

# Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

Informe Final

30 de abril, 2014

Desarrollado para:



## INDICE

<b>INDICE.....</b>	<b>II</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.2 OBJETIVOS .....	1
1.3 ORGANIZACIÓN DEL INFORME .....	1
<b>2 CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA.....</b>	<b>2</b>
2.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EXISTENTES.....	2
2.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES.....	2
2.3 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN .....	4
<b>3 PROYECCION DE DEMANDA .....</b>	<b>8</b>
3.1 DATOS DE ENTRADA.....	8
3.2 MODELAMIENTO .....	8
3.3 RESULTADOS .....	9
<b>4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....</b>	<b>14</b>
4.1 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN.....	14
4.2 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN Y ESTUDIOS ELÉCTRICOS .....	15
4.3 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS.....	17
4.4 ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE .....	19
4.5 GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	24
<b>5 CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO .....</b>	<b>25</b>
5.1 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE PUNTA ARENAS.....	25
5.2 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE PUERTO NATALES.....	25
5.3 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE PORVENIR.....	26
5.4 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE PUERTO WILLIAMS .....	26
<b>6 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....</b>	<b>27</b>
6.1 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE DE GENERACIÓN .....	27
6.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE DE TRANSMISIÓN .....	30
6.3 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS.....	32
6.4 ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE .....	36
6.5 EXPANSIÓN DEL PERSONAL DE LA EMPRESA EFICIENTE .....	38
6.6 GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	39
<b>7 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP) .....</b>	<b>41</b>
7.1 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE PUNTA ARENAS.....	41
7.2 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE PUERTO NATALES .....	42
7.3 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE PORVENIR .....	43
7.4 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE PUERTO WILLIAMS .....	44
7.5 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO DEL PARQUE EÓLICO CABO NEGRO.....	45
<b>8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....</b>	<b>46</b>
8.1 INDICADORES UTILIZADOS.....	46
8.2 FÓRMULA DE INDEXACIÓN.....	46

8.3	INDEXACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO .....	47
8.4	INDEXACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO .....	48
<b>ANEXOS .....</b>		<b>51</b>
<b>9</b>	<b>ANEXO: CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA.....</b>	<b>52</b>
9.1	PLANOS Y TOPOLOGÍA DE LOS SISTEMAS .....	52
9.2	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES.....	53
9.3	ESTUDIO DE PRECIOS UNITARIOS .....	56
9.4	VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN .....	58
9.5	COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA .....	64
<b>10</b>	<b>ANEXO: UBICACIÓN DE SISTEMAS .....</b>	<b>67</b>
10.1	PUNTA ARENAS.....	67
10.2	PUERTO NATALES .....	68
10.3	PORVENIR .....	69
10.4	PUERTO WILLIAMS .....	70
<b>11</b>	<b>ANEXO: DIAGRAMAS UNILINEALES.....</b>	<b>71</b>
<b>12</b>	<b>ANEXO: DATOS TECNICOS INSTALACIONES .....</b>	<b>72</b>
12.1	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	72
12.2	SUBESTACIONES .....	73
12.3	UNIDADES GENERADORAS.....	75
<b>13</b>	<b>ANEXO: METODOLOGÍA DE CALCULOS DE VALORIZACIÓN PARA GENERACIÓN, TRANSMISIÓN E INFRAESTRUCTURA.....</b>	<b>80</b>
13.1	RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS .....	80
13.2	VALORIZACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN .....	86
13.3	VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	96
13.4	INSTALACIONES DE SUBESTACIONES .....	98
<b>14</b>	<b>ANEXO: SERVIDUMBRES.....</b>	<b>105</b>
<b>15</b>	<b>ANEXO: COTIZACIONES Y COMPROBANTES EDELMAG .....</b>	<b>106</b>
15.1	RHONA.....	106
15.2	BIMEX.....	108
15.3	SCHAFFNER .....	110
15.4	SIEMENS.....	111
15.5	TECNORED .....	114
15.6	MAN DIESEL.....	116
15.7	COMPROBANTES DE PAGOS EFECTIVOS DE EDELMAG .....	131
<b>16</b>	<b>ANEXO: COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN AL AÑO BASE .....</b>	<b>133</b>
16.1	COSTOS UNITARIOS DE COMBUSTIBLE .....	133
16.2	CONSUMOS ESPECÍFICOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS.....	134
16.3	COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES Y NO COMBUSTIBLES .....	141
16.4	INDISPONIBILIDADES CONSIDERADAS PARA DESPACHO SIMULADO DE 2012 .....	143
16.5	DESPACHO REAL Y DESPACHO SIMULADO .....	145
<b>17</b>	<b>ANEXO: INFRAESTRUCTURAS Y TERRENOS .....</b>	<b>157</b>

17.1	VALORIZACIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS .....	157
17.2	LISTADO Y VALORIZACIÓN DE OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA .....	175
<b>18</b>	<b>ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL .....</b>	<b>176</b>
18.1	ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA EFICIENTE .....	176
18.2	ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DEL PERSONAL .....	177
18.3	ENCUESTA DE COMPENSACIONES Y BENEFICIOS. ....	185
18.4	HOMOLOGACIÓN DE CARGOS .....	186
18.5	REMUNERACIÓN BRUTA POR CARGO HOMOLOGADO .....	191
18.6	CRITERIOS DE ASIGNACIÓN DE PERSONAL PROPUESTOS POR EL CONSULTOR .....	195
18.7	DESAGREGACIÓN POR TIPO DE CARGO, DEPARTAMENTO Y GERENCIA.....	204
18.8	DESCRIPCIÓN DE CARGOS HOMOLOGACIÓN .....	209
18.9	EXPANSIÓN DEL PERSONAL DE LA EMPRESA EFICIENTE .....	209
18.10	EQUIPAMIENTO COMPUTACIONAL PARA EL PERSONAL .....	212
<b>19</b>	<b>ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE EDIFICIOS Y TERRENOS.....</b>	<b>213</b>
19.1	VALORIZACIÓN .....	213
19.2	COORDENADAS TERRENOS .....	213
<b>20</b>	<b>ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE VEHÍCULOS.....</b>	<b>214</b>
<b>21</b>	<b>ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA. ....</b>	<b>215</b>
<b>22</b>	<b>ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL .....</b>	<b>216</b>
22.1	VALORIZACIÓN DE ESTRUCTURA DE PERSONAL .....	216
22.2	DETALLE DE ASIGNACIÓN DE LOS EMPLEADOS .....	216
<b>23</b>	<b>ANEXO: DETALLE DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS. ....</b>	<b>217</b>
23.1	METODOLOGÍA DE VALORIZACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS ANUALES DE LA EMPRESA .....	217
23.2	VALORIZACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS ANUALES DE LA EMPRESA.....	220
<b>24</b>	<b>ANEXO: DETERMINAMIENTO DE LOS DRIVER PARA EL CRECIMIENTO DE GASTOS FIJOS.....</b>	<b>222</b>
<b>25</b>	<b>ANEXO: PROYECCIÓN DE DEMANDA .....</b>	<b>226</b>
25.1	ANÁLISIS DE CONSISTENCIA DE LAS SERIES DE DATOS .....	226
25.2	METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE DEMANDA .....	230
25.3	PREDICCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA .....	236
25.4	NUEVOS CLIENTES.....	272
25.6	CURVA DE DURACIÓN POR BLOQUES .....	274
25.7	FACTOR DE CARGA.....	275
25.8	RESULTADOS FINALES .....	276
25.9	CONSIDERACIONES SOBRE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA .....	282
<b>26</b>	<b>SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN. ....</b>	<b>283</b>
26.1	BARRAS DE RETIRO.....	283
26.2	FACTORES DE ASIGNACIÓN .....	284
<b>27</b>	<b>ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN .....</b>	<b>287</b>
27.1	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	287
27.2	SOFTWARE DE PLANIFICACIÓN: OPTGEN .....	289
27.3	SOFTWARE DE OPERACIÓN: MODELO DE DESPACHO HORARIO .....	290

27.4	METODOLOGÍA GENERAL DE PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN .....	290
27.5	PRECIOS DE COMBUSTIBLES .....	292
27.6	UNIDADES DE GENERACIÓN .....	294
27.7	VALORES DE INVERSIÓN .....	304
27.8	CONSUMO ESPECÍFICO.....	314
27.9	COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC) .....	323
27.10	CONSIDERACIONES SOBRE LOS MÓDULOS EÓLICOS.....	334
27.11	INDISPONIBILIDADES.....	343
27.12	POTENCIAS MÍNIMAS DE OPERACIÓN.....	346
27.13	CONSIDERACIONES GENERALES.....	346
27.14	RESULTADOS .....	349
27.15	RANGO DE VALIDEZ TÉCNICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN DETERMINADOS.....	361
<b>28</b>	<b>ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN.....</b>	<b>364</b>
28.1	METODOLOGÍA .....	364
28.2	ANÁLISIS TÉCNICO.....	366
28.3	ANÁLISIS DE PROYECTO DE NUEVA LÍNEA TRES PUENTES - PUNTA ARENAS 66 kV .....	367
28.4	CONCLUSIONES .....	371
<b>29</b>	<b>ANEXO: ESTUDIOS ELÉCTRICOS – PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....</b>	<b>372</b>
29.1	CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN .....	372
29.2	ESCENARIOS DE EVALUACIÓN .....	373
29.3	ASPECTOS NORMATIVOS.....	375
29.4	RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS.....	377
<b>30</b>	<b>ANEXO: COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SSMM FRENTE A CONTINGENCIAS - PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO DE GENERACIÓN.....</b>	<b>382</b>
30.1	ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE PUNTA ARENAS.....	382
30.2	ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE PUERTO NATALES .....	388
<b>31</b>	<b>ANEXO: CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO .....</b>	<b>396</b>
31.1	METODOLOGÍA DE CÁLCULO.....	396
31.2	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE PUNTA ARENAS.....	403
31.3	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE PUERTO NATALES.....	409
31.4	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE PORVENIR.....	412
31.5	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE PUERTO WILLIAMS .....	416
<b>32</b>	<b>ANEXO: PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN GENERACIÓN.....</b>	<b>418</b>
32.1	METODOLOGÍA .....	418
32.2	UNIDADES CANDIDATAS.....	422
32.3	RESULTADOS .....	425
32.4	VALORIZACIÓN UNIDADES RESULTANTES DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....	437
<b>33</b>	<b>ANEXO: PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN TRANSMISIÓN .....</b>	<b>439</b>
33.1	METODOLOGÍA .....	439
33.2	SUBESTACIONES .....	440
33.3	ANÁLISIS TÉCNICO DE TRANSFORMADORES Y LÍNEAS EN EL SM DE PUNTA ARENAS.....	441
33.4	ANÁLISIS DE PROYECTO DE NUEVO ENLACE TRES PUENTES - PUNTA ARENAS.....	444
33.5	DIAGRAMA UNILINEAL.....	449

34	ANEXO: ESTUDIOS ELÉCTRICOS – PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....	450
33.1	CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN .....	450
33.2	ESCENARIOS DE EVALUACIÓN .....	450
33.3	ASPECTOS NORMATIVOS.....	454
33.4	RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS.....	455
35	ANEXO: COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SSMM FRENTE A CONTIGENCIAS – PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....	464
33.1	ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE PUNTA ARENAS.....	464
33.2	ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE PUERTO NATALES .....	468
33.3	ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE PORVENIR .....	474
33.4	ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL SM DE PUERTO WILLIAMS .....	478
<b>36</b>	<b>ANEXO: COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO.....</b>	<b>482</b>
36.1	OBJETIVOS Y CONTEXTO .....	482
36.2	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO .....	483
36.3	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE PUNTA ARENAS.....	484
36.4	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE PUERTO NATALES .....	486
36.5	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE PORVENIR .....	488
36.6	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE PUERTO WILLIAMS .....	489
<b>37</b>	<b>ANEXO: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....</b>	<b>492</b>
37.1	METODOLOGÍA .....	492
37.2	INDICADORES UTILIZADOS.....	493
37.3	FÓRMULA DE INDEXACIÓN.....	493
37.4	INDEXACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO .....	494
37.5	INDEXACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO .....	503
37.6	PROPUESTA PARA EL RECONOCIMIENTO DE SOBRECOSTOS DE GENERACIÓN POR RESTRICCIONES DE SUMINISTRO DE GAS 514	

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Introducción

La empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S. A., en adelante el Consultor, presenta a la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., en adelante la Empresa o Edelmag, el Informe Final, en adelante el Informe, del Estudio de Planificación y Tarificación de Sistemas Medianos, en adelante el Estudio.

## 1.2 Objetivos

El Artículo 174° de la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 4 de 2007 dispone para los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 MW y superior a 1,5 MW, la realización cada cuatro años de un estudio para la determinación conjunta de los planes de expansión y los precios regulados de las instalaciones de generación y transmisión de cada sistema mediano. Se establece que los precios que debe aplicar la empresa a sus clientes regulados por concepto de suministro de energía y potencia, se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados y considerando el abastecimiento total de la demanda.

El objetivo principal del presente estudio es la elaboración de los plan de expansión y proyectos de reposición eficientes de las instalaciones de generación y transmisión para los próximos quince años, y la determinación de los costos asociados al Costo Incremental de Desarrollo (CID) y Costo Total de Largo Plazo (CTLP) y las respectivas fórmulas de indexación.

## 1.3 Organización del Informe

Con el objetivo de cubrir los aspectos correspondientes al alcance expuesto, el Informe Final se organiza en los siguientes capítulos:

1. Introducción.
2. Caracterización y Valorización de las instalaciones de generación y transmisión existentes.
3. Proyección de Demanda
4. Plan de Expansión Óptimo
5. Costo Incremental de Desarrollo (CID)
6. Proyecto de Reposición Eficiente
7. Costo Total de Largo Plazo (CTLP)
8. Fórmulas de Indexación

## 2 CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA

### 2.1 *Caracterización y Valorización de las instalaciones de Generación y Transmisión existentes*

Con el objeto de obtener una visión completa de la situación actual de la Empresa, tanto en lo relativo a infraestructura técnica y administrativa, así como sus costos fijos, variables y de inversión, se realizó la caracterización y valorización de los bienes de la Empresa, lo cual fue desarrollado en base a al menos las siguientes fuentes de información:

- La información entregada por Edelmag, incluyendo el estudio encargado a la empresa de ingeniería Proyersa, referido al Estudio de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras, de marzo de 2014, versión G. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe.
- La visita técnica efectuada por System a las instalaciones de la Empresa entre el lunes 27 y el jueves 30 de enero de 2014.
- Cotizaciones de equipos e infraestructura llevadas a cabo por el Consultor con proveedores con representación en el país.
- Valorización de instalaciones informada por Edelmag a System.

La Empresa proporcionó la información correspondiente a las características técnicas de los componentes de generación y transmisión pertenecientes a sus sistemas medianos, los datos históricos de demanda de energía y potencia en cada barra, su organización y estructura de personal; así como también el estudio realizado por la empresa Proyersa antes mencionado.

A partir de la información entregada por la Empresa, y los resultados de las actividades de valorización, se realizó un análisis crítico evaluando la situación existente en el año base (2012) de los sistemas en estudio. Para la valorización de las instalaciones existentes se utilizó el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2012, correspondiente a 477,13 [\$/US\$], según lo establecido en las Bases del Estudio.

### 2.2 *Identificación y caracterización de las instalaciones existentes*

#### 2.2.1 *Identificación y caracterización de las unidades de Generación*

A continuación, de la Tabla 1 a la Tabla 5, se muestra un resumen de las características de cada unidad generadora informada por Edelmag, separadas por central. En el Anexo 12 se expone de forma completa la información correspondiente a las características técnicas y operacionales de las unidades generadoras de cada uno de los sistemas medianos de Edelmag. El detalle de las características de las unidades generadoras se presenta en el Anexo 12.3.

Cabe destacar que en los cuatro sistemas estudiados, la generación es completamente térmica (a diciembre de 2012), encontrándose diferencias solo en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y el combustible utilizado (gas natural o diesel).

Tabla 1: Unidades de la Central Tres Puentes (Sistema eléctrico de Punta Arenas)

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m <sup>3</sup> /kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
TG Hitachi	24.000	1975	GN	0,37	-	4,2	Diesel	2,67%
TG Solar Titan 13,7*	13.700	2002	GN	0,29	-	9,0	Diesel	4,97%
TG Solar Mars	10.000	1995	GN	0,42	-	18,8	-	4,97%
MG CAT	2.720	1997	GN	0,26	-	13,0	-	1,14%
MD CAT No 2	1.460	1993	Diésel	-	0,24	39,1	-	3,61%
MD CAT No 3	1.460	1993	Diésel	-	0,24	39,1	-	3,61%
TG Solar Titan 15	15.000	2007	GN	0,29	-	9,0	Diesel	4,97%
TG GE -10	10.700	2004	GN	0,39	-	10,5	Diesel	8,22%
<b>Total (kW)</b>	<b>79.040</b>							

\* Unidad Solar Titan 13,7 incrementará su potencia a 15 MW en May-2014

Tabla 2: Unidades de la Central Punta Arenas (Sistema eléctrico de Punta Arenas)

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m <sup>3</sup> /kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MD SULZER No 1	1.400	1955	Diésel	-	0,31	14,58	-	3,61%
MD SULZER No 2	1.400	1955	Diésel	-	0,31	14,58	-	3,61%
MD SULZER No 3	1.400	1959	Diésel	-	0,31	14,58	-	3,61%
TG GE No 1 (Respaldo)	6.500	1966	GN	0,83	-	130,51	-	4,23%
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	1968	GN	0,85	-	116,12	-	4,23%
<b>Total (kW)</b>	<b>10.900</b>							

\* Unidad de respaldo General Electric GN1 fue retirada definitivamente en Dic-2013

Tabla 3: Unidades de la Central Puerto Natales

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m <sup>3</sup> /kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MG Waukesha No 3	1.180	2000	GN	0,373	-	21,430	-	1,14%
TG Solar No 4	800	1976	GN	0,535	-	27,125	Diesel	4,23%
TG Solar No 5	800	1976	GN	0,480	-	28,780	Diesel	4,23%
MD Caterpillar No 6	1.500	1997	Diésel	-	0,335	62,477	-	3,61%
MG Waukesha No 8	1.180	2005	GN	0,369	-	19,837	-	1,14%
MD F.Morse No 1	300	1942	Diésel	-	0,310	21,167	-	3,61%
MG Jenbacher No 9	1.420	2007	GN	0,292	-	24,340	-	1,14%
MD Palmero No 10	1.360	2007	Diésel	-	0,310	43,823	-	3,61%
MG Jenbacher No 11	1.420	2012	GN	0,279	-	21,080	-	1,14%
MD F.Morse No 2	150	1942	Diésel	-	0,310	21,190	-	3,61%
<b>Total (kW)</b>	<b>10.110</b>							

Tabla 4: Unidades de la Central Porvenir

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m <sup>3</sup> /kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MG Waukesha No 7	1.180	2002	GN	0,31	-	21,25	-	1,14%
MG Waukesha No 4	875	1982	GN	0,33	-	26,81	-	1,14%
MD Caterpillar No 5	920	1996	Diésel	-	0,31	39,36	-	3,61%
MG Waukesha No 6	1.180	2005	GN	0,30	-	22,01	-	1,14%
MD Palmero No 2	1.360	2007	Diésel	-	0,31	64,81	-	3,61%
MG Jenbacher No 10	1.420	2012	GN	0,24	-	21,20	-	1,14%
MG Caterpillar No 9	900	1998	GN	0,32	-	21,20	-	1,14%
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	1990	Diésel	-	0,32	49,60	-	3,61%
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,31	27,12	-	3,61%
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,31	27,12	-	3,61%
<b>Total (kW)</b>	<b>8.955</b>							

Tabla 5: Unidades de la Central Puerto Williams

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Específico (m <sup>3</sup> /kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MD Caterpillar 3508B	590	2005	Diésel	-	0,270	33,72	-	3,18%
MD Caterpillar 3508*	800	1990	Diésel	-	0,300	39,74	-	3,61%
MD Caterpillar C-18	508	2012	Diésel	-	0,260	32,19	-	3,18%
MD MOTOR PETBOW	252	1987	Diésel	-	0,280	34,46	-	3,61%
MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-	0,310	40,05	-	3,61%
MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-	0,310	40,05	-	3,61%
MD DETROIT (RESPALDO)**	250	S/I	Diésel	-	0,310	42,96	-	3,61%
Total (kW)	2.900							

\*Unidad 3508 es reemplazada por unidad diesel C-32 de 800 kW en Sep-2013

\*\*Unidad diesel Detroit fue retirada definitivamente en Ene-14

### 2.2.2 Identificación y caracterización de las instalaciones de Transmisión

En los sistemas medianos de Edelmag sólo existe una línea en 66 kV que puede ser considerada como transmisión. La línea está ubicada en el sistema eléctrico de Punta Arenas, teniendo por finalidad conectar las centrales de Tres Puentes y Punta Arenas. Entre sus características básicas están el ser de circuito simple, tener una capacidad de 33 MVA y poseer una longitud de 8,5 Km. Los detalles correspondientes a las características técnicas, operacionales y económicas de la línea son presentados en el Anexo 12.1.

Esta línea entró en servicio el año 1996. Es importante mencionar que actualmente también existe una línea en 23 kV de distribución que cumple el mismo propósito de interconexión entre las centrales de Punta Arenas y Tres Puentes. Desde el punto de vista de operación, normalmente se opera en circuito abierto, por lo que sólo cumple funciones de respaldo.

### 2.3 Valorización de las instalaciones existentes de Generación y Transmisión

La valorización de las unidades de generación, las instalaciones de transmisión y los equipos correspondientes a las subestaciones se realizó tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Respecto a las unidades de generación, una parte importante de las unidades existentes en los sistemas de Edelmag corresponde a máquinas de antigüedad igual o mayor a 20 años, razón por la cual se dificulta el proceso de valorización, ya que no es posible cotizarlas entre los proveedores consultados. De esta forma, la valorización se realizó tomando en cuenta el valor de inversión de las unidades disponibles en la actualidad. La metodología empleada para valorizar las unidades de generación se expone en el Anexo13.
- En cuanto a los equipos de subestaciones, tales como interruptores, seccionadores, transformadores, su valorización se realizó con el valor comercial del mismo equipo si es que existe aún en el mercado, y en caso contrario, contrastando con un equipo de similares características operacionales.
- Respecto a las instalaciones de transmisión, se consideró el valor comercial de los principales insumos y materiales involucrados en su estructura: postes de concreto y metálicos, el tipo de conductor utilizado para el transporte de la energía y el utilizado para la puesta a tierra de los postes, y los aisladores utilizados para el soporte de la línea.

Para la determinación de los costos asociados a las instalaciones de Edelmag se contó con distintas fuentes de información. Por una parte, se consideró el estudio de mercado encargado por Edelmag a la empresa Proyersa el cual se basó en cotizaciones formales a distintos proveedores. Adicionalmente, se consideraron cotizaciones solicitadas por el Consultor para instalaciones o equipos específicos (Anexo 15), y se consideraron también las compras efectivamente realizadas por Edelmag, considerando una antigüedad no superior a 5 años, las cuales fueron informadas por la Empresa. En las secciones siguientes se exponen los resultados de este estudio de precios unitarios, mientras que en el Anexo 13, sección 13.2, se muestra el proceso de estudio de las alternativas de generación necesarias para valorizar las unidades generadoras existentes de Edelmag. El detalle de las caracterizaciones y valorizaciones efectuadas puede revisarse en el Anexo 9 y Anexo 13, respectivamente.

### **2.3.1 Estudio de precios unitarios**

Respecto a la valorización de las unidades de generación, se han considerado como base de comparación los valores resultantes del estudio encargado por Edelmag a la empresa de ingeniería Proyersa, con fecha marzo de 2014, informe titulado Estudio de Mercado de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras, versión G. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe. Dicho estudio es respaldado con cotizaciones formales realizadas a los respectivos proveedores.

Para la valorización de equipos de subestación y paños de alimentadores, en particular transformadores, interruptores, desconectores, equipos de medida, entre otros, se han llevado a cabo cotizaciones con los principales proveedores del país.

Las Bases del Estudio establecen el año 2012 como año base para la valoración de la empresa existente, y consideran el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2012, correspondiente a 477,13 [\$/US\$]. Todos los precios utilizados fueron referidos al 31 de diciembre del 2012, actualizándolos valores por CPI o IPC<sup>1</sup>, según se trate de bienes importados o locales, respectivamente.

### **2.3.2 Recargos utilizados en precios unitarios**

Se han calculado recargos a los precios unitarios determinados, los que reflejan los distintos gastos involucrados en la compra, instalación y puesta en marcha de las instalaciones de la Empresa.

Para la determinación de los recargos en la valorización de las unidades de generación, se han considerado como base, los valores cotizados en el estudio de mercado de las unidades generadoras. Los recargos sobre el precio unitario de las unidades generadoras son calculados para cada sistema mediano, reflejando las características particulares de cada sistema respecto de los fletes, montajes, ingeniería, etc. Por otra parte, para el resto de las instalaciones (tramos de transmisión, transformadores, paños, etc.) se ha utilizado como base de comparación los recargos informados por la Empresa y los utilizados en estudios tarifarios de distribución para Edelmag. En el Anexo 13 se presentan en detalle el cálculo de dichos recargos, así como su estructura de aplicación sobre los precios unitarios.

El resumen de los recargos para las unidades de generación, y sus respectivos valores, se puede apreciar de la Tabla 6.

---

<sup>1</sup>IPC: Índice de Precios al Consumidor CPI: Consumer Price Index

**Tabla 6: Recargos sobre el precio unitario de las unidades de generación**

Item	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Flete, seguro y transporte	5,12%	6,66%	6,84%	17,58%
Flete	3,59%	3,59%	3,59%	3,59%
Seguro	1,44%	1,44%	1,44%	1,44%
Transporte	0,09%	1,63%	1,81%	12,55%
Montaje Mecánico	4,65%	6,13%	7,91%	9,10%
Montaje Eléctrico	11,97%	17,69%	17,81%	44,35%
Obras Civiles	5,28%	12,36%	14,86%	36,10%
Ingeniería	1,43%	2,86%	3,12%	5,14%
Puesta en Marcha	3,40%	4,09%	4,09%	6,09%
Gastos Generales	23,45%	26,04%	27,29%	37,92%
Intereses Intercalarios	4,31%	4,26%	4,25%	4,14%

Por su parte, el resumen de los recargos para la valorización del resto de las instalaciones de Edelmag se muestra en el Anexo13.1.2.

### **2.3.3 Valorización unidades de Generación**

De acuerdo al estudio de mercado realizado por Proyersa, la selección del equipamiento principal se realizó mediante una evaluación de las turbinas a gas y grupos motor generador disponibles en el mercado, para lo cual se realizaron cotizaciones con distintos fabricantes y proveedores (representantes locales). Todos los precios fueron referenciados al 31 de diciembre de 2012 para efectos de este análisis.

La metodología de valorización de unidades de generación comprende los siguientes pasos:

- a) Para las unidades que se cotizaron y coinciden con unidades existentes de Edelmag y/o se cuenta con información del costo total informado por la Empresa, se ha utilizado el mínimo entre el valor cotizado y el informado por la Empresa.
- b) Para las unidades que no coinciden con las unidades existentes o no se cuenta con información de costos incurridos por Edelmag, se realiza lo siguiente:
  - i. Primero, se clasifican las unidades existentes por tipo de tecnología.
  - ii. Posteriormente, se procede a determinar una relación lineal entre el costo total de las unidades cotizadas versus la potencia de ellas, de manera separada para cada tecnología estudiada. Esta relación se realiza mediante regresiones lineales. Como resultado, se obtiene un valor promedio, representativo del mercado, para cada kW instalado, siempre considerando las distintas alternativas tecnológicas. Más adelante, en este anexo, se presenta el desarrollo correspondiente a la determinación de las relaciones entre costo por unidad de potencia instalada versus potencia, para cada tipo de tecnología de generación y velocidad.
  - iii. Una vez que se ha determinado esta relación, para cada unidad existente de Edelmag se valoriza su potencia instalada al costo por unidad de potencia determinado en (ii), el cual depende de la tecnología y velocidad de la unidad.

- iv. Finalmente, se compara el valor FOB obtenido en (iii), con el valor FOB calculado para la misma unidad a partir de la base contable de Edelmag. El valor FOB para Edelmag es calculado considerando la base contable informada por la Empresa y los recargos indicados en la sección anterior. Se considera el valor mínimo entre ambos valores para efectos de la valorización.

Debe recalcar que información obtenida a partir del estudio de Proyersa incluye el transformador elevador asociado, los equipos de control y protección, el interruptor principal y todas aquellas actividades que permiten la conexión segura de la unidad al sistema, por lo que resulta comparable con la información entregada por Edelmag, previa aplicación de los recargos respectivos. Respecto de lo informado por Edelmag y la valorización efectuada por el Consultor, mediante la metodología presentada anteriormente, se observa una diferencia aproximadamente un - 2,7% respecto del total (ver Anexo 9).

### **2.3.4 Valorización instalaciones de Transmisión**

#### **2.3.4.1 Línea de transmisión del sistema de Punta Arenas**

Para la valorización de la línea de transmisión de 66 kV del sistema de Punta Arenas, la cual interconecta las centrales Tres Puentes y Punta Arenas, se utilizaron como base comparable las siguientes fuentes de información: las cotizaciones realizadas por el Consultor respecto de equipos y materiales eléctricos, los precios resultantes del Estudio de Precios de Elementos de Transmisión realizado por la CNE en el año 2012, los valores informados en estudios de precios utilizados por el Consultor en procesos tarifarios anteriores y, finalmente, los valores informados por Edelmag. Para efectos de una adecuada valorización de la línea de transmisión, dichos valores fueron corregidos por IPC o CPI según corresponda. La lista de componentes de línea de transmisión 66 kV se ha obtenido a través del inventario de elementos informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realiza considerando el valor mínimo a partir de las distintas fuentes de información descritas anteriormente.

La valorización realizada para la línea de transmisión 66kV, la cual respecto de los precios unitarios informados por Edelmag presenta una diferencia de -7,2% (ver Anexo 9). La valorización por concepto de servidumbres corresponde a los efectivamente pagados por la empresa. En el Anexo 14 se presenta el detalle de los escritos de servidumbres efectivamente pagadas e informadas por Edelmag. Finalmente, en el Anexo 13.3, se presenta el detalle de las valorizaciones realizadas.

#### **2.3.4.2 Instalaciones en subestaciones**

Para las valorizaciones de las instalaciones de las subestaciones y elementos de patio, se utilizó la misma base de información considerada en la valorización de la línea de transmisión 66 kV.

La lista de componentes de las subestaciones y patios se ha obtenido a través del inventario informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realiza considerando el valor mínimo a partir de las distintas fuentes de información descritas anteriormente (ver Anexo 9). Finalmente, en el Anexo 13.4, se presenta el detalle de las valorizaciones realizadas.

### 3 PROYECCION DE DEMANDA

Se realizó una proyección demanda en cada barra del sistema mediano de Edelmag para todo el horizonte de evaluación, a partir de la información histórica de ventas mensuales de energía del periodo 2006-2013, y el INACER de Magallanes como variable exógena representativa del crecimiento económico regional. A continuación se presenta un resumen con los principales resultados obtenidos. Los detalles metodológicos y las proyecciones con diferentes modelos pueden ser consultados en el Anexo 25.

#### 3.1 Datos de Entrada

La revisión de los registros históricos de ventas muestra un buen nivel de consistencia, y se observa en general una tendencia creciente del consumo que ha moderado su tasa anual de crecimiento en los últimos años, con un patrón estacional bien definido. La excepción a ello se presenta en Porvenir, por la fuerte influencia de clientes industriales, que aumenta significativamente la variabilidad en el consumo. Como ejemplo, la Figura 1 muestra la comparación entre las ventas mensuales de energía y totales horarios registrados, para las barras de Punta Arenas y Porvenir.

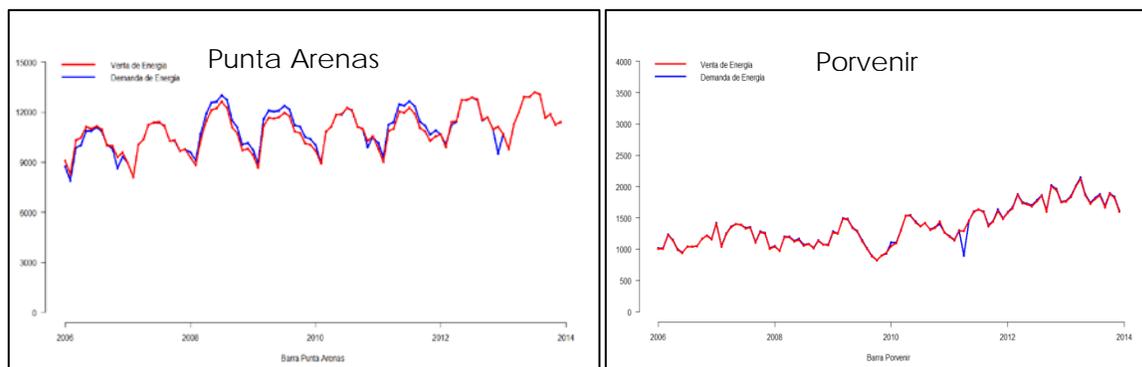


Figura 1: Ventas mensuales y total acumulado demanda horaria de energía (MWh) en sistemas medianos de Edelmag

#### 3.2 Modelamiento

En cada barra del sistema se evaluaron dos modelos para predecir el crecimiento del consumo: un Modelo ARIMA estacional, donde la tendencia está marcada por la estructura interna de los datos históricos de consumo; y un Modelo de Ajuste Parcial, donde la proyección se realiza en función de la tendencia reciente del consumo y la proyección de la variable exógena INACER. En todos los casos analizados el Modelo ARIMA estacional presentó un mejor ajuste.

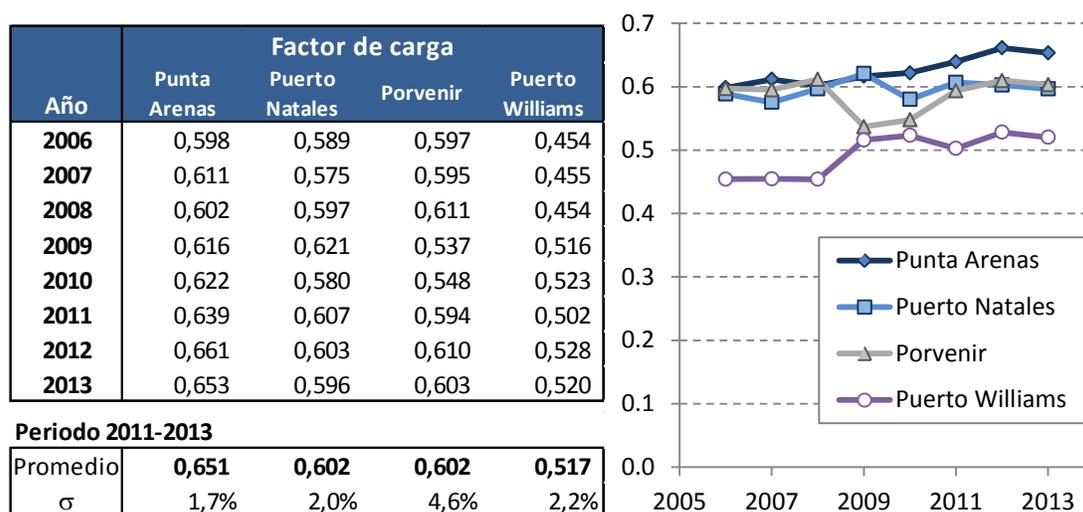
En el caso del sistema Punta Arenas la proyección se realizó de manera agregada, sumando los consumos de las barras Punta Arenas y Tres Puentes. Esto se debió a que en años recientes se han redistribuido las cargas de los alimentadores entre ambas, lo que distorsiona los registros por barra sin que ello represente cambios en el patrón de consumos ni en el número de clientes totales del sistema.

Para la proyección de demanda máxima, se asumió que la razón entre la demanda media y demanda máxima se mantendrá similar a la que se presentan en los últimos. Se utilizó

como valor representativo el promedio del factor de carga del periodo 2011-2013, que se observa presenta bajas variaciones (Tabla 7). Por lo tanto, la demanda máxima por sistema se obtuvo dividiendo el consumo anual de energía por el producto entre las horas del año y el factor de carga del sistema respectivo.

Para efectos de representar la demanda mensual en 5 bloques, así como para proyectar la demanda horaria necesaria para alimentar el modelo de despacho horario utilizado, se consideró el perfil de carga horaria del año 2012, a modo de representar la variabilidad de la demanda instantánea lo más fielmente posible a la real. Por este motivo, los factores de carga de las demandas proyectadas en 5 bloques y con resolución horaria corresponden a los del año 2012, y no al promedio de 2011-2013.

Tabla 7: Factor de carga histórico por sistema



### 3.3 Resultados

La proyección de demanda para cada sistema se presenta con resolución anual en las Tabla 8 a la Tabla 11. Estas proyecciones están basadas en el modelo ARIMA estacional de mejor ajuste, e incorporan posteriormente los nuevos clientes informados en los sistemas de Puerto Natales y Porvenir.

Por construcción de acuerdo con los requerimientos metodológicos de las Bases, las tasas de crecimiento para la energía y la demanda máxima son iguales para todo el horizonte, salvo para el año 2014 donde la variación está calculada con respecto al valor real del año 2013 anterior, que no necesariamente presenta la misma relación entre energía y demanda máxima que la proyección a futuro.

Para la representación de la demanda mensual por 5 bloques horarios de demanda se consideró un bloque de duración 1 hora y altura igual a la demanda máxima proyectada para cada mes, mientras que las duraciones de los 4 bloques restantes se optimizó mediante mínimos cuadrados. Mayor detalle del cálculo de la metodología utilizada para el cálculo de la demanda se encuentra en el Anexo 25.

Tabla 8: Proyección de ventas a nivel de barras de distribución y generación bruta para Punta Arenas

Año	Ventas (GWh)	Generación Bruta (GWh)	Tasa de crecimiento (%)	Potencia Demanda (MW)	Potencia Generación (MW)	Tasa de crecimiento (%)
2006	182.598		-	34,831		-
2007	193.723		6,1%	36,166		3,8%
2008	204.146		5,4%	38,625		6,8%
2009	208.842		2,3%	38,672		0,1%
2010	216.864		3,8%	39,815		3,0%
2011	221.332		2,1%	39,517		-0,7%
2012	224.906		1,6%	38,731		-2,0%
2013	226.883	234.193	0,9%	39,647	41,363	2,4%
2014	228.387	235.745	0,7%	40,034	41,766	1,0%
2015	231.449	238.906	1,3%	40,571	42,326	1,3%
2016	234.655	242.216	1,4%	41,133	42,913	1,4%
2017	237.877	245.541	1,4%	41,697	43,502	1,4%
2018	241.095	248.863	1,4%	42,262	44,090	1,4%
2019	244.311	252.183	1,3%	42,825	44,678	1,3%
2020	247.528	255.503	1,3%	43,389	45,267	1,3%
2021	250.744	258.823	1,3%	43,953	45,855	1,3%
2022	253.961	262.143	1,3%	44,517	46,443	1,3%
2023	257.177	265.463	1,3%	45,081	47,031	1,3%
2024	260.394	268.783	1,3%	45,644	47,619	1,3%
2025	263.610	272.103	1,2%	46,208	48,208	1,2%
2026	266.826	275.423	1,2%	46,772	48,796	1,2%
2027	270.043	278.744	1,2%	47,336	49,384	1,2%

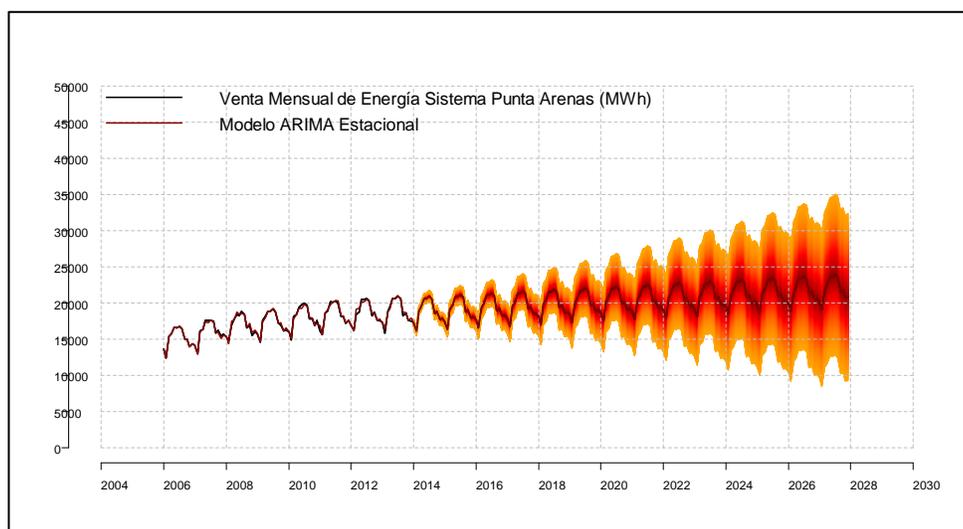


Figura 2: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Punta Arenas

Tabla 9: Proyección de ventas a nivel de barras de distribución y generación bruta para Puerto Natales

Año	Ventas (GWh)	Generación Bruta (GWh)	Tasa de crecimiento (%)	Potencia Demanda (MW)	Potencia Generación (MW)	Tasa de crecimiento (%)
2006	19.048		-	3,690		-
2007	20.177		5,9%	4,000		8,4%
2008	21.092		4,5%	4,020		0,5%
2009	21.794		3,3%	4,010		-0,2%
2010	23.922		9,8%	4,710		17,5%
2011	25.470		6,5%	4,790		1,7%
2012	28.104		10,3%	5,310		10,9%
2013	29.230	30.084	4,0%	5,600	5,827	5,5%
2014	30.487	31.378	4,3%	5,783	6,018	3,3%
2015	32.462	33.411	6,5%	6,158	6,407	6,5%
2016	34.926	35.946	7,6%	6,625	6,894	7,6%
2017	37.038	38.120	6,0%	7,026	7,311	6,0%
2018	39.068	40.209	5,5%	7,411	7,711	5,5%
2019	40.650	41.838	4,1%	7,711	8,024	4,1%
2020	41.814	43.036	2,9%	7,932	8,253	2,9%
2021	42.938	44.192	2,7%	8,145	8,475	2,7%
2022	44.020	45.306	2,5%	8,350	8,689	2,5%
2023	45.062	46.379	2,4%	8,548	8,894	2,4%
2024	46.067	47.413	2,2%	8,738	9,093	2,2%
2025	47.035	48.409	2,1%	8,922	9,284	2,1%
2026	47.968	49.369	2,0%	9,099	9,468	2,0%
2027	48.866	50.294	1,9%	9,269	9,645	1,9%

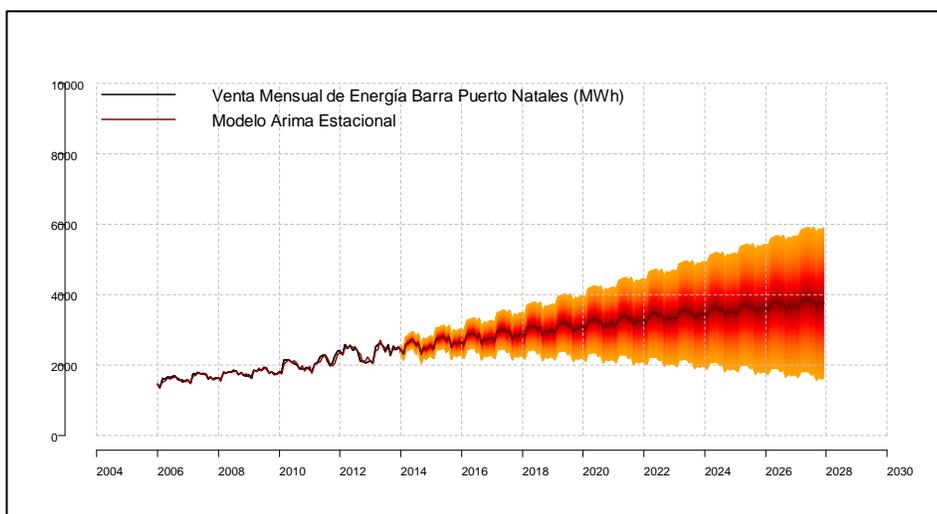


Figura 3: Ajuste y Pronóstico Barra Puerto Natales Modelo ARIMA Estacional

Tabla 10: Proyección de ventas a nivel de barras de distribución y generación bruta para la barra Porvenir

Año	Ventas (GWh)	Generación Bruta (GWh)	Tasa de crecimiento (%)	Potencia Demanda (MW)	Potencia Generación (MW)	Tasa de crecimiento (%)
2006	12.977		-	2,480		-
2007	15.164		16,8%	2,910		17,3%
2008	13.099		-13,6%	2,440		-16,2%
2009	13.781		5,2%	2,930		20,1%
2010	16.098		16,8%	3,360		14,7%
2011	17.127		6,4%	3,290		-2,1%
2012	21.179		23,7%	3,960		20,4%
2013	21.945	22.573	3,6%	4,150	4,316	4,8%
2014	21.695	22.316	-1,1%	4,113	4,278	-0,9%
2015	22.933	23.589	5,7%	4,348	4,522	5,7%
2016	24.454	25.154	6,6%	4,636	4,822	6,6%
2017	25.680	26.414	5,0%	4,868	5,064	5,0%
2018	26.898	27.668	4,7%	5,099	5,304	4,7%
2019	27.838	28.634	3,5%	5,277	5,489	3,5%
2020	28.771	29.594	3,4%	5,454	5,673	3,4%
2021	29.699	30.548	3,2%	5,630	5,856	3,2%
2022	30.621	31.497	3,1%	5,805	6,038	3,1%
2023	31.537	32.439	3,0%	5,979	6,218	3,0%
2024	32.447	33.375	2,9%	6,151	6,398	2,9%
2025	33.351	34.306	2,8%	6,323	6,576	2,8%
2026	34.250	35.230	2,7%	6,493	6,754	2,7%
2027	35.143	36.149	2,6%	6,663	6,930	2,6%

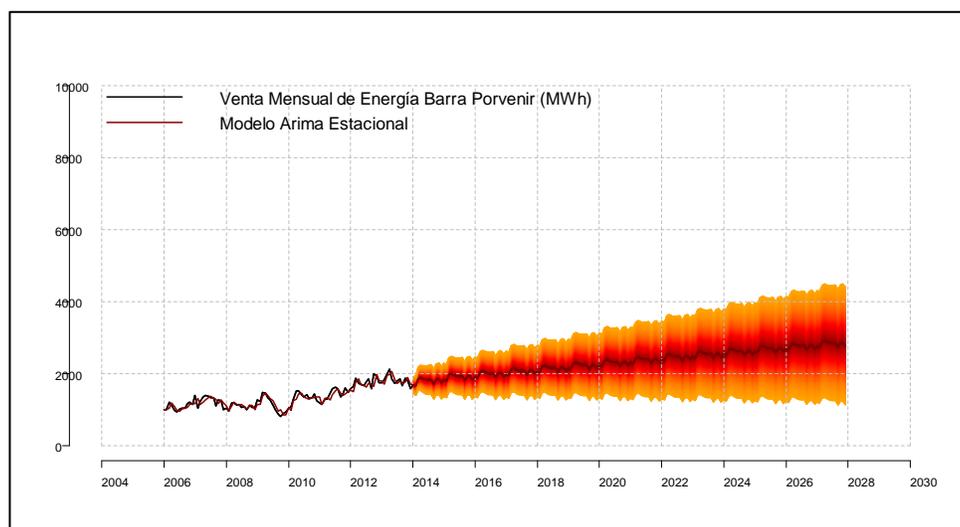


Figura 4: Ajuste y Pronóstico Barra Porvenir Modelo ARIMA Estacional

Tabla 11: Proyección de ventas a nivel de barras de distribución y generación bruta para la barra Puerto Williams

Año	Ventas (GWh)	Generación Bruta (GWh)	Tasa de crecimiento (%)	Potencia Demanda (MW)	Potencia Generación (MW)	Tasa de crecimiento (%)
2006	3.357		-	0,840		-
2007	2.799		-16,6%	0,700		-16,7%
2008	2.591		-7,4%	0,650		-7,1%
2009	2.991		15,4%	0,660		1,5%
2010	3.253		8,8%	0,710		7,6%
2011	3.371		3,6%	0,770		8,5%
2012	3.576		6,1%	0,770		0,0%
2013	3.759	3.943	5,1%	0,830	0,893	7,8%
2014	3.957	4.151	5,3%	0,874	0,940	5,3%
2015	4.166	4.371	5,3%	0,920	0,990	5,3%
2016	4.369	4.583	4,9%	0,965	1,038	4,9%
2017	4.571	4.795	4,6%	1,009	1,086	4,6%
2018	4.773	5.007	4,4%	1,054	1,134	4,4%
2019	4.975	5.219	4,2%	1,099	1,182	4,2%
2020	5.177	5.431	4,1%	1,143	1,230	4,1%
2021	5.379	5.643	3,9%	1,188	1,278	3,9%
2022	5.581	5.855	3,8%	1,233	1,326	3,8%
2023	5.783	6.067	3,6%	1,277	1,374	3,6%
2024	5.985	6.279	3,5%	1,322	1,422	3,5%
2025	6.188	6.491	3,4%	1,367	1,470	3,4%
2026	6.390	6.703	3,3%	1,411	1,518	3,3%
2027	6.592	6.915	3,2%	1,456	1,566	3,2%

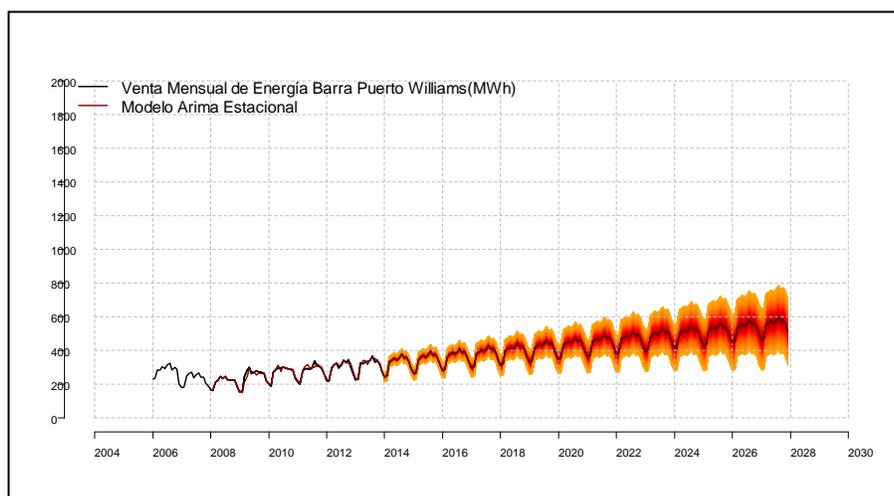


Figura 5: Ajuste y Pronóstico Barra Puerto Williams Modelo ARIMA Estacional

## 4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

### 4.1 Plan de Expansión Óptimo en generación

#### 4.1.1 Metodología

La elaboración del Plan de Expansión Óptimo de generación de cada sistema considera 3 etapas: Planificación Óptima Económica, Planificación de Suficiencia Diesel y, finalmente, la Verificación del Cumplimiento de la Norma Técnica. Para la Planificación Óptima Económica se utilizó el software de planificación OptGen, mediante el cual se determinan los trenes de inversión que permiten abastecer de forma óptima la demanda del sistema en todo el horizonte de optimización, en el sentido que se minimizan los costos de inversión y operación.

Adicionalmente, se ha exigido que el Plan de Expansión resultante para cada sistema sea, por sí solo, capaz de suministrar la demanda utilizando sólo combustible diesel, en caso que Edelmag viera comprometido el suministro del gas natural. Cabe destacar que para los sistemas de Porvenir y Puerto Natales se ha considerado que existen unidades diesel móviles que pueden ser trasladadas de un sistema a otro para cumplimiento de la suficiencia diesel.

Para esto, también mediante el software OptGen se realizó una Planificación de Suficiencia Diesel en donde se minimiza la inversión en generadores diesel que es necesaria para dar cumplimiento al criterio de suficiencia con este combustible. Es importante destacar que en esta etapa sólo se minimizan los costos de inversión en unidades diesel, y no los costos de operación, puesto que en condiciones esperables el sistema debiese operar en base a gas y la suficiencia diesel es sólo una medida para asegurar suministro ante eventuales contingencias de corto plazo.

Finalmente, mediante el software DigSILENT se realizan las simulaciones que permiten verificar si el Plan de Expansión resultante cumple con los requerimientos indicados en la Norma Técnica. El detalle del desarrollo de esta metodología y de los distintos modelos utilizados se describe en el Anexo 26.

En su vista técnica a los Sistemas Medianos de Edelmag entre el 27 y el 30 de enero, Systep se reunió con los principales actores del mercado del gas natural en la Región de Magallanes, incluidos productores, consumidores y empresa de distribución, con el objetivo de caracterizar posibles escenarios futuros de disponibilidad y precio de gas natural para generación eléctrica en Magallanes en el horizonte de estudio. De las reuniones sostenidas por Systep se pudo concluir que existe incertidumbre respecto de las condiciones de suministro de gas natural en Magallanes para los próximos años.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, Systep consideró otros escenarios de precio de gas para la planificación óptima de la expansión de generación (así como para la determinación de los proyectos de reposición eficientes). Para efectos del presente informe, se muestran los resultados obtenidos del escenario de precio descrito en el Anexo 27.5.

#### 4.1.2 Resultados

En base a las unidades generadoras existentes en cada uno de los sistemas medianos de la Empresa y aquellas definidas como candidatas, se obtuvieron los Planes de Expansión

Óptimo en Generación para el periodo 2013-2027 (Tabla 12 a Tabla 14). Para el sistema de Puerto Williams se obtuvo como resultado que no es necesario ingresar nuevas unidades en el horizonte de estudio, por lo que no hay plan de expansión.

En el Anexo 27 se presentan los detalles de la metodología y valorización que da origen a los planes de expansión mostrados a continuación.

**Tabla 12: Plan de Expansión de generación del sistema eléctrico de Punta Arenas**

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso
Parque Eólico Cabo Negro (Pecket)	2.550	2016

**Tabla 13: Plan de Expansión de generación del sistema eléctrico de Puerto Natales**

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso
MGR-4	2.002	2016
MGR-4	2.002	2017
MDR-3	580	2019
MDR-3	580	2021
MDR-4	740	2024

**Tabla 14: Plan de expansión de generación del sistema eléctrico de Porvenir**

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso
MDR-3	580	2016
MDR-3	580	2016
MGR-4	2.002	2021

## 4.2 Plan de Expansión Óptimo en transmisión y estudios eléctricos

### 4.2.1 Plan de Expansión Óptimo en Transmisión

En esta sección se expone la metodología utilizada para determinar el Plan de Expansión Óptimo en Transmisión y los principales resultados obtenidos para el sistema eléctrico de Punta Arenas en el periodo 2015-2027. No se efectúa análisis de expansión de transmisión en los sistemas de Porvenir, Puerto Natales y Puerto Williams dado que estos no cuentan con un sistema de transmisión propiamente tal, sino solo un conjunto de generadores conectados directamente a distribución.

#### 4.2.1.1 Metodología

Para determinar el plan de expansión óptimo, se evalúan criterios técnicos y económicos la necesidad de incorporar nuevas instalaciones de transmisión que permitan suministrar al sistema minimizando el costo de inversión y operación para el periodo de planificación, y dar cumplimiento a las exigencias técnicas establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS para SSMM).

Para efectos de esta modelación, se han considerado la demanda y generación previstas para el período de planificación en el sistema mediano de Punta Arenas de acuerdo a lo indicado en los capítulos 3 y 4. Como base para la representación de las redes del sistema del SM se utilizó la modelación en formato PowerFactory DigSILENT definida para los estudios de Norma Técnica del año 2011. Sobre la misma se actualizaron los parámetros eléctricos de instalaciones del SM y se incorporó la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

Como resultado de lo anterior se obtuvo para cada uno de los años del período de planificación una representación de la operación esperada en escenarios de máxima demanda anual en base a la cual se evaluó la necesidad de incorporar instalaciones adicionales de transmisión que permitiesen el suministro de la demanda y el cumplimiento de la NTSyCS.

Así mismo se efectuó un análisis económico que verifique que mientras exista suficiencia en los tramos serie del sistema de transmisión de Punta Arenas, se evaluó si la instalación de un refuerzo permite minimizar los costos debido a la disminución de pérdidas de energía y energía no suministrada, y así determinar el año en que es conveniente implementar las obras adicionales.

#### **4.2.1.2 Resultados**

El plan de expansión óptimo para el sistema de Punta Arenas es mantener las instalaciones existentes y no efectuar inversiones en el período de planificación. Esto debido a que las instalaciones actuales son capaces de transmitir la energía necesaria en el horizonte de planificación (2015-2027) y la instalación de refuerzos no está justificado por el beneficio económico de la reducción de pérdidas. La estimación en detalle del Plan de Expansión Óptimo en Transmisión se muestra en el Anexo 28.

#### **4.2.2 Estudios Eléctricos**

El objeto de estos estudios es verificar que la expansión propuesta para cada SM en los capítulos 4.1 y 4.2, permite satisfacer determinados requisitos impuestos por la NTSyCS en el período de tarificación 2015-2018 en los SSMM de Punta Arenas y Puerto Natales<sup>2</sup>. Nótese que los estudios eléctricos aquí descritos no corresponden a los requeridos por la NTSyCS para SSMM en su capítulo N°6, y sólo tienen por objeto evaluar la repercusión de las expansiones determinadas en cada SM sobre la operación de régimen permanente y dinámica frente a contingencias.

##### **4.2.2.1 Metodología**

Los aspectos normativos verificados son la capacidad de regulación de tensión requerida para instalaciones de transmisión, la suficiencia de capacidad de las mismas y la estabilidad frente a contingencias en generación obtenida en cada caso. El análisis de estos aspectos se realiza mediante el cálculo de flujos de potencia y análisis de estabilidad dinámica de los SSMM frente a contingencias en generación.

---

<sup>2</sup>No se ha considerado necesario realizar estudios eléctricos adicionales para los SSMM de Porvenir y Puerto Williams toda vez que en estos sistemas no se observan expansiones dentro del período tarifario.

#### 4.2.2.2 Resultados

Los resultados obtenidos del análisis efectuado verifican que el plan de expansión de generación y transmisión propuesto para cada SSMM permite dar cumplimiento a los requerimientos de regulación de tensión, suficiencia de capacidad y recuperación dinámica de variables eléctricas definidas por la NTSyCS para SSMM en todo el periodo de tarificación.

El detalle de los supuestos, metodología, resultados de los estudios eléctricos realizados se muestra en el Anexo 29.

### 4.3 Expansión de infraestructura y terrenos

Este capítulo presenta las expansiones en infraestructura y terrenos asociados al Proyecto de Expansión Óptimo, considerando lo expuesto en el Capítulo 4. La estructura de este capítulo se separa en: edificios y terrenos, vehículos, informática y telecomunicaciones, equipos de bodega, herramientas y demás equipos de oficina.

Es importante recordar que la empresa eficiente de SSMM integra simultáneamente los segmentos de Generación, Transporte y Distribución de energía eléctrica, cumpliendo con los estándares de calidad exigidos por regulación vigente. Por lo tanto, aquellas instalaciones que son compartidas por más de un segmento, son asignadas a las categorías "SSMM" y "Otros" de acuerdo con los criterios determinados por el Consultor, detallados en el Anexo 17.

#### 4.3.1 Edificios y Terrenos.

La inversión en edificios y terrenos para el Plan de Expansión Óptimo se realiza en base a tres criterios: el ingreso de nuevas unidades de generación, el aumento en el personal y el aumento en los requerimientos de almacenamiento diesel de la empresa. En los tres casos, el aumento es proporcional a los requerimientos unitarios de edificación y superficie por unidad generadora, trabajador o estanques respectivamente. No se consideran renovaciones adicionales de edificios existentes dentro del período de estudio.

La valorización utilizada para la expansión es explicada en el anexo 17.

La expansión de salas de generación e infraestructura edificada relacionada con personal de mantenimiento y almacenamiento diesel se resume en la Tabla 15.

Tabla 15: Expansión edificios y terrenos (MUS\$)

SISTEMA	Expansión de Edificaciones SSMM (MUS\$)															
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Punta Arenas	8,4	-	-	8,4	-	-	-	188,1	-	-	-	-	-	-	-	
Puerto Natales	-	-	-	77,4	77,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Porvenir	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Puerto Williams	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total</b>	<b>8,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>85,7</b>	<b>77,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>188,1</b>	<b>-</b>							

#### 4.3.2 Vehículos y otros bienes de infraestructura.

##### 4.3.2.1 Costos de Vehículos y su Plan de Expansión Óptimo

###### Costos de Vehículos

Para la valorización de la flota de vehículos de Edelmag, se comparó la valorización de Edelmag e información del Servicio de Impuestos Internos (SII) (Anexo 17). En el caso de vehículos para los cuales no se encontraron valores de mercado se utilizó directamente el valor informado por Edelmag.

#### Plan de Expansión Óptimo

No se prevén expansiones de vehículos durante el horizonte de planificación en el Plan de Expansión Óptimo, lo que se explica porque el crecimiento del personal de mantenimiento es poco significativo.

#### **4.3.2.2 Bienes de infraestructura informática y de telecomunicaciones y su Plan de Expansión de Óptimo.**

Macroinformática: El detalle de los costos de sistemas microinformáticos se muestra en el Anexo 17. No se consideran expansiones en macroinformática para el Plan de Expansión Óptimo.

#### Microinformática:

La inversión en microinformática para el Plan de Expansión Óptimo se realiza según el aumento asociado del personal de la empresa eficiente de SSMM. Se consideró la renovación de cada nuevo equipo al finalizar su vida útil, dentro del horizonte de evaluación. Los costos unitarios de mercado utilizados para equipos y licencias de microinformática detallan en el Anexo 17.

En el marco del Plan de Expansión Óptimo, el ingreso de nuevo personal técnico (Electricista I en 2013 y Mecánico II en 2016) no considera expansión en microinformática por ingreso de nuevo personal.

#### Comunicaciones:

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Plan de Expansión Óptimo durante el horizonte de evaluación.

#### Equipamiento de Oficinas y Sistemas de Seguridad:

Los equipos de oficina se refieren a equipos de climatización, basureros, escritorios, sillas, insumos de oficinas, archivadores, lámparas, mesas de reuniones, pizarras, sofá, vajilla y servicios, extintor, perforadora, entre otros. Se utilizaron costos unitarios de mercado para valorizar el equipamiento.

Se ha asociado a cada funcionario un perfil, el cual puede ser: ejecutivo, ingeniero, abogado, técnico, operario, empleado administrativo, secretaria, estafeta. Para cada perfil se ha definido un equipamiento estándar y su respectivo costo anualizado, el cual se calcula considerando una vida útil de 15 años de acuerdo con las Bases del estudio. En el anexo 17 se detalla los perfiles de cargos y su equipamiento asociado.

La Tabla 16 resume el Plan de Expansión Óptimo en equipamiento de oficina.

Tabla 16: Plan de Expansión Óptimo en equipamiento de oficina.

SISTEMA	Expansión de Muebles de Oficina y Seguridad SSMM - (MUS\$)														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	0,9	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	0,9	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

#### 4.4 Estructura de la organización de la empresa eficiente

Este capítulo presenta la estructura organizacional de la Empresa Eficiente de SS.MM., junto con la homologación de cargos utilizada para valorizar la dotación de personal en base a remuneraciones de mercado. Toda la información de costos del personal se encuentra referida a diciembre del año 2012, que corresponde al año base definido en las Bases del Estudio.

##### 4.4.1 Organigrama de la empresa eficiente

La estructura organizacional de Edelmag corresponde a una organización de tipo funcional, donde se combina cierto nivel de descentralización geográfica junto con un núcleo central de administración y planificación. Por un lado, las administraciones zonales realizan funciones de dedicación permanente y que requieren rápida respuesta en los diferentes sistemas administrados por la Empresa, lo que les permite mantener un nivel de autonomía en cuanto a la administración, operación y mantenimiento, de los sistemas locales de generación, transmisión y distribución. Por otra parte, las tareas de administración general de la empresa, así como la gestión de inversiones, planificación y mantenimiento mayor de instalaciones de generación, son gestionadas de forma centralizada desde Punta Arenas.

El detalle de los cambios a nivel de estructura de la empresa eficiente con respecto a la empresa real se encuentra en el anexo 18.1.

La Figura 6 muestra un organigrama que representa la estructura de la empresa eficiente considerada en la determinación de los costos de personal. En el Anexo 18.2 se describen de forma detallada las características de gerencias, subgerencias y departamentos. En el Anexo 18.7 se indican los cargos que contienen cada una de las gerencias, subgerencias, administraciones y departamentos.

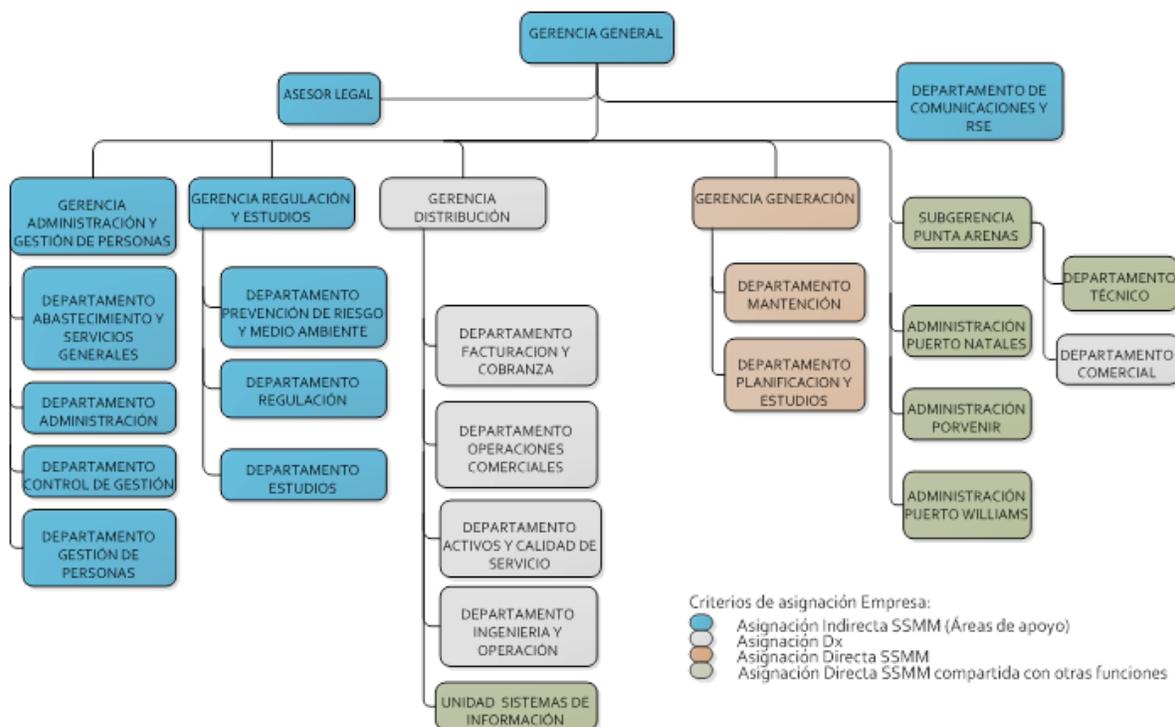


Figura 6: Organigrama de la Empresa Modelo

#### 4.4.1.1 Encuesta de Compensaciones y Beneficios.

Las remuneraciones para la empresa eficiente de SSMM se valorizaron utilizando los sueldos de mercado obtenidos de la Encuesta General de Compensaciones eSIREM, preparado por la empresa consultora especialista *PricewaterhouseCoopers* (PwC), que contiene una muestra actualizada de remuneraciones y beneficios pagados por una muestra de 111 empresas de diferentes tamaños y rubros, que incluye varias empresas de generación y distribución eléctrica y servicios. Todos los valores de remuneraciones fueron expresados en su equivalente en pesos chilenos a Diciembre de 2012, aplicando la corrección correspondiente según el Índice de Remuneraciones publicado por el INE.

Para determinar los sueldos de mercado, el Consultor utilizó un corte de mercado de las empresas de tamaño similar en términos volumen de facturación. La facturación anual de Edelmag es cercana a los MM\$24.000, lo que la ubica dentro del grupo de empresa Medianas de la muestra de la encuesta PwC (empresas con facturación anual entre MM\$10.000 y MM\$35.000). Para aquellos cargos que no se encontraron en la muestra de empresas medianas, se amplió la búsqueda a la muestra general de la encuesta general, considerando empresas de mayor y menor tamaño.

Tal y como lo establecen la Bases, se utilizará el estadígrafo del percentil 50% para las remuneraciones del personal propio, mientras que para el personal tercerizado (contratistas) se empleará como estadígrafo el percentil 25%.

El concepto de compensación utilizado en el Estudio de Remuneraciones se puede revisar en detalle en el anexo 18.3

#### 4.4.1.2 Estudio de Homologación de Cargos

La asignación de las remuneraciones de mercado para el personal de la empresa eficiente de SSMM se determinó a partir de un Estudio de homologación de cargos, elaborado por la empresa PwC, y complementado en casos puntuales por la experiencia del Consultor en estudios tarifarios similares. El estudio de homologación define, para cada cargo dentro de la organización de la empresa, el cargo homólogo más cercano dentro del catálogo de cargos de la encuesta de remuneraciones de mercado, de acuerdo con la descripción de las funciones que realiza, el área de la empresa donde se desempeña, su nivel jerárquico dentro de la organización, etc.

El Anexo 0 se entrega las remuneraciones brutas de la encuesta de compensaciones de PwC para los cargos existentes en la Empresa Eficiente. El Anexo 18.8 se entrega la descripción de los cargos de la encuesta de compensaciones de PwC para el personal existente en la Empresa Eficiente. El criterio utilizado por el consultor en la asignación directa e indirecta a Sistemas Medianos u Otros, para cada uno de los cargos presentes en la Empresa Eficiente, se detalla en el Anexo 18.6.

#### 4.4.1.3 Beneficios

Se analizaron los beneficios informados por Edelmag, y se consideraron para la empresa eficiente de SSMM aquellos beneficios adicionales no incluidos en la remuneración bruta, que son pagados por más de un 50% de las empresas, de acuerdo con el informe de beneficios adicionales del consultor experto PwC. Adicionalmente, se consideraron los beneficios por conceptos de asignación de zona, por las características de localización geográfica que presentan los sistemas medianos de Edelmag. Los beneficios considerados y su valor anual pagado el año base se muestra en la Tabla 17.

**Tabla 17: Valor de beneficios considerados año 2012**

Beneficios	Costo 2012 (\$)
ASIGNACIÓN DE ZONA	312.343.976
BONIFICACIÓN POR NACIMIENTO	253.005
BONIFICACIÓN POR MATRIMONIO	132.392
BONIFICACIÓN DEFUNCIÓN CARGA	26.499.253
BONIFICACIÓN HIJO ESTUDIANTE	5.825.012
BECAS ESCOLARES	42.282.294
GASTOS EN MEDICINA LABORAL	752.845
VIÁTICOS	5.055.265
SEGUROS PARA EL PERSONAL	32.180.842
VESTUARIO PARA EL PERSONAL	7.538.474
ROPA TRABAJO Y SEGURIDAD	16.992.114
<b>Total</b>	<b>449.855.472</b>

Además, se consideran las provisiones que se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18: Valor de provisiones considerados año 2012

Provisiones	Costo 2012 (\$)
INDEMNISACIÓN POR AÑOS DE SERVICIO	23.883.737

Total 23.883.737

#### 4.4.1.4 Costo total del personal

La Tabla 19 resume la información de remuneraciones para la empresa eficiente de SSMM, agrupados por tipo de cargo. Las remuneraciones indicadas en la tabla consideran el sueldo bruto que incluye los beneficios mencionados en el punto 4.4.1.1. Los miembros del directorio no son considerados como partes del personal propio, ya que fueron incluidos en los gastos fijos de la Empresa Eficiente.

Tabla 19: Cantidad de personal y sueldo por tipo de cargo

Tipo de cargo	Cantidad	Remuneraciones [MM\$]	Remuneraciones [MUS\$]
Ejecutivos	24	1.172,8	2.458,1
Ingenieros	27	552,0	1.156,9
Abogados	1	39,1	81,9
Técnicos	32	457,4	958,6
Operarios	24	407,9	854,9
Obreros	0	0,0	0,0
Empleados Administrativos	32	545,5	1.143,3
Secretarias	2	25,1	52,6
Estafetas	1	5,3	11,1
<b>Total</b>	<b>143</b>	<b>3.205,1</b>	<b>6.717,4</b>

El costo de personal considerado por el Consultor para el año base se resume en la Tabla 20. Como se puede ver el total determinado para la empresa eficiente excede el monto de remuneraciones pagado por Edelmag correspondiente a \$3.312 millones, por lo que ajustándose a las Bases, se considerara este último valor como costo de personal al año base. El resumen de la asignación a zonas para el año base, considerando el valor tope se muestra en la Tabla 21.

Tabla 20: Costos de personal empresa eficiente

Costos de Personal	Costo 2012 (MM\$)
Remuneraciones	3.205,1
Beneficios	449,9
Provisiones	23,9
<b>Total</b>	<b>3.678,8</b>
<b>Total Edelmag</b>	<b>3.312,0</b>

Tabla 21: Asignación de personal a las distintas zonas

Zona	Costo Dotación MM\$	MM\$		%	
		SSMM	Otros	SSMM	Otros
Punta Arenas	2.270,8	1.269,8	1.001,0	55,9%	44,1%
Puerto Natales	483,0	295,7	187,4	61,2%	38,8%
Porvenir	338,6	254,2	84,4	75,1%	24,9%
Puerto Williams	219,6	166,0	53,6	75,6%	24,4%
<b>Total</b>	<b>3.312,0</b>	<b>1.985,7</b>	<b>1.326,4</b>	<b>60,0%</b>	<b>40,0%</b>

#### 4.4.2 Expansión del personal de la empresa eficiente

La incorporación personal adicional se basa en los nuevos requerimientos de horas-hombre por tipo de cargo debido a la entrada de nuevas unidades generadoras. Debido a que el crecimiento esperado para la empresa no contempla un plan agresivo de expansión y nuevas inversiones, se descartaron modificaciones de la estructura organizacional y la plana ejecutiva de la empresa, y solamente se analizaron los casos de los cargos implicados directamente en la operación y el mantenimiento de las nuevas unidades generadoras.

El detalle de la metodología de expansión se encuentra en el anexo 18.9

Con la expansión del parque generador definida por el Plan de Expansión Óptimo aumenta el requerimiento anual de horas de mantenimiento, lo que resulta en la incorporación de un de personal se detalla en la Tabla 22.

Tabla 22: Plan de incorporación de personal adicional de mantenimiento en generación.

Año Incorporación	Nombre Cargo	Descripción cargo PwC	Costo Anual	Muestra
			\$/año-emp	
2013	ELECTRICISTA I	Electromecánico I	13.209.052	E. Medianas
2016	MECANICO II	Mecánico II	6.573.780	E. Medianas

Dada la baja cantidad de personal incorporado, se confirmó el supuesto básico de que esta expansión no gatilla modificaciones a nivel de la estructura organizacional de la empresa, ni la incorporación de personal de nivel ejecutivo. El personal de mantenimiento que resulta de la expansión está asignado en un 100% al segmento Generación.

Los costos asociados a la expansión de los sistemas medianos incluyen:

- Remuneraciones y beneficios obtenidos del Estudio de Remuneraciones empleado (el ítem de beneficios está aún en revisión);
- Costos de contratación de nuevo personal;

Los costos de personal incrementales para el Plan de Expansión Óptimo se resumen en la Tabla 23.

Tabla 23: Costo incremental de Personal para el Plan de Expansión Óptimo, Total (MUS\$)

SISTEMA	Expansión de Costos de Personal SSMM - (MUS\$)														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	21,9	21,9	21,9	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8
Puerto Natales	3,3	3,3	3,3	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Porvenir	2,7	2,7	2,7	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Puerto Williams	0,8	0,8	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
<b>Total</b>	<b>28,6</b>	<b>28,6</b>	<b>28,6</b>	<b>42,8</b>											

## 4.5 Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización

### 4.5.1 Determinación de los Gastos Fijos según el Plan de Expansión Óptimo

Para la proyección de los ítems de gastos fijos según el Plan de Expansión Óptimo, se asignó a cada ítem de costo una variable impulsora, o *driver*, para poder asociar el crecimiento de cada ítem costos en el tiempo. A modo de ejemplo, el nivel de gastos de plantel y capacitación se asoció al crecimiento de la variable "dotación de personal", mientras el costo de primas de seguros está asociado al driver "valor de los activos".

El detalle de la metodología de valorización y valores empleados se puede ver en el anexo 23.

Tabla 24: Expansión de Gastos Fijos por el Plan de Expansión Óptimo

SISTEMA	Gastos Fijos (MUS\$)														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	5,72	7,85	12,17	26,05	35,67	40,22	45,40	54,04	59,23	63,77	68,31	73,68	78,22	82,76	87,30
Puerto Natales	0,72	0,99	1,53	3,60	5,10	5,67	6,34	7,55	8,23	8,79	9,36	10,06	10,63	11,19	11,76
Porvenir	0,52	0,72	1,13	2,63	3,72	4,15	4,65	5,52	6,02	6,45	6,88	7,39	7,82	8,25	8,68
Puerto Williams	0,25	0,25	0,25	0,82	1,09	1,09	1,11	1,25	1,27	1,27	1,27	1,30	1,30	1,30	1,30
<b>Total</b>	<b>7,21</b>	<b>9,80</b>	<b>15,07</b>	<b>33,09</b>	<b>45,58</b>	<b>51,12</b>	<b>57,50</b>	<b>68,37</b>	<b>74,75</b>	<b>80,28</b>	<b>85,82</b>	<b>92,43</b>	<b>97,97</b>	<b>103,50</b>	<b>109,04</b>

## 5 CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de Desarrollo (CID) a nivel de generación y transmisión corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema cuyo VAN es igual a cero. El concepto de Costo Incremental de Desarrollo surge como una aproximación al concepto de Costo Marginal, desarrollado en la teoría económica clásica. El CID se aplica en situaciones donde los cambios de capacidad instalada sólo se pueden llevar a cabo en forma discreta, entregando una medida del costo de proveer las últimas unidades del servicio o capacidad. El fundamento de usar el concepto de CID es que en el límite éste converge al costo marginal cuando los cambios en la capacidad instalada convergen a la unidad.

El CID corresponde a la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y de los aumentos de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de la inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un periodo de planificación no menor a 15 años.

El objetivo de este capítulo es describir el cálculo del CID para cada barra de los sistemas medianos de Edelmag una vez que se han determinado el Plan de Expansión Óptimo. El detalle de los cálculos se puede revisar en el Anexo 31.

### 5.1 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Punta Arenas

Determinado el Plan de Expansión Óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, se procedió a calcular el Costo Incremental de Desarrollo por barra en el sistema de Punta Arenas. Para la barra de Punta Arenas y Tres Puentes se obtuvo un costo equivalente a 61,59 US\$/MWh y 60,72 US\$/MWh, respectivamente. En la Tabla 25 se presentan los resultados obtenidos para cada barra.

Tabla 25: Costo Incremental de Desarrollo en el sistema de Punta Arenas

CID de Generación y Transmisión		
US\$/MWh	Punta Arenas	Tres Puentes
CIDG	61,59	60,72
CIDL	0,00	0,00
<b>CID</b>	<b>61,59</b>	<b>60,72</b>

### 5.2 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Natales

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, se procedió a calcular el Costo Incremental de Desarrollo por barra en el sistema de Puerto Natales. Como resultado se obtuvo un Costo Incremental de Desarrollo de 55,42 US\$/MWh. En la Tabla 26 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 26: Costo Incremental de Desarrollo en sistema de Puerto Natales

CID de Generación y Transmisión	
US\$/MWh	Puerto Natales
CIDG	55,42
CIDL	0,00
<b>CID</b>	<b>55,42</b>

### 5.3 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Porvenir

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, se procedió a calcular el Costo Incremental de Desarrollo por barra en el sistema de Porvenir. Como resultado se obtuvo un Costo Incremental de Desarrollo de 58,36 US\$/MWh. En la Tabla 27 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 27: Costo Incremental de Desarrollo en sistema de Porvenir

CID de Generación y Transmisión	
US\$/MWh	Porvenir
CIDG	58,36
CIDL	0,00
<b>CID</b>	<b>58,36</b>

### 5.4 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Williams

En el caso del sistema mediano de Puerto Williams, al no ser necesarias inversiones y por tanto al no aparecer nuevas unidades de generación, en el presente informe no se realiza el cálculo del costo incremental de desarrollo. La no determinación del CID se debe a que las Bases, en el numeral 7.1 del Capítulo II, señalan explícitamente que "En caso que el plan óptimo de expansión sea nulo, es decir que dentro del período de planificación no sea recomendable la incorporación de instalaciones de generación y transmisión, en el estudio se omitirá el cálculo del CID, y el consultor sólo deberá calcular el Costo Total de Largo Plazo".

## 6 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

La metodología desarrollada por el Consultor considera resolver el problema de optimización mediante simulaciones en etapas. Para estas etapas se consideran tanto las unidades existentes como los módulos de generación definidos como candidatas caracterizadas en el Anexo 27. El detalle de los resultados presentados a continuación se presenta en el Anexo 32.

### 6.1 Proyecto de Reposición Eficiente de Generación

#### 6.1.1 Metodología

##### 6.1.1.1 Punta Arenas

#### Etapa 1 - Reposición con consideraciones económicas y respaldo diesel

En el sistema de Punta Arenas, y debido a la posibilidad de operación dual de las turbinas, el parque necesario para cumplir con los requisitos de suficiencia diesel y el parque de operación económica (de operación a gas) están fuertemente acoplados. Por esta razón, se procedió en una primera etapa realizar un plan de expansión óptimo económico que a su vez permitiese cumplir con los requerimientos de suficiencia diesel, de manera que se pudiesen recoger las eficiencias económicas de la operación dual de las turbinas.

Así, para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente de Punta Arenas se considera, en una primera etapa, una reposición considerando que las turbinas incorporan la inversión correspondiente al kit necesario para operar de forma dualizada y los motores a gas incorporan el costo adicional de inversión correspondiente a las unidades diesel necesarias para suplir su misma capacidad de generación. Respecto de las unidades candidatas de generación a biomasa, carbón y eólica no considera dicha inversión adicional.

#### Etapa 2 - Suficiencia diesel estricta y Criterio N-1

Una vez definido el plan de inversiones suficiente y económico en generación se debe considerar restricciones adicionales de seguridad como es el cumplimiento de un criterio N-1, el cual considera que el sistema cuente con capacidad de reserva que garantice suficiencia de potencia en el caso de la salida de la unidad de mayor tamaño. Adicionalmente, este criterio debe considerar en forma paralela, el margen de reserva en giro que exige la Norma Técnica para los sistemas medianos, correspondiente al 10% de la capacidad nominal de generación para las unidades.

Finalmente, también se corrobora si es necesario adelantar o incorporar unidades diesel de menor tamaño para efectos del cumplimiento de suficiencia diesel estricta para todo el periodo de planificación.

#### Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario

A través del modelo de despacho horario desarrollado por el Consultor, que considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólar por hora, se determina el despacho óptimo de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el proyecto de reposición eficiente y su futura expansión.

### **6.1.1.2 Puerto Natales y Porvenir**

#### **Etapa 1 - Suficiencia diesel**

En una primera etapa se determina mediante Optgen el tren de inversiones óptimo de unidades diesel para el sistema eléctrico de Puerto Natales, dado que posee la mayor demanda máxima respecto del sistema eléctrico de Porvenir para el periodo de planificación.

Con el parque diesel resultante se verifica si es necesario adelantar el año de ingreso de algunas unidades de manera que el parque resultante asegure simultáneamente la suficiencia diesel tanto para el sistema de Puerto Natales como el de Porvenir. Como resultando de lo anterior, se definen las fechas de entrada del parque diesel resultante.

#### **Etapa 2 - Reposición con consideraciones económicas**

Fijando el nuevo plan diésel definido para cada sistema, se procede a determinar un proyecto de reposición eficiente óptimo del punto de vista económico. Con esto se tiene el tren de inversiones del Proyecto de Reposición Eficiente. Al igual que en el caso de Punta Arenas, al finalizar esta etapa se debe comprobar que el tren de inversiones resultante cumpla con el criterio de seguridad, esto es determinar la reserva fría mínima necesaria para cumplir con criterio N-1. Esta reserva fría debe ser igual a la potencia de la mayor unidad presente en cada año, lo cual determina a su vez que, para cumplir con el criterio de seguridad impuesto, la potencia instalada en cada año debe ser como mínimo igual a la demanda máxima del año más la capacidad de la mayor unidad presente.

#### **Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario**

Con el modelo de despacho horario se determina el despacho óptimo asociado al plan de inversión de la etapa anterior. De esta manera se determina completamente el Proyecto de Reposición Eficiente.

### **6.1.1.3 Puerto Williams**

El sistema de Puerto Williams se presenta como un sistema puramente térmico con generación 100% diesel, dado lo cual no resulta necesario definir planes de respaldo ante problemas de suministro de gas, como si ocurría en los otros tres sistemas de Edelmag. De esta forma, la determinación del Proyecto de Reposición eficiente de este sistema se utiliza el programa Optgen en dos etapas. En una primera etapa se realiza un plan de expansión económico, del cual posteriormente se determinan las unidades candidatas necesarias, que permiten minimizar la inversión, para dar cumplimiento del criterio N-1.

## **6.1.2 Resultados**

En base a las unidades generadoras existentes y candidatas en cada uno de los sistemas medianos de la Empresa, se obtuvieron los Planes de Reposición eficientes en Generación para el periodo 2013-2027 (Tabla 12 a Tabla 31). En el Anexo 32 se presentan los detalles de la metodología y valorización que da origen a los proyectos de reposición mostrados a continuación.

Tabla 28: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación para el sistema de Punta Arenas

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2013	Parque Eólico Pecket	Eólico	2.550
	MD Carterpillar No 2	Motor Diesel	1.460
	MD Carterpillar No 3	Motor Diesel	1.460
	TG Solar Titan 15	Turbina Gas	15.000
	TG Solar Titan 15	Turbina Gas	15.000
	TG Solar Titan 15	Turbina Gas	15.000
	TG Solar Titan 15	Turbina Gas	15.000
2017	MDL-4	Motor Diesel	2.218
2020	MDL-4	Motor Diesel	2.218
2024	MDL-4	Motor Diesel	2.218
2027	MDL-3	Motor Diesel	1.463

Tabla 29: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación para el sistema de Puerto Natales

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2013	MGR-4	Motor Gas	2.002
	MGR-4	Motor Gas	2.002
	MGR-4	Motor Gas	2.002
	MD Palmero	Motor Diesel	1.360
	MD Palmero	Motor Diesel	1.360
2015	MD Palmero	Motor Diesel	1.360
2017	MGR-3	Motor Gas	1.413
2019	MDR-4	Motor Diesel	740
2021	MGR-3	Motor Gas	1.413
2022	MDR-4	Motor Diesel	740

Tabla 30: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación para el sistema de Porvenir

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2013	MGR-3	Motor Gas	1.413
	MGR-3	Motor Gas	1.413
	MGR-3	Motor Gas	1.413
	MD Palmero	Motor Diesel*	1.360
	MD Palmero	Motor Diesel*	1.360
	MD Palmero	Motor Diesel*	1.360
2018	MGR-3	Motor Gas	1.413
2018	MDR-4	Motor Diesel*	740
2026	MGR-1	Motor Gas	625
2026	MDR-3	Motor Diesel*	580

Tabla 31: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación para el sistema de Puerto Williams

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2013	MD C-18	Motor diesel	508
	MD C-18	Motor diesel	508
	MD C-18	Motor diesel	508
2014	MD PETBOW	Motor diesel	252
2019	MD PETBOW	Motor diesel	252
2023	MD PETBOW	Motor diesel	252

## 6.2 Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión

Se presenta a continuación el proyecto de reposición eficiente para los cuatro sistemas de de la Empresa.

### 6.2.1 Punta Arenas

En la Tabla 32 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Punta Arenas.

Tabla 32: Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión del sistema de Punta Arenas

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US\$)	Valor de inversión (US\$)
2013	1	Patio de alimentadores PA y TP	863.707	863.707
2013	2	Línea 66 kV PA - TP	1.814.028	3.628.056
2013	2	Sevidumbres líneas 66 kV	39.562	79.123
2013	2	Transformador de poder 66/13,2 kV PA	459.877	919.754
2013	2	Transformador de poder 66/13,2 kV TP	483.017	966.034
2013	2	Interruptor de poder, 72,5 kV, 1.250 A, SF6	54.760	109.520
2013	2	Transformadores de potencial 72,5 kV	4.465	8.930
2013	2	Transformadores de corriente, 72,5 kV	4.961	9.922
2013	2	Desconectador tripolar, 1.200 A	11.551	23.102
2013	2	Transformador de potencial 13,2 kV	2.189	4.378
2013	1	Patio GIS 66 kV PA	2.969.954	2.969.954
2013	1	Transformador de poder 20 MVA 11,5/13,2 Kv	219.143	219.143
2013	1	Desconectador cuchilla 600 A	332	332
2013	1	Desconectador manual	5.977	5.977
2013	30	Aislador disco y espiga	25	736
2013	2	Celda 15kV 2500A	551.258	1.102.515
2013	2	Transformador 13,2/0,4 kV, 150 KVA	5.977	11.953
2013	3	Desconectador fusible	2.012	6.035
2013	9	Transformador de corriente 2x150/5 A	1.164	10.472
2013	3	Pararrayo 15kV	115	346
2013	186	Aislador disco y espiga	25	4.563
2013	3	Pararrayo 72,5 kV	903	2.709
2013	1	Celda 15kV 2500 A	1.024.624	1.024.624
2017	1	Celda 15kV 2500A	551.258	551.258

Inicialmente, en el año base se considera una línea de 66 kV (conductor y sus respectivos transformadores) entre las subestaciones Tres Puentes y Punta Arenas. Desde ese año, se evalúa económicamente realizar una expansión de la línea de transmisión, comparando el costo de la inversión de una nueva línea y los beneficios obtenidos mediante la disminución de pérdidas así como el menor costo asociado a la energía no suministrada debido a fallas.

El año con mayor beneficio económico es el 2013, correspondiente al año base.

### 6.2.2 Puerto Natales

En la Tabla 33 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Puerto Natales. Se determinó que en todo el período de estudio no era necesaria la expansión de ninguna de las instalaciones existentes a excepción de las celdas correspondientes a cada nueva unidad de generación que deba entrar en servicio.

Tabla 33: Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión del sistema de Puerto Natales

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US\$)	Valor de inversión (US\$)
2013	1	Patio de alimentadores	341.236	341.236
2013	3	Transformador de potencial 13,2 kV	2.205	6.614
2013	3	Pararrayos 15 kV	113	340
2013	1	Transformador 100 kVA, 13,2/0,4-0,23 kV	4.280	4.280
2013	1	Transformador 75 kVA, 13,2/0,4 kV	3.611	3.611
2013	186	Aisladores Disco-Espiga	24	4.478
2013	1	Desconectador Cuchilla Trifásico 630 A	11.633	11.633
2013	21	Desconectador Cuchilla 400 A	334	7.022
2013	188	Aisladores Disco-Espiga	24	4.526
2013	15	Desconectador fusible	2.026	30.391

### 6.2.3 Porvenir

En la Tabla 34 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Porvenir. Se determinó que en todo el período de estudio no era necesaria la expansión de ninguna de las instalaciones existentes a excepción de las celdas correspondientes a cada nueva unidad de generación que deba entrar en servicio.

Tabla 34: Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión del sistema de Porvenir

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US\$)	Valor de inversión (US\$)
2013	1	Patio de alimentadores	206.838	206.838
2013	2	Transformador 50 kVA	2.970	5.939
2013	39	Desconectador fusible	2.045	79.745
2013	6	Pararrayo 15 kV	114	686
2013	66	Aislador disco-espiga	24	1.604

### 6.2.4 Puerto Williams

En la Tabla 35 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión para Puerto Williams. Se determinó que en todo el período de estudio no era necesaria la expansión de ninguna de las instalaciones existentes a excepción de las celdas correspondientes a cada nueva unidad de generación que deba entrar en servicio.

Tabla 35: Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión del sistema de Puerto Williams

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US\$)	Valor de inversión (US\$)
2013	1	Patio de alimentadores	133.659	133.659
2013	1	Transformador 45 kVa	3.219	3.219
2013	3	Transformador de potencial 13,2 kV	2.411	7.234
2013	6	Desconectador cuchilla	366	2.194
2013	15	Desconectador fusible	2.216	33.242
2013	75	Aisladores disco - espiga	26	1.975

### 6.2.5 Estudios Eléctricos

El objeto de estos estudios es verificar que el proyecto de reposición eficiente propuesto para cada SM, permite satisfacer determinados requisitos impuestos por la NTSyCS en el periodo de tarificación 2015-2018 en los SSMM de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Nótese que los estudios eléctricos aquí descritos no corresponden a los requeridos por la NTSyCS para SSMM en su Capítulo 6, y sólo tienen por objeto evaluar la repercusión de las expansiones determinadas en cada SM sobre la operación de régimen permanente y dinámica frente a contingencias.

#### 6.2.5.1 Metodología

Los aspectos normativos verificados son la capacidad de regulación de tensión requerida para instalaciones de transmisión, la suficiencia de capacidad de las mismas y la estabilidad frente a contingencias en generación obtenida en cada caso. El análisis de estos aspectos se realiza mediante el cálculo de flujos de potencia y análisis de estabilidad dinámica del los SSMM frente a contingencias en generación.

#### 6.2.5.2 Resultados

Los resultados obtenidos del análisis efectuado verifican que el proyecto de reposición eficiente de generación y transmisión propuesto para cada SM permite dar cumplimiento a los requerimientos de regulación de tensión, suficiencia de capacidad y recuperación dinámica de variables eléctricas definidas por la NTSyCS para SSMM en todo el periodo de tarificación.

El detalle de los supuestos, metodología, resultados de los estudios eléctricos realizados se muestra en el Anexo 30.

## 6.3 Expansión de infraestructura y terrenos

Este capítulo presenta las expansiones en infraestructura y terrenos asociados al Proyecto de Reposición Eficiente, agrupados en las siguientes categorías: edificios y terrenos,

vehículos, informática y telecomunicaciones, equipos de bodega, herramientas y demás equipos de oficina.

Es importante recordar que la empresa eficiente de SSMM integra simultáneamente los segmentos de Generación, Transporte y Distribución de energía eléctrica, cumpliendo con los estándares de calidad exigidos por regulación vigente. Por lo tanto, aquellas instalaciones que son compartidas por más de un segmento, son asignadas a las categorías "SSMM" y "Otros" de acuerdo con los criterios determinados por el Consultor, detallados en el Anexo 17.

### **6.3.1 Edificios y Terrenos.**

#### **Edificios y Terrenos al año base.**

La inversión inicial en edificios reconoce las instalaciones catalogadas como "Oficinas y Servicios", "Talleres y Bodegas" y "Casas" como parte del Proyecto de Reposición Eficiente. Para las salas de generación, se considera la construcción de edificación según la entrada de motores operados con gas. Para las turbinas a gas de Punta Arenas y máquinas diésel no se considera construcción de edificios, puesto que las turbinas se instalan a la intemperie y los motores diesel se encuentran contenerizados. Sólo se consideraron edificios de generación para albergar motores a gas y salas de control.

El detalle de la valorización de reposición de edificios y terrenos al año base se encuentra en el anexo 17.

La expansión de edificios y terrenos se realizó aplicando los mismos criterios considerados para el Plan de Expansión Óptimo: el aumento de superficie edificada es proporcional a los requerimientos unitarios por unidad generadora y/o trabajador. No se consideraron renovaciones adicionales de edificios por término de su vida útil dentro del período de estudio.

#### **Expansión de edificios y terrenos**

La expansión en edificios y terrenos se realiza conforme con el Proyecto de Reposición Eficiente determinado en la sección 6.1. Es importante notar que dentro de este plan de expansión, el proyecto "Parque Eólico Pecket" corresponde a un proyecto de generación desarrollado por un tercero, y no por la empresa eficiente de SSMM, por lo tanto no se considerara dicho proyecto para la expansión de edificios y terrenos.

En cuanto a la expansión de edificios y terrenos gatillada por el aumento de personal, se ha considerado el mismo estándar que para el Plan de Expansión Óptimo de 15 m<sup>2</sup> por empleado para talleres y bodega. Como valor de edificación se utilizó el promedio de la valorización de los edificios catalogados como "Talleres y Bodegas" en Punta Arenas de 13,41UF/m<sup>2</sup>. Se utilizó el valor de la UF al 31 de Diciembre de 2012 igual a \$22.840,75.

Como se indicó anteriormente, no existe expansión en terrenos asociados al Proyecto de Reposición Eficiente. La valorización de los terrenos al año base se expone en la Tabla 36, y la valorización total de edificios, incluyendo la expansión de salas de generación e infraestructura asociada al personal de mantenimiento, se resume en la Tabla 37.

Se tuvo la misma consideración respecto a la expansión de capacidad de almacenamiento diesel que para el Plan de Expansión Óptimo (ver sección 4.3.1)

Tabla 36: Inversión de Terrenos para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Terrenos (MUS\$)															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	4.066	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	1.474	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	707	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	178	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>6.425</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 37: Inversión de Edificaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Edificaciones (MUS\$)															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	5.792	-	-	-	-	-	8	-	188	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	648	-	-	-	-	19	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-
Porvenir	551	-	-	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-	-	17	-
Puerto Williams	611	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>7.601</b>	-	-	-	-	19	28	-	188	19	-	-	-	-	17	-

### 6.3.2 Vehículos y otros bienes de infraestructura.

#### 6.3.2.1 Proyecto de Reposición Eficiente en Vehículos

##### Costos de Vehículos

Se utiliza la valorización de la flota de vehículos de Edelmag aplicada en el Proyecto de Expansión Óptimo, detallados en el Anexo 17.

##### Proyecto de Reposición Eficiente

El Proyecto de Reposición Eficiente contempla la adquisición de la flota de vehículos en el año base del estudio, y su renovación al término de la vida útil de vehículos señalada en la Bases (10 años). No se prevén expansiones de la flota durante el horizonte de planificación para el Proyecto de Reposición Eficiente, dado que el crecimiento del personal de mantenimiento es poco significativo.

Tabla 38: Inversión de Vehículos para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Vehículos (MUS\$)															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	288	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	288	-	-	-	-
Puerto Natales	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58	-	-	-	-
Porvenir	148	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	148	-	-	-	-
Puerto Williams	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>526</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	526	-	-	-	-

#### 6.3.2.2 Bienes de infraestructura informática y de telecomunicaciones para el Plan de Expansión de Óptimo.

Macroinformática: El detalle de los costos de sistemas macroinformáticos considerados al año base se muestra en el Anexo 17. No se proyectaron expansiones en macroinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente, solamente se consideran renovaciones al término de su vida útil definida por Bases (5 años).

**Tabla 39: Inversión de Macroinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Sistemas Macroinformáticos (MUS\$) - SSMM															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	312	-	-	-	-	312	-	-	-	-	312	-	-	-	-	312
Puerto Natales	51	-	-	-	-	51	-	-	-	-	51	-	-	-	-	51
Porvenir	34	-	-	-	-	34	-	-	-	-	34	-	-	-	-	34
Puerto Williams	11	-	-	-	-	11	-	-	-	-	11	-	-	-	-	11
<b>Total</b>	<b>408</b>	-	-	-	-	<b>408</b>	-	-	-	-	<b>408</b>	-	-	-	-	<b>408</b>

Microinformática:

La inversión inicial en equipos de microinformática se define en función del personal que trabaja dentro de la Empresa Eficiente. Se definieron tres perfiles de equipo según las características del personal al que es asignado. El detalle de los perfiles y los criterios para el dimensionamiento del resto de equipos microinformáticos se puede encontrar en el anexo 17. La asignación de funcionario a cada perfil computacional se detalla en el Anexo 18.

La expansión en microinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente está asociada al aumento del personal de la Empresa Eficiente de SSMM. En este caso, el aumento de personal del Proyecto de Reposición Eficiente no gatilla inversiones en microinformática, dado que sólo ingresa un técnico Mecánico I, que no tiene asociado equipos computacionales. Se valorizó el costo de inversión para la totalidad de equipos de microinformática para el año base, y se consideró la renovación de cada equipo al finalizar su vida útil (5 años), dentro del horizonte de evaluación (Tabla 40)

**Tabla 40: Inversión de Microinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Microinformática (MUS\$) - SSMM															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	90	-	-	-	-	90	-	-	-	-	90	-	-	-	-	90
Puerto Natales	5	-	-	-	-	5	-	-	-	-	5	-	-	-	-	5
Porvenir	4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	4
Puerto Williams	4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	4
<b>Total</b>	<b>103</b>	-	-	-	-	<b>103</b>	-	-	-	-	<b>103</b>	-	-	-	-	<b>103</b>

Comunicaciones:

El ítem de comunicaciones, al año base, considera el equipamiento en comunicaciones de Edelmag al año base más el costo de centrales telefónicas cuyos precios unitarios se muestran en el anexo 17.

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.

**Tabla 41: Inversión de Comunicaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Comunicaciones (MUS\$) - SSMM															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	102	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>134</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Equipamiento de Herramientas e Instrumentos:

El ítem de herramientas e instrumentos, al año base, considera el equipamiento en herramientas e instrumentos de Edelmag al año base.

No se prevén expansiones en el ítem herramientas e instrumentos ni renovaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.

**Tabla 42: Inversión de Herramientas e Instrumentos para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Herramientas (MUS\$) - SSMM															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	732	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>906</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Equipamiento de Oficinas y Sistemas de Seguridad:

Los equipos de oficina se refieren a equipos de climatización, basureros, escritorios, sillas, insumos de oficinas, archivadores, lámparas, mesas de reuniones, pizarras, sofá, vajilla y servicios, extintor, perforadora, entre otros. Se utilizaron costos unitarios de mercado para valorizar el equipamiento, cuyo detalle se puede revisar en el Anexo 17

**Tabla 43: Inversión de equipamientos de oficina para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$).**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Muebles de Oficina (MUS\$) - SSMM															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	55	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>71</b>	-	-	-	-	-	<b>0</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-

#### 6.4 Estructura de la organización de la empresa eficiente

La estructura organizacional base para la Empresa Eficiente de SSMM mantiene respecto a la presentada en el Proyecto de Expansión Óptimo, así como también se mantiene la homologación de cargos utilizada para valorizar la dotación de personal utilizando remuneraciones de mercado, la que se explica detalladamente en el Anexo 18. Toda la información de costos del personal se encuentra referida a diciembre del año 2012, que corresponde al año base definido en las Bases del Estudio.

La nómina de empleados utilizada en el Proyecto de Reposición Eficiente consideró los siguientes ajustes con respecto a la utilizada en el Plan de Expansión Óptimo:

- El número de operadores de centrales para Punta Arenas disminuye 9 a 5, debido a que solo se considera una central generadora en Punta Arenas (Tres Puentes).
- El personal del Departamento de Mantenimiento (Gerencia de Generación), fue adaptado de acuerdo con los requerimientos de horas-hombre de mantenimiento para las unidades generadoras que ingresan el año base (Tabla 44).

Tabla 44: Dotación del Departamento de Mantenimiento para el Proyecto de Reposición Eficiente.

Nombre Cargo	Cantidad al año base
Supervisor Mecánico	3
Supervisor Eléctrico	2
Jefe Brigada Mecánico	2
Jefe Brigada Eléctrico	2
Mecánico I	4
Electricista I	2
Mecánico II	2
Electricista II	1

#### 6.4.1.1 Costo total del personal

La Tabla 45 resume la información de remuneraciones para la empresa eficiente de SSMM, agrupados por tipo de cargo. Las remuneraciones indicadas en la tabla consideran el sueldo bruto, que incluye las mismas partidas, obligaciones legales y beneficios estándar considerados en el Plan de Expansión Óptimo y detallados en el Anexo 18. Los miembros del directorio no son considerados como partes del personal propio, y fueron incluidos en los gastos fijos de la Empresa Eficiente.

Tabla 45: Resumen de cantidad de dotación y remuneraciones del personal de la empresa eficiente, agrupados por tipo de cargo

Tipo de Cargo	Cantidad	Remuneraciones Anuales [MM\$]	Remuneraciones Anuales [MU\$]
Ejecutivos	24	1.172,8	2.458,1
Ingenieros	26	535,4	1.122,2
Abogados	1	39,1	81,9
Técnicos	33	465,7	976,1
Operarios	20	339,9	712,4
Obreros	0	0,0	0,0
Empleados Administrativos	32	545,5	1.143,3
Secretarias	2	25,1	52,6
Estafetas	1	5,3	11,1
<b>Total</b>	<b>139</b>	<b>3.128,9</b>	<b>6.557,7</b>

El costo de personal considerado por el Consultor para el año base se resume en la Tabla 46. El costo total anual de remuneraciones estimado para el año base, después de incluir los beneficios adicionales incluidos en la empresa eficiente, excede el total de remuneraciones pagado por Edelmag el año 2012, correspondiente a \$3.312 millones (Tabla 46). Por lo tanto, para ajustarse a los requerimientos definidos en las Bases, se

considerara como costo total de remuneraciones para la empresa eficiente el valor real pagado por Edelmag por el ítem personal al año base.

**Tabla 46: Costos de personal empresa eficiente**

Costos de Personal	Costo año base (MM\$)
Remuneraciones	3.128,9
Beneficios Adicionales	449,9
Provisiones	23,9
<b>Total</b>	<b>3.602,6</b>
<b>Total Edelmag</b>	<b>3.312,0</b>

## 6.5 Expansión del personal de la empresa eficiente

### Expansión de personal de operación de centrales

Se realizó un análisis de las funciones ejecutadas por los equipos de operadores que actúan en cada una de las centrales de Edelmag, de manera de determinar la posible necesidad de incrementar su número con la llegada de nuevas unidades de generación.

Dado que el proyecto de central eólica que se incorpora en el Sistema Mediano de Punta Arenas no es operado por Edelmag, se consideró innecesaria la expansión del personal de operaciones de Edelmag. Para los Sistemas Medianos de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, sólo se incorporan nuevas unidades térmicas dentro de las centrales existentes, por lo tanto se consideró que la dotación y el sistema de turnos actual son suficientes para operarlas, descartando la incorporación de operadores adicionales.

### Expansión de personal de mantenimiento de centrales

**Tabla 47: Expansión del personal de mantenimiento en generación.**

Año Incorporación	Nombre Cargo	Descripción cargo PwC	Costo Anual	Muestra Encuesta PwC
			\$/año-emp	
2018	MECANICO I	Mecánico I	11.418.243	Empresas Medianas

Dada la baja cantidad de personal incorporado, se confirmó el supuesto básico de que esta expansión no gatilla modificaciones a nivel de la estructura organizacional de la empresa, ni la incorporación de personal de nivel ejecutivo. El personal de mantenimiento que resulta de la expansión está asignado en un 100% al segmento Generación.

Los costos asociados a la expansión de los sistemas medianos incluyen:

- Remuneraciones y beneficios obtenidos del Estudio de Remuneraciones de PwC.
- Costos de contratación de nuevo personal.

Los costos de personal para el Proyecto de Reposición Eficiente se resumen en la Tabla 48.

Tabla 48: Costos total de Personal para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)

SISTEMA	Costos de Personal Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442	2.466	2.508	2.533	2.561	2.561	2.561	2.561	2.561	2.561	2.561	2.561
Puerto Natales	630	630	630	630	630	633	639	643	647	647	647	647	647	647	647	647
Porvenir	545	545	545	545	545	548	554	557	560	560	560	560	560	560	560	560
Puerto Williams	369	369	369	369	369	370	371	372	373	373	373	373	373	373	373	373
<b>Total</b>	<b>3.986</b>	<b>3.986</b>	<b>3.986</b>	<b>3.986</b>	<b>3.986</b>	<b>4.018</b>	<b>4.072</b>	<b>4.105</b>	<b>4.142</b>							

## 6.6 Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización

### 6.6.1 Determinación de los Gastos Fijos según el Proyecto de Reposición Eficiente

Se han considerado las mismas partidas de Gastos Fijos que para el Proyecto de Expansión Óptimo, así como las mismas variables impulsoras y asignaciones dado que la operación general de la empresa, su organización y su estructura no fueron modificadas. En Tabla 49 se muestran sus valores al año base. En el Anexo 24 se puede ver el valor y proyección de los drivers de crecimiento asociados a cada partida de gastos fijos, para cada uno de los años de estudio. Los Gastos Fijos para el Proyecto de Reposición Eficiente se resumen en la Tabla 50.

Tabla 49: Valores de Gastos Fijos al año base, Proyecto de Reposición Eficiente

Item	Costo Anual	Costo Anual
	MM\$	MU\$
Administrativos y Corporativos	151,3	317,1
Arriendos	5,0	10,5
Asesorías	407,7	854,5
Capacitación	45,9	96,3
Contribuciones	24,8	51,9
Costos de Tecnologías de Información	153,6	321,9
Facturación a Clientes	64,5	135,2
Fletes	68,2	143,0
Gastos Plantel	214,6	449,8
Impuestos, Patentes y Trámites	57,0	119,5
Mantenimiento Edificios	127,1	266,4
Materiales	140,7	294,9
RSE y Comunicaciones	115,6	242,2
Seguros Maquinarias y Edificios	184,1	385,8
Mantenimiento Vehículos	42,9	90,0
Vigilancia	4,0	8,4
Directorio	127,9	268,1
Respaldo Diesel	184,7	387,1
<b>Total</b>	<b>2.119,7</b>	<b>4.442,5</b>

Tabla 50: Gastos Fijos para el Proyecto de Reposición Eficiente, Total (MUS\$)

SISTEMA	Gastos Fijos Proyecto de Reposición(MUS\$)															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	1.941	1.960	1.979	2.001	1.882	2.097	2.126	2.147	2.171	2.197	2.266	2.287	2.310	2.331	2.355	2.425
Puerto Natales	307	310	313	316	296	332	336	340	343	347	359	362	366	369	373	384
Porvenir	218	220	222	224	226	235	238	240	243	246	254	256	259	261	263	271
Puerto Williams	97	98	98	99	99	104	105	105	106	107	111	111	112	112	113	117
<b>Total</b>	<b>2.563</b>	<b>2.588</b>	<b>2.611</b>	<b>2.640</b>	<b>2.504</b>	<b>2.768</b>	<b>2.805</b>	<b>2.833</b>	<b>2.863</b>	<b>2.896</b>	<b>2.989</b>	<b>3.016</b>	<b>3.046</b>	<b>3.073</b>	<b>3.103</b>	<b>3.198</b>

## 7 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde al valor anual constante que permite cubrir los costos de inversión y explotación en que incurre la empresa durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente.

El propósito de esta sección es exponer el cálculo del CTLP una vez que ha determinado el Proyecto de Reposición Eficiente. Este cálculo se realiza separadamente para los componentes de Generación y Transmisión para posteriormente sumarlos y obtener el CTLP global.

### 7.1 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Punta Arenas

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Punta Arenas. En la Tabla 51 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

Tabla 51: Anualidades de inversión y costos de generación en Punta Arenas

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US\$/año	6.625.321	6.625.321	6.758.704	6.758.704
Anualidad Infraestructura Generación	US\$/año	1.047.207	1.047.207	1.085.255	1.086.045
Costo Fijo de Generación	US\$/año	3.835.647	3.740.375	3.924.598	3.968.589
Costo Variable de Generación	US\$/año	13.400.854	13.556.095	13.733.811	13.763.240
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>24.909.029</b>	<b>24.968.997</b>	<b>25.502.368</b>	<b>25.576.578</b>

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

**Valor Actual de Generación [US\$]** 79.909.560

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

**CTLPG [US\$/año]** 25.209.133

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Punta Arenas. En la Tabla 52 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases del Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

Tabla 52: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Punta Arenas

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US\$/año	1.399.120	1.399.120	1.465.154	1.465.154
Anualidad Infraestructura Transmisión	US\$/año	223.831	223.831	231.963	232.132
Costo Fijo de Transmisión	US\$/año	819.833	799.470	838.845	848.248
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>2.442.784</b>	<b>2.422.420</b>	<b>2.535.962</b>	<b>2.545.534</b>

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

<b>Valor Actual de Transmisión [US\$]</b>	<b>7.866.653</b>
---	------------------

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo en transmisión es:

<b>CTLPL [US\$/año]</b>	<b>2.481.699</b>
-------------------------	------------------

## 7.2 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Natales

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Puerto Natales. En la Tabla 53 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases de Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada período.

**Tabla 53: Anualidades de inversión y costos de generación en Puerto Natales**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US\$/año	872.520	872.520	1.028.164	1.028.164
Anualidad Infraestructura Generación	US\$/año	244.268	244.268	252.376	252.376
Costo Fijo de Generación	US\$/año	942.571	923.353	959.577	967.284
Costo Variable de Generación	US\$/año	2.227.435	2.512.988	2.493.392	2.683.201
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>4.286.795</b>	<b>4.553.128</b>	<b>4.733.509</b>	<b>4.931.025</b>

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

<b>Valor Actual de Generación [US\$]</b>	<b>14.584.314</b>
--	-------------------

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

<b>CTLPG [US\$/año]</b>	<b>4.600.925</b>
-------------------------	------------------

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Puerto Natales. En la Tabla 54 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las bases, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada período.

**Tabla 54: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Puerto Natales**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US\$/año	47.998	47.998	47.998	47.998
Anualidad Infraestructura Transmisión	US\$/año	12.434	12.434	12.846	12.846
Costo Fijo de Transmisión	US\$/año	47.979	47.001	48.845	49.237
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>108.411</b>	<b>107.432</b>	<b>109.689</b>	<b>110.081</b>

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

**Valor Actual de Transmisión [US\$]** 344.940

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

**CTLPL [US\$/año]** 108.819

### 7.3 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Porvenir

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Porvenir. En la Tabla 55 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases de Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

**Tabla 55: Anualidades de inversión y costos de generación en Porvenir**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US\$/año	698.579	698.579	698.579	911.682
Anualidad Infraestructura Generación	US\$/año	162.727	162.727	166.964	169.118
Costo Fijo de Generación	US\$/año	770.517	773.007	782.267	788.046
Costo Variable de Generación	US\$/año	1.499.910	1.594.753	1.667.992	1.843.049
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>3.131.734</b>	<b>3.229.066</b>	<b>3.315.802</b>	<b>3.711.895</b>

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

**Valor Actual de Generación [US\$]** 10.542.165

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

**CTLPG [US\$/año]** 3.325.745

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Porvenir; cumpliendo con lo establecido en las Bases del Estudio, en la Tabla 56 se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

**Tabla 56: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Porvenir**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US\$/año	34.139	34.139	34.139	34.139
Anualidad Infraestructura Transmisión	US\$/año	7.462	7.462	7.656	7.755
Costo Fijo de Transmisión	US\$/año	35.332	35.446	35.871	36.136
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>76.932</b>	<b>77.046</b>	<b>77.665</b>	<b>78.029</b>

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

**Valor Actual de Transmisión [US\$]** 245.259

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

**CTLPL [US\$/año]** 77.372

#### 7.4 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Williams

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Puerto Williams. En la Tabla 57 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases del Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

**Tabla 57: Anualidades de inversión y costos de generación en Puerto Williams**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US\$/año	73.425	73.425	73.425	73.425
Anualidad Infraestructura Generación	US\$/año	77.317	77.317	78.635	78.635
Costo Fijo de Generación	US\$/año	381.190	381.700	385.365	386.803
Costo Variable de Generación	US\$/año	1.391.782	1.459.037	1.526.410	1.593.720
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>1.923.714</b>	<b>1.991.478</b>	<b>2.063.834</b>	<b>2.132.583</b>

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

<b>Valor Actual de Generación [US\$]</b>	<b>6.401.852</b>
--	------------------

Del valor actual de generación se obtiene que Costo Total de Largo plazo de generación es:

<b>CTLPG [US\$/año]</b>	<b>2.019.598</b>
-------------------------	------------------

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Puerto Williams. En la Tabla 58 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las bases, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

**Tabla 58: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Puerto Williams**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US\$/año	21.024	21.024	21.024	21.024
Anualidad Infraestructura Transmisión	US\$/año	22.139	22.139	22.516	22.516
Costo Fijo de Transmisión	US\$/año	109.150	109.296	110.345	110.757
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>152.313</b>	<b>152.459</b>	<b>153.886</b>	<b>154.298</b>

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

<b>Valor Actual de Transmisión [US\$]</b>	<b>485.471</b>
---	----------------

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

<b>CTLPL [US\$/año]</b>	<b>153.152</b>
-------------------------	----------------

## 7.5 Costo Total de Largo Plazo del Parque Eólico Cabo Negro

Considerando que el Parque Eólico Cabo Negro presentado por Pecket Energy a la Comisión Nacional de Energía (CNE), y que a su vez fue informado por ésta a Systep mediante la Carta N°39 del 29 de enero de 2014, y posteriormente complementada con la Carta N°68 del 5 de marzo de 2014, corresponde a un proyecto de generación cuyo propietario es un tercero respecto de la empresa Edelmag, a continuación se realiza un cálculo del CTLP asociado a este proyecto. Para efectos de este cálculo se han asociado al Parque Eólico Cabo Negro sólo su costo de inversión y sus costos variables no combustibles, de acuerdo a la información entregada por la CNE a Systep. Se considera que la totalidad de la inversión corresponde a generación, por lo cual se el CTLPL asociado es nulo. Al igual que en el cálculo del CTLP total del sistema de Punta Arenas, se ha considerado una vida útil de este proyecto igual a 20 años, de acuerdo a lo establecido por las bases para unidades de generación eólica.

En la siguiente tabla se exponen de manera agregada los componentes de costos.

**Tabla 59: Anualidades de inversión y costos de generación en Cabo Negro**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US\$/año	559.195	559.195	559.195	559.195
Anualidad Infraestructura Generación	US\$/año	-	-	-	-
Costo Fijo de Generación	US\$/año	-	-	-	-
Costo Variable de Generación	US\$/año	85.279	85.279	85.279	85.279
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>644.474</b>	<b>644.474</b>	<b>644.474</b>	<b>644.474</b>

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa propietaria del Parque Eólico Cabo Negro es:

<b>Valor Actual de Generación [US\$]</b>	<b>2.042.897</b>
--	------------------

Del valor actual de generación se obtiene que Costo Total de Largo plazo de generación es:

<b>CTLPG [US\$/año]</b>	<b>644.474</b>
-------------------------	----------------

## 8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo a lo indicado en las bases del estudio, se deberán identificar fórmulas de indexación para:

- Costo Incremental de Desarrollo (CID) de los sistemas Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir.
- Costo Total de Largo Plazo (CTLP) de los sistemas Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

En el Anexo 37 se presenta el detalle de los cálculos presentados a continuación.

### 8.1 Indicadores utilizados

Para explicar la evolución de cada componente de costo correspondiente a cada uno de los sistemas, se han seleccionado los siguientes indicadores:

- Índice nominal de Costo de Mano de Obra de Chile (ICMO)
- Índice de Precios del Consumo de Chile (IPC)
- Índice de Remuneraciones (IR)
- U.S. Producer Price Index (PPI)
- Precio del Gas para EDELMAG en Magallanes (PGas)
- Precio del Diésel puesto en Magallanes (PDiésel)

Los datos a utilizar para determinar la indexación de los componentes de costos provienen de fuentes de público acceso. Al respecto se propone considerar las siguientes fuentes:

- IMO: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile <sup>3</sup>.
- IPC: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile <sup>4</sup>.
- IR: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile <sup>5</sup>.
- PPI: Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour <sup>6</sup>.

### 8.2 Fórmula de Indexación

Las fórmulas de indexación se obtienen de los componentes de costos y de la participación supuesta de cada indicador en cada componente de costo. La fórmula de indexación resultante para el VI es la siguiente<sup>7</sup>:

$$\frac{V_{ctlp}(i)}{V_{ctlp}(0)} = \left[ \%IMO \times \frac{IMO(i)}{IMO(0)} + \%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%P_{gas} \times \frac{P_{gas}(i)}{P_{gas}(0)} + \%P_{diesel} \times \frac{P_{diesel}(i)}{P_{diesel}(0)} \right] + \left[ \%PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)} \right] \times \left[ \frac{1+TAX(i)}{1+TAX(0)} \right] \times \frac{Pdolar(i)}{Pdolar(0)}$$

<sup>3</sup> [http://www.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/familias/laborales.php](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/laborales.php)

<sup>4</sup> [http://www.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/familias/precios.php](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/precios.php)

<sup>5</sup> [http://www.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/familias/laborales.php](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/laborales.php)

<sup>6</sup> <http://www.bls.gov/ppi/home.htm>

<sup>7</sup> Expresión válida tanto para indexar el CID como el CTLP.

### 8.3 Indexación del Costo Incremental de Desarrollo

#### 8.3.1 Sistema de Punta Arenas

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Punta Arenas para el CID.

Tabla 60: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Punta Arenas para el CID

Formula Indexación Potencia CID PA	
IMO - Nacional	16,5%
IPC - Nacional	21,8%
PPI - Externo	61,7%
	100,0%

Tabla 61: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Punta Arenas para el CID

Formula Indexación Energía CID PA	
IMO - Nacional	3,7%
IPC - Nacional	8,9%
IR - Índice Remuneraciones	15,5%
P. Gas - Nacional	64,9%
P. Diesel - Nacional	0,0%
PPI - Externo	7,1%
	100,00%

#### 8.3.2 Sistema de Puerto Natales

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Puerto Natales para el CID.

Tabla 62: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Natales para el CID

Formula Indexación Potencia CID PN	
IMO - Nacional	23,5%
IPC - Nacional	21,9%
PPI - Externo	54,5%
	100,0%

Tabla 63: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Natales para el CID

Formula Indexación Energía CID PN	
IMO - Nacional	8,7%
IPC - Nacional	10,2%
IR - Índice Remuneraciones	17,9%
P. Gas - Nacional	48,1%
P. Diesel - Nacional	0,6%
PPI - Externo	14,5%
	100,00%

#### 8.3.3 Sistema de Porvenir

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Puerto Natales para el CID.

Tabla 64: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Porvenir para el CID

Formula Indexación Potencia CID PO	
IMO - Nacional	25,2%
IPC - Nacional	22,1%
PPI - Externo	52,7%
	100,0%

Tabla 65: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Porvenir para el CID

Formula Indexación Energía CID PO	
IMO - Nacional	7,8%
IPC - Nacional	11,6%
IR - Índice Remuneraciones	20,3%
P. Gas - Nacional	38,5%
P. Diesel - Nacional	8,7%
PPI - Externo	13,1%
	100,00%

## 8.4 Indexación del Costo Total de Largo Plazo

### 8.4.1 Sistema de Punta Arenas

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Punta Arenas para el CTLP.

Tabla 66: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Punta Arenas para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PA	
IMO - Nacional	16,4%
IPC - Nacional	39,2%
PPI - Externo	44,4%
	100,0%

Tabla 67: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Punta Arenas para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PA	
IMO - Nacional	3,57%
IPC - Nacional	9,43%
IR - Índice Remuneraciones	15,57%
P. Gas - Nacional	62,32%
P. Diesel - Nacional	0,00%
PPI - Externo	9,11%
	100,00%

### 8.4.2 Sistema de Puerto Natales

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Puerto Natales para el CTLP.

Tabla 68: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Natales para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PN	
IMO - Nacional	18,3%
IPC - Nacional	37,7%
PPI - Externo	43,9%
	100,0%

Tabla 69: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Natales para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PN	
IMO - Nacional	9,5%
IPC - Nacional	10,6%
IR - Índice Remuneraciones	17,5%
P. Gas - Nacional	44,8%
P. Diesel - Nacional	1,5%
PPI - Externo	16,1%
	100,0%

### 8.4.3 Sistema de Porvenir

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Porvenir para el CTLP.

Tabla 70: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Porvenir para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PO	
IMO - Nacional	20,3%
IPC - Nacional	35,8%
PPI - Externo	43,9%
	100,0%

Tabla 71: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Porvenir para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PO	
IMO - Nacional	8,1%
IPC - Nacional	12,2%
IR - Índice Remuneraciones	20,2%
P. Gas - Nacional	45,3%
P. Diesel - Nacional	0,0%
PPI - Externo	14,3%
	100,00%

### 8.4.4 Sistema de Puerto Williams

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Porvenir para el CTLP.

Tabla 72: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Williams para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PW	
IMO - Nacional	16,1%
IPC - Nacional	62,0%
PPI - Externo	21,9%
	100,0%

Tabla 73: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Williams para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PW	
IMO - Nacional	3,0%
IPC - Nacional	9,2%
IR - Indice Remuneraciones	15,1%
P. Gas - Nacional	0,0%
P. Diesel - Nacional	66,2%
PPI - Externo	6,4%
	100,00%

Sin perjuicio de las fórmulas de indexación calculadas anteriormente para los CID y CTLP determinados en el presente Estudio, cabe destacar que estas fórmulas no permitirían recuperar los sobrecostos en que incurriría la empresa en caso que ocurriera una restricción de suministro de gas natural para generación por causas ajenas a la empresa. En vista de lo anterior, se ha propuesto una metodología que permita a la empresa recuperar a través de una fórmula de indexación del precio de nudo de energía los costos adicionales resultantes de una restricción del suministro de gas natural, en caso que esto ocurra en la realidad. Esta propuesta se desarrolla en el Anexo 37.6.

# ANEXOS

## 9 ANEXO: CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA

Con el objeto de obtener una visión completa de la situación actual de la Empresa, tanto en lo relativo a infraestructura técnica y administrativa, así como sus costos fijos, variables y de inversión, se realizó la caracterización y valorización de los bienes de la Empresa, lo cual fue desarrollado en base a al menos las siguientes fuentes de información:

- La información entregada por Edelmag, incluyendo el estudio encargado a la empresa de ingeniería Proyersa, referido al Estudio de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras, de marzo de 2014, versión G. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe.
- La visita técnica efectuada por Systep a las instalaciones de la Empresa entre el lunes 27 y el jueves 30 de enero de 2014.
- Cotizaciones de equipos e infraestructura llevadas a cabo por el Consultor con proveedores con representación en el país.
- Valorización de instalaciones informada por Edelmag a Systep.

La Empresa proporcionó la información correspondiente a las características técnicas de los componentes de generación y transmisión pertenecientes a sus sistemas medianos, los datos históricos de demanda de energía y potencia en cada barra, su organización y estructura de personal; así como también el estudio realizado por la empresa Proyersa antes mencionado.

A partir de la información entregada por la Empresa, y los resultados de las actividades de valorización, se realizó un análisis crítico evaluando la situación existente en el año base (2012) de los sistemas en estudio. Para la valorización de las instalaciones existentes se utilizó el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2012, correspondiente a 477,13 [\$/US\$], según lo establecido en las Bases del Estudio.

A continuación se detallan las actividades realizadas en esta etapa.

### 9.1 Planos y topología de los sistemas

De acuerdo a la información proporcionada por Edelmag, la ubicación de cada una de sus centrales, en sus cuatro sistemas medianos, correspondientes a las coordenadas en el Sistema Transversal Universal de Mercator (UTM). Con la información de la de la ubicación de las centrales se procedió a identificar las instalaciones y la línea de transmisión en 66kV del sistema de Punta Arenas, en planchetas del Instituto Geográfico Militar (IGM).

Debido al gran tamaño de cada mapa y a la escala utilizada, en el Anexo 9 se muestra solo un extracto de cada uno de los sistemas en estudio, llámese Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, lo cual es suficiente para caracterizar la ubicación de las instalaciones respecto a las ciudades involucradas.

**Tabla 74: Coordenadas UTM de las centrales de Edelmag**

Central	Sistema	Coordenada Este	Coordenada Norte
Punta Arenas	Punta Arenas	372.494,00	4.108.766,00
Tres Puentes	Punta Arenas	372.989,00	4.114.757,00
Puerto Natales	Puerto Natales	674.121,00	4.265.908,00
Porvenir	Porvenir	407.963,68	4.094.379,84
Puerto Williams	Puerto Williams	591.089,00	3.911.720,00

En el Anexo 11 se presentan los diagramas unilineales de los sistemas eléctricos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, los cuales fueron proporcionados por Edelmag.

## 9.2 Identificación y caracterización de las instalaciones existentes

### 9.2.1 Identificación y caracterización de las unidades de Generación

A continuación, de la Tabla 75 a la Tabla 98, se muestra un resumen de las características de cada unidad generadora informada por Edelmag, separadas por central. El detalle de los consumos específicos e indisponibilidades indicados corresponden a los calculados por el Consultor para efectos del Estudio.

En el Anexo 12 se expone de forma completa la información correspondiente a las características técnicas y operacionales de las unidades generadoras de cada uno de los sistemas medianos de Edelmag. El detalle de las características de las unidades generadoras se presenta en el Anexo 12.3.

Cabe destacar que en los cuatro sistemas estudiados, la generación es completamente térmica (a diciembre de 2012), encontrándose diferencias solo en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y el combustible utilizado (gas natural o diesel).

**Tabla 75: Unidades de la Central Tres Puentes (Sistema eléctrico de Punta Arenas)**

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Especifico (m <sup>3</sup> /kWh)	Consumo Especifico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
TG Hitachi	24.000	1975	GN	0,370	-	4,2	Diesel	2,67%
TG Solar Titan 13,7*	13.700	2002	GN	0,290	-	9,0	Diesel	4,97%
TG Solar Mars	10.000	1995	GN	0,417	-	18,8	-	4,97%
MG CAT	2.720	1997	GN	0,260	-	13,0	-	1,14%
MD CAT No 2	1.460	1993	Diésel	-	0,240	39,1	-	3,61%
MD CAT No 3	1.460	1993	Diésel	-	0,240	39,1	-	3,61%
TG Solar Titan 15	15.000	2007	GN	0,286	-	9,0	Diesel	4,97%
TG GE -10	10.700	2004	GN	0,390	-	10,5	Diesel	8,22%
<b>Total (kW)</b>	<b>79.040</b>							

\* Unidad Solar Titan 13,7 incrementará su potencia a 15 MW en May-2014

Tabla 76: Unidades de la Central Punta Arenas (Sistema eléctrico de Punta Arenas)

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Especifico (m <sup>3</sup> /kWh)	Consumo Especifico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MD SULZER No 1	1.400	1955	Diésel	-	0,310	14,58	-	3,61%
MD SULZER No 2	1.400	1955	Diésel	-	0,310	14,58	-	3,61%
MD SULZER No 3	1.400	1959	Diésel	-	0,310	14,58	-	3,61%
TG GE No 1 (Respaldo)	6.500	1966	GN	0,826	-	130,51	-	4,23%
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	1968	GN	0,852	-	116,12	-	4,23%
<b>Total (kW)</b>	<b>10.900</b>							

\*Unidad de respaldo General Electric GNT1 fue retirada definitivamente en Dic-2013

Tabla 77: Unidades de la Central Puerto Natales

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Especifico (m <sup>3</sup> /kWh)	Consumo Especifico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MG Waukesha No 3	1.180	2000	GN	0,373	-	21,430	-	1,14%
TG Solar No 4	800	1976	GN	0,535	-	27,125	Diesel	4,23%
TG Solar No 5	800	1976	GN	0,480	-	28,780	Diesel	4,23%
MD Caterpillar No 6	1.500	1997	Diésel	-	0,335	62,477	-	3,61%
MG Waukesha No 8	1.180	2005	GN	0,369	-	19,837	-	1,14%
MD F.Morse No 1	300	1942	Diésel	-	0,310	21,167	-	3,61%
MG Jenbacher No 9	1.420	2007	GN	0,292	-	24,340	-	1,14%
MD Palmero No 10	1.360	2007	Diésel	-	0,310	43,823	-	3,61%
MG Jenbacher No 11	1.420	2012	GN	0,279	-	21,080	-	1,14%
MD F.Morse No 2	150	1942	Diésel	-	0,310	21,190	-	3,61%
<b>Total (kW)</b>	<b>10.110</b>							

Tabla 78: Unidades de la Central Porvenir

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Especifico (m <sup>3</sup> /kWh)	Consumo Especifico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MG Waukesha No 7	1.180	2002	GN	0,308	-	21,25	-	1,14%
MG Waukesha No 4	875	1982	GN	0,325	-	26,81	-	1,14%
MD Caterpillar No 5	920	1996	Diésel	-	0,310	39,36	-	3,61%
MG Waukesha No 6	1.180	2005	GN	0,302	-	22,01	-	1,14%
MD Palmero No 2	1.360	2007	Diésel	-	0,310	64,81	-	3,61%
MG Jenbacher No 10	1.420	2012	GN	0,245	-	21,20	-	1,14%
MG Caterpillar No 9	900	1998	GN	0,318	-	21,20	-	1,14%
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	1990	Diésel	-	0,320	49,60	-	3,61%
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,310	27,12	-	3,61%
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	1956	Diésel	-	0,310	27,12	-	3,61%
<b>Total (kW)</b>	<b>8.955</b>							

Tabla 79: Unidades de la Central Puerto Williams

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible	Consumo Especifico (m <sup>3</sup> /kWh)	Consumo Especifico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Combustible Alternativo	Indisponibilidad forzada (%)
MD Caterpillar 3508B	590	2005	Diésel	-	0,270	33,72	-	3,18%
MD Caterpillar 3508*	800	1990	Diésel	-	0,300	39,74	-	3,61%
MD Caterpillar C-18	508	2012	Diésel	-	0,260	32,19	-	3,18%
MD MOTOR PETBOW	252	1987	Diésel	-	0,280	34,46	-	3,61%
MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-	0,310	40,05	-	3,61%
MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	1995	Diésel	-	0,310	40,05	-	3,61%
MD DETROIT (RESPALDO)**	250	S/I	Diésel	-	0,310	42,96	-	3,61%
<b>Total (kW)</b>	<b>2.900</b>							

\*Unidad 3508 es reemplazada por unidad diesel C-32 de 800 kW en Sep-2013

\*\*Unidad diesel Detroit fue retirada definitivamente en Ene-14

### 9.2.2 *Análisis de la información*

De acuerdo a la información recibida, se observa una gran variedad de potencias instaladas, marcas, modelos y años de antigüedad de las unidades de generación. Asimismo, existe 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). Esto es reflejo del desarrollo histórico aislado de cada sistema y, por lo mismo, las unidades más antiguas son tecnologías con uso de combustible único, diesel o gas, y por lo tanto no permiten operación dual. Relacionado con lo anterior, se observa una disminución en los consumos específicos de las unidades a gas más nuevas de al menos un 25% y de un 10% en el caso de las unidades que utilizan diesel como combustible.

En el caso particular del sistema Punta Arenas, los motores diesel tienen más de 50 años de antigüedad y por lo tanto presentan altos consumos específicos. En la Central Punta Arenas, Edelmag posee dos turbogeneradores a gas natural marca General Electric de 6,5 y 6,7 MW de potencia respectivamente. Estas unidades fueron instaladas en la década del 60. En la actualidad, la unidad de 6,5 MW fue retirada definitivamente de operaciones en diciembre de 2013. Estas dos unidades de respaldo se encontraban operativas con limitaciones hasta el 70% de su potencia de placa, según lo indicado en Estudio de SSMM del año 2010, siendo requerido el funcionamiento de una o ambas sólo en caso de "extrema urgencia", eventos en los que destaca una falla de la línea de transmisión de 66 kV, *blackout* del sistema eléctrico de Punta Arenas e indisponibilidad de unidades generadoras instaladas en la Central Tres Puentes. Situación similar ocurre con los motores diesel Deutz y CAT 3508 del sistema de Porvenir, o el motor Detroit en Puerto Williams, que operan en condición de respaldo.

Se debe destacar que las centrales generadoras en cada sistema, están emplazadas en zonas relativamente cercanas a zonas residenciales o mixtas, con excepción de la Central Tres Puentes en Punta Arenas que se emplaza en una zona industrial, de acuerdo a los respectivos planos reguladores. Todas las centrales cuentan con accesos adecuados para el desplazamiento del personal y suministro de combustible.

### 9.2.3 *Identificación y caracterización de las instalaciones de Transmisión*

En los sistemas medianos de Edelmag sólo existe una línea en 66 kV que puede ser considerada como transmisión. La línea está ubicada en el sistema eléctrico de Punta Arenas, teniendo por finalidad conectar las centrales de Tres Puentes y Punta Arenas. Entre sus características básicas están el ser de circuito simple, tener una capacidad de 33MVA y poseer una longitud de 8,5 Km.

En la Tabla 99 se exponen las características de la línea de transmisión. Los detalles correspondientes a las características técnicas, operacionales y económicas de la línea son presentados en el Anexo 12.1.

Tabla 80: Características de la línea de transmisión de Punta Arenas

Tipo de circuito (simple o doble)	Simple
Longitud (Km.)	8,5
Tensión (kV)	66 kV
Capacidad (MVA)	33 MVA
Tipos de postaciones	Metálica, poste cemento
Total postaciones	75
Tipos de aisladores	Polímero (goma, silicona)
Total aisladores	242
Flujo máximo 2012 (MW)	26,108
Nombre conductor	AWG 3/0
Material	cobre
Sección (mm <sup>2</sup> )	85,03
Franja servidumbre (m)	1,755m de largo x 20m de ancho
R (pu, base 100MVA)	0,0406
X (pu, base 100MVA)	0,0627
B (pu, base 100MVA)	0,0012
Tasa de falla (Hr/año)	0,3500

Esta línea entró en servicio el año 1996. Es importante mencionar que actualmente también existe una línea en 23 kV de distribución que cumple el mismo propósito de interconexión entre las centrales de Punta Arenas y Tres Puentes. Desde el punto de vista de operación, normalmente se opera en circuito abierto, por lo que puede cumplir funciones de respaldo.

### 9.3 Estudio de precios unitarios

Respecto a la valorización de las unidades de generación, se han considerado como base de comparación los valores resultantes del estudio encargado por Edelmag a la empresa de ingeniería Proyersa, con fecha marzo de 2014, informe titulado Estudio de Mercado de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras, versión G. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe. Dicho estudio es respaldado con cotizaciones formales realizadas a los respectivos proveedores y se incluye como anexo a este estudio.

Para la valorización de equipos de subestación y paños de alimentadores, en particular transformadores, interruptores, desconectores, equipos de medida, entre otros, se han llevado a cabo cotizaciones con los principales proveedores del país. Los valores aquí informados recogen valores finales entregados por los proveedores.

Las Bases del Estudio establecen el año 2012 como año base para la valoración de la empresa existente, y consideran el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2012, correspondiente a 477,13 [\$/US\$]. Todos los precios utilizados fueron referidos al 31 de diciembre del 2012,

actualizando los valores por CPI o IPC<sup>8</sup>, según se trate de bienes importados o locales, respectivamente.

Se determinaron los recargos a los precios unitarios calculados, los que reflejan los distintos gastos involucrados en la compra, instalación y puesta en marcha de las instalaciones de la Empresa.

Para la determinación de los recargos en la valorización de las unidades de generación, se han considerado como base, los valores cotizados en el estudio de mercado de las unidades generadoras. Los recargos sobre el precio unitario de las unidades generadoras son calculados para cada sistema mediano, reflejando las características particulares de cada sistema respecto de los fletes, montajes, ingeniería, etc. Por otra parte, para el resto de las instalaciones (tramos de transmisión, transformadores, paños, etc.) se ha utilizado como base de comparación los recargos informados por la Empresa y los utilizados en estudios tarifarios de distribución para Edelmag. En el Anexo 13 se presentan en detalle el cálculo de dichos recargos, así como su estructura de aplicación sobre los precios unitarios.

El resumen de los recargos para las unidades de generación, y sus respectivos valores, se puede apreciar de la Tabla 81. El precio final de la unidad generadora  $i$  se determina como:

$$\text{Valor Final}_i = \text{Valor FOB}_i \cdot (1 + \text{Flete} + \text{Seguro} + \text{Transporte} + \text{Montaje Mecánico} + \text{Montaje Eléctrico} + \text{Obras Civiles} + \text{Ingeniería} + \text{Puesta en Marcha} + \text{Gastos Generales}) \cdot (1 + \text{Intereses Intercalarios})$$

Tabla 81: Recargos sobre el precio unitario de las unidades de generación

Item	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Flete, seguro y transporte	5,12%	6,66%	6,84%	17,58%
Flete	3,59%	3,59%	3,59%	3,59%
Seguro	1,44%	1,44%	1,44%	1,44%
Transporte	0,09%	1,63%	1,81%	12,55%
Montaje Mecánico	4,65%	6,13%	7,91%	9,10%
Montaje Eléctrico	11,97%	17,69%	17,81%	44,35%
Obras Civiles	5,28%	12,36%	14,86%	36,10%
Ingeniería	1,43%	2,86%	3,12%	5,14%
Puesta en Marcha	3,40%	4,09%	4,09%	6,09%
Gastos Generales	23,45%	26,04%	27,29%	37,92%
Intereses Intercalarios	4,31%	4,26%	4,25%	4,14%

Por su parte, el resumen de los recargos para la valorización del resto de las instalaciones de Edelmag se muestra en el Anexo 13.1.2. La estructura general para el costo unitario del resto de las instalaciones se determina como:

$$\text{Costo Unitario}_i = [(PU_i \cdot (1 + FB\% + B\% + FO\%) + MO) \cdot (1 + Ing\% + GG\%)] \cdot (1 + II\%) + BI + CE$$

<sup>8</sup>IPC: Índice de Precios al Consumidor CPI: Consumer Price Index

#### 9.4 Valorización de las instalaciones de generación y transmisión

La valorización de las unidades de generación, las instalaciones de transmisión y los equipos correspondientes a las subestaciones se realizó tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Respecto a las unidades de generación, una parte importante de las unidades existentes en los sistemas de Edelmag corresponde a máquinas de antigüedad igual o mayor a 20 años, razón por la cual se dificulta el proceso de valorización, ya que no es posible cotizarlas entre los proveedores consultados. De esta forma, la valorización se realizó tomando en cuenta el valor de inversión de las unidades disponibles en la actualidad. La metodología empleada para valorizar las unidades de generación se expone en el Anexo13.
- En cuanto a los equipos de subestaciones, tales como interruptores, seccionadores, transformadores, su valorización se realizó con el valor comercial del mismo equipo si es que existe aún en el mercado, y en caso contrario, contrastando con un equipo de similares características operacionales.
- Respecto a las instalaciones de transmisión, se consideró el valor comercial de los principales insumos y materiales involucrados en su estructura: postes de concreto y metálicos, el tipo de conductor utilizado para el transporte de la energía y el utilizado para la puesta a tierra de los postes, y los aisladores utilizados para el soporte de la línea.

Para la determinación de los costos asociados a las instalaciones de Edelmag se contó con distintas fuentes de información. Por una parte, se consideró el estudio de mercado encargado por Edelmag a la empresa Proyersa el cual se basó en cotizaciones formales a distintos proveedores. Adicionalmente, se consideraron cotizaciones solicitadas por el Consultor para instalaciones o equipos específicos (Anexo 15), y se consideraron también las compras efectivamente realizadas por Edelmag, considerando una antigüedad no superior a 5 años, las cuales fueron informadas por la Empresa. En las secciones siguientes se exponen los resultados de este estudio de precios unitarios, mientras que en el Anexo 13, sección 13.2, se muestra el proceso de estudio de las alternativas de generación necesarias para valorizar las unidades generadoras existentes de Edelmag.

##### 9.4.1 Valorización de Unidades de Generación

De acuerdo al estudio de mercado realizado por Proyersa, la selección del equipamiento principal se realizó mediante una evaluación de las turbinas a gas y grupos motor generador disponibles en el mercado, para lo cual se realizaron cotizaciones con distintos fabricantes y proveedores (representantes locales). En el caso de las turbinas, se tomó como referencia de comparación los valores señalados en la publicación Gas Turbine World GTW Handbook correspondiente al año 2012 y 2013. Todos los precios fueron referenciados al 31 de diciembre de 2012 para efectos de este análisis. Cabe destacar que a los valores de las unidades generadoras instaladas existentes informadas por la Empresa se les incorporó el recargo correspondiente a intereses intercalarios, el cual de acuerdo a lo señalado por Edelmag, no se estaba incorporado.

En el caso particular de las turbinas, se compararon los valores cotizados por los fabricantes y/o proveedores (representantes locales) con los informados en el GTW Handbook para los años 2012 y 2013. De acuerdo a la Tabla 82, los valores FOB cotizados son, en promedio, superiores en un 31% y 33% a los valores informados en GTW Handbook para los años 2012 y

2013, respectivamente. Si bien en el GTW Handbook se indican valores para unidades de generación a gas, estos valores son esencialmente referenciales y no consideran los cargos adicionales de los representantes locales. Por lo anterior, se priorizan las cotizaciones realizadas con los fabricantes y representantes locales, por lo que los costos de inversión finalmente considerados fueron los cotizados con estos últimos, dejando así los valores informados por la publicación a nivel referencial y comparativo.

**Tabla 82: Comparación de cotizaciones efectuadas por Proyersa y GTW Handbook 2012 y 2013.**

Fabricante / Proveedor	Gas Turbine World 2012- Valores a 12-2012				Gas Turbine World 2013- Valores a 12-2012				Cotizaciones a fabricantes- Valores a 12-2012			Valor Cotizado vs. Valor GTW 2012 (%)	Valor Cotizado vs. Valor GTW 2013 (%)
	Modelo	Potencia Nominal (kW)	Valor <sup>1</sup> (US\$)	Valor (US\$/kW)	Modelo	Potencia Nominal (kW)	Valor <sup>2</sup> (US\$)	Valor (US\$/kW)	Potencia Nominal (kW)	Valor <sup>3</sup> (US\$)	Valor (US\$/kW)		
Solar	Mercury 50	4.600	2.872.435	624	Centaur 50	4.600	2.915.742	634					
	Taurus 60	5.670	3.276.617	578	Taurus 60	5.670	3.234.185	570	5670	4.104.873	724	25,3%	26,9%
	Taurus 65	6.300	3.575.814	568	Taurus 65	6.300	3.512.822	558	6300	4.972.448	789	39,1%	41,6%
	Taurus 70	8.000	4.320.445	540	Taurus 70	7.965	4.249.221	533	7965	5.354.182	672	24,5%	26,0%
	Mars 100	11.430	5.623.725	492	Mars 100	11.430	5.552.847	486	11430	7.436.364	651	32,2%	33,9%
	Titan 130	15.000	6.992.545	466	Titan 130	15.000	6.985.839	466	15000	8.294.024	553	18,6%	18,7%
Siemens	SGT-100				SGT-100				5050	3.569.455	707		
	SGT-100	5.400	3.151.257	584	SGT-100	5.400	3.154.574	584	5400	3.569.455	661	13,3%	13,2%
	SGT-200	6.750	3.743.027	555	SGT-200	6.750	3.751.655	556	6750	4.957.576	734	32,4%	32,1%
	SGT-300				SGT-300				7900	4.759.273	602		
	SGT-400				SGT-400	12.900	6.229.538	483					
	SGT-400	14.400	6.787.995	471	SGT-400	14.400	6.866.423	477	14400	6.742.303	468	-0,7%	-1,8%
	SGT-500	19.100	8.252.968	432	SGT-500	19.100	7.762.044	406	19100	11.898.182	623	44,2%	53,3%
Orenda Aerospace	OGT 6000	6.200	3.483.877	562	OGT 6000	6.200	3.492.920	563	6200	5.535.133	893	58,9%	58,5%
	OGT 16000				OGT 16000				15500	8.956.852	578		
	OGT 15000	16.500	7.478.126	453	OGT 15000				16500	10.063.879	610	34,6%	
GE Aeroderivativ	LM1800e	17.000	8.163.138	480	LM1800e	18.100	8.170.049	451	17300	11.135.682	644	34,0%	42,6%
	LM2500PE	23.091	10.378.463	449	LM2500PE	24.049	10.080.706	419	22800	12.674.449	556	23,7%	32,6%
Adviavigatel	GTES-Ural 6000				GTES-Ural 6000				6140	4.832.151	787		
	GTES-12P	12.300	5.934.063	482	GTES-12P	12.300	5.940.949	483	12300	9.345.821	760	57,5%	57,3%
	GTES-16PA				GTES-16PA				16300	12.385.112	760		
Motorsich	EG-6000				EG-6000				6060	3.767.758	622		
												31,3%	33,5%

<sup>(1)</sup> Valores obtenido del Gas turbine World 2012 GTW Handbook - Volume 29

<sup>(2)</sup> Valores obtenido del Gas Turbine World 2013 Handbook - Volume 30

<sup>(3)</sup> Valor cotizado por el fabricante / proveedor (contacto local)

La metodología de valorización de unidades de generación comprende los siguientes pasos:

- c) Para las unidades que se cotizaron y coinciden con unidades existentes de Edelmag y/o se cuenta con información del costo total informado por la Empresa, se ha utilizado el mínimo entre el valor cotizado y el informado por la Empresa.
- d) Para las unidades que no coinciden con las unidades existentes o no se cuenta con información de costos incurridos por Edelmag, se realiza lo siguiente:
  - i. Primero, se clasifican las unidades existentes por tipo de tecnología.
  - ii. Posteriormente, se procede a determinar una relación lineal entre el costo total de las unidades cotizadas versus la potencia de ellas, de manera separada para cada tecnología estudiada. Esta relación se realiza mediante regresiones lineales. Como resultado, se obtiene un valor promedio, representativo del mercado, para cada kW instalado, siempre considerando las distintas alternativas tecnológicas. Más adelante, en este anexo, se presenta el desarrollo correspondiente a la determinación de las relaciones

- entre costo por unidad de potencia instalada versus potencia, para cada tipo de tecnología de generación y velocidad.
- iii. Una vez que se ha determinado esta relación, para cada unidad existente de Edelmag se valoriza su potencia instalada al costo por unidad de potencia determinado en (ii), el cual depende de la tecnología y velocidad de la unidad.
  - iv. Finalmente, se compara el valor FOB obtenido en (iii), con el valor FOB calculado para la misma unidad a partir de la base contable de Edelmag. El valor FOB para Edelmag es calculado considerando la base contable informada por la Empresa y los recargos indicados en la sección anterior. Se considera el valor mínimo entre ambos valores para efectos de la valorización.

Para efectos de la valorización se consideró en el análisis los costos presentados por Edelmag para las unidades de motor a gas natural GE Jenbacher J420 instalados en Puerto Natales y Porvenir en 2012. Dichos valores se encuentran respaldados a partir de la información presentada por la Empresa y que se encuentra disponible en el Anexo 12.3.

En la Tabla 83 se muestra la valorización calculada a partir de los resultados de la aplicación de la metodología expuesta anteriormente y de acuerdo a los valores instalados de las unidades generadoras informados por Edelmag, valores que fueron corregidos a valores FOB de acuerdo a los recargos correspondientes. La Empresa, de acuerdo a lo informado, presenta distintos valores de inversión para unidades idénticas, pero que cuentan con distintos años de fabricación (unidades GE Jenbacher J420 en la central Puerto Natales, unidades Waukesha VHP 9390 GSI en la central Porvenir, etc.), razón por la cual al descontar los recargos de flete y seguros señalados en la Tabla 6, se obtienen distintos valores FOB para estas unidades.

En general, se observa que para aquellas unidades que fueron cotizadas y coinciden con las unidades existentes de Edelmag y/o se cuenta con información del costo total informado por la Empresa, existen bajas diferencias porcentuales. Sin embargo, esta diferencia se incrementa cuando se valorizan las unidades más antiguas a través de la metodología de las regresiones lineales (TG Hitachi y General Electric G-10, ambas de la central Tres Puentes) y algunas unidades diesel (unidades Palmero PP1700 y unidades diesel lentas de Porvenir y Puerto Natales, y unidades Caterpillar de Puerto Williams). Finalmente, el valor FOB considerado para la valorización de las unidades corresponde al mínimo entre el calculado por el Consultor y el informado por la Empresa.

Tabla 83: Valorización FOB unidades generadoras según valorización del Consultor y base contable de Edelmag

Sistema	Central	Unidad	Combustible	Tipo	Potencia (kW)	Edelmag FOB (US\$)	Consultor FOB (US\$)	Diferencia %
Punta Arenas	Punta Arenas	MD SULZER No 1	Diesel	Lento	1.400	584.892	465.840	-20%
		MD SULZER No 2	Diesel	Lento	1.400	584.892	465.840	-20%
		MD SULZER No 3	Diesel	Lento	1.400	584.892	465.840	-20%
		TG GE No 1 (Respaldo)	Gas Natural	Heavy Duty	6.500	4.740.190	5.082.470	7%
		TG GE No 2 (Respaldo)	Gas Natural	Heavy Duty	6.700	4.633.329	5.230.970	13%
	Tres Puentes	TG Hitachi	Gas Natural	Heavy Duty (dual)	24.000	10.063.956	18.076.220	80%
		TG Solar Titan 13,7	Gas Natural	Industrial (dual)	13.700	7.130.185	8.680.490	22%
		TG Solar Mars	Gas Natural	Industrial	10.000	5.098.764	6.493.200	27%
		MG Caterpillar	Gas Natural	Lento	2.720	1.844.571	1.742.120	-6%
		MD CAT No 2	Diesel	Rápido	1.460	621.293	569.590	-8%
		MD CAT No 3	Diesel	Rápido	1.460	621.293	569.590	-8%
		TG Solar Titan 15	Gas Natural	Industrial (dual)	15.000	7.669.672	8.903.806	16%
		TG GE -10	Gas Natural	Heavy Duty	10.700	5.885.336	8.200.970	39%
<b>Total sistema de Punta Arenas</b>					<b>96.440</b>	<b>50.063.266</b>	<b>64.946.946</b>	<b>30%</b>
Puerto Natales	Puerto Natales	MG Waukesha No 3	Gas Natural	Lento	1.180	1.132.350	1.110.131	-2%
		TG Solar No 1	Gas Natural	Industrial (dual)	800	704.570	420.285	-40%
		TG Solar No 5	Gas Natural	Industrial (dual)	800	698.755	420.285	-40%
		MD Caterpillar No 6	Diesel	Rápido	1.500	532.836	557.123	5%
		MG Waukesha No 8	Gas Natural	Lento	1.180	1.310.226	1.110.131	-15%
		MD F.Morse No 1	Diesel	Lento	300	110.122	264.870	141%
		MG Jenbacher No 9	Gas Natural	Rápido	1.420	660.303	796.786	21%
		MD Palmero No 10	Diesel	Rápido	1.360	347.082	499.009	44%
		MG Jenbacher No 11	Gas Natural	Rápido	1.420	715.621	796.786	11%
		MD F.Morse No 2	Diesel	Lento	150	55.061	237.465	331%
<b>Total sistema de Puerto Natales</b>					<b>10.110</b>	<b>6.266.926</b>	<b>6.212.870</b>	<b>-1%</b>
Porvenir	Porvenir	MG Waukesha No 7	Gas Natural	Lento	1.180	1.146.408	1.110.131	-3%
		MG Waukesha No 4	Gas Natural	Lento	875	977.410	749.510	-23%
		MD Caterpillar No 5	Diesel	Rápido	920	369.433	354.510	-4%
		MD Waukesha No 6	Gas Natural	Lento	1.180	1.098.716	1.110.131	1%
		MD Palmero No 8	Diesel	Rápido	1.360	334.259	499.009	49%
		MG Jenbacher No 10	Gas Natural	Rápido	1.420	740.606	796.786	8%
		MG Caterpillar No 9	Gas Natural	Rápido	900	566.613	569.590	1%
		MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	Diesel	Rápido	720	198.533	233.345	18%
		MD Deutz D2 (Respaldo)	Diesel	Lento	200	71.071	246.600	247%
		MD Deutz D3 (Respaldo)	Diesel	Lento	200	71.071	246.600	247%
<b>Total sistema de Porvenir</b>					<b>8.955</b>	<b>5.574.122</b>	<b>5.916.212</b>	<b>6%</b>
Puerto Williams	Puerto Williams	MD Caterpillar 3508B	Diesel	Lento	590	155.353	317.853	105%
		MD Caterpillar 3508	Diesel	Rápido	728	157.373	236.666	50%
		MD Caterpillar C-18	Diesel	Rápido	508	62.301	145.344	133%
		MD Motor Petbow	Diesel	Rápido	252	35.276	39.078	11%
		MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	34.989	38.248	9%
		MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	34.989	38.248	9%
		MD DETROIT (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	39.798	38.248	-4%
<b>Total sistema de Puerto Williams</b>					<b>2.828</b>	<b>520.077</b>	<b>853.685</b>	<b>64%</b>
<b>Total Edelmag</b>					<b>118.333</b>	<b>62.424.391</b>	<b>77.929.712</b>	<b>25%</b>

En la Tabla 103 se presenta el resumen de valorización. En las tablas presentes en el Anexo13.2, se muestra el detalle del valor de inversión y el costo de cada unidad de potencia instalada determinados por Systep según la metodología expuesta, para cada uno de los sistemas de Edelmag.

Debe recalarse que información obtenida a partir del estudio de Proyersa incluye el transformador elevador asociado, los equipos de control y protección, el interruptor principal y todas aquellas actividades que permiten la conexión segura de la unidad al sistema, por lo que resulta comparable con la información entregada por Edelmag, previa aplicación de los recargos respectivos.

Por último, en la Tabla 104 se presenta la valorización total considerando las instalaciones correspondientes a estanques y equipos de taller. Respecto de lo informado por Edelmag y la valorización efectuada por el Consultor, mediante la metodología presentada anteriormente, se observa una diferencia aproximadamente un - 2,8% respecto del total.

**Tabla 84: Resumen de precios FOB y valor final instalado para las unidades de generación**

Central	FOB US\$	Valor Final US\$
Punta Arenas	10.771.039	17.445.578
Tres Puentes	38.729.213	62.728.724
Puerto Natales	5.481.856	10.049.911
Porvenir	5.295.021	10.043.239
Puerto Williams	518.527	1.383.842
<b>Total</b>	<b>60.795.656</b>	<b>101.651.295</b>

**Tabla 85: Resumen valorización unidades de generación, estanques de combustible y equipos de taller**

Item	Edelmag	Consultor
	Valor Final (US\$)	Valor Final (US\$)
Unidades Generadoras	100.454.407	101.651.295
Equipos Taller	106.087	106.087
Estanques	2.801.304	2.801.304
<b>Total</b>	<b>103.361.799</b>	<b>104.558.686</b>

Adicionalmente a las unidades existentes informadas y que se encuentran instaladas al año 2012, la Empresa informó de posteriores modificaciones en sus centrales generadoras. En efecto, estas modificaciones corresponden principalmente al retiro o entrada de nuevas unidades generadoras. El detalle de los cambios se lista a continuación:

- Punta Arenas:
  - Unidad Hitachi se opera en forma Dual a partir de enero del año 2014.
  - Turbina GE N°1 pasa a retiro a partir de diciembre del año 2013.
  - Turbina Solar Titan 13,7 incrementará su capacidad a 15 MW a partir de mayo del año 2014.
- Puerto Natales:
  - Ingreso unidad diesel CAT 3516B de 1.400 kW, a partir de junio del año 2014.
- Porvenir:
  - Sin modificaciones
- Puerto Williams:
  - Unidad diesel CAT C-32 de 800 kW, reemplaza unidad CAT 3508 de 728 kW a contar de septiembre del año 2013.
  - Unidad diesel Detroit (Respaldo) de 250 kW pasa a retiro a partir de enero del año 2014.

Si bien la empresa entregó los antecedentes respecto a la entrada de nuevas unidades generadoras (Unidades diesel CAT3516B en Puerto Natales y CAT C-32 en Puerto Williams), no se indicó el detalle de sus respectivas valorizaciones. Por esta razón, se valorizaron estas unidades de acuerdo a la metodología presentada anteriormente. En la Tabla 86 se presenta el precio FOB determinado para estas unidades.

**Tabla 86: Valorización FOB nuevas unidades generadoras**

Sistema	Unidad	Combustible	Tipo	Potencia (kW)	Consultor
					FOB (US\$)
Puerto Natales	MD Caterpillar 3516 B	Diesel	Rápido	1.400	515.613
Puerto Williams	MD Caterpillar C-32	Diesel	Rápido	800	266.553

## 9.4.2 Valorización de instalaciones de transmisión.

### 9.4.2.1 Línea de transmisión del sistema de Punta Arenas

Para la valorización de la línea de transmisión de 66 kV del sistema de Punta Arenas, la cual interconecta las centrales Tres Puentes y Punta Arenas, se utilizaron como base comparable las siguientes fuentes de información: las cotizaciones realizadas por el Consultor respecto de equipos y materiales eléctricos, los precios resultantes del Estudio de Precios de Elementos de Transmisión realizado por la CNE en el año 2012, los valores informados en estudios de precios utilizados por el Consultor en procesos tarifarios anteriores y, finalmente, los valores informados por Edelmag. Para efectos de una adecuada valorización de la línea de transmisión, dichos valores fueron corregidos por IPC o CPI según corresponda.

La lista de componentes de línea de transmisión 66 kV se ha obtenido a través del inventario de elementos informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realiza considerando el valor mínimo a partir de las distintas fuentes de información descritas anteriormente.

En la Tabla 87 se presenta la valorización realizada para la línea de transmisión 66kV. La valorización de la línea de 66 kV respecto de los precios unitarios informados por Edelmag presenta una diferencia de -7,3%. La valorización por concepto de servidumbres corresponde a los efectivamente pagados a la empresa. En el Anexo 14 se presenta el detalle de los escritos de servidumbres efectivamente pagadas e informadas por Edelmag.

Finalmente, en el Anexo 13.3, se presenta el detalle de las valorizaciones realizadas.

**Tabla 87: Resumen del total valorizado para la línea de transmisión 66 kV del sistema de Punta Arenas**

Item	Total US\$
Tramos de transmisión	262.898
Servidumbres	39.562
Aisladores y otros elementos de líneas	289.029
<b>Total</b>	<b>591.488</b>

### 9.4.3 Instalaciones en subestaciones

Para las valorizaciones de las instalaciones de las subestaciones y elementos de patio, se utilizó la misma base de información considerada en la valorización de la línea de transmisión 66 kV.

La lista de componentes de las subestaciones y patios se ha obtenido a través del inventario informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realiza considerando el valor mínimo a partir de las distintas fuentes de información descritas anteriormente. En la Tabla 88 se presenta la valorización realizada para las subestaciones y elementos de patio de cada sistema. Finalmente, en el Anexo 13.4, se presenta el detalle de las valorizaciones realizadas.

**Tabla 88: Resumen del total valorizado para las instalaciones en subestación, patio y en paños de alimentadores**

Sistema	Item	Total US\$
Punta Arenas	Transformadores	1.885.789
	SS.EE	6.915.616
	Patio	863.707
Puerto Natales	SS.EE	72.896
	Patio	341.236
Porvenir	SS.EE	87.974
	Patio	206.838
Puerto Williams	SS.EE	47.864
	Patio	133.659
Paneles de Control		374.893
<b>Total</b>		<b>10.930.473</b>

### 9.5 Costos variables de operación y falla

A continuación se presenta el análisis de los costos variables de operación de las unidades generadoras de Edelmag. Se determinaron los costos variables de operación de las unidades de Edelmag en el año 2012 en base al despacho real, y se compararon con un despacho óptimo simulado para el mismo año.

Edelmag entregó a Systep el programa de operación diario del año 2012, de los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams; el cual contiene la generación horaria de cada unidad generadora, tanto programada como real. También, los programas de operación contienen los consumos de combustible horarios de cada unidad generadora, y los costos variables no combustibles utilizados para la programación.

A partir de los datos reales de generación y consumos de combustibles horarios del año 2012, se determinaron las curvas de consumo específico de las unidades generadoras mediante ajuste de curvas exponenciales en el caso de turbinas, y mediante regresiones lineales en el caso de motores. Por medio de estas curvas de consumo específico se calcularon los costos variables de combustible del año base, tanto para el despacho real como para el despacho simulado.

Para la simulación de la operación del año base se consideraron los precios de combustible calculado de acuerdo a lo establecido en la Bases (literal v, numeral 3, Capítulo II). El modelo de despacho utilizado corresponde a un modelo propio de resolución horaria desarrollado por Systep, el cual minimiza el costo de operación del sistema sujeto a las restricciones de balance de generación – demanda, el cumplimiento de mínimos técnicos, la disponibilidad horaria de las unidades generadoras y los rendimientos térmicos de las mismas. El modelo está programado en lenguaje Mosel y utiliza el optimizador Xpress.

En la simulación del despacho del 2012 se consideraron las principales indisponibilidades identificadas en los programas de operación diario, tanto programadas como forzadas, y la puesta en marcha de nuevas unidades durante el 2012 en las fechas efectivas.

El modelo de despacho utilizado para la simulación utiliza un consumo específico constante de los generadores en vez de la curva real de consumo, la cual tiene un perfil decreciente de consumo de combustible por unidad de energía generada a medida que el generador opera más cerca de su potencia nominal. Por lo anterior, inicialmente se determinaron los consumos específicos promedios del año base que relacionan la generación anual de cada unidad con su consumo anual de combustible en el 2012, y se utilizaron éstos como datos de entrada del modelo de despacho. Posteriormente, se simuló utilizando otros consumos específicos que representan otros niveles de despacho de las unidades generadoras, distintos de los resultantes de la operación real de 2012, y se evaluaron los costos variables de operación (combustibles y no combustibles) de todas las simulaciones realizadas, escogiendo finalmente la de menor costo variable total. Es importante destacar que la definición de un consumo específico constante tiene efectos sólo en la optimización del despacho simulado, puesto que para efectos de cuantificar los volúmenes de combustible demandados por los despachos resultantes, se utilizaron las curvas de consumo específico determinadas como se explicó anteriormente.

Los costos variables no combustibles considerados para la valorización tanto del despacho real como del despacho simulado del 2012, fueron determinados considerando los costos de mantenimiento por hora de funcionamiento de cada unidad, expresado en US\$/hora, y variabilizados por unidad de energía de acuerdo a la energía promedio generada por hora de funcionamiento efectivo de cada unidad durante el 2012 (operación real), determinándose así los costos variables no combustibles expresados como US\$/MWh. Estos costos variables no combustibles también fueron los considerados para la optimización del despacho de 2012, y no coinciden necesariamente con los considerados por la empresa para determinar sus despachos reales durante 2012. En el Anexo 16 se detalla el cálculo de los costos variables no combustibles.

En las tablas a continuación se muestra resumidamente el resultado de la comparación de los costos variables de la operación real y simulada del 2012 para cada sistema mediano. Las mayores diferencias se observan en los sistemas de Puerto Natales y Porvenir ya que en ambos sistemas existen condiciones técnicas de operación particulares de sistemas pequeños aislados, como incrementos y reducciones bruscas de carga, lo cual en ocasiones obliga a mantener mayores márgenes de reserva en giro, aumentando el despacho de unidades menos eficientes. Estas condiciones técnicas particulares no son totalmente consideradas en el modelo de despacho de carga, por lo que el despacho simulado puede subestimar los costos reales de operación. En el Anexo 16 se muestra en detalle la simulación de la operación del año 2012.

Tabla 89: Costos variables de operación reales y simulados 2012, Punta Arenas

Costo Variable	Operación real 2012 US\$	Operación simulada 2012 US\$	Variación
Combustible	11.844.635	11.771.889	-0,6%
No Combustible	1.945.737	1.943.155	-0,1%
<b>Total</b>	<b>13.790.372</b>	<b>13.715.045</b>	<b>-0,5%</b>

Tabla 90: Costos variables de operación reales y simulados 2012, Puerto Natales

Costo Variable	Operación real 2012 US\$	Operación simulada 2012 US\$	Variación
Combustible	1.811.838	1.476.929	-18%
No Combustible	690.790	656.825	-5%
<b>Total</b>	<b>2.502.628</b>	<b>2.133.754</b>	<b>-15%</b>

Tabla 91: Costos variables de operación reales y simulados 2012, Porvenir

Costo Variable	Operación real 2012 US\$	Operación simulada 2012 US\$	Variación
Combustible	1.283.779	984.125	-23%
No Combustible	532.903	477.841	-10%
<b>Total</b>	<b>1.816.682</b>	<b>1.461.966</b>	<b>-20%</b>

Tabla 92: Costos variables de operación real y simulada 2012, Puerto Williams

Costo Variable	Operación real 2012 US\$	Operación simulada 2012 US\$	Variación
Combustible	1.045.555	1.013.103	-3%
No Combustible	127.757	122.400	-4%
<b>Total</b>	<b>1.173.312</b>	<b>1.135.503</b>	<b>-3%</b>

## 10 ANEXO: UBICACIÓN DE SISTEMAS

### 10.1 Punta Arenas

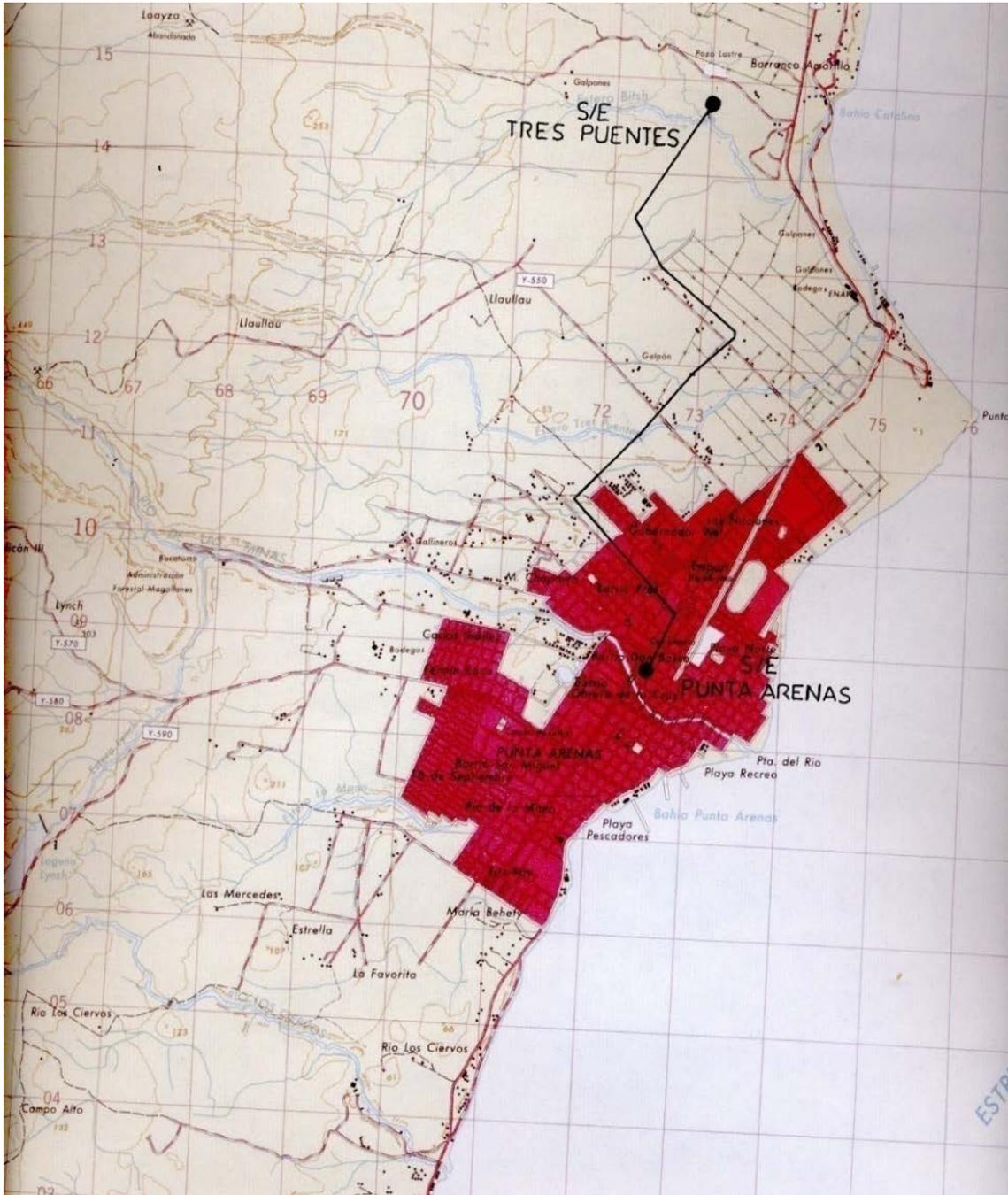


Figura 7: Ubicación sistema de Punta Arenas

## 10.2 Puerto Natales



Figura 8: Ubicación sistema Puerto Natales

### 10.3 Porvenir



Figura 9: Ubicación sistema Porvenir

## 10.4 Puerto Williams

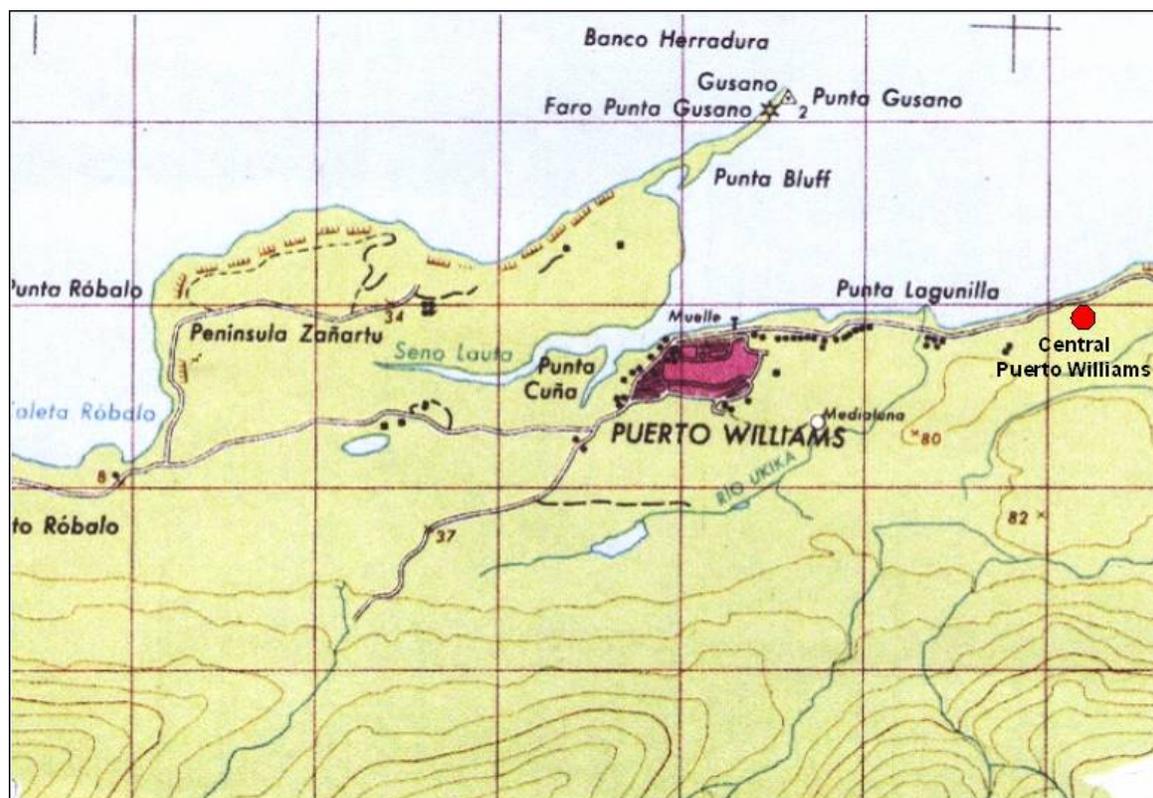


Figura 10: Ubicación sistema Puerto Williams

## 11 ANEXO: DIAGRAMAS UNILINEALES

Adjunto en los archivos:

- ANEXOS\9 - 13 ANEXO DATOS TECNICOS Y METODOLOGIA DE VALORIZACION\Diagramas Unilineales\UNILINEAL PUNTA ARENAS\_Actualizado
- ANEXOS\9 - 13 ANEXO DATOS TECNICOS Y METODOLOGIA DE VALORIZACION\Diagramas Unilineales\ UNILINEALES 4 SISTEMAS ELÉCTRICO

## 12 ANEXO: DATOS TECNICOS INSTALACIONES

### 12.1 Líneas de Transmisión

Tabla 93: Características técnicas de la Línea de Transmisión Punta Arenas - Tres Puentes

Características de la Línea de Transmisión		
Tramo 1		
Tramo	Sistema	Punta Arenas Tres Puentes
	Propietario	EDELMAG S.A.
	Giro	IGTD
	Región	XII
	Provincia	Provincia de Magallanes
	Extremo 1	Subestación Tres Puentes
	Extremo 2	Subestación Punta Arenas
Estructuras	Tipo estructura	Metálica, poste cemento
	Cantidad total	75
	Cantidad de anclaje	4
	Cantidad de suspensión	0
	Cantidad de remate	5
	Cantidad otros	0
Aisladores	Tipo de aisladores	Polímero (goma, silicona)
	Total aisladores	242
	Tipo puesta a tierra	Todas las estructuras están conectadas solidamente a tierra
Otros	Otros 1	3 mallas de protección, para corte de líneas
Tendido	Tipo de circuito (simple o doble)	Simple
	Longitud (km.)	8,5
	Tensión (kV)	66 kV
	Capacidad (MVA)	33 MVA
	Flujo máximo 2012 (MW)	26,108
Fases	Nombre conductor	AWG 3/0
	Materiales	cobre
	Sección (mm <sup>2</sup> )	85,03
Neutro	Nombre conductor	no tiene
	Materiales	no tiene
	Sección (mm <sup>2</sup> )	no tiene
Cable guardia	Nombre conductor	no tiene
	Materiales	no tiene
	Sección (mm <sup>2</sup> )	no tiene
	Franja servidumbre (m)	3190
Parámetros eléctricos	R (ohm/km)	0,208063059
	X (ohm/km)	0,321319059
	B (uS/km)	3,642948503
Tasas de fallas	Hr/año	0,35

## 12.2 Subestaciones

Tabla 94: Características técnicas de las Subestaciones

	S/E 1	S/E 2	S/E 3 (GIS)	S/E 4 (GIS)
Subestacion	Propietario	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
	Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD
	Nombre Subestacion	Subestacion Punta Arenas	Subestacion Tres Puentes	Subestacion Punta Arenas
	Region	XII	XII	XII
	Provincia	Provincia de Magallanes	Provincia de Magallanes	Provincia de Magallanes
	Coordenadas (Latitud y longitud)	372568, 4108785	373050, 4114799	372568, 4108785
	Tipo (2)	I	I	E
	Superficie (mts2)	295	295	27
	Numero de paños	2	2	4
	Numero de transformadores	1	1	1
Transformadores	Propietario	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
	Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD
	Año Fabricación	1996	1996	2008
	Razón de Transformación	69/13,8/7,967 kV	69/12/13,8 kV	69/13,8/7,967 kV
	Tipo de Transformador (3)	T3	T3	T3
	Estado Transformador (4)	S	S	RF
	Capacidad Máxima (MVA)	30/33 MVA	30/33 MVA	30/33 MVA
	Flujo Máximo 2012 (MW)	0	0	0
	Flujo Energía 2012 (MW)	0	0	0
	Tipo Refrigeración	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
	Días Mantenimiento Anual	1	1	1
	Numero de Taps (5)	6 pasos + -15%	6 pasos + -15%	17 pasos + -10%
	Tipo de Taps (6)	Con cambiador de tab bajo carga	Sin cambiador de tab bajo carga	Con cambiador de tab bajo carga
	Peso (Toneladas)	50,2	51,04	45,7
	Tipo Fundacion	Hormigón armado	Hormigón armado	Hormigón armado
	Tipo de malla de puesta a tierra	Solidamente puesta a tierra	Solidamente puesta a tierra	Solidamente puesta a tierra
Parametros Eléctricos (7)	R	0,007	0,007	0,007
	X	0,157	0,165	0,167
	Pérdidas de Vacío	15,95 kW	23,7 kW	20,227 kW
	Tasa de falla	0	0	N/A
Paños	Propietario paños 1 y 2	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
	Giro (1) paños 1 y 2	IGTD	IGTD	IGTD
	Tension (kV) paño 1	66	11,5	66
	Tipo de Paño 1 (9)	SB	T	SB
	Tension (kV) paño 2	13,2	66	13,2
	Tipo de Paño 2 (9)	T	SB	T
Interruptores	Tipo de Interruptor (10)	Gas SF6	Gas SF6	Gas SF6
	Capacidad de Interrupción (A)	In = 1250 A; Isc=25kA( interruptor 72,5 kV)	In = 1250 A; Isc=25kA( interruptor 72,5 kV)	In = 2000 A; Isc=31,5/40 kA
	Tipo de Reconexión (11)	M	M	M
	Días de mantenimiento anual	0,33	0,33	cada 20 años
Año de Fabricación	1996	1996	2012	

	S/E 1	S/E 2	S/E 3 (GIS)	S/E 4 (GIS)	
Otros (12)	Transformadores de Potencial	72.5 kV / Modelo UXT-72, 69000 / 120 V	72.5 kV / Modelo UXT-72,69000/ 120 V	72.5 kV / Modelo 8DN8- 69000/ 120 V	72.5 kV / Modelo 8DN8- 69000/ 120 V
	Transformadores de Corriente	72.5 kV / Modelo QDR-72/2, 200 - 400/5/5/5 A	72.5 kV / Modelo QDR-72/2, 200 - 400/5/5/5 A	72.5 kV /Modelo 8DN8 - 600/300/1 A	72.5 kV /Modelo 8DN8 - 600/300/1 A
	Tipo de Desconectador	Tripolar EC-B Kv - 1200 amp			
	Estructura Metálica	0	0	0	0
	Estructura 1	Marco de línea 66 kV , Cantidad 1	Portal línea 66 kV, cantidad 1	Portal línea 66 kV, cantidad 1	Portal línea 66 kV, cantidad 1
	Estructura 2	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3
	Estructura 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3	Base para transformador de potencia 66 kV, Cantidad 3
	Tipo puesta a tierra	Solidamente Aterrizado	Solidamente Aterrizado	Solidamente Aterrizado	Solidamente Aterrizado
	Pararrayos	0	0	0	0
	Pararrayos 1	72.5 kV , Tipo 3EP2060-2PZ, Cantidad 3			
	Pararrayos 2	13.2 kV, Tipo 3EK5120-0AZ, Cantidad 3	11.5 kV, Tipo 3EK5150-0AZ, Cantidad 3	11.5 kV, Tipo 3EK5150-0AZ, Cantidad 3	11.5 kV, Tipo 3EK5150-0AZ, Cantidad 3
	Chispas	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene
Equipos de Compensación	Propietario	N/A	N/A	N/A	N/A
	Giro	N/A	N/A	N/A	N/A
	Tipo (13)	N/A	N/A	N/A	N/A
	Cantidad	N/A	N/A	N/A	N/A
	Capacidad Total (KVAR)	N/A	N/A	N/A	N/A
	Tensión (kV)	N/A	N/A	N/A	N/A
	Tipo puesta a tierra	N/A	N/A	N/A	N/A
Edificios	Propietario	N/A	N/A	N/A	N/A
	Giro	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
	Uso (14)	Albergue de equipos ( Celda)			
	Tipo de Construcción	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica
	Superficie (mts2)	10	12	108	108
	Numero de pisos	1	1	1	1
	Año de construcción	1996	2008	1996	2008
	Numero de Habitaciones	1	1	1	1
	Numero de baños	0	0	0	0
Otros Equipos (15)	Equipos de control	Cambiador de TAP/switch interruptor	switch interruptor	Cambiador de TAP/switch interruptor	Cambiador de TAP/switch interruptor
	Equipos de medida	P,Q,I,kWh,V	P,Q,I,kWh,V	P,Q,I,kWh,V	P,Q,I,kWh,V
	Equipos de telecomunicaciones	Radio VHF	Radio VHF	Radio VHF	Radio VHF
	Bancos de baterías	125 V	125 V	125 V	125 V

## 12.3 Unidades Generadoras

### 12.3.1 Central Tres Puentes

Tabla 95: Características técnicas unidades generadoras central Tres Puentes

	CENTRAL TRES PUENTES	Unidad 6. N°1 TG Hitachi	Unidad 7. N°7 TG Solar Titan	Unidad 8. N°4 TG Solar Mars	Unidad 9. N°5 MG Caterpillar	Unidad 10. N°2 CAT 3516	Unidad 11. N°3 CAT 3516	Unidad 12. N°9 TG Solar Titan	Unidad 13. N°8 General Electric GE-10
Sistema	PUNTA ARENAS								
Propietario	EDELMAG S.A.								
Giro (1)	IGTD								
Región	REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA								
Provincia	MAGALLANES								
Coordenadas (Latitud y longitud)	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804	373044, 4144804
Tipo unidad generadora (2)	0	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural
Capacidad (MW)	0	24	13,7	10	2,72	1,46	1,46	15	10,7
Potencia mínima (MW)	0	10	5	4	1	0,5	0,5	5	0,5
Año fabricación o construcción	0	1975	2002	1995	1997	1993	1993	2007	2004
Vida útil	0	20	20	20	20	20	20	20	20
Tasa de indisponibilidad forzada	0	0,0267	0,0497	0,0497	0,0114	0,0361	0,0361	0,0497	0,0822
Días Mantenimiento Anual	0	22	18	10	2	2	2	18	14
Tiempo de partida (minutos)	0	15	15	15	5	5	5	15	20
Tipo turbina(3)	0	Turbina Heavy Duty	Turbina Industrial	Turbina Industrial	Motor Ciclo Otto, Inyección	Motor Ciclo Diesel, TA	Motor Ciclo Diesel, TA	Turbina Industrial	Turbina Heavy Duty
Tipo generador(4)	0	síncronico							
Números de polos generadores	0	2	4	4	6	4	4	4	4
Velocidad (rpm)	0	5100	11197	10780	1000	1500	1500	11197	10911
Tipo Refrigeración (5)	0	Aire	Aire	Aire	Agua	Agua	Agua	Aire	Aire
Tipo Lubricación (6)	0	Acéite	Acéite presurizado						
Tensión en Bornes	0	11500	11500	11500	13200	400	400	11500	11500
Transformador elevador de tensión (7)	0	Conexión a barra 11,5 kV	Conexión a barra 11,5 kV	Conexión a barra 11,5 kV	Conexión a barra 13,2 kV	0,4/13,2 kV	0,4/13,2 kV	Conexión a barra 11,5 kV	Conexión a barra 11,5 kV
Línea Hasta Subestación de Inyección (8)	0	no tiene							
Subestación en que Inyecta	0	Subestación Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes	SE Tres Puentes
Tipo Combustible	0	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Diesel	Diesel	Gas Natural	Gas Natural
Consumo Específico	0	0,370	0,290	0,417	0,260	0,240	0,240	0,286	0,390
Combustible Alternativo	0	Diesel	Diesel	no tiene	no tiene	no tiene	no tiene	Diesel	Diesel
Consumo Específico Alternativo	0	0,47	0,44	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	0,44	0,47
Costo Variable no Combustible, operación Gas Natural	0	4,186	9,018	18,789	12,970	39,086	39,086	9,018	10,541
Costo Variable no Combustible, operación Diesel (°)	0	8,105	20,190	-	-	-	-	10,262	15,287
Potencia Máxima operación Diesel (MW) (°)	0	24,000	12,500	-	-	-	-	13,800	10,500
Estante de Combustibles (9)	0	Un Estante :120 M3	Usa estante de la central	Usa estante de la central	No aplica	No aplica	Uso diario: 1.6	Uso diario: 1.6	Usa estante de la central
Sistema de Tratamiento Combustibles (10)	0	no tiene	no tiene	no tiene	no tiene	Separador Centrifugo	Separador Centrifugo	no tiene	centrifugado
Equipos de Control	0	Mark V, Tab. local y remoto	Turbotronic, Tab. local y remoto	Turbotronic, Tab. local y remoto	Fabricante, Tab. local y remoto	Fabricante, Tab. local y remoto	Fabricante, Tab. local y remoto	Turbotronic, Tab. local y remoto	Fabricante, Tab. Local y remoto
Equipos de Medida	0	Medidor Electromecánico	Medidor Landis&Gyr	Medidor Electromecánico	Medidor ABB	Medidor Electromecánico	Medidor Electromecánico	Equipo ION 8700	Sabec
Protecciones	0	Rele electromecánico	Rele Beckwith	Rele electromecánico	Rele Mullin 489	Interruptor integrado	Interruptor integrado	Rele Beckwith	Rele Beckwith
Banco de Baterías	0	2 x 120 Volt	2 x 120 Volt	120 Volt, 24 Volt, 48 Volt	24 Volt	24 Volt	24 Volt	2 x 120 Volt	120 Volt, 2 x 24 Volt
Tipo de Fundación	0	Hormigón armado	Hormigón armado de 85 m3						
Edificios o Galpones	0	Enclosure	Enclosure	Enclosure	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Enclosure	No requiere
Reactancia Síncrona +	0	0,643	1,65	1,122	116	13	13	1,54	1,97
Reactancia Síncrona -	0	0,643	1,65	1,122	20,9	13	13	1,82	0,21
Reactancia Síncrona 0	0	0,25	0,244	0,224	14	1,3	1,3	0,267	0,3

### 12.3.2 Central Punta Arenas

Tabla 96: Características técnicas unidades generadoras central Punta Arenas

	CENTRAL PUNTA ARENAS	Unidad 1. N°1 MD SULZER	Unidad 2. N°2 MD SULZER	Unidad 3. N°3 MD SULZER	Unidad 4. General Electric GN1 (Respaldo)	Unidad 5. General Electric GN2 (Respaldo)
Sistema	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS
Propietario	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
Región	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA			
Provincia	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES	MAGALLANES
Coordenadas (Latitud y longitud)	372568, 4108785	372568, 4108785	372568, 4108785	372568, 4108785	372568, 4108785	372568, 4108786
Tipo unidad generadora (2)	0	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural
Capacidad (MW)	0	1,4	1,4	1,4	6,5	6,7
Potencia mínima (MW)	0	0,5	0,5	0,5	0	1
Año fabricación o construcción	0	1955	1955	1959	1966	1968
Vida útil	0	20	20	20	0	15
Tasa de indisponibilidad forzada	0	0,0361	0,0361	0,0361	0,0423	0,0423
Días Mantenimiento Anual	0	2	2	2	0	10
Tiempo de partida (minutos)	0	5	5	5	0	15
Tipo turbina(3)	0	Motor Ciclo diesel de 2 tiempos	Motor Ciclo diesel de 2 tiempos	Motor Ciclo diesel de 2 tiempos		Heavy Duty
Tipo generador(4)	0	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico		Sincrónico
Numero de polos generadores	0	24	24	24	0	24
Velocidad (rpm)	0	250	250	250	0	1000
Tipo Refrigeración (5)	0	Agua	Agua	Agua		Aire
Tipo Lubricación (6)	0	Acelle	Acelle	Acelle		Acelle
Tensión en Bomes	0	3000	3000	3000		6000
Transformador elevador de tensión (7)	0	Dyn1 3/13,2 kV	Dyn1 3/13,2 kV	Dyn1 3/13,2 kV		6/13,2 kV
Línea Hasta Subestación de Inyección (8)	0	No tiene	No tiene	No tiene		No tiene
Subestación en que Inyecta	SEP Punta Arenas	SEP Punta Arenas	SEP Punta Arenas	SEP Punta Arenas		SEP Punta Arenas
Tipo Combustible	0	Diesel	Diesel	Diesel	Gas Natural	Gas Natural
Consumo Específico	0	0,310	0,310	0,310	0,826	0,852
Combustible Alternativo	0	No tiene	No tiene	No tiene		No tiene
Consumo Específico Alternativo	0	No tiene	No tiene	No tiene		No tiene
Costo Variable no Combustible	0	14,579	14,579	14,579	130,510	116,120
Estanque de Combustibles (9)	Dos Estanques- 250 y 100 M3	3 (uso diario)	3 (uso diario)	3 (uso diario)		No tiene
Sistema de Tratamiento Combustibles (10)	0	Separador Centrifugo	Separador Centrifugo	Separador Centrifugo		No tiene
Equipos de Control	0	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto		Estándar, redundantes, local y remoto
Equipos de Medida	0	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto		Estándar, redundantes, local y remoto
Protecciones	0	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto		Estándar, redundantes, local y remoto
Banco de Baterías	0	120 Volt	120 Volt	120 Volt		Estándar
Tipo de Fundación	0	Subterráneo Hormigón armado	Subterráneo Hormigón armado	Subterráneo Hormigón armado		Hormigón Armado
Edificios o Galpones	0	Sala de maquinas y comando	Sala de maquinas y comando	Sala de maquinas y comando		Enclosure
Parámetro electricos (20)	Reactancia Sincrona +	0	15,54	15,54	15,54	0
	Reactancia Sincrona -	0	15,54	15,54	15,54	0
	Reactancia Sincrona 0	0	7,54	7,54	7,54	0
						3,23
						3,23
						0,96

### 12.3.3 Central Puerto Natales

Tabla 97: Características técnicas unidades generadoras central Puerto Natales

	CENTRAL PUERTO NATALES	Unidad 14. N°3 Waukesha VHP 9390 CSI	Unidad 15. N° 4 Saturn	Unidad 16. N° 5 Saturn	Unidad 17. N°6 CAT 3516	Unidad 18. N°8 Waukesha VHP 9390 CSI	Unidad 19. N°2 MD F. Morse 32E14	Unidad 20. N°9 Jenbacher J420	Unidad 21. N°10 Palmero PP1700	Unidad 22. Jenbacher J420	Unidad 23. Fairbank Morse
Sistema	PUERTO NATALES										
Propietario	EDELMAG S.A.										
Giro (1)	IGTD										
Región	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA										
Provincia	ULTIMA ESPERANZA										
Coordenadas (Latitud y longitud)	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263202	259944, 4263203
Tipo unidad generadora (2)	0	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel						
Capacidad (MW)	0	1,18	0,8	0,8	1,5	1,18	0,3	1,42	1,36	1,42	0,15
Potencia mínima (MW)	0	0,29	0,2	0,2	0,5	0,29	0,04	0,12	0,1	0,4	0,05
Año fabricación o construcción	0	2000	1976	1976	1997	2005	1942	2007	2007	2012	1942
Vida útil	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Tasa de indisponibilidad forzada	0	0,0114	0,0423	0,0423	0,0361	0,0114	0,0361	0,0114	0,0361	0,0114	0,0361
Días Mantenimiento Anual	0	12	10	10	2	12	2	11	2	20	2
Tiempo de partida (minutos)	0	5	5	5	5	5	5	3	3	3	5
Tipo turbina(3)	0	Motor Ciclo Otto TA	Turbina Industrial	Turbina Industrial	Motor Ciclo Diesel TA	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo diesel de 2 tiempos	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo diesel TA	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo diesel de 2 tiempos
Tipo generador(4)	0	Sincrónico									
Números de polos generadores	0	6	4	4	4	6	20	4	4	4	20
Velocidad (rpm)	0	1000	22300	22300	1500	1000	300	1500	1500	1500	300
Tipo Refrigeración (5)	0	Agua	Aire	Aire	Agua						
Tipo Lubricación (6)	0	Acetle									
Tensión en Bornes	0	3300	3300	3300	13200	3300	6600	400	400	400	6600
Transformador elevador de tensión (7)	0	3,3/13,2 kV	3,3/13,2 kV	3,3/13,2 kV	DIRECTO A PATIO MT	3,3/13,2 kV	6,6/13,2 kV	Ynd1 0,4/13,2 kV 2 MVA	Ynd1 0,4/13,2 kV 2 MVA	Ynd1 0,4/13,2 kV 2 MVA	6,6/13,2 kV
Línea Hasta Subestación de Inyección (8)	0	No tiene									
Subestación en que inyecta	SEP Puerto Natales										
Tipo Combustible	0	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Diesel						
Consumo Específico	0	0,373	0,535	0,480	0,335	0,369	0,310	0,292	0,310	0,279	0,310
Combustible Alternativo	0	No tiene	Diesel	Diesel	No tiene						
Consumo Específico Alternativo	0	No aplica	0,650	0,650	No aplica						
Costo Variable no Combustible	0	21,430	27,125	28,780	62,477	19,837	21,167	24,340	43,823	21,080	21,190
Estanque de Combustibles (9)	0	Tres Estanques: 150, 3 - 4,44 M3	No aplica	No aplica	No aplica	Uso diario: 3	No aplica	Uso diario: 1,25	No aplica	Uso diario: 3	Uso diario: 1,25
Sistema de Tratamiento Combustibles (10)	0	No tiene	No tiene	No tiene	Centrifugado						
Equipos de Control	0	Estándar, Tab. Local	Fabricante, Tab. local	Fabricante, Tab. Local	Estándar, redundantes, local y remoto	Fabricante, Tab. local	Estándar, redundantes, local y remoto	Fabricante, Tab. Control local y remoto	Fabricante, Tab. Control local y remoto	Fabricante, Tab. Control local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto
Equipos de Medida	0	ION 7700	ION 7350	ION 7350	ABB	Mullin 489	Medidor Electromecánico	Sist. de control	Satec PM-130E	Sist. de control	Medidor Electromecánico
Protecciones	0	Estándar, Electromagnética	Estándar, Electromagnética	Estándar, Electromagnética	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, Electromagnética	Interruptor	Interruptor integrado	Mullin 489	Interruptor integrado	Interruptor
Banco de Baterías	0	24 Volt	2 x 24 Volt	2 x 24 Volt	2 x 24 Volt	24 Volt	120 Volt	24 Volt	2 x 24 Volt	24 Volt	120 Volt
Tipo de Fundación	0	hormigón armado	Sobre rampa	hormigón armado	hormigón armado						
Edificios o Galpones	0	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Container	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Sala de máquinas	Container Movil	Sala de máquinas	Sala de máquinas
Reactancia Sincrona +	0	1,7	32	32	21,739	1,7	79,787	0,19	0,19	0,19	79,787
Reactancia Sincrona -	0	1,7	32	32	21,739	1,7	79,787	0,2	0,2	0,2	79,787
Reactancia Sincrona 0	0	0,02	1,5	1,5	0,4348	0,02	26,596	0,02	0,02	0,02	26,596

### 12.3.4 Central Porvenir

Tabla 98: Características técnicas unidades generadoras central Porvenir

	CENTRAL PORVENIR	Unidad 24. N°6 Waukesha VHP 9390 GSI	Unidad 25. N°4 Waukesha VHP 7042 GSI	Unidad 26. N°5 CAT 3512	Unidad 27. N°7 Waukesha VHP 9390 GSI	Unidad 28. N°8 Palmero PP1700	Unidad 29. N° 10 Jenbacher J420	Unidad 30. N° 9 Caterpillar 3516	Unidad 31. N° 1 Caterpillar 3508 (Respaldo)	Unidad 32. Deutz D2 (Respaldo)	Unidad 33. Deutz D3 (Respaldo)
Sistema	PORVENIR	PORVENIR	PORVENIR								
Propietario	EDELMAG S.A	EDELMAG S.A	EDELMAG S.A								
Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD								
Región	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA								
Provincia	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO	TIERRA DEL FUEGO								
Coordenadas (Latitud y longitud)	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094411	407969, 4094412
Tipo unidad generadora (2)	0	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Gas Natural	Térmica Gas Natural	Térmica Diesel	Térmica Diesel	Térmica Diesel
Capacidad (MW)	0	1,18	0,875	0,92	1,18	1,36	1,42	0,9	0,72	0,2	0,2
Potencia mínima (MW)	0	0,3	0,3	0,25	0,3	0,1	0,4	0,4	0,2	0,05	0,05
Año fabricación o construcción	0	2002	1982	1996	2005	2007	2012	1998	1990	1956	1956
Vida útil	0	20	20	20	20	20	20	10	20	10	10
Tasa de indisponibilidad forzada	0	0,0114	0,0114	0,0361	0,0114	0,0361	0,0114	0,0114	0,0361	0,0361	0,0361
Días Mantenimiento Anual	0	12	6	2	12	2	20	15	20	10	10
Tiempo de partida (minutos)	0	5	5	5	5	3	3	5	5	5	5
Tipo turbina(3)	0	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo Diesel TA	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo diesel TA	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo Otto TA	Motor Ciclo Diesel TA	Motor Ciclo Diesel	Motor Ciclo Diesel
Tipo generador(4)	0	Sincrónico	Sincrónico	Sincrónico							
Números de polos generadores	0	6	6	4	6	4	4	4	4	12	12
Velocidad (rpm)	0	1000	1000	1500	1000	1500	1500	1500	1500	500	500
Tipo Refrigeración (5)	0	Agua	Agua	Agua							
Tipo Lubricación (6)	0	Acéite	Acéite	Acéite							
Tensión en Bornes	0	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Transformador elevador de tensión (7)	0	0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV	Ynd1 0,4/13,8 kV 2 MVA	Ynd1 0,4/13,8 kV 2 MVA	0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV	0,4/13,8 kV
Línea Hasta Subestación de Inyección (8)	0	No tiene	No tiene	No tiene							
Subestación en que Inyecta	SEP Porvenir	SEP Porvenir	SEP Porvenir								
Tipo Combustible	0	Gas Natural	Gas Natural	Diesel	Gas Natural	Diesel	Gas Natural	Gas Natural	Diesel	Diesel	Diesel
Consumo Específico	0	0,308	0,325	0,310	0,302	0,310	0,245	0,318	0,320	0,310	0,310
Combustible Alternativo	0	No tiene	No tiene	No tiene							
Consumo Específico Alternativo	0	No aplica	No Aplica	No Aplica							
Costo Variable no Combustible	0	21,250	26,815	39,360	22,009	64,806	21,199	21,199	49,600	27,119	27,119
Estanque de Combustibles (9)	Dos Estanques: 80 y 8 M3	No tiene	No tiene	Uso diario : 1	No tiene	Uso diario: 3	No aplica	No Aplica	Uso diario: 1	Uso diario: 1	Uso diario: 1
Sistema de Tratamiento Combustibles (10)	0	No aplica	No aplica	Centrifugado	No aplica	Centrifugado	No tiene	No Aplica	Centrifugado	Centrifugado	Centrifugado
Equipos de Control	0	Estándar, redundantes, local y remoto	Fabricante, Tab. Control local y remoto	Fabricante, Tab. control local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto			
Equipos de Medida	0	Mulltin 489	ION 7700	Medidor Electromagnético	Mulltin 489	Satec PM-130E	Sist. de control	Satec PM-130E	Medidor Electromagnético	Medidor Electromagnético	Medidor Electromagnético
Protecciones	0	Estándar, redundantes, local y remoto	Mulltin 489	Interruptor integrado	Interruptor integrado	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto	Estándar, redundantes, local y remoto			
Banco de Baterías	0	24 Volt	24 Volt	24 Volt							
Tipo de Fundación	0	Hormigón armado	Hormigón armado	No Aplica	Hormigón armado	Sobre rampa	hormigón armado	No Aplica	Hormigón armado	Hormigón armado	Hormigón armado
Edificios o Galpones	0	Sala de máquina	Sala de máquina	Container	Sala de máquina	Container Movil	Sala de máquinas	Container	Sala de máquina	Sala de máquina	Sala de máquina
Parámetro eléctricos (20)	0	1,929	29,261	21,793	1,7	0,19	0,19	23,641	35,165	120	120
Reactancia Sincrona +	0	1,929	29,261	21,793	1,7	0,2	0,2	23,641	35,165	120	120
Reactancia Sincrona 0	0	0,0103	1,371	4,348	0,02	0,02	0,02	1,2267	1,648	12	12

### 12.3.5 Puerto Williams

Tabla 99: Características técnicas unidades generadoras central Puerto Williams

	CENTRAL PUNTA ARENAS	Unidad 34. N°1 CAT. 3508B	Unidad 35. N°2 CAT. C-32	Unidad 36. N°3 CAT. C-18	Unidad 37. N°6 CUMMINS NTA/855/G2	Unidad 38. CUMMINS (RESPALDO)	Unidad 39. CUMMINS (RESPALDO)	Unidad 40. DETROIT (RESPALDO)
Sistema	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS	PUERTO WILLIAMS
Propietario	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.	EDELMAG S.A.
Giro (1)	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD	IGTD
Región	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	REGION DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA
Provincia	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA	ANTÁRTICA CHILENA
Coordenadas (Latitud y longitud)	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.411	407.969 , 4.094.412
Tipo unidad generadora (2)	0	Térmica Diesel						
Capacidad (MW)	0	0,59	0,8	0,508	0,252	0,25	0,25	0,25
Potencia mínima (MW)	0	0,06	0,08	0,05	0,03	0,03	0,03	0
Año fabricación o construcción	0	2005	2012	2012	1987	1995	1995	0
Vida útil	0	20	20	20	20	10	10	0
Tasa de indisponibilidad forzada	0	0,031779231	0,0361	0,031779231	0,0361	0,0361	0,0361	0,0361
Días Mantenimiento Anual	0	2	12	10	5	5	5	0
Tiempo de partida (minutos)	0	3	3	3	3	3	3	0
Tipo turbina(3)	0	Ciclo Diesel	0					
Tipo generador(4)	0	SINCRONICO	SINCRONICO	SINCRONICO	SINCRONICO	SINCRONICO	SINCRONICO	0
Números de polos generadores	0	6	4	4	4	4	4	0
Velocidad (rpm)	0	1000	1500	1500	1500	1500	1500	0
Tipo Refrigeración (5)	0	AGUA DESTILADA MEZCLADA CON ANTICONGELANTE Y ANTICORROSIVO						
Tipo Lubricación (6)	0	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	0
Tensión en Bornes	0	400	400	400	400	400	400	0
Transformador elevador de tensión (7)	0	0,4/13,2 kV	0					
Línea Hasta Subestación de Inyección (8)	0	No tiene	0					
Subestación en que inyecta	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	PATIO MT CPW	0
Tipo Combustible	0	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	DIESEL	0
Consumo Específico	0	0,27	0,30	0,26	0,28	0,31	0,31	0,31
Combustible Alternativo	0	NO	NO	NO	NO	NO	NO	0
Consumo Específico Alternativo	0	NO	NO	NO	NO	NO	NO	0
Costo Variable no Combustible	0	33,72	39,74	32,19	34,46	40,05	40,05	42,96
Estanque de Combustibles (9)	Dos Estanques: 60 y 20 M3	3	1,5	2	Estanque para los tres motores Cummins de 1 m3	0	0	0
Sistema de	0	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO	0
Equipos de Control	0	SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	SISTEMA CONTROL DE UNIDAD DEL FABRICANTE Y TAB. REMOTO	0
Equipos de Medida	0	ION 7350	ION 7350	ION 7350	SATEC	SATEC	SATEC	0
Protecciones	0	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	INTERRUPTOR	0
Banco de Baterías	0	24 Volt	0					
Tipo de Fundación	0	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	HORMIGON	0
Edificios o Galpones	0	SALA DE MAQ.	SALA DE MAQ.	SALA DE MAQ.	CONTENEDOR	CONTENEDOR	CONTENEDOR	0
Reactancia Sincrona	0	40,58	45,98	42,12	34,04	29,41	29,41	0
Reactancia Sincrona	0	41,56	45,75	42,04	33,71	29,06	29,06	0
Reactancia Sincrona 0	0	8,44	10,8	8,19	31,21	18,17	18,17	0

## 13 ANEXO: METODOLOGÍA DE CALCULOS DE VALORIZACIÓN PARA GENERACIÓN, TRANSMISIÓN E INFRAESTRUCTURA

### 13.1 Recargos utilizados en precios unitarios

En este apartado se describen los recargos que son considerados para efectos de la valorización de las instalaciones de Edelmag, en los distintos sistemas a los cuales compete este Estudio.

Los valores utilizados para las unidades de generación son obtenidos a partir de aquellos considerados en el estudio encargado a la empresa de ingeniería Proyersa, referido al Estudio de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras, de febrero de 2014, versión G. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe. Los valores de recargos fueron calculados a través del promedio de los respectivos ítems de costos que han sido calculados para efectos de tal estudio, para cada una de las unidades cotizadas para los sistemas de Edelmag. Cabe destacar que el estudio realizado por Proyersa considera la valorización de distintas alternativas de generación existentes en el mercado, puestas y operando en cada uno de los Sistemas Medianos. De esta forma, dicho estudio considera cotizaciones que incluyen todos los recargos al precio unitario que deben ser aplicados, de manera de reconocer las realidades de cada uno de los sistemas que posee Edelmag. De esta forma, tal metodología define entonces valores distintos de recargos para cada sistema en particular.

No obstante lo anterior, de acuerdo a lo indicado en las Bases, System realizó un análisis crítico de los recargos utilizados en el estudio elaborado por Proyersa, no considerándose algunos valores o actividades que, a criterio del Consultor, no son aplicables a la estructura de recargos de los sistemas medianos de Edelmag, como se detalla más adelante.

Por otra parte, los recargos utilizados para el resto de las instalaciones de Edelmag (tramos de transmisión, elementos de subestaciones, transformadores, etc.) se utilizan dos fuentes de información: la primera correspondiente a lo indicado en el VNR 2011 de Edelmag, el cual fija individualmente los recargos de la Empresa, y los valores indicados por la misma en la valorización de sus instalaciones.

#### 13.1.1 Recargos unidades de generación

En general, para los cuatro sistemas de Edelmag, se observan variaciones considerables respecto de los valores mínimos y máximos para los recargos correspondientes a montaje mecánico, montaje eléctrico, obras civiles y gastos generales. Dichas variaciones responden a las características particulares de cada unidad de generación según su fabricante y tecnología.

Por otra parte, se observan valores de recargos mayores para Puerto Williams, los cuales se encuentran por sobre los cotizados para el resto de los sistemas medianos de Edelmag (Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir). Dicha explicación recae en la ubicación geográfica de este sistema, siendo el más alejado respecto de Punta Arenas y de acceso sólo a través de ruta marítima, complementado con baja o nula disponibilidad de

materiales y servicios, lo que dificulta su acceso e incrementa los costos respecto de las instalaciones y montaje requerido.

La dificultad en el acceso de los sistemas medianos más aislados de Edelmag, lo cual conlleva al encarecimiento de las instalaciones, se pudo verificar a partir de la visita técnica efectuada por el Consultor a las instalaciones de la empresa en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, y con ocasión de estudios anteriores también a Puerto Williams.

A fin de reflejar adecuadamente en la valorización de las unidades generadoras las distintas condiciones de cada sistema mediano, se utilizó el valor promedio para cada recargo, puestos en cada sistema mediano.

System revisó detalladamente el estudio de costos elaborado por la empresa Proyersa, y analizó críticamente la aplicabilidad de cada ítem de costo presentado, así como los valores de los mismos. De la revisión de dicho estudio se identificó que, dentro de los gastos generales, se incluyó un ítem por imprevistos aplicable como un recargo a los costos de equipos, montaje, obras civiles, ingeniería y puesta en marcha. El recargo determinado por Proyersa para imprevistos equivale a un porcentaje fijo, igual a un 15% de los costos señalados, para todas las unidades de generación.

Por otra parte, System revisó información presentada por Edelmag en donde se analizan los costos reales de las obras de instalación de las unidades Jenbacher J420 en Puerto Natales y Porvenir durante 2012, en donde se constata que los costos reales de montajes y obras civiles han excedido los recargos reconocidos en procesos tarifarios anteriores, así como también exceden los costos cotizados en el estudio elaborado por Proyersa (descontados los imprevistos).

A juicio del Consultor, no corresponde aplicar un recargo por imprevistos a los valores de equipos y otros costos como fletes y seguros que están regulados por relaciones contractuales, pues de ocurrir imprevistos éstos debiesen estar resguardados por los mismos contratos de suministro de los equipos y de los seguros aplicables. Por lo tanto, para el cálculo de los recargos no se consideraron los costos por imprevistos en la forma y montos determinados en el estudio de Proyersa.

No obstante lo anterior, el Consultor considera que algunas actividades, dada su naturaleza y considerando los antecedentes presentados, sí pueden estar expuestas a imprevistos que impliquen mayores costos efectivos, tales como los montajes y las obras civiles. Por este motivo, se incluyó dentro de los gastos generales un ítem de imprevistos, pero a diferencia de lo determinado en el estudio de Proyersa, se aplicó sólo a las actividades de montaje eléctrico, montaje mecánico y obras civiles. El monto es equivalente al 15% del costo de las actividades mencionadas, para todas las unidades generadoras.

Tabla 100: Recargos al precio unitario de las unidades generadoras

Item	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Flete, seguro y transporte	5,12%	6,66%	6,84%	17,58%
Flete	3,59%	3,59%	3,59%	3,59%
Seguro	1,44%	1,44%	1,44%	1,44%
Transporte	0,09%	1,63%	1,81%	12,55%
Montaje Mecánico	4,65%	6,13%	7,91%	9,10%
Montaje Eléctrico	11,97%	17,69%	17,81%	44,35%
Obras Civiles	5,28%	12,36%	14,86%	36,10%
Ingeniería	1,43%	2,86%	3,12%	5,14%
Puesta en Marcha	3,40%	4,09%	4,09%	6,09%
Gastos Generales	23,45%	26,04%	27,29%	37,92%
Intereses Intercalarios	4,31%	4,26%	4,25%	4,14%

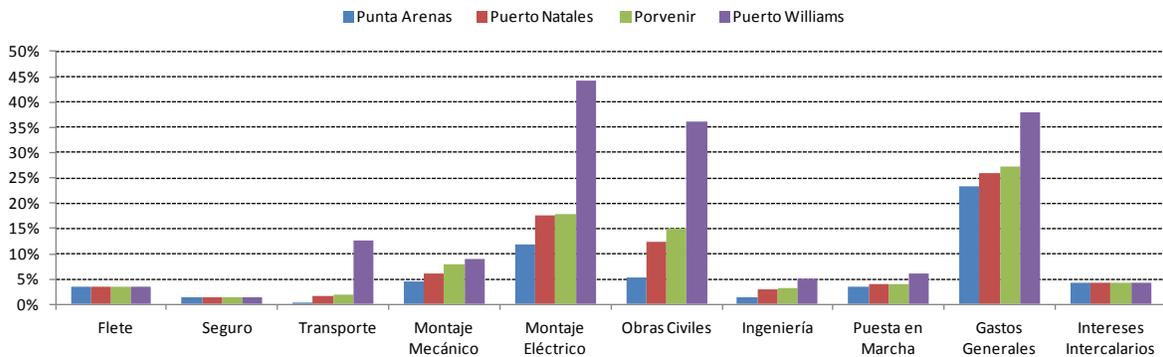


Figura 11: Recargos calculados para turbinas a gas en Punta Arenas (operación estándar), Punta Arenas (operación dual) y Puerto Natales (operación dual)

A continuación se realiza una descripción detallada de cada recargo y el valor utilizado para cada sistema mediano en la valorización de las unidades generadoras.

#### 13.1.1.1 Flete

El recargo por flete corresponde al costo de trasladar las mercancías hasta el punto de destino en Chile, ya sea vía marítima o terrestre según corresponda. Para los sistemas medianos de Edelmag este valor corresponde al traslado del flete desde el país de origen hasta el puerto de Punta Arenas.

#### 13.1.1.2 Seguro

El recargo por seguro corresponde a los costos adicionales asociados al traslado de las mercancías hasta el punto de destino en Chile.

#### 13.1.1.3 Flete SSMM (Transporte)

El recargo por Flete SSMM corresponde a los costos de traslado desde el punto de arribo en Chile (puerto de Punta Arenas) hasta el sitio u obra del SSMM correspondiente.

#### 13.1.1.4 Montaje mecánico

Este recargo considera aquellas inversiones destinadas principalmente a los sistemas de combustibles para gas natural y petróleo diesel de turbinas a gas y grupos motor -

generador, sistema de agua para operación de turbinas a gas con diesel y de piping para gas, petróleo y aire comprimido y equipamiento complementario tales como: válvulas reguladoras, medidores de gas y petróleo.

#### 13.1.1.5 Montaje eléctrico

El recargo por montaje eléctrico considera aquellas inversiones necesarias para la conexión al sistema eléctrico respectivo, de tal manera de poder evacuar de forma confiable y segura la energía eléctrica a la red.

#### 13.1.1.6 Obras Civiles

El recargo por obras civiles considera un valor representativo de las obras civiles asociadas cuando los equipos las requieran.

#### 13.1.1.7 Ingeniería

Los recargos por costos de ingeniería directamente relacionados con la modalidad del tipo EPC (Engineering, Procurement & Construction) que se ha considerado en el estudio de cotizaciones de Proyersa, para la instalación de las nuevas unidades generadoras en las distintas localidades de Edelmag.

#### 13.1.1.8 Puesta en Marcha

Los recargos por puesta en marcha están directamente relacionados con la modalidad del tipo EPC (Engineering, Procurement & Construction) que se ha considerado en el estudio de Proyersa, para la instalación de las nuevas unidades generadoras en las distintas localidades de Edelmag.

#### 13.1.1.9 Gastos Generales

Este recargo corresponde a un valor representativo de todos los costos no representados, pero que inciden en el costo final. Por ejemplo, se pueden citar costos de mantención, seguros, administración, embalaje, etc. Estos costos son particulares a los gastos de generación y que no son considerados en los otros gastos administrativos de la empresa.

#### 13.1.1.10 Intereses Intercalarios

Los intereses intercalarios consideran el costo financiero incurrido en el período de construcción de las obras, provocado por destinar fondos al desarrollo del proyecto y la pérdida de intereses por este concepto. Este valor se calcula considerando una tasa de descuento de un 10% anual que representa el valor del capital invertido en el proyecto.

#### 13.1.1.11 Valor final

Con los recargos anteriores, el valor final de las unidades generadoras se determina como:

$$\text{Valor Final}_i = \text{Valor FOB}_i \cdot (1 + \text{Flete} + \text{Seguro} + \text{Transporte} + \text{Montaje Mecánico} + \text{Montaje Eléctrico} + \text{Obras Civiles} + \text{Ingeniería} + \text{Puesta en Marcha} + \text{Gastos Generales}) \cdot (1 + \text{Intereses Intercalarios})$$

### 13.1.2 Recargos otras instalaciones

Los recargos utilizados para el resto de las instalaciones de Edelmag: tramos de transmisión, estructuras, transformadores, etc. se determinan considerando dos fuentes de información:

la primera correspondiente a lo indicado en el proceso VNR 2011 de Edelmag, y los valores indicados por la misma empresa en la valorización y montaje de sus instalaciones para el presente estudio. Cabe destacar que los valores utilizados en el presente Estudio a partir del proceso VNR 2011 de Edelmag corresponden a los finalmente resueltos por el Panel de Expertos<sup>9</sup>.

#### **13.1.2.1 Fletes**

Estos recargos consideran dos elementos: flete a bodega (FB) y flete a obra (FO). El flete a bodega corresponde al costo del flete, de materiales y equipos, desde las bodegas de los proveedores a las bodegas de la empresa. El flete a obra corresponde al costo del flete desde las bodegas de la empresa a las obras. Estos costos se representan a través de un porcentaje que se aplica sobre el precio del material.

#### **13.1.2.2 Bodegaje (B)**

Son los costos asociados a las necesidades de compra, almacenamiento y transferencia de los materiales necesarios en la construcción de instalaciones. Complementario a lo anterior, este recargo incluye el costo financiero asociado a la permanencia de los equipos en bodega. Estos costos se representan a través de un porcentaje que se aplica sobre el precio del material.

#### **13.1.2.3 Montaje (MO)**

Es el costo de la mano de obra usada en las obras civiles, inspección y supervisión de las instalaciones eléctricas.

#### **13.1.2.4 Ingeniería (Ing)**

Es el costo de la ingeniería requerida en el diseño de las instalaciones de distribución. Este valor incluye los siguientes elementos: ingeniería de obras contratada a terceros, estudios y asesorías de proyectos contratados a terceros, personal propio asignado a proyectos y otros costos de ingeniería. Este recargo se determina a través de un porcentaje que se aplica al valor de las instalaciones montadas.

#### **13.1.2.5 Gastos Generales (GG)**

Corresponden a los gastos generales incurridos en la construcción de instalaciones. Incluyen gastos de administración de obras y otros gastos. Este recargo se determina a través de un porcentaje que se aplica al valor de las instalaciones montadas.

#### **13.1.2.6 Intereses Intercalarios (II)**

Representan los costos de destinar fondos al desarrollo de proyectos, y la pérdida de intereses por este concepto. Estos costos consideran los tiempos de ejecución de obras de distribución y los flujos de fondos.

#### **13.1.2.7 Bienes Intangibles (BI)**

Los bienes intangibles son gastos asociados a la administración de la empresa. El porcentaje de bienes intangibles se aplica sobre la totalidad de los costos de las instalaciones. El porcentaje utilizado correspondió a un 2%, el cual mantiene consistencia con lo utilizados en estudios tarifarios anteriores y similares.

---

<sup>9</sup> Dictamen N°18 de 2011.

### 13.1.2.8 Capital de Explotación (CE)

El Capital de Explotación se calculó a partir de los gastos fijos informados por la Empresa para el año 2012, respecto de la valorización total del VNR declarada por Edelmag para el mismo año. Se consideró que el gasto de explotación necesario es de 2 meses. El porcentaje de recargo finalmente calculado corresponde al de un 0,43%.

### 13.1.2.9 Costo unitario (CU)

Con los recargos anteriores, la estructura general para la valorización de los elementos restantes de Edelmag es:

$$\text{Costo Unitario}_i = [(PU_i \cdot (1 + FB\% + B\% + FO\%) + MO) \cdot (1 + Ing\% + GG\%)] \cdot (1 + II\%) + BI + CE$$

De la Tabla 101a la Tabla 108 se muestran los recargos utilizados sobre el precio unitario sobre las instalaciones de transmisión, subestaciones y elementos de patio para cada sistema mediano.

Tabla 101: Recargos sobre el costo unitario de la línea de transmisión 66 kV en el sistema de Punta Arenas

Nombre	Flete a bodega	Bodegaje	Flete a obra	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Km. de Red	2,2%	7,3%	0,2%	7,1%	4,2%	2,4%
Postes	5,7%	7,3%	5,7%	7,1%	4,2%	2,4%
Estructuras	5,2%	7,3%	0,5%	7,1%	4,2%	2,4%
Equipos Eléctricos	0,6%	7,3%	0,1%	7,1%	4,2%	2,4%
Toma a Tierra	4,0%	7,3%	0,4%	7,1%	4,2%	2,4%
Otros	20,2%	7,3%	1,8%	7,1%	4,2%	2,4%

Tabla 102: Recargos sobre el costo unitario de las instalaciones de las SS.EE y patio en el sistema de Punta Arenas

Nombre	Flete a bodega	Bodegaje	Flete a obra	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Equipos Eléctricos	3,3%	7,3%	0,3%	7,1%	4,2%	2,4%
Transformadores	6,9%	7,3%	0,6%	7,1%	4,2%	2,4%
Bóvedas	15,9%	7,3%	1,4%	7,1%	4,2%	2,4%

Tabla 103: Recargos sobre el costo unitario de las instalaciones de las SS.EE y patio en el sistema de Puerto Natales

Nombre	Flete a bodega	Bodegaje	Flete a obra	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Equipos Eléctricos	3,3%	7,3%	1,0%	7,1%	4,2%	2,4%
Transformadores	7,0%	7,3%	2,2%	7,1%	4,2%	2,4%
Bóvedas	20,1%	7,3%	6,3%	7,1%	4,2%	2,4%

Tabla 104: Recargos sobre el costo unitario de las instalaciones de las SS.EE y patio en el sistema de Porvenir

Nombre	Flete a bodega	Bodegaje	Flete a obra	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Equipos Eléctricos	3,4%	7,3%	2,2%	7,1%	4,2%	2,4%
Transformadores	6,9%	7,3%	4,5%	7,1%	4,2%	2,4%
Bóvedas	25,8%	7,3%	16,7%	7,1%	4,2%	2,4%

Tabla 105: Recargos sobre el costo unitario de las instalaciones de las SS.EE y patio en el sistema de Puerto Williams

Nombre	Flete a bodega	Bodegaje	Flete a obra	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Equipos Eléctricos	3,3%	7,3%	11,1%	7,1%	4,2%	2,4%
Transformadores	6,1%	7,3%	20,2%	7,1%	4,2%	2,4%
Bóvedas	23,0%	7,3%	76,7%	7,1%	4,2%	2,4%

### 13.2 Valorización de Unidades de Generación

El Consultor dispone de tres (3) fuentes de información para la valorización de las instalaciones de generación: una en función a su base de datos de estudios anteriores y cotizaciones efectuadas por el Consultor, las compras realizadas por la empresa en los últimos 5 años y el estudio de mercado elaborado para Edelmag por la empresa Proyersa.

El estudio de mercado elaborado por Proyersa considera cotizaciones a fabricantes que tienen representación en Chile. Se recibieron 10 cotizaciones con un total de 68 modelos de diferentes tamaños de turbinas y motores que operan con gas natural y/o diesel. Al respecto, se recibieron 5 cotizaciones que calzan exactamente con los modelos de Edelmag (turbina a gas Solar Titan 130, motor a gas Jenbacher JM420, motor a gas Waukesha VHP 9390 GSI, y motores diesel Caterpillar 3516 y 3512).

Los fabricantes de los que se obtuvieron cotizaciones finales corresponden a:

- Aviadvigatel
- Caterpillar
- GE Energy Aeroderivative
- GE Jenbacher
- GE Waukesha
- Motor Sich
- Orenda Aerospace
- Siemens Energy
- Solar

Se solicitó en los requerimientos a los proveedores que las cotizaciones que presentaran correspondieran al precio por el equipo completo, es decir, incluyendo los equipos de

control, switchgear, equipos de mitigación de emisiones, transformadores de poder, equipos de protección, etc.

Los costos unitarios de inversión en US\$/kW para cada nueva unidad generadora (Turbina a Gas o Grupo Motor – Generador) presentada por los potenciales proveedores, para unidades rápidas y lentas (según corresponda) y para cada emplazamiento correspondiente a los sistemas medianos de Edelmag, se determina como el valor agregado de los conceptos analizados en los puntos anteriores, a saber:

Costo Unitario de Inversión = [Valor CIF + Flete SS.MM. +Obras Civiles y Materiales + Costo Ingeniería, Montajes Eléctricos y Mecánicos, y Puesta en Marcha + Gastos Generales + Intereses Intercalarios] en US\$.

Donde:

Costo CIF = Valor del Equipamiento Principal puesto en el puerto de Punta Arenas, todos los valores en US\$ de diciembre de 2012.

Costos Suministro de Equipos y Materiales y Montaje = Costo de los equipos anexos al principal + Suministro y Montaje Mecánico (Gas Natural o Petróleo Diesel) + Suministro y Montaje Eléctrico + Obras Civiles y Suministro de Materiales en cada sistema mediano, todos los valores en US\$ de diciembre de 2012.

Costos Ingeniería y Puesta en Marcha = Costos de Ingeniería, Montaje y Puesta en Marcha en cada sistema mediano, todos los valores en US\$ de diciembre de 2012.

Intereses Intercalarios = Corresponde a los costos financieros del proyecto durante la construcción.

Gastos Generales = Corresponde a los costos detallados en el punto 13.1 de los Anexos, todos los valores en US\$ de diciembre de 2012.

La metodología de valorización de unidades de generación comprende los siguientes pasos:

- a) Para las unidades que se cotizaron y coinciden con unidades existentes de Edelmag y/o se cuenta con información del costo total informado por la empresa, se ha utilizado el mínimo entre el valor cotizado y el informado por la empresa.
- b) Para las unidades que no coinciden con las unidades existentes o no se cuenta con información de costos incurridos por Edelmag, se realiza lo siguiente.
- c) Primero, se clasifican las unidades existentes por tipo de tecnología.

- d) Posteriormente, se procede a determinar una relación lineal entre el costo total de las unidades versus la potencia de ellas, de manera separada para cada tecnología estudiada. Esta relación se determina mediante regresiones lineales. Como resultado, se obtiene un valor promedio, representativo del mercado, para cada kW instalado, siempre considerando las distintas alternativas tecnológicas. Más adelante, en este anexo, se presenta el desarrollo correspondiente a la determinación de las relaciones entre costo por unidad de potencia instalada versus potencia, para cada tipo de tecnología de generación y velocidad.
- e) Una vez que se ha determinado esta relación, para cada unidad existente de Edelmag se valoriza su potencia instalada al costo por unidad de potencia determinado en (b), el cual depende de la tecnología y velocidad de la unidad.
- f) Finalmente, se compara el valor FOB obtenido en (e), con el valor FOB calculado para la misma unidad a partir de la base contable de Edelmag. El valor FOB para Edelmag es calculado considerando la base contable informada por la empresa y los recargos indicados en la sección anterior. Se considera el valor mínimo entre ambos valores para efectos de la valorización.

### 13.2.1 Turbinas a gas

En este caso las unidades cotizadas se agruparon en dos categorías, debido a sus diferencias constructivas y operativas:

- a) Turbinas Heavy Duty: Son utilizadas específicamente para generación eléctrica, utilizadas tanto en abierto como en ciclo combinado. Su rango de capacidad es muy amplio, desde algunos MW hasta más de 200 MW.
- b) Turbinas Industriales: Corresponden a unidades de pequeña capacidad, utilizadas para generación eléctrica y aplicaciones mecánicas. Este tipo de unidades, a igual capacidad, es más eficiente y económica que las Heavy Duty, pero su rango de capacidades sólo abarca hasta unos 20 MW.

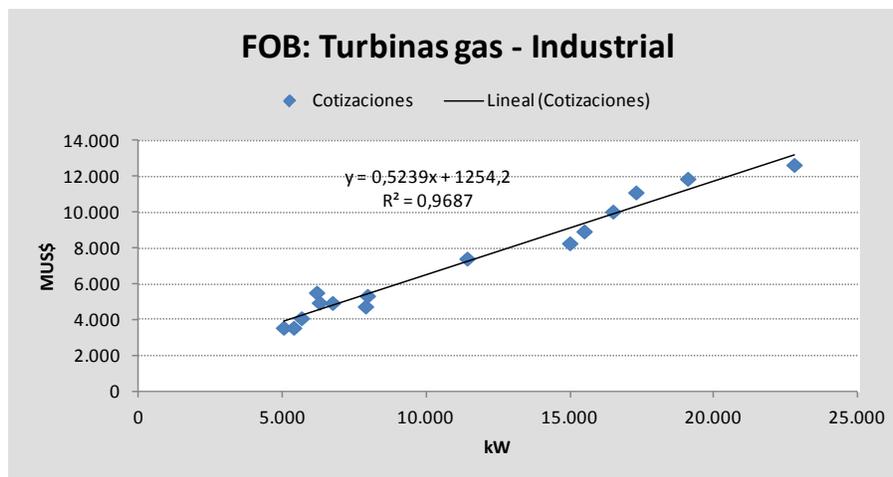


Figura 12: Relación FOB vs potencia para turbinas a gas – Industrial

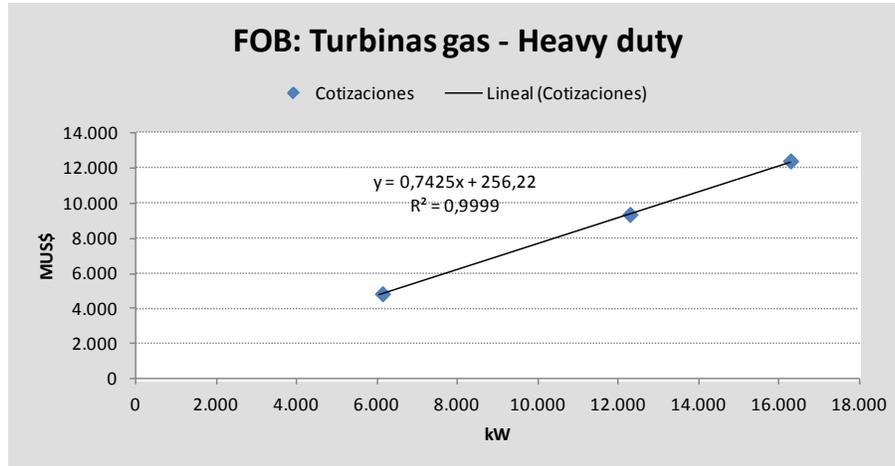


Figura 13: Relación FOB vs potencia para turbinas a gas - Heavy Duty

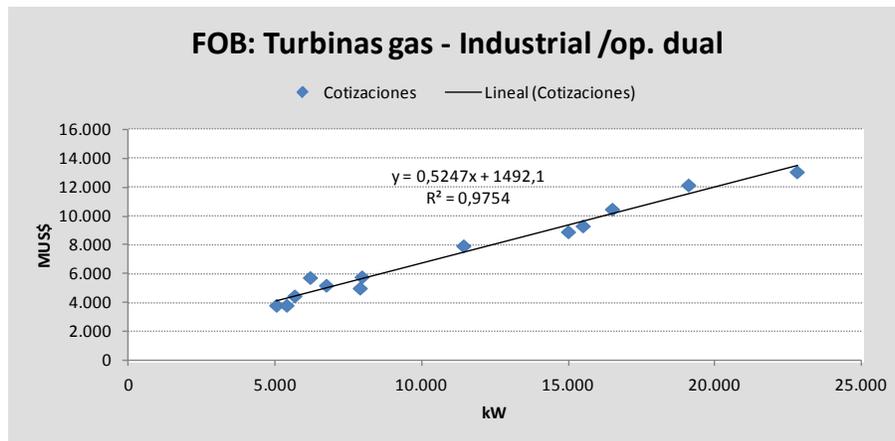


Figura 14: Relación FOB vs potencia para turbinas a gas - Industrial con operación dual (incluye kit de conversión para operar con diesel)

### 13.2.2 Motores a gas

En este caso las unidades cotizadas se agruparon en dos categorías, debido a sus diferencias constructivas y operativas:

- Motores a gas lentos: Son aquellos motores que presentan una velocidad de hasta 1000 rpm.
- Motores a gas rápidos: Corresponden a unidades que pueden operar con velocidades de 1500 rpm o superiores.

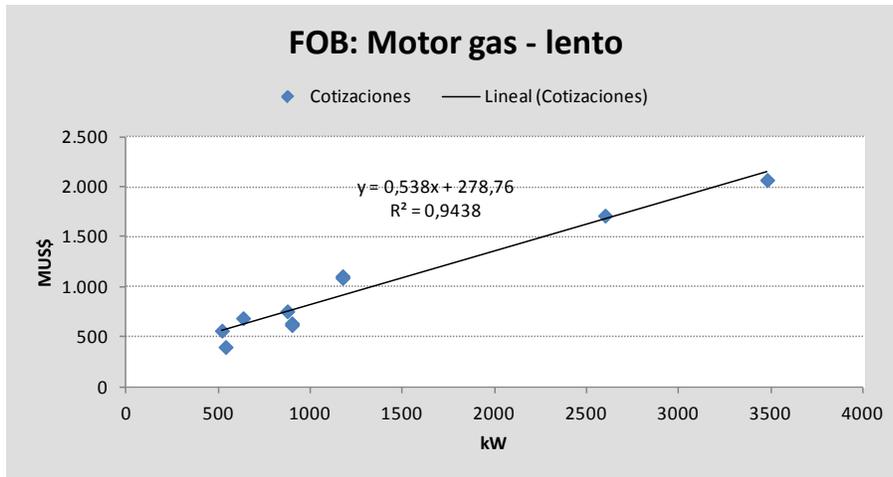


Figura 15: Relación FOB vs potencia para motor a gas – lento

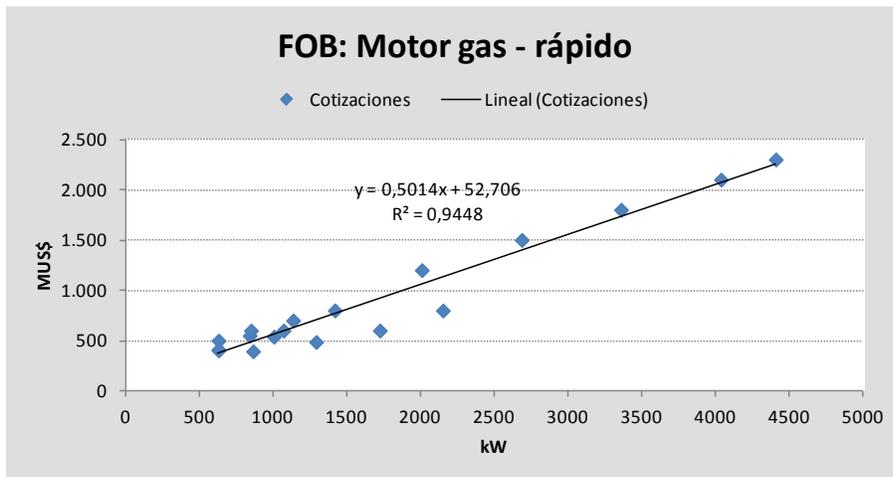


Figura 16: Relación FOB vs potencia para motor a gas – rápido

### 13.2.3 Motores diesel

En este caso las unidades cotizadas se agruparon en dos categorías, debido a sus diferencias constructivas y operativas:

- a) Motores a diesel lentos: Son aquellos motores que presentan una velocidad de hasta 1000 rpm.
- b) Motores a diesel rápidos: Corresponden a unidades que pueden operar con velocidades de 1500 rpm o superiores.

El estudio de cotizaciones de unidades generadoras por Proyersa no entrega información respecto de unidades de motor diesel lentos, por lo cual se procedió a cotizar dichas unidades directamente con el proveedor Man Diesel. Las cotizaciones efectuadas se pueden revisar en el Anexo 13.4.

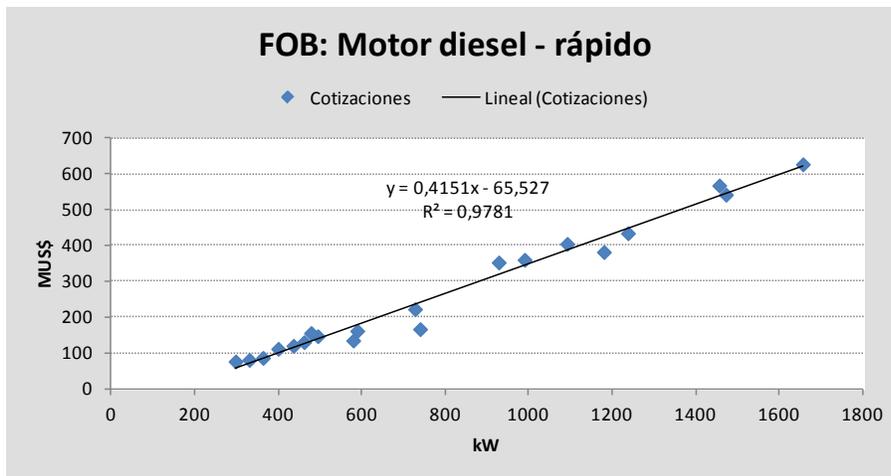


Figura 17: Relación FOB vs potencia para motor a diesel – rápido

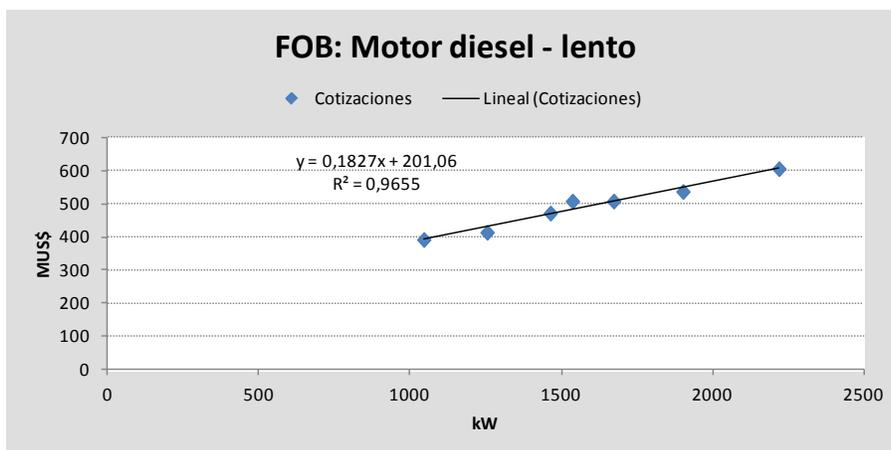


Figura 18: Relación FOB vs potencia para motor a diesel – lento

### 13.2.4 Valorización

Para efectos de la valorización se consideró en el análisis los costos presentados por Edelmag para las unidades de motor a gas natural GE Jenbacher J420 instalados en Puerto Natales y Porvenir en 2012. Dichos valores se encuentran respaldados a partir de la información presentada por la empresa y que se encuentra disponible en el Anexo 12.3.

En la Tabla 106 se muestra la valorización calculada a partir de los resultados de las regresiones lineales expuestas anteriormente y de acuerdo a la base contable de Edelmag. La empresa, de acuerdo a su base contable, presenta distintos valores de inversión para unidades idénticas pero que cuentan con distintos años de fabricación (unidades GE Jenbacher J420 en la central Puerto Natales, unidades Waukesha VHP 9390 GSI en la central Porvenir, etc.), razón por la cual al descontar los recargos señalados en el Anexo 13.1, se obtienen distintos valores FOB para estas unidades.

En general, se observa que para aquellas unidades que fueron cotizadas y coinciden con las unidades existentes de Edelmag y/o se cuenta con información del costo total informado por la empresa, existen bajas diferencias porcentuales. Sin embargo, esta diferencia se incrementa cuando se valorizan las unidades más antiguas (TG Hitachi y General Electric G-10, ambas de Punta Arenas) y algunas unidades diesel tanto lentas como rápidas (unidades Palmero PP1700 de Porvenir y Puerto Natales, y Caterpillar C-18 y C-32, ambas de Puerto Williams).

Dichas diferencias pueden explicarse por la diferencia tecnológica de aquellas máquinas, dada la existencia en Edelmag de estas máquinas diesel de bajas velocidades y antiguas, unidades que son constructivamente más grandes, y por ende más costosas que una máquina más rápida.

Finalmente, el valor FOB considerado para la valorización de las unidades corresponde al mínimo entre el calculado por el Consultor y el informado por la empresa. El detalle de la valorización efectuada se presenta desde la Tabla 107 a la Tabla 111.

Tabla 106: Valorización FOB unidades generadoras según metodología Consultor y base contable de Edelmag

Sistema	Central	Unidad	Combustible	Tipo	Potencia (kW)	Edelmag FOB (US\$)	Consultor FOB (US\$)	Diferencia %	
Punta Arenas	Punta Arenas	MD SULZER No 1	Diesel	Lento	1.400	584.892	465.840	-20%	
		MD SULZER No 2	Diesel	Lento	1.400	584.892	465.840	-20%	
		MD SULZER No 3	Diesel	Lento	1.400	584.892	465.840	-20%	
		TG GE No 1 (Respaldo)	Gas Natural	Heavy Duty	6.500	4.740.190	5.082.470	7%	
	Punta Arenas	Tres Puentes	TG GE No 2 (Respaldo)	Gas Natural	Heavy Duty	6.700	4.633.329	5.230.970	13%
			TG Hitachi	Gas Natural	Heavy Duty (dual)	24.000	10.063.956	18.076.220	80%
			TG Solar Titan 13,7	Gas Natural	Industrial (dual)	13.700	7.130.185	8.680.490	22%
			TG Solar Mars	Gas Natural	Industrial	10.000	5.098.764	6.493.200	27%
			MG Caterpillar	Gas Natural	Lento	2.720	1.844.571	1.742.120	-6%
			MD CAT No 2	Diesel	Rápido	1.460	621.293	569.590	-8%
			MD CAT No 3	Diesel	Rápido	1.460	621.293	569.590	-8%
			TG Solar Titan 15	Gas Natural	Industrial (dual)	15.000	7.669.672	8.903.806	16%
			TG GE -10	Gas Natural	Heavy Duty	10.700	5.885.336	8.200.970	39%
<b>Total sistema de Punta Arenas</b>					<b>96.440</b>	<b>50.063.266</b>	<b>64.946.946</b>	<b>30%</b>	
Puerto Natales	Puerto Natales	MG Waukesha No 3	Gas Natural	Lento	1.180	1.132.350	1.110.131	-2%	
		TG Solar No 1	Gas Natural	Industrial (dual)	800	704.570	420.285	-40%	
		TG Solar No 5	Gas Natural	Industrial (dual)	800	698.755	420.285	-40%	
		MD Caterpillar No 6	Diesel	Rápido	1.500	532.836	557.123	5%	
		MG Waukesha No 8	Gas Natural	Lento	1.180	1.310.226	1.110.131	-15%	
		MD F.Morse No 1	Diesel	Lento	300	110.122	264.870	141%	
		MG Jenbacher No 9	Gas Natural	Rápido	1.420	660.303	796.786	21%	
		MD Palmero No 10	Diesel	Rápido	1.360	347.082	499.009	44%	
		MG Jenbacher No 11	Gas Natural	Rápido	1.420	715.621	796.786	11%	
MD F.Morse No 2	Diesel	Lento	150	55.061	237.465	331%			
<b>Total sistema de Puerto Natales</b>					<b>10.110</b>	<b>6.266.926</b>	<b>6.212.870</b>	<b>-1%</b>	
Porvenir	Porvenir	MG Waukesha No 7	Gas Natural	Lento	1.180	1.146.408	1.110.131	-3%	
		MG Waukesha No 4	Gas Natural	Lento	875	977.410	749.510	-23%	
		MD Caterpillar No 5	Diesel	Rápido	920	369.433	354.510	-4%	
		MD Waukesha No 6	Gas Natural	Lento	1.180	1.098.716	1.110.131	1%	
		MD Palmero No 8	Diesel	Rápido	1.360	334.259	499.009	49%	
		MG Jenbacher No 10	Gas Natural	Rápido	1.420	740.606	796.786	8%	
		MG Caterpillar No 9	Gas Natural	Rápido	900	566.613	569.590	1%	
		MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	Diesel	Rápido	720	198.533	233.345	18%	
		MD Deutz D2 (Respaldo)	Diesel	Lento	200	71.071	246.600	247%	
MD Deutz D3 (Respaldo)	Diesel	Lento	200	71.071	246.600	247%			
<b>Total sistema de Porvenir</b>					<b>8.955</b>	<b>5.574.122</b>	<b>5.916.212</b>	<b>6%</b>	
Puerto Williams	Puerto Williams	MD Caterpillar 3508B	Diesel	Lento	590	155.353	317.853	105%	
		MD Caterpillar 3508	Diesel	Rápido	728	157.373	236.666	50%	
		MD Caterpillar C-18	Diesel	Rápido	508	62.301	145.344	133%	
		MD Motor Petbow	Diesel	Rápido	252	35.276	39.078	11%	
		MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	34.989	38.248	9%	
		MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	34.989	38.248	9%	
		MD DETROIT (RESPALDO)	Diesel	Rápido	250	39.798	38.248	-4%	
<b>Total sistema de Puerto Williams</b>					<b>2.828</b>	<b>520.077</b>	<b>853.685</b>	<b>64%</b>	
<b>Total Edelmag</b>					<b>118.333</b>	<b>62.424.391</b>	<b>77.929.712</b>	<b>25%</b>	

Tabla 107: Valorización de unidades generadoras Central Tres Puentes, Sistema de Punta Arenas (US\$)

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
HITACHI	TG Hitachi	24.000	10.063.956	361.634	144.653	10.570.243	8.682	467.752	1.204.259	531.401	143.475	341.948	2.359.622	15.627.382	4,3%	16.300.334
SOLAR	TG Solar Titan 13.7	13.700	7.130.185	256.213	102.485	7.488.883	6.151	331.396	853.202	376.491	101.651	242.266	1.671.762	11.071.802	4,3%	11.548.580
SOLAR	TG Solar Mars	10.000	5.098.764	183.217	73.287	5.355.267	4.399	236.980	610.121	269.227	72.690	173.243	1.195.470	7.917.397	4,3%	8.258.339
CATERPILLAR	MG Caterpillar	2.720	1.742.120	62.601	25.040	1.829.761	1.503	80.970	208.463	91.988	24.836	59.193	408.462	2.705.176	4,3%	2.821.668
CATERPILLAR	MD CAT 3516 No 2	1.460	569.590	20.467	8.187	598.244	491	26.473	68.157	30.076	8.120	19.353	133.548	884.463	4,3%	922.550
CATERPILLAR	MD CAT 3516 No 3	1.460	569.590	20.467	8.187	598.244	491	26.473	68.157	30.076	8.120	19.353	133.548	884.463	4,3%	922.550
SOLAR	TG Solar Titan 15	15.000	7.669.672	275.599	110.239	8.055.510	6.616	356.471	917.758	404.977	109.342	260.596	1.798.252	11.909.522	4,3%	12.422.374
GENERAL ELECTRIC	TG GE -10	10.700	5.885.336	211.481	84.592	6.181.410	5.077	273.538	704.243	310.760	83.904	199.969	1.379.892	9.138.792	4,3%	9.532.330

Tabla 108: Valorización de unidades generadoras Central Punta Arenas, Sistema de Punta Arenas (US\$)

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
SULZER	MD SULZER No 1	1.400	465.840	16.739	6.696	489.275	402	21.651	55.743	24.597	6.641	15.828	109.222	723.360	4,3%	754.509
SULZER	MD SULZER No 2	1.400	465.840	16.739	6.696	489.275	402	21.651	55.743	24.597	6.641	15.828	109.222	723.360	4,3%	754.509
SULZER	MD SULZER No 3	1.400	465.840	16.739	6.696	489.275	402	21.651	55.743	24.597	6.641	15.828	109.222	723.360	4,3%	754.509
GENERAL ELECTRIC	TG GE No 1 (Respaldo)	6.500	4.740.190	170.332	68.133	4.978.654	4.089	220.314	567.214	250.293	67.578	161.060	1.111.398	7.360.600	4,3%	7.677.565
GENERAL ELECTRIC	TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	4.633.329	166.492	66.597	4.866.418	3.997	215.348	554.427	244.651	66.054	157.429	1.086.343	7.194.666	4,3%	7.504.485

Tabla 109: Valorización de unidades generadoras Central Puerto Natales (US\$)

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
WAUKESHA	MG Waukesha 9390 No 1	1.180	1.110.131	39.891	15.956	1.165.978	18.084	68.054	196.432	137.226	31.804	45.435	289.040	1.952.054	4,3%	2.035.208
SOLAR	TG Saturn No 1	800	420.285	15.102	6.041	441.428	6.847	25.765	74.367	51.952	12.041	17.201	109.428	739.029	4,3%	770.510
SOLAR	TG Saturn No 2	800	420.285	15.102	6.041	441.428	6.847	25.765	74.367	51.952	12.041	17.201	109.428	739.029	4,3%	770.510
CATERPILLAR	MD CAT 3516 No 3	1.500	532.836	19.147	7.659	559.642	8.680	32.665	94.283	65.865	15.265	21.808	138.732	936.939	4,3%	976.851
WAUKESHA	MG Waukesha 9390 No 2	1.180	1.110.131	39.891	15.956	1.165.978	18.084	68.054	196.432	137.226	31.804	45.435	289.040	1.952.054	4,3%	2.035.208
F.MORSE	MD F.Morse 32E14	300	110.122	3.957	1.583	115.662	1.794	6.751	19.486	13.612	3.155	4.507	28.672	193.638	4,3%	201.887
JENBACHER	MG Jenbacher No 1	1.420	660.303	23.727	9.491	693.521	10.756	40.479	116.837	81.621	18.917	27.025	171.920	1.161.077	4,3%	1.210.537
PALMERO	MD Palmero No 1	1.360	347.082	12.472	4.989	364.542	5.654	21.277	61.414	42.903	9.944	14.205	90.368	610.308	4,3%	636.306
JENBACHER	MG Jenbacher No 2	1.420	715.621	25.715	10.286	751.622	11.658	43.870	126.626	88.459	20.502	29.289	186.323	1.258.349	4,3%	1.311.952
F.MORSE	MD Fairbank Morse	150	55.061	1.979	791	57.831	897	3.375	9.743	6.806	1.577	2.254	14.336	96.819	4,3%	100.944

Tabla 110: Valorización de unidades generadoras Central Porvenir (US\$)

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SMM	Motaje Mecánico	Motaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
WAUKESHA	MG Waukesha 9390 No 3	1.180	1.110.131	39.891	15.956	1.165.978	20.136	87.861	197.742	165.007	34.644	45.435	302.916	2.019.719	4,3%	2.105.621
WAUKESHA	MG Waukesha VHP 7042	875	749.510	26.933	10.773	787.216	13.595	59.320	133.507	111.405	23.390	30.676	204.515	1.363.623	4,3%	1.421.620
CATERPILLAR	MD CAT 3512	920	354.510	12.739	5.096	372.345	6.430	28.058	63.147	52.693	11.063	14.509	96.733	644.979	4,3%	672.411
WAUKESHA	Waukesha 9390 No 4	1.180	1.098.716	39.481	15.792	1.153.989	19.929	86.957	195.709	163.310	34.288	44.968	299.801	1.998.951	4,3%	2.083.970
PALMERO	MD Palmero No 2	1.360	334.259	12.011	4.804	351.075	6.063	26.455	59.540	49.683	10.431	13.680	91.208	608.135	4,3%	634.000
JENBACHER	MG Jenbacher No 3	1.420	740.606	26.613	10.645	777.864	13.433	58.615	131.921	110.082	23.112	30.311	202.086	1.347.424	4,3%	1.404.732
CATERPILLAR	MD Caterpillar 3516 No 4	900	566.613	20.360	8.144	595.118	10.277	44.844	100.928	84.220	17.682	23.190	154.609	1.030.869	4,3%	1.074.714
CATERPILLAR	MD Caterpillar 3508 (Respaldo)	720	198.533	7.134	2.854	208.520	3.601	15.713	35.364	29.509	6.196	8.126	54.173	361.201	4,3%	376.563
DEUTZ	MD Deutz D2 (Respaldo)	200	71.071	2.554	1.022	74.647	1.289	5.625	12.660	10.564	2.218	2.909	19.393	129.304	4,3%	134.803
DEUTZ	MD Deutz D3 (Respaldo)	200	71.071	2.554	1.022	74.647	1.289	5.625	12.660	10.564	2.218	2.909	19.393	129.304	4,3%	134.803

Tabla 111: Valorización de unidades generadoras Central Puerto Williams (US\$)

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SMM	Motaje Mecánico	Motaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
CATERPILLAR	MD Caterpillar 3508B	590	155.353	5.582	2.233	163.168	19.492	14.131	68.906	56.076	7.984	9.461	58.913	398.130	4,1%	414.604
CATERPILLAR	MD Caterpillar 3508	728	157.373	5.655	2.262	165.290	19.745	14.315	69.802	56.805	8.088	9.584	59.679	403.308	4,1%	419.996
CATERPILLAR	MD Caterpillar C-18	508	62.301	2.239	895	65.435	7.817	5.667	27.633	22.488	3.202	3.794	23.626	159.661	4,1%	166.268
CUMMINS	MD CUMMINS	252	35.276	1.268	507	37.050	4.426	3.209	15.646	12.733	1.813	2.148	13.377	90.403	4,1%	94.144
CUMMINS	MD CUMMINS (Respaldo)	250	34.989	1.257	503	36.749	4.390	3.183	15.519	12.629	1.798	2.131	13.268	89.667	4,1%	93.377
CUMMINS	MD CUMMINS (Respaldo)	250	34.989	1.257	503	36.749	4.390	3.183	15.519	12.629	1.798	2.131	13.268	89.667	4,1%	93.377
DETROIT	MD DETROIT (Respaldo)	250	38.248	1.374	550	40.172	4.799	3.479	16.965	13.806	1.966	2.329	14.504	98.020	4,1%	102.076

### 13.3 Valorización de instalaciones de Transmisión

#### 13.3.1 Línea de transmisión del sistema de Punta Arenas

Para la valorización de la línea de transmisión de 66 kV del sistema de Punta Arenas, la cual interconecta las centrales Tres Puentes y Punta Arenas, se utilizaron como base comparables las siguientes fuentes de información: las cotizaciones realizadas por el Consultor respecto de equipos y materiales eléctricos, los precios resultantes del Estudio de Precios de Elementos de Transmisión realizado por la CNE en el año 2012, los valores informados en estudios de precios utilizados por el Consultor en procesos tarifarios anteriores y, finalmente, los valores informados por Edelmag. Para efectos de una adecuada valorización de la línea de transmisión dichos valores fueron corregidos por IPC o CPI según corresponda.

En la valorización de la línea de transmisión, se han considerado los principales componentes de costos, los cuales corresponden al conductor utilizado para el transporte de energía, los diversos postes de concreto y metálicos, los aisladores y el conductor utilizado para la puesta a tierra de las estructuras.

Dada la particularidad de algunos de los elementos de la línea de transmisión 66 kV, se han considerado algunas de las valorizaciones informadas por la empresa para elementos específicos. El detalle de la valorización se presenta en la Tabla 113, Tabla 114 y Tabla 115.

**Tabla 112: Inventario de la Línea de Transmisión 66 kV del sistema eléctrico de Punta Arenas**

Cantidad	DESCRIPCIÓN
1	POSTE CÓNICO DE ACERO GALVANIZADO DE 15 M
1	POSTE CÓNICO DE ACERO GALVANIZADO DE 13 M
3	POSTE DE CONCRETO DE 17,5M
70	POSTE DE CONCRETO DE 15M
25,5	KG CONDUCTOR DE CU DESNUDO DURO 3/0 AWG
20	AISLADOR TENSOR DE 73 X 105 MM., C-1023.
42	AISLADOR DE DISCO 69 kV, 10.000 RUPTURA
216	AISLADOR POLIM.OHIO BRASS CLASE 69KV
2	CRUCETA L 80 X 80 X 8 MM. X 4,00 MTS.
360	CABLE DE ACERO GALV. DIAMETRO 3/8".
20	GUARDACABO GALV. PARA CABLE ACERO 1/2".
20	BARRA CON OJO GALV. PARA TIRANTE DE 3/4" X 2,40 MTS.
20	TUBO DE PROTECCION PARA TIRANTE,PVC 90 MM.
20	TAPA PARA TUBO PVC DE 90 MM.
48	PRENSA PARALELA PARA TIRANTE,CABLE 5/16" Y 3/8".
20	MUERTO H.A. 0,70 X 0,30 X 0,15 MTS.
2	FUNDACIONES DE 4X4X3 (48 m3)
73	PUESTA A TIERRA SIMPLE
GI	FERRETERÍA, PERNOS, GOLILLAS, DIAGONALES, GRAMPAS, ETC.

Tabla 113: Valorización del tramo de transmisión del sistema de Punta Arenas 66 kV

Tramo Nombre	Tensión Diseño	Tensión Operación	Propietario	Tramo Long KM	Conductor tipo	Conductor Sección mm2	Aislación	Cable Cuardía	Capacidad Máxima MVA	PU Km US\$	FO%	MO_US\$	Ing%	GG%	Int%	CU <sub>p</sub> US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida util	aCU tramos US\$
Tramo 1-66	69 kV	66kV	Edelmag	8,5	Cu	AWG 3/0	no tiene	no tiene	33	21.655	0,20%	4.797	7,1%	4,2%	2,4%	30.196	604	129	30.929	20	3.633

Tabla 114: Valorización de servidumbres 66 kV

Tramo Nombre	Tensión Diseño	Tensión Operación	Propietario	Tramo Long KM	PU US\$/KM	PU US\$	Int%	CU <sub>p</sub> US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida util	aCU US\$
Tramo 1-66	69 kV	66 kV	Edelmag	1,755	21.496	37.726	2,4%	22.008	440	94	22.542	perpetuidad	2.254

Tabla 115: Valorización de aisladores y otros elementos de línea 66 kV

Tramo Nombre	Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO_US\$	Ing%	GG%	Int%	CU <sub>p</sub> US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida util	aCU US\$
Tramo 1-66	1	POSTE CÓNICO DE ACERO GALVANIZADO DE 15 M	11.854	5,7%	7,3%	5,7%	2.626	7,1%	4,2%	2,4%	19.035	381	82	19.497	40	1.994
Tramo 1-66	1	POSTE CÓNICO DE ACERO GALVANIZADO DE 13 M	10.142	5,7%	7,3%	5,7%	2.246	7,1%	4,2%	2,4%	16.285	326	70	16.680	40	1.706
Tramo 1-66	3	POSTE DE CONCRETO DE 17,5M	732	5,7%	7,3%	5,7%	162	7,1%	4,2%	2,4%	1.176	24	5	1.204	40	123
Tramo 1-66	70	POSTE DE CONCRETO DE 15M	672	5,7%	7,3%	5,7%	149	7,1%	4,2%	2,4%	1.079	22	5	1.105	40	113
Tramo 1-66	20	AISSLADOR TENSOR DE 73 X 105 MM., C-1023.	1	5,2%	7,3%	0,5%	0	7,1%	4,2%	2,4%	2	0	0	2	20	0
Tramo 1-66	42	AISSLADOR DE DISCO 69 kV, 10.000 RUPTURA	16	5,2%	7,3%	0,5%	4	7,1%	4,2%	2,4%	25	1	0	26	20	3
Tramo 1-66	216	AISSLADOR POLIM.OHIO BRASS CLASE 69KV	393	5,2%	7,3%	0,5%	87	7,1%	4,2%	2,4%	605	12	3	619	20	73
Tramo 1-66	2	CRUCETA L 80 X 80 X 8 MM. X 4,00 MTS.	76	5,2%	7,3%	0,5%	17	7,1%	4,2%	2,4%	116	2	0	119	20	14
Tramo 1-66	360	CABLE DE ACERO GALV. DIAMETRO 3/8".	1	5,2%	7,3%	0,5%	0	7,1%	4,2%	2,4%	1	0	0	1	20	0
Tramo 1-66	20	GUARDACABO GALV. PARA CABLE ACERO 1/2".	1	5,2%	7,3%	0,5%	0	7,1%	4,2%	2,4%	2	0	0	2	20	0
Tramo 1-66	20	BARRA CON OJO GALV. PARA TIRANTE DE 3/4" X 2,40 MTS.	17	5,2%	7,3%	0,5%	4	7,1%	4,2%	2,4%	27	1	0	28	20	3
Tramo 1-66	20	TUBO DE PROTECCION PARA TIRANTE,PVC 90 MM.	13	5,2%	7,3%	0,5%	3	7,1%	4,2%	2,4%	20	0	0	20	20	2
Tramo 1-66	20	TAPA PARA TUBO PVC DE 90 MM.	1	5,2%	7,3%	0,5%	0	7,1%	4,2%	2,4%	1	0	0	1	20	0
Tramo 1-66	48	PRENSA PARALELA PARA TIRANTE,CABLE 5/16" Y 3/8".	5	5,2%	7,3%	0,5%	1	7,1%	4,2%	2,4%	8	0	0	8	20	1
Tramo 1-66	20	MUERTO H.A. 0,70 X 0,30 X 0,15 MTS.	30	5,2%	7,3%	0,5%	7	7,1%	4,2%	2,4%	46	1	0	47	20	6
Tramo 1-66	2	FUNDACIONES DE 4X4X3 (48 m3)	2.576	5,2%	7,3%	0,5%	571	7,1%	4,2%	2,4%	3.967	79	17	4.063	40	415
Tramo 1-66	73	PUESTA A TIERRA SIMPLE	182	5,2%	7,3%	0,5%	40	7,1%	4,2%	2,4%	281	6	1	288	20	34
Tramo 1-66	GI	FERRETERÍA, PERNOS, GOLILLAS, DIAGONALES, GRAMPAS, ETC.	3.596	5,2%	7,3%	0,5%	-	7,1%	4,2%	2,4%	4.629	93	20	4.741	20	557

### 13.4 Instalaciones de subestaciones

Respecto a la valorización de los equipos de subestaciones se buscó cotizar los mismos elementos que se utilizan en las subestaciones de Edelmag, de acuerdo a información de inventario que fue entregada, y en el caso que no fuera posible debido a obsolescencia, se cotizó equipos de características similares. Adicionalmente, se utilizaron los estudios de precios anteriormente señalados para efectos de la valorización.

Los equipos considerados corresponden a los principales elementos de conexión en cada una de las subestaciones: interruptores de poder; transformadores e interruptores correspondientes a la línea de transmisión en 66 kV de Punta Arenas; seccionadores de barra; reconectores; desconectores; etc. Debe notarse que en algunos ítems ante la falta de información del elemento correspondiente se utilizó en valor informado por la empresa.

En la Tabla 116 se presenta en detalle de los equipos en subestación para las centrales Tres Puentes y Punta Arenas y en la Tabla 117 su correspondiente valorización para los equipos de la subestación y transformadores. Cabe destacar que, según lo informado por la Empresa, actualmente existen tres transformadores para la línea de 66 kV, dos en Punta Arenas y uno en Tres Puentes. Adicionalmente, a finales del año 2014 se instalaría un cuarto transformador en la central correspondiente a Tres Puentes.

Por su parte, en la Tabla 117 se presenta el desglose para los equipos en paños de alimentadores en las centrales Tres Puentes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Según lo informado por la empresa el alimentador N°13 correspondiente a la central Tres Puentes se encuentra instalada, pero aún no está en servicio. Es decir, en terreno no existe aún el tendido correspondiente. Así, para efectos de la valorización el alimentador anteriormente señalado no fue considerado.

**Tabla 116: Número de equipos en subestaciones centrales Tres Puentes y Punta Arenas**

Cantidad	Descripción
2	Transformador 20/26/33 MVA 69000/13800 con CTST lado AT
2	Transformador 20/26/33 MVA 69000/13800 con CTBC lado AT
2	Interruptor de poder, 72,5 kV, 1.250 A, SF6
6	Transformadores de potencial 72,5 kV, modelo UXT-72, 69.000/120 V
6	Transformadores de corriente, 72,5 kV, modelo QDR-72/2,200 - 400/5/5/5 A
2	Desconector tripolar, modelo EC-B, 1.200 A
1	Interruptor de poder 13,2 kV
1	Transformador de potencial 13,2 kV
1	Patio GIS 66 kV Punta Arenas

Por último, el detalle de las valorizaciones para los equipos de paños de alimentadores se presenta de la Tabla 119 a la Tabla 122.

Tabla 117: Número de elementos de equipos en paños de alimentadores y barra en centrales Tres Puentes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

INVENTARIO FISICO	Porvenir					P. Natales						Punta Arenas								Tres Puentes						Pto. Williams				Total General	
	1	2	3	4	Barra	1	2	3	4	5	Barra	1	10	2	3	8	9	12	Barra	4	5	6	7	11	13	Barra	1	2	3		Barra
Interruptor de Poder en patio	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	11
Interruptor de Poder en celda	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
Reconector	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	8
Separador de Barra (Desconec. Cuchilla)	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6	24	
Desconector cuchilla	6	6	6	6	0	9	9	9	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6	6	6	0	6	6	6	0	123
Transformador de Corriente	3	3	3	3	0	3	3	3	3	3	0	3	3	3	3	3	3	3	0	3	3	3	3	3	3	0	3	3	3	0	75
Transformador de Potencial	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	3							4	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	3	14	
Pararrayo	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3						0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	9	
Relé de Protección multifunción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	13
Relé de Sobrecorriente	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
Relé de Sobrecorriente residual	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
Frecuencimetro	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	5
Instrumento de medida multifunción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	13
Vóltmetro	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	1	7
Equipo medida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	3
Medidor de Energía Activa	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10
Medidor de Energía Reactiva	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10
Potencia activa (Watmetro)	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	21
Potencia reactiva (Varmetro)	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	20
Amperimetro	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	20
Reg. perfil carga	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	10
Monitoreo Alimentadores (ALSTOM P141)	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	13
Accesorios Monitoreo	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	5
Mufas y terminales	6	6	6	6	0	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	0	24	6	6	6	6	6	6	6	0	0	0	0	198
Cable de Poder	100	100	100	100	0	100	100	100	100	100	100	300	300	300	300	300	300	0	0	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	3400
Cuadro Anunciador de Alarma	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	5
Obras Civiles (m3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35
Instrumento Multimedita SATEC PM170E	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	7

Tabla 118: Valorización de transformadores de subestación en centrales Tres Puentes y Punta Arenas

Transformador	CapMax MVA	Fases	TensiónP	TensiónS	TensiónT	CTBC	Refrigeración	PU US\$	FO%	MO_US\$	Ing%	GG%	Int%	CUp US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida util	aCU US\$
2	33	RST	69 Kv	69 Kv	69 Kv		ONAN/ONAF	384.230	0,60%	7.406	7,1%	4,2%	2,4%	448.973	8979	1.925	459.877	30	48.783
2	33	RST	69 Kv	69 Kv	69 Kv		ONAN/ONAF	403.934	0,60%	7.406	7,1%	4,2%	2,4%	471.564	9431	2.022	483.017	30	51.238

Tabla 119: Valorización de equipos de subestación, patio y en paños de alimentadores en centrales Tres Puentes y Punta Arenas

Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO US\$	Ing%	GG%	Int%	CU <sub>p</sub> US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
3	Interruptor de poder, 72,5 kV, 1.250 A, SF6	40.024	3,3%	7,3%	0,3%	2.498	7,1%	4,2%	2,4%	53.461	1.069	229	54.760	30	5.809
3	Transformadores de potencial 72,5 kV, modelo UXT-72, 69.000/120 V	3.263	3,3%	7,3%	0,3%	204	7,1%	4,2%	2,4%	4.359	87	19	4.465	30	474
3	Transformadores de corriente, 72,5 kV, modelo QDR-72/2,200 - 400/5/5/5 A	3.626	3,3%	7,3%	0,3%	226	7,1%	4,2%	2,4%	4.844	97	21	4.961	30	526
2	Desconectador tripolar, modelo EC-B, 1.200 A	8.443	3,3%	7,3%	0,3%	527	7,1%	4,2%	2,4%	11.277	226	48	11.551	30	1.225
2	Transformador de potencial 13,2 kV	1.600	3,3%	7,3%	0,3%	100	7,1%	4,2%	2,4%	2.137	43	9	2.189	30	232
1	Patio GIS 66 kV Punta Arenas	413.372			0,3%	2.129.560	7,1%	4,2%	2,4%	2.899.531	57.991	12.433	2.969.954	30	315.051
1	Transformador de poder marca RHONA 20 MVA 11,5/013,2 kv	160.170	3,3%	7,3%	0,3%	9.999	7,1%	4,2%	2,4%	213.946	4.279	917	219.143	30	23.246
1	Autotransformador 13,8kV/11,5- 14MVA	131.048	3,3%	7,3%	0,3%	8.181	7,1%	4,2%	2,4%	175.047	3.501	751	179.299	30	19.020
3	Desconectador cuchilla 600 A	243	3,3%	7,3%	0,3%	15	7,1%	4,2%	2,4%	324	6	1	332	30	35
2	Desconectador manual omnirupter S6C	4.368	3,3%	7,3%	0,3%	273	7,1%	4,2%	2,4%	5.835	117	25	5.977	31	631
30	Aislador disco y espiga	17	3,3%	7,3%	0,3%	1	7,1%	4,2%	2,4%	23	0	0	24	30	3
2	Celda 15kv 2500A	245.980			0,3%	15.355	7,1%	4,2%	2,4%	298.655	5.973	1.281	305.908	30	32.451
1	Celda 15kv 2500A	443.264			0,3%	27.671	7,1%	4,2%	2,4%	538.186	10.764	2.308	551.258	30	58.477
2	Transformador 13,2/0,4 kv, 150 KVA	4.368	3,3%	7,3%	0,3%	273	7,1%	4,2%	2,4%	5.835	117	25	5.977	30	634
3	Desconectador fusible	1.470	3,3%	7,3%	0,3%	92	7,1%	4,2%	2,4%	1.964	39	8	2.012	30	213
9	Transformador de corriente 2x150/5 A	850	3,3%	7,3%	0,3%	53	7,1%	4,2%	2,4%	1.136	23	5	1.164	30	123
3	Pararrayo 15kv	82	3,3%	7,3%	0,3%	5	7,1%	7,1%	2,4%	113	2	0	115	30	12
186	Aislador disco y espiga	17	3,3%	7,3%	0,3%	1	7,1%	7,1%	2,4%	24	0	0	25	30	3
1	Switchgear Merlin Gerin	203.852	3,3%	7,3%	0,3%	12.725	7,1%	4,2%	2,4%	272.295	5.446	1.168	278.909	30	29.586
1	Switchgear General Electric 15 kv	592.627	3,3%	7,3%	0,3%	36.995	7,1%	4,2%	2,4%	791.602	15.832	3.394	810.828	30	86.012
3	Pararrayo 72,5 kv	660	3,3%	7,3%	0,3%	41	7,1%	4,2%	2,4%	882	18	4	903	30	96
1	Celda 15kv 2500 A	823.896			0,3%	51.431	7,1%	4,2%	2,4%	1.000.328	20.007	4.289	1.024.624	30	108.691
5	Interruptor de Poder en patio	16.619	3,3%	7,3%	0,3%	1037	7,1%	4,2%	2,4%	22.199	444	95	22.739	30	2.412
9	Interruptor de Poder en celda	16.619	3,3%	7,3%	0,3%	1037	7,1%	4,2%	2,4%	22.199	444	95	22.739	30	2.412
1	Reconectador	13.612	3,3%	7,3%	0,3%	850	7,1%	4,2%	2,4%	18.183	364	78	18.624	30	1.976
6	Separador de Barra (Desconec. Cuchilla)	2.463	3,3%	7,3%	0,3%	154	7,1%	4,2%	2,4%	3.290	66	14	3.370	30	357
30	Desconectador cuchilla	243	3,3%	7,3%	0,3%	15	7,1%	4,2%	2,4%	325	6	1	333	30	35
36	Transformador de Corriente	850	3,3%	7,3%	0,3%	53	7,1%	4,2%	2,4%	1.136	23	5	1.164	30	123
6	Transformador de Potencial	1.401	3,3%	7,3%	0,3%	87	7,1%	4,2%	2,4%	1.871	37	8	1.916	30	203
3	Pararrayo	374	3,3%	7,3%	0,3%	23	7,1%	4,2%	2,4%	500	10	2	512	30	54
12	Relé de Protección multifunción	9.315	3,3%	7,3%	0,3%	581	7,1%	4,2%	2,4%	12.443	249	53	12.745	30	1.352
2	Frecuencímetro	315	3,3%	7,3%	0,3%	20	7,1%	4,2%	2,4%	421	8	2	431	30	46
12	Instrumento de medida multifunción	2.803	3,3%	7,3%	0,3%	175	7,1%	4,2%	2,4%	3.744	75	16	3.835	30	407
4	Vóltmetro	443	3,3%	7,3%	0,3%	28	7,1%	4,2%	2,4%	592	12	3	607	30	64
11	Potencia activa (Wattmetro)	443	3,3%	7,3%	0,3%	28	7,1%	4,2%	2,4%	592	12	3	607	30	64
11	Potencia reactiva (Varmetro)	1.034	3,3%	7,3%	0,3%	65	7,1%	4,2%	2,4%	1.382	28	6	1.415	30	150
11	Amperímetro	443	3,3%	7,3%	0,3%	28	7,1%	4,2%	2,4%	592	12	3	607	30	64
5	Reg. perfil carga	640	3,3%	7,3%	0,3%	40	7,1%	4,2%	2,4%	855	17	4	876	30	93
5	Monitoreo Alimentadores (ALSTOM P141)	5.251	3,3%	7,3%	0,3%	328	7,1%	4,2%	2,4%	7.014	140	30	7.185	30	762
2	Accesorios Monitoreo	1.773	3,3%	7,3%	0,3%	111	7,1%	4,2%	2,4%	2.369	47	10	2.426	30	257
132	Mufas y terminales	246	3,3%	7,3%	0,3%	15	7,1%	4,2%	2,4%	329	7	1	337	30	36
2300	Cable de Poder	22	3,3%	7,3%	0,3%	1	7,1%	4,2%	2,4%	29	1	0	30	20	3
2	Cuadro Anunciador de Alarma	2.207	3,3%	7,3%	0,3%	138	7,1%	4,2%	2,4%	2.948	59	13	3.019	30	320
35	Obras Civiles (m3)	1.070			0,3%	67	7,1%	4,2%	2,4%	1.299	26	6	1.331	40	136

Tabla 120: Valorización de equipos de subestación, patio y en paños de alimentadores en central Puerto Natales

Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO US\$	Ing%	GG%	Int%	CU <sub>p</sub> US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
3	Transformador de potencial 13,2 kV	1.600	3,3%	7,3%	1,0%	101	7,1%	4,2%	2,4%	2.152	43	9	2.205	30	234
3	Pararrayos 15 kV	82	3,3%	7,3%	1,0%	5	7,1%	4,2%	2,4%	111	2	0	113	30	12
1	Transformador 100 kVA, 13,2/0,4-0,23 kV	3.106	3,3%	7,3%	1,0%	196	7,1%	4,2%	2,4%	4.179	84	18	4.280	30	454
1	Transformador 75 kVA, 13,2/0,4 kV	2.621	3,3%	7,3%	1,0%	166	7,1%	4,2%	2,4%	3.526	71	15	3.611	30	383
186	Aisladores Disco-Espiga	17	3,3%	7,3%	1,0%	1	7,1%	4,2%	2,4%	24	0	0	24	30	3
1	Desconectador Cuchilla Trifásico 630 A	8.443	3,3%	7,3%	1,0%	534	7,1%	4,2%	2,4%	11.357	227	49	11.633	30	1.234
21	Desconectador Cuchilla 400 A	243	3,3%	7,3%	1,0%	15	7,1%	4,2%	2,4%	326	7	1	334	30	35
188	Aisladores Disco-Espiga	17	3,3%	7,3%	1,0%	1	7,1%	4,2%	2,4%	24	0	0	24	30	3
15	Desconectador fusible	1.470	3,3%	7,3%	1,0%	93	7,1%	4,2%	2,4%	1.978	40	8	2.026	30	215
5	Interruptor de Poder en patio	16.619	3,3%	7,3%	1,0%	1.051	7,1%	4,2%	2,4%	22.357	447	96	22.900	30	2.429
6	Separador de Barra (Desconec. Cuchilla)	2.463	3,3%	7,3%	1,0%	156	7,1%	4,2%	2,4%	3.313	66	14	3.394	30	360
45	Desconectador cuchilla	243	3,3%	7,3%	1,0%	15	7,1%	4,2%	2,4%	327	7	1	335	30	36
15	Transformador de Corriente	850	3,3%	7,3%	1,0%	54	7,1%	4,2%	2,4%	1.144	23	5	1.172	30	124
3	Transformador de Potencial	1.401	3,3%	7,3%	1,0%	89	7,1%	4,2%	2,4%	1.884	38	8	1.930	30	205
3	Pararrayo	374	3,3%	7,3%	1,0%	24	7,1%	4,2%	2,4%	504	10	2	516	30	55
5	Relé de Sobrecorriente	3.488	3,3%	7,3%	1,0%	221	7,1%	4,2%	2,4%	4.692	94	20	4.806	30	510
5	Relé de Sobrecorriente residual	3.576	3,3%	7,3%	1,0%	226	7,1%	4,2%	2,4%	4.811	96	21	4.928	30	523
1	Frecuencímetro	315	3,3%	7,3%	1,0%	20	7,1%	4,2%	2,4%	424	8	2	434	30	46
1	Vóltmetro	443	3,3%	7,3%	1,0%	28	7,1%	4,2%	2,4%	596	12	3	611	30	65
6	Medidor de Energía Activa	1.823	3,3%	7,3%	1,0%	115	7,1%	4,2%	2,4%	2.452	49	11	2.511	30	266
6	Medidor de Energía Reactiva	1.823	3,3%	7,3%	1,0%	115	7,1%	4,2%	2,4%	2.452	49	11	2.511	30	266
5	Potencia activa (Wattmetro)	443	3,3%	7,3%	1,0%	28	7,1%	4,2%	2,4%	596	12	3	611	30	65
4	Potencia reactiva (Varmetro)	1.034	3,3%	7,3%	1,0%	65	7,1%	4,2%	2,4%	1.392	28	6	1.425	30	151
4	Amperímetro	443	3,3%	7,3%	1,0%	28	7,1%	4,2%	2,4%	596	12	3	611	30	65
4	Reg. perfil carga	640	3,3%	7,3%	1,0%	40	7,1%	4,2%	2,4%	861	17	4	882	30	94
5	Monitoreo Alimentadores (ALSTOM P141)	5.251	3,3%	7,3%	1,0%	332	7,1%	4,2%	2,4%	7.064	141	30	7.236	30	768
1	Accesorios Monitoreo	1.773	3,3%	7,3%	1,0%	112	7,1%	4,2%	2,4%	2.386	48	10	2.444	30	259
36	Mufas y terminales	246	3,3%	7,3%	1,0%	16	7,1%	4,2%	2,4%	331	7	1	339	30	36
600	Cable de Poder	22	3,3%	7,3%	1,0%	1	7,1%	4,2%	2,4%	29	1	0	30	20	4
1	Cuadro Anunciador de Alarma	2.207	3,3%	7,3%	1,0%	140	7,1%	4,2%	2,4%	2.969	59	13	3.041	30	323

Tabla 121: Valorización de equipos de subestación, patio y en paños de alimentadores en central Porvenir

Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO_ US\$	Ing%	GG%	Int%	CU <sub>p</sub> US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
2	Transformador 50 kVA	2.136	3,4%	7,3%	2,2%	131	7,1%	4,2%	2,4%	2.899	58	12	2.970	30	315
39	Desconectador fusible	1.470	3,4%	7,3%	2,2%	90	7,1%	4,2%	2,4%	1.996	40	9	2.045	30	217
6	Pararrayo 15 kV	82	3,4%	7,3%	2,2%	5	7,1%	4,2%	2,4%	112	2	0	114	30	12
66	Aislador disco-espiga	17	3,4%	7,3%	2,2%	1	7,1%	4,2%	2,4%	24	0	0	24	30	3
4	Reconectador	13.612	3,4%	7,3%	2,2%	834	7,1%	4,2%	2,4%	18.480	370	79	18.929	30	2.008
6	Separador de Barra (Desconec. Cuchilla)	2.463	3,4%	7,3%	2,2%	151	7,1%	4,2%	2,4%	3.344	67	14	3.425	30	363
24	Desconectador cuchilla	243	3,4%	7,3%	2,2%	15	7,1%	4,2%	2,4%	330	7	1	338	30	36
12	Transformador de Corriente	850	3,4%	7,3%	2,2%	52	7,1%	4,2%	2,4%	1.155	23	5	1.183	30	125
2	Transformador de Potencial	1.401	3,4%	7,3%	2,2%	86	7,1%	4,2%	2,4%	1.902	38	8	1.948	30	207
3	Pararrayo	374	3,4%	7,3%	2,2%	23	7,1%	4,2%	2,4%	508	10	2	521	30	55
1	Frecuencímetro	315	3,4%	7,3%	2,2%	19	7,1%	4,2%	2,4%	428	9	2	438	30	47
1	Vóltmetro	443	3,4%	7,3%	2,2%	27	7,1%	4,2%	2,4%	602	12	3	617	30	65
4	Medidor de Energía Activa	1.823	3,4%	7,3%	2,2%	112	7,1%	4,2%	2,4%	2.474	49	11	2.535	30	269
4	Medidor de Energía Reactiva	1.823	3,4%	7,3%	2,2%	112	7,1%	4,2%	2,4%	2.474	49	11	2.535	30	269
4	Potencia activa (Watmetro)	443	3,4%	7,3%	2,2%	27	7,1%	4,2%	2,4%	602	12	3	617	30	65
4	Potencia reactiva (Varmetro)	1.034	3,4%	7,3%	2,2%	63	7,1%	4,2%	2,4%	1.404	28	6	1.439	30	153
4	Amperímetro	443	3,4%	7,3%	2,2%	27	7,1%	4,2%	2,4%	602	12	3	617	30	65
2	Monitoreo Alimentadores (ALSTOM P141)	5.251	3,4%	7,3%	2,2%	322	7,1%	4,2%	2,4%	7.129	143	31	7.302	30	775
1	Accesorios Monitoreo	1.773	3,4%	7,3%	2,2%	109	7,1%	4,2%	2,4%	2.408	48	10	2.466	30	262
24	Mufas y terminales	246	3,4%	7,3%	2,2%	15	7,1%	4,2%	2,4%	334	7	1	343	30	36
400	Cable de Poder	22	3,4%	7,3%	2,2%	1	7,1%	4,2%	2,4%	29	1	0	30	20	4
1	Cuadro Anunciador de Alarma	2.207	3,4%	7,3%	2,2%	135	7,1%	4,2%	2,4%	2.996	60	13	3.069	30	326
4	Instrumento Multimedia SATEC PM170E	1.865	3,4%	7,3%	2,2%	114	7,1%	4,2%	2,4%	2.531	51	11	2.593	30	275

Tabla 122: Valorización de equipos de patio y en paños de alimentadores en central Puerto Williams

Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO_ US\$	Ing%	GG%	Int%	CU <sub>p</sub> US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$
1	Transformador 45 kVa	2.136	3,3%	7,3%	11%	157	7,1%	4,2%	2,4%	3.142	63	13	3.219	30	341
3	Transformador de potencial 13,2 kV	1.600	3,3%	7,3%	11%	117	7,1%	4,2%	2,4%	2.354	47	10	2.411	30	256
6	Desconectador cuchilla	243	3,3%	7,3%	11%	18	7,1%	4,2%	2,4%	357	7	2	366	30	39
15	Desconectador fusible	1.470	3,3%	7,3%	11%	108	7,1%	4,2%	2,4%	2.164	43	9	2.216	30	235
75	Aisladores disco - espiga	17	3,3%	7,3%	11%	1	7,1%	4,2%	2,4%	26	1	0	26	31	3
3	Reconectador	13.612	3,3%	7,3%	11%	998	7,1%	4,2%	2,4%	20.029	401	86	20.515	30	2.176
6	Separador de Barra (Desconec. Cuchilla)	2.463	3,3%	7,3%	11%	181	7,1%	4,2%	2,4%	3.624	72	16	3.712	30	394
18	Desconectador cuchilla	243	3,3%	7,3%	11%	18	7,1%	4,2%	2,4%	358	7	2	367	30	39
9	Transformador de Corriente	850	3,3%	7,3%	11%	62	7,1%	4,2%	2,4%	1.251	25	5	1.282	30	136
3	Transformador de Potencial	1.401	3,3%	7,3%	11%	103	7,1%	4,2%	2,4%	2.061	41	9	2.111	30	224
1	Frecuencímetro	315	3,3%	7,3%	11%	23	7,1%	4,2%	2,4%	464	9	2	475	30	50
1	Vóltmetro	443	3,3%	7,3%	11%	33	7,1%	4,2%	2,4%	652	13	3	668	30	71
3	Equipo medida	2.167	3,3%	7,3%	11%	159	7,1%	4,2%	2,4%	3.189	64	14	3.267	30	347
1	Accesorios Monitoreo	1.773	3,3%	7,3%	11%	130	7,1%	4,2%	2,4%	2.609	52	11	2.673	30	284
1	Cuadro Anunciador de Alarma	2.207	3,3%	7,3%	11%	162	7,1%	4,2%	2,4%	3.247	65	14	3.326	30	353
3	Instrumento Multimedita SATEC PM170E	1.865	3,3%	7,3%	11%	137	7,1%	4,2%	2,4%	2.744	55	12	2.810	30	298

## 14 ANEXO: SERVIDUMBRES

Los valores informados por la empresa en la tabla a continuación corresponden a moneda de cada fecha indicada y las cuales fueron actualizadas a diciembre de 2012, correspondiente a un monto total (Costo Unitario) de US\$ 22.448.

CUADRO RESUMEN SERVIDUMBRES LINEA 66 Kv					
PROPIETARIO	\$	REPERTORIO / ESCRITURA N°	FECHA	LONGITUD (M) ( x 20m ancho)	OBSERVACIÓN
JOSE GALLEGOS VASQUEZ	\$ 5,000,000	212	NOV./1996	200	
GREGORIO PITTET, ALBERTO PITTET, MARITZA PITTET	\$ 500,000	32	OCT./1996	70	
CONSTRUCTORA SALFA	\$ 210,000	281	DIC./1996	0	
AURORA LOPIZICH SALINAS	\$ 300,000	145	JUN./1996	126	
INMOBILIARIA SANTA JULIA	\$ 1,600,000	43	NOV./1996	50	
TELEX CHILE S.A.	\$ 980,000	69	NOV./1996	200	
JULIETA HERMOSILLA TORRES	\$ 2,000,000	251	OCT./1996	200	
JORGE INSUA Y CIA. LTDA.	\$ 225,000	41	NOV./1996	200	
CARMEN PAVLOV ANTICEVIC	\$ 260,000	130	JUL./1996	109	
VICTOR FERNANDEZ MAYNARD	\$ 600,000	229	ENE./1997	100	
MANUEL GALLARDO ESPAÑA	\$ 300,000	101	AGO./1996	200	
JOSE MANSILLA OJEDA	\$ 250,000		jun-96	200	
HIGESA	\$ 270,000		ago-96	100	
SERVIU REGION DE MAGALLANES		255	DIC./1996		Servidumbre gratuita
MINISTERIO ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCION		257	OCT./1996		Bienes nacionales de uso público
		<b>Total</b>		1.755	

## 15 ANEXO: COTIZACIONES Y COMPROBANTES EDELMAG

### 15.1 Rhona

#### 1° Cotización

2/13/2014

Correo de System - Cotización Rhona 06-02-2014



Vicente Camino <vcamino@system.cl>

#### Cotización Rhona 06-02-2014

Alejandro Valdes Lara <alejandro.valdes@rhona.cl>  
Para: Vicente Camino <vcamino@system.cl>

12 de febrero de 2014, 10:43

Estimado Vicente,

Adjunto precios de referencia.

- Pararrayos 15 kV (código Rhona: 70 10 10)

\$ 40,417.- (+ IVA)

- Reconector 15 kV (código Rhona: 72 31 10)

\$ 7.738.500.- (+ IVA)

- Desconector Fusible (código Rhona: 72 02 01)

\$ 78.400.- (+IVA)

- Transformador trifásico marca Rhona de 20/26/33 MVA, 69000/13800 y 12000 V, con CTST lado AT, en aceite aislante (incluye TTCC para protecciones)

\$ US 410.000.- (+IVA)

- Transformador trifásico marca Rhona de 20/26/33 MVA, 69000/13800 V, con CTBC lado AT, en aceite aislante

\$ US 390.000.- (+IVA)

- Autotransformador marca Rhona de 8000 kVA, 15600/12000 V, sin derivaciones, con devanado terciario de alta accesible

\$ US 180.570.- (+IVA)

- Autotransformador marca Rhona de 14000 kVA, 13800/12000 V, sin derivaciones, con devanado terciario

\$ US 290.000.- (+IVA)

Atte.-

Saludos Cordiales



Alejandro Valdes L.  
Account Manager  
Tel.: 02 2560 8803  
Cel.: 9 6496 6057

## 2° Cotización

2/25/2014

Correo de Systep - Satec Powermeter



Vicente Camino <vcamino@systep.cl>

---

### Satec Powermeter

---

**Diego Valencia Lohrmann** <dvalencia@rhona.cl>  
Para: Vicente Camino <vcamino@systep.cl>

21 de febrero de 2014, 15:13

Vicente,

El precio lista de ese equipo es:  
PM-172E 5A 220VAC C/U \$916,516

No mantenemos stock, lo tenemos contra pedido.  
Quedo atento.

Saludos,



**Diego Valencia Lohrmann**  
Ingeniero de Soporte  
Tel.: 32 232 0703  
Cel.: 9 6496 6034

## 15.2 Bimex

2/19/2014

Correo de System - Cotización BIMEX 06-02-2014



Vicente Camino <vcamino@system.cl>

---

### Cotización BIMEX 06-02-2014

---

**Araneda, Gabriela [BIMEX]** <garaneda@bimex.cl>  
Para: Vicente Camino <vcamino@system.cl>  
Cc: Pablo Jimenez <pjimenez@system.cl>, lalvarez@bimex.cl

19 de febrero de 2014, 12:56

Estimado Vicente,

Envío precios referenciales de los equipos. No envío cotización formal, puesto que son para tener una referencia en cuanto al tema, pero si necesitas una cotización formal me la puedes solicitar.

Además envío boletín de especificaciones de los equipos más sus planos de montaje.

Estamos atentos ante cualquier requerimiento.

Saludos Cordiales,

**Gabriela Araneda**  
Asistente Comercial  
Av. Américo Vespucio Norte 1385 • Quilicura, Santiago  
Fono: (56-2) 2306 2210  
garaneda@bimex.cl • www.bimex.cl



- Interruptor en SF6 para transformadores en Subestaciones. 72,5 kV, 1.250  
N° Catálogo 329016R1: \$19.672.370
- Interruptor de Poder Circuit Switcher 34.5-230 kV  
N° Catálogo 157314-A: \$50.867.997  
N° Catálogo 197436: \$55.752.592
- Fusibles de Poder 34,5-138 kV  
N° Catálogo 704001: \$148.609
- Desconectador Alduti-Rupter sin Fusible  
N° Catálogo 137612: \$5.481.465  
N° Catálogo 137613: \$5.838.776
- Desconectador Bajo Carga OmniRupter  
N° Catálogo 147412R4: \$4.149.672  
N° Catálogo 147413R4: \$4.584.129

- Desconectador Fusible Aéreo SM4  
N° Catálogo 192322-SP: \$1,453,603  
N° Catálogo 192323-SP: \$1,490,146
- Seccionador cuchilla Monopolar Loadbuster  
N° Catálogo 4942R9: \$263,922  
N° Catálogo 4943R9: \$292,345  
N° Catálogo 18932: \$118,018  
N° Catálogo 18933: \$122,582
- Sistema de interrupción Scada-Mate CX  
N° Catálogo 148112R2: \$13.317.930  
N° Catálogo 148113R2: \$15.327.801
- Desconectador fusible marca S&C SMD-2 25kV, 200 A. fus. 1 A tipo P  
N° Catálogo 192222R2: \$722.741  
N° Catálogo 192223R2: \$738.983  
N° Catálogo 192292: \$787.707  
N° Catálogo 192293: \$828.310

### 15.3 Schaffner



Santiago, 20 de Febrero de 2014  
T.140211

**Señores:**  
**SYSTEP INGENIERIA Y DISEÑOS**  
**E MAIL: [vcamino@systep.cl](mailto:vcamino@systep.cl)**  
**SANTIAGO**

**Atención : Sr. Vicente Camino V.**  
**Referencia : Solicitud de cotización - REFERENCIAL**  
**Proyecto : Sistemas medianos Edelmag**

Estimados señores:  
 En atención a su solicitud indicada en la referencia, tenemos el agrado de cotizar los siguientes equipos, cuya descripción y características se detallan:

ITEM	TAG	DESCRIPCION	CANT	PU Ch\$	PT Ch\$
1		Celda de MT, incluye: Dos Interruptores de MT al vacío, extraíble, clase 17.5kV, 16kA, 1250A. Un desconectador operación bajo carga, clase 17.5kV 630A. Grado de protección NEMA 4. Marca SCHAFFNER.	1	85.657.890	85.657.890
2		Transformador tipo aéreo, trifásico, ONAN 50kVA, 13200/400-231 V, aceite mineral, 65°C@1000msnm., 50Hz, Dyn1. Marca SCHAFFNER.	1	1.470.030	1.470.030
3		Transformador tipo aéreo, trifásico, ONAN 75kVA, 13200/400-231 V, aceite mineral, 65°C@1000msnm., 50Hz, Dyn1. Marca SCHAFFNER.	1	1.912.350	1.912.350
4		Transformador tipo aéreo, trifásico, ONAN 100kVA, 13200/400-231 V, aceite mineral, 65°C@1000msnm., 50Hz, Dyn1. Marca SCHAFFNER.	1	2.220.150	2.220.150
5		Transformador tipo aéreo, trifásico, ONAN 150kVA, 13200/400-231 V, aceite mineral, 65°C@1000msnm., 50Hz, Dyn1. Marca SCHAFFNER.	1	2.758.230	2.758.230
6		Transformador tipo aéreo, trifásico, ONAN 300kVA, 13200/400-231 V, aceite mineral, 65°C@1000msnm., 50Hz, Dyn1. Marca SCHAFFNER.	1	3.975.750	3.975.750
7	Opcional	Repuestos puesta en marcha	1	104.880	
8	Opcional	Repuestos dos años de operación	1	104.880	
		<b>Total</b>			<b>97.994.400</b>

## 15.4 Siemens

Cotización No 1

2/18/2014

Correo de Systep - RE: Cotización SIEMENS 14-02-2014



Vicente Camino <vcamino@systep.cl>

---

### RE: Cotización SIEMENS 14-02-2014

1 mensaje

---

**GONZALEZ VELIZ, DAVID CLAUDIO** <david.gonzalez\_g@siemens.com>

18 de febrero de 2014, 17:34

Para: "vcamino@systep.cl" <vcamino@systep.cl>

Cc: "SCHOOLASTRA, HORACIO" <horacio.schoo@siemens.com>

Vicente

Informamos en términos referenciales :

#### Descripción

1 x Paño de GIS ("Gas Insulated Switchgear") modelo 8DN8 tipo in – out clase 72,5kV de 66kV – 1,250Amps – 40kA

#### Precio Unitario

Euro 570,000

#### Condición de Entrega

CIF puerto de Punta Arenas, XII región

#### Plazo de Entrega

8-9 meses CIF puerto de Punta Arenas, XII región

**Otros**

No incluye :

- Repuestos
- Herramientas especiales

<https://mail.google.com/mail/u/0/?ui=2&ik=ca32ad2b2b&view=pt&search=inbox&th=14446b5c473fdae5>

1/3

---

2/18/2014

Correo de Systep - RE: Cotización SIEMENS 14-02-2014

- Equipos ni personal de terreno para tareas de montaje, armado, pruebas ni puesta en servicio,
- Asistencia técnica en sitio en tareas de montaje, armado, pruebas ni puesta en servicio,
- Capacitación

Slds,

David González

Siemens S.A.

Cotización No 2

2/26/2014

Correo de System - Siemens SA - System "Cotización SIEMENS 14-02-2014"



Vicente Camino <vcamino@system.cl>

---

## Siemens SA - System "Cotización SIEMENS 14-02-2014"

---

GONZALEZ VELIZ, DAVID CLAUDIO <david.gonzalez\_g@siemens.com>

26 de febrero de 2014, 22:10

Para: Vicente Camino <vcamino@system.cl>

Cc: "SCHOO LASTRA, HORACIO" <horacio.schoo@siemens.com>

Vicente

Disculpa mi retraso en contestarte.

Te informo en términos referenciales :

### Descripción

1 x Transformador de potencial 72,5 kV - 6900/120 V

### Precio

Euro 4.500 c/u

### Plazo de Entrega

7-8 meses CIF puerto Chileno

### Descripción

1 x Transformador de corriente 72,5 kV - 400/5/5/5 A

### Precio

Euro 5.000 c/u

### Plazo de Entrega

7-8 meses CIF puerto Chileno

## 15.5 TecnoRed

2/25/2014

Correo de System- Cotización Tecno Red 18-02-2014



Vicente Camino <vcamino@system.cl>

---

### Cotización Tecno Red 18-02-2014

---

**Sebastian Alejandro Robles Fernandez** <srobles@tecnored.cl>  
Para: Vicente Camino <vcamino@system.cl>

18 de febrero de 2014, 16:58

Estimado.

Adjunto cotización solicitada. Stock sujeto a confirmación.

Plazo entrega material según cantidad solicitada.

Cotización solo por material y stock disponible.

Saludos.



**Sebastián Robles Fernández – Soporte de Ventas**  
Fono: (56 02) 2352 70 52 - Movil: (56 09) 566 78 210  
Panamericana Norte # 5280, Renca, Santiago  
E-mail: [srobles@tecnored.cl](mailto:srobles@tecnored.cl) - [www.tecnored.cl](http://www.tecnored.cl)



<b>Señores</b> Cliente Generico H3 No Crear Pedido <b>Atención</b> <b>Rut</b> 55555555-5 <b>Fono</b> <b>Fax</b> <b>Email</b> <b>Válida desde</b> 18.02.2014 <b>Válida hasta</b> 25.02.2014		<b>Tecnored S.A.</b> 77302440-5  <b>Santiago</b> Dir. Av. Pdte. Eduardo Frei Montalva 5280 Renca Fono 02-6234429/ 6243301 Fax 02-6240219 Fecha 18.02.2014 COT:20129537				
Item	Código	Descripción	Cant.	Unid.	Vr. Unitario Neto	Total Neto
10	2903038	Desconect.Fusible 100A 14,4Kv 8,7" Chanc	1	Pz	43.126	43.126
20	2903040	Desconec. Fusible 100A 24,9Kv 12,6"	1	Pz	46.309	46.309
30	2903039	Desconec. Fusible 100A 24,9Kv 17,3"	1	Pz	53.726	53.726
40	2905041	Desconect.Cuchillo L. Buster 600A Chance	1	Pz	119.567	119.567
50	1105015	Aislador Porcel. Disco 6"Ansi52-1Elexor	1	Pz	2.044	2.044
60	1105020	Aislador Porcelana 15KV Ansi 54-2 Elexor	1	Pz	388	388
70	3801270	Transf Dist Aerea Trif 100KVA 13,2KV CGE	1	Pz	2.824.218	2.824.218
80	3801260	Transf Dist Aerea Trif 75KVA 13,2KV CGE	1	Pz	2.449.786	2.449.786
90	3801255	Transf Dist Aerea Trif 45KVA 13,2KV CGE	1	Pz	2.021.260	2.021.260
					<b>Subtotal</b>	7.561.324
					<b>Neto</b>	7.561.324
					<b>IVA</b>	1.436.652
					<b>TOTAL</b>	8.997.976

## 15.6 Man Diesel

2/25/2014

Correo de Systep - SOBRE SU SOLICITUD



Vicente Camino <vcamino@systep.cl>

---

### **SOBRE SU SOLICITUD**

---

**Carlos Lobos** <Carlos.Lobos@cl.man.eu>  
Para: Vicente Camino <vcamino@systep.cl>

12 de febrero de 2014, 19:58

Estimado Vicente,

Según lo conversado, adjunto encontraras las opciones disponibles según los rangos solicitados. Tenemos unas opciones No estándar pero se demoran bastante en enviar la información.

Espero que esta información sea útil

Atentos Saludos,

Carlos



MAN Diesel & Turbo

Date: 12.febrero.2014

We thank you for your enquiry and are pleased to forward our budgetary GenSet quotation for:

1 Generating Set(s)  
each set consisting of:

1 MAN GenSet, type 5L21/31 and alternator with air filter

The total price of engine, alternator and equipment delivered according to the enclosed specification is:

Total price of GenSet ..... **EUR 540.000**

Time of delivery: 6 months ex works from firm order

Delivery Time is subject to availability and requires written Confirmation by MAN Diesel & Turbo to be valid.

Terms of delivery: Ex Works according to Incoterms 2010.

Terms of payment: 20 % downpayment and  
80 % payment on irrevocable and confirmed Letter of credit

Warranty: 12 months from commissioning. However, 18 months from delivery Ex works.

The warranty is subject to our receipt of test reports on the fuel bunkers, as well as quarterly test reports on the lubricating oil.

#### Reservations

The supply will be delivered and warranted by MAN Diesel & Turbo, and the origin of the engines will be at the supplier's decision.

Our budgetary GenSet quotation is governed by our: "General Conditions for the Supply of Equipment"

All data provided in the attached document is non-binding. This data serves informational purposes only and is especially not guaranteed in any way. Depending on the subsequent specific individual projects, the relevant data may be subject to changes and will be assessed and determined individually for each project. This will depend on

MAN Diesel & Turbo  
H. Christoffersensvej 6  
4900 Holstebro  
Denmark  
Phone: +45 54 99 31 00  
Fax: +45 54 99 30 30  
Info-hol@mandieselturbo.com  
www.mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Niels Juul Vej 15  
9600 Frederikshavn  
Denmark  
Phone: +45 96 20 41 00  
Fax: +45 96 20 40 30  
Info-eh@mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Branch of MAN Diesel & Turbo SE, Germany  
CVR No.: 31611792  
Head office: Teglholtstrøde 41  
2450 Copenhagen SV, Denmark  
German Reg.No.: HRB 22056  
Amtsgericht Augsburg

MAN Diesel & Turbo - a member of the MAN Group



**MAN Diesel & Turbo**

**Technical specification for budgetary GenSet quotation**

*Technical information provided by MAN Diesel & Turbo to the customer in connection with this budgetary GenSet quotation or contract but relating to equipment and/or system design outside the scope and hardware supply of MAN Diesel & Turbo shall be considered for guidance only.*

**Generating Set consisting of:**

**Diesel Engine**

1 MAN GenSet. Type: 5L21/31, four-stroke, water-cooled with oil-cooled nodular cast iron piston and exchangeable cylinder liners, turbo-charged, charge air cooling.

Maximum continuous rating at ..... 1000 rpm  
Output on the alternator terminals ..... 1.045 kW<sub>e</sub>  
Frequency ..... 50 Hz  
Cos phi ..... 0,8  
Alternator voltage ..... 400 volt

**The output is stated at:**

Height above sea level ..... 111 m  
Barometric pressure ..... 1000 mbar  
Wet bulb temperature ..... 20 deg. C  
(to be stated together with delivery of cooling tower)  
Cooling water temperature inlet charge air cooler ..... 32 deg. C  
Ambient temperature min/max ..... 5/40 deg. C

Relative humidity ..... 40 %  
Voltage for auxiliary equipment ..... 400 VAC

**Fuel:**

Type of fuel ..... Diesel fuel (gas oil)

Earthquake code Richter scale, up to ..... 7,0

Engine combustion air filter: Dust in the air ..... Medium

Local regulations: ..... None

**Emmission:** The exhaust gas emissions are in accordance to the World Bank 2007/2008 guidelines issued by IFC / World bank with the

- "Environmental, Health and Safety General Guidelines" in April 2007 and
- "Environmental, Health and Safety Guidelines for Thermal Power Plants" in December 2008.

**Definition of the first letter:**

Page 1/7

Document1, 2014-02-12

MAN Diesel & Turbo



Date: 12. febrero. 2014

We thank you for your enquiry and are pleased to forward our budgetary GenSet quotation for:

**1 Generating Set(s)**  
each set consisting of:

**1 MAN GenSet, type 5L27/38 and alternator with air filter**

The total price of engine, alternator and equipment delivered according to the enclosed specification is:

Total price of GenSet ..... **EUR 700.000**

**Time of delivery:** 6 months ex works from firm order

Delivery Time is subject to availability and requires written Confirmation by MAN Diesel & Turbo to be valid.

**Terms of delivery:** Ex Works according to Incoterms 2010.

**Terms of payment:** 20 % downpayment and  
80 % payment on irrevocable and confirmed Letter of credit

**Warranty:** 12 months from commissioning. However, 18 months from delivery Ex works.

The warranty is subject to our receipt of test reports on the fuel bunkers, as well as quarterly test reports on the lubricating oil.

#### Reservations

The supply will be delivered and warranted by MAN Diesel & Turbo, and the origin of the engines will be at the supplier's decision.

Our budgetary GenSet quotation is governed by our: "General Conditions for the Supply of Equipment"

All data provided in the attached document is non-binding. This data serves informational purposes only and is especially not guaranteed in any way. Depending on the subsequent specific individual projects, the relevant data may be subject to changes and will be assessed and determined individually for each project. This will depend on

MAN Diesel & Turbo  
H. Christoffersensvej 8  
4900 Holstebj  
Denmark  
Phone: +45 54 96 31 00  
Fax: +45 54 96 30 30  
info-hol@mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Niels Juelin Vej 15  
9600 Frederikshavn  
Denmark  
Phone: +45 96 30 41 00  
Fax: +45 96 30 40 30  
info-4h@mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Branch of MAN Diesel & Turbo SE, Germany  
CVR No.: 31811792  
Head office: Tegholmagade 41  
2450 Copenhagen SV, Denmark  
German Reg No.: HRB 12256  
Anttagericht Augsburg



**MAN Diesel & Turbo**

**Technical specification for budgetary GenSet quotation**

*Technical information provided by MAN Diesel & Turbo to the customer in connection with this budgetary GenSet quotation or contract but relating to equipment and/or system design outside the scope and hardware supply of MAN Diesel & Turbo shall be considered for guidance only.*

**Generating Set consisting of:**

**Diesel Engine**

1 MAN GenSet. Type: 5L27/38, four-stroke, water-cooled with oil-cooled nodular cast iron piston and exchangeable cylinder liners, turbo-charged, charge air cooling.

Maximum continuous rating at .....750 rpm  
 Output on the alternator terminals .....1.536 kW<sub>e</sub>  
 Frequency .....50 Hz  
 Cos phi .....0.8  
 Alternator voltage .....400 volt

**The output is stated at:**

Height above sea level .....111 m  
 Barometric pressure .....1000 mbar  
 Wet bulb temperature .....20 deg. C  
*(to be stated together with delivery of cooling tower)*  
 Cooling water temperature inlet charge air cooler .....32 deg. C  
 Ambient temperature min/max .....5/40 deg. C

Relative humidity .....40 %  
 Voltage for auxiliary equipment .....400 VAC

**Fuel:**

Type of fuel .....Diesel fuel (gas oil)

Earthquake code Richter scale, up to .....7,0

Engine combustion air filter: Dust in the air.....Medium

Local regulations:.....None

**Emmision:** The exhaust gas emissions are in accordance to the World Bank 2007/2008 guidelines issued by IFC / World bank with the

- "Environmental, Health and Safety General Guidelines" in April 2007 and
- "Environmental, Health and Safety Guidelines for Thermal Power Plants" in December 2008.

**Definition of the first letter:**

MAN Diesel & Turbo

MAN Diesel & Turbo



Date: 12.febrero.2014

We thank you for your enquiry and are pleased to forward our budgetary GenSet quotation for:

**1 Generating Set(s)**  
each set consisting of:

**1 MAN GenSet, type 6L21/31 and alternator with air filter**

The total price of engine, alternator and equipment delivered according to the enclosed specification is:

Total price of GenSet .....**EUR 570.000**

**Time of delivery:** 6 months ex works from firm order

Delivery Time is subject to availability and requires written Confirmation by MAN Diesel & Turbo to be valid.

**Terms of delivery:** Ex Works according to Incoterms 2010.

**Terms of payment:** 20 % downpayment and  
80 % payment on irrevocable and confirmed Letter of credit

**Warranty:** 12 months from commissioning. However, 18 months from delivery Ex works.

The warranty is subject to our receipt of test reports on the fuel bunkers, as well as quarterly test reports on the lubricating oil.

#### Reservations

The supply will be delivered and warranted by MAN Diesel & Turbo, and the origin of the engines will be at the supplier's decision.

Our budgetary GenSet quotation is governed by our: "General Conditions for the Supply of Equipment"

All data provided in the attached document is non-binding. This data serves informational purposes only and is especially not guaranteed in any way. Depending on the subsequent specific individual projects, the relevant data may be subject to changes and will be assessed and determined individually for each project. This will depend on

MAN Diesel & Turbo  
H. Christoffersensvej 6  
4900 Holstebj  
Denmark  
Phone: +45 54 66 31 00  
Fax: +45 54 66 30 30  
Info-hol@mandieselturbo.com  
www.mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Nils Juul Vei 15  
9600 Frederikstavn  
Denmark  
Phone: +45 96 20 41 00  
Fax: +45 96 20 40 30  
Info-ht@mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Branch of MAN Diesel & Turbo SE, Germany  
CVR No.: 31611790  
Head office: Taghøjsgade 41  
2450 Copenhagen SV, Denmark  
German Reg No.: HRB 22056  
Arbeitsgericht Augsburg

MAN Diesel & Turbo - a member of the MAN Group



**MAN Diesel & Turbo**

**Technical specification for budgetary GenSet quotation**

*Technical information provided by MAN Diesel & Turbo to the customer in connection with this budgetary GenSet quotation or contract but relating to equipment and/or system design outside the scope and hardware supply of MAN Diesel & Turbo shall be considered for guidance only.*

**Generating Set consisting of:**

**Diesel Engine**

1 MAN GenSet. Type: 6L21/31, four-stroke, water-cooled with oil-cooled nodular cast iron piston and exchangeable cylinder liners, turbo-charged, charge air cooling.

Maximum continuous rating at .....	1000 rpm
Output on the alternator terminals .....	1.254 kWe
Frequency .....	50 Hz
Cos phi .....	0,8
Alternator voltage .....	400 volt

**The output is stated at:**

Height above sea level .....	111 m
Barometric pressure .....	1000 mbar
Wet bulb temperature .....	20 deg. C
<i>(to be stated together with delivery of cooling tower)</i>	
Cooling water temperature inlet charge air cooler .....	32 deg. C
Ambient temperature min/max .....	5/40 deg. C
Relative humidity .....	40 %
Voltage for auxiliary equipment .....	400 VAC

**Fuel:**

Type of fuel ..... Diesel fuel (gas oil)

Earthquake code Richter scale, up to ..... 7,0

Engine combustion air filter: Dust in the air..... Medium

Local regulations:..... None

**Emmission:** The exhaust gas emissions are in accordance to the World Bank 2007/2008 guidelines issued by IFC / World bank with the

- "Environmental, Health and Safety General Guidelines" in April 2007
- and
- "Environmental, Health and Safety Guidelines for Thermal Power Plants" in December 2008.

**Definition of the first letter:**

MAN Diesel & Turbo



Date: 12 febrero 2014

We thank you for your enquiry and are pleased to forward our budgetary GenSet quotation for:

**1 Generating Set(s)**  
each set consisting of:

**1 MAN GenSet, type 6L27/38 and alternator with air filter**

The total price of engine, alternator and equipment delivered according to the enclosed specification is:

Total price of GenSet ..... **EUR 740.000**

**Time of delivery:** 6 months ex works from firm order

Delivery Time is subject to availability and requires written Confirmation by MAN Diesel & Turbo to be valid.

**Terms of delivery:** Ex Works according to Incoterms 2010.

**Terms of payment:** 20 % downpayment and  
80 % payment on irrevocable and confirmed Letter of credit

**Warranty:** 12 months from commissioning. However, 18 months from delivery Ex works.

The warranty is subject to our receipt of test reports on the fuel bunkers, as well as quarterly test reports on the lubricating oil.

#### Reservations

The supply will be delivered and warranted by MAN Diesel & Turbo, and the origin of the engines will be at the supplier's decision.

Our budgetary GenSet quotation is governed by our: "General Conditions for the Supply of Equipment"

All data provided in the attached document is non-binding. This data serves informational purposes only and is especially not guaranteed in any way. Depending on the subsequent specific individual projects, the relevant data may be subject to changes and will be assessed and determined individually for each project. This will depend on

MAN Diesel & Turbo  
H. Christoffersensvej 6  
4900 Holstebj  
Denmark  
Phone: +45 54 86 31 00  
Fax: +45 54 86 30 30  
info-hol@mandieselturbo.com  
www.mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Hvide Julevej 15  
9600 Frederikshavn  
Denmark  
Phone: +45 96 20 41 00  
Fax: +45 96 20 40 30  
info-4h@mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Branch of MAN Diesel & Turbo SE, Germany  
CVR No.: 31811792  
Head office: Teglbjergsvej 41  
2450 Copenhagen SV, Denmark  
German Reg No.: HRB 22056  
Antagelicht Augsburg

MAN Diesel & Turbo - a member of the MAN Group



**MAN Diesel & Turbo**

**Technical specification for budgetary GenSet quotation**

*Technical information provided by MAN Diesel & Turbo to the customer in connection with this budgetary GenSet quotation or contract but relating to equipment and/or system design outside the scope and hardware supply of MAN Diesel & Turbo shall be considered for guidance only.*

**Generating Set consisting of:**

**Diesel Engine**

1 MAN GenSet. Type: 6L27/38, four-stroke, water-cooled with oil-cooled nodular cast iron piston and exchangeable cylinder liners, turbo-charged, charge air cooling.

Maximum continuous rating at ..... 750 rpm  
Output on the alternator terminals ..... 1.901 kWe  
Frequency ..... 50 Hz  
Cos phi ..... 0,8  
Alternator voltage ..... 400 volt

**The output is stated at:**

Height above sea level ..... 111 m  
Barometric pressure ..... 1000 mbar  
Wet bulb temperature ..... 20 deg. C  
*(to be stated together with delivery of cooling tower)*  
Cooling water temperature inlet charge air cooler ..... 32 deg. C  
Ambient temperature min/max ..... 5/40 deg. C  
Relative humidity ..... 40 %  
Voltage for auxiliary equipment ..... 400 VAC

**Fuel:**

Type of fuel ..... Diesel fuel (gas oil)

Earthquake code Richter scale, up to ..... 7,0

Engine combustion air filter: Dust in the air ..... Medium

Local regulations: ..... None

**Emission:** The exhaust gas emissions are in accordance to the World Bank 2007/2008 guidelines issued by IFC / World bank with the

- "Environmental, Health and Safety General Guidelines" in April 2007 and
- "Environmental, Health and Safety Guidelines for Thermal Power Plants" in December 2008.

**Definition of the first letter:**



MAN Diesel & Turbo

Date: 12.febrero.2014

We thank you for your enquiry and are pleased to forward our budgetary GenSet quotation for:

**1 Generating Set(s)**  
each set consisting of:

**1 MAN GenSet, type 7L21/31 and alternator with air filter**

The total price of engine, alternator and equipment delivered according to the enclosed specification is:

**Total price of GenSet .....EUR 650.000**

**Time of delivery:** 6 months ex works from firm order

Delivery Time is subject to availability and requires written Confirmation by MAN Diesel & Turbo to be valid.

**Terms of delivery:** Ex Works according to Incoterms 2010.

**Terms of payment:** 20 % downpayment and  
80 % payment on irrevocable and confirmed Letter of credit

**Warranty:** 12 months from commissioning. However, 18 months from delivery Ex works.

The warranty is subject to our receipt of test reports on the fuel bunkers, as well as quarterly test reports on the lubricating oil.

#### Reservations

The supply will be delivered and warranted by MAN Diesel & Turbo, and the origin of the engines will be at the supplier's decision.

Our budgetary GenSet quotation is governed by our: "General Conditions for the Supply of Equipment"

All data provided in the attached document is non-binding. This data serves informational purposes only and is especially not guaranteed in any way. Depending on the subsequent specific individual projects, the relevant data may be subject to changes and will be assessed and determined individually for each project. This will depend on

MAN Diesel & Turbo  
H. Christoffersensvej 6  
4900 Hvideby  
Denmark  
Phone: +45 54 69 31 00  
Fax: +45 54 69 30 30  
Info-hel@mandieselturbo.com  
www.mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Niels Juels Vej 15  
9600 Frederikshavn  
Denmark  
Phone: +45 96 20 41 00  
Fax: +45 96 20 40 30  
Info-eh@mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Branch of MAN Diesel & Turbo SE, Germany  
CVR No.: 31511792  
Head office: Teglhøjsgade 41  
2450 Copenhagen ØV, Denmark  
German Reg No.: HRS 22056  
Anlageort Augsburg

MAN Diesel & Turbo is a member of the MAN Group



**MAN Diesel & Turbo**

**Technical specification for budgetary GenSet quotation**

*Technical information provided by MAN Diesel & Turbo to the customer in connection with this budgetary GenSet quotation or contract but relating to equipment and/or system design outside the scope and hardware supply of MAN Diesel & Turbo shall be considered for guidance only.*

Generating Set consisting of:

**Diesel Engine**

1 MAN GenSet. Type: 7L21/31, four-stroke, water-cooled with oil-cooled nodular cast iron piston and exchangeable cylinder liners, turbo-charged, charge air cooling.

Maximum continuous rating at .....	1000 rpm
Output on the alternator terminals .....	1.463 kWe
Frequency .....	50 Hz
Cos phi .....	0,8
Alternator voltage .....	400 volt

**The output is stated at:**

Height above sea level .....	111 m
Barometric pressure .....	1000 mbar
Wet bulb temperature .....	20 deg. C
<i>(to be stated together with delivery of cooling tower)</i>	
Cooling water temperature inlet charge air cooler .....	32 deg. C
Ambient temperature min/max .....	5/40 deg. C
Relative humidity .....	40 %
Voltage for auxiliary equipment .....	400 VAC

**Fuel:**

Type of fuel ..... Diesel fuel (gas oil)

Earthquake code Richter scale, up to ..... 7,0

Engine combustion air filter: Dust in the air ..... Medium

Local regulations: ..... None

**Emission:** The exhaust gas emissions are in accordance to the World Bank 2007/2008 guidelines issued by IFC / World bank with the

- "Environmental, Health and Safety General Guidelines" in April 2007 and
- "Environmental, Health and Safety Guidelines for Thermal Power Plants" in December 2008.

**Definition of the first letter:**



MAN Diesel & Turbo

Date: 12.febrero.2014

We thank you for your enquiry and are pleased to forward our budgetary GenSet quotation for:

**1 Generating Set(s)**  
each set consisting of:

**1 MAN GenSet, type 8L21/31 and alternator with air filter**

The total price of engine, alternator and equipment delivered according to the enclosed specification is:

Total price of GenSet .....**EUR 700.000**

**Time of delivery:** 6 months ex works from firm order

Delivery Time is subject to availability and requires written Confirmation by MAN Diesel & Turbo to be valid.

**Terms of delivery:** Ex Works according to Incoterms 2010.

**Terms of payment:** 20 % downpayment and  
80 % payment on irrevocable and confirmed Letter of credit

**Warranty:** 12 months from commissioning. However, 18 months from delivery Ex works.

The warranty is subject to our receipt of test reports on the fuel bunkers, as well as quarterly test reports on the lubricating oil.

#### Reservations

The supply will be delivered and warranted by MAN Diesel & Turbo, and the origin of the engines will be at the supplier's decision.

Our budgetary GenSet quotation is governed by our: "General Conditions for the Supply of Equipment"

All data provided in the attached document is non-binding. This data serves informational purposes only and is especially not guaranteed in any way. Depending on the subsequent specific individual projects, the relevant data may be subject to changes and will be assessed and determined individually for each project. This will depend on

MAN Diesel & Turbo  
H. Ostloffsvej 6  
4900 Høleby  
Denmark  
Phone: +45 54 00 31 00  
Fax: +45 54 00 30 30  
Info-hq@mandieselturbo.com  
www.mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Næst Jælle Vej 15  
9600 Frederiksborg  
Denmark  
Phone: +45 90 20 41 00  
Fax: +45 90 20 40 30  
Info-4h@mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Branch of MAN Diesel & Turbo SE, Germany  
CVR No.: 31011792  
Head office: Taghøimsgade 41  
2450 Copenhagen SV, Denmark  
German Reg No.: HRB 23056  
Anlagenrecht Augsburg

MAN Diesel & Turbo - a member of the MAN Group



**MAN Diesel & Turbo**

**Technical specification for budgetary GenSet quotation**

*Technical information provided by MAN Diesel & Turbo to the customer in connection with this budgetary GenSet quotation or contract but relating to equipment and/or system design outside the scope and hardware supply of MAN Diesel & Turbo shall be considered for guidance only.*

**Generating Set consisting of:**

**Diesel Engine**

1 MAN GenSet. Type: 8L21/31, four-stroke, water-cooled with oil-cooled nodular cast iron piston and exchangeable cylinder liners, turbo-charged, charge air cooling.

Maximum continuous rating at ..... 1000 rpm  
 Output on the alternator terminals ..... 1.672 kW<sub>e</sub>  
 Frequency ..... 50 Hz  
 Cos phi ..... 0,8  
 Alternator voltage ..... 400 volt

**The output is stated at:**

Height above sea level ..... 111 m  
 Barometric pressure ..... 1000 mbar  
 Wet bulb temperature ..... 20 deg. C  
*(to be stated together with delivery of cooling tower)*  
 Cooling water temperature inlet charge air cooler ..... 32 deg. C  
 Ambient temperature min/max ..... 5/40 deg. C

Relative humidity ..... 40 %  
 Voltage for auxiliary equipment ..... 400 VAC

**Fuel:**

Type of fuel ..... Diesel fuel (gas oil)

Earthquake code Richter scale, up to ..... 7,0

Engine combustion air filter: Dust in the air ..... Medium

Local regulations: ..... None

**Emission:** The exhaust gas emissions are in accordance to the World Bank 2007/2008 guidelines issued by IFC / World bank with the

- "Environmental, Health and Safety General Guidelines" in April 2007 and
- "Environmental, Health and Safety Guidelines for Thermal Power Plants" in December 2008.

**Definition of the first letter:**



MAN Diesel & Turbo

Date: 12.febrero.2014

We thank you for your enquiry and are pleased to forward our budgetary GenSet quotation for:

1 Generating Set(s)  
each set consisting of:

1 MAN GenSet, type 7L27/38 and alternator with air filter

The total price of engine, alternator and equipment delivered according to the enclosed specification is:

Total price of GenSet ..... EUR 835.000

Time of delivery: 6 months ex works from firm order

Delivery Time is subject to availability and requires written Confirmation by MAN Diesel & Turbo to be valid.

Terms of delivery: Ex Works according to Incoterms 2010.

Terms of payment: 20 % downpayment and  
80 % payment on irrevocable and confirmed Letter of credit

Warranty: 12 months from commissioning. However, 18 months from delivery Ex works.

The warranty is subject to our receipt of test reports on the fuel bunkers, as well as quarterly test reports on the lubricating oil.

#### Reservations

The supply will be delivered and warranted by MAN Diesel & Turbo, and the origin of the engines will be at the supplier's decision.

Our budgetary GenSet quotation is governed by our: "General Conditions for the Supply of Equipment"

All data provided in the attached document is non-binding. This data serves informational purposes only and is especially not guaranteed in any way. Depending on the subsequent specific individual projects, the relevant data may be subject to changes and will be assessed and determined individually for each project. This will depend on

MAN Diesel & Turbo  
H. Christoffersensvej 6  
4900 Holstebj  
Denmark  
Phone: +45 54 86 31 00  
Fax: +45 54 86 30 30  
Info-hol@mandieselturbo.com  
www.mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Niels Juul Vej 15  
9600 Frederikshavn  
Denmark  
Phone: +45 96 20 41 00  
Fax: +45 96 20 40 30  
Info-eh@mandieselturbo.com

MAN Diesel & Turbo  
Branch of MAN Diesel & Turbo SE, Germany  
CVR No.: 31611792  
Head office: Teglholtstræde 41  
2450 Copenhagen SV, Denmark  
German Reg.No.: HRB 22056  
Anlagenort: Augsburg

MAN Diesel & Turbo - a member of the MAN Group



**MAN Diesel & Turbo**

**Technical specification for budgetary GenSet quotation**

*Technical information provided by MAN Diesel & Turbo to the customer in connection with this budgetary GenSet quotation or contract but relating to equipment and/or system design outside the scope and hardware supply of MAN Diesel & Turbo shall be considered for guidance only.*

**Generating Set consisting of:**

**Diesel Engine**

1 MAN GenSet. Type: 7L27/38, four-stroke, water-cooled with oil-cooled nodular cast iron piston and exchangeable cylinder liners, turbo-charged, charge air cooling.

Maximum continuous rating at .....	750 rpm
Output on the alternator terminals .....	2.218 kW
Frequency .....	50 Hz
Cos phi .....	0.8
Alternator voltage .....	400 volt

**The output is stated at:**

Height above sea level .....	111 m
Barometric pressure .....	1000 mbar
Wet bulb temperature .....	20 deg. C
<i>(to be stated together with delivery of cooling tower)</i>	
Cooling water temperature inlet charge air cooler .....	32 deg. C
Ambient temperature min/max .....	5/40 deg. C

Relative humidity .....	40 %
Voltage for auxiliary equipment .....	400 VAC

**Fuel:**

Type of fuel .....

.....	Diesel fuel (gas oil)
-------	-----------------------

Earthquake code Richter scale, up to .....

.....	7,0
-------	-----

Engine combustion air filter: Dust in the air .....

.....	Medium
-------	--------

Local regulations: .....

.....	None
-------	------

**Emission:** The exhaust gas emissions are in accordance to the World Bank 2007/2008 guidelines issued by IFC / World bank with the

- "Environmental, Health and Safety General Guidelines" in April 2007 and
- "Environmental, Health and Safety Guidelines for Thermal Power Plants" in December 2008.

**Definition of the first letter:**

15.7 Comprobantes de pagos efectivos de Edelmag

PU 113 21201

SERVICIO NACIONAL DE ADUANAS   CHILE		FORMA 07	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN 438807673-B
DECLARACION DE INGRESO		15	FECHA DE DEPÓSITO 08/07/2012
Moneda	25	Operaciones	26
NOMBRE ADEUADO		26	FECHA DE DEPÓSITO
IDENTIFICACIÓN			
EMPRESA ELECT. DE MAGALHÃES SA		C/BOCA NO. 444, PUNTA ARENAS 12101	
RUT 16.201.298-9		RUT DEL DEPOSITANTE 8.757.902-6	
GOBIERNO REGIONAL DE MAGALHÃES		RUT DEL DEPOSITANTE 0000.001103.0. DE MARIQUILLOAN - BARRIL 180.000	
REGIMEN, TRANSPORTE Y ALMACENAJE			
REGIMEN SUSPENSIVO		REGIMEN SUSPENSIVO	
JUSTITIA 1 509		MAGALHÃES 223 81	
HUMBURG 1 500		PUNTA ARENAS 712 8	
ULTRAMAR AGUAS 1 507		RUT 090.000-7	
ANTECEDENTES FINANCIEROS			
C/BOCA		16/04/2012	
C.S.S.V.		10.100.000-7	
DESCRIPCIÓN DE MERCANCIAS			
CANTIDAD		VALOR	
1.000		1.000	
1.000		1.000	
1.000		1.000	
OPERACIONES CON FRUO DE DUTOS			
CANTIDAD		VALOR	
1.000		1.000	
1.000		1.000	
1.000		1.000	
IDENTIFICACIÓN DE BULTOS			
CANTIDAD		VALOR	
1.000		1.000	
1.000		1.000	
1.000		1.000	
OPERACIONES CON FRUO DE DUTOS			
CANTIDAD		VALOR	
1.000		1.000	
1.000		1.000	
1.000		1.000	
FECHA DE ACEPTACIÓN			
215		19/06/2012	

SERVICIO NACIONAL DE ADUANAS SOLICITUD REGISTRO FACTURA		00000 SRP	FACTURA Nº <b>562</b> FECHA 25.06.2012		
TERMINALES MAGALLANES PUNTA ARENAS		00000 SIC	INFORMACION REGIONAL		
REGISTRADO CLAUDIO MUÑOZ		ENTIDAD BANCARIA: 34 COND.VENTA : A PLAZO FECHA VCTO. 25.06.2013 V.TOT.COBERTURA US\$ 655.021,83			
EMPRESA ELECTRICA DE MAGALLANES S.A. Comercial: Transportes, Construcción y Servicios de Energía Eléctrica Venta de Materiales Eléctricos Calle Buco: Punta Arenas, Correo Nº 144, Casilla 85 - Fono: 5988 - 517 1488 Sede Regional: Puerto Natales, Fono: 5988 - 517 1488 - Fono: 5988 - 517 1488 Sede Regional: Puerto Williams, Fono: 5988 - 517 1488 - Fono: 5988 - 517 1488 Sede Regional: Puerto Williams, Fono: 5988 - 517 1488 - Fono: 5988 - 517 1488		VALOR TOTAL CIF US\$ 655.021,83			
EMPRESA ELECTRICA DE MAGALLANES S.A. Creación Nº 444 - Punta Arenas		VALOR DE VTA. UNF. 655.021,8300			
DEPOSITO PUBLICO - ZONA FRANCA		VALOR DE VTA. TOTAL 655.021,83			
ITEM	CANTIDAD DE MERCANCIA	UNIDAD DE MEDIDA	DESCRIPCION DE LAS MERCANCIAS	VALOR DE VTA. UNF.	VALOR DE VTA. TOTAL
1	1,00	UN	<p>Z. 4380/2012 Item 1</p> <p>Motor generador de electricidad a gas potencia: 1402 KW Frecuencia: 60 Hz Voltaje: 400 V Modelo: JGS 420GS-N.L Marca: GE Jenbacher</p> <p>Serie Unit.: GEJ-1053566 Serie Motor: GEJ-1053567</p> <p>VUC US\$ 655.021,8300 V.CIF US\$ 655.021,83</p> <p>Origen: Austria</p> <p>VALOR TOTAL CIF US\$ 655.021,83</p>	655.021,8300	655.021,83
			<p>C.O 11331201</p> <p>T/C 503,89 (503,89)</p>	<p>IMPORTE 630.058,95 -</p> <p>IMPORTE 1.314,34 -</p> <p>TOTAL 1331,97 3.294,-</p>	
<p>AUTORIZACION DE ADUANA</p> <p>RECORDAMIENTO Nº 25 JUN 2012</p> <p>UBICACION ZONA FRANCA</p> <p>NOBRE DEL IMPORTADOR: EMPRESA ELECTRICA DE MAGALLANES S.A.</p> <p>25 JUN 2012</p>		<p>IMPORTE LEY 18311</p> <p>TOTAL 5.799,15 655.021,83</p> <p>VALOR CERO</p> <p>CANTIDAD A US\$ POR US\$ 1</p> <p>IMPORTE ADICIONALES</p> <p>TOTAL SIN IVA 655.021,83</p>			
<p>25 JUN 2012</p>		<p>IMPORTE ADICIONALES</p> <p>TOTAL SIN IVA 655.021,83</p>			

## 16 ANEXO: COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN AL AÑO BASE

### 16.1 Costos unitarios de combustible

La Empresa informó los costos unitarios informados de combustibles para el año 2012. La Tabla 123 presenta los costos unitarios de gas natural en las centrales de los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. La Tabla 124 muestra los costos unitarios informados de combustible diesel en los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Para ambos combustibles se consideró para efectos de los costos variables del año base el promedio de ponderado (por días) de los últimos 3 y 6 meses para el gas natural y el diesel, respectivamente.

Tabla 123: Precios unitarios informados de gas natural en sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir

Año	Mes	Consumo sobre 25.000 m3/mes	Consumo hasta 25.000 m3/mes
		\$/m3	\$/m3
2012	Enero	73,66	48,27
	Febrero	74,53	48,81
	Marzo	73,99	48,53
	Abril	73,58	48,33
	Mayo	72,58	47,76
	Junio	72,43	47,71
	Julio	73,11	48,14
	Agosto	73,58	48,40
	Septiembre	73,64	48,44
	Octubre	73,22	48,25
	Noviembre	72,38	47,83
	Diciembre	72,03	47,64
<b>Promedio últimos 3 meses</b>		<b>72,55</b>	<b>47,91</b>

Tabla 124: Precios unitarios informados de combustible diesel en sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

Año	Mes	Precio diesel \$/m3			
		Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
2012	Enero	454.400	494.931	491.860	513.107
	Febrero	441.880	482.591	479.520	500.939
	Marzo	466.231	507.191	504.120	525.349
	Abril	467.151	508.271	505.200	526.506
	Mayo	449.076	490.387	487.317	508.550
	Junio	417.856	459.351	456.280	477.390
	Julio	409.372	451.051	447.980	468.906
	Agosto	430.016	454.877	468.900	489.371
	Septiembre	450.232	475.437	489.460	504.113
	Octubre	443.701	463.600	483.240	502.174
	Noviembre	432.587	452.720	472.360	492.536
	Diciembre	425.469	445.840	465.480	485.778
<b>Promedio últimos 6 meses</b>		<b>431.915</b>	<b>457.301</b>	<b>471.252</b>	<b>490.453</b>

## **16.2 Consumos específicos de las unidades generadoras**

El consumo específico de las unidades generadoras ha sido determinado en base a los datos de generación horaria entregados por la Empresa para el año 2012. En particular, tomando en cuenta la energía generada por cada máquina, en su resolución horaria, y la cantidad de combustible utilizado para ello, es determinado entonces el consumo específico de cada una de las unidades. A continuación se presenta para cada sistema mediano las curvas de consumos específicos y los consumos específicos promedio para el año 2012.

Es importante señalar que para la valorización de los costos variables de combustible se utilizaron las curvas y no los consumos específicos promedio.

### **16.2.1 Punta Arenas**

La siguiente figura muestra las curvas de consumo específico de las turbinas y motores a gas en el sistema de Punta Arenas. De acuerdo a la generación horaria y los consumos de combustible horarios, los motores diesel no presentan curvas sino consumos específicos constantes.

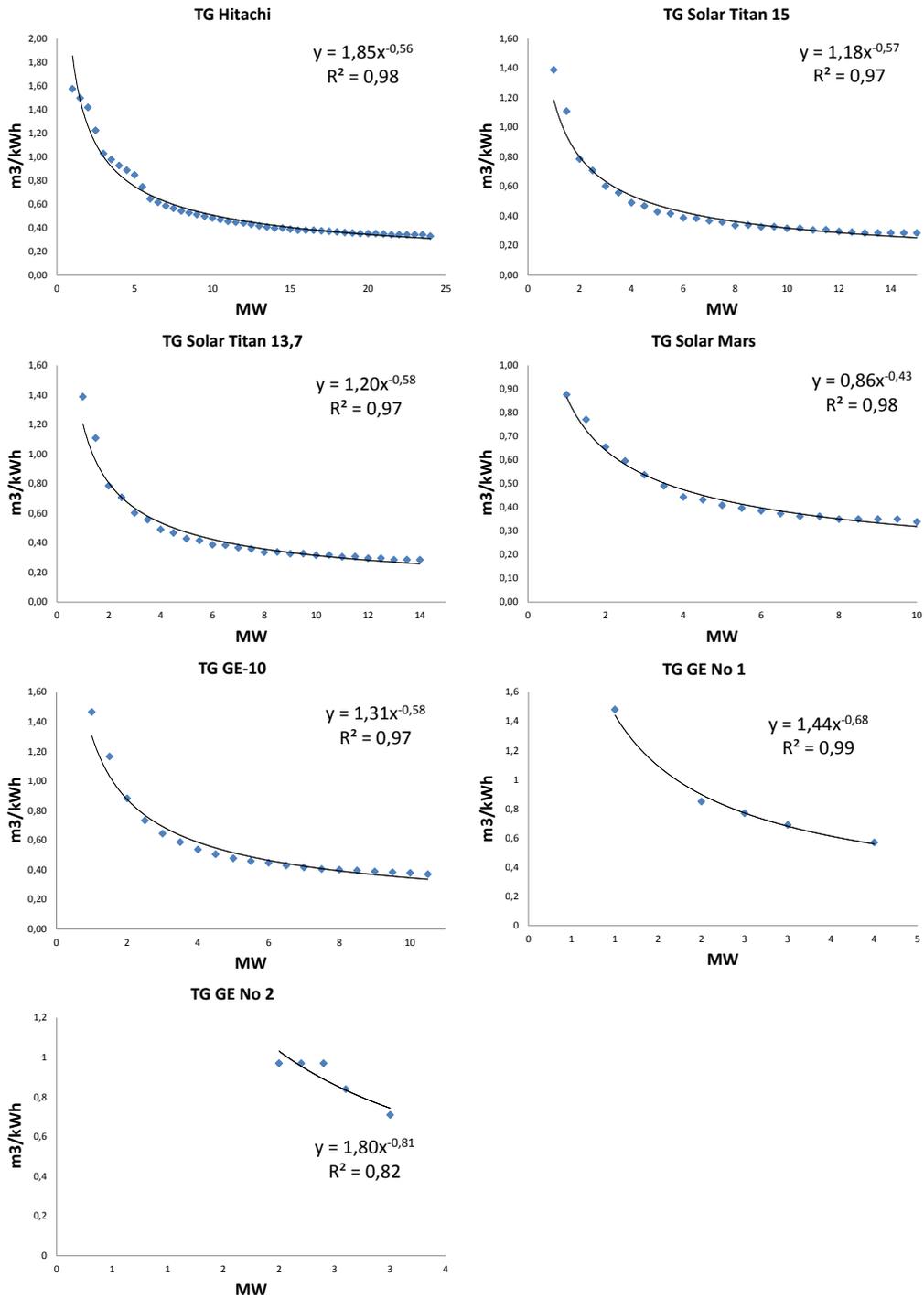


Figura 19: Curvas de consumos específicos de turbinas, Punta Arenas

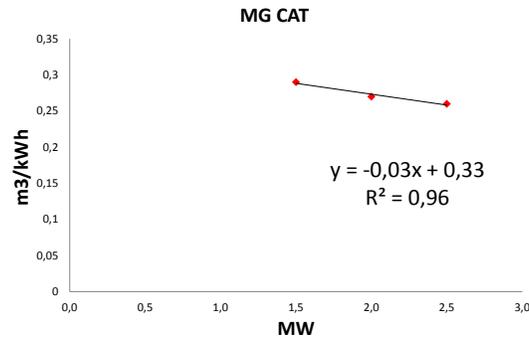


Figura 20: Curvas de consumos específicos de motores a gas, Punta Arenas

A continuación se muestran los consumos específicos promedios mensuales y promedio anual del año 2012, resultantes de la operación real del sistema de Punta Arenas.

Tabla 125: Consumos específicos promedios de 2012 de unidades a gas, Punta Arenas

Año	Mes	Unidades a Gas Tres Puentes						Unidades a Gas Punta Arenas	
		TG HITACHI m3/kWh	TG SOLAR MARS m3/kWh	TG SOLAR TITÁN 13,7 m3/kWh	TG SOLAR TITÁN 15 m3/kWh	MG CAT m3/kWh	TG GE-10 m3/kWh	TG GE No 1 m3/kWh	TG GE No 2 m3/kWh
2012	1	0,45	0,46	0,32	0,29	0,27	0,39		0,92
	2	0,64	0,40	0,31	0,29	0,27	0,39		1,03
	3	0,37	0,38	0,30		0,27	0,38		0,78
	4	0,37	0,40	0,31	0,29	0,27	0,42	0,81	
	5	0,36	0,41	0,32	0,28	0,27	0,39		
	6	0,36	0,40		0,28	0,27			0,80
	7	0,36	0,45	0,31	0,29	0,27	0,39		
	8		0,47	0,31	0,29	0,27	0,39		
	9	0,37	0,39	0,32	0,29	0,27	0,40	0,64	
	10	0,37	0,34		0,29	0,27			
	11	0,38		0,50	0,29				
	12	0,39	0,44	0,32	0,29			0,94	
<b>Promedio 2012</b>		<b>0,37</b>	<b>0,42</b>	<b>0,31</b>	<b>0,29</b>	<b>0,27</b>	<b>0,39</b>	<b>0,83</b>	<b>0,85</b>

Tabla 126: Consumos específicos promedios de 2012 de unidades diesel, Punta Arenas

Año	Mes	Unidades Diesel Tres Puentes		Unidades Diesel Punta Arenas	
		MD CAT No 2 y 3 Lts/kWh		MD Sulzer No 1, 2 y 3 Lts/kWh	
2012	1		0,24		
	2		0,24		
	3		0,24		
	4				
	5				
	6				
	7		0,24		
	8				
	9				0,31
	10		0,24		
	11				
	12				0,31
<b>Promedio 2012</b>			<b>0,24</b>		<b>0,31</b>

## 16.2.2 Puerto Natales

La siguiente figura muestra las curvas de consumo específico de las turbinas y motores a gas en el sistema de Puerto Natales. De acuerdo a la generación horaria y los consumos

de combustible horarios, algunos motores diesel no presentan curvas sino consumos específicos constantes.

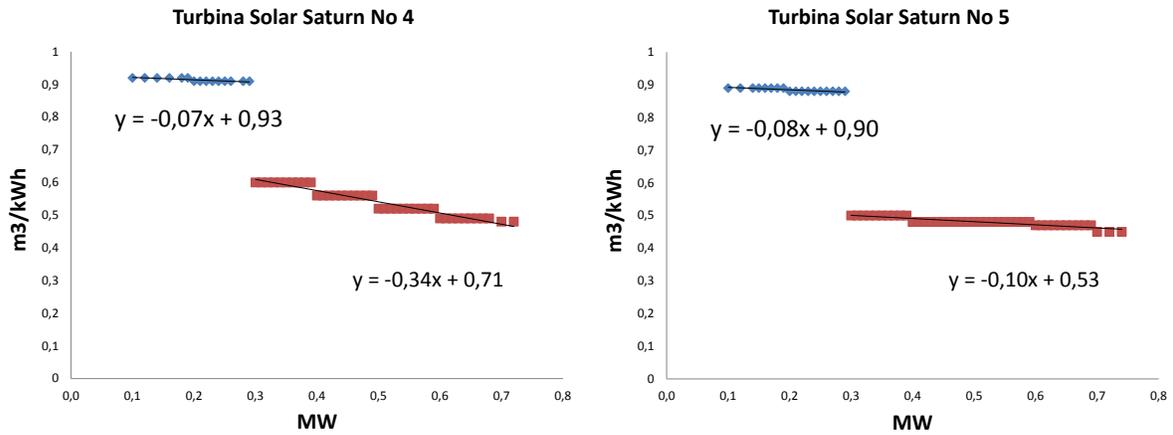


Figura 21: Curvas de consumos específicos de turbinas, Puerto Natales

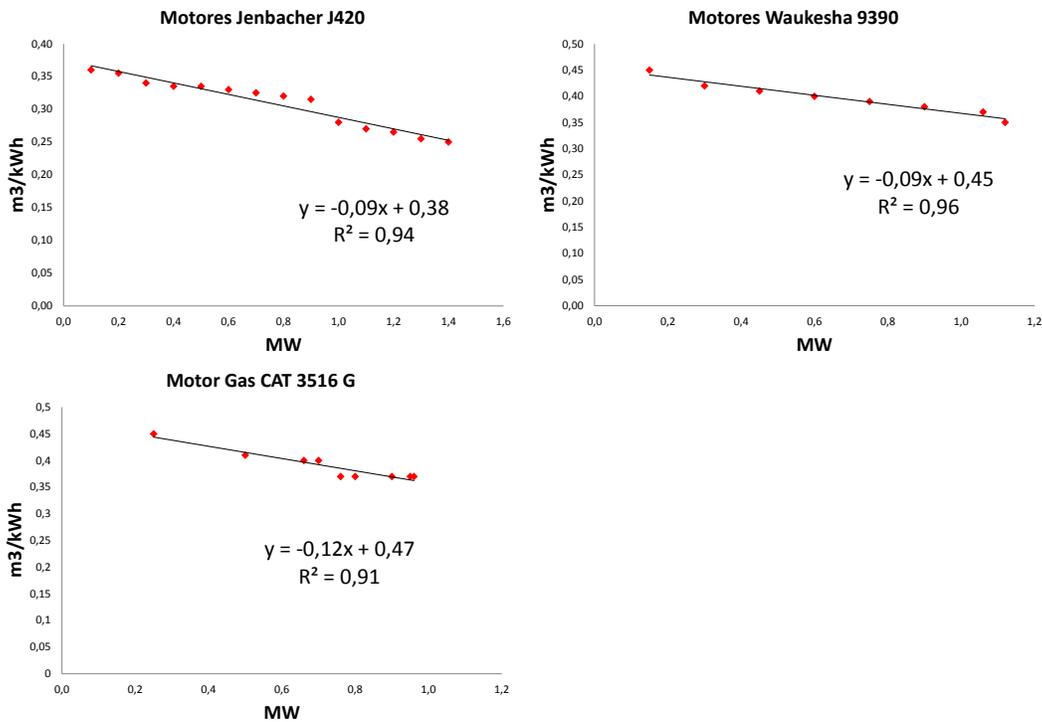


Figura 22: Curvas de consumos específicos de motores a gas, Puerto Natales

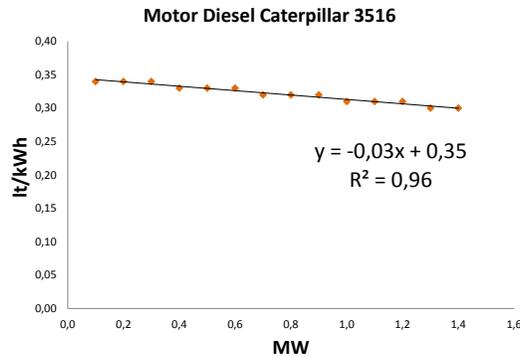


Figura 23: Curvas de consumos específicos de motores diesel, Puerto Natales

A continuación se muestran los consumos específicos promedios mensuales y promedio anual del año 2012, resultantes de la operación real del sistema de Puerto Natales.

Tabla 127: Consumos específicos promedios de 2012 de unidades a gas, Puerto Natales

Año	Mes	Unidades a Gas Puerto Natales							
		MG WAUKESHA No 3 m3/kWh	MG WAUKESHA No 8 m3/kWh	MG JENBACHER No 9 m3/kWh	MG CATERPILLAR No 7 m3/kWh	MG JENBACHER No 11 m3/kWh	TG SOLAR No 4 m3/kWh	TG SOLAR No 5 m3/kWh	
2012	1	0,37	0,37	0,28				0,55	0,48
	2	0,37	0,37	0,28				0,54	0,48
	3	0,37	0,36	0,28				0,52	0,47
	4	0,37	0,37	0,28				0,52	0,47
	5	0,37	0,37	0,28				0,53	0,48
	6	0,37	0,37	0,28				0,53	0,48
	7	0,37	0,36	0,30				0,53	0,48
	8	0,37	0,36	0,30				0,53	0,48
	9	0,38	0,37	0,31	0,37	0,29		0,55	0,48
	10	0,38	0,38	0,31		0,28		0,56	0,49
	11	0,38	0,38	0,31		0,28		0,55	0,49
	12	0,39	0,39	0,31		0,28		0,58	0,50
<b>Promedio 2012</b>		<b>0,38</b>	<b>0,37</b>	<b>0,29</b>	<b>0,37</b>	<b>0,28</b>	<b>0,53</b>	<b>0,48</b>	

Tabla 128: Consumos específicos promedios de 2012 de unidades diesel, Puerto Natales

Año	Mes	Unidades Diesel Puerto Natales		
		MD CATERPILLAR No 6 Lts/kWh	MD F. MORSE No 1 y No 2 Lts/kWh	MD PALMERO No 10 Lts/kWh
2012	1	0,34	0,31	0,31
	2	0,34	0,31	0,31
	3	0,33	0,31	0,31
	4	0,33	0,31	0,31
	5	0,33	0,31	0,31
	6	0,34		0,31
	7	0,34	0,31	0,31
	8	0,34	0,31	0,31
	9	0,34	0,31	0,31
	10	0,34	0,31	0,31
	11	0,34		0,31
	12	0,34		
<b>Promedio 2012</b>		<b>0,34</b>	<b>0,31</b>	<b>0,31</b>

### 16.2.3 Porvenir

La siguiente figura muestra las curvas de consumo específico de los motores a gas en el sistema de Porvenir. De acuerdo a la generación horaria y los consumos de combustible horarios, los motores diesel no presentan curvas sino consumos específicos constantes.

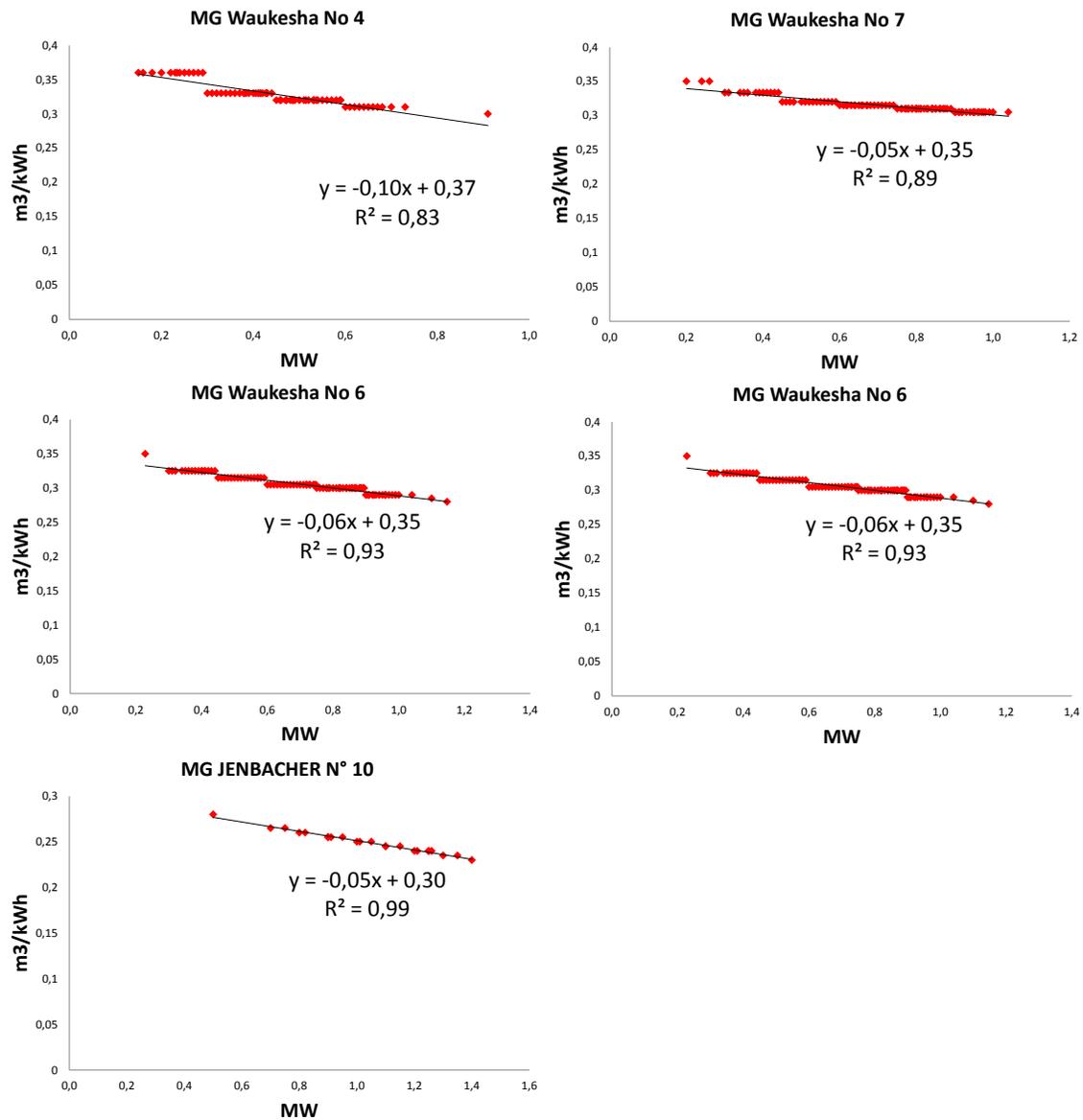


Figura 24: Curvas de consumos específicos de motores a gas, Porvenir

A continuación se muestran los consumos específicos promedio mensuales y promedio anual del año 2012, resultantes de la operación real del sistema de Porvenir. En el caso del motor a gas CATERPILLAR No 5, de la operación del año base se observa que esta unidad operó con combustible *bifuel* gran parte del año, y en menor medida operó con combustible diesel. Por este motivo, se ha calculado un consumo específico cuando opera con diesel y dos consumos específicos, de gas y diesel, cuando esta unidad opera con *bifuel*.

Tabla 129: Consumos específicos promedios de 2012 de unidades a gas, Porvenir

Año	Mes	Unidades a Gas Porvenir				
		MG WAUKESHA No 4 m3/kWh	MG WAUKESHA No 7 m3/kWh	MG WAUKESHA No 6 m3/kWh	MG CATERPILLAR No 9 m3/kWh	MG JENBACHER No 10 m3/kWh
2012	1	0,33	0,31	0,31	0,32	
	2	0,33	0,31	0,30	0,32	
	3	0,33	0,31	0,30	0,32	
	4	0,33	0,31	0,30	0,32	
	5	0,33	0,31	0,30	0,32	
	6	0,33	0,31	0,30	0,32	
	7	0,33	0,31	0,30	0,32	
	8	0,32	0,31	0,30	0,32	
	9	0,32	0,31	0,30	0,32	
	10	0,32	0,31	0,30	0,32	
	11	0,32	0,31	0,30	0,32	0,25
	12	0,33	0,31	0,31	0,33	0,24
<b>Promedio 2012</b>		<b>0,33</b>	<b>0,31</b>	<b>0,30</b>	<b>0,32</b>	<b>0,24</b>

Tabla 130: Consumos específicos promedios de 2012 de unidades diesel, Porvenir

Año	Mes	Unidades Diesel Tres Porvenir						
		MD CATERPILLAR No 1 Lts/kWh	MD DEUTZ No2 y No 3 Lts/kWh	MD CATERPILLAR No 5 Lts/kWh	MD CATERPILLAR No 5 BIFUEL m3/kWh	MD PALMERO No 8 Lts/kWh		
2012	1				0,16	0,19	0,31	
	2				0,16	0,19	0,31	
	3				0,16	0,19	0,31	
	4				0,16	0,19	0,31	
	5				0,16	0,19	0,31	
	6	0,32			0,16	0,19	0,31	
	7	0,32			0,31	0,16	0,19	0,31
	8	0,32			0,31	0,16	0,19	0,31
	9				0,31	0,16	0,19	0,31
	10	0,32			0,31	0,16	0,19	0,31
	11	0,32		0,31		0,16	0,19	0,31
	12				0,31	0,16	0,19	0,31
<b>Promedio 2012</b>		<b>0,32</b>	<b>0,31</b>	<b>0,31</b>	<b>0,16</b>	<b>0,19</b>	<b>0,31</b>	

### 16.2.4 Puerto Williams

De acuerdo a la generación horaria y los consumos de combustible horarios, los motores diesel de Puerto Williams no presentan curvas sino consumos específicos constantes. A continuación se muestran los consumos específicos promedios mensuales y promedio anual del año 2012, resultantes de la operación real del sistema de Puerto Williams.

Tabla 131: Consumos específicos promedios de 2012, Puerto Williams

Año	Mes	Unidades Diesel Puerto Williams						
		MD CATERPILLAR 3508B Lts/kWh	MD CATERPILLAR 3508 Lts/kWh	MD CATERPILLAR C-18 Lts/kWh	MD DETROIT Lts/kWh	MD CUMMINS No 4 Lts/kWh	MD CUMMINS No 5 Lts/kWh	MD CUMMINS No 6 Lts/kWh
2012	1	0,27	0,30					
	2	0,27	0,30					0,28
	3	0,27	0,30	0,26				0,28
	4	0,27	0,30	0,26				0,28
	5	0,27	0,30	0,26			0,31	0,28
	6	0,27		0,26			0,31	0,28
	7	0,27	0,30	0,26			0,31	0,28
	8	0,27	0,30	0,26			0,31	0,28
	9	0,27	0,30	0,26			0,31	0,28
	10	0,27	0,30	0,26			0,31	0,28
	11	0,27		0,26			0,31	0,28
	12	0,27		0,26			0,31	0,28
<b>Promedio 2012</b>		<b>0,27</b>	<b>0,30</b>	<b>0,26</b>			<b>0,31</b>	<b>0,28</b>

### 16.3 Costos variables combustibles y no combustibles

Los costos variables combustibles resultantes de la operación real de 2012 corresponden a la razón entre el consumo total anual combustible valorizado de cada unidad y la generación eléctrica anual de la misma. En dicho costo variable combustible están implícitos los consumos específicos promedios calculados en la sección anterior. Es importante destacar que la definición de un consumo específico constante tiene efectos sólo en la optimización del despacho simulado, puesto que para efectos de cuantificar los volúmenes de combustible demandados por los despachos resultantes, se utilizaron las curvas de consumo específico determinadas como se explicó anteriormente.

Los costos variables no combustibles del año 2012 fueron determinados considerando los costos de mantenimiento por hora de funcionamiento de cada unidad, expresado en US\$/hora, y variabilizados por unidad de energía de acuerdo a la energía promedio generada por hora de funcionamiento efectivo de cada unidad durante el 2012 (operación real), determinándose así los costos variables no combustibles expresados como US\$/MWh. Este procedimiento es equivalente a contar las horas de funcionamiento efectivo de cada unidad durante el 2012 y valorizar con los costos de mantenimiento por hora de funcionamiento.

En las siguientes tablas se muestran los costos variables combustibles y no combustibles de las unidades generadoras de cada sistema.

Tabla 132: Costos variables en año base, Central Tres Puentes

Unidad	Potencia kW	Combustible	Consumo Específico		Costo Variable Combustible US\$/MWh	Costo de Mantenimiento US\$/hr	Generación media por hora MWh/hr	Costo Variable No Combustible US\$/MWh
			Unidad	Valor				
TG Hitachi	24.000	Gas Natural	m3/kWh	0,37	56,20	74,01	17,68	4,2
TG Solar Titan 13,7	13.700	Gas Natural	m3/kWh	0,31	47,37	109,67	10,15	10,8
TG Solar Mars	10.000	Gas Natural	m3/kWh	0,42	63,35	98,50	5,24	18,8
MG CAT	2.720	Gas Natural	m3/kWh	0,27	40,98	68,86	2,01	34,2
MD CAT No 2	1.460	Diésel	lt/kWh	0,24	217,26	23,37	0,60	39,1
MD CAT No 3	1.460	Diésel	lt/kWh	0,24	217,26	23,37	0,60	39,1
TG Solar Titan 15	15.000	Gas Natural	m3/kWh	0,29	43,47	107,59	11,93	9,0
TG GE -10	10.700	Gas Natural	m3/kWh	0,39	59,26	84,94	8,06	10,5

Tabla 133: Costos variables en año base, Central Punta Arenas

Unidad	Potencia kW	Combustible	Consumo Específico		Costo Variable Combustible US\$/MWh	Costo de Mantenimiento US\$/hr	Generación media por hora MWh/hr	Costo Variable No Combustible US\$/MWh
			Unidad	Valor				
MD SULZER No 1	1.400	Diésel	lt/kWh	0,31	280,62	24,37	1,67	14,6
MD SULZER No 2	1.400	Diésel	lt/kWh	0,31	280,62	24,37	1,67	14,6
MD SULZER No 3	1.400	Diésel	lt/kWh	0,31	280,62	24,37	1,67	14,6
TG GE No 1 (Respaldo)	6.500	Gas Natural	m3/kWh	0,83	125,65	51,60	2,23	23,1
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	Gas Natural	m3/kWh	0,85	129,52	53,19	2,51	21,2

Tabla 134: Costos variables en año base, Central Puerto Natales

Unidad	Potencia kW	Combustible	Consumo Específico		Costo Variable Combustible US\$/MWh	Costo de Mantenimiento US\$/hr	Generación media por hora MWh/hr	Costo Variable No Combustible US\$/MWh
			Unidad	Valor				
MG Waukesha No 3	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,38	57,04	17,39	0,81	21,4
TG Solar No 4	800	Gas Natural	m3/kWh	0,53	81,31	12,77	0,47	27,1
TG Solar No 5	800	Gas Natural	m3/kWh	0,48	73,00	12,77	0,44	28,8
MD Caterpillar No 6	1.500	Diésel	lt/kWh	0,34	321,17	23,37	0,37	62,5
MG Waukesha No 8	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,37	56,08	17,39	0,88	19,8
MD F.Morse 32E14	300	Diésel	lt/kWh	0,31	297,12	5,08	0,18	21,2
MG Jenbacher No 9	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,29	44,41	23,14	0,95	24,3
MD Palmero No 10	1.360	Diésel	lt/kWh	0,31	297,12	21,19	0,48	43,8
MG Jenbacher No 11	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,28	42,48	23,14	1,10	21,1
MD Fairbank Morse	150	Diésel	lt/kWh	0,31	297,12	2,54	0,18	21,2

Tabla 135: Costos variables en año base, Central Porvenir

Unidad	Potencia kW	Combustible	Consumo Específico		Costo Variable Combustible US\$/MWh	Costo de Mantenimiento US\$/hr	Generación media por hora MWh/hr	Costo Variable No Combustible US\$/MWh
			Unidad	Valor				
MG Waukesha No 7	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,31	46,90	17,39	0,82	21,3
MG Waukesha No 4	875	Gas Natural	m3/kWh	0,33	49,47	11,42	0,43	26,8
MD Caterpillar No 5	920	Diésel	lt/kWh	0,31	306,18	20,66	0,42	49,6
MG Waukesha No 6	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,30	45,89	17,39	0,79	22,0
MD Palmero No 2	1.360	Diésel	lt/kWh	0,31	306,18	21,19	0,33	64,8
MG Jenbacher No 10	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,24	37,23	23,14	1,09	21,2
MG Caterpillar No 9	900	Gas Natural	m3/kWh	0,32	48,42	10,90	0,50	21,8
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	Diésel	lt/kWh	0,32	316,06	17,56	0,28	62,4
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	Diésel	lt/kWh	0,31	306,18	3,39	0,13	27,1
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	Diésel	lt/kWh	0,31	306,18	3,39	0,13	27,1

Tabla 136: Costos variables en año base, Central Puerto Williams

Unidad	Potencia kW	Combustible	Consumo Específico		Costo Variable Combustible US\$/MWh	Costo de Mantenimiento US\$/hr	Generación media por hora MWh/hr	Costo Variable No Combustible US\$/MWh
			Unidad	Valor				
MD Caterpillar 3508B	590	Diésel	lt/kWh	0,27	277,54	12,80	0,38	33,7
MD Caterpillar C-32	800	Diésel	lt/kWh	0,30	308,38	17,56	0,44	39,7
MD Caterpillar C-18	508	Diésel	lt/kWh	0,26	267,26	10,36	0,32	32,2
MD MOTOR PETBOW	252	Diésel	lt/kWh	0,28	287,82	4,24	0,12	34,5
MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	Diésel	lt/kWh	0,31	318,66	4,24	0,09	49,5
MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	Diésel	lt/kWh	0,31	318,66	4,24	0,11	40,0
MD DETROIT (RESPALDO)	250	Diésel	lt/kWh	0,31	318,66	4,55	0,09	53,1

En la siguiente tabla se muestran los costos de mantenimiento por hora de funcionamiento calculados para cada una de las unidades generadoras. Estos costos se han determinado para distintos niveles de carga que representan distintas operaciones: base, semi-base y punta. En el cálculo de los costos variables no combustibles se ha considerado el tipo de operación más representativo de cada unidad, según lo informado por la Empresa, y verificado por System en los programas de operación diarios.

Tabla 137: Costos de mantenimiento por hora de funcionamiento

Sistema	Central	Unidad	Potencia kW	Costos de mantenimiento US\$/hr			Operación Típica
				Base	Semibase	Punta	
Punta Arenas	Punta Arenas	MD SULZER No 1	1.400	24,4	24,4	24,4	Respaldo
		MD SULZER No 2	1.400	24,4	24,4	24,4	Respaldo
		MD SULZER No 3	1.400	24,4	24,4	24,4	Respaldo
		TG GE No 1 (Respaldo)	6.500	84,9	188,3	335,1	Respaldo
		TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	84,9	188,3	335,1	Respaldo
	Tres Puentes	TG Hitachi	24.000	68,3	74,0	84,2	Semi base
		TG Solar Titan 13,7	13.700	103,8	109,7	120,6	Semi base
		TG Solar Mars	10.000	84,5	89,4	98,5	Punta
		MG CAT	2.720	61,3	61,9	68,9	Respaldo
		MD CAT No 2	1.460	23,4	23,4	23,4	Respaldo
		MD CAT No 3	1.460	23,4	23,4	23,4	Respaldo
		TG Solar Titan 15	15.000	107,6	113,6	125,0	Base
		TG GE -10	10.700	84,9	188,3	335,1	Base
		Puerto Natales	Puerto Natales	MG Waukesha No 3	1.180	17,4	17,8
TG Solar No 4	800			12,6	12,8	13,1	Semi base
TG Solar No 5	800			12,6	12,8	13,1	Semi base
MD Caterpillar No 6	1.500			23,4	23,4	23,4	Respaldo
MG Waukesha No 8	1.180			17,4	17,8	18,5	Base
MD F.Morse No 1	300			5,1	5,1	5,1	Respaldo
MG Jenbacher No 9	1.420			23,1	23,6	24,3	Base
MD Palmero No 10	1.360			21,2	21,2	21,2	Respaldo
MG Jenbacher No 11	1.420			23,1	23,6	24,3	Base
MD F.Morse No 2	150			2,5	2,5	2,5	Respaldo
Porvenir	Porvenir	MG Waukesha No 7	1.180	17,4	17,8	18,5	Base
		MG Waukesha No 4	875	11,4	11,7	12,3	Base
		MD Caterpillar No 5	920	20,7	20,7	20,7	Punta
		MG Waukesha No 6	1.180	17,4	17,8	18,5	Base
		MD Palmero No 2	1.360	21,2	21,2	21,2	Respaldo
		MG Jenbacher No 10	1.420	23,1	23,6	24,3	Base
		MG Caterpillar No 9	900	10,9	11,2	11,8	Base
		MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	17,6	17,6	17,6	Respaldo
		MD Deutz D2 (Respaldo)	200	3,4	3,4	3,4	Respaldo
		MD Deutz D3 (Respaldo)	200	3,4	3,4	3,4	Respaldo
Puerto Williams	Puerto Williams	MD Caterpillar 3508B	590	12,8	12,8	12,8	Base
		MD Caterpillar C-32	800	17,6	17,6	17,6	Punta
		MD Caterpillar C-18	508	10,4	10,4	10,4	Semi base
		MD MOTOR PETBOW	252	4,2	4,2	4,2	Punta
		MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	4,2	4,2	4,2	Respaldo
		MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	4,2	4,2	4,2	Respaldo
		MD DETROIT (RESPALDO)	250	4,5	4,5	4,5	Respaldo

#### 16.4 Indisponibilidades consideradas para despacho simulado de 2012

A continuación se muestra para cada sistema mediano las indisponibilidades, programadas y forzadas, que condicionaron la operación del año 2012 y que fueron consideradas para la simulación del despacho del mismo año. Se consideraron sólo aquellas indisponibilidades de duración igual o mayor a 4 horas y que fueron debidamente documentadas en los programas de operación diarios entregados por Edelmag a System, y que además se pudo comprobar su ocurrencia en los despachos

reales del 2012. Estas indisponibilidades fueron modeladas en forma horaria para efectos de la simulación del despacho.

Adicionalmente se modelaron como indisponibilidades las puestas en marcha de nuevas unidades generadoras ocurridas en 2012, como en el caso de los motores a gas Jenbacher instalados en Puerto Natales y Porvenir, y el motor a gas Caterpillar C-18 instalado en Puerto Williams.

Tabla 138: Indisponibilidades consideradas en despacho simulado de 2012, Punta Arenas

Unidad	Tipo de indisponibilidad	Inicio	Término	Duración Horas
TG HITACHI	Programada	08-10-2011 08:00	12-01-2012 08:30	2.281
TG SOLAR TITAN 15	Programada	23-02-2012 09:30	23-02-2012 19:00	10
TG SOLAR MARS	Programada	19-04-2012 10:30	19-04-2012 18:00	8
TG SOLAR TITAN 15	Programada	22-05-2012 08:00	30-05-2012 08:00	192
TG SOLAR TITAN 15	Programada	30-05-2012 08:00	31-05-2012 20:00	36
TG SOLAR TITAN 13,7	Programada	30-05-2012 08:00	01-06-2012 08:00	48
MG CAT	Programada	17-07-2012 15:00	19-07-2012 09:45	43
TG HITACHI	Programada	01-08-2012 10:30	03-09-2012 08:00	766
TG SOLAR TITAN 13,7	Programada	03-09-2012 08:00	19-11-2012 15:00	1.855
TG GE-10	Programada	06-09-2012 08:00	21-09-2012 16:50	369
MG CAT	Programada	26-11-2012 09:30	26-11-2012 17:00	8
MG CAT	Programada	11-12-2012 14:30	04-03-2013 18:00	1.996
MD CAT No 2	Programada	17-12-2012 09:00	19-12-2012 10:00	49
MD CAT No 3	Programada	17-12-2012 09:00	19-12-2012 10:00	49
TG SOLAR TITAN 13,7	Programada	20-12-2012 08:00	21-12-2012 16:50	33
TG HITACHI	Programada	26-12-2012 15:00	09-01-2013 10:00	331
TG SOLAR TITAN 15	Forzada	18-02-2012 07:00	16-04-2012 15:40	1.377
TG GE-10	Forzada	12-03-2012 09:00	30-04-2012 18:30	1.162
TG SOLAR TITAN 13,7	Forzada	16-04-2012 08:30	20-04-2012 18:00	106
TG SOLAR TITAN 13,7	Forzada	23-04-2012 09:00	24-04-2012 11:30	27
TG SOLAR MARS	Forzada	02-05-2012 08:30	03-05-2012 17:00	33
TG SOLAR TITAN 13,7	Forzada	01-06-2012 08:00	04-07-2012 16:05	776

Tabla 139: Indisponibilidades consideradas en despacho simulado de 2012, Puerto Natales

Unidad	Tipo de indisponibilidad	Inicio	Término	Duración Horas
MG WAUKESHA No 3	Programada	19-04-2012 08:30	19-04-2012 16:40	8
MD CATERPILLAR No 6	Programada	30-04-2012 08:00	30-04-2012 15:00	7
MG WAUKESHA No 8	Programada	07-05-2012 12:35	09-05-2012 10:00	45
MD PALMERO No 10	Programada	16-05-2012 15:00	17-05-2012 16:30	26
MG JENBACHER No 9	Programada	02-09-2012 05:14	02-09-2012 11:53	7
TG SOLAR No 5	Programada	07-11-2012 08:45	07-11-2012 20:00	11
MG JENBACHER No 9	Forzada	19-03-2012 00:13	30-03-2012 10:35	274
TG SOLAR No 4	Forzada	01-04-2012 01:10	12-04-2012 17:00	280
MG JENBACHER No 9	Forzada	21-04-2012 23:25	28-04-2012 15:40	160
MG WAUKESHA No 8	Forzada	18-05-2012 02:00	18-05-2012 10:10	8
MG WAUKESHA No 3	Forzada	27-05-2012 22:35	28-05-2012 15:05	17
MG JENBACHER No 11	Puesta en servicio	01-01-2012 00:00	21-09-2012 00:00	6.240

Tabla 140: Indisponibilidades consideradas en despacho simulado de 2012, Porvenir

Unidad	Tipo de indisponibilidad	Inicio	Final	Duración Horas
CATERPILLAR No 1	Programada	05-07-2012 08:30	05-07-2012 12:30	4
WAUKESHA No 7	Programada	20-12-2012 10:10	20-12-2012 20:50	11
MG CATERPILLAR No 9	Forzada	11-06-2012 02:01	11-06-2012 12:30	10
MG JENBACHER No 10	Puesta en servicio	01-01-2012 00:00	05-12-2012 16:00	8.032

Tabla 141: Indisponibilidades consideradas en despacho simulado de 2012, Puerto Williams

Unidad	Tipo de indisponibilidad	Inicio	Final	Duración Horas
MD CATERPILLAR 3508B	Programada	16-02-2012 14:00	16-02-2012 23:10	9
MD CATERPILLAR 3508B	Programada	19-03-2012 04:00	21-03-2012 07:00	51
MD CATERPILLAR C-18	Programada	24-04-2012 14:00	28-04-2012 02:00	84
MD CATERPILLAR C-18	Programada	24-04-2012 14:00	26-04-2012 10:00	44
MD CATERPILLAR C-18	Programada	03-06-2012 22:20	04-06-2012 20:00	22
MD CATERPILLAR C-18	Forzada	26-04-2012 11:00	30-05-2012 07:00	788
MD CATERPILLAR 3508	Forzada	02-06-2012 14:30	26-07-2012 23:00	1.281
MD CATERPILLAR 3508	Forzada	28-10-2012 11:25	01-01-2013 00:00	1.549
MD CATERPILLAR C-18	Puesta en servicio	01-01-2012 00:00	20-03-2012 17:30	1.914

## 16.5 Despacho real y despacho simulado

El modelo de despacho utilizado corresponde a un modelo propio de resolución horaria desarrollado por Systep, el cual minimizar el costo de operación del sistema sujeto a las restricciones de balance de generación – demanda, el cumplimiento de mínimos técnicos, la disponibilidad horaria de las unidades generadoras y los rendimientos térmicos de las mismas. El modelo está programado en lenguaje Mosel y utiliza el optimizador Xpress.

En la simulación del despacho del 2012 se consideraron las principales indisponibilidades identificadas en los programas de operación diario, tanto programadas como forzadas, y la puesta en marcha de nuevas unidades durante el 2012 en las fechas efectivas. También se considera en todas las unidades un margen de reserva de 10%, lo cual corresponde a un criterio de seguridad utilizado por Edelmag en la operación de sus centrales, cuyo cumplimiento fue verificado en los programas de operación diarios entregados por Edelmag, en los despachos diarios reales y en la visita técnica que realizó Systep a las centrales de la Empresa entre el 27 y el 31 de enero de 2014.

A modo de visualizar las salidas del modelo horario, en la siguiente figura se muestra el despacho simulado del sistema de punta Arenas del 1 al 7 de febrero de 2012. Se observa que la demanda se suministra primero con la unidad de menor costo variable, la Solar Titan 15, seguido de la Solar Titan 13,7 y luego de la unidad Hitachi. Sin embargo, para respetar los mínimos técnicos de las unidades, en las horas de muy baja demanda se despacha primero el motor a gas CAT antes que la Solar Titan 13,7 y la Hitachi (por ejemplo los días 4 y 5 de febrero). En tanto, en las horas en que la demanda supera ligeramente la capacidad conjunta de las dos unidades Solar Titan (descontado el margen de reserva), entonces se despacha el motor a gas CAT que, aunque tiene costo

variable mayor a la Hitachi, su despacho en estas condiciones es más económico ya que la Solar Titan 13,7 tendría que reducir su generación para permitir el ingreso a mínimo técnico de la Hitachi (10 MW).

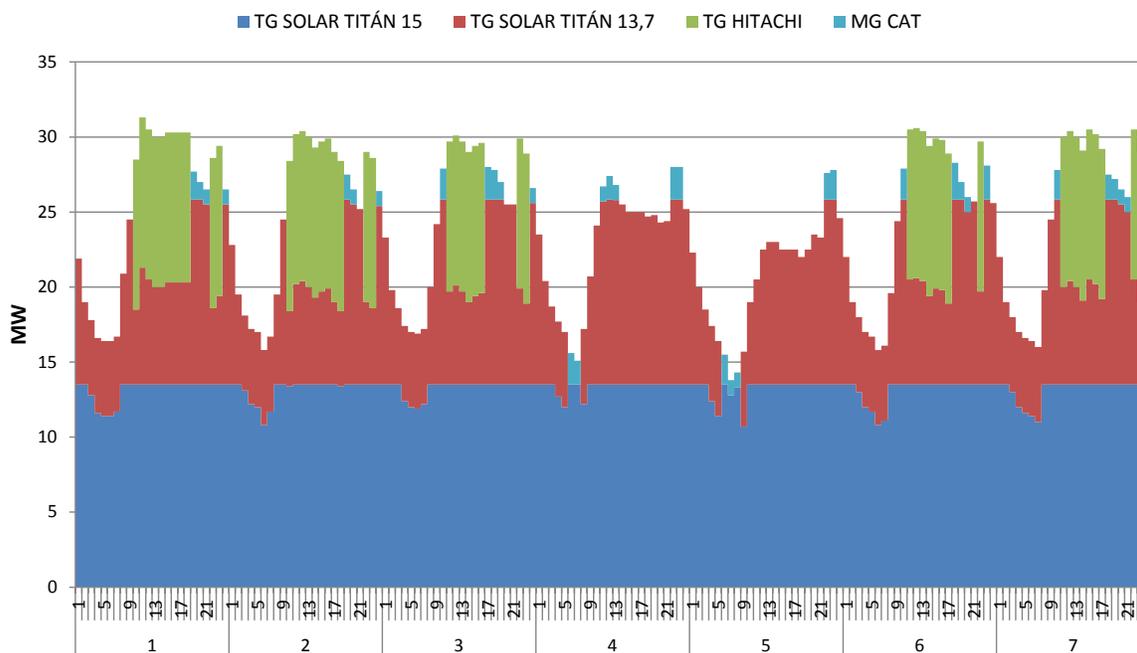


Figura 25: Despacho horario simulado del 1 al 7 de febrero, Punta Arenas

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la comparación de los despachos reales y simulados del 2012 para cada uno de los sistemas.

### 16.5.1 Punta Arenas

Las siguientes figuras muestran el despacho real y el despacho simulado del 2012 en el sistema de Punta Arenas, en donde, para efectos de visualización, la generación horaria se ha agregado por mes. La principal diferencia entre ambos despachos es que en el caso del despacho real en general se despachan primero la GE – 10 y la Solar Mars antes que la unidad Hitachi. Este resultado está condicionado con la definición de consumos específicos constantes para la optimización del despacho, dado que el modelo no considera una curva de consumo específico como es en la realidad. De considerarse curvas de consumo específico de las unidades generadoras en la optimización del despacho, podrían encontrarse otras condiciones de operación más eficientes. Esto motiva que para calcular los costos variables de operación esperados en el horizonte de planificación del Estudio (2013 – 2027), se utilizará un modelo que considere las curvas de consumo específico de las unidades generadoras. De todas formas, como se observa en las tablas siguientes, los costos variables de operación del despacho simulado es un 0,5% menor al real.

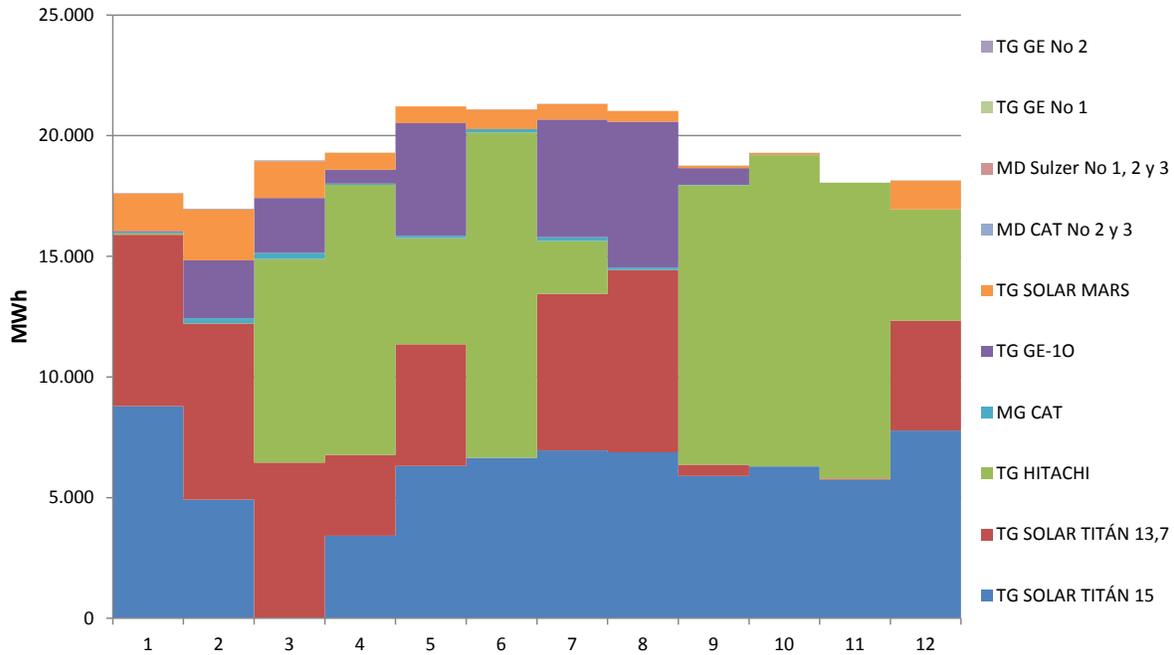


Figura 26: Generación mensual, despacho real 2012, Punta Arenas

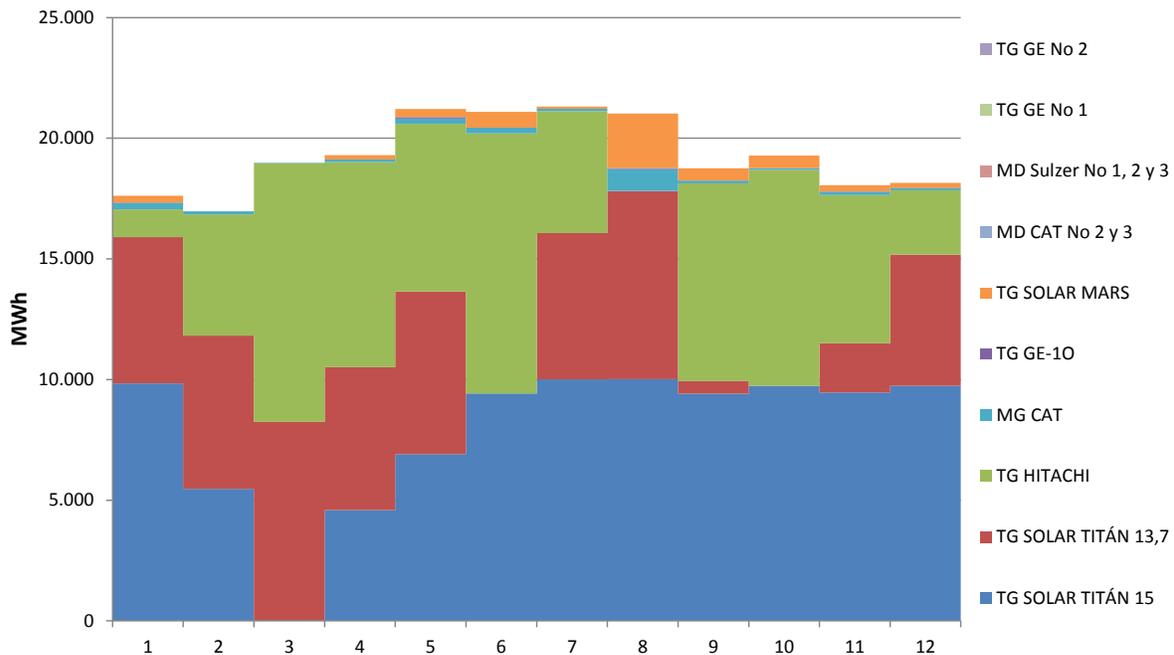


Figura 27: Generación mensual, despacho simulado 2012, Punta Arenas

Tabla 142: Comparación de generación por central en despacho real y simulado del 2012, Punta Arenas

Central	Combustible	Unidad	Despacho real 2012 MWh	Despacho simulado 2012 MWh	Variación
Tres Puentes	Gas Natural	TG HITACHI	81.116	74.131	-9%
		TG SOLAR MARS	9.851	5.302	-46%
		TG SOLAR TITÁN 13,7	48.360	55.167	14%
		TG SOLAR TITÁN 15	69.647	94.620	36%
		MG CAT	1.055	2.413	129%
		TG GE-10	21.596	112	-99%
	Diesel	MD CAT No 2 y 3	28	0	-100%
Punta Arenas	Gas Natural	TG GE No 1 (Respaldo)	34	0	-100%
		TG GE No 2 (Respaldo)	50	0	-100%
	Diesel	MD Sulzer No 1, 2 y 3	12	0	-100%
<b>Total</b>			<b>231.747</b>	<b>231.744</b>	<b>0,0%</b>

Tabla 143: Comparación de costos variables combustible por central en despacho real y simulado del 2012, Punta Arenas

Central	Combustible	Unidad	Costo Variable Combustible real 2012 MUS\$	Costo Variable Combustible simulado 2012 MUS\$	Variación
Tres Puentes	Gas Natural	TG HITACHI	4.559	4.712	3%
		TG SOLAR MARS	624	350	-44%
		TG SOLAR TITÁN 13,7	2.291	2.698	18%
		TG SOLAR TITÁN 15	3.028	3.894	29%
		MG CAT	43	101	133%
		TG GE-10	1.280	17	-99%
	Diesel	MD CAT No 2 y 3	6	0	-100%
Punta Arenas	Gas Natural	TG GE No 1 (Respaldo)	4	0	-100%
		TG GE No 2 (Respaldo)	7	0	-100%
	Diesel	MD Sulzer No 1, 2 y 3	3	0	-100%
<b>Total</b>			<b>11.845</b>	<b>11.772</b>	<b>-0,6%</b>

Tabla 144: Comparación de costos variables no combustible por central en despacho real y simulado del 2012, Punta Arenas

Central	Combustible	Unidad	Costo Variable No Combustible real 2012 MUS\$	Costo Variable No Combustible simulado 2012 MUS\$	Variación
Tres Puentes	Gas Natural	TG HITACHI	340	310	-9%
		TG SOLAR MARS	185	100	-46%
		TG SOLAR TITÁN 13,7	523	596	14%
		TG SOLAR TITÁN 15	628	853	36%
		MG CAT	36	83	129%
		TG GE-10	228	1	-99%
	Diesel	MD CAT No 2 y 3	1	0	-100%
Punta Arenas	Gas Natural	TG GE No 1 (Respaldo)	2,2	0,0	0%
		TG GE No 2 (Respaldo)	3,3	0,0	0%
	Diesel	MD Sulzer No 1, 2 y 3	0,2	0,0	-100%
<b>Total</b>			<b>1.946</b>	<b>1.943</b>	<b>-0,1%</b>

Tabla 145: Costos variables de operación reales y simulados 2012, Punta Arenas

Costo Variable	Operación real 2012 US\$	Operación simulada 2012 US\$	Variación
Combustible	11.844.635	11.771.889	-0,6%
No Combustible	1.945.737	1.943.155	-0,1%
<b>Total</b>	<b>13.790.372</b>	<b>13.715.045</b>	<b>-0,5%</b>

### 16.5.2 Puerto Natales

Las siguientes figuras muestran el despacho real y el despacho simulado del 2012 en el sistema de Puerto Natales, en donde, para efectos de visualización, la generación horaria se ha agregado por mes. La principal diferencia entre ambos despachos ocurre en las horas de mayor demanda dado que en la operación real los motores a gas se operan a una potencia máxima menor, lo que gatilla el despacho de las turbinas Solar Saturn, situación que no ocurre en el despacho simulado. Esta misma condición hace que en las horas de máxima demanda en la operación real se despachen unidades diesel, lo que también ocurre en el despacho simulado pero en menor medida.

Como se observa en las tablas siguientes, la valorización total de los costos variables de operación del despacho simulado es un 15% menor al del despacho real.

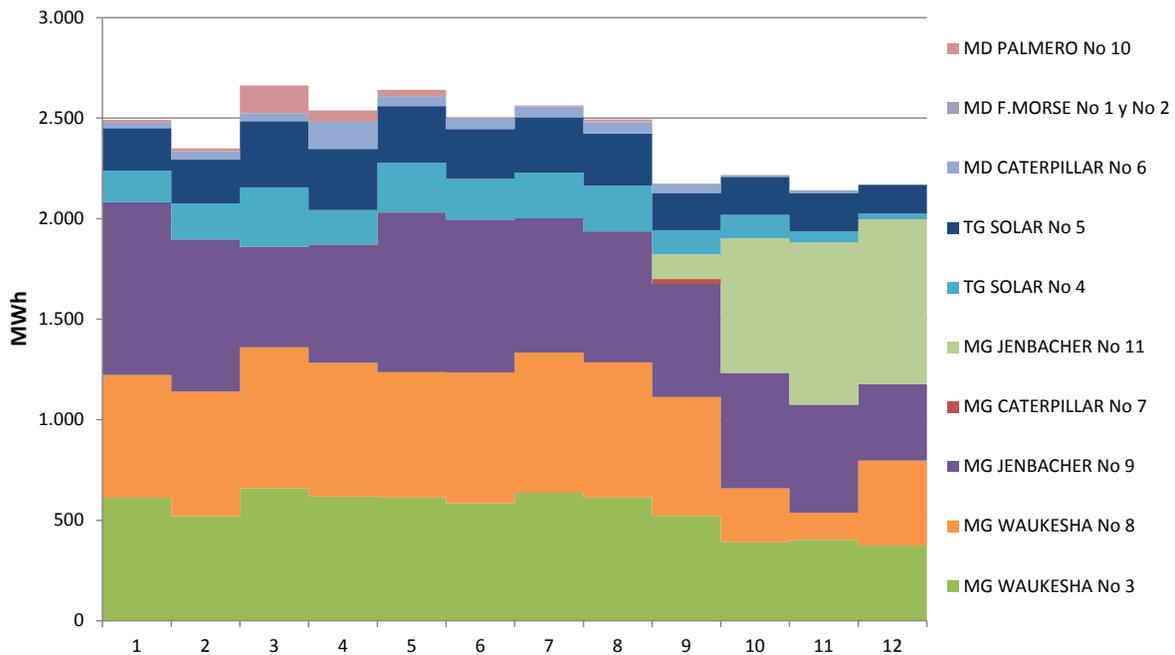


Figura 28: Generación mensual, despacho real 2012, Puerto Natales

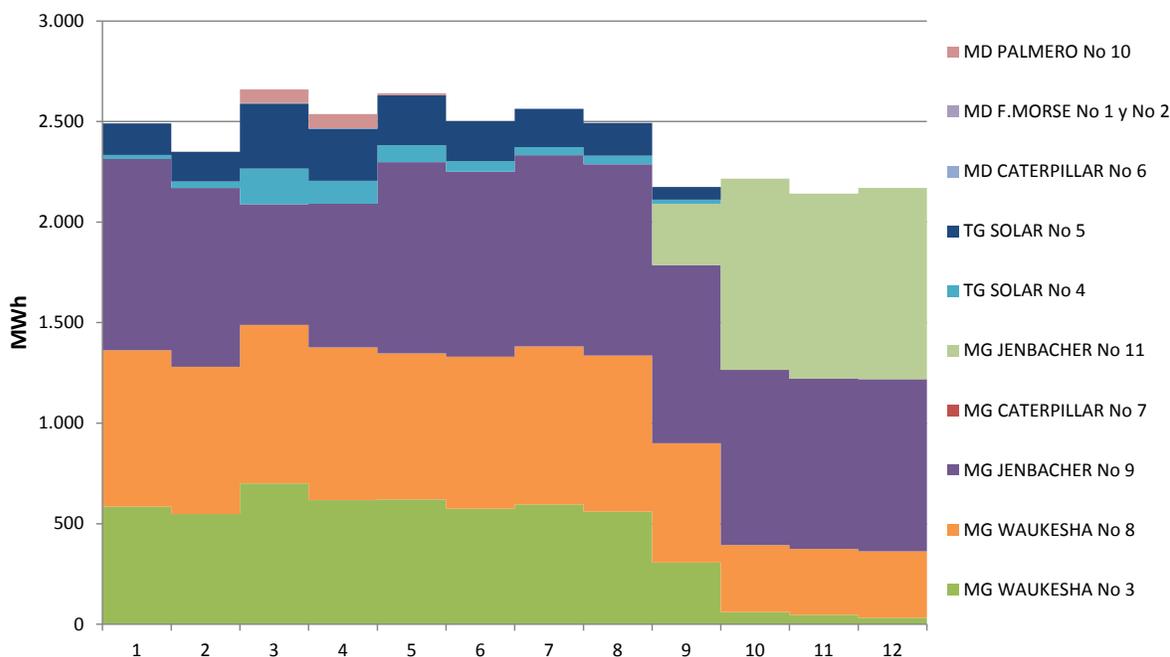


Figura 29: Generación mensual, despacho simulado 2012, Puerto Natales

Tabla 146: Comparación de generación por central en despacho real y simulado del 2012, Puerto Natales

Central	Combustible	Unidad	Despacho real 2012 MWh	Despacho simulado 2012 MWh	Variación
Puerto Natales	Gas Natural	MG WAUKESHA No 3	6.552	5.251	-20%
		MG WAUKESHA No 8	6.652	7.689	16%
		MG JENBACHER No 9	7.631	10.385	36%
		MG CATERPILLAR No 7	20	0	-100%
		MG JENBACHER No 11	2.419	3.127	29%
		TG SOLAR No 4	2.028	583	-71%
		TG SOLAR No 5	2.838	1.749	-38%
	Diesel	MD CATERPILLAR No 6	521	6	-99%
		MD F.MORSE No 1 y No	8	0	-100%
		MD PALMERO No 10	271	149	-45%
<b>Total</b>			<b>28.941</b>	<b>28.937</b>	<b>0%</b>

Tabla 147: Comparación de costos variables combustible por central en despacho real y simulado del 2012, Puerto Natales

Central	Combustible	Unidad	Costo Variable Combustible real 2012 MUS\$	Costo Variable Combustible simulado 2012 MUS\$	Variación
Puerto Natales	Gas Natural	MG WAUKESHA No 3	373,7	291,3	-22%
		MG WAUKESHA No 8	373,1	419,8	13%
		MG JENBACHER No 9	338,9	421,5	24%
		MG CATERPILLAR No 7	1,1	0,0	-100%
		MG JENBACHER No 11	102,8	126,0	23%
		TG SOLAR No 4	164,9	46,7	-72%
	TG SOLAR No 5	207,2	125,6	-39%	
	Diesel	MD CATERPILLAR No 6	167,2	1,8	-99%
		MD F.MORSE No 1 y No	2,4	0,0	-100%
		MD PALMERO No 10	80,6	44,2	-45%
<b>Total</b>			<b>1.812</b>	<b>1.477</b>	<b>-18%</b>

Tabla 148: Comparación de costos variables no combustible por central en despacho real y simulado del 2012, Puerto Natales

Central	Combustible	Unidad	Costo Variable No Combustible real 2012 MUS\$	Costo Variable No Combustible simulado 2012 MUS\$	Variación
Puerto Natales	Gas Natural	MG WAUKESHA No 3	140,5	112,6	-20%
		MG WAUKESHA No 8	132,0	152,5	16%
		MG JENBACHER No 9	185,8	252,8	36%
		MG CATERPILLAR No 7	0,3	0,0	-100%
		MG JENBACHER No 11	51,0	65,9	29%
		TG SOLAR No 4	55,0	15,8	-71%
	TG SOLAR No 5	81,7	50,3	-38%	
	Diesel	MD CATERPILLAR No 6	32,5	0,3	-99%
		MD F.MORSE No 1 y No	0,2	0,0	-100%
		MD PALMERO No 10	11,9	6,5	-45%
<b>Total</b>			<b>691</b>	<b>657</b>	<b>-5%</b>

Tabla 149: Costos variables de operación reales y simulados 2012, Puerto Natales

Costo Variable	Operación real 2012 US\$	Operación simulada 2012 US\$	Variación
Combustible	1.811.838	1.476.929	-18%
No Combustible	690.790	656.825	-5%
<b>Total</b>	<b>2.502.628</b>	<b>2.133.754</b>	<b>-15%</b>

### 16.5.3 Porvenir

Las siguientes figuras muestran el despacho real y el despacho simulado del 2012 en el sistema de Porvenir, en donde, para efectos de visualización, la generación horaria se ha agregado por mes. La principal diferencia entre ambos radica en que en la operación real se despachan en mayor medida unidades diesel por criterios técnicos de operación que no recoge el modelo de despacho, lo que hace que en el caso simulado el despacho de unidades diesel prácticamente no exista.

Como se observa en las tablas siguientes, la valorización total de los costos variables de operación del despacho simulado es un 20% menor al del despacho real.

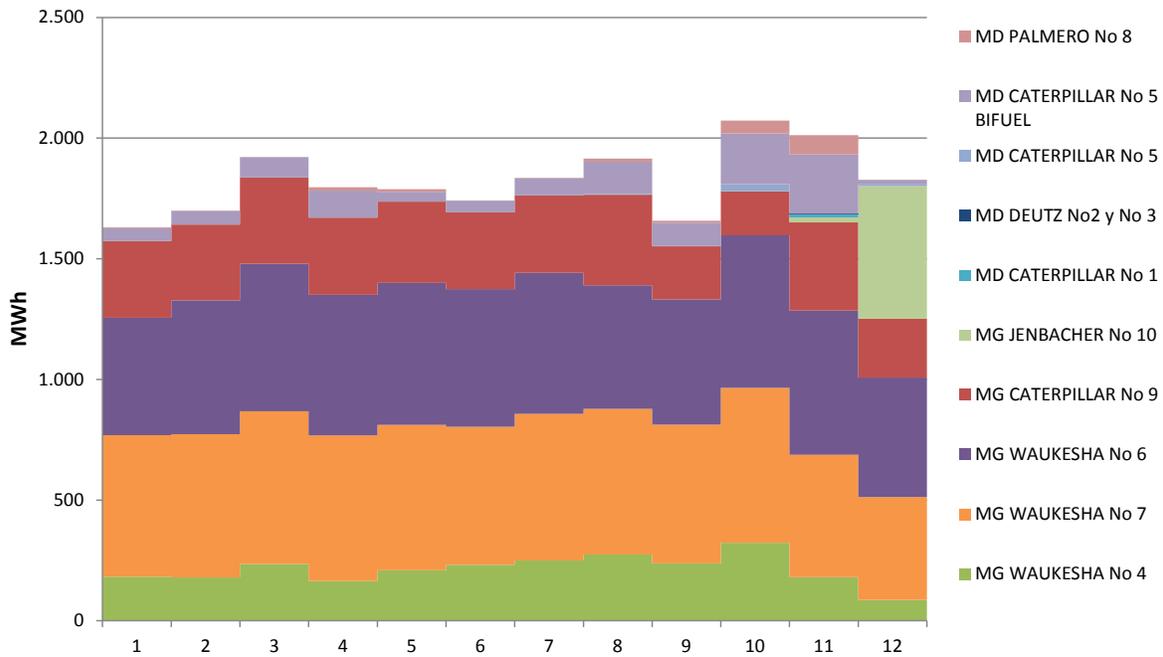


Figura 30: Generación mensual, despacho real 2012, Porvenir

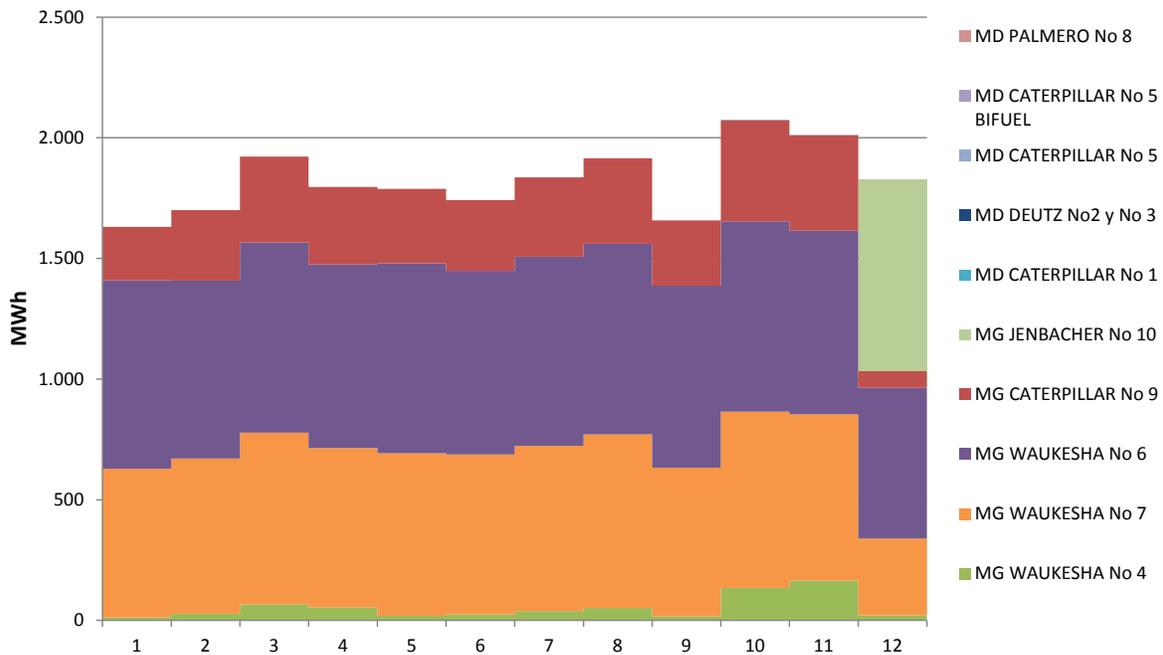


Figura 31: Generación mensual, despacho simulado 2012, Porvenir

Tabla 150: Comparación de generación por central en despacho real y simulado del 2012, Porvenir

Central	Combustible	Unidad	Despacho real 2012 MWh	Despacho simulado 2012 MWh	Variación	
Porvenir	Gas Natural	MG WAUKESHA No 4	2.560	635	-75%	
		MG WAUKESHA No 7	6.948	7.725	11%	
		MG WAUKESHA No 6	6.733	9.115	35%	
		MG CATERPILLAR No 9	3.674	3.630	-1%	
		MG JENBACHER No 10	571	791	39%	
	Diesel	MD CATERPILLAR No 1	17	0	-100%	
		MD DEUTZ No2 y No 3	1	2	67%	
		MD CATERPILLAR No 5	40	0	-100%	
		MD PALMERO No 8	189	0	-100%	
	Bifuel	MG CATERPILLAR No 5 BIFUEL	1.168	0	-100%	
	<b>Total</b>			<b>21.900</b>	<b>21.898</b>	<b>0,0%</b>

Tabla 151: Comparación de costos variables combustible por central en despacho real y simulado del 2012, Porvenir

Central	Combustible	Unidad	Costo Variable Combustible real 2012 MUS\$	Costo Variable Combustible simulado 2012 MUS\$	Variación	
Porvenir	Gas Natural	MG WAUKESHA No 4	127	32	-75%	
		MG WAUKESHA No 7	326	354	9%	
		MG WAUKESHA No 6	309	398	29%	
		MG CATERPILLAR No 9	178	171	-4%	
		MG JENBACHER No 10	21	29	34%	
	Diesel	MD CATERPILLAR No 1	5	0	-100%	
		MD DEUTZ No2 y No 3	0	1	67%	
		MD CATERPILLAR No 5	12	0	-100%	
		MD PALMERO No 8	58	0	-100%	
	Bifuel	MG CATERPILLAR No 5 BIFUEL	248	0	-100%	
	<b>Total</b>			<b>1.284</b>	<b>984</b>	<b>-23%</b>

Tabla 152: Comparación de costos variables no combustible por central en despacho real y simulado del 2012, Porvenir

Central	Combustible	Unidad	Costo Variable No Combustible real 2012 MUS\$	Costo Variable No Combustible simulado 2012 MUS\$	Variación	
Porvenir	Gas Natural	MG WAUKESHA No 4	69	17	-75%	
		MG WAUKESHA No 7	148	164	11%	
		MG WAUKESHA No 6	148	201	35%	
		MG CATERPILLAR No 9	80	79	-1%	
		MG JENBACHER No 10	12	17	39%	
	Diesel	MD CATERPILLAR No 1	1	0	-100%	
		MD DEUTZ No2 y No 3	0	0	67%	
		MD CATERPILLAR No 5	2	0	-100%	
		MD PALMERO No 8	12	0	-100%	
	Bifuel	MG CATERPILLAR No 5 BIFUEL	61	0	-100%	
	<b>Total</b>			<b>533</b>	<b>478</b>	<b>-10%</b>

Tabla 153: Costos variables de operación reales y simulados 2012, Porvenir

Costo Variable	Operación real 2012 US\$	Operación simulada 2012 US\$	Variación
Combustible	1.283.779	984.125	-23%
No Combustible	532.903	477.841	-10%
<b>Total</b>	<b>1.816.682</b>	<b>1.461.966</b>	<b>-20%</b>

### 16.5.4 Puerto Williams

Las siguientes figuras muestran el despacho real y el despacho simulado del 2012 en el sistema de Puerto Williams, en donde, para efectos de visualización, la generación horaria se ha agregado por mes. En este sistema se observan las mayores diferencias entre el despacho real y el despacho simulado, por cuanto en la operación real observa que el 2012 se realizaron una gran cantidad de intervenciones en los generadores, la mayoría de corta duración, lo que obligó a despachar otras unidades en reemplazo. En la simulación del despacho sólo se consideraron las indisponibilidades de mayor duración que estaban documentadas en los programa de operación diarios, no recogiendo la mayoría de los eventos que obligaron a despachar otras unidades fuera del orden de mérito. Sin embargo, dado que los costos variables totales no presentan grandes diferencias entre las unidades (sólo existen motores diesel), el impacto económico de generar con uno u otro generador es reducido en comparación con los otros sistemas medianos. En efecto, como se observa en las tablas siguientes, la valorización total de los costos variables de operación del despacho simulado es solo un 3% menor al del despacho real.

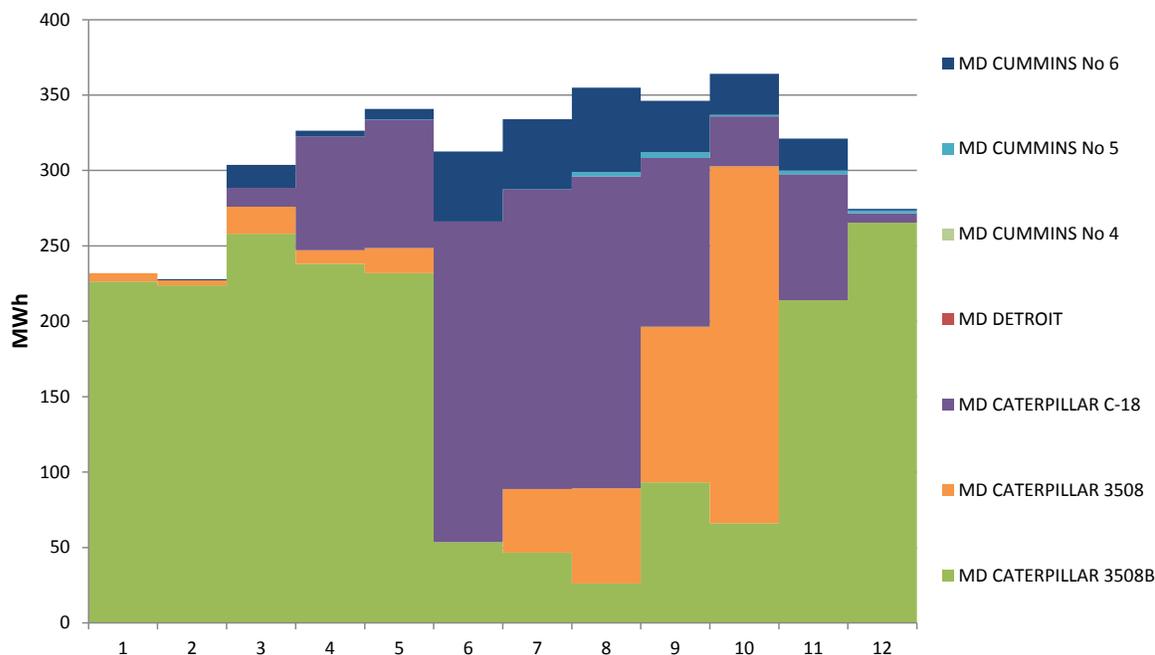


Figura 32: Generación mensual, despacho real 2012, Puerto Williams

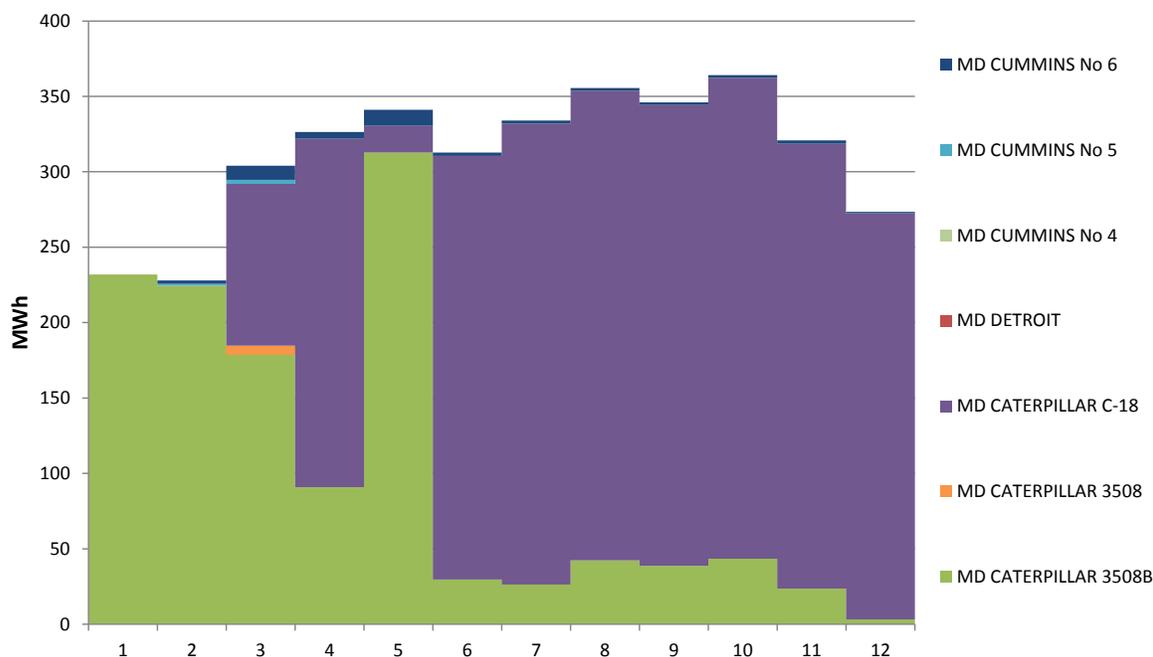


Figura 33: Generación mensual, despacho simulado 2012, Puerto Williams

Tabla 154: Comparación de generación por central en despacho real y simulado del 2012, Puerto Williams

Central	Combustible	Unidad	Despacho real 2012 MWh	Despacho simulado 2012 MWh	Variación
Puerto Williams	Diesel	MD CATERPILLAR 3508B	1.944	1.246	-36%
		MD CATERPILLAR 3508	497	6	-99%
		MD CATERPILLAR C-18	1.025	2.442	138%
		MD DETROIT	0	0	-
		MD CUMMINS No 4	0	0	-
		MD CUMMINS No 5	12	4	-68%
		MD CUMMINS No 6	260	40	-85%
		<b>Total</b>	<b>3.739</b>	<b>3.738</b>	<b>0%</b>

Tabla 155: Comparación de costos variables combustible por central en despacho real y simulado del 2012, Puerto Williams

Central	Combustible	Unidad	Costo Variable Combustible real 2012 MUS\$	Costo Variable Combustible simulado 2012 MUS\$	Variación
Puerto Williams	Diesel	MD CATERPILLAR 3508B	539,5	345,9	-36%
		MD CATERPILLAR 3508	153,4	1,8	-99%
		MD CATERPILLAR C-18	274,1	652,7	138%
		MD DETROIT	0,0	0,0	-
		MD CUMMINS No 4	0,0	0,0	-
		MD CUMMINS No 5	3,9	1,3	-68%
		MD CUMMINS No 6	74,7	11,4	-85%
		<b>Total</b>	<b>1.046</b>	<b>1.013</b>	<b>-3%</b>

Tabla 156: Comparación de costos variables no combustible por central en despacho real y simulado del 2012, Puerto Williams

Central	Combustible	Unidad	Costo Variable No Combustible real 2012 MUS\$	Costo Variable No Combustible simulado 2012 MUS\$	Variación
Puerto Williams	Diesel	MD CATERPILLAR 3508B	65,5	42,0	-36%
		MD CATERPILLAR 3508	19,8	0,2	-99%
		MD CATERPILLAR C-18	33,0	78,6	138%
		MD DETROIT	0,0	0,0	-
		MD CUMMINS No 4	0,0	0,0	-
		MD CUMMINS No 5	0,5	0,2	-68%
		MD CUMMINS No 6	8,9	1,4	-85%
<b>Total</b>			<b>128</b>	<b>122</b>	<b>-4%</b>

Tabla 157: Costos variables de operación reales y simulados 2012, Puerto Williams

Costo Variable	Operación real 2012 US\$	Operación simulada 2012 US\$	Variación
Combustible	1.045.555	1.013.103	-3%
No Combustible	127.757	122.400	-4%
<b>Total</b>	<b>1.173.312</b>	<b>1.135.503</b>	<b>-3%</b>

## 17 ANEXO: INFRAESTRUCTURAS Y TERRENOS

### 17.1 Valorización de infraestructura y terrenos

#### 17.1.1 Introducción

El objetivo de esta sección es identificar y caracterizar en forma detallada la infraestructura asociada a las instalaciones de generación y transmisión, tales como edificios de oficinas, mobiliarios y equipos, talleres, galpones, bodegas, casas de alojamiento para funcionarios, vehículos para el transporte de personal y/o equipos, sistemas informáticos, sistemas de control y sistemas de comunicación, entre otros, indicando además por cada uno de ellos los costos de inversión asociados.

Es importante recordar que la Empresa de SS.MM. debe prestar las funciones integradas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, por lo tanto se identifica la fracción que no corresponde a los segmentos de generación y transmisión, de manera que no sea incluida en los costos que determinan la tarifa de SS.MM. Se describirán los criterios de asignación informados por Edelmag y propuestos por el Consultor para cada ítem.

#### 17.1.2 Edificios y Terrenos

##### 17.1.2.1 Metodología de análisis

La valorización de los edificios y terrenos de Edelmag está informada de acuerdo con los resultados del Informe de Valorización de Propiedades de Edelmag S.A., preparado por el consultor independiente, Ingeniero Constructor José Miguel Horcos G., el cual detalla la valorización comercial de las edificaciones y terrenos de propiedad de Edelmag al año 2012 (ver Archivo "1 Edelmag VALORIZACION INMUEBLES 2012 V1.pdf"). Con el objetivo de asignar los edificios y terrenos existentes, se clasifican en cinco categorías. En la Tabla 158 se muestran las cinco categorías en las cuales fueron clasificados los edificios y terrenos y el criterio de asignación propuesto por el Consultor.

**Tabla 158: Clasificación de los edificios y terrenos y criterios de asignación propuestos por el Consultor**

Infraestructura	Descripción	Criterio de asignación
Oficinas y servicios	Espacios destinados a oficinas donde se desarrollan las actividades de administración, planificación e ingeniería, incluyendo los espacios tales como salas de capacitación, pasillos, cocina, servicios generales, etc.	Proporcional al número de empleados que trabajan en cada uno de los segmentos.
Sala de generación	Incluye sala de comandos, sala de máquinas, calderas, sala de bombas y demás edificios relacionados a la actividad de generación.	Asignadas directamente al segmento de generación.
Talleres y bodegas	Incluye los espacios edificados para fines de reparación, almacenaje de repuestos y herramientas, como también edificaciones dedicadas para el cuidado y protección de los vehículos.	Según su uso. Cuando el uso es compartido entre segmentos se asignará de manera proporcional al número de empleados técnicos que trabajan en cada uno de ellos
Casas	Edificaciones que sirven de residencia para el personal de la Empresa.	Según asignación del empleado que habita en la casa.

Infraestructura	Descripción	Criterio de asignación
Terrenos	Corresponden a los terrenos sobre los cuales se han edificado las oficinas, sala de generadores, talleres, bodegas, accesos, caminos y espacios libres.	Ver nota explicativa a continuación

Para los terrenos se distinguen tres tipos de terrenos:

- Para los terrenos que albergan las centrales de generación, se asignan en un 100% a SS.MM.
- Para los terrenos que comparten edificaciones dedicadas a generación y oficinas de administración y atención a clientes, se usa una asignación proporcional a la superficie de los edificios construidos en el terreno, calculada como la suma de los metros cuadrados de edificación ponderados por su asignación a segmentos sobre el total de metros cuadrados.
- Para los terrenos donde se encuentran las casas de los empleados, se asigna según la asignación del empleado.

### 17.1.2.2 Análisis y presentación de resultados

En la Tabla 159 y Tabla 160 se expone el listado de edificios y terrenos existentes, con la valorización, en millones de pesos, entregados por Edelmag y su clasificación en tipo de infraestructura, la asignación entregada por la Empresa y la asignación propuesta por el Consultor.

Tabla 159: Valorización, clasificación y asignación de terrenos y edificios, Punta Arenas

	Edificio	Dirección	Tipo	Valor Total (MUS\$)	Asignación Empresa (%)		Asignación Consultor (%)	
					SS.MM.	OTROS	SS.MM.	OTROS
Punta Arenas	Edificio Administración y Servicios - Bodega General	Croacia 444 y 458	Oficinas Y Servicios	999,18	50%	50%	53%	47%
	Edificio Administración	Croacia 444 y 458	Oficinas Y Servicios	945,53	50%	50%	53%	47%
	Sala de Capacitación	Croacia 444 y 458	Oficinas Y Servicios	287,55	50%	50%	53%	47%
	Sala de calderas	Croacia 444 y 458	Oficinas Y Servicios	37,96	50%	50%	53%	47%
	Oficina y baños	Croacia 444 y 458	Oficinas Y Servicios	53,45	50%	50%	53%	47%
	Taller Nº 1	Croacia 444 y 458	Talleres Y Bodegas	157,81	20%	80%	80%	20%
	Taller Nº 2	Croacia 444 y 458	Talleres Y Bodegas	53,17	20%	80%	80%	20%
	Edificio "Sulzer"	Croacia 444 y 458	Salas De Generacion	212,03	100%	0%	100%	0%
	Casa habitacion	Av. El Bosque 0319	Casas	387,23	50%	50%	74%	26%
	Bodega Multiuso	Barrio Industrial	Talleres Y Bodegas	261,98	50%	50%	73%	27%
	Oficina supervisores	Barrio Industrial	Salas De Generacion	449,61	100%	0%	100%	0%
	Sala de comandos	Barrio Industrial	Salas De Generacion	134,77	100%	0%	100%	0%
	Talleres de Mantencion	Barrio Industrial	Talleres Y Bodegas	360,64	100%	0%	100%	0%
	Sala de maquina caterpillar	Barrio Industrial	Salas De Generacion	257,56	100%	0%	100%	0%
	Taller de mantencion Nº 2	Barrio Industrial	Talleres Y Bodegas	184,02	100%	0%	100%	0%
	Caseta Vigilancia	Barrio Industrial	Oficinas Y Servicios	2,74	100%	0%	100%	0%
	Caseta de Bombas	Barrio Industrial	Salas De Generacion	8,68	100%	0%	100%	0%
	Oficina Central	Croacia 444 y 458	Terrenos	2.873,33	54%	46%	59%	41%
	Casa Gerente	Av. El Bosque 0319	Terrenos	140,60	50%	50%	74%	26%
	Central 3 Puentes	Barrio Industrial sitio 32	Terrenos	1.175,50	100%	0%	100%	0%
Central 3 Puentes	Sitio 32 c Barrio Industrial	Terrenos	273,81	100%	0%	0%	100%	
Central 3 Puentes	Sitio 30 Barrio Industrial	Terrenos	237,15	100%	0%	100%	0%	
Central 3 Puentes	Lote 23 Barrio Industrial	Terrenos	230,92	100%	0%	100%	0%	
Central 3 Puentes	Lote 24 Barrio Industrial	Terrenos	158,26	100%	0%	100%	0%	
Central 3 Puentes	Lote 25 Barrio Industrial	Terrenos	154,29	100%	0%	100%	0%	
<b>Total Punta Arenas</b>				<b>10.037,78</b>				

Tabla 160: Valorización, clasificación y asignación de terrenos y edificios, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

	Edificio	Dirección	Tipo	Valor Total (MUS\$)	Asignación Empresa (%)		Asignación Consultor (%)	
					SS.MM.	OTROS	SS.MM.	OTROS
Puerto Natales	Casa habitacion	Bories 100	Casas	124,68	50%	50%	50%	50%
	Oficinas administrativas	Av. España 1797	Oficinas Y Servicios	66,45	50%	50%	25%	75%
	Talleres	Av. España 1797	Talleres Y Bodegas	283,84	50%	50%	78%	22%
	Edificación anexa	Av. España 1797	Talleres Y Bodegas	10,62	100%	0%	78%	22%
	Casa de huéspedes	Av. España 1797	Casas	24,37	50%	50%	50%	50%
	Casa trabajadores 1	Av. España 1797	Casas	24,37	100%	0%	100%	0%
	Casa trabajadores 2	Av. España 1797	Casas	24,37	100%	0%	100%	0%
	Casa trabajadores 2	Av. España 1797	Casas	28,80	100%	0%	50%	50%
	Central Diesel y sala de com:	Av. España 1797	Salas De Generacion	345,38	100%	0%	100%	0%
	Bodega de Repuestos	Av. España 1797	Talleres Y Bodegas	48,85	100%	0%	100%	0%
	Bodegas Menores	Av. España 1797	Talleres Y Bodegas	57,48	50%	50%	78%	22%
	Bodegas de Residuos	Av. España 1797	Talleres Y Bodegas	7,18	100%	0%	100%	0%
	Casa Administrador	Bories 100	Terrenos	174,25	50%	50%	50%	50%
Central	Av. España 1797	Terrenos	2.034,43	90%	10%	81%	19%	
<b>Total Puerto Natales</b>				<b>3.255,06</b>				
Porvenir	Sala de capacitación	Chiloe Nº 139	Oficinas Y Servicios	120,64	50%	50%	74%	26%
	Casa trabajadores 1	Chiloe Nº 173	Casas	51,96	100%	0%	100%	0%
	Casa trabajadores 2	Chiloe Nº 197	Casas	49,65	100%	0%	100%	0%
	Garaje	Chiloe Nº 197	Casas	3,37	100%	0%	100%	0%
	Habitación	Muñoz Gamero Nº 244	Casas	71,53	50%	50%	68%	32%
	Habitación	Oscar Viel Nº 218	Casas	32,72	50%	50%	100%	0%
	Oficinas administrativas	J. Williams 0285	Oficinas Y Servicios	113,70	50%	50%	34%	66%
	Sala de Bombas	J. Williams 0285	Salas De Generacion	2,90	100%	0%	100%	0%
	Sala de Maquinas	J. Williams 0285	Salas De Generacion	309,55	100%	0%	100%	0%
	Talleres	J. Williams 0285	Talleres Y Bodegas	89,14	100%	0%	86%	14%
	Bodega de Residuos	J. Williams 0285	Talleres Y Bodegas	8,04	100%	0%	100%	0%
	Casa habitacion	Chiloe Nº 145	Terrenos	180,77	69%	31%	84%	16%
	Casa Administrador	Muñoz Gamero 244	Terrenos	111,32	50%	50%	68%	32%
Central	J. Williams 0285	Terrenos	578,46	89%	11%	82%	18%	
<b>Total Porvenir</b>				<b>1.723,77</b>				
Puerto Williams	Oficinas	Av. Presidente Ibañez 130	Oficinas Y Servicios	93,66	50%	50%	33%	67%
	Habitación	Anbalij 124- 136	Casas	72,90	100%	0%	100%	0%
	Habitación Administrador	Isla Navarino Lt 17 PC	Casas	265,04	50%	50%	65%	35%
	Galpon Caterpillar y Sala Comandos	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	Salas De Generacion	601,99	100%	0%	100%	0%
	Taller de Mantencion	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	Talleres Y Bodegas	85,37	100%	0%	100%	0%
	Bodega de residuos	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	Talleres Y Bodegas	8,04	100%	0%	100%	0%
	Oficina	Av. Presidente Ibañez 130	Terrenos	15,76	50%	50%	33%	67%
	Casa Habitacion	Anbalij 124- 136	Terrenos	28,80	100%	0%	100%	0%
	Casa Administrador	Isla Navarino Lt 17 PC	Terrenos	36,33	50%	50%	65%	35%
	Central	Barrio Industrial Lt B 5 B 6 B 7	Terrenos	128,99	100%	0%	100%	0%
<b>Total Puerto Williams</b>				<b>1.336,88</b>				
<b>Total EDELMAG</b>				<b>16.353,49</b>				

En la Tabla 161 se presenta un resumen de los resultados por zona, y la comparación de las asignaciones entregadas por la Empresa y las propuestas por el Consultor.

Tabla 161: Resumen de asignación de edificios y terrenos por zona

Zona	Valorización MUS\$	Asignación Empresa				Asignación Consultor			
		MUS\$		%		MUS\$		%	
		SSMM	Otros	SSMM	Otros	SSMM	Otros	SSMM	Otros
Punta Arenas	10.037,8	6.996,2	3.041,5	33,3%	14,5%	7.233,6	2.804,2	34,4%	13,3%
Puerto Natales	3.255,1	2.691,1	563,9	39,4%	8,3%	2.562,1	692,9	37,6%	10,2%
Porvenir	1.723,8	1.379,1	344,6	38,2%	9,5%	1.415,2	308,5	39,2%	8,5%
Puerto Williams	1.336,9	1.131,5	205,4	40,4%	7,3%	1.158,6	178,3	41,4%	6,4%
<b>Total</b>	<b>16.353,5</b>	<b>12.198,0</b>	<b>4.155,5</b>	<b>35,6%</b>	<b>12,1%</b>	<b>12.369,6</b>	<b>3.983,9</b>	<b>36,1%</b>	<b>11,6%</b>

### Plan de Expansión Óptimo.

La inversión en edificios y terrenos para el Plan de Expansión Óptimo se realiza en base a tres criterios: el ingreso de nuevas unidades de generación, el aumento en el personal y el aumento en los requerimientos de almacenamiento diesel de la empresa. En los tres casos, el aumento es proporcional a los requerimientos unitarios de edificación y superficie por unidad generadora, trabajador o estanques respectivamente. No se consideran renovaciones adicionales de edificios existentes dentro del período de estudio.

### Expansión de salas de generación

La expansión en salas de generación se realiza conforme con el Plan de Expansión Óptimo determinado en el Capítulo 4. Es importante notar que en este plan de expansión el proyecto CEOM-1 corresponde a un parque eólico desarrollado por un tercero, y no por la empresa eficiente de SSMM, por lo tanto no se considerara dicho proyecto para la expansión de edificios y terrenos.

La valorización utilizada para la expansión es explicada en el anexo 17.

### Expansión de edificios de talleres y bodegas.

En cuanto a la expansión gatillada por el aumento de personal, se ha considerado un estándar de 15 m<sup>2</sup> por empleado para talleres y bodega. Para la zona de Punta Arenas se consideró un valor de 13,41 UF/m<sup>2</sup>, el cual corresponde el promedio de valorización de los edificios catalogados como "Talleres y Bodegas" en Punta Arenas. Para Puerto Natales se consideró un valor de 8,27 UF/m<sup>2</sup>, el cual corresponde el promedio de valorización de los edificios catalogados como "Talleres y Bodegas" en Puerto Natales. Se ha considerado el valor de la UF al 31 de Diciembre de 2012 equivalente a \$22.840,75

### Expansión de estanque de almacenamiento Diesel

Se consideró para el año base la capacidad de almacenamiento instalada informada por Edelmag (Tabla 162). Se utilizó como criterio de expansión mantener una capacidad de almacenamiento diesel que permita una autonomía mínima de 45 horas, en todos los sistemas. Con este criterio, se determinó la instalación de un estanque de 60 m<sup>3</sup> durante el año 2020 en Punta Arenas, valorizado a 1,5 MM\$/m<sup>3</sup>, valor que considera estanques, bombas, plataforma, piscina decantadora, piping e ingeniería el cual corresponde al costo unitario real según proyecto real en desarrollo en SSMM Puerto Natales.

Para el cálculo de la autonomía de almacenamiento se utilizó un valor de rendimiento promedio de 0,44 MW/m<sup>3</sup> para las unidades generadoras diesel de Punta Arenas y la proyección de energía generada bruta, considerando un 3% de pérdidas. El resultado del análisis indica que para mantener la autonomía se debe realizar una inversión en estanque de 60 m<sup>3</sup> el año 2020 (Tabla 163). El valor de inversión al año base corresponde al informado en la Tabla 85.

En base a lo expuesto anteriormente, la expansión de salas de generación e infraestructura edificada relacionada con personal de mantenimiento y almacenamiento Diesel se resume en la Tabla 164Tabla 15.

Tabla 162: Capacidad instalada y valorización de almacenamiento de combustibles

Capacidad con proyectos en desarrollo	Valorización de Almacenamiento combustible				
	Capacidad Total m3	Energía bruta 2014 MWh	Rendimiento Promedio MW/m3	Autonomía horas	Inversión MUS\$
Central Punta Arenas	350	235.450	0,44	29,6	1.097,4
Central Tres Puentes	219	235.450	0,44	18,5	686,7
Central Puerto Natales	132	31.430	0,31	119	415,3
Central Porvenir	112	22.366	0,31	142	351,2
Central Puerto Williams	80	4.079	0,25	687	250,8

Tabla 163: Expansión de la capacidad de Almacenamiento de diesel Punta Arenas

Año	Energía (MWh)	Energía Bruta (MWh)	Capacidad Total (m3)	Autonomía (horas)	Inversión (MUS\$)
2012	224.906	231.862	569	49	2.801
2013	226.883	233.900	569	48	
2014	228.387	235.450	569	48	
2015	231.449	238.607	569	47	
2016	234.655	241.913	569	47	
2017	237.877	245.234	569	46	
2018	241.095	248.551	569	46	
2019	244.311	251.868	569	45	
2020	247.528	255.183	629	49	188
2021	250.744	258.499	629	48	
2022	253.961	261.815	629	48	
2023	257.177	265.131	629	47	
2024	260.394	268.447	629	47	
2025	263.610	271.763	629	46	
2026	266.826	275.079	629	46	
2027	270.043	278.395	629	45	

Tabla 164: Expansión edificios y terrenos (MUS\$)

SISTEMA	Expansión de Edificaciones SSMM (MUS\$)														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	8,4	-	-	8,4	-	-	-	188,1	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	-	-	-	77,4	77,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>8,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>85,7</b>	<b>77,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>188,1</b>	<b>-</b>						

**Proyecto de Reposición Eficiente.**

La inversión inicial en edificios reconoce las instalaciones catalogadas como "Oficinas y Servicios", "Talleres y Bodegas" y "Casas" como parte del Proyecto de Reposición Eficiente. Para las salas de generación, se considera la construcción de edificación según la entrada de motores operados con gas. Para las turbinas a gas de Punta Arenas y máquinas diésel no se considera construcción de edificios, puesto que las turbinas se

instalan a la intemperie y los motores diesel se encuentran contenerizados. Sólo se consideraron edificios de generación para albergar motores a gas y salas de control.

Para cada unidad del Proyecto de Reposición Eficiente se consideró que la superficie mínima a edificar debe ser igual al producto del largo por y dos veces el ancho de cada máquina, considerando las dimensiones reales según layout de planta para unidades existentes y los catálogos para las unidades candidatas. El detalle de la superficie considerada para cada máquina se encuentra en la Tabla 164.

Además se considera áreas comunes exteriores para tránsito, maniobras y salas de control, equivalentes al 50% de la superficie asociada a unidades generadoras. En el caso de Puerto Williams, donde todas las unidades del Proyecto de Reposición Eficientes corresponden a máquinas diesel, se consideró la construcción de un edificio de 98 m<sup>2</sup> para sala de control.

**Tabla 165: Requerimientos de superficie de las unidades de generación del Proyecto de Reposición Eficiente.**

Nombre Unidad	Tecnología	Potencia [kW]	Superficie [m <sup>2</sup> ]	Instalación
MDL-4	MD	2218	82,90	Exterior
Man Diesel 7L21/31	MD	1463	54,68	Exterior
Cater-1	MD	1460	54,57	Exterior
Cater-2	MD	1460	54,57	Exterior
MD C-32	MD	1460	54,57	Exterior
MD 10Palm	MD	1360	50,83	Exterior
MD Palm	MD	1360	50,83	Exterior
MTU (DETROIT CHILE S.A.) DC 925 DSS	MD	740	27,66	Exterior
MTU (DETROIT CHILE S.A.) DC 725 DSS	MD	580	21,68	Exterior
MD C-18	MD	508	18,99	Exterior
CATERPILLAR C15	MD	331	12,38	Exterior
MD PETBOW	MD	250	9,34	Exterior
GE WAUKESHA 16V 275GL+	MG	3480	27,96	Interior
GE WAUKESHA 12V 275GL+	MG	2600	22,25	Interior
GE JENBACHER J612 GS	MG	2002	21,62	Interior
GE JENBACHER J420 GS	MG	1413	19,44	Interior
GE JENBACHER J312 GS	MG	625	16,92	Interior
Solar130-1	TG	15000	1505,52	Exterior

Para valorizar la construcción de las salas de generación, se utilizó el costo unitario por m<sup>2</sup> de las salas de generación existentes en cada una de las zonas según el Informe de Valorización de Propiedades de Edelmag S.A. (Anexo 17), preparado por el consultor independiente, Ingeniero Constructor José Miguel Horcos G., los que se exponen en la Tabla 165

**Tabla 166: Valor unitario de salas de generación, según zona (UF/m<sup>2</sup>)**

Zona	Valor unitario [UF/m <sup>2</sup> ]
Tres Puentes	21,5
Puerto Natales	20,2
Porvenir	20,9
Puerto Williams	35,9

El valor de los terrenos para el Proyecto de Reposición Eficiente se consideró de acuerdo con el valor de mercado informado por el informe Valorización de Propiedades de Edelmag S.A. En la superficie de terrenos se descontó lo correspondiente a la sala de generación de la Central Punta Arenas más un 30% de espacios de tránsito que ya no serán necesarios, puesto que toda la capacidad instalada de generación se localiza en la Central Tres Puentes. La superficie total de terrenos considerada en el Proyecto de Reposición Eficiente se muestra en la Tabla 166. El resto valor del resto de los terrenos se puede encontrar en el Anexo 17.

**Tabla 167: Valorización de terreno de la Central Punta Arenas para el Proyecto de Reposición Eficiente**

PROPIEDAD	DENOMINACIÓN	DIRECCIÓN	LOCALIDAD	ROL AVALÚO PROPIEDAD	SUPERFICIE TERRENO (m <sup>2</sup> )	VALOR TOTAL TERRENO MMS
Terreno 1	Oficina Central	Croacia 444 y 458	Punta Arenas	560-1	12.281,64	1.326,42

La expansión de edificios y terrenos se realizó aplicando los mismos criterios considerados para el Plan de Expansión Óptimo: el aumento de superficie edificada es proporcional a los requerimientos unitarios por unidad generadora y/o trabajador. No se consideraron renovaciones adicionales de edificios por término de su vida útil dentro del período de estudio.

### **Expansión de edificios y terrenos**

La expansión en edificios y terrenos se realiza conforme con el Proyecto de Reposición Eficiente determinado en la sección 6.1. Es importante notar que dentro de este plan de expansión, el proyecto "Parque Eólico Pecket" corresponde a un proyecto de generación desarrollado por un tercero, y no por la empresa eficiente de SSMM, por lo tanto no se considerara dicho proyecto para la expansión de edificios y terrenos.

En cuanto a la expansión de edificios y terrenos gatillada por el aumento de personal, se ha considerado el mismo estándar que para el Plan de Expansión Óptimo de 15 m<sup>2</sup> por empleado para talleres y bodega. Como valor de edificación se utilizó el promedio de la valorización de los edificios catalogados como "Talleres y Bodegas" en Punta Arenas de 13,41UF/m<sup>2</sup>. Se utilizó el valor de la UF al 31 de Diciembre de 2012 igual a \$22.840,75.

Como se indicó anteriormente, no existe expansión en terrenos asociados al Proyecto de Reposición Eficiente. La valorización de los terrenos al año base se expone en la Tabla 36, y la valorización total de edificios, incluyendo la expansión de salas de generación e infraestructura asociada al personal de mantenimiento, se resume en la Tabla 37.

Se tuvo la misma consideración respecto a la expansión de capacidad de almacenamiento diesel que para el Plan de Expansión Óptimo (ver sección 4.3.1)

Tabla 168: Inversión de Terrenos para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Terrenos (MUS\$)															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	4.066	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	1.474	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	707	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	178	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>6.425</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 169: Inversión de Edificaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Edificaciones (MUS\$)															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	5.792	-	-	-	-	-	8	-	188	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	648	-	-	-	-	19	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-
Porvenir	551	-	-	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-	-	17	-
Puerto Williams	611	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>7.601</b>	-	-	-	-	19	28	-	188	19	-	-	-	-	17	-

### 17.1.3 Vehículos y demás bienes de infraestructura

El análisis de los vehículos, equipos informáticos y de comunicaciones, equipos de oficina y sistemas de seguridad, se efectúa realizando una revisión crítica de los niveles de costos y asignaciones informados por la Empresa y proponiendo criterios de asignaciones a los distintos segmentos propios del Consultor.

### 17.1.4 Costos de vehículos y asignación a los segmentos

#### Costos de Vehículos

Para la valorización de los vehículos, el Consultor cotizó en el Servicio de Impuestos Internos (SII). En el caso del vehículo REMOLQUE HECHIZO ZGX-668 no se encontró cotización en el SII, por lo que se utilizó el valor informado por Edelmag.

En la Tabla 170 se muestra la comparación de los valores informados por Edelmag con la cotización realizada por el Consultor.

Tabla 170: Valorización de vehículos

	Departamento	Descripción	Patente	Valorización Empresa [MUS\$]	Valorización Consultor [MUS\$]	Variación
Punta Arenas	DEPT. ADMINISTRACIÓN	FURGON CHEVRO	CSRL-83	15,7	14,2	-9,4%
	DEPT. TÉCNICO	CAMION CHEVRO	TZ-2743	73,0	63,7	-12,7%
	DEPT. TÉCNICO	CAMION FORD	MI RL-8713	85,1	84,8	-0,3%
	DEPT. TÉCNICO	CAMIONETA D/CA	D - 24	20,9	18,6	-10,8%
	DEPT. TÉCNICO	CAMIONETA NISS.	YK-3386	18,5	18,6	0,8%
	DEPT. TÉCNICO	CAMIONETA NISS.	CXDH 63	19,4	18,6	-4,0%
	DEPT. TÉCNICO	CAMIONETA PICK	VA-7434	16,3	18,6	14,2%
	DEPT. TÉCNICO	MOTOCICLETA HC	LF-0817	10,9	10,3	-4,9%
	DEPTO. PREVENCIÓN DE RI	CAMIONETA NISS.	PW - 3749	18,1	18,6	3,0%
	DISTRIBUCIÓN	CAMIONETA NISS.	BRTC-76-6	20,1	17,9	-11,3%
	DISTRIBUCIÓN	FURGON PEUGEO	D - 20	18,4	14,1	-23,4%
	GENERACION	CAMION GRUA FC	CE-3383	10,5	106,6	917,2%
	GENERACION	CAMION GRUA VC	WR-9252	189,7	106,6	-43,8%
	GENERACION	CAMIONETA D.CA	G - 36	25,1	20,3	-19,3%
	GENERACION	CAMIONETA HYUI	KW-8664	18,5	18,6	0,8%
	GENERACION	CAMIONETA NISS.	SK-6096	18,7	18,6	-0,5%
	GENERACION	CAMIONETA NISS.	D - 22	20,9	18,6	-10,8%
	GENERACION	FURGON PEUGEO	G - 35	18,4	14,1	-23,4%
	GENERACION	REMOLQUE HECH	ZGX-668	4,2	4,2	0,0%
	GENERACION	SEMIREMOLQUE	( DIA-191	4,2	9,4	125,0%
	GERENCIA DISTRIBUCION	CAMIONETA NISS.	PW - 3748	21,9	18,6	-15,0%
	GERENCIA GENERAL	TOYOTA 4x4 LIMI'	WL-6363	37,2	20,3	-45,5%
	SUBGERENCIA ZONAL	CAMIONETA NISS.	D-31	20,9	18,6	-10,8%
SUBGERENCIA ZONAL	CAMIONETA NISS.	VE-1149	17,9	20,3	12,9%	
<b>Total Punta Arenas</b>				<b>724,5</b>	<b>693,1</b>	<b>-4,3%</b>
Puerto Natales	ADMINISTRACIÓN PUERTO	CAMION MERCEDES	LS-1638	69,7	101,3	45,5%
	ADMINISTRACIÓN PUERTO	CAMIONETA NISS.	ZZ-8787	19,9	20,3	1,8%
	ADMINISTRACIÓN PUERTO	VEHICULO UTILIT.	KW - 8670	13,3	15,1	13,5%
	ADMINISTRACIÓN PUERTO	CAMIONETA D.CA	N-40	22,9	18,6	-18,7%
<b>Total Puerto Natales</b>				<b>125,8</b>	<b>155,3</b>	<b>23,5%</b>
Porvenir	ADMINISTRACIÓN PORVEN	CAMION M.BENZ	YN-4431	122,0	106,6	-12,6%
	ADMINISTRACIÓN PORVEN	CAMIONETA D.CA	P-52	23,0	18,6	-19,1%
	ADMINISTRACIÓN PORVEN	VEHICULO UTILIT.	KW - 8674	13,3	15,1	13,5%
<b>Total Porvenir</b>				<b>158,3</b>	<b>140,3</b>	<b>-11,4%</b>
Puerto Williams	ADMINISTRACIÓN PUERTO	CAMIONETA D.CA	W-60	23,0	18,6	-19,1%
	PUERTO WILLIAMS GENER.	CAMION GRUA M W	- 61	114,3	106,6	-6,7%
	PUERTO WILLIAMS GENER.	CAMIONETA NISS.	ZZ-8785	19,9	20,3	1,8%
	PUERTO WILLIAMS GENER.	REMOLQUE TRAN	JJ-7419	9,9	9,4	-4,3%
<b>Total Puerto Williams</b>				<b>167,1</b>	<b>154,9</b>	<b>-7,3%</b>
<b>Total EDELMAG</b>				<b>1.175,6</b>	<b>1.143,6</b>	<b>-2,7%</b>

Los criterios de asignación propuestos por el Consultor para el parque de vehículos son:

- Asignación directa de 100% para los vehículos dedicados exclusivamente a actividades propias de un solo segmento (Distribución, Generación y Transmisión).
- Los vehículos asociados directamente a un cargo dentro de la Empresa, se asignan según el criterio de asignación utilizado para dicho cargo. Estos cargos son:

- o Gerencia General
- o Gerencia Distribución
- o Jefe Departamento Prevención de Riesgos
- o Jefe Departamento de Administración
- o Administrador Zonal
- En los casos de vehículos asignados a áreas de la Empresa cuyas actividades abarcan más de un segmento dentro de un mismo departamento o subgerencia, se asigna proporcionalmente al personal asignado por segmento en dicho departamento o subgerencia.

#### Plan de Expansión Óptimo

No se prevén expansiones de vehículos durante el horizonte de planificación en el Plan de Expansión Óptimo, lo que se explica porque el crecimiento del personal de mantenimiento es poco significativo.

#### Proyecto de Reposición Eficiente

El Proyecto de Reposición Eficiente contempla la adquisición de la flota de vehículos en el año base del estudio, y su renovación al término de la vida útil de vehículos señalada en la Bases (10 años). No se prevén expansiones de la flota durante el horizonte de planificación para el Proyecto de Reposición Eficiente, dado que el crecimiento del personal de mantenimiento es poco significativo.

**Tabla 171: Inversión de Vehículos para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Vehículos (MUS\$)															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	288	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	288	-	-	-	-
Puerto Natales	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58	-	-	-	-
Porvenir	148	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	148	-	-	-	-
Puerto Williams	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>526</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>526</b>	-	-	-	-

#### **17.1.4.1 Bienes de infraestructura informática y de telecomunicaciones**

##### Macroinformática:

A continuación se describen los ítems informados por la Empresa, su valorización y propuesta de asignación.

Tabla 172: Elementos de macroinformática

Sistema	Detalles	Valor Software UF	Costos 2012 [MM\$]	Costo Total 2012 [MM\$]	Costo Total 2012 [MUS\$]	Asignación a Segmentos		
						Criterio	SS.MM	Otros
FlexLine	Contabilidad, Inventario, RRHH,	850,30	-	19,42	40,70	proporcional activos	74%	26%
TRANSSGC	Transfiere comprobantes contables entre Flexline y SGC		-	-	-	comercial	0%	100%
Empalmes	Gestión de ampalmes		-	-	-	distribución	0%	100%
SCOTA	Empresa externa a flexline para control de horas (reloj control)	93,23	-	2,13	4,46	proporcional personal	55%	45%
MasterGen	Registro de empleados y jornadas. Traspasa las horas desde relojes al sistema.		-	-	-	proporcional personal	55%	45%
Per Bono	Módulo para control de préstamos habitacionales, médicos y leer SCOTA para traspasar horas extras a Flexline.		-	-	-	proporcional personal	55%	45%
Módulo Proyectos	Comparte BD y seg con Flexline		-	-	-			
SGC	Desarrollo a la medida de 90's	854,77	-	19,52	40,92	comercial	0%	100%
Modulo Recaudación	Comparte BD y seg con SGC		-	-	-			
Corte y Rep	Comparte BD y seg con SGC		-	-	-			
VENPROD	Sistema para vta retail.	214,34	-	4,90	10,26	Otros	0%	100%
Sistema de Recaudación Inversa	Sistema para recaudación de terceros		-	-	-	comercial	0%	100%
Módulo WebPay	SW Para comunicación con recaudación webpay.		-	-	-	comercial	0%	100%
MGP	Control presupuestario. Se conecta a Flexline SQLServer	103,24	-	2,36	4,94	proporcional activos	74%	26%
Presentaciones	Gestión de solicitudes y reclamos de clientes, según SEC Of.4853/2002	378,01	-	8,63	18,10	distribución	0%	100%
Reporte Diario	Para información de mediciones		-	-	-	distribución	0%	100%
Smallworld (SIGEMAG)	Sistema de georeferenciación de activos y obras	4.026,08	-	91,96	192,73	proporcional activos	74%	26%
CYMDIST	Modelamiento de redes.	1.037,69	2,89	26,59	55,74	distribución	0%	100%
Reporte Accidentes y Incidentes	Sistema que registra los accidentes e incidentes	50,00	-	1,14	2,39	proporcional personal	55%	45%
Recursos	Administración de claves para ingreso al sistema de asistencia.		-	-	-	proporcional personal	55%	45%
SCAM	Sistema de control médico para los empleados de EDELMAG (RRHH). Comparte BD con Flexline.		-	-	-	proporcional personal	55%	45%
SAR	Sistema de Apoyo a la Recaudación		-	-	-	comercial	0%	100%
SIIC	Sistema para cálculo de interrupciones, índices e interrupciones. SW Magic.	358,46	-	8,19	17,16	distribución		
Utilitarios Activos y Calidad de Servicio	Múltiples utilitarios para extracción y generación de informes.		-	-	-			
Autocad			-	-	-	SSMM y Otros	50%	50%
<b>Total MUS\$</b>					<b>387,41</b>			

La columna Costo Total 2012 considera la inversión en el software así como sus costos de insumos, mantenimientos, renovación de licencias cuando corresponde.

Se consideran también los costos del sistema SCADA que posee la empresa Edelmag como ítems de macroinformática, cuyo valor de inversión se detalla en la Tabla 173. Los costos fueron corregidos según IPC, considerando la inversión en diciembre de cada año.

**Tabla 173: Costos de inversión sistema SCADA**

Descripción del Proyecto	Área	Localidad	M\$	Año	MU\$ 2012	Asignación SMM	MU\$ 2012 SMM
Incorporación reconector calle Chiloé al Sistema SCADA PA	Dist	P. Arenas	4.676	2008	9,15	0%	0,00
Incorporación reconector Llanuras de Diana al sist. Scada PN	Dist	P. Natales	4.598	2008	9,00	0%	0,00
Incorp. Nvas. Unidades Generadoras al Sist. Monit. SCADA CTP	Gen	P. Arenas	10.260	2009	19,80	100%	19,80
Incorp. Nvas. Unidades Generadoras al Sist. Monit. SCADA CPN	Gen	P. Natales	7.854	2009	15,16	100%	15,16
Incorp. Nvas. Unidades Generadoras al Sist. Monit. SCADA CPO	Gen	Porvenir	6.296	2009	12,15	100%	12,15
Actualización software Sistema SCADA	Gen -Dist	Gerencias	3.101	2009	5,98	50%	2,99
Incorporación reconector calle Chiloé al Sistema SCADA PA	Dist	P. Arenas	4.106	2009	7,92	0%	0,00
Sist. SCADA Monitoreo y Almacenamiento de Datos CPW	Gen	P. Williams	6.997	2010	13,84	100%	13,84
Monitoreo medidores de GAS CTP, CPN y CPO con SCADA	Gen	P. Arenas	12.413	2010	24,55	100%	24,55
Mejoramiento SCADA CPA, para monitoreo y control desde CTP	Gen	P. Arenas	18.498	2010	36,58	100%	36,58
Normalización de SCADA CPA	Gen	P. Arenas	25.642	2011	52,96	100%	52,96
Normalización de SCADA CPN	Gen	P. Natales	17.016	2011	35,14	100%	35,14
Incorporación Reconector M. Aldunate / S. Allende SCADA	Dist	P. Arenas	3.254	2011	6,72	0%	0,00
Instalación transmisión de datos Corrector de volumen Gasco a SCADA Generación Pto. Natales	Gen	P. Natales	4.161	2012	8,72	100%	8,72
Inst. Transm. De datos Corrector Gasco a SCADA a Gen. Porvenir	Gen	Porvenir	4.972	2012	10,42	100%	10,42
Incorp. Sistema Scada dos detectores de falla	Dist	P. Natales	276	2012	0,58	0%	0,00
<b>Total MU\$ 2012</b>					<b>268,65</b>	<b>86%</b>	<b>232,29</b>

**Plan de Expansión Óptimo.**

No se consideran expansiones en macroinformática para el Plan de Expansión Óptimo.

**Proyecto de Reposición Eficiente.**

No se proyectaron expansiones en macroinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente, solamente se consideran renovaciones al término de su vida útil definida por Bases (5 años).

**Tabla 174: Inversión de Macroinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Sistemas Macroinformáticos (MUS\$) - SMM															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	312	-	-	-	-	312	-	-	-	-	312	-	-	-	-	312
Puerto Natales	51	-	-	-	-	51	-	-	-	-	51	-	-	-	-	51
Porvenir	34	-	-	-	-	34	-	-	-	-	34	-	-	-	-	34
Puerto Williams	11	-	-	-	-	11	-	-	-	-	11	-	-	-	-	11
<b>Total</b>	<b>408</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>408</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>408</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>408</b>

Microinformática: La microinformática de la Empresa está compuesta por todos aquellos componente software y elementos de hardware (equipos computacionales y otros) que están a disposición de los empleados de la Empresa.

Esta plataforma tecnológica es capaz de brindar a la Empresa estabilidad y manejabilidad en las tareas diarias que desarrollan los empleados. La microinformática de la Empresa permite la operación, gestión y explotación adecuada de los empleados de la Empresa.

A continuación se presenta un resumen de los costos de microinformática informados por la Empresa, desagregados por segmento.

**Tabla 175: Distribución de los gastos de equipos computacionales informados por la Empresa (MUS\$)**

Sistema	SSMM	Otros	Administración	Total
Punta Arenas	3,77	65,59	64,33	<b>133,69</b>
Puerto Natales	0,38	2,28	12,19	<b>14,85</b>
Porvenir	0,00	28,40	0,71	<b>29,10</b>
Puerto Williams	1,42	6,22	5,03	<b>12,67</b>
<b>Total</b>	<b>5,56</b>	<b>102,48</b>	<b>82,26</b>	<b>190,30</b>

Los costos unitarios de mercado utilizados para el costo del Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición Eficiente se muestran en la Tabla 176.

**Tabla 176: Costos Unitarios de Microinformática**

Equipos de Computación	Precio Unitario [U\$]
PC avanzado	1.467
PC estándar	1.257
PC Móvil	784
Software Ofimáticos	180
Antivirus	255
Impresora B/N	386
Impresora Multifuncional	765
Impresora Color	304
Scanner	237
Switch	65
Router	80
Cableado de punto de red	52
UPS	5.890
Audio y Video	581
Servidor de Correo y Archivos	2.992
Plotter	1.750

Los perfiles de microinformática considerados para la expansión y reposición se describen a continuación.

i) PC-Avanzado

El perfil avanzado corresponde a aquellos empleados, principalmente del área de sistemas e ingeniería que requieren del uso de herramientas de desarrollo, testeo, monitoreo etc., por lo que es imprescindible la utilización de un computador con mayor capacidad de memoria y procesamiento. Para las funciones regulares de un perfil avanzado se le asigna un equipo desktop de alta gama

ii) PC-Móvil

Este perfil corresponde a los usuarios que tienen un rol principalmente ejecutivo. Estos usuarios, de acuerdo a sus funciones, deben de disponer de un equipamiento que les permita entre otras:

- Facilidad de conexión con sus equipos desde diversos puntos fuera de la empresa (casa, otras oficinas, etc.).
- Capacidad técnica de realizar presentaciones a clientes internos, externos, accionistas, etc.
- Independencia y movilidad.

Dadas las características de este perfil, el equipamiento consistente en un equipo portátil. Específicamente se ha asignado este perfil de equipo al personal ejecutivo de la empresa y a profesionales de ingeniería que requieran movilidad como lo son los pertenecientes a la gerencia de generación que atienden a varias zonas.

iii) PC-Estándar

Este perfil corresponde a la mayoría de los empleados de la empresa. Es una configuración de escritorio que facilita todas las herramientas de software para desempeñar una labor diaria en forma eficiente y automatizada. Este perfil está orientado a los empleados que tienen un puesto fijo dentro de la empresa y por sus cargos o funciones no requieren de una alta movilidad en sus tareas diarias. Se dispone para este perfil un equipo desktop con pantalla estándar.

Para la determinación del resto de equipos de microinformática en el año base se ha considerado los criterios detallados en la Tabla 177.

**Tabla 177: Criterios de diseño para equipos de microinformática**

Equipo	Criterio de diseño
Impresoras B/N	Una impresora cada 15 PCs.
Impresoras Multifuncionales	Se consideran 2 en la zona de Punta Arenas.
Impresoras Color	Se consideran 3, una en Puerto Natales, una Porvenir y una en Puerto Williams.
Scanner	Se consideran 3, uno en Puerto Natales, uno en Porvenir y uno en Puerto Williams.
Servidores de Correo y Archivos	Uno cada 39 puntos de conexión a PC e impresoras.
Switch	Uno cada 12 puntos de conexión a PC e impresoras.
Router	Uno cada 15 puntos de conexión a PC, impresoras, scanners y servidores. Cableado de punto de red: Un punto de red por cada PC, impresoras, servidores, switch y router.

UPS	Uno cada servidor más uno cada cuatro PC avanzados.
Plotter	Se consideran 2 a nivel de empresa.
Audio y video	Se consideran 5 sistemas de proyección y parlantes para toda la empresa

### Plan de Expansión Óptimo

En el marco del Plan de Expansión Óptimo, el ingreso de nuevo personal técnico (Electricista I en 2013 y Mecánico II en 2016) no considera expansión en microinformática por ingreso de nuevo personal.

### Proyecto de Reposición Eficiente

La expansión en microinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente está asociada al aumento del personal de la Empresa Eficiente de SSMM. En este caso, el aumento de personal del Proyecto de Reposición Eficiente no gatilla inversiones en microinformática, dado que sólo ingresa un técnico Mecánico I, que no tiene asociado equipos computacionales. Se valorizó el costo de inversión para la totalidad de equipos de microinformática para el año base, y se consideró la renovación de cada equipo al finalizar su vida útil (5 años), dentro del horizonte de evaluación (Tabla 40)

**Tabla 178: Inversión de Microinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Microinformática (MUS\$) - SSMM															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	90	-	-	-	-	90	-	-	-	-	90	-	-	-	-	90
Puerto Natales	5	-	-	-	-	5	-	-	-	-	5	-	-	-	-	5
Porvenir	4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	4
Puerto Williams	4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	4
<b>Total</b>	<b>103</b>	-	-	-	-	<b>103</b>	-	-	-	-	<b>103</b>	-	-	-	-	<b>103</b>

### Comunicaciones:

**Tabla 179: Distribución de los gastos de instalaciones en comunicaciones informados por la Empresa (MUS\$)**

Sistema	SSMM	Otros	Administración	Total
Punta Arenas	109,51	16,75	4,61	<b>130,88</b>
Puerto Natales	21,01	0,44	1,94	<b>23,39</b>
Porvenir	8,59	0,65	6,60	<b>15,84</b>
Puerto Williams	4,23	3,12	2,42	<b>9,77</b>
<b>Total</b>	<b>143,34</b>	<b>20,96</b>	<b>15,58</b>	<b>179,88</b>

### Plan de Expansión Óptimo.

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Plan de Expansión Óptimo durante el horizonte de evaluación.

### Proyecto de Reposición Eficiente.

En el Proyecto de Reposición Eficiente el ítem de comunicaciones, al año base, considera el equipamiento en comunicaciones de Edelmag al año base más el costo de centrales telefónicas cuyos precios unitarios se muestran en la Tabla 180.

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.

**Tabla 180: Costo centrales telefónicas (MUS\$)**

ZONA	Costo central (MUS\$)
Punta Arenas	2,4
Puerto Natales	0,7
Porvenir	0,7
Puerto Williams	0,7
<b>Total</b>	<b>4,4</b>

**Tabla 181: Inversión de Comunicaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Comunicaciones (MUS\$) - SSMM															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	102	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>134</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

### ***17.1.5 Bienes de infraestructura relacionados con equipos en bodega, herramientas, muebles y demás equipos de oficina.***

A continuación se presenta un resumen de los costos de los equipos y herramientas que Edelmag mantiene en bodega y los gastos asociados a muebles y demás equipos de oficina informados por la Empresa, desagregados por segmento. El detalle de los equipos de herramientas y comunicaciones se incluye en el Anexo 17.2

Herramientas e instrumentos:

**Tabla 182: Distribución de los gastos herramientas e instrumentos informados por la Empresa (MUS\$)**

Sistema	SSMM	Otros	Administración	Total
Punta Arenas	709,38	316,17	30,49	<b>1056,04</b>
Puerto Natales	37,02	61,24	19,10	<b>117,36</b>
Porvenir	57,52	81,04	18,49	<b>157,05</b>
Puerto Williams	45,80	42,10	8,52	<b>96,43</b>
<b>Total</b>	<b>849,72</b>	<b>500,55</b>	<b>76,61</b>	<b>1426,88</b>

### Plan de Expansión Óptimo.

No se prevén aumentos en el período de evaluación.

**Proyecto de Reposición Eficiente.**

El ítem de herramientas e instrumentos, al año base, considera el equipamiento en herramientas e instrumentos de Edelmag al año base.

No se prevén expansiones en el ítem herramientas e instrumentos ni renovaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.

**Tabla 183: Inversión de Herramientas e Instrumentos para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Herramientas (MUS\$) - SSMM															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	732	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>906</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Muebles y equipos de oficina:

**Tabla 184: Distribución de los gastos en muebles y equipos de oficina informados por la Empresa (MUS\$)**

Sistema	SSMM	Otros	Administración	Total
Punta Arenas	110,39	44,31	195,62	<b>350,33</b>
Puerto Natales	8,38	6,21	27,06	<b>41,65</b>
Porvenir	23,39	1,80	23,29	<b>48,48</b>
Puerto Williams	8,75	2,16	30,29	<b>41,20</b>
<b>Total</b>	<b>150,92</b>	<b>54,48</b>	<b>276,26</b>	<b>481,65</b>

El detalle de la información contenida en la, Tabla 179, Tabla 182 y Tabla 184 se puede encontrar en el Anexo 17.2

En la Tabla 185 se indica cual es el equipamiento de oficina considerado para el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, el valor de inversión unitario considerado, la cantidad necesaria por empleado (en el caso de recursos compartidos como los equipos de climatización este valor será menor que uno).

Tabla 185: Valores de equipos de oficina para el Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición Eficiente y equipamiento típico por tipo de cargo.

Equipo	Valor Unitario [U\$]	Cantidad p/empleador	Perfiles								
			Ejecutivos	Ingenieros	Abogados	Técnicos	Operarios	Empleados Administrativos	Secretarias	Estafetas	
Equipo de Climatización	1.247	0,2	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Basurero	8	1,0	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Cámaras vigilancia	167	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Alarma	419	0,2	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Escritorio	196	1,0	No	Sí	Sí	No	No	Sí	Sí	No	No
Escritorio ejecutivo	304	1,0	Sí	No	No	No	No	No	No	No	No
Escritorio simple	105	1,0	No	No	No	Sí	Sí	No	No	No	Sí
Fax	134	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Fotocopiadora	543	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Insumos oficina	477	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Kardex	126	0,1	No	Sí	No	Sí	Sí	No	No	No	Sí
Kardex ejecutivo	363	1,0	Sí	No	Sí	No	No	Sí	Sí	No	No
Lámpara	105	1,0	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Mesa reunión directorio	876	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Mesa reunión	126	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Mesa simple	537	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Microondas	84	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Panel separador	198	0,5	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Closet	136	0,3	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Pizarra	58	0,2	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Telón Metálico	278	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Lector Código Barra	220	1,0	No	No	No	Sí	No	Sí	No	No	No
Repisa	105	1,0	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Silla escritorio	60	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Sofá	314	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Vajilla	21	0,2	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Vasos	1	1,0	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuchillería	17	0,2	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Hervidor	23	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Refrigerador	398	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Equipo Teléfono fijo	21	0,3	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Equipo Teléfono móvil	105	1,0	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Extintor	31	0,2	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Perforadora	5	0,1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Calculadora	21	1,0	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí

La asignación de los gastos de infraestructura que se encuentran señalados como gastos de administración se realiza proporcionalmente a la distribución de activos, la cual se expone en la Tabla 188.

**Plan de Expansión Óptimo:**

La Tabla 16 resume el Plan de Expansión Óptimo en equipamiento de oficina.

Tabla 186: Plan de Expansión Óptimo en equipamiento de oficina.

SISTEMA	Expansión de Muebles de Oficina y Seguridad SSMM - (MUS\$)														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	0,9	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>0,9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,9</b>	<b>-</b>										

Proyecto de Reposición Eficiente.

Tabla 187: Inversión de equipamientos de oficina para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$).

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Muebles de Oficina (MUS\$) - SSMM															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	55	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Natales	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porvenir	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Williams	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>71</b>	-	-	-	-	-	<b>0</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Activos por zona y segmento

Tabla 188: Activos por zona y segmento (MUS\$)

Sistema	Activos Gx	Activos Tx	Activos Dx	Total
Punta Arenas	88.104	12.605	35.833	<b>136.543</b>
Puerto Natales	14.526	462	7.255	<b>22.243</b>
Porvenir	12.091	284	2.696	<b>15.071</b>
Puerto Williams	3.302	199	1.062	<b>4.564</b>
<b>Total</b>	<b>118.024</b>	<b>13.550</b>	<b>46.847</b>	<b>178.421</b>

**17.2 Listado y valorización de otros bienes de infraestructura**

Adjunto en los archivos:

6 Apertura Bs Muebles e Inmuebles.xlsx

5 Cuadro\_13 (Valorización equipos, vehículos y otros).xlsx

## 18 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL

### 18.1 Organigrama de la Empresa Eficiente

La estructura organizacional de Edelmag corresponde a una organización de tipo funcional, donde se combina cierto nivel de descentralización geográfica junto con un núcleo central de administración y planificación. Por un lado, las administraciones zonales realizan funciones de dedicación permanente y que requieren rápida respuesta en los diferentes sistemas administrados por la Empresa, lo que les permite mantener un nivel de autonomía en cuanto a la administración, operación y mantenimiento, de los sistemas locales de generación, transmisión y distribución. Por otra parte, las tareas de administración general de la empresa, así como la gestión de inversiones, planificación y mantenimiento mayor de instalaciones de generación, son gestionadas de forma centralizada desde Punta Arenas.

En cuanto la estructura jerárquica y niveles de supervisión, el análisis de *Span of Control*<sup>10</sup> realizado a la organización de Edelmag muestra que existe un nivel racional de supervisión, dentro de los rangos normales de personal supervisado en prácticamente todos los cargos de gerencia, jefatura y supervisión dentro de la empresa.

Por otro lado, la organización cuenta con áreas gerencias y departamentos separados y bien definidos para las actividades de distribución eléctrica y la atención comercial de clientes, lo que facilita la desagregación de estos servicios que no forman parte de las actividades incluidas en la tarificación de sistemas medianos.

Por todo lo anterior, se validó la organización actual de Edelmag como estructura general apropiada para la empresa eficiente de SSMM. No obstante, para estandarizar los criterios de organización por área, se incluyeron los siguientes cambios respecto de la empresa real:

- La Subgerencia de Distribución fue eliminada, ya que no tiene dependientes jerárquicos, y reemplazada por un asesor experto, que reporta directamente al gerente de distribución, y le apoya en los aspectos técnicos de la gestión de la distribución y en la ejecución de planes de ampliación y modernización de los sistemas eléctricos de distribución.
- Se incorporó un asesor legal a la estructura, cuya función se encuentra externalizada en la empresa real. Las actividades que el asesor legal realiza son principalmente procedimientos jurídicos asociados a contratos, clientes, accionistas, emisión de informes, tramitación de antecedentes legales, cobranzas judiciales y aspectos legales en general.

En la Figura 34 se muestra un organigrama que representa la estructura de la empresa eficiente considerada en la determinación de los costos de personal. En el Anexo 18.2 se describen de forma detallada las características de gerencias, subgerencias y departamentos. En el Anexo 18.7 se indican los cargos que contienen cada una de las gerencias, subgerencias, administraciones y departamentos.

<sup>10</sup>*Span of control* es el número de subordinados directos que tiene a cargo cada puesto de mando dentro de la organización

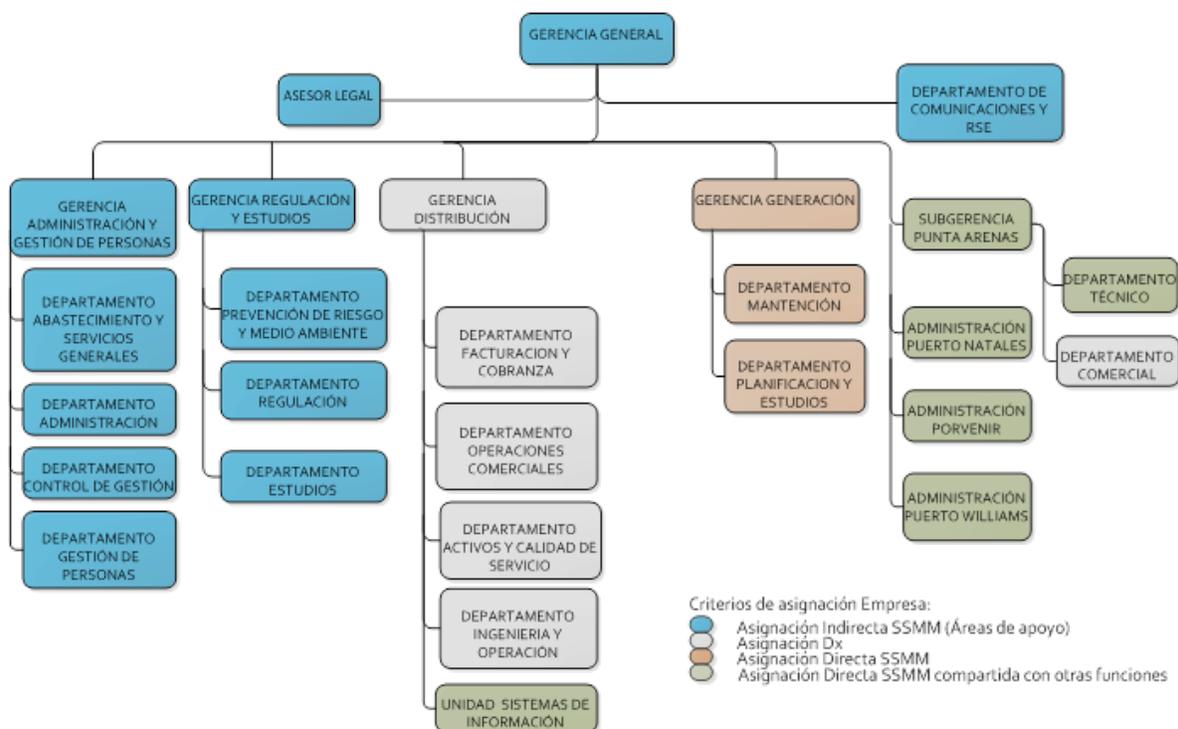


Figura 34: Organigrama de la Empresa Modelo

## 18.2 Análisis de la estructura del personal

### 18.2.1 Descripción de la organización y sus funciones

La estructura de la empresa corresponde a una organización de tipo funcional, que presenta cierto nivel de descentralización de tipo geográfico para funciones de dedicación permanente y que requieren rápida respuesta en los diferentes sistemas administrados por la Empresa. Esto permite mantener un nivel de autonomía en lo que respecta a administrar, mantener y operar los sistemas de generación, transmisión y distribución. Por otra parte, funciones como la administración general de la empresa, así como la gestión de inversiones, planificación y mantenimiento mayor de instalaciones de generación, son gestionadas de forma centralizada desde Punta Arenas.

A continuación se describen las funciones de cada una de las unidades que componen la organización de la Empresa, acompañando del organigrama interno de cada área.

**Gerencia General:** Corresponde a la unidad ejecutiva de más alta jerarquía en la empresa. Sus principales responsabilidades son:

- Dirección integral de la operación de la empresa.
- Rendición de los resultados de sus acciones y subordinados ante el Directorio y propietarios.
- Planificación, organización y control de todas las áreas funcionales de la empresa.
- Fijación de políticas generales de la empresa para la consecución de los objetivos establecidos.
- Estudio y análisis de áreas, políticas, planes y proyectos necesarios para la buena marcha de la empresa, en conjunto con los demás gerentes.
- Representación legal de la empresa.

**Departamento de Comunicaciones y RSE:** Departamento dependiente de la gerencia general cuyo objetivo es la coordinación y planificación de acciones de comunicaciones y Responsabilidad Social Empresarial (RSE) según los lineamientos de la misión, visión, y las políticas corporativas, a fin de contribuir a entregar mayor valor y potenciar el reconocimiento de la Empresa en la comunidad.

**Asesor legal:** Profesional externo que presta servicios principalmente en relación a procedimientos jurídicos asociados a contratos, clientes, accionistas, emisión de informes, tramitación de antecedentes legales, cobranzas judiciales y aspectos legales en general.

A continuación se describen aquellas gerencias a cargo de los principales procesos de explotación técnica y comercial de la Empresa.

**Gerencia de Generación:** Las funciones principales de esta gerencia son:

- Administración y gestión del parque generador de la empresa.
- Definición del equipamiento en generación.
- Mantenimiento de unidades y sistemas de generación.
- A cargo de la construcción de nuevas centrales.

La gerencia de generación cuenta dos departamentos que se encargan de las siguientes funciones:

- **Departamento de Mantenimiento:**
  - Programación, coordinación y ejecución de los mantenimientos mecánicos y eléctricos, preventivos y correctivos, de las unidades generadoras de los sistemas de la Empresa.
  - Compra y administración de los inventarios de repuestos según informes de gestión.
- **Departamento de Planificación y Estudios:**
  - Análisis de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
  - Análisis, evaluación y definición de las unidades generadoras y despacho óptimo de las mismas.
  - Gestión, control de presupuesto y plan de inversiones.

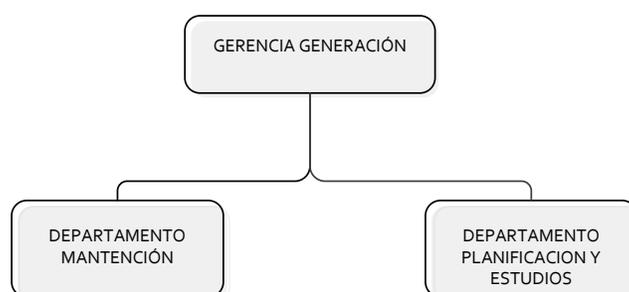


Figura 35: Organigrama gerencia de generación

**Gerencia de Distribución:** esta gerencia agrupa las tareas de explotación técnica de las redes de distribución y la explotación comercial y atención a clientes de la Empresa. Sus principales funciones son:

- Gestión y supervisión actividades comerciales.
- Control de clientes.
- Desarrollo de imagen corporativa.
- Soporte informático.

Además cuenta con una subgerencia y cinco departamentos cuyas funciones son:

- Asesor Experto
  - Apoyo directo a la Gerencia de Distribución en aspectos técnicos de la gestión de la distribución.
  - Elaboración de planes de ampliación y modernización de los sistemas eléctricos de distribución.
- Departamento de Facturación y Cobranza:
  - Control de contabilidad.
  - Elaboración de informes de gestión comercial.
  - A cargo del proceso de recaudación, facturación y control de clientes morosos.
- Departamento de Operaciones Comerciales:
  - Elaboración y revisión de normativa y políticas comerciales.
  - Control de tarifas en cobro a clientes.
  - Control de proceso de facturación y documentos de cobro.
  - Elaboración de informes de gestión.
  - Desarrollo de imagen corporativa.
- Departamento de Calidad de Servicio:
  - Recopilación y procesamiento de información sobre interrupciones de servicio y calidad de producto.
  - Elaboración y procesamiento de informes para difusión interna y los requeridos por las autoridades fiscalizadoras.
  - Supervisión y control de los activos de distribución.
- Departamento de Ingeniería y Operación:
  - Proyección del desarrollo del sistema eléctrico.
  - Coordinación de proyecciones de demanda y necesidad de maniobra con la Administración.
  - Cumplimiento de requerimientos de calidad de servicio impuestos por la autoridad.
  - Gestión de proyectos de transmisión.
- Unidad de Sistemas de Información:
  - Brindar soporte técnico y asistencia a los usuarios.
  - Actualización tecnológica de equipos y plataformas informáticos.
  - Diseño de soluciones informáticas.
  - Supervisión de la operación de equipos de proceso de datos y resguardo de la información.

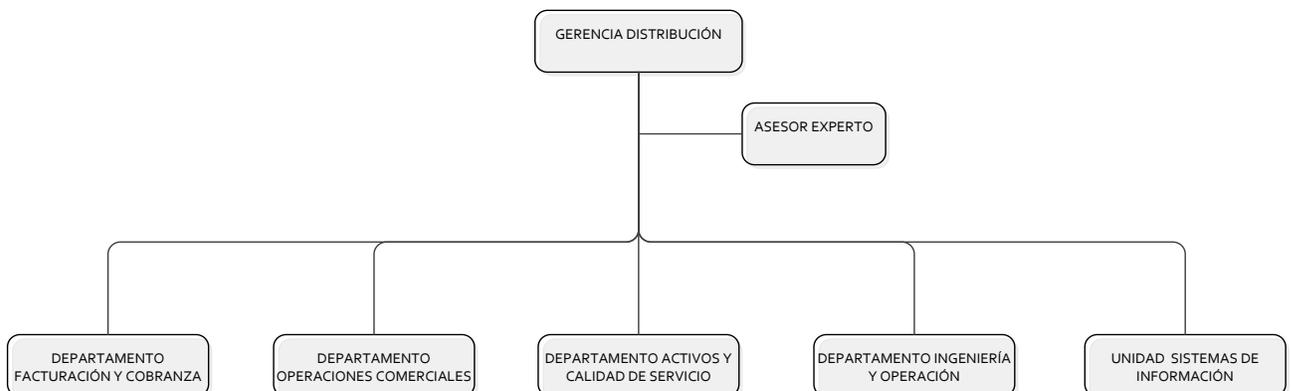


Figura 36: Organigrama gerencia de distribución.

**Subgerencias y Administraciones Zonales:** Tienen como función principal la atención integral de los clientes y procesos asociados, siendo responsable de la operación de las centrales, distribución de la energía eléctrica, mantenimiento de líneas y redes de distribución, atención comercial de los clientes y los procesos asociados, en las oficinas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

**Subgerencia de Punta Arenas:** Las funciones principales de esta subgerencia son:

- Operación de centrales generadoras y sistema de transmisión y distribución.
- Atención técnica y comercial de clientes.
- Atención de presentaciones y emergencias.
- Mantenimiento de redes de alta, media y baja tensión.
- Control de equipos de medida.
- Desarrollo y control de obras de media y baja tensión.

La subgerencia Punta Arenas cuenta con dos departamentos cuyas funciones son las siguientes:

- **Departamento Técnico:**
  - Programación, planificación y dirección del mantenimiento preventivo y correctivo de las redes de distribución.
  - Control de los equipos de protección y operación.
  - Supervisión de laborales y personal de emergencia en los sistemas de distribución.
- **Departamento Comercial:**
  - Atención de clientes en la oficina comercial de Punta Arenas.
  - Control, contabilidad, elaboración de informes relativos a la gestión comercial.
  - Gestión del área de Productos y Servicios.



Figura 37: Organigrama subgerencia de Punta Arenas

**Administración Puerto Natales:** Las funciones principales de esta administración son:

- Gestión técnica, comercial y administrativa del Sistema Mediano de Puerto Natales.
- Atención de Clientes.
- Operación y mantenimientos menores de centrales generadoras.
- Operación y mantenimiento de líneas y redes de distribución.

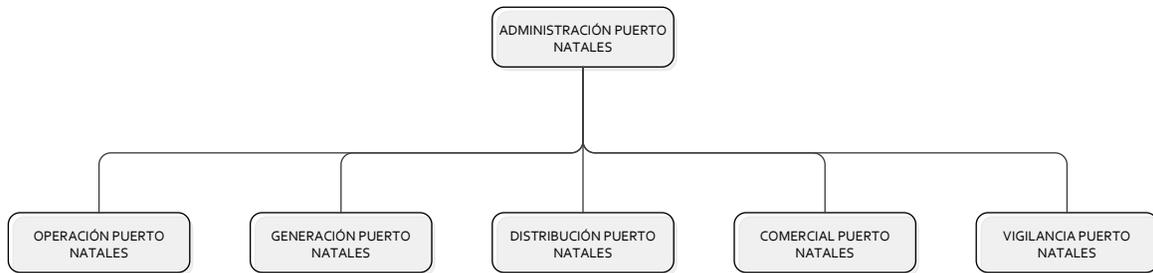


Figura 38: Organigrama administración Puerto Natales

**Administración Porvenir:** Las funciones principales de esta administración son:

- Gestión técnica, comercial y administrativa del Sistema Mediano de Porvenir.
- Atención de Clientes.
- Operación y mantenimientos menores de centrales generadoras.
- Operación y mantenimiento de líneas y redes de distribución.

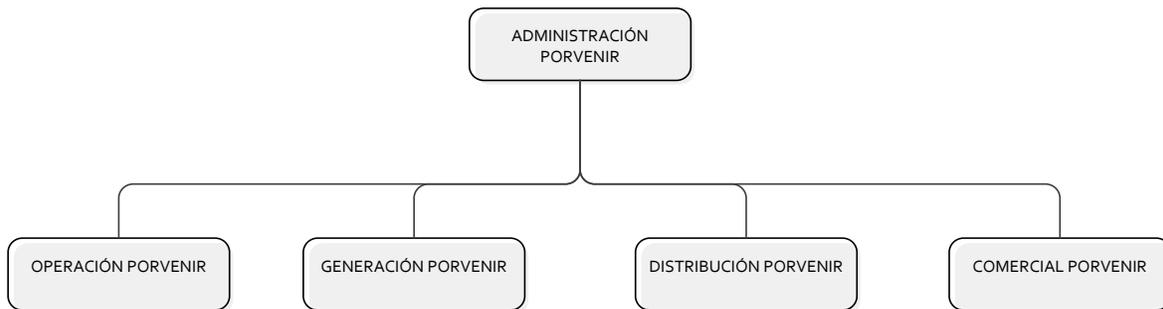


Figura 39: Organigrama administración Porvenir

**Administración Puerto Williams:** Las funciones principales de esta administración son:

- Gestión técnica, comercial y administrativa del Sistema Mediano de Puerto Williams.
- Atención de Clientes.
- Operación y mantenimientos menores de centrales generadoras.
- Operación y mantenimiento de líneas y redes de distribución.

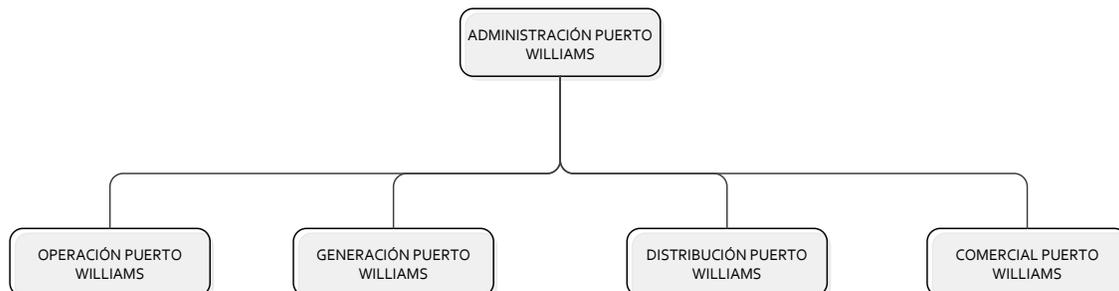


Figura 40: Organigrama administración Puerto Williams

A continuación se describen las funciones de las gerencias y departamentos que están a cargo de las actividades de apoyo.

**Gerencia de Regulación y Estudios:** Las funciones principales de esta Gerencia y de las áreas que la conforman son:

- Dirigir y coordinar los estudios tarifarios y la aplicación de las tarifas de generación y distribución.
- Evaluación nuevos negocios.
- Análisis de inversiones, rentabilidad y rendimiento tarifario.
- Coordinación de la relación con la autoridad regulatoria.
- Gestión de prevención de riesgos y medio ambiente.

La gerencia de regulación y estudios cuenta con tres departamentos, cuyas funciones específicas son las siguientes:

- Departamento de Regulación:
  - Preparación de cuadro tarifario.
  - Desarrollo y propuesta de opciones tarifarias según la legislación vigente.
  - Realización de proyección de ingresos por ventas y cálculo de Margen Bruto.
  - Aplicación de resoluciones y normativa regulatoria.
  - Desarrollo y coordinación de estudios tarifarios: Sistemas Medianos. (SSMM), Valor Agregado de Distribución (VAD) y Servicios Asociados (SSAA)
- Departamento de Estudios:
  - Realización de estudios económicos.
  - Análisis de rentabilidad que promuevan la expansión de los negocios que generen demanda de energía eléctrica.
  - Búsqueda de nichos de crecimiento.
  - Realización de estudios de nuevas tecnologías de generación y diversificación de la matriz
- Departamento de Prevención de Riesgo y Medio Ambiente:
  - Elaboración, supervisión y gestión de políticas de prevención para eliminar los accidentes de trabajo.
  - Auditoria de accidentabilidad.
  - Relación con la mutual.
  - Realización de estudios y planificación de proyectos medioambientales.
  - Gestión del cumplimiento de asuntos relacionados con Normativa y Legislación Ambiental que afectan la operación de la empresa
  - Coordinación del plan de gestión preventiva.

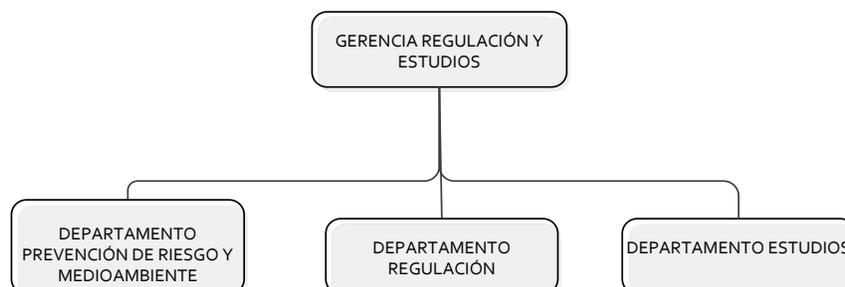


Figura 41: Organigrama gerencia de regulación y estudios.

**Gerencia de Administración y Gestión de Personas:** tiene a su cargo el manejo de los recursos humanos y financieros de la empresa, y la relación con como sus proveedores, donde las funciones principales son:

- Contabilidad de la Empresa.
- Gestión y administración de los recursos financieros, humanos y de abastecimiento.
- Administración de contratos y servicios.
- Gestión del plan de capacitación.

La gerencia de administración y gestión de personas cuenta con cuatro departamentos, cuyas funciones son las siguientes:

- Departamento de Abastecimiento y Servicios Generales:
  - Gestión de la compra de materiales y repuestos para la operación y el mantenimiento.
  - Realiza trámites de importación.
  - Supervisa y controla las bodegas.
  - Gestiona las políticas de stock.
  - Gestiona la mantención de los edificios.
- Departamento de Administración:
  - Gestión de la selección de personal.
  - Administración de beneficios médicos y sociales.
  - Gestión de las remuneraciones del personal.
  - Administración de contratos.
  - Administración de los servicios de vigilancia y otros.
- Departamento de Control de Gestión:
  - Supervisión y control de los registros contables.
  - Confección de estados financieros.
  - Control de desviaciones.
  - Tesorería y control de pago a proveedores.
  - Control accionario y relación con la Superintendencia de Valores y Seguros.
- Departamento de Gestión de Personas:
  - Gestión y control del programa de capacitación.
  - Desarrollo y evaluación de competencias.
  - Gestión de clima interno y otros relacionados con el área de personal.



Figura 42: Gerencia de administración y gestión de personas.

## 18.2.2 Análisis de la Organización

El análisis del diseño de la organización se estructura en base a criterios de gestión de recursos humanos para verificar que la dotación de personal se encuentre dentro de rangos normales o razonables para enfrentar los requerimientos de supervisión: análisis de *Span of Control*.

### Análisis de Span of Control

El término *Span of Control* (SOC), o Intervalo de Control, se refiere al número de subordinados directos que tiene a cargo cada puesto de mando, y se utiliza para determinar el número de niveles jerárquicos requeridos o deseables dentro de una organización, y estimar el número de empleados que permite gestionar eficientemente una determinada estructura, permitiendo identificar potenciales oportunidades de mejora u optimización.

Si el valor de SOC es demasiado alto, esto implica una supervisión inadecuada y un bajo nivel de control sobre las operaciones de la empresa. En término de estructura, implica generalmente organizaciones menos verticales y con mayor poder en los empleados. En el caso contrario, un SOC muy bajo refleja un uso inadecuado de los recursos y competencias de los supervisores, y se asocia a una estructura más vertical que tiende a ser más burocrática y lenta en tomas de decisiones.

Como regla general, se recomienda que Span of Control se mantenga en el rango de 3 a 8 personas bajo supervisión para cada cargo en los niveles superiores de la organización, preferiblemente no superior a 6. Sin embargo, cuando se trata de niveles inferiores, que involucran supervisar cargos con menor autonomía y sin personal a cargo, se consideran aceptables niveles de SOC más altos hasta 20.

La Tabla 189 muestra los valores de SOC para los principales cargos de supervisión dentro de la organización de la Empresa. Se observa que los valores están dentro del rango objetivo para la gran mayoría de las jefaturas, con excepción del Gerente General. Esta situación puede considerarse como algo común dentro de las empresas, y refleja el mayor nivel de responsabilidad o experiencia de las personas que ocupan cargos de Gerencia General.

Por otro lado, llama la atención el mayor nivel de SOC que presenta el Gerente de Distribución con relación a sus pares. Esto se debe a que participa tanto de la explotación técnica como comercial de las redes de distribución y la administración de los sistemas informáticos. Sin embargo, para compensar este mayor número y diversidad de tareas, cuenta con asesor experto que apoya a la Gerencia.

En conclusión, la estructura organizacional presenta niveles razonables de *Span of Control*, y por lo tanto se valida la organización jerárquica por nivel de supervisión utilizada por Edelmag.

**Tabla 189: Span of Control para los principales cargos de supervisión**

Cargo Ejecutivo	Cargos que supervisa
Gerente General	10
Gerente Administración y Gestión de Personas	4
Gerente Regulación y Estudios	3
Gerente Distribución	6
Gerente Generación	2
Subgerente Punta Arenas	3
Administrador Zonal Puerto Natales	5
Administrador Zonal Porvenir	4
Administrador Zonal Puerto Williams	4

### 18.3 Encuesta de Compensaciones y Beneficios.

Las remuneraciones para la empresa eficiente de SSMM se valorizaron utilizando los sueldos de mercado obtenidos de la Encuesta General de Compensaciones eSIREM, preparado por la empresa consultora especialista *PricewaterhouseCoopers* (PwC), que contiene una muestra actualizada de remuneraciones y beneficios pagados por una muestra de 111 empresas de diferentes tamaños y rubros, que incluye varias empresas de generación y distribución eléctrica y servicios. Todos los valores de remuneraciones fueron expresados en su equivalente en pesos chilenos a Diciembre de 2012, aplicando la corrección correspondiente según el Índice de Remuneraciones publicado por el INE.

Para determinar los sueldos de mercado, el Consultor utilizó un corte de mercado de las empresas de tamaño similar en términos volumen de facturación. La facturación anual de Edelmag es cercana a los MM\$24.000, lo que la ubica dentro del grupo de empresa Medianas de la muestra de la encuesta PwC (empresas con facturación anual entre MM\$10.000 y MM\$35.000). Para aquellos cargos que no se encontraron en la muestra de empresas medianas, se amplió la búsqueda a la muestra general de la encuesta general, considerando empresas de mayor y menor tamaño.

Tal y como lo establecen la Bases, se utilizará el estadígrafo del percentil 50% para las remuneraciones del personal propio, mientras que para el personal tercerizado (contratistas) se empleará como estadígrafo el percentil 25%.

#### Conceptos de Compensación utilizados del Estudio de Remuneraciones

El estudio de compensaciones de PwC contiene un levantamiento de remuneraciones que incluye los siguientes conceptos:

Remuneraciones: se consideran como remuneraciones sólo aquellas pagadas en dinero, bajo los siguientes conceptos generales:

- Sueldo base: Corresponde al sueldo contractual mensual del cargo respectivo.
- Asignaciones de navidad, fiestas patrias y vacaciones: Corresponde a las sumas en dinero percibidas por el cargo bajo estos conceptos y que se presentan mensualizadas.
- Asignación de colación, movilización y otros no imposables ni tributables: Corresponde a las sumas en dinero mensualizadas percibidas por el cargo bajo el concepto de colación, y/o movilización y/o otras remuneraciones no imposables ni tributables que percibe el cargo, de manera recurrente.
- Gratificaciones y bonos garantizados: Corresponde a las sumas en dinero mensualizadas percibidas por el cargo bajo el concepto de gratificaciones legales, voluntarias y/o contractuales, además de los bonos garantizados otorgados por las empresas bajo conceptos afines.
- Renta variable no garantizada: Corresponde a las sumas mensualizadas percibidas por el cargo, tales como bonos, participaciones u otros conceptos que no estén garantizados.
- Comisiones e incentivos por ventas: Corresponde a las sumas que perciben generalmente cargos del área comercial como comisiones y/o incentivos por ventas.
- Otras remuneraciones imposables y tributables: Corresponde a las sumas restantes sumas en dinero que percibe el cargo bajo cualquier otro concepto y que son

imponibles y tributables, tales como asignaciones de título, de responsabilidad, incremento previsional, asignación de zona y otros.

Beneficios Adicionales: Considera todas aquellas retribuciones que son otorgadas por la empresa a la totalidad o grupos particulares de trabajadores, en forma independiente de los cargos y tienen relación más bien con las garantías y beneficios que otorgan las empresas usualmente en forma equitativa para todo su personal o para la gran mayoría de éste.

Para efectos de presentación de la información, se han agrupado los beneficios según se indica a continuación:

- Beneficios Monetarios: Agregados al concepto de remuneraciones definido anteriormente, como es el caso de asignación de: vacaciones, fiestas patrias, navidad y gratificaciones, pero por sus particularidades se detallan en el capítulo de beneficios adicionales.
- Beneficios Valorizables: Corresponde aquellos beneficios no monetarios posibles de valorizar en dinero. El criterio de valorización ha sido considerar el costo que le significa a la empresa otorgarlos, como son vehículo o gastos de estacionamiento, bencina y kilometraje, colación no monetaria, productos entregados, uniformes, entre otros y agregados al costo empresa del cargo en el informe composición de la remuneración.
- Beneficios Eventuales: Son aquellos que responden a características particulares que posee el ocupante del cargo o depende de la ocurrencia de alguna situación específica, como son asignación de matrimonio, nacimiento, becas, préstamos, entre otros.

## 18.4 Homologación de cargos

La Tabla 190 muestra la homologación de cargo realizada. El cargo de la empresa eficiente corresponde a la organización modelada, luego se indica el cargo homologado de la encuesta de compensaciones de PwC y se indica la muestra utilizada, para finalmente entregar el sueldo mensual bruto (en millones de pesos) actualizado a Diciembre 2012. Los sueldos brutos entregados consideran el sueldo base; los beneficios de Navidad, fiestas patrias y vacaciones; otros imponibles y tributables; colación, movilización y otros no imponibles ni tributables; renta variable y gratificaciones no garantizadas; comisiones e incentivos por ventas; gratificación y bonos garantizados.

Tabla 190 Homologación de cargos

Cargo Empresa Eficiente	Cargo PwC	Muestra Empresas	Sueldo Mensual Bruto \$
Administrador	Agente de Sucursal Mediana	General	3.000.342
Administrativo Clientes	Ejec. De Servicio al Cliente II	General	580.954
Analista Comercial	Asistente de Facturación I	General	803.805
Analista Control De Gestión	Analista Control de Gestión I	Mediana	2.113.994

Cargo Empresa Eficiente	Cargo PwC	Muestra Empresas	Sueldo Mensual Bruto \$
Analista Informática	Ingeniero de Sistemas I	General	2.322.415
Analista Junior Contabilidad	Analista Contable II	Mediana	734.242
Cajero	Cajero I	General	981.141
Electricista I	Electromecánico I	Mediana	1.100.754
Electricista I Distribución	Electricista I	Mediana	939.326
Electricista II	Electromecánico II	Mediana	755.645
Electricista II Distribución	Electricista II	Mediana	699.632
Especialista Comercial	Ejec. De Servicio al Cliente I	Mediana	931.527
Especialista Técnico Distribución	Electricista I	Mediana	939.326
Gerente De Distribución	Gerente Producción / Oper. Técnica	Mediana	5.251.439
Gerente De Generación	Gerente Proyectos de Procesos Técnicos	General	9.746.083
Gerente De Regulación Y Estudios	Gerente de Planificación Estratégica	General	9.891.707
Gerente General	Gerente General	Mediana	11.275.708
Gte. Administración Y Gestión De Personas	Gerente Administración y Finanzas	Mediana	5.663.404
Jefe Brigada Control Y Medidas	Supervisor de Mantenimiento Terreno	General	1.976.539
Jefe Brigada Mantenimiento	Supervisor de Mantenimiento	Mediana	1.217.045
Jefe Brigada Mantenimiento Eléctrica	Supervisor de Mantenimiento Terreno	General	1.976.539
Jefe Brigada Mantenimiento Equipos	Supervisor de Mantenimiento Terreno	General	1.976.539
Jefe Brigada Mantenimiento Mecánica	Supervisor de Mantenimiento	Mediana	1.217.045
Jefe Brigada Mantenimiento Redes	Supervisor de Mantenimiento Terreno	General	1.976.539

Cargo Empresa Eficiente	Cargo PwC	Muestra Empresas	Sueldo Mensual Bruto \$
Jefe De Departamento Ingeniería	Jefe de Proyectos Procesos Técnicos	General	3.842.792
Jefe De Departamento Op. Comerciales	Jefe Comercial	Mediana	2.686.259
Jefe Departamento Abastecimiento	Jefe de Abastecimiento	General	3.712.062
Jefe Departamento Activos Y Calidad De Servicio	Jefe Control de Documentos	General	3.801.818
Jefe Departamento Administración Y Recursos Humanos	Jefe de Recursos Humanos	Mediana	2.364.108
Jefe Departamento Comercial	Jefe Departamento Servicio al Cliente	Mediana	2.080.661
Jefe Departamento Comunicaciones Y RSE	Jefe Departamento Responsabilidad Social	General	3.127.219
Jefe Departamento Estudio De Sistemas	Jefe de Operaciones	General	2.129.764
Jefe Departamento Estudios	Jefe de Desarrollo de Productos	General	3.037.180
Jefe Departamento Facturación Y Cobranza	Jefe Departamento Cobranzas	General	2.319.683
Jefe Departamento Finanzas	Jefe de Finanzas	Mediana	2.202.684
Jefe Departamento Gestión De Personas	Jefe Desarrollo Organizacional	General	3.451.154
Jefe Departamento Mantenimiento	Jefe de Mantenimiento	Mediana	2.432.690
Jefe Departamento Prevención De Riesgos Y Medio Ambiente	Jefe Prevención Riesgos	General	3.764.363
Jefe Departamento Regulación	Jefe Estudios Económicos y Financieros	General	3.591.619
Jefe Departamento Técnico	Jefe de Mantenimiento	Mediana	2.432.690
Jefe Sección	Jefe de Adquisiciones	Mediana	2.551.781
Jefe Sección (Facturación)	Jefe de Facturación	General	2.795.359
Jefe Sección Operaciones Punta Arenas	Jefe de Turno	General	2.610.556
Jefe Sección Valores	Analista Control de Gestión I	Mediana	2.113.994

Cargo Empresa Eficiente	Cargo PwC	Muestra Empresas	Sueldo Mensual Bruto \$
Jefe Taller Eléctrico	Supervisor Taller Eléctrico	Mediana	1.233.365
Jefe Técnico Mantenición	Supervisor de Mantenición	Mediana	1.217.045
Mecánico I	Mecánico I	Mediana	951.520
Mecánico II	Mecánico II	Mediana	547.815
Operador Centrales	Operador de Energía I	General	1.416.283
Periodista	Relacionador Público I	General	2.526.541
Secretaria	Secretaria Subgerencia	General	985.637
Secretaria Gerencia	Secretaria Gerencia de Área	General	1.104.956
Subgerente Distribución	Subgerente de Producción	Mediana	2.872.564
Subgerente Punta Arenas	Subgerente de Producción	Mediana	2.872.564
Supervisor Administrativo	Coordinador de Administración	General	1.203.859
Supervisor Administrativo Recursos Humanos	Encargado de Personal	General	1.320.421
Supervisor Atención Clientes	Supervisor de Servicio al Cliente	General	1.239.171
Supervisor Calidad De Serv.	Asistente de Control Documentos I	General	1.187.714
Supervisor Contratos Con Terceros	Analista de Administración Contratos	General	2.409.179
Supervisor Electricista	Supervisor de Mantenición Terreno	General	1.976.539
Supervisor Estudios	Analista de Planificación de Ventas I	General	1.551.308
Supervisor Finanzas	Analista Contable I	Mediana	1.239.112
Supervisor Informático	Administrador de Base de Datos I	General	2.074.422
Supervisor Mecánico	Supervisor Taller Mecánico	General	1.382.068
Supervisor Productos Y Servicios	Jefe de Producto II	Mediana	1.920.402

Cargo Empresa Eficiente	Cargo PwC	Muestra Empresas	Sueldo Mensual Bruto \$
Técnico Administrativo Productos Y Servicios	Asistente de Producto	General	1.097.592
Vigilante Privado	Vigilante Privado I	General	686.632
Asesor Legal	Abogado I	General	3.257.225
Administrativo -Departamento Abastecimiento	Empleado Administrativo I	Mediana	783.724
Administrativo -Departamento Control De Gestión	Empleado Administrativo I	Mediana	783.724
Administrativo Departamento Administración (RRHH)	Empleado Administrativo I	Mediana	783.724
Administrativo -Departamento Administración (Estafeta)	Mensajero I	Mediana	440.522
Supervisor Electricista -Departamento Comercial (1)	Supervisor de Mantenición Terreno	General	1.976.539
Supervisor Electricista -Departamento Ingeniería (2)	Ingeniero de Control de Avance de Proyecto II	Mediana	1.930.393
Supervisor Electricista -Departamento Mantenición (2)	Supervisor Taller Eléctrico	Mediana	1.233.365
Supervisor Electricista -Departamento Planificación Y Estudios (4)	Ingeniero Procesos Técnicos II	General	2.222.430
Supervisor Electricista -Mantenición Redes Y Equipos (1)	Supervisor de Mantenición	Mediana	1.217.045
Supervisor Electricista -Proyectos Y Obras (2)	Supervisor de Montaje / Jefe de Obra	General	1.705.071

## 18.5 Remuneración bruta por cargo homologado

Los sueldos brutos entregados consideran el sueldo base; los beneficios de Navidad, fiestas patrias y vacaciones; otros imposables y tributables; colación, movilización y otros no imposables ni tributables; renta variables y gratificaciones no garantizadas; comisiones e incentivos por ventas; gratificación y bonos garantizados.

Tabla 191 Remuneración bruta por cargo homologado

Muestra Empresas	Cargo Empresa	Área	Prom. Pond. [M\$]	Mínimo [M\$]	Percentil 25 [M\$]	Percentil 50 [M\$]	Percentil 75 [M\$]	Máximo [M\$]
General	Agente de Sucursal Mediana	Comercial	3.560	1.946	2.494	3.114	3.888	3.986
Mediana	Empleado Administrativo I	Adm. y Servicios	804	417	661	814	892	1.216
General	Ejec. De Servicio al Cliente II	Servicio al Cliente	540	382	504	603	670	723
General	Asistente de Facturación I	Finanzas	944	668	793	834	869	1.456
Mediana	Analista Control de Gestión I	Finanzas	2.138	1.361	1.911	2.194	2.403	2.496
General	Ingeniero de Sistemas I	Informática	2.477	1.737	2.130	2.411	2.688	5.686
Mediana	Analista Contable II	Finanzas	764	626	690	762	887	998
General	Cajero I	Finanzas	766	583	694	1.018	1.142	1.718
Mediana	Electromecánico I	Mantenición	1.128	965	1.088	1.143	1.183	1.262
Mediana	Electricista I	Mantenición	921	780	798	975	1.183	1.293
Mediana	Electromecánico II	Mantenición	768	646	680	784	804	879
Mediana	Electricista II	Mantenición	756	517	564	726	889	935
Mediana	Ejec. De Servicio al Cliente I	Servicio al Cliente	922	720	783	967	1.399	1.756
Mediana	Gerente Producción / Oper. Técnica	Producción	5.531	3.316	4.592	5.451	6.543	7.682
General	Gerente Proyectos de Procesos Técnicos	Ingeniería de Procesos y Desarrollo	10.019	5.191	8.777	10.116	11.780	19.526
General	Gerente de Planificación	Dirección General	11.277	5.419	9.510	10.268	12.629	21.237

Muestra Empresas	Cargo Empresa	Área	Prom. Pond. [M\$]	Mínimo [M\$]	Percentil 25 [M\$]	Percentil 50 [M\$]	Percentil 75 [M\$]	Máximo [M\$]
	Estratégica							
Mediana	Gerente General	Dirección General	11.725	7.618	8.614	11.704	14.213	18.438
Mediana	Gerente Administración y Finanzas	Finanzas	6.081	4.429	4.713	5.879	7.292	8.648
General	Supervisor de Mantenimiento Terreno	Servicio al Cliente	1.864	1.230	1.532	2.052	2.153	3.230
Mediana	Supervisor de Mantenimiento	Mantenimiento	1.272	551	1.135	1.263	1.458	2.454
General	Jefe de Proyectos Procesos Técnicos	Ingeniería de Procesos y Desarrollo	4.399	1.966	3.235	3.989	5.220	8.655
Mediana	Jefe Comercial	Comercial	2.156	1.733	2.492	2.788	2.931	3.532
General	Jefe de Abastecimiento	Logística	3.657	1.351	2.979	3.853	4.295	6.003
General	Jefe Control de Documentos	Ingeniería y Técnica	4.141	1.802	2.296	3.946	5.067	7.964
Mediana	Jefe de Recursos Humanos	Rec. Humanos	2.388	1.606	2.276	2.454	2.569	2.839
Mediana	Jefe Departamento Servicio al Cliente	Servicio al Cliente	2.111	1.609	1.987	2.160	2.284	2.518
General	Jefe Departamento Responsabilidad Social	Dirección General	3.730	2.260	3.157	3.246	4.154	6.972
General	Jefe de Operaciones	Operaciones	2.075	1.284	1.724	2.211	2.836	3.596
General	Jefe de Desarrollo de Productos	Ingeniería de Procesos y Desarrollo	3.337	1.424	2.361	3.153	4.076	5.617
General	Jefe Departamento Cobranzas	Finanzas	2.303	1.058	1.902	2.408	2.696	3.420
Mediana	Jefe de Finanzas	Finanzas	2.255	1.557	2.223	2.286	2.393	2.814
General	Jefe Desarrollo Organizacional	Rec. Humanos	3.601	1.774	2.782	3.582	4.415	5.444
Mediana	Jefe de Mantenimiento	Mantenimiento	2.848	2.348	2.479	2.525	2.751	3.420
General	Jefe Prevención Riesgos	Rec. Humanos	4.136	2.066	3.042	3.907	4.948	7.568

Muestra Empresas	Cargo Empresa	Área	Prom. Pond. [M\$]	Mínimo [M\$]	Percentil 25 [M\$]	Percentil 50 [M\$]	Percentil 75 [M\$]	Máximo [M\$]
General	Jefe Estudios Económicos y Financieros	Finanzas	3.642	2.059	2.479	3.728	4.212	5.062
Mediana	Jefe de Adquisiciones	Adm. y Servicios	2.806	1.192	2.312	2.649	3.543	4.101
General	Jefe de Facturación	Finanzas	2.849	1.644	2.281	2.902	3.125	4.376
General	Jefe de Turno	Producción	2.678	790	1.970	2.710	3.174	5.620
Mediana	Supervisor Taller Eléctrico	Mantenición	1.290	770	922	1.280	1.444	2.033
Mediana	Mecánico I	Mantenición	982	644	861	988	1.078	1.481
Mediana	Mecánico II	Mantenición	608	457	499	569	601	907
General	Operador de Energía I	Operaciones	1.391	953	1.350	1.470	2.381	2.416
General	Relacionador Público I	Dirección General	2.571	1.637	2.209	2.623	2.945	3.800
General	Secretaria Subgerencia	Adm. y Servicios	1.140	658	830	1.023	1.233	2.131
General	Secretaria Gerencia de Área	Adm. y Servicios	1.347	664	964	1.147	1.585	3.054
Mediana	Subgerente de Producción	Producción	2.903	2.441	2.839	2.982	3.046	3.209
General	Coordinador de Administración	Adm. y Servicios	1.437	620	1.021	1.250	1.800	3.752
General	Encargado de Personal	Rec. Humanos	1.658	697	956	1.371	1.969	3.796
General	Supervisor de Servicio al Cliente	Servicio al Cliente	1.443	717	1.088	1.286	1.695	2.777
General	Asistente de Control Documentos I	Ingeniería y Técnica	1.387	870	1.126	1.233	1.724	2.779
General	Analista de Administración Contratos	Logística	2.699	956	1.808	2.501	3.227	5.474
General	Analista de Planificación de Ventas I	Comercial	1.899	1.246	1.326	1.610	2.174	2.520
Mediana	Analista Contable I	Finanzas	1.293	755	1.166	1.286	1.358	1.394

Muestra Empresas	Cargo Empresa	Área	Prom. Pond. [M\$]	Mínimo [M\$]	Percentil 25 [M\$]	Percentil 50 [M\$]	Percentil 75 [M\$]	Máximo [M\$]
General	Administrador de Base de Datos I	Informática	2.194	1.464	1.889	2.153	2.356	3.604
General	Supervisor Taller Mecánico	Mantenición	1.640	888	1.166	1.435	2.066	3.799
Mediana	Jefe de Producto II	Comercial	2.102	1.286	1.876	1.993	2.006	3.135
General	Asistente de Producto	Comercial	1.050	508	951	1.139	1.276	1.305
General	Vigilante Privado I	Adm. y Servicios	670	588	648	713	1.059	1.722
General	Abogado I	Dirección General	3.572	1.717	2.613	3.381	4.377	7.438
Mediana	Empleado Administrativo I	Adm. y Servicios	804	417	661	814	892	1.216
Mediana	Mensajero I	Adm. y Servicios	479	431	448	457	505	587

## 18.6 Criterios de asignación de personal propuestos por el Consultor

Tabla 192 Asignación del personal

Cargo Trabajador	Área de trabajo	Gerencia	Asignación Directa		Asignación Indirecta	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Gerente General	Gerencia General	Gerencia General	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Secretaria Gerencia	Gerencia General	Gerencia General	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Jefe Departamento Comunicaciones Y RSE	Gerencia General	Gerencia General	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Periodista	Gerencia General	Gerencia General	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Asesor Legal	Gerencia General	Gerencia General	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Gte. Administración Y Gestión De Personas	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Jefe Departamento Abastecimiento	Departamento Abastecimiento	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Jefe Sección	Departamento Abastecimiento	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Administrativo	Departamento Abastecimiento	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%

Cargo Trabajador	Área de trabajo	Gerencia	Asignación Directa		Asignación Indirecta	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Jefe Departamento Administración Y Recursos Humanos	Departamento Administración	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Supervisor Administrativo Recursos Humanos	Departamento Administración	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Supervisor Contratos Con Terceros	Departamento Administración	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Administrativo	Departamento Administración	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Administrativo	Departamento Administración	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Vigilante Privado	Departamento Administración	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Jefe Departamento Finanzas	Departamento Control De Gestión	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Jefe Sección Valores	Departamento Control De Gestión	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%

Cargo Trabajador	Área de trabajo	Gerencia	Asignación Directa		Asignación Indirecta	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Supervisor Finanzas	Departamento Control De Gestión	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Analista Control De Gestión	Departamento Control De Gestión	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Analista Junior Contabilidad	Departamento Control De Gestión	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Administrativo	Departamento Control De Gestión	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Jefe Departamento Gestión De Personas	Departamento Gestión De Personas	Gerencia Administración Y Gestión De Personas	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Gerente De Regulación Y Estudios	Gerencia Regulación Y Estudios	Gerencia Regulación Y Estudios	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Jefe Departamento Prevención De Riesgos Y Medio Ambiente	Departamento Prevención De Riesgo Y Medio Ambiente	Gerencia Regulación Y Estudios	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Jefe Departamento Regulación	Departamento Regulación	Gerencia Regulación Y Estudios	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Supervisor Estudios	Departamento Regulación	Gerencia Regulación Y Estudios	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%

Cargo Trabajador	Área de trabajo	Gerencia	Asignación Directa		Asignación Indirecta	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Jefe Departamento Estudios	Departamento Estudios	Gerencia Regulación Y Estudios	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Supervisor Estudios	Departamento Estudios	Gerencia Regulación Y Estudios	0,00%	0,00%	73,70%	26,30%
Gerente De Distribución	Gerencia Distribución	Gerencia Distribución	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
Asesor Experto	Gerencia Distribución	Gerencia Distribución	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
Jefe Departamento Facturación Y Cobranza	Departamento Facturación Y Cobranza	Gerencia Distribución	0,00%	95,00%	0,00%	5,00%
Jefe Sección	Departamento Facturación Y Cobranza	Gerencia Distribución	0,00%	95,00%	0,00%	5,00%
Jefe Sección (Facturación)	Departamento Facturación Y Cobranza	Gerencia Distribución	0,00%	95,00%	0,00%	5,00%
Supervisor Administrativo	Departamento Facturación Y Cobranza	Gerencia Distribución	0,00%	95,00%	0,00%	5,00%
Analista Comercial	Departamento Facturación Y Cobranza	Gerencia Distribución	0,00%	95,00%	0,00%	5,00%
Jefe De Departamento Op. Comerciales	Departamento Operaciones Comerciales	Gerencia Distribución	0,00%	95,00%	0,00%	5,00%

Cargo Trabajador	Área de trabajo	Gerencia	Asignación Directa		Asignación Indirecta	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Supervisor Estudios	Departamento Operaciones Comerciales	Gerencia Distribución	0,00%	95,00%	0,00%	5,00%
Supervisor Estudios	Departamento Operaciones Comerciales	Gerencia Distribución	0,00%	95,00%	0,00%	5,00%
Jefe Departamento Activos Y Calidad De Servicio	Departamento Calidad De Servicio	Gerencia Distribución	0,00%	97,00%	0,00%	3,00%
Supervisor Electricista	Departamento Calidad De Servicio	Gerencia Distribución	0,00%	97,00%	0,00%	3,00%
Supervisor Informático	Departamento Calidad De Servicio	Gerencia Distribución	0,00%	97,00%	0,00%	3,00%
Supervisor Calidad De Serv.	Departamento Calidad De Servicio	Gerencia Distribución	0,00%	97,00%	0,00%	3,00%
Jefe De Departamento Ingeniería	Departamento Ingeniería	Gerencia Distribución	15,00%	85,00%	0,00%	3,00%
Supervisor Electricista	Departamento Ingeniería	Gerencia Distribución	3,00%	97,00%	0,00%	0,00%
Analista Informática	Departamento Sistemas De Información	Gerencia Distribución	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Gerente De Generación	Gerencia Generación	Gerencia Generación	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Cargo Trabajador	Área de trabajo	Gerencia	Asignación Directa		Asignación Indirecta	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Jefe Departamento Mantenición	Departamento Mantenición	Gerencia Generación	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Supervisor Electricista	Departamento Mantenición	Gerencia Generación	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Supervisor Mecánico	Departamento Mantenición	Gerencia Generación	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Jefe Brigada Mantenición Eléctrica	Departamento Mantenición	Gerencia Generación	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Jefe Brigada Mantenición Mecánica	Departamento Mantenición	Gerencia Generación	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Electricista I	Departamento Mantenición	Gerencia Generación	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Electricista II	Departamento Mantenición	Gerencia Generación	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Mecánico I	Departamento Mantenición	Gerencia Generación	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Mecánico II	Departamento Mantenición	Gerencia Generación	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Jefe Departamento Estudio De Sistemas	Departamento Planificación Y Estudios	Gerencia Generación	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Supervisor Electricista	Departamento Planificación Y Estudios	Gerencia Generación	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Supervisor Electricista	Departamento Planificación Y Estudios	Gerencia Generación	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Cargo Trabajador	Área de trabajo	Gerencia	Asignación Directa		Asignación Indirecta	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Supervisor Electricista	Departamento Planificación Y Estudios	Gerencia Generación	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Subgerente Punta Arenas	Subgerencia Punta Arenas	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	0,00%	71,10%	28,90%
Secretaria	Subgerencia Punta Arenas	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	0,00%	71,10%	28,90%
Jefe Departamento Comercial	Departamento Comercial	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	96,00%	0,00%	4,00%
Supervisor Atención Clientes	Departamento Comercial	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	96,00%	0,00%	4,00%
Supervisor Administrativo	Departamento Comercial	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	96,00%	0,00%	4,00%
Administrativo Clientes	Departamento Comercial	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	96,00%	0,00%	4,00%
Cajero	Departamento Comercial	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	96,00%	0,00%	4,00%
Jefe Brigada Control Y Medidas	Departamento Comercial	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	96,00%	0,00%	4,00%
Supervisor Electricista	Departamento Comercial	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	96,00%	0,00%	4,00%
Electricista I Distribución	Departamento Comercial	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	96,00%	0,00%	4,00%
Electricista II Distribución	Departamento Comercial	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	96,00%	0,00%	4,00%
Supervisor Productos Y Servicios	Departamento Comercial	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	96,00%	0,00%	4,00%

Cargo Trabajador	Área de trabajo	Gerencia	Asignación Directa		Asignación Indirecta	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Técnico Administrativo Productos Y Servicios	Departamento Comercial	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	96,00%	0,00%	4,00%
Jefe Departamento Técnico	Departamento Técnico	Subgerencia Punta Arenas	20,00%	47,00%	10,00%	23,00%
Jefe Sección Operaciones Punta Arenas	Departamento Técnico	Subgerencia Punta Arenas	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Operador Centrales	Departamento Técnico	Subgerencia Punta Arenas	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Jefe Brigada Mantenión Redes	Departamento Técnico	Subgerencia Punta Arenas	10,00%	88,00%	0,00%	2,00%
Jefe Brigada Mantención Equipos	Departamento Técnico	Subgerencia Punta Arenas	10,00%	88,00%	0,00%	2,00%
Supervisor Electricista	Departamento Técnico	Subgerencia Punta Arenas	10,00%	88,00%	0,00%	2,00%
Electricista I Distribución	Departamento Técnico	Subgerencia Punta Arenas	10,00%	88,00%	0,00%	2,00%
Electricista I Distribución	Departamento Técnico	Subgerencia Punta Arenas	10,00%	88,00%	0,00%	2,00%
Supervisor Electricista	Departamento Técnico	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	98,00%	0,00%	2,00%
Electricista I Distribución	Departamento Técnico	Subgerencia Punta Arenas	0,00%	98,00%	0,00%	2,00%
Administrador	Administración Puerto Natales	Administración Puerto Natales	0,00%	0,00%	50,40%	49,60%

Cargo Trabajador	Área de trabajo	Gerencia	Asignación Directa		Asignación Indirecta	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Operador Centrales	Operaciones Puerto Natales	Administración Puerto Natales	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Jefe Brigada Mantenición	Generación Puerto Natales	Administración Puerto Natales	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Mecánico I	Generación Puerto Natales	Administración Puerto Natales	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Jefe Taller Eléctrico	Distribución Puerto Natales	Administración Puerto Natales	0,00%	98,00%	0,00%	2,00%
Electricista I Distribución	Distribución Puerto Natales	Administración Puerto Natales	0,00%	98,00%	0,00%	2,00%
Supervisor Administrativo	Comercial Puerto Natales	Administración Puerto Natales	0,00%	98,00%	0,00%	2,00%
Especialista Comercial	Comercial Puerto Natales	Administración Puerto Natales	0,00%	98,00%	0,00%	2,00%
Vigilante Privado	Vigilancia Puerto Natales	Administración Puerto Natales	0,00%	0,00%	50,40%	49,60%
Administrador	Administración Porvenir	Administración Porvenir	0,00%	0,00%	68,20%	31,80%
Operador Centrales	Operaciones Porvenir	Administración Porvenir	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Jefe Técnico Mantenición	Generación Porvenir	Administración Porvenir	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Jefe Taller Eléctrico	Distribución Porvenir	Administración Porvenir	0,00%	98,00%	0,00%	2,00%
Supervisor Administrativo	Comercial Porvenir	Administración Porvenir	0,00%	98,00%	0,00%	2,00%
Administrador	Administración Puerto Williams	Administración Puerto Williams	0,00%	0,00%	65,30%	34,70%
Operador Centrales	Operaciones Puerto Williams	Administración Puerto Williams	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Cargo Trabajador	Área de trabajo	Gerencia	Asignación Directa		Asignación Indirecta	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Jefe Brigada Mantenición	Generación Puerto Williams	Administración Puerto Williams	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Especialista Técnico Distribución	Distribución Puerto Williams	Administración Puerto Williams	0,00%	98,00%	0,00%	2,00%
Especialista Comercial	Comercial Puerto Williams	Administración Puerto Williams	0,00%	98,00%	0,00%	2,00%

### 18.7 Desagregación por tipo de cargo, departamento y gerencia

Tabla 193 Gerencia General

Gerencia	Unidad/Departamento	Cargo	Empleados
Gerencia General		Gerente General	1
		Secretaría Gerencia	1
	Departamento de Comunicación y RSE	Jefe Departamento Comunicaciones y RSE	1
		Periodista	1
	Asesoría Legal	Asesor Legal	1
<b>Subtotal</b>			<b>5</b>

Tabla 194 Gerencia Administración y Gestión personas

Gerencia	Unidad/Departamento	Cargo	Empleados
Gerencia Administración y Gestión personas		Gte. Administración y Gestión de Personas	1
	Departamento Abastecimiento	Jefe Departamento Abastecimiento	1
		Jefe Sección Administrativo	1
		Administrativo	1
	Departamento Administración	Jefe Departamento Adm. Y RRHH	1
		Supervisor Administrativo RRHH	1
		Supervisor contratos con Terceros	1

Gerencia	Unidad/Departamento	Cargo	Empleados
		Administrativo	2
		Vigilante Privado	1
	Departamento Control Gestión	Jefe de Departamento Finanzas	1
		Jefe Sección Valores	1
		Supervisor Finanzas	4
		Analista Control de Gestión	1
		Analista Junior Contabilidad	1
		Administrativo	1
	Departamento Gestión de Personas	Jefe Departamento Gestión de Personas	1
<b>Subtotal</b>			<b>20</b>

Tabla 195 Gerencia de Regulación y Estudios

Gerencia	Unidad/Departamento	Cargo	Empleados
Gerencia de Regulación y Estudios		Gte. de Regulación y Estudios	1
	Departamento Prev. de Riesgo y Medio Amb.	Jefe Departamento Prevención de Riesgos y Medio Ambiente	1
	Departamento de regulación	Jefe Departamento Regulación	1
		Supervisor de Estudios	1
	Departamento Estudios	Jefe Departamento Estudios	1
		Supervisor Estudios	1
<b>Subtotal</b>			<b>6</b>

Tabla 196 Gerencia Distribución

Gerencia	Unidad/Departamento	Cargo	Empleados
Gerencia Distribución		Gte. De Distribución	1
		Asesor Experto	1
	Departamento Facturación y Cobranza	Jefe de Departamento Facturación y Cobranza	1
		Jefe Sección	1
		Jefe Sección (Facturación)	1
		Supervisor Administrativo	1

Gerencia	Unidad/Departamento	Cargo	Empleados	
		Analista Comercial	1	
	Departamento Operaciones Comerciales	Jefe Departamento Operaciones Comerciales	1	
		Supervisor Estudios	2	
	Departamento Calidad de Servicio	Jefe Departamento Activos y Calidad de Servicio	1	
		Supervisor Electricista	1	
		Supervisor Informático	1	
		Supervisor Calidad de Servicio	1	
	Departamento Ingeniería	Jefe Departamento Ingeniería	1	
		Supervisor Electricista	2	
	Departamento Sistemas de Información	Analista Informática	1	
	<b>Subtotal</b>			<b>18</b>

Tabla 197 Gerencia Generación

Gerencia	Unidad/Departamento	Cargo	Empleados
Gerencia Generación		Gerente de Generación	1
	Departamento de Mantenimiento	Jefe Departamento Mantenimiento	1
		Supervisor Electricista	2
		Supervisor Mecánico	4
		Jefe Brigada Mantenimiento Eléctrica	2
		Jefe Brigada Mantenimiento Mecánica	2
		Electricista I	1
		Electricista II	1
		Mecánico I	4
		Mecánico II	1
		Departamento Planificación y Estudios	Jefe Departamento Estudios de Sistemas
	Supervisor Electricista		4
	<b>Subtotal</b>		

Tabla 198 Subgerencia Punta Arenas

Subgerencia	Departamento	Unidad	Cargo	Empleados
-------------	--------------	--------	-------	-----------

Subgerencia	Departamento	Unidad	Cargo	Empleados	
Subgerencia Punta Arenas			Subgerente Punta Arenas	1	
			Secretaría	1	
	Departamento Comercial	Atención al Cliente	Jefe Departamento Comercial	1	
			Supervisor Atención Clientes	1	
			Supervisor Administrativo	1	
			Administrativo Clientes	2	
			Cajero	2	
			Control y Medida	Jefe Brigada Control y Medidas	1
		Supervisor Electricista		1	
		Electricista I Distribución		1	
		Electricista II Distribución		2	
		Productos y Servicios	Supervisor Productos y Servicios	2	
			Técnico Administrativo Productos y Servicios	1	
		Departamento Técnico	Operaciones Punta Arenas	Jefe Departamento Técnico	1
				Jefe Sección Operaciones Punta Arenas	1
				Operador Centrales	9
	Mantenimiento Redes y Equipos		Jefe Brigada Mantenimiento Redes	1	
			Jefe Brigada Mantenimiento Equipos	1	
			Supervisor Electricista	1	
			Electricista I Distribución	3	
Proyectos y Obras	Supervisor Electricista		2		
	Electricista I Distribución	3			
<b>Subtotal</b>				<b>39</b>	

Tabla 199 Administración Puerto Natales

Administración	Unidad	Cargo	Empleados
Administración Puerto Natales		Administrador	1
	Operaciones Puerto Natales	Operador Centrales	5
	Generación Puerto Natales	Jefe Brigada Mantenimiento	1
		Mecánico I	1
	Distribución Puerto Natales	Jefe Taller Eléctrico	1
		Electricista I Distribución	1
	Comercial Puerto Natales	Supervisor Administrativo	1
		Especialista Comercial	1
	Vigilancia Puerto Natales	Vigilante Privado	1

<b>Subtotal</b>	<b>13</b>
-----------------	-----------

**Tabla 200 Administración Porvenir**

Administración	Unidad	Cargo	Empleados
Administración Porvenir		Administrador	1
	Operaciones Porvenir	Operador Centrales	5
	Generación Porvenir	Jefe Técnico Mantenición	1
	Distribución Porvenir	Jefe Taller Eléctrico	1
	Comercial Porvenir	Supervisor Administrativo	1
<b>Subtotal</b>			<b>9</b>

**Tabla 201 Administración Puerto Williams**

Administración	Unidad	Cargo	Empleados
Administración Puerto Williams		Administrador	1
	Operaciones Puerto Williams	Operador Centrales	5
	Generación Puerto Williams	Jefe Técnico Mantenición	1
	Distribución Puerto Williams	Jefe Taller Eléctrico	1
	Comercial Puerto Williams	Supervisor Administrativo	1
<b>Subtotal</b>			<b>9</b>

**Tabla 202 Empleados por Gerencia, Administración y Subgerencia**

Gerencia/Administración/Subgerencia	Empleados
Gerencia General	5
Gerencia Administración y Gestión personas	20
Gerencia de Regulación y Estudios	6
Gerencia Distribución	18
Gerencia Generación	24
Subgerencia Punta Arenas	39
Administración Puerto Natales	13

Gerencia/Administración/Subgerencia	Empleados
Administración Porvenir	9
Administración Puerto Williams	9
<b>Total</b>	<b>143</b>

## 18.8 Descripción de Cargos Homologación

Revisar archivo adjunto:

- descripcioncargohomologacion.xlsx

En este archivo se indica el cargo y descripción del cargo de la Empresa Eficiente y el cargo y la descripción del cargo como resultado de la homologación de cargos.

## 18.9 Expansión del personal de la empresa Eficiente

En esta sección se muestra la evolución en la cantidad del personal debido al crecimiento del parque generador proyectado para la empresa de SSMM.

La incorporación personal adicional se basa en los nuevos requerimientos de horas-hombre por tipo de cargo debido a la entrada de nuevas unidades generadoras. Debido a que el crecimiento esperado para la empresa no contempla un plan agresivo de expansión y nuevas inversiones, se descartaron modificaciones de la estructura organizacional y la plana ejecutiva de la empresa, y solamente se analizaron los casos de los cargos implicados directamente en la operación y el mantenimiento de las nuevas unidades generadoras.

### Expansión de personal de operación de centrales

Se realizó un análisis de las funciones ejecutadas por los equipos de operadores que actúan en cada una de las centrales de Edelmag, de manera de determinar la posible necesidad de incrementar su número con la llegada de nuevas unidades de generación.

Dado que el proyecto de central eólica que se incorpora en el Sistema Mediano de Punta Arenas no es operado por Edelmag, no requiere de la expansión del personal de operaciones de Edelmag. Para los Sistemas Medianos de Puerto Natales y Porvenir, sólo se incorporan nuevas unidades térmicas dentro de las centrales existentes, por lo tanto se consideró que la dotación y el sistema de turnos actual son suficientes para operarlas, descartando la incorporación de operadores adicionales.

### Expansión de personal de mantenimiento de centrales

En el caso de las actividades de mantenimiento de unidades de generación, Edelmag cuenta tanto en la Gerencia de Generación (Departamento de Mantenimiento de Generación) como en las administraciones zonales de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, un staff de profesionales y técnicos dedicados a labores directas de mantenimiento de unidades de generación. La Tabla 203 muestra el detalle de dicho plantel.

Tabla 203: Personal de Mantenimiento en Generación Edelmag (a Diciembre 2012).

Nombre Cargo	Cantidad	Gerencia o Administración
Supervisor Mecánico	4	GERENCIA GENERACION
Supervisor Eléctrico	2	GERENCIA GENERACION
Jefe Brigada Mecánico	2	GERENCIA GENERACION
Jefe Brigada Eléctrico	2	GERENCIA GENERACION
Mecánico I	4	GERENCIA GENERACION
Electricista I	1	GERENCIA GENERACION
Mecánico II	1	GERENCIA GENERACION
Electricista II	1	GERENCIA GENERACION
Jefe Brigada Mantención PN	1	ADMINISTRACION PUERTO NATALES
Mecánico II PN	1	ADMINISTRACION PUERTO NATALES
Jefe Brigada Mantención POR	1	ADMINISTRACION PORVENIR
Asistente Técnico PW	1	ADMINISTRACION PUERTO WILLIAMS

Se puede observar que prácticamente todo el personal de mantenimiento se encuentra centralizado en Punta Arenas (Gerencia de Generación), y se desplaza a cada localidad según los distintos requerimientos que se presenten.

Si bien parte importante de los costos relacionados con el mantenimiento de unidades de generación corresponde a servicios externos realizados por contratistas, y especialmente por los mismos proveedores de estas unidades, los técnicos enviados por estas empresas cumplen un papel principalmente de dirección, supervisión y coordinación de las actividades de mantenimiento. Por esto, resulta imprescindible contar con personal interno para la ejecución de tareas de baja o mediana complejidad, así como la realización de pautas de mantenimiento rutinario. Este personal también debe necesariamente atender contingencias por falla de equipos. Finalmente, se encarga de realizar mantenciones de rutina anuales a equipos de bajo nivel de utilización (unidades de reserva).

Conforme con lo anterior, se realizó un análisis a las pautas de mantenimiento para las unidades de generación existentes, considerado como mantenimiento programado, así como las indisponibilidades forzadas consideradas para los mantenimientos correctivos, de forma de dimensionar los requerimientos de horas-hombre anuales promedio de personal interno directamente involucrado en el mantenimiento de estos equipos. Los aspectos analizados incluyeron, entre otros:

- Pautas de mantenimiento recomendadas por el fabricante, que constan en los manuales. Las distintas pautas de mantenimiento están definidas cada cierta cantidad de horas de funcionamiento.
- Horas estándar de funcionamiento al año por equipo, según despacho o si corresponden a unidades de reserva;
- Composición de equipos de trabajo típicos, o cuadrillas, de acuerdo con la experiencia de la empresa;
- Tiempos empleados históricamente por estos equipos en la realización de estos trabajos. Para el caso de intervenciones por falla, se definió, en base a la experiencia histórica, una proporción del tiempo de indisponibilidad que en promedio corresponde al tiempo en que los equipos de reparación trabajan en la unidad fallada.

- Tiempos de desplazamiento de personal de mantenimiento entre su base de operaciones en Punta Arenas y la central donde se ubica cada unidad a intervenir;
- Actividades adicionales, como son gestión de compras de repuestos e insumos y planificación del mantenimiento;

Estos aspectos fueron definidos para las unidades existentes. Para las unidades candidatas se utilizó una caracterización que considera para las máquinas de la misma zona, tecnología, y modo esperado de operación según despacho que la unidad entrante. Para las máquinas existentes que cumplen estos requisitos, se calcula un índice de horas-hombre por kW, de modo de poder escalar las horas-hombre de mantenimiento de las nuevas unidades según su potencia. El detalle de los cálculos se encuentra en el archivo adjunto "Modelo mantenimiento v4 - PRE.xlsx"

Una vez dimensionada la cantidad de horas-hombre requeridas para cada tipo de cargo, se calculó el requerimiento de funcionarios dividiendo el total de horas requeridas por las horas-hombre disponibles por empleado al año, considerando cantidad de días laborables, vacaciones, feriados legales, y disposiciones legales vigentes para la jornada laboral (Tabla 204). Se debe efectuar un redondeo hacia arriba debido a la indivisibilidad del recurso humano.

**Tabla 204: Cálculo de horas-hombre disponibles por empleado al año.**

Ítem	Unidad	Valor
Jornada legal	horas/semana	45
Semanas al año	semanas/año	52,1
Horas anuales totales	horas/año	2.346,4
Horas al día (laborales)	horas/día	9
Vacaciones legales (XIIª Región, Art. 67 Cód. del Trabajo)	días/año	20
Feridos legales	días/año	15
Horas descontar vacaciones/feriados	horas/año	315,0
<b>Horas anuales disponibles</b>	<b>horas/año</b>	<b>2.031,4</b>
horas mensuales promedio	horas/mes	169,2

El análisis contempló, en primer lugar, determinar la existencia de posibles holguras y/o restricciones en la dotación existente. En base a los criterios aplicados, se determinó que Edelmag posee déficit de personal para cubrir la totalidad de las horas de mantenimiento requeridas, por lo que en el primer año de estudio se incorporan un técnico electricista I para ajustar la dotación actual al requerimiento de horas mantención estándar.

Con la expansión del parque generador definida por el Plan de Expansión Óptimo aumenta el requerimiento anual de horas de mantención, lo que resulta en la incorporación de personal detallada en la Tabla 205. La expansión de personal del Proyecto de Reposición Eficiente se muestra en la Tabla 206.

**Tabla 205: Plan de incorporación de personal Plan de Expansión Óptimo.**

Año Incorporación	Nombre Cargo	Descripción cargo PwC	Costo Anual	Muestra
			\$/año-emp	
2013	ELECTRICISTA I	Electromecánico I	13.209.052	E. Medianas
2016	MECANICO II	Mecánico II	6.573.780	E. Medianas

Tabla 206: Plan de incorporación de personal Proyecto de Reposición Eficiente.

Año Incorporación	Nombre Cargo	Descripción cargo PwC	Costo Anual	Muestra Encuesta PwC
			\$/año-emp	
2018	MECANICO I	Mecánico I	11.418.243	Empresas Medianas

Dada la baja cantidad de personal incorporado, se confirmó el supuesto básico de que esta expansión no gatilla modificaciones a nivel de la estructura organizacional de la empresa, ni la incorporación de personal de nivel ejecutivo. El personal de mantenimiento que resulta de la expansión está asignado en un 100% al segmento Generación.

Los costos asociados a la expansión de los sistemas medianos incluyen:

- Remuneraciones y beneficios obtenidos del Estudio de Remuneraciones empleado (el ítem de beneficios está aún en revisión);
- Costos de contratación de nuevo personal;

Los costos de personal incremental para el Plan de Expansión Óptimo y total para el Proyecto de Reposición Eficiente se resumen en las Tabla 207 y Tabla 208.

Tabla 207: Costos Incremental de Personal para el Plan de Expansión Óptimo, Total (MUS\$)

SISTEMA	Costos de Personal Plan de Expansión Óptimo (MUS\$)														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	21,9	21,9	21,9	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8
Puerto Natales	3,3	3,3	3,3	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Porvenir	2,7	2,7	2,7	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Puerto Williams	0,8	0,8	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
<b>Total</b>	<b>28,6</b>	<b>28,6</b>	<b>28,6</b>	<b>42,8</b>											

Tabla 208: Costos de Personal para el Proyecto de Reposición Eficiente, Total (MUS\$)

SISTEMA	Costos de Personal Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Punta Arenas	2.430	2.430	2.430	2.430	2.430	2.430	2.449	2.449	2.449	2.449	2.449	2.449	2.449	2.449	2.449	2.449
Puerto Natales	627	627	627	627	627	627	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630
Porvenir	543	543	543	543	543	543	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546
Puerto Williams	369	369	369	369	369	369	369	369	369	369	369	369	369	369	369	369
<b>Total</b>	<b>3.969</b>	<b>3.969</b>	<b>3.969</b>	<b>3.969</b>	<b>3.969</b>	<b>3.969</b>	<b>3.994</b>									

## 18.10 Equipamiento Computacional Para el Personal.

Revisar archivo Computacion\_Personal.xlsx

## **19 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE EDIFICIOS Y TERRENOS**

### **19.1 Valorización**

Adjunto en los archivos:

2 Cuadro\_11 (Edificios, vehículos y otros).xlsx

3 Cuadro\_12 (Valorización Edificios).xlsx

### **19.2 Coordenadas Terrenos**

4 Coordenadas UTM.xlsx

## 20 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE VEHÍCULOS

Adjunto en los archivos:

2 Cuadro\_11 (Edificios, vehículos y otros).xlsx

5 Cuadro\_13 (Valorización equipos, vehículos y otros).xlsx

## 21 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA.

Adjunto en los archivos:

6 Apertura Bs Muebles e Inmuebles.xlsx

5 Cuadro\_13 (Valorización equipos, vehículos y otros).xlsx

## 22 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL

### 22.1 Valorización de Estructura de Personal

Revisar archivo adjunto:

1 Cuadro\_14\_Estructura y formato personal.xlsx

### 22.2 Detalle de Asignación de los Empleados

#### 22.2.1 Detalle de asignación Empresa.

Revisar archivos adjuntos:

2 Cuadro\_19\_Asignación remuneraciones.xlsx

3 Asignación Personal año 2012 EMPRESA.xlsx

#### 22.2.2 Detalle de asignación propuesta Consultor.

Revisar archivo adjunto:

4 Asignación Personal año 2012 CONSUTLOR.xlsx

## 23 ANEXO: DETALLE DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS.

### 23.1 Metodología de Valorización de los Gastos Fijos Anuales de la Empresa

De acuerdo con lo establecido en el numeral 3.i) de las Bases, se realizará un análisis crítico de la información que entregue la Empresa. El Consultor deberá determinar y valorizar los gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización de las instalaciones de generación y transmisión de la empresa existente para el año base del Estudio.

Los gastos fijos de personal técnico y administrativo identificados en el literal 3.h) de las Bases se encuentran detallados en la Sección 4 que analiza la estructura de costos del personal. Los costos descritos en esta sección corresponden a los contratos a empresas de servicio, el gasto de insumos tales como lubricantes, pintura, repuestos, electricidad, agua, materiales de oficina, materiales de primeros auxilios, gastos de aseo, gasto de teléfono, gastos de calefacción y gastos de aire acondicionado, entre otros, todos los cuales se producen con independencia del volumen de energía generado por la Empresa.

Se han identificado 16 categorías para agrupar los costos fijos de la Empresa, relacionados directa o indirectamente con las actividades de operación, mantenimiento, administración y comercialización que realiza. La descripción de cada una de las partidas es la siguiente:

1. **Administrativos y Corporativos:** corresponde al pago por conceptos de gastos de clasificadores de riesgos y participación en bolsa, pago al panel de expertos y otros gastos corporativos.
2. **Arriendos:** corresponde al pago de arriendos de vehículos, terrenos y otros tipos de arriendos.
3. **Asesorías:** corresponde a gastos en asesorías de diferente índole, tales como asesorías técnicas, de mantenimiento, legales, auditores externos, entre otras.
4. **Capacitación:** corresponde a los costos que incurre la empresa para capacitar a sus empleados, en todas sus funcionalidades, tanto de tipo técnico y administrativo, como en el desarrollo y mejoramiento de competencias para el desempeño eficaz de sus funciones en la empresa.
5. **Contribuciones:** corresponde a los pagos por concepto de impuestos territoriales a los bienes raíces, tales como terrenos y edificios.
6. **Costos de Tecnologías de Información:** corresponde a gastos de arriendo y mantención de software, arriendo de enlaces de comunicación entre sistemas, servicios de conectividad e informática.
7. **Facturación a clientes:** corresponde a gastos por compensaciones, avisos de corte de energía por faenas programadas, descuentos otorgados a clientes de la empresa, entre otros.

8. **Impuestos, Patentes y Trámites:** corresponde a costos incluye el pago de patentes comerciales y de impuestos fiscales y municipales. Además incluye gastos notariales, judiciales, publicaciones legales entre otros.
9. **Mantenimiento Edificios:** corresponde a costos que incurre la empresa para mantener los edificios de la empresa, lo cual incluye el costo de agua, luz, aseo de oficina y dependencias entre otros.
10. **Materiales:** corresponde a costos por materiales de oficina y computación, repuestos de maquinarias y equipos entre otros.
11. **RSE y Comunicaciones:** corresponde a los costos en que incurre la Empresa para cumplir con su política de Responsabilidad Social Empresarial y Comunicaciones, las que incluyen diversos aportes a la comunidad, donaciones a instituciones y el plan de comunicaciones de la empresa.
12. **Gastos de Plantel:** este ítem incluye aquellos costos relacionados directamente con el personal, como por ejemplo gastos de telefonía, internet, alimentación y alojamiento, fotocopias, gastos de representación, vestuario, suscripción a diarios y revistas, libros, telecomunicaciones.
13. **Seguros Maquinarias y Edificios:** corresponde a gastos en seguros sobre infraestructura y equipamiento mayor. Estos costos dependen de la valorización del activo asegurado.
14. **Vehículos:** corresponden a gastos en combustibles y lubricantes, mantenimiento y seguros para los vehículos propios de la empresa.
15. **Vigilancia:** corresponde a costos relacionados con la vigilancia de los diferentes recintos de la empresa, incluyendo una línea directa permanente de aviso a Carabineros.
16. **Directorio:** corresponde los montos pagados a los Directores por concepto de dietas.

Para la proyección de los ítems de gastos fijos según el Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición eficiente, se asignó a cada ítem de costo una variable impulsora, o *driver*, para poder asociar el crecimiento de cada ítem costos en el tiempo. A modo de ejemplo, el nivel de gastos de plantel y capacitación se asoció al crecimiento de la variable "dotación de personal", mientras el costo de primas de seguros está asociado al driver "valor de los activos".

**La Tabla 209 muestra los drivers seleccionados para cada ítem de costo fijo. La descripción de cada uno de los drivers se expone en la**

Tabla 210.

**Tabla 209: Variables impulsoras por ítem de costo fijo**

Ítem	Driver
Administrativos y Corporativos	Personal
Arriendos	Activos
Asesorías	Fijo
Capacitación	Personal
Contribuciones	Personal

Ítem	Driver
Costos de Tecnologías de Información	Activos IT
Facturación a Clientes	Clientes
Fletes	Activos
Gastos Plantel	Personal
Impuestos, Patentes y Trámites	Activos
Mantenimiento Edificios	m2 Edif
Materiales	Activos
RSE y Comunicaciones	Fijo
Seguros Maquinarias y Edificios	Activo_sinTerr
Mantenimiento Vehículos	Vehículos_Inv
Vigilancia	m2 Edif
Directorio	Fijo
Respaldo Diesel	Demanda

Tabla 210: Descripción de los drivers

Driver	Descripción
Personal	Corresponde a la dotación de personal
Activos	Corresponde al valor de inversión del total de los activos de la empresa
Inv IT	Corresponde al valor de inversión en informática
Fijo	Driver utilizado para costos que se estima no cambian a lo largo del período analizado
Clientes	Corresponde a número de clientes totales de la empresa
m2 Edif	Corresponde a los metros cuadrados de edificación de la empresa
Activo sin Terr	Corresponde al valor de inversión del total de activos de la empresa, descontando los terrenos
Inv Vehículos	Corresponde al valor de inversión del stock de vehículos de la empresa
Demanda	Corresponde al valor de energía demanda al año base

Se determinó un valor base para cada uno de los drivers, correspondiente al valor para el año base. Según las expansiones de las variables impulsoras se calcularon factores de crecimiento a partir del cociente entre el valor del driver en el año que se desea calcular el costo y el valor base del driver correspondiente. Las expansiones de los drivers consideran el incremento respecto del inicio del horizonte de planificación (año 2012) de la infraestructura y personal. El detalle de la expansión de las variables impulsoras se encuentra en el Anexo 24.

Para cada uno de los drivers se determinó una asignación por zonas cuyo resultado se muestra en la Tabla 211.

Tabla 211: Criterio de asignación a zonas por tipo de driver

Driver	Criterio Asignación	Asignación			
		PA	PN	Por	PW
Fijo	Activos año base	77%	12%	8%	3%
Activos	Activos año base	77%	12%	8%	3%
Inv Edif	Valorización Edif. año base	61%	13%	11%	14%
Inv Edif + Terr Afecto	Valorización Edif. Y Terr año base	61%	20%	11%	8%
Inv IT	Valorización bienes inf. Y telecom. Año base	73%	13%	9%	5%
Activo sin Terr	Activos sin considerar terrenos año base	77%	12%	8%	3%
Clientes	Clientes año base	82%	13%	3%	1%
m2 Edif	superficie edificada año base	60%	17%	13%	9%
Personal	personal año base	78%	9%	6%	6%
Vehículos	cantidad de vehiculos año base	69%	11%	9%	11%
Inv Vehículos	valorización de vehiculos año base	61%	14%	12%	14%
Demanda	Demanda al año base	82%	10%	8%	0%

### 23.2 Valorización de los Gastos Fijos Anuales de la Empresa.

A continuación se exponen las partidas de gastos fijos y su valorización para el Plan de Expansión Óptimo (Tabla 212) y el Proyecto de Reposición Eficiente (Tabla 213)

Tabla 212: Gastos Fijos para el año 2012, Plan de Expansión Óptimo.

Ítem	Total [MUS\$]	Porcentaje SSMM	Total SSMM [MUS\$]
Administrativos y Corporativos	317,1	52%	163,9
Arriendos	10,5	52%	5,4
Asesorías	986,5	58%	574,2
Capacitación	96,3	56%	54,4
Contribuciones	51,9	52%	26,8
Costos de Tecnologías de Información	321,9	56%	181,7
Facturación a Clientes	135,2	0%	0,0
Fletes	143,0	52%	73,9
Gastos Plantel	449,8	56%	254,0
Impuestos, Patentes y Trámites	119,5	72%	86,5
Mantenimiento Edificios	266,4	72%	192,9
Materiales	294,9	52%	152,4
RSE y Comunicaciones	242,2	52%	125,2
Seguros Maquinarias y Edificios	385,8	52%	199,4
Mantenimiento Vehículos	90,0	73%	65,5
Vigilancia	8,4	72%	6,0
Directorio	268,1	52%	138,6
Respaldo Diesel	387,1	100%	387,1
<b>Total</b>	<b>4574,5</b>	<b>48%</b>	<b>2182,7</b>

Para el Proyecto de Reposición Eficiente se tuvo las mismas consideraciones pero se ajustaron algunas partidas como seguros de maquinarias, costos de tecnologías de la información, de manera proporcional al driver asignado.

Tabla 213: Gastos Fijos para el año 2012, Proyecto de Reposición Eficiente.

Ítem	Total [MUS\$]	Porcentaje SSMM	Total SSMM [MUS\$]
Administrativos y Corporativos	308,2	52%	159,3
Arriendos	10,5	52%	5,4
Asesorías	986,5	58%	574,1
Capacitación	93,6	55%	51,7
Contribuciones	51,9	52%	26,8
Costos de Tecnologías de Información	218,4	55%	120,5
Facturación a Clientes	135,2	0%	0,0
Fletes	143,0	52%	73,9
Gastos Plantel	437,2	55%	241,4
Impuestos, Patentes y Trámites	119,5	72%	86,5
Mantenimiento Edificios	237,3	72%	171,8
Materiales	294,9	52%	152,4
RSE y Comunicaciones	242,2	52%	125,2
Seguros Maquinarias y Edificios	343,0	52%	177,3
Mantenimiento Vehículos	90,0	73%	65,5
Vigilancia	7,4	72%	5,4
Directorio	268,1	52%	138,6
Respaldo Diesel	387,1	100%	387,1
<b>Total</b>	<b>4374,0</b>	<b>59%</b>	<b>2563,2</b>

El detalle de cada una de las partidas se puede encontrar en el archivo Cuadros 20a y 20b.xlsx

## 24 ANEXO: DETERMINAMIENTO DE LOS DRIVER PARA EL CRECIMIENTO DE GASTOS FIJOS.

La Tabla 214 muestra el valor de las variables consideradas como driver durante el horizonte de evaluación para el plan de expansión óptimo y la Tabla 215 muestra el resultado para el proyecto de reposición eficiente.

El cálculo de los factores de crecimiento de los driver corresponde a la división del valor del driver en el año que se desea evaluar por el valor del año base, la Tabla 216 muestra el resultado de los factores de crecimiento para el plan de expansión óptimo y la Tabla 217 para el proyecto de reposición eficiente.

**Tabla 214: Crecimiento de los driver en el horizonte de evaluación para el Plan de Expansión Óptimo.**

Driver	Unidades	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fijo	[ - ]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS\$]	178.421	178.430	178.430	178.430	180.884	182.730	182.730	183.020
Inv Edif	[MUS\$]	1.780	1.783	1.783	1.783	1.802	1.820	1.820	1.820
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS\$]	3.477	3.479	3.479	3.479	3.499	3.517	3.517	3.517
Inv IT	[MUS\$]	190	190	190	190	190	190	190	190
Activo sin Terr	[MUS\$]	176.724	176.734	176.734	176.734	179.188	181.033	181.033	181.323
Clientes	[clientes]	54.973	56.183	57.420	58.684	59.976	61.296	62.645	64.024
m2 Edif	[m2]	10.134	10.149	10.149	10.149	10.244	10.324	10.324	10.324
Personal	[personas]	143	144	144	144	145	145	145	145
Vehículos	[vehículos]	35	35	35	35	35	35	35	35
Inv Vehículos	[MUS\$]	186	186	186	186	186	186	186	186
DemandaPA	[MWh]	224.906	226.883	228.387	231.449	234.655	237.877	241.095	244.311

Driver	Unidades	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Fijo	[ - ]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS\$]	184.849	185.138	185.138	185.138	185.508	185.508	185.508	185.508
Inv Edif	[MUS\$]	1.820	1.820	1.820	1.820	1.820	1.820	1.820	1.820
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS\$]	3.517	3.517	3.517	3.517	3.517	3.517	3.517	3.517
Inv IT	[MUS\$]	190	190	190	190	190	190	190	190
Activo sin Terr	[MUS\$]	183.152	183.442	183.442	183.442	183.812	183.812	183.812	183.812
Clientes	[clientes]	65.433	66.873	68.345	69.849	71.386	72.957	74.563	76.204
m2 Edif	[m2]	10.324	10.324	10.324	10.324	10.324	10.324	10.324	10.324
Personal	[personas]	145	145	145	145	145	145	145	145
Vehículos	[vehículos]	35	35	35	35	35	35	35	35
Inv Vehículos	[MUS\$]	186	186	186	186	186	186	186	186
DemandaPA	[MWh]	247.528	250.744	253.961	257.177	260.394	263.610	266.826	270.043

Tabla 215: Crecimiento de los driver en el horizonte de evaluación para el Proyecto de Reposición Eficiente

Driver	Unidades	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fijo	[ - ]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS\$]	143.469	149.508	155.645	162.326	168.374	177.221	184.937	191.458
Inv Edif	[MUS\$]	1.429	1.429	1.429	1.429	1.429	1.433	1.440	1.440
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS\$]	3.104	3.104	3.104	3.104	3.104	3.108	3.115	3.115
Inv IT	[MUS\$]	190	190	190	190	190	293	293	293
Activo sin Terr	[MUS\$]	141.794	147.833	153.969	160.651	166.699	175.546	183.262	189.783
Clientes	[clientes]	54.973	56.183	57.420	58.684	59.976	61.296	62.645	64.024
m2 Edif	[m2]	7.456	7.456	7.456	7.456	7.456	7.476	7.510	7.510
Personal	[personas]	139	139	139	139	139	139	140	140
Vehículos	[vehículos]	35	35	35	35	35	35	35	35
Inv Vehículos	[MUS\$]	186	186	186	186	186	186	186	186
DemandaPA	[MWh]	224.906	226.883	228.387	231.449	234.655	237.877	241.095	244.311

Driver	Unidades	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Fijo	[ - ]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS\$]	198.546	206.377	212.813	218.976	226.077	232.152	239.277	246.162
Inv Edif	[MUS\$]	1.440	1.444	1.444	1.444	1.444	1.444	1.448	1.448
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS\$]	3.115	3.119	3.119	3.119	3.119	3.119	3.123	3.123
Inv IT	[MUS\$]	293	293	396	396	396	396	396	498
Activo sin Terr	[MUS\$]	196.871	204.702	211.138	217.301	224.402	230.477	237.602	244.487
Clientes	[clientes]	65.433	66.873	68.345	69.849	71.386	72.957	74.563	76.204
m2 Edif	[m2]	7.510	7.529	7.529	7.529	7.529	7.529	7.546	7.546
Personal	[personas]	140	140	140	140	140	140	140	140
Vehículos	[vehículos]	35	35	35	35	35	35	35	35
Inv Vehículos	[MUS\$]	186	186	186	186	186	186	186	186
DemandaPA	[MWh]	247.528	250.744	253.961	257.177	260.394	263.610	266.826	270.043

Tabla 216: Factores de crecimiento de los drivers durante el horizonte de evaluación para el Plan de Expansión Óptimo.

Driver	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,000	1,000	1,000	1,014	1,024	1,024	1,026	1,036
Inv Edif	1,001	1,001	1,001	1,012	1,022	1,022	1,022	1,022
Inv Edif + Terr Afecto	1,001	1,001	1,001	1,006	1,011	1,011	1,011	1,011
Inv IT	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activo sin Terr	1,000	1,000	1,000	1,014	1,024	1,024	1,026	1,036
Clientes	1,022	1,045	1,068	1,091	1,115	1,140	1,165	1,190
m2 Edif	1,001	1,001	1,001	1,011	1,019	1,019	1,019	1,019
Personal	1,007	1,007	1,007	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
DemandaPA	1,009	1,015	1,029	1,043	1,058	1,072	1,086	1,101

Driver	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,038	1,038	1,038	1,040	1,040	1,040	1,040
Inv Edif	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022
Inv Edif + Terr Afecto	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011
Inv IT	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activo sin Terr	1,038	1,038	1,038	1,040	1,040	1,040	1,040
Clientes	1,216	1,243	1,271	1,299	1,327	1,356	1,386
m2 Edif	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019
Personal	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
DemandaPA	1,115	1,129	1,143	1,158	1,172	1,186	1,201

Tabla 217: Factores de crecimiento de los drivers durante el horizonte de evaluación para el Proyecto de Reposición Eficiente.

Driver	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,042	1,085	1,131	1,174	1,235	1,289	1,334	1,384
Inv Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,003	1,008	1,008	1,008
Inv Edif + Terr Afecto	1,000	1,000	1,000	1,000	1,001	1,004	1,004	1,004
Inv IT	1,000	1,000	1,000	1,000	1,539	1,539	1,539	1,539
Activo sin Terr	1,043	1,086	1,133	1,176	1,238	1,292	1,338	1,388
Clientes	1,022	1,045	1,068	1,091	1,115	1,140	1,165	1,190
m2 Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,003	1,007	1,007	1,007
Personal	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,007	1,007	1,007
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
DemandaPA	1,009	1,015	1,029	1,043	1,058	1,072	1,086	1,101

Driver	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,438	1,483	1,526	1,576	1,618	1,668	1,716
Inv Edif	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,013	1,013
Inv Edif + Terr Afecto	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005	1,006	1,006
Inv IT	1,539	2,078	2,078	2,078	2,078	2,078	2,617
Activo sin Terr	1,444	1,489	1,533	1,583	1,625	1,676	1,724
Clientes	1,216	1,243	1,271	1,299	1,327	1,356	1,386
m2 Edif	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,012	1,012
Personal	1,007	1,007	1,007	1,007	1,007	1,007	1,007
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
DemandaPA	1,115	1,129	1,143	1,158	1,172	1,186	1,201

## 25 ANEXO: PROYECCIÓN DE DEMANDA

Este anexo describe la proyección de demanda eléctrica para los sistemas medianos de Edelmag, concentrada en cinco puntos de consumo: dos nudos en Punta Arenas (Punta Arenas y Tres Puentes), y un nudo en Puerto Natales, Provenir y Puerto Williams. En primer lugar se presenta una descripción y análisis de consistencia de los datos entregados por Edelmag para la proyección de demanda. A continuación, se describe brevemente la metodología estadística utilizada para modelar los datos y realizar las predicciones, junto con los métodos para validar los modelos desarrollados. Finalmente, se entregan las proyecciones para el crecimiento de la energía y potencia en cada sistema.

### 25.1 Análisis de consistencia de las series de datos

#### 25.1.1 Demanda horaria histórica

##### Sistema Punta Arenas (Barra Punta Arenas y Barra Tres Puentes):

La Figura 43 y Figura 44 muestra que existe información completa, para las barras en el sistema de Punta Arenas con un patrón estacional y una leve tendencia de crecimiento del consumo horario (la línea roja representa la tendencia del consumo promedio medio diario). Se puede observar que existen algunos valores atípicos, pero solo en casos puntuales poco significativos como se observa en el Box Plot<sup>11</sup>.

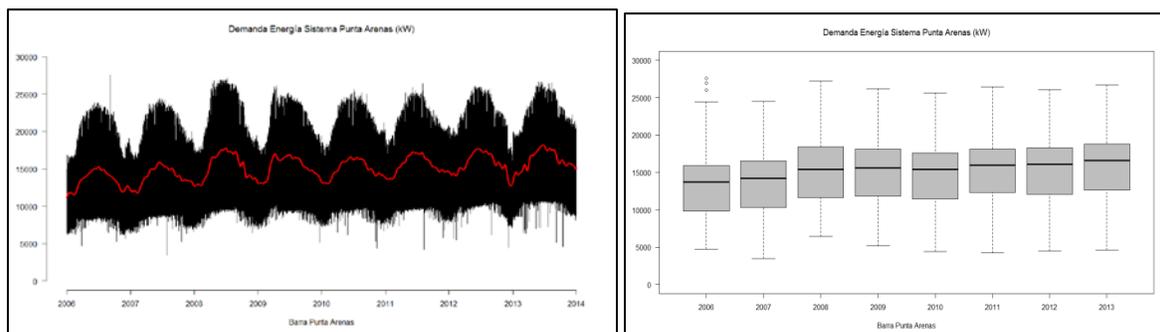


Figura 43: Demanda horaria (kW) y box-plot en la barra Punta Arenas

Para la Barra Tres Puentes, se observa que el consumo presenta una variabilidad creciente en el tiempo y se aprecian varios valores horarios atípicos. En el diagrama de cajas, los años 2006, 2007, 2012 y 2013 hay algunos registros atípicos, pero son poco significativos en cantidad y magnitud dentro del total de mediciones.

Es importante notar que la caída en la demanda en 2012 y 2013 no obedece a una disminución real del consumo sino a un reordenamiento interno de las cargas de los alimentadores que se alimentan de la subestación. Esta redistribución se realizó para suministrar de mejor manera al nuevo hospital regional, uno de los clientes más grandes en Punta Arenas y cuyo alimentador se abastece desde tres puentes.

<sup>11</sup>El box-plot es un gráfico descriptivo que se construye en base a los percentiles 25%, 50% y 75%, y separa la información en cuartiles. Los límites inferiores y superiores, se construyen sobre y bajo los percentiles 75% y 25% en 1.5 veces la distancia entre el percentil 75% y 25%. Todo valor sobre o bajo los límites es llamado valor atípico.

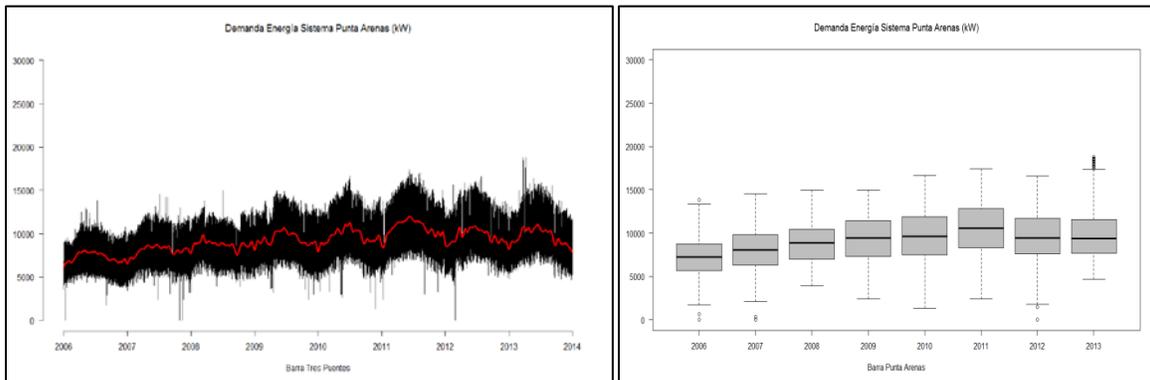


Figura 44: Demanda horaria (kW) y box-plot en la barra Tres Puentes

**Sistema Puerto Natales:**

En la Figura 45 se observa que el consumo presenta una variabilidad creciente en el tiempo y se aprecian varios valores horarios atípicos, la mayoría de ellos registros con demanda cero o caídas abruptas del consumo. En el diagrama de cajas confirma que en los años 2006, 2007, 2012 y 2013 hay algunos registros atípicos, pero son poco significativos en cantidad y magnitud dentro del total de mediciones.

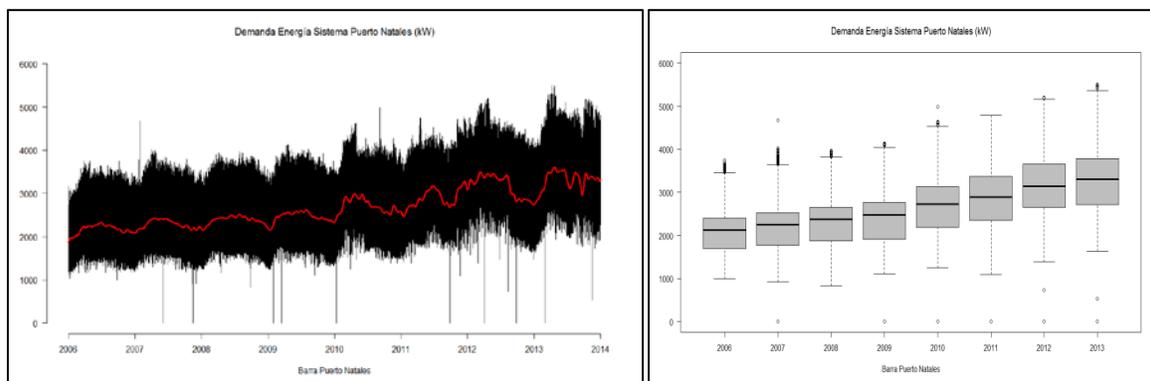


Figura 45: Demanda horaria (kW) y box-plot en la barra Puerto Natales

**Sistema Porvenir:**

La serie de tiempo (Figura 46) muestra una tendencia creciente, pero el patrón estacional no se ve tan marcado en comparación con los demás sistemas. Sin embargo, se aprecia una variabilidad diaria mucho mayor, producto de la existencia de cargas pulsantes y cambios abruptos en el consumo que son característicos de los consumos industriales presentes en Porvenir. El diagrama de cajas, muestran que las demandas anuales en media van creciendo en el tiempo, al igual que la variabilidad.

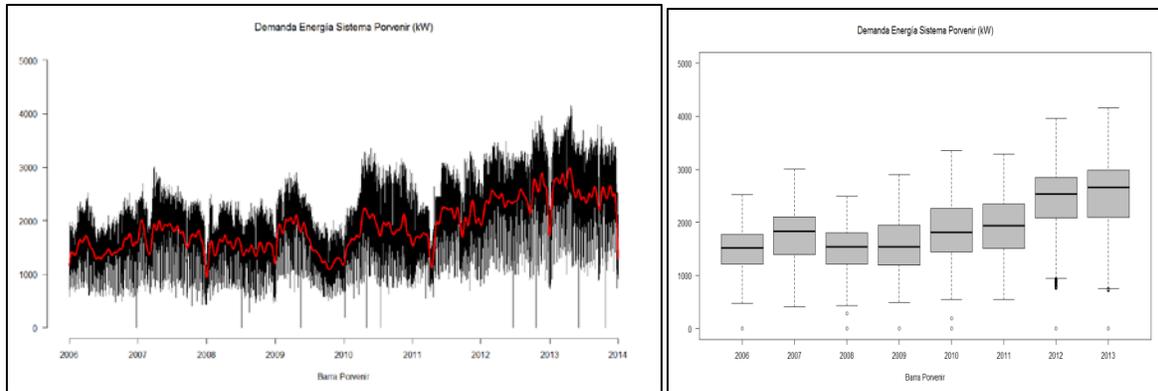


Figura 46: Demanda horaria (kW) y box-plot en la barra Porvenir

### Sistema Puerto Williams:

El gráfico de series temporales (Figura 47) muestra un mayor número de valores atípicos, y mayor presencia de registros sin medición o demanda cero, los que se confirman en el diagrama de cajas. Dado el pequeño tamaño y aislamiento del sistema de Puerto Williams, es esperable observar un comportamiento menos estable, donde las perturbaciones o contingencias que presenten los clientes más grandes afecten de manera significativa a todo el sistema.

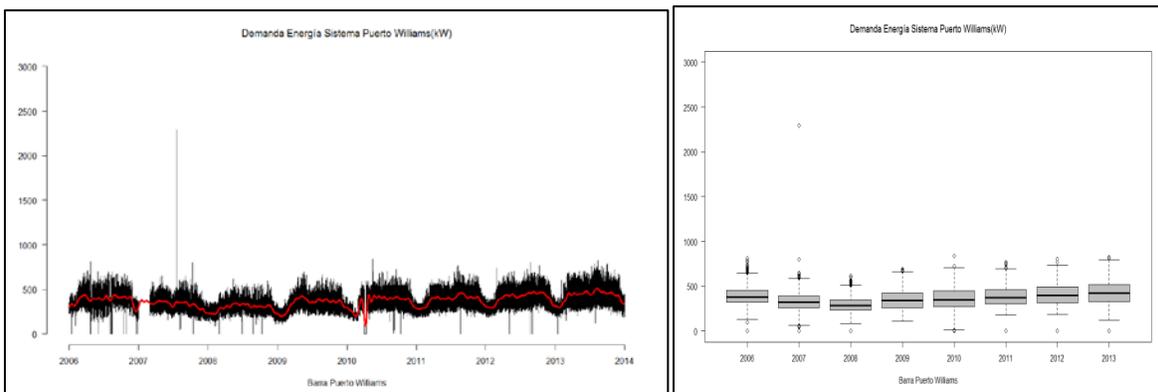


Figura 47: Demanda horaria (kW) y box-plot en la barra Puerto Williams

### 25.1.2 Ventas mensuales de energía

La proyección de demanda se realizó tal como exigen las Bases a partir de las ventas mensuales de energía informadas por Edelmag<sup>12</sup>. La comparación de estos registros con la suma mensual de las demandas horarias es consistente para todos los sistemas, aunque presenta algunas diferencias en el sistema Punta Arenas puntualmente en los años 2008, 2009 y 2011. Pese a ello, la información de ventas mensuales presenta una tendencia creciente, con oscilación estacional por la baja del consumo en los meses de verano.

<sup>12</sup> Fuente: archivo "Venta de energía mensualizada 2006-2013.xlsx"

La demanda en sistema de Porvenir es la única donde el consumo muestra una tendencia menos estacional, debido a la predominancia de los clientes industriales en la zona. Finalmente en la Barra Puerto Williams, en los años 2007 y 2010 se observan deficiencias en el registro horario de demanda, las que de todos modos no impactarán en la proyección de demanda, que se realiza a partir de la serie de datos de ventas mensuales, que se encuentra completa.

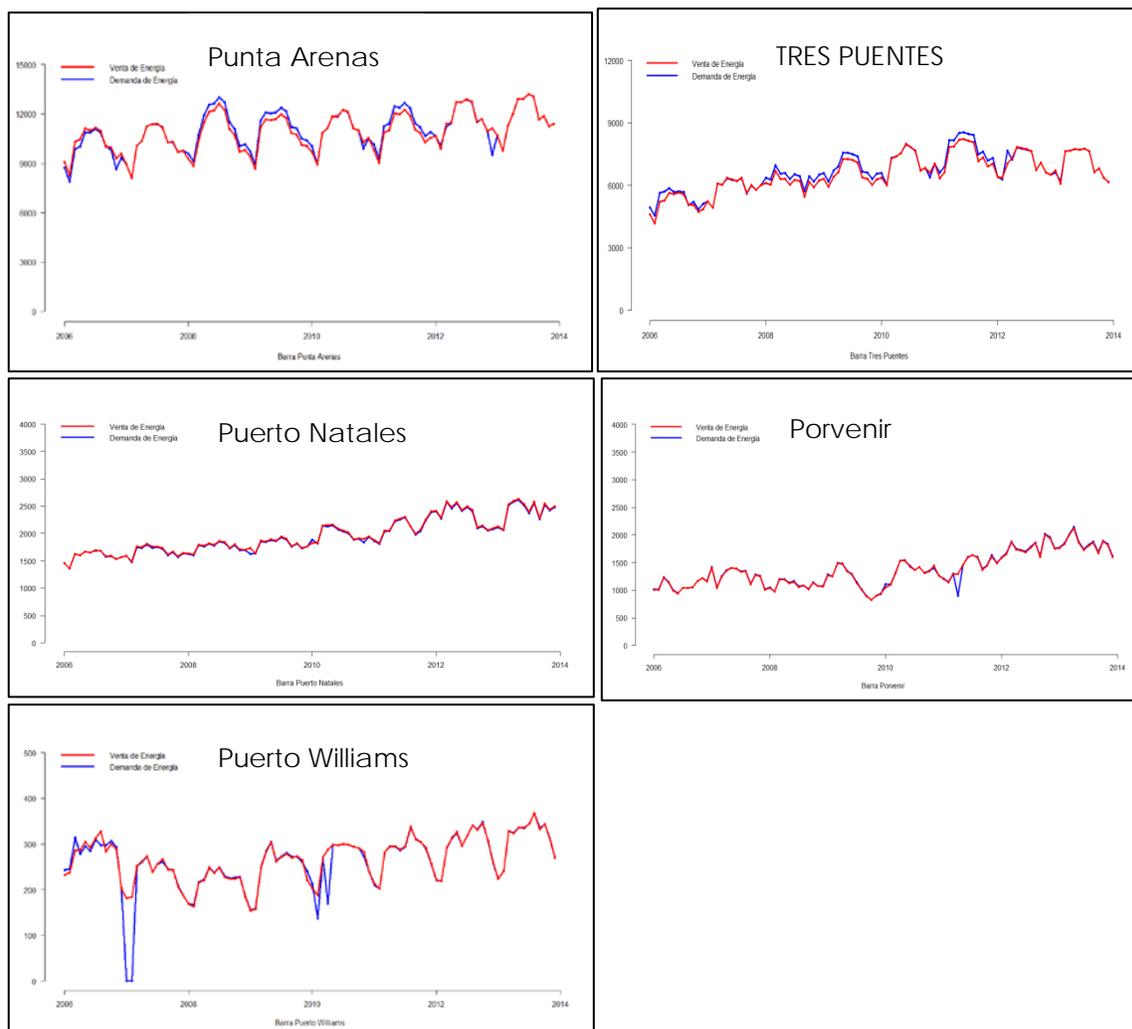


Figura 48: Ventas mensuales (MWh) en los sistemas medianos de Edelmag

### 25.1.3 Encuestas

En relación a las encuestas recibidas por parte de los grandes consumidores (>2%) se realiza un resumen, indicando relevancia o importancia de la información provista.

- **Punta Arenas:** de las 12 encuestas enviadas los grandes clientes, sólo se recibieron respuesta de 4 de ellos. Ninguno de ellos modificará significativamente su consumo en el futuro y a lo más indican un crecimiento vegetativo.

- **Puerto Natales:** De las 8 encuestas enviadas los grandes clientes, se recibieron respuesta de 6 de ellos. Ninguno de ellos modificará significativamente su consumo en el futuro. Más aún, 4 de ellos no indican pronósticos futuros de consumo.
- **Porvenir:** De las 11 encuestas enviadas los grandes clientes, sólo se recibieron respuesta de 4 de ellos. Ninguno de ellos modificará significativamente su consumo en el futuro y a lo más indican un crecimiento vegetativo.
- **Puerto Williams:** De las 5 encuestas enviadas los grandes clientes, sólo se recibieron respuesta de 3 de ellos. Sólo uno de ellos muestra un crecimiento relevante en el corto plazo (Productos Marinos Puerto Williams Ltda.), dado que pasa de 770.974 kWh en 2013 a un potencial 1.200.000 kWh el año 2015. Los otros dos informantes (Armada, muelle y meseta) presentan un crecimiento vegetativo.

Se adjunta planilla Excel donde se consolidada toda la información de las demandas horarias y la comparación con respecto a las ventas y los máximos registrados. Además se encuentran destacadas las demandas sin información y con registro cero. Para la proyección de demanda se utilizará la información mensual de ventas de energía por Barra.

## 25.2 Metodología para la proyección de demanda

Se utilizaron independientemente dos metodologías estadísticas que para la proyección del crecimiento del consumo de energía, las cuales fueron estimadas en el software estadístico R<sup>13</sup>.

### 25.2.1 Modelo ARIMA Estacional (SARIMAX)

Los procesos SARIMAX (*Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average eXogeneous variables* por sus siglas en inglés) permiten modelar series de tiempo no estacionarias, con estacionalidad, incorporando a su vez factores externos que pueden estar afectando el comportamiento de la serie.

La descripción matemática de un modelo SARIMAX(p,d,q)x(P,D,Q)s es como sigue:

$$\varphi(B)\delta(B^S)(1-B)^d(1-B^S)^D(Y_t - X_t\beta) = \theta(B)\vartheta(B^S)\varepsilon_t.$$

Donde B es un operador de rezago  $BY_t = Y_{t-1}$ ,  $X_t$  es una matriz de regresores,  $\beta$  es un vector de coeficientes,  $\varepsilon_t$  es una secuencia de errores no correlacionados. Los siguientes son los polinomios asociados al modelo ARMA y la estacionalidad S:

$$\begin{aligned}\varphi(B) &= 1 + \varphi_1 B + \dots + \varphi_p B^p, \\ \delta(B^S) &= 1 + \delta_1 B^S + \dots + \delta_p B^{pS}, \\ \theta(B) &= 1 + \theta_1 B + \dots + \theta_q B^q \\ \vartheta(B^S) &= 1 + \vartheta_1 B^S + \dots + \vartheta_Q B^{QS}\end{aligned}$$

El ajuste de un modelo SARIMAX a los datos se realiza considerando varios aspectos relevantes. Por ejemplo, hay que especificar la estacionalidad S, la diferenciación d, D, los órdenes de rezago p, q, P, Q para la serie de tiempo. Usualmente esta especificación se lleva a cabo inspeccionando las gráficas de auto-correlaciones muestrales.

<sup>13</sup> <http://www.r-project.org/>

Una vez determinados estos valores, se procede al cálculo de los estimadores para todos los coeficientes. Este paso se puede realizar en base a varios métodos de estimación, entre los que podemos mencionar el método de máxima verosimilitud, el método de Burg o de momentos Yule Walker, entre otros. Una descripción detallada de estos y otros métodos de estimación puede encontrarse en los textos Shumway y Stoffer (2011)<sup>14</sup> o Brockwell y Davis (1991)<sup>15</sup>.

Una vez ajustado el modelo SARIMAX a los datos, se debe validar estadísticamente de acuerdo a varios criterios denominados de bondad de ajuste. Entre estos aspectos podemos mencionar el nivel de significancia de los parámetros estimados, la verificación que los residuos del modelo, definidos como  $\epsilon_t = Y - \hat{Y}$ , correspondan a una secuencia de ruido blanco. Esto quiere decir que los residuos no presenten auto-correlación lo cual indica que no hay componentes sistemáticas excluidas del modelo. La verificación de que los residuos efectivamente corresponden a un ruido blanco se realiza usualmente en base a los tests de Ljung-Box, ver Brockwell y Davis (1991).

### 25.2.2 Modelo Ajuste Parcial

El Modelo de Ajuste Parcial permite incorporar relaciones estadísticas de la variable de interés con variables representativas del crecimiento económico. El modelo de ajuste parcial supone que existe una variable objetivo o valor deseado de  $Y_t$ , llamemos  $Y_t^*$ , que depende de un regresor  $X_t$ , esto es:

$$Y_t^* = \beta \cdot X_t$$

Además

$$\begin{aligned} Y_t &= Y_{t-1} + \delta(Y_t^* - Y_{t-1}) + \epsilon_t \\ &= (1 - \delta)Y_{t-1} + \delta \cdot Y_t^* + \epsilon_t \\ &= (1 - \delta)Y_{t-1} + \delta \cdot \beta \cdot X_t + \epsilon_t \\ &= \gamma_1^* \cdot Y_{t-1} + \beta_1^* \cdot X_t + \epsilon_t \end{aligned}$$

con  $\gamma_1^* = (1 - \delta)$ ,  $\beta_1^* = \delta \cdot \beta$  y  $\{\epsilon_t\}$  una secuencia de no correlacionada (RB). Una generalización del modelo de ajuste parcial está dada por:

$$Y_t = \mu + \sum_{i=1}^p \gamma_i \cdot Y_{t-i} + \sum_{j=1}^r \beta_j \cdot X_{t-j} + \epsilon_t$$

Notar que este modelo, es un caso particular del modelo ARIMA estacional, el cual se utiliza para pronosticar series con estructura de correlación AR(p). Para este estudio, el modelo de ajuste parcial se utilizará en su versión más simple a los datos anualizados, ya que de esta manera el error no debería tener estructura de correlación:

$$Y_t = \mu + \delta \cdot \beta_1 \cdot X_t + (1 - \delta) \cdot Y_{t-1} + \epsilon_t$$

con  $\mu = \delta \cdot \beta_0$  y  $\{\epsilon_t\} \sim RB(0, \sigma^2)$

<sup>14</sup>Shumway, R. y Stoffer, D. (2011) *Time Series Analysis and Its Applications*. Tercera Edición, Springer.

<sup>15</sup> Brockwell, Peter J. , Davis, Richard A. (1991) *Time series: Theory and Methods*. Second edition. Springer Series in Statistics. Springer-Verlag, New York.

Este modelo nos entregara la demanda anual de energía explicada por la demanda del año anterior y el efecto INACER.

Para la comparación de ambas metodologías, se anualizaran primero el pronóstico del modelo ARIMA estacional. Luego se obtendrán las medidas de bondad de ajuste MAPE (*Mean Absolute Percentage Error*) y coeficiente de Theil, que compara la media cuadrática de la diferencia entre las tasa de crecimiento real y ajustada, con respecto a la suma de los promedios de las tasas cuadráticos real y ajustada. Un MAPE y Coeficiente de Theil menor indica mejor calidad de ajuste.

### 25.2.3 Variables exógenas

#### INACER Magallanes

El Indicador de Actividad Económica Regional (INACER), corresponde a un indicador de tendencia de la actividad económica agregada regional, con base promedio en el año 2003 que busca estimar los ritmos de aceleración o estancamiento. Se calcula para todas las regiones del país, a excepción de la Región Metropolitana. La serie trimestral de la región de Magallanes proporcionada por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), muestra un cambio estructural significativo. Para poder hacer un buen pronóstico a partir de ella, utilizando la estructura de correlación interna de la serie, se procedió primero a corregir la tendencia de los primeros años a partir de un modelo de regresión.

#### Modelo de Regresión para INACER Magallanes

```
lm(formula = Y ~ Tiempo * Break)

Residuals:
Min      1Q  Median      3Q      Max
-11.7864 -3.5899  0.6507  4.0444 10.5760

Coefficients:
Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) -1.247e+04 1.248e+03 -9.990 2.63e-12 ***
Tiempo6     0.254e+00 6.209e-01 0.072 2.09e-12 ***
Break       8.158e+03 2.391e+03 3.412 0.00152 **
Tiempo:Break -4.051e+00 1.192e+00 -3.400 0.00157 **
---
Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 5.597 on 39 degrees of freedom
Multiple R-squared: 0.7327, Adjusted R-squared: 0.7122
F-statistic: 35.64 on 3 and 39 DF, p-value: 2.937e-11
```

La Figura 49 muestra la serie original, el cambio de tendencia y la serie corregida que se utilizará como variable exógena en los futuros modelos predictivos para la demanda. En una segunda etapa a partir de la estructura de autocorrelación de la serie corregida se ajustó un modelo ARIMA estacional para poder pronosticar el periodo 2014 – 2027.

### Modelo ARIMA Estacional para INACER

```
arima(x = (Inacer.2 - mean(Inacer.2)), order = c(2, 1, 0), seasonal = list(order = c(3, 0, 1), period = 4), include.mean = FALSE, fixed = c(0, NA, NA, NA, NA, NA))
```

Coefficients:

```
ar1 ar2 sar1 sar2 sar3 smal  
0-0.26430.7584-0.34350.5770-0.8729  
s.e.0 0.15770.1565 0.16910.1393 0.2217
```

```
sigma^2 estimated as 21.94:log likelihood = -129.83,aic = 271.65
```

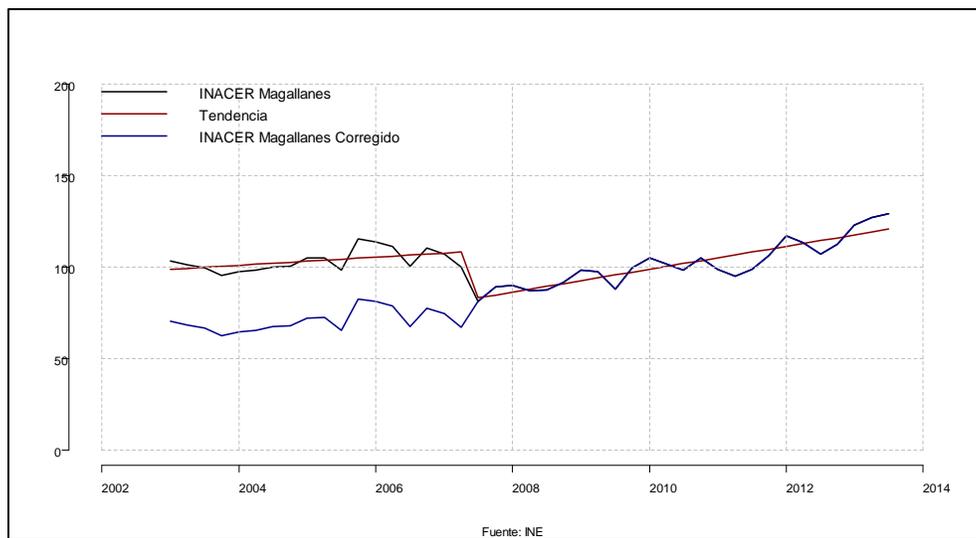


Figura 49: INACER Magallanes

La Figura 50 muestra que el error del modelo no presenta estructura de dependencia y pasa la prueba Box-Ljung de independencia. El ajuste trimestral obtuvo un  $R^2$  igual a 93,77%, un MAPE (*Mean Absolute Percentage*) igual a 3,92 y un coeficiente de Theil igual a 0,65. En el diagnóstico de residuos, el gráfico de Box-Ljung muestra la ubicación del valor-p para la hipótesis de independencia en la suma de autocorrelaciones a diferentes horizontes. Si los valores p están sobre la banda 0,05 diremos que no existe suficiente evidencia estadística para rechazar la hipótesis de independencia entre los errores y se apoyaría la idea de una secuencia no correlacionada.

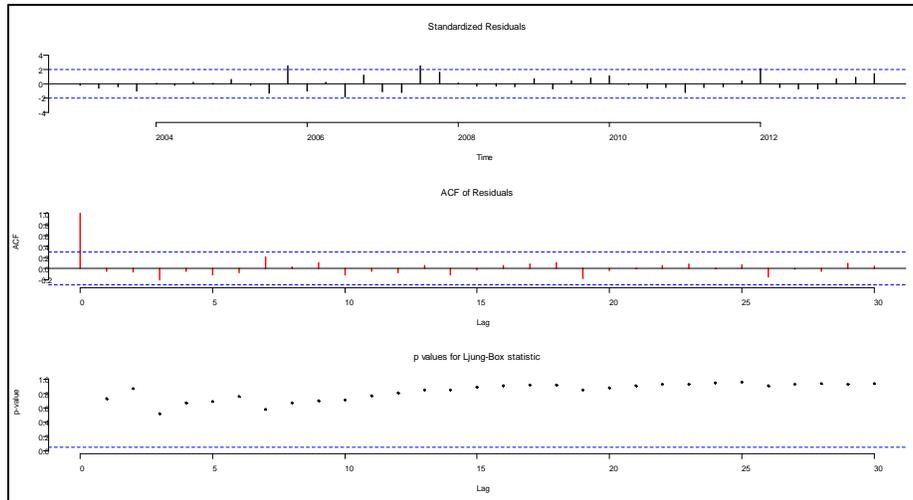


Figura 50: Diagnostico de Residuos Modelo ARIMA Estacional

La Tabla 218 muestra la alta correlación lineal que en general existe entre el índice INACER y las ventas de energía de los sistemas medianos de Edelmag. Solamente en el caso de Puerto Williams el coeficiente de correlación anual no resulto ser significativamente distinto de cero a un nivel del 5%.

Tabla 218: Correlación Lineal INACER Magallanes vs Venta de Energía

	Sistemas EDELMAG	Sistema P. Arenas	Barra P. Arenas	Barra Tres Puentes	Sistema P. Natales	Sistema Porvenir	Sistema P. Williams
$r^2$	0,947	0,916	0,969	0,784	0,957	0,877	0,699
valor-p	0,00035	0,00137	0,00007	0,02130	0,00019	0,00426	0,05390

Es importante destacar que si bien el INACER es un indicador representativo de la actividad productiva de la región, tiene incorporado el efecto de rubros de alto impacto económico, pero que no forman parte de los clientes de Edelmag, y por lo tanto no inciden directamente en el consumo eléctrico de la región. Este es el caso de la explotación y refinación de petróleo, la producción de metanol y la minería de carbón, industrias que adicionalmente han experimentado variaciones importantes en los últimos 10 años. Por lo tanto, es un índice único para toda la región que no discrimina por sistemas, y que cuya variación no necesariamente impacta directamente en la demanda de Edelmag.

**Proyección del INACER:** la Tabla 219, muestra el pronóstico estimado del modelo propuesto, junto con la tasa promedio de crecimiento calculada para el periodo 2014 – 2027, que está en entorno a un 3%. La Figura 51, ilustra el pronóstico trimestral y una banda de confianza del 95%.

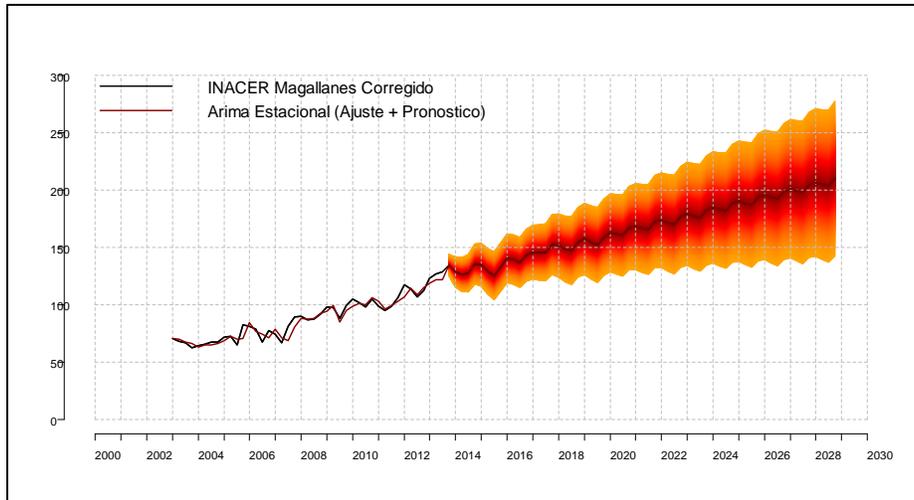


Figura 51: Ajuste y Pronostico INACER Magallanes

Tabla 219: Pronóstico y Tasa de Crecimiento para el índice INACER

Año	1er TRIMESTRE	2do TRIMESTRE	3er TRIMESTRE	4to TRIMESTRE	INACER PROMEDIO	TASA CRECIMIENTO
2008	90,0	87,2	87,8	91,9	89,2	14,1%
2009	98,6	97,6	88,2	99,8	96,1	7,6%
2010	105,0	102,0	98,5	105,4	102,7	6,9%
2011	98,9	95,0	98,8	106,4	99,8	-2,9%
2012	117,4	113,7	107,1	112,8	112,8	13,0%
2013	123,1	127,3	129,3	135,3	128,8	14,2%
2014	128,8	126,4	127,6	135,7	129,6	0,7%
2015	134,7	128,8	124,7	132,2	130,1	0,4%
2016	140,0	138,9	136,4	142,7	139,5	7,2%
2017	145,4	145,3	145,6	152,5	147,2	5,5%
2018	151,0	147,9	146,7	154,1	149,9	1,9%
2019	156,6	153,5	150,9	157,9	154,8	3,2%
2020	162,0	160,7	159,3	166,1	162,0	4,7%
2021	167,5	165,8	164,9	172,0	167,6	3,4%
2022	173,0	170,4	168,7	175,8	172,0	2,6%
2023	178,5	176,3	174,5	181,4	177,7	3,3%
2024	183,9	182,2	180,9	187,8	183,7	3,4%
2025	189,4	187,3	186,0	193,0	188,9	2,8%
2026	194,9	192,6	191,0	197,9	194,1	2,7%
2027	200,3	198,3	196,8	203,7	199,8	2,9%
2028	205,8	203,8	202,4	209,4	205,3	2,8%

### 25.3 Predicción de Demanda Eléctrica

Para la predicción de demanda de los sistemas de Punta Arenas, Porvenir, Puerto Natales y Puerto Williams, se utilizará la información de ventas de energía mensual por Barra. Cada barra será pronosticado por dos metodologías distintas, una que considerará la información mensual y la estructura de correlación interna que presenten (Modela ARIMA estacional) y otro más simple, llamado Modelo de Ajuste Parcial, que considerará la información agregada anual, el efecto que puede presentar en la tendencia la serie el INACER de Magallanes y la información del año anterior.

#### 25.3.1 Barra Punta Arenas

**Modelo SARIMAX:** La información entregada por Edelmag para esta barra, presenta un comportamiento no estacionario, ya que se observa una tendencia global creciente y un claro patrón estacional mensual. A partir de la estructura de correlación interna se propone un modelo ARIMA Estacional (1,1,1)(0,1,1)<sub>12</sub> cuya salida estadística se presenta a continuación:

```
arima(x = Y - mean(Y), order = c(1, 1, 1),  
seasonal = list(order = c(0, 1, 1), period = 12), include.mean = F)  
  
Coefficients:  
  ar1ma1 sma1  
0.6506-0.9510-0.9243  
s.e.0.1827 0.1783 0.5317  
  
sigma^2 estimated as 4.754e+10:log likelihood = -1148.63,  
aic = 2305.27
```

Se observa que los coeficientes del modelo son estadísticamente significativos<sup>16</sup> y en la Figura 52 se ilustra el ajuste, el pronóstico mensual hasta el año 2027 y un intervalo de predicción con una confianza del 95%, las cuales son muy ajustadas a la predicción.

<sup>16</sup>Consideraremos significativo a una probabilidad de error tipo I inferior a un 5%.

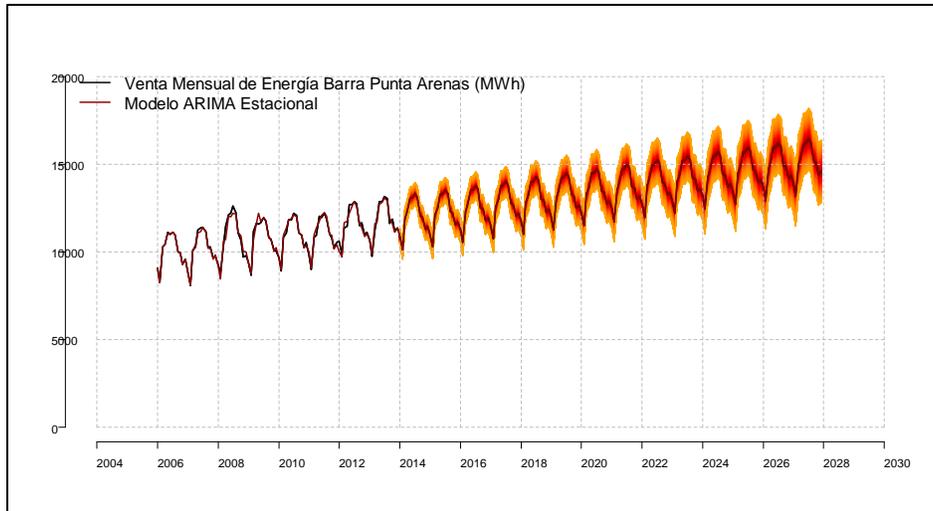


Figura 52: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Barra Punta Arenas

Las Figura 53 y Figura 54, muestran que los errores del modelo ARIMA estacional son no correlacionados y la hipótesis de independencia no es rechazada por el estadístico de Box-Ljung. La Figura 55 muestra el ajuste y pronóstico anual de la venta de energía. Esta información agregada presenta un MAPE igual a 0,4065 y un coeficiente de Theil igual a 0,02970.

Por último, la Tabla 220 muestra el pronóstico para el período 2014 – 2017 y la tasa de crecimiento anual estimada, la cual en promedio se encuentra en torno a un 1,8%.

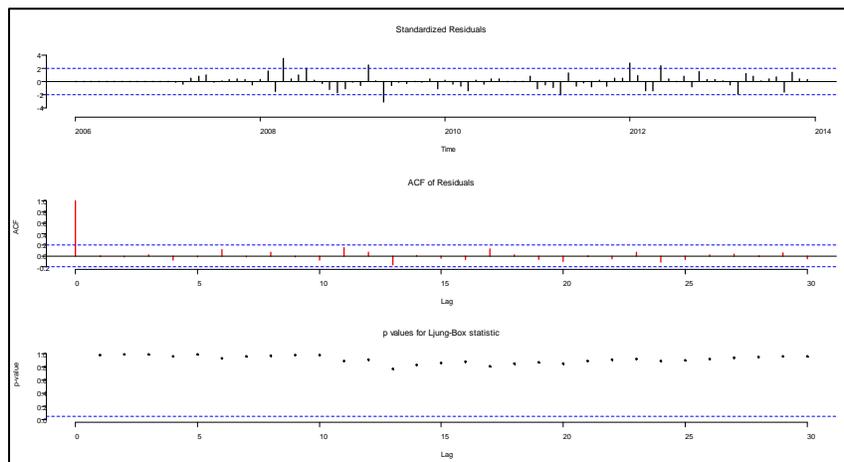


Figura 53: Diagnostico Residuos Modelo ARIMA Estacional Punta Arenas

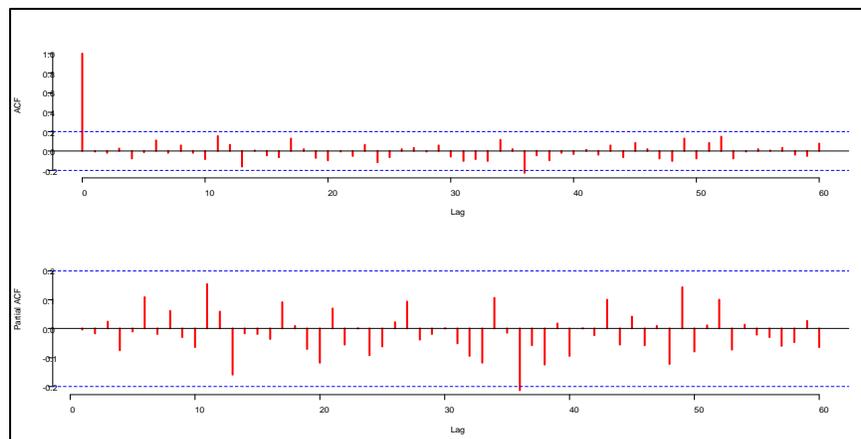


Figura 54: ACF y PACF Residuos Modelo ARIMA Estacional Punta Arenas

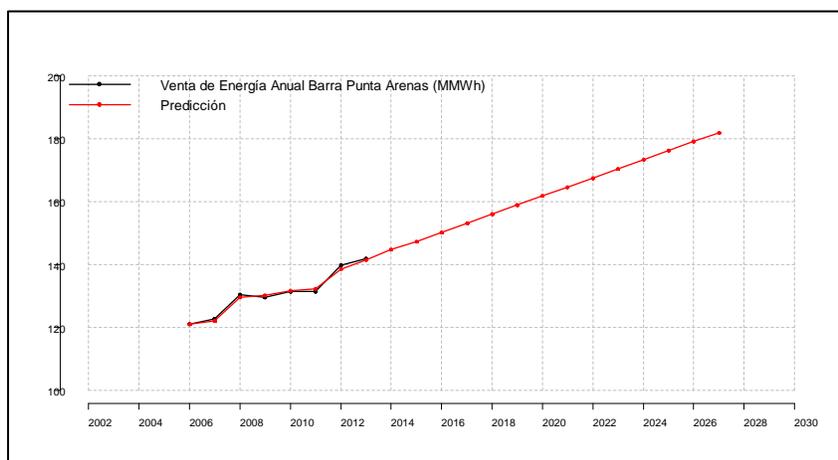


Figura 55: Ajuste y Pronóstico Anualizado Modelo ARIMA Estacional

Tabla 220: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Punta Arenas Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa Crecimiento
2006	9.079,4	8.257,7	10.292,7	10.448,4	11.121,9	11.005,4	11.153,7	10.971,8	10.015,1	9.966,2	9.314,5	9.579,8	121.206,6	
2007	8.950,0	8.119,3	10.058,0	10.376,7	11.260,3	11.384,2	11.395,1	11.189,5	10.268,9	10.293,8	9.676,0	9.770,6	122.742,5	1,27%
2008	9.267,9	8.820,3	10.341,6	11.457,6	12.128,6	12.220,1	12.622,4	12.259,9	11.083,5	10.703,8	9.705,9	9.794,1	130.405,6	6,24%
2009	9.415,9	8.678,2	11.187,5	11.649,6	11.617,8	11.673,3	11.976,5	11.754,6	10.830,0	10.739,0	10.128,4	10.047,9	129.698,7	-0,54%
2010	9.696,4	8.938,7	10.836,5	11.112,1	11.837,6	11.870,3	12.241,4	12.113,0	11.117,6	10.985,6	10.269,6	10.544,0	131.562,9	1,44%
2011	9.811,9	9.013,9	10.860,9	10.989,7	12.045,7	11.968,0	12.237,7	11.906,7	11.047,1	10.828,7	10.285,2	10.558,5	131.553,9	-0,01%
2012	10.636,6	9.901,3	11.394,2	11.475,0	12.724,6	12.730,1	12.887,4	12.750,9	11.520,5	11.686,3	10.976,5	11.122,9	139.806,2	6,27%
2013	10.672,4	9.773,2	11.262,1	11.984,9	12.905,6	12.904,9	13.191,7	13.058,0	11.641,5	11.888,8	11.234,4	11.406,4	141.923,8	1,51%
2014	10.929,0	10.130,5	11.934,4	12.323,4	13.090,3	13.096,5	13.337,0	13.123,8	12.056,1	12.009,3	11.325,3	11.485,0	144.840,6	2,06%
2015	11.064,1	10.302,5	12.130,3	12.534,9	13.312,0	13.324,7	13.569,6	13.359,1	12.293,2	12.247,6	11.564,4	11.724,6	147.427,0	1,79%
2016	11.304,0	10.542,6	12.370,6	12.775,2	13.552,4	13.565,2	13.810,0	13.599,6	12.533,7	12.488,1	11.804,9	11.965,1	150.311,3	1,96%
2017	11.544,5	10.783,1	12.611,1	13.015,7	13.792,9	13.805,7	14.050,5	13.840,1	12.774,2	12.728,6	12.045,4	12.205,6	153.197,3	1,92%
2018	11.785,0	11.023,6	12.851,6	13.256,2	14.033,4	14.046,2	14.291,0	14.080,6	13.014,7	12.969,1	12.285,9	12.446,1	156.083,3	1,88%
2019	12.025,5	11.264,1	13.092,1	13.496,7	14.273,9	14.286,7	14.531,5	14.321,1	13.255,2	13.209,6	12.526,4	12.686,6	158.969,3	1,85%
2020	12.266,0	11.504,6	13.332,6	13.737,2	14.514,4	14.527,2	14.772,0	14.561,6	13.495,7	13.450,1	12.766,9	12.927,1	161.855,4	1,82%
2021	12.506,5	11.745,1	13.573,1	13.977,7	14.754,9	14.767,7	15.012,5	14.802,1	13.736,2	13.690,6	13.007,4	13.167,6	164.741,4	1,78%
2022	12.747,0	11.985,6	13.813,6	14.218,2	14.995,4	15.008,2	15.253,0	15.042,6	13.976,7	13.931,1	13.247,9	13.408,1	167.627,4	1,75%
2023	12.987,5	12.226,2	14.054,1	14.458,7	15.235,9	15.248,7	15.493,5	15.283,1	14.217,2	14.171,6	13.488,4	13.648,6	170.513,4	1,72%
2024	13.228,1	12.466,7	14.294,6	14.699,2	15.476,4	15.489,2	15.734,0	15.523,6	14.457,7	14.412,1	13.728,9	13.889,1	173.399,5	1,69%
2025	13.468,6	12.707,2	14.535,1	14.939,7	15.716,9	15.729,7	15.974,5	15.764,1	14.698,2	14.652,6	13.969,4	14.129,6	176.285,5	1,66%
2026	13.709,1	12.947,7	14.775,6	15.180,2	15.957,4	15.970,2	16.215,0	16.004,6	14.938,7	14.893,1	14.209,9	14.370,1	179.171,5	1,64%
2027	13.949,6	13.188,2	15.016,1	15.420,7	16.197,9	16.210,7	16.455,5	16.245,1	15.179,2	15.133,6	14.450,4	14.610,6	182.057,6	1,61%

**Modelo de Ajuste Parcial:** Al estimar el siguiente Modelo de Ajuste Parcial a la serie anual

$$Y_t = \delta \cdot \beta_0 + \delta \cdot \beta_1 \cdot INACER_t + (1 - \delta) \cdot Y_{t-1} + Z_t, \text{con}\{Z_t\} \sim RB(0, \sigma^2)$$

Se obtienen la siguiente salida:

```
Formula: Y0 ~ delta * beta0 + delta * betal * Inacer.0 + (1 - delta) * Y1

Parameters:
Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
beta0 9.369e+072.502e+06 37.44 3.04e-06 ***
betal 3.731e+052.463e+04 15.15 0.000111 ***
delta 1.623e+003.175e-015.11 0.006933 **
---
Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1584000 on 4 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 3
Achieved convergence tolerance: 5.494e-07
(1 observation deleted due to missingness)
```

Es importante notar que el aporte del INCAER es significativo. Los errores no presentan una estructura de correlación significativa, pero la hipótesis de independencia es rechazada por el test de Box-Ljung (Ver Figura 56 y Figura 57).

La Figura 58 ilustra el pronóstico logrado por el modelo de ajuste parcial junto a un intervalo de predicción del 95%. La Tabla 221, entrega la tasa de crecimiento estimada la cual se encuentra en torno a 1,3%.

El MAPE logrado por el ajuste parcial es igual a 0,8577, mientras que el coeficiente de Theil resultó igual a 0,0881. Notar que ambos valores de bondad de ajuste son mayores a los logrados en la estimación agregada por el modelo ARIMA estacional, es decir, la calidad de ajuste es mejor en modelo ARIMA estacional.

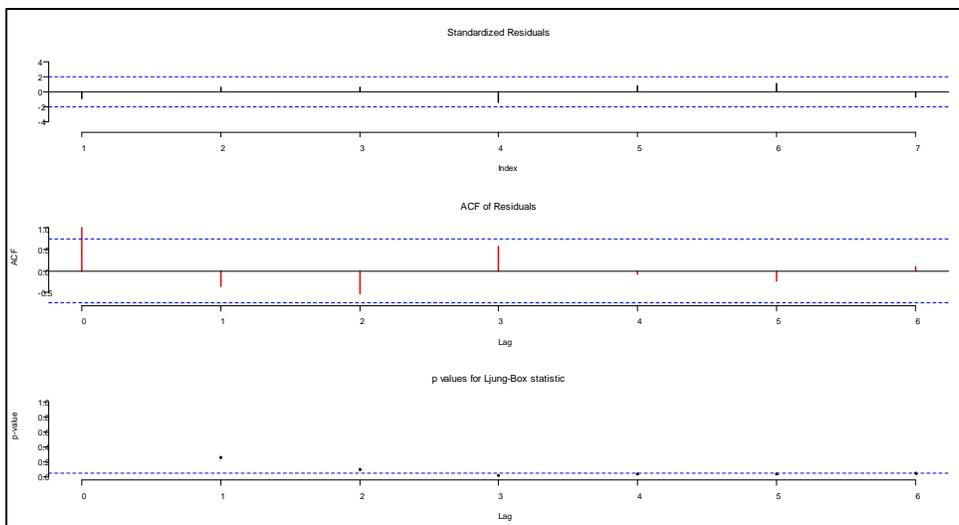


Figura 56: Diagnostico Residuos Modelo ARIMA Estacional Punta Arenas

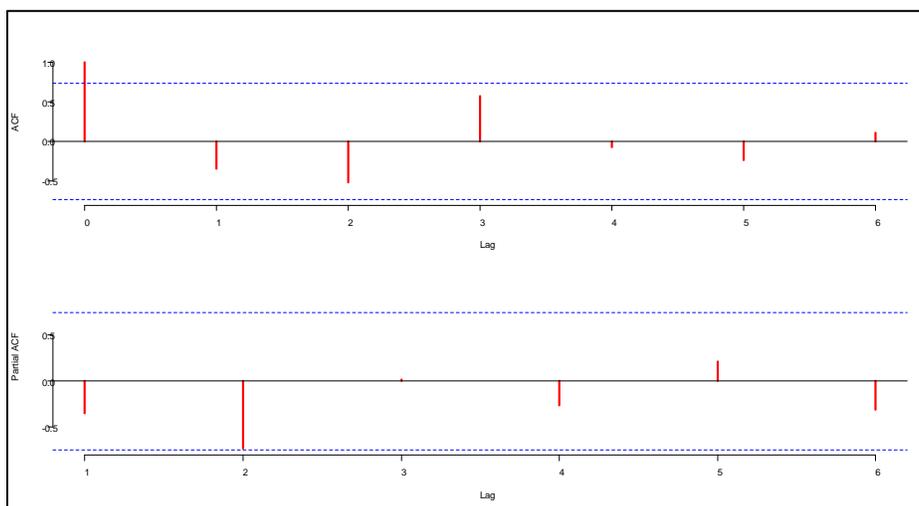


Figura 57: ACF y PACF Residuos Modelo ARIMA Estacional Punta Arenas

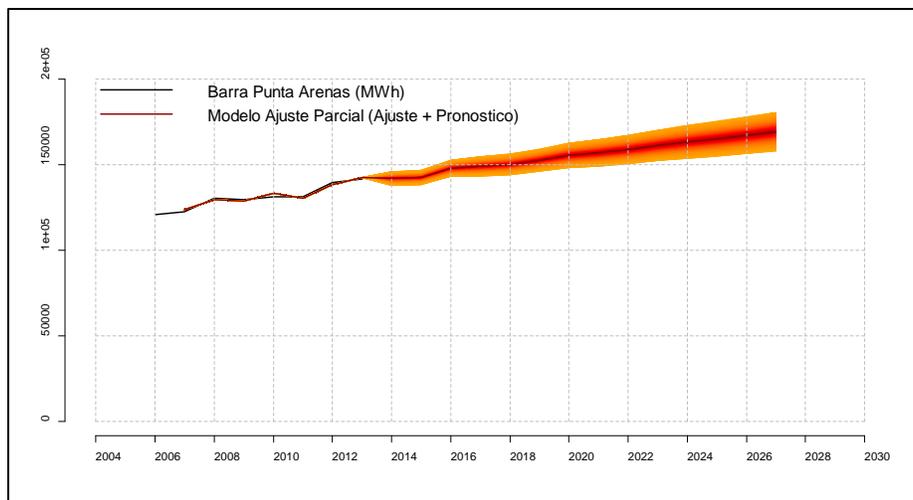


Figura 58: Ajuste y Pronóstico Modelo Ajuste Parcial Punta Arenas

Tabla 221: Pronóstico (en MW) y Tasa de Crecimiento Barra Punta Arenas Ajuste Parcial

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total	121.207	122.742	130.406	129.699	131.563	131.554	139.806	141.924
Tasa Crecimiento		1,27%	6,24%	-0,54%	1,44%	-0,01%	6,27%	1,51%

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total	142.176	142.673	148.125	149.234	150.357	152.811	155.650	157.158
Tasa Crecimiento	0,18%	0,35%	3,82%	0,75%	0,75%	1,63%	1,86%	0,97%

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total	159.022	161.381	163.509	165.320	167.366	169.497
Tasa Crecimiento	1,19%	1,48%	1,32%	1,11%	1,24%	1,27%

### 25.3.2 Barra Tres Puentes

**Modelo SARIMAX:** La información de esta barra, presenta un comportamiento no estacionario, ya que se observa una tendencia creciente al principio hasta el año 2010, y a partir del año 2011 se observa que la tendencia empieza a decaer, además hay un patrón estacional cada 12 meses. A partir de la estructura de correlación interna se propone un modelo **ARIMA Estacional (1,0,0)(3,0,3)12** cuya salida estadística se presenta a continuación:

```
arima(x = Y - mean(Y), order = c(1, 0, 0), seasonal = list(order = c(3, 0, 3), period = 12),  
include.mean = FALSE, fixed = c(NA, 0, 0, NA, NA, 0, NA))
```

Coefficients:

```
ar1sar3sma1 sma3
```

```
0.94650.90860.4510-0.5397
```

```
s.e.0.03020.06330.1267 0.1801
```

```
sigma^2 estimated as 5.248e+10:log likelihood = -1343.29,aic = 2696.59
```

Se observa que los coeficientes del modelo son estadísticamente significativos y en la Figura 59 se ilustra el ajuste, el pronóstico mensual hasta el año 2027 y un intervalo de predicción con una confianza del 95%.

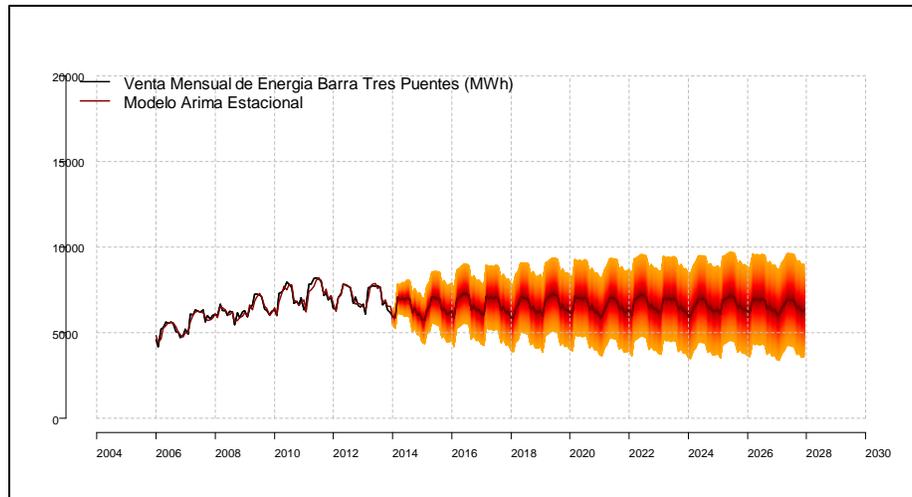


Figura 59: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Tres Puentes

La Figura 60 y la Figura 61 muestran que los errores del modelo ARIMA estacional son no correlacionados y la hipótesis de independencia no es rechazada por el estadístico de Box-Ljung.

La Figura 62 muestra el ajuste y pronóstico anual de la venta de energía para la Barra Tres Puentes. Esta información agregada presenta un MAPE igual a 0,6934 y un coeficiente de Theil igual a 0,00607.

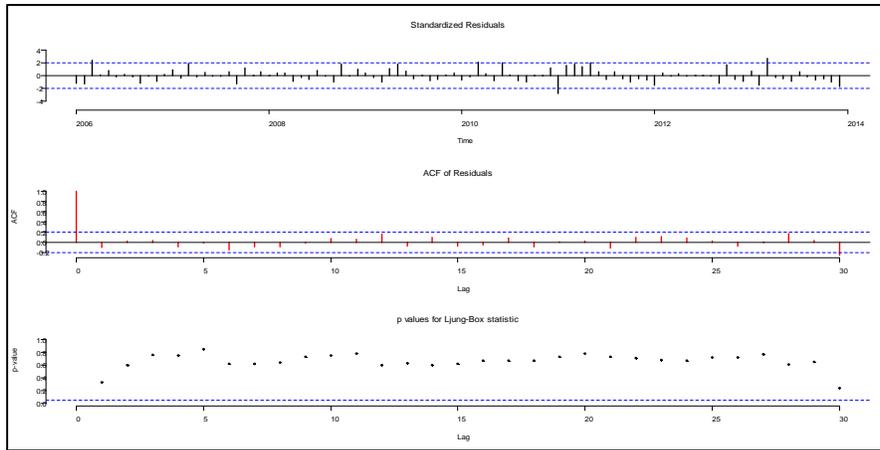


Figura 60: Diagnostico Residuos Modelo ARIMA Estacional Tres Puentes

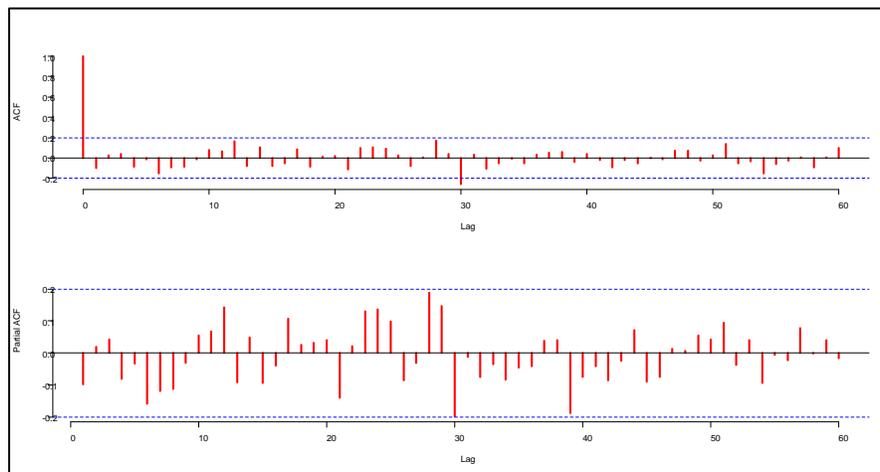


Figura 61: ACF y PACF Residuos Modelo ARIMA Estacional Tres Puentes

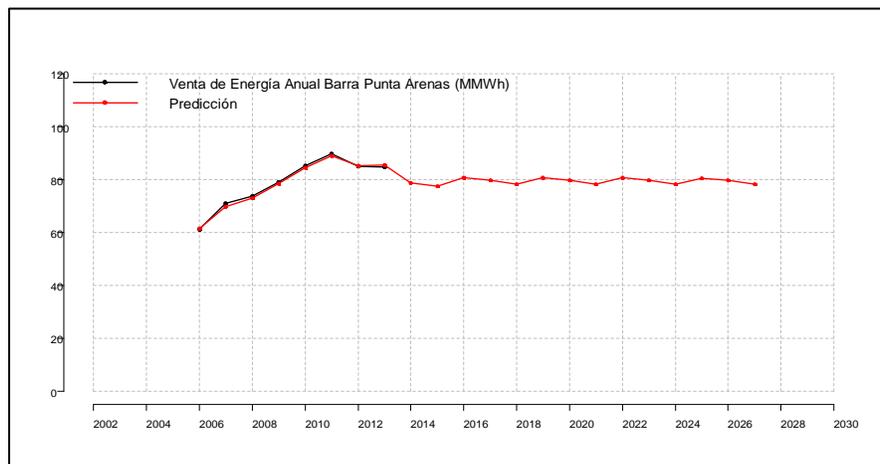


Figura 62: Ajuste y Pronóstico Anualizado Modelo ARIMA Estacional Tres Puentes

La Tabla 22 muestra el pronóstico para el período 2014 – 2017 y la tasa de crecimiento estimada con el modelo SARIMAX, la cual en promedio se encuentra en torno a un -0,5%, debido a que los dos últimos años la tasa pasó de un 5,25% a -2,21% (2012) y -0,16% (2013).

**Modelo de Ajuste Parcial:** Por otra parte, el Modelo de Ajuste Parcial propuesto anteriormente arrojó los siguientes resultados:

```
Formula: Y0 ~ delta * beta0 + delta * beta1 * Inacer.0 + (1 - delta) * Y1
```

```
Parameters:
```

```
Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
```

```
beta0 1.184e+089.550e+07 1.2390.283
```

```
beta1 -2.755e+058.305e+05-0.3320.757
```

```
delta 2.668e-012.601e-01 1.0260.363
```

```
Residual standard error: 3433000 on 4 degrees of freedom
```

```
Number of iterations to convergence: 3
```

```
Achieved convergence tolerance: 1.329e-07
```

A diferencia de la Barra de Punta Arenas, para la Barra Tres Puentes el aporte del INACER no resultó significativo. Las Figura 63 y Figura 64 muestran que los residuos del modelo pasan la prueba de independencia de Box-Ljung y la carencia de estructura de correlación.

Tabla 222: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Tres Puentes Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa Crecimiento
2006	4.598,7	4.182,6	5.213,3	5.292,2	5.633,3	5.574,3	5.649,4	5.557,3	5.072,7	5.047,9	4.717,8	4.852,2	61.391,6	
2007	5.236,9	4.942,8	6.096,2	6.045,7	6.354,3	6.274,6	6.222,8	6.367,3	5.634,4	6.006,2	5.796,0	6.003,6	70.980,8	15,62%
2008	6.109,6	6.023,6	6.689,2	6.309,2	6.310,9	6.029,2	6.265,6	6.213,3	5.469,3	6.173,0	5.903,4	6.244,3	73.740,8	3,89%
2009	6.306,2	5.928,5	6.420,2	6.631,0	7.264,1	7.272,9	7.208,5	7.083,7	6.375,3	6.323,6	6.047,3	6.282,6	79.143,8	7,33%
2010	6.350,7	6.006,7	7.298,4	7.398,2	7.541,8	7.987,9	7.841,5	7.654,7	6.710,9	6.836,2	6.624,7	7.049,3	85.300,9	7,78%
2011	6.342,1	6.626,2	7.847,0	7.868,2	8.196,6	8.216,5	8.134,4	8.077,4	7.169,3	7.343,5	6.919,9	7.037,3	89.778,3	5,25%
2012	6.420,0	6.373,7	7.051,5	7.313,0	7.830,8	7.792,3	7.736,2	7.638,1	6.735,5	7.083,1	6.620,6	6.504,8	85.099,6	-5,21%
2013	6.702,3	6.079,7	7.648,4	7.666,8	7.752,6	7.725,0	7.763,0	7.648,8	6.627,0	6.821,9	6.358,9	6.165,3	84.959,6	-0,16%
2014	5.950,3	5.884,0	7.101,0	6.966,9	7.027,9	6.946,2	7.058,3	6.969,9	6.194,2	6.448,8	6.073,0	6.139,7	78.760,2	-7,30%
2015	5.774,4	5.713,5	6.346,5	6.569,5	7.079,5	7.067,6	7.029,3	6.975,9	6.324,3	6.448,9	6.119,2	6.140,0	77.588,8	-1,49%
2016	6.251,4	5.880,7	6.990,7	7.057,5	7.212,9	7.307,4	7.274,6	7.199,2	6.368,7	6.608,7	6.308,7	6.330,7	80.791,2	4,13%
2017	6.128,4	6.061,6	7.161,3	7.033,6	7.083,5	7.004,0	7.100,9	7.015,9	6.306,6	6.533,8	6.188,3	6.245,2	79.863,1	-1,15%
2018	5.909,7	5.851,0	6.423,0	6.622,6	7.083,1	7.069,6	7.032,3	6.981,4	6.387,0	6.498,0	6.196,4	6.213,3	78.267,4	-2,00%
2019	6.312,7	5.974,1	6.981,0	7.040,2	7.180,0	7.264,5	7.233,3	7.163,6	6.407,7	6.624,7	6.351,0	6.370,0	80.902,7	3,37%
2020	6.185,2	6.123,7	7.122,0	7.005,2	7.049,8	6.976,8	7.064,2	6.986,3	6.341,2	6.547,0	6.232,6	6.283,7	79.917,5	-1,22%
2021	5.978,4	5.924,6	6.443,9	6.624,9	7.042,9	7.030,2	6.996,0	6.949,4	6.409,0	6.509,6	6.235,2	6.250,3	78.394,3	-1,91%
2022	6.340,4	6.032,5	6.947,2	7.000,7	7.127,5	7.204,1	7.175,6	7.112,1	6.425,1	6.622,1	6.373,3	6.390,4	80.751,1	3,01%
2023	6.222,4	6.166,3	7.073,3	6.967,1	7.007,5	6.941,1	7.020,4	6.949,5	6.363,3	6.550,2	6.264,4	6.310,8	79.836,3	-1,13%
2024	6.033,3	5.984,4	6.456,2	6.620,5	7.000,4	6.988,8	6.957,6	6.915,2	6.424,2	6.515,5	6.266,2	6.279,9	78.442,1	-1,75%
2025	6.361,7	6.081,8	6.913,0	6.961,6	7.076,8	7.146,3	7.120,4	7.062,7	6.438,5	6.617,4	6.391,3	6.406,8	80.578,4	2,72%
2026	6.254,1	6.203,2	7.027,3	6.930,8	6.967,5	6.907,1	6.979,2	6.914,8	6.382,1	6.551,9	6.292,2	6.334,4	79.744,5	-1,03%
2027	6.082,2	6.037,7	6.466,4	6.615,8	6.960,9	6.950,3	6.922,0	6.883,5	6.437,3	6.520,3	6.293,7	6.306,1	78.476,2	-1,59%

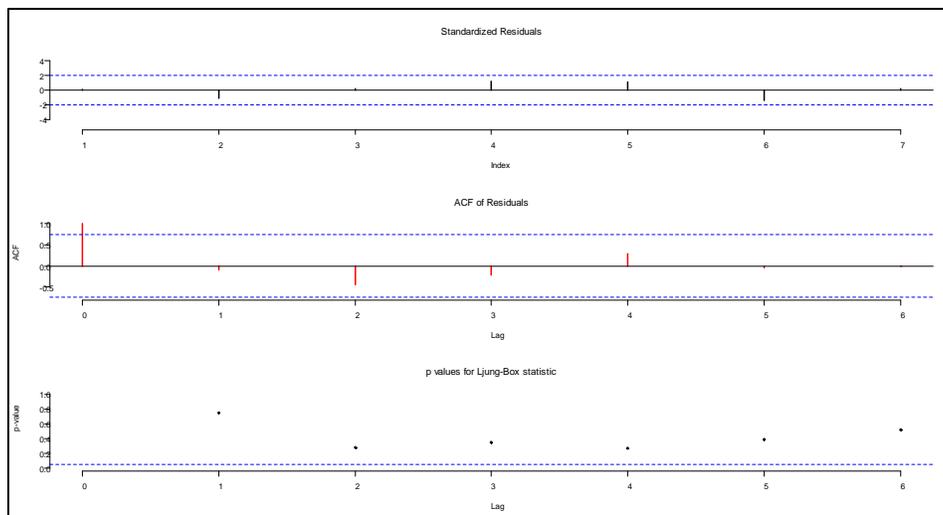


Figura 63: Diagnostico Residuos Modelo Ajuste Parcial Tres Puentes

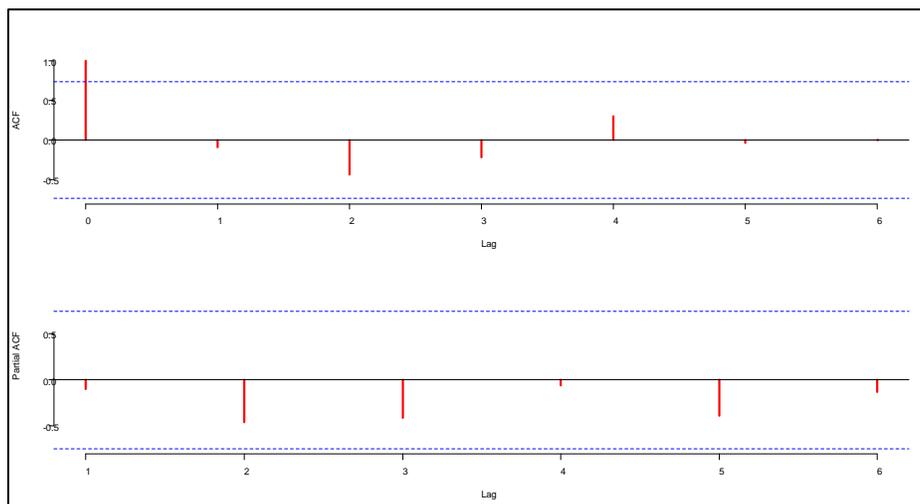


Figura 64: ACF y PACF Residuos Modelo Ajuste Parcial Tres Puentes

La Figura 65 ilustra el pronóstico logrado por el modelo de ajuste parcial junto a un intervalo de predicción del 95%. La Tabla 223 entrega la tasa anual de crecimiento estimada la cual se encuentra en torno a -1,7%, debido a que en los últimos años la tasa va decreciendo, por otra parte el ajuste, no permite afirmar que la tasa estimada siempre ira decreciendo en el futuro.

El MAPE logrado por el ajuste es igual a 2,537, mientras que el coeficiente de Theil resultó igual a 0,4411. Al comparar estos indicadores de bondad de ajuste con los obtenidos del modelo ARIMA estacional, vemos que son 365% y 7266% mayores respectivamente, es decir, nuevamente el ajuste logrado por el modelo ARIMA estacional sería el más adecuado.

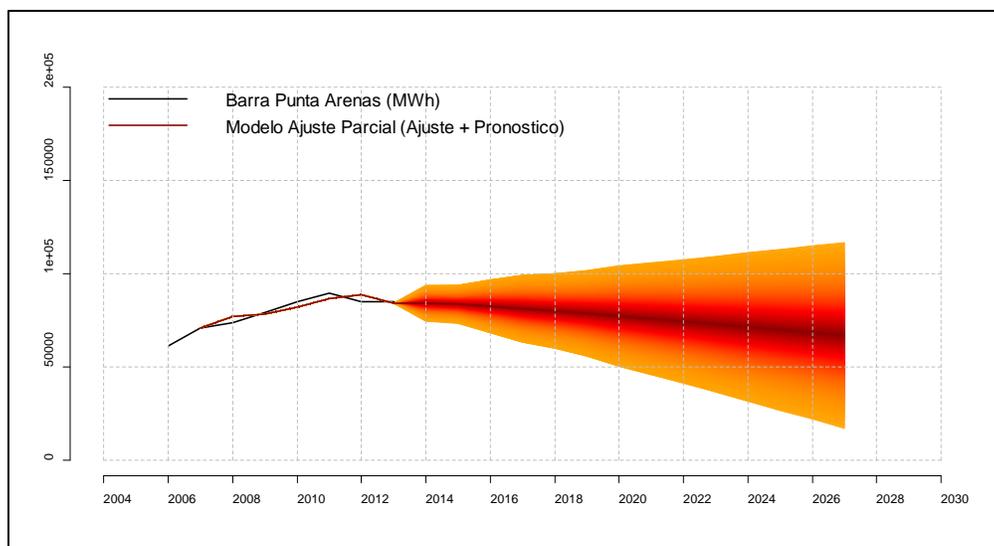


Figura 65: Ajuste y Pronóstico Modelo Ajuste Parcial Tres Puentes

Tabla 223: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Tres Puentes Ajuste Parcial

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total [MW]	61.391,6	70.980,8	73.740,8	79.143,8	85.300,9	89.778,3	85.099,6	84.959,6
Tasa Crecimiento		15,62%	3,89%	7,33%	7,78%	5,25%	-5,21%	-0,16%

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total [MW]	84.343,3	83.811,9	82.722,9	81.377,7	80.171,3	78.904,0	77.444,8	75.977,3
Tasa Crecimiento	-0,73%	-0,63%	-1,30%	-1,63%	-1,48%	-1,58%	-1,85%	-1,89%

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total [MW]	74.561,1	73.095,4	71.584,2	70.095,5	68.618,7	67.122,6
Tasa Crecimiento	-1,86%	-1,97%	-2,07%	-2,08%	-2,11%	-2,18%

Es importante notar la influencia que tiene el cambio en el nivel consumo de los últimos años, que impacta fuertemente en la tendencia proyectada de crecimiento de Tres Puentes, que tiende a mostrar un crecimiento plano y presenta incluso tasas negativas de crecimiento. Sin embargo, estos cambios en el consumo de Tres Puentes se deben a que en años recientes se han redistribuido las cargas de los alimentadores entre las centrales Punta Arenas y Tres Puentes, lo que distorsiona la evolución de los registros por barra, sin que ello represente cambios en el patrón de consumos total de los clientes.

Por lo tanto, lo más recomendable es realizar la proyección de consumo para el sistema de Punta Arenas de forma agregada, sumando los consumos de las dos barras, en lugar de proyectar los consumos por barra de manera independiente.

### 25.3.3 Sistema Punta Arenas

**Modelo SARIMAX:** La información para el sistema de Punta Arenas (Barras Punta Arenas y Tres Puentes), presenta un comportamiento no estacionario con tendencia creciente y un muy marcado patrón estacional cada 12 meses. A partir de la estructura de correlación interna se propone un modelo **ARIMA Estacional (7,1,7)(0,1,1)<sub>12</sub>** cuya salida estadística se presenta a continuación:

```
arima(x = Y - mean(Y), order = c(7, 1, 7), seasonal = list(order = c(0, 1, 1), period = 12),
include.mean = F,
fixed = c(0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, NA, NA, 0, 0, 0, 0, 0, 0, NA, NA))

Coefficients:
ar7ma1 ma7 sma1
-0.4785-0.59600.2464-0.6473
s.e.0.1544 0.08740.1284 0.1321

sigma^2 estimated as 6.922e+10:log likelihood = -1157.37,aic = 2324.74
```

Se observa que los coeficientes del modelo son estadísticamente significativos y en la Figura 66 se ilustra el ajuste, el pronóstico mensual hasta el año 2027 y un intervalo de predicción con una confianza del 95%.

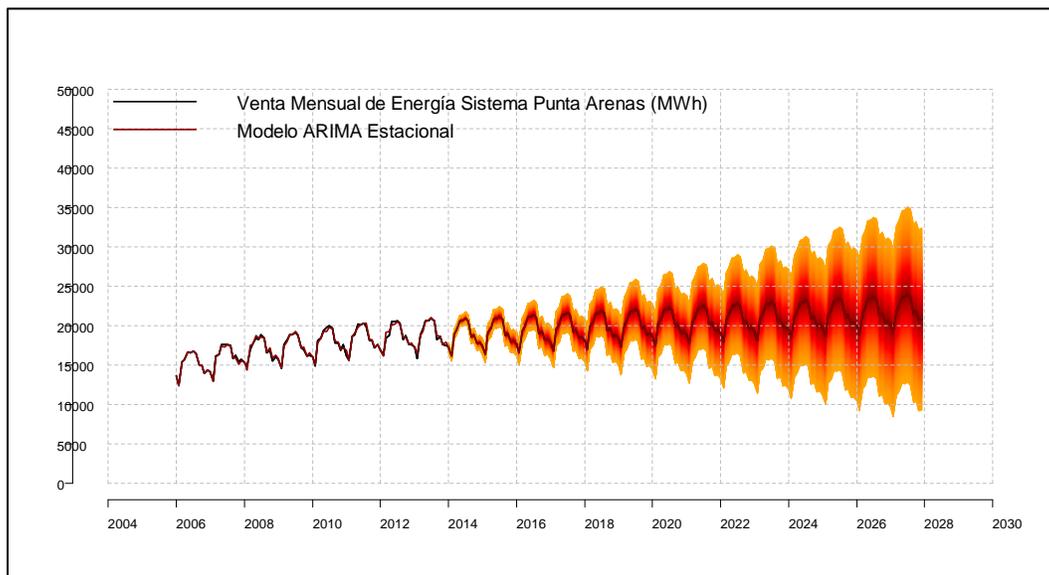


Figura 66: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Punta Arenas

La Figura 67 y la Figura 68 muestran que los errores del modelo ARIMA estacional son no correlacionados y la hipótesis de independencia no es rechazada por el estadístico de Box-Ljung. La Figura 69 muestra el ajuste y pronóstico anual de la venta de energía para la Barra Tres Puentes. Esta información agregada presenta un MAPE igual a 0.4469 y un coeficiente de Theil igual a 0.02739. La Tabla 224 muestra el pronóstico para el período 2014 – 2017 y la tasa de crecimiento estimada con el modelo SARIMAX, la cual en promedio se encuentra en torno a un 1,25%.

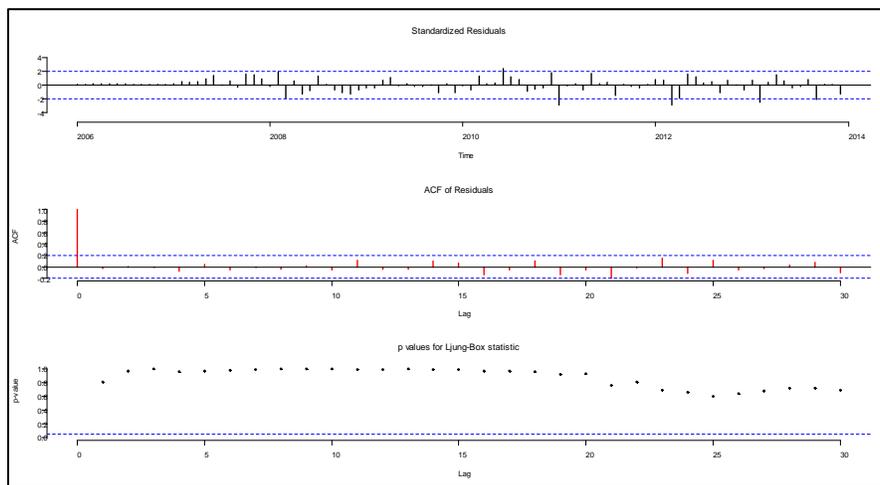


Figura 67: Diagnostico Residuos Modelo ARIMA Estacional Sistema Punta Arenas

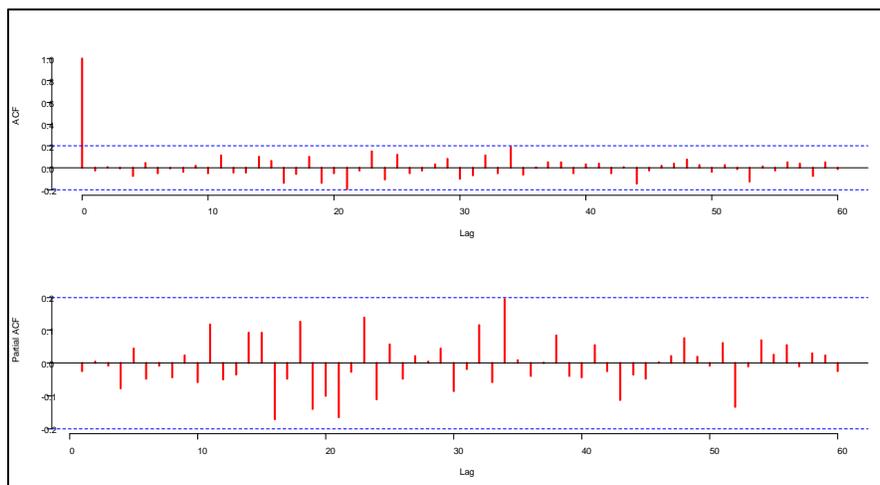


Figura 68: ACF y PACF Residuos Modelo ARIMA Estacional Sistema Punta Arenas

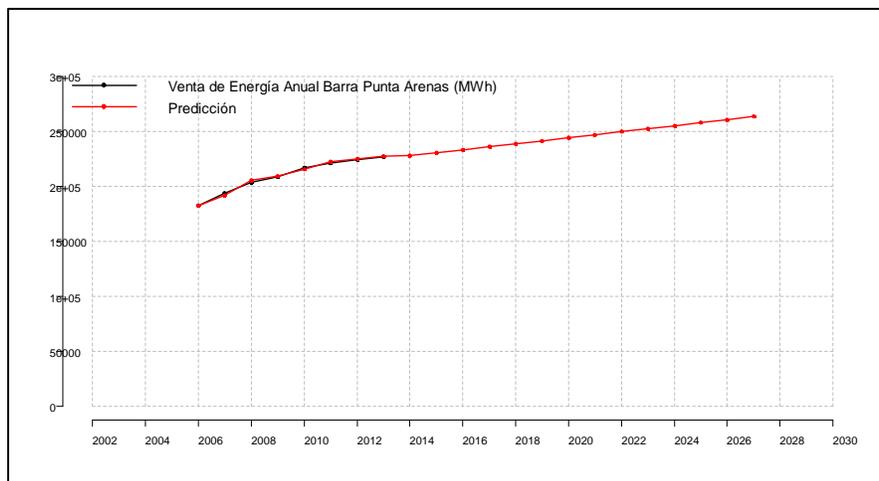


Figura 69: Ajuste y Pronóstico Anualizado Modelo ARIMA Estacional Sistema Punta Arenas

**Modelo de Ajuste Parcial:** Por otra parte, el Modelo de Ajuste Parcial propuesto anteriormente arrojó los siguientes resultados:

```

Formula: Y0 ~ delta * beta0 + delta * betal * Inacer.0 + (1 - delta) *
Y1

Parameters:
Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
beta0 2.447e+087.636e+07 3.205 0.0327 *
betal -5.794e+045.824e+05-0.099 0.9255
delta 2.016e-011.181e-01 1.706 0.1631
---
Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1693000 on 4 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 3
Achieved convergence tolerance: 2.474e-07
(1 observation deleted due to missingness)
    
```

Podemos ver en la salida que el aporte del INACER en presencia del rezago de la serie no resultó significativo. Las Figura 70 y Figura 71 muestran que los residuos del modelo pasan la prueba de independencia de Box-Ljung y la carencia de estructura de correlación.

Tabla 224: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema Punta Arenas Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa Crecimiento
2006	13.678,1	12.440,3	15.505,9	15.740,6	16.755,1	16.579,7	16.803,1	16.529,1	15.087,8	15.014,1	14.032,4	14.431,9	182.598,2	0,00%
2007	14.186,9	13.062,1	16.154,2	16.422,4	17.614,6	17.658,8	17.617,9	17.556,8	15.903,3	16.300,0	15.472,1	15.774,2	193.723,3	6,09%
2008	15.377,5	14.843,9	17.030,8	17.766,7	18.439,5	18.249,4	18.888,0	18.473,2	16.552,9	16.876,8	15.609,4	16.038,4	204.146,4	5,38%
2009	15.722,0	14.606,6	17.607,7	18.280,6	18.881,9	18.946,1	19.185,0	18.838,2	17.205,3	17.062,7	16.175,7	16.330,5	208.842,5	2,30%
2010	16.047,2	14.945,4	18.134,8	18.510,3	19.379,4	19.858,1	20.082,8	19.767,7	17.828,5	17.821,8	16.894,3	17.593,3	216.863,8	3,84%
2011	16.154,0	15.640,0	18.707,8	18.857,9	20.242,2	20.184,6	20.372,1	19.984,0	18.216,4	18.172,2	17.205,1	17.595,8	221.332,2	2,06%
2012	17.056,6	16.275,0	18.445,7	18.788,0	20.555,3	20.522,4	20.623,6	20.389,0	18.256,0	18.769,5	17.597,0	17.627,7	224.905,8	1,61%
2013	17.374,7	15.852,9	18.910,5	19.651,7	20.658,2	20.629,9	20.954,7	20.706,7	18.268,5	18.710,6	17.593,3	17.571,8	226.883,4	0,88%
2014	17.325,8	16.176,8	19.017,1	19.611,9	20.694,0	20.758,5	21.037,6	20.629,3	18.577,8	18.854,2	17.738,3	17.965,1	228.386,5	0,66%
2015	17.524,2	16.407,3	19.299,4	19.808,8	20.963,3	21.017,2	21.245,7	20.930,7	18.863,8	19.115,4	18.040,4	18.232,5	231.448,7	1,34%
2016	17.796,7	16.704,0	19.551,5	20.068,3	21.234,5	21.269,0	21.514,0	21.196,6	19.118,1	19.391,1	18.312,6	18.499,0	234.655,3	1,39%
2017	18.072,5	16.971,9	19.820,5	20.342,9	21.498,9	21.535,0	21.782,8	21.460,9	19.386,2	19.658,6	18.577,5	18.768,8	237.876,5	1,37%
2018	18.341,5	17.239,5	20.090,3	20.610,9	21.767,2	21.804,6	22.050,0	21.728,5	19.654,4	19.925,8	18.845,5	19.036,7	241.094,9	1,35%
2019	18.608,8	17.508,0	20.358,6	20.878,8	22.035,6	22.072,6	22.318,1	21.996,8	19.922,2	20.193,8	19.113,6	19.304,5	244.311,5	1,33%
2020	18.876,9	17.776,0	20.626,5	21.146,9	22.303,7	22.340,6	22.586,2	22.264,9	20.190,3	20.461,9	19.381,6	19.572,6	247.527,9	1,32%
2021	19.144,9	18.044,0	20.894,5	21.415,0	22.571,7	22.608,7	22.854,3	22.532,9	20.458,3	20.729,9	19.649,6	19.840,6	250.744,3	1,30%
2022	19.412,9	18.312,0	21.162,5	21.683,0	22.839,8	22.876,7	23.122,3	22.800,9	20.726,4	20.997,9	19.917,6	20.108,6	253.960,7	1,28%
2023	19.681,0	18.580,0	21.430,6	21.951,0	23.107,8	23.144,7	23.390,3	23.069,0	20.994,4	21.266,0	20.185,7	20.376,7	257.177,1	1,27%
2024	19.949,0	18.848,1	21.698,6	22.219,1	23.375,8	23.412,8	23.658,4	23.337,0	21.262,4	21.534,0	20.453,7	20.644,7	260.393,5	1,25%
2025	20.217,0	19.116,1	21.966,6	22.487,1	23.643,9	23.680,8	23.926,4	23.605,0	21.530,5	21.802,0	20.721,7	20.912,7	263.609,9	1,24%
2026	20.485,1	19.384,1	22.234,7	22.755,1	23.911,9	23.948,8	24.194,4	23.873,1	21.798,5	22.070,1	20.989,8	21.180,8	266.826,3	1,22%
2027	20.753,1	19.652,2	22.502,7	23.023,2	24.179,9	24.216,9	24.462,5	24.141,1	22.066,5	22.338,1	21.257,8	21.448,8	270.042,7	1,21%

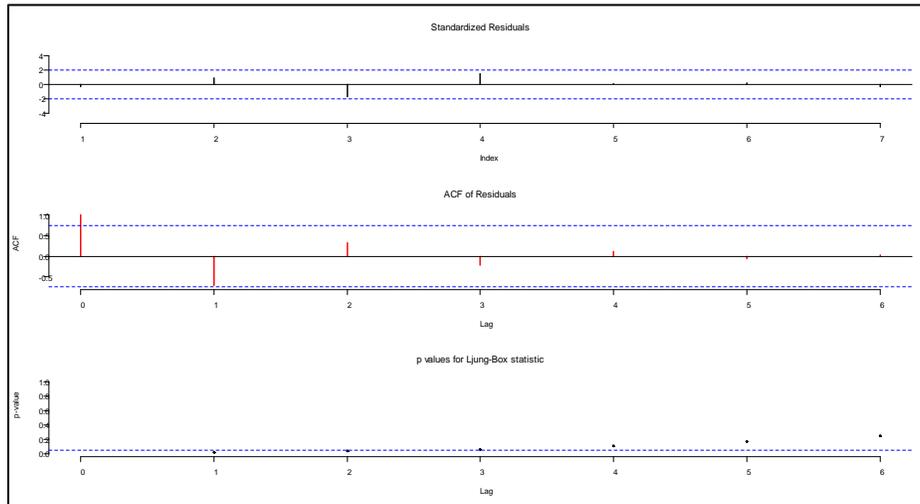


Figura 70: Diagnostico Residuos Modelo Ajuste Parcial Sistema Punta Arenas

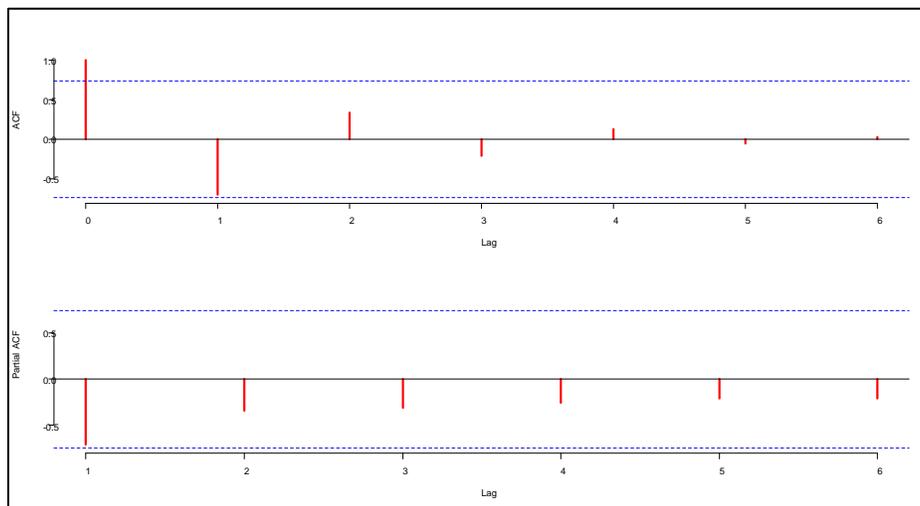


Figura 71: ACF y PACF Residuos Modelo Ajuste Parcial Sistema Punta Arenas

La Figura 72 ilustra el pronóstico logrado por el modelo de ajuste parcial junto a un intervalo de predicción del 95%. La Tabla 225 entrega la tasa anual de crecimiento estimada la cual se encuentra en torno a 0,2%.

El MAPE logrado por el ajuste es igual a 0.45582, mientras que el coeficiente de Theil resultó igual a 0.083004. Al comparar estos indicadores de bondad de ajuste con los obtenidos del modelo ARIMA estacional, vemos que son 102% y 303% mayores respectivamente, es decir, nuevamente el ajuste logrado por el modelo ARIMA estacional sería el más adecuado.

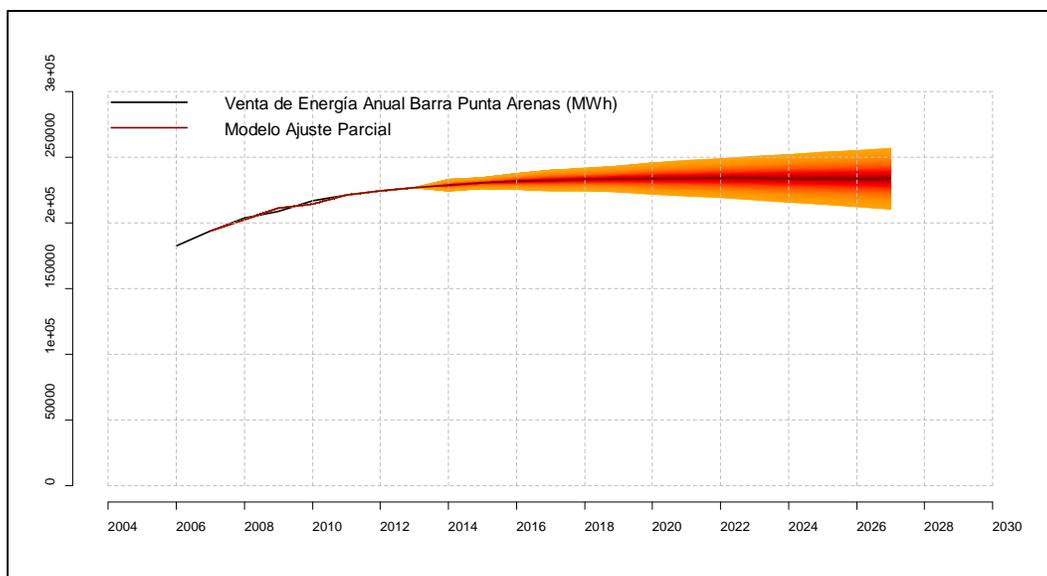


Figura 72: Ajuste y Pronóstico Modelo Ajuste Sistema Punta Arenas

Tabla 225 Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema Punta Arenas

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total	182.598	193.723	204.146	208.842	216.864	221.332	224.906	226.883
Tasa Crecimiento		6,09%	5,38%	2,30%	3,84%	2,06%	1,61%	0,88%

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total	228.965	230.614	231.820	232.696	233.360	233.830	234.120	234.289
Tasa Crecimiento	0,92%	0,72%	0,52%	0,38%	0,29%	0,20%	0,12%	0,07%

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total	234.370	234.366	234.294	234.176	234.021	233.831
Tasa Crecimiento	0,03%	0,00%	-0,03%	-0,05%	-0,07%	-0,08%

#### 25.3.4 Barra Puerto Natales

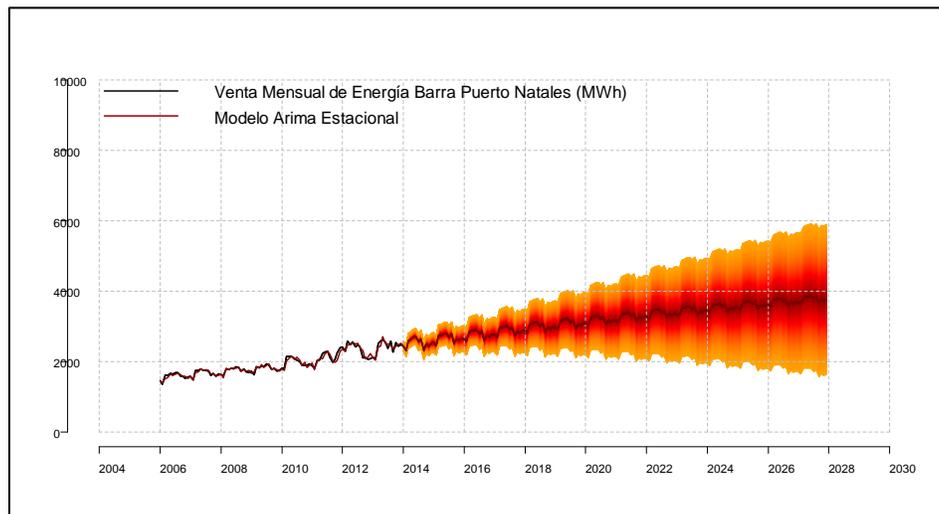
**Modelo SARIMAX:** Esta barra presenta un comportamiento no estacionario con tendencia creciente y patrón estacional cada 12 meses. A partir de la estructura de correlación interna se propone un modelo **ARIMA Estacional (11,1,3)(3,0,1)<sub>12</sub>** cuya salida estadística se presenta a continuación:

```
arima(x = Y - mean(Y), order = c(11, 1, 3), seasonal = list(order = c(3, 0, 1), period = 12),
include.mean = F, fixed = c(NA, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, NA, 0, 0, NA, NA, 0, 0, NA))

Coefficients:
ar1 ar11ma3sar1 sma1
-0.1254-0.4480-0.41590.9635-0.5870
s.e.0.0924 0.1044 0.09520.0306 0.1666

sigma^2 estimated as 4.207e+09:log likelihood = -1197.56,aic = 2407.12
```

Se observa que los coeficientes del modelo son estadísticamente significativos, excepto el coeficiente ar1 que se agregó para mejorar el diagnóstico de residuos. Figura 73 ilustra el ajuste, el pronóstico mensual hasta el año 2027 y un intervalo de predicción con una confianza del 95%.



**Figura 73: Ajuste y Pronóstico Barra Puerto Natales Modelo ARIMA Estacional**

Las Figura 74 y Figura 75, muestran que los residuos del modelo propuesto presentan estructura de correlación no significativa y la hipótesis de independencia no es rechazada por el estadístico de Box-Ljung. La Tabla 226 muestra el pronóstico anual del modelo. Los indicadores de bondad de ajuste MAPE y Theil son respectivamente 0,6623 y 0,017. La Tabla 226 entrega las predicciones y tasas de crecimiento anual, las cuales se encuentran en torno al 3.2%.

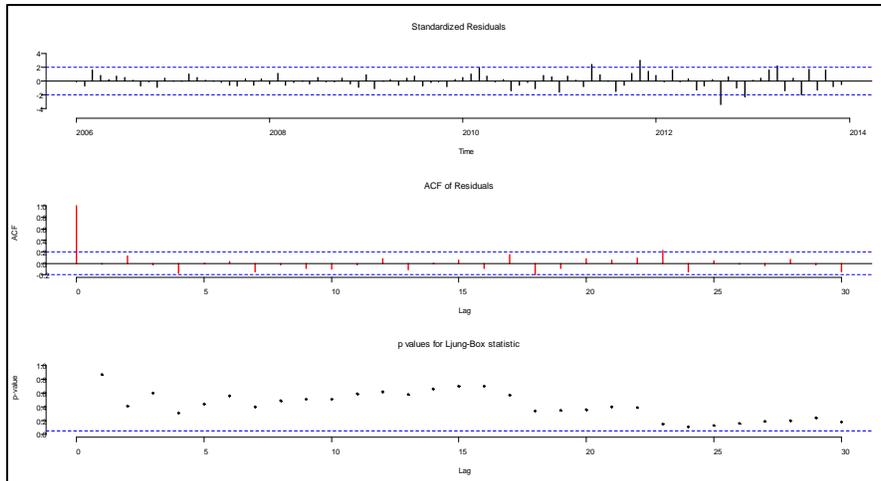


Figura 74: Diagnostico Residuos Modelo ARIMA Estacional Puerto Natales

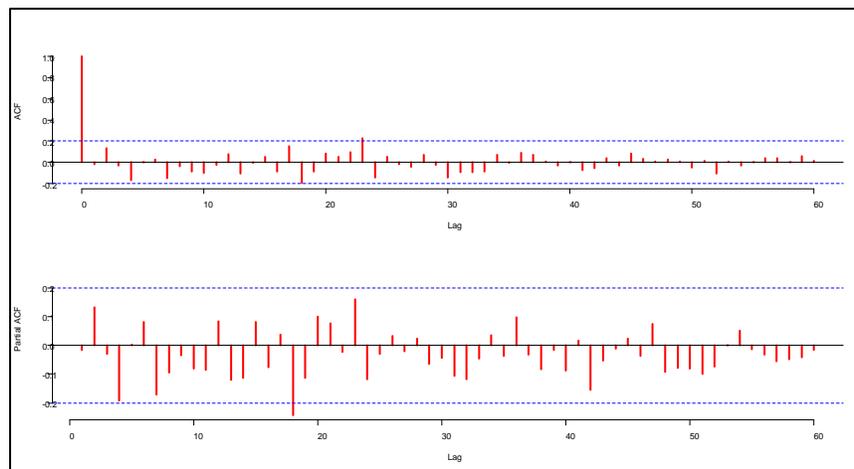


Figura 75: ACF y PACF Residuos Modelo ARIMA Estacional Puerto Natales

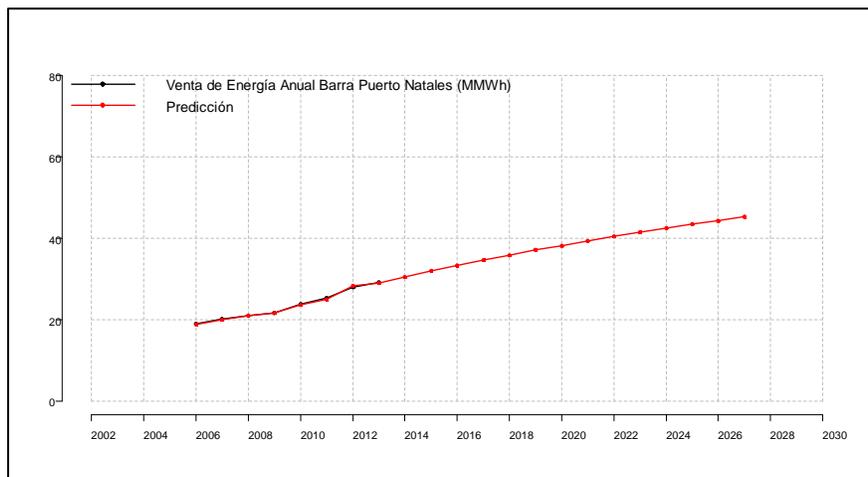


Figura 76: Ajuste y Pronóstico Anualizado Barra Puerto Natales Modelo ARIMA Estacional

**Modelo de Ajuste Parcial:** El modelo de Ajuste Parcial, para el agregado anual entrego la siguiente salida computacional:

```
Formula: Y0 ~ delta * beta0 + delta * betal * Inacer.0 + (1 - delta) *  
Y1  
  
Parameters:  
Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)  
beta0 4.100e+06 2.765e+07 0.1480.889  
betal -8.799e+03 9.995e+05 -0.0090.993  
delta -7.425e-02 3.620e-01 -0.205 0.848  
  
Residual standard error: 799600 on 4 degrees of freedom  
  
Number of iterations to convergence: 3  
Achieved convergence tolerance: 7.291e-06  
(1 observation deleted due to missingness)
```

Notar que el INACER no resulta significativo para modelar la tendencia de la serie en presencia del rezago. La Figura 77, ilustran el ajuste y pronóstico con banda de predicción al 95% de confianza. Las Figura 78 y Figura 79 muestran que los residuos de modelo están no correlacionados y la hipótesis de independencia no es rechazada por el estadístico Box-Ljung.

En la Tabla 227 se presenta el pronóstico anual y la tasa de crecimiento que se encuentran en torno a 7%.

Los indicadores de bondad de ajuste MAPE y coeficiente de Theil son respectivamente 1,9679 y 0,1738, con respecto al modelo ARIMA estacional son un 297% y 1018% más grandes, lo que apoya que el modelo ARIMA estacional ajusta de mejor manera.

Tabla 226 Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Puerto Natales Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa Crecimiento
2006	1.458,4	1.357,4	1.630,4	1.605,7	1.670,8	1.655,1	1.694,5	1.688,6	1.587,0	1.592,2	1.535,9	1.571,7	19.047,7	0,00%
2007	1.596,8	1.487,5	1.759,6	1.749,5	1.808,1	1.758,2	1.762,9	1.734,5	1.618,4	1.670,8	1.586,6	1.643,8	20.176,9	5,93%
2008	1.636,9	1.618,5	1.793,8	1.777,4	1.819,7	1.791,8	1.857,2	1.842,9	1.737,1	1.804,3	1.708,2	1.704,4	21.092,2	4,54%
2009	1.734,6	1.643,3	1.871,9	1.850,4	1.891,2	1.870,7	1.944,6	1.902,1	1.772,3	1.815,9	1.733,7	1.763,0	21.793,6	3,33%
2010	1.828,8	1.830,0	2.147,1	2.150,9	2.158,8	2.085,9	2.050,1	2.017,1	1.895,4	1.910,1	1.905,4	1.943,0	23.922,5	9,77%
2011	1.874,7	1.824,8	2.053,2	2.054,9	2.240,4	2.272,0	2.306,1	2.128,4	1.993,6	2.068,2	2.250,3	2.403,4	25.469,7	6,47%
2012	2.415,1	2.289,5	2.589,2	2.479,1	2.570,1	2.427,5	2.495,6	2.428,4	2.110,3	2.142,3	2.065,1	2.091,5	28.103,7	10,34%
2013	2.126,3	2.073,9	2.530,4	2.597,5	2.630,3	2.539,8	2.393,3	2.581,6	2.279,4	2.544,9	2.438,1	2.494,6	29.230,1	4,01%
2014	2.454,3	2.325,1	2.611,0	2.637,5	2.709,5	2.721,1	2.560,6	2.655,8	2.322,2	2.504,9	2.453,4	2.531,3	30.486,8	4,30%
2015	2.551,1	2.476,4	2.756,3	2.763,2	2.790,6	2.815,7	2.698,0	2.804,0	2.513,6	2.662,7	2.606,0	2.655,6	32.093,2	5,27%
2016	2.655,6	2.584,0	2.862,0	2.886,4	2.904,4	2.913,1	2.795,2	2.884,0	2.617,9	2.763,0	2.719,6	2.774,6	33.359,8	3,95%
2017	2.773,5	2.700,9	2.961,3	2.989,5	3.013,2	3.022,8	2.915,0	2.993,7	2.737,5	2.872,3	2.827,9	2.881,6	34.689,1	3,98%
2018	2.882,1	2.815,4	3.063,7	3.088,3	3.111,0	3.117,6	3.017,2	3.092,5	2.847,9	2.978,7	2.935,4	2.986,6	35.936,4	3,60%
2019	2.985,7	2.922,7	3.163,0	3.186,7	3.209,6	3.214,4	3.118,0	3.189,5	2.953,6	3.079,9	3.038,4	3.088,3	37.149,9	3,38%
2020	3.086,8	3.025,7	3.257,3	3.279,6	3.302,5	3.306,8	3.214,5	3.283,4	3.056,0	3.177,6	3.137,4	3.185,8	38.313,4	3,13%
2021	3.184,4	3.125,6	3.348,9	3.370,0	3.392,3	3.396,1	3.307,2	3.373,7	3.154,6	3.271,8	3.233,0	3.279,6	39.437,2	2,93%
2022	3.278,3	3.221,4	3.436,8	3.457,1	3.478,7	3.482,3	3.396,6	3.460,7	3.249,6	3.362,6	3.325,1	3.370,0	40.519,1	2,74%
2023	3.368,8	3.314,0	3.521,5	3.541,0	3.561,8	3.565,4	3.482,8	3.544,5	3.341,1	3.449,9	3.413,9	3.457,1	41.561,8	2,57%
2024	3.456,0	3.403,1	3.603,2	3.621,9	3.642,0	3.645,4	3.565,8	3.625,3	3.429,3	3.534,2	3.499,4	3.541,0	42.566,4	2,42%
2025	3.540,0	3.489,0	3.681,8	3.699,8	3.719,2	3.722,4	3.645,8	3.703,1	3.514,2	3.615,3	3.581,8	3.621,9	43.534,4	2,27%
2026	3.620,9	3.571,8	3.757,5	3.774,9	3.793,6	3.796,7	3.722,9	3.778,1	3.596,1	3.693,5	3.661,2	3.699,9	44.467,1	2,14%
2027	3.698,9	3.651,6	3.830,5	3.847,3	3.865,2	3.868,3	3.797,1	3.850,3	3.675,0	3.768,8	3.737,7	3.775,0	45.365,7	2,02%

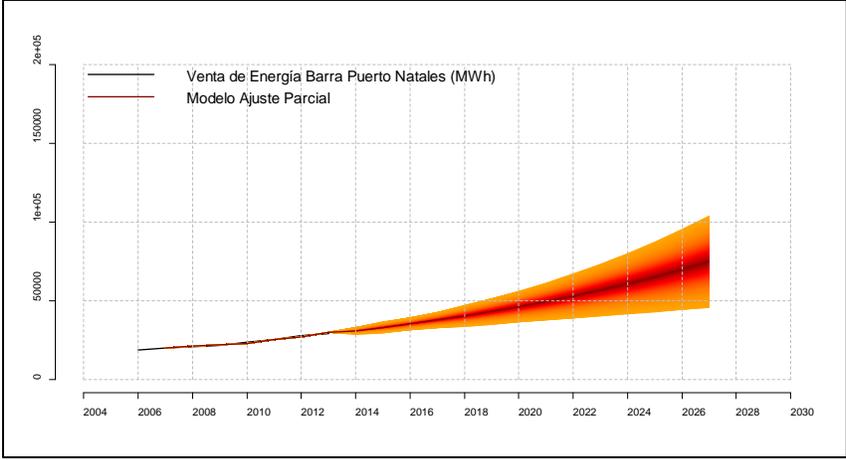


Figura 77: Ajuste y Pronóstico Barra Puerto Natales Modelo Ajuste Parcial

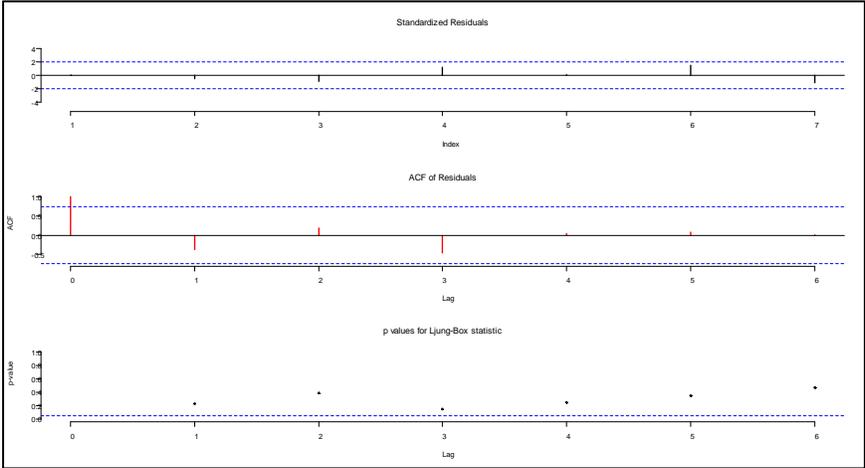


Figura 78: Diagnostico Residuos Modelo Ajuste Parcial Puerto Natales

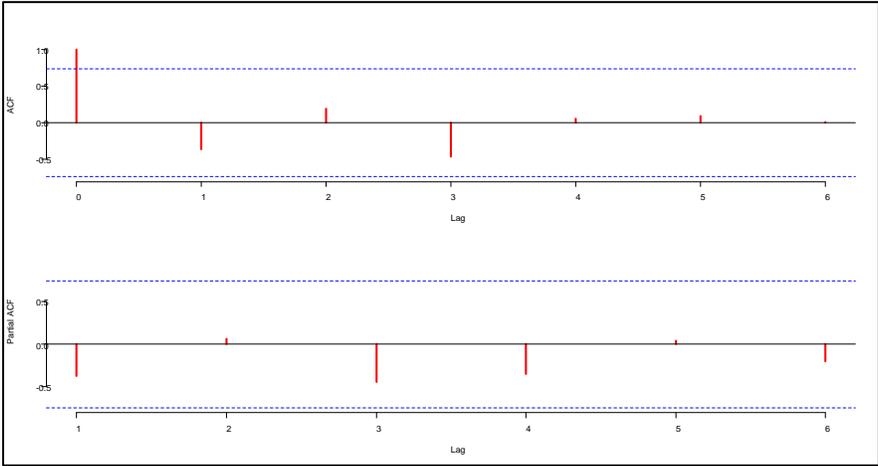


Figura 79: ACF y PACF Residuos Modelo Ajuste Parcial Puerto Natales

Tabla 227: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Puerto Natales Ajuste Parcial

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total	19.048	20.177	21.092	21.794	23.922	25.470	28.104	29.230
Tasa Crecimiento		5,93%	4,54%	3,33%	9,77%	6,47%	10,34%	4,01%

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total	31.181	33.277	35.535	37.966	40.579	43.390	46.414	49.666
Tasa Crecimiento	6,67%	6,72%	6,79%	6,84%	6,88%	6,93%	6,97%	7,01%

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total	53.163	56.923	60.966	65.313	69.986	75.010
Tasa Crecimiento	7,04%	7,07%	7,10%	7,13%	7,15%	7,18%

### 25.3.5 Barra Porvenir

**Modelo SARIMAX:** Esta barra presenta un comportamiento no estacionario con cambios de tendencias y patrón estacional cada 12 meses. A partir de la estructura de correlación interna se propone un modelo **ARIMA Estacional (1,1,1)(1,0,1)<sub>12</sub>** cuya salida estadística se presenta a continuación:

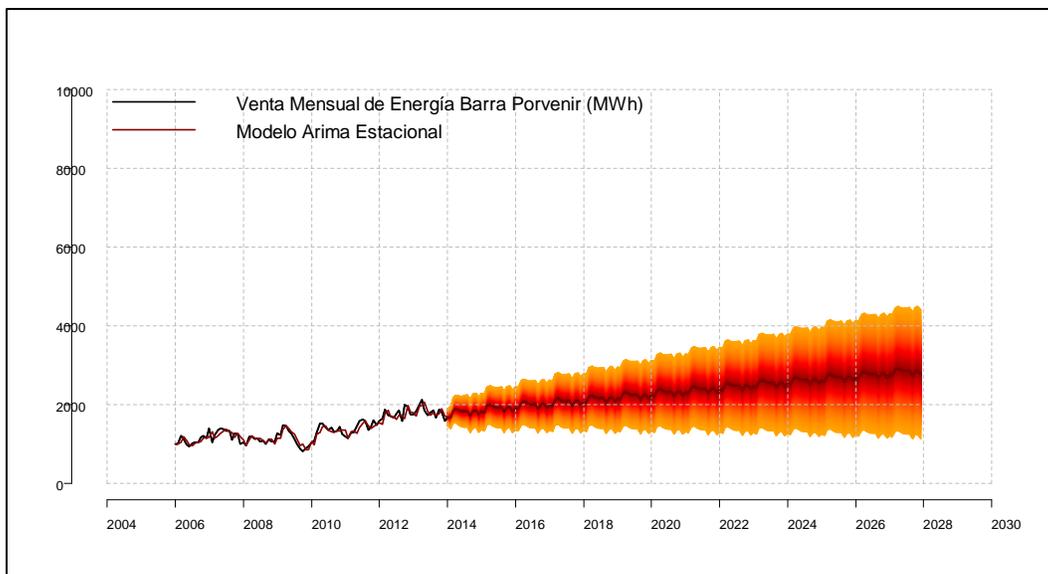
```

arima(x = Y - mean(Y), order = c(1, 1, 1), seasonal = list(order = c(1, 0, 1),
period = 12), include.mean = FALSE)

Coefficients:
ar1m1sar1 sma1
0.7958-0.93530.9937-0.9076
s.e.0.1281 0.0738 0.0667 0.4885

sigma^2 estimated as 1.123e+10:log likelihood = -1241.85,aic = 2493.7
    
```

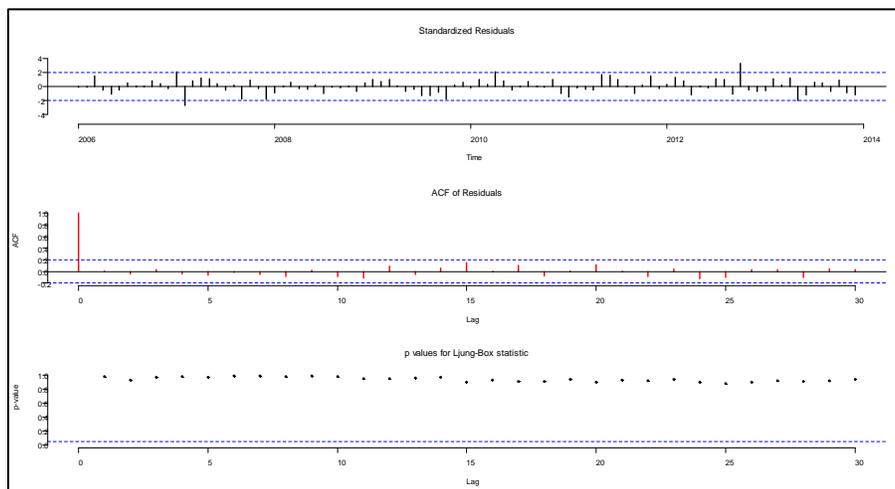
Se observa que los coeficientes del modelo son estadísticamente significativos. La Figura 80 ilustra el ajuste, el pronóstico mensual hasta el año 2027 y un intervalo de predicción con una confianza del 95%.



**Figura 80: Ajuste y Pronóstico Barra Porvenir Modelo ARIMA Estacional**

Las Figura 81 y Figura 82 muestran que los residuos del modelo propuesto presentan estructura de correlación no significativa y la hipótesis de independencia no es rechazada por el estadístico de Box-Ljung.

La Figura 83 muestra el pronóstico anual del modelo. Los indicadores de bondad de ajuste MAPE y Theil son respectivamente 1,536 y 0,0159. La Tabla 228 entrega las predicciones y tasas de crecimiento anual, las cuales se encuentra en torno a 3,2%



**Figura 81: Diagnostico Residuos Modelo ARIMA Estacional Porvenir**

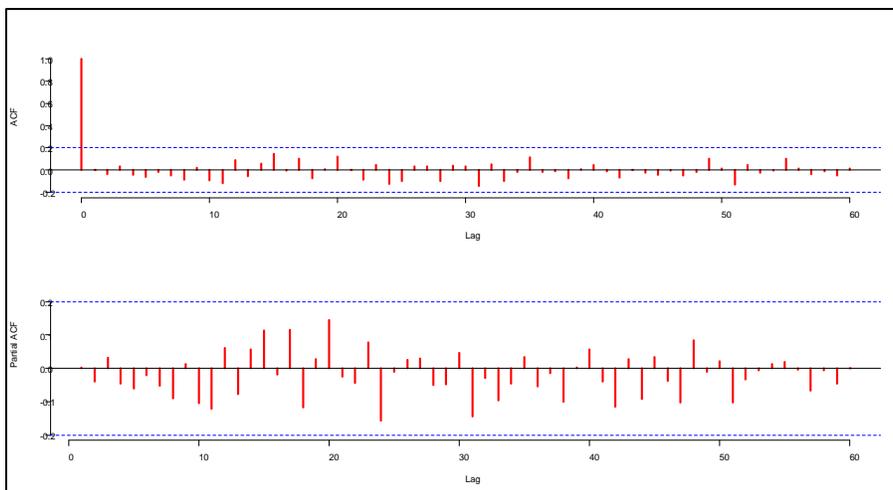


Figura 82: ACF y PACF Residuos Modelo ARIMA Estacional Porvenir

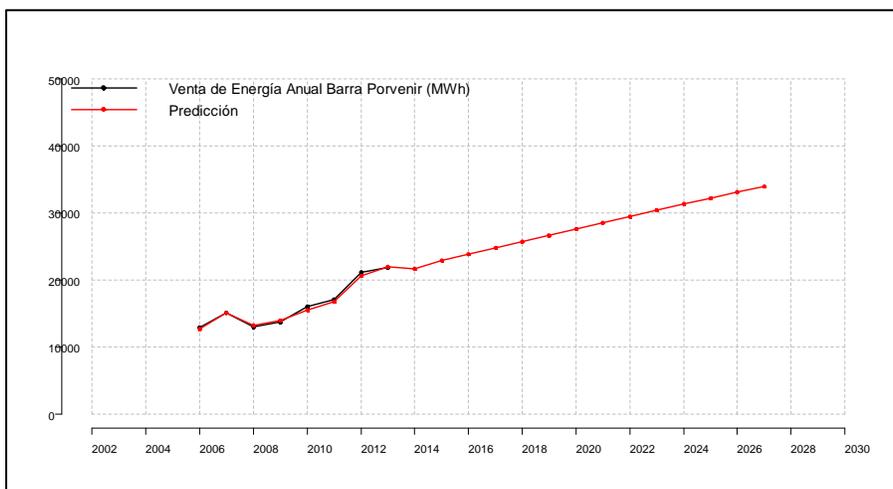


Figura 83: Ajuste y Pronóstico Anualizado Barra Porvenir Modelo ARIMA Estacional

**Modelo de Ajuste Parcial** El modelo de Ajuste Parcial, para el agregado anual entrego la siguiente salida computacional:

Formula:  $Y_0 \sim \text{delta} * \text{beta}_0 + \text{delta} * \text{beta}_1 * \text{Inacer}_0 + (1 - \text{delta}) * Y_1$

Parameters:

Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)

beta0 -2.605e+061.028e+07-0.2540.812

beta12.043e+051.109e+05 1.8420.139

delta5.328e-015.843e-01 0.9120.413

Residual standard error: 2052000 on 4 degrees of freedom

```
Number of iterations to convergence: 2  
Achieved convergence tolerance: 4.05e-07  
(1 observation deleted due to missingness)
```

Nuevamente el INACER no resulta significativo para modelar la tendencia de la serie en presencia del rezago. La Figura 84 ilustra el ajuste y pronóstico con banda de predicción al 95% de confianza. Las Figura 85 y Figura 86 muestran que los residuos de modelo están no correlacionados y la hipótesis de independencia no es rechazada por el estadístico Box-Ljung.

En la Tabla 228 se presenta el pronóstico anual y la tasa de crecimiento que se encuentran en torno a 3,9%. Los indicadores de bondad de ajuste MAPE y coeficiente de Theil son respectivamente 7,982 y 0,7864, con respecto al modelo ARIMA estacional son un 519% y 4962% más grandes, lo que apoya que el modelo ARIMA estacional ajusta de mejor manera.

Tabla 228 Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Porvenir Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa Crecimiento
2006	1.008,2	1.008,6	1.221,4	1.138,6	989,6	942,0	1.037,5	1.041,5	1.051,4	1.168,6	1.214,0	1.156,0	12.977,2	0,00%
2007	1.408,0	1.044,0	1.241,0	1.352,0	1.397,0	1.390,0	1.336,0	1.346,0	1.107,0	1.279,0	1.254,2	1.009,5	15.163,7	16,85%
2008	1.039,6	970,7	1.193,0	1.189,0	1.125,0	1.153,8	1.061,2	1.083,7	1.017,4	1.129,1	1.071,2	1.065,5	13.099,2	-13,61%
2009	1.268,6	1.246,9	1.486,5	1.474,3	1.340,4	1.282,2	1.126,5	1.011,9	886,7	822,1	897,0	937,8	13.781,1	5,21%
2010	1.047,9	1.101,5	1.301,0	1.537,4	1.535,1	1.429,3	1.365,5	1.417,0	1.312,5	1.342,3	1.445,0	1.263,6	16.098,1	16,81%
2011	1.203,4	1.144,7	1.290,7	1.296,3	1.461,1	1.596,5	1.633,4	1.592,9	1.368,8	1.440,2	1.614,0	1.484,8	17.126,8	6,39%
2012	1.584,5	1.651,7	1.873,0	1.739,8	1.717,9	1.681,4	1.768,7	1.852,1	1.600,5	2.007,4	1.948,5	1.753,8	21.179,1	23,66%
2013	1.759,1	1.834,5	2.000,7	2.123,7	1.863,3	1.728,2	1.800,1	1.862,9	1.671,5	1.882,8	1.817,7	1.600,9	21.945,4	3,62%
2014	1.691,7	1.679,4	1.859,3	1.895,1	1.856,3	1.836,8	1.837,1	1.851,2	1.724,4	1.843,2	1.863,9	1.757,1	21.695,5	-1,14%
2015	1.832,2	1.807,9	1.977,0	2.004,9	1.960,2	1.936,0	1.932,4	1.943,4	1.814,9	1.931,0	1.950,0	1.842,7	22.932,6	5,70%
2016	1.916,3	1.891,3	2.058,8	2.086,0	2.041,2	2.016,9	2.013,0	2.023,7	1.895,9	2.011,2	2.029,9	1.923,3	23.907,7	4,25%
2017	1.996,3	1.971,5	2.137,8	2.164,9	2.120,3	2.096,1	2.092,2	2.102,9	1.975,9	2.090,4	2.109,0	2.003,0	24.860,2	3,98%
2018	2.075,6	2.050,9	2.216,2	2.243,1	2.198,8	2.174,7	2.170,9	2.181,5	2.055,3	2.169,0	2.187,6	2.082,2	25.805,7	3,80%
2019	2.154,4	2.129,8	2.294,1	2.320,8	2.276,8	2.252,9	2.249,1	2.259,6	2.134,2	2.247,2	2.265,6	2.160,9	26.745,2	3,64%
2020	2.232,6	2.208,2	2.371,5	2.398,0	2.354,3	2.330,5	2.326,7	2.337,2	2.212,5	2.324,9	2.343,2	2.239,1	27.678,7	3,49%
2021	2.310,4	2.286,1	2.448,4	2.474,7	2.431,3	2.407,7	2.403,9	2.414,3	2.290,4	2.402,1	2.420,2	2.316,9	28.606,4	3,35%
2022	2.387,7	2.363,6	2.524,8	2.551,0	2.507,8	2.484,3	2.480,6	2.490,9	2.367,8	2.478,8	2.496,8	2.394,1	29.528,2	3,22%
2023	2.464,5	2.440,5	2.600,7	2.626,7	2.583,8	2.560,5	2.556,8	2.567,0	2.444,8	2.555,0	2.572,9	2.470,9	30.444,2	3,10%
2024	2.540,8	2.517,0	2.676,2	2.702,0	2.659,4	2.636,2	2.632,5	2.642,7	2.521,2	2.630,7	2.648,6	2.547,1	31.354,4	2,99%
2025	2.616,6	2.593,0	2.751,1	2.776,8	2.734,5	2.711,4	2.707,8	2.717,9	2.597,2	2.706,0	2.723,7	2.622,9	32.258,9	2,88%
2026	2.692,0	2.668,5	2.825,6	2.851,2	2.809,1	2.786,2	2.782,6	2.792,6	2.672,6	2.780,8	2.798,4	2.698,2	33.157,7	2,79%
2027	2.766,8	2.743,5	2.899,7	2.925,0	2.883,2	2.860,5	2.856,9	2.866,9	2.747,6	2.855,1	2.872,6	2.773,1	34.050,9	2,69%

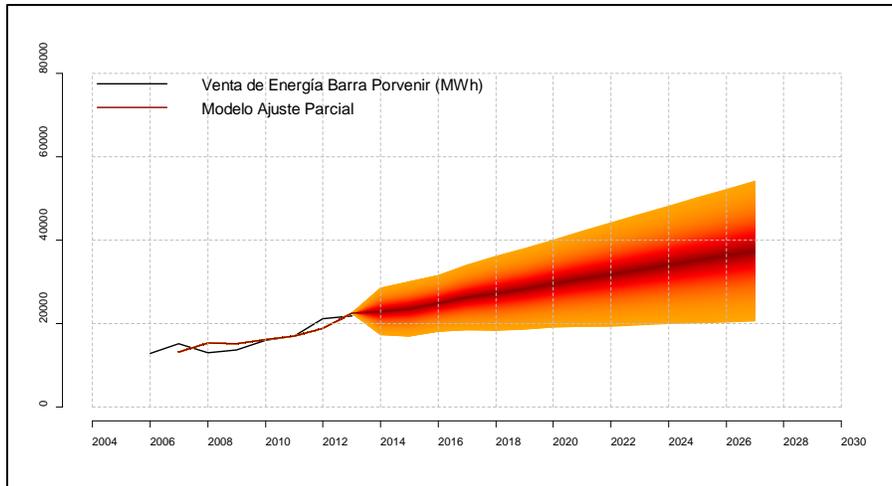


Figura 84: Ajuste y Pronóstico Barra Porvenir Modelo Ajuste Parcial

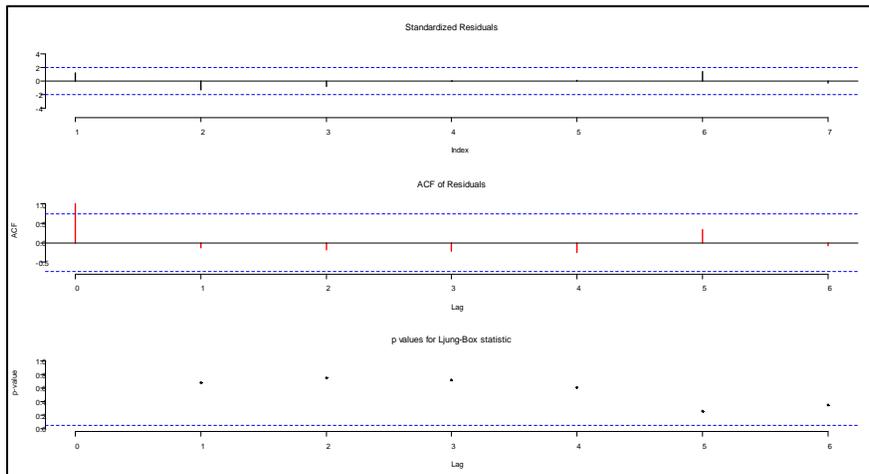


Figura 85: Diagnostico Residuos Modelo Ajuste Parcial Porvenir

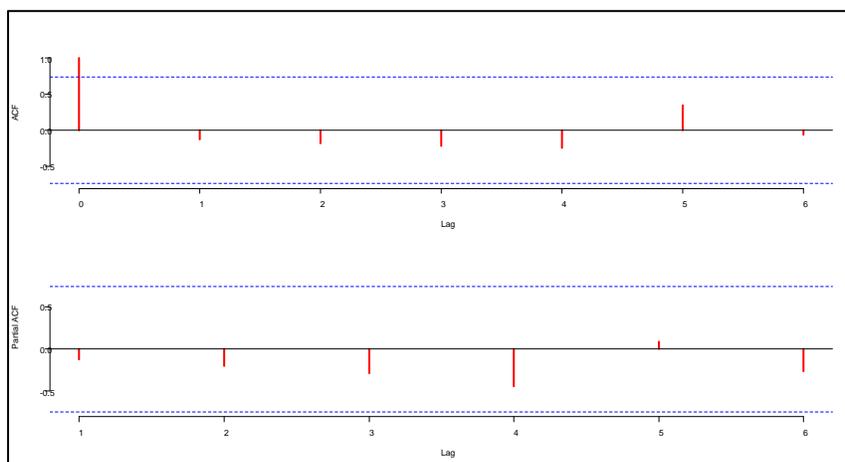


Figura 86: ACF y PACF Residuos Modelo Ajuste Parcial Porvenir

Tabla 229: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Porvenir Ajuste Parcial

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total	12.977	15.164	13.099	13.781	16.098	17.127	21.179	21.945
Tasa Crecimiento		16,85%	-13,61%	5,21%	16,81%	6,39%	23,66%	3,62%

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total	22.980	23.581	24.898	26.322	27.314	28.344	29.610	30.790
Tasa Crecimiento	4,71%	2,62%	5,58%	5,72%	3,77%	3,77%	4,47%	3,99%

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total	31.846	32.972	34.144	35.255	36.345	37.466
Tasa Crecimiento	3,43%	3,54%	3,56%	3,26%	3,09%	3,08%

### 25.3.6 Barra Puerto Williams

**Modelo SARIMAX:** Esta barra, presenta un comportamiento no estacionario con cambios de tendencias y patrón estacional cada 12 meses. A partir de la estructura de correlación interna se propone un modelo **ARIMA Estacional (1,1,1)(0,1,1)<sub>12</sub>** cuya salida estadística se presenta a continuación:

```

arima(x = Y - mean(Y), order = c(1, 1, 1), seasonal = list(order = c(0, 1, 1),
period = 12), include.mean = FALSE)

Coefficients:
ar1mal smal
0.5533-0.9525-0.5117
s.e.0.1528 0.1015 0.1471

sigma^2 estimated as 169147140:log likelihood = -645.4,aic = 1298.79
    
```

Se observa que los coeficientes del modelo son estadísticamente significativos. La Figura 87 ilustra el ajuste, el pronóstico mensual hasta el año 2027 y un intervalo de predicción con una confianza del 95%.

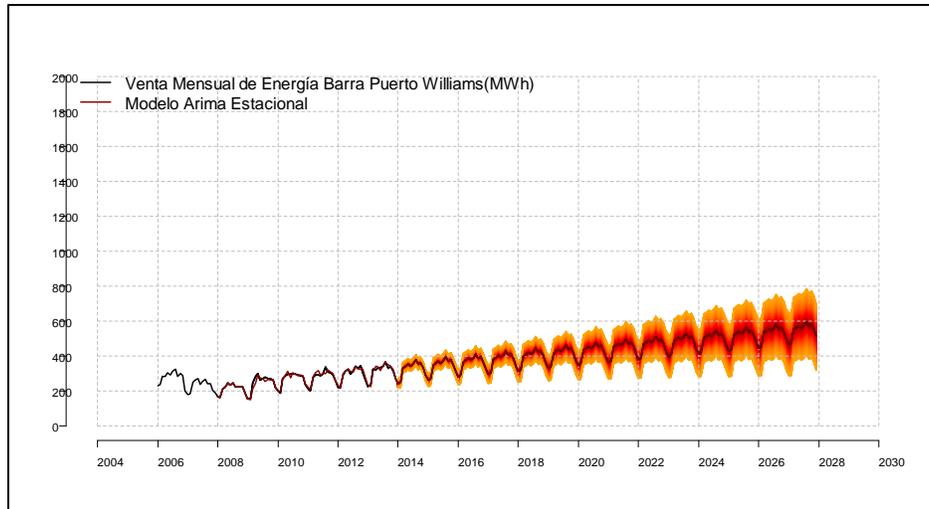


Figura 87: Ajuste y Pronóstico Barra Puerto Williams Modelo ARIMA Estacional

Las Figura 88 y Figura 89, muestran que los residuos del modelo propuesto presentan estructura de correlación no significativa y la hipótesis de independencia no es rechazada por el estadístico de Box-Ljung. La Figura 90 muestra el pronóstico anual del modelo. Los indicadores de bondad de ajuste MAPE y Theil son respectivamente 1,1279 y 0,0396.

La Tabla 230 entrega las predicciones y tasas de crecimiento anual, las cuales se encuentran en torno a 4,1%.

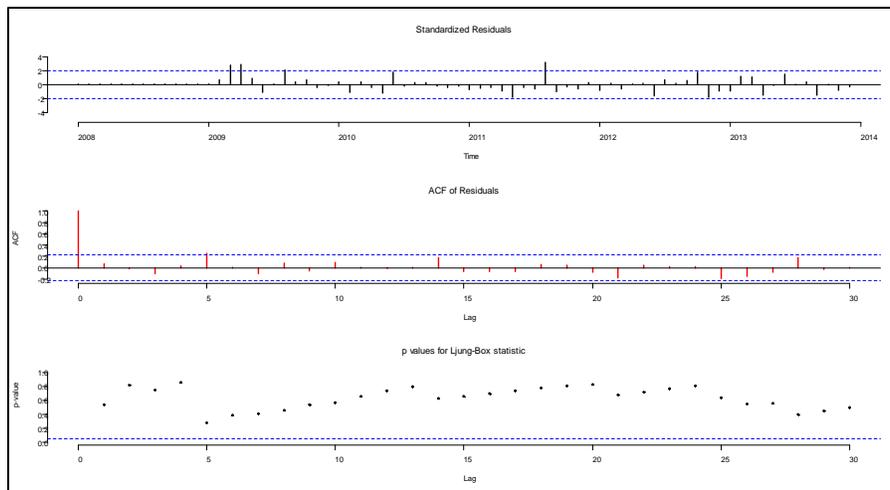


Figura 88: Diagnostico Residuos Modelo ARIMA Estacional Puerto Williams

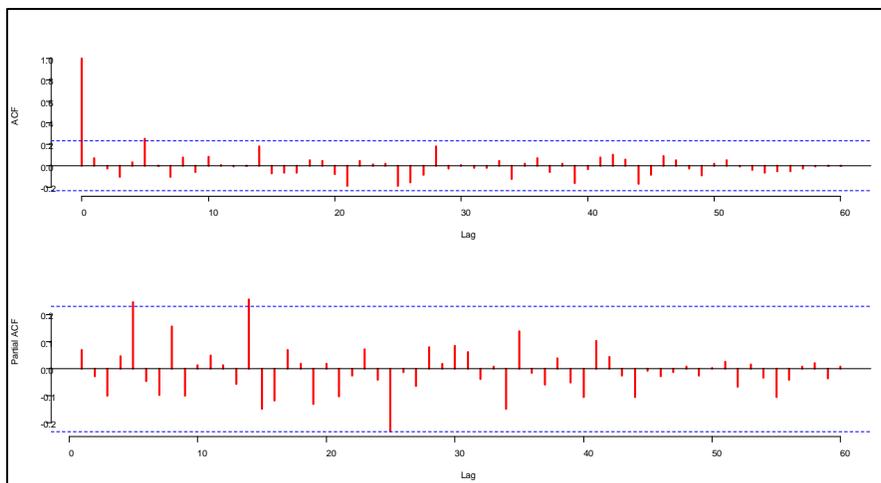


Figura 89: ACF y PACF Residuos Modelo ARIMA Estacional Puerto Williams

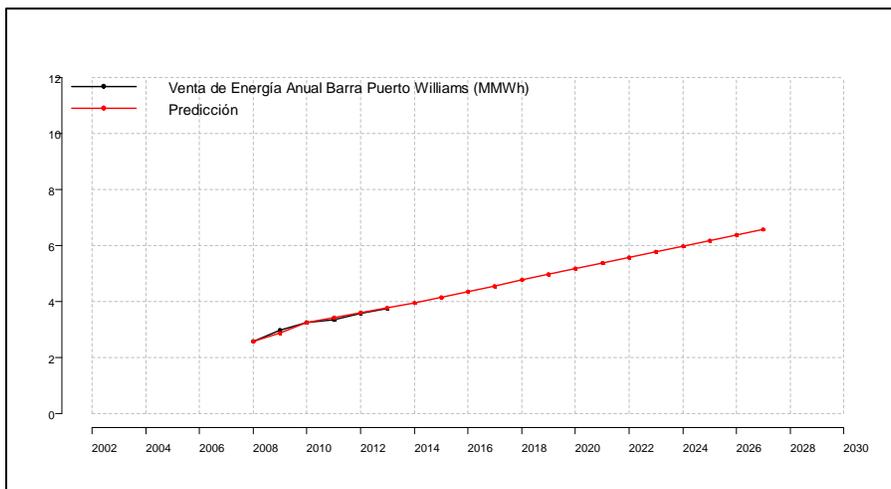


Figura 90: Ajuste y Pronóstico Anualizado Barra Puerto Williams Modelo ARIMA Estacional

**Modelo de Ajuste Parcial:** El modelo de Ajuste Parcial, para el agregado anual entrega la siguiente salida computacional:

```

Formula: Y0 ~ delta * beta0 + delta * betal * Inacer.0 + (1 - delta) *
Y1

Parameters:
Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
beta0 1.599e+059.824e+05 0.163 0.8786
betal 3.030e+049.892e+03 3.063 0.0375 *
delta 6.539e-012.332e-01 2.804 0.0486 *
---
Signif.codes: 0 '****' 0.001 '***' 0.01 '**' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
    
```

```
Residual standard error: 177300 on 4 degrees of freedom
```

```
Number of iterations to convergence: 2
```

```
Achieved convergence tolerance: 5.881e-08
```

```
(1 observation deleted due to missingness)
```

Se observa que el INACER resulta significativo para modelar la tendencia de la serie aun en presencia del rezago de la serie. La Figura 91, ilustra el ajuste y pronóstico con banda de predicción al 95% de confianza. Las Figura 92 y Figura 93 muestran que los residuos de modelo están no correlacionados y la hipótesis de independencia no es rechazada por el estadístico Box-Ljung. En la Tabla 231 se presenta el pronóstico anual y la tasa de crecimiento que se encuentran en torno a 3,6%.

Los indicadores de bondad de ajuste MAPE y coeficiente de Theil son respectivamente 3,698 y 0,3914 con respecto al modelo ARIMA estacional son un 327% y 987% más grandes, lo que apoya que el modelo ARIMA estacional ajusta de mejor manera.

Tabla 230: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Puerto Williams Modelo ARIMA Estacional

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa Crecimiento
2006	232	238	286	287	305	292	313	327	284	300	289	202	3.357	0,00%
2007	181	185	252	263	274	239	257	267	245	243	206	187	2.799	-16,61%
2008	168	163	216	221	248	237	248	228	225	225	228	184	2.591	-7,42%
2009	154	158	249	283	303	262	272	279	271	273	265	221	2.991	15,41%
2010	203	188	271	288	299	298	301	298	294	291	283	240	3.253	8,77%
2011	212	203	282	295	295	288	296	338	310	304	293	257	3.371	3,63%
2012	222	219	292	314	327	297	319	342	331	347	307	259	3.576	6,07%
2013	225	241	329	324	336	336	344	367	332	343	312	271	3.759	5,12%
2014	244	252	335	343	355	345	357	379	354	363	336	294	3.957	5,27%
2015	264	270	353	361	372	362	374	396	371	380	353	310	4.166	5,29%
2016	281	287	370	378	389	379	391	412	388	397	370	327	4.369	4,85%
2017	298	304	387	394	406	396	407	429	405	414	386	344	4.571	4,63%
2018	315	321	403	411	423	412	424	446	422	431	403	361	4.773	4,42%
2019	331	338	420	428	440	429	441	463	439	448	420	378	4.975	4,23%
2020	348	354	437	445	457	446	458	480	456	464	437	395	5.177	4,06%
2021	365	371	454	462	473	463	475	497	472	481	454	412	5.379	3,90%
2022	382	388	471	479	490	480	492	514	489	498	471	428	5.581	3,76%
2023	399	405	488	495	507	497	508	530	506	515	488	445	5.783	3,62%
2024	416	422	504	512	524	514	525	547	523	532	504	462	5.985	3,49%
2025	433	439	521	529	541	530	542	564	540	549	521	479	6.188	3,38%
2026	449	455	538	546	558	547	559	581	557	565	538	496	6.390	3,27%
2027	466	472	555	563	575	564	576	598	573	582	555	513	6.592	3,16%

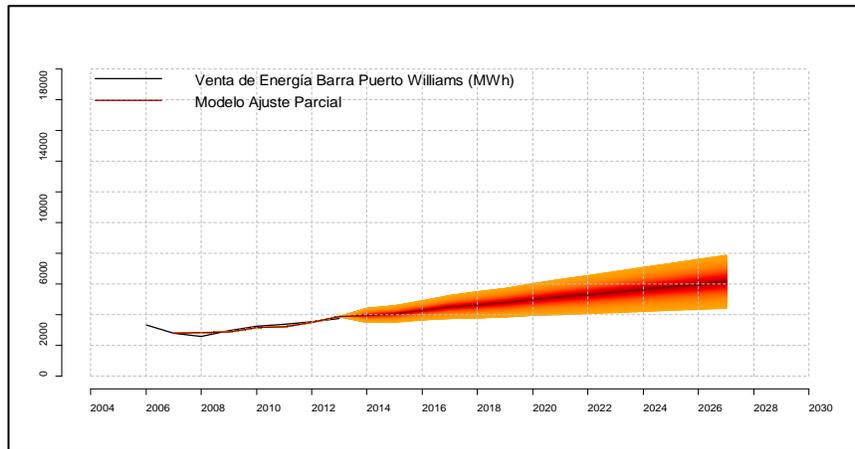


Figura 91: Ajuste y Pronóstico Barra Puerto Williams Modelo Ajuste Parcial

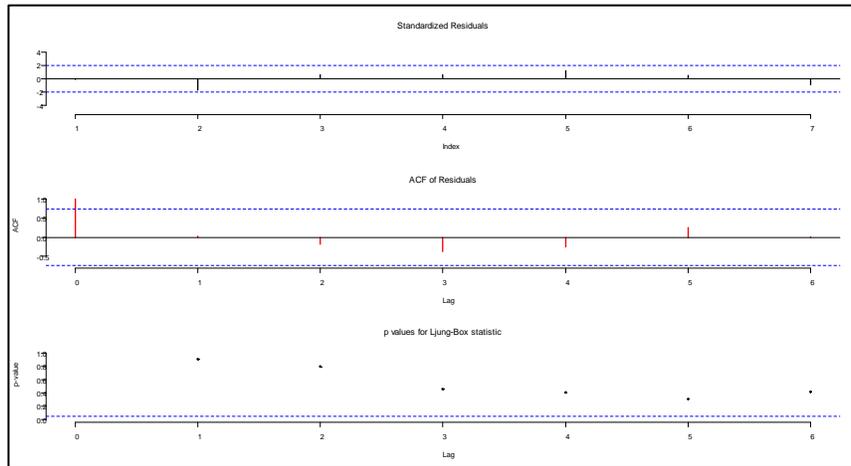


Figura 92: Diagnostico Residuos Modelo Ajuste Parcial Puerto Williams

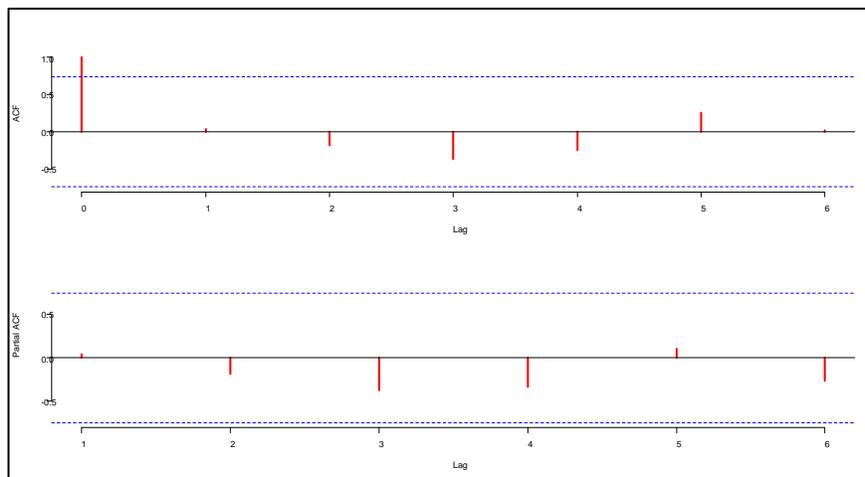


Figura 93: ACF y PACF Residuos Modelo Ajuste Parcial Puerto Williams

Tabla 231: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Barra Puerto Williams Ajuste Parcial

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total	3.357	2.799	2.591	2.991	3.253	3.371	3.576	3.759
Tasa Crecimiento		-16,61%	-7,42%	15,41%	8,77%	3,63%	6,07%	5,12%

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total	3.975	4.072	4.294	4.518	4.655	4.805	5.000	5.175
Tasa Crecimiento	5,75%	2,42%	5,45%	5,22%	3,03%	3,24%	4,06%	3,49%

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total	5.327	5.495	5.671	5.834	5.995	6.162
Tasa Crecimiento	2,94%	3,15%	3,20%	2,88%	2,75%	2,79%

## 25.4 Nuevos clientes

Si bien las encuestas a grandes clientes no entregan información que permita proyectar aumentos o disminuciones en el consumo que escapen del crecimiento tendencial del sistema, existe información de algunos proyectos puntuales en los sistemas de Puerto Natales y Porvenir que ingresarían en los próximos años, con un consumo significativo con respecto al consumo total del sistema.

Tabla 232: Nuevos clientes

Sistema	CLIENTE	DEMANDA PROYECTO (KW)	DEMANDA EFECTIVA A SISTEMA (KW)	AÑO DE INGRESO
Puerto Natales	Hospital Provincial P.Natales	400	314	2016
Puerto Natales	Proyecto 140 viviendas sociales Inmobiliaria La Araucana	350	350	2015
Porvenir	Hospital Provincial Porvenir	250	207,1	2016

Por lo tanto, en la proyección de demanda total del sistema se incluyeron estos nuevos consumos, adicionándolos a la proyección de demanda mensual. Se consideró una penetración gradual de cinco años para el proyecto inmobiliario hasta alcanzar su demanda máxima, y de tres años para los proyectos hospitalarios. Para determinar el consumo de energía de los nuevos clientes, se utilizó el factor de carga y de modulación mensual del sistema respectivo. La proyección de demanda mensual para los nuevos clientes de los sistemas Puerto Natales y Porvenir se muestra en la Tabla 233 y Tabla 234.

Tabla 233: Proyección de demanda de energía para nuevos clientes de Puerto Natales

Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Energía Total (MWh)	Potencia max (kW)
%mensual	7,8%	7,5%	8,7%	8,6%	8,9%	8,7%	8,8%	8,6%	8,0%	8,2%	8,1%	8,3%	100,0%	
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	29	28	32	32	33	32	32	32	29	30	30	30	369	70
2016	122	117	136	135	139	136	137	135	125	129	126	129	1.566	297
2017	182	175	203	202	208	204	206	203	187	194	189	194	2.349	445,5
2018	243	234	271	269	278	272	274	271	250	258	252	259	3.131	594
2019	272	262	303	301	311	304	307	303	279	289	282	289	3.500	664
2020	272	262	303	301	311	304	307	303	279	289	282	289	3.500	664
2021	272	262	303	301	311	304	307	303	279	289	282	289	3.500	664
2022	272	262	303	301	311	304	307	303	279	289	282	289	3.500	664
2023	272	262	303	301	311	304	307	303	279	289	282	289	3.500	664
2024	272	262	303	301	311	304	307	303	279	289	282	289	3.500	664
2025	272	262	303	301	311	304	307	303	279	289	282	289	3.500	664
2026	272	262	303	301	311	304	307	303	279	289	282	289	3.500	664
2027	272	262	303	301	311	304	307	303	279	289	282	289	3.500	664

Tabla 234: Proyección de demanda de energía para nuevos clientes de Porvenir

Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Energía Total (MWh)	Potencia max (MW)
%mensual	7,9%	7,6%	8,9%	9,1%	8,7%	8,6%	8,5%	8,5%	7,6%	8,4%	8,5%	7,8%	100,0%	
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2016	43	42	49	49	48	47	46	46	42	46	47	43	546	103,6
2017	65	62	73	74	72	70	69	69	62	68	70	64	819	155,3
2018	86	83	97	99	95	94	92	93	83	91	93	85	1.092	207,1
2019	86	83	97	99	95	94	92	93	83	91	93	85	1.092	207,1
2020	86	83	97	99	95	94	92	93	83	91	93	85	1.092	207,1
2021	86	83	97	99	95	94	92	93	83	91	93	85	1.092	207,1
2022	86	83	97	99	95	94	92	93	83	91	93	85	1.092	207,1
2023	86	83	97	99	95	94	92	93	83	91	93	85	1.092	207,1
2024	86	83	97	99	95	94	92	93	83	91	93	85	1.092	207,1
2025	86	83	97	99	95	94	92	93	83	91	93	85	1.092	207,1
2026	86	83	97	99	95	94	92	93	83	91	93	85	1.092	207,1
2027	86	83	97	99	95	94	92	93	83	91	93	85	1.092	207,1

### 25.5 Curva de duración por bloques

Se dividió la demanda total mensual proyectada de cada sistema en cinco bloques horarios de demanda, utilizando como referencia la curva de duración real del año 2012. Para cada uno de los sistemas y meses del año base, se determinó la duración y altura de cinco bloques de demanda equivalentes, que minimizan el error cuadrático medio con respecto a la curva de duración real del mes y sistema respectivo. Dicho patrón de demanda se aplicó mes a mes para todo el horizonte de proyección, escalando la altura de los bloques para que la suma de las áreas de los bloques, es decir el producto entre la demanda y la duración del bloque, iguale a la energía mensual proyectada.

El ajuste se realizó utilizando un algoritmo genético de optimización que minimiza el error cuadrático medio del ajuste. La Figura 94 muestra a modo de ejemplo el ajuste de bloques obtenido para los diferentes sistemas obtenidos para la curva de duración del mes de abril.

La Tabla 235 muestra la duración en horas para cada bloque, las cuales se repiten año a año.

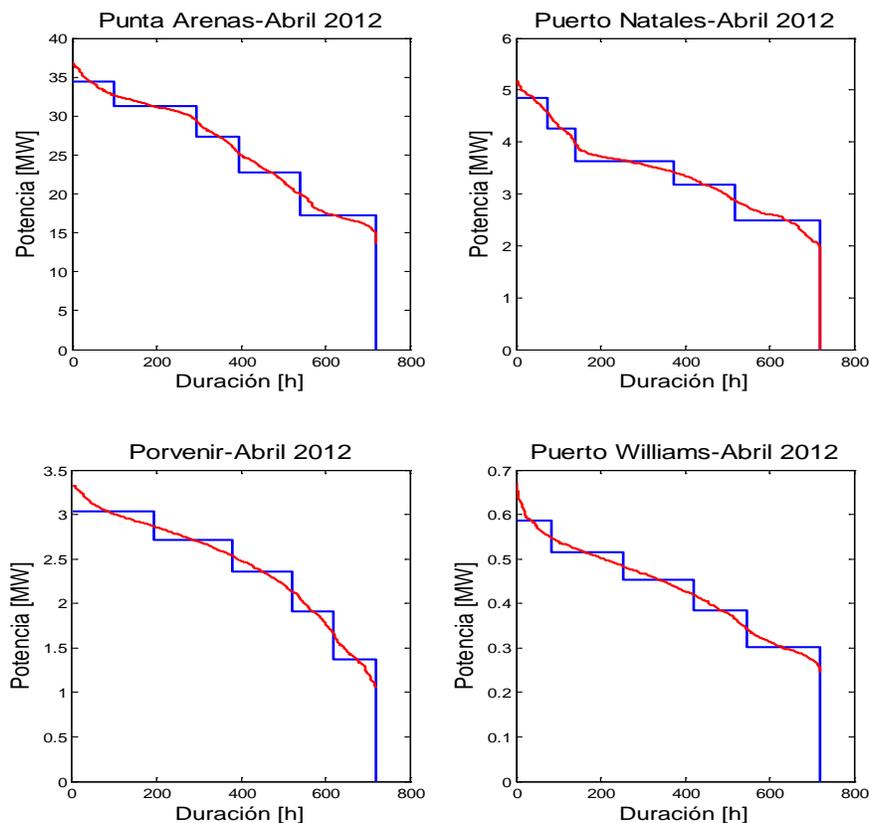


Figura 94: Curva de duración y por bloques de demanda ajustados para el mes de abril

Tabla 235: Duración de los bloques de demanda por sistema

		Duración [h]																			
		Punta Arenas					Puerto Natales					Porvenir					Puerto Williams				
Año	Mes\Bloque	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
2013	1	1	194	172	147	230	1	62	324	157	200	1	180	234	196	133	1	165	193	182	203
2013	2	1	230	129	119	193	1	72	249	138	212	1	211	203	158	99	1	142	206	185	138
2013	3	1	200	216	138	189	1	100	255	170	218	1	262	240	160	81	1	129	225	193	196
2013	4	1	284	107	149	179	1	126	250	143	200	1	251	193	153	122	1	173	203	160	183
2013	5	1	187	214	155	187	1	144	195	189	215	1	214	244	161	124	1	168	190	162	223
2013	6	1	217	188	138	176	1	210	223	110	176	1	207	258	159	95	1	118	207	183	211
2013	7	1	231	147	153	212	1	190	200	153	200	1	324	226	113	80	1	124	196	203	220
2013	8	1	357	123	91	172	1	143	156	216	228	1	188	235	184	136	1	178	206	154	205
2013	9	1	199	166	142	212	1	108	154	245	212	1	274	240	102	103	1	172	191	178	178
2013	10	1	320	120	117	186	1	95	298	132	218	1	193	261	169	120	1	134	228	182	199
2013	11	1	202	164	142	211	1	79	300	127	213	1	263	219	109	128	1	174	201	172	172
2013	12	1	171	155	186	231	1	76	268	171	228	1	202	202	157	182	1	148	281	159	155

## 25.6 Factor de Carga

Se estimó el Factor de carga basado en el comportamiento histórico del consumo, de acuerdo con lo establecido en las Bases del estudio. En cada sistema, el Factor de carga para el año  $i$  ( $FC_i$ ) se calculó utilizando la siguiente expresión:

$$FC_i = \frac{E_{i,j}}{Dmax_i * Hrs_i}$$

Donde  $E_i$  es el total de energía consumida en el año  $i$ ,  $Dmax_i$  el máximo valor de demanda horaria registrado en dicho año y  $Hrs_i$  las horas totales del año respectivo. La Tabla 236 muestra los registros de demanda máxima y energía total anual informados por Edelmag<sup>17</sup>

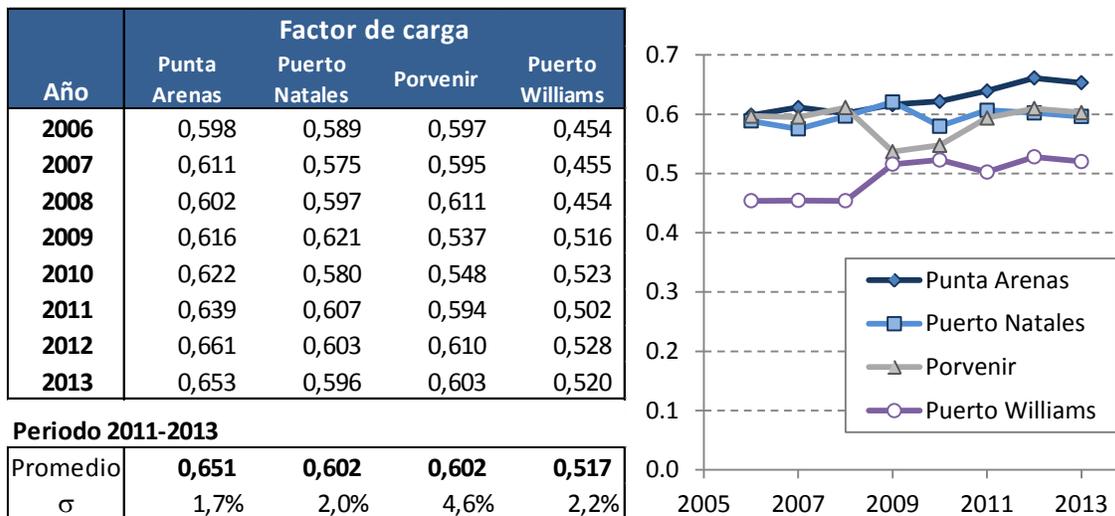
Tabla 236: Demanda máxima y energía total anual por sistema (2006-2013)

Año	Demanda Máxima Alimentadores [MW]				Energía Anual Consumida [MWh]			
	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
2006	34,83	3,69	2,48	0,84	182.598	19.048	12.977	3.357
2007	36,17	4,00	2,91	0,70	193.723	20.177	15.164	2.799
2008	38,63	4,02	2,44	0,65	204.146	21.092	13.099	2.591
2009	38,67	4,01	2,93	0,66	208.842	21.794	13.781	2.991
2010	39,81	4,71	3,36	0,71	216.864	23.922	16.098	3.253
2011	39,52	4,79	3,29	0,77	221.332	25.470	17.127	3.371
2012	38,73	5,31	3,96	0,77	224.906	28.104	21.179	3.576
2013	39,65	5,60	4,15	0,83	226.883	29.230	21.945	3.759

<sup>17</sup>Fuente: "Demandas\_maximas año 2003 - 2013 (Bruta y Alimentadores).xlsx" y "Venta de energía mensualizada 2006-2013.xlsx"

La Tabla 237 muestra los factores de carga calculados por sistema. Se observa que en años recientes el factor de carga presenta un comportamiento relativamente estable. Dado que en la proyección de demanda no se consideran cambios en el patrón de consumo de los clientes, se asume que se mantendrá una relación entre demanda media y demanda máxima similar a la que se presentan actualmente en cada uno de los sistemas. Por lo tanto, se utilizó el valor promedio del Factor de Carga del periodo 2011-2013, para estimar la demanda máxima de potencia a partir del consumo de energía proyectado.

Tabla 237: Factor de carga histórico por sistema (2006-2013)



## 25.7 Resultados finales

La proyección de demanda para cada sistema se presenta con resolución anual en las Tabla 238 a la Tabla 241. Estas proyecciones están basadas en el modelo SARIMA estacional de mejor ajuste, e incorporan posteriormente los nuevos clientes informados en los sistemas de Puerto Natales y Porvenir.

La Tabla 242 muestra la demanda en cada bloque para todo el horizonte de proyección.

Tabla 238: Proyección de demanda para Punta Arenas

Año	Energía (MWh)	var (%)	Potencia (MW)	var (%)
2006	182.598		34,831	
2007	193.723	6,1%	36,166	3,8%
2008	204.146	5,4%	38,625	6,8%
2009	208.842	2,3%	38,672	0,1%
2010	216.864	3,8%	39,815	3,0%
2011	221.332	2,1%	39,517	-0,7%
2012	224.906	1,6%	38,731	-2,0%
2013	226.883	0,9%	39,647	2,4%
2014	228.387	0,7%	40,034	1,0%
2015	231.449	1,3%	40,571	1,3%
2016	234.655	1,4%	41,133	1,4%
2017	237.877	1,4%	41,697	1,4%
2018	241.095	1,4%	42,262	1,4%
2019	244.311	1,3%	42,825	1,3%
2020	247.528	1,3%	43,389	1,3%
2021	250.744	1,3%	43,953	1,3%
2022	253.961	1,3%	44,517	1,3%
2023	257.177	1,3%	45,081	1,3%
2024	260.394	1,3%	45,644	1,3%
2025	263.610	1,2%	46,208	1,2%
2026	266.826	1,2%	46,772	1,2%
2027	270.043	1,2%	47,336	1,2%

Tabla 239: Proyección de demanda para Puerto Natales

Año	Energía (MWh)	var (%)	Potencia (MW)	var (%)
2006	19.048		3,690	
2007	20.177	5,9%	4,000	8,4%
2008	21.092	4,5%	4,020	0,5%
2009	21.794	3,3%	4,010	-0,2%
2010	23.922	9,8%	4,710	17,5%
2011	25.470	6,5%	4,790	1,7%
2012	28.104	10,3%	5,310	10,9%
2013	29.230	4,0%	5,600	5,5%
2014	30.487	4,3%	5,783	3,3%
2015	32.462	6,5%	6,158	6,5%
2016	34.926	7,6%	6,625	7,6%
2017	37.038	6,0%	7,026	6,0%
2018	39.068	5,5%	7,411	5,5%
2019	40.650	4,1%	7,711	4,1%
2020	41.814	2,9%	7,932	2,9%
2021	42.938	2,7%	8,145	2,7%
2022	44.020	2,5%	8,350	2,5%
2023	45.062	2,4%	8,548	2,4%
2024	46.067	2,2%	8,738	2,2%
2025	47.035	2,1%	8,922	2,1%
2026	47.968	2,0%	9,099	2,0%
2027	48.866	1,9%	9,269	1,9%

Tabla 240: Proyección de demanda para la barra Porvenir

Año	Energía (MWh)	var (%)	Potencia (MW)	var (%)
2006	12.977		2,48	
2007	15.164	16,9%	2,91	17,3%
2008	13.099	-13,6%	2,44	-16,2%
2009	13.781	5,2%	2,93	20,1%
2010	16.098	16,8%	3,36	14,7%
2011	17.127	6,4%	3,29	-2,1%
2012	21.179	23,7%	3,96	20,4%
2013	21.945	3,6%	4,15	4,8%
2014	21.695	-1,1%	4,11	-0,9%
2015	22.933	5,7%	4,35	5,7%
2016	24.454	6,6%	4,64	6,6%
2017	25.680	5,0%	4,87	5,0%
2018	26.898	4,7%	5,10	4,7%
2019	27.838	3,5%	5,28	3,5%
2020	28.771	3,4%	5,45	3,4%
2021	29.699	3,2%	5,63	3,2%
2022	30.621	3,1%	5,81	3,1%
2023	31.537	3,0%	5,98	3,0%
2024	32.447	2,9%	6,15	2,9%
2025	33.351	2,8%	6,32	2,8%
2026	34.250	2,7%	6,49	2,7%
2027	35.143	2,6%	6,66	2,6%

Tabla 241: Proyección de demanda para la barra Puerto Williams

Año	Energía (MWh)	var (%)	Potencia (MW)	var (%)
2006	3.357		0,840	
2007	2.799	-16,6%	0,700	-16,7%
2008	2.591	-7,4%	0,650	-7,1%
2009	2.991	15,4%	0,660	1,5%
2010	3.253	8,8%	0,710	7,6%
2011	3.371	3,6%	0,770	8,5%
2012	3.576	6,1%	0,770	0,0%
2013	3.759	5,1%	0,830	7,8%
2014	3.957	5,3%	0,874	5,3%
2015	4.166	5,3%	0,920	5,3%
2016	4.369	4,9%	0,965	4,9%
2017	4.571	4,6%	1,009	4,6%
2018	4.773	4,4%	1,054	4,4%
2019	4.975	4,2%	1,099	4,2%
2020	5.177	4,1%	1,143	4,1%
2021	5.379	3,9%	1,188	3,9%
2022	5.581	3,8%	1,233	3,8%
2023	5.783	3,6%	1,277	3,6%
2024	5.985	3,5%	1,322	3,5%
2025	6.188	3,4%	1,367	3,4%
2026	6.390	3,3%	1,411	3,3%
2027	6.592	3,2%	1,456	3,2%

Tabla 242: Demanda por bloques horarios para el horizonte de planificación

		Potencia [MW]																			
		Punta Arenas					Puerto Natales					Porvenir					Puerto Williams				
Año	Mes\Bloque	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
2013	1	31,05	29,07	26,27	22,67	16,76	4,20	3,79	3,18	2,70	2,16	3,59	3,06	2,59	2,11	1,39	0,41	0,36	0,33	0,29	0,24
2013	2	33,01	28,74	25,77	21,91	16,98	4,69	4,16	3,41	3,00	2,39	3,72	3,31	2,86	2,42	1,73	0,84	0,44	0,38	0,33	0,28
2013	3	34,90	31,26	28,15	23,10	17,75	4,99	4,57	3,68	3,25	2,65	3,68	3,21	2,76	2,30	1,55	0,67	0,58	0,49	0,41	0,32
2013	4	38,89	34,08	29,10	23,95	18,16	5,50	4,90	3,87	3,35	2,64	4,02	3,62	3,14	2,56	1,74	0,69	0,57	0,49	0,41	0,31
2013	5	39,32	35,39	31,31	24,91	18,40	4,92	4,50	3,89	3,42	2,66	3,75	3,02	2,70	2,30	1,49	0,73	0,59	0,51	0,43	0,31
2013	6	39,04	35,93	31,80	25,43	18,79	5,00	4,40	3,67	3,13	2,54	3,31	2,90	2,52	2,13	1,42	0,69	0,61	0,54	0,45	0,33
2013	7	38,91	35,31	31,53	26,31	19,33	4,49	4,03	3,42	2,95	2,44	3,20	2,87	2,45	1,88	1,23	0,76	0,61	0,53	0,45	0,33
2013	8	38,94	33,47	27,64	23,22	18,65	5,02	4,57	3,91	3,33	2,60	3,31	3,01	2,69	2,34	1,69	0,87	0,63	0,55	0,46	0,34
2013	9	34,44	31,60	28,07	23,75	18,46	4,94	4,54	3,56	3,04	2,32	3,35	2,87	2,43	1,70	1,23	0,69	0,59	0,50	0,42	0,33
2013	10	33,89	30,28	26,28	21,97	17,54	5,31	4,91	3,72	3,19	2,50	3,58	3,06	2,75	2,33	1,47	0,76	0,60	0,51	0,44	0,33
2013	11	32,56	30,11	27,37	23,37	17,40	5,31	4,77	3,71	3,25	2,49	3,67	3,12	2,65	2,10	1,44	0,67	0,56	0,47	0,40	0,30
2013	12	33,89	29,92	26,91	23,32	16,93	5,15	4,64	3,76	3,33	2,45	3,16	2,83	2,43	1,95	1,26	0,58	0,47	0,39	0,33	0,26
2014	1	30,96	28,99	26,20	22,60	16,71	4,85	4,37	3,67	3,12	2,49	3,45	2,95	2,49	2,03	1,34	0,45	0,40	0,35	0,31	0,26
2014	2	33,68	29,33	26,29	22,35	17,33	5,25	4,66	3,82	3,37	2,68	3,41	3,03	2,62	2,21	1,58	0,88	0,46	0,39	0,35	0,29
2014	3	35,10	31,44	28,31	23,23	17,85	5,15	4,72	3,80	3,35	2,73	3,42	2,99	2,56	2,13	1,44	0,69	0,59	0,50	0,42	0,32
2014	4	38,82	34,01	29,04	23,91	18,12	5,59	4,97	3,93	3,40	2,68	3,59	3,23	2,80	2,29	1,55	0,74	0,61	0,52	0,44	0,33
2014	5	39,39	35,45	31,36	24,96	18,43	5,07	4,64	4,01	3,52	2,74	3,74	3,01	2,69	2,29	1,48	0,77	0,63	0,53	0,46	0,33
2014	6	39,28	36,15	32,00	25,59	18,90	5,35	4,71	3,94	3,35	2,73	3,52	3,08	2,68	2,26	1,50	0,70	0,63	0,55	0,46	0,34
2014	7	39,07	35,45	31,66	26,41	19,41	4,80	4,31	3,66	3,16	2,61	3,27	2,93	2,50	1,92	1,26	0,79	0,63	0,55	0,46	0,35
2014	8	38,80	33,34	27,54	23,13	18,58	5,16	4,71	4,03	3,43	2,67	3,29	2,99	2,68	2,33	1,68	0,89	0,65	0,56	0,48	0,35
2014	9	35,02	32,14	28,54	24,15	18,77	5,03	4,62	3,62	3,10	2,36	3,46	2,96	2,50	1,75	1,27	0,73	0,63	0,54	0,45	0,35
2014	10	34,15	30,51	26,49	22,14	17,68	5,22	4,83	3,66	3,14	2,46	3,51	3,00	2,69	2,28	1,44	0,80	0,63	0,54	0,46	0,35
2014	11	32,83	30,36	27,60	23,56	17,54	5,35	4,80	3,73	3,27	2,51	3,76	3,20	2,72	2,15	1,48	0,72	0,60	0,51	0,43	0,32
2014	12	34,65	30,59	27,51	23,85	17,31	5,23	4,71	3,82	3,38	2,49	3,47	3,10	2,67	2,14	1,38	0,63	0,51	0,42	0,35	0,28
2015	1	31,31	29,32	26,50	22,86	16,90	5,09	4,59	3,86	3,28	2,62	3,74	3,19	2,70	2,20	1,45	0,48	0,43	0,38	0,34	0,28
2015	2	34,16	29,75	26,67	22,67	17,58	5,66	5,02	4,12	3,63	2,88	3,67	3,26	2,82	2,38	1,70	0,94	0,50	0,42	0,37	0,31
2015	3	35,62	31,90	28,73	23,57	18,11	5,49	5,04	4,06	3,58	2,92	3,63	3,18	2,72	2,27	1,53	0,73	0,63	0,53	0,44	0,34
2015	4	39,21	34,35	29,33	24,15	18,31	5,92	5,27	4,16	3,61	2,84	3,80	3,42	2,97	2,42	1,64	0,77	0,64	0,55	0,46	0,35
2015	5	39,90	35,91	31,77	25,28	18,67	5,28	4,83	4,18	3,67	2,86	3,95	3,18	2,84	2,41	1,56	0,81	0,66	0,56	0,48	0,35
2015	6	39,77	36,60	32,40	25,91	19,14	5,60	4,93	4,12	3,51	2,85	3,71	3,25	2,83	2,39	1,59	0,74	0,66	0,58	0,48	0,35
2015	7	39,45	35,80	31,97	26,67	19,60	5,12	4,59	3,90	3,37	2,79	3,44	3,08	2,63	2,02	1,33	0,83	0,66	0,57	0,48	0,36
2015	8	39,36	33,83	27,94	23,47	18,85	5,51	5,02	4,30	3,66	2,85	3,45	3,14	2,81	2,45	1,76	0,93	0,68	0,59	0,50	0,37
2015	9	35,56	32,63	28,98	24,52	19,06	5,51	5,06	3,97	3,39	2,59	3,64	3,12	2,63	1,84	1,34	0,77	0,66	0,56	0,47	0,37
2015	10	34,62	30,93	26,85	22,45	17,92	5,61	5,20	3,93	3,37	2,64	3,67	3,14	2,82	2,39	1,51	0,84	0,66	0,57	0,48	0,37
2015	11	33,39	30,88	28,07	23,96	17,84	5,75	5,16	4,01	3,51	2,69	3,94	3,35	2,84	2,25	1,54	0,76	0,63	0,53	0,45	0,34
2015	12	35,17	31,05	27,92	24,20	17,57	5,55	5,00	4,05	3,59	2,64	3,64	3,25	2,80	2,25	1,44	0,67	0,54	0,44	0,37	0,30
2016	1	31,80	29,78	26,91	23,22	17,16	5,48	4,94	4,16	3,53	2,82	4,00	3,41	2,88	2,35	1,55	0,52	0,46	0,41	0,36	0,30
2016	2	34,78	30,29	27,15	23,08	17,90	6,10	5,41	4,44	3,91	3,11	3,92	3,48	3,01	2,55	1,82	1,00	0,53	0,45	0,40	0,33
2016	3	36,09	32,32	29,11	23,88	18,35	5,91	5,42	4,36	3,85	3,14	3,87	3,39	2,90	2,42	1,64	0,76	0,66	0,55	0,46	0,36
2016	4	39,72	34,80	29,72	24,46	18,55	6,40	5,69	4,50	3,90	3,07	4,04	3,64	3,16	2,58	1,75	0,81	0,67	0,57	0,48	0,37
2016	5	40,42	36,38	32,18	25,61	18,91	5,69	5,21	4,50	3,96	3,08	4,21	3,39	3,03	2,57	1,67	0,84	0,69	0,59	0,50	0,36
2016	6	40,25	37,04	32,79	26,22	19,37	6,00	5,28	4,41	3,76	3,05	3,95	3,46	3,01	2,54	1,69	0,77	0,69	0,61	0,50	0,37
2016	7	39,95	36,26	32,37	27,01	19,85	5,50	4,93	4,19	3,62	2,99	3,66	3,29	2,81	2,16	1,41	0,87	0,69	0,60	0,51	0,38
2016	8	39,86	34,26	28,29	23,77	19,09	5,87	5,35	4,58	3,90	3,04	3,68	3,34	2,99	2,61	1,88	0,97	0,71	0,61	0,52	0,38
2016	9	36,04	33,07	29,37	24,85	19,32	5,95	5,46	4,28	3,66	2,79	3,89	3,33	2,81	1,97	1,43	0,80	0,69	0,59	0,49	0,39
2016	10	35,12	31,38	27,24	22,77	18,18	6,03	5,58	4,22	3,62	2,84	3,91	3,35	3,00	2,55	1,61	0,88	0,69	0,59	0,50	0,39
2016	11	33,89	31,34	28,49	24,32	18,11	6,20	5,57	4,33	3,79	2,91	4,19	3,57	3,03	2,40	1,64	0,79	0,66	0,56	0,47	0,36
2016	12	35,68	31,50	28,33	24,56	17,83	6,00	5,40	4,38	3,88	2,85	3,88	3,47	2,99	2,40	1,54	0,70	0,57	0,47	0,40	0,32
2017	1	32,29	30,24	27,32	23,58	17,43	5,84	5,26	4,43	3,76	3,00	4,21	3,59	3,03	2,47	1,63	0,55	0,48	0,43	0,38	0,32
2017	2	35,34	30,77	27,59	23,45	18,18	6,50	5,76	4,73	4,17	3,31	4,13	3,66	3,17	2,68	1,91	1,06	0,56	0,48	0,42	0,35
2017	3	36,58	32,77	29,51	24,21	18,60	6,24	5,72	4,60	4,06	3,31	4,06	3,55	3,05	2,54	1,72	0,79	0,69	0,58	0,48	0,37
2017	4	40,26	35,28	30,12	24,80	18,80	6,76	6,02	4,76	4,12	3,24	4,24	3,82	3,31	2,70	1,83	0,85	0,70	0,60	0,50	0,38
2017	5	40,92	36,83	32,58	25,93	19,14	6,02	5,51	4,76	4,19	3,26	4,41	3,56	3,18	2,70	1,75	0,88	0,72	0,61	0,52	0,38
2017	6	40,75	37,50	33,20	26,54	19,61	6,35	5,59	4,67	3,97	3,23	4,15	3,64	3,16	2,67	1,77	0,81	0,72	0,63	0,53	0,39
2017	7	40,45	36,71	32,78	27,35	20,10	5,85	5,25	4,46	3,85	3,18	3,85	3,45	2,95	2,26	1,48	0,90	0,72	0,63	0,53	0,40
2017	8	40,36	34,68	28,65	24,07	19,33	6,21	5,66	4,85	4,13	3,21	3,86	3,51	3,14	2,73	1,97	1,01	0,74	0,64	0,54	0,40
2017	9	36,55	33,54	29,79	25,20	19,59	6,34	5,82	4,56	3,90	2,98	4,09	3,50	2,96	2,07	1,50	0,84	0,72	0,61	0,51	0,40
2017	10	35,60	31,81	27,62	23,09	18,43	6,39	5,91	4,48	3,84	3,01	4,11	3,51	3,15	2,67	1,69	0,91	0,72	0,62	0,53	0,40
2017	1																				

		Potencia [MW]																			
		Punta Arenas					Puerto Natales					Porvenir					Puerto Williams				
Año	Mes\Bloque	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
2018	1	32,78	30,69	27,73	23,93	17,69	6,17	5,56	4,68	3,97	3,17	4,42	3,76	3,18	2,59	1,71	0,58	0,51	0,46	0,41	0,33
2018	2	35,90	31,26	28,02	23,82	18,47	6,89	6,11	5,01	4,42	3,51	4,33	3,85	3,33	2,81	2,01	1,12	0,59	0,50	0,44	0,37
2018	3	37,08	33,21	29,91	24,54	18,86	6,57	6,03	4,85	4,28	3,49	4,25	3,72	3,19	2,65	1,79	0,83	0,72	0,60	0,51	0,39
2018	4	40,79	35,75	30,52	25,12	19,05	7,11	6,33	5,00	4,33	3,41	4,43	4,00	3,46	2,82	1,92	0,88	0,73	0,63	0,52	0,40
2018	5	41,43	37,29	32,99	26,25	19,38	6,34	5,80	5,01	4,41	3,43	4,62	3,72	3,32	2,83	1,83	0,92	0,75	0,64	0,54	0,39
2018	6	41,26	37,97	33,61	26,88	19,86	6,67	5,87	4,90	4,17	3,40	4,35	3,81	3,31	2,80	1,86	0,84	0,75	0,66	0,55	0,40
2018	7	40,95	37,16	33,18	27,68	20,34	6,17	5,54	4,70	4,06	3,36	4,03	3,61	3,09	2,37	1,55	0,94	0,75	0,65	0,55	0,41
2018	8	40,86	35,12	29,00	24,37	19,57	6,54	5,96	5,10	4,34	3,38	4,04	3,67	3,29	2,86	2,07	1,05	0,77	0,66	0,56	0,41
2018	9	37,05	34,00	30,20	25,55	19,86	6,71	6,16	4,83	4,13	3,15	4,29	3,67	3,10	2,17	1,57	0,87	0,75	0,64	0,54	0,42
2018	10	36,09	32,25	27,99	23,40	18,68	6,75	6,24	4,73	4,06	3,18	4,30	3,68	3,30	2,80	1,77	0,95	0,75	0,64	0,55	0,42
2018	11	34,88	32,25	29,32	25,03	18,64	6,95	6,24	4,85	4,24	3,26	4,61	3,92	3,32	2,63	1,80	0,87	0,72	0,61	0,52	0,39
2018	12	36,72	32,42	29,16	25,27	18,35	6,70	6,04	4,89	4,33	3,19	4,28	3,83	3,29	2,65	1,70	0,78	0,63	0,51	0,44	0,35
2019	1	33,25	31,13	28,14	24,28	17,95	6,43	5,80	4,88	4,14	3,31	4,58	3,90	3,30	2,69	1,78	0,61	0,54	0,48	0,43	0,35
2019	2	36,46	31,74	28,46	24,19	18,76	7,20	6,38	5,24	4,61	3,67	4,49	3,99	3,45	2,92	2,08	1,18	0,62	0,53	0,46	0,39
2019	3	37,58	33,66	30,31	24,87	19,11	6,83	6,27	5,04	4,45	3,63	4,39	3,84	3,29	2,74	1,86	0,86	0,75	0,63	0,53	0,41
2019	4	41,32	36,21	30,92	25,45	19,29	7,39	6,57	5,20	4,50	3,54	4,58	4,13	3,58	2,92	1,98	0,92	0,76	0,65	0,55	0,42
2019	5	41,94	37,75	33,39	26,57	19,62	6,58	6,02	5,21	4,58	3,56	4,78	3,85	3,44	2,92	1,89	0,95	0,77	0,66	0,57	0,41
2019	6	41,77	38,44	34,03	27,21	20,10	6,92	6,09	5,09	4,33	3,52	4,50	3,94	3,43	2,89	1,92	0,88	0,78	0,69	0,57	0,42
2019	7	41,44	37,61	33,58	28,02	20,59	6,42	5,76	4,89	4,23	3,49	4,17	3,74	3,19	2,45	1,61	0,98	0,78	0,68	0,57	0,43
2019	8	41,37	35,55	29,36	24,67	19,81	6,79	6,19	5,29	4,51	3,51	4,18	3,80	3,40	2,96	2,14	1,09	0,80	0,69	0,58	0,43
2019	9	37,56	34,46	30,61	25,90	20,13	7,01	6,43	5,04	4,31	3,29	4,45	3,81	3,22	2,25	1,63	0,91	0,78	0,66	0,56	0,44
2019	10	36,57	32,68	28,37	23,72	18,93	7,02	6,50	4,92	4,22	3,31	4,45	3,81	3,41	2,90	1,83	0,99	0,78	0,67	0,57	0,44
2019	11	35,38	32,71	29,74	25,39	18,90	7,24	6,50	5,05	4,42	3,39	4,76	4,05	3,44	2,72	1,87	0,90	0,75	0,63	0,54	0,40
2019	12	37,24	32,87	29,57	25,63	18,60	6,98	6,28	5,09	4,51	3,32	4,44	3,97	3,41	2,74	1,76	0,81	0,65	0,54	0,46	0,37
2020	1	33,73	31,58	28,54	24,63	18,20	6,63	5,98	5,03	4,27	3,41	4,74	4,04	3,41	2,78	1,84	0,64	0,56	0,51	0,45	0,37
2020	2	37,01	32,23	28,89	24,56	19,04	7,43	6,59	5,41	4,76	3,79	4,65	4,13	3,57	3,02	2,16	1,24	0,65	0,56	0,49	0,41
2020	3	38,07	34,10	30,71	25,19	19,36	7,02	6,44	5,18	4,57	3,73	4,54	3,97	3,40	2,83	1,92	0,90	0,78	0,66	0,55	0,42
2020	4	41,85	36,68	31,31	25,78	19,54	7,59	6,75	5,34	4,62	3,64	4,73	4,26	3,69	3,01	2,04	0,95	0,79	0,68	0,57	0,43
2020	5	42,45	38,21	33,80	26,90	19,86	6,75	6,18	5,34	4,70	3,66	4,93	3,97	3,55	3,02	1,95	0,99	0,80	0,69	0,59	0,43
2020	6	42,28	38,91	34,44	27,54	20,34	7,10	6,25	5,22	4,45	3,62	4,64	4,07	3,54	2,99	1,99	0,91	0,82	0,72	0,59	0,44
2020	7	41,94	38,06	33,99	28,35	20,84	6,60	5,92	5,03	4,34	3,59	4,30	3,86	3,30	2,53	1,66	1,02	0,81	0,70	0,59	0,45
2020	8	41,87	35,98	29,72	24,97	20,05	6,97	6,35	5,44	4,63	3,61	4,31	3,92	3,51	3,06	2,21	1,13	0,83	0,71	0,60	0,44
2020	9	38,06	34,93	31,02	26,25	20,40	7,23	6,64	5,20	4,45	3,40	4,61	3,94	3,33	2,33	1,69	0,94	0,81	0,69	0,58	0,45
2020	10	37,06	33,11	28,74	24,03	19,18	7,23	6,69	5,06	4,34	3,40	4,60	3,93	3,52	2,99	1,89	1,02	0,81	0,69	0,59	0,45
2020	11	35,87	33,17	30,15	25,74	19,17	7,45	6,70	5,20	4,55	3,50	4,92	4,18	3,55	2,81	1,93	0,94	0,78	0,66	0,56	0,42
2020	12	37,75	33,33	29,98	25,98	18,86	7,18	6,47	5,24	4,64	3,42	4,59	4,11	3,53	2,84	1,82	0,85	0,68	0,56	0,48	0,38
2021	1	34,21	32,03	28,95	24,98	18,46	6,82	6,15	5,18	4,39	3,51	4,89	4,17	3,53	2,87	1,90	0,67	0,59	0,53	0,47	0,39
2021	2	37,57	32,72	29,33	24,94	19,33	7,65	6,79	5,57	4,91	3,90	4,81	4,27	3,69	3,12	2,23	1,30	0,68	0,58	0,51	0,43
2021	3	38,56	34,54	31,11	25,52	19,61	7,20	6,60	5,31	4,69	3,82	4,68	4,09	3,51	2,92	1,97	0,93	0,81	0,68	0,57	0,44
2021	4	42,38	37,14	31,71	26,10	19,79	7,78	6,92	5,47	4,74	3,73	4,87	4,39	3,81	3,10	2,11	0,99	0,82	0,70	0,59	0,45
2021	5	42,96	38,67	34,21	27,22	20,10	6,92	6,34	5,48	4,81	3,75	5,09	4,10	3,66	3,11	2,01	1,03	0,83	0,71	0,61	0,44
2021	6	42,79	39,37	34,85	27,87	20,59	7,28	6,41	5,35	4,56	3,71	4,79	4,20	3,65	3,08	2,05	0,95	0,85	0,74	0,62	0,45
2021	7	42,44	38,51	34,39	28,69	21,08	6,78	6,08	5,16	4,46	3,69	4,44	3,98	3,40	2,61	1,71	1,05	0,84	0,73	0,61	0,46
2021	8	42,38	36,42	30,08	25,27	20,30	7,14	6,51	5,57	4,75	3,70	4,45	4,05	3,62	3,15	2,28	1,17	0,86	0,74	0,63	0,46
2021	9	38,57	35,39	31,43	26,60	20,67	7,44	6,83	5,36	4,58	3,50	4,76	4,07	3,44	2,41	1,75	0,98	0,84	0,71	0,60	0,47
2021	10	37,54	33,55	29,12	24,35	19,43	7,42	6,87	5,20	4,46	3,50	4,74	4,06	3,64	3,09	1,95	1,06	0,84	0,72	0,61	0,47
2021	11	36,37	33,63	30,57	26,10	19,43	7,66	6,88	5,35	4,68	3,59	5,07	4,32	3,66	2,90	1,99	0,97	0,81	0,68	0,58	0,44
2021	12	38,27	33,78	30,39	26,34	19,12	7,37	6,64	5,38	4,76	3,51	4,75	4,24	3,65	2,93	1,88	0,88	0,71	0,59	0,50	0,40
2022	1	34,69	32,48	29,35	25,33	18,72	7,01	6,32	5,32	4,51	3,61	5,05	4,31	3,64	2,96	1,96	0,70	0,62	0,56	0,49	0,41
2022	2	38,13	33,20	29,76	25,31	19,62	7,87	6,98	5,73	5,04	4,01	4,97	4,41	3,81	3,23	2,30	1,36	0,71	0,61	0,53	0,45
2022	3	39,06	34,98	31,51	25,85	19,86	7,37	6,76	5,44	4,80	3,91	4,82	4,21	3,61	3,01	2,03	0,97	0,84	0,71	0,59	0,46
2022	4	42,91	37,61	32,11	26,43	20,04	7,96	7,08	5,60	4,85	3,82	5,02	4,52	3,92	3,20	2,17	1,03	0,85	0,73	0,61	0,47
2022	5	43,47	39,13	34,61	27,54	20,34	7,08	6,48	5,60	4,93	3,84	5,24	4,22	3,77	3,21	2,08	1,06	0,86	0,74	0,63	0,46
2022	6	43,29	39,84	35,27	28,20	20,83	7,45	6,56	5,48	4,66	3,79	4,94	4,33	3,76	3,18	2,11	0,98	0,88	0,77	0,64	0,47
2022	7	42,94	38,97	34,79	29,03	21,33	6,95	6,23	5,29	4,57	3,78	4,58	4,11	3,51	2,69	1,77	1,09	0,87	0,76	0,64	0,48
2022	8	42,88	36,85	30,44	25,57	20,54	7,31	6,67	5,70	4,86	3,78	4,59	4,17	3,73	3,25	2,35	1,21	0,89	0,76	0,65	0,47
2022	9	39,07	35,85	31,84	26,95	20,94	7,65	7,02	5,51	4,71	3,59	4,92	4,21	3,56	2,49	1,80	1,01	0,87	0,74	0,62	0,49
2022	10	38,03	33,98	29,50	24,66	19,68	7,61	7,04	5,33	4,57	3,59	4,89	4,18	3,75	3,18	2,01	1,10	0,87	0,74	0,63	0,48
2022	11	36,86	34,09	30,99	26,45	19,70															

		Potencia [MW]																			
		Punta Arenas					Puerto Natales					Porvenir					Puerto Williams				
Año	Mes\Bloque	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
2023	1	35,17	32,93	29,76	25,68	18,98	7,19	6,48	5,45	4,63	3,70	5,21	4,44	3,75	3,06	2,02	0,73	0,65	0,58	0,51	0,42
2023	2	38,69	33,69	30,20	25,68	19,91	8,08	7,17	5,88	5,18	4,12	5,12	4,55	3,93	3,33	2,37	1,42	0,74	0,63	0,56	0,47
2023	3	39,55	35,43	31,91	26,18	20,11	7,54	6,91	5,56	4,91	4,00	4,96	4,34	3,72	3,10	2,09	1,00	0,87	0,73	0,61	0,47
2023	4	43,44	38,07	32,50	26,76	20,28	8,14	7,24	5,73	4,96	3,90	5,16	4,65	4,03	3,29	2,23	1,06	0,88	0,75	0,63	0,48
2023	5	43,98	39,59	35,02	27,87	20,58	7,24	6,63	5,73	5,03	3,92	5,39	4,35	3,88	3,30	2,14	1,10	0,89	0,76	0,65	0,47
2023	6	43,80	40,31	35,68	28,53	21,08	7,61	6,70	5,60	4,77	3,88	5,09	4,46	3,88	3,27	2,17	1,01	0,91	0,80	0,66	0,49
2023	7	43,44	39,42	35,20	29,36	21,58	7,11	6,37	5,41	4,68	3,87	4,71	4,23	3,61	2,77	1,82	1,13	0,90	0,78	0,66	0,49
2023	8	43,38	37,28	30,79	25,87	20,78	7,48	6,82	5,83	4,97	3,87	4,72	4,29	3,84	3,35	2,42	1,25	0,92	0,79	0,67	0,49
2023	9	39,58	36,32	32,26	27,29	21,21	7,85	7,20	5,65	4,83	3,69	5,07	4,34	3,67	2,57	1,86	1,05	0,90	0,76	0,64	0,50
2023	10	38,52	34,41	29,87	24,97	19,94	7,79	7,21	5,46	4,68	3,67	5,03	4,31	3,86	3,28	2,07	1,14	0,90	0,77	0,65	0,50
2023	11	37,36	34,55	31,40	26,81	19,96	8,06	7,24	5,62	4,92	3,78	5,38	4,58	3,89	3,08	2,11	1,05	0,87	0,73	0,62	0,47
2023	12	39,30	34,70	31,21	27,05	19,64	7,74	6,97	5,65	5,00	3,68	5,05	4,51	3,88	3,12	2,00	0,96	0,77	0,63	0,54	0,43
2024	1	35,65	33,38	30,16	26,03	19,24	7,36	6,64	5,58	4,74	3,79	5,37	4,57	3,86	3,15	2,08	0,76	0,67	0,60	0,54	0,44
2024	2	39,25	34,17	30,64	26,05	20,19	8,28	7,34	6,03	5,31	4,22	5,28	4,68	4,05	3,43	2,45	1,47	0,77	0,66	0,58	0,48
2024	3	40,05	35,87	32,30	26,50	20,37	7,70	7,06	5,68	5,01	4,09	5,10	4,46	3,82	3,18	2,15	1,04	0,90	0,76	0,63	0,49
2024	4	43,98	38,53	32,90	27,08	20,53	8,31	7,39	5,85	5,06	3,99	5,30	4,78	4,14	3,38	2,29	1,10	0,91	0,78	0,65	0,50
2024	5	44,49	40,04	35,42	28,19	20,82	7,39	6,76	5,85	5,14	4,00	5,55	4,47	3,99	3,39	2,20	1,13	0,92	0,79	0,67	0,49
2024	6	44,31	40,77	36,09	28,86	21,32	7,77	6,84	5,71	4,86	3,96	5,23	4,58	3,99	3,37	2,24	1,05	0,94	0,82	0,68	0,50
2024	7	43,93	39,87	35,60	29,70	21,83	7,26	6,51	5,53	4,78	3,95	4,85	4,35	3,71	2,85	1,87	1,17	0,93	0,81	0,68	0,51
2024	8	43,89	37,72	31,15	26,17	21,02	7,63	6,96	5,95	5,07	3,95	4,86	4,41	3,95	3,44	2,48	1,29	0,95	0,81	0,69	0,51
2024	9	40,08	36,78	32,67	27,64	21,48	8,04	7,38	5,79	4,95	3,78	5,22	4,47	3,78	2,65	1,92	1,08	0,93	0,79	0,66	0,52
2024	10	39,00	34,85	30,25	25,29	20,19	7,97	7,37	5,58	4,79	3,75	5,18	4,43	3,97	3,37	2,13	1,17	0,93	0,79	0,68	0,52
2024	11	37,86	35,01	31,82	27,17	20,23	8,24	7,40	5,75	5,03	3,87	5,54	4,71	4,00	3,17	2,17	1,08	0,90	0,76	0,65	0,49
2024	12	39,82	35,15	31,62	27,40	19,89	7,91	7,13	5,78	5,11	3,76	5,20	4,65	4,00	3,21	2,06	0,99	0,80	0,66	0,56	0,45
2025	1	36,13	33,82	30,57	26,38	19,50	7,53	6,79	5,71	4,84	3,87	5,52	4,71	3,98	3,24	2,14	0,79	0,70	0,63	0,56	0,46
2025	2	39,80	34,66	31,07	26,42	20,48	8,48	7,52	6,17	5,43	4,32	5,43	4,82	4,17	3,53	2,52	1,53	0,80	0,69	0,60	0,50
2025	3	40,54	36,31	32,70	26,83	20,62	7,85	7,20	5,80	5,11	4,17	5,23	4,58	3,92	3,27	2,21	1,07	0,93	0,78	0,65	0,51
2025	4	44,51	39,00	33,30	27,41	20,78	8,48	7,54	5,96	5,16	4,07	5,44	4,91	4,25	3,47	2,35	1,13	0,94	0,81	0,68	0,51
2025	5	45,00	40,50	35,83	28,51	21,05	7,53	6,89	5,96	5,24	4,08	5,70	4,59	4,10	3,49	2,26	1,17	0,95	0,81	0,70	0,50
2025	6	44,81	41,24	36,51	29,19	21,56	7,92	6,97	5,83	4,96	4,03	5,37	4,71	4,10	3,46	2,30	1,08	0,97	0,85	0,71	0,52
2025	7	44,43	40,32	36,00	30,04	22,07	7,41	6,65	5,65	4,88	4,03	4,98	4,47	3,82	2,93	1,92	1,20	0,96	0,83	0,70	0,53
2025	8	44,39	38,15	31,51	26,47	21,26	7,79	7,10	6,07	5,17	4,03	4,99	4,54	4,06	3,54	2,55	1,33	0,98	0,84	0,71	0,52
2025	9	40,59	37,25	33,08	27,99	21,75	8,22	7,55	5,92	5,06	3,86	5,38	4,60	3,89	2,72	1,97	1,12	0,96	0,82	0,69	0,54
2025	10	39,49	35,28	30,63	25,60	20,44	8,14	7,53	5,70	4,89	3,83	5,32	4,55	4,08	3,46	2,19	1,21	0,96	0,82	0,70	0,53
2025	11	38,35	35,47	32,24	27,52	20,49	8,42	7,57	5,88	5,14	3,95	5,69	4,84	4,11	3,25	2,23	1,12	0,93	0,78	0,67	0,50
2025	12	40,34	35,61	32,03	27,76	20,15	8,08	7,28	5,90	5,22	3,84	5,35	4,78	4,12	3,31	2,12	1,03	0,83	0,68	0,58	0,46
2026	1	36,61	34,27	30,97	26,73	19,75	7,69	6,93	5,83	4,95	3,95	5,67	4,84	4,09	3,33	2,20	0,83	0,73	0,65	0,58	0,48
2026	2	40,36	35,15	31,51	26,79	20,77	8,66	7,68	6,30	5,55	4,41	5,59	4,96	4,29	3,63	2,59	1,59	0,84	0,71	0,63	0,52
2026	3	41,04	36,76	33,10	27,16	20,87	8,00	7,34	5,91	5,21	4,25	5,37	4,70	4,03	3,35	2,27	1,11	0,95	0,81	0,67	0,52
2026	4	45,04	39,46	33,69	27,74	21,03	8,64	7,68	6,07	5,26	4,14	5,59	5,03	4,36	3,56	2,41	1,17	0,97	0,83	0,70	0,53
2026	5	45,51	40,96	36,24	28,84	21,29	7,67	7,02	6,07	5,33	4,16	5,85	4,71	4,21	3,58	2,32	1,21	0,98	0,84	0,72	0,52
2026	6	45,32	41,71	36,92	29,52	21,81	8,07	7,10	5,93	5,05	4,11	5,52	4,83	4,21	3,55	2,36	1,12	1,00	0,88	0,73	0,54
2026	7	44,93	40,77	36,41	30,37	22,32	7,56	6,78	5,76	4,97	4,11	5,12	4,59	3,92	3,01	1,97	1,24	0,99	0,86	0,72	0,54
2026	8	44,90	38,58	31,87	26,77	21,50	7,93	7,23	6,19	5,27	4,10	5,12	4,66	4,17	3,63	2,62	1,37	1,00	0,86	0,73	0,54
2026	9	41,09	37,71	33,49	28,34	22,03	8,40	7,71	6,05	5,17	3,95	5,53	4,73	4,00	2,80	2,03	1,15	0,99	0,84	0,71	0,55
2026	10	39,97	35,72	31,00	25,92	20,69	8,30	7,68	5,82	4,99	3,91	5,46	4,68	4,19	3,56	2,25	1,25	0,99	0,84	0,72	0,55
2026	11	38,85	35,92	32,66	27,88	20,76	8,60	7,72	6,00	5,25	4,03	5,84	4,96	4,21	3,34	2,29	1,16	0,96	0,81	0,69	0,52
2026	12	40,85	36,07	32,44	28,12	20,41	8,24	7,42	6,02	5,32	3,92	5,50	4,92	4,23	3,40	2,18	1,06	0,86	0,71	0,60	0,48
2027	1	37,08	34,72	31,38	27,08	20,01	7,84	7,07	5,95	5,04	4,03	5,83	4,97	4,20	3,42	2,26	0,86	0,76	0,68	0,60	0,50
2027	2	40,92	35,63	31,94	27,16	21,05	8,84	7,84	6,43	5,67	4,51	5,74	5,09	4,40	3,73	2,66	1,65	0,87	0,74	0,65	0,54
2027	3	41,53	37,20	33,50	27,49	21,12	8,15	7,47	6,01	5,31	4,33	5,51	4,82	4,13	3,44	2,33	1,14	0,98	0,83	0,70	0,54
2027	4	45,57	39,93	34,09	28,06	21,28	8,79	7,82	6,18	5,36	4,22	5,73	5,16	4,47	3,65	2,47	1,21	1,00	0,86	0,72	0,55
2027	5	46,02	41,42	36,64	29,16	21,53	7,81	7,14	6,18	5,43	4,23	6,00	4,83	4,32	3,67	2,37	1,24	1,01	0,86	0,74	0,53
2027	6	45,83	42,17	37,33	29,85	22,05	8,21	7,22	6,04	5,14	4,18	5,66	4,96	4,31	3,64	2,42	1,15	1,03	0,90	0,75	0,55
2027	7	45,43	41,22	36,81	30,71	22,57	7,70	6,90	5,86	5,06	4,19	5,25	4,71	4,02	3,09	2,02	1,28	1,02	0,89	0,74	0,56
2027	8	45,40	39,02	32,22	27,07	21,74	8,07	7,36	6,29	5,36	4,18	5,25	4,78	4,28	3,72	2,69	1,41	1,03	0,89	0,75	0,55
2027	9	41,60	38,17	33,90	28,69	22,30	8,57	7,87	6,17	5,27	4,03	5,68	4,86	4,11	2,88	2,08	1,19	1,02	0,87	0,73	0,57
2027	10	40,46	36,15	31,38	26,23	20,94	8,46	7,83	5,93	5,08	3,98	5,61	4,80	4,30	3,65	2,31	1,28	1,01	0,87	0,74	0,57
2027	11	39,35	36,38	33,07	28,23	21,02	8,76														

## 25.8 Consideraciones sobre las pérdidas de Potencia y Energía

La proyección de demanda efectuada corresponde a una proyección de la ventas de energía. Para estimar la generación bruta se consideraron las pérdidas que se producen a nivel de generación, transmisión y patios AT/MT. Esto significa, incorporar las pérdidas de los transformadores asociados a las unidades de generación y en el caso de Punta Arenas, también adicionar las pérdidas en las líneas de transmisión. Para estimar dichas pérdidas se determinó la razón entre las ventas informadas y generación bruta para el año base del Estudio, factor el cual se mantuvo constante para todo el horizonte de planificación para cada sistema. En la Tabla 243 se presentan las pérdidas de energía consideradas por Sistema Mediano.

**Tabla 243: Pérdidas de energía por sistema eléctrico**

Item	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Pérdidas energía (%)	3,22%	2,92%	2,86%	4,90%

A continuación se presenta la metodología para la estimación de las pérdidas de potencia de cada sistema.

Se debe tener presente que las pérdidas son mayores en el sistema de Punta Arenas producto de la presencia de una línea de transmisión. Es importante destacar que las ventas corresponden a energía, razón por la cual se deben determinar las pérdidas de energía, la manera de relacionar las pérdidas de energía con las pérdidas de potencia es a través de la siguiente expresión:

$$Pérdidas\_Máximas\_de\_Potencia = \frac{Pérdidas\_Medias\_de\_Potencia}{F_{cp}} \quad (25-1)$$

Donde  $F_{CP}$  corresponde al factor de carga de las pérdidas, el cual se puede determinar en forma aproximada a partir de la siguiente expresión<sup>18</sup>:

$$F_{cp} = 0,3 \cdot F_c + 0,7 \cdot F_c^2 \quad (25-2)$$

Aplicando las dos expresiones anteriores, se tiene que un estimado de pérdidas de potencia se presenta en la Tabla 244.

**Tabla 244: Pérdidas de potencia máxima por sistema eléctrico**

Item	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Pérdidas de Pot (%)	4,33%	4,06%	4,01%	7,58%

<sup>18</sup> Buller, F. H., and Woodrow: "Load Factor – Equivalent Hour Values Compared"

## 26 SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN.

Para el cálculo del Costo Incremental de Desarrollo (CID), es necesario definir, por una parte, un conjunto de nudos de retiro, y por otra, una serie de factores de prorrata que permitan asignar las inversiones y costos de las instalaciones que se incorporen dentro del Plan de Expansión Óptimo a dichos nudos.

En el caso particular de los sistemas eléctricos de Edelmag, esta discusión solo es válida para el sistema de Punta Arenas, ya que los sistemas de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams sólo cuentan con una barra de retiro cada uno.

La selección de las barras de retiro del sistema de Punta Arenas resulta un ejercicio simple, toda vez que corresponden a las únicas dos barras pertenecientes a este sistema. Sin embargo, en lo que respecta a la metodología de asignación de los costos a cada una de estas barras, es posible establecer una discusión respecto a la aplicación ciega de ciertos métodos, particularmente en los que respecta a las instalaciones de transmisión.

### 26.1 Barras de retiro

#### 26.1.1 Sistema eléctrico de Punta Arenas

El sistema eléctrico de Punta Arenas corresponde al mayor de los sistemas de Edelmag. La central eléctrica Punta Arenas se encuentra ubicada en pleno sector urbano de la ciudad del mismo nombre, donde aloja un conjunto de unidades de generación de antiguas y de pequeño tamaño. Desde la central Punta Arenas, la energía es transmitida a los consumidores a través sus alimentadores. Dicha energía proviene principalmente desde la otra central de este sistema, Tres Puentes, a la cual está conectada mediante una línea de transmisión en 66kV y otra de 23kV, aunque esta última funciona normalmente abierta y sólo opera como respaldo.

La central Tres Puentes se ubica fuera del área urbana y está constituida por unidades de mayor tamaño, constituyéndose de esta forma en la principal fuente de energía de este sistema eléctrico.

De esta forma, debido a la gran concentración de alimentadores presentes, la elección lógica corresponde a la selección de las barras de central Punta Arenas y Central Tres Puentes como barras de retiro del sistema eléctrico de Punta Arenas.

#### 26.1.2 Sistema eléctrico de Puerto Natales

El sistema eléctrico de Puerto Natales es bastante más pequeño que el de Punta Arenas, contando con una sola central, la cual mediante sus cinco alimentadores, proporciona toda la energía a los consumos de la ciudad. Por lo tanto, el sistema es considerado como uninodal y no es necesario realizar una selección de barras de retiro.

### 26.1.3 Sistema eléctrico de Porvenir

El sistema eléctrico de Porvenir también corresponde a un sistema pequeño con una sola central con tres alimentadores. Al igual que Puerto Natales, es calificable como uninodal y por lo tanto, no es necesario realizar selección de barras de retiro.

### 26.1.4 Sistema eléctrico de Puerto Williams

El sistema eléctrico de Porvenir también corresponde a un sistema pequeño con una sola central con tres alimentadores. Al igual que los sistemas anteriores, es calificable como uninodal y por lo tanto, no es necesario realizar selección de barras de retiro.

## 26.2 Factores de Asignación

### 26.2.1 Asignación de costos de unidades generadoras a los nudos de retiro

La asignación de costos de generación que propone el Consultor, se realizará identificando el uso del sistema de generación que hacen los consumidores de cada nudo de retiro y asignando los costos de manera proporcional a este uso. Es decir, en este caso, los costos del generador  $g$  en el año  $t$  se asignan al nudo  $j$ , de forma preliminar para efectos de este estudio como:

$$CG_{jtg} = CG_{tg} \cdot \frac{E_{jt}}{\sum_{i=1}^{NB} E_{it}} \quad (26-1)$$

Donde:

$CG_{jtg}$  : Costos de la unidad generadora  $g$ <sup>19</sup> en el año  $t$  asignados al nudo de retiro  $j$ , en \$.

$CG_{tg}$  : Costos de la unidad generadora  $g$  en el año  $t$ .

$E_{jt}$  : Energía demandada por el nudo de retiro  $j$  durante el año  $t$ , según la estimación de demanda, en kWh.

$NB$  : Número de barras de retiro del sistema.

De la ecuación anterior se observa que el factor de prorrata para asignar los costos de generación al nudo  $j$ , en el año  $t$  es:

$$FPROG_{jtg} = \frac{E_{jt}}{\sum_{i=1}^{NB} E_{it}} \quad (26-2)$$

<sup>19</sup>Se utiliza de manera genérica la palabra costo, ya que puede representar tanto los costos de inversión como los costos operacionales, tanto absolutos como incrementales.

### 26.2.2 Asignación de costos de instalaciones de transmisión a los nudos de retiro

La remuneración del sistema de transmisión es un tema que ha recibido una gran atención desde la aplicación de sistemas eléctricos desintegrados verticalmente. Debido a esto, existe en la literatura de investigación una variedad de metodologías de asignación de costos, considerando las particularidades de este segmento del sector eléctrico. Entre estas metodologías pueden mencionarse:

- factores GGDF y GLDF,
- métodos basados en estudios de flujos de potencia,
- métodos de estampillado,

Dadas las características particulares de los sistemas en análisis y su estructura integrada de propiedad, el sistema de transmisión debe ser remunerado por completo por los consumidores. Nuevamente, la asignación de costos por barra de retiro debe ser proporcional al uso que hacen éstas del sistema de transmisión. Sin embargo, a diferencia del pago del sistema de generación, la remuneración de las instalaciones de transmisión depende de la topología del sistema.

Al respecto, el Consultor plantea ciertos cuestionamientos a la aplicación de factores de prorrata del tipo GGDF o GLDF para la asignación de los costos de las instalaciones de transmisión.

Las características particulares del sistema eléctrico de Punta Arenas, considerando que prácticamente toda la generación se produce en central Tres Puentes y que la mayor parte del consumo de energía del sistema corresponde a los alimentadores de la central Punta Arenas, configuran un escenario en que el flujo por la línea de transmisión de 66 kV está direccionado desde Tres Puentes hacia Punta Arenas, prácticamente en toda condición de operación.

Los datos planteados permiten deducir que cualquier método de asignación de costos basado en análisis de flujos de potencia y utilización de las instalaciones de transmisión, asignará el 100% de los costos del sistema de transporte a la barra de la central Punta Arenas, lo cual, si bien en un principio parece correcto, plantea ciertas interrogantes respecto al pago que deberán realizar los clientes regulados.

El principal cuestionamiento corresponde al hecho de que clientes regulados de la misma empresa distribuidora, localizados en la misma comuna, tendrán que pagar una tarifa distinta de electricidad, sólo por el hecho de que sus alimentadores salgan de centrales distintas. En este sentido, no hay que perder de vista que la línea de transmisión es de sólo 8,15 km, y por lo tanto no está transportando energía entre lugares distantes.

En este caso, los clientes suministrados por los alimentadores de central Punta Arenas tendrían que asumir todos los costos de futuras instalaciones de transmisión. Esta situación podría hacerse patente en el corto plazo, ya que, debido a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, si se determina que la línea de 66kV debe seguir el criterio N-1, se tendría que construir una línea de, a lo menos, similares características a la existente, la cual sería pagada en su totalidad por los clientes de Punta Arenas.

En vista de lo expuesto, el Consultor plantea como alternativa, utilizar para instalaciones de transmisión el mismo método de asignación utilizado para las unidades de generación, es decir, a prorrata de la energía consumida según la proyección de demanda realizada.

### 26.2.3 Cálculo de los factores de asignación

La aplicación en la expresión siguiente de los datos reales de consumo del año 2013, lo cual se utilizará como escenario base en los cálculos del CID, se traduce en lo siguiente:

a) Para el nudo Punta Arenas:

$$FPROG_{PA,2013} = \frac{E_{PA,2013}}{\sum_{i=PA,TP} E_{i,2013}} = \frac{141.924 \text{ MWh}}{141.924 \text{ MWh} + 84.960 \text{ MWh}} = 0,626 \quad (26-3)$$

b) Para el nudo Tres Puentes

$$FPROG_{PA,2013} = \frac{E_{TP,2013}}{\sum_{i=PA,TP} E_{i,2013}} = \frac{84.960 \text{ MWh}}{141.924 \text{ MWh} + 84.960 \text{ MWh}} = 0,374 \quad (26-4)$$

## 27 ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN

La determinación de la expansión óptima de un sistema eléctrico cualquiera es un problema complejo, altamente no lineal, que debe tomar en consideración el uso de variables enteras. Para la resolución adecuada de este problema, se utilizó el software comercial de planificación de generación, OptGen, desarrollado por PSR Inc., complementado por la herramienta Power Factory, de DlgSILENT GmbH., para la planificación de la expansión del sistema de transmisión y las simulaciones estáticas y dinámicas que se realizaron posteriormente. Adicionalmente se utilizan desarrollos propios del Consultor, de manera de reconocer costos en el despacho óptimo resultante de dicho Plan de Expansión que el modelo de planificación no pudiese reconocer, dados las simplificaciones y supuestos que se utilizan en la modelación del sistema eléctrico.

### 27.1 Formulación del problema

El Plan de Expansión Óptimo corresponde al conjunto de unidades generadoras, instalaciones de transmisión e infraestructura incorporada a los sistemas estudiados en base a las instalaciones existentes, tal que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización de la Empresa en un horizonte de quince años.

En otras palabras, el Plan de Expansión Óptimo surge como resultado de un proceso de optimización matemático cuyo planteamiento corresponde a:

Min  $Z$  = Costos de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización en un horizonte de quince años.

Sujeto a:

- Restricciones de suficiencia: Abastecimiento total de la Demanda.
- Restricciones de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS): Cumplimiento de Norma Técnica.
- Restricciones operativas: Disponibilidad de reserva, variables eléctricas dentro de límites operativos de equipos.
- Restricciones de disponibilidad de energéticos primarios: combustible, hidrología, viento, radiación solar, etc.
- Restricciones ambientales: emisiones máximas de gases, nivel de ruidos, etc.
- Restricciones geográficas: disponibilidad de terrenos para emplazamientos, distancias involucradas entre instalaciones, accidentes geográficos, etc.
- Otras restricciones.

Como puede observarse, el alto número de restricciones a incorporar, sumado a la casi infinita gama de posibilidades que pueden proporcionar la solución, hacen que este tipo de problemas sean muy complejos.

Este tipo de dificultad es usual en los problemas de planificación en el sector eléctrico. Sin embargo, aparte de la complejidad de implementar matemáticamente el problema de optimización -que por lo demás se ha resuelto parcialmente mediante algunos modelos, aunque muchos de ellos se utilizan sólo con fines académicos o en políticas

gubernamentales-, existe el problema de la incertidumbre en la estimación de los escenarios futuros, sobre todo considerando una planificación de largo plazo.

El problema planteado en este caso particular, es altamente no lineal e incorpora variables tanto reales como enteras. Para encontrar la solución a este problema, el Consultor propone el mecanismo que se expone en los siguientes puntos.

En base a lo anterior, la obtención del Plan de Expansión Óptimo en generación se lleva a cabo a partir de los resultados de las dos etapas que definen a dicho plan: planificación y operación.

La obtención del Plan de Expansión Óptimo en generación se lleva a cabo entonces a partir de los resultados de las dos etapas que definen a dicho plan: planificación y operación.

Para la determinación del tren de inversiones en generación, se utilizó el software de planificación OptGen, el cual permite abastecer de forma óptima la demanda del sistema en todo el horizonte de optimización. Adicionalmente, el Plan de Expansión resultante debe cumplir con requerimientos de suficiencia, dadas principalmente por la condición de contar con un parque diesel que sea capaz, para cada uno de los sistemas, de cubrir parte de la demanda en caso de que Edelmag se enfrentara a un escenario donde se viera comprometido el suministro del gas natural, combustible principal de todos los sistemas de la Empresa.

Por su parte, la determinación del despacho económico se lleva a cabo considerando los resultados de la etapa anterior, a través de desarrollos propios del consultor en un modelo de despacho horario que reconoce costos y otros aspectos operacionales del despacho real.

La Figura 116 muestra la metodología utilizada para la determinación del Plan de Expansión Óptimo en Generación. Adicionalmente, los capítulos siguientes indican los datos de entrada a los modelos de planificación y operación, y los supuestos considerados para la realización del Plan de Expansión Óptimo de los sistemas de Edelmag.

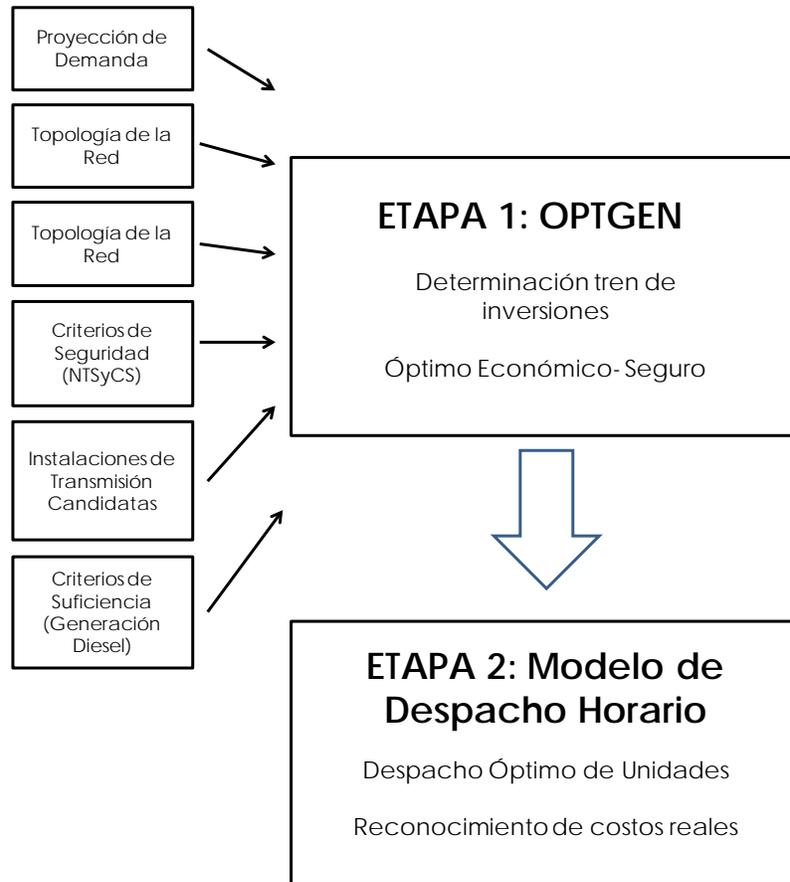


Figura 95: Metodología para el cálculo del plan de expansión óptimo

## 27.2 Software de planificación: OptGen

Para el desarrollo del Plan de Expansión Óptimo en Generación se ha utilizado el software comercial de planificación OptGen, desarrollado por la empresa consultora Power System Research (PSR).

Este programa ha sido utilizado en diversos procesos de planificación de la generación de sistemas eléctricos de potencia en Chile, siendo utilizado en los siguientes procesos regulatorios:

- Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos para Edelmag (Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir) en el año 2006.
- Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos para Edelmag (Puerto Williams) en el año 2008.
- Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Isla de Pascua en el año 2008.
- Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos para Edelmag (Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams) en el año 2010.
- Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Isla de Pascua en el año 2012.

Entre las principales características del programa se incluyen:

- Determinación del cronograma óptimo de inversiones en generación que minimiza el costo de inversión, operación y falla.
- Posibilidad de considerar proyectos de generación asociados, excluyentes, con orden de precedencia, etc.
- Utilización de hasta cinco bloques de demanda mensual.
- Determinación del despacho, costo marginal y costo de operación de las unidades generadoras para cada bloque de demanda.

### **27.3 Software de operación: Modelo de despacho horario**

El modelo de despacho utilizado corresponde a un desarrollo interno del Consultor, el cual permite simular con elevado nivel de detalle la operación de un sistema eléctrico de potencia.

El modelo resuelve un problema de programación línea entera mixta (MILP), por lo que es posible incorporar características de la operación del sistema que no se consideran o son simplificadas en los modelos de planificación. Algunos ejemplos de estas nuevas características son los estados operativos de las unidades, mínimos técnicos de generación, perfiles de toma/desprendimiento de carga y curvas de rendimientos térmicos de las unidades. Con respecto a las curvas de rendimiento térmico, es necesario aclarar que dado que el modelo trabaja en base a programación lineal, dichas curvas fueron discretizadas mediante un algoritmo especializado para que puedan ser efectivamente incorporadas a la modelación.

El modelo se resuelve en dos etapas. La primera corresponde a un proceso de relajación lineal que consiste en reemplazar todas las variables binarias por variables continuas, acotadas a tomar valores entre cero y uno. Este problema relajado se resuelve mediante simplex dual y su resultado sirve como primera solución factible al problema original.

La segunda etapa consiste en la búsqueda del óptimo mediante el algoritmo de Branch & Bound. Se debe aclarar que debido a restricciones en la capacidad de cómputo el modelo no necesariamente converge al óptimo global del problema, sino que la búsqueda se detiene un vez que se cumplen los criterios de convergencia establecidos por el usuario.

Los resultados del modelo consisten en la programación horaria de todas las unidades del sistema, para todo el horizonte de evaluación. El modelo se encuentra programado en lenguaje Mosel y se resuelve el motor de optimización Xpress.

### **27.4 Metodología general de planificación de expansión de unidades de generación**

De manera de dar cumplimiento a lo indicado anteriormente, la metodología considerada para la obtención del Plan de Expansión Óptimo de las Unidades de Generación para efectos de este Estudio consta de tres etapas, las que se describen a continuación.

#### **27.4.1 Etapa 1: Planificación óptimo económica**

En esta primera etapa, se determinó la expansión de las unidades de generación utilizando el modelo de planificación OptGen. Este modelo determina la expansión en base a la

minimización del costo actualizado de inversión, operación y falla, durante un horizonte de planificación de 15 años y considerando una modelación de la demanda en 5 bloques.

#### **27.4.2 Etapa 2: Planificación con suficiencia diesel y de seguridad N-1**

Dado el plan de expansión económico resultante, se busca analizar la suficiencia del sistema, dado el riesgo de que el suministro del combustible gas pueda ser interrumpido en el corto plazo, con importantes implicancias dada la alta dependencia de combustible que tienen los sistemas de Edelmag.

El primer paso consiste en analizar si el parque diesel existente permite abastecer la demanda del sistema, para todo el horizonte de estudio. Esto, en función de que frente a un corte de suministro de gas natural de X días, durante dichos X días no existiría la posibilidad de generar energía utilizando este combustible. Sin embargo, debido a que dicho corte puede ocurrir en cualquier instante del año, y por lo tanto coincidir con los períodos de mayor exigencia del sistema, la capacidad debiese ser, en el mejor de los casos, capaz de abastecer la demanda máxima. De esta forma, el criterio exigido para la planificación del respaldo es que la capacidad diesel instalada sea capaz de cubrir la demanda máxima anual. Para ello, el modelo de planificación busca minimizar el tren de inversiones de unidades diesel para el cumplimiento del criterio de suficiencia señalado.

El siguiente paso consiste en realizar un análisis técnico de la operación de las unidades bajo el criterio de seguridad N-1. Con esto se busca mantener un parque de generadores de tamaño adecuado al sistema, entendiéndose por esto que cada unidad no represente un riesgo para el resto del sistema, ya sea por motivos de efectos transitorios en el caso de una salida forzada, o que peligre la suficiencia del sistema eléctrico cuando la unidad se encuentre en mantenimiento.

#### **27.4.3 Etapa 3: Determinación de la operación de las unidades**

Una vez definida la planificación de los respectivos sistemas, y a través del modelo de despacho horario, que considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólar por hora, se determinan el despacho de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el plan de expansión.

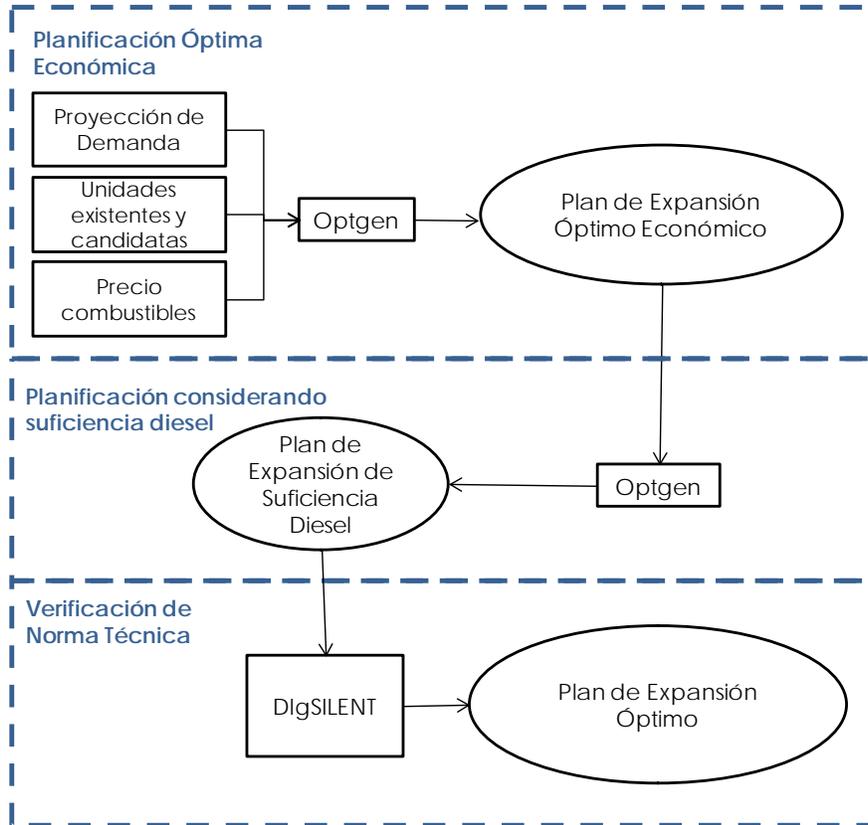


Figura 96: Esquema de metodología general de planificación de expansión en generación

### 27.5 Precios de combustibles

En su visita técnica a los Sistemas Medianos de Edelmag entre el 27 y el 30 de enero, System se reunió con los principales actores del mercado del gas natural en la Región de Magallanes, incluidos productores, consumidores y empresa de distribución, con el objetivo de caracterizar posibles escenarios futuros de disponibilidad y precio de gas natural para generación eléctrica en Magallanes en el horizonte de estudio. En la siguiente figura se detallan los actores de cada segmento del mercado del gas natural con que System se reunió en su visita técnica a Punta Arenas.

Figura 97: Actores por segmento del mercado del gas natural de Magallanes con que System se reunió



De las reuniones sostenidas por System se pudo concluir que existe incertidumbre respecto de las condiciones de suministro de gas natural en Magallanes para los próximos años. Entre los factores que podrían condicionar el suministro de gas natural para los consumidores de la Región de Magallanes, en particular Edelmag, los más relevantes son el nivel de éxito que tenga ENAP en los procesos de exploración que está llevando a cabo y las decisiones gubernamentales respecto de la aplicación de un subsidio al precio del gas natural en Magallanes. Un antecedente que refleja la alta incertidumbre existente respecto del futuro de la oferta de gas natural en la región es el hecho que Edelmag no cuente con ofertas de contratos de suministro de duración mayor a 1 año, debiendo renovar anualmente estos compromisos. Esta situación fue informada por Edelmag y verificada por System en reunión con Gasco Magallanes.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, System consideró otros escenarios de precio de gas para la planificación óptima de la expansión de generación (así como para la determinación de los proyectos de reposición eficientes). Para efectos del presente informe, se muestran los resultados obtenidos del escenario que se muestra en esta sección.

Actualmente Edelmag compra gas natural a Gasco Magallanes a un precio que traspasa el precio de compra de Gasco Magallanes a ENAP, más un Valor Agregado de Distribución (VAD). El precio de compra de Gasco Magallanes a ENAP es fijado actualmente por esta última, e incluye un subsidio establecido en la Ley de Presupuesto. Las diferencias que se producen entre los costos de producción de ENAP o eventuales compras a terceros (incluidos costos de extracción, transporte, gastos generales, administración, inversión y exploración) y los precios de venta a Gasco, son absorbidas en una parte por el subsidio establecido en la Ley de Presupuesto y, en la parte restante, por la propia ENAP.

El precio del gas se calcula de acuerdo lo establecido en el literal v) del numeral 3 del Capítulo II de las Bases, es decir, igual al precio promedio entre los meses de octubre y diciembre de 2012. Considerando el tipo de cambio del Estudio (477,13 [\$US\$]) y el poder calorífico publicado por Gasco Magallanes en su página web, resultan los precios de gas natural en cada uno de los sistemas que se muestran en la Tabla 245.

Como una forma de abordar el ambiente de alta incertidumbre respecto de la oferta de gas natural en Magallanes en el horizonte del Estudio, en el Informe Final del presente Estudio se incluirá a modo de Anexo los Planes de Expansión Óptimos resultantes de considerar otros posibles escenarios de precio de gas.

Tabla 245: Precio del gas natural<sup>20</sup>

Sistema	Poder Calorífico kCal/m3	Precio Gas Natural	
		US\$/m3	US\$/MMBtu
Punta Arenas	9.479	0,152	4,0
Puerto Natales	9.447	0,152	4,1
Porvenir	9.785	0,152	3,9
Puerto Williams	Sin Gas	Sin Gas	Sin Gas

En el caso del diesel, se consideró el precio calculado de acuerdo a lo señalado en el Anexo 16.1.

## 27.6 Unidades de generación

En este apartado se expondrá la información de entrada utilizada para alimentar la base de datos de los modelos utilizados para efectos de este Estudio. En particular, se examinarán los criterios adoptados en la selección de ciertos parámetros y su justificación.

Las unidades de generación incorporadas en la base de datos de los modelos de optimización se pueden clasificar en dos grupos:

- Unidades existentes
- Unidades candidatas.

A continuación se describe el tratamiento e incorporación de cada uno de estos grupos de unidades de generación.

### 27.6.1 Unidades existentes

El grupo de unidades existentes corresponde a las unidades actualmente en funcionamiento en los sistemas eléctricos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

#### a) Sistema Eléctrico de Punta Arenas

Para el sistema eléctrico de Punta Arenas se ha considerado el conjunto de unidades mostrado en la Tabla 246. Para efectos de este estudio, y de acuerdo a la información de la Empresa, se está llevando a cabo un *uprate* de la unidad Solar Titan de 13,7 MW de capacidad, con lo cual esta unidad incrementará su capacidad a 15 MW en total a partir de mayo del año 2014. Adicionalmente, la Empresa también ha informado el retiro definitivo de la unidad de respaldo General Electric No 1 a contar de diciembre del año 2013.

<sup>20</sup> Poder calorífico publicados en marzo de 2014, <http://www.gascomagallanes.cl/tarifas.html>

**Tabla 246: Unidades existentes en el sistema eléctrico de Punta Arenas**

Unidad	Potencia (kW)	Central	Tipo
TG Hitachi	24.000	Tres Puentes	Turbina gas heavy duty
TG Solar Titan 13,7*	13.700	Tres Puentes	Turbinas gas industrial
TG Solar Mars	10.000	Tres Puentes	Turbina gas industrial
MG CAT	2.720	Tres Puentes	Moto gas lento
MD CAT No 2	1.460	Tres Puentes	Motor diesel rápido
MD CAT No 3	1.460	Tres Puentes	Motor diesel rápido
TG Solar Titan 15	15.000	Tres Puentes	Industrial (dual)
TG GE -10	10.700	Tres Puentes	Turbina gas heavy duty
MD SULZER No 1	1.400	Punta Arenas	Motor diesel lento
MD SULZER No 2	1.400	Punta Arenas	Motor diesel lento
MD SULZER No 3	1.400	Punta Arenas	Motor diesel lento
TG GE No 1 (Respaldo)**	6.500	Punta Arenas	Turbina gas heavy duty
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	Punta Arenas	Turbina gas heavy duty
<b>Total (kW)</b>	<b>96.440</b>		

\* Unidad Solar Titan 13,7 incrementará su potencia a 15 MW en May-2014

\*\*Unidad General Electric GN1 fue retirada definitivamente en Dic-2013

#### b) Sistema Eléctrico de Puerto Natales

Las unidades existentes consideradas para el sistema eléctrico de Puerto Natales se muestran en la Tabla 247. Para efectos de este estudio, la empresa ha señalado la adquisición de una unidad diesel Caterpillar 3516, la cual se incorporará a partir de junio de 2016.

**Tabla 247: Unidades existentes en el sistema eléctrico de Puerto Natales**

Unidad	Potencia (kW)	Tipo
MG Waukesha No 3	1.180	Motor gas lento
TG Solar No 4	800	Turbina gas industrial
TG Solar No 5	800	Turbina gas industrial
MD Caterpillar No 6	1.500	Motor diesel rápido
MG Waukesha No 8	1.180	Motor gas lento
MD F.Morse No 1	300	Motor diesel lento
MG Jenbacher No 9	1.420	Motor gas rápido
MD Palmero No 10	1.360	Motor diesel rápido
MG Jenbacher No 11	1.420	Motor gas rápido
MD F.Morse No 2	150	Motor diesel lento
MD Caterpillar 3516*	1.400	Motor diesel rápido
<b>Total (kW)</b>	<b>11.510</b>	

\* Unidad MD Caterpillar 3516 se incorpora a partir de Jun-2014

**c) Sistema Eléctrico de Porvenir**

Las unidades existentes consideradas para el sistema eléctrico de Porvenir se muestran en la Tabla 248.

**Tabla 248: Unidades existentes en el sistema eléctrico de Porvenir**

Unidad	Potencia (kW)	Tipo
MG Waukesha No 7	1.180	Motor gas lento
MG Waukesha No 4	875	Motor gas lento
MD Caterpillar No 5	920	Motor diesel rápido
MG Waukesha No 6	1.180	Motor gas lento
MD Palmero No 2	1.360	Motor diesel rápido
MG Jenbacher No 10	1.420	Motor gas rápido
MG Caterpillar No 9	900	Motor gas rápido
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	Motor diesel rápido
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	Motor diesel lento
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	Motor diesel lento
Total (kW)	8.955	

**d) Sistema Eléctrico de Puerto Williams**

Las unidades existentes consideradas para el sistema eléctrico de Porvenir se muestran en la Tabla 249.

**Tabla 249: Unidades existentes en el sistema eléctrico de Puerto Williams**

Unidad	Potencia (kW)	Tipo
MD Caterpillar 3508B	590	Motor diesel lento
MD Caterpillar 3508*	728	Motor diesel rápido
MD Caterpillar C-18	508	Motor diesel rápido
MD MOTOR PETBOW	252	Motor diesel rápido
MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	Motor diesel rápido
MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	Motor diesel rápido
MD DETROIT (RESPALDO)**	250	Motor diesel rápido
Total (kW)	2.828	

\*Unidad 3508 es reemplazada por unidad diesel C-32 de 800 kW en Sep-2013

\*\*Unidad diesel Detroit fue retirada definitivamente en Ene-14

## 27.6.2 Unidades candidatas

### 27.6.2.1 Proyectos Informados por la CNE

A través de la carta CNE.N° 68/2014 de fecha 05 de marzo de 2014, la Comisión Nacional de Energía da cumplimiento al punto 3 de las bases que rigen este Estudio, literal m). En él se indica lo siguiente:

*Una vez iniciado el Estudio, la Comisión podrá poner a disposición del consultor de las Empresas individualizadas en el numeral 2 del Capítulo I de estas Bases, los antecedentes de proyectos de generación y/o transmisión que obren en su poder, a efectos de que éstos sean considerados en el Plan de Expansión Óptimo. Dentro de los antecedentes, al menos se considerará la entrega de:*

- Carta Gantt que dé cuenta de las actividades y plazos del o los proyectos, incluida su puesta en marcha;
- Información técnica y comercial relacionada (Informe de Ingeniería Conceptual);
- En el caso de proyectos hidroeléctricos, deberá incluirse información de estadísticas de afluentes asociados y toda la información detallada correspondiente a los respectivos derechos de aguas (propiedad, ubicación, volumen y derecho de otorgamiento);
- En el caso de proyectos eólicos, deberá incluirse información de estadísticas de viento disponible.
- En el caso de otros proyectos ERNC, deberá incluirse toda información respecto de las mediciones que acrediten los factores de planta.

En dicha misiva la CNE pone a disposición de las Empresas los proyectos de generación-transporte que fueron presentados a la autoridad para efectos de este Estudio. En el caso particular de la XII Región, se informó respecto del proyecto Parque Eólico, cuyos antecedentes se describen a continuación.

#### a) Parque Eólico Cabo Negro

Pecket Energy, informa su proyecto "Parque Eólico Cabo Negro", consistente en la conexión al sistema mediano de Punta Arenas de 3 aerogeneradores de 850 kW cada uno, que se encuentran instalados y operando en Cabo Negro, y se encuentran alrededor de 29 km al norte de dicho sistema. El parque se conectaría a la línea de media tensión de 13,2 kV de la central Tres Puentes. La inversión total del proyecto, de acuerdo a lo informado por Pecket Energy, correspondería a 4,592 MMUS\$, de los cuales 3,977 MMUS\$ corresponden a la adquisición de los 3 generadores eólicos de 850 kW cada uno y el resto, de 0,615 MMUS\$, corresponde a la conexión de estos al sistema eléctrico de Edelmag.

Adicionalmente, se están desarrollando los estudios técnicos sistémicos, los cuales ya se encontrarían en las etapas finales según lo informado.

Respecto a los datos informados, se presentan estudios de medición de viento entre los años 2010 y 2012, presentando datos incompletos para algunos meses y/o días, y con un factor de planta histórico de un 52%.

### 27.6.2.2 Unidades candidatas

Este grupo corresponde a un conjunto de unidades clasificadas según las distintas tecnologías disponibles. Se distinguen en módulos de generación, identificados con un

código de tres a cuatro letras seguidas de un número. Para los módulos correspondiente a motores las primeras dos letras representan la tecnología de la unidad, por ejemplo, MD Motor Diesel, MG Motor a Gas, entre otros. La tercera de las letras corresponde a la velocidad de las unidades, distinguiendo con una "R" a aquellos motores rápidos, de 1.500 RPM o más, y con una "L" para aquellos motores que giran a velocidades inferiores. Para el caso de las turbinas, la clasificación se realiza según sean Turbinas a Gas Industrial (TGI), o Turbinas a Gas Heavy Duty (THD). Para el resto de las centrales se clasifican de acuerdo a si son centrales a carbón (CCA), biomasa (CBI) o eólicas (CE). En el caso de las centrales eólicas al existir más de un proyecto posible se incorporó adicionalmente la ubicación en el cual estaría emplazado, correspondiente a las localidades de Tres Puentes (TP), Cabo Negro (CN), Punta Arenas-Pecket (PA), Puerto Natales (PN), Porvenir (PO), Puerto Williams (PW).

Finalmente, para diferenciar a las distintas unidades dentro de la misma tecnología se ha empleado además un número. En la Tabla 250 se muestra un detalle de los códigos de utilizados.

**Tabla 250: Nomenclatura utilizada para unidades de generación.**

Código	Tecnología
MDR	Motor diesel rápido
MDL	Motor diesel lento
MGR	Motor gas rápido
MGL	Motor gas lento
CCA	Central carbón
CBI	Central biomasa
CE	Central eólica

Para cada módulo de generación se han especificado las principales características técnicas como, por ejemplo, consumo específico, tensión en bornes, costo variable no combustible, tipo de combustible, entre otros. Estos módulos se han generado de manera de obtener un conjunto de unidades de capacidades típicas para cada tecnología.

Para la determinación de la capacidad los de módulos candidatos se realizó un análisis detallado de las unidades cotizadas en estudio efectuado por Proyersa, clasificando las unidades cotizadas de acuerdo a distintos tramos de potencia, según tecnología y tipo, definidas previamente por el Consultor. Para cada una de las unidades cotizadas se determinó, para distintos factores de planta, su curva de costo de desarrollo de acuerdo a los costos de inversión y operación informados. Luego, se identificaron las unidades que presentaban los menores costos de desarrollo para los distintos rangos asignados. Con esto se determinó la capacidad recomendable para cada uno de los módulos candidatas dentro del plan de expansión óptimo.

A continuación se presenta el detalle del análisis efectuado por tecnología y tipo.

#### a) Turbinas a gas heavy duty

Para las turbinas gas heavy duty se definen dos rangos de potencia (Tabla 251). A partir del análisis de las curvas de costo de desarrollo para los rangos de potencia establecidos, se identifican dos módulos de 6.060 y 16.300 kW.

Tabla 251: Rangos de potencia y capacidad módulos candidatos turbinas a gas heavy duty

<b>Rango (kW)</b>	0 - 8.000	> 8.000
<b>Unidad óptima</b>	EG-6000	GTES-16PA
<b>Potencia (kW)</b>	6.060	16.300

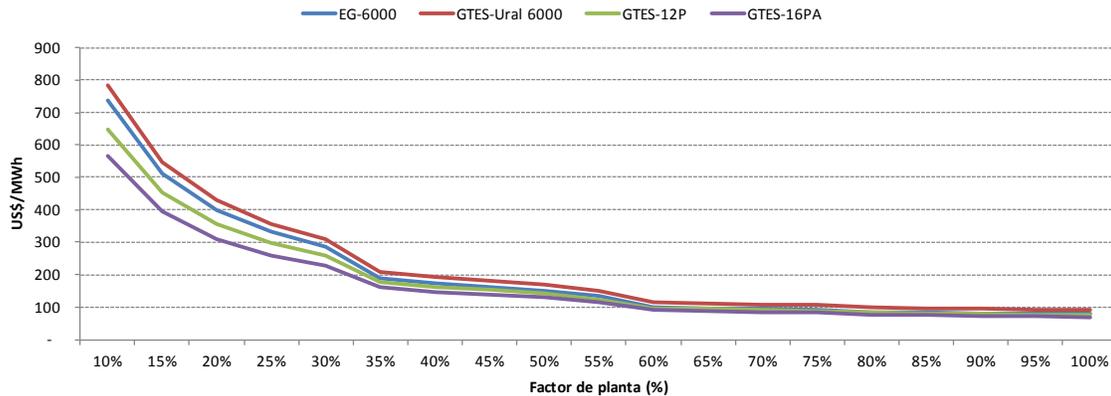


Figura 98: Curvas de costos de desarrollo turbinas a gas heavy duty

b) Turbinas gas industrial

Para las turbinas a gas industrial se definen cuatro rangos de potencia (Tabla 252). A partir del análisis de las curvas de costo de desarrollo para los rangos de potencia establecidos, se identifican cuatro módulos de 7.965 kW, 11.430 kW, 15.000 kW y 22.800 kW.

Tabla 252: Rangos de potencia y capacidad módulos candidatos turbinas a gas industrial

<b>Rango (kW)</b>	5.000- 8.000	11.430	14.000 - 19.100	22.800
<b>Unidad óptima</b>	Taurus 70	Mars 100	Titan 130	LM2500PE
<b>Potencia (kW)</b>	7.965	11.430	15.000	22.800

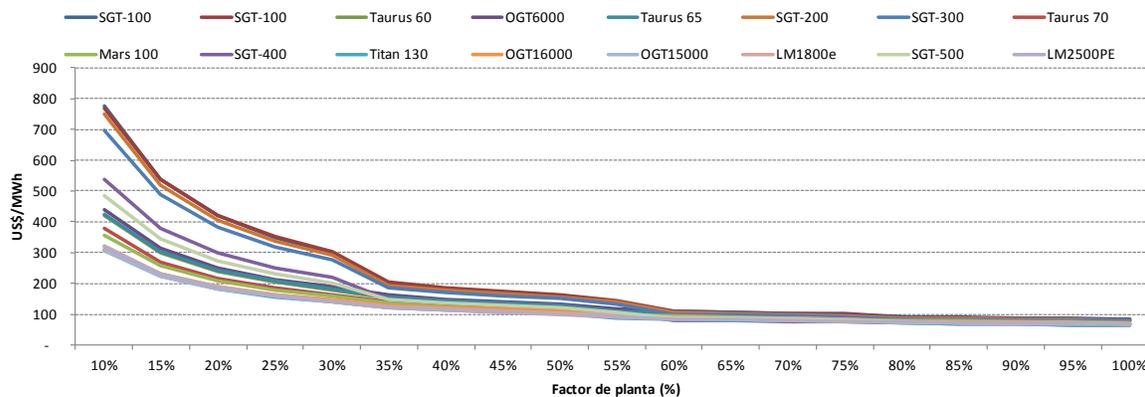


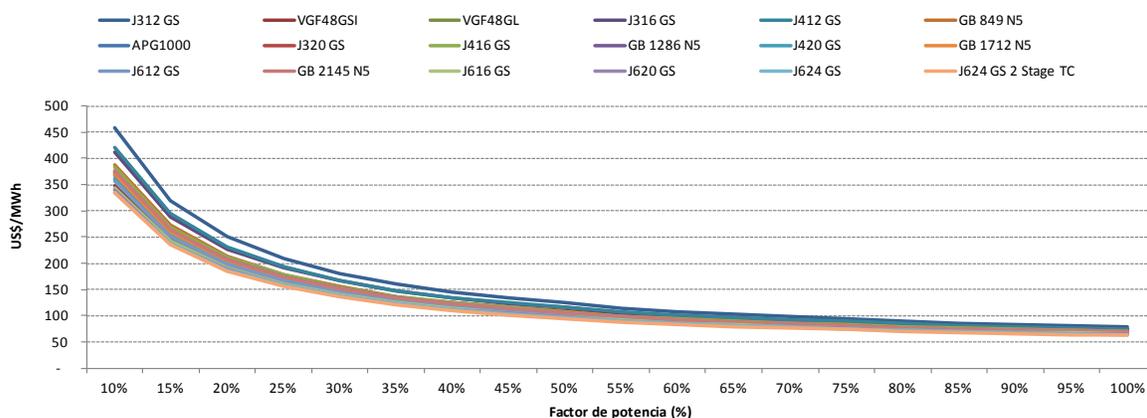
Figura 99: Curvas de costos de desarrollo turbinas a gas industrial

**c) Motores a gas natural rápido**

Para los motores a gas natural rápidos se definen siete rangos de potencia (Tabla 253). A partir del análisis de las curvas de costo de desarrollo para los rangos de potencia establecidos se identifican siete módulos de 625 kW, 859 kW, 1.413 kW, 2.002 kW, 2.679 kW, 3.352 kW y 4.400 kW.

**Tabla 253: Rangos de potencia y capacidad módulos candidatos motores a gas natural rápidos**

<b>Rango (kW)</b>	600 - 700	800 - 900	1.000-1.500	1.700 - 2.100	2.680	3.352	4.000 - 4.500
<b>Unidad óptima</b>	VGF48GL	GB 849 N5	J420 GS	J612 GS	J616 GS	J620 GS	J624 GS 2 Stage TC
<b>Potencia (kW)</b>	625	859	1.413	2.002	2.679	3.352	4.400



**Figura 100: Curvas de costos de desarrollo motores a gas natural rápidos**

**d) Motores a gas natural lentos**

Para los motores a gas natural lentos se definen cinco rangos de potencia (Tabla 254). A partir del análisis de las curvas de costo de desarrollo para los rangos de potencia establecidos se identifican cinco módulos de 540 kW, 900 kW, 1.175 kW, 2.600 kW y 3.480 kW.

**Tabla 254: Rangos de potencia y capacidad módulos candidatos motores a gas natural lentos**

<b>Rango (kW)</b>	500 - 640	800 - 900	1.175	2.600	3.480
<b>Unidad óptima</b>	VHP3604GSI	VHP5904LT	VHP9500GL	12V 275GL+	16V 275GL+
<b>Potencia (kW)</b>	540	900	1.175	2.600	3.480

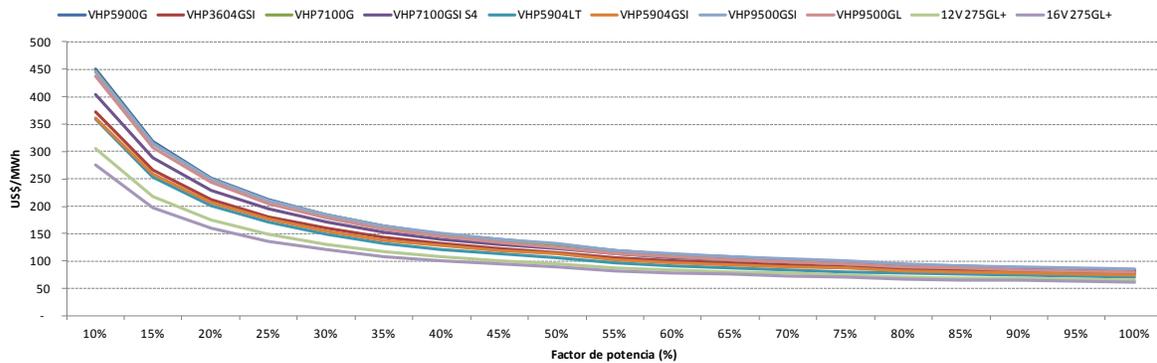


Figura 101: Curvas de costos de desarrollo motores a gas natural lentos

### e) Motores a diesel rápidos

Para los motores a diesel rápidos se definen cinco rangos de potencia (Tabla 255). A partir del análisis de las curvas de costo de desarrollo para los rangos de potencia establecidos se identifican cinco módulos de 400 kW, 580 kW, 740 kW, 1.180 kW y 1.472 kW.

Tabla 255: Rangos de potencia y capacidad módulos candidatos motores a diesel rápidos

Rango (kW)	300 - 400	400 - 600	730 - 740	900 - 1.250	1.400 - 1.700
Unidad óptima	C18	DC 725 DSS	DC 925 DSS	1475 XCSD	1840 XCSD
Potencia (kW)	400	580	740	1.180	1.472

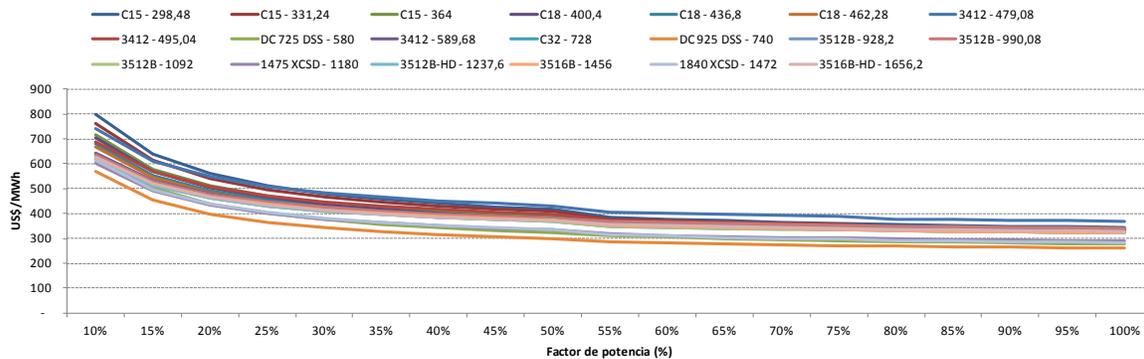


Figura 102: Curvas de costos de desarrollo motores a diesel rápidos

### f) Motores a diesel lentos

Para los motores a diesel lentos se definen dos rangos de potencia (Tabla 256). A partir del análisis de las curvas de costo de desarrollo para los rangos de potencia establecidos, se identifican cuatro módulos de 1.254 kW, 1.463 kW, 1.536 kW y 2.218 kW.

Tabla 256: Rangos de potencia y capacidad módulos candidatos motores a diesel lentos

Rango (kW)	1.000 - 1.550	1.670 - 2.200
Unidad óptima	6L21/31	7L27/38
	7L21/31	
	5L27/38	
Potencia (kW)	1.254	2.218
	1.463	
	1.536	

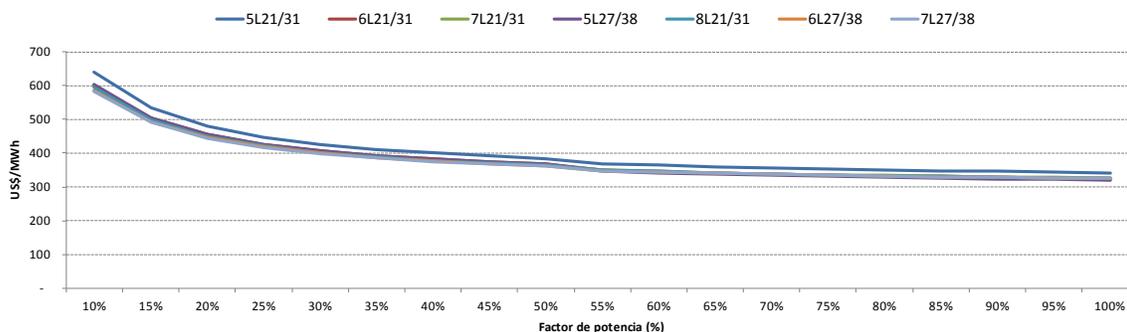


Figura 103: Curvas de costos de desarrollo motores a diesel lentos

#### g) Centrales a carbón

Respecto de las centrales a carbón se informan de dos cotizaciones para la instalación de una central a carbón en el sistema eléctrico de Punta Arenas, con una potencia total instalada de 30.000 kW. Así, se identifica un módulo candidato con generación a carbón y con una capacidad de 30.000 kW.

#### h) Centrales a biomasa

Respecto de las centrales a biomasa se informan de dos cotizaciones para la instalación de una central en el sistema eléctrico de Punta Arenas de 11.000 kW y otra en el sistema de Puerto Natales de 3.000 kW. Así, se identifican dos módulos candidatos, uno para cada sistema, con capacidades de 11.000 kW y 3.000 kW, respectivamente.

#### i) Centrales eólicas

##### Sistema de Punta Arenas

Para el sistema de Punta Arenas, adicionalmente al proyecto de parque eólico señalado por Pecket de 2,55 MW, se analizaron las cotizaciones informadas en el estudio de mercado realizado por Proyersa respecto de proyectos de parque eólicos que podrían ubicarse en tres localidades distintas: Cabo Negro, Tres Puentes y Punta Arenas-Pecket. Para cada una de estas localidades se informaron de cuatro cotizaciones con distintos proveedores y modelos de unidades, con una potencia total instalada que varía entre los 12 MW y 14 MW. Como se muestra en la Figura 104, se identificaron aquellas cotizaciones que presentan un menor costo de desarrollo para cada localidad analizada. Así se definen cuatro módulos candidatos correspondientes a:

- Parque eólico presentado por Pecket 2.550 kW.
- Proyecto eólico sistema de Punta Arenas localidad Cabo Negro 13.200 kW.
- Proyecto eólico sistema de Punta Arenas localidad Tres Puentes 12.300 kW.
- Proyecto eólico sistema de Punta Arenas localidad Pecket-PA 12.300 kW.

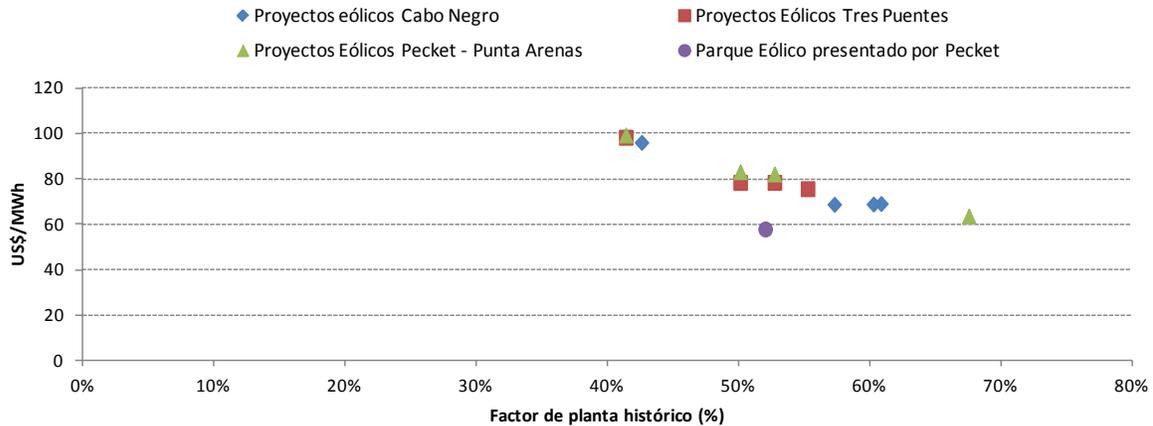


Figura 104: Costos de desarrollo parque eólicos sistema de Punta Arenas

#### Sistemas de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

En los casos de los sistemas medianos de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams se han considerado las cotizaciones informadas de proyectos de parques eólicos en el rango de 450 kW a 2.000 kW, los cuales varían de acuerdo a la demanda de cada sistema. En base al análisis de los costos de desarrollo para las cotizaciones efectuadas se definen tres módulos candidatos correspondientes a:

- Proyecto eólico sistema de Puerto Natales 1.500 kW.
- Proyecto eólico sistema de Porvenir 1.500 kW
- Proyecto eólico sistema de Puerto Williams 450 kW

Finalmente en la Tabla 257 se presenta el resumen de los módulos candidatos determinados. Cabe destacar que se encuentra en revisión la factibilidad de incorporar unidades candidatas de mayor tamaño en los sistemas de Puerto Natales y Porvenir.

Tabla 257: Unidades candidatas considerados para cada sistema

Módulo	Potencia (kW)	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
TGI-1	7.965	x			
TGI-2	11.430	x			
TGI-3	15.000	x			
TGI-4	22.800	x			
TGHD-1	6.060	x			
TGHD-2	16.300	x			
MGR-1	625		x	x	
MGR-2	859		x	x	
MGR-3	1.413	x	x	x	
MGR-4	2.002	x	x	x	
MGR-5	2.679	x	x	x	
MGR-6	3.352	x	x	x	
MGR-7	4.029	x			
MGL-1	540		x	x	
MGL-2	900		x	x	
MGL-3	1.175	x	x	x	
MGL-4	2.600	x	x	x	
MGL-5	3.480	x			
MDR-1	331				x
MDR-2	400				x
MDR-3	580		x	x	x
MDR-4	740		x	x	x
MDR-5	1.180		x	x	
MDR-6	1.472	x	x	x	
MDL-1	1.045				x
MDL-2	1.254		x	x	
MDL-3	1.463	x	x	x	
MDL-4	2.218	x	x	x	
CCA-1	30.000	x			
CBI-1	11.000	x			
CBI-2	3.000		x		
CECN-1	13.200	x			
CEPA-2	12.300	x			
CETP-3	12.300	x			
CEOM-1	2.550	x			
CEOPW-1	450				x
CEOPO-1	1.500			x	
CEOPN-1	1.500		x		

## 27.7 Valores de inversión

### 27.7.1.1 Unidades candidatas

De forma de construir módulos representativos del valor de mercado de las unidades generadores, se calculó el valor en US\$/kW, según tipo y tecnología, para cada uno de los rangos de potencias definidos en la sección anterior y puestos en los cuatro sistemas medianos de la Empresa.

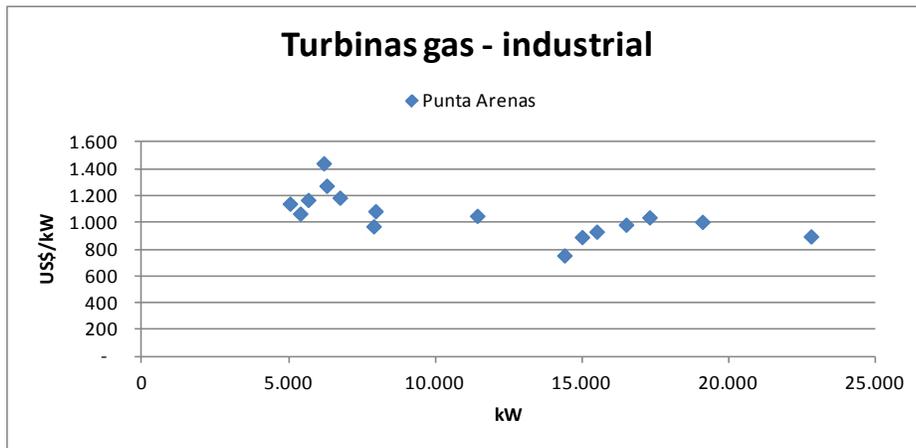
Sin embargo, dada las características particulares de las unidades de generación en base al uso de carbón, biomasa y unidades eólicas, el valor de inversión considerado para estos

módulos corresponde al directamente informado en el estudio de mercado realizado por Proyersa. Cabe destacar que, al igual al análisis efectuado en las unidades a gas y diesel en la sección 13, para el cálculo de los recargos de dichas unidades, se consideró dentro de los gastos generales imprevistos sólo por concepto de obras civiles, montaje eléctrico y montaje mecánico.

A continuación se presenta el detalle del cálculo del valor en US\$/kW, según tecnología y tipo para cada uno de los rangos definidos.

a) Turbinas gas- heavy duty

Punta Arenas

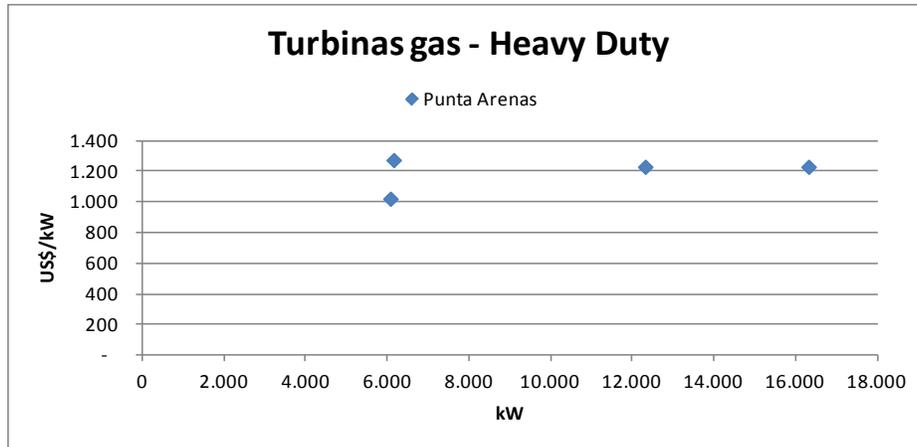


Rango	US\$/kW
5.000 - 11.500 kW	1.171
11.500 - 23.000 kW	933

Figura 105: Costos unitarios por potencia instalada para turbinas a gas - heavy duty

b) Turbinas gas- industrial

Punta Arenas

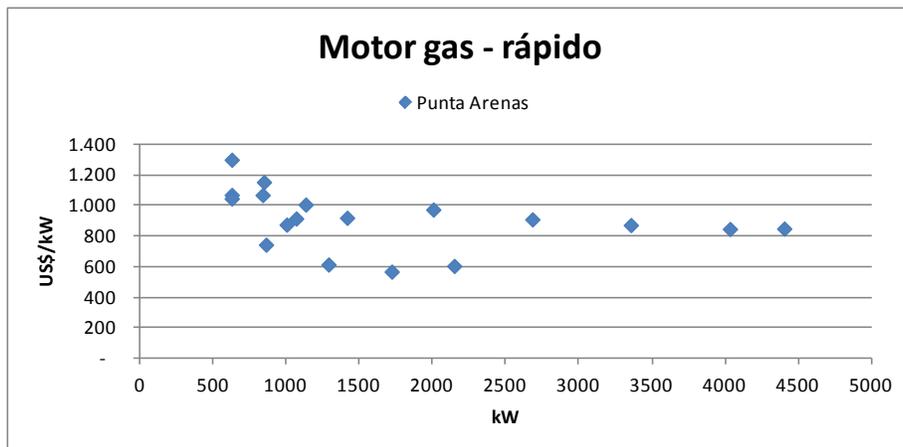


Rango	US\$/kW
5.000 - 16.300 kW	1.190

Figura 106: Costos unitarios por potencia instalada turbinas a gas - industrial

c) Motores a gas -rápido

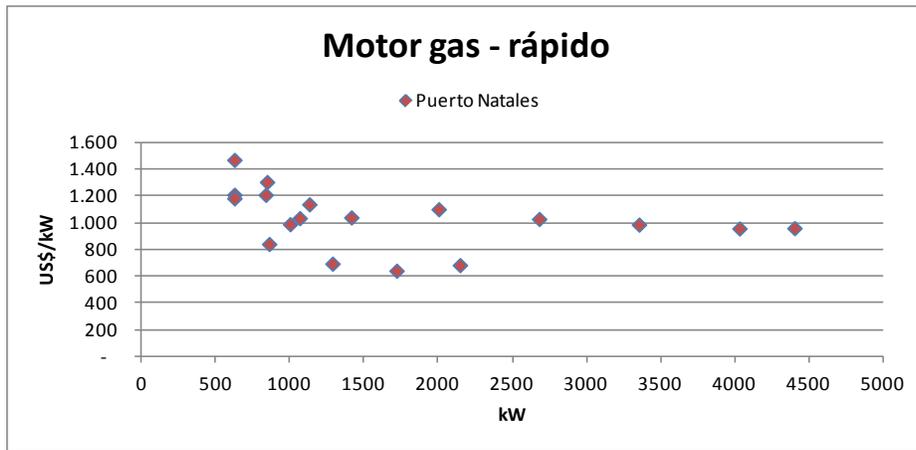
Punta Arenas



Rango	US\$/kW
0 - 1.000 kW	1.035
1.000 - 2.145 kW	780
2.145 - 4.400 kW	868

Figura 107: Costos unitarios por potencia instalada motores a gas rápido - Punta Arenas

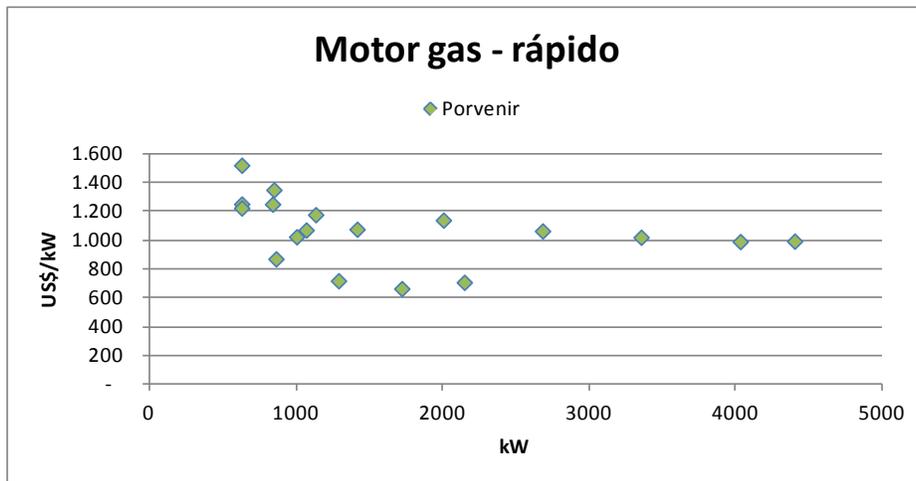
Puerto Natales



Rango	US\$/kW
0 - 1.000 kW	1.172
1.000 - 2.145 kW	883
2.145 - 4.400 kW	983

Figura 108: Costos unitarios por potencia instalada motores a gas rápido - Puerto Natales

Porvenir

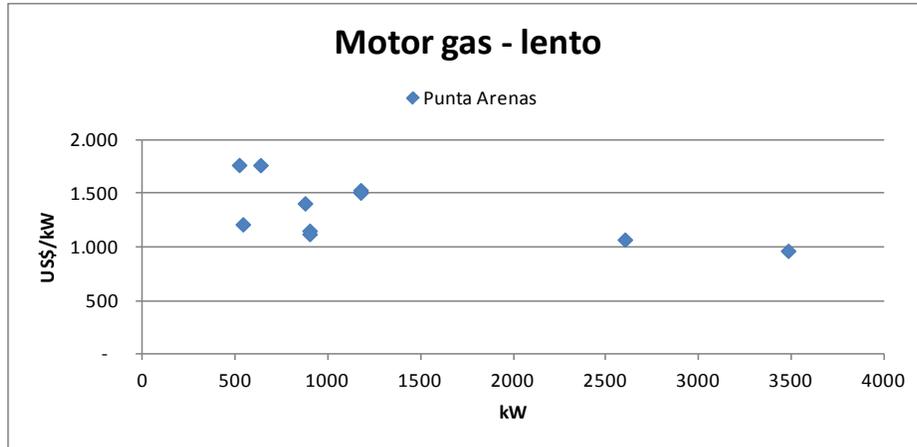


Rango	US\$/kW
0 - 1.000 kW	1.212
1.000 - 2.145 kW	914
2.145 - 4.400 kW	1.017

Figura 109: Costos unitarios por potencia instalada motores a gas rápido - Porvenir

d) Motores a gas -lento

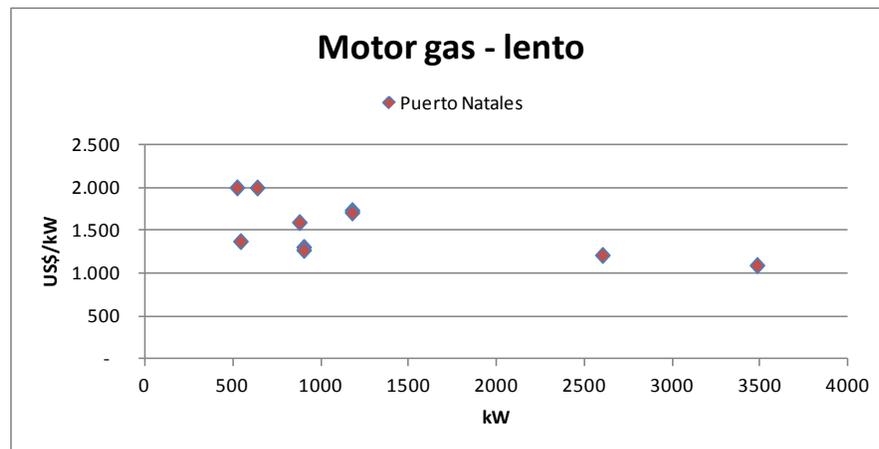
Punta Arenas



Rango	US\$/kW
500 - 1.200 kW	1.432
1.200 - 3.480 kW	1.016

Figura 110: Costos unitarios por potencia instalada motores a gas lentos - Porvenir

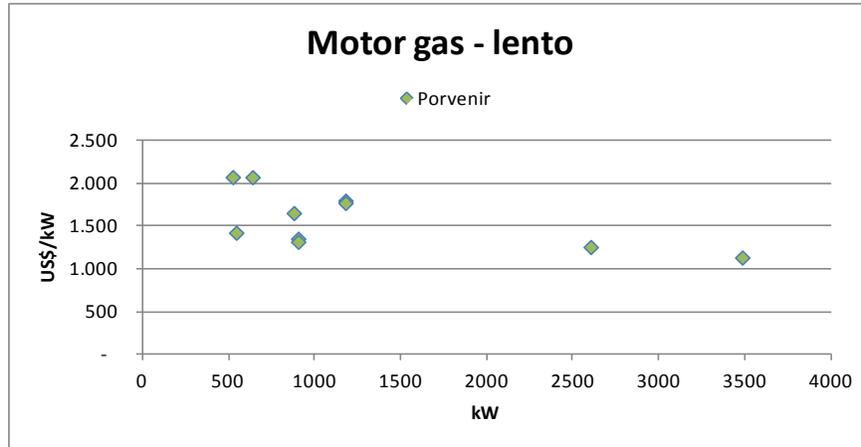
Puerto Natales



Rango	US\$/kW
500 - 1.200 kW	1.621
1.200 - 3480 kW	1.150

Figura 111: Costos unitarios por potencia instalada motores a gas lentos - Puerto Natales

Porvenir

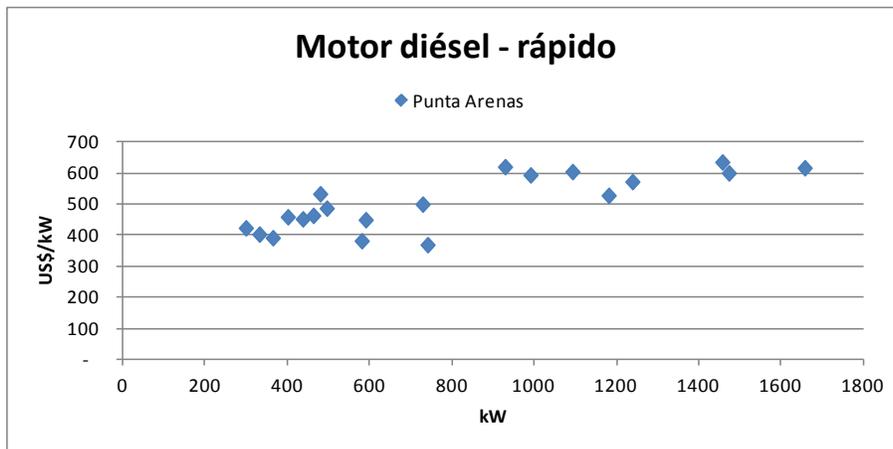


Rango	US\$/kW
500 - 1.200 kW	1.677
1.200 - 3480 kW	1.190

Figura 112: Costos unitarios por potencia instalada motores a gas lentos - Porvenir

e) Motores diesel -rápido

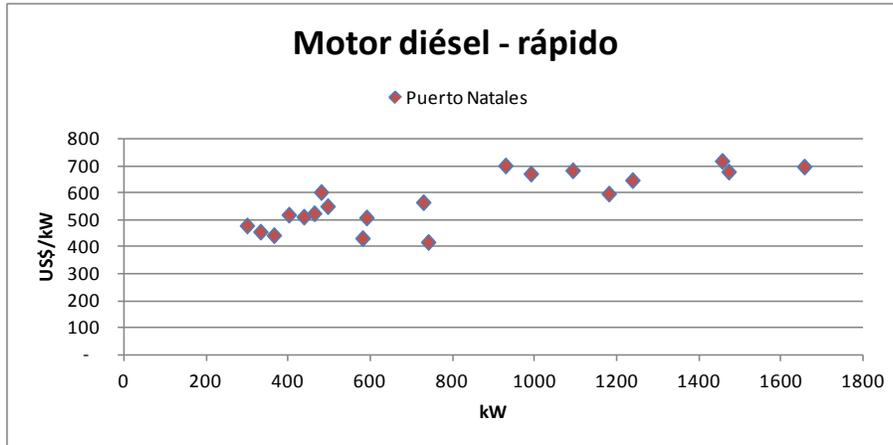
Punta Arenas



Rango	US\$/kW
200 - 750 kW	441
750 - 1.800 kW	595

Figura 113: Costos unitarios por potencia instalada motores diesel rápidos - Punta Arenas

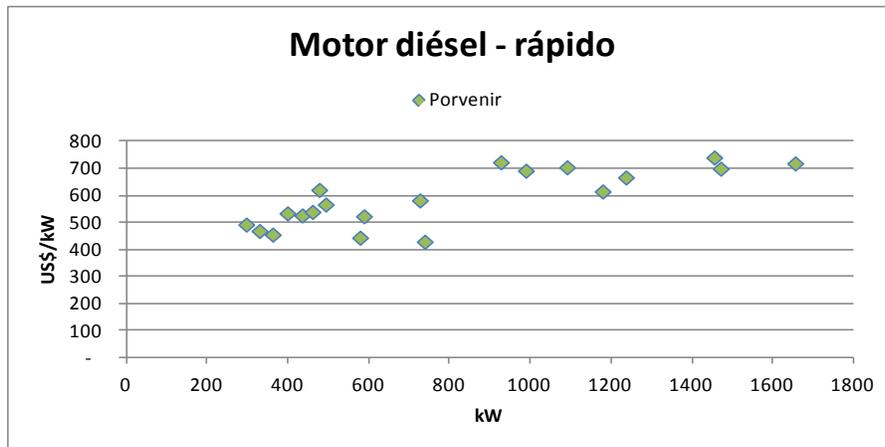
Puerto Natales



Rango	US\$/kW
200 - 750 kW	500
750 - 1.800 kW	673

Figura 114: Costos unitarios por potencia instalada motores diesel rápidos - Puerto Natales

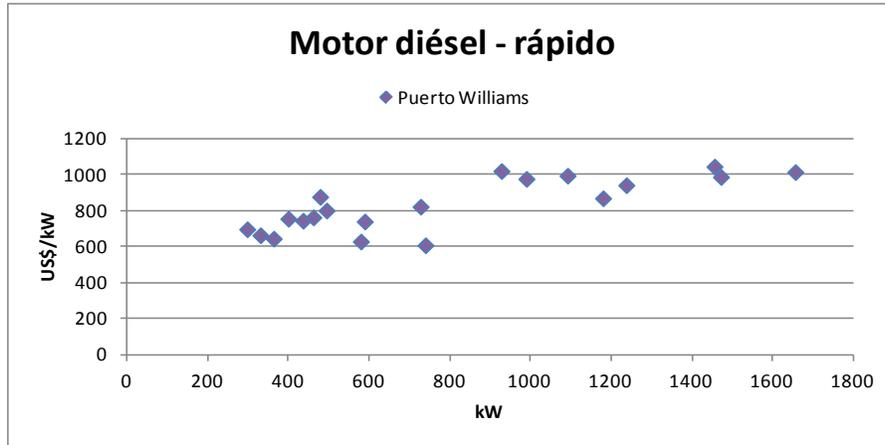
Porvenir



Rango	US\$/kW
200 - 750 kW	517
750 - 1.800 kW	696

Figura 115: Costos unitarios por potencia instalada motores diesel rápidos - Porvenir

Puerto Williams

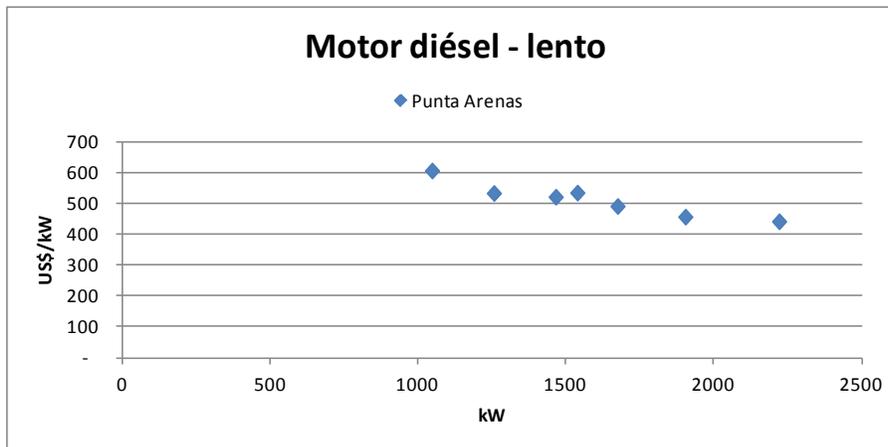


Rango	US\$/kW
200 - 750 kW	727
750 - 1.800 kW	980

Figura 116: Costos unitarios por potencia instalada motores diesel rápidos - Puerto Williams

f) Motor diesel lento

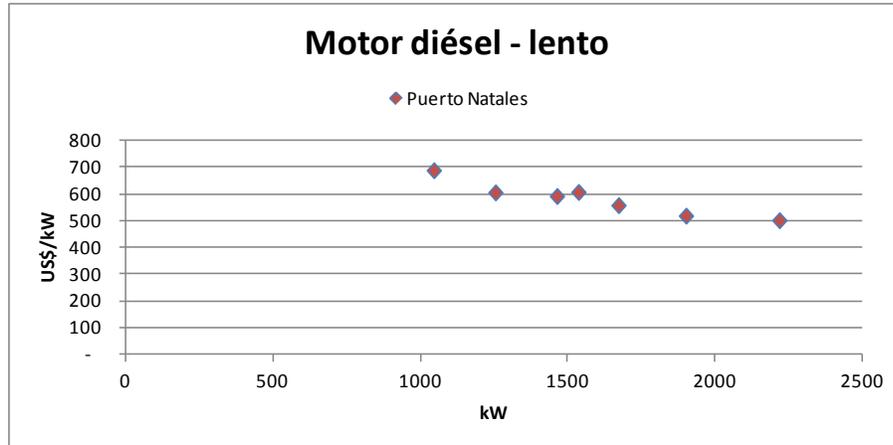
Punta Arenas



Rango	US\$/kW
1.000 - 1.600 kW	550
1.600 - 2.218 kW	464

Figura 117: Costos unitarios por potencia instalada motores diesel lentos - Punta Arenas

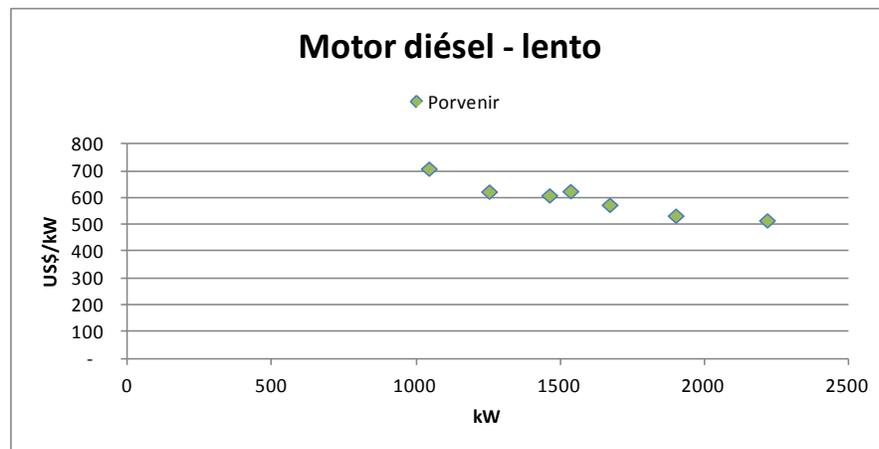
Puerto Natales



Rango	US\$/kW
1.000 - 1.600 kW	622
1.600 - 2.218 kW	525

Figura 118: Costos unitarios por potencia instalada motores diesel lentos - Puerto Natales

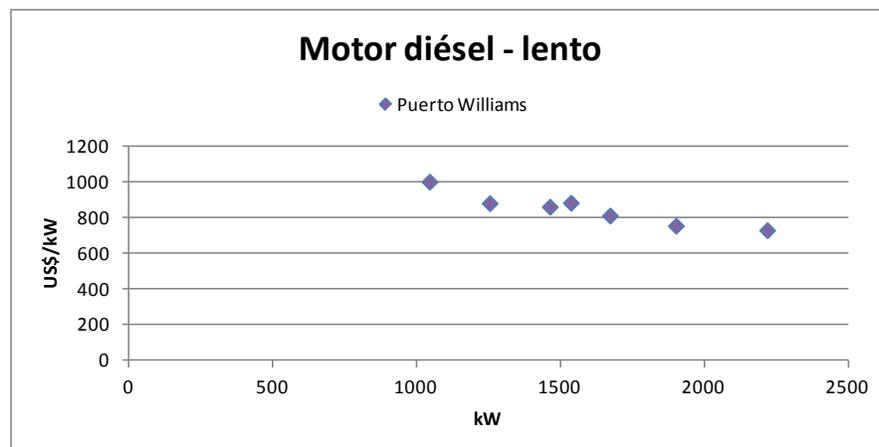
Porvenir



Rango	US\$/kW
1.000 - 1.600 kW	644
1.600 - 2.218 kW	543

Figura 119: Costos unitarios por potencia instalada motores diesel lentos - Porvenir

Puerto Williams



Rango	US\$/kW
1.000 - 1.600 kW	905
1.600 - 2.218 kW	764

Figura 120: Costos unitarios por potencia instalada motores diesel lentos - Puerto Williams

En la Tabla 258 se presentan el resumen de los valores de inversión resultantes para los módulos definidos en cada sistema.

Tabla 258: Módulos de generación y valores de inversión en cada sistema

Módulo	Potencia (kW)	Inversión (US\$)			
		Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
TGI-1	7.965	9.325.513			
TGI-2	11.430	13.382.374			
TGI-3	15.000	13.992.126			
TGI-4	22.800	21.268.032			
TGHD-1	6.060	7.208.572			
TGHD-2	16.300	19.389.393			
MGR-1	625		732.456	757.797	
MGR-2	859		1.006.688	1.041.517	
MGR-3	1.413	1.102.412	1.247.816	1.290.988	
MGR-4	2.002	1.561.945	1.767.960	1.829.128	
MGR-5	2.679	2.326.335	2.633.171	2.724.273	
MGR-6	3.352	2.910.741	3.294.659	3.408.646	
MGR-7	4.029	3.498.621			
MGL-1	540		875.209	905.489	
MGL-2	900		1.458.681	1.509.148	
MGL-3	1.175	1.682.476	1.904.390	1.970.277	
MGL-4	2.600	2.642.011	2.990.483	3.093.947	
MGL-5	3.480	3.536.230			
MDR-1	331				240.920
MDR-2	400				291.221
MDR-3	580		289.786	299.811	421.849
MDR-4	740		369.726	382.518	538.221
MDR-5	1.180		794.360	821.843	
MDR-6	1.472	875.460	990.930	1.025.214	
MDL-1	1.045				946.202
MDL-2	1.254		779.982	806.968	
MDL-3	1.463	803.942	909.979	941.462	
MDL-4	2.218	1.028.562	1.164.225	1.204.505	
CCA-1	30.000	95.620.747			
CBI-1	11.000	51.230.260			
CBI-2	3.000	-	21.352.272		
CECN-1	13.200	35.008.147			
CEPA-2	12.300	35.881.226			
CETP-3	12.300	34.840.662			
CEOM-1	2.550	4.524.040			
CEOPW-1	450				3.578.896
CEOPO-1	1.500			4.954.992	
CEOPN-1	1.500		5.105.992		

En los siguientes puntos se exponen los criterios adoptados en la determinación y uso de los parámetros de operación de estos módulos de generación, así como de las unidades existentes.

### 27.8 Consumo específico

El consumo específico corresponde a la cantidad de calor o energía térmica consumida por una unidad generadora para producir una unidad de energía eléctrica, en este caso un kWh.

Los modelos de planificación de largo plazo utilizan una versión simplificada del problema de despacho, que pueden significar diferencias importantes en la valorización de los costos reales de operación. El despacho simulado utiliza el rendimiento promedio de los generadores en vez de la curva real de consumo, que tiene un perfil decreciente de costo por unidad de energía generada a medida que el generador opera más cerca de su potencia nominal. En estricto rigor, el consumo específico es un parámetro que varía notoriamente en función de la potencia que se está generando.

Así, de manera de reflejar de mejor manera el funcionamiento real de la Empresa, para la valorización de la operación de la Empresa se utilizó el modelo de despacho horario explicado anteriormente. Cabe recordar que este modelo recoge las curvas, y no el promedio, del rendimiento de las máquinas a gas como ocurre en el modelo OPTGEN.

A continuación, se exponen los criterios adoptados en la selección de los valores de consumo específico a utilizar en los modelos de optimización desarrollados, tanto para las unidades existentes, como para las unidades candidatas. Cabe destacar que para la estimación del Plan de Expansión Óptimo se consideran como input al modelo OPTGEN valores de consumo específico promedio y costos variables no combustibles en US\$/MWh, mientras que para el modelo de despacho horario se consideran curvas de consumo específico y costos variables no combustibles en US\$/hr, de manera tal que la valorización del despacho sea lo más cercano a lo que la empresa enfrenta en la realidad. Dichos valores se presentan en los siguientes puntos tanto para las unidades existentes como candidatas.

#### **27.8.1 Unidades existentes**

El consumo específico de las unidades existentes se calculó en base a la operación real de las unidades de Edelmag durante el año 2012, según la información de la operación proporcionada por la Empresa.

Considerando lo anterior, en la Tabla 259, Tabla 260, Tabla 261y Tabla 262se indican los consumos específicos de las unidades de acuerdo a la operación real de las unidades de Edelmag. Se ha considerado que estos valores de consumo específico representan de manera fiel el comportamiento de las unidades de la empresa, por lo que se adoptaron de forma permanente para las simulaciones a realizar para la obtención del Plan de Expansión Óptimo.

El cálculo de los consumos específicos para las unidades generadoras existentes se detalla en el Anexo 16.2.

Tabla 259: Consumos específicos de las unidades del sistema de Punta Arenas

Unidad	Potencia kW	Combustible	Consumo Específico	
			Unidad	Valor
TG Hitachi	24.000	Gas Natural	m3/kWh	0,37
TG Solar Titan 13,7	13.700	Gas Natural	m3/kWh	0,31
TG Solar Mars	10.000	Gas Natural	m3/kWh	0,42
MG CAT	2.720	Gas Natural	m3/kWh	0,27
MD CAT No 2	1.460	Diésel	lt/kWh	0,24
MD CAT No 3	1.460	Diésel	lt/kWh	0,24
TG Solar Titan 15	15.000	Gas Natural	m3/kWh	0,29
TG GE -10	10.700	Gas Natural	m3/kWh	0,39
MD Sulzer No 1	1.400	Diésel	lt/kWh	0,31
MD Sulzer No 2	1.400	Diésel	lt/kWh	0,31
MD Sulzer No 3	1.400	Diésel	lt/kWh	0,31
TG GE No 1 (Respaldo)	6.500	Gas Natural	m3/kWh	0,83
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	Gas Natural	m3/kWh	0,85

Tabla 260: Consumos específicos de las unidades del sistema de Puerto Natales

Unidad	Potencia kW	Combustible	Consumo Específico	
			Unidad	Valor
MG Waukesha No 3	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,38
TG Solar No 4	800	Gas Natural	m3/kWh	0,53
TG Solar No 5	800	Gas Natural	m3/kWh	0,48
MD Caterpillar No 6	1.500	Diésel	lt/kWh	0,34
MG Waukesha No 8	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,37
MD F.Morse 32E14	300	Diésel	lt/kWh	0,31
MG Jenbacher No 9	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,29
MD Palmero No 10	1.360	Diésel	lt/kWh	0,31
MG Jenbacher No 11	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,28
MD Fairbank Morse	150	Diésel	lt/kWh	0,31

Tabla 261: Consumos específicos de las unidades del sistema de Porvenir

Unidad	Potencia kW	Combustible	Consumo Específico	
			Unidad	Valor
MG Waukesha No 7	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,31
MG Waukesha No 4	875	Gas Natural	m3/kWh	0,33
MD Caterpillar No 5	920	Diésel	lt/kWh	0,31
MG Waukesha No 6	1.180	Gas Natural	m3/kWh	0,30
MD Palmero No 2	1.360	Diésel	lt/kWh	0,31
MG Jenbacher No 10	1.420	Gas Natural	m3/kWh	0,24
MG Caterpillar No 9	900	Gas Natural	m3/kWh	0,32
MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	Diésel	lt/kWh	0,32
MD Deutz D2 (Respaldo)	200	Diésel	lt/kWh	0,31
MD Deutz D3 (Respaldo)	200	Diésel	lt/kWh	0,31

Tabla 262: Consumos específicos de las unidades del sistema de Puerto Williams

Unidad	Potencia kW	Combustible	Consumo Específico	
			Unidad	Valor
MD Caterpillar 3508B	590	Diésel	lt/kWh	0,27
MD Caterpillar C-32	800	Diésel	lt/kWh	0,30
MD Caterpillar C-18	508	Diésel	lt/kWh	0,26
MD Petbow	252	Diésel	lt/kWh	0,28
MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	Diésel	lt/kWh	0,31
MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	Diésel	lt/kWh	0,31
MD DETROIT (RESPALDO)	250	Diésel	lt/kWh	0,31

### 27.8.2 Unidades candidatas

En el caso de las unidades candidatas se ha aplicado la siguiente metodología para su modelación en OptGen: las cotizaciones realizadas con los distintos proveedores proporcionaron un conjunto de unidades de cada tecnología, en los rangos de potencia utilizados en los sistemas eléctricos de Edelmag. Dentro de la información solicitada a los proveedores se encontraba el consumo específico.

De esta forma, para el caso de las unidades candidatas, se procede a estimar el dato del consumo específico a partir del cálculo de un consumo específico promedio representativo para un rango de potencias definido, según tecnología y tipo, y para niveles de operación de las unidades de un 40%, 60% y 80%.

A continuación se presenta el detalle del cálculo del valor del consumo específico, según tecnología y tipo para cada uno de los rangos definidos.

a) Turbina a gas - heavy duty

Tabla 263: Consumos específicos promedios para rangos de potencia definidos turbinas a gas - heavy duty

Rango (kW)	Factor de planta			Unidad
	40%	60%	80%	
5.000 - 8.000	0,4782	0,4198	0,3803	m3/kWh
12.300	0,4566	0,3753	0,3292	m3/kWh
16.300	0,4009	0,3480	0,3142	m3/kWh

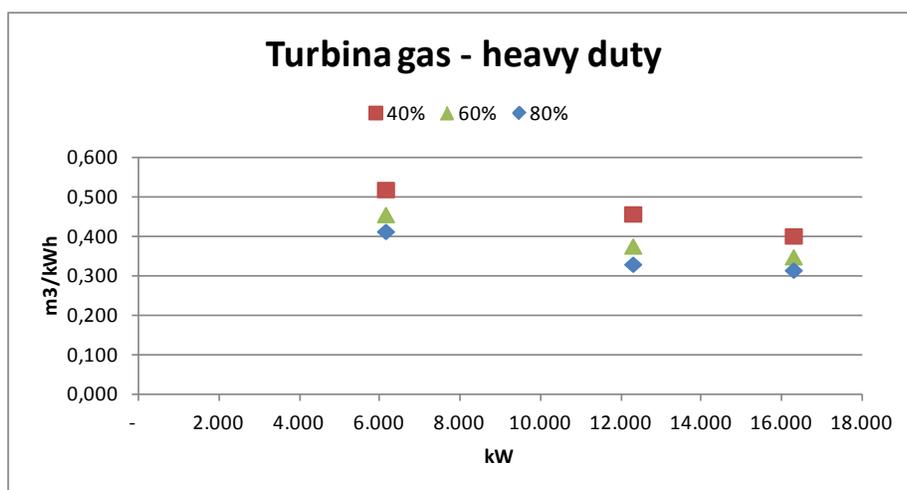


Figura 121: Consumos específicos unidades cotizadas turbinas gas - heavy duty con factores de planta de un 40%, 60% y 80%.

b) Turbina a gas - industrial

Tabla 264: Consumos específicos promedios para rangos de potencia definidos turbinas a gas - industrial

Rango (kW)	Factor de planta			Unidad
	40%	60%	80%	
5.000 - 8.000	0,4495	0,3881	0,3476	m3/kWh
11.430	0,4193	0,3600	0,3257	m3/kWh
14.400 - 19.100	0,3980	0,3473	0,3210	m3/kWh
22.800	0,3604	0,3331	0,3225	m3/kWh

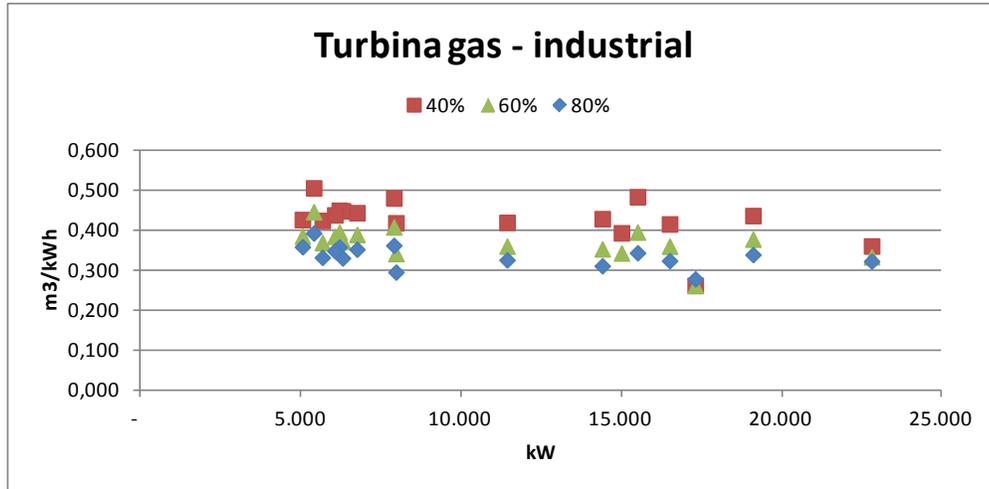


Figura 122: Consumos específicos unidades cotizadas turbinas gas - industrial con factores de planta de un 40%, 60% y 80%.

c) Motores a gas - rápidos

Tabla 265: Consumos específicos promedios para rangos de potencia definidos motores a gas - rápidos

Rango (kW)	Factor de planta			Unidad
	40%	60%	80%	
500 - 1.000	0,3020	0,2839	0,2709	m3/kWh
1.000 - 1.500	0,2760	0,2586	0,2463	m3/kWh
1.500 - 2.200	0,2673	0,2526	0,2422	m3/kWh
2.200 - 3.500	0,2628	0,2478	0,2371	m3/kWh
3.500 - 4.400	0,2544	0,2404	0,2307	m3/kWh

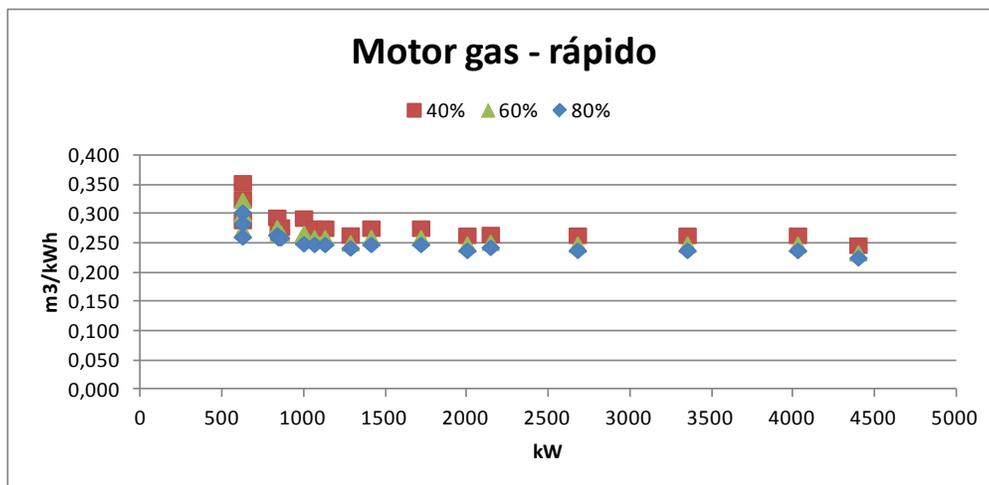


Figura 123: Consumos específicos unidades cotizadas motores a gas- rápidos con factores de planta de un 40%, 60% y 80%.

d) Motores a gas - lentos

Tabla 266: Consumos específicos promedio para rangos de potencia definidos motores a gas - lentos

Rango (kW)	Factor de planta			Unidad
	40%	60%	80%	
500 - 900 kW	0,3624	0,3354	0,3157	m3/kWh
900 - 1.200 kW	0,3501	0,3159	0,2956	m3/kWh
1.200 - 3480 kW	0,2990	0,2813	0,2693	m3/kWh

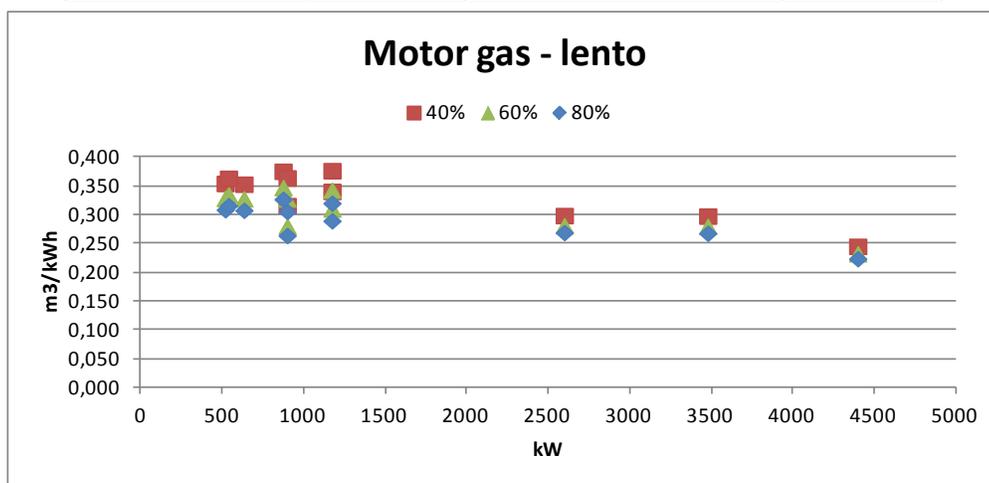


Figura 124: Consumos específicos unidades cotizadas motores a gas- lentos con factores de planta de un 40%, 60% y 80%.

e) Motores diesel - rápidos

Tabla 267: Consumos específicos promedio para rangos de potencia definidos motores diesel - rápidos

Rango (kW)	Factor de planta			Unidad
	40%	60%	80%	
200 - 500 kW	0,3180	0,2986	0,2888	litros/kWh
500 - 900 kW	0,3117	0,2966	0,2885	litros/kWh
900 - 1.250 kW	0,3015	0,2889	0,2822	litros/kWh
1.250 - 1.700 kW	0,2926	0,2787	0,2715	litros/kWh

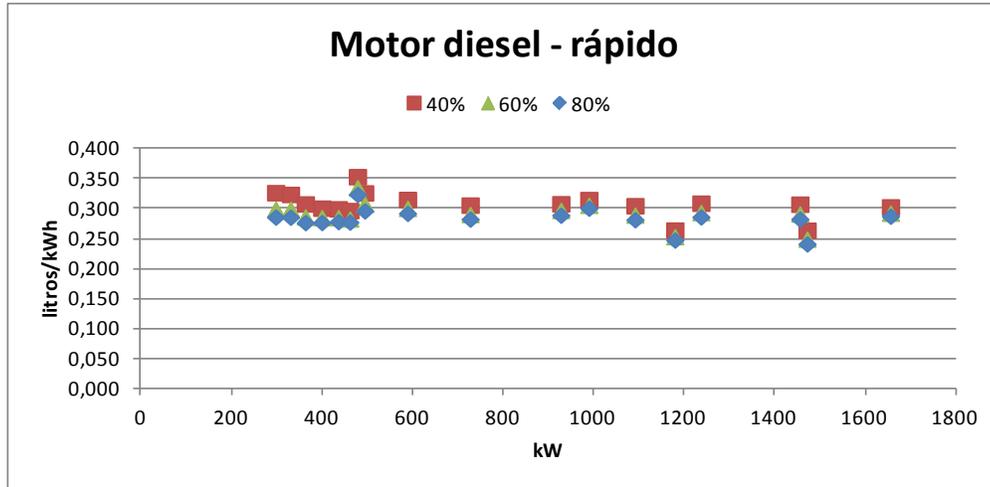


Figura 125: Consumos específicos unidades cotizadas motores diesel - rápido con factores de planta de un 40%, 60% y 80%.

f) Motores diesel - lentos

Tabla 268: Consumos específicos promedios para rangos de potencia definidos motores diesel - lentos

Rango (kW)	Factor de planta			Unidad
	40%	60%	80%	
1.000 - 1.250 kW	0,3133	0,2976	0,2891	litros/kWh
1.250 - 1.900 kW	0,3060	0,2900	0,2830	litros/kWh
1.900 - 2.250 kW	0,2936	0,2835	0,2825	litros/kWh

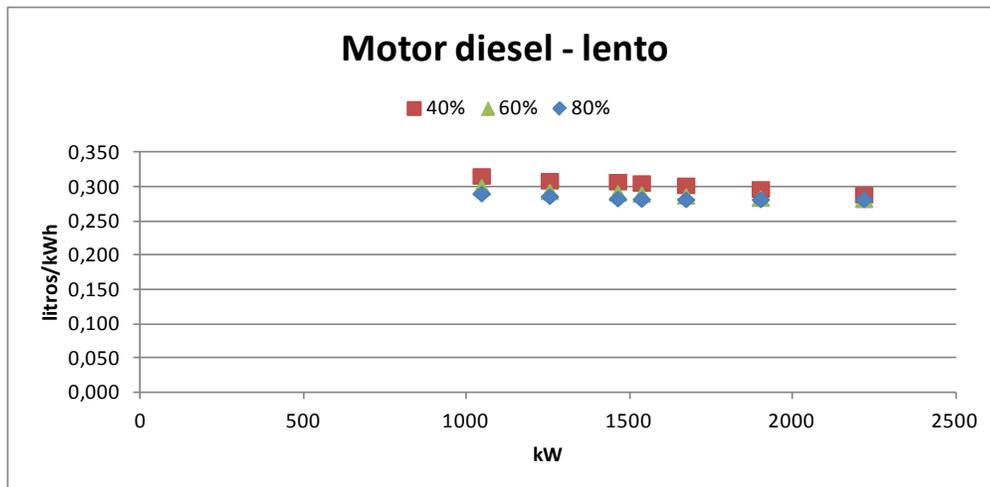


Figura 126: Consumos específicos unidades cotizadas motores diesel - lentos con factores de planta de un 40%, 60% y 80%.

#### g) Centrales a carbón y biomasa

Respecto de los módulos correspondientes a las centrales a carbón y biomasa se utilizó el consumo específico informado en el estudio de mercado realizado por Proyersa para dichos proyectos. De esta manera, se consideraron los siguientes valores:

- Central a carbón 30.000 kW: 861 gr/kWh.
- Central a biomasa 11.000 kW: 1.073 gr/kWh.
- Central a biomasa 3.000 kW: 1.172 gr/kWh.

Con lo anterior, los resultados de los consumos específicos a utilizar en los modelos, para efectos de la obtención del Plan de Expansión Óptimo, se resumen en la Tabla 269.

Tabla 269: Consumos específicos de las unidades candidatas

Módulo	Potencia (kW)	Consumo Específico			Unidad
		40%	60%	80%	
TGI-1	7.965	0,449	0,388	0,348	m <sup>3</sup> /kWh
TGI-2	11.430	0,419	0,360	0,326	m <sup>3</sup> /kWh
TGI-3	15.000	0,398	0,347	0,321	m <sup>3</sup> /kWh
TGI-4	22.800	0,360	0,333	0,322	m <sup>3</sup> /kWh
TGHD-1	6.060	0,478	0,420	0,380	m <sup>3</sup> /kWh
TGHD-2	16.300	0,401	0,348	0,314	m <sup>3</sup> /kWh
MGR-1	625	0,302	0,284	0,271	m <sup>3</sup> /kWh
MGR-2	859	0,302	0,284	0,271	m <sup>3</sup> /kWh
MGR-3	1.413	0,276	0,259	0,246	m <sup>3</sup> /kWh
MGR-4	2.002	0,267	0,253	0,242	m <sup>3</sup> /kWh
MGR-5	2.679	0,263	0,248	0,237	m <sup>3</sup> /kWh
MGR-6	3.352	0,263	0,248	0,237	m <sup>3</sup> /kWh
MGR-7	4.029	0,254	0,240	0,231	m <sup>3</sup> /kWh
MGL-1	540	0,362	0,335	0,316	m <sup>3</sup> /kWh
MGL-2	900	0,350	0,316	0,296	m <sup>3</sup> /kWh
MGL-3	1.175	0,350	0,316	0,296	m <sup>3</sup> /kWh
MGL-4	2.600	0,299	0,281	0,269	m <sup>3</sup> /kWh
MGL-5	3.480	0,299	0,281	0,269	m <sup>3</sup> /kWh
MDR-1	331	0,318	0,299	0,289	lt/kWh
MDR-2	400	0,318	0,299	0,289	lt/kWh
MDR-3	580	0,312	0,297	0,288	lt/kWh
MDR-4	740	0,312	0,297	0,288	lt/kWh
MDR-5	1.180	0,301	0,289	0,282	lt/kWh
MDR-6	1.472	0,293	0,279	0,272	lt/kWh
MDL-1	1.045	0,313	0,298	0,289	lt/kWh
MDL-2	1.254	0,306	0,290	0,283	lt/kWh
MDL-3	1.463	0,306	0,290	0,283	lt/kWh
MDL-4	2.218	0,294	0,284	0,282	lt/kWh
CCA-1	30.000	-	-	861	gr/kWh
CBI-1	11.000	-	-	1.073	gr/kWh
CBI-2	3.000	-	-	1.172	gr/kWh
CECN-1	13.200	-	-	-	
CEPA-2	12.300	-	-	-	
CETP-3	12.300	-	-	-	
CEOM-1	2.550	-	-	-	
CEOPW-1	450	-	-	-	
CEOPO-1	1.500	-	-	-	
CEOPN-1	1.500	-	-	-	

## 27.9 Costo Variable No Combustible (CVNC)

### 27.9.1 Unidades existentes

En las siguientes tablas se expone el costo variable no combustible de las unidades existentes de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, valores de acuerdo a lo informado por la empresa, para las distintas condiciones de operación de las unidades.

Los valores calculados a partir del análisis de la información proporcionada por la empresa fueron contrastados con los valores señalados en el estudio de mercado realizado por Proyersa. De acuerdo a las comparaciones realizadas, se tomó el valor mínimo resultante entre los valores entregados por la Empresa y los estimados a partir del estudio de mercado realizado por Proyersa. En general, se observó que los valores de los costos variables no combustibles informados por la empresa presentan valores muy cercanos a los cotizados, siendo ajustado en algunos casos solamente.

#### a) Turbinas a gas -heavy duty

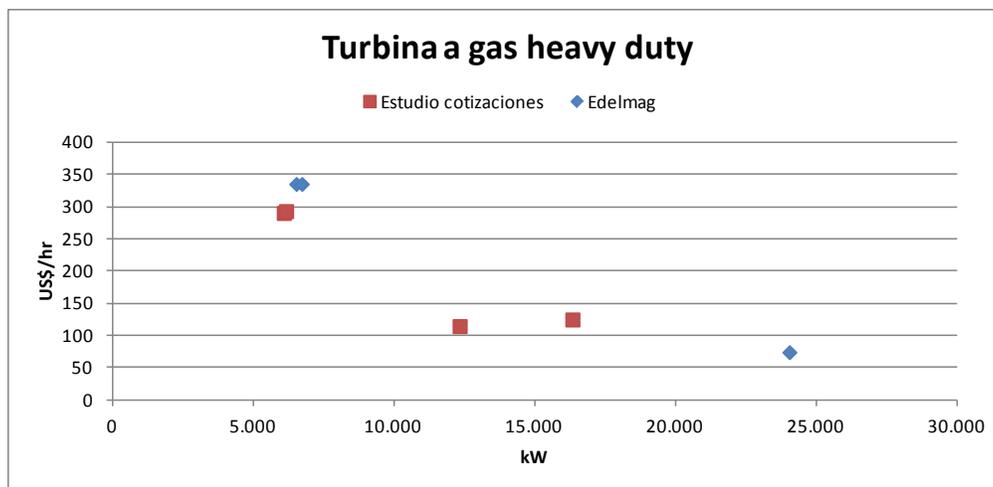


Figura 127: Costos Variables No Combustibles turbinas a gas heavy duty

Tabla 270: CVNC informados por la Empresa y Final turbinas a gas heavy duty

Sistema	Unidad	Potencia kW	Operación Típica	Edelmag (US\$/hr)	Final (US\$/hr)
Punta Arenas PA	TG GE No 1 (Respaldo)	6.500	Respaldo	335,06	291,47
Punta Arenas PA	TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	Respaldo	335,06	291,47
Punta Arenas TP	TG Hitachi	24.000	Semi base	74,01	74,01

b) Turbinas a gas - industrial

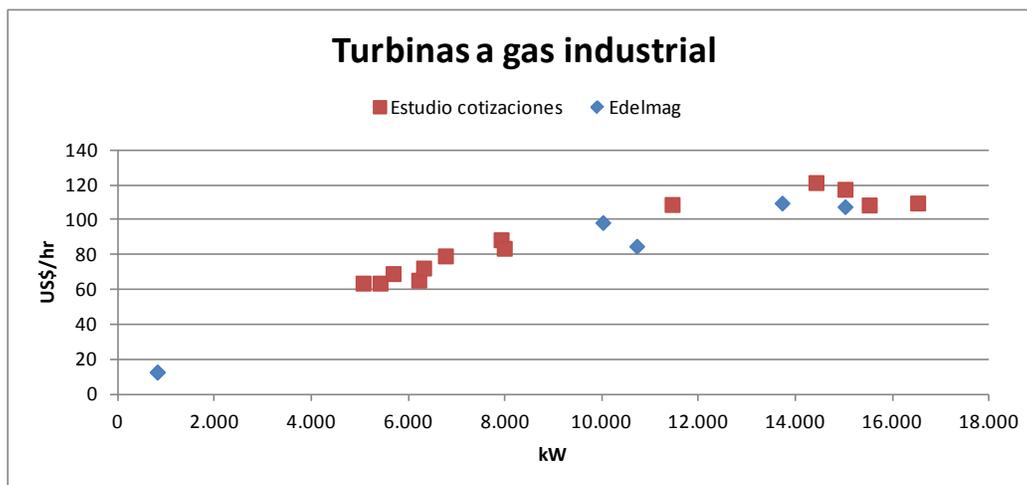


Figura 128: Costos Variables No Combustibles turbinas a gas industrial

Tabla 271: CVNC informados por la Empresa y Final turbinas a gas industrial

Sistema	Unidad	Potencia kW	Operación Típica	Edelmag (US\$/hr)	Final (US\$/hr)
Punta Arenas TP	TG Solar Titan 13,7	13.700	Semi base	109,67	109,67
Punta Arenas TP	TG Solar Mars	10.000	Punta	98,50	98,50
Punta Arenas TP	TG Solar Titan 15	15.000	Base	107,59	107,59
Punta Arenas TP	TG GE -10	10.700	Base	84,94	84,94
Puerto Natales	TG Solar No 4	800	Semi base	12,77	12,77
Puerto Natales	TG Solar No 5	800	Semi base	12,77	12,77

c) Motores a gas - rápidos

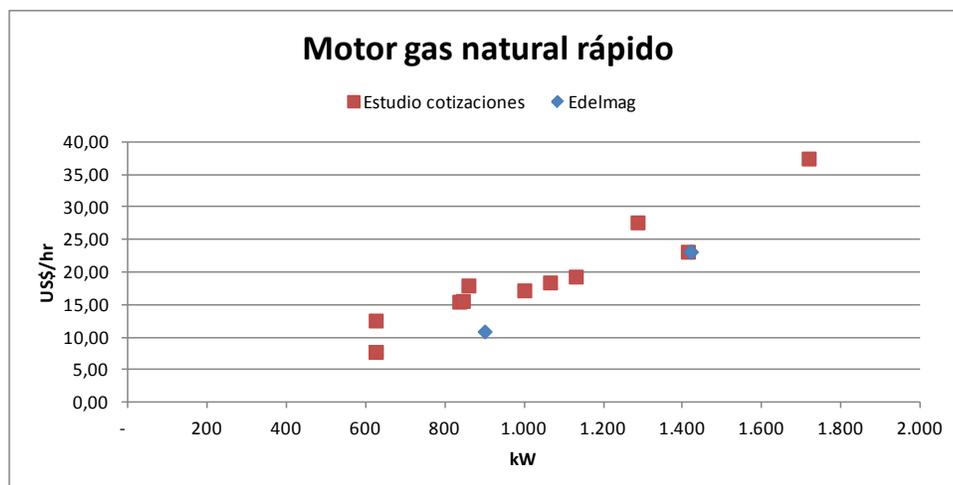


Figura 129: Costos Variables No Combustibles motores a gas rápidos

Tabla 272: CVNC informados por la Empresa y Final motores a gas rápidos

Sistema	Unidad	Potencia kW	Operación Típica	Edelmag (US\$/hr)	Final (US\$/hr)
Puerto Natales	MG Jenbacher No 9	1.420	Base	23,14	23,14
Puerto Natales	MG Jenbacher No 11	1.420	Base	23,14	23,14
Porvenir	MG Jenbacher No 10	1.420	Base	23,14	23,14
Porvenir	MG Caterpillar No 9	900	Base	10,90	10,90

d) Motores a gas - lentos

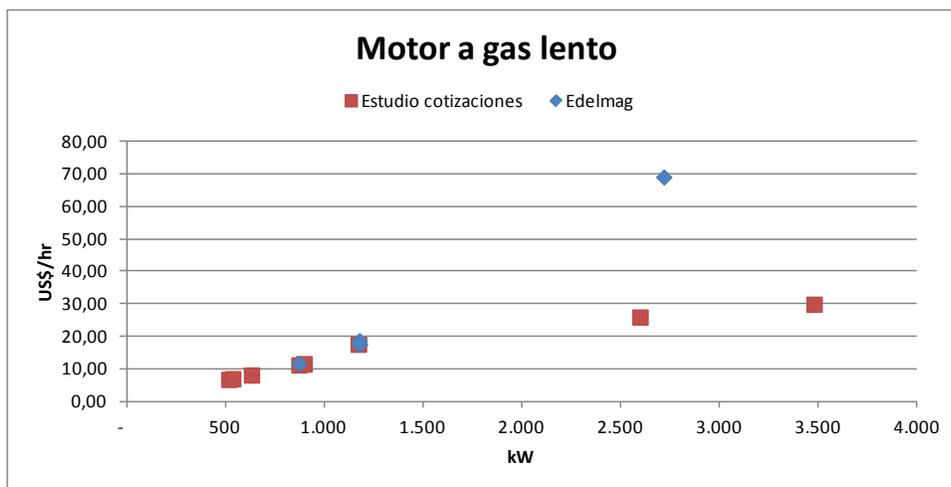


Figura 130: CVNC motores a gas lentos

Tabla 273: CVNC informados por la Empresa y Final motores a gas lentos

Sistema	Unidad	Potencia kW	Operación Típica	Edelmag (US\$/hr)	Final (US\$/hr)
Puerto Natales	MG Waukesha No 3	1.180	Base	17,39	17,39
Puerto Natales	MG Waukesha No 8	1.180	Base	18,46	17,39
Porvenir	MG Waukesha No 7	1.180	Base	17,39	17,39
Porvenir	MG Waukesha No 4	875	Base	11,42	10,99
Porvenir	MG Waukesha No 6	1.180	Base	17,39	17,39
Punta Arenas	MG CAT	2.720	Punta	68,86	26,11

e) Motores a diesel- rápidos

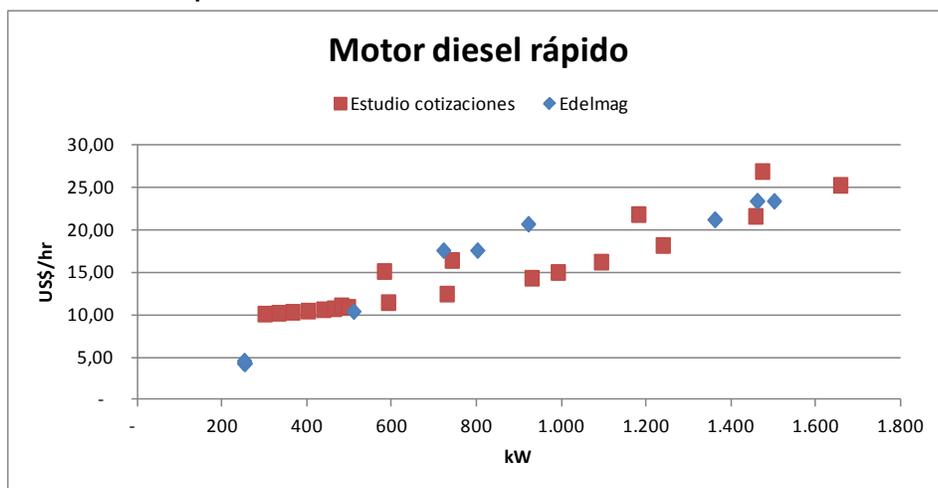


Figura 131: CVNC motores diesel -rápidos

Tabla 274: CVNC informados por la Empresa y Final motores diesel rápidos

Sistema	Unidad	Potencia kW	Operación Típica	Edelmag (US\$/hr)	Final (US\$/hr)
Punta Arenas	MD CAT No 2	1.460	Respaldo	23,37	23,37
Punta Arenas	MD CAT No 3	1.460	Respaldo	23,37	23,37
Puerto Natales	MD Caterpillar No 6	1.500	Respaldo	23,37	23,37
Puerto Natales	MD Palmero No 10	1.360	Respaldo	21,19	21,19
Porvenir	MD Caterpillar No 5	920	Punta	20,66	16,40
Porvenir	MD Palmero No 2	1.360	Respaldo	21,19	21,19
Porvenir	MD Caterpillar No 1 (Respaldo)	720	Respaldo	17,56	14,06
Puerto Williams	MD Caterpillar C-32	800	Punta	17,56	15,00
Puerto Williams	MD MOTOR PETBOW	252	Punta	4,24	4,24
Puerto Williams	MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	250	Respaldo	4,24	4,24
Puerto Williams	MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	250	Respaldo	4,24	4,24
Puerto Williams	MD DETROIT (RESPALDO)	250	Respaldo	4,55	4,55
Puerto Williams	MD Caterpillar C-18	508	Semi base	10,36	10,36

f) Motores a diesel- lentos

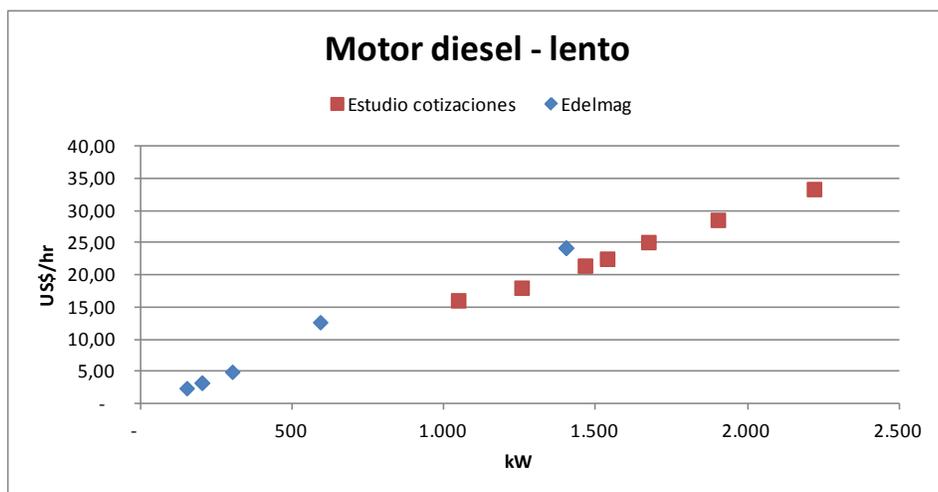


Figura 132: CVNC motores diesel - lentos

Tabla 275: CVNC informados por la Empresa y Final motores diesel lentos

Sistema	Unidad	Potencia kW	Operación Típica	Edelmag (US\$/hr)	Final (US\$/hr)
Punta Arenas	MD SULZER No 1	1.400	Respaldo	24,37	24,37
Punta Arenas	MD SULZER No 2	1.400	Respaldo	24,37	24,37
Punta Arenas	MD SULZER No 3	1.400	Respaldo	24,37	24,37
Puerto Natales	MD F.Morse No 1	300	Respaldo	5,08	5,08
Puerto Natales	MD F.Morse No 2	150	Respaldo	2,54	2,54
Porvenir	MD Deutz D2 (Respaldo)	200	Respaldo	3,39	3,39
Porvenir	MD Deutz D3 (Respaldo)	200	Respaldo	3,39	3,39
Puerto Williams	MD Caterpillar 3508B	590	Base	12,80	12,80

27.9.2 Unidades candidatas

Para efecto de la estimación de los costos variables no combustibles de las unidades candidatas, se procede, considerando la información de los costos de mantenimiento entregado en el estudio de mercado realizado por Proyersa, a realizar regresiones lineales de tales valores, según tecnología de generación. El detalle de esta metodología se muestra a continuación.

a) Turbinas a gas - heavy duty

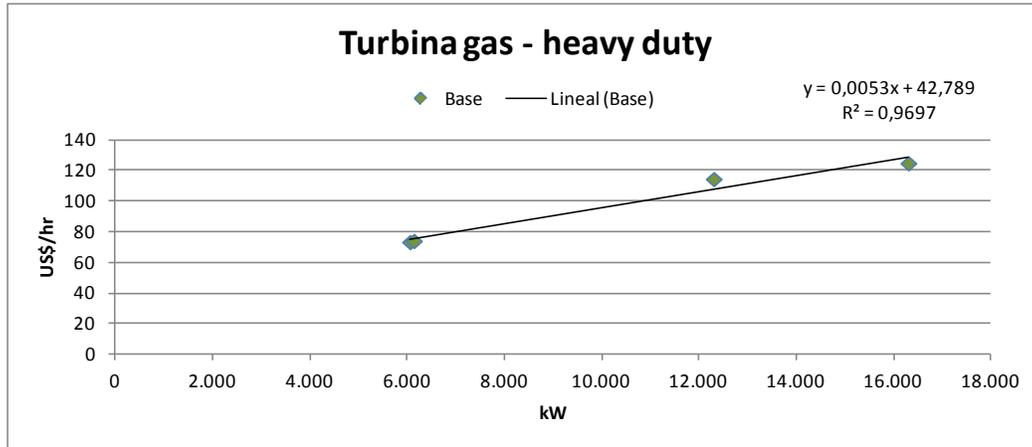


Figura 133: CVNC turbinas a gas heavy duty operación en Base

b) Turbinas a gas - industriales

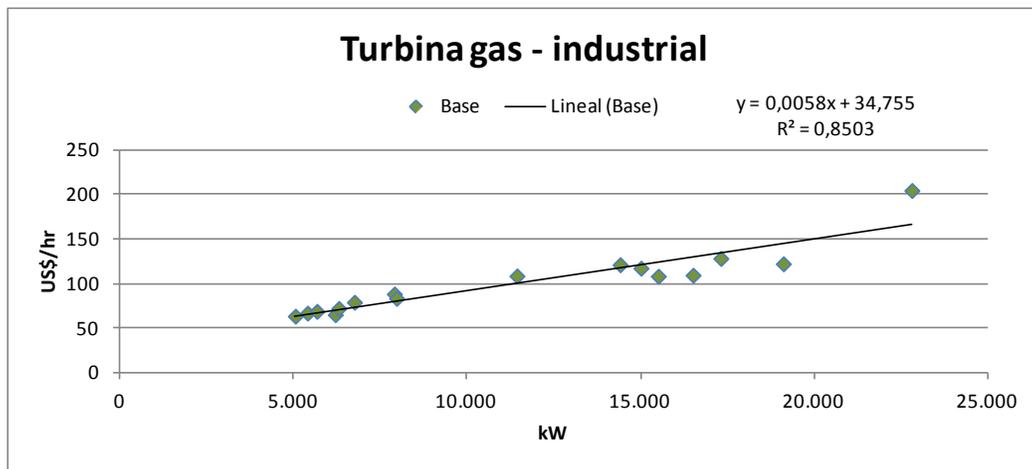


Figura 134: CVNC turbinas a gas industrial operación en Base

c) Motores a gas - rápidos

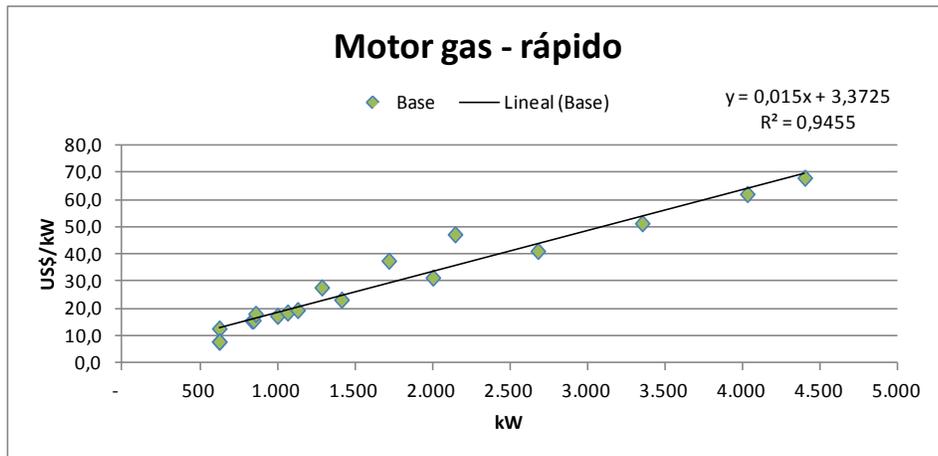


Figura 135: CVNC motores a gas rápido operación en Base

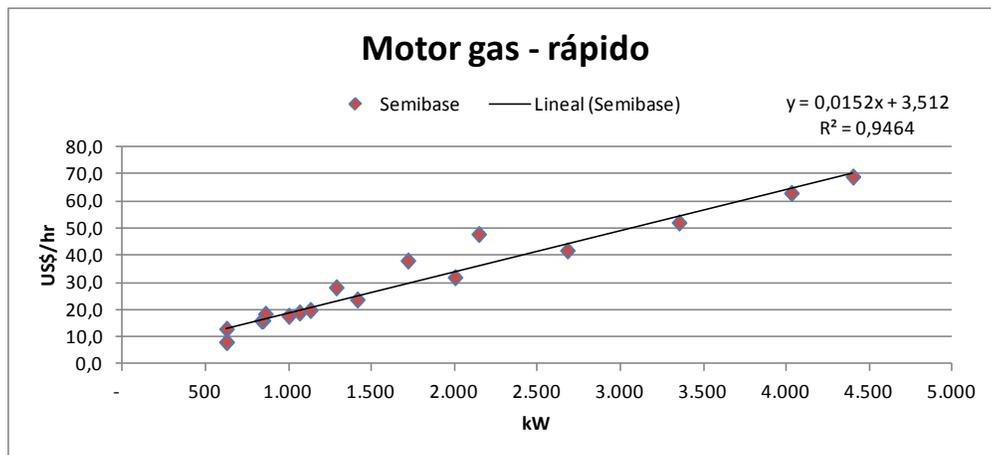


Figura 136: CVNC motores a gas rápido operación en Semibase

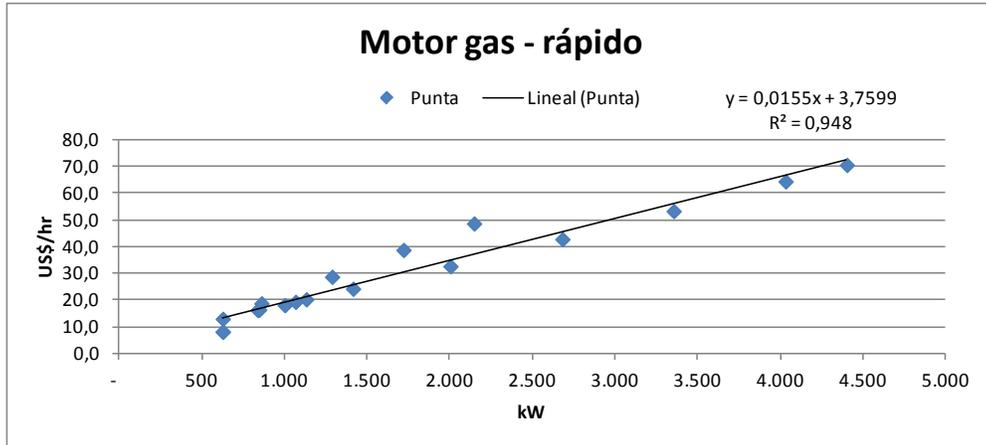


Figura 137: CVNC motores a gas rápido operación en Punta

d) Motores a gas - lentos

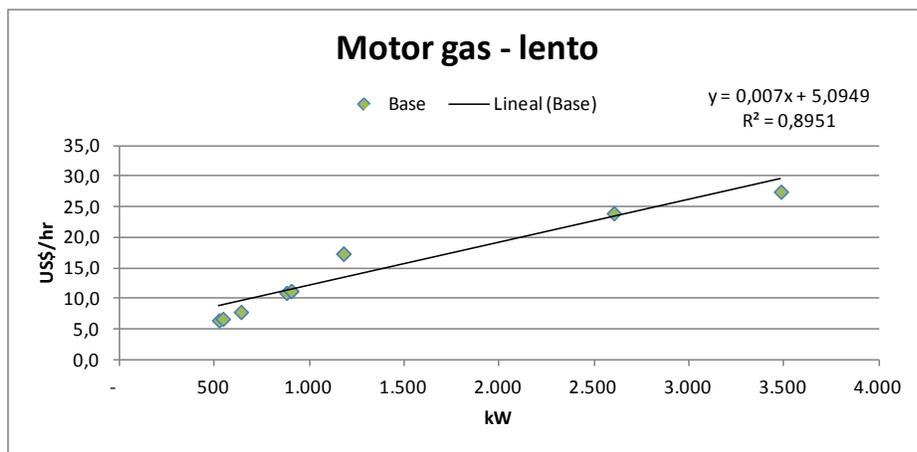


Figura 138: CVNC motores a gas lento operación en Base

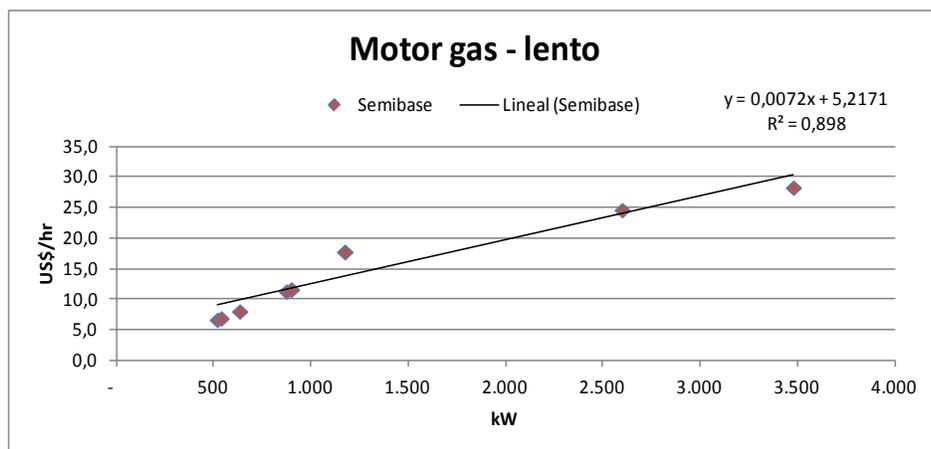


Figura 139: CVNC motores a gas lento operación en Semibase

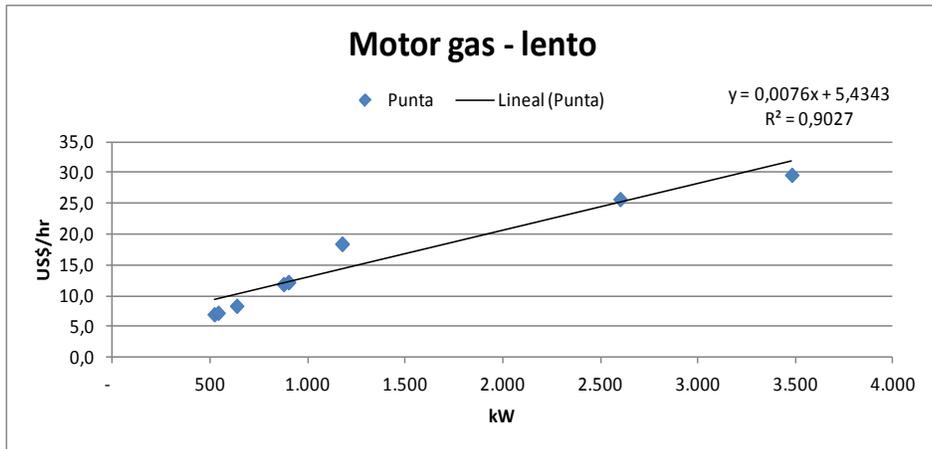


Figura 140: CVNC motores a gas lento operación en Punta

e) Motores diesel - rápidos

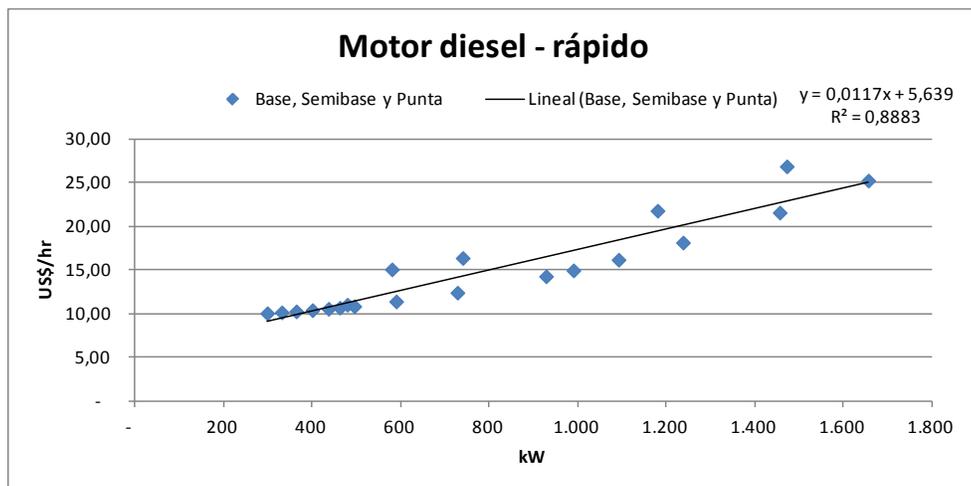


Figura 141: CVNC motores diesel rápido operación en Base, Semibase y Punta

f) Motores diesel- lentos

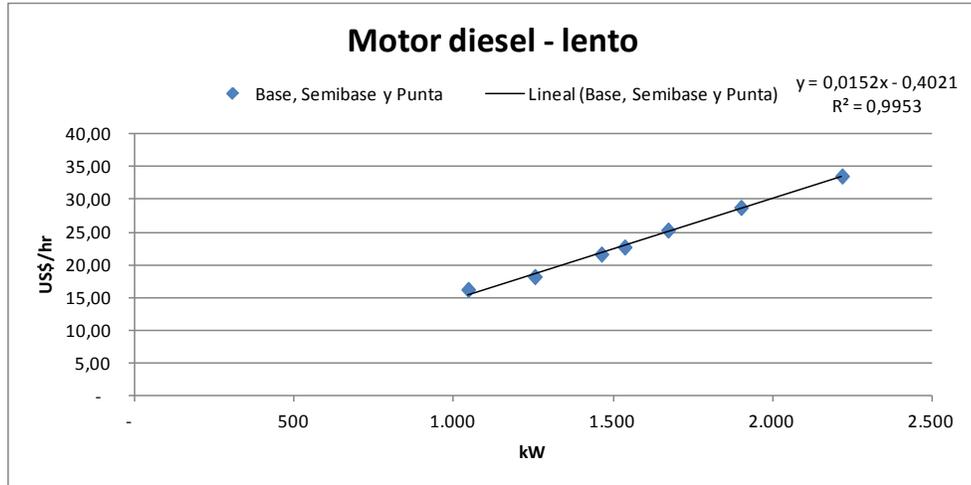


Figura 142: CVNC motores diesel lento operación en Base, Semibase y Punta

#### g) Centrales a carbón, biomasa y eólicos

Respecto de los módulos correspondientes a las centrales a carbón, biomasa y eólicos se utilizó el Costo Variable No Combustible informado en el estudio de mercado realizado por Proyersa para dichos proyectos.

De esta forma, la Tabla 276 muestra los costos variables no combustible de las unidades candidatas, en US\$/MWh, para la utilización de los dos modelos anteriormente descritos. Cabe destacar que los CVNC para los módulos eólicos son los correspondientes para los factores de planta esperados informados.

Tabla 276: Costos anuales de mantenimiento programado según distintos regimenes de operación para las unidades candidatas

Módulo	Potencia (kW)	Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)		
		Punta	Semibase	Base
TGI-1	7.965	--	--	11,13
TGI-2	11.430	--	--	9,68
TGI-3	15.000	--	--	8,89
TGI-4	22.800	--	--	8,02
TGHD-1	6.060	--	--	13,54
TGHD-2	16.300	--	--	8,68
MGR-1	625	62,83	36,48	22,33
MGR-2	859	58,04	33,79	20,72
MGR-3	1.413	53,03	30,98	19,04
MGR-4	2.002	50,74	29,70	18,27
MGR-5	2.679	49,36	28,93	17,80
MGR-6	3.352	48,54	28,47	17,53
MGR-7	4.029	47,98	28,16	17,34
MGL-1	540	51,58	29,54	17,99
MGL-2	900	39,82	22,77	13,86
MGL-3	1.175	35,70	20,39	12,41
MGL-4	2.600	28,30	16,13	9,81
MGL-5	3.480	26,75	15,24	9,27
MDR-1	331	83,87	50,32	31,45
MDR-2	400	75,29	45,17	28,23
MDR-3	580	62,55	37,53	23,46
MDR-4	740	56,42	33,85	21,16
MDR-5	1.180	48,12	28,87	18,04
MDR-6	1.472	45,35	27,21	17,01
MDL-1	1.045	43,26	25,96	16,22
MDL-2	1.254	43,45	26,07	16,29
MDL-3	1.463	43,58	26,15	16,34
MDL-4	2.218	43,85	26,31	16,45
CCA-1	30.000	23,11	8,32	3,25
CBI-1	11.000	40,20	14,47	5,65
CBI-2	3.000	89,76	32,31	12,62
CECN-1	13.200	6,50	6,50	6,50
CEPA-2	12.300	5,50	5,50	5,50
CETP-3	12.300	6,70	6,70	6,70
CEOM-1	2.550	7,00	7,00	7,00
CEOPW-1	450	9,80	9,80	9,80
CEOPO-1	1.500	11,10	11,10	11,10
CEOPN-1	1.500	8,30	8,30	8,30

### 27.10 Consideraciones sobre los módulos eólicos

Para efectos de una adecuada modelación en el OptGen y en el Modelo de despacho horario de los módulos candidatos eólicos, se solicitó a la Empresa entregar los

antecedentes que tuviese al respecto de mediciones de la velocidad del viento para cada una de las ubicaciones donde existen proyectos de parque eólicos. Los antecedentes de mediciones de velocidad del viento entregados por Edelmag corresponden a los siguientes:

- Sistema de Punta Arenas
  - Estación Tres Puentes entre los años 2007 - 2014.
  - Estación Cabo Negro entre los años 2011- 2013.
  - Estación Punta Arenas - Pecket entre los años 2004 - 2007.
- Sistema de Puerto Natales
  - Estación Cerro Dorotea entre los años 1996 y 1998.
  - Estación CPN entre los años 2006 y 2007.
  - Estación Meteorológica CPN en el año 2013.
- Sistema de Porvenir
  - Estación CPO en el año 2006.
  - Estación Meteorológica CPO en el año 2013.
- Sistema de Puerto Williams
  - Estación CPW ente los años 2007 y 2008.

Si bien dichos antecedentes permitieron generar perfiles horarios de la velocidad del viento para cada uno de los sistemas de Edelmag, dicha información se encontró en muchos casos incompleta para varios días y/o meses. Por esta razón, se decidió privilegiar las mediciones que permitieran formar una curva horaria completa a lo largo de un año. A pesar de ello, para el sistema de Porvenir no se pudo formar una curva de medición horaria anual debido a la falta de mayores antecedentes en las mediciones informadas.

Adicionalmente, en el estudio de mercado realizado por Proyersa se señalaron factores de planta esperados asociados a cada uno de los proyectos eólicos presentados. Cabe destacar que estos factores de planta no consideran las restricciones técnicas de seguridad de la participación eólica en el despacho de la generación horario, por lo cual fue necesario recalcular dichos factores de planta considerando que existen limitaciones de seguridad de la participación de la generación eólica en el despacho de cada sistema. Así, de manera de mantener la estabilidad de los sistemas eléctricos se consideró que la inyección de energía eólica horaria no debe superar el 30% de la demanda en cada hora, lo cual significa limitar la capacidad de generación para cumplir con esta condición.

A continuación se presenta el detalle de los antecedentes informados por la empresa y el cálculo de los nuevos factores de planta los módulos eólicos candidatos.

### **27.10.1 Punta Arenas**

En el estudio de mercado realizado por Proyersa, se informaron al menos cuatro cotizaciones asociadas a la instalación de distintas unidades eólicas, según tipo y fabricante, para cada uno de los posibles emplazamientos de parques eólicos, correspondientes a Cabo Negro, Tres Puentes y Punta Arenas - Pecket (Tabla 277).

**Tabla 277: Cotizaciones informadas según modelo y fabricante para los posibles emplazamientos de parque eólicos sistema de Punta Arenas**

Proyecto	Fabricante / Proveedor	Modelo	Factor de Planta esperado	No de unidades	Potencia por unidad (kW)	Potencia Total (kW)
Cabo Negro - Punta Arenas	REPOWER	MM92	61%	6	2.050	12.300
	REPOWER	M114	60%	4	3.200	12.800
	VESTAS	V112	57%	4	3.300	13.200
	ENERCON	E-70 E40	43%	6	2.300	13.800
Tres Puentes - Punta Arenas	REPOWER	MM92	55%	6	2.050	12.300
	REPOWER	M114	53%	4	3.200	12.800
	VESTAS	V112	50%	4	3.300	13.200
	ENERCON	E-70 E40	41%	6	2.300	13.800
Pecket - Punta Arenas	REPOWER	MM92	68%	6	2.050	12.300
	REPOWER	M114	53%	4	3.200	12.800
	VESTAS	V112	50%	4	3.300	13.200
	ENERCON	E-70 E40	41%	6	2.300	13.800

Para la elección de la alternativa de parque óptimo, se realizó un análisis de los costos de desarrollo asociados a las unidades eólicas cotizadas para cada parque, determinando que el parque correspondiente a la instalación de seis turbinas eólicas Repower MM92, de 2.050 kW cada una, presentó los menores costos de desarrollo para los emplazamientos correspondientes a Punta Arenas - Pecket y Tres Puentes. Por su parte la instalación correspondiente a cuatro turbinas eólicas Vestas 112, de 3.300 kW cada, presentó los menores costos de desarrollo para el sector correspondiente a Cabo Negro.

Luego, para cada una de las mediciones anuales de velocidad del viento horarias, se calculó su generación horaria mediante la curva de potencia presentada en la Figura 143 y Figura 144, correspondientes a la turbina eólica Repower MM92 de 2.050 kW y Vestas 112 de 3.300 kW, respectivamente.

Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
3	20
4	94
5	205
6	391
7	645
8	979
9	1.375
10	1.795
11	2.000
12	2.040
13	2.050
14	2.050
15	2.050
16	2.050
17	2.050
18	2.050
19	2.050
20	2.050
21	2.050
22	2.050
23	2.050
24	2.050

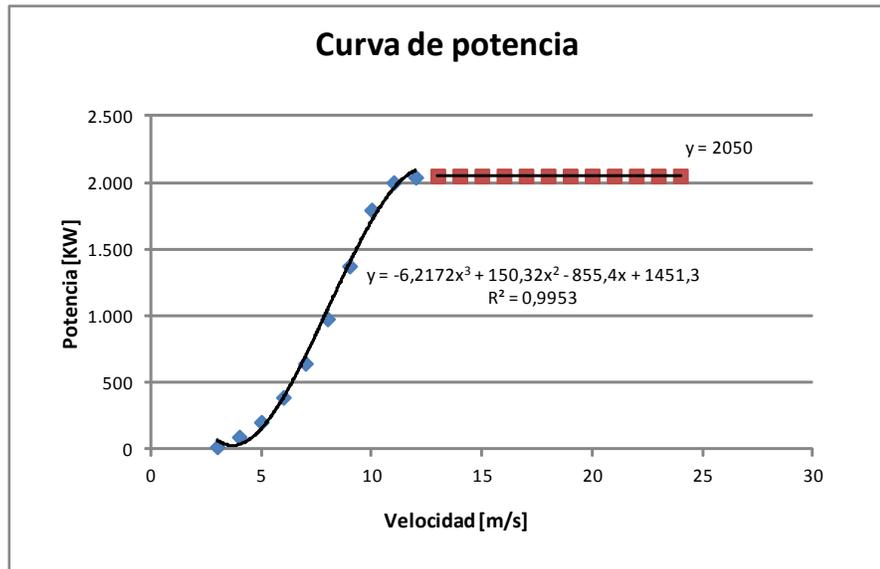


Figura 143: Curva de potencia unidad Repower MM92 2.050 kW.

Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
3	20
4	100
5	330
6	600
7	960
8	1.320
9	1.980
10	2.640
11	2.970
12	3.300
13	3.300
14	3.300
15	3.300
16	3.300
17	3.300
18	3.300
19	3.300
20	3.300
21	3.300
22	3.300
23	3.300
24	3.300
25	3.300

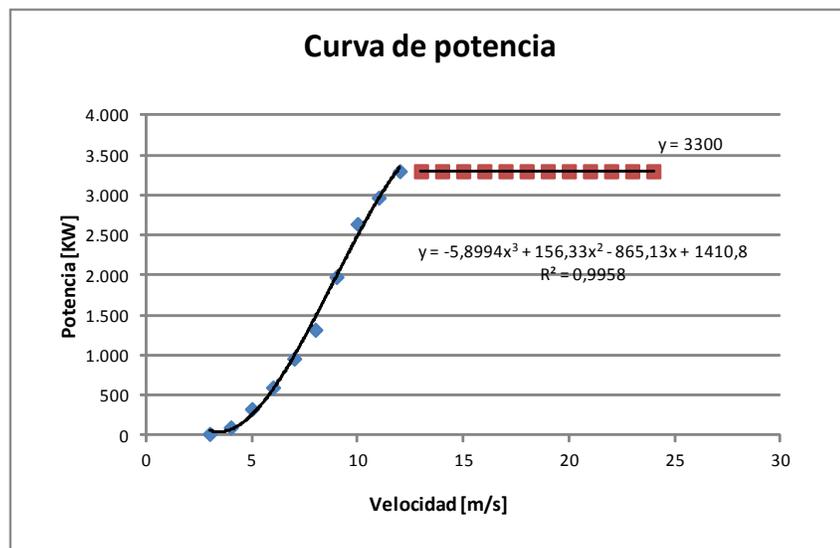


Figura 144: Curva de potencia unidad Vestas 112 3.300 kW

De manera de mantener consistencia con los factores de planta esperados señalados, adicionalmente se incorporó un factor de re-escalamiento a las velocidades de viento informadas de manera que la generación eólica anual para cada año fuese coincidente con lo informado. Finalmente, y para cumplir el criterio de seguridad anteriormente descrito, se tomó el valor mínimo entre un 30% de la demanda y la generación eólica horaria durante todo el horizonte de planificación. En la Tabla 278 se presentan los factores de planta esperada informada y los calculados correspondientes al proyecto de parque Eólico Cabo Negro, Tres Puentes y Punta Arenas – Pecket, para cada año del horizonte de planificación, de acuerdo a la metodología anteriormente presentada.

**Tabla 278: Factores de planta calculados y esperados para proyecto de parque eólico Cabo Negro, Tres Puentes y PA-Pecket**

Año	F.P calculado			F.P Esperado		
	Cabo Negro	Tres Puentes	PA-Pecket	Cabo Negro	Tres Puentes	PA-Pecket
2013	45,1%	41,8%	46,5%	60,8%	55,2%	67,5%
2014	45,4%	42,0%	46,8%			
2015	45,9%	42,5%	47,3%			
2016	46,3%	42,9%	47,9%			
2017	46,8%	43,3%	48,4%			
2018	47,3%	43,7%	49,0%			
2019	47,8%	44,1%	49,5%			
2020	48,2%	44,5%	50,1%			
2021	48,7%	44,9%	50,6%			
2022	49,1%	45,3%	51,1%			
2023	49,6%	45,7%	51,6%			
2024	50,0%	46,1%	52,2%			
2025	50,4%	46,4%	52,7%			
2026	50,9%	46,8%	53,2%			
2027	51,3%	47,1%	53,6%			

De forma comparativa, en la Figura 145 se muestran las curvas de generación promedio horaria y las limitaciones correspondientes a un 30% de la demanda horaria para los años 2013 y 2027. Es posible observar que, la generación eólica se encuentra restringida para algunas horas producto de las limitaciones de seguridad impuestas.

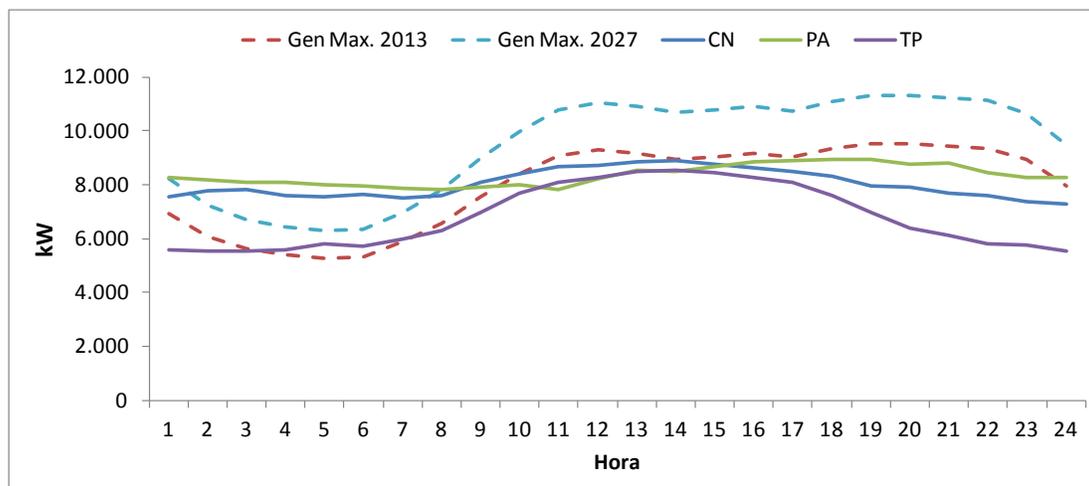


Figura 145: Generación horaria promedio por proyecto de parque eólico y limitaciones de seguridad en la demanda para los años 2013 y 2027.

### 27.10.2 Puerto Natales

En el estudio de mercado realizado por Proyersa, se informaron de dos cotizaciones asociadas a la instalación de distintas unidades eólicas, según tipo y fabricante, para el proyecto de parque eólico en el sistema de Puerto Natales (Tabla 279).

Tabla 279: Cotizaciones informadas según modelo y fabricante para el proyecto de parque eólico en Puerto Natales

Proyecto	Fabricante / Proveedor	Modelo	Factor de Planta esperado	No de unidades	Potencia por unidad (kW)	Potencia Total (kW)
Puerto Natales	Norwin	29 STALL	38,24%	7	225	1.575
	Norwin	47 ASR	44,41%	2	750	1.500

Para la elección de la alternativa de parque óptima, se realizó un análisis de los costos de desarrollo asociados a las unidades eólicas cotizadas, determinando que el parque correspondiente a la instalación de dos turbinas eólicas Norwin 47 ASR, de 750 kW cada una, presentaba los menores costos de desarrollo para los tres emplazamientos.

Luego, para cada una de las mediciones anuales de velocidad del viento horarias, se calculó su generación horaria mediante la curva de potencia presentada en la Figura 146.

Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
3	3
4	22
5	52
6	90
7	154
8	236
9	342
10	448
11	549
12	631
13	705
14	740
15	750
16	750
17	750
18	750
19	750
20	750
21	750
22	750
23	750
24	750
25	750

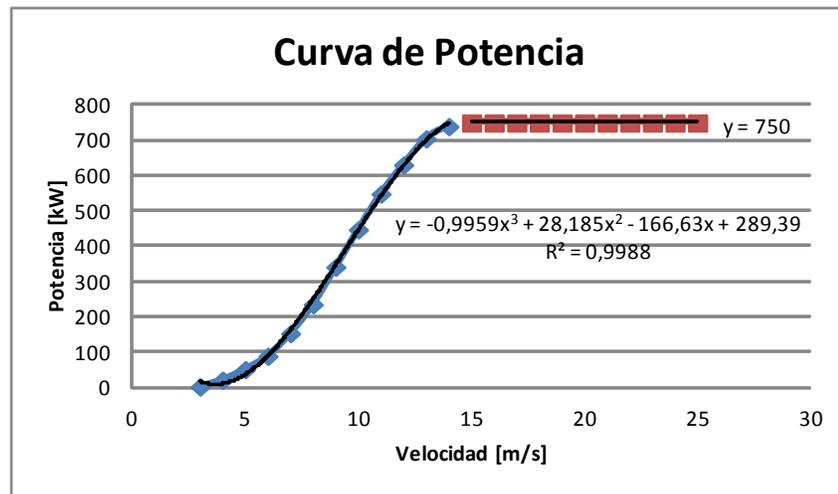


Figura 146: Curva de potencia unidad Norwin 47 ASR 750 kW.

Al igual que en el caso de Punta Arenas, y de manera de mantener consistencia con los factores de planta esperados señalados, se incorporó un factor de re-escalamiento a las velocidades de viento informadas de manera que la generación eólica anual para cada año fuese coincidente con lo informado. Finalmente, y para cumplir el criterio de seguridad anteriormente descrito, se tomó el valor mínimo entre un 30% de la demanda y la generación eólica horaria durante todo el horizonte de planificación. En la Tabla 280 se presentan los factores de planta calculados y esperados para proyecto de parque eólico en Puerto Natales.

Tabla 280: Factores de planta calculados y esperados para proyecto de parque eólico Puerto Natales

Año	F.P calculado
2013	33,6%
2014	34,7%
2015	36,2%
2016	37,9%
2017	39,2%
2018	40,4%
2019	41,2%
2020	41,7%
2021	42,1%
2022	42,4%
2023	42,7%
2024	42,9%
2025	43,0%
2026	43,2%
2027	43,3%

F.P Esperado
44,4%

### 27.10.3 Porvenir

De forma análoga a Puerto Natales, se informaron de dos cotizaciones asociadas a la instalación de distintas unidades eólicas, según tipo y fabricante, para el proyecto de parque eólico en el sistema de Porvenir (Tabla 281).

Tabla 281: Cotizaciones informadas según modelo y fabricante para el proyecto de parque eólico en Porvenir

Proyecto	Fabricante / Proveedor	Modelo	Factor de Planta esperado	No de unidades	Potencia por unidad (kW)	Potencia Total (kW)
Puerto Natales	Norwin	29 STALL	24%	6	225	1.350
	Norwin	47 ASR	33%	2	750	1.500

Para la elección de la alternativa de parque óptima, se realizó un análisis de los costos de desarrollo asociados a las unidades eólicas cotizadas, determinando que el parque correspondiente a la instalación de dos turbinas eólicas Norwin 47 ASR, de 750 kW cada una, presentaba los menores costos de desarrollo.

En el sistema de Porvenir, al no contar con los antecedentes suficientes para la construcción de un perfil de velocidades de viento horario completo para todo un año, se procedió entonces a utilizar el factor de planta esperado para la unidad seleccionada e informada en el estudio de cotizaciones, correspondiente a un 33%.

### 27.10.4 Puerto Williams

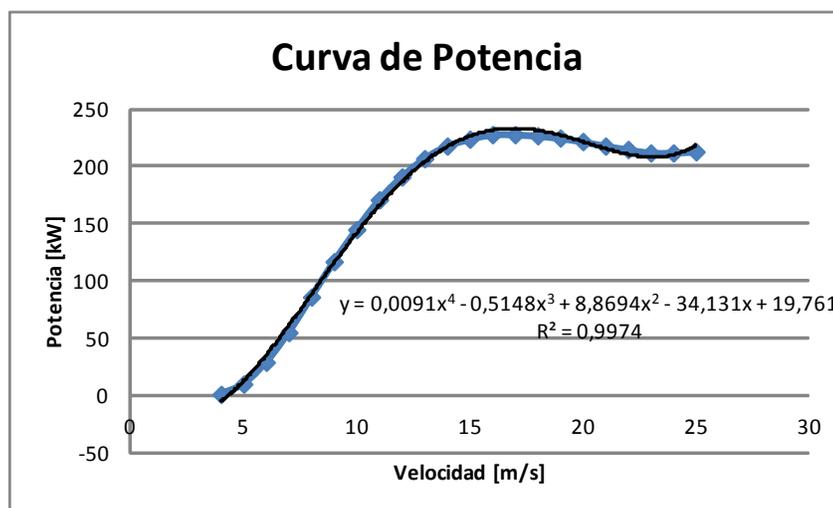
En el estudio de mercado realizado por Proyersa, se informó una sola cotización asociada a la instalación de unidades eólicas, según tipo y fabricante, para el proyecto de parque eólico en el sistema de Puerto Williams (Tabla 282).

**Tabla 282: Cotizaciones informadas según modelo y fabricante para el proyecto de parque eólico en Puerto Williams**

Proyecto	Fabricante / Proveedor	Modelo	Factor de Planta esperado	No de unidades	Potencia por unidad (kW)	Potencia Total (kW)
Puerto Williams	Norwin	29 STALL	38%	2	225	450

Luego, para cada una de las mediciones anuales de velocidad del viento horarias, se calculó su generación horaria mediante la curva de potencia presentada en la Figura 147, correspondiente al modelo Norwin 29 Stall de 225 kW cotizado.

Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
4	1
5	10
6	29
7	55
8	86
9	117
10	145
11	171
12	191
13	207
14	218
15	224
16	228
17	228
18	227
19	225
20	222
21	218
22	215
23	212
24	212
25	213



**Figura 147: Curva de potencia unidad Norwin 29 Stall 225 kW.**

Al igual que en el caso de los sistemas medianos anteriores, y de manera de mantener consistencia con los factores de planta esperados señalados, se incorporó un factor de re-escalamiento a las velocidades de viento informadas de manera que la generación eólica

anual para cada año fuese coincidente con lo informado. Finalmente, y para cumplir el criterio de seguridad anteriormente descrito, se tomó el valor mínimo entre un 30% de la demanda y la generación eólica horaria durante todo el horizonte de planificación. En la Tabla 283 se presentan los factores de planta calculados y esperados para el proyecto de parque eólico en Puerto Natales.

**Tabla 283: Factores de planta calculados y esperados para proyecto de parque eólico Puerto Williams**

Año	F.P calculado
2013	16,9%
2014	17,6%
2015	18,3%
2016	19,0%
2017	19,7%
2018	20,4%
2019	21,0%
2020	21,7%
2021	22,3%
2022	22,9%
2023	23,5%
2024	24,1%
2025	24,7%
2026	25,2%
2027	25,8%

F.P Esperado
37,8%

## 27.11 Indisponibilidades

### 27.11.1 Unidades existentes

Para la asignación de la indisponibilidad forzada y de mantenimiento se consideran los valores informados por la Empresa, los cuales fueron contrastados con referencias internacionales considerando unidades similares según potencia y tecnología.

A partir de la revisión de la literatura internacional, se obtuvieron 3 fuentes de información para el cálculo de las indisponibilidades. Estas fuentes corresponden a:

- World Energy Council, "Performance of Generating Plant: New Realities, New Needs", publicado en agosto 2004;
- VGB, "PowerStatistics and Trends", publicado en diciembre de 2012; y
- North American Electric Reliability Corporation, "Generating Availability Reports", publicado en septiembre 2012.

Adicionalmente a las fuentes anteriormente mencionadas, se consideró lo señalado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) respecto de las indisponibilidades forzadas y de mantenimiento de las unidades de generación. En la Tabla 284 se muestra el resumen de los valores para las unidades que son de interés del Estudio, de acuerdo a las referencias internacionales y NTSyCS.

Para las turbinas a gas y motores diesel se tomó el valor mínimo entre lo informado por la Empresa y lo señalado por el NERC, dado que este último entrega valores de indisponibilidades programadas y forzadas para el tipo de tecnología y un rango de potencias similares a las unidades existentes de la Empresa. Si bien las distintas fuentes internacionales señalan valores de indisponibilidad para distintas unidades de generación, no se cuentan con mayores antecedentes respecto de los motores a gas, por lo cual se procedió a utilizar el valor mínimo entre lo informado por la Empresa y el ítem correspondiente a "Otras" según lo señalado por NTSyCS.

**Tabla 284: Indisponibilidades informadas según fuentes internacionales y NTSyCS**

Fuente	Tecnología	Programada	Forzada	Compuesta
WEC	Turbinas a combustible	5.90%	2.70%	8.60%
VGB	Térmicas	8.90%	7.60%	16.50%
NERC	Turbinas gas 1-19 MW	3.26%	8.22%	11.48%
	Diesel	0.59%	3.61%	4.20%
	Carbón	4.56%	6.91%	11.47%
NTSyCS	Turbinas a gas	3.42%	0.57%	4.00%
	Otras	3.42%	1.14%	4.57%

De esta forma, en las tablas a continuación se indican las indisponibilidades programadas y forzadas utilizadas en el modelo de planificación OptGen para las unidades existentes de la Empresa.

**Tabla 285: Indisponibilidades históricas informadas y definitiva para turbinas a gas existentes**

Turbinas a gas		Indisponibilidad histórica informada		Indisponibilidad Definitiva	
		Programada	Forzada	Programada	Forzada
Punta Arenas	TG Hitachi	6.0%	2.7%	3.26%	2.7%
	TG Solar Mars	2.7%	5.0%	2.74%	5.0%
	TG Solar Titan 13,7	4.9%	5.0%	3.26%	5.0%
	TG GE -10	3.8%	11.1%	3.26%	8.2%
	TG Solar Titan 15	0.5%	5.0%	0.55%	5.0%
	TG GE No 2 (Respaldo)	2.7%	12.0%	2.74%	8.2%
Puerto Natales	TG Solar No 4	2.7%	4.2%	2.74%	4.2%
	TG Solar No 5	2.7%	4.2%	2.74%	4.2%

Tabla 286: Indisponibilidades históricas informadas y definitiva para motores a gas existentes

Motores a gas		Indisponibilidad histórica		Indisponibilidad Definitiva	
		Programada	Forzada	Programada	Forzada
Punta Arenas	MG CAT	0.5%	15.4%	0.5%	1.1%
Puerto Natales	MG Waukesha No 3	3.3%	3.6%	3.3%	1.1%
	MG Jenbacher No 11	5.5%	7.2%	3.4%	1.1%
	MG Waukesha No 8	3.3%	3.6%	3.3%	1.1%
	MG Jenbacher No 9	3.0%	7.2%	3.0%	1.1%
Porvenir	MG Waukesha No 4	1.6%	3.6%	1.6%	1.1%
	MG Waukesha No 6	3.3%	3.6%	3.3%	1.1%
	MG Caterpillar No 9	4.1%	2.7%	3.4%	1.1%
	MG Waukesha No 7	3.3%	3.6%	3.3%	1.1%
	MG Jenbacher No 10	5.5%	7.2%	3.4%	1.1%

Tabla 287: Indisponibilidades históricas informadas y definitiva para motores diesel existentes

Motores diesel		Indisponibilidad histórica		Indisponibilidad Definitiva	
		Programada	Forzada	Programada	Forzada
Punta Arenas	MD CAT No 2	0.5%	3.8%	0.5%	3.6%
	MD CAT No 3	0.5%	3.8%	0.5%	3.6%
	MD SULZER No 1	0.5%	9.0%	0.5%	3.6%
	MD SULZER No 2	0.5%	9.0%	0.5%	3.6%
	MD SULZER No 3	0.5%	9.0%	0.5%	3.6%
Puerto Natales	MD F.Morse No 1	0.5%	10.0%	0.5%	3.6%
	MD F.Morse No 2	0.5%	10.0%	0.5%	3.6%
	MD Caterpillar 3516	0.5%	4.0%	0.5%	3.6%
	MD Palmero No 10	0.5%	7.6%	0.5%	3.6%
Porvenir	MD Caterpillar No 5	5.5%	4.0%	0.6%	3.6%
	MD Deutz D2 (Respaldo)	2.7%	10.0%	0.6%	3.6%
	MD Deutz D3 (Respaldo)	2.7%	10.0%	0.6%	3.6%
	MG Caterpillar No 9	0.5%	4.0%	0.5%	3.6%
	MD Palmero No 2	0.5%	7.6%	0.5%	3.6%
Puerto Williams	MD Caterpillar 3508	0.0%	0.0%	0.6%	3.6%
	MD Caterpillar C-18	2.7%	3.2%	0.6%	3.2%
	MD Caterpillar 3508B	0.5%	3.2%	0.5%	3.2%
	MD MOTOR PETBOW	1.4%	4.5%	0.6%	3.6%
	MD CUMMINS No 4 (RESPALDO)	1.4%	4.5%	0.6%	3.6%
	MD CUMMINS No 5 (RESPALDO)	1.4%	4.5%	0.6%	3.6%
	MD DETROIT (RESPALDO)**	0.0%	4.5%	0.6%	3.6%
	MD Caterpillar C-32	3.3%	3.2%	0.6%	3.2%

### 27.11.2 Unidades candidatas

Para las unidades candidatas se tomó el valor informado por la NTSyCS, dado que ésta define mayores niveles de exigencia que la estadística internacional revisada. Cabe

destacar que la NTSyCS adicionalmente recoge de mejor forma las prácticas propias eficientes de la Empresa.

De esta forma, los valores utilizados para las unidades candidatas de acuerdo a la tecnología de generación:

**Tabla 288: Indisponibilidades programada y forzada definidas para las unidades candidatas**

NTSyCS	Programada	Forzada
Turbinas a gas	3.42%	0.57%
Otras	3.42%	1.14%

## 27.12 Potencias mínimas de Operación

Como se indica en el punto 27.3, el modelo de despacho que el Consultor ha desarrollado para efectos de este Estudio, incorpora consideraciones de potencias mínimas de operación. Para las unidades existentes en cada uno de los sistemas, la Empresa ha informado de las características técnicas que poseen las unidades en cuanto a potencias mínimas se refiere, cosa que no ocurre con la información que los proveedores han informado respecto de las unidades cotizadas.

De esta forma, y para efectos de la construcción de los módulos de generación anteriormente descritos, es que se ha considerado lo siguiente:

- Como criterio de potencia mínima se utiliza la información proporcionada para las unidades existentes, para aquellas unidades cuya instalación fue posterior al año 2000. De esta forma, se busca reflejar la operación de las unidades existentes más recientes en los sistemas eléctricos de la empresa.
- Se estudia, para cada tipo de tecnología, el porcentaje de la capacidad máxima que corresponde a la potencia mínima permitida.
- Dicha relación es aplicada a los distintos módulos construidos, de acuerdo a la tecnología de generación.

## 27.13 Consideraciones generales

### 27.13.1 Demanda de energía y potencia

Los valores de energía utilizados en las simulaciones corresponden a la proyección de energía presentada en el Capítulo 3, considerando las pérdidas medias de energía en el sistema de transmisión y distribución, y modelado a través de cinco bloques de energía mensual calculados a través de desarrollos propios del Consultor.

### 27.13.2 Costo de Falla

Los parámetros de costo de falla utilizado para cada sistema corresponden a los estipulados en las bases de este estudio, el cual tiene los siguientes valores en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams:

Tabla 289: Valores de Costo de Falla utilizados

Profundidad de Falla	US\$/MWh
0-5%	456,11
5-10%	573,62
10-20%	749,53
Sobre 20%	839,86

### 27.13.3 Precio de combustibles

De acuerdo a las Bases del Estudio, los precios del gas natural y petróleo diesel utilizados corresponden al promedio ponderado del precio vigente para el periodo comprendido entre Julio y Diciembre de 2012, para el gas natural (Tabla 290) y entre Octubre y Diciembre de 2012, para del petróleo diesel (Tabla 289).

Tabla 290: Precio del gas natural

Año	Mes	Consumo sobre 25.000 m3/mes	Consumo hasta 25.000 m3/mes
		\$/m3	\$/m3
2012	Enero	73.66	48.27
	Febrero	74.53	48.81
	Marzo	73.99	48.53
	Abril	73.58	48.33
	Mayo	72.58	47.76
	Junio	72.43	47.71
	Julio	73.11	48.14
	Agosto	73.58	48.40
	Septiembre	73.64	48.44
	Octubre	73.22	48.25
	Noviembre	72.38	47.83
	Diciembre	72.03	47.64
<b>Promedio últimos 3 meses</b>		<b>72.55</b>	<b>47.91</b>

Tabla 291: Precio del petróleo diesel

Año	Mes	Precio diesel \$/m3			
		Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
2012	Enero	454,400	494,931	491,860	513,107
	Febrero	441,880	482,591	479,520	500,939
	Marzo	466,231	507,191	504,120	525,349
	Abril	467,151	508,271	505,200	526,506
	Mayo	449,076	490,387	487,317	508,550
	Junio	417,856	459,351	456,280	477,390
	Julio	409,372	451,051	447,980	468,906
	Agosto	430,016	454,877	468,900	489,371
	Septiembre	450,232	475,437	489,460	504,113
	Octubre	443,701	463,600	483,240	502,174
	Noviembre	432,587	452,720	472,360	492,536
	Diciembre	425,469	445,840	465,480	485,778
<b>Promedio últimos 6 meses</b>		<b>431,915</b>	<b>457,301</b>	<b>471,252</b>	<b>490,453</b>

#### 27.13.4 Margen de reserva

Se ha considerado tanto en la planificación como en las posteriores simulaciones eléctricas un margen de reserva en giro de un 10% de la capacidad nominal de las unidades. En la práctica esto significa un derrateo de la capacidad de las unidades en ese mismo porcentaje.

#### 27.13.5 Consideraciones sobre la indisponibilidad

Las tasas de indisponibilidad compuesta de las unidades son consideradas, tanto para el OptGen como para el Modelo de Despacho Horario, como una indisponibilidad de potencia en lugar de indisponibilidad en tiempo, es decir, como una disminución en la capacidad máxima de la máquina. Por lo tanto, durante el proceso de optimización, cada unidad tiene una potencia máxima igual a:

$$P_{MAX}' = P_{MAX}^{nominal} \times (1 - \text{indisponibilidad compuesta} - \text{reserva})$$

#### 27.13.6 Año de entrada de las unidades candidatas

Si bien el horizonte de planificación para la determinación del Plan de Expansión Óptimo es desde el año 2013 para un horizonte de 15 años, se debe tener en consideración los tiempos mínimos necesarios en cuanto a los plazos de construcción de las unidades generadoras candidatas resultantes del modelo de planificación.

En la Tabla 292 se presentan los plazos de construcción para las distintas unidades candidatas según lo informado por la Empresa<sup>21</sup>. Adicionalmente, en la Tabla 292 se indican también los años mínimos de entrada ingresados al modelo de planificación, en la cual las fechas de ingreso de las unidades candidatas fueron llevadas al mes de enero del año más cercano.

**Tabla 292: Fechas de entrada mínima de las unidades candidatas informadas por la Empresa e ingresadas al modelo de planificación**

Proyecto	Inicio	Plazo Construcción (meses)	Fecha más proxima	Fecha modelo de planificación
Turbinas	ene-15	16	abr-16	ene-16
Motores menores a 3 MW	ene-15	12	dic-15	ene-16
Motores mayores a 3 MW	ene-15	14	feb-16	ene-16
Eólicos	mar-14	36	feb-17	ene-17
Carbón	ene-15	35	nov-17	ene-18
Biomasa	ene-15	27	mar-17	ene-17

<sup>21</sup> Incluye tiempos de adquisición, montaje, obras civiles, puesta en marcha, entre otros.

## 27.14 Resultados

A partir de la información anterior, se determinaron los Planes de Expansión Óptimo en Generación de cada uno de los sistemas. En primer lugar se determinó el plan de expansión óptimo económicamente adaptado, para posteriormente revisar los criterios de suficiencia diesel y de seguridad N-1 que dan origen a los Planes de Expansión finales.

### 27.14.1 Punta Arenas

El conjunto de módulos candidatos utilizados en Punta Arenas se presentan en la Tabla 293.

Tabla 293: Unidades candidatas en Punta Arenas para el plan de expansión óptimo

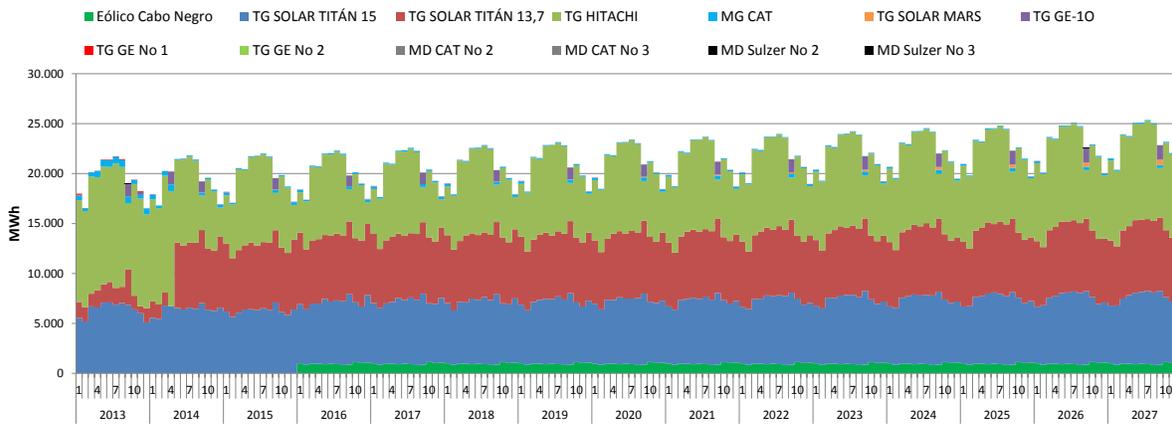
Módulo	Potencia (kW)	Tipo
TGI-1	7.965	Turbina gas industrial
TGI-2	11.430	Turbina gas industrial
TGI-3	15.000	Turbina gas industrial
TGI-4	22.800	Turbina gas industrial
TGHD-1	6.060	Turbina gas heavy duty
TGHD-2	16.300	Turbina gas heavy duty
MGR-3	1.413	Motor gas rápido
MGR-4	2.002	Motor gas rápido
MGR-5	2.679	Motor gas rápido
MGR-6	3.352	Motor gas rápido
MGR-7	4.029	Motor gas rápido
MGL-3	1.175	Motor gas lento
MGL-4	2.600	Motor gas lento
MGL-5	3.480	Motor gas lento
MDR-6	1.472	Motor diesel rápido
MDL-3	1.463	Motor diesel lento
MDL-4	2.218	Motor diesel lento
CCA-1	30.000	Central a carbón
CBI-1	11.000	Central a biomasa
CECN-1	13.200	Proyecto Eólico Cabo Negro (Edelmag)
CEPA-2	12.300	Proyecto Eólica Punta Arenas (Edelmag)
CETP-3	12.300	Proyecto Eólico Tres Puentes (Edelmag)
CEOM-1	2.550	Parque Eólico Cabo Negro (Pecket)

Como resultado de las simulaciones realizadas, se obtiene el Plan de Expansión Óptimo definitivo, que se observa en la Tabla 294.

Tabla 294: Plan de Expansión del sistema eléctrico de Punta Arenas

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso
Parque Eólico Cabo Negro (Pecket)	2.550	2016

La Figura 148 muestra el despacho de energía simulado para el horizonte de planificación. Este despacho se ha obtenido a partir de una simulación de la operación realizada con el modelo descrito en el Anexo 27.3, el cual utiliza una resolución horario, no obstante para efecto del gráfico se han agregado mensualmente. En la Figura 158 las unidades se encuentran ordenadas según costos variables por lo que es posible identificar cuáles operan en base y punta.



**Figura 148: Despacho horario de energía del sistema de Punta Arenas (agregado mensualmente en gráfico)**

En la Figura 149 se muestra la demanda máxima del sistema contrastada con la capacidad instalada por tipo de combustible, en el cual no se considera la unidad eólica resultante del plan de expansión y también se descuenta un 10% sobre la capacidad instalada de cada unidad correspondiente a reserva en giro. Cabe destacar que para efectos del análisis no se ha considerado el Parque Eólico Pecket, de forma de revisar la suficiencia del sistema eléctrico en condiciones de máxima exigencia.

El resultado de la simulación indica que no se requieren de nuevas expansiones en diesel para este sistema. Lo anterior debido a la importante capacidad existente en turbinas a gas con capacidad de operación dual. Adicionalmente, tampoco se requeriría la instalación de nuevas unidades para el cumplimiento del criterio de seguridad N-1, puesto que la capacidad instalada existente es suficiente para suplir la ausencia de la unidad de mayor tamaño del sistema (turbina gas Hitachi).

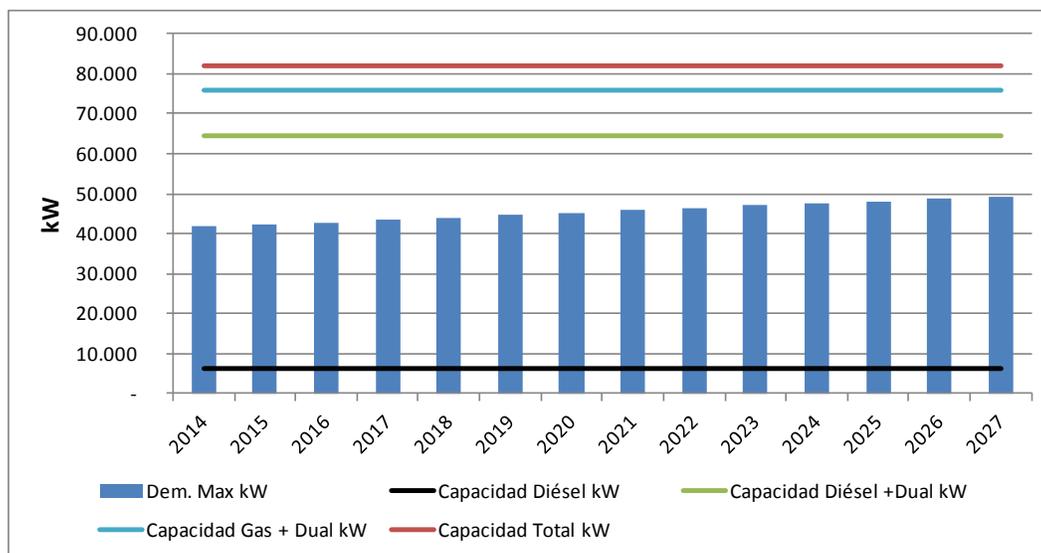


Figura 149: Potencia máxima anual, Capacidad Instalada, Capacidad Dual + Gas, Capacidad Dual + Diesel y Capacidad Diesel del sistema eléctrico de Punta Arenas (descontando el 10% de reserva primaria)

#### 27.14.2 Puerto Natales

El conjunto de módulos candidatos utilizados en Puerto Natales se presentan en la Tabla 295.

Tabla 295: Unidades candidatas en Puerto Natales para el plan de expansión óptimo

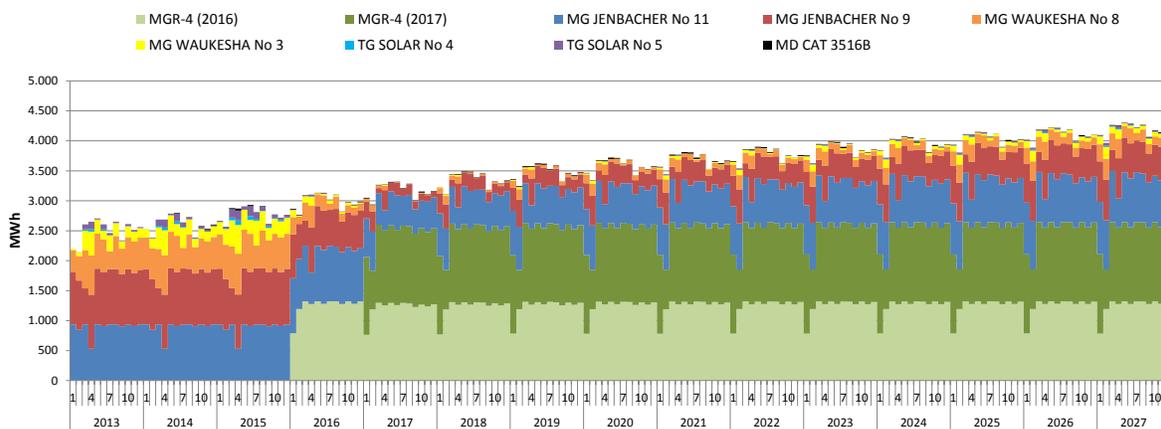
Módulo	Potencia (kW)	Puerto Natales
MGR-1	625	Motor gas rápido
MGR-2	859	Motor gas rápido
MGR-3	1.413	Motor gas rápido
MGR-4	2.002	Motor gas rápido
MGR-5	2.679	Motor gas rápido
MGL-1	540	Motor gas lento
MGL-2	900	Motor gas lento
MGL-3	1.175	Motor gas lento
MGL-4	2.600	Motor gas lento
MDR-4	740	Motor diesel rápido
MDR-5	1.180	Motor diesel rápido
MDR-6	1.472	Motor diesel rápido
MDL-2	1.254	Motor diesel lento
MDL-3	1.463	Motor diesel lento
MDL-4	2.218	Motor diesel lento
CBI-2	3.000	Central a biomasa
CEOPN-1	1.500	Proyecto Eólico Puerto Natales (Edelmag)

Como resultado de las simulaciones realizadas, se obtiene el Plan de Expansión definitivo, que se observa en la Tabla 305.

**Tabla 296: Plan de Expansión del sistema eléctrico de Puerto Natales**

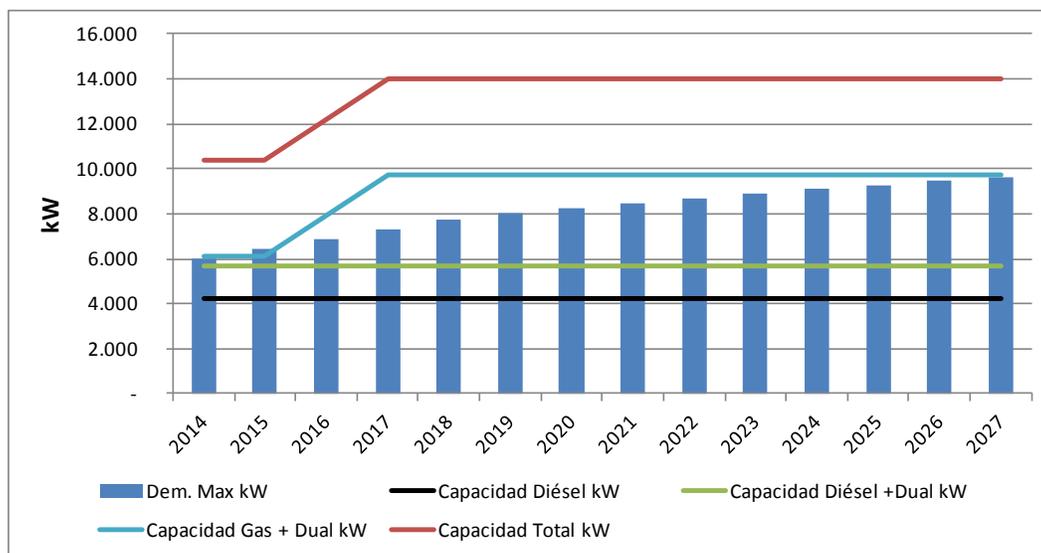
Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso
MGR-4	2.002	2016
MGR-4	2.002	2017

La Figura 150 muestra el despacho de energía simulado para el horizonte de planificación. Este despacho se ha obtenido a partir de una simulación de la operación realizada con el modelo descrito en el Anexo 27.3, el cual utiliza una resolución horario, no obstante para efecto del gráfico se han agregado mensualmente. En la Figura 150 las unidades se encuentran ordenadas según costos variables por lo que es posible identificar cuáles operan en base y punta.



**Figura 150: Despacho horario de energía del sistema de Puerto Natales (agregado mensualmente en gráfico)**

En la Figura 151 se muestra la demanda máxima del sistema contrastada con la capacidad instalada por tipo de combustible.



**Figura 151: Potencia máxima anual, Capacidad Instalada, Capacidad Dual + Gas, Capacidad Dual + Diésel y Capacidad Diésel del sistema eléctrico de Puerto Natales (descontando el 10% de reserva primaria)**

Como se observa a partir de la Figura 151, la capacidad total instalada a partir de la suma de unidades diésel y duales no alcanza a cubrir la potencia máxima anual del sistema a partir de 2014. Por esta razón, se determina un plan de expansión diésel, para efectos de asegurar la suficiencia de operación del sistema mediante el uso de este combustible.

Es importante señalar que los sistemas de Puerto Natales y Porvenir cuentan cada uno con una unidad diésel Palmero de 1.360 kW, las cuales fueron instaladas como unidades móviles, es decir, se encuentran sobre contenedores que pueden ser trasladados de un sistema a otro en caso de que fuese necesario. Por esta razón, se ha considerado que en caso de ocurrir un corte en el suministro de gas natural en alguno de los sistemas de Puerto Natales o Porvenir, la unidad diésel móvil del otro sistema puede ser trasladada para ser operada durante el corte de suministro de gas. Considerando esto, se realizó una optimización de expansión en diésel que considera la incorporación conjunta de unidades diésel tanto para el Sistema de Porvenir como para Puerto Natales, considerando unidades candidatas diésel móviles.

La Figura 152 muestra el margen de capacidad diésel proyectado para los sistemas de Puerto Natales y Porvenir. Se ha considerado que los motores diésel móviles Palmero existentes, uno en Puerto Natales y el otro en Porvenir, ambos aportan capacidad diésel a los dos sistemas. Como se observa a partir de la figura, el sistema de Porvenir es deficitario en capacidad diésel a partir del año 2015, mientras que Puerto Natales lo es a partir de 2017. Considerando que el sistema de Porvenir es más deficitario que Puerto Natales, se procedió primero a determinar un Plan de Expansión Óptimo diésel para el sistema de Porvenir, y luego se verificó que dicho Plan también cumpliera la condición de suficiencia en el sistema de Puerto Natales.

El resultado de la simulación en el modelo OptGen para el plan de expansión diésel indica que se requieren un total de cinco unidades diésel móviles MDR-3 para los sistemas de

Puerto Natales y Porvenir. A partir del plan resultante de la optimización, se procedió a adelantar la fecha de entrada de algunas unidades, para efectos de cumplir la suficiencia diesel en forma estricta.

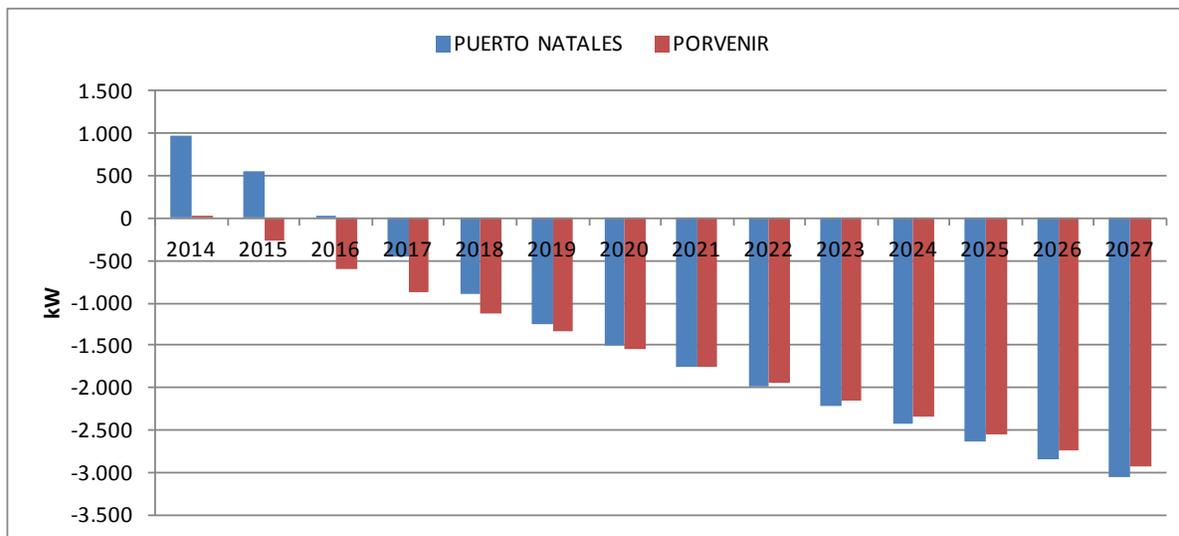


Figura 152: Suficiencia de potencia diesel instalada proyectada para los sistemas de Puerto Natales y Porvenir

En la Tabla 297 se muestran las unidades diesel asignadas al sistema de Puerto Natales, la asignación se realizó de tal forma de asegurar la presencia de suficiente unidades diesel, según la demanda máxima de cada sistema.

Tabla 297: Plan de Expansión diesel del sistema eléctrico de Puerto Natales

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso
MDR-3	580	2019
MDR-3	580	2021
MDR-4	740	2024

En la Figura 153 se muestra la potencia máxima anual, capacidad instalada N-1 y capacidad Diesel, incluyendo las nuevas unidades móviles resultantes del plan de expansión diesel óptimo en Porvenir y la unidad Palmero perteneciente a Puerto Natales. Por otra parte, a partir del análisis realizado se determinó que no se requiere la instalación de nuevas unidades para el cumplimiento del criterio de seguridad N-1, puesto que la capacidad instalada existente es suficiente para suplir la ausencia de la unidad de mayor tamaño del sistema (Motor Diesel CAT 3516D).

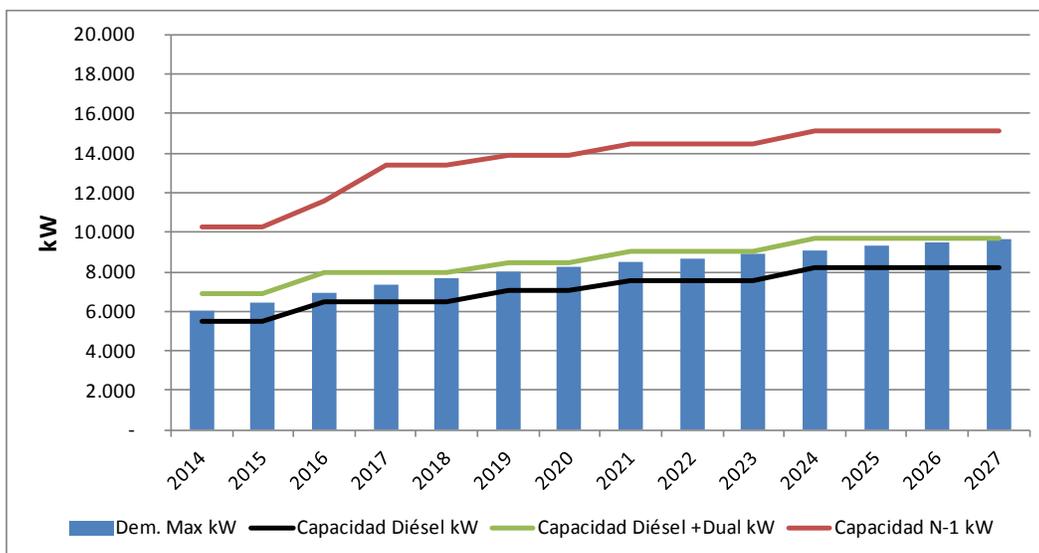


Figura 153: Demanda máxima vs Capacidad Instalada N-1\* y suficiencia diesel\*\* en el sistema de Puerto Natales (\*Descontando margen de reserva de un 10% y sin considerar unidades diesel móviles de Porvenir; \*\*Descontando margen de reserva de un 10%)

### 27.14.3 Porvenir

El conjunto de módulos candidatos utilizados en Porvenir se presentan en la Tabla 298.

Tabla 298: Unidades candidatas en Porvenir para el plan de expansión óptimo

Módulo	Potencia (kW)	Porvenir
MGR-1	625	Motor gas rápido
MGR-2	859	Motor gas rápido
MGR-3	1.413	Motor gas rápido
MGR-4	2.002	Motor gas rápido
MGR-5	2.679	Motor gas rápido
MGL-1	540	Motor gas lento
MGL-2	900	Motor gas lento
MGL-3	1.175	Motor gas lento
MGL-4	2.600	Motor gas lento
MDR-3	580	Motor diesel rápido
MDR-4	740	Motor diesel rápido
MDR-5	1.180	Motor diesel rápido
MDR-6	1.472	Motor diesel rápido
MDL-2	1.254	Motor diesel lento
MDL-3	1.463	Motor diesel lento
MDL-4	2.218	Motor diesel lento
CEOPO-1	1.500	Proyecto Eólico Porvenir (Edelmag)

Como resultado de las simulaciones realizadas, se obtiene el Plan de Expansión definitivo, que se observa en la Tabla 299.

Tabla 299: Plan de expansión del sistema eléctrico de Porvenir

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso
MGR-4	2.002	2021

La Figura 154 muestra el despacho de energía simulado para el horizonte de planificación. Este despacho se ha obtenido a partir de una simulación de la operación realizada con el modelo descrito en el Anexo 27.3, el cual utiliza una resolución horario, no obstante para efecto del gráfico se han agregado mensualmente. En la Figura 154 las unidades se encuentran ordenadas según costos variables por lo que es posible identificar cuáles operan en base y punta.

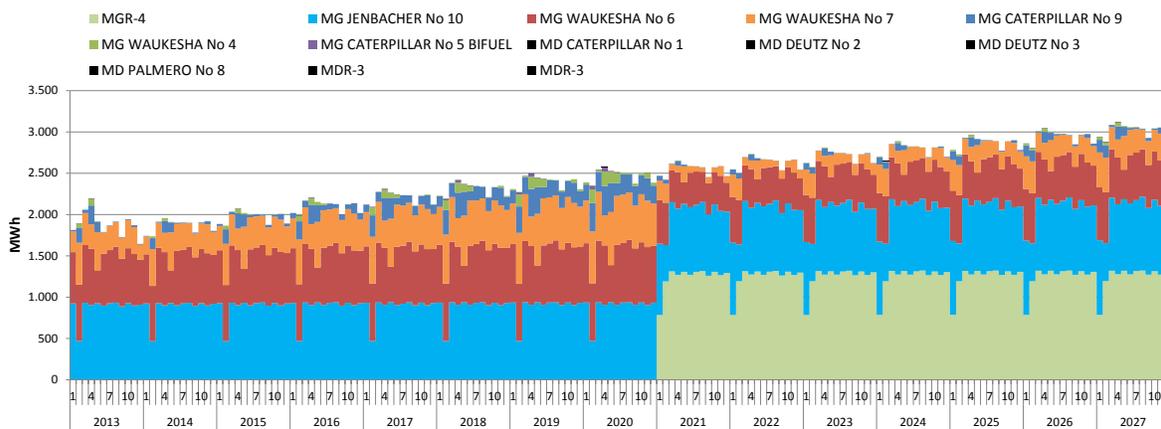


Figura 154: Despacho horario de energía del sistema de Porvenir (agregado mensualmente en gráfico)

En la Figura 155 se muestra la demanda máxima del sistema contrastada con la capacidad instalada por tipo de combustible. Como se observa, la capacidad total instalada diesel no alcanza a cubrir la potencia máxima anual del sistema para el horizonte de planificación. Para este sistema se realizó el mismo análisis en conjunto con el sistema de Puerto Natales debido a la presencia de unidades móviles como las Palmero.

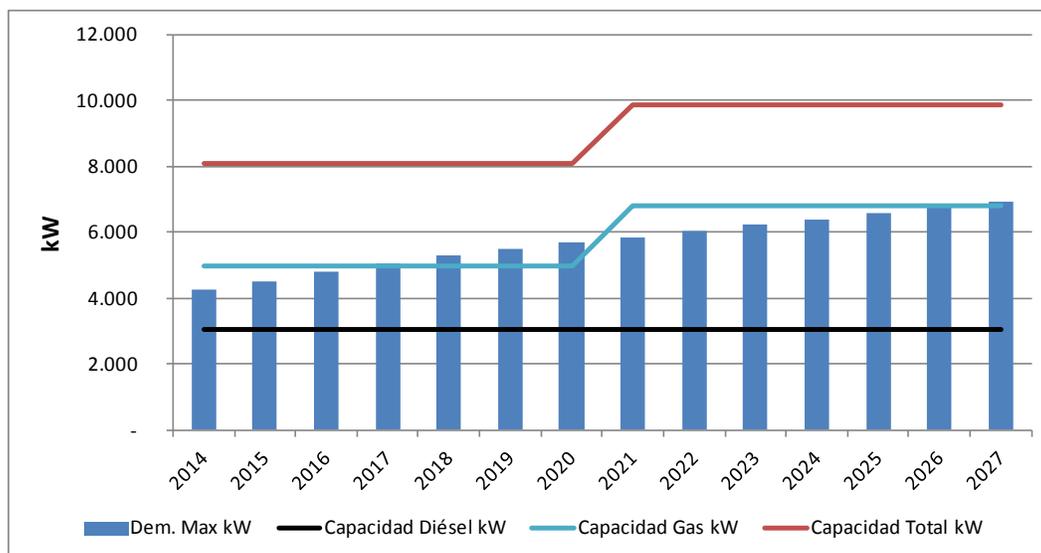


Figura 155: Potencia máxima anual, Capacidad Instalada, Capacidad Dual + Gas, Capacidad Dual + Diesel y Capacidad Diesel del sistema eléctrico de Puerto Natales (descontando el 10% de reserva primaria)

En la Tabla 300 se muestra el conjunto de unidades candidatas utilizadas en Porvenir para el plan de expansión diesel, el cual fue realizado de forma conjunta con Puerto Natales.

Tabla 300: Unidades utilizadas como candidatas en Porvenir para el plan de expansión diesel

Módulo	Potencia (kW)	Porvenir
MDR-3	580	Motor diesel rápido
MDR-4	740	Motor diesel rápido
MDR-5	1.180	Motor diesel rápido
MDR-6	1.472	Motor diesel rápido
MDL-2	1.254	Motor diesel lento
MDL-3	1.463	Motor diesel lento
MDL-4	2.218	Motor diesel lento

El resultado de la simulación entregó el cronograma de expansión diesel que se observa en la Tabla 301, correspondiente a las unidades diesel asignadas al sistema de Porvenir. Cabe destacar que del plan resultante del modelo de planificación, algunas unidades fueron adelantadas para asegurar suficiencia de capacidad instalada diesel estricto.

Tabla 301: Plan de Expansión diesel del sistema eléctrico de Porvenir

Unidad	Potencia (kW)	Año Ingreso
MDR-3	580	2016
MDR-3	580	2016

Finalmente, en la Figura 156 se muestra la potencia máxima anual, capacidad instalada N-1 y capacidad diesel, incluyendo las nuevas unidades diesel entrantes. Cabe señalar que la fecha mínima de entrada de las unidades diesel, que a partir de los tiempos de adquisición e instalación de estas unidades se consideró para enero de 2016 (punto 27.12.6), se observa déficit en la capacidad instalada diesel hasta 2015.

Por otra parte, a partir del análisis efectuado, no se requeriría la instalación de nuevas unidades para el cumplimiento del criterio de seguridad N-1, puesto que la capacidad instalada existente es suficiente para suplir la ausencia de la unidad de mayor tamaño del sistema (Motor Gas Jenbacher).

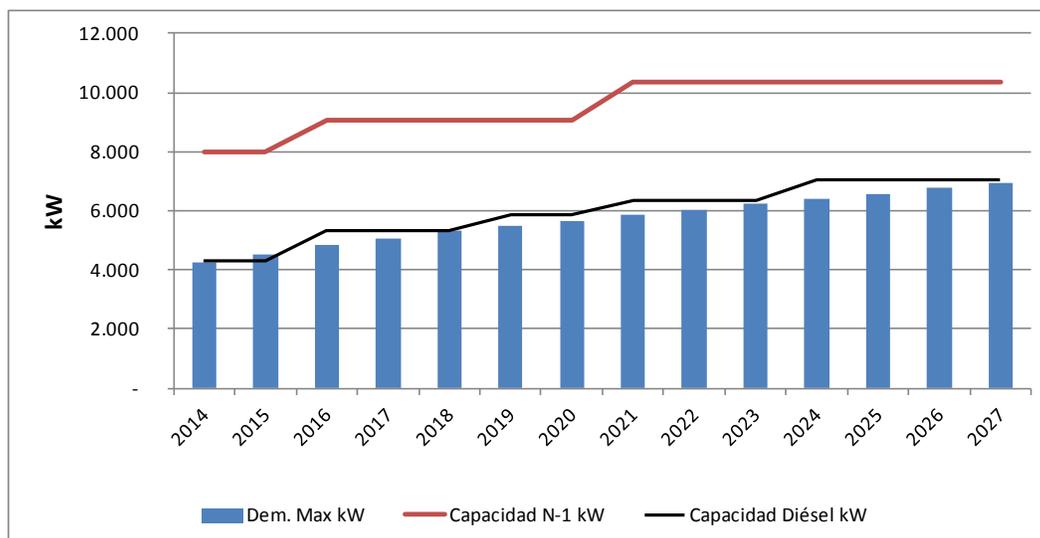


Figura 156: Demanda máxima vs Capacidad Instalada N-1\* y suficiencia diesel\*\* en el sistema de Porvenir (\*Descontando margen de reserva de un 10% y sin considerar unidades diesel móviles de Puerto Natales; \*\*Descontando margen de reserva de un 10%)

#### 27.14.4 Puerto Williams

Por ser Puerto Williams un sistema puramente diesel, no es necesario realizar análisis de suficiencia diesel como en resto de los sistemas. La Tabla 318 muestra el conjunto de unidades candidatas utilizadas en Puerto Williams para el plan de expansión óptimo.

Tabla 302: Unidades candidatas en Puerto Williams para el plan de expansión óptimo

Módulo	Potencia (kW)	Puerto Williams
MDR-1	331	Motor diesel rápido
MDR-2	400	Motor diesel rápido
MDR-3	580	Motor diesel rápido
MDR-4	740	Motor diesel rápido
MDL-1	1.045	Motor diesel lento
CEOPW-1	450	Proyecto Eólico Puerto Williams (Edelmag)

Para el sistema de Puerto Williams se obtuvo como resultado que no es necesario ingresar nuevas unidades en el horizonte de estudio, por lo que no hay plan de expansión. Con las unidades existentes se satisface de forma suficiente y económica la demanda proyectada en todo el periodo.

La Figura 157 muestra la capacidad total instalada en el sistema y, donde adicionalmente se muestra que incluso la capacidad N-1 es suficiente para cubrir la demanda.

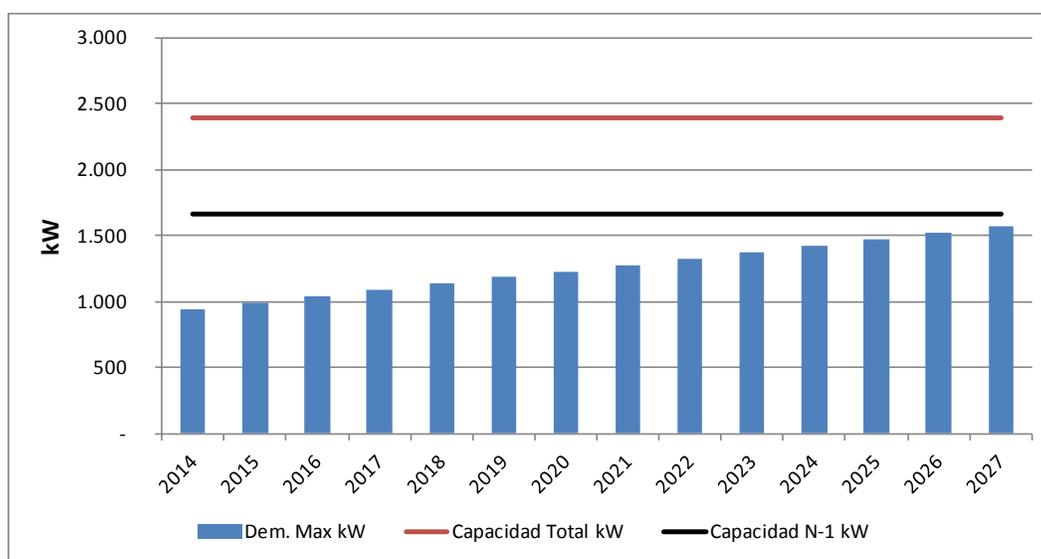


Figura 157: Demanda máxima vs Capacidad Instalada N-1 y suficiencia diesel en el sistema de Puerto Natales (Descontando margen de reserva de un 10%)

### 27.14.5 Valorización unidades resultantes del Plan de Expansión

Tabla 303: Valorización unidades resultantes del Plan de Expansión del Sistema de Punta Arenas

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Motaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
	Parque Eólico Cabo Negro (Pecket)	2.550														4.524.040

Tabla 304: Valorización unidades resultantes del Plan de Expansión del Sistema de Puerto Natales

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Motaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
-	Motor Gas Rápido	2.002	964.357	34.653	13.861	1.012.871	15.710	59.118	170.638	119.206	27.628	39.469	251.086	1.695.726	4,3%	1.767.960
-	Motor Gas Rápido	2.002	964.357	34.653	13.861	1.012.871	15.710	59.118	170.638	119.206	27.628	39.469	251.086	1.695.726	4,3%	1.767.960
-	Motor Diesel Rápido	580	158.067	5.680	2.272	166.019	2.575	9.690	27.969	19.539	4.528	6.469	41.155	277.946	4,3%	289.786
-	Motor Diesel Rápido	580	158.067	5.680	2.272	166.019	2.575	9.690	27.969	19.539	4.528	6.469	41.155	277.946	4,3%	289.786
-	Motor Diesel Rápido	740	201.672	7.247	2.899	211.818	3.285	12.363	35.685	24.929	5.778	8.254	52.509	354.620	4,3%	369.726

Tabla 305: Valorización unidades resultantes del Plan de Expansión del Sistema de Porvenir

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Motaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
-	Motor Gas Rápido	2.002	964.357	34.653	13.861	1.012.871	17.492	76.324	171.776	143.339	30.095	39.469	263.139	1.754.506	4,3%	1.829.128
-	Motor Diesel Rápido	580	158.067	5.680	2.272	166.019	2.867	12.510	28.156	23.495	4.933	6.469	43.131	287.580	4,3%	299.811
-	Motor Diesel Rápido	580	158.067	5.680	2.272	166.019	2.867	12.510	28.156	23.495	4.933	6.469	43.131	287.580	4,3%	299.811

### 27.15 Rango de validez técnica de los planes de expansión determinados

De acuerdo al punto 3, literal F de las bases del estudio de tarificación de sistemas medianos, el Consultor debe analizar el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respalden el Plan de Expansión Óptimo determinado, tanto en su forma, dimensión y plazos. Para ello, se analizan los cambios que se originaron en dicho plan debido a la variación de los parámetros más relevantes. Los parámetros considerados corresponden al precio del gas y la demanda para cada uno de los sistemas, en excepción de Puerto Williams que a cambio del análisis del precio del gas se realiza con el precio del diésel, ya que solo tiene unidades generadoras a base de este combustible. Adicionalmente, cabe destacar que los planes de expansión definidos para efecto de este Estudio sólo son válidos bajo escenarios de total disponibilidad de gas y diésel para la Empresa.

Los análisis del rango de validez se realizaron a Punta Arenas, Puerto Natales, luego Porvenir y finalmente Puerto Williams. En la Tabla 306 se puede deducir que un incremento de 45 % en la demanda proyectada provoca una alteración en el Plan de Expansión Óptimo, para el sistema de Punta Arenas. Por consiguiente, ingresa al plan un motor a gas lento de potencia instalada 3.47 MW al año 2026. En el caso de que exista una disminución en la demanda proyectada alrededor de un 70 %, no se generan cambios en el plan.

**Tabla 306: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Punta Arenas por variaciones en la demanda.**

Caso	Fecha Ingreso	Unidad	Tamaño [MW]
Base	Ene-16	CEOM	2.55
+ 45%	Ene-16	CEOM	2.55
	Ene-26	MGL-5	3.47
+ 44%	Ene-16	CEOM	2.55

En la Tabla 307 se aprecia la búsqueda de aquella modificación en el precio del gas natural que modifica el Plan de Expansión Óptimo para el sistema de Punta Arenas. En esta tabla, se puede deducir que un incremento en el precio del gas natural sobre un 28 %, provoca una alteración en el plan, en el cual se incorpora una central eólica al año 2027, de potencia instalada 13.2 MW.

**Tabla 307: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Punta Arenas por variaciones en el precio del gas natural.**

Caso	Fecha Ingreso	Unidad	Tamaño [MW]
Base	Ene-16	CEOM	2.55
+ 29%	Ene-16	CEOM	2.55
	Ene-27	CECN	13.2
+ 28%	Ene-16	CEOM	2.55

En la Tabla 308 se aprecia el efecto de variaciones en la tasa de crecimiento de la demanda sobre el Plan de Expansión Óptimo determinado para el sistema de Puerto Natales.

**Tabla 308: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Puerto Natales por variaciones en la demanda.**

Caso	Fecha Ingreso	Unidad	Tamaño [MW]
Base	Ene-16	MGR-4	2
	Ene-17	MGR-4	2
+ 4%	Ene-16	MGR-4	2
	Ene-17	MGR-4	2
	Ene-27	MGR-3	1.41
+ 3%	Ene-16	MGR-4	2
	Ene-17	MGR-4	2

Caso	Fecha Ingreso	Unidad	Tamaño [MW]
Base	Ene-16	MGR-4	2
	Ene-17	MGR-4	2
- 1%	Ene-16	MGR-4	2
	Ene-18	MGR-4	2

En la Tabla 309 se aprecia el efecto de variaciones en el precio del gas natural sobre el Plan de Expansión Óptimo para el sistema de Puerto Natales.

**Tabla 309: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Puerto Natales por variaciones en el precio del gas natural.**

Caso	Fecha Ingreso	Unidad	Tamaño [MW]
Base	Ene-16	MGR-4	2
	Ene-17	MGR-4	2
+ 15%	Ene-16	MGR-4	2
	Ene-16	MGR-4	2
+ 14%	Ene-16	MGR-4	2
	Ene-17	MGR-4	2

En la Tabla 310 se aprecia el efecto de variaciones en la tasa de crecimiento de la demanda sobre el Plan de Expansión Óptimo determinado para el sistema de Porvenir.

**Tabla 310: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Porvenir por variaciones en la demanda.**

Caso	Fecha Ingreso	Unidad	Tamaño [MW]
Base	Ene-21	MGR-4	2
+ 3%	Ene-21	MGL-4	2.6
+ 2 %	Ene-21	MGR-4	2

Caso	Fecha Ingreso	Unidad	Tamaño [MW]
Base	Ene-21	MGR-4_2	2
- 1%	Ene-22	MGR-4_3	2

La Tabla 311 muestra el análisis de sensibilidad con respecto a los precios de gas natural en el sistema de Porvenir.

**Tabla 311: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Puerto Natales por variaciones en el precio del gas natural.**

Caso	Fecha Ingreso	Unidad	Tamaño [MW]
Base	Ene-21	MGR-4	2
+ 3%	Ene-20	MGR-4	2
+ 2%	Ene-21	MGR-4	2

En el sistema de Puerto Williams el Plan de Expansión Óptimo es vacío, esto quiere decir, que no ingresa ningún generador en el periodo de estudio. Este sistema está sobredimensionado, al poseer una capacidad instalada muy superior a la demanda proyectada. Por lo tanto, un aumento del orden de un 100% en su demanda no provoca variaciones en su plan. La Tabla 312 muestra el análisis de sensibilidad con respecto a los precios del diésel en el sistema de Puerto Williams.

**Tabla 312: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Puerto Williams por variaciones en el precio del diésel.**

Caso	Fecha Ingreso	Unidad	Tamaño [MW]
Base	-	-	-
+ 40%	Ene-27	CEOW	0.45
+ 39%	-	-	-

## 28 ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN

En este anexo se presenta el análisis realizado para determinar el Plan de Expansión Óptimo en Transmisión, así como los datos de entrada, supuestos considerados y resultados obtenidos para el sistema eléctrico de Punta Arenas en el período 2015-2027. No se efectúa análisis de expansión de transmisión en los sistemas de Porvenir, Puerto Natales y Puerto Williams dado que estos no cuentan con un sistema de transmisión propiamente tal, sino solo un conjunto de generadores conectados directamente a distribución.

El sistema de transmisión de Punta Arenas (STPA) está compuesto por la línea de transmisión y transformadores de poder entre subestaciones Tres Puentes y Punta Arenas. En este contexto, para cada año, se deberán incorporar aquellos elementos de transporte que se necesiten para cumplir con el abastecimiento de la demanda.

### 28.1 Metodología

Para determinar el plan de expansión óptimo, se evalúa bajo criterios técnicos y económicos la necesidad de incorporar nuevas instalaciones de transmisión que permitan suministrar al sistema minimizando el costo de inversión y operación para el período de planificación y dar cumplimiento a las exigencias técnicas establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS para SSMM).

Para efectos de esta modelación se ha considerado la demanda y generación previstas para el período de planificación en el sistema mediano de Punta Arenas de acuerdo a lo indicado en los capítulos 3 y 4. Como base para la representación de las redes del sistema del SM se utilizó la modelación en formato PowerFactory DigSILENT definida para los estudios de Norma Técnica del año 2011. Sobre la misma se actualizaron los parámetros eléctricos de instalaciones del SM y se incorporó la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

Como resultado de lo anterior se obtuvo para cada uno de los años del período de planificación una representación de la operación esperada en escenarios de máxima demanda anual en base a la cual se evaluó la necesidad de incorporar instalaciones adicionales de transmisión que permitiesen el suministro de la demanda y el cumplimiento de la NT.

Así mismo se efectuó un análisis económico que verifique que mientras exista suficiencia en los tramos serie del sistema de transmisión de Punta Arenas (STPA), se evaluará si la instalación de un refuerzo permite minimizar los costos debido a la disminución de pérdidas de energía y energía no suministrada, y así determinar el año en que es conveniente implementar las obras adicionales.

### 28.1.1 Diagrama Unilineal

En la Figura 158 se muestra la representación unilineal del sistema de Punta Arenas, en la cual se destacan dos zonas principales (Tres Puentes y Punta Arenas).

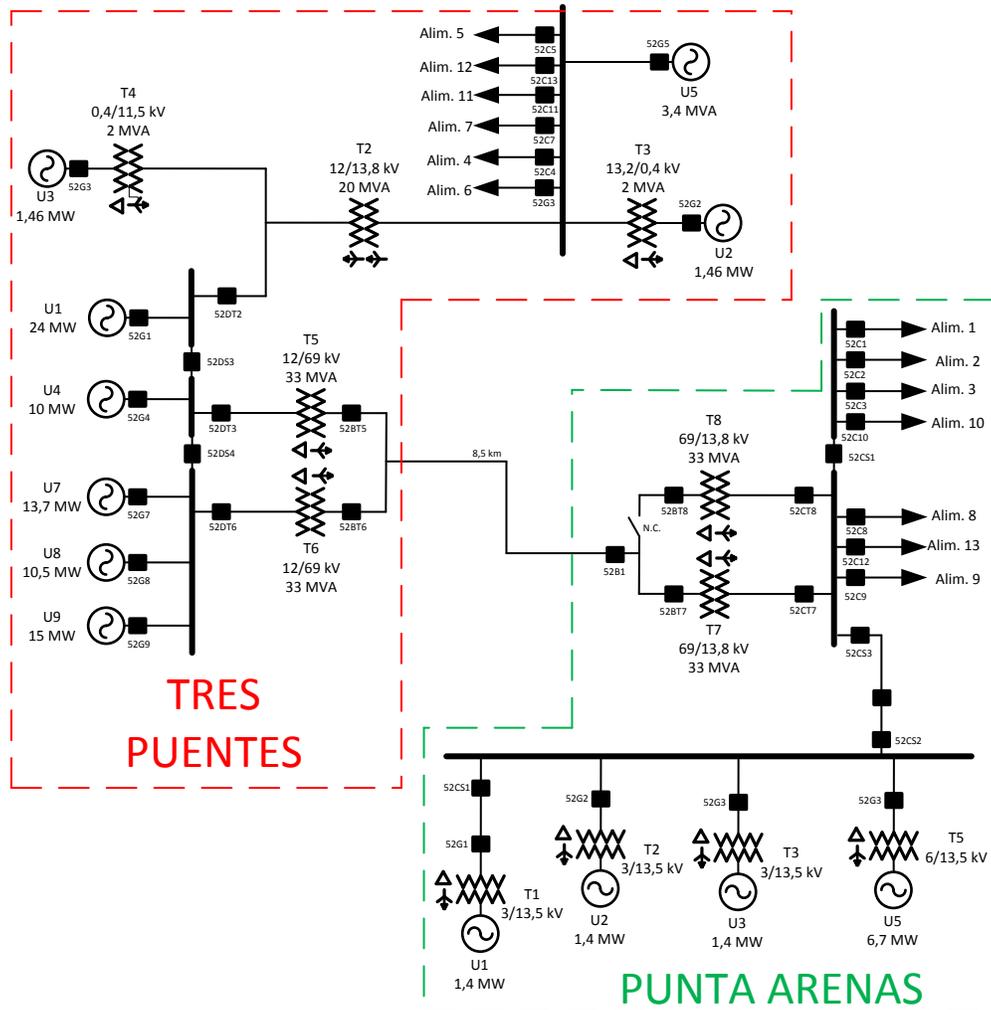


Figura 158: Diagrama unilineal del sistema de Punta Arenas a fines del 2014

### 28.1.2 Supuestos

Para efectos de identificar la máxima exigencia de capacidad de transmisión a la que estará sometida el sistema en el periodo de planificación se han considerado los siguientes supuestos para definir los escenarios de evaluación:

- El total de la generación será despachada desde la zona de Tres Puentes con el objeto de maximizar la transferencia entre la zona de Tres Puentes y Punta Arenas.
- Utilización de los escenarios de demanda máxima proyectados para cada año en el Capítulo 3.
- El precio de la energía utilizada para evaluar el costo de las pérdidas es igual al último precio de nudo publicado para el sistema mediano de Punta Arenas de 39,894 CLP/kWh (83,6 USD/MWh).
- La tasa de descuento utilizada es de un 10%.

## 28.2 Análisis técnico

En esta sección se calcula el nivel de carga de los tramos serie del STPA para cada año del horizonte de planificación con el fin de identificar en qué año este nivel de carga es mayor a su capacidad nominal para así instalar los refuerzos necesarios.

### 28.2.1 Características técnicas de las instalaciones de transmisión existentes

Se presentan a continuación los parámetros eléctricos de las instalaciones de transmisión existentes en el sistema de Punta Arenas.

#### 28.2.1.1 Línea de Transmisión

En la Tabla 313 se presentan los parámetros eléctricos de la línea Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV del sistema de Punta Arenas informados por Edelmag. La línea de distribución Tres Puentes - Punta Arenas 23 kV está declarada como línea de respaldo y no será utilizada como opción en la optimización de la expansión en transmisión.

**Tabla 313: Parámetros Eléctricos de la línea Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV**

Parámetro	Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV	Unidad
Tensión Nominal	66	kV
Conductor	AWG 3/0	-
Largo	8,5	km
Capacidad de Carga	363,0	A
Resistencia	0,208	ohm/km
Reactancia	0,321	ohm/km
Susceptancia	3,643	uS/km

### 28.2.1.2 Transformadores

En la Tabla 314 se presentan los parámetros eléctricos de los transformadores en el sistema de Punta Arenas.

**Tabla 314: Parámetros Eléctricos de los transformadores del sistema de Punta Arenas**

Parámetro	Tres Puentes		Punta Arenas		Unidad
	Trafo. N°5	Trafo. N°6	Trafo. N°7	Trafo. N°8	
Potencia Nominal	33	33	33	33	MVA
Tensión Nominal Primaria	69	69	69	69	kV
Tensión Nominal Secundaria	12	12	13,8	13,8	kV
Impedancia	16,5	15,7	16,7	16,2	%
Cambiador de Taps	En Vacío	En Vacío	Bajo Carga	Bajo Carga	-
Rango Taps	1 a 6	1 a 6	-8 a 8	-8 a 8	-
Tap Nominal	4	4	0	0	-
Tensión Adicional por Tap	2,5	2,5	1,25	1,25	%
Grupo Conexión	YNd1	YNd1	Dyn1	Dyn1	-

### 28.2.2 Resultados del análisis técnico

Para cada año en el horizonte de planificación, se muestra en la Tabla 315 el nivel de carga de los tramos serie del STPA.

**Tabla 315: Parámetros Eléctricos de los transformadores del sistema de Punta Arenas**

Tipo	Nombre Elemento	Capacidad Nominal	Nivel de carga [%] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación												
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Línea	Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV	41	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78
Transformadores	Tres Puentes 11,5/66 kV N°5	33	43	44	45	45	46	47	47	48	49	49	50	51	51
	Tres Puentes 11,5/66 kV N°6	33	46	46	47	48	48	49	50	51	51	52	53	53	54
	Punta Arenas 13,2/66 kV N°7	33	43	43	44	45	45	46	47	47	48	49	49	50	51
	Punta Arenas 13,2/66 kV N°8	33	44	45	45	46	47	48	48	49	50	50	51	51	52

Como se muestra en la tabla anterior, para el período 2015 - 2027, ningún tramo serie se ve sobrepasada su capacidad para el escenario de mayor exigencia del STPA (demanda alta y generación proveniente de la zona de Tres Puentes). Por lo tanto, técnicamente hablando, no es necesaria la instalación de refuerzos en el sistema de transmisión.

### 28.3 Análisis de proyecto de nueva línea Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV

Dado que el nivel de carga de los tramos serie para el último año en el horizonte de planificación sólo llega a un máximo de 78% para la línea Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV, se evaluará si la inversión asociada a un refuerzo a través de una nueva línea de 66 kV paralela a la actual estaría justificada económicamente por la disminución de los costos por pérdidas eléctricas en los conductores y energía no suministrada para el periodo de planificación.

### 28.3.1 Características técnicas de la nueva línea

Para modelar la nueva línea de transmisión se utilizará como referencia el "Estudio Conceptual Línea 66 kV" realizado por la empresa de ingeniería Dessau para EDELMAG con fecha 04 de junio de 2012. En la Tabla 316 se presentan los parámetros eléctricos de la nueva línea de transmisión recomendada por dicho documento.

**Tabla 316: Parámetros Eléctricos de la nueva línea de transmisión en 66 kV**

Parámetro	Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV L2	Unidad
Tensión Nominal	66	kV
Conductor	AAAC Canton	-
Largo	8,5	km
Resistencia	0,168	ohm/km
Capacidad de Carga	363,0	A

### 28.3.2 Evaluación económica de proyecto de nueva línea

#### 28.3.2.1 Valorización de las pérdidas en las líneas

Luego considerando que la totalidad de la demanda de la barra Punta Arenas 13,2 kV será suministrada desde Tres Puentes, las transferencias por la línea son determinadas considerando la demanda de Punta Arenas para cada bloque, mes y año del periodo de planificación. Considerando un factor de potencia en la carga de 0,95 inductivo y los parámetros eléctricos del sistema de transmisión entre Punta Arenas y Tres Puentes, se calcularon las pérdidas eléctricas para cada bloque, mes y año, esto considerando los casos con proyecto de refuerzo y sin proyecto de refuerzo.

Los resultados obtenidos son los descritos en la siguiente Tabla 317 donde se ha valorizado el valor actual de los costos (VAC)<sup>22</sup> de las pérdidas para el periodo 2015-2027 considerando la puesta en servicio del proyecto de transmisión en cada uno de los años del periodo de planificación.

**Tabla 317: Pérdidas eléctricas de transmisión para escenarios con y sin proyecto de nueva línea de transmisión Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV**

Año	Pérdidas Anuales de energía [MWh/año]		Año de ejecución de proyecto línea	VAC Pérdidas de energía periodo 2015-2017 [MUS\$]	
	Sin Proyecto	Con Proyecto		Sin Proyecto	Con Proyecto
2015	1119	501	2015		\$ 338
2016	1150	515	2016		\$ 385
2017	1182	529	2017		\$ 429
2018	1214	544	2018		\$ 470
2019	1246	558	2019		\$ 508
2020	1279	573	2020		\$ 544
2021	1313	588	2021	\$ 756	\$ 578
2022	1346	603	2022		\$ 609
2023	1380	618	2023		\$ 638
2024	1415	634	2024		\$ 665
2025	1450	649	2025		\$ 690
2026	1485	665	2026		\$ 713
2027	1521	681	2027		\$ 735

<sup>22</sup> Considera un precio de 83,6 US\$/MWh y una tasa de descuento anual de 10%.

### 28.3.2.2 Valorización de la energía no suministrada

Otro argumento por el cual podría justificarse una nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV es la energía no suministrada que provocaría la indisponibilidad de la única línea en 66 kV existente en la actualidad.

Para estimar el costo de la energía no suministrada asociado a la indisponibilidad de la línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV en las condiciones actuales se ha considerado la tasa de indisponibilidad informada por Edelmag para esta instalación: 0,35 horas al año.

Considerando esta tasa y la demanda por bloque, mes y año de la barra de Punta Arenas 13,2 kV se estimó la esperanza de la energía no suministrada debido a la indisponibilidad de la línea existente para cada año del periodo de planificación. Pese a que en la práctica si existe una capacidad de respaldo en la línea de 23 kV entre Tres Puentes y Punta Arenas (capacidad de 10 MVA), así como en las unidades generadoras PA N°2, N°3, N°4 y N°5 (10,9 MW totales), se ha tomado el criterio conservador que durante la indisponibilidad de la línea de 66 kV la totalidad de la demanda de Punta Arenas deja de ser suministrada y por tanto deber ser contada para el cálculo de energía no suministrada.

Finalmente, de considerar un costo de falla de corta duración de 14.408,42US\$/MWh<sup>23</sup> se obtiene la Tabla 318, donde se ha valorizado el valor actualizado de los costos de la esperanza de la energía no suministrada para el periodo 2015-2027. Lo anterior, considerando la puesta en servicio del proyecto de transmisión en cada uno de los años del periodo de planificación.

**Tabla 318: Energía No Suministrada por indisponibilidad de línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV existente para escenarios con y sin proyecto de nueva línea de transmisión Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV**

Año	Energía No Suministrada por indisponibilidad de línea TP-PA 66 kV [MWh/año]	
	Sin Proyecto	Con Proyecto
2015	5,75	0,00
2016	5,83	0,00
2017	5,91	0,00
2018	5,99	0,00
2019	6,07	0,00
2020	6,15	0,00
2021	6,23	0,00
2022	6,31	0,00
2023	6,39	0,00
2024	6,47	0,00
2025	6,55	0,00
2026	6,63	0,00
2027	6,71	0,00

Año de ejecución de proyecto línea	VAC Energía No Suministrada por indisponibilidad de línea TP-PA 66 kV periodo 2015-2017 [MUS\$]	
	Sin Proyecto	Con Proyecto
2015		\$ -
2016		\$ 75
2017		\$ 145
2018		\$ 209
2019		\$ 268
2020		\$ 322
2021	\$ 627	\$ 372
2022		\$ 418
2023		\$ 460
2024		\$ 499
2025		\$ 535
2026		\$ 568
2027		\$ 599

### 28.3.2.3 Valorización de la inversión

De acuerdo a lo indicado por el "Estudio Conceptual Línea 66 kV" realizado por la empresa de ingeniería Dessau para Edelmag el costo de inversión de una nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV es de US\$1.814.028. Luego valor actual de los costos de inversión

<sup>23</sup> Definido en bases del estudio, Resolución 779 de Diciembre de 2013.

asociados a desarrollar el proyecto de la nueva línea en cada año del periodo 2015-2027 son los descritos en la Tabla 319<sup>24</sup>.

**Tabla 319: VAC de costos de inversión para ejecución de nueva línea de transmisión en cada año del periodo de planificación**

Año de ejecución de proyecto línea	VAC de Inversión asociada a nueva línea TP-PA 66 kV periodo 2015-2027 [MUS\$]
2015	\$ 1,318
2016	\$ 1,149
2017	\$ 996
2018	\$ 856
2019	\$ 730
2020	\$ 614
2021	\$ 510
2022	\$ 415
2023	\$ 328
2024	\$ 249
2025	\$ 178
2026	\$ 113
2027	\$ 54

Para el cálculo del costo de inversión se ha utilizado una vida útil de la línea de 40 años, que es igual a la vida útil de las estructuras de líneas definidas en las Bases.

#### 28.3.2.4 Evaluación económica del proyecto de línea

Finalmente, en base al costo total de pérdidas, energía no suministrada e inversión asociados a desarrollar el proyecto en cada uno de los años del periodo 2015-2027, y de su comparación con el caso base de no desarrollar el proyecto de nueva línea se obtiene la Tabla 320.

**Tabla 320: Comparación de valor actualizado de los costos para periodo 2015-2027 en escenarios con y sin ejecución del proyecto nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV.**

Año de ejecución del proyecto	Valor Actualizado de los costos para el periodo 2015-2027 [MUS\$]								Diferencia VAC (Con Proyecto - Sin Proyecto)
	Con proyecto de línea				Sin proyecto de línea				
	Pérdidas	Energía no Suministrada	Inversión	Total	Pérdidas	Energía no Suministrada	Inversión	Total	
2015	\$ 338	\$ -	\$ 1.318	\$ 1.656					\$ 274
2016	\$ 385	\$ 75	\$ 1.149	\$ 1.610					\$ 227
2017	\$ 429	\$ 145	\$ 996	\$ 1.570					\$ 187
2018	\$ 470	\$ 209	\$ 856	\$ 1.535					\$ 153
2019	\$ 508	\$ 268	\$ 730	\$ 1.506					\$ 123
2020	\$ 544	\$ 322	\$ 614	\$ 1.481					\$ 98
2021	\$ 578	\$ 372	\$ 510	\$ 1.459	\$ 756	\$ 627	\$ -	\$ 1.382	\$ 77
2022	\$ 609	\$ 418	\$ 415	\$ 1.441					\$ 59
2023	\$ 638	\$ 460	\$ 328	\$ 1.426					\$ 44
2024	\$ 665	\$ 499	\$ 249	\$ 1.413					\$ 31
2025	\$ 690	\$ 535	\$ 178	\$ 1.403					\$ 21
2026	\$ 713	\$ 568	\$ 113	\$ 1.394					\$ 12
2027	\$ 735	\$ 599	\$ 54	\$ 1.388					\$ 5

<sup>24</sup> Considera tasa de descuento anual de 10%.

En la tabla anterior se verifica que para todos los años del periodo de planificación el proyecto de línea siempre tiene un costo actualizado total mayor que el del caso sin proyecto de línea (situación actual), por tanto no se recomienda incorporar el proyecto de nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV dentro de los años del periodo de planificación.

#### **28.4 Conclusiones**

Según lo descrito en las secciones 28.2 y 28.3, no existe fundamento técnico ni económico para implementar refuerzos en la línea, por lo tanto, el Plan de Expansión Óptimo para Transmisión en el sistema de Punta Arenas es mantener las instalaciones existentes y no efectuar inversiones.

## 29 ANEXO: ESTUDIOS ELÉCTRICOS – PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

En este anexo se presentan los principales supuestos y resultados obtenidos de los estudios eléctricos desarrollados para los SSMM de Edelmag. El objeto de estos estudios es verificar que la expansión propuesta para cada SM permite satisfacer determinados requisitos impuestos por la NTSyCS en el periodo de tarificación 2015-2018 en los SSMM de Punta Arenas y Puerto Natales<sup>25</sup>. Nótese que los estudios eléctricos aquí descritos no corresponden a los requeridos por la NTSyCS para SSMM en su capítulo N°6, y sólo tienen por objeto evaluar la repercusión de las expansiones determinadas en cada SM sobre la operación de régimen permanente y dinámica frente a contingencias.

Específicamente los aspectos tratados son la capacidad de regulación de tensión requerida para instalaciones de transmisión, la suficiencia de capacidad de las mismas y la estabilidad frente a contingencias en generación obtenida en cada caso. El análisis de estos aspectos se realiza mediante el cálculo de flujos de potencia y análisis de estabilidad dinámica en la herramienta de simulación PowerFactory DlgSILENT.

### 29.1 Consideraciones generales sobre la transmisión y generación

Como base para la representación de las redes de los SM de Punta Arenas y Puerto Natales, se utilizó la modelación en formato PowerFactory DlgSILENT definida para los estudios de Norma Técnica del año 2011. Sobre la misma se actualizaron los parámetros eléctricos de instalaciones de cada SM y se incorporó la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

La modelación de las unidades generadoras adicionales determinadas por el plan de expansión se realiza considerando parámetros eléctricos y controladores de velocidad y tensión utilizados en unidades existentes de similares características. A partir de dichas unidades semejantes se ajusta un equivalente que permita considerar las particularidades (capacidad) de la unidad de expansión. Un caso especial se encuentra en la expansión del SM de Punta Arenas, donde el plan de expansión incluye la entrada en servicio de una central eólica que actualmente opera en forma aislada de la red del SM de Punta Arenas. Para esta central se incluyeron los modelos entregados por el fabricante de los aerogeneradores.

No se considera la modelación de nuevas instalaciones de transmisión ya que el plan de expansión en transmisión propuesto no contempla nuevas inversiones en este ámbito.

El despacho de unidades generadoras utilizado en los estudios eléctricos es el resultante de la metodología utilizada en el estudio de expansión de la generación.

---

<sup>25</sup>No se ha considerado necesario realizar estudios eléctricos adicionales para los SSMM de Porvenir y Puerto Williams toda vez que en estos sistemas no se observan expansiones dentro del periodo tarifario.

## 29.2 Escenarios de evaluación

### 29.2.1 Consideraciones respecto al consumo

Debido a que se ha de verificar la suficiencia de instalaciones y capacidad de regulación de las mismas, el escenario de demanda supuesto en los estudios eléctricos está definido por el correspondiente a la demanda máxima anual proyectada para el periodo 2015-2018.

Luego, en base a la proyección de demanda determinada para cada SM en el periodo tarifario y la distribución de carga en alimentadores usada en los Estudios de Norma Técnica del 2011, realizados por la empresa DlgSILENT Chile, se determina la siguiente estructura de demanda máxima coincidente por alimentador para cada año del periodo tarifario.

**Tabla 321: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Punta Arenas.**

Zona	Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda [MW] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
			2015	2016	2017	2018
Punta Arenas	Alimentador 1	9	3,84	3,89	3,94	4,00
	Alimentador 2	9	3,84	3,89	3,94	4,00
	Alimentador 3	11	4,45	4,51	4,57	4,63
	Alimentador 8	11	4,33	4,39	4,45	4,51
	Alimentador 9	10	4,20	4,26	4,32	4,38
	Alimentador 10	6	2,29	2,32	2,35	2,38
	Alimentador 13	6	2,29	2,32	2,35	2,38
Tres Puentes	Alimentador 4	8	3,17	3,21	3,25	3,30
	Alimentador 5	9	3,61	3,66	3,71	3,76
	Alimentador 6	5	2,00	2,03	2,06	2,09
	Alimentador 7	6	2,28	2,32	2,35	2,38
	Alimentador 11	6	2,28	2,32	2,35	2,38
	Alimentador 12	5	2,00	2,03	2,06	2,09
Total		100	40,57	41,13	41,70	42,26

**Tabla 322: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Puerto Natales.**

Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda [MW] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación				
		2015	2016	2017	2018	
Alimentador 1	27	1,68	1,81	1,92	2,02	
Alimentador 2	18	1,13	1,21	1,28	1,35	
Alimentador 3	19	1,20	1,29	1,37	1,44	
Alimentador 4	22	1,35	1,46	1,54	1,63	
Alimentador 5	13	0,80	0,86	0,91	0,96	
Total		100	6,16	6,63	7,03	7,41

El factor de potencia utilizado para modelar todas las cargas es de 0,95 p.u. inductivo.

## 29.2.2 Consideraciones respecto a la Generación

En consecuencia con la sección anterior el despacho de generación considerado en cada uno de estos escenarios en los distintos SSMM evaluados son los descritos en la Tabla 323 y la Tabla 324.

**Tabla 323: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Punta Arenas.**

Zona	Unidad Generadora	Despacho de unidades generadoras para escenario de demanda alta							
		2015		2016		2017		2018	
		P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Punta Arenas	Unidad N° 1 P.A.	-	-	-	-	-	-	-	-
	Unidad N° 2 P.A.	-	-	-	-	-	-	-	-
	Unidad N° 3 P.A.	-	-	-	-	-	-	-	-
Tres Puentes	Unidad N° 1 T.P.	11,94	11,44	9,95	7,83	10,54	8,02	11,13	8,21
	Unidad N° 2 T.P.	-	-	-	-	-	-	-	-
	Unidad N° 4 T.P.	-	-	-	-	-	-	-	-
	Unidad N° 5 T.P.	2,45	1,70	2,45	1,70	2,45	1,70	2,45	1,70
	Unidad N° 7 T.P.	13,50	3,17	13,50	1,80	13,50	1,99	13,50	2,18
	Unidad N° 8 T.P.	-	-	-	-	-	-	-	-
	Unidad N° 9 T.P.	13,50	3,17	13,50	9,38	13,50	9,38	13,50	9,38
	Eólica Methanex	-	-	2,55	0,95	2,55	0,95	2,55	0,95
	<b>Total</b>	<b>41,39</b>	<b>19,48</b>	<b>41,95</b>	<b>19,75</b>	<b>42,54</b>	<b>20,14</b>	<b>43,13</b>	<b>20,52</b>

No existe generación en la zona de Punta Arenas. Además en el año 2016, entra en servicio en las instalaciones de EDELMAG el parque eólico Cabo Negro propiedad de Pecket, consistente en 3 aerogeneradores de 850 [kW] de potencia cada uno, totalizando 2,55 [MW]. Esta planta se conectará a la red de distribución asociada al alimentador N°6 de la barra Tres Puentes.

**Tabla 324: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Puerto Natales.**

Unidad Generadora	Despacho de unidades generadoras para escenario de demanda alta							
	2015		2016		2017		2018	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
MG Waukesha No 3	1,06	0,40	1,06	0,39	0,29	0,14	0,30	0,34
TG Solar No 4	0,72	0,27	-	-	-	-	-	-
TG Solar No 5	0,33	0,26	0,23	0,25	-	-	-	-
MG Waukesha No 8	1,06	0,40	1,06	0,39	0,67	0,35	1,06	0,36
MG Jenbacher No 9	1,28	0,38	1,28	0,37	1,28	0,35	1,28	0,34
MG Jenbacher No 11	1,28	0,38	1,28	0,37	1,28	0,35	1,28	0,34
MD Caterpillar 3516B	0,50	0,24	-	-	-	-	-	-
MGR Nueva 1	-	-	-	-	1,80	0,72	1,80	0,71
MGR Nueva 2	-	-	1,80	0,76	1,80	0,72	1,80	0,71
<b>Total</b>	<b>6,23</b>	<b>2,33</b>	<b>6,71</b>	<b>2,52</b>	<b>7,12</b>	<b>2,64</b>	<b>7,52</b>	<b>2,80</b>

El año 2016 y 2017 entran dos unidades generadoras a gas de 2 MW cada una. En el año 2017, la unidad MG Waukesha No 3 está en su mínimo técnico en desmedro de la unidad MG Waukesha No 8.

### 29.3 Aspectos Normativos

Como se refirió previamente, el análisis de régimen permanente considera la verificación de la regulación de tensión en las instalaciones de transmisión y la suficiencia de capacidad de las mismas. Al respecto la NTSyCS para SSMM especifica:

- Artículo 5-29  
*“El SM deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones disponibles, y adecuados márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, para controlar que la magnitud de la tensión en régimen permanente en las barras del SM esté comprendida entre 0,94 y 1,06 por unidad”*

En función de este requerimiento, mediante un análisis de flujo de potencia se deberá verificar que las tensiones en barras se mantengan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM durante el periodo de tarificación.

- Artículo 5-32  
*“La Empresa determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del SM a partir del Limite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Limite por Regulación de Tensión y el Limite por Contingencias.  
Los Elementos Serie se operarán manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Los equipos transformadores podrán operarse por sobre dicho límite, siempre y cuando dicha sobrecarga sea factible y sus efectos pueden ser controlados por la Empresa.”*

Teniendo en consideración la operación radial<sup>26</sup> de los SSMM de Edelmag se observa que no corresponderá considerar límite por contingencia en las instalaciones de transmisión<sup>27</sup>, por tanto sólo corresponderá verificar que para el escenario de máxima exigencia del sistema de transmisión, es decir el escenario de demanda máxima anual, se determine una adecuada regulación de tensión en barras y que para la misma situación no se supere la capacidad térmica de las instalaciones serie, es decir líneas y transformadores de poder.

En cuanto a las exigencias relativas a la estabilidad del sistema, estas se encuentran concentradas en los Títulos 5-2 y 5-9 de la NT, los cuales establecen que:

- Artículo 5-7  
*“El diseño y operación del SM deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una*

<sup>26</sup>Generación concentrada en un solo polo desde el cual se distribuye y/o transmite el suministro a clientes.

<sup>27</sup>Esto se debe a que la activación de algún límite por contingencia en instalaciones operadas radialmente podrá determinar innecesariamente la restricción de suministro a clientes, es decir determinar el no suministro de un cliente en forma permanente debido a un criterio de seguridad aun existiendo holguras de capacidad térmica y por regulación de tensión en instalaciones.

*Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SM y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas."*

- Artículo 5-45  
*"Para la configuración de demanda y generación más desfavorable en Estado Normal o Estado de Alerta, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-36 de la presente NT, el SM deberá conservar los márgenes de seguridad necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple en un Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, los efectos de su desconexión no se propaguen a los restantes elementos, si así lo determina la evaluación técnica y económica. Lo anterior se aplicará en el contexto de lo dispuesto por el Artículo 5-8 de la presente NT."*

Por tanto el análisis dinámico deberá verificar que efectivamente la ocurrencia de una contingencia no provoque la salida incontrolada de restantes instalaciones.

- Artículo 5-8  
*"La Empresa determinará mediante una evaluación técnica y económica si se requiere la aplicación del Criterio N-1 en determinadas Instalaciones de Transmisión y la operación de los EDAC y/o el EDAG. En este caso, la Empresa deberá verificar que la Contingencia Simple produzca la activación de los EDAC y/o EDAG, tal que se asegure que dicha activación sea óptima para el SM en su conjunto. Para cumplir con lo dispuesto en el presente artículo y acorde con los resultados del Estudio de Valorización y Expansión de cada SM, la Empresa deberá elaborar un Procedimiento conforme a las exigencias establecidas en la presente NT"*

Esto implica que la verificación a realizar deberá considerar la operación de la estructura de EDAC existentes en cada uno de los SSMM de Edelmag.

## 29.4 Resultados de los estudios eléctricos

En la presente sección se describen los resultados principales de los estudios eléctricos realizados.

### 29.4.1 Regulación de tensión

En las siguientes tablas se presenta la tensión en las barras obtenidas por medio de cálculo de flujo de potencia en cada uno de los SSMM evaluados:

**Tabla 325: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2015-2018 en SM de Punta Arenas.**

Nombre Barra	Tensión [p.u.] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
	2015	2016	2017	2018
Tres Puentes 11,5 kV	1,040	1,040	1,040	1,040
Tres Puentes 13,2 kV	1,023	1,021	1,020	1,020
Tres Puentes 66 kV	1,032	1,032	1,031	1,030
Punta Arenas 66 kV	1,015	1,014	1,013	1,012
Punta Arenas 13,2 kV(*)	1,024	1,036	1,034	1,033

(\*) La diferencia de tensión en la barra Punta Arenas 13,2 kV entre los años 2015 y 2016 se debe a la actuación del cambiador de taps bajo carga de los transformadores Punta Arenas 66/13,2 kV aguas arriba de la barra.

**Tabla 326: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2015-2018 en SM de Puerto Natales.**

Nombre Barra	Tensión [p.u.] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
	2015	2016	2017	2018
Puerto Natales 13,2 kV	1,01	1,01	1,01	1,01

En los resultados descritos en la Tabla 325 y Tabla 326 se verifica que la tensión en las barras descritas en todos los escenarios evaluados siempre es superior a 0,94 [p.u.] e inferior a 1,06 [p.u.], por lo cual se concluye que la expansión de generación y transmisión determinada en cada uno de los SSMM evaluados permite satisfacer los requerimientos de regulación de tensión especificados por la NTSyCS para SSMM.

### 29.4.2 Suficiencia en Capacidad de Transmisión

En consideración que en la práctica sólo el SM de Punta Arenas posee líneas y transformadores de poder asociados a transmisión en las siguientes tablas se presenta el nivel de carga en instalaciones de transmisión para cada uno de los escenarios de demanda máxima evaluados:

Tabla 327: Nivel de Carga [%] de elementos serie del sistema de transmisión para escenario de demanda máxima proyectado 2015-2018 en SM de Punta Arenas.

Tipo	Nombre Elemento	Capacidad Nominal [MVA]	Nivel de carga [%] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
			2015	2016	2017	2018
Línea	Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV	41	66	67	68	69
Transformadores	Tres Puentes 11,5/66 kV N°5	33	43	44	45	45
	Tres Puentes 11,5/66 kV N°6	33	46	46	47	48
	Punta Arenas 13,2/66 kV N°7	33	43	43	44	45
	Punta Arenas 13,2/66 kV N°8	33	44	45	45	46

En los resultados recién descritos se verifica que para todos los escenarios evaluados el nivel de carga en los elementos serie del sistema de transmisión del SM de Punta Arenas es inferior a 100% (capacidad nominal). Por tanto se concluye que las instalaciones de transmisión asociadas al plan de expansión poseen la capacidad suficiente para enfrentar los escenarios de máxima exigencia proyectados, y por tanto permiten satisfacer los requerimientos de capacidad establecidos por la NTSyCS para SSMM a través de los límites de operación determinados para las distintas instalaciones.

### 29.4.3 Análisis Dinámico

El objetivo de los estudios dinámicos es evaluar el comportamiento dinámico que presentará cada uno de los SSMM frente la ocurrencia de contingencias especificadas por la NTSyCS.

Bajo los mismos argumentos descritos previamente los escenarios bajo los cuales se deberá realizar el análisis de contingencias corresponderá a los determinados por la demanda máxima proyectada para los años 2015-2018. En particular se evaluará únicamente los escenarios de demanda máxima 2015 y 2018 entendiéndose que verificar una adecuada respuesta dinámica frente a contingencias en estos casos permitirá garantizar esta conclusión para los años intermedios 2016 y 2017.

Conforme a lo descrito previamente, el análisis de contingencia a realizar deberá considerar operativa la estructura de EDAC existente informada por Edelmag para cada SM. En las tablas siguientes se describen las estructuras de EDAC para cada SSMM.

Tabla 328: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de Punta Arenas.

Zona	Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]
Punta Arenas	Cabecera Alimentador 1	-	-
	Cabecera Alimentador 2	-	-
	Cabecera Alimentador 3	48,0	860
	Cabecera Alimentador 8	48,5	60
	Cabecera Alimentador 9	48,5	60
	Reconectador 14 Alimentador 9	49,2	60
	Cabecera Alimentador 10	48,0	60
	Reconectador 16 Alimentador 10	49,2	60
	Cabecera Alimentador 13	-	-
	Cabecera Alimentador 4	48,0	10
Tres Puentes	Cabecera Alimentador 5	48,5	10
	Cabecera Alimentador 6	48,5	10
	Reconectador 8 Alimentador 6	49,2	10
	Cabecera Alimentador 7	48,5	60
	Cabecera Alimentador 11	48,5	10
	Reconectador 13 Alimentador 11	49,2	60
	Cabecera Alimentador 12	49,0	60

Tabla 329: Estructura de Desconexión Automática de Carga para SM de Puerto Natales.

Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [s]
Alimentador 1	48,0	2,2
Alimentador 2	49,2	0,5
Alimentador 3	47,5	4,0
Alimentador 4	48,4	1,7
Alimentador 5	47,5	4,0

En cuanto a las contingencias a evaluar, el análisis realizado considera el análisis de la contingencia de mayor severidad descrita en la NTSyCS, la que corresponde a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor generación<sup>28</sup> en cada SM.

Por tanto, asumiendo una reserva primaria mínima de 10% y la estructura de EDAC descrita, se evalúa para los escenarios de demanda máxima de los años 2015 y 2018 las siguientes contingencias:

- SM de Punta Arenas
  - Año 2015: Desconexión intempestiva de la Unidad N°9 de la central Tres Puentes con 13,5 [MW] y central eólica fuera de servicio.
  - Año 2016<sup>29</sup>: Desconexión intempestiva de la Unidad N°9 de la central Tres Puentes con 13,5 [MW] y central eólica en servicio.
  - Año 2018: Desconexión intempestiva de la Unidad N°1 de central Tres Puentes con 13,5 [MW] y central eólica en servicio.

<sup>28</sup>Severidad N°4 según artículo 1-4 de la NTSyCS para SSMM.

<sup>29</sup> Se ha agregado este caso adicional en consideración a la incorporación de la central eólica de 2,55 [MW] a las redes de EDELMAG en el año 2016.

- SM de Puerto Natales
  - Año 2015: Desconexión intempestiva de Unidad Jenbacher 11 con 1,28 [MW]
  - Año 2016<sup>30</sup>: Desconexión intempestiva de la Unidad MGR Nueva 2 con 1,8 [MW].
  - Año 2017<sup>31</sup>: Desconexión intempestiva de la Unidad MGR Nueva 2 con 1,8 [MW].
  - Año 2018: Desconexión intempestiva de la Unidad MGR Nueva 2 con 1,8 [MW].

#### 29.4.3.1 SM de Punta Arenas

Tabla 330: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de Punta Arenas frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Actuación de EDAC (*)
Demanda Máxima año 2015 sin central eólica	Desconexión intempestiva Unidad N°9 de central Tres Puentes con 13,5 [MW]	49,16	50,00	49,67	1,037 - 1,017	Rec. N°8, Alim. N°6 Rec. N°16, Alim. N°10 Rec. N°14, Alim. N°9 Rec N°13, Alim. N°11
Demanda Máxima año 2016 con central eólica conectada	Desconexión intempestiva Unidad N°9 de central Tres Puentes con 13,5 [MW]	49,26	50,00	49,51	1,030 - 1,004	
Demanda Máxima año 2018 con central eólica conectada	Desconexión intempestiva Unidad N°1 de central Tres Puentes con 13,5 [MW]	49,21	50,00	49,51	1,030 - 1,002	

(\*) Desde el año 2016, los EDAC utilizados en el alimentador N°6 fueron desactivados dado que la central eólica será conectada en

Los resultados indican que para los tres escenarios evaluados, demanda máxima 2015, 2016 y 2018, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Punta Arenas junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC existentes en el mismo son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

<sup>30</sup> Se ha agregado este caso adicional en consideración a la incorporación de la central a gas MGR Nueva 2 de 2 [MW] a las redes de EDELMAG en el año 2016.

<sup>31</sup> Se ha agregado este caso adicional en consideración a la incorporación de la central a gas MGR Nueva 1 de 2 [MW] a las redes de EDELMAG en el año 2017.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 30, en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2015-2018 el plan de expansión propuesto para el SM de Punta Arenas permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

#### 29.4.3.2 SM de Puerto Natales

**Tabla 331: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de Puerto Natales frente a ocurrencia de la contingencia más severa.**

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Actuación de EDAC
Demanda Máxima año 2015	Desconexión intempestiva Unidad Jenbacher 11 con 1,28 [MW]	48,53	50,81	49,96	1,01	Alim. N°2
Demanda Máxima año 2016	Desconexión intempestiva MGR Nueva 2 con 1,8 [MW]	46,88	53,48	50,23	1,01	Alim. N°2 Alim. N°4
Demanda Máxima año 2017	Desconexión intempestiva MGR Nueva 2 con 1,8 [MW]	48,33	50,00	49,89	1,01	Alim. N°2
Demanda Máxima año 2018	Desconexión intempestiva MGR Nueva 2 con 1,8 [MW]	48,38	50,00	49,90	1,01	Alim. N°2

Los resultados indican que para los escenarios evaluados, demanda máxima 2015, 2016, 2017 y 2018, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Puerto Natales junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC existentes en el mismo son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 30, en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2015-2018 el plan de expansión propuesto para el SM de Punta Arenas permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

## 30 ANEXO: COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SSMM FRENTE A CONTINGENCIAS - PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO DE GENERACIÓN

El presente anexo se muestran los resultados del análisis dinámico descritos en el Anexo 29 del presente estudio.

### 30.1 Análisis dinámico para el SM de Punta Arenas

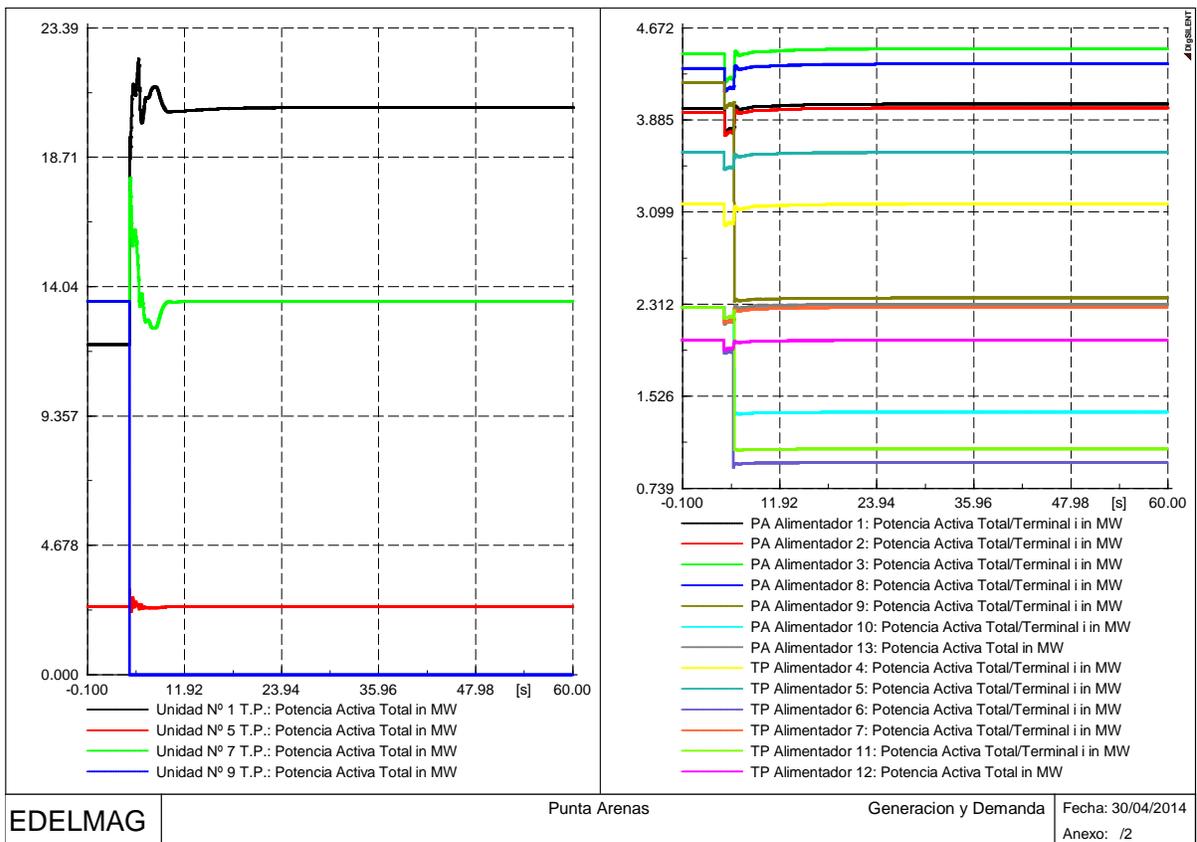


Figura 159: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°9 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2015.

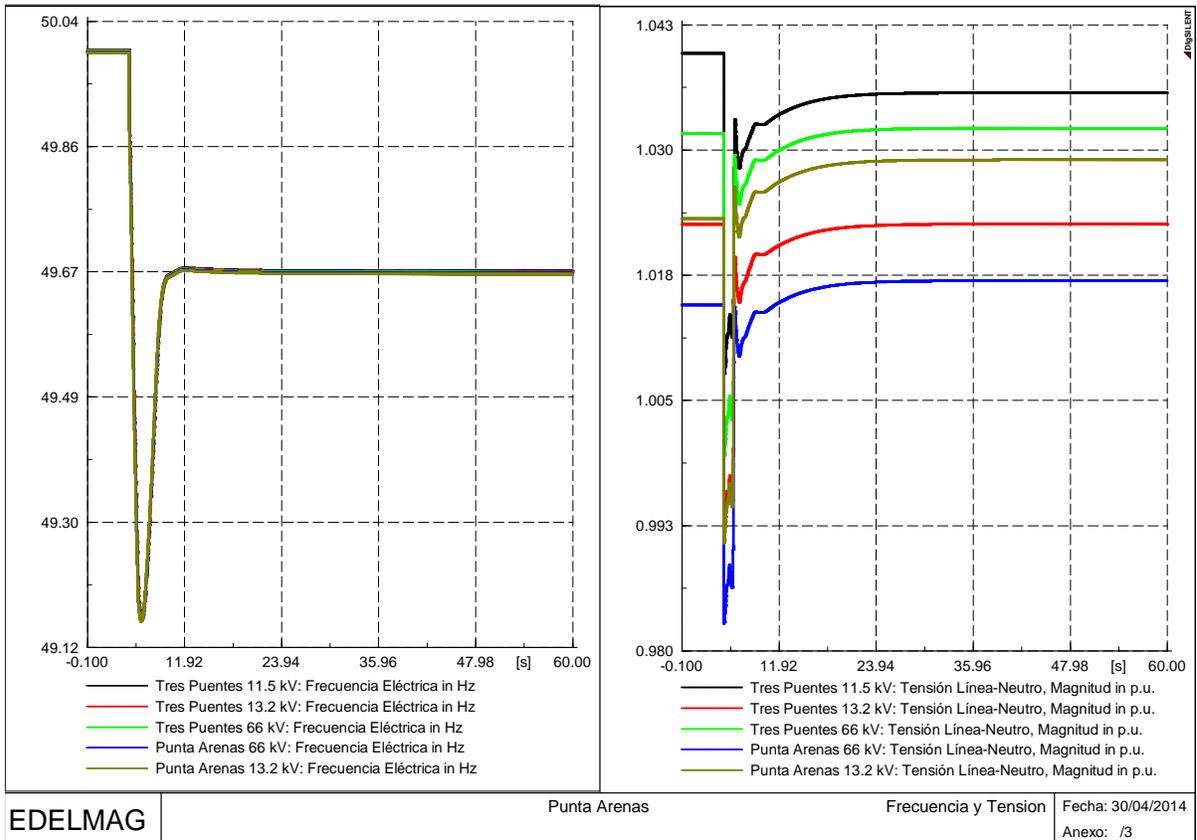


Figura 160: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°9 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2015.

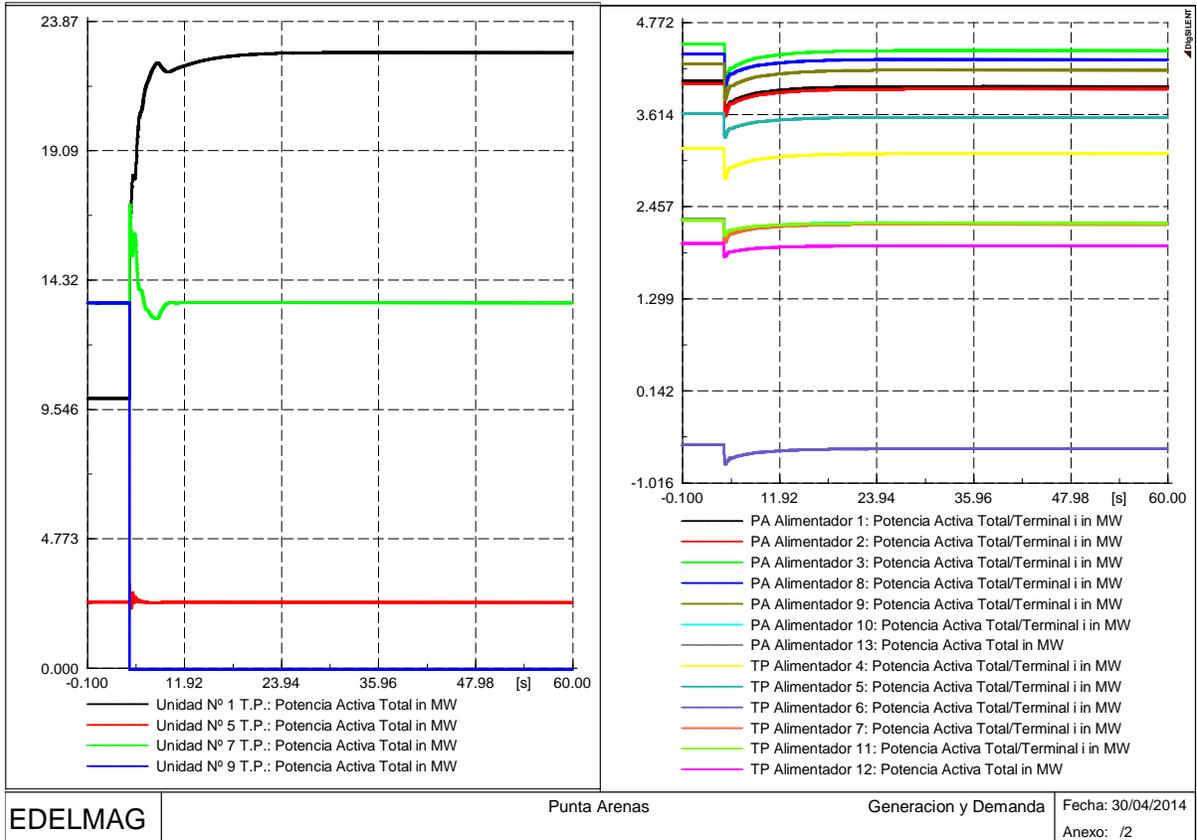


Figura 161: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°9 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2016.

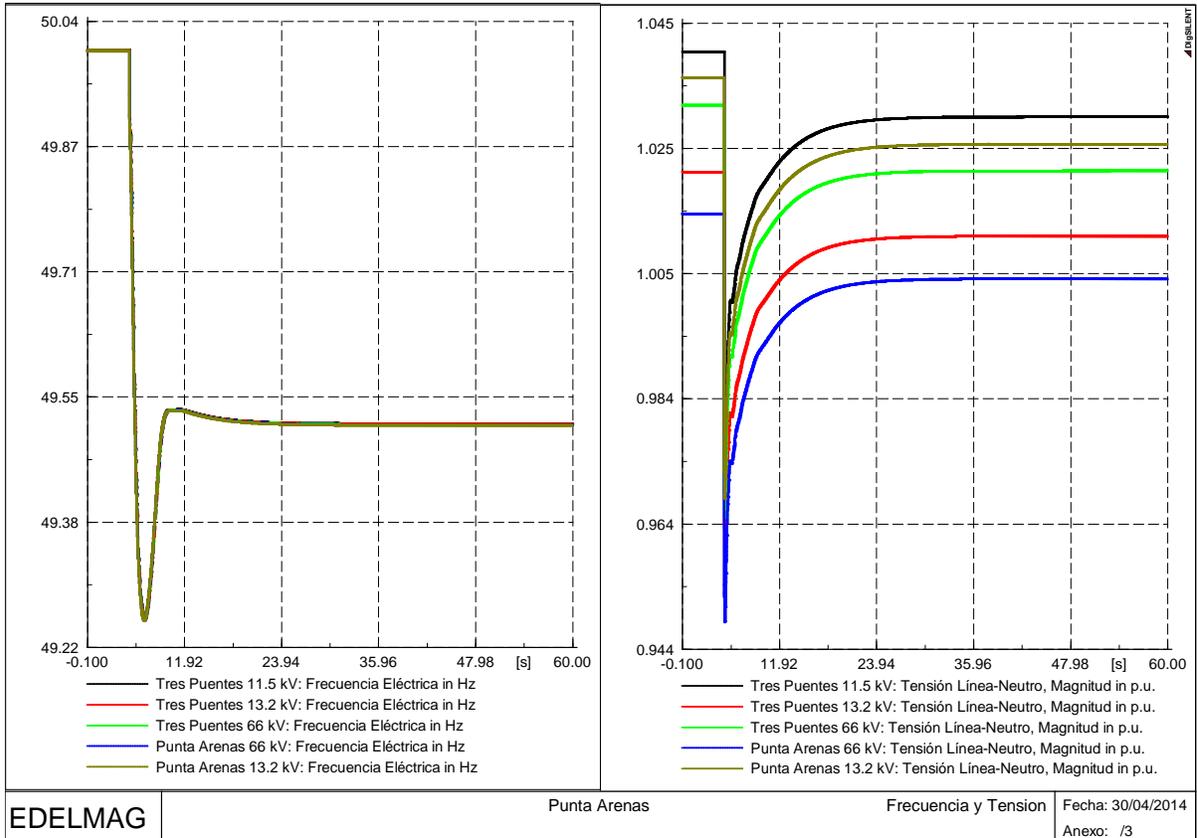


Figura 162: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°9 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2016.

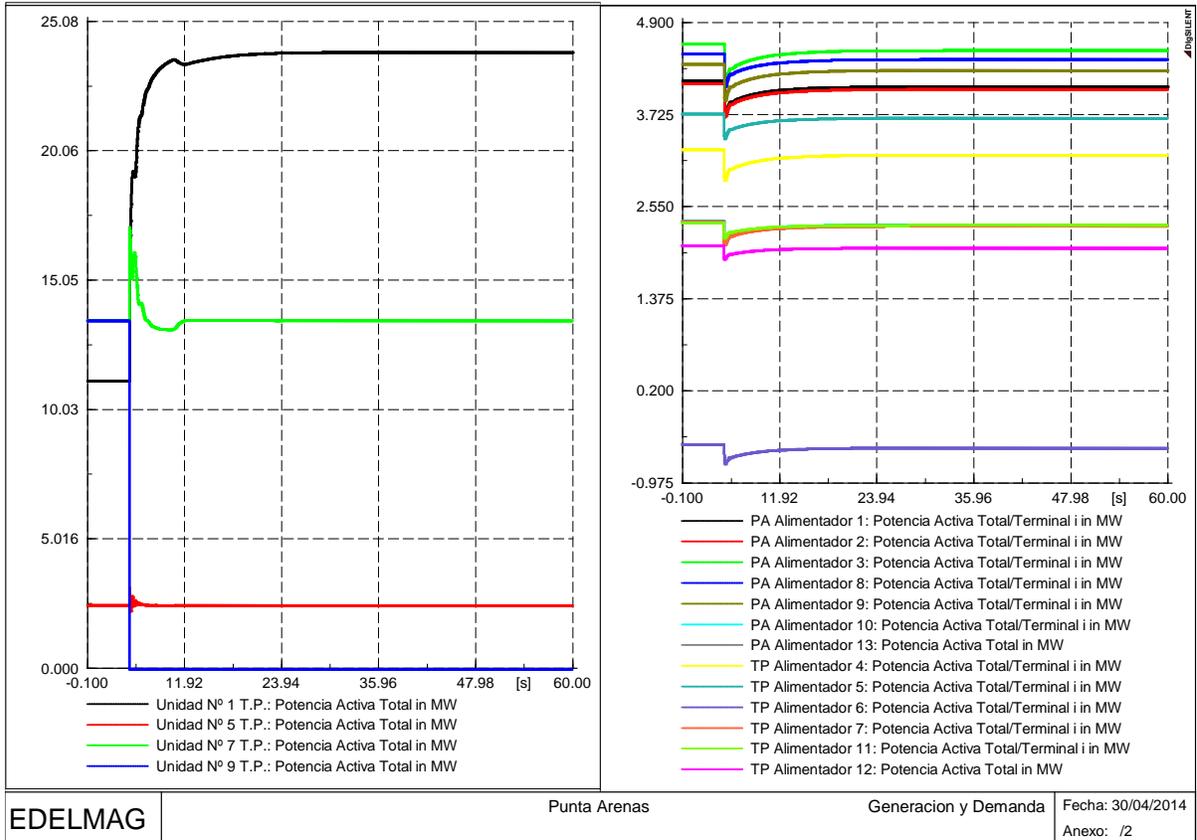


Figura 163: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°9 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2018.

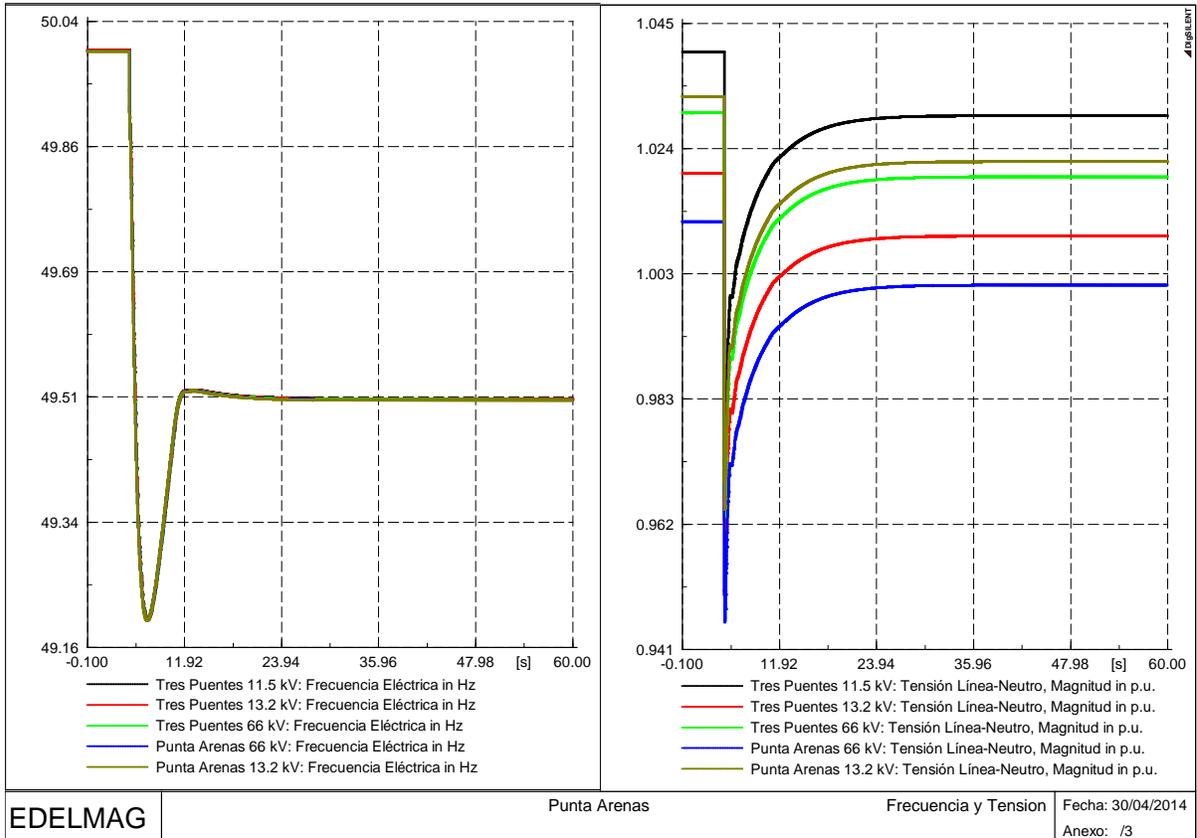


Figura 164: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad N°9 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2018.

### 30.2 Análisis dinámico para el SM de Puerto Natales

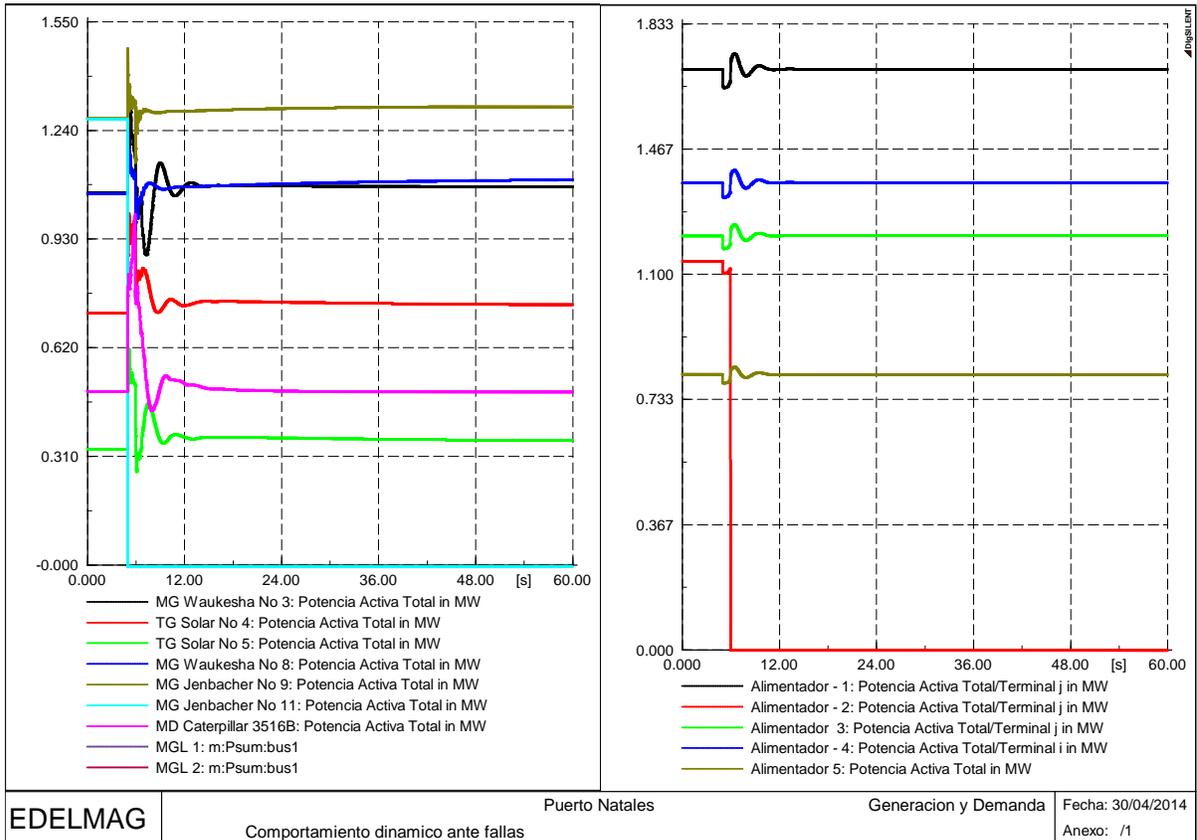
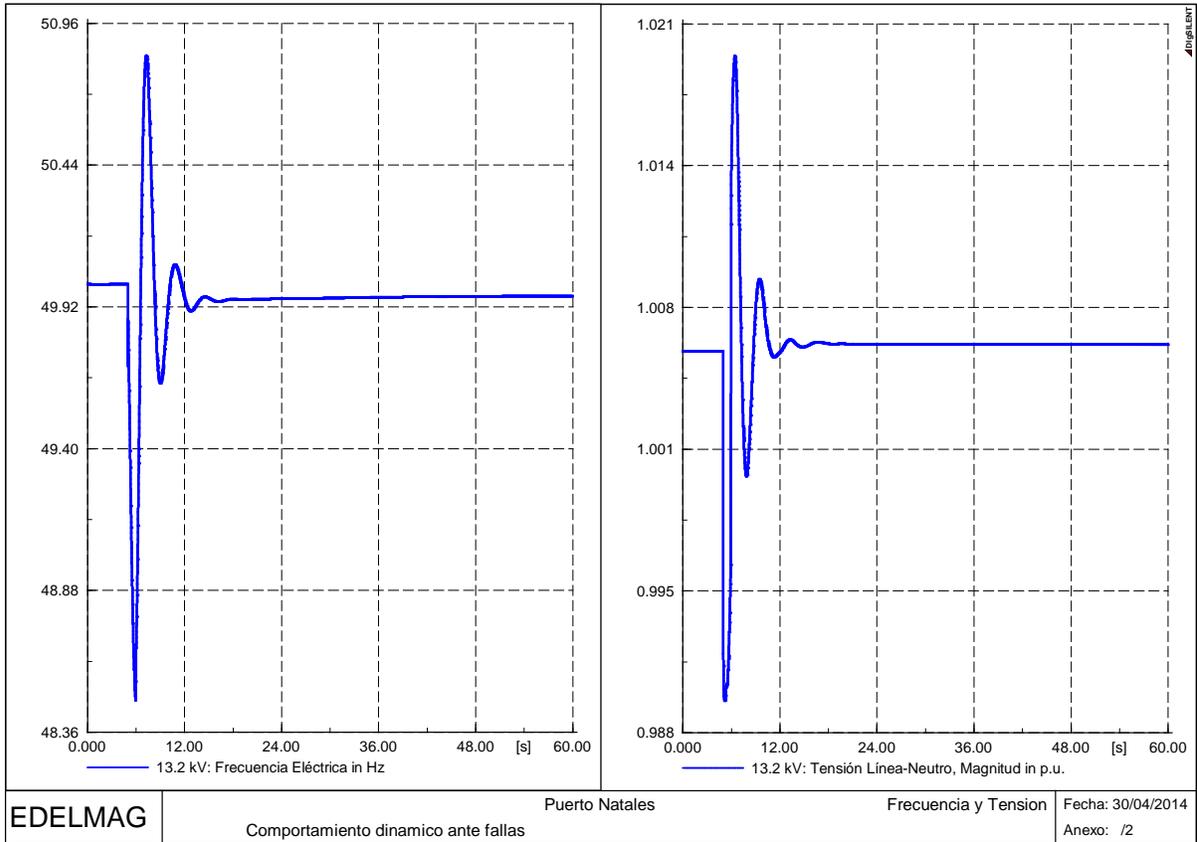


Figura 165: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Jenbacher 11 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2015.



**Figura 166: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Jenbacher 11 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2015.**

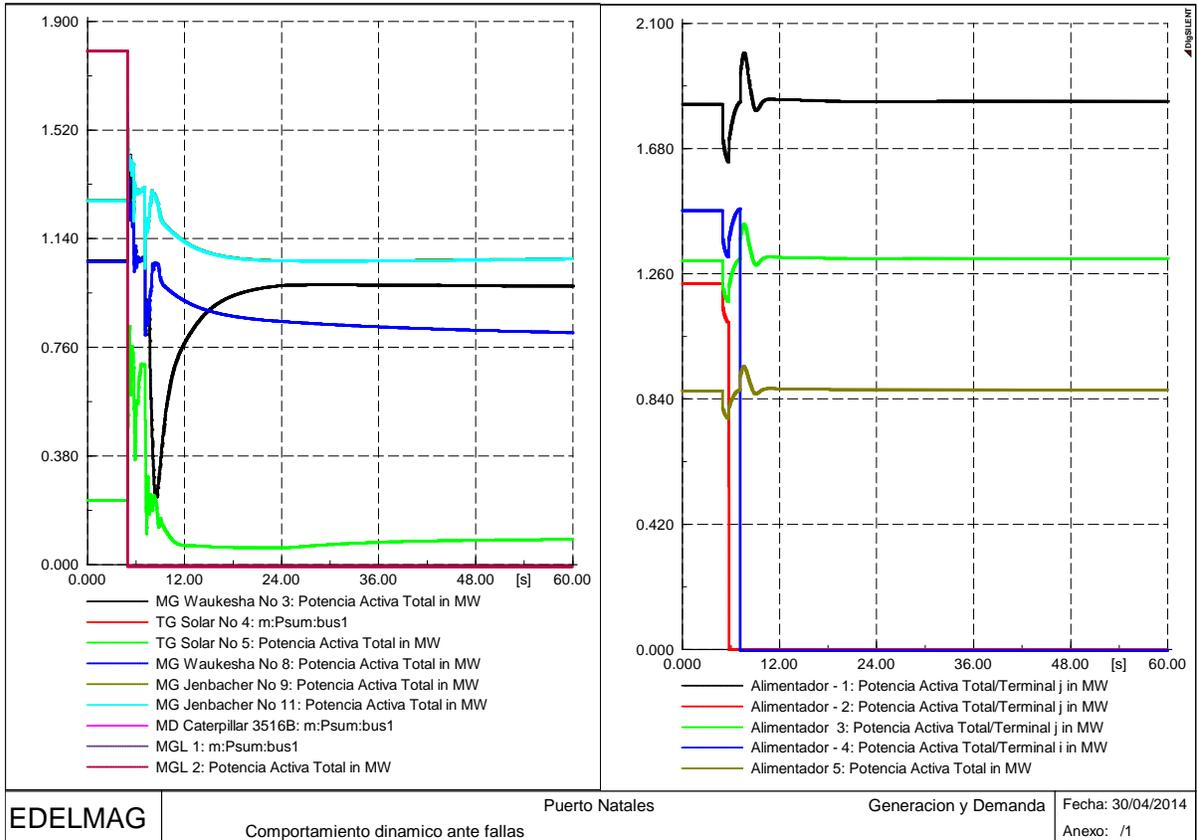


Figura 167: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR Nueva 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2016.

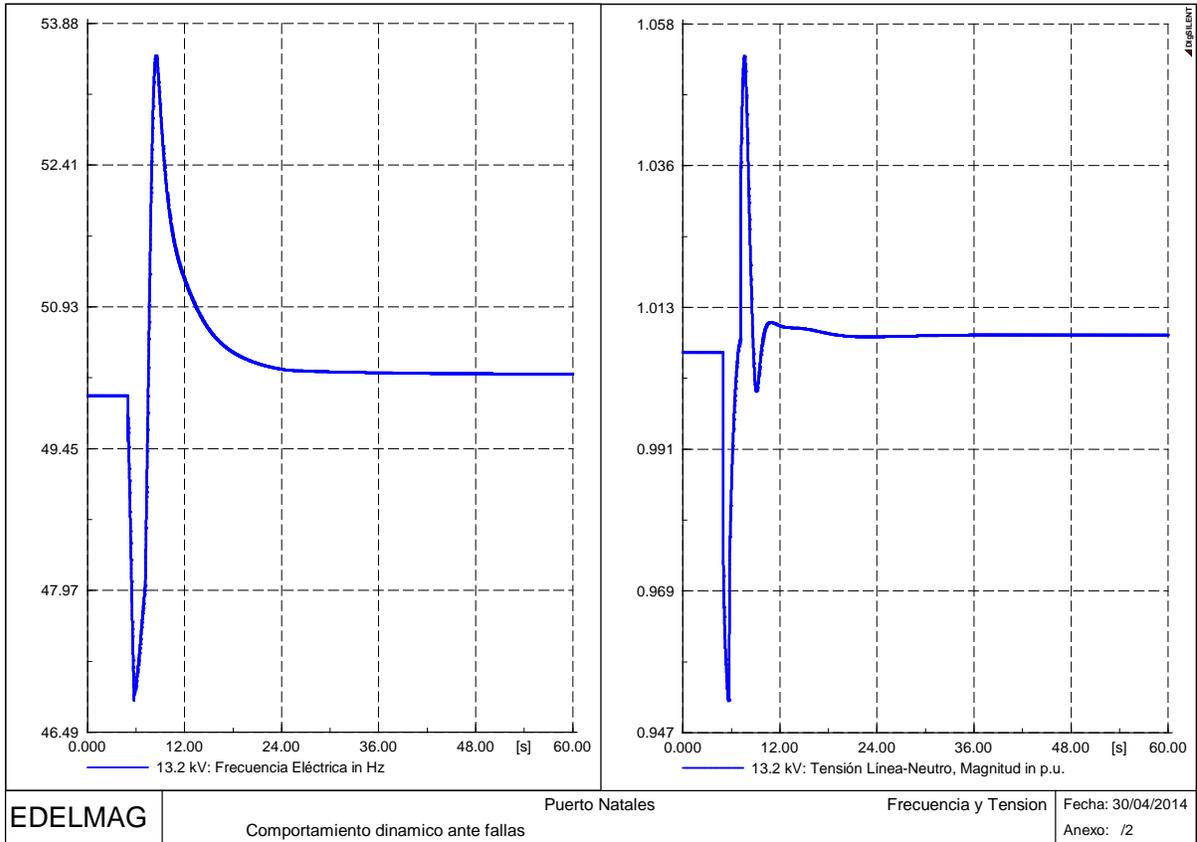


Figura 168: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR Nueva 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2016.

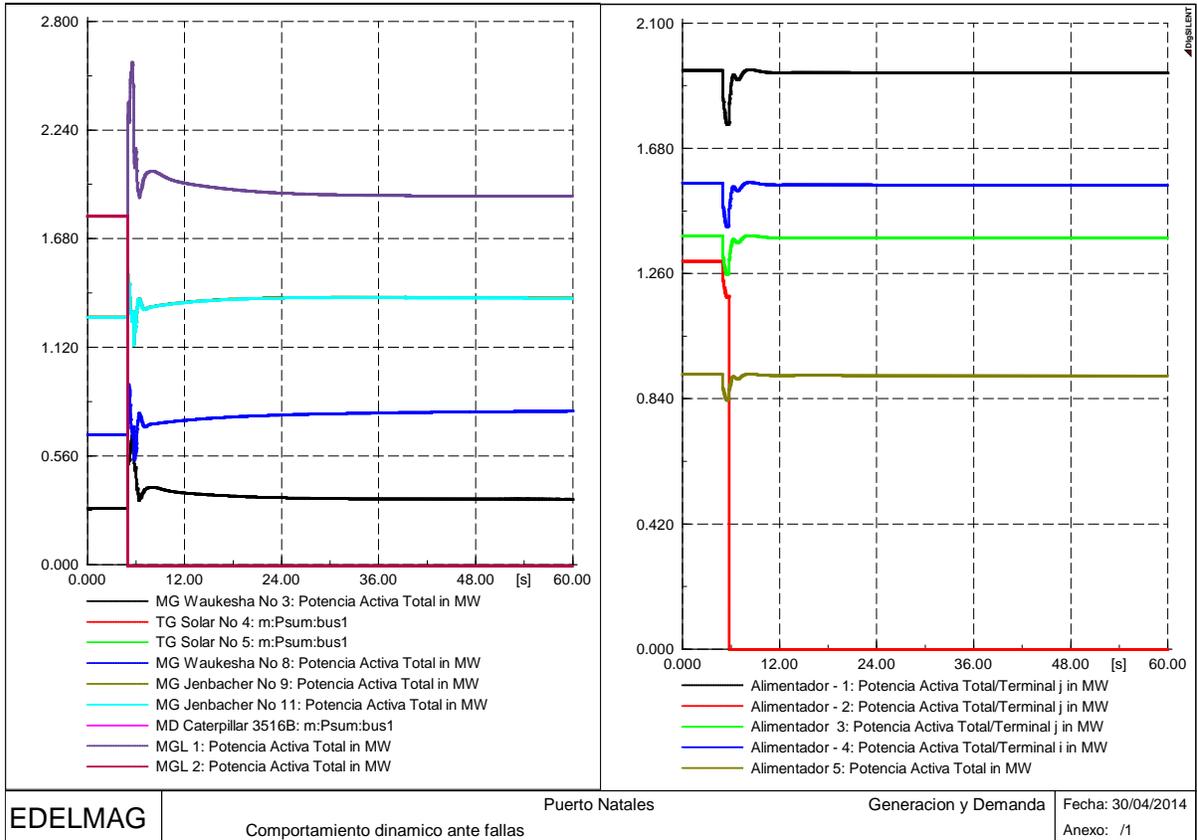


Figura 169: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR Nueva 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2017.

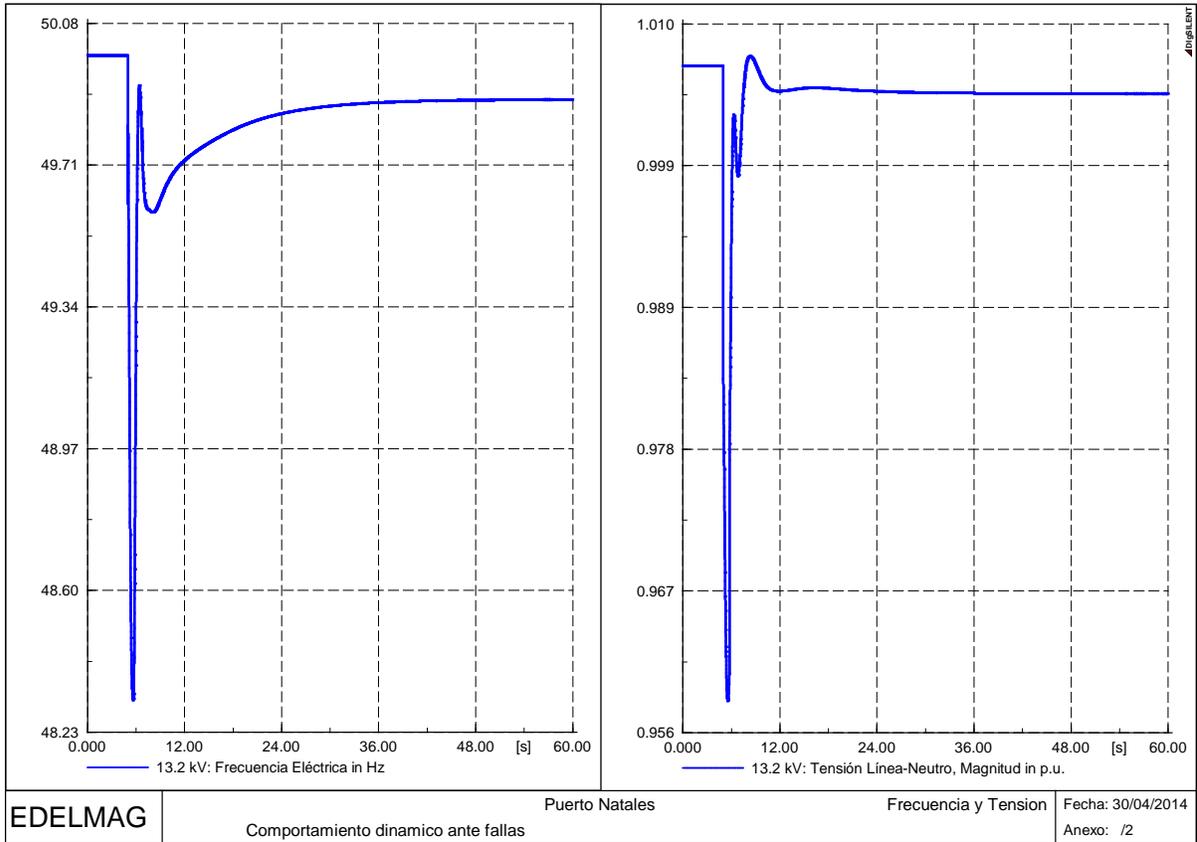


Figura 170: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR Nueva 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2017.

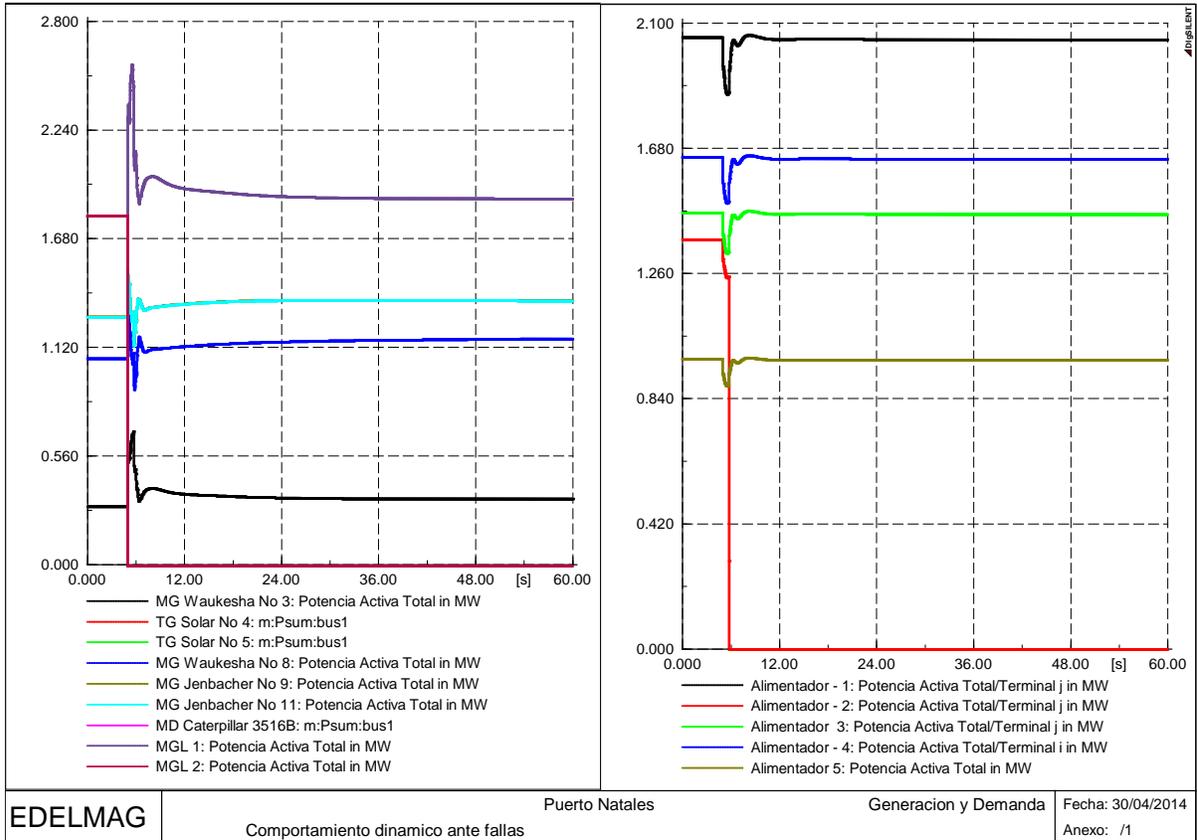
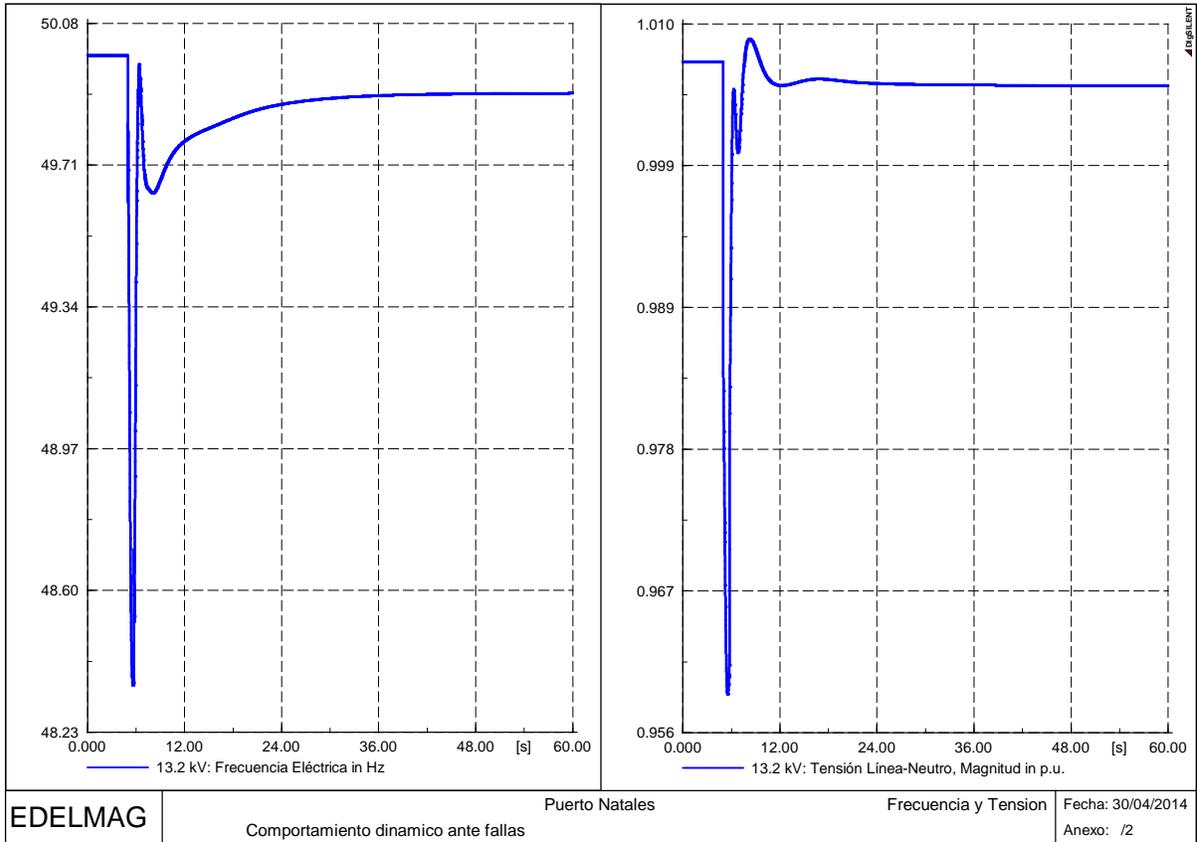


Figura 171: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR Nueva 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2018.



**Figura 172: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR Nueva 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2018.**

## 31 ANEXO: CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de Desarrollo (CID) a nivel de generación y transmisión corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema cuyo VAN es igual a cero.

El concepto de Costo Incremental de Desarrollo surge como una aproximación al concepto de Costo Marginal, desarrollado en la teoría económica clásica. Se aplica en situaciones donde los cambios de capacidad instalada sólo se pueden llevar a cabo en forma discreta, y el CID entrega una medida del costo de proveer las últimas unidades del servicio o capacidad. El fundamento de usar el concepto de CID es que en el límite éste converge al costo marginal cuando los cambios en la capacidad instalada convergen a la unidad.

El CID corresponde a la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y de los aumentos de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de la inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un periodo de planificación no menor a 15 años.

El objetivo de este capítulo es describir el cálculo del CID para cada barra de los sistemas medianos de Edelmag una vez que se han determinado el Plan de Expansión Óptimo.

### 31.1 Metodología de Cálculo

Para la determinación del Costo Incremental de Desarrollo se ha utilizado la metodología expuesta en las Bases del Estudio. A continuación se expone en detalle la metodología utilizada.

#### 31.1.1 Valor Presente de los costos de inversión, COMA asignados a cada nudo de los sistemas

Para los cálculos a realizar con respecto al valor presente de costos de inversión, operación en el horizonte de planificación, se tienen los siguientes términos comunes:

$H$  : Horizonte de planificación: quince años.

$r$  : tasa de actualización: 10%.

##### 31.1.1.1 Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de generación, Transmisión e infraestructura

Las inversiones correspondientes a las instalaciones determinadas en el Plan de Expansión Óptimo deben ser actualizadas al año de estudio. Para ello, el cálculo correspondiente para unidades generadoras e instalaciones de transmisión respectivamente, es el siguiente:

$$VPIG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[ \frac{\sum_{g=1}^{NG} IG_{tg} \cdot FPROG_{jtg}}{(1+r)^t} \right] \quad (31-1)$$

$$VPIL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[ \frac{\sum_{l=1}^{NL} IL_{tl} \cdot FPROL_{jtl}}{(1+r)^t} \right] \quad (31-2)$$

Donde:

$VPIG_j$  : Valor Presente de las inversiones en generación asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US\$.

$VPIL_j$  : Valor Presente de las inversiones en instalaciones de transmisión asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US\$.

$IG_{tg}$  : Inversión en la unidad generadora g, en el año t, en US\$.

$IL_{tl}$  : Inversión en el tramo de transmisión l, en el año t, en US\$.

$FPROG_{jtg}$  : Factor de prorrata de la inversión efectuada en el año t, en la unidad generadora g, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j.

$FPROL_{jtl}$  : Factor de prorrata de la inversión efectuada en el año t, en el tramo de transmisión l, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j.

Por otra parte, el cálculo del valor actual de los valores residuales al final del horizonte de planificación de las inversiones en unidades generadoras y tramos de transmisión respectivamente, corresponde a:

$$VPRG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{g=1}^{NG} RG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} \quad (31-3)$$

$$VPRL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{l=1}^{NL} RL_{tl} \cdot FPROL_{jtl} \quad (31-4)$$

Donde:

$VPRG_j$  : Valor Presente de los valores residuales de las unidades generadoras asignadas al nodo j, en US\$.

$VPRL_j$  : Valor Presente de los valores residuales de las instalaciones de transmisión asignadas al nodo j, en US\$.

$RG_{tg}$  : Valor residual al final del horizonte de planificación de la inversión en la unidad generadora g, realizada en el año t, en US\$.

$RL_{tl}$  : Valor residual al final del horizonte de planificación de la inversión en el tramo de transmisión l, realizada en el año t, en US\$.

### 31.1.1.2 Determinación del incremento en los costos de COMA

A continuación se muestra el cálculo del valor presente de los incrementos en los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización en que incurre la Empresa al implementar el Plan de Expansión Óptimo, respecto de los costos del año base del Estudio.

El valor presente de los costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización asociados al nudo j, se calcula como:

$$VPCOMG_j = \sum_{t=1}^H \left[ \frac{\sum_{g=1}^{NG} (COMG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - COMG_{0g} \cdot FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right] \quad (31-5)$$

$$VPCOML_j = \sum_{t=1}^H \left[ \frac{\sum_{l=1}^{NL} (COML_{tl} \cdot FPROL_{jtl} - COML_{0l} \cdot FPROL_{j0l})}{(1+r)^t} \right] \quad (31-6)$$

Donde:

$VPCOMG_j$  : Valor Presente de los costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización de las unidades generadoras asignadas al nudo j, en US\$.

$VPCOML_j$  : Valor Presente de los costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización de las instalaciones de transmisión asignadas al nudo j, en US\$.

$COMG_{tg}$  : Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año t y asignados a la unidad generadora g, en US\$.

$COML_{tl}$  : Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año t y asignados al tramo de transmisión l, en US\$.

$COMG_{0g}$  : Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año base y asignados a la unidad generadora g, en US\$.

$COML_{0l}$  : Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año base y asignados al tramo de transmisión l, en US\$.

Los valores presentes calculados son utilizados posteriormente en el cálculo final del CID para cada nudo del sistema.

### 31.1.2 Valor Presente de los incrementos de generación y demanda de energía y potencia

Para los cálculos a realizar con respecto al valor presente de los incrementos de demanda y generación de energía en el horizonte de planificación, se tienen los siguientes términos comunes:

$H$  : Horizonte de planificación: quince años.

$r$  : tasa de actualización: 10%.

El incremento de energía demandada en el año t, en el nodo j corresponde a:

$$DIE_{jt} = E_{jt} - E_{j0} \quad (31-7)$$

Donde:

$DIE_{jt}$  : Incremento de energía demandada en el nodo j, en el año t.

$E_{jt}$  : representa la proyección de demanda para el período t en el nodo j, en kWh.

$E_{0j}$  : es la energía demandada en el año base del estudio (2008) en el nodo j, en kWh.

Por otra parte, el valor presente en kWh del incremento total de energía generada en el período de planificación, asignada al nodo j corresponde a:

$$VPDIE_j = \sum_{t=1}^H \frac{E_{jt} - E_{j0}}{(1+r)^t} \quad (31-8)$$

La determinación del aumento de generación de energía en el nudo j para el año t ( $GIE_j$ ) en kWh, corresponde al cálculo de:

$$GIE_j = \sum_{g=1}^{NG} (EG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - EG_{0g} \cdot FPROG_{j0g}) \quad (31-9)$$

Donde:

$EG_{tg}$  : representa la generación del generador g para el período t, en kWh.

$EG_{0g}$  : es la energía generada por el generador g en el año base del estudio (2008), en kWh.

$FPROG_{jtg}$  : corresponde al factor de prorrata de la inversión efectuada el año t en la unidad generadora g, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema.

$FPROG_{j0g}$  : corresponde al factor de prorrata de la inversión efectuada el año base en la unidad generadora g, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema.

Los valores presentes calculados son utilizados posteriormente para el cálculo del factor de penalización de energía y en el cálculo final. El valor presente del incremento total de energía generada en el periodo de planificación en kWh, en el nodo j corresponde a:

$$VPGIE_j = \sum_{t=1}^H \left[ \frac{\sum_{g=1}^{NG} (EG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - EG_{0g} \cdot FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right] \quad (31-10)$$

Cálculo del CID para cada nudo del sistema.

### 31.1.3 Factor de Penalización de Energía

El Factor de Penalización de Energía, utilizado en el cálculo del CID de generación y transmisión es calculado de la siguiente forma:

$$FpE_j = \frac{VPperILE_j}{VPDIE_j} + 1 \quad (31-11)$$

$$VPperILE_j = \sum_{t=1}^H \left[ \frac{\sum_{l=1}^{NL} perLE_{tl} \cdot FPROL_{jtl} - perLE_{0l} \cdot FPROL_{j0l}}{(1+r)^t} \right] \quad (31-12)$$

$$VPDIE_j = \sum_{t=1}^H \frac{E_{jt} - E_{j0}}{(1+r)^t} \quad (31-13)$$

Donde:

$VPperILE_j$  : Valor Presente de las pérdidas incrementales de energía en el nudo j, en kWh.

$VPDIE_j$  : Valor Presente de las demandas incrementales en el nudo j, en kWh.

$perLE_{tl}$  : Pérdidas de transmisión de energía en el tramo de transmisión l en el año j, en kWh.

$perLE_{0l}$  : Pérdidas de transmisión de energía en el tramo de transmisión l en el año base, en kWh.

### 31.1.4 Cálculo del Costo Incremental de Desarrollo

El cálculo del Costo Incremental de Desarrollo consta en principio de dos componentes. Por una parte se calcula el CID correspondiente a las unidades de generación y por otra el CID correspondiente a los tramos de transmisión definidos.

Si bien, en el caso particular de los sistemas medianos de Edelmag no es necesario realizar este cálculo en forma separada, debido a la integración vertical existente, se realizará de todas maneras así, como una forma de mostrar una mayor claridad en los resultados obtenidos.

#### 31.1.4.1 Costo Incremental de Desarrollo de Generación

El Costo Incremental de Desarrollo asignado al nudo  $j$  correspondiente a las unidades generadoras ( $CIDG_j$ ) en dólares de diciembre de 2008 (US\$), se calcula de la siguiente forma:

$$CIDG_j = \frac{(VPIG_j - VPRG_j + VPCOMG_j)}{VPGIE_j} FpE_j \quad (31-14)$$

Donde:

$VPIG_j$  : Valor Presente de las inversiones en unidades generadoras asociadas al incremento de demanda del nudo  $j$ , en US\$. Ver ecuación).

$VPRG_j$  : Valor Presente de los residuos de inversiones en unidades generadoras, asociadas al incremento de demanda del nudo  $j$ , en US\$. Ver ecuación ).

$VPCOMG_j$  : Valor Presente de los incrementos de los costos de operación, mantenimiento, comercialización y administración asociados a generación y al incremento de demanda del nudo  $j$ , en US\$. Ver ecuación).

$VPGIE_j$  : Valor Presente de los incrementos de generación de energía asociados a incrementos de demanda en el nudo  $j$ , en kWh. Ver ecuación).

$FpE_j$  : Factor de Penalización por pérdidas incrementales de energía en el nudo  $j$ . Ver ecuación).

El CID de generación, sumado al de instalaciones de transmisión, entrega el CID total para cada nudo de los sistemas analizados.

#### 31.1.4.2 Costo Incremental de Desarrollo de Transmisión

El Costo Incremental de Desarrollo asignado al nudo  $j$  correspondiente a las instalaciones de transmisión ( $CIDL_j$ ) en dólares de diciembre de 2012 (US\$), se calcula de la siguiente forma:

$$CIDL_j = \frac{(VPIL_j - VPRL_j + VPCOML_j)}{VPGIE_j} FpE_j \quad (31-15)$$

Donde:

$VPIL_j$  : Valor Presente de las inversiones en instalaciones de transmisión, asociadas al incremento de demanda del nudo  $j$ , en US\$. Ver ecuación).

$VPRL_j$  : Valor Presente de los residuos de inversiones en instalaciones de transmisión, asociadas al incremento de demanda del nudo  $j$ , en US\$. Ver ecuación).

$VPCOML_j$  : Valor Presente de los incrementos de los costos de operación, mantenimiento, comercialización y administración asociados a transmisión, asociadas al incremento de demanda del nudo  $j$ , en US\$. Ver ecuación).

$VPGE_j$  : Valor Presente de los incrementos de generación de energía asociados a incrementos de demanda en el nudo  $j$ , en kWh. Ver ecuación).

$FpE_j$  : Factor de Penalización por pérdidas incrementales de energía en el nudo  $j$ . Ver ecuación).

### 31.1.4.3 Costo Incremental de Desarrollo de Generación y Transmisión

Finalmente, una vez calculados los Costos Incrementales de Desarrollo de generación y transmisión para cada barra, el CID total asociado a cada nudo  $j$  corresponde simplemente a la suma de ellos. Es decir:

$$CID_j = CIDG_j + CIDL_j \quad (31-16)$$

## 31.2 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Punta Arenas

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, se procedió a calcular el Costo Incremental de Desarrollo por barra en el sistema de Punta Arenas. Para la barra de Punta Arenas y Tres Puentes se obtuvo un costo equivalente a 61,59 US\$/MWh y 60,72 US\$/MWh, respectivamente. En la Tabla 332 se presentan los resultados obtenidos para cada barra. En la se presentan los resultados obtenidos para cada barra.

Tabla 332: Costo Incremental de Desarrollo en sistema de Punta Arenas

CID de Generación y Transmisión		
US\$/MWh	Punta Arenas	Tres Puentes
CIDG	61,59	60,72
CIDL	0,00	0,00
<b>CID</b>	<b>61,59</b>	<b>60,72</b>

### 31.2.1 Valor Presente de los costos de inversión, COMA asignados a cada nudo de los sistemas

Se expone el detalle de los parámetros utilizados para el cálculo del costo incremental de desarrollo en el sistema de Punta Arenas. Específicamente, en esta sección se presentan los

resultados del cálculo del valor presente de las inversiones y costos de operación, mantenimiento, administración y operación en el sistema de Punta Arenas.

### **31.2.1.1 Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de Generación, Transmisión e infraestructura**

#### **a) Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de Generación y su infraestructura Asociada**

De acuerdo al plan de expansión de generación definido, se procedió a determinar el valor presente de las inversiones en generación y la infraestructura asociada. Para la determinación del valor residual de las instalaciones de generación se ha asumido un periodo de depreciación equivalente a 24 años las unidades a gas y 20 años para unidades diesel y eólicas, de acuerdo a lo establecido en las Bases del Estudio, excepto la unidad candidata Parque Eólico Cabo Negro que por tratarse de una unidad existente, se consideró su vida útil remanente igual a 18 años de acuerdo a lo informado por el promotor del proyecto Pecket Energy a la Comisión Nacional de Energía. La inversión en infraestructura asociada a instalaciones de generación se ha depreciado en un horizonte de 40 años en el caso de edificaciones, 15 años en el caso de equipamiento de oficina y 5 años en el caso de equipamiento computacional, de acuerdo a lo establecido en las Bases del Estudio. En la Tabla 333 se presentan en forma agregada la suma de los valores de inversión en instalaciones de generación e infraestructura, y los residuales totales asociados para cada año en el periodo de estudio.

Para asignar las inversiones a las barras de Punta Arenas y Tres Puentes se ha asumido un factor de prorrata constante para todo el periodo de estudio. Para la determinación del factor de prorrata se ha utilizado el antecedente de que históricamente el 62,6% de la energía anual generada puede ser asignada a consumos pertenecientes a la barra de Punta Arenas. Dicho valor es obtenido a partir de los resultados del Anexo 26.

Tabla 333: Total inversión en Generación y Valor residual

Año	Flujo de Capital US\$		Valor Residual de la Inversión US\$	
	Punta Arenas	Tres Puentes	Punta Arenas	Tres Puentes
2013	5.801	3.466	3.267	1.952
2014	0	0	0	0
2015	0	0	0	0
2016	2.837.850	1.695.457	947.791	566.252
2017	0	0	0	0
2018	0	0	0	0
2019	0	0	0	0
2020	117.766	70.359	94.213	56.287
2021	0	0	0	0
2022	0	0	0	0
2023	0	0	0	0
2024	0	0	0	0
2025	0	0	0	0
2026	0	0	0	0
2027	0	0	0	0

La Tabla 334 presenta el resultado del cálculo del valor presente de los flujos de inversión (VPIG) y residuales asociados (VPRG) tanto a las barras de Punta Arenas y Tres Puentes.

Tabla 334: Valor Presente de Inversión en Generación y Valor residual

US\$	Punta Arenas	Tres Puentes
VPIG	1.998.502	1.193.993
VPRG	250.230	149.498

**b) Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de Transmisión y su Infraestructura Asociada**

No se consideran ampliaciones en el sistema de transmisión del sistema mediano de Punta Arenas.

**31.2.1.2 Determinación del incremento en los costos de COMA**

Basado en los costos variables determinados para cada unidad generadora (puntos 27.8 y 27.9), los costos fijos de operación y administración asignados y el despacho determinado para las máquinas durante el periodo de estudio, se procedió a determinar los costos anuales de operación de generación.

Tabla 335: Costo anual total de operación de generación (costo variable + costo fijo)

Año	Total Anual US\$
2012	17.947.341
2013	18.331.849
2014	18.276.991
2015	18.396.057
2016	17.984.496
2017	18.236.389
2018	18.437.549
2019	18.651.041
2020	18.846.736
2021	19.073.537
2022	19.244.342
2023	19.420.468
2024	19.615.355
2025	19.774.671
2026	19.959.073
2027	20.116.817

Considerando los resultados anteriormente expuestos, se determina el valor presente de los costos incrementales de operación y mantención de generación (VPCOMG) para cada una de las barras pertenecientes al sistema de Punta Arenas.

Tabla 336: Valor presente de los costos incrementales de operación y mantención de generación

VPCOMG	US\$
Punta Arenas	3.824.594
Tres Puentes	2.284.981

### 31.2.2 Valor Presente de los incrementos de generación y demanda de energía y potencia

En la Tabla 337 se presenta la energía anual total generada en el Sistema de Punta Arenas en el periodo de estudio.

Tabla 337: Energía anual total generada en Punta Arenas (kWh)

Año	Total Anual kWh
2012	230.517.193
2013	233.963.149
2014	235.486.220
2015	238.695.888
2016	242.010.781
2017	245.392.988
2018	248.622.505
2019	251.943.439
2020	255.213.803
2021	258.604.238
2022	261.820.861
2023	265.179.337
2024	268.483.229
2025	271.825.716
2026	275.140.676
2027	278.434.452

Con los resultados expuestos, y los factores de prorrata asignados a cada barra, se procedió a calcular el valor presente de los incrementos de generación por barras (VPGIE). Los resultados se presentan a continuación:

Tabla 338: Valor presente de la generación incremental de energía

VPGIE	kWh
Punta Arenas	91.784.880
Tres Puentes	54.836.334

### 31.2.3 Factor de penalización de energía

Basado en la proyección de demanda y los factores de prorrata asignados a cada barra, se determinó el valor presente de las demandas incrementales de energía en cada barra perteneciente al sistema de Punta Arenas. La Tabla 339 presenta los resultados de la proyección de demanda y las demandas incrementales determinadas para cada barra.

Tabla 339: Valor presente de las demandas incrementales de energía

Año	Consumo Energía Sistema kWh	Consumo Barra PA kWh	Consumo Barra TP kWh	Demanda Incremental PA kWh	Demanda Incremental TP kWh
2012	224.906.000	140.791.156	84.114.844		
2013	226.883.000	142.028.758	84.854.242	1.237.602	739.398
2014	228.386.519	142.969.961	85.416.558	2.178.805	1.301.714
2015	231.448.730	144.886.905	86.561.825	4.095.749	2.446.981
2016	234.655.290	146.894.212	87.761.078	6.103.056	3.646.234
2017	237.876.517	148.910.700	88.965.817	8.119.544	4.850.973
2018	241.094.929	150.925.426	90.169.503	10.134.270	6.054.659
2019	244.311.493	152.938.995	91.372.498	12.147.839	7.257.654
2020	247.527.946	154.952.494	92.575.452	14.161.338	8.460.608
2021	250.744.341	156.965.957	93.778.384	16.174.801	9.663.540
2022	253.960.720	158.979.411	94.981.309	18.188.255	10.866.465
2023	257.177.121	160.992.878	96.184.243	20.201.722	12.069.399
2024	260.393.525	163.006.347	97.387.178	22.215.191	13.272.334
2025	263.609.929	165.019.816	98.590.113	24.228.660	14.475.269
2026	266.826.330	167.033.283	99.793.047	26.242.127	15.678.203
2027	270.042.734	169.046.751	100.995.983	28.255.595	16.881.139

La Tabla 340 expone el resultado del valor presente de las demandas incrementales de energía por barra (VPDIE).

Tabla 340: Valor presente de las demandas incrementales por barra (kWh)

VPDIE	kWh
Punta Arenas	82.497.479
Tres Puentes	49.287.631

Con la información expuesta se procedió a calcular el valor presente de las pérdidas incrementales. Los resultados se presentan en la Tabla 341.

Tabla 341: Valor Presente de las pérdidas incrementales de transmisión de energía (kWh)

VPperLE	kWh
Punta Arenas	1.188.077
Tres Puentes	0

Finalmente, los factores de pérdidas de energía determinados se presentan en la Tabla 342.

Tabla 342: Factor de Penalización

FpE	kWh
Punta Arenas	1,0144
Tres Puentes	1,0000

### 31.3 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Natales

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, se procedió a calcular el Costo Incremental de Desarrollo por barra en el sistema de Puerto Natales. Actualmente, el sistema tiene sólo una barra y no se vislumbra la incorporación de nuevas barras dentro del horizonte de estudio. Como resultado se obtuvo un Costo Incremental de Desarrollo de 55,42 US\$/MWh. En la Tabla 343 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 343: Costo Incremental de Desarrollo en Sistema de Puerto Natales

CID de Generación y Transmisión	
US\$/MWh	Puerto Natales
CIDG	55,42
CIDL	0,00
<b>CID</b>	<b>55,42</b>

#### 31.3.1 Valor Presente de los costos de inversión, COMA asignados a cada nudo de los sistemas

Se expone el detalle de los parámetros utilizados para el cálculo del costo incremental de desarrollo en el sistema de Puerto Natales. Específicamente, en esta sección se presentan los resultados del cálculo del valor presente de las inversiones y costos de operación, mantenimiento, administración y operación en el sistema.

##### 31.3.1.1 Valor Presente de los costos de inversión, COMA asignados a cada nudo de los sistemas

###### a) Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de Generación, Transmisión e infraestructura

De acuerdo al plan de expansión de generación determinado, se procedió a determinar el valor presente de las inversiones en generación y la infraestructura asociada. Para la determinación del valor residual de las instalaciones de generación se ha asumido un periodo de depreciación equivalente a 24 años las unidades a gas y 20 años para unidades diesel y eólicas, de acuerdo a lo establecido en las Bases del Estudio. La inversión en infraestructura asociada a instalaciones de generación se ha depreciado en un horizonte de 40 años en el caso de edificaciones, 15 años en el caso de equipamiento de oficina y 5 años en el caso de equipamiento computacional, de acuerdo a lo establecido

en las Bases del Estudio. En la Tabla 344 se presentan en forma agregada la suma de los valores de inversión en instalaciones de generación e infraestructura, y los residuales totales asociados para cada año en el periodo de estudio.

**Tabla 344: Total inversión en Generación y Valor residual en el sistema eléctrico de Puerto Natales**

Año	Flujo de Capital US\$	Valor Residual de la Inversión US\$
	Puerto Natales	Puerto Natales
2013	0	0
2014	0	0
2015	0	0
2016	1.845.356	938.157
2017	1.845.356	1.013.757
2018	0	0
2019	299.811	164.896
2020	0	0
2021	299.811	194.877
2022	0	0
2023	0	0
2024	299.811	239.849
2025	0	0
2026	0	0
2027	0	0

La Tabla 345 presenta el resultado del cálculo del valor presente de los flujos de inversión (VPIG) y residuales (VPRG) en el sistema de Puerto Natales.

**Tabla 345: Valor Presente de inversión en Generación y Valor Residual**

US\$	Puerto Natales
VPIG	2.782.753
VPRG	610.818

**b) Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de Transmisión y su Infraestructura Asociada**

No se consideran expansiones en el sistema de transmisión del sistema mediano de Puerto Natales.

### 31.3.1.2 Determinación del incremento en los costos de COMA

Basado en los costos variables determinados para cada unidad generadora (puntos 27.8 y 27.9), los costos fijos de operación y administración asignados y el despacho determinado para las máquinas durante el periodo de estudio, se procedió a determinar los costos anuales de operación de generación.

**Tabla 346: Costo anual total de operación de generación (costo variable + costo fijo)**

Año	Total Anual US\$
2012	3.032.625
2013	2.933.817
2014	3.055.017
2015	3.240.360
2016	3.094.123
2017	3.106.185
2018	3.231.776
2019	3.350.974
2020	3.417.084
2021	3.504.844
2022	3.569.138
2023	3.637.328
2024	3.705.149
2025	3.771.216
2026	3.837.745
2027	3.905.177

Considerando los resultados anteriormente expuestos, se determina el valor presente de los costos incrementales de operación y mantenimiento de generación para la barra perteneciente al sistema de Puerto Natales.

**Tabla 347: Valor presente de los costos incrementales de operación y mantenimiento de generación**

VPCOMG	US\$
Puerto Natales	2.198.039

### 31.3.2 Valor Presente de los incrementos en generación y demanda de energía y potencia

En la Tabla 348 se presenta la energía anual total generada en el Sistema de Puerto Natales en el periodo de estudio.

Tabla 348: Energía anual total generada en Puerto Natales (kWh)

Año	Total Anual kWh
2012	28.713.946
2013	30.056.769
2014	31.360.464
2015	33.402.336
2016	35.928.414
2017	38.097.969
2018	40.180.913
2019	41.805.059
2020	42.998.895
2021	44.149.931
2022	45.259.157
2023	46.328.783
2024	47.362.606
2025	48.355.839
2026	49.311.822
2027	50.232.775

Con los resultados expuestos se procedió a calcular el valor presente de los incrementos de generación. Los resultados se presentan a continuación:

Tabla 349: Valor presente de los incrementos de generación (kWh)

VPGIE	kWh
Puerto Natales	78.845.628

### 31.3.3 Factor de penalización de energía

Al no existir instalaciones de transmisión, se ha asumido un factor de penalización de pérdidas de energía igual 1,0.

## 31.4 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Porvenir

Determinado el plan de expansión óptimo de generación, transmisión, las inversiones en infraestructura y la evolución de costos operación y administración, se procedió a calcular el Costo Incremental de Desarrollo por barra en el sistema de Porvenir. Actualmente, el sistema tiene sólo una barra y no se vislumbra la incorporación de nuevas barras dentro del

horizonte de estudio. Como resultado se obtuvo un Costo Incremental de Desarrollo de 58,36 US\$/MWh. En la Tabla 350 se presentan los resultados obtenidos.

**Tabla 350: Costo Incremental de Desarrollo en Sistema de Porvenir**

CID de Generación y Transmisión	
US\$/MWh	Porvenir
CIDG	58,36
CIDL	0,00
<b>CID</b>	<b>58,36</b>

#### 31.4.1 Valor Presente de los costos de inversión, COMA asignados a cada nudo de los sistemas

Se expone el detalle de los parámetros utilizados para el cálculo del costo incremental de desarrollo en el sistema de Porvenir. Específicamente, en esta sección se presentan los resultados del cálculo del valor presente de las inversiones y costos de operación, mantenimiento, administración y operación en el sistema.

##### 31.4.1.1 *Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de Generación, Transmisión e infraestructura*

#### a) **Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de Generación y su infraestructura Asociada**

De acuerdo al plan de expansión de generación determinado, se procedió a determinar el valor presente de las inversiones en generación y la infraestructura asociada. Para la determinación del valor residual de las instalaciones de generación se ha asumido un periodo de depreciación equivalente a 24 años las unidades a gas y 20 años para unidades diesel y eólicas, de acuerdo a lo establecido en las Bases del Estudio. La inversión en infraestructura asociada a instalaciones de generación se ha depreciado en un horizonte de 40 años en el caso de edificaciones, 15 años en el caso de equipamiento de oficina y 5 años en el caso de equipamiento computacional, de acuerdo a lo establecido en las Bases del Estudio. En la Tabla 351 se presentan en forma agregada la suma de los valores de inversión en instalaciones de generación e infraestructura, y los residuales totales asociados para cada año en el periodo de estudio.

Tabla 351: Total Inversión en Generación y Valor Residual

Año	Flujo de Capital US\$	Valor Residual de la Inversión US\$
	Porvenir	Porvenir
2013	0	0
2014	0	0
2015	0	0
2016	599.623	239.849
2017	0	0
2018	0	0
2019	0	0
2020	0	0
2021	1.829.128	1.295.632
2022	0	0
2023	0	0
2024	0	0
2025	0	0
2026	0	0
2027	0	0

La Tabla 352 presenta el resultado del cálculo del valor presente de los flujos de inversión y residuales asociados al sistema de Porvenir.

Tabla 352: Valor Presente de Inversión en Generación y Valor Residual en Sistema de Porvenir

US\$	Porvenir
VPIG	1.185.279
VPRG	367.582

**b) Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de Transmisión y su infraestructura Asociada**

No se consideran ampliaciones en el sistema de transmisión del sistema mediano de Porvenir.

**31.4.1.2 Determinación del incremento en los costos de COMA**

Basado en los costos variables determinados para cada unidad generadora (puntos 27.8 y 27.9), los costos fijos de operación y administración asignados y el despacho determinado para las máquinas durante el periodo de estudio, se procedió a determinar los costos anuales de operación de generación.

Tabla 353: Costo Total Anual de Generación en Sistema de Porvenir (Costo variable + costo fijo)

Año	Total Anual US\$
2012	2.156.281
2013	2.083.571
2014	2.065.721
2015	2.145.198
2016	2.249.230
2017	2.333.998
2018	2.421.277
2019	2.490.435
2020	2.562.180
2021	2.482.294
2022	2.539.340
2023	2.596.503
2024	2.654.290
2025	2.710.878
2026	2.768.382
2027	2.826.485

Considerando los resultados anteriormente expuestos, se determina el valor presente de los costos incrementales de operación y mantención de generación (VPCOMG) para la barra perteneciente al sistema de Porvenir:

Tabla 354: Valor presente de los costos incrementales de operación y mantención de generación

VPCOMG	US\$
Porvenir	1.695.057

#### 31.4.2 Valor Presente de los incrementos en generación y demanda de energía y potencia

En la Tabla 355 se presenta la energía anual total generada en el Sistema de Porvenir en el periodo de estudio.

Tabla 355: Energía Anual Total Generada en Sistema de Porvenir

Año	Total Anual kWh
2012	21.918.629
2013	22.625.155
2014	22.370.718
2015	23.643.213
2016	25.210.121
2017	26.468.006
2018	27.730.684
2019	28.693.934
2020	29.654.878
2021	30.590.800
2022	31.546.221
2023	32.488.290
2024	33.428.622
2025	34.359.783
2026	35.283.581
2027	36.208.980

Con los resultados expuestos se procedió a calcular el valor presente de los incrementos de generación (VPGIE). Los resultados en dólares del año 2012 se presentan a continuación:

Tabla 356: Valor presente de los incrementos de generación

VPGIE	kWh
Porvenir	43.057.045

### 31.4.3 Factor de penalización de energía

Al no existir instalaciones de transmisión, se ha asumido un factor de penalización de pérdidas de energía igual 1,0.

## 31.5 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Williams

En el caso del sistema mediano de Puerto Williams, al no ser necesarias inversiones y por tanto al no aparecer nuevas unidades de generación, en el presente informe no se realiza el cálculo del costo incremental de desarrollo. La no determinación del CID se debe a que las Bases, en el numeral 7.1 del Capítulo II, señalan explícitamente que “En caso que el plan óptimo de expansión sea nulo, es decir que dentro del período de planificación no sea

recomendable la incorporación de instalaciones de generación y transmisión, en el estudio se omitirá el cálculo del CID, y el consultor sólo deberá calcular el Costo Total de Largo Plazo”.

## 32 ANEXO: PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN GENERACIÓN

La metodología desarrollada por el Consultor considera resolver el problema de optimización mediante simulaciones en etapas. Para estas etapas se consideran tanto las unidades existentes como los módulos de generación definidos como candidatas caracterizadas en el Anexo 27.

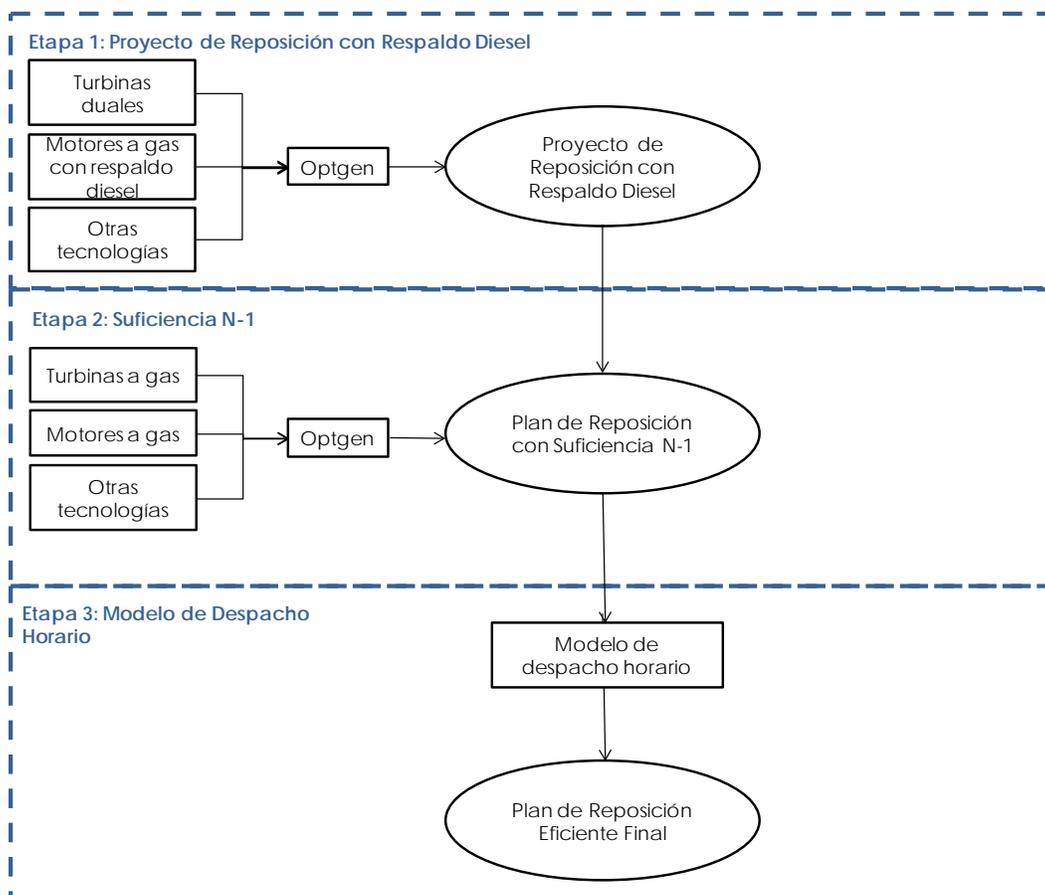
### 32.1 Metodología

#### 32.1.1 Punta Arenas

El sistema de Punta Arenas posee la particularidad de requerir las unidades diesel Caterpillar existentes, de 1.460 kW cada una, de manera de dar los servicios auxiliares que requiere la central para lograr su partida y conexión al sistema. Por esto se fija la entrada de estas dos unidades el año inicial y todo el proceso de optimización se hace sobre este parque.

Otro factor a considerar es que todas las máquinas se instalan en la central Tres Puentes, pasando a ser una barra de transferencia la central de Punta Arenas (sin capacidad de generación). Esto debido a que dicha central se ubica geográficamente en un lugar céntrico de la ciudad, en una zona urbana de reducido espacio, y donde muchas de las máquinas no podrían operar por las molestias que generaría en el barrio circundante. Este argumento se ve reforzado con la realidad actual de la empresa, donde todas las unidades que actualmente operan se encuentran en la central Tres Puentes, siendo utilizadas las unidades de la central Punta Arenas sólo en eventos excepcionales y a modo de respaldo.

En el sistema de Punta Arenas, y debido a la posibilidad de operación dual de las turbinas, el parque diésel de suficiencia con el parque de operación económica (de operación a gas) están fuertemente acoplados. Por este motivo, el proyecto de reposición eficiente de Punta Arenas se aborda de acuerdo a como se muestra en la Figura 173.



**Figura 173: Esquema de metodología de determinación del Proyecto de Reposición Eficiente para Punta Arenas**

Los precios de combustibles considerados para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente fueron los mismos considerados para determinar el Plan de Expansión Óptimo, según se describe en el Anexo 27.5.

### **Etapa 1 - Reposición con consideraciones económicas y respaldo diesel**

En el sistema de Punta Arenas, y debido a la posibilidad de operación dual de las turbinas, el parque necesario para cumplir con los requisitos de suficiencia diesel y el parque de operación económica (de operación a gas) están fuertemente acoplados. Por esta razón, se procedió en una primera etapa realizar un plan de expansión óptimo económico que a su vez permitiese cumplir con los requerimientos de suficiencia diesel, de manera que se pudiesen recoger las eficiencias económicas de la operación dual de las turbinas.

Así, para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente de Punta Arenas se considera, en una primera etapa, una reposición considerando que las turbinas incorporan la inversión correspondiente al kit necesario para operar de forma dualizada y los motores a gas incorporan el costo adicional de inversión correspondiente a las unidades diesel necesarias para suplir su misma capacidad de generación. Respecto del las unidades

candidatas de generación a biomasa, carbón y eólica no considera dicha inversión adicional.

### **Etapa 2 - Suficiencia diesel estricta y Criterio N-1**

Una vez definido el plan de inversiones suficiente y económico en generación se debe considerar restricciones adicionales de seguridad como es el cumplimiento de un criterio N-1, el cual considera que el sistema cuente con capacidad de reserva que garantice suficiencia de potencia en el caso de la salida de la unidad de mayor tamaño. Adicionalmente, este criterio debe considerar en forma paralela, el margen de reserva en giro que exige la Norma Técnica para los sistemas medianos, correspondiente al 10% de la capacidad nominal de generación para las unidades.

Finalmente, también se corrobora si es necesario adelantar o incorporar unidades diesel de menor tamaño para efectos del cumplimiento de suficiencia diesel estricta para todo el periodo de planificación.

### **Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario**

A través del modelo de despacho horario desarrollado por el Consultor, que considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólar por hora, se determina el despacho óptimo de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el proyecto de reposición eficiente y su futura expansión.

#### ***32.1.2 Puerto Natales y Porvenir***

Estos sistemas, a diferencia de Punta Arenas, no consideran expansión en base a turbinas a gas, debido al tamaño y al peso relativo que podría tener una turbina en función de la demanda que enfrentan. Esto implica que el plan de suficiencia diésel se va a dar por medio de motores diésel, sin ser condicionado por el parque económico (parque a gas).

De esta manera, en una primera etapa se determina un plan de suficiencia diésel para Puerto Natales y Porvenir. Sobre este plan diésel fijo, se procede a definir el Proyecto de Reposición Eficiente. Además, para este sistema se definen motores diésel candidatos móviles, misma característica que presentan las unidades Palmero existentes. Es por esto que frente a una situación de emergencia de cortes de suministro de gas en alguno de los dos sistemas, las unidades diésel del otro sistema se pueden trasladar de manera de prestar el respaldo requerido.

En definitiva, en base a lo anteriormente descrito, la metodología a seguir se presenta en la Figura 174.

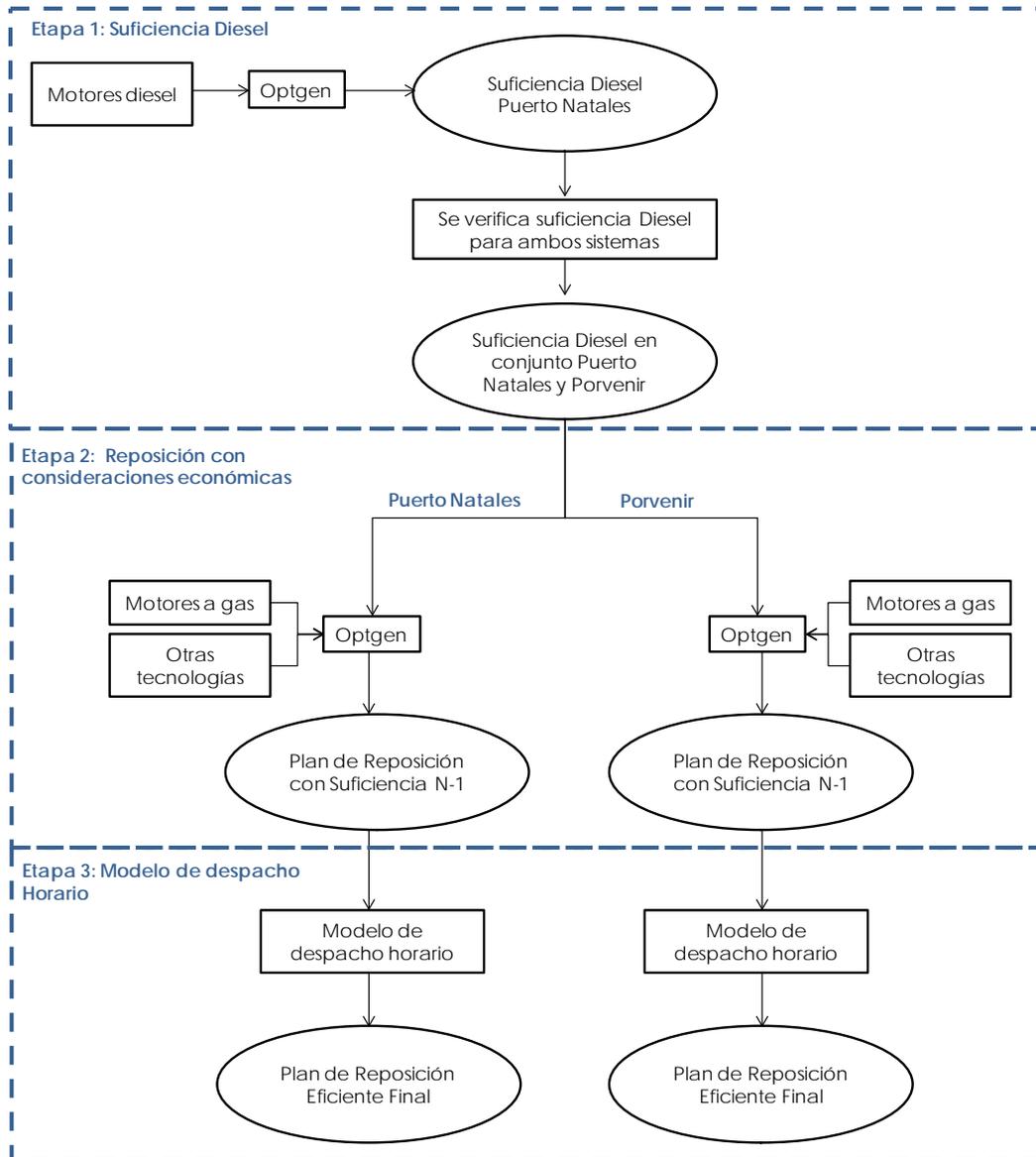


Figura 174: Esquema de metodología de determinación del Proyecto de Reposición Eficiente para Puerto Natales y Porvenir

### Etapa 1 - Suficiencia diesel

En una primera etapa se determina mediante Optgen el tren de inversiones óptimo de unidades diesel para el sistema eléctrico de Puerto Natales, dado que posee la mayor demanda máxima respecto del sistema eléctrico de Porvenir para el periodo de planificación.

Con el parque diesel resultante se verifica si es necesario adelantar el año de ingreso de algunas unidades de manera que el parque resultante asegure simultáneamente la

suficiencia diesel tanto para el sistema de Puerto Natales como el de Porvenir. Como resultando de lo anterior, se definen las fechas de entrada del parque diesel resultante.

### **Etapa 2 - Reposición con consideraciones económicas**

Fijando el nuevo plan diésel definido para cada sistema, se procede a determinar un proyecto de reposición eficiente óptimo del punto de vista económico. Con esto se tiene el tren de inversiones del Proyecto de Reposición Eficiente. Al igual que en el caso de Punta Arenas, al finalizar esta etapa se debe comprobar que el tren de inversiones resultante cumpla con el criterio de seguridad, esto es determinar la reserva fría mínima necesaria para cumplir con criterio N-1. Esta reserva fría debe ser igual a la potencia de la mayor unidad presente en cada año, lo cual determina a su vez que, para cumplir con el criterio de seguridad impuesto, la potencia instalada en cada año debe ser como mínimo igual a la demanda máxima del año más la capacidad de la mayor unidad presente.

### **Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario**

Con el modelo de despacho horario se determina el despacho óptimo asociado al plan de inversión de la etapa anterior. De esta manera se determina completamente el Proyecto de Reposición Eficiente.

#### **32.1.3 Puerto Williams**

El sistema de Puerto Williams se presenta como un sistema puramente térmico con generación 100% diesel, dado lo cual no resulta necesario definir planes de respaldo ante problemas de suministro de gas, como si ocurría en los otros tres sistemas de Edelmag. De esta forma, la determinación del Proyecto de Reposición eficiente de este sistema se utiliza el programa Optgen en dos etapas. En una primera etapa se realiza un plan de expansión económico, del cual posteriormente se determinan las unidades candidatas necesarias, que permiten minimizar la inversión, para dar cumplimiento del criterio N-1.

En particular, para que un sistema sea considerado como sistema mediano su capacidad instalada de ser superior a 1.500 kW y dado que la demanda de Puerto Williams al año 2018 llega apenas llega a 1,114 kW, es que la solución de empresa óptima entregada por Optgen, será de una empresa con una capacidad instalada inferior a 1.500 kW para los primeros años, a pesar de la consideración de las unidades adicionales para el cumplimiento del criterio N-1. No obstante, y dado que el sistema de Puerto Williams es un sistema mediano, también lo debe ser la empresa óptima con la cual se realiza el cálculo del CTLP, por lo que se adelanta la entrada en operación de algunas unidades candidatas resultantes del modelo de planificación de manera que la capacidad instalada del sistema sea siempre igual o mayor a los 1.500 kW requeridos.

#### **32.2 Unidades Candidatas**

Para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente se utilizan como candidatas tanto los módulos de generación definidos por el Consultor, como las unidades presentes hoy en la Empresa. De esta manera, el parque inicial eficiente y su futura expansión son determinados por el proceso de optimización donde compiten las unidades existentes con los módulos construidos.

A continuación se muestra las unidades candidatas por sistema (de la Tabla 357 a la Tabla 360). Las características y metodología constructiva de los módulos siguientes son los mismos que se indican en el Anexo 27.

Tabla 357: Unidades Candidatas para el Proyecto de Reposición Eficiente - Punta Arenas

Módulo	Potencia (kW)	Punta Arenas
TGI-1	7.965	Turbina gas industrial
TGI-2	11.430	Turbina gas industrial
TGI-3	15.000	Turbina gas industrial
TGI-4	22.800	Turbina gas industrial
TGHD-1	6.060	Turbina gas heavy duty
TGHD-2	16.300	Turbina gas heavy duty
MGR-3	1.413	Motor gas rápido
MGR-4	2.002	Motor gas rápido
MGR-5	2.679	Motor gas rápido
MGR-6	3.352	Motor gas rápido
MGR-7	4.029	Motor gas rápido
MGL-3	1.175	Motor gas lento
MGL-4	2.600	Motor gas lento
MGL-5	3.480	Motor gas lento
MDR-6	1.472	Motor diesel rápido
MDL-3	1.463	Motor diesel lento
MDL-4	2.218	Motor diesel lento
CCA-1	30.000	Central a carbón
CBI-1	11.000	Central a biomasa
CECN-1	13.200	Proyecto Eólico Cabo Negro (Edelmag)
CEPA-2	12.300	Proyecto Eólica Punta Arenas (Edelmag)
CETP-3	12.300	Proyecto Eólico Tres Puentes (Edelmag)
CEOM-1	2.550	Parque Eólico Cabo Negro (Pecket)
Hitachi	24.000	TG Hitachi
Cater-1	1.460	MD CAT 3516 No 2
Cater-2	1.460	MD CAT 3516 No 3
SolarM100	10.000	TG Solar Mars
Cater-g	2.720	MG Caterpillar
Solar130-1	15.000	TG Solar Titan 15
Solar130-1	15.000	TG Solar Titan 15 (upgrade)
GE-10	10.700	TG GE -10

Tabla 358: Unidades Candidatas para el Proyecto de Reposición Eficiente - Puerto Natales

Módulo	Potencia (kW)	Puerto Natales
MGR-1	625	Motor gas rápido
MGR-2	859	Motor gas rápido
MGR-3	1.413	Motor gas rápido
MGR-4	2.002	Motor gas rápido
MGL-1	540	Motor gas lento
MGL-2	900	Motor gas lento
MGL-3	1.175	Motor gas lento
MGL-4	2.600	Motor gas lento
MDR-3	580	Motor diesel rápido
MDR-4	740	Motor diesel rápido
MDR-5	1.180	Motor diesel rápido
MDR-6	1.472	Motor diesel rápido
MDL-2	1.254	Motor diesel lento
MDL-3	1.463	Motor diesel lento
MDL-4	2.218	Motor diesel lento
CBI-2	3.000	Central a biomasa
CEOPN-1	1.500	Proyecto Eólico Puerto Natales (Edelmag)
MG 3Wauk	1.180	MG Waukesha 9390 No 1
TG 4Sol	800	TG Saturn No 1
TG 5Sol	800	TG Saturn No 2
MD 6Cat	1.500	MD CAT 3516 No 3
MG 8Wauk	1.180	MG Waukesha 9390 No 2
MG 9Jenb	1.420	MG Jenbacher No 1
MD 10Palm	1.360	MD Palmero No 1
MG 11Jenb	1.420	MG Jenbacher No 2
MD3516B	1.400	MD CAT 3516B

Tabla 359: Unidades Candidatas para el Proyecto de Reposición Eficiente - Porvenir

Módulo	Potencia (kW)	Porvenir
MGR-1	625	Motor gas rápido
MGR-2	859	Motor gas rápido
MGR-3	1.413	Motor gas rápido
MGR-4	2.002	Motor gas rápido
MGL-1	540	Motor gas lento
MGL-2	900	Motor gas lento
MGL-3	1.175	Motor gas lento
MGL-4	2.600	Motor gas lento
CEOPO-1	1.500	Proyecto Eólico Porvenir (Edelmag)
MG 7Wauk	1.180	MG Waukesha 9390 No 3
MG 4Wauk	875	MG Waukesha VHP 7042
MG 6Wauk	1.180	Waukesha 9390 No 4
MD Palm	1.360	MD Palmero No 2
MG 10Jenb	1.420	MG Jenbacher No 3
MG 9Cat	900	MD Caterpillar 3516 No 4

Tabla 360: Unidades Candidatas para el Proyecto de Reposición Eficiente - Puerto Williams

Módulo	Potencia (kW)	Puerto Williams
MDR-1	331	Motor diesel rápido
MDR-2	400	Motor diesel rápido
MDR-3	580	Motor diesel rápido
MDR-4	740	Motor diesel rápido
MDL-1	1.045	Motor diesel lento
CEOPW-1	450	Proyecto Eólico Puerto Williams (Edelmag)
MD C3508B	590	MD Caterpillar 3508B
MD C-18	508	MD Caterpillar C-18
MD C-32	800	MD Caterpillar C-32
MD PETBOW	252	MD Petbow

### 32.3 Resultados

Los resultados obtenidos para el Proyecto de Reposición Eficiente en Generación de cada sistema se presentan a continuación.

#### 32.3.1 Punta Arenas

Para el sistema de Punta Arenas se obtiene un proyecto de reposición eficiente compuesto principalmente de turbinas a gas. Además se considera la conversión de dichas turbinas a

turbinas con capacidad dual de combustible de manera de poder entregar suministro frente a un eventual corte de suministro de gas. Adicionalmente, ingresan unidades correspondientes a motores lentos y rápidos los cuales permiten cumplir el Criterio N-1 para cada uno de los años del horizonte de planificación. Las unidades diésel Caterpillar se mantienen en el proyecto de reposición eficiente debido a que son necesarias para entregar los servicios auxiliares para lograr la partida y conexión de la central al sistema.

Si bien las turbinas dualizadas permiten operar tanto con gas natural como diesel, la capacidad máxima de operación con diesel se encuentra limitada a aproximadamente un 90% de la capacidad máxima que cuando opera con gas. De esta forma, se incorporaron unidades diesel que permitiesen cumplir con suficiencia diesel estricta.

En la Tabla 361 se muestra el proyecto de reposición eficiente y las futuras expansiones.

**Tabla 361: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación para el sistema de Punta Arenas**

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2013	Parque Eólico Pecket	Eólico	2.550
	MD Carterpillar No 2	Motor Diesel	1.460
	MD Carterpillar No 3	Motor Diesel	1.460
	TG Solar Titan 15	Turbina Gas	15.000
	TG Solar Titan 15	Turbina Gas	15.000
	TG Solar Titan 15	Turbina Gas	15.000
	MGL-5	Motor Gas	3.480
	MGL-5	Motor Gas	3.480
	MGL-5	Motor Gas	3.480
	MGR-4	Motor Gas	2.002
	MDL-3	Motor Diesel	1.463
	MDL-3	Motor Diesel	1.463
2014	MDL-3	Motor Diesel	1.463
2017	MDL-3	Motor Diesel	1.463
2019	MDL-3	Motor Diesel	1.463
2021	MDL-3	Motor Diesel	1.463
2022	MGR-3	Motor Gas	1.413
2023	MDL-3	Motor Diesel	1.463
2024	MGR-4	Motor Gas	2.002
2026	MDL-3	Motor Diesel	1.463

Dado que se tuvo que incorporar unidades diesel al plan de reposición eficiente final para cumplir con la condición de suficiencia diesel de forma estricta, se procedió a realizar una nueva comparación de los costos de inversión y operación si, en vez de instalar motores a gas y diesel, se instala una cuarta turbina que opere de forma dual. De esta forma se verificó que se recogieran todas las eficiencias asociadas a la operación dual de las turbinas. Adicionalmente, se tomó en consideración los costos asociados a infraestructura de las máquinas que operan a gas natural las cuales deben encontrarse al interior de una

edificación para su correcta operación, no así las turbinas y motores diesel los cuales pueden instalarse en el exterior. Esto se debe porque las turbinas dadas su grandes dimensiones constructivas deben ser instaladas en el patio de la central, y los motores diesel pueden ser contenerizados permitiendo también su instalación en el exterior (ver punto 6.3.1).

Del análisis efectuado, se determinó que el plan de reposición eficiente mediante la incorporación de una cuarta turbina dual tiene un costo total en valor presente menor a al plan de reposición eficiente con motores gas y diesel adicionales (Tabla 362). Finalmente, el ingreso de unidades diesel hacia finales del horizonte de planificación permiten asegurar el cumplimiento del Criterio N-1.

En la Tabla 363 se presenta el proyecto de reposición eficiente final para el sistema de Punta Arenas.

**Tabla 362: Comparación del valor presente de los costos de inversión y operación de proyectos de reposición eficiente en Punta Arenas**

Item (MUS\$)	4 Turbinas + Motores Diesel (MUS\$)	3 Turbinas + Motores Gas y Diesel (MUS\$)
Costo Inversión	48.080	49.890
Costo Operación	102.020	100.180
Infraestructura		90
Costo Total	150.100	150.160

**Tabla 363: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación final para el sistema de Punta Arenas**

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2013	Parque Eólico Pecket	Eólico	2.550
	MD Carterpillar No 2	Motor Diesel	1.460
	MD Carterpillar No 3	Motor Diesel	1.460
	TG Solar Titan 15	Turbina Gas	15.000
	TG Solar Titan 15	Turbina Gas	15.000
	TG Solar Titan 15	Turbina Gas	15.000
	TG Solar Titan 15	Turbina Gas	15.000
2017	MDL-4	Motor Diesel	2.218
2020	MDL-4	Motor Diesel	2.218
2024	MDL-4	Motor Diesel	2.218
2027	MDL-3	Motor Diesel	1.463

En la Figura 175 se muestra la evolución de la capacidad instalada por tecnología contrastada contra la demanda máxima del sistema durante el horizonte del estudio.

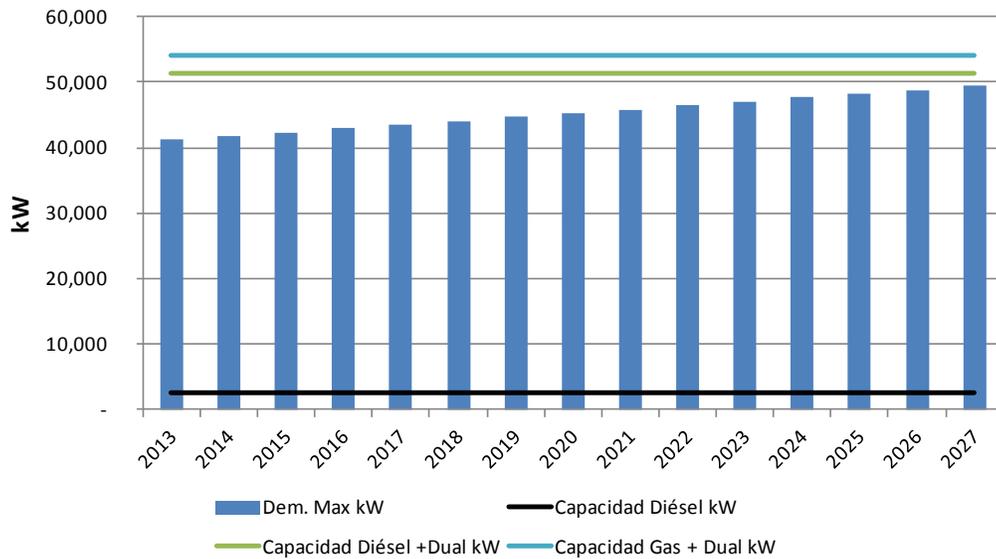


Figura 175: Demanda máxima vs Capacidad Instalada\* por tecnología en el sistema de Punta Arenas (\*Descontando margen de reserva de un 10%)

En la Figura 176 se puede apreciar que el Proyecto de Reposición Eficiente resultante cumple con el criterio de seguridad N-1. Las unidades diésel que ingresan al final del periodo tarifario permiten dar cumplimiento a suficiencia diesel estricta y, adicionalmente, al criterio de seguridad. Sin embargo, estas unidades no son despachadas por lo que su inclusión, en desmedro a unidades a gas, se debe a su bajo costo de inversión.

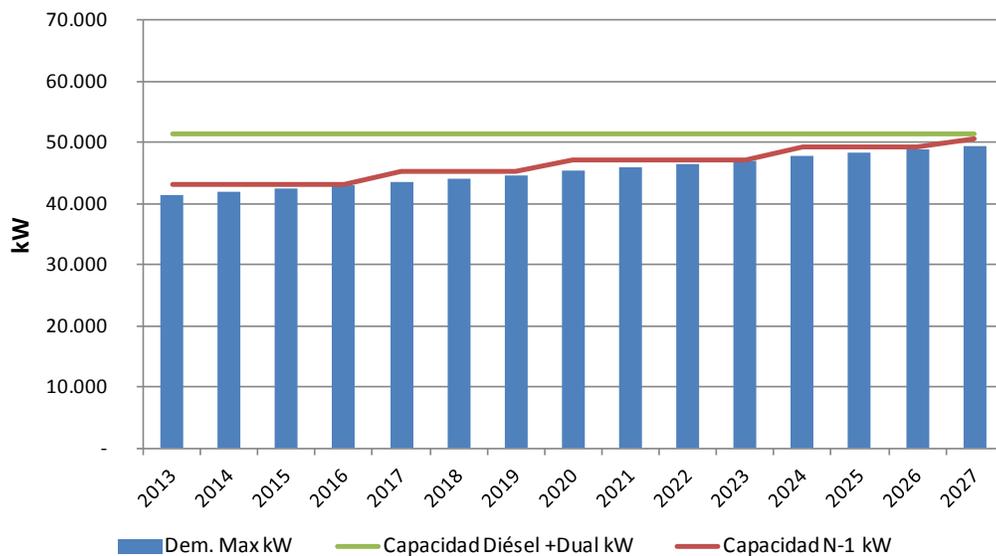
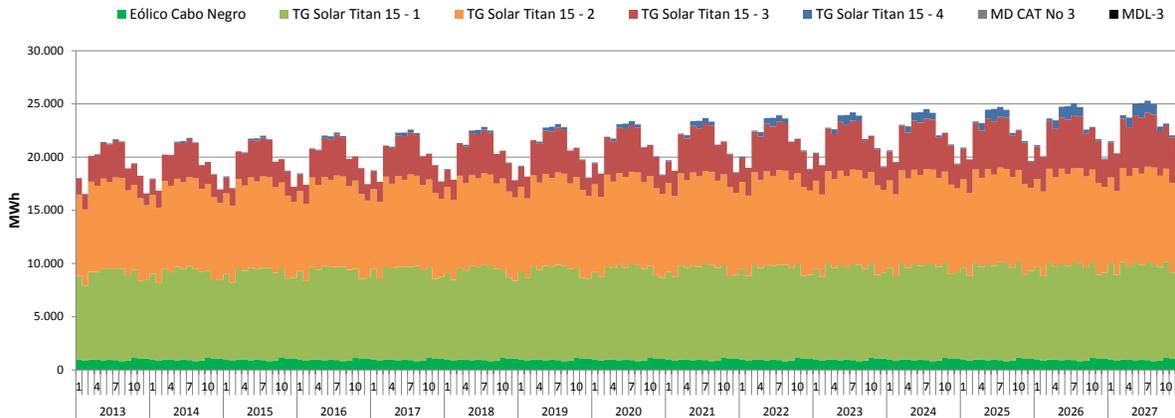


Figura 176: Demanda máxima vs Capacidad Instalada N-1\* y suficiencia diesel\* (\*Descontando margen de reserva de un 10%)

La Figura 177 muestra el despacho de energía mensual de las unidades obtenido del modelo de despacho horario, donde, debido al ordenamiento según costos variables, es posible observar las unidades que operan en base y las que operan en punta en los distintos periodos del horizonte de planificación.



**Figura 177: Despacho horario de energía del sistema de Punta Arenas (agregado mensualmente en gráfico)**

### 32.3.2 Puerto Natales

En Puerto Natales se obtuvo como resultado de la optimización del parque diésel suficiente, el ingreso de unidades Palmero a partir del año inicial. La asignación de las unidades diesel para los sistemas de Puerto Natales y Porvenir se realizó a razón de la demanda máxima de cada sistema. El resto de las unidades y la futura expansión de la empresa eficiente se realizan en base a motores a gases lentos y rápidos.

En la Tabla 364 se presentan las unidades resultantes del plan diesel conjunto para el sistema de Puerto Natales y Porvenir.

**Tabla 364: Plan de Reposición Eficiente expansión diesel para sistemas de Puerto Natales y Porvenir**

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)	Sistema Asignado
2013	MD Palmero	Motor Diesel	1.360	Puerto Natales
	MD Palmero	Motor Diesel	1.360	Puerto Natales
	MD Palmero	Motor Diesel	1.360	Porvenir
	MD Palmero	Motor Diesel	1.360	Porvenir
	MD Palmero	Motor Diesel	1.360	Porvenir
2015	MD Palmero	Motor Diesel	1.360	Puerto Natales
2018	MDR-4	Motor Diesel	740	Porvenir
2019	MDR-4	Motor Diesel	740	Puerto Natales
2026	MDR-3	Motor Diesel	580	Porvenir

Cabe destacar que en el proyecto de reposición eficiente resultante de las simulaciones se determinó el ingreso de un motor gas lento de 2,6 MW (MGL-4) en el año 2013 como se presenta en la Tabla 365. Del análisis efectuado en Estudio Técnico de la factibilidad de conexión y estabilidad del sistema de Puerto Natales, se observó que el ingreso de la unidad MGL-4 pondría en riesgo la seguridad del suministro del sistema. Por lo tanto, se procedió a realizar una nueva simulación donde se limitaron las capacidades de las unidades candidatas de manera de asegurar que el plan resultante permitiese cumplir con la Norma Técnica. En la Tabla 366 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente final para el sistema de Puerto Natales.

**Tabla 365: Unidad MGL-4 resultante del Proyecto Reposición Eficiente que no cumple con la Norma Técnica**

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2013	MGL-4	Motor Gas	2.600

Tabla 366: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación final para el sistema de Puerto Natales

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2013	MGR-4	Motor Gas	2.002
	MGR-4	Motor Gas	2.002
	MGR-4	Motor Gas	2.002
	MD Palmero	Motor Diesel	1.360
	MD Palmero	Motor Diesel	1.360
2015	MD Palmero	Motor Diesel	1.360
2017	MGR-3	Motor Gas	1.413
2019	MDR-4	Motor Diesel	740
2021	MGR-3	Motor Gas	1.413
2022	MDR-4	Motor Diesel	740

En la Figura 178 se muestra la evolución de la capacidad instalada por tecnología contrastada contra la demanda máxima del sistema durante el horizonte del estudio.

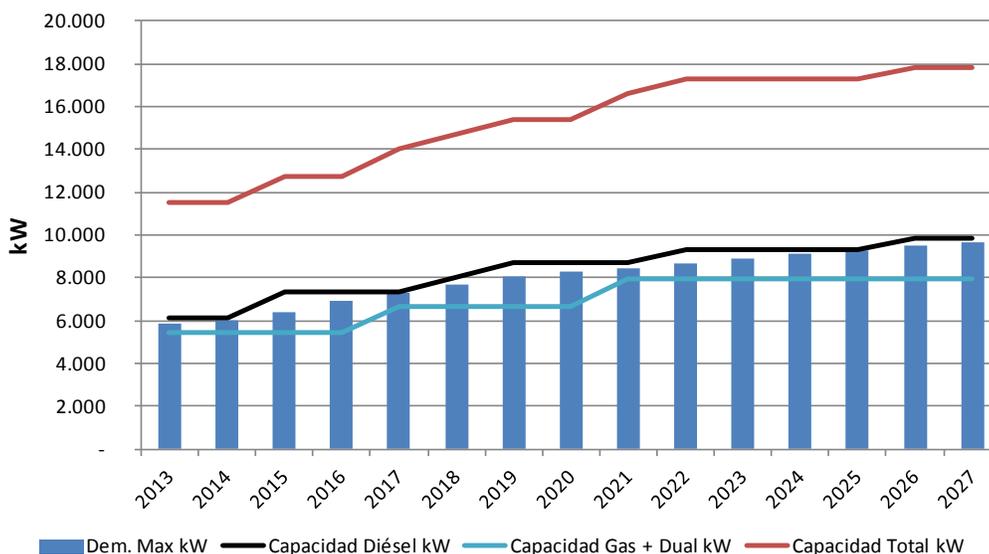


Figura 178: Demanda máxima vs Capacidad Instalada\* por tecnología en el sistema de Puerto Natales (\*Descontando margen de reserva de un 10%)

En la Figura 179 se puede apreciar que el Proyecto de Reposición Eficiente resultante cumpliría la suficiencia diésel estricta y criterio de seguridad N-1 para todo el período de estudio.

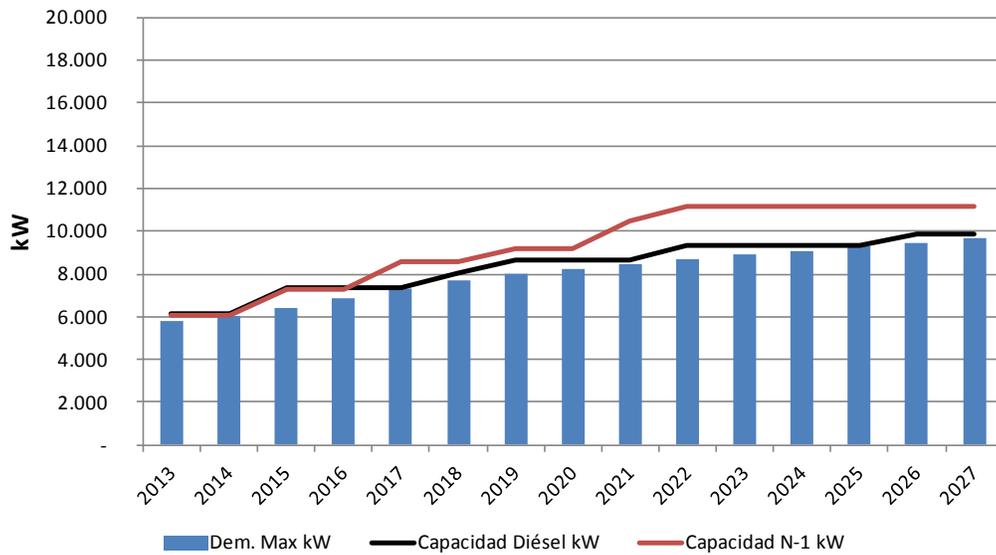


Figura 179: Demanda máxima vs Capacidad Instalada N-1\* y suficiencia diesel\*\* en el sistema de Puerto Natales (\*Descontando margen de reserva de un 10% y sin considerar unidades diesel móviles de Porvenir; \*\*Descontando margen de reserva de un 10%)

La Figura 180 muestra el despacho de energía mensual de las unidades obtenido del modelo de despacho horario, donde, debido al ordenamiento según costos variables, es posible observar las unidades que operan en base y las que operan en punta en los distintos periodos del horizonte de planificación.

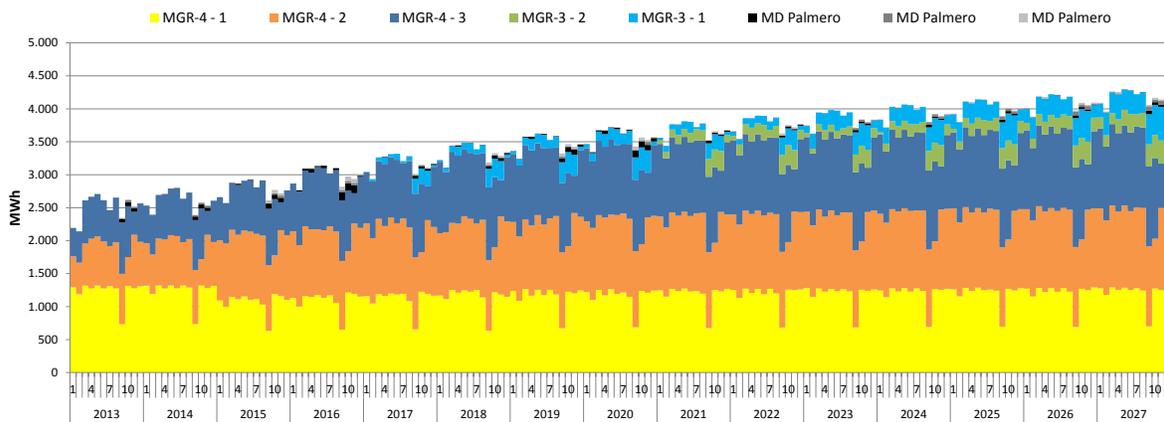


Figura 180: Despacho horario de energía del sistema de Puerto Natales (agregado mensualmente en gráfico)

### 32.3.3 Porvenir

En este sistema también se obtuvo que es óptimo incluir la unidad Palmero en un proyecto de reposición eficiente, cuyo plan de expansión diesel resultante se determinó a partir del análisis en conjunto de la suficiencia diesel para los sistemas de Puerto Natales y Porvenir. En este sentido, se mantuvieron las fechas de entrada de las unidades diesel entrantes para mantener consistencia con lo resultante del plan diesel para ambos sistemas en conjunto, por lo que es posible observar cierta holgura en la fecha de entrada de estas unidades para este Sistema.

Cabe destacar que en el proyecto de reposición eficiente resultante de las simulaciones se determinó el ingreso de dos motores gas rápidos de 2,002 MW (MGR-4) en el año 2013 como se presenta en la Tabla 367. Del análisis efectuado en el Estudio Técnico de la factibilidad de conexión y estabilidad del sistema de Puerto Natales, se observó que el ingreso de las unidades MGR-4 pondrían en riesgo la seguridad del suministro del sistema. Por lo tanto, se procedió a realizar una nueva simulación donde se limitaron las capacidades de las unidades candidatas de manera de asegurar que el plan resultante permitiese cumplir con la Norma Técnica.

**Tabla 367: Unidades MGR-4 resultantes del Proyecto Reposición Eficiente que no cumplen con la Norma Técnica**

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2013	MGR-4	Motor Gas	2.002
	MGR-4	Motor Gas	2.002

En la Tabla 368 se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente final para el sistema de Porvenir. El proyecto de reposición y su futura expansión se realiza en base a motores a gas rápidos y unidades diésel móviles de respaldo.

**Tabla 368: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación final para el sistema de Porvenir**

Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2013	MGR-3	Motor Gas	1.413
	MGR-3	Motor Gas	1.413
	MGR-3	Motor Gas	1.413
	MD Palmero	Motor Diesel	1.360
	MD Palmero	Motor Diesel	1.360
	MD Palmero	Motor Diesel	1.360
2018	MGR-3	Motor Gas	1.413
2018	MDR-4	Motor Diesel	740
2026	MGR-1	Motor Gas	625
2026	MDR-3	Motor Diesel	580

En la Figura 181 se muestra la evolución de la capacidad instalada por tecnología contrastada contra la demanda máxima del sistema durante el horizonte del estudio.

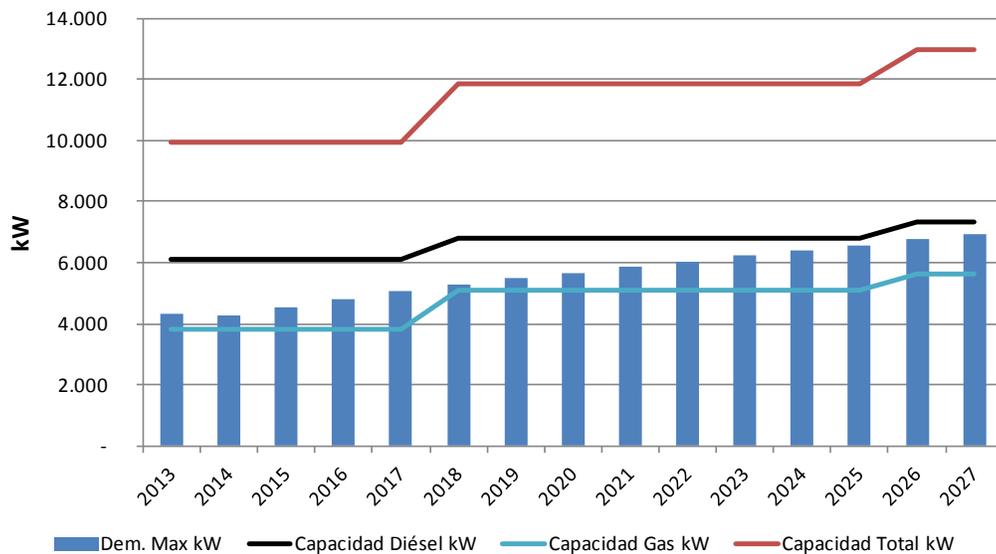


Figura 181: Demanda máxima vs Capacidad Instalada\* por tecnología en el sistema de Porvenir (\*Descontando margen de reserva de un 10%)

En la Figura 182 se puede apreciar que el Proyecto de Reposición Eficiente resultante cumpliría suficiencia diesel estricta y el criterio de seguridad N-1 estricto.

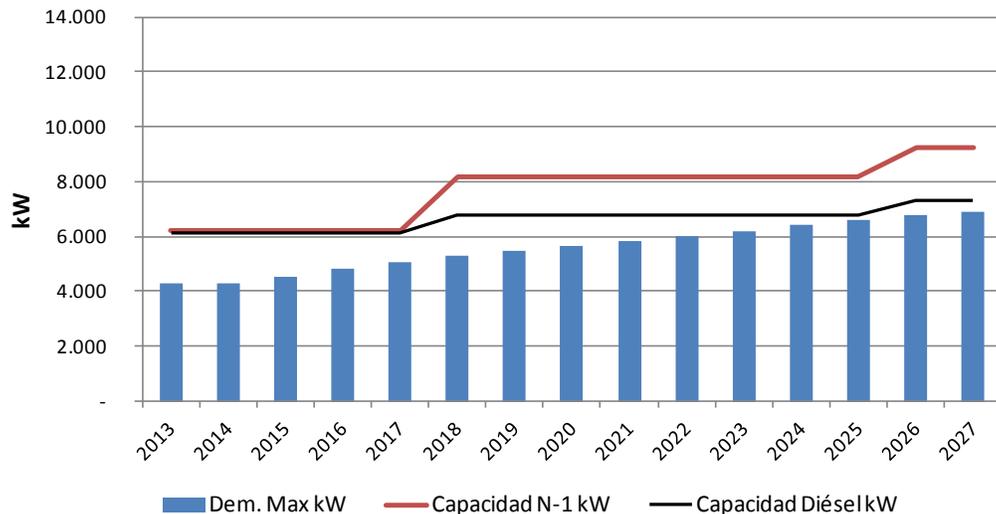


Figura 182: Demanda máxima vs Capacidad Instalada N-1\* y suficiencia diesel\* en el sistema de Porvenir (\*Descontando margen de reserva de un 10% y sin considerar unidades diesel móviles de Puerto Natales; \*\*Descontando margen de reserva de un 10%)

La Figura 183 muestra el despacho de energía mensual de las unidades obtenido del modelo de despacho horario, donde, debido al ordenamiento según costos variables, es posible observar las unidades que operan en base y las que operan en punta en los distintos periodos del horizonte de planificación.

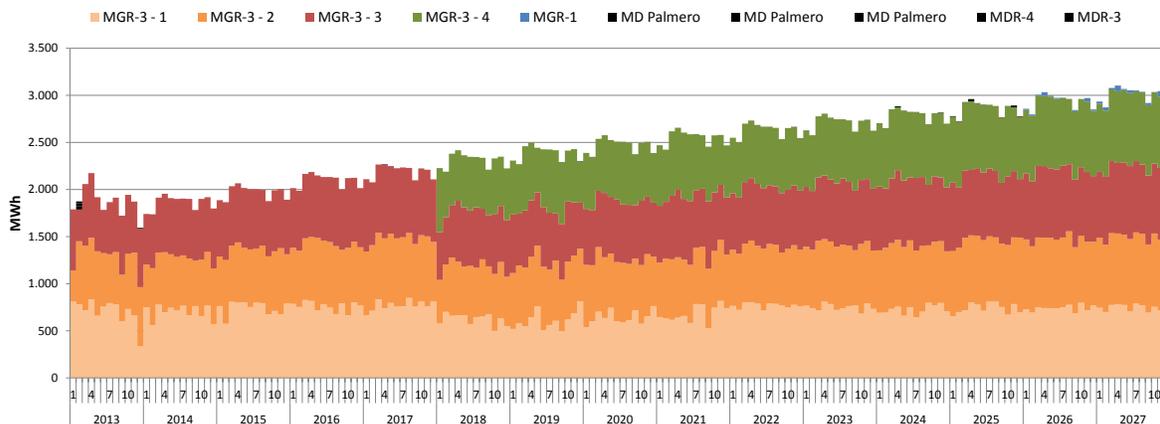


Figura 183: Despacho horario de energía del sistema de Porvenir (agregado mensualmente en gráfico)

### 32.3.4 Puerto Williams

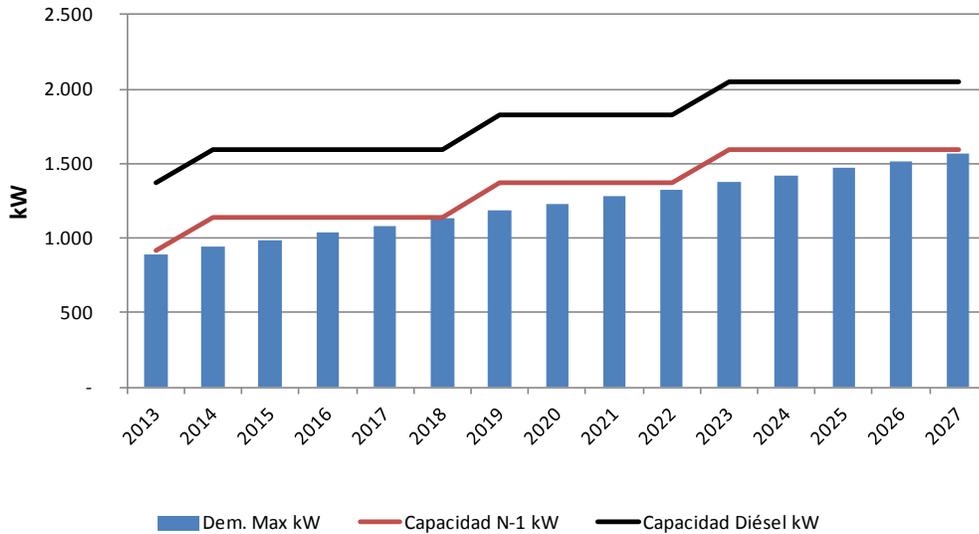
El proyecto de reposición eficiente entregado por Optgen para el sistema de Puerto Williams se muestra en la Tabla 369, el cual está compuesto por las unidades existentes Caterpillar C-18 y Petbow.

De forma similar a lo realizado en los sistemas de Puerto Natales y Porvenir, se tuvo que limitar la capacidad de las unidades candidatas para este sistema de manera de asegurar el cumplimiento de la Norma Técnica durante el horizonte de planificación. De esta forma no se consideró como candidatas a las unidades Caterpillar C-32 (800 kW), MDL-1 (1.045 kW) y MDR-4 (740 kW).

Tabla 369: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación para el sistema de Puerto Williams

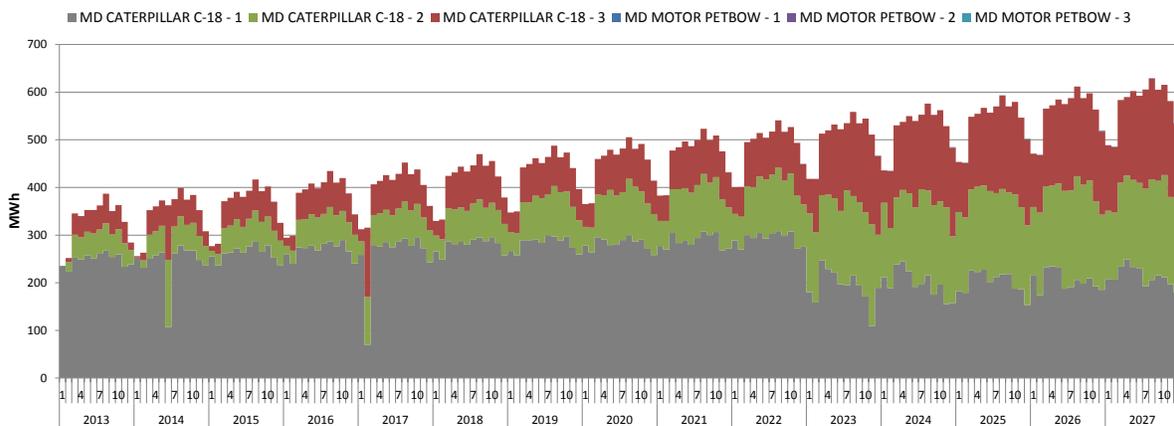
Fecha de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
2013	MD C-18	Motor diesel	508
	MD C-18	Motor diesel	508
	MD C-18	Motor diesel	508
2014	MD PETBOW	Motor diesel	252
2019	MD PETBOW	Motor diesel	252
2023	MD PETBOW	Motor diesel	252

En la Figura 184 se muestra la evolución de la demanda contrastada con la capacidad instalada en el sistema. Como se puede observar, producto de exigir que el proyecto de reposición eficiente sea un sistema mediano, este cumple con el criterio de seguridad N-1 en generación para todo el periodo.



**Figura 184: Demanda máxima vs Capacidad Instalada N-1\* y suficiencia diésel\* en el sistema de Porvenir (\*Descontando margen de reserva de un 10%)**

La Figura 185 muestra el despacho de energía mensual de las unidades obtenido del modelo de despacho, donde, debido al ordenamiento según costos variables, es posible observar las unidades que operan en base y las que operan en punta en los distintos periodos del horizonte de planificación.



**Figura 185: Despacho horario de energía del sistema de Puerto Williams (agregado mensualmente en gráfico)**

### 32.4 Valorización unidades resultantes del Proyecto de Reposición Eficiente

Tabla 370: Valorización unidades resultantes del Proyecto Reposición Eficiente del sistema de Punta Arenas

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Motanje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
-	Parque Eólico Pecket	2.550														4.524.040
-	MD Carterpillar No 2	1.460	569.590	20.467	8.187	598.244	491	26.473	68.157	30.076	8.120	19.353	133.548	884.463	4,3%	922.550
-	MD Carterpillar No 3	1.460	569.590	20.467	8.187	598.244	491	26.473	68.157	30.076	8.120	19.353	133.548	884.463	4,3%	922.550
-	TG Solar Titan 15	15.000	7.529.940	270.577	108.231	7.908.749	6.496	349.976	901.037	397.599	107.350	255.849	1.765.490	11.692.545	4,3%	12.196.053
-	TG Solar Titan 15	15.000	7.529.940	270.577	108.231	7.908.749	6.496	349.976	901.037	397.599	107.350	255.849	1.765.490	11.692.545	4,3%	12.196.053
-	TG Solar Titan 15	15.000	7.529.940	270.577	108.231	7.908.749	6.496	349.976	901.037	397.599	107.350	255.849	1.765.490	11.692.545	4,3%	12.196.053
-	MDL-4	2.218	635.042	22.819	9.128	666.989	548	29.515	75.990	33.532	9.053	21.577	148.894	986.098	4,3%	1.028.562
-	MDL-4	2.218	635.042	22.819	9.128	666.989	548	29.515	75.990	33.532	9.053	21.577	148.894	986.098	4,3%	1.028.562
-	MDL-4	2.218	635.042	22.819	9.128	666.989	548	29.515	75.990	33.532	9.053	21.577	148.894	986.098	4,3%	1.028.562
-	MDL-3	1.463	496.360	17.836	7.134	521.330	428	23.070	59.395	26.209	7.076	16.865	116.378	770.751	4,3%	803.942

Tabla 371: Valorización unidades resultantes del Proyecto Reposición Eficiente del sistema de Puerto Natales

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Motanje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
-	MGR-4	2.002	964.357	34.653	13.861	1.012.871	15.710	59.118	170.638	119.206	27.628	39.469	251.086	1.695.726	4,3%	1.767.960
-	MGR-4	2.002	964.357	34.653	13.861	1.012.871	15.710	59.118	170.638	119.206	27.628	39.469	251.086	1.695.726	4,3%	1.767.960
-	MGR-4	2.002	964.357	34.653	13.861	1.012.871	15.710	59.118	170.638	119.206	27.628	39.469	251.086	1.695.726	4,3%	1.767.960
-	MD Palmero	1.360	347.082	12.472	4.989	364.542	5.654	21.277	61.414	42.903	9.944	14.205	90.368	610.308	4,3%	636.306
-	MD Palmero	1.360	347.082	12.472	4.989	364.542	5.654	21.277	61.414	42.903	9.944	14.205	90.368	610.308	4,3%	636.306
-	MD Palmero	1.360	347.082	12.472	4.989	364.542	5.654	21.277	61.414	42.903	9.944	14.205	90.368	610.308	4,3%	636.306
-	MGR-3	1.413	680.638	24.458	9.783	714.879	11.088	41.725	120.435	84.135	19.500	27.857	177.215	1.196.833	4,3%	1.247.816
-	MDR-4	740	201.672	7.247	2.899	211.818	3.285	12.363	35.685	24.929	5.778	8.254	52.509	354.620	4,3%	369.726
-	MGR-3	1.413	680.638	24.458	9.783	714.879	11.088	41.725	120.435	84.135	19.500	27.857	177.215	1.196.833	4,3%	1.247.816
-	MDR-4	740	201.672	7.247	2.899	211.818	3.285	12.363	35.685	24.929	5.778	8.254	52.509	354.620	4,3%	369.726

Tabla 372: Valorización unidades resultantes del Proyecto Reposición Eficiente del sistema de Porvenir

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Motanje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
-	MGR-3	1.413	680.638	24.458	9.783	714.879	12.346	53.869	121.239	101.168	21.241	27.857	185.722	1.238.320	4,3%	1.290.988
-	MGR-3	1.413	680.638	24.458	9.783	714.879	12.346	53.869	121.239	101.168	21.241	27.857	185.722	1.238.320	4,3%	1.290.988
-	MGR-3	1.413	680.638	24.458	9.783	714.879	12.346	53.869	121.239	101.168	21.241	27.857	185.722	1.238.320	4,3%	1.290.988
-	MD Palmero	1.360	334.259	12.011	4.804	351.075	6.063	26.455	59.540	49.683	10.431	13.680	91.208	608.135	4,3%	634.000
-	MD Palmero	1.360	334.259	12.011	4.804	351.075	6.063	26.455	59.540	49.683	10.431	13.680	91.208	608.135	4,3%	634.000
-	MD Palmero	1.360	334.259	12.011	4.804	351.075	6.063	26.455	59.540	49.683	10.431	13.680	91.208	608.135	4,3%	634.000
-	MGR-3	1.413	680.638	24.458	9.783	714.879	12.346	53.869	121.239	101.168	21.241	27.857	185.722	1.238.320	4,3%	1.290.988
-	MDR-4	740	201.672	7.247	2.899	211.818	3.658	15.961	35.923	29.976	6.294	8.254	55.029	366.913	4,3%	382.518
-	MGR-1	625	399.528	14.356	5.743	419.627	7.247	31.620	71.166	59.385	12.468	16.352	109.017	726.882	4,3%	757.797
-	MDR-3	580	158.067	5.680	2.272	166.019	2.867	12.510	28.156	23.495	4.933	6.469	43.131	287.580	4,3%	299.811

Tabla 373: Valorización unidades resultantes del Proyecto Reposición Eficiente del sistema de Puerto Williams

Marca	Unidad	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Motanje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL
-	MD C-18	508	62.301	2.239	895	65.435	7.817	5.667	27.633	22.488	3.202	3.794	23.626	159.661	4,1%	166.268
-	MD C-18	508	62.301	2.239	895	65.435	7.817	5.667	27.633	22.488	3.202	3.794	23.626	159.661	4,1%	166.268
-	MD C-18	508	62.301	2.239	895	65.435	7.817	5.667	27.633	22.488	3.202	3.794	23.626	159.661	4,1%	166.268
-	MD PETBOW	252	35.276	1.268	507	37.050	4.426	3.209	15.646	12.733	1.813	2.148	13.377	90.403	4,1%	94.144
-	MD PETBOW	252	35.276	1.268	507	37.050	4.426	3.209	15.646	12.733	1.813	2.148	13.377	90.403	4,1%	94.144
-	MD PETBOW	252	35.276	1.268	507	37.050	4.426	3.209	15.646	12.733	1.813	2.148	13.377	90.403	4,1%	94.144

## 33 ANEXO: PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN TRANSMISIÓN

En este anexo se presenta el análisis realizado para definir las características del sistema de transmisión asociado al proyecto de reposición eficiente de transmisión para los sistemas medianos de Edelmag.

Es del caso indicar que sólo para el caso de Punta Arenas se efectúa un análisis de diseño de redes de transmisión considerando que los sistemas de Porvenir, Puerto Natales y Puerto Williams no cuentan con un sistema de transmisión propiamente tal, sino solo un conjunto de generadores conectados directamente a distribución. Por tanto en estos últimos casos el proyecto de reposición eficiente se limita a identificar y contabilizar los equipos de subestación que son requeridos interconectar la generación con las redes de distribución en el periodo de planificación.

Considerando lo anterior el presente anexo se centra particularmente en el análisis y justificación de las características propuestas para el proyecto de reposición eficiente del sistema de transmisión de SM Punta Arenas.

### 33.1 Metodología

Para determinar el proyecto de reposición eficiente, se define bajo criterios técnicos y económicos el dimensionamiento de instalaciones de transmisión que permitan la interconexión entre las instalaciones de generación propuestas y las redes de distribución. Lo anterior dando cumplimiento a los requerimientos técnicos establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS para SSMM).

Para el caso del SM Punta Arenas se ha considerado como condición base la definición de un sistema de transmisión de dimensiones y características similares a las existentes. Esto es un sistema de transmisión compuesto por una línea de 66 kV entre Tres Puentes y Punta Arenas y las respectivas subestaciones transformadoras en cada extremo.

Para dimensionar las características de estas instalaciones se ha considerado las exigencias de demanda y generación previstas para el periodo de planificación en el sistema mediano de Punta Arenas de acuerdo a lo indicado en las secciones 3 y 4. En base a lo anterior y las características de equipamiento existente y propuesto para el proyecto de reposición eficiente se efectuó una representación del sistema eléctrico de generación y transmisión del SM Punta Arenas en el programa Power Factory DlgSILENT.

Luego sobre dicha representación se modeló la operación esperada en escenarios de máxima demanda anual en base a la cual se validó desde el punto de vista técnico las instalaciones propuestas fuesen suficientes para efectuar suministro de la demanda y garantizar el cumplimiento de la NT en el periodo de planificación.

Finalmente, y como un análisis adicional, se estudió desde el punto de vista económico se es recomendable la incorporación de una segunda línea entre SSEE Tres Puentes y Punta Arenas entendiéndose que un proyecto de este tipo podría ser económicamente más eficiente que definir una sola línea de transmisión y asumir los mayores costos de energía no suministrada y pérdidas eléctricas.

### 33.2 Subestaciones

Las subestaciones del sistema de Edelmag se optimizaron considerando el Proyecto de Reposición Eficiente de Generación, las celdas existentes y la topología informada por Edelmag.

De acuerdo a esto, se identificó la cantidad suficiente de elementos que permite el transporte de energía desde las unidades generadoras hasta los puntos de consumo. Luego, el detalle de los equipos incluidos en el Proyecto de Reposición Eficiente se describen a continuación.

#### 33.2.1 Punta Arenas

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US\$)	Valor de inversión (US\$)
2013	1	Patio de alimentadores PA y TP	863.707	863.707
2013	2	Línea 66 kV PA - TP	1.814.028	3.628.056
2013	2	Sevidumbres líneas 66 kV	39.562	79.123
2013	2	Transformador de poder 66/13,2 kV PA	459.877	919.754
2013	2	Transformador de poder 66/13,2 kV TP	483.017	966.034
2013	2	Interruptor de poder, 72,5 kV, 1.250 A, SF6	54.760	109.520
2013	2	Transformadores de potencial 72,5 kV	4.465	8.930
2013	2	Transformadores de corriente, 72,5 kV	4.961	9.922
2013	2	Desconectador tripolar, 1.200 A	11.551	23.102
2013	2	Transformador de potencial 13,2 kV	2.189	4.378
2013	1	Patio GIS 66 kV PA	2.969.954	2.969.954
2013	1	Transformador de poder 20 MVA 11,5/13,2 Kv	219.143	219.143
2013	1	Desconectador cuchilla 600 A	332	332
2013	1	Desconectador manual	5.977	5.977
2013	30	Aislador disco y espiga	25	736
2013	2	Celda 15kV 2500A	551.258	1.102.515
2013	2	Transformador 13,2/0,4 kV, 150 KVA	5.977	11.953
2013	3	Desconectador fusible	2.012	6.035
2013	9	Transformador de corriente 2x150/5 A	1.164	10.472
2013	3	Pararrayo 15kV	115	346
2013	186	Aislador disco y espiga	25	4.563
2013	3	Pararrayo 72,5 kV	903	2.709
2013	1	Celda 15kV 2500 A	1.024.624	1.024.624
2017	1	Celda 15kV 2500A	551.258	551.258

En el año 2017 se agrega una celda extra para permitir la evacuación de las unidades diesel que se instalarán desde ese año.

### 33.2.2 Puerto Natales

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US\$)	Valor de inversión (US\$)
2013	1	Patio de alimentadores	341.236	341.236
2013	3	Transformador de potencial 13,2 kV	2.205	6.614
2013	3	Pararrayos 15 kV	113	340
2013	1	Transformador 100 kVA, 13,2/0,4-0,23 kV	4.280	4.280
2013	1	Transformador 75 kVA, 13,2/0,4 kV	3.611	3.611
2013	186	Aisladores Disco-Espiga	24	4.478
2013	1	Desconectador Cuchilla Trifásico 630 A	11.633	11.633
2013	21	Desconectador Cuchilla 400 A	334	7.022
2013	188	Aisladores Disco-Espiga	24	4.526
2013	15	Desconectador fusible	2.026	30.391

En el sistema de Puerto Natales se han mantenido las instalaciones existentes ya que son suficientes y permiten la evacuación de la potencia de las unidades generadoras previstas en el Proyecto de Reposición Eficiente de Generación.

### 33.2.3 Porvenir

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US\$)	Valor de inversión (US\$)
2013	1	Patio de alimentadores	206.838	206.838
2013	2	Transformador 50 kVA	2.970	5.939
2013	39	Desconectador fusible	2.045	79.745
2013	6	Pararrayo 15 kV	114	686
2013	66	Aislador disco-espiga	24	1.604

En el sistema de Porvenir se han mantenido las instalaciones existentes ya que son suficientes y permiten la evacuación de la potencia de las unidades generadoras previstas en el Proyecto de Reposición Eficiente de Generación.

### 33.2.4 Puerto Williams

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Cargo Unitario (US\$)	Valor de inversión (US\$)
2013	1	Patio de alimentadores	133.659	133.659
2013	1	Transformador 45 kVa	3.219	3.219
2013	3	Transformador de potencial 13,2 kV	2.411	7.234
2013	6	Desconectador cuchilla	366	2.194
2013	15	Desconectador fusible	2.216	33.242
2013	75	Aisladores disco - espiga	26	1.975

En el sistema de Puerto Williams se han mantenido las instalaciones existentes ya que son suficientes y permiten la evacuación de la potencia de las unidades generadoras previstas en el Proyecto de Reposición Eficiente de Generación.

## 33.3 Análisis técnico de transformadores y líneas en el SM de Punta Arenas

En esta sección se calcula el nivel de carga de los tramos serie del STPA para cada año del horizonte de planificación con el fin de identificar si las instalaciones propuestas son suficientes para suministrar la demanda.

### 33.3.1 Supuestos

Para efectos de identificar la máxima exigencia de capacidad de transmisión a la que estará sometida el sistema en el periodo de planificación se han considerado los siguientes supuestos para definir los escenarios de evaluación:

- El total de la generación será despachada desde la zona de Tres Puentes dado que no existe generación en la zona de la barra de Punta Arenas.
- Utilización de los escenarios de demanda máxima proyectados para cada año en el Capítulo 3.
- El precio de la energía utilizada para evaluar el costo de las pérdidas es igual al último precio de nudo publicado para el sistema mediano de Punta Arenas de 39,894 CLP/kWh (83,6 USD/MWh).
- La tasa de descuento utilizada es de un 10%.

### 33.3.2 Características técnicas de las instalaciones de transmisión

Se presentan a continuación los parámetros eléctricos de las instalaciones de transmisión consideradas en el sistema de Punta Arenas.

#### 33.3.2.1 Línea de Transmisión

En la Tabla 313 se presentan los parámetros eléctricos de la línea Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV del sistema de Punta Arenas. Es del caso indicar que los parámetros utilizados son equivalentes a los definidos en el "Estudio Conceptual Línea 66 kV" realizado por la empresa de ingeniería Dessau para EDELMAG con fecha 04 de junio de 2012, y en el cual se especifica las características técnicas recomendadas para una nueva línea entre SSEE Tres Puentes y Punta Arenas.

**Tabla 374: Parámetros Eléctricos de línea Tres Puentes – Punta Arenas**

Parámetro	Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV	Unidad
Tensión Nominal	66	kV
Conductor	AAAC Canton	-
Largo	8.5	km
Resistencia	0.168	ohm/km

#### 33.3.2.2 Transformadores

En la Tabla 314 se presentan los parámetros eléctricos de los transformadores propuestos en el sistema de Punta Arenas.

Tabla 375: Parámetros Eléctricos de los transformadores del sistema de Punta Arenas

Parámetro	Transformador		Unidad
	Tres Puentes	Punta Arenas	
Potencia Nominal	33	33	MVA
Tensión Nominal Primaria	69	69	kV
Tensión Nominal Secundaria	12	13.8	kV
Impedancia	16.5	16.7	%
Cambiador de Taps	En Vacío	Bajo Carga	-
Rango Taps	1 a 6	-8 a 8	-
Tap Nominal	4	0	-
Tensión Adicional por Tap	2.5	1.25	%
Relación X/R	25	25	-
Grupo Conexión	YNd1	Dyn1	-

### 33.3.3 Resultados del análisis técnico

Para cada año en el horizonte de planificación, se muestra en la Tabla 315 el nivel de carga de los tramos serie del STPA.

Tabla 376: Utilización de instalaciones de transmisión para cada año del periodo de planificación

Tipo	Nombre Elemento	Capacidad Nominal [MVA]	Nivel de carga [%] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
			2015	2016	2017	2018
Línea	Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV	41	73	75	76	78
Transformadores	Tres Puentes 11,5/66 kV	33	99	101	103	105
	Punta Arenas 13,2/66 kV	33	96	98	100	102

Como se muestra en la tabla anterior, para el periodo 2013 - 2027, los transformadores de la barra Tres Puentes y Punta Arenas ven sobrepasada su capacidad para el escenario de mayor demanda del STPA desde el 2016. Por lo tanto, es necesario desde el 2016 poner en servicios nuevos transformadores en ambas barras. A modo de simplificación, se muestra a continuación el análisis de suficiencia dado que entró en servicio estos transformadores.

Tabla 377: Utilización de instalaciones de transmisión para cada año del periodo de planificación luego de la entrada en servicio de los transformadores en barra Tres Puentes y Punta Arenas el año 2016.

Tipo	Nombre Elemento	Capacidad Nominal [MVA]	Nivel de carga [%] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
			2015	2016	2017	2018
Línea	Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV	41	73	67	68	69
Transformadores	Tres Puentes 11,5/66 kV 1	33	99	45	46	46
	Tres Puentes 11,5/66 kV 2	33	-	45	46	46
	Punta Arenas 13,2/66 kV 1	33	96	44	45	45
	Punta Arenas 13,2/66 kV 2	33	-	44	45	45

Luego, técnicamente hablando se verifica el cumplimiento de la NTSyCS para SSMM y se observa como adecuado dimensionamiento de capacidad de la línea y transformadores indicados en la Tabla 374, Tabla 375 y Tabla 377.

### 33.4 Análisis de proyecto de nuevo enlace Tres Puentes - Punta Arenas

Dado que el nivel de carga de los tramos serie para el último año en el horizonte de tarificación sólo llega a un máximo de 69% para la línea Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV, se evaluará si la inversión asociada a un refuerzo a través de un nuevo enlace paralelo al ya propuesto estaría justificada económicamente por la disminución de los costos por pérdidas eléctricas de transmisión y energía no suministrada para el periodo de planificación.

#### 33.4.1 Características técnicas de nuevo enlace

El nuevo enlace propuesto está definido por una línea 66 kV entre SSEE Tres Puentes y Punta Arenas y los respectivos transformadores elevadores en cada uno de sus extremos (Para modelar la nueva línea de transmisión se utilizó como referencia el "Estudio Conceptual Línea 66 kV" realizado por la empresa de ingeniería Dessau para EDELMAG con fecha 04 de junio de 2012. En la Tabla 316 se presentan los parámetros eléctricos de la nueva línea de transmisión recomendada por dicho documento.

**Tabla 378: Parámetros Eléctricos de segunda línea de transmisión en 66 kV**

Parámetro	Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV L2	Unidad
Tensión Nominal	66	kV
Conductor	AAAC Canton	-
Largo	8.5	km
Resistencia	0.168	ohm/km
Capacidad de Carga	363.0	A

Para el caso de los transformadores se utilizó como referencia los existentes actualmente en las respectivas SSEE Tres Puentes y Punta Arenas y que deberían entrar en 2016. Luego, si el proyecto de línea debe entrar en servicio en forma previa, también lo harán los transformadores. Las características consideradas son las descritas en la siguiente tabla:

**Tabla 379: Parámetros eléctricos transformadores en SSEE Punta Arenas y Tres Puentes**

Parámetro	Transformadores				Unidad
	Tres Puentes 1	Tres Puentes 2	Punta Arenas 1	Punta Arenas 2	
Potencia Nominal	33	33	33	33	MVA
Tensión Nominal Primaria	69	69	69	69	kV
Tensión Nominal Secundaria	12	12	13.8	13.8	kV
Impedancia	16.5	16.5	16.7	16.7	%
Cambiador de Taps	En Vacío	En Vacío	Bajo Carga	Bajo Carga	-
Rango Taps	1 a 6	1 a 6	-8 a 8	-8 a 8	-
Tap Nominal	4	4	0	0	-
Tensión Adicional por Tap	2.5	2.5	1.25	1.25	%
Relación X/R	25	25	25	25	-
Grupo Conexión	YNd1	YNd1	Dyn1	Dyn1	-

### 33.4.2 Evaluación económica de proyecto de nuevo enlace Tres Puentes – Punta Arenas

#### 33.4.2.1 Valorización de las pérdidas

Luego considerando que la totalidad de la demanda de la barra Punta Arenas 13,2 kV será suministrada desde Tres Puentes, las transferencias por la línea son determinadas considerando la demanda de Punta Arenas para cada bloque, mes y año del periodo de planificación. Considerando un factor de potencia en la carga de 0,95 inductivo y los parámetros eléctricos del sistema de transmisión entre Punta Arenas y Tres Puentes, se calcularon las pérdidas eléctricas para cada bloque, mes y año, esto considerando los casos con proyecto de refuerzo y sin proyecto de refuerzo.

Los resultados obtenidos son los descritos en la siguiente Tabla 380, donde se ha valorizado el valor actual de los costos (VAC)<sup>32</sup> de las pérdidas para el periodo 2013-2027 considerando la puesta en servicio del proyecto de transmisión en cada uno de los años del periodo de planificación.

**Tabla 380: Pérdidas eléctricas de transmisión para escenarios con y sin proyecto de segunda línea de transmisión Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV y transformación asociada**

Año	Pérdidas Anuales de energía [MWh/año]		Año de ejecución de proyecto línea	VAC Pérdidas de energía periodo 2013-2027 [MUS\$]	
	Sin Proyecto	Con Proyecto		Sin Proyecto	Con Proyecto
2013	2034	1017			\$ 738
2014	2060	1030			\$ 816
2015	2115	1058			\$ 887
2016	2174	1087			\$ 953
2017	2234	1117			\$ 1.015
2018	2294	1147			\$ 1.073
2019	2355	1178			\$ 1.128
2020	2418	1209			\$ 1.178
2021	2480	1240			\$ 1.225
2022	2544	1272			\$ 1.269
2023	2609	1304			\$ 1.310
2024	2674	1337			\$ 1.348
2025	2740	1370			\$ 1.384
2026	2807	1404			\$ 1.417
2027	2875	1438			\$ 1.448

#### 33.4.2.2 Valorización de Energía No Suministrada

Para estimar el costo de la energía no suministrada asociado a la indisponibilidad de la línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV se ha considerado la tasa de falla e indisponibilidad forzada histórica de la línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV existente. Dichas magnitudes son descritas en la Tabla 381.

**Tabla 381: Registro de eventos de indisponibilidad forzada sistema de transmisión existente entre Tres Puentes y Punta Arenas para periodo 2008 y 2011**

<sup>32</sup> Considera un precio de 83,6 US\$/MWh y una tasa de descuento anual de 10%.

Año	Fecha	Duración por Evento [horas]	Duración Total [horas/año]	Frecuencia [eventos/año]
2008	28/02/08	1,20	2,2	2
	05/09/08	0,98		
2009	30/07/09	0,35	6,6	3
	04/11/09	3,57		
	21/12/09	2,67		
2010	11/02/10	6,03	8,6	2
	12/05/10	2,58		
2011	23/02/11	1,10	1,7	4
	04/04/11	0,07		
	19/07/11	0,10		
	10/08/11	0,45		
<b>Valores Medios Periodo 2008-2011</b>		<b>1,7</b>	<b>4,8</b>	<b>2,8</b>

De la tabla anterior se concluye que en promedio anualmente hay 4,8 horas con indisponibilidad forzada de la línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV.

Luego considerando esta tasa y la demanda por bloque, mes y año de la barra de Punta Arenas 13,2 kV se estimó la esperanza de la energía no suministrada debido a la indisponibilidad de la línea existente para cada año del periodo de planificación. Es del caso indicar que en proyecto de reposición eficiente hasta ahora descrito no se considera la instalación de capacidad de respaldo al suministro de SE Punta Arenas, sea este vía generación en dicha SE o vía transmisión adicional. Por tanto, se considera que durante las horas que hay indisponibilidad forzada la totalidad de la demanda de SE Punta Arenas queda sin suministro.

Finalmente, de considerar un costo de falla de corta duración de 14.408,42US\$/MWh<sup>33</sup> se obtiene la Tabla 382, donde se ha valorizado el valor actualizado de los costos de la esperanza de la energía no suministrada para el periodo 2013-2027. Lo anterior, considerando la puesta en servicio del proyecto de transmisión en cada uno de los años del periodo de planificación.

**Tabla 382: Energía No Suministrada por indisponibilidad forzada de línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV para escenarios con y sin proyecto**

Año	Energía No Suministrada por indisponibilidad de línea TP-PA 66 kV [MWh/año]		Año de ejecución de proyecto línea	VAC Energía No Suministrada por indisponibilidad de línea TP-PA 66 kV periodo 2013-2027 [MUS\$]	
	Sin Proyecto	Con Proyecto		Sin Proyecto	Con Proyecto
2013	90,51	0,00			\$ -
2014	91,11	0,00			\$ 1.186
2015	92,34	0,00			\$ 2.271
2016	93,61	0,00			\$ 3.270
2017	94,90	0,00			\$ 4.191
2018	96,18	0,00			\$ 5.040
2019	97,47	0,00			\$ 5.823
2020	98,75	0,00			\$ 6.543
2021	100,03	0,00			\$ 7.207
2022	101,32	0,00			\$ 7.818
2023	102,60	0,00			\$ 8.381
2024	103,88	0,00			\$ 8.899
2025	105,16	0,00			\$ 9.376
2026	106,45	0,00			\$ 9.815
2027	107,73	0,00			\$ 10.219
				\$ 10.591	

<sup>33</sup> Definido en bases del estudio, Resolución 779 de Diciembre de 2013.

### 33.4.2.3 Valorización de la inversión

De acuerdo a lo indicado por el "Estudio Conceptual Línea 66 kV" realizado por la empresa de ingeniería Dessau para Edelmag el costo de inversión de una nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV es de US\$1.814.028.

Para el caso de los transformadores se utilizó la valorización de los transformadores existentes descritas en el Anexo 15, según lo cual el valor para los equipos de transformación e instalaciones asociadas a SSEE Punta Arenas y Tres Puentes es de US\$ 457.952 y US\$ 480.995 respectivamente.

Luego valor actual de las anualidades de inversión asociados a desarrollar el proyecto de refuerzo en cada año del periodo 2013-2027 son los descritos en la Tabla 383<sup>34</sup>.

**Tabla 383: VAC de costos de inversión para ejecución de nueva línea de transmisión y transformación asociada para cada año del periodo de planificación**

Año de ejecución de proyecto línea	VAC de Inversión asociada a segunda línea TP-PA 66 kV periodo 2013-2027 [MUS\$]
2013	\$ 2.141
2014	\$ 1.885
2015	\$ 1.653
2016	\$ 1.441
2017	\$ 1.249
2018	\$ 1.074
2019	\$ 915
2020	\$ 771
2021	\$ 639
2022	\$ 520
2023	\$ 411
2024	\$ 313
2025	\$ 223
2026	\$ 142
2027	\$ 67

### 33.4.2.4 Evaluación económica del proyecto de líneas

Finalmente, en base al costo total de pérdidas, energía no suministrada e inversión asociados a desarrollar el proyecto en cada uno de los años del periodo 2013-2027, y de su comparación con el caso base de no desarrollar el proyecto de nueva línea se obtiene la Tabla 384.

<sup>34</sup> Considera tasa de descuento anual de 10%.

Tabla 384: Comparación de valor actualizado de los costos para periodo 2013-2027 en escenarios con y sin ejecución del proyecto nueva línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV y transformación asociada.

Año de ejecución del proyecto	Valor Actualizado de los costos para el periodo 2013-2027 [MUS\$]								Diferencia VAC (Con Proyecto - Sin Proyecto)
	Con proyecto de línea				Sin proyecto de línea				
	Pérdidas	Energía no Suministrada	Inversión	Total	Pérdidas	Energía no Suministrada	Inversión	Total	
2013	\$ 738	\$ -	\$ 2.141	\$ 2.880					-\$ 9.188
2014	\$ 816	\$ 1.186	\$ 1.885	\$ 3.887					-\$ 8.181
2015	\$ 887	\$ 2.271	\$ 1.653	\$ 4.810					-\$ 7.257
2016	\$ 953	\$ 3.270	\$ 1.441	\$ 5.665					-\$ 6.403
2017	\$ 1.015	\$ 4.191	\$ 1.249	\$ 6.456					-\$ 5.612
2018	\$ 1.073	\$ 5.040	\$ 1.074	\$ 7.188					-\$ 4.880
2019	\$ 1.128	\$ 5.823	\$ 915	\$ 7.865					-\$ 4.202
2020	\$ 1.178	\$ 6.543	\$ 771	\$ 8.492	\$ 1.477	\$ 10.591	\$ -	\$ 12.067	-\$ 3.575
2021	\$ 1.225	\$ 7.207	\$ 639	\$ 9.072					-\$ 2.996
2022	\$ 1.269	\$ 7.818	\$ 520	\$ 9.608					-\$ 2.460
2023	\$ 1.310	\$ 8.381	\$ 411	\$ 10.103					-\$ 1.965
2024	\$ 1.348	\$ 8.899	\$ 313	\$ 10.560					-\$ 1.507
2025	\$ 1.384	\$ 9.376	\$ 223	\$ 10.983					-\$ 1.084
2026	\$ 1.417	\$ 9.815	\$ 142	\$ 11.374					-\$ 694
2027	\$ 1.448	\$ 10.219	\$ 67	\$ 11.735					-\$ 333

En la tabla anterior se verifica que para todos los años del periodo de planificación el proyecto de línea siempre tiene un costo actualizado total menor que el del caso sin proyecto (situación con sólo una línea entre Punta Arenas y Tres Puentes), por tanto es económicamente más eficiente incorporar el proyecto de segunda línea Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV y transformación asociada en el año 2013, fecha en la cual se obtiene el mayor beneficio.

### 33.5 Diagrama Unilineal

En la Figura 186 se muestra el diagrama unilineal del sistema resultante del proyecto de reposición eficiente del SM de Punta Arenas.

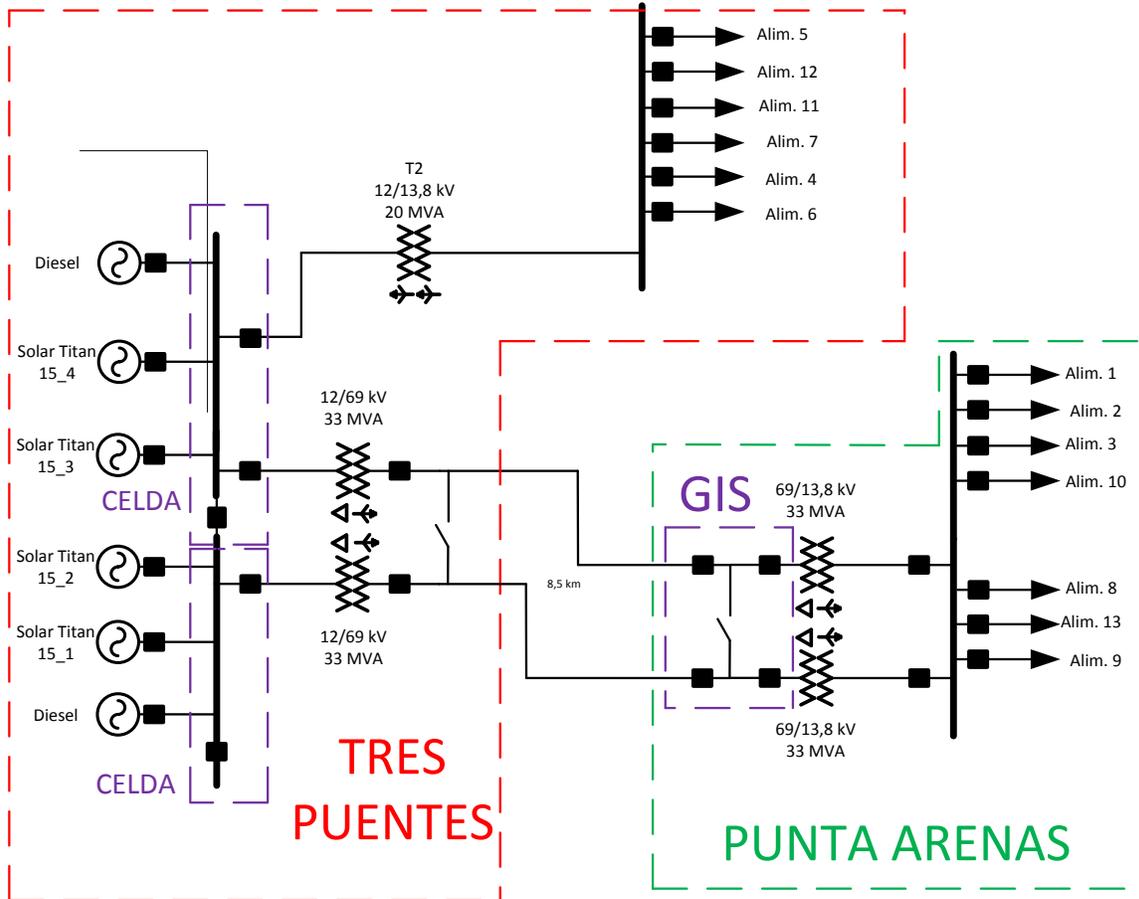


Figura 186: Diagrama Unilineal SM de Punta Arenas - Reposición Eficiente

## 34 ANEXO: ESTUDIOS ELÉCTRICOS – PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

En este anexo se presentan los principales supuestos y resultados obtenidos de los estudios eléctricos desarrollados para los SSMM de Edelmag. El objeto de estos estudios es verificar que el Proyecto de Reposición Eficiente propuesto para cada SM permite satisfacer determinados requisitos impuestos por la NTSyCS en el periodo de tarificación 2015-2018 en los SSMM de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Nótese que los estudios eléctricos aquí descritos no corresponden a los requeridos por la NTSyCS para SSMM en su capítulo 6, y sólo tienen por objeto evaluar la repercusión del Proyecto de Reposición Eficiente determinado en cada SM sobre la operación de régimen permanente y dinámica frente a contingencias.

Específicamente los aspectos tratados son la capacidad de regulación de tensión requerida para instalaciones de transmisión, la suficiencia de capacidad de las mismas y la estabilidad frente a contingencias en generación obtenida en cada caso. El análisis de estos aspectos se realiza mediante el cálculo de flujos de potencia y análisis de estabilidad dinámica en la herramienta de simulación PowerFactory DlgSILENT.

### 33.1 Consideraciones generales sobre la transmisión y generación

Como base para la representación de las redes de los SSMM de Edelmag, se utilizó la modelación en formato PowerFactory DlgSILENT definida para los estudios de Norma Técnica del año 2011. Sobre la misma se actualizaron los parámetros eléctricos de instalaciones de cada SM y se incorporó la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

La modelación de las unidades generadoras determinadas por el Proyecto de Reposición Eficiente se realiza considerando los parámetros eléctricos y controladores de velocidad y tensión utilizados en unidades existentes de similares características. A partir de dichas unidades semejantes se ajusta un equivalente que permita considerar las particularidades (capacidad) de la nueva unidad. Un caso especial se encuentra en la expansión del SM de Punta Arenas, donde el plan de expansión incluye la entrada en servicio de una central eólica que actualmente opera en forma aislada de la red del SM de Punta Arenas. Para esta central se incluyeron los modelos entregados por el fabricante de los aerogeneradores.

La modelación de las unidades de transformación se realizan considerando los parámetros eléctricos utilizados en unidades existentes de similares características.

El despacho de unidades generadoras utilizado en los estudios eléctricos es el resultante de la metodología utilizada en el estudio de expansión de la generación.

### 33.2 Escenarios de evaluación

#### 33.2.1 Consideraciones respecto al consumo

Debido a que se ha de verificar la suficiencia de instalaciones y capacidad de regulación de las mismas, el escenario de demanda supuesto en los estudios eléctricos está definido

por el correspondiente a la demanda máxima anual proyectada para el periodo 2015-2018.

Luego, en base a la proyección de demanda determinada para cada SM en el periodo tarifario y la distribución de carga en alimentadores usada en los Estudios de Norma Técnica del 2011, realizados por la empresa DlgSILENT Chile, se determina la siguiente estructura de demanda máxima coincidente por alimentador para cada año del periodo tarifario.

**Tabla 385: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Punta Arenas.**

Zona	Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda [MW] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
			2015	2016	2017	2018
Punta Arenas	Alimentador 1	9	3,84	3,89	3,94	4,00
	Alimentador 2	9	3,84	3,89	3,94	4,00
	Alimentador 3	11	4,45	4,51	4,57	4,63
	Alimentador 8	11	4,33	4,39	4,45	4,51
	Alimentador 9	10	4,20	4,26	4,32	4,38
	Alimentador 10	6	2,29	2,32	2,35	2,38
	Alimentador 13	6	2,29	2,32	2,35	2,38
Tres Puentes	Alimentador 4	8	3,17	3,21	3,25	3,30
	Alimentador 5	9	3,61	3,66	3,71	3,76
	Alimentador 6	5	2,00	2,03	2,06	2,09
	Alimentador 7	6	2,28	2,32	2,35	2,38
	Alimentador 11	6	2,28	2,32	2,35	2,38
	Alimentador 12	5	2,00	2,03	2,06	2,09
Total		100	40,57	41,13	41,70	42,26

**Tabla 386: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Puerto Natales.**

Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda [MW] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación				
		2015	2016	2017	2018	
Alimentador 1	31	1,68	1,81	1,92	2,02	
Alimentador 2	21	1,13	1,21	1,28	1,35	
Alimentador 3	22	1,20	1,29	1,37	1,44	
Alimentador 4	25	1,35	1,46	1,54	1,63	
Alimentador 5	15	0,80	0,86	0,91	0,96	
Total		115	6,16	6,62	7,03	7,41

Tabla 387: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Porvenir.

Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda [MW] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
		2015	2016	2017	2018
Alimentador 1	13	0,59	0,63	0,66	0,69
Alimentador 2	12	0,54	0,57	0,60	0,63
Alimentador 3	51	2,22	2,36	2,48	2,60
Alimentador 4	23	1,01	1,07	1,13	1,18
Total	100	4,35	4,64	4,87	5,10

Tabla 388: Demanda por Alimentador [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Puerto Williams.

Carga	Proporción de la demanda [%]	Demanda [MW] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
		2015	2016	2017	2018
Alimentador 1	17	0,16	0,16	0,17	0,18
Alimentador 2	36	0,33	0,35	0,37	0,38
Alimentador 3	47	0,43	0,45	0,47	0,49
Total	100	0,92	0,96	1,01	1,05

El factor de potencia utilizado para modelar todas las cargas es de 0,95 p.u. inductivo.

### 33.2.2 Consideraciones respecto a la Generación

En consecuencia con la sección anterior el despacho de generación considerado en cada uno de estos escenarios en los distintos SSMM evaluados son los descritos en las siguientes tablas.

Tabla 389: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Punta Arenas.

Unidad Generadora	Despacho de unidades generadoras para escenario de demanda alta							
	2015		2016		2017		2018	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Solar Titan 15_1	13,50	4,64	13,50	4,76	13,50	4,89	13,50	5,02
Solar Titan 15_2	13,50	4,04	13,50	4,17	13,50	4,29	13,50	4,42
Solar Titan 15_3	6,69	4,04	7,27	4,17	7,85	4,29	8,43	4,42
Solar Titan 15_4	5,00	7,44	5,00	7,44	5,00	7,44	5,00	7,44
Parque Eólico	2,55	- 0,95	2,55	- 0,95	2,55	- 0,95	2,55	- 0,95
Total	41,24	19,21	41,82	19,58	42,40	19,97	42,98	20,35

Toda la generación proviene de la barra Tres Puentes. La consigna de potencia de la unidad generadora Solar Titan 15\_4 está en su mínimo técnico para todos los años en evaluación. El parque eólico descrito consiste en 3 aerogeneradores de 850 [kW] de potencia cada uno, totalizando 2,55 [MW]. De acuerdo a lo informado por el desarrollador del proyecto a la CNE, esta planta se conectaría a la red de distribución asociada al alimentador N°6 de la barra Tres Puentes.

**Tabla 390: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Puerto Natales.**

Unidad Generadora	Despacho de unidades generadoras para escenario de demanda alta							
	2015		2016		2017		2018	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
MGR 1.4MW 1	-	-	-	-	1,27	0,32	1,27	0,34
MGR 2MW 1	1,80	0,65	1,80	0,69	1,80	0,66	1,80	0,69
MGR 2MW 2	1,80	0,65	1,80	0,69	1,80	0,66	1,80	0,69
MGR 2MW 3	1,80	0,65	1,80	0,69	1,80	0,66	1,80	0,69
Palmero 1	-	-	0,10	0,04	0,32	0,29	0,70	0,31
Palmero 2	0,73	0,30	1,09	0,33	-	-	-	-
Total	6,14	2,25	6,59	2,43	7,00	2,58	7,37	2,73

El año 2017 entra en servicio una unidad generadora a gas de 1,4 MW. El año 2016 la unidad Palmero 1 está en su mínimo técnico.

**Tabla 391: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Porvenir**

Unidad Generadora	Despacho de unidades generadoras para escenario de demanda alta							
	2015		2016		2017		2018	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
MGR-3 1.4 MW_1	1,27	0,50	1,27	0,54	1,27	0,56	1,27	0,48
MGR-3 1.4 MW_2	1,27	0,50	1,27	0,54	1,27	0,56	1,27	0,48
MGR-3 1.4 MW_3	1,27	0,50	1,27	0,54	1,27	0,56	1,27	0,48
MGR-3 1.4 MW_4	-	-	-	-	-	-	1,18	0,47
Palmero	0,53	0,16	0,82	0,16	1,05	0,17	0,10	0,05
Total	4,35	1,66	4,64	1,77	4,87	1,86	5,10	1,96

El año 2018 entra en servicio una unidad generadora a gas de 1.4 MW. Este mismo año, la unidad Palmero está en su mínimo técnico.

**Tabla 392: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2015-2018 en SM de Puerto Williams.**

Unidad Generadora	Despacho de unidades generadoras para escenario de demanda alta							
	2015		2016		2017		2018	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
MD C-18_1	0,414	0,142	0,457	0,163	0,457	0,163	0,440	0,152
MD C-18_2	0,457	0,166	0,457	0,163	0,457	0,163	0,440	0,152
MD C-18_3	0,050	0,018	0,051	0,018	0,095	0,033	0,174	0,068
Total	0,414	0,142	0,457	0,163	0,457	0,163	0,440	0,152

En el año 2015, la unidad MD C-18\_3 opera en su mínimo técnico.

### 33.3 Aspectos Normativos

Como se refirió previamente, el análisis de régimen permanente considera la verificación de la regulación de tensión en las instalaciones de transmisión y la suficiencia de capacidad de las mismas. Al respecto la NTSyCS para SSMM especifica:

- Artículo 5-29  
*“El SM deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones disponibles, y adecuados márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, para controlar que la magnitud de la tensión en régimen permanente en las barras del SM esté comprendida entre 0,94 y 1,06 por unidad”*

En función de este requerimiento, mediante un análisis de flujo de potencia se deberá verificar que las tensiones en barras se mantengan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM durante el periodo de tarificación.

- Artículo 5-32  
*“La Empresa determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del SM a partir del Limite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Limite por Regulación de Tensión y el Limite por Contingencias.  
Los Elementos Serie se operarán manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Los equipos transformadores podrán operarse por sobre dicho límite, siempre y cuando dicha sobrecarga sea factible y sus efectos pueden ser controlados por la Empresa.”*

Teniendo en consideración la operación radial<sup>35</sup> de los SSMM de Edelmag se observa que no corresponderá considerar límite por contingencia en las instalaciones de transmisión<sup>36</sup>, por tanto sólo corresponderá verificar que para el escenario de máxima exigencia del sistema de transmisión, es decir el escenario de demanda máxima anual, se determine una adecuada regulación de tensión en barras y que para la misma situación no se supere la capacidad térmica de las instalaciones serie, es decir líneas y transformadores de poder.

En cuanto a las exigencias relativas a la estabilidad del sistema, estas se encuentran concentradas en los Títulos 5-2 y 5-9 de la NT, los cuales establecen que:

- Artículo 5-7

---

<sup>35</sup>Generación concentrada en un solo polo desde el cual se distribuye y/o transmite el suministro a clientes.

<sup>36</sup>Esto se debe a que la activación de algún límite por contingencia en instalaciones operadas radialmente podrá determinar innecesariamente la restricción de suministro a clientes, es decir determinar el no suministro de un cliente en forma permanente debido a un criterio de seguridad aun existiendo holguras de capacidad térmica y por regulación de tensión en instalaciones.

*“El diseño y operación del SM deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SM y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.”*

- Artículo 5-45  
*“Para la configuración de demanda y generación más desfavorable en Estado Normal o Estado de Alerta, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-36 de la presente NT, el SM deberá conservar los márgenes de seguridad necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple en un Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, los efectos de su desconexión no se propaguen a los restantes elementos, si así lo determina la evaluación técnica y económica. Lo anterior se aplicará en el contexto de lo dispuesto por el Artículo 5-8 de la presente NT.”*

Por tanto el análisis dinámico deberá verificar que efectivamente la ocurrencia de una contingencia no provoque la salida incontrolada de restantes instalaciones.

- Artículo 5-8  
*“La Empresa determinará mediante una evaluación técnica y económica si se requiere la aplicación del Criterio N-1 en determinadas Instalaciones de Transmisión y la operación de los EDAC y/o el EDAG. En este caso, la Empresa deberá verificar que la Contingencia Simple produzca la activación de los EDAC y/o EDAG, tal que se asegure que dicha activación sea óptima para el SM en su conjunto. Para cumplir con lo dispuesto en el presente artículo y acorde con los resultados del Estudio de Valorización y Expansión de cada SM, la Empresa deberá elaborar un Procedimiento conforme a las exigencias establecidas en la presente NT”*

Esto implica que la verificación a realizar deberá considerar la operación de la estructura de EDAC existentes en cada uno de los SSMM de Edelmag.

### **33.4 Resultados de los estudios eléctricos**

En la presente sección se describen los resultados principales de los estudios eléctricos realizados.

#### **33.4.1 Regulación de tensión**

En las siguientes tablas se presenta la tensión en las barras obtenidas por medio de cálculo de flujo de potencia en cada uno de los SSMM evaluados:

Tabla 393: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2015-2018 en SM de Punta Arenas.

Nombre Barra	Tensión [p.u.] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
	2015	2016	2017	2018
Tres Puentes 11,5 kV	1,040	1,040	1,040	1,040
Tres Puentes 13,2 kV	1,021	1,021	1,021	1,020
Tres Puentes 66 kV	1,032	1,032	1,031	1,030
Punta Arenas 66 kV	1,025	1,024	1,024	1,023
Punta Arenas 13,2 kV	1,034	1,033	1,031	1,030

Tabla 394: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2015-2018 en SM de Puerto Natales.

Nombre Barra	Tensión [p.u.] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
	2015	2016	2017	2018
Puerto Natales 13,2 kV	1,00	1,00	1,00	1,00

Tabla 395: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2015-2018 en SM de Porvenir.

Nombre Barra	Tensión [p.u.] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
	2015	2016	2017	2018
Porvenir 13,8 kV	1,00	1,00	1,00	1,00

Tabla 396: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2015-2018 en SM de Puerto Williams.

Nombre Barra	Tensión [p.u.] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
	2015	2016	2017	2018
Puerto Williams 13,2 kV	1,00	1,00	1,00	1,00

En los resultados descritos en las tablas anteriores, se verifica que la tensión en las barras descritas en todos los escenarios evaluados siempre es superior a 0,94 [p.u.] e inferior a 1,06 [p.u.], por lo cual se concluye que la expansión de generación y transmisión determinada en cada uno de los SSMM evaluados permite satisfacer los requerimientos de regulación de tensión especificados por la NTSyCS para SSMM.

### 33.4.2 Suficiencia en Capacidad de Transmisión

En consideración que en la práctica sólo el SM de Punta Arenas posee líneas y transformadores de poder asociados a transmisión en las siguientes tablas se presenta el

nivel de carga en instalaciones de transmisión para cada uno de los escenarios de demanda máxima evaluados:

**Tabla 397: Nivel de Carga [%] de elementos serie del sistema de transmisión para escenario de demanda máxima proyectado 2015-2018 en SM de Punta Arenas.**

Tipo	Nombre Elemento	Capacidad Nominal [MVA]	Nivel de carga [%] para escenario de demanda alta y diferentes años de evaluación			
			2015	2016	2017	2018
Línea	Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV	41	33	33	34	34
	Tres Puentes - Punta Arenas 66 kV L2	41	33	33	34	34
Transformadores	Tres Puentes 11,5/66 kV 1	33	44	45	45	46
	Tres Puentes 11,5/66 kV 2	33	44	45	45	46
	Punta Arenas 13,2/66 kV 1	33	43	44	44	45
	Punta Arenas 13,2/66 kV 2	33	43	44	44	45

En los resultados recién descritos se verifica que para todos los escenarios evaluados el nivel de carga en los elementos serie del sistema de transmisión del SM de Punta Arenas es inferior a 100% (capacidad nominal). Por tanto se concluye que las instalaciones de transmisión asociadas al plan de expansión poseen la capacidad suficiente para enfrentar los escenarios de máxima exigencia proyectados, y por tanto permiten satisfacer los requerimientos de capacidad establecidos por la NTSyCS para SSMM a través de los límites de operación determinados para las distintas instalaciones.

### 33.4.3 Análisis Dinámico

El objetivo de los estudios dinámicos es evaluar el comportamiento dinámico que presentará cada uno de los SSMM frente la ocurrencia de contingencias especificadas por la NTSyCS.

Bajo los mismos argumentos descritos previamente los escenarios bajo los cuales se deberá realizar el análisis de contingencias corresponderá a los determinados por la demanda máxima proyectada para los años 2015-2018. En particular se evaluará únicamente los escenarios de demanda máxima 2015 y 2018 entendiéndose que verificar una adecuada respuesta dinámica frente a contingencias en estos casos permitirá garantizar esta conclusión para los años intermedios 2016 y 2017.

Conforme a lo descrito previamente, el análisis de contingencia a realizar deberá considerar una estructura de EDAC que permita recupera el sistema frente a contingencias. Se ha tomado como base para definir estos esquemas el estudio de Norma Técnica de 2011 y los esquemas existentes que posee Edelmag. En las tablas siguientes se describen las estructuras de EDAC para cada SSMM.

Tabla 398: Esquema de Desconexión Automática de Carga para SM de Punta Arenas.

Zona	Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]
Punta Arenas	Cabecera Alimentador 1	-	-
	Cabecera Alimentador 2	-	-
	Cabecera Alimentador 3	48,0	860
	Cabecera Alimentador 8	48,5	60
	Cabecera Alimentador 9	48,5	60
	Reconectador 14 Alimentador 9	49,2	60
	Cabecera Alimentador 10	48,0	60
	Reconectador 16 Alimentador 10	49,2	60
	Cabecera Alimentador 13	-	-
	Cabecera Alimentador 4	48,0	10
Tres Puentes	Cabecera Alimentador 5	48,5	10
	Cabecera Alimentador 6	48,5	10
	Reconectador 8 Alimentador 6	49,2	10
	Cabecera Alimentador 7	48,5	60
	Cabecera Alimentador 11	48,5	10
	Reconectador 13 Alimentador 11	49,2	60
	Cabecera Alimentador 12	49,0	60

Tabla 399: Esquema de Desconexión Automática de Carga para SM de Puerto Natales.

Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [s]
Alimentador 1	48,0	2,2
Alimentador 2	49,2	0,5
Alimentador 3	47,5	4,0
Alimentador 4	48,4	1,7
Alimentador 5	47,5	4,0

Tabla 400: Esquema de Desconexión Automática de Carga para SM de Porvenir.

Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [s]
Alimentador 1	48,5	0,1
Alimentador 2	48,0	0,1
Alimentador 3	47,5	5,0
Alimentador 4	47,5	5,0

Tabla 401: Esquema de Desconexión Automática de Carga para SM de Puerto Williams.

Carga	Frecuencia [Hz]	Retardo [s]
Alimentador 1	-	-
Alimentador 2	-	-
Alimentador 3	49,0	0,3

En cuanto a las contingencias a evaluar, el análisis realizado considera el análisis de la contingencia de mayor severidad descrita en la NTSyCS, la que corresponde a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor generación<sup>37</sup> en cada SM.

<sup>37</sup>Severidad N°4 según artículo 1-4 de la NTSyCS para SSMM.

Por tanto, asumiendo una reserva primaria mínima de 10% y la estructura de EDAC descrita, se evalúa para los escenarios de demanda máxima de los años 2015 y 2018 las siguientes contingencias:

- SM de Punta Arenas
  - Año 2015: Desconexión intempestiva de la unidad Solar Titan 15\_1 con 13,5 [MW].
  - Año 2018: Desconexión intempestiva de la unidad Solar Titan 15\_1 con 13,4 [MW].
- SM de Puerto Natales
  - Año 2015: Desconexión intempestiva de la unidad MGR 2MW 2 con 1,8 [MW]
  - Año 2017<sup>38</sup>: Desconexión intempestiva de la Unidad MGR 2MW 2 con 1,8 [MW].
  - Año 2018: Desconexión intempestiva de la Unidad MGR 2MW 2 con 1,8 [MW].
- SM de Porvenir
  - Año 2015: Desconexión intempestiva de la unidad MGR-3 1.4 MW\_2 con 1,27 [MW].
  - Año 2018: Desconexión intempestiva de la unidad MGR-3 1.4 MW\_2 con 1,27 [MW].
- SM de Puerto Williams
  - Año 2015: Desconexión intempestiva de unidad MD C-18\_2 con 0,46 [MW].
  - Año 2018: Desconexión intempestiva de unidad MD C-18\_2 con 0,46 [MW].

---

<sup>38</sup> Se ha agregado este caso adicional en consideración a la incorporación de una nueva unidad a gas MGR 1,4 MW de 1,4 [MW].

### 33.4.3.1 SM de Punta Arenas

Tabla 402: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de Punta Arenas frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Actuación de EDAC (*)
Demanda Máxima año 2015	Desconexión intempestiva unidad Solar Titan 15_1 con 13,5 [MW]	48,95	50,00	49,76	1,050 - 1,024	Alim. N°12 Rec. 14 Alim. N°9 Rec. 16 Alim. N°8 Rec. 13 Alim. N°11
Demanda Máxima año 2018	Desconexión intempestiva unidad Solar Titan 15_1 con 13,5 [MW]	48,95	50,00	49,77	1,048 - 1,024	Alim. N°12 Rec. 14 Alim. N°9 Rec. 16 Alim. N°8 Rec. 13 Alim. N°11

(\*) Los EDAC utilizados en el alimentador N°6 fueron desactivados dado que la central eólica se conecta en dicho alimentador.

Los resultados indican que para los escenarios evaluados, demanda máxima 2015 y 2018, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Punta Arenas junto con la oportuna actuación de estructuras de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 35 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2015-2018 el proyecto de reposición eficiente propuesto para el SM de Punta Arenas permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

### 33.4.3.2 SM de Puerto Natales

Tabla 403: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de Puerto Natales frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Actuación de EDAC
Demanda Máxima año 2015	Desconexión intempestiva unidad MGR 2MW 2 con 1,8 [MW]	46,97	51,08	50,52	1,00	Alim. N°2 Alim. N°4
Demanda Máxima año 2017	Desconexión intempestiva unidad MGR 2MW 2 con 1,8 [MW]	47,16	50,00	49,83	1,00	Alim. N°2
Demanda Máxima año 2018	Desconexión intempestiva unidad MGR 2MW 2 con 1,8 [MW]	47,38	50,00	49,86	1,00	Alim. N°2

Los resultados indican que para los escenarios evaluados, demanda máxima 2015, 2016 y 2018, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Puerto Natales junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 35 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2015-2018 el proyecto de reposición eficiente propuesto para el SM de Punta Arenas permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

### 33.4.3.3 SM de Porvenir

Tabla 404: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de Porvenir frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Actuación de EDAC
Demanda Máxima año 2015	Desconexión intempestiva unidad MGR-3 1.4 MW_2 con 1,2 [MW]	47,49	50,41	49,95	1,00	Alim. N°1 Alim. N°2
Demanda Máxima año 2018	Desconexión intempestiva unidad MGR-3 1.4 MW_2 con 1,2 [MW]	47,48	50,00	49,84	1,00	Alim. N°1

Los resultados indican que para los escenarios evaluados, demanda máxima 2015 y 2018, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Porvenir junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 35 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2015-2018 el proyecto de reposición eficiente propuesto para el SM de Punta Arenas permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

### 33.4.3.4 SM de Puerto Williams

Tabla 405: Comportamiento dinámico de tensión y frecuencia en SM de Puerto Williams frente a ocurrencia de la contingencia más severa.

Escenario	Contingencia	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión Final [p.u.]	Actuación de EDAC
Demanda Máxima año 2015	Desconexión intempestiva unidad MD C-18_2 con 0,46 [MW]	48,67	50,20	49,86	1,00	Alim. N°3
Demanda Máxima año 2018	Desconexión intempestiva unidad MD C-18_2 con 0,46 [MW]	48,57	50,65	50,25	1,00	Alim. N°3

Los resultados indican que para los escenarios evaluados, demanda máxima 2015, 2016 y 2018, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Puerto Williams junto con la oportuna actuación de esquemas de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 35 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2015-2018 el proyecto de reposición eficiente propuesto para el SM de Punta Arenas permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

## 35 ANEXO: COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SSMM FRENTE A CONTIGENCIAS – PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

El presente anexo se muestran los resultados del análisis dinámico descritos en el Anexo 34 del presente estudio.

### 33.1 Análisis dinámico para el SM de Punta Arenas

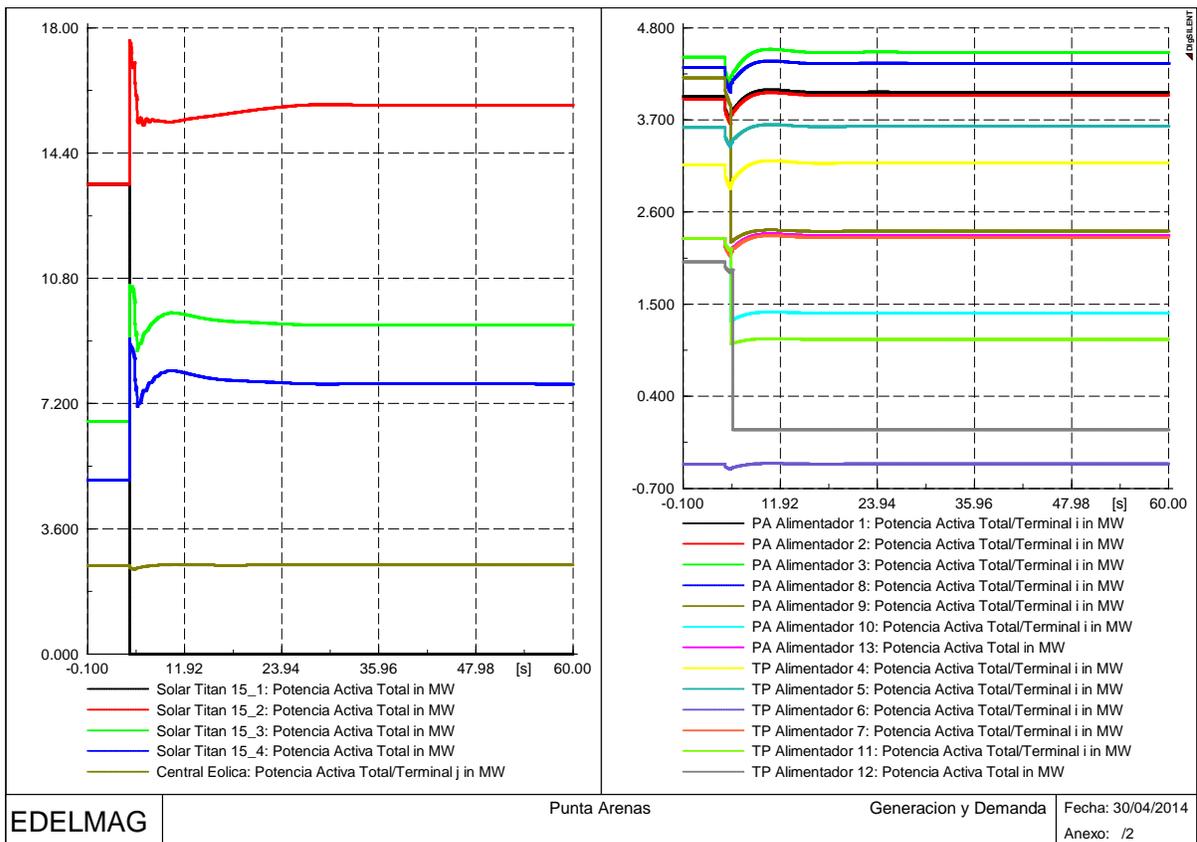


Figura 187: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Solar Titan 15\_1 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2015.

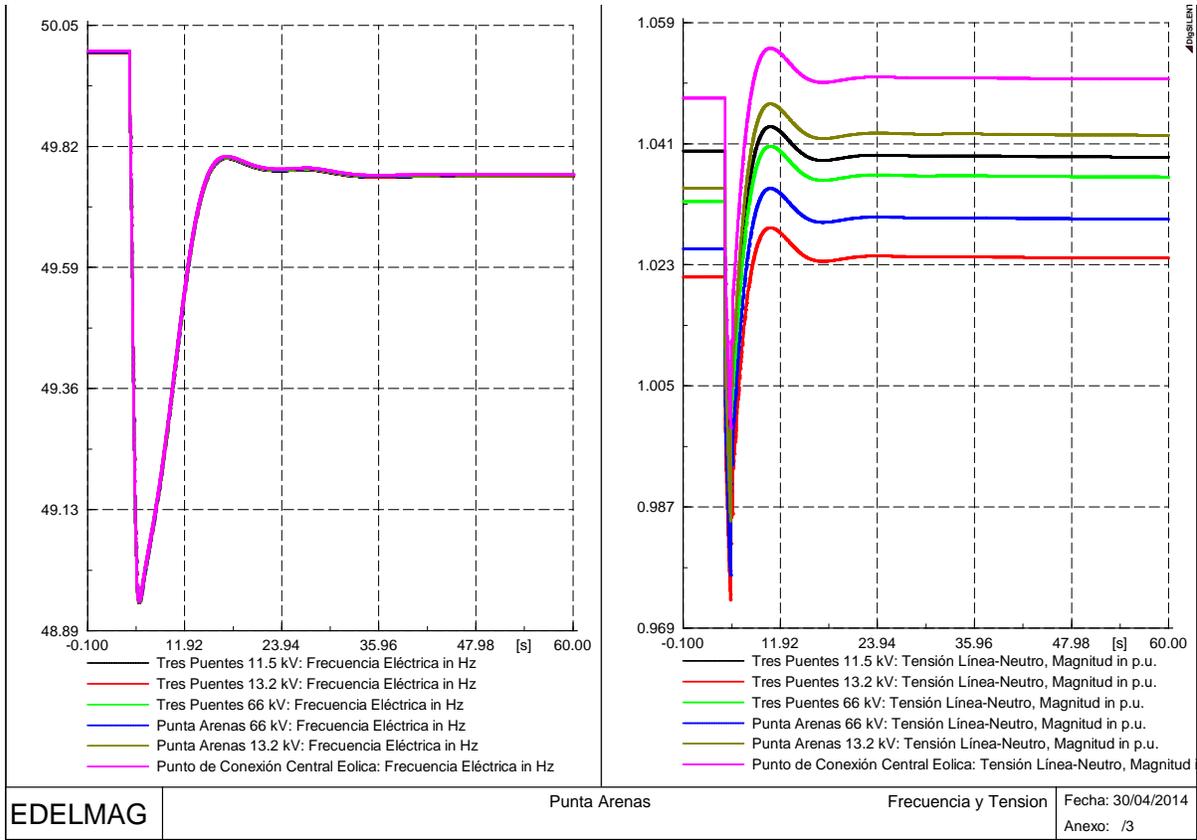


Figura 188: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Solar Titan 15\_1 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2015.

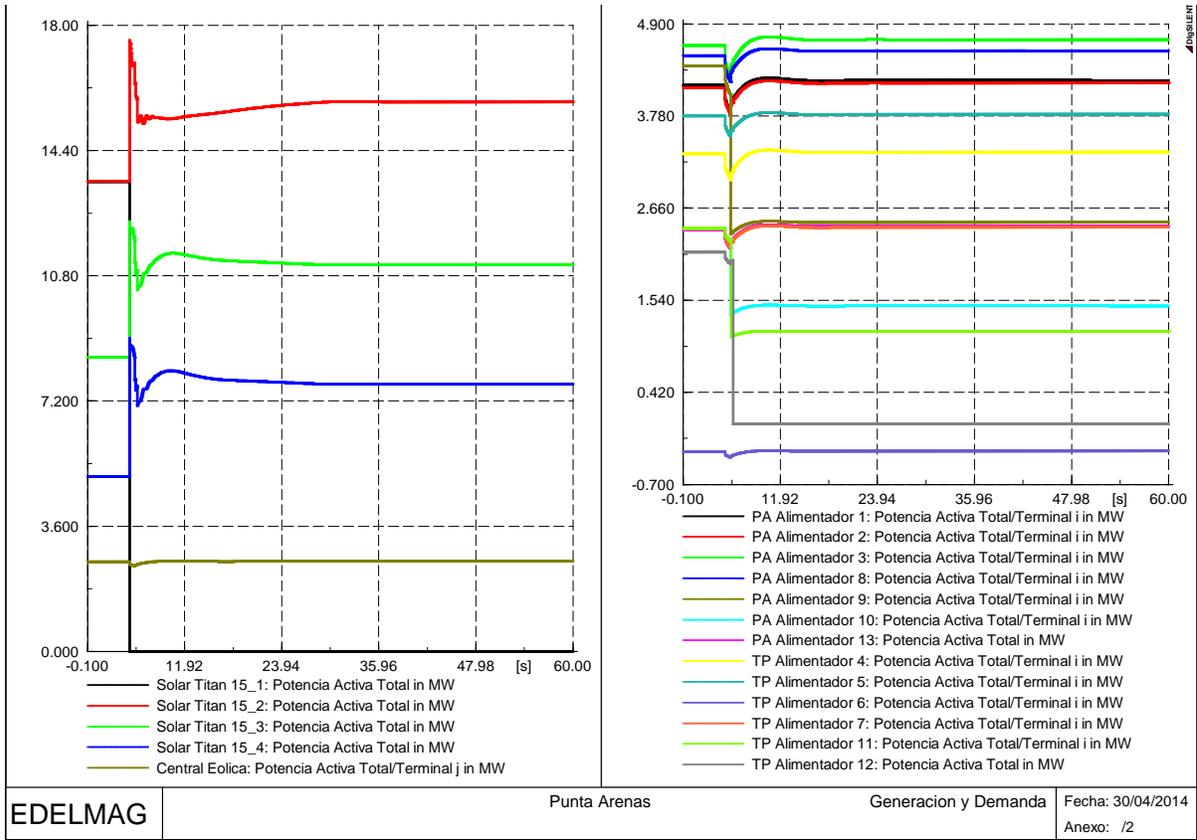


Figura 189: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Solar Titan 15\_1 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2018.

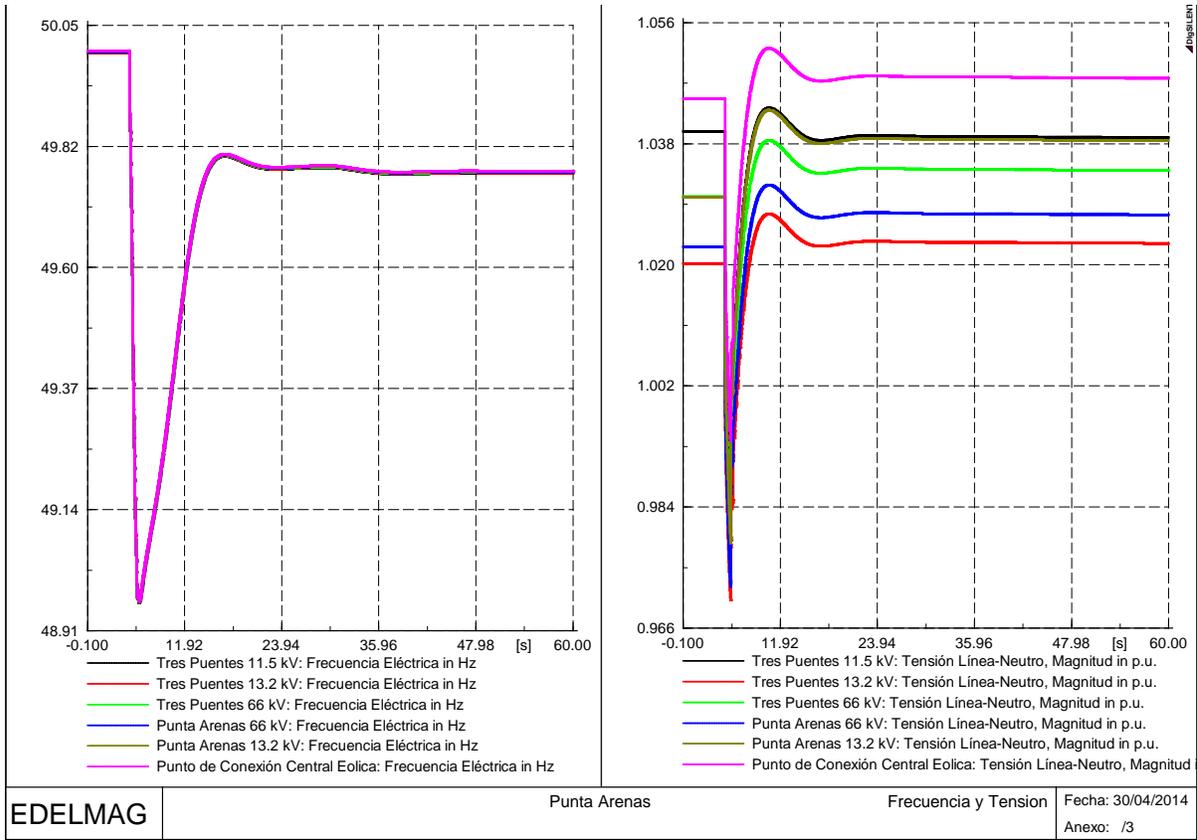


Figura 190: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad Solar Titan 15\_1 del SM de Punta Arenas en el escenario de demanda máxima del año 2018.

### 33.2 Análisis dinámico para el SM de Puerto Natales

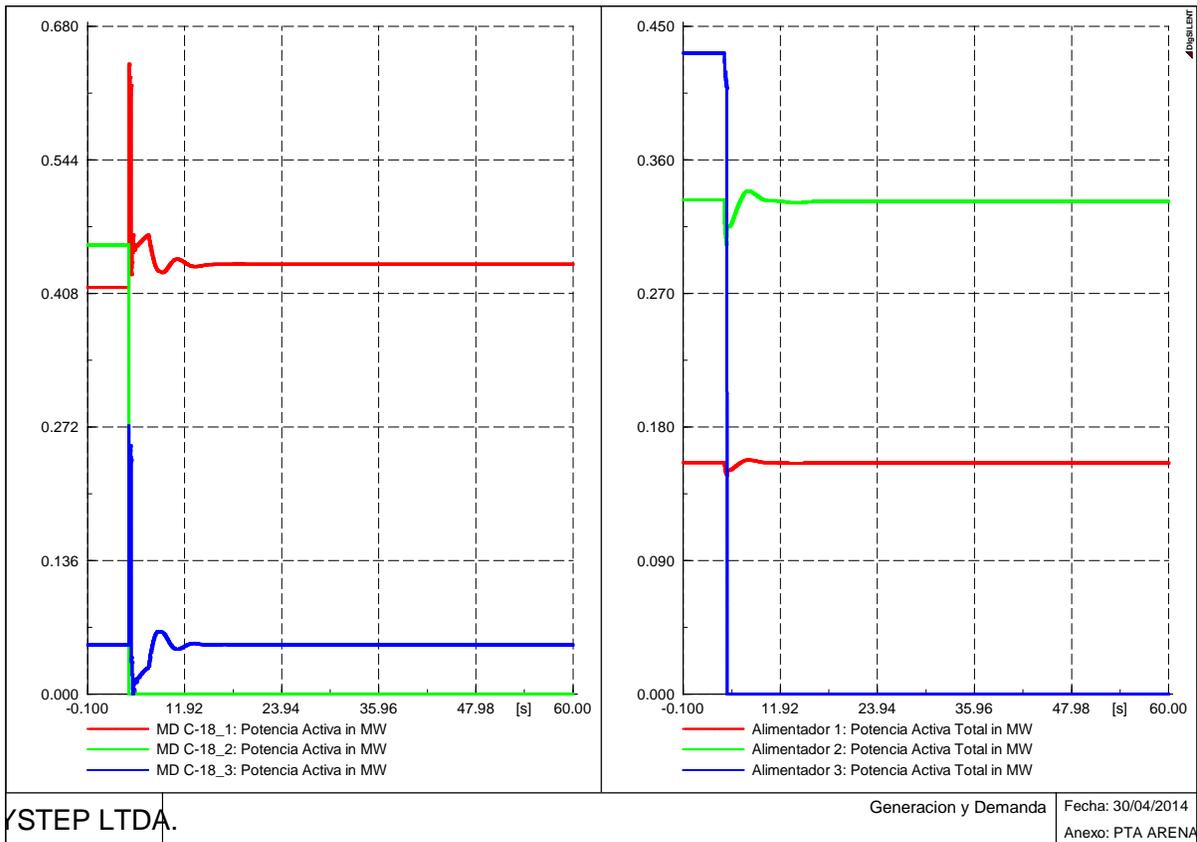


Figura 191: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR 2MW 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2015.

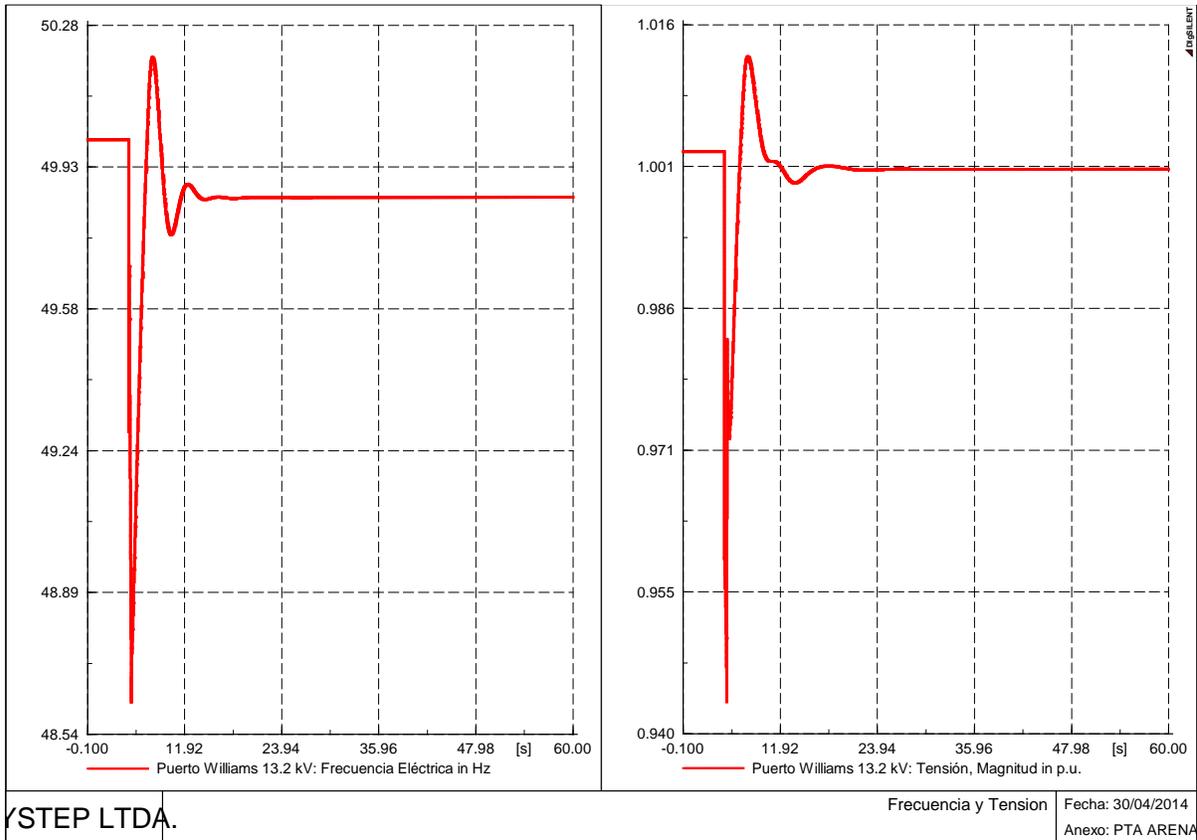


Figura 192: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR 2MW 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2015.

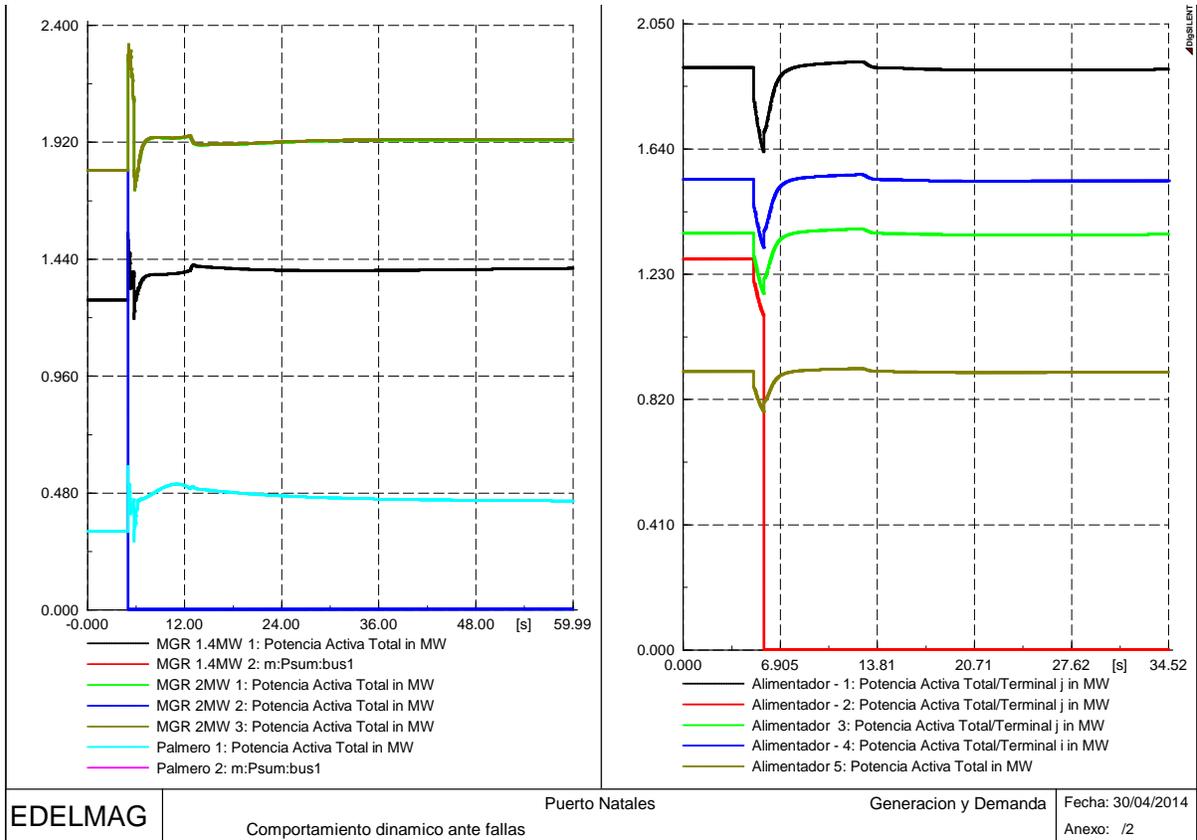


Figura 193: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR 2MW 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2017.

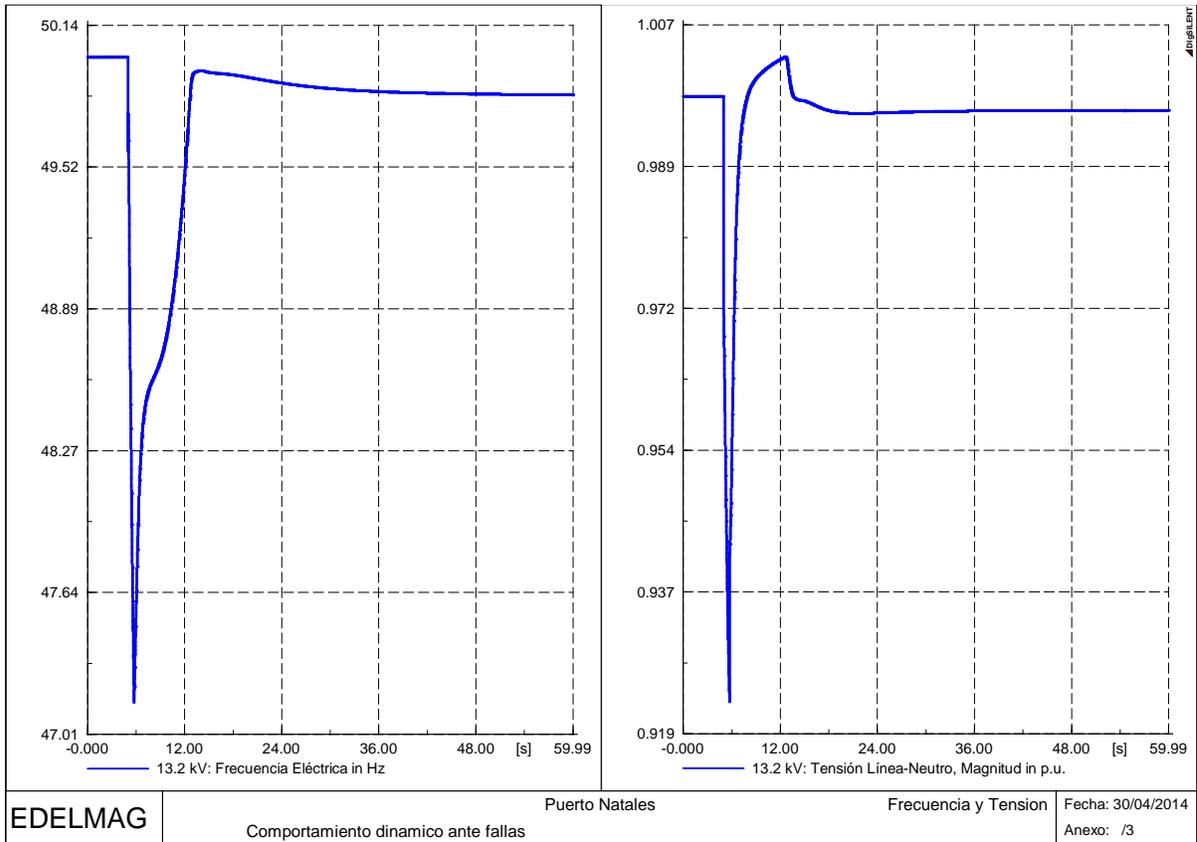


Figura 194: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR 2MW 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2017.

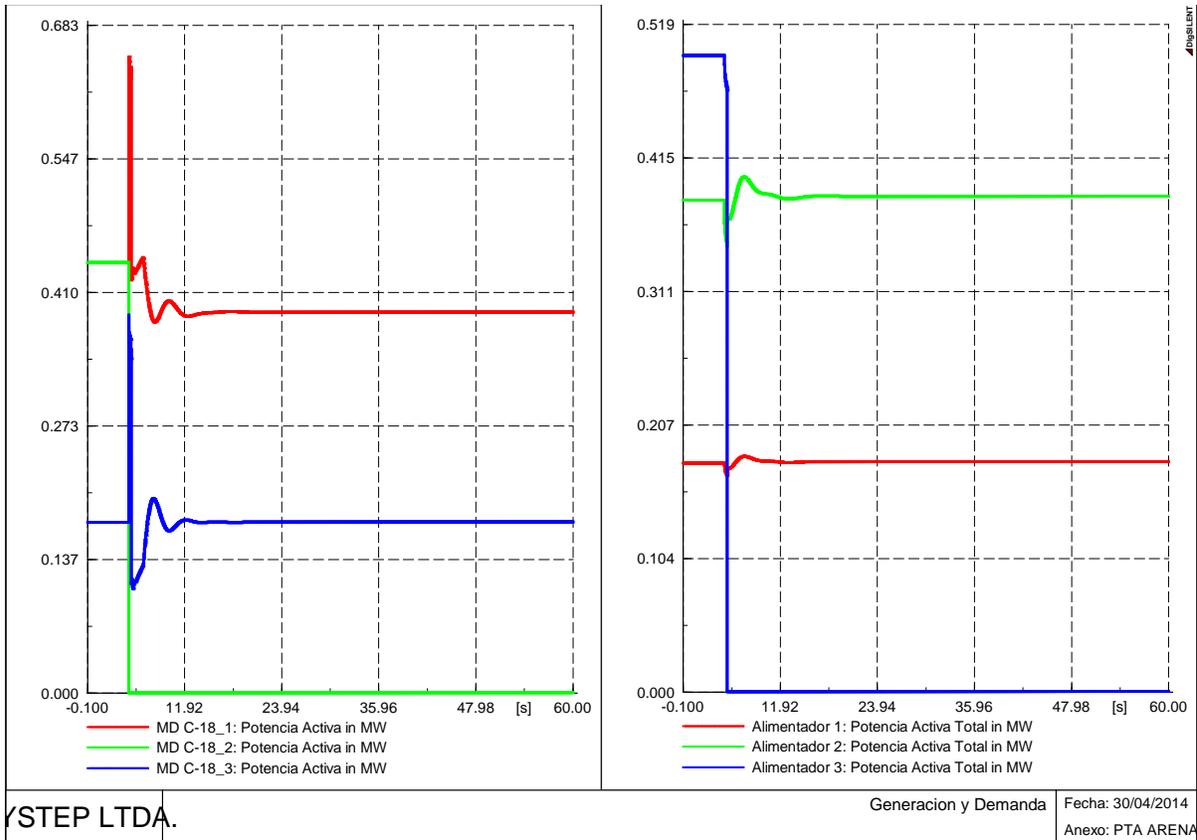


Figura 195: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR 2MW 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2018.

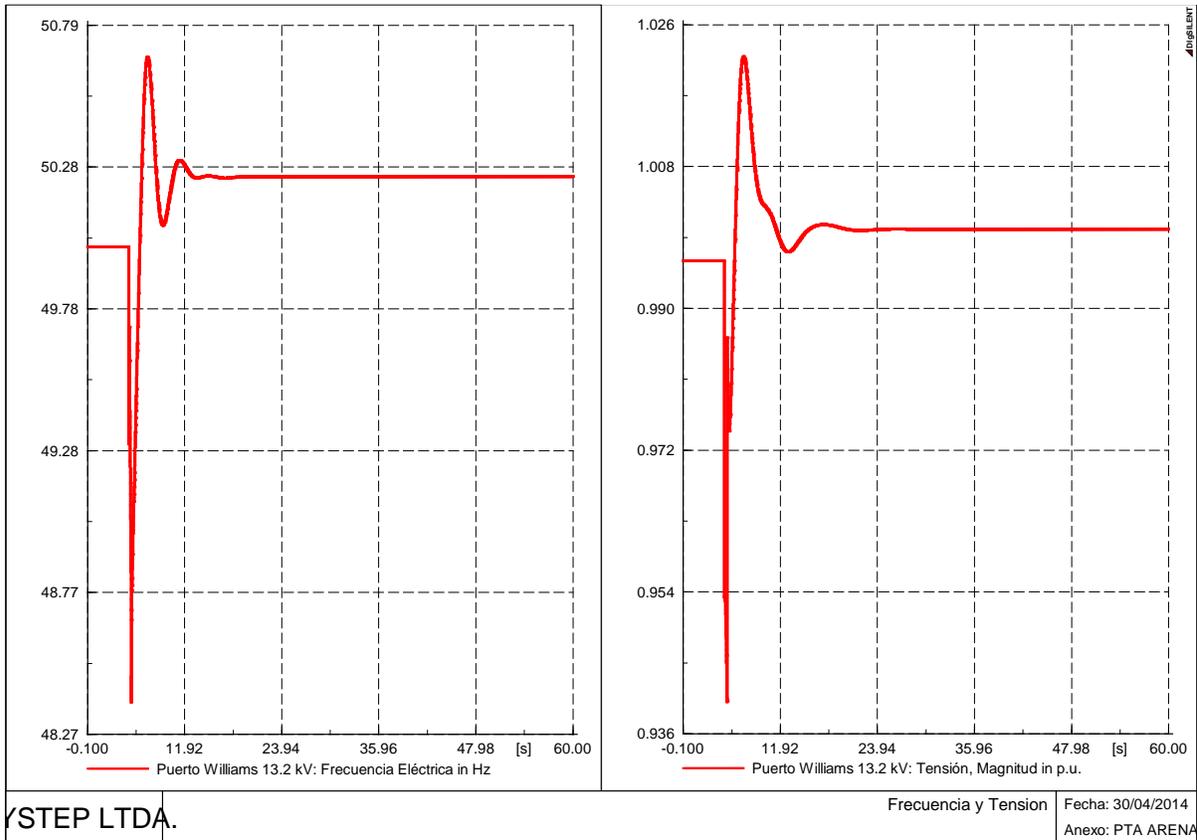


Figura 196: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR 2MW 2 del SM de Puerto Natales en el escenario de demanda máxima del año 2018.

### 33.3 Análisis dinámico para el SM de Porvenir

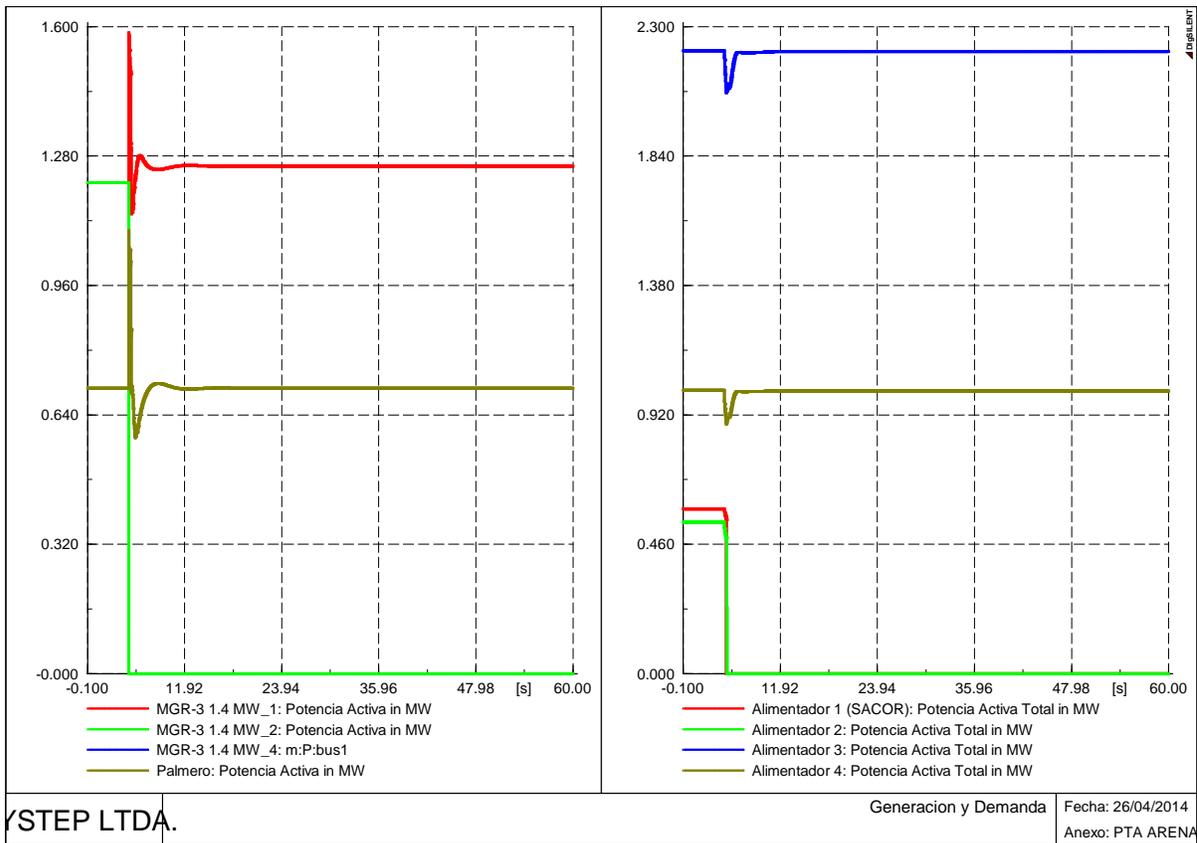


Figura 197: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR-3 1.4 MW\_2 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2015.

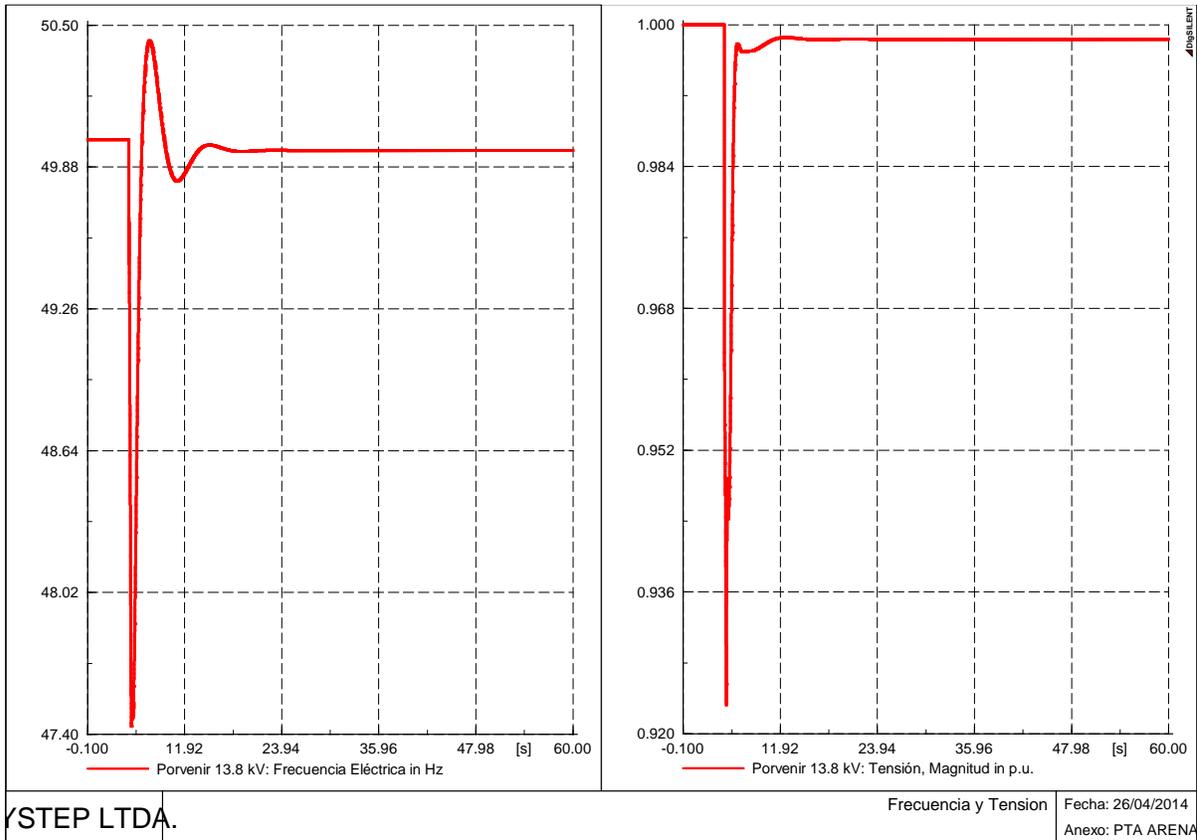


Figura 198: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR-3 1.4 MW<sub>2</sub> del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2015.

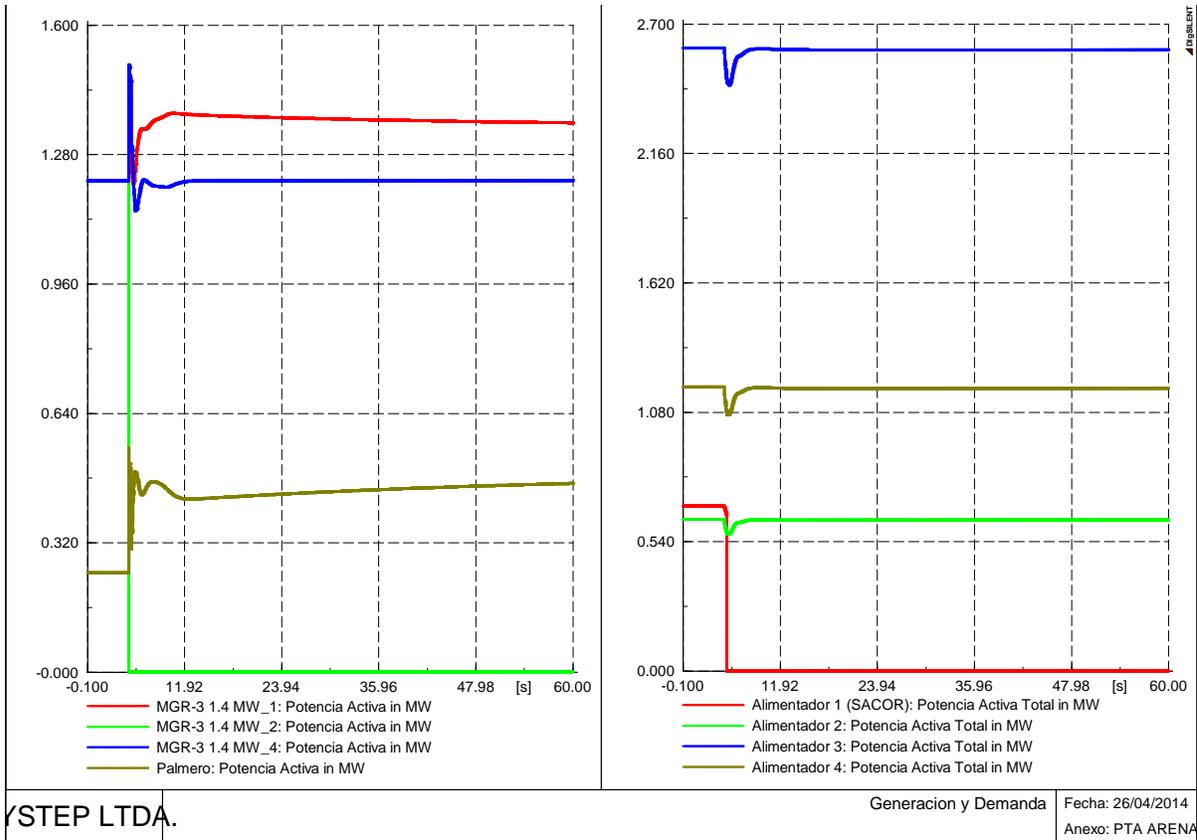


Figura 199: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR-3 1.4 MW\_2 del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2018.

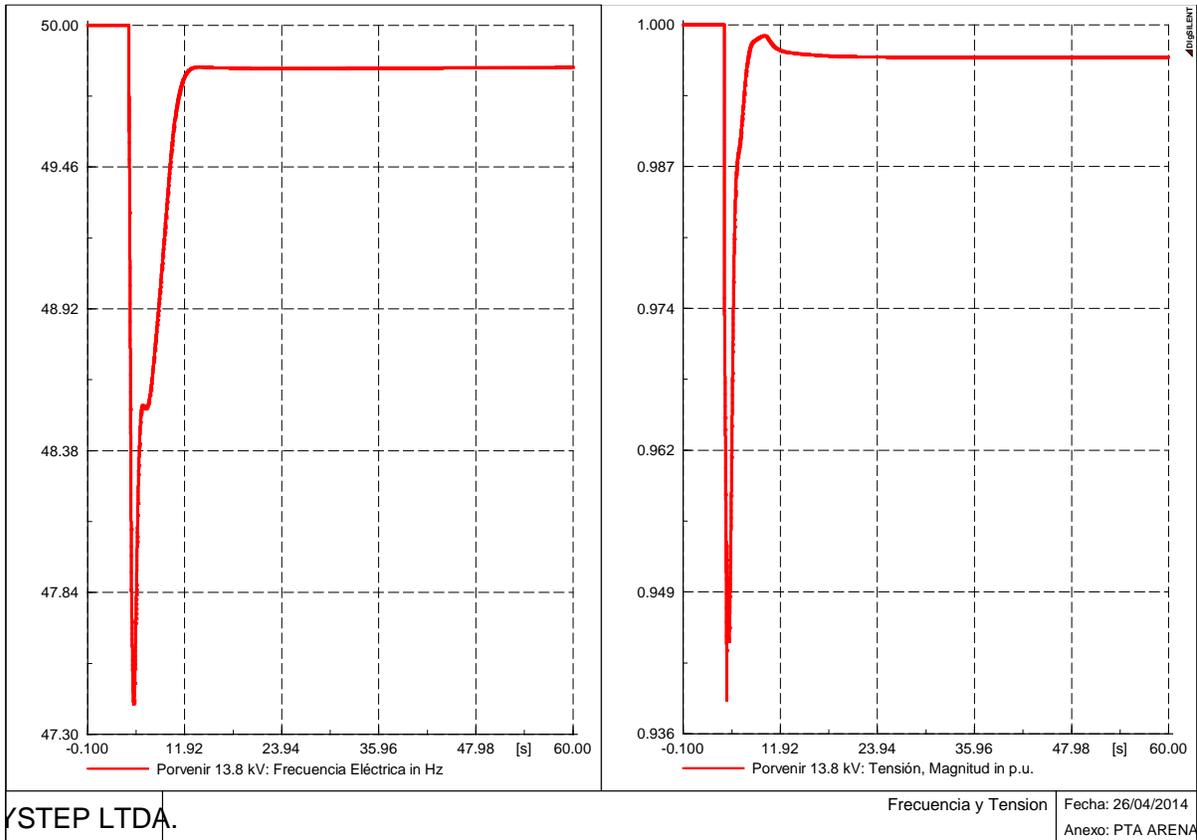


Figura 200: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MGR-3 1.4 MW<sub>2</sub> del SM de Porvenir en el escenario de demanda máxima del año 2018.

### 33.4 Análisis dinámico para el SM de Puerto Williams

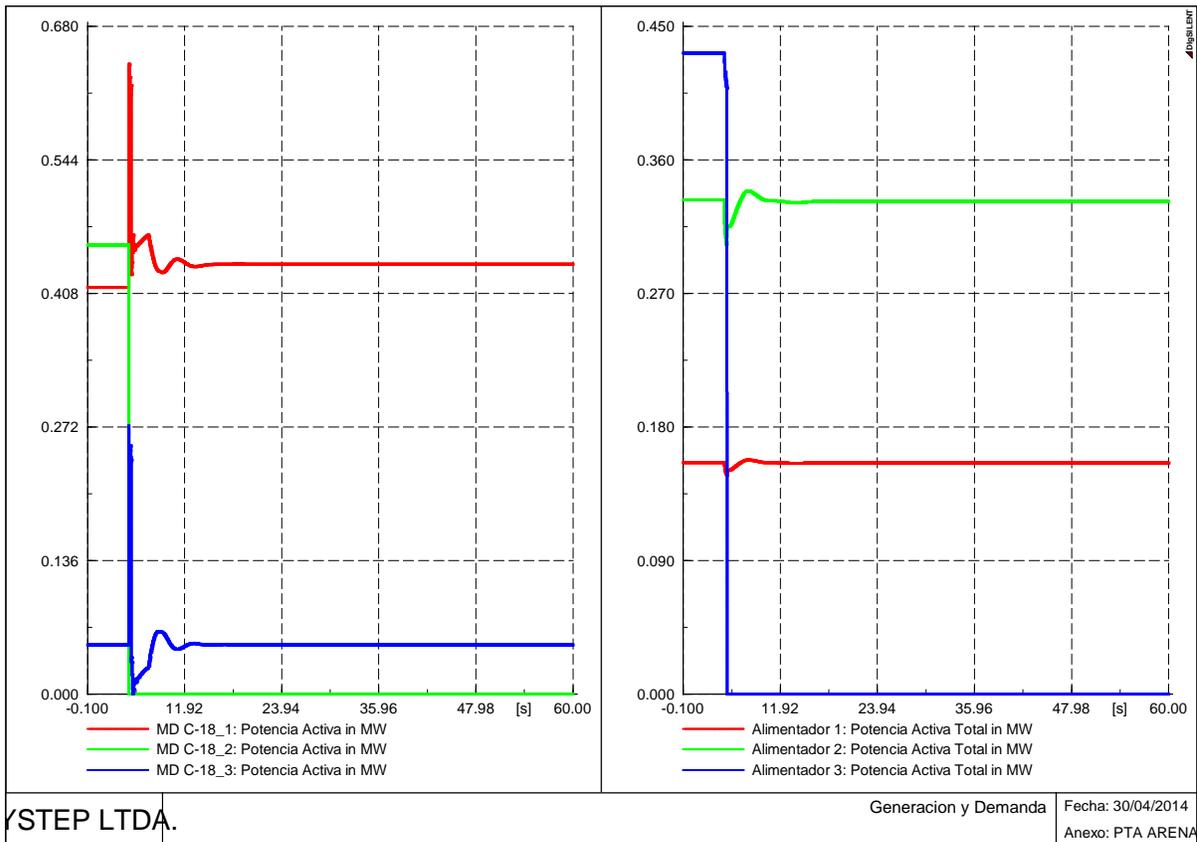


Figura 201: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MD C-18\_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2015.

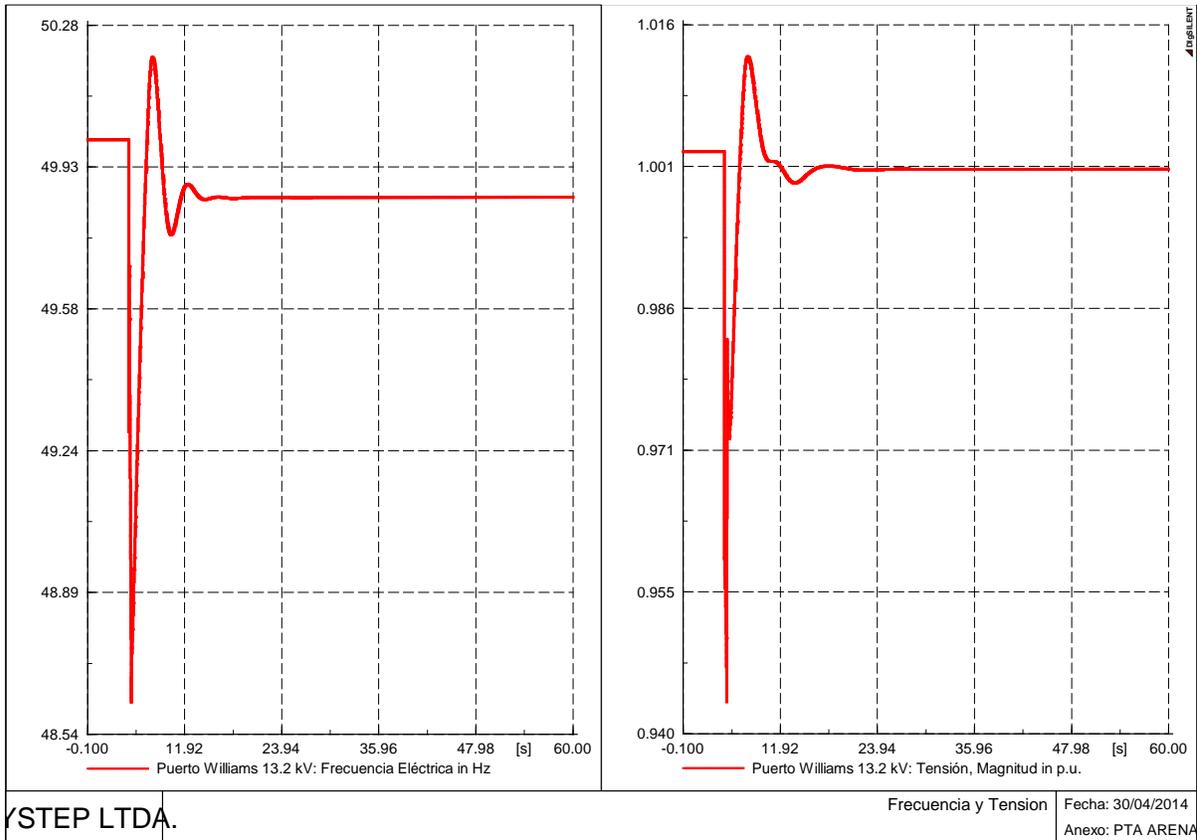


Figura 202: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MD C-18\_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2015.

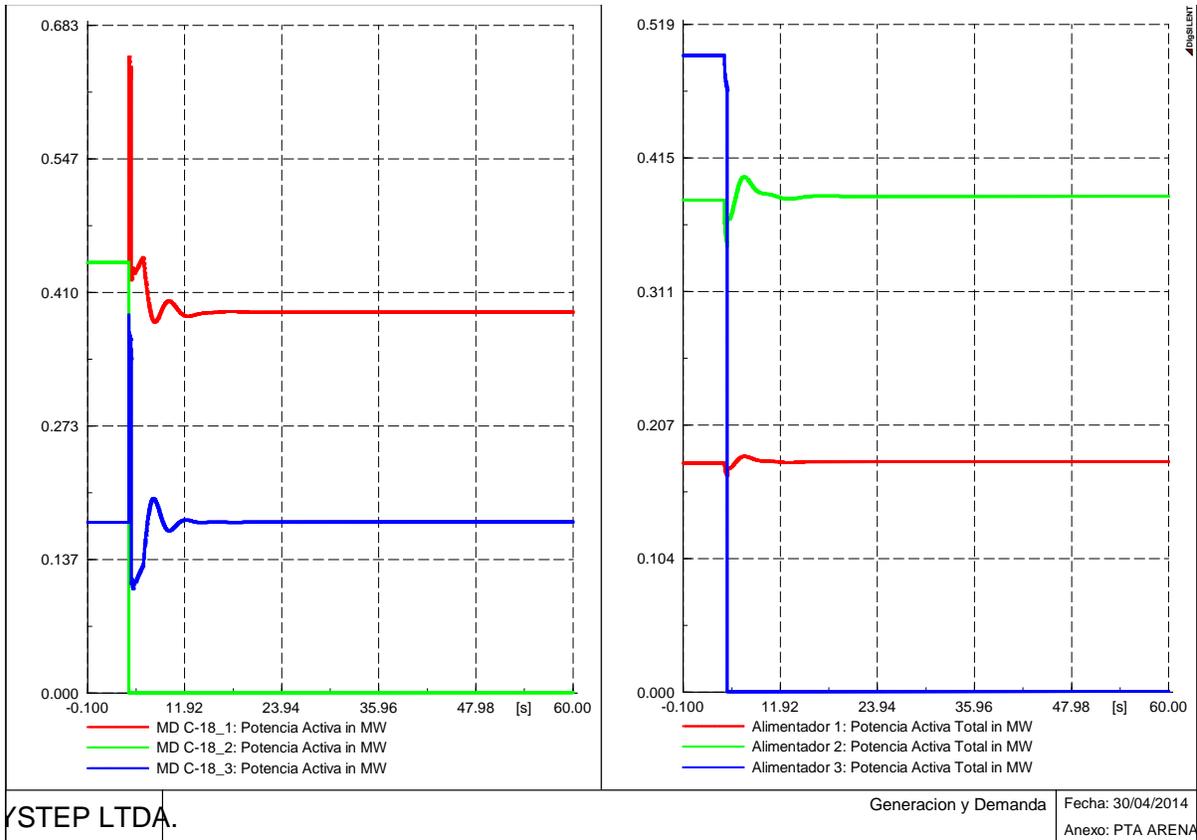


Figura 203: Comportamiento dinámico de la generación activa (izquierda) y la demanda en alimentadores (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MD C-18\_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2018.

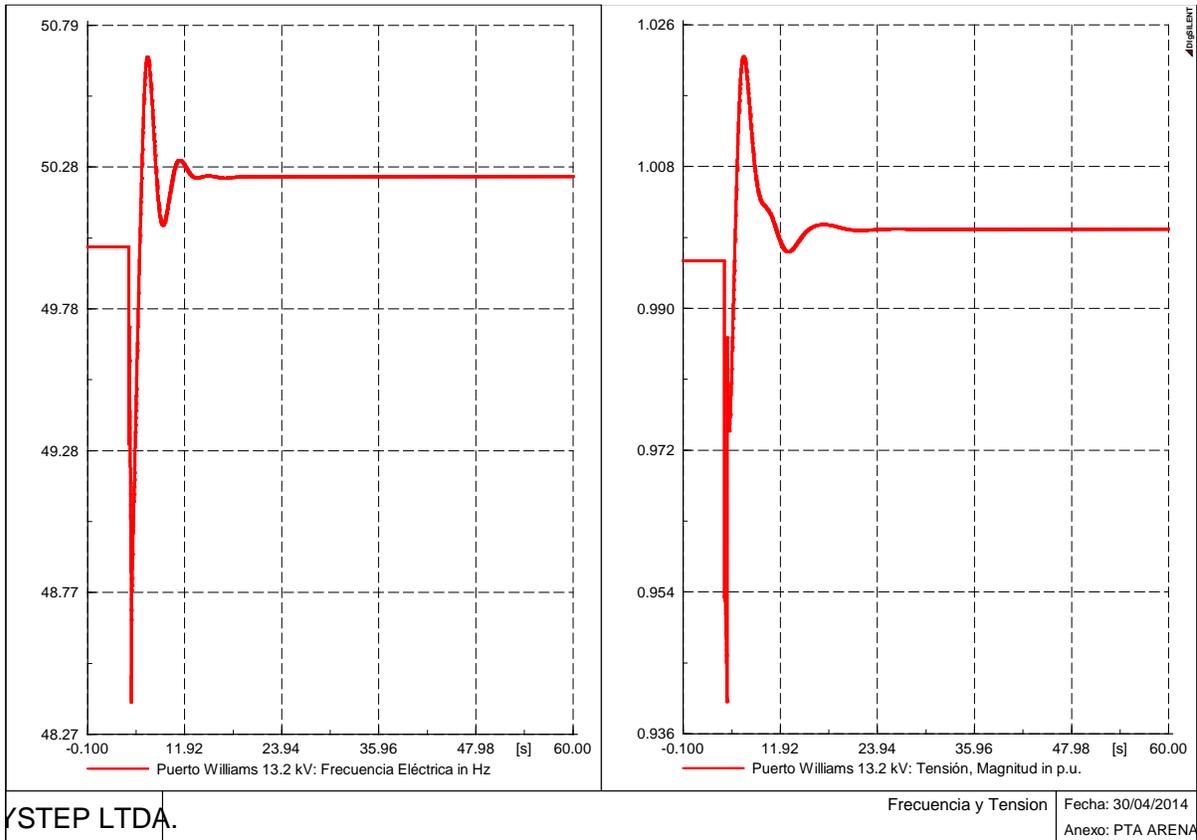


Figura 204: Comportamiento dinámico de la frecuencia (izquierda) y la tensión (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad MD C-18\_2 del SM de Puerto Williams en el escenario de demanda máxima del año 2018.

## 36 ANEXO: COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde al valor anual constante que permite cubrir los costos de inversión y explotación en que incurre la Empresa durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente.

El propósito de esta sección es exponer el cálculo del CTLP una vez que se ha determinado el Proyecto de Reposición Eficiente. Este cálculo se realiza separadamente para los componentes de generación y transmisión, para posteriormente sumarlos y obtener el CTLP global.

### 36.1 Objetivos y contexto

En el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos se establece, en el Artículo 33, que el Costo Total de Largo Plazo es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación e inversión, en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años que suceda a la fijación, de un Proyecto de Reposición<sup>39</sup> que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

A su vez, se establece en el Reglamento que los precios regulados a nivel de generación y de transmisión o precios de nudo de cada Sistema Mediano, serán informados por la Comisión Nacional de Energía de acuerdo al CID y el CTLP que se determine en el presente Estudio. La estructura general de las tarifas estará basada en el CID de cada segmento. Sin embargo, el nivel general de tarifas deberá ser suficiente para cubrir el CTLP del segmento correspondiente.

En los casos en que las instalaciones de generación y de transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezcan a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el CTLP global de la Empresa, incorporando las economías de ámbito que resulten pertinentes.

A partir de los resultados presentados en este estudio, la Comisión definirá las estructuras de las tarifas de generación y de transmisión de los sistemas medianos de Edelmag, las cuales se basarán en el CID de cada segmento y deberán ser suficientes para cubrir el CTLP del segmento correspondiente.

En el Artículo 39 se establece que la estructura tarifaria de los precios regulados a nivel de generación y de transmisión o precios de nudo de cada Sistema Mediano estará compuesta por los siguientes cargos tarifarios:

- Un cargo de Potencia, denominado precio de nudo de potencia, correspondiente a los costos de desarrollo de generación y transporte de potencia hasta el nudo respectivo. El precio de nudo de potencia se establecerá en \$/kW/mes.

---

<sup>39</sup> Se entiende por proyecto de reposición eficiente aquel que sea suficiente para dar suministro de acuerdo a las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, mediante un parque óptimo inicial, adaptado a la demanda, diseñado de forma eficiente de acuerdo a los precios de mercado vigentes de inversión y operación, conforme a las alternativas tecnológicas existentes en el mercado a la fecha de realización del Estudio, considerando un calendario de inversiones futuras óptimas del mismo.

- Un cargo de energía, denominado precio de nudo de energía, correspondiente a los costos de generación y de transporte de energía hasta el nudo respectivo. El precio de nudo de energía se establecerá en \$/kWh.

El Artículo 40 referencia a que el cargo de potencia se establecerá para cada nudo de retiro del Sistema Mediano, considerando entre otras variables el costo de desarrollo de la potencia de punta y los factores de penalización de potencia de punta asociados a la demanda de potencia en el nudo respectivo.

Finalmente, se indica en el Artículo 41 que el cargo de energía se determinará en cada nudo de retiro del Sistema Mediano considerando el CID asignado a cada uno de ellos. Su nivel deberá ser ajustado de modo de cubrir el CTLP del segmento de generación y transmisión correspondiente, deducido los ingresos esperados por aplicación del cargo de potencia, de acuerdo al procedimiento que establezca la norma técnica.

### 36.2 Metodología de cálculo del Costo Total de Largo Plazo

Entendiendo que el CTLP es aquel valor anual constante requerido por la Empresa para cubrir los costos de explotación e inversión, en que se incurra durante el periodo tarifario de cuatro años que suceda a la fijación, se ha optado por considerar los años 2015, 2016, 2017 y 2018 en el análisis y determinación del CTLP. No obstante, el proyecto de reposición ha sido concebido para satisfacer la demanda inicial y proyectada de la empresa a partir del año 2013.

A continuación se establece la metodología utilizada para determinar el Costo Total de Largo Plazo de cada uno de los Sistemas Medianos de Edelmag; la cual concuerda con la que se establece en las Bases del Estudio.

#### Costo Total de Largo Plazo para Generación

El Cálculo de la componente del Costo Total de Largo Plazo correspondiente a las instalaciones de generación, determinadas según el Proyecto de Reposición Eficiente, es de la siguiente forma:

$$CTLPG = \left( \sum_{t=1}^T \frac{[AVIG_t + COMAG_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left( \frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1} \right) \quad (36-1)$$

Donde:

$T$  : Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2011, 2012, 2013 y 2014)

$CTLPG$  : Costo Total de Largo Plazo correspondiente a las instalaciones de generación, en US\$/año.

$AVIG_t$  : Anualidad<sup>40</sup> del Valor de Inversión de las instalaciones de generación incluidas en Proyecto de Reposición Eficiente, efectuadas antes o durante el año  $t$ , en US\$/año.

<sup>40</sup> Las anualidades  $AVIG_t$  y  $AVIL_t$  se determinan considerando el valor de inversión de las respectivas instalaciones, descontando el valor residual de cada una de ellas al final del periodo de planificación, actualizado al año  $t$ , y considerando en el cálculo de las actualizaciones y anualidades respectivas, una tasa de actualización de 10% anual.

$COMAG_t$  : Costo de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización<sup>41</sup> determinado para el año t de acuerdo al Proyecto de Reposición Eficiente y asignado al segmento de generación, en US\$/año.

### Costo Total de Largo Plazo para Transmisión

El Cálculo de la componente del Costo Total de Largo Plazo correspondiente a las instalaciones de transmisión, determinadas según el Proyecto de Reposición Eficiente, es de la siguiente forma:

$$CTLPL = \left( \sum_{t=1}^T \frac{[AVIL_t + COMAL_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left( \frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1} \right) \quad (36-2)$$

$T$  : Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2011, 2012, 2013 y 2014)

$CTLPL$  : Costo Total de Largo Plazo correspondiente las instalaciones de transmisión, en US\$/año.

$AVIL_t$  : Anualidad del Valor de Inversión de las instalaciones de transmisión incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente, efectuadas antes o durante el año t, en US\$/año.

$COMAL_t$  : Costo de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización determinado para el año t de acuerdo al Proyecto de Reposición Eficiente y asignado al segmento de transmisión, en US\$/año.

### Costo Total de Largo Plazo para Generación y Transmisión

Finalmente, una vez calculados los componentes correspondientes a las instalaciones de generación y transmisión, el Costo Total de Largo Plazo corresponde a la suma de estos dos términos, es decir:

$$CTLP = CTLPG + CTLPL \quad (36-3)$$

## 36.3 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Punta Arenas

De acuerdo al procedimiento expuesto en la sección 36.2, se procedió a determinar el valor actual de las inversiones en generación, transmisión e infraestructura del proyecto de reposición eficiente determinado y de los costos fijos y variables de operación en Punta Arenas. Producto de lo anterior, se obtuvo el valor presente de los costos en que incurriría la Empresa en los cuatro años que suceden a la fijación tarifaria:

<sup>41</sup> Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización considerados para un año t cualquiera, son estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año, por lo cual, deben ser llevados a valores correspondientes a final de cada año para efectos de ser incorporados en las fórmulas precedentes.

<b>Valor Actual Total [US\$]</b>	<b>87.776.212</b>
----------------------------------	-------------------

Calculando la cuota equivalente constante necesaria para cubrir los costos, se obtiene que el Cotos Total de Largo Plazo para el sistema de Punta Arenas es:

<b>CTLP [US\$/año]</b>	<b>27.690.832</b>
------------------------	-------------------

A continuación se expone el detalle de los costos agregados de generación y transmisión.

### Costo Total de Largo Plazo de Generación

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Punta Arenas. En la Tabla 406 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

**Tabla 406: Anualidades de inversión y costos de generación en Punta Arenas**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US\$/año	6.625.321	6.625.321	6.758.704	6.758.704
Anualidad Infraestructura Generación	US\$/año	1.047.207	1.047.207	1.085.255	1.086.045
Costo Fijo de Generación	US\$/año	3.835.647	3.740.375	3.924.598	3.968.589
Costo Variable de Generación	US\$/año	13.400.854	13.556.095	13.733.811	13.763.240
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>24.909.029</b>	<b>24.968.997</b>	<b>25.502.368</b>	<b>25.576.578</b>

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

<b>Valor Actual de Generación [US\$]</b>	<b>79.909.560</b>
--	-------------------

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

<b>CTLPG [US\$/año]</b>	<b>25.209.133</b>
-------------------------	-------------------

Es importante notar que en el cálculo del CTLP, dado que se considera una gestión eficiente de los activos de generación y que, de acuerdo a las bases del Estudio, esto incluye una operación de las instalaciones en una vida útil determinada en las mismas bases, entonces para todas las instalaciones que forman parte del Proyecto de Reposición eficiente de Punta Arenas se consideró la vida útil establecida en las bases. Esto incluye al Parque Eólico Cabo Negro, al cual se le consideró una vida útil de 20 años, de acuerdo a lo establecido en las bases para este tipo de unidades.

### Costo Total de Largo Plazo de Transmisión

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Punta Arenas. En la Tabla 407 se exponen de manera

agregada las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases del Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

**Tabla 407: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Punta Arenas**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US\$/año	1.399.120	1.399.120	1.465.154	1.465.154
Anualidad Infraestructura Transmisión	US\$/año	223.831	223.831	231.963	232.132
Costo Fijo de Transmisión	US\$/año	819.833	799.470	838.845	848.248
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>2.442.784</b>	<b>2.422.420</b>	<b>2.535.962</b>	<b>2.545.534</b>

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

<b>Valor Actual de Transmisión [US\$]</b>	<b>7.866.653</b>
---	------------------

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo en transmisión es:

<b>CTLPL [US\$/año]</b>	<b>2.481.699</b>
-------------------------	------------------

### 36.4 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Natales

De acuerdo al procedimiento expuesto en la sección 36.2, se procedió a determinar el valor actual de las inversiones en generación, transmisión e infraestructura del proyecto de reposición eficiente determinado y de los costos fijos y variables de operación en Puerto Natales. Producto de lo anterior, se obtuvo el valor presente de los costos en que incurriría la Empresa en los cuatro años que suceden a la fijación tarifaria:

<b>Valor Actual Total [US\$]</b>	<b>14.929.254</b>
----------------------------------	-------------------

Calculando la cuota equivalente constante necesaria para cubrir los costos, se obtiene que el Cotos Total de Largo Plazo para el sistema de Punta Arenas es:

<b>CTLP [US\$/año]</b>	<b>4.709.744</b>
------------------------	------------------

A continuación se expone el detalle de los costos agregados de generación y transmisión.

### Costo Total de Largo Plazo de Generación

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Puerto Natales. En la Tabla 408 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases de Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada período.

**Tabla 408: Anualidades de inversión y costos de generación en Puerto Natales**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US\$/año	872.520	872.520	1.028.164	1.028.164
Anualidad Infraestructura Generación	US\$/año	244.268	244.268	252.376	252.376
Costo Fijo de Generación	US\$/año	942.571	923.353	959.577	967.284
Costo Variable de Generación	US\$/año	2.227.435	2.512.988	2.493.392	2.683.201
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>4.286.795</b>	<b>4.553.128</b>	<b>4.733.509</b>	<b>4.931.025</b>

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

<b>Valor Actual de Generación [US\$]</b>	<b>14.584.314</b>
--	-------------------

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

<b>CTLPG [US\$/año]</b>	<b>4.600.925</b>
-------------------------	------------------

### Costo Total de Largo Plazo de Transmisión

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Puerto Natales. En la Tabla 409 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las bases, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada período.

**Tabla 409: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Puerto Natales**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US\$/año	47.998	47.998	47.998	47.998
Anualidad Infraestructura Transmisión	US\$/año	12.434	12.434	12.846	12.846
Costo Fijo de Transmisión	US\$/año	47.979	47.001	48.845	49.237
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>108.411</b>	<b>107.432</b>	<b>109.689</b>	<b>110.081</b>

De la siguiente tabla se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

<b>Valor Actual de Transmisión [US\$]</b>	344.940
---	---------

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

<b>CTLPL [US\$/año]</b>	108.819
-------------------------	---------

### 36.5 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Porvenir

De acuerdo al procedimiento expuesto en la sección 36.2, se procedió a determinar el valor actual de las inversiones en generación, transmisión e infraestructura del proyecto de reposición eficiente determinado y de los costos fijos y variables de operación en Puerto Natales. Producto de lo anterior, se obtuvo el valor presente de los costos en que incurriría la Empresa en los cuatro años que suceden a la fijación tarifaria:

<b>Valor Actual Total [US\$]</b>	10.787.424
----------------------------------	------------

Calculando la cuota equivalente constante necesaria para cubrir los costos, se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo para el sistema de Punta Arenas es:

<b>CTLPG [US\$/año]</b>	3.325.745
-------------------------	-----------

A continuación se expone el detalle de los costos agregados de generación y transmisión.

#### Costo Total de Largo Plazo de Generación

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Porvenir. En la Tabla 410 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases de Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

**Tabla 410: Anualidades de inversión y costos de generación en Porvenir**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US\$/año	698.579	698.579	698.579	911.682
Anualidad Infraestructura Generación	US\$/año	162.727	162.727	166.964	169.118
Costo Fijo de Generación	US\$/año	770.517	773.007	782.267	788.046
Costo Variable de Generación	US\$/año	1.499.910	1.594.753	1.667.992	1.843.049
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>3.131.734</b>	<b>3.229.066</b>	<b>3.315.802</b>	<b>3.711.895</b>

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

<b>Valor Actual de Generación [US\$]</b>	10.542.165
--	------------

Del valor actual de generación se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de generación es:

<b>CTLPG [US\$/año]</b>	3.325.745
-------------------------	-----------

### Costo Total de Largo Plazo de Transmisión

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Porvenir; cumpliendo con lo establecido en las Bases del Estudio, en la Tabla 411 se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

**Tabla 411: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Porvenir**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US\$/año	34.139	34.139	34.139	34.139
Anualidad Infraestructura Transmisión	US\$/año	7.462	7.462	7.656	7.755
Costo Fijo de Transmisión	US\$/año	35.332	35.446	35.871	36.136
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>76.932</b>	<b>77.046</b>	<b>77.665</b>	<b>78.029</b>

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

<b>Valor Actual de Transmisión [US\$]</b>	245.259
---	---------

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

<b>CTLPL [US\$/año]</b>	77.372
-------------------------	--------

### **36.6 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Puerto Williams**

De acuerdo al procedimiento expuesto en la sección 36.2, se procedió a determinar el valor actual de las inversiones en generación, transmisión e infraestructura del proyecto de reposición eficiente determinado y de los costos fijos y variables de operación en Puerto Natales. Producto de lo anterior, se obtuvo el valor presente de los costos en que incurriría la Empresa en los cuatro años que suceden a la fijación tarifaria:

<b>Valor Actual Total [US\$]</b>	6.887.323
----------------------------------	-----------

Calculando la cuota equivalente constante necesaria para cubrir los costos, se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo para el sistema de Punta Arenas es:

**CTLP [US\$/año]**

**2.172.749**

A continuación se expone el detalle de los costos agregados de generación y transmisión.

### Costo Total de Largo Plazo de Generación

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Puerto Williams. En la Tabla 412 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases del Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

**Tabla 412: Anualidades de inversión y costos de generación en Puerto Williams**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Generación	US\$/año	73.425	73.425	73.425	73.425
Anualidad Infraestructura Generación	US\$/año	77.317	77.317	78.635	78.635
Costo Fijo de Generación	US\$/año	381.190	381.700	385.365	386.803
Costo Variable de Generación	US\$/año	1.391.782	1.459.037	1.526.410	1.593.720
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>1.923.714</b>	<b>1.991.478</b>	<b>2.063.834</b>	<b>2.132.583</b>

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de generación de la empresa es:

**Valor Actual de Generación [US\$]**

**6.401.852**

Del valor actual de generación se obtiene que Costo Total de Largo plazo de generación es:

**CTLPG [US\$/año]**

**2.020.028**

Adicionalmente, se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de transmisión en Puerto Williams. En la Tabla 413 se exponen de manera agregada los principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las bases, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada periodo.

**Tabla 413: Anualidades de inversión y costos de transmisión en Puerto Williams**

Año	Unidad	2015	2016	2017	2018
		1	2	3	4
Anualidad Inversiones Transmisión	US\$/año	21.024	21.024	21.024	21.024
Anualidad Infraestructura Transmisión	US\$/año	22.139	22.139	22.516	22.516
Costo Fijo de Transmisión	US\$/año	109.150	109.296	110.345	110.757
<b>Anualidad Total</b>	<b>US\$/año</b>	<b>152.313</b>	<b>152.459</b>	<b>153.886</b>	<b>154.298</b>

De la tabla siguiente se desprende que el valor actual de las inversiones y costos asociados al área de transmisión de la empresa es:

<b>Valor Actual de Transmisión [US\$]</b>	<b>485.471</b>
---	----------------

Del valor actual de transmisión se obtiene que el Costo Total de Largo Plazo de transmisión es:

<b>CTLPL [US\$/año]</b>	<b>153.152</b>
-------------------------	----------------

## 37 ANEXO: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo a lo indicado en las Bases de Estudio, se identificaron las fórmulas de indexación para:

- Costo Incremental de Desarrollo (CID) de los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir
- Costo Total de Largo Plazo (CTLP) de los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams

### 37.1 Metodología

Los ingresos de la empresa eléctrica deben mantenerse constantes en términos reales de manera de no desvirtuar la matriz de costos y, en consecuencia, los ingresos de la empresa. Por tal motivo, las formulas de indexación deben reflejar fielmente las variaciones en la estructura de costos de Edelmag durante el periodo tarifario, tomando como referencia los valores determinados en el año base (2012).

Para determinar las fórmulas de indexación en primer término se analiza la estructura de costos de inversión de los componentes de cada sistema de acuerdo a la naturaleza de los bienes, insumos y servicios que lo integran. De forma similar se procede con los componentes de costos del COMA correspondientes a cada sistema eléctrico de Edelmag.

Posteriormente se analizan y definen los indicadores que mejor representan la evolución de los costos de los bienes, insumos y servicios que componen los costos.

Los indicadores que se propone utilizar son de público conocimiento y de fuentes oficiales. Se escogen índices que, en su conjunto, eviten efectos compuestos del tipo que se produce cuando se incorpora conjuntamente la tasa de cambio con otros indicadores correlacionados.

Finalmente, teniendo en cuenta la estructura de costos y los indicadores seleccionados, se propone una fórmula de indexación del tipo polinómica que combina y pondera los indicadores que mejor reflejan la evolución de la estructura de costos de cada sistema.

Las fórmulas son del tipo siguiente:

$$A.V.I = \sum_i \text{Componente de Costo}_i \cdot \left[ \frac{IND_i(t)}{IND_i(0)} \right] \quad (37-1)$$

$$COMA = \sum_i \text{Componente de Costo}_i \cdot \left[ \frac{IND_i(t)}{IND_i(0)} \right] \quad (37-2)$$

Donde:

Componente de Costo<sub>i</sub>: Componente del costo del A.V.I. (COMA) en análisis cuyo valor se indexa o varía conforme la variación del indicador IND<sub>i</sub>.

IND<sub>i</sub>(t): Valor del indicador económico cuya variación respecto a su valor en base, da cuenta de la variación de la Componente de Costo <sub>i</sub> y por tanto del nivel de dicha componente de costos en dicho período t.

$IND_i(0)$ : Valor base del indicador señalado.

A los efectos de determinar las fórmulas de indexación del VI y el COMA de cada sistema, se asumirá que la empresa es remunerada con una tarifa en pesos y que los componentes de costos valorizados en moneda extranjera están afectados de las correspondientes tasas de importación del equipamiento puesto en Chile y de paridad cambiaria.

### 37.2 Indicadores utilizados

Para explicar la evolución de cada componente de costo correspondiente a cada uno de los sistemas, se han seleccionado los siguientes indicadores:

- Índice nominal de Costo de Mano de Obra de Chile (IMO)
- Índice de precios del consumo de Chile (IPC)
- Índice de Remuneraciones (IR)
- U.S. Producer Price Index (PPI)
- Precio del Gas puesto en Magallanes (PGas)
- Precio del Diésel puesto en Magallanes (PDiésel)

Los datos a utilizar para determinar la indexación de los componentes de costos provienen de fuentes de público acceso. Al respecto se propone considerar las siguientes fuentes:

- IMO: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile <sup>42</sup>.
- IR: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile<sup>43</sup>.
- IPC: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile <sup>44</sup>.
- PPI: Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour <sup>45</sup>.

### 37.3 Fórmula de Indexación

Las fórmulas de indexación se obtienen de los componentes de costos y de la participación supuesta de cada indicador en cada componente de costo.

La fórmula de indexación resultante para el VI es la siguiente<sup>46</sup>:

$$\frac{V_{ctlp}(i)}{V_{ctlp}(0)} = \left[ \%IMO \times \frac{IMO(i)}{IMO(0)} + \%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%P_{gas} \times \frac{P_{gas}(i)}{P_{gas}(0)} + \%P_{diesel} \times \frac{P_{diesel}(i)}{P_{diesel}(0)} \right] + \left[ \%PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)} \right] \times \left[ \frac{1+TAX(i)}{1+TAX(0)} \right] \times \frac{Pdolar(i)}{Pdolar(0)} \quad (37-3)$$

<sup>42</sup>

[http://www.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/mercado\\_del\\_trabajo/remuneraciones/series\\_estadisticas/nuevo\\_series\\_estadisticas.php](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/mercado_del_trabajo/remuneraciones/series_estadisticas/nuevo_series_estadisticas.php)

<sup>43</sup>

[http://www.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/mercado\\_del\\_trabajo/remuneraciones/series\\_estadisticas/nuevo\\_series\\_estadisticas.php](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/mercado_del_trabajo/remuneraciones/series_estadisticas/nuevo_series_estadisticas.php)

<sup>44</sup> [http://www.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/familias/precios.php](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/precios.php)

<sup>45</sup> <http://www.bls.gov/ppi/home.htm>

<sup>46</sup> Expresión válida tanto para indexar el CID como el CTLP.

Los componentes de costos expresados en moneda extranjera son convertidos a variación en pesos por medio de la relación (Pdolar(i)/Pdolar(0))

Los componentes de costos correspondientes a dólares estadounidenses son afectados por la incidencia de la variación de los impuestos de importación (TAX) de forma tal de reflejar costos del equipamiento puesto en Chile.

### 37.4 Indexación del Costo Incremental de Desarrollo

De acuerdo al numeral 10 de las Bases del Estudio, las respectivas fórmulas de indexación del Costo Incremental de Desarrollo deberán presentar desagregaciones de los costos que permitan identificar las componentes asociadas a la potencia y aquellas asociadas a la energía. De manera de dar cumplimiento a dicho requerimiento, las fórmulas de indexación propuestas en este informe consideran como componente asociada a la potencia todos aquellos ítems de costos que permiten el cálculo del CID que guarden relación con inversiones, dejando todo lo referido a costos fijos y de operación a la fórmula de indexación del precio de la energía. A continuación se presentan los resultados para cada uno de los sistemas.

#### 37.4.1 Sistema de Punta Arenas

En la Tabla 414 se presenta el análisis de la estructura de costos del valor presente tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas en el Plan de Expansión Óptimo en Punta Arenas. Adicionalmente, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 414: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
<b>VP Generación</b>						
Equipos y Materiales	19,4%	0%			100%	100%
Flete	0,7%	100%		100%	0%	
Seguro	0,3%	100%		100%	0%	
Transporte a SSMM	0,0%	100%		100%	0%	
Montaje Mecánico	0,9%	100%	100%		0%	
Montaje Eléctrico	2,3%	100%	100%		0%	
Obras Cíviles	1,0%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,3%	100%	100%		0%	
Puesta en Marcha	0,7%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	4,5%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	1,3%	100%		100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>31,4%</b>					
<b>VP Transmisión</b>						
Equipos y Materiales	0,0%	33%		33%	67%	67%
Flete a Bodega	0,0%	100%		100%	0%	
Bodegaje	0,0%	100%	100%		0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%		0%	
Montaje	0,0%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,0%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	0,0%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%		100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%	100%		100%	0%	
Capital de Explotación	0,0%	100%		100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>0,0%</b>					
<b>% de indexación</b>			<b>5,2%</b>	<b>6,8%</b>		<b>19,4%</b>

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 415 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Punta Arenas para el CID.

**Tabla 415: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Punta Arenas para el CID**

<b>Formula Indexación Potencia CID PA</b>	
<b>IMO - Nacional</b>	<b>16,5%</b>
<b>IPC - Nacional</b>	<b>21,8%</b>
<b>PPI - Externo</b>	<b>61,7%</b>
	<b>100,0%</b>

Por otro lado, en la Tabla 416 se presenta el análisis de la estructura de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del plan de expansión óptimo del sistema de Punta Arenas. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 416: Análisis de Estructura de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	IR	Extranjero	PPI
<b>CV Combustible</b>									
Generación Diesel	0,0%	100%		100%				0%	
Generación Gas	44,5%	100%	100%					0%	
<b>Total</b>	<b>44,5%</b>	<b>0%</b>						<b>0%</b>	
<b>CV No Combustible</b>									
Mano de Obra	2,1%	100%				100%		0%	
Materiales	4,9%	0%						100%	100%
<b>Total</b>	<b>7,0%</b>								
<b>CF Directo</b>									
Administrativos y Corporativos	0,30%	100%				100%		0%	
Arrendos	0,01%	100%			100%				
Asesorías	1,13%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,09%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,05%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,29%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,14%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,40%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,16%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,37%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,28%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,23%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,37%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehículos	0,12%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,01%	100%			100%			0%	
Directorio	0,25%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,51%	100%			100%			0%	
Personal	4,75%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>9,5%</b>								
<b>CF Indirecto</b>									
Administrativos y Corporativos	0,12%	100%				100%		0%	
Arrendos	0,00%	100%			100%				
Asesorías	0,31%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,05%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,02%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,17%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,05%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,24%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,06%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,12%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,11%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,09%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,14%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehículos	0,05%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,00%	100%			100%			0%	
Directorio	0,10%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,51%	100%			100%			0%	
Personal	5,53%	100%					100%	0%	
<b>Total</b>	<b>7,7%</b>								
<b>Total General</b>	<b>100,0%</b>								
<b>% de indexación</b>			<b>44,5%</b>	<b>0,0%</b>	<b>6,1%</b>	<b>2,5%</b>	<b>10,6%</b>		<b>4,9%</b>

De acuerdo a lo anterior en la Tabla 417, se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del Costo Incremental de desarrollo del sistema de Punta Arenas.

Tabla 417: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Punta Arenas para el CID

Formula Indexación Energía CID PA	
IMO - Nacional	3,7%
IPC - Nacional	8,9%
IR - Indice Remuneraciones	15,5%
P. Gas - Nacional	64,9%
P. Diesel - Nacional	0,0%
PPI - Externo	7,1%
	<b>100,00%</b>

### 37.4.2 Sistema de Puerto Natales

En la Tabla 418 se presenta el análisis de la estructura de costos del valor presente tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas en el Plan de Expansión Óptimo en Puerto Natales. Adicionalmente, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 418: Análisis de la Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
<b>VP Generación</b>						
Equipos y Materiales	27,1%	0%			100%	100%
Flete	1,0%	100%		100%	0%	
Seguro	0,4%	100%		100%	0%	
Transporte a SSMM	0,4%	100%		100%	0%	
Montaje Mecánico	1,7%	100%	100%		0%	
Montaje Eléctrico	4,8%	100%	100%		0%	
Obras Civiles	3,4%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,8%	100%	100%		0%	
Puesta en Marcha	1,1%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	7,1%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	2,0%	100%		100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>49,7%</b>					
<b>VP Transmisión</b>						
Equipos y Materiales	0,0%	30%		0%	70%	100%
Flete a Bodega	0,0%	100%		100%	0%	
Bodegaje	0,0%	100%	100%		0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%		0%	
Montaje	0,0%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,0%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	0,0%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%		100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%	100%		100%	0%	
Capital de Explotación	0,0%	100%		100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>0,0%</b>					
<b>% de indexación</b>			<b>11,7%</b>	<b>10,9%</b>		<b>27,1%</b>

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 419 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Puerto Natales para el CID.

Tabla 419: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Natales para el CID

<b>Formula Indexación Potencia CID PN</b>	
<b>IMO - Nacional</b>	<b>23,5%</b>
<b>IPC - Nacional</b>	<b>21,9%</b>
<b>PPI - Externo</b>	<b>54,5%</b>
	<b>100,0%</b>

Por otro lado, en la Tabla 420 se presenta el análisis de la estructura de costos de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del plan de expansión óptimo del sistema de Puerto Natales. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo señalado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 420: Análisis de Estructura de Costos del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	IR	Extranjero	PPI
<b>CV Combustible</b>									
Generación Diesel	0,3%	100%		100%				0%	
Generación Gas	24,2%	100%	100%					0%	
<b>Total</b>	<b>24,5%</b>								
<b>CV No Combustible</b>									
Mano de obra	4,0%	100%				100%		0%	
Materiales	7,3%	0%						100%	100%
<b>Total</b>	<b>11,3%</b>								
<b>CF Directo</b>									
Administrativos y Corporativos	0,25%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,01%	100%			100%				
Asesorías	0,96%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,07%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,04%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,24%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,12%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,34%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,14%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,31%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,24%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,19%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,31%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehículos	0,10%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,01%	100%			100%			0%	
Directorio	0,21%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,43%	100%			100%			0%	
Personal	4,02%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>8,0%</b>								
<b>CF Indirecto</b>									
Administrativos y Corporativos	0,10%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,00%	100%			100%				
Asesorías	0,26%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,04%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,02%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,14%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,04%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,20%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,05%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,10%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,09%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,07%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,12%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehículos	0,04%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,00%	100%			100%			0%	
Directorio	0,08%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,43%	100%			100%			0%	
Personal	4,67%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>6,5%</b>								
<b>Total General</b>	<b>100,0%</b>								
<b>% de indexación</b>			<b>24,2%</b>	<b>0,3%</b>	<b>5,1%</b>	<b>4,4%</b>	<b>9,0%</b>		<b>7,3%</b>

De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 421 se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de energía del Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Puerto Natales.

Tabla 421: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Natales para el CID

Formula Indexación Energía CID PN	
IMO - Nacional	8,7%
IPC - Nacional	10,2%
IR - Indice Remuneraciones	17,9%
P. Gas - Nacional	48,1%
P. Diesel - Nacional	0,6%
PPI - Externo	14,5%
	100,00%

### 37.4.3 Sistema de Porvenir

En la Tabla 422 se presenta el análisis de la estructura de costos del valor presente tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas en el Plan de Expansión Óptimo en Porvenir. Además, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 422: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
<b>VP Generación</b>						
Equipos y Materiales	17,2%	0%			100%	100%
Flete	0,6%	100%		100%	0%	
Seguro	0,2%	100%		100%	0%	
Transporte a SSMM	0,3%	100%		100%	0%	
Montaje Mecánico	1,4%	100%	100%		0%	
Montaje Eléctrico	3,1%	100%	100%		0%	
Obras Cíviles	2,6%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,5%	100%	100%		0%	
Puesta en Marcha	0,7%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	4,7%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	1,3%	100%		100%	0%	
Infraestructura	0,0%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>32,5%</b>					
<b>VP Transmisión</b>						
Equipos y Materiales	0,0%	30%		0%	70%	100%
Flete a Bodega	0,0%	100%		100%	0%	
Bodegaje	0,0%	100%	100%		0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%		0%	
Montaje	0,0%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,0%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	0,0%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%		100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%					
Capital de Explotación	0,0%					
Infraestructura	0,0%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>0,0%</b>					
<b>% de indexación</b>			<b>8,2%</b>	<b>7,2%</b>		<b>17,2%</b>

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 423 se muestra la estructura de la fórmula de indexación de la potencia en Porvenir para el CID.

**Tabla 423: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Porvenir para el CID**

Formula	Indexación Potencia CID PO
<b>IMO - Nacional</b>	<b>25,2%</b>
<b>IPC - Nacional</b>	<b>22,1%</b>
<b>PPI - Externo</b>	<b>52,7%</b>
	<b>100,0%</b>

Por otro lado, en la Tabla 424 se presenta el análisis de la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del plan de expansión óptimo del sistema de Porvenir. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 424: Análisis de Estructura de Costos del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración.

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	IR	Extranjero	PPI
<b>CV Combustible</b>									
Generación Diesel	5,9%	100%		100%				0%	
Generación Gas	26,0%	100%	100%					0%	
<b>Total</b>	<b>31,9%</b>								
<b>CV No Combustible</b>									
Mano de obra	4,7%	100%				100%		0%	
Materiales	8,8%	0%						100%	100%
<b>Total</b>	<b>13,5%</b>								
<b>CF Directo</b>									
Administrativos y Corporativos	0,39%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,01%	100%			100%				
Asesorías	1,46%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,11%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,06%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,37%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,18%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,52%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,21%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,47%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,36%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,29%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,47%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehículos	0,15%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,01%	100%			100%			0%	
Directorio	0,32%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,66%	100%			100%			0%	
Personal	6,12%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>12,2%</b>								
<b>CF Indirecto</b>									
Administrativos y Corporativos	0,15%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,00%	100%			100%				
Asesorías	0,40%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,07%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,02%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,22%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,07%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,31%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,07%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,16%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,14%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,11%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,18%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehículos	0,06%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,00%	100%			100%			0%	
Directorio	0,12%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,66%	100%			100%			0%	
Personal	7,12%						100%		
<b>Total</b>	<b>9,9%</b>								
<b>Total General</b>	<b>100,0%</b>								
<b>% de indexación</b>			<b>26,0%</b>	<b>5,9%</b>	<b>7,8%</b>	<b>5,3%</b>	<b>13,7%</b>		<b>8,8%</b>

La Tabla 425 presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Porvenir.

Tabla 425: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Porvenir para el CID

Formula Indexación Energía CID PO	
IMO - Nacional	7,8%
IPC - Nacional	11,6%
IR - Indice Remuneraciones	20,3%
P. Gas - Nacional	38,5%
P. Diesel - Nacional	8,7%
PPI - Externo	13,1%
	<b>100,00%</b>

### 37.5 Indexación del Costo Total de Largo Plazo

#### 37.5.1 Sistema de Punta Arenas

En la Tabla 426 se presenta el análisis de la estructura de costos de la anualidad agregada de inversión tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas para el Proyecto de Reposición Eficiente en Punta Arenas. Adicionalmente, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 426: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
<b>VP Generación</b>						
Equipos y Materiales	14,91%	0%			100%	100%
Flete	0,54%	100%		100%	0%	
Seguro	0,21%	100%		100%	0%	
Transporte a SSMM	0,01%	100%		100%	0%	
Montaje Mecánico	0,69%	100%	100%		0%	
Montaje Eléctrico	1,78%	100%	100%		0%	
Obras Civiles	0,79%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,21%	100%	100%		0%	
Puesta en Marcha	0,51%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	3,50%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	1,00%	100%		100%	0%	
Infraestructura	3,84%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>28,0%</b>					
<b>VP Transmisión</b>						
Equipos y Materiales	3,10%	95%		95%	5%	5%
Flete a Bodega	0,05%	100%		100%	0%	
Bodegaje	0,08%	100%	100%		0%	
Flete a Obra	0,02%	100%	100%		0%	
Montaje	1,17%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,31%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	0,19%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,12%	100%		100%	0%	
Bienes Intangibles	0,10%	100%		100%	0%	
Capital de Explotación	0,02%	100%		100%	0%	
Infraestructura	0,82%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>6,0%</b>					
<b>% de indexación</b>			<b>5,6%</b>	<b>13,3%</b>		<b>15,1%</b>

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 427 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Punta Arenas para el CTLP.

**Tabla 427: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Punta Arenas para el CTLP**

<b>Formula Indexación Potencia CTLP PA</b>	
<b>IMO - Nacional</b>	<b>16,4%</b>
<b>IPC - Nacional</b>	<b>39,2%</b>
<b>PPI - Externo</b>	<b>44,4%</b>
	<b>100,0%</b>

Por otro lado, en la Tabla 428 se presenta el análisis de la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema de Punta Arenas. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 428: Análisis de Estructura de Costos del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	IR	Extranjero	PPI
<b>CV Combustible</b>									
Generación Diesel	0,00%	100%		100%				0%	
Generación Gas	41,15%	100%	100%					0%	
<b>Total</b>	<b>41,2%</b>								
<b>CV No Combustible</b>									
Mano de Obra	1,94%	100%				100%		0%	
Materiales	6,02%	0%						100%	100%
<b>Total</b>	<b>8,0%</b>								
<b>CF Directo</b>									
Administrativos y Corporativos	0,31%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,01%	100%			100%			0%	
Asesorías	1,21%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,08%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,05%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,24%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,17%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,39%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,21%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,35%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,36%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,24%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,41%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehículos	0,13%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,01%	100%			100%			0%	
Directorio	0,27%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,55%	100%			100%			0%	
Personal	4,65%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>9,6%</b>								
<b>CF Indirecto</b>									
Administrativos y Corporativos	0,10%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,00%	100%			100%			0%	
Asesorías	0,29%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,05%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,02%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,14%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,06%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,22%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,06%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,10%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,12%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,08%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,14%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehículos	0,04%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,00%	100%			100%			0%	
Directorio	0,09%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,48%	100%			100%			0%	
Personal	5,27%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>7,3%</b>								
<b>Total General</b>	<b>100,0%</b>								
<b>% de indexación</b>			<b>41,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>6,2%</b>	<b>2,4%</b>	<b>10,3%</b>		<b>6,0%</b>

De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 429 se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del CTLP del sistema de Punta Arenas.

Tabla 429: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Punta Arenas para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PA	
<b>IMO - Nacional</b>	<b>3,57%</b>
<b>IPC - Nacional</b>	<b>9,43%</b>
<b>IR - Indice Remuneraciones</b>	<b>15,57%</b>
<b>P. Gas - Nacional</b>	<b>62,32%</b>
<b>P. Diesel - Nacional</b>	<b>0,00%</b>
<b>PPI - Externo</b>	<b>9,11%</b>
	<b>100,00%</b>

### 37.5.2 Sistema de Puerto Natales

En la Tabla 430 se presenta el análisis de la estructura de costos de la anualidad agregada de inversión tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas para el Proyecto de Reposición Eficiente en Puerto Natales. Adicionalmente, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 430: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
<b>VP Generación</b>						
Equipos y Materiales	10,9%	0%			100%	100%
Flete	0,4%	100%		100%	0%	
Seguro	0,2%	100%		100%	0%	
Transporte a SSMM	0,2%	100%		100%	0%	
Montaje Mecánico	0,7%	100%	100%		0%	
Montaje Eléctrico	1,9%	100%	100%		0%	
Obras Civiles	1,3%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,3%	100%	100%		0%	
Puesta en Marcha	0,4%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	2,8%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,8%	100%		100%	0%	
Infraestructura	5,3%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>25,3%</b>					
<b>VP Transmisión</b>						
Equipos y Materiales	0,8%	30%		0,0%	70%	100%
Flete a Bodega	0,0%	100%		100%	0%	
Bodegaje	0,1%	100%	100%		0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%		0%	
Montaje	0,0%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,1%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	0,0%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%		100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%	100%		100%	0%	
Capital de Explotación	0,0%	100%		100%	0%	
Infraestructura	0,3%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>1,3%</b>					
<b>% de indexación</b>			<b>4,9%</b>	<b>10,0%</b>		<b>11,7%</b>

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 431 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Puerto Natales para el CTLP.

Tabla 431: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Natales para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP PN	
<b>IMO - Nacional</b>	<b>18,3%</b>
<b>IPC - Nacional</b>	<b>37,7%</b>
<b>PPI - Externo</b>	<b>43,9%</b>
	<b>100,0%</b>

Por otro lado, en la

Tabla 432 se presenta el análisis de la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema de Puerto Natales. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 432: Análisis de Estructura de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	IR	Extranjero	PPI
<b>CV Combustible</b>									
Generación Diesel	1,1%	100%		100%				0%	
Generación Gas	32,9%	100%	100%					0%	
<b>Total</b>	<b>34,0%</b>								
<b>CV No Combustible</b>									
Mano de Obra	6,4%	100%				100%		0%	
Materiales	11,8%	0%						100%	100%
<b>Total</b>	<b>18,3%</b>								
<b>CF Directo</b>									
Administrativos y Corporativos	0,39%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,02%	100%			100%				
Asesorías	1,51%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,11%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,07%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,31%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,22%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,49%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,26%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,43%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,44%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,30%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,52%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehículos	0,16%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,01%	100%			100%			0%	
Directorio	0,34%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,68%	100%			100%			0%	
Personal	5,80%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>12,0%</b>								
<b>CF Indirecto</b>									
Administrativos y Corporativos	0,13%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,01%	100%			100%				
Asesorías	0,36%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,06%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,02%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,17%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,07%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,28%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,08%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,13%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,15%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,10%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,17%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehículos	0,06%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,00%	100%			100%			0%	
Directorio	0,11%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,60%	100%			100%			0%	
Personal	6,58%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>9,1%</b>								
<b>Total General</b>	<b>100,0%</b>								
<b>% de indexación</b>			<b>32,9%</b>	<b>1,1%</b>	<b>7,8%</b>	<b>7,0%</b>	<b>12,8%</b>		<b>11,8%</b>

De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 433 se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del CTLP del sistema de Puerto Natales.

**Tabla 433: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Natales para el CTLP**

Formula Indexación Energía CTLP PN	
<b>IMO - Nacional</b>	<b>9,5%</b>
<b>IPC - Nacional</b>	<b>10,6%</b>
<b>IR - Índice Remuneraciones</b>	<b>17,5%</b>
<b>P. Gas - Nacional</b>	<b>44,8%</b>
<b>P. Diesel - Nacional</b>	<b>1,5%</b>
<b>PPI - Externo</b>	<b>16,1%</b>
	<b>100,0%</b>

### 37.5.3 Sistema de Porvenir

En la Tabla 434 se presenta el análisis de la estructura de costos de la anualidad agregada de inversión tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas para el Proyecto de Reposición Eficiente en Porvenir. Además, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

**Tabla 434: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión**

VP	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
<b>VP Generación</b>						
Equipos y Materiales	11,5%	0%			100%	100%
Flete	0,4%	100%		100%		
Seguro	0,2%	100%		100%		
Transporte a SSMM	0,2%	100%		100%	0%	
Montaje Mecánico	0,9%	100%	100%		0%	
Montaje Eléctrico	2,1%	100%	100%		0%	
Obras Civiles	1,7%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,4%	100%	100%		0%	
Puesta en Marcha	0,5%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	3,1%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,9%	100%		100%	0%	
Infraestructura	4,9%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>26,7%</b>					
<b>VP Transmisión</b>						
Equipos y Materiales	0,7%	30%		0%	70%	100%
Flete a Bodega	0,0%	100%		100%	0%	
Bodegaje	0,1%	100%	100%		0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%		0%	
Montaje	0,0%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,1%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	0,0%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%		100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%	100%		100%	0%	
Capital de Explotación	0,0%	100%		100%	0%	
Infraestructura	0,2%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>1,2%</b>					
<b>% de indexación</b>			<b>5,7%</b>	<b>10,0%</b>		<b>12,3%</b>

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 435 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Porvenir para el CTLP.

**Tabla 435: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Porvenir para el CTLP**

<b>Formula Indexación Potencia CTLP PO</b>	
<b>IMO - Nacional</b>	<b>20,3%</b>
<b>IPC - Nacional</b>	<b>35,8%</b>
<b>PPI - Externo</b>	<b>43,9%</b>
	<b>100,0%</b>

Por otro lado en la Tabla 436 se presenta el análisis de la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema de Porvenir. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 436: Análisis de la Estructura de Costos del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	IR	Extranjero	PPI
<b>CV Combustible</b>									
Generación Diesel	0,0%	100%		100%				0%	
Generación Gas	32,6%	100%	100%					0%	
<b>Total</b>	<b>32,6%</b>								
<b>CV No Combustible</b>									
Mano de Obra	5,2%	100%				100%		0%	
Materiales	10,3%	0%						100%	100%
<b>Total</b>	<b>15,5%</b>								
<b>CF Directo</b>									
Administrativos y Corporativos	0,44%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,02%	100%			100%				
Asesorías	1,71%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,12%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,07%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,35%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,24%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,56%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,29%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,49%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,50%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,34%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,59%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehiculos	0,18%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,02%	100%			100%			0%	
Directorio	0,38%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,77%	100%			100%			0%	
Personal	6,56%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>13,6%</b>								
<b>CF Indirecto</b>									
Administrativos y Corporativos	0,15%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,01%	100%			100%				
Asesorías	0,41%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,07%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,02%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,20%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,08%	100%			100%			0%	
Gastos Plantel	0,32%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,09%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,14%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,17%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,11%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,20%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehiculos	0,06%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,00%	100%			100%			0%	
Directorio	0,13%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,67%	100%			100%			0%	
Personal	7,45%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>10,3%</b>								
<b>Total General</b>	<b>100,0%</b>								
<b>% de indexación</b>			<b>32,6%</b>	<b>0,0%</b>	<b>8,8%</b>	<b>5,8%</b>	<b>14,52%</b>		<b>10,3%</b>

De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 437 se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del CTLP del sistema de Porvenir.

Tabla 437: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Porvenir para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PO	
IMO - Nacional	8,1%
IPC - Nacional	12,2%
IR - Índice Remuneraciones	20,2%
P. Gas - Nacional	45,3%
P. Diesel - Nacional	0,0%
PPI - Externo	14,3%
	100,00%

### 37.5.4 Sistema de Puerto Williams

En la Tabla 438 se presenta el análisis de la estructura de costos de la anualidad agregada de inversión tanto de generación como transmisión de las inversiones proyectadas para el Proyecto de Reposición Eficiente en Puerto Williams. Además, se muestra el peso relativo que tiene cada índice de la indexación en los ítems en que se realizó la apertura.

Tabla 438: Análisis de Estructura de Costos del Valor Presente de Generación - Transmisión

VP	Total	Local	IMO	IPC	Extranjero	PPI
<b>VP Generación</b>						
Equipos y Materiales	1,3%	0%			100%	100%
Flete	0,0%	100%		100%	0%	
Seguro	0,0%	100%		100%	0%	
Transporte a SSMM	0,2%	100%		100%	0%	
Montaje Mecánico	0,1%	100%	100%		0%	
Montaje Eléctrico	0,6%	100%	100%		0%	
Obras Civiles	0,5%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,1%	100%	100%		0%	
Puesta en Marcha	0,1%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	0,5%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,1%	100%		100%	0%	
Infraestructura	3,6%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>7,0%</b>					
<b>VP Transmisión</b>						
Equipos y Materiales	0,7%	30%		0%	70%	100%
Flete a Bodega	0,0%	100%		100%	0%	
Bodegaje	0,1%	100%	100%		0%	
Flete a Obra	0,0%	100%	100%		0%	
Montaje	0,1%	100%	100%		0%	
Ingeniería	0,1%	100%	100%		0%	
Gastos Generales	0,0%	100%		100%	0%	
Intereses Intercalarios	0,0%	100%		100%	0%	
Bienes Intangibles	0,0%	100%		100%	0%	
Capital de Explotación	0,0%	100%		100%	0%	
Infraestructura	1,0%	100%		100%	0%	
<b>Total</b>	<b>2,0%</b>					
<b>% de indexación</b>			<b>1,4%</b>	<b>5,6%</b>		<b>2,0%</b>

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 439 se muestra la estructura de la fórmula de indexación del precio de la potencia en Puerto Williams para el CTLP.

**Tabla 439: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Puerto Williams para el CTLP**

<b>Formula Indexación Potencia CTLP PW</b>	
<b>IMO - Nacional</b>	<b>16,1%</b>
<b>IPC - Nacional</b>	<b>62,0%</b>
<b>PPI - Externo</b>	<b>21,9%</b>
	<b>100,0%</b>

Por otro lado en la Tabla 440 se presenta el análisis de la estructura del costo de operación, administración y mantenimiento tanto de generación como transmisión del Proyecto de Reposición Eficiente del sistema de Puerto Williams. Dichos componentes de costos guardan relación, de acuerdo a lo explicado anteriormente, con el precio de la energía y su respectiva fórmula de indexación.

Tabla 440: Análisis de Estructura de Costos del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración

COMA	Total	Local	P. Gas	P. Diesel	IPC	IMO	IR	Extranjero	PPI
<b>CV Combustible</b>									
Generación Diesel	60,3%	100%		100%				0%	
Generación Gas	0,0%	100%	100%					0%	
<b>Total</b>	<b>60,3%</b>								
<b>CV No Combustible</b>									
Mano de Obra	2,2%	100%				100%		0%	
Materiales	5,9%	0%						100%	100%
<b>Total</b>	<b>8,1%</b>								
<b>CF Directo</b>									
Administrativos y Corporativos	0,42%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,02%	100%			100%				
Asesorías	1,63%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,11%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,07%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,33%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,23%	100%			100%			0%	
Gastos Platel	0,53%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,28%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,46%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,48%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,33%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,56%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehiculos	0,17%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,01%	100%			100%			0%	
Directorio	0,36%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,73%	100%			100%			0%	
Personal	6,23%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>12,9%</b>								
<b>CF Indirecto</b>									
Administrativos y Corporativos	0,14%	100%				100%		0%	
Arriendos	0,01%	100%			100%				
Asesorías	0,39%	100%			100%			0%	
Capacitación	0,06%	100%			100%			0%	
Contribuciones	0,02%	100%			100%			0%	
Costos de Tecnologías de Información	0,19%	100%			100%			0%	
Facturación a Clientes	0,00%	100%			100%			0%	
Fletes	0,08%	100%			100%			0%	
Gastos Platel	0,30%	100%			100%			0%	
Impuestos, Patentes y Trámites	0,08%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Edificios	0,14%	100%			100%			0%	
Materiales*	0,16%	100%			100%			0%	
RSE y Comunicaciones	0,11%	100%			100%			0%	
Seguros Maquinarias y Edificios	0,19%	100%			100%			0%	
Mantenimiento Vehiculos	0,06%	100%			100%			0%	
Vigilancia	0,00%	100%			100%			0%	
Directorio	0,12%	100%					100%	0%	
Respaldo Diesel	0,64%	100%			100%			0%	
Personal	7,08%	100%					100%		
<b>Total</b>	<b>9,8%</b>								
<b>Total General</b>	<b>100,0%</b>								
<b>% de indexación</b>			<b>0,0%</b>	<b>60,3%</b>	<b>8,4%</b>	<b>2,8%</b>	<b>13,8%</b>		<b>5,9%</b>

De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 441 se presenta la estructura de la fórmula de indexación planteada para la componente de la energía del CTLP del sistema de Puerto Williams.

Tabla 441: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Puerto Williams para el CTLP

Formula Indexación Energía CTLP PW	
IMO - Nacional	3,0%
IPC - Nacional	9,2%
IR - Indice Remuneraciones	15,1%
P. Gas - Nacional	0,0%
P. Diesel - Nacional	66,2%
PPI - Externo	6,4%
	<b>100,00%</b>

### 37.6 Propuesta para el reconocimiento de sobrecostos de generación por restricciones de suministro de gas

De acuerdo a lo señalado en el Anexo 27.5, System se reunió con los principales actores del mercado del gas natural en Magallanes, incluido el Ministerio de Energía, identificándose una situación actual en que podrían darse condiciones de estrechez entre la oferta y demanda de gas natural en la región como consecuencia de posibles contingencias en la cadena de producción y transporte de gas, sumado a una condición de alta demanda de gas residencial, por ejemplo, ante la ocurrencia de condiciones climatológicas adversas. Esta situación podría potencialmente provocar restricciones de suministro de gas natural para generación eléctrica por periodos de corta duración.

En el presente Estudio, para la construcción de los planes de expansión óptimo y los proyectos de reposición eficiente, así como el cálculo de los CID y CTLP, se ha considerado que existe suficiente disponibilidad de gas natural para satisfacer los consumos de la generación eléctrica de los sistemas medianos de Edelmag, durante todo el horizonte de planificación. Sin perjuicio de que se ha considerado como criterio de diseño que los sistemas medianos sean suficientes para operar sin gas natural (criterio de seguridad de suministro de combustible), los costos variables de generación calculados para el CID y CTLP ha sido considerado que no existen restricciones de suministro de gas natural.

Por lo anterior, si en la práctica ocurriera una restricción de suministro de gas para generación la empresa incurriría en sobrecostos por reemplazo de combustible gas por diesel en su matriz de generación, y todo originado por una situación que está fuera del alcance de su gestión y que no estaría reconocida en la tarifa. Por este motivo, a continuación se propone una metodología para reconocer los sobrecostos de generación ante la ocurrencia de restricciones de suministro de gas natural para generación eléctrica.

Primero que todo, es importante señalar que para estos efectos se entiende que las restricciones de suministro de gas están fuera del alcance de la gestión de la empresa de generación, sea Edelmag o una empresa teórica eficiente, y no corresponden en ningún caso a restricciones de generación por mantenimiento de unidades, fallas u otros motivos.

La presente propuesta metodológica consiste en introducir a la fórmula de indexación del precio de nudo de energía (PNE) un factor adicional.

$$PNE_i = F_i \times PNE_0 \times \sum_k \alpha_k \times \left( \frac{Index_k}{Index_0} \right)$$

$F_i$ : factor de ajuste por mayor costo variable de combustible.

El factor  $F_i$  es igual a 1 si en el mes  $i$  no hubo restricciones de gas natural. En el caso que existieran restricciones de gas en el mes  $i$ , entonces el factor  $F_i$  debe reflejar el incremento del precio de nudo que compensaría el efecto  $C_i$  en los costos variables de combustible por reemplazo de gas por diesel en la generación del mes  $i$ , considerando las ventas de energía de igual mes  $kWh_i$ :

$$F_i = 1 + \frac{C_i \times F_{AD}}{PNE_0 \cdot \left[ \sum_k \alpha_k \times \left( \frac{Index_k}{Index_0} \right) \right] \cdot kWh_i}$$

En donde  $C_i$  se calcula como el volumen restringido de gas natural  $V_r$ , valorizado a la diferencia entre los costos variables del diesel y de gas natural:

$$C_i = \left( \frac{V_r}{CE_{gas}} \right) \times (CE_{diesel} \cdot P_{diesel,i} - CE_{gas} \cdot P_{gas,i})$$

Con los parámetros:

$CE_{gas}$ : consumo específico medio de las unidades a gas natural.

$CE_{diesel}$ : consumo específico medio de las unidades a diesel.

$P_{diesel,i}$ : precio del diesel pagado por Edelmag en el mes  $i$ , puesto en la central.

$P_{gas,i}$ : precio del gas en el mes  $i$ .

Y el factor  $F_{AD}$  refleja la variación entre las ventas del mes  $i$  y las ventas de energía proyectadas del mes  $i + 1$ , de modo tal que si se aplica el precio de nudo de energía indexado durante el mes  $i + 1$ , se neutralice la diferencia respecto de lo que debe recaudar, para lograr un traspaso de costos, en el mes  $i$ :

$$F_{AD} = \frac{kWh_i}{kWh_{i+1}}$$

A modo de ejemplo, a continuación se grafica el efecto porcentual sobre la fórmula de indexación ( $F_i - 1$ ) para disponibilidades de gas natural desde 100% hasta 90% del volumen medio mensual de Punta Arenas en el horizonte del Estudio, considerando el precio de nudo de energía vigente al 30 de abril de 2014, el consumo específico de gas medio del proyecto de reposición eficiente de Punta Arenas en el horizonte del estudio, el consumo específico de la unidad Solar Titán 15 MW en modo diesel (unidad diesel principal del proyecto de reposición eficiente de Punta Arenas) y los precios de gas natural y diesel considerados para el cálculo del CID y CTLP. Se observa que una restricción del 1% del consumo de gas se traduciría en un aumento del precio de nudo de energía aproximado de 4,1% en el mes siguiente. Para este análisis se ha considerado un factor  $F_{AD} = 1$  y además no se consideran variaciones en los índices de precio respecto de los valores base.

Figura 205: Simulación del efecto porcentual de la disponibilidad de gas sobre la indexación del precio de nudo de energía

