CTLP el año de ingreso de las instalaciones existentes, las cuales operarán entre los años 2005 y 2019, correspondientes a los 15 años de planificación del Estudio. El cuadro siguiente muestra los valores de CTLP corregidos.

Cuadro 52: CTLP Presentado en Estudio y CTLP Corregido por CNE

Ítem	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir
CTLP [\$/Año] Presentado	8.242.300.537	1.218.796.660	962.564.742
CTLP [\$/Año] Corregido	8.276.239.736	1.223.300.027	966.107.200

4.2.4 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE CID Y CTLP

Los valores de los ponderadores presentados en el Estudio, en la fórmula de indexación de CID y de CTLP en los Sistemas Puerto Natales y Porvenir, que se muestran en los cuadros 33, 36, 39, 42, 45 y 48 respectivamente, no suman 100% debido a un error de redondeo en las cifras utilizadas.

En virtud de lo anterior, se corrigen los ponderadores tanto en la fórmula de indexación de CID y de CTLP en los Sistemas Puerto Natales y Porvenir. En los cuadros siguientes se muestran las correcciones efectuadas.

Cuadro 53: Indexadores CID Puerto Natales

Ponderador	Fórmula de Indexación del CID	Valor Presentado	Valor Corregido
IMO – Nacional		20,5%	20,5%
IPC – Nacional		16,4%	16,4%
P. Gas – Nacional		11,3%	11,3%
P. Diesel –Nacional		1,12%	1,1%
PPI – Externo		50,7%	50,7%

Cuadro 54: Indexadores CID Porvenir

Ponderador	Fórmula de Indexación del CID	Valor Presentado	Valor Corregido
IMO – Nacional		20,5%	20,5%
IPC – Nacional		17,0%	17,0%
P. Gas – Nacional		13,8%	13,8%
P. Diesel –Nacional		0,48%	0,5%
PPI – Externo		48,2%	48,2%

Cuadro 55: Indexadores CTLP Puerto Natales

Ponderador	Fórmula de Indexación del CID	Valor Presentado	Valor Corregido
IMO – Nacional		23,4%	23,4%
IPC – Nacional		20,0%	20,0%
P. Gas – Nacional		19,6%	19,6%
P. Diesel –Nacional		0,21%	0,2%
PPI – Externo		36,8%	36,8%

Cuadro 56: Indexadores CTLP Porvenir

Ponderador	Fórmula de Indexación del CID	Valor Presentado	Valor Corregido
IMO – Nacional		23,1%	23,1%
IPC – Nacional		20,2%	20,2%
P. Gas – Nacional		18,0%	18,0%
P. Diesel –Nacional		0,76%	0,8%
PPI – Externo		37,9%	37,9%

5 FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS

A partir de la determinación del CID y el CTLP, incluidas las correcciones indicadas en la sección anterior, a continuación se presentan las fórmulas y estructuras tarifarias que permiten determinar los precios de nudo de energía y potencia en cada sistema, con sus correspondientes fórmulas de indexación.

5.1 INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA

A efectos de definir y formular las estructuras tarifarias, se define el ingreso anual equivalente de potencia esperado para el período tarifario de 4 años, IAP, como el valor anual equivalente constante que obtendría el sistema, al aplicar el costo de desarrollo de la potencia, determinado conforme se indica en la sección 5.2 del presente informe, a las demandas esperadas de potencia de punta anuales en cada uno de los nudos o barras de retiro del sistema, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IAP = \left(\sum_{t=1}^T \frac{\sum_{j=1}^{NB} [12 \cdot CDP_j \cdot P_{jt}]}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right) \quad (1)$$

- IAP : Ingreso anual equivalente de potencia, en un período tarifario de 4 años, del sistema de generación y transmisión, expresado en [\$/año].
 P_{jt} : Potencia de punta consumida en el nudo j, en el año t, expresada en [kW].
 CDP_j : Costo de desarrollo de la potencia de punta sistema de generación y transmisión, en el nudo o barra j, expresado en [\$/kW/mes].
 NB : Número de Barras o nudos del sistema.
 T : Número de años considerados en el período tarifario (4 años).
 r : Tasa de actualización igual a 10% anual.

Análogamente, se definen los ingresos anuales equivalente de energía esperados para el período tarifario de 4 años, para los segmentos de generación, transmisión y para el sistema en su conjunto, IAEG, IAEL, e IAE, respectivamente, como el valor anual equivalente constante que obtendría cada segmento de generación o transmisión y el sistema en su conjunto, al aplicar los costos incrementales de desarrollo, determinados conforme a las Bases, a las demandas de energía esperadas en cada uno de los nudos o barras del sistema, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$IAEG = \left(\sum_{t=1}^T \frac{\sum_{j=1}^{NB} [CIDG_j \cdot E_{jt}]}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right) \quad (2)$$

$$IAEL = \left(\sum_{t=1}^T \frac{\sum_{j=1}^{NB} [CIDL_j \cdot E_{jt}]}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right) \quad (3)$$

$$IAE = \left(\sum_{t=1}^T \frac{\sum_{j=1}^{NB} [CID_j \cdot E_{jt}]}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right) \quad (4)$$

- IAEL : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de generación, expresado en [\$/año].
- IAET : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de transmisión, expresado en [\$/año].
- IAE : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del sistema en su conjunto, expresado en [\$/año].
- CIDG_j : Costo incremental de desarrollo del sistema de generación, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda de energía en la barra j, expresado en [\$/kWh].
- CIDL_j : Costo incremental de desarrollo del sistema de transmisión, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda de energía en la barra j, expresado en [\$/kWh].
- CID_j : Costo incremental de desarrollo del sistema de generación y transmisión, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda de energía en el nudo j, expresado en [\$/kWh].
- E_{jt} : Energía consumida en el nudo j, en el año t, expresada en [kWh].
- T : Número de años considerados en el período tarifario (4 años).
- r : Tasa de actualización igual a 10% anual.

5.2 COSTO DE DESARROLLO DE LA POTENCIA

Para la determinación de los ingresos esperados de energía y potencia a que se refiere la sección 5.1 del presente informe, se define el costo de desarrollo de la potencia en cada nudo o barra donde se calculan precios de nudo, considerando los costos de generación y transmisión de una inyección de potencia de punta adicional al sistema, conforme a la siguiente expresión:

$$CDP_j = \frac{CDP}{12} \quad (5)$$

- j : Nudo o barra j cualquiera en donde se determinan tarifas a nivel de generación y transmisión, en adelante nudo j .
- CDP_j : Costo de desarrollo de la potencia de punta sistema de generación y transmisión, en el nudo o barra j , expresado en [\$/kW/mes].
- CDP : Costo anualizado de desarrollo de la potencia de punta sistema de generación y transmisión, expresado en [\$/kW/año].

5.3 FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA

Mediante las siguientes relaciones se determinan los precios de nudo de energía y potencia, y su desagregación en generación y transmisión, en cada nudo j del sistema, los cuales serán constantes durante todo el período tarifario de 4 años.

$$PNEG_j = CIDG_j \cdot \alpha_G \quad (6)$$

$$PNE_L_j = CIDL_j \cdot \alpha_L \quad (7)$$

$$PNPG_j = CDP_j \cdot \beta \quad (8)$$

$$PNPL_j = CDP_j \cdot (1 - \beta) \quad (9)$$

$$PNE_j = PNEG_j + PNE_L_j \quad (10)$$

$$PNP_j = CDPG_j + CDPL_j \quad (11)$$

- $PNEG_j$: Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo j , expresada en [\$/kWh].
- PNE_L_j : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo j , expresada en [\$/kWh].
- PNE_j : Precio de nudo de energía del sistema en el nudo j , expresado en [\$/kWh].
- $CDPG_j$: Cargo de desarrollo de la potencia asociado al segmento de generación, en el nudo j , expresado en [\$/kW/mes].
- $CDPL_j$: Cargo de desarrollo de la potencia asociado al segmento de transmisión, en el nudo j , expresado en [\$/kW/mes].
- PNP_j : Precio de nudo de potencia en el nudo j , expresado [\$/kW/mes].
- α_G : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación.
- α_L : Factor de ajuste para la componentes del precios de nudo de energía asociada al segmento de transmisión.
- β : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de potencia asociada al segmento de generación.

$1 - \beta$: Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de potencia asociada al segmento de transmisión.

Se define MAXG como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de generación, CTLPG, y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de generación, IAEG.

$$\text{MAXG} = \text{MAXIMO} \{ \text{CTLPG}, \text{IAEG} \} \quad (12)$$

Se define MAXL como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de transmisión, CTLPL, y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de transmisión, IAEL.

$$\text{MAXL} = \text{MAXIMO} \{ \text{CTLPL}, \text{IAEL} \} \quad (13)$$

Los factores de ajuste α_G , α_L , β y $1 - \beta$, para los precios de nudo de energía y potencia, se definen mediante las siguientes expresiones:

$$\alpha_G = \frac{\text{MAXG} \cdot (\text{MAXG} + \text{MAXL} - \text{IAP})}{(\text{MAXG} + \text{MAXL}) \cdot \text{IAEG}} \quad (14)$$

$$\alpha_L = \frac{\text{MAXL} \cdot (\text{MAXG} + \text{MAXL} - \text{IAP})}{(\text{MAXG} + \text{MAXL}) \cdot \text{IAEL}} \quad (15)$$

$$\beta = \frac{\text{MAXG}}{\text{MAXG} + \text{MAXL}} \quad (16)$$

$$1 - \beta = \frac{\text{MAXL}}{\text{MAXG} + \text{MAXL}} \quad (17)$$

5.4 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES

A partir de las correcciones presentadas en la sección 4.2 del presente informe, y considerando un CDP a partir del precio de nudo de la potencia vigente en los sistemas Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, los precios de nudo de energía y potencia resultantes para los sistemas antes mencionados se detalla en las secciones siguientes.

5.4.1 CID INDEXADO A 2006

Para el caso del CID, el valor obtenido conforme a lo indicado en las secciones precedentes, ha sido indexado a Julio de 2006 mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 3.5 del presente informe, utilizando los ponderadores especificados en el Cuadro 33, Cuadro 36 y Cuadro 39 del presente informe.

Para el caso de los indexadores del CID, los valores base y los valores a Julio 2006 son los siguientes:

Cuadro 57: Valores de Indexadores utilizados

Fecha	IMO	IPC	PGAS [\$/m3]	P. Diesel Pta. Arenas [\$/m3]	P. Diesel Pto. Natales [\$/m3]	P. Diesel Porvenir [\$/m3]	PPI	TAX	Pdolar
31-12-2004*	93,87	116,84	36,26	308.254,30	319.256,30	318.625,30	143,60	0,06	576,17
31-07-2006**	101,98	124,29	36,12	339.108,72	353.393,45	347.991,54	146,40	0,06	540,62

* : Para el caso del precio de los combustibles, conforme a lo establecido en las Bases, se ha utilizado el promedio de los 6 meses previos al inicio del Estudio.

** : Para el caso del precio de los combustibles, en consistencia con las Bases, se ha utilizado el promedio de los últimos 6 meses previos a la indexación.

En virtud de los anterior, para el CID base y el CID a Julio de 2006 se obtienen los siguientes valores :

Cuadro 58: CID bases y CID indexados

Fecha	Punta Arenas [\$/kWh]	Tres Puentes [\$/kWh]	Puerto Natales [\$/kWh]	Porvenir [\$/kWh]
31-12-2004	34,102	33,776	37,652	33,715
31-07-2006	34,348	34,020	37,913	33,971

5.4.2 CTLP INDEXADO A JULIO DE 2006

Los valores de CTLP presentados en la sección 3.4 del presente informe se indexan al 31 de Julio de 2006, mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 3.5 del presente informe, utilizando los ponderadores especificados en la sección 4.2.2 del presente informe.

Para el caso de los indexadores del CTLP, los valores base y los valores de Julio 2006 de los índices son los presentados en la sección 5.4.1 del presente informe. Luego, para el CTLP a Julio de 2006 se obtienen los siguientes valores :

Cuadro 59: CTLP bases y CTLP indexados

Fecha	Punta Arenas [\$/año]	Puerto Natales [\$/año]	Porvenir [\$/año]
31-12-2004	8.276.239.736	1.223.300.027	966.107.200
31-07-2006	8.362.602.424	1.243.474.026	982.013.669

5.4.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2007-2010

Para la determinación de los ingresos esperados a que se refiere la sección 5.2 del presente informe, se ha utilizado la siguiente proyección de demanda por barra para el cuatrienio 2007-2010:

Cuadro 60: Demanda utilizada en Ingresos por CID

Año	Punta Arenas		Tres Puentes		Puerto Natales		Porvenir	
	Energía [kWh]	Dda. Máxima [kW]	Energía [kWh]	Dda. Máxima [kW]	Energía [kWh]	Dda. Máxima [kW]	Energía [kWh]	Dda. Máxima [kW]
2007	128,770,000	26,779	68,730,000	13,791	20,572,000	3,963	14,373,000	2,669
2008	134,919,000	27,759	72,012,000	14,296	21,789,000	4,134	15,235,000	2,824
2009	141,362,000	28,778	75,451,000	14,821	23,077,000	4,313	15,747,000	2,914
2010	148,112,000	29,838	79,054,000	15,367	24,442,000	4,501	16,276,000	3,007

5.4.4 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA

Los precios de nudo resultantes para la energía, desagregados en sus componentes de generación y transmisión, en las barras de los sistemas Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir son los que a continuación se indica:

Cuadro 61: Precio Nudo de Energía

	Punta Arenas [\$/kWh]	Tres Puentes [\$/kWh]	Puerto Natales [\$/kWh]	Porvenir [\$/kWh]
PNudo de Energía en Generación	23,15	22,93	40,92	46,74
PNudo de Energía en Transmisión	0,71	0,70	1,49	1,39
Precio de Nudo Energía	23,86	23,63	42,41	48,13

5.4.5 PRECIOS DE NUDO POTENCIA

Los precios de nudo resultantes para la potencia, desagregados en sus componentes de generación y transmisión, en las barras de los sistemas Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir son los que a continuación se indica:

Cuadro 62: Precio Nudo de Potencia

	Punta Arenas [\$/kW/mes]	Tres Puentes [\$/kW/mes]	Puerto Natales [\$/kW/mes]	Porvenir [\$/kW/mes]
Costo Desarrollo Potencia en Generación	6.465,42	6.104,41	5.674,10	6.955,48
Costo Desarrollo Potencia en Transmisión	197,65	186,61	207,09	206,55
Precio de Nudo Potencia	6.663,07	6.291,02	5.881,19	7.162,03

5.5 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA

Las fórmulas de indexación para los precios de nudo de energía y potencia en cada sistema, con sus respectivos parámetros y condiciones de aplicación se describe en las secciones siguientes.

5.5.1 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA

La fórmula de indexación del precio de nudo de la potencia, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{\text{Pnudo Potencia}_i}{\text{Pnudo Potencia}_0} = \alpha_{\text{DOL}} \cdot \frac{\text{DOL}_i}{\text{DOL}_0} \cdot \frac{1 + \text{TAX}_i}{1 + \text{TAX}_0} + \alpha_{\text{ISS}} \cdot \frac{\text{ISS}_i}{\text{ISS}_0} + \alpha_{\text{IPM}} \cdot \frac{\text{IPM}_i}{\text{IPM}_0} \quad (17)$$

Donde:

- DOL_i** : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, expresado en [\$/US\$].
- DOL₀** : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de Julio de 2006 (540,62 [\$/US\$]).
- TAX_i** : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, expresada en [°/1].
- TAX₀** : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de Julio de 2006 (0,06 °/1).
- ISS_i e IPM_i** : Índice General de Remuneraciones e Índice de Precios al por Mayor, publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas, para el tercer mes anterior al cual se aplique la indexación, expresados en [°/1].

ISS₀ e IPM₀ : Valores de ISS y de IPM, publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondientes a los meses de Junio del año 2006 y Julio del año 2006 respectivamente (ISS: 101,95 y IPM: 245,84).

Para los sistemas Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la potencia, son los que a continuación se indican:

α_{DOL}	0,498
α_{ISS}	0,227
α_{IPM}	0,275

5.5.2 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA

La fórmula de indexación del precio de nudo de la energía, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{P_{\text{nudoEnergía}_i}}{P_{\text{nudoEnergía}_0}} = \left(\alpha_{IMO} \cdot \frac{IMO_i}{IMO_0} + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_{GAS}} \cdot \frac{P_{GAS_i}}{P_{GAS_0}} + \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} \right) + \left(\alpha_{PPI} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \cdot \left(\frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} \right) \cdot \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \quad (18)$$

Donde:

- IMO_i : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, expresado en [°/1].
- IMO₀ : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Julio de 2006 (101,98 °/1).
- IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, expresado en [°/1].
- IPC₀ : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Julio de 2006 (124,29 °/1).
- P_{GAS_i} : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, expresado en [\$/m³].
- P_{GAS₀} : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo Febrero-Julio de 2006 (36,12 [\$/m³]).

- $P_{DIESELI}$: Precio vigente del Petróleo Diesel en Punta Arenas, Pto. Natales y Porvenir informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación,
- $P_{DIESELO}$: Precio vigente del petróleo diesel en Punta Arenas, Pto. Natales y Porvenir informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo Febrero-Julio de 2006 (339.108,72 [\$/m³], 353.393,45 [\$/m³] y 347.991,54 [\$/m³] respectivamente).
- PPI_i : U. S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, expresado en [°/1].
- PPI_0 : U. S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de Julio de 2006 (146,40 °/1).
- TAX_i : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, expresado en [°/1].
- TAX_0 : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de Julio de 2006 (0,06 °/1).
- DOL_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, expresado en [\$/US\$].
- DOL_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de Julio de 2006 (540,62 \$/US\$).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía, serán los costos que informe la Empresa a la Comisión, netos de IVA.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la energía, son los que a continuación se indican.

Para el sistema Punta Arenas:

α_{IMO}	0,215
α_{IPC}	0,130
α_{PGAS}	0,302
$\alpha_{PDIESEL}$	0,000
α_{PPI}	0,353

Para el sistema Puerto Natales:

α_{IMO}	0,234
α_{IPC}	0,200
α_{PGAS}	0,196
$\alpha_{PDIESEL}$	0,002
α_{PPI}	0,368

Para el sistema Porvenir:

α_{IMO}	0,231
α_{IPC}	0,202
α_{PGAS}	0,180
$\alpha_{PDIESEL}$	0,008
α_{PPI}	0,379

6 PLANES DE EXPANSIÓN

A continuación se presentan los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión resultantes del Estudio y las correcciones del presente informe. Conforme a lo establecido en el artículo 104-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, los señalados planes tienen el carácter de obligatorios para las Empresa, mientras dichos planes se encuentren vigentes.

Las obras de generación y/o de transmisión contempladas en el plan de expansión de cada sistema deben ser ejecutadas por la Empresa, conforme al tipo, dimensionamiento y plazos que a continuación se indica.

6.1 EXPANSIÓN SISTEMA PUNTA ARENAS

La expansión del sistema Punta Arenas durante el Cuadrienio 2007-2010 contempla la incorporación de las siguientes unidades generadoras:

Cuadro 63: Expansión Obligatoria en Generación Sistema Punta Arenas

Mes-Año	Potencia [kW]	Tipo	Combustible
Enero-2007	10.700	Turbina Heavy Duty	Gas Natural
Enero-2008	15.000	Turbina Industrial	Gas Natural

Por otra parte, la expansión contempla el retiro de la siguiente unidad generadora:

Cuadro 64: Retiro de Unidad Generadora Sistema Punta Arenas

Mes-Año	Unidad	Potencia [kW]	Tipo	Combustible
Enero-2008	TG Hitachi	23.750	TG Heavy Duty	Gas Natural

Durante el Cuadrienio 2007-2010, la expansión del sistema Punta Arenas no contempla obras de transmisión.

6.2 EXPANSIÓN SISTEMA PUERTO NATALES

La expansión del sistema Puerto Natales durante el Cuadrienio 2007-2010 contempla la incorporación de las siguientes unidades generadoras:

Cuadro 65: Expansión Obligatoria en Generación Sistema Puerto Natales

Mes-Año	Potencia [kW]	Tipo	Combustible
Enero-2007	1.175	Motor a Gas	Gas Natural
Enero-2008	1.420	Motor a Gas	Gas Natural
Enero-2008	1.360	Motor Diesel	Diesel

Por otra parte, la expansión del sistema Puerto Natales durante el Cuadrienio 2007-2010 contempla la incorporación de las siguientes instalaciones de transmisión:

Cuadro 66: Expansión Obligatoria en Transmisión Sistema Puerto Natales

Mes-Año	Tipo de Instalación	Descripción
Enero-2009	AL-PN1-0.79	Cabecera Alimentador

6.3 EXPANSIÓN SISTEMA PORVENIR

La expansión del sistema Porvenir durante el Cuadrienio 2007-2010 contempla la incorporación de las siguientes unidades generadoras:

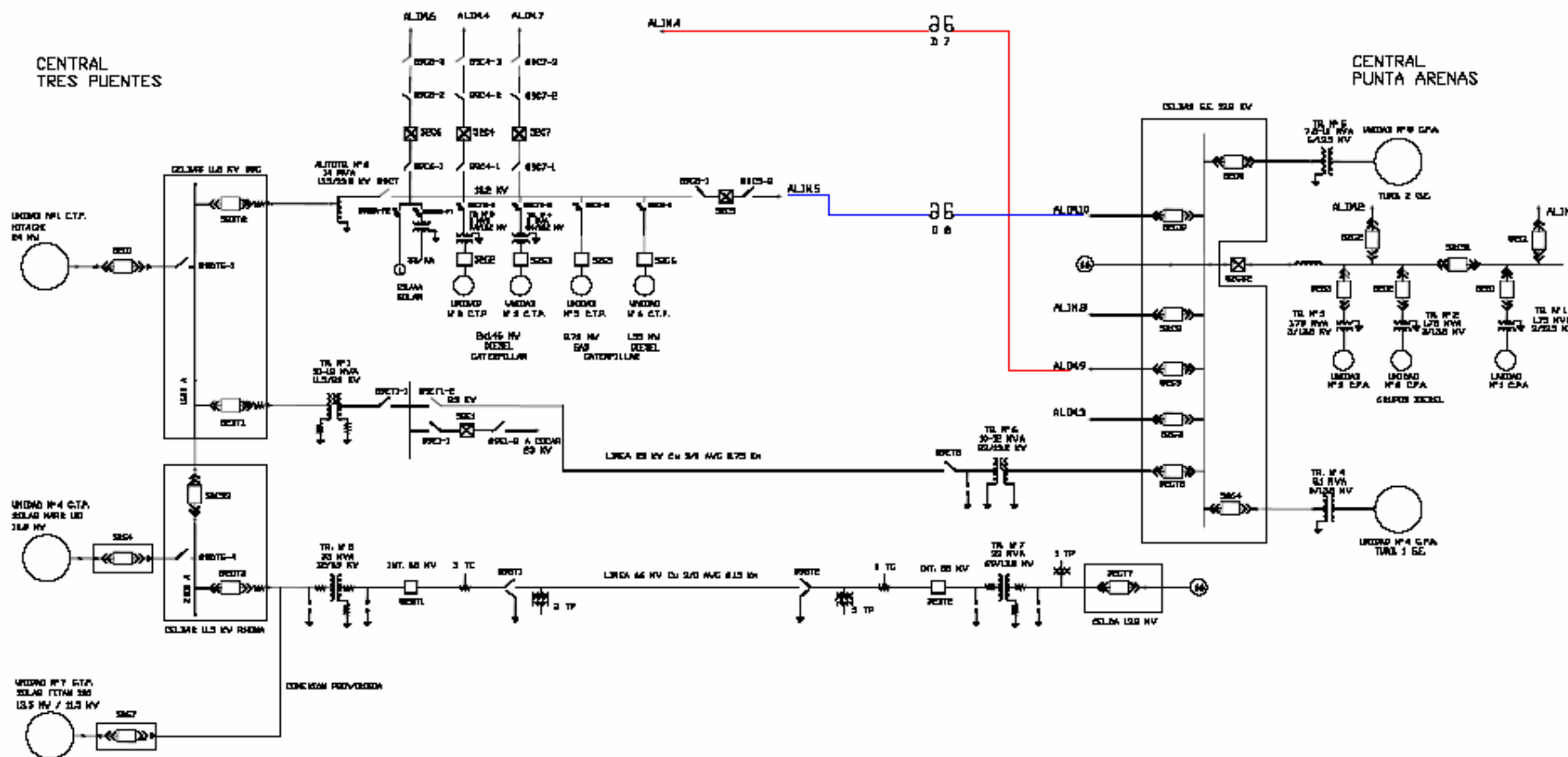
Cuadro 67: Expansión Obligatoria en Generación Sistema Porvenir

AÑO	Potencia [MW]	Tipo	Combustible
Enero-2007	1,18	Motor a Gas	Gas Natural
Enero-2008	1,36	Motor Diesel	Diesel

Durante el Cuadrienio 2007-2010, la expansión del sistema Porvenir no contempla obras de transmisión.

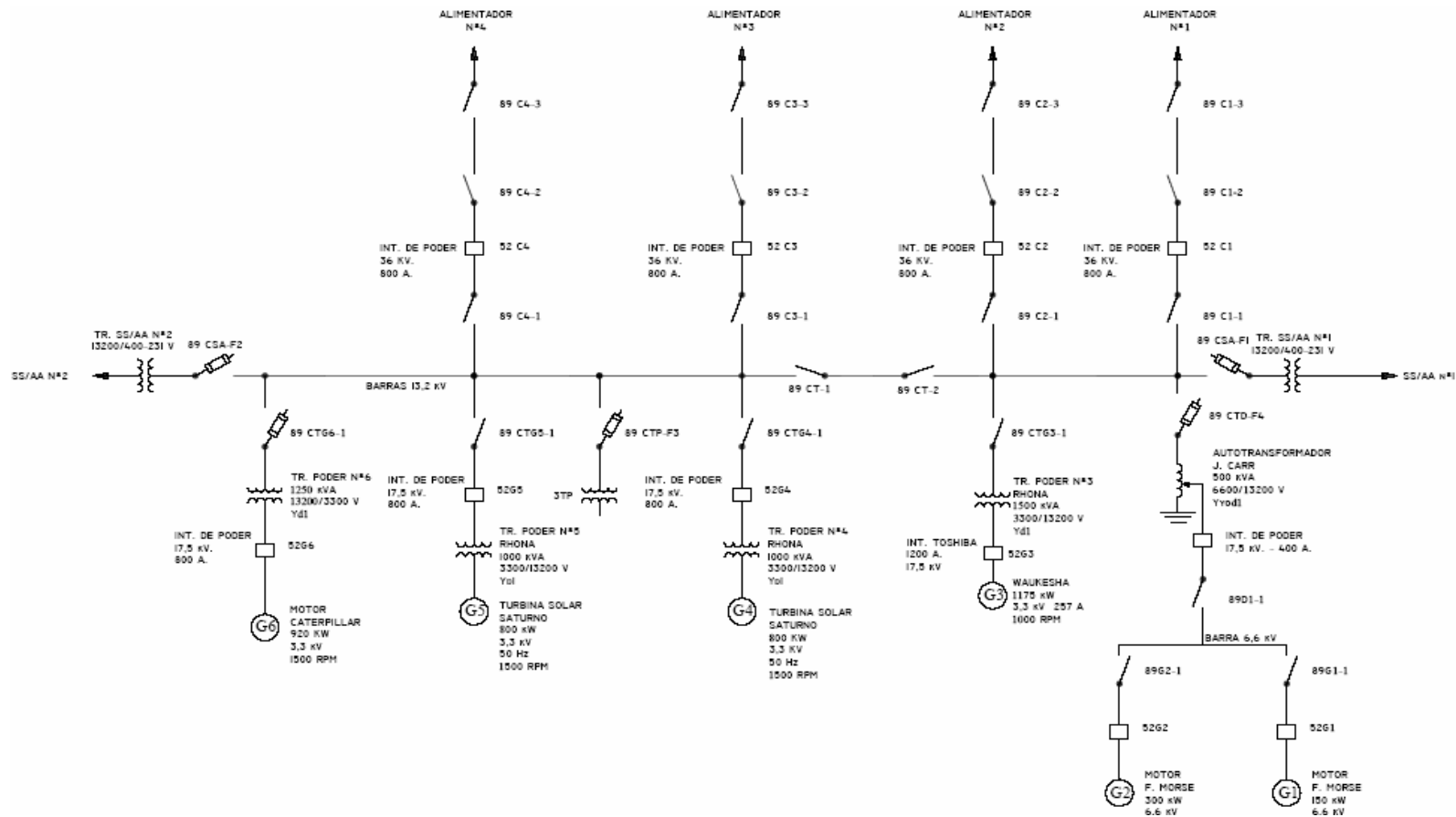
ANEXO N° 1: DIAGRAMAS UNILINEALES

Figura 5: Diagrama Unilineal Sistema Eléctrico Punta Arenas³⁸



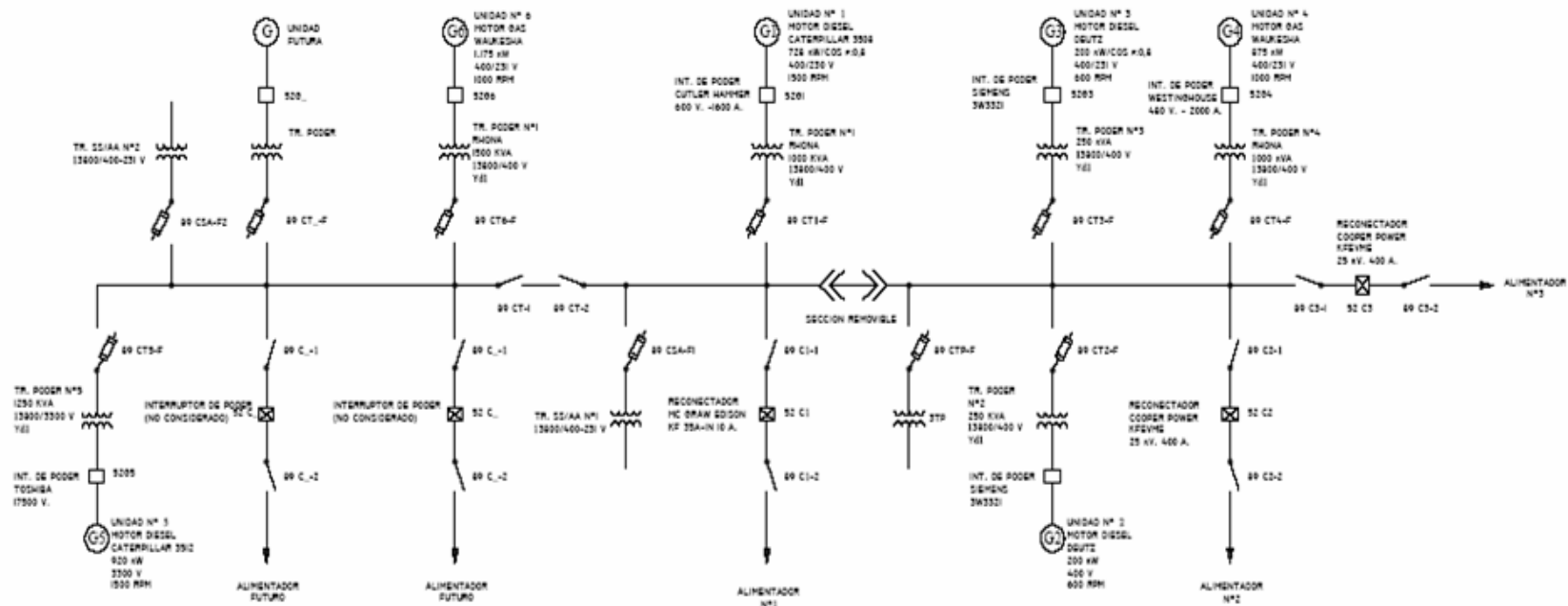
38 Fuente: Informe Final Edelmag S. A.

Figura 6: Diagrama Unilineal Sistema Eléctrico Puerto Natales³⁹



³⁹ Fuente: Informe Final Edelmag S. A.

Figura 7: Diagrama Unilineal Sistema Eléctrico Porvenir⁴⁰



⁴⁰ Fuente: Informe Final Edelmag S. A.

ANEXO Nº 2: COSTOS UNITARIOS DE TRANSMISIÓN

Componentes de Alimentadores		
Descripción	Unidad	Precio [US\$]
Interruptor de Poder Trifásico en celda	c/u	128.494,0
Interruptor de Poder Trifásico en patio	c/u	22.672,6
Transformador de Corriente Monofásico (5A secundario)	c/u	2.297,9
Transformador de Potencial Trifásico (120V en lado BT)	c/u	2.297,9
Pararrayo Monofásico	c/u	93,8
Relé de Sobrecorriente	c/u	5.307,3
Relé de Sobrecorriente residual	c/u	5.307,3
Relé de Sobrevoltaje	c/u	4.239,7
Ampérmetro (para corriente en baja del TC)	c/u	2.297,9
Medidor Jem Activo, Reactivo y LP	c/u	10.513,4
Medidor de Energía Activa	c/u	2.297,9
Medidor de Energía Reactiva	c/u	10.513,4
Medidor de Potencia activa (Watmetro)	c/u	2.297,9
Medidor de Potencia reactiva (Varmetro)	c/u	2.297,9
Reg. perfil carga (ABB)	c/u	12.754,0
Monitoreo Alimentadores (ALSTOM P141)	c/u	19.475,9
Reconectador Trifásico	c/u	30.653,2
Desconectador cuchilla Monofásico	c/u	3.311,0
Instrumento Multimedita (SATEC PM170E)	c/u	2.297,9
Mufas y Terminales	c/u	206,6
Cables de Poder (60 - 70 A)	m	17,6
Cables de Poder (200 - 300 A)	m	29,0
Relé de Baja Frecuencia	c/u	2.500,0

Componentes de Barra		
Descripción	Unidad	Precio [US\$]
Interruptor de Poder Trifásico en celda	c/u	22.672,6
Reconectador Trifásico	c/u	30.653,2
Frecuencímetro	c/u	580,1
Cuadro Anunciador Alarmas 40 Puntos	c/u	3.055,7
Mufas y Terminales	c/u	206,6
Vóltmetro	c/u	2.297,9

Componentes de Línea		
Descripción	Unidad	Precio [US\$]
Aislador Polímero (goma-silicona) 69 kV	c/u	38,4
Conductor Cobre AWG 3/0	m	14,7
Conductor N°1 AWG	m	4,2
Poste metálico 13m	c/u	797,4
Poste metálico 15m	c/u	1.026,5
Poste hormigón armado 15m 900 kg ruptura	c/u	599,5
Poste hormigón armado 17,5m	c/u	768,2
Transformador de corriente 72,5 kV	c/u	17.850,0

Componentes de Línea		
Descripción	Unidad	Precio [US\$]
Transformador de potencial 72,5 kV	c/u	18.849,0
Transformador trifásico 3 enrollados 69/13,8/7,967 kV 33 MVA	c/u	370.228,2
Transformador trifásico 3 enrollados 69/12/13,8 kV 33 MVA	c/u	422.653,4
Desconectador tripolar 66 kV 1200 A	c/u	21.500,0
Circuit breaker GEC ALSTOM FXT9	c/u	37.414,9
Circuit breaker ABB SACE HA 3/C	c/u	30.123,8
Circuit breaker SACE SF6	c/u	22.672,6
Pararrayos 13,2 kV	c/u	93,8
Pararrayos 72,5 kV	c/u	1.991,3

Componentes de Transformación		
Descripción	Unidad	Precio [US\$]
Transformador trifásico 3 enrollados 69/13,8/7,967 kV 33 MVA	c/u	370.228,2
Transformador trifásico 3 enrollados 69/12/13,8 kV 33 MVA	c/u	422.653,4
Circuit breaker GEC ALSTOM FXT9	c/u	37.414,9
Desconectador 66 kV	c/u	21.500,0
Seccionador de barra 66 kV	c/u	37.414,9
Circuit breaker ABB SACE HA 3/C	c/u	30.123,8
Pararrayos 13,2 kV	c/u	93,8
Pararrayos 72,5 kV	c/u	1.991,3
Circuit breaker SACE SF6	c/u	22.672,6