

“ESTUDIO DE TARIFICACIÓN DE SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA Y GENERAL CARRERA”

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.



INFORME FINAL

Santiago, Mayo de 2014

INDICE

1	Resumen Ejecutivo	4
1.1	Sistema Mediano Aysén.....	5
1.1.1	Valorización de Instalaciones existentes al 31/12/2012	5
1.1.2	Proyección de la demanda	5
1.1.3	Costos de Operación y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización al 31/12/2012	6
1.1.4	Plan de expansión óptimo.....	6
1.1.5	Costo incremental de desarrollo	7
1.1.6	Proyecto de reposición eficiente	7
1.1.7	Costo total de largo plazo	9
1.1.8	Fórmulas de indexación	9
1.2	Sistema Mediano General Carrera	10
1.2.1	Valorización de Instalaciones existentes al 31/12/2012	10
1.2.2	Proyección de la demanda	10
1.2.3	Costos variables y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización al 31/12/2012	11
1.2.4	Plan de expansión óptimo.....	11
1.2.5	Costo incremental de desarrollo	12
1.2.6	Proyecto de reposición eficiente	12
1.2.7	Costo total de largo plazo	13
1.2.8	Fórmulas de indexación	13
1.3	Sistema Mediano PALENA	14
1.3.1	Valorización de Instalaciones al 31/12/2012.....	14
1.3.2	Proyección de la demanda	14
1.3.3	Costos variables y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización al 31/12/2012	15
1.3.4	Plan de expansión óptimo.....	15
1.3.5	Costo incremental de desarrollo	16
1.3.6	Proyecto de reposición eficiente	16
1.3.7	Costo total de largo plazo	17
1.3.8	Fórmulas de indexación	18
2	Introducción.....	19
2.1	Objetivos y Alcances del Informe Final.....	19
2.2	Normativa aplicable	20
2.3	Metodología.....	21
3	Tratamiento de las Instalaciones Existentes	24
3.1	Identificación y caracterización de las instalaciones.....	24
3.2	Valorización de las instalaciones	25
3.3	Estructura de Personal y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización.....	27
4	Proyección de la Demanda	29
4.1	Estudio de regresión entre crecimiento de demanda e inacer	29
4.2	Resultados modelos econométricos.....	30
5	Plan de Expansión Óptimo.....	32
5.1	Metodología General	32
5.1.1	Marco Conceptual de la Tarificación	32
5.1.2	Costos de Administración, Operación y Mantenimiento	32
5.1.3	Determinación de módulos de expansión	34
5.2	Reservas consideradas en el plan de expansión óptimo.....	35
6	Plan de Expansión Resultante.....	38
6.1	Rango de validez del plan de expansión.....	40
6.1.1	Sistema Aysén	40
6.1.2	Sistema General Carrera	41

6.1.3	Sistema Palena	42
6.2	Cumplimiento de la Norma Técnica	44
7	Costo Incremental de Desarrollo	46
7.1	Sistema Aysén	46
7.2	Sistema Gral. Carrera	46
7.3	Sistema Palena	46
8	Determinación Del Costo Total De Largo Plazo Y Del Proyecto De Reposición Eficiente.....	47
8.1	Metodología general.....	47
8.2	Proyecto de reposición eficiente para generación	48
8.2.1	SM Aysén	48
8.2.2	Sistema Mediano General Carrera	49
8.2.3	Sistema Mediano Palena	49
8.3	Proyecto de reposición eficiente para infraestructura de generación	50
8.4	Valorización del proyecto de reposición eficiente	50
8.5	Determinación del Costo Total de Largo Plazo.....	55
9	Fórmulas de Indexación.....	57
9.1	Coeficiente de Indexación SM Aysén.....	58
9.2	Coeficiente de Indexación SM carrera	58
9.3	Coeficiente de Indexación SM Palena	58
A.	ANEXO: IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES	60
I.	Identificación y Caracterización de las Instalaciones	60
i.	Plano y topología del sistema	60
ii.	Identificación y Caracterización de Unidades Generadoras	62
iii.	Identificación y caracterización de las instalaciones de transmisión.....	64
iv.	Infraestructura	65
B.	ANEXO: VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES	66
I.	Unidades Generadoras	66
II.	Equipos Eléctricos y Otras Instalaciones	69
III.	Recargos.....	71
i.	Fletes	71
ii.	Montaje	72
iii.	Otros Recargos	72
iv.	Aplicación de los Recargos.....	72
v.	Costos de Inversión	73
IV.	Líneas de Transmisión	74
V.	Valorización de Terrenos	75
C.	ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	76
I.	Marco Conceptual de la Tarificación	76
D.	ANEXO: Plan de expansión óptimo – DETERMINACIÓN MÓDULOS EXPANSIÓN	79
I.	Catastro de Proyectos de Generación en la zona	79
II.	Módulos de Expansión de la Generación	81
i.	Módulos Térmicos	81
ii.	Módulo Hidroeléctrico	83
III.	Módulos de Expansión del sistema de transmisión	89
E.	ANEXO: COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	90

1 RESUMEN EJECUTIVO

Según lo establecido en las Bases Técnicas Definitivas (BTD), el presente Informe Final contiene todos los resultados obtenidos en el desarrollo de los numerales 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 del Capítulo II de dichas Bases, en el mismo orden establecido en cada uno de ellos. En especial, este informe entrega la valorización del proyecto de reposición eficiente de generación, la determinación del Costo Total de Largo Plazo (CTLP) y las propuestas de Fórmulas de Indexación.

A continuación, se presenta una comparación entre el ingreso anual equivalente construido a partir del Costo Incremental de Desarrollo (CID), la energía vendida esperada y el CTLP para los sistemas de Aysén, Palena y Carrera, en el horizonte de tarificación:

TABLA 1: COMPARACIÓN CID-CTLP AYSÉN

Ítem	2015	2016	2017	2018
CID (US\$/MWh)	172,40	172,40	172,40	172,40
Energía (GWh/año)	137	143	147	154
Ingresos (Miles US\$/año)	23.609	24.579	25.269	26.546
VAN (Ingresos)	78.892			
Anualidad Tarifaria	0,3155			
Ingreso Anual Equivalente (Miles US\$/Año)	24.888			
CTLP (Miles US\$/Año)	32.608			

TABLA 2: COMPARACIÓN CID-CTLP GRAL. CARRERA

Ítem	2015	2016	2017	2018
CID (US\$/MWh)	304,61	304,61	304,61	304,61
Energía (GWh/año)	10,6	11,2	11,9	12,6
Ingresos (Miles US\$/año)	3.221	3.416	3.623	3.845
VAN (Ingresos)	11.100			
Anualidad Tarifaria	0,3155			
Ingreso Anual Equivalente (Miles US\$/Año)	3.502			
CTLP (Miles US\$/Año)	3.203			

TABLA 3: COMPARACIÓN CID-CTLP PALENA

Ítem	2015	2016	2017	2018
CID (US\$/MWh)	203,09	203,09	203,09	203,09
Energía (GWh/año)	10,6	11,9	13,4	15,0
Ingresos (Miles US\$/año)	2.151	2.422	2.713	3.046
VAN (Ingresos)	\$8.076			
Anualidad Tarifaria	0,3155			
Ingreso Anual Equivalente (Miles US\$/Año)	\$2.548			
CTLP (Miles US\$/Año)	\$2.967			

A continuación, se resumen los principales resultados obtenidos en el estudio:

1.1 SISTEMA MEDIANO AYSÉN

1.1.1 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES AL 31/12/2012

TABLA 4: RESUMEN DE VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES, CENTRALES GENERADORAS

Centrales	Potencia Instalada (kW)	VI Total (MUS\$)	Promedio (US\$/kW)
Térmicas	20.573	11.937	580
Hidráulicas	19.600	47.746	2.436
Eólicas	1.980	6.233	3.148
Total Generación	42.153	65.916	1.564

TABLA 5: RESUMEN DE VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES, ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN EN CENTRALES GENERADORAS

Ítem	VI Total (MUS\$)
Total Elementos Tx en Centrales Gx SSMM Aysén	4.950

TABLA 6: RESUMEN DE VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Ítem	Total (US\$)	Longitud (km)	US\$/km
Total LTx SSMM Aysén	19.733	344	57,4

De los datos anteriores se tiene que la valorización total de las instalaciones existentes asciende a 90.599 MUS\$.

1.1.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

TABLA 7: PROYECCIÓN DE ENERGÍA Y DEMANDA MÁXIMA

Año	Energía (MWh)	Demanda (kW)
2013	131.503	23,09
2014	133.739	23,37
2015	136.815	23,67
2016	142.698	24,33
2017	146.408	24,80
2018	153.874	25,54
2019	162.165	26,92
2020	171.035	28,39
2021	180.527	29,96
2022	190.683	31,65
2023	201.549	33,45
2024	213.177	35,38
2025	225.618	37,45
2026	238.930	39,66
2027	253.174	42,02

1.1.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN AL 31/12/2012

TABLA 8: COSTOS AÑO 2012

SM	Tipo	C.F.I. (USD\$/año)	C.F.D. (USD\$/año)	Total (USD\$/año)
Aysén	Termo	472.559	776.710	1.249.269
	Hidro	1.022.664	1.127.337	2.150.001
	Eólico	88.437	169.516	257.953
Total		1.583.660	2.073.563	3.657.223

1.1.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

Conforme a la metodología establecida en las BTG, a la metodología, criterios y supuestos contenidos en el presente informe, se determinó el siguiente plan de expansión para el SM de Aysén:

TABLA 9: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO DE GENERACIÓN SM AYSÉN

Tipo/Cap (MW)				
Año\Nudo	Monreal	Tehuelche	Chacabuco	Aysén
2013	CHN1, 3,0 MW	CTN1, 1,6 MW / CTN2, 1,6 MW		
2014		CTN3, 1,6 MW		
2015				
2016				
2017		CTN4, 1,6 MW		
2018				
2019			CTN5, 1,6 MW	
2020			CTN6, 1,6 MW	
2021		CTN8, 1,6 MW		CTN7, 1,6 MW
2022		CTN9, 1,6 MW		
2023		CTN10, 1,6 MW		
2024			CTN11, 1,6 MW / CTN12, 1,6 MW	
2025				CTN13, 1,6 MW
2026		CTN14, 1,6 MW / CTN15, 1,6 MW		
2027		CTN16, 1,6 MW		CTN17, 1,6 MW

Asociado a este Plan de Expansión se consideró la incorporación de las siguientes obras de líneas de transmisión y mejoras en los sistemas de protecciones:

TABLA 10: PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN SM AYSÉN

LTX	Año	Longitud (km)	VI MUS\$
Interconexión Tehuelchue – Ogaña	2015	5,8	677
Inyección Monreal - Tehuelche Monreal - Tehuelche	2013	24,0	1.983
Refuerzo Chacabuco	2015	3,2	286

TABLA 11: INVERSIONES SISTEMAS PROTECCIÓN

LTX	Año	VI MUS\$
Refuerzo Sist Protecciones Tehuelches	2015	217,97

1.1.5 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de Desarrollo de Generación del Sistema Mediano de Aysén se muestra en la tabla siguiente desagregado en las barras del sistema como se indica a continuación:

TABLA 12: CID POR BARRA SM AYSÉN

Barra	CIDGj [US\$/kWh]	CIDLj [US/kWh]	CID [US\$/kWh]
Aysen23	0,166	0,005	0,172
Chacab33	0,166	0,007	0,173
Mañi33	0,177	0,006	0,182
Ñire33	0,177	0,005	0,183
Tehuel23	0,166	0,006	0,172
ElGato33	0,177	0,005	0,183

1.1.6 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

Se muestra a continuación el Proyecto de Reposición Eficiente del SM Aysén, indicando la central asociada a cada proyecto.

TABLA 13: INSTALACIONES DE REPOSICIÓN SM AYSÉN

Plan de Expansión	Año	P MW	Central Asociada
U1	2012	0,66	A. Baguales
U2	2012	0,66	A. Baguales
U3	2012	0,66	A. Baguales
U1	2012	5,5	L. Atavesado
U2	2012	5,5	L. Atavesado
U1	2012	3,0	C.H. PAysén
U2	2012	0,9	C.H. PAysén
U3	2012	2,7	C.H. PAysén
CT Nva 1	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 2	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 3	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 4	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 5	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 6	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 7	2012	1,6	Aysen

Plan de Expansión	Año	P MW	Central Asociada
CT Nva 8	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 9	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 10	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 11	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 12	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 13	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 14	2012	1,6	Aysen
CT Nva 15	2012	1,6	Mañihuales
CH 1	2013	3,0	Monreal
CT Nva 16	2015	1,6	Tehuelche
CT Nva 17	2018	1,6	Tehuelche
CT Nva 18	2019	1,6	Tehuelche
CT Nva 19	2020	1,6	Chacabuco
CT Nva 20	2021	1,6	Chacabuco
CT Nva 21	2022	1,6	Aysen
CT Nva 22	2022	1,6	Tehuelche
CT Nva 23	2023	1,6	Tehuelche
CT Nva 24	2024	1,6	Tehuelche
CT Nva 25	2025	1,6	Chacabuco
CT Nva 26	2025	1,6	Chacabuco
CT Nva 27	2026	1,6	Aysen
CT Nva 28	2026	1,6	Tehuelche
CT Nva 29	2027	1,6	Tehuelche

Para las centrales de reposición del año 2012, se tiene la siguiente valorización en obras de generación:

TABLA 14: VALORIZACIÓN CENTRALES DE REPOSICIÓN AYSÉN

Central	VI Gx (MUS\$)	VI Tx asociado a Gx (MUS\$)	Total VI (MUS\$)
Alto Baguales	6.233	360	6.593
Chacabuco	4.118	1.345	5.463
Lago Atravesado	14.285	754	15.039
Puerto Aysén Hidro	31.780	1.357	33.136
Puerto Aysén Térmico	1.885	316	2.201
Tehuelche	6.069	1.255	7.324
Mañihuales	883	449	1.332
Total SM Aysén	65.252	5.836	71.089

En tanto, la valorización de las unidades futuras del proyecto de reposición es la siguiente:

TABLA 15: VALORIZACIÓN CENTRALES DE EXPANSIÓN PROYECTO REPOSICIÓN SM AYSÉN

Plan de Expansión	Año	P MW	VI MUS\$
CH 1	2013	3,00	10.174
CT Nva 16	2015	1,60	719
CT Nva 17	2018	1,60	719
CT Nva 18	2019	1,60	719
CT Nva 19	2020	1,60	1.333
CT Nva 20	2021	1,60	719
CT Nva 21	2022	1,60	1.332
CT Nva 22	2022	1,60	719
CT Nva 23	2023	1,60	719
CT Nva 24	2024	1,60	719
CT Nva 25	2025	1,60	719
CT Nva 26	2025	1,60	719
CT Nva 27	2026	1,60	719
CT Nva 28	2026	1,60	719
CT Nva 29	2027	1,60	719

1.1.7 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El SM de Aysén posee instalaciones de generación y transmisión que componen el CTLP:

TABLA 16: CTLP SM AYSÉN

CTLPG (MUS\$)	CTLPL (MUS\$)	CTLP (MUS\$)
29.194	3.413	32.608

1.1.8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

La fórmula general de indexación es:

$$V_t = V_0 \left(Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0} \right)$$

Los coeficientes son:

TABLA 17: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN SM AYSÉN

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
Coef₁	IMO	12,00%	31,30%	20,27%	10,7%	24,8%	16,2%
Coef₂	IPC	17,70%	33,40%	24,45%	9,6%	25,4%	15,6%
Coef₃	PPD	67,70%	0,00%	38,68%	75,2%	0,0%	46,3%
Coef₄	Imp	2,60%	35,30%	16,60%	4,5%	49,8%	21,9%

1.2 SISTEMA MEDIANO GENERAL CARRERA

1.2.1 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES AL 31/12/2012

TABLA 18: RESUMEN DE VALORIZACIÓN INSTALACIONES EXISTENTES

Centrales	Potencia Instalada (kW)	VI Total (MUS\$)	Promedio (US\$/kW)
Térmicas	1.994	1.034	519
Hidráulicas	640	2.687	4.199
Total Generación	2.634	3.722	1.413

TABLA 19: RESUMEN DE VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES, ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN EN CENTRALES GENERADORAS

Ítem	VI Total (MUS\$)
Total Elementos Tx en Centrales Gx SSMM Carrera	537

De los datos anteriores se tiene que la valorización total de las instalaciones existentes asciende a 4.259 MUS\$.

1.2.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

TABLA 20: PROYECCIÓN DE ENERGÍA Y DEMANDA MÁXIMA

Año	Energía (MWh)	Demanda (MW)
2013	9.335	1,76
2014	9.857	1,79
2015	10.429	1,81
2016	11.128	1,86

Año	Energía (MWh)	Demanda (MW)
2017	11.773	1,90
2018	12.597	1,94
2019	13.376	2,06
2020	14.210	2,19
2021	15.101	2,33
2022	16.056	2,47
2023	17.076	2,63
2024	18.169	2,80
2025	19.338	2,98
2026	20.589	3,17
2027	21.927	3,38

1.2.3 COSTOS VARIABLES Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN AL 31/12/2012

TABLA 21: COSTOS AÑO 2012 SISTEMA GRAL. CARRERA

SM	Tipo	C.F.I. (USD\$/año)	C.F.D. (USD\$/año)	Total (USD\$/año)
Carrera	Termo	106.262	205.534	311.796
	Hidro	2.323	107.187	109.509
Total		108.585	312.720	421.305

1.2.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

Conforme a la metodología establecida en las BTG, a la metodología, criterios y supuestos contenidos en el presente informe, se determinó el siguiente plan de expansión para el SM de Carrera.

TABLA 22: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO SM CARRERA

Año	Tipo/Cap (MW)
2013	CTN1, 0,4 MW
2014	CTN2, 0,4 MW
2015	
2016	
2017	CTN3, 0,8 MW
2018	
2019	

Año	Tipo/Cap (MW)
2020	CTN4, 0,4 MW
2021	
2022	CTN5, 0,4 MW
2023	
2024	CTN6, 0,4 MW
2025	CTN7, 0,4 MW
2026	
2027	CTN8, 0,4 MW

1.2.5 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de desarrollo de Generación del SM Gral. Carrera se muestra en la tabla siguiente:

TABLA 23: RESULTADOS CID SM GRAL. CARRERA

Barra	CIDGj [US\$/kWh]	CIDLj [kWh]	CIDj [kWh]
Carrera	0,305	0,000	0,305

1.2.6 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

Se muestra a continuación el Proyecto de Reposición Eficiente del SM Gral. Carrera.

TABLA 24: INSTALACIONES DE REPOSICIÓN SM GRAL. CARRERA AÑO BASE

Plan de Expansión	Año	P MW
U1 Hidro Traro	2012	0,32
U2 Hidro Traro	2012	0,32
CT Nva 1	2012	0,40
CT Nva 2	2012	0,40
CT Nva 3	2012	0,40
CT Nva 4	2012	0,40
CT Nva 5	2012	0,40
CT Nva 6	2012	0,40
CT Nva 7	2015	0,40
CT Nva 8	2017	0,40
CT Nva 9	2020	0,40
CT Nva 10	2022	0,40
CT Nva 11	2024	0,40
CT Nva 12	2025	0,40
CT Nva 13	2027	0,40

Para las centrales de reposición del año 2012, se tiene la siguiente valorización en obras de generación:

TABLA 25: VALORIZACIÓN CENTRALES DE REPOSICIÓN GRAL. CARRERA

Central	VI Gx (MUS\$)	VI Tx asociado a Gx (MUS\$)	Total VI (MUS\$)
Chile Chico	939	385	1.324
El Traro	227	79	306
El Traro Hidro	2.687	158	2.845
Total SM Gral. Carrera	3.853	622	4.476

En tanto, la valorización de las unidades futuras del proyecto de reposición es la siguiente:

TABLA 26: VALORIZACIÓN CENTRALES DE EXPANSIÓN PROYECTO REPOSICIÓN SM GRAL CARRERA

Plan de Expansión	Año	P MW	VI MUS\$
CT Nva 7	2015	0,40	916
CT Nva 8	2017	0,40	303
CT Nva 9	2020	0,40	303
CT Nva 10	2022	0,40	303
CT Nva 11	2024	0,40	303
CT Nva 12	2025	0,40	303
CT Nva 13	2027	0,40	303

1.2.7 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El costo total de largo plazo es el siguiente:

TABLA 27: CTLP SM GRAL. CARRERA

CTLPG (MUS\$)	CTLPL (MUS\$)	CTLP (MUS\$)
3.130	73	3.203

1.2.8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

La fórmula general de indexación es:

$$V_t = V_0 \left(Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0} \right)$$

Los coeficientes son:

TABLA 28: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN SM GRAL. CARRERA

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
Coef₁	IMO	26,70%	23,20%	25,33%	13,2%	30,2%	16,8%
Coef₂	IPC	15,50%	11,40%	13,90%	6,8%	22,2%	10,1%
Coef₃	PPD	57,10%	0,00%	35,06%	71,5%	0,0%	56,4%
Coef₄	Imp	0,70%	65,40%	25,71%	8,5%	47,6%	16,7%

1.3 SISTEMA MEDIANO PALENA

1.3.1 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES AL 31/12/2012

TABLA 29: RESUMEN DE VALORIZACIÓN DE CENTRALES EXISTENTES

Centrales	Potencia Instalada (kW)	VI Total (MUS\$)	Promedio (US\$/kW)
Térmicas	732	1.428	1.951
Hidráulicas	2.352	6.834	2.906
Total Generación	3.084	8.262	2.679

TABLA 30: RESUMEN DE VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES, ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN EN CENTRALES GENERADORAS

Ítem	VI Total (MUS\$)
Total Elementos Tx en Centrales Gx SM Palena	688

De los datos anteriores se tiene que la valorización total de las instalaciones existentes asciende a 8.950 MUS\$.

1.3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

TABLA 31: PROYECCIÓN DE ENERGÍA Y DEMANDA MÁXIMA

Año	Energía (MWh)	Demanda (MW)
2013	8.361	1,68
2014	9.414	1,81
2015	10.591	1,97

Año	Energía (MWh)	Demanda (MW)
2016	11.925	2,16
2017	13.357	2,38
2018	14.999	2,64
2019	16.246	2,86
2020	17.596	3,10
2021	19.058	3,35
2022	20.641	3,63
2023	22.357	3,94
2024	24.214	4,26
2025	26.227	4,62
2026	28.406	5,00
2027	30.766	5,42

1.3.3 COSTOS VARIABLES Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN AL 31/12/2012

TABLA 32: COSTOS AÑO 2012

SM	Tipo	C.F.I. (USD\$/año)	C.F.D. (USD\$/año)	Total (USD\$/año)
Palena	Termo	6.224	402.392	408.616
	Hidro	85.239	190.025	275.264
Total		91.463	592.417	683.880

1.3.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

Conforme a la metodología establecida en las BTG, a la metodología, criterios y supuestos contenidos en el presente informe, se determinó el siguiente plan de expansión para el SM Palena.

TABLA 33: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO SM PALENA

Año	Tipo/Cap (MW)
2012	
2013	
2014	
2015	
2016	
2017	CTN1, 0,4 MW
2018	
2019	CTN2, 0,4 MW

Año	Tipo/Cap (MW)
2020	CTN3, 0,4 MW
2021	CTN4, 0,4 MW
2022	
2023	CTN5, 0,4 MW
2024	CTN6, 0,4 MW
2025	CTN7, 0,4 MW
2026	CTN8, 0,4 MW
2027	CTN9, 0,4 MW / CTN10, 0,4 MW

1.3.5 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de Desarrollo de Generación del SM de Palena se muestra en la tabla siguiente:

TABLA 34: RESULTADOS CID SM PALENA

Barra	CIDGj (US\$/kWh)	CIDLj (US\$/kWh)	CID (US\$/kWh)
Palena	0,203	0,000	0,203

1.3.6 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

Se muestra a continuación el Proyecto de Reposición Eficiente del SM Palena.

TABLA 35: INSTALACIONES DE REPOSICIÓN SM PALENA AÑO BASE

Plan de Expansión	Año	P MW
U1 Río Azul	2012	0,35
U2 Río Azul	2012	0,35
U3 Río Azul	2012	0,35
U4 Río Azul	2012	0,35
CT Nva 1	2012	0,40
CT Nva 2	2012	0,40
CT Nva 3	2013	0,40
CT Nva 4	2015	0,40
CT Nva 5	2017	0,40
CT Nva 6	2018	0,40
CT Nva 7	2020	0,40
CT Nva 8	2021	0,40
CT Nva 9	2022	0,40
CT Nva 10	2024	0,40
CT Nva 11	2025	0,40
CT Nva 12	2026	0,40
CT Nva 13	2026	0,40
CT Nva 14	2027	0,40

Para las centrales de reposición del año 2012, se tiene la siguiente valorización en obras de generación:

TABLA 36: VALORIZACIÓN CENTRALES DE REPOSICIÓN SM PALENA

Central	VI Gx (MUS\$)	VI Tx asociado a Gx (MUS\$)	Total VI (MUS\$)
Futaleufú	461	455	916
Palena	461	455	916
Río Azul	6.834	285	7.119
Total SM Palena	7.756	1.194	8.951

En tanto, la valorización de las unidades futuras del proyecto de reposición es la siguiente:

TABLA 37: VALORIZACIÓN CENTRALES DE EXPANSIÓN PROYECTO REPOSICIÓN SM PALENA

Plan de Expansión	Año	P MW	VI MUS\$
CT Nva 3	2013	0,40	303
CT Nva 4	2015	0,40	303
CT Nva 5	2017	0,40	303
CT Nva 6	2018	0,40	303
CT Nva 7	2020	0,40	303
CT Nva 8	2021	0,40	303
CT Nva 9	2022	0,40	303
CT Nva 10	2024	0,40	303
CT Nva 11	2025	0,40	303
CT Nva 12	2026	0,40	303
CT Nva 13	2026	0,40	303
CT Nva 14	2027	0,40	303

1.3.7 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El costo total de largo plazo es el siguiente:

TABLA 38: CTLP SM PALENA

CTLP (MUS\$)	CTLP (MUS\$)	CTLP (MUS\$)
2.821	146	2.967

1.3.8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

La fórmula general de indexación es:

$$V_t = V_0 \left(Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0} \right)$$

Los coeficientes son:

TABLA 39: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN SM PALENA

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
Coef₁	IMO	22,80%	49,20%	28,07%	30,5%	48,7%	39,5%
Coef₂	IPC	11,50%	16,60%	12,49%	18,8%	27,0%	22,8%
Coef₃	PPD	57,90%	0,00%	46,39%	31,9%	0,0%	16,2%
Coef₄	Imp	7,80%	34,20%	13,05%	18,8%	24,3%	21,5%

2 INTRODUCCIÓN

El sistema de precios de electricidad en Chile establece regulación de tarifas cuando las condiciones de competencia no permiten que éstos los establezca el mercado. En los sistemas interconectados Central (SIC) y del Norte Grande (SING), las ventas de energía que realizan las empresas generadoras a las empresas distribuidoras se determinan a través de precios resultantes de un proceso público de licitaciones, cuyas Bases y precios límite son regulados por la Autoridad.

En los sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación inferior o igual a los 200 MW, que normalmente son abastecidos por una sola empresa operadora, no existen condiciones de competencia donde aplique un esquema de licitación de suministros como los de los sistemas SIC y SING. Esta condición, sumada a la característica de indivisibilidad de las inversiones, determinó la necesidad de fijación de precios a través de tarifas calculadas por la Autoridad, bajo una metodología de eficiencia comparativa (competencia subrogada), a partir de los Estudios de valorización y expansión eficiente de las instalaciones y de la gestión de las empresas operadoras.

De esta forma, la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la Ley, y el D.S. N° 229 de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos, establecen el marco regulatorio para la tarificación y planificación obligatoria de inversiones en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, Sistemas Medianos (SSMM). La Ley en su artículo 177° establece que la Comisión Nacional de Energía, en adelante la CNE, deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en estos sistemas, las Bases para efectuar los estudios de costos y planificación de inversiones en generación y transmisión, en adelante Las Bases.

Las Bases Técnicas Definitivas (BTD), promulgadas por Resolución Exenta N°779/2013, establecen que en cada Sistema Mediano (SM), el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión.

En cumplimiento a sus obligaciones legales, EDELAYSEN, en adelante la Empresa, ha contratado a GTD Ingenieros Consultores para realizar el “Estudio de Planificación de los Segmentos de Generación – Transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera”.

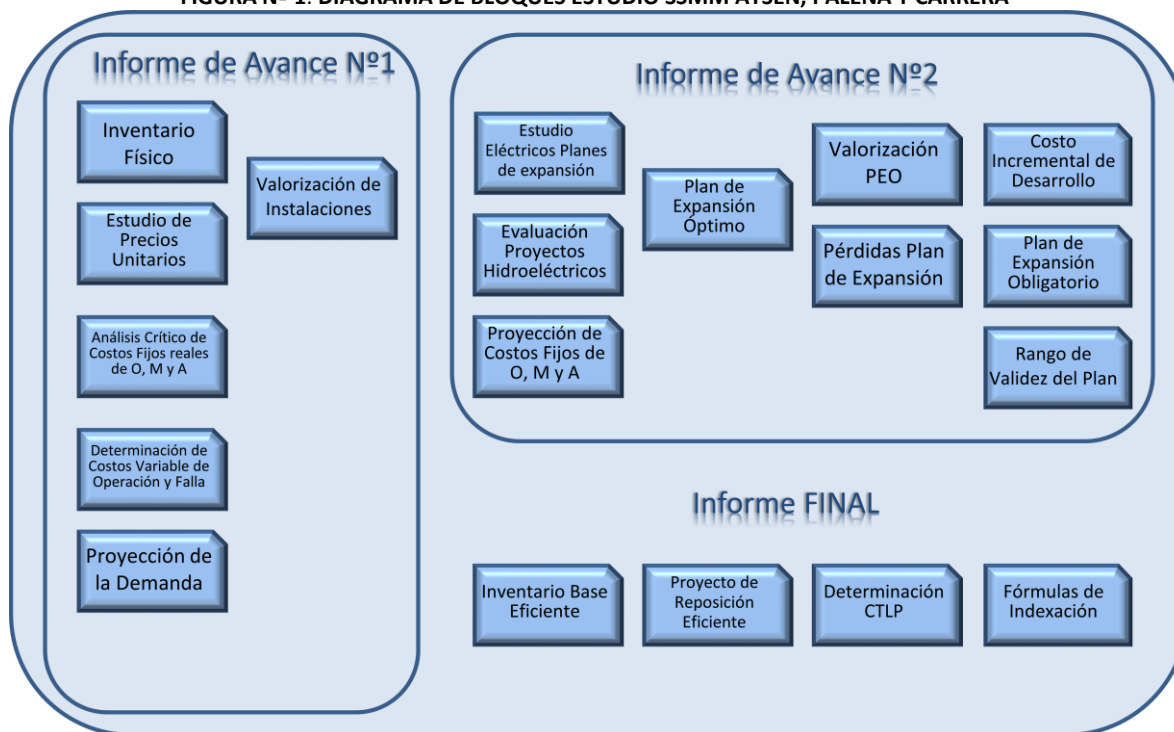
2.1 OBJETIVOS Y ALCANCES DEL INFORME FINAL

El presente Informe corresponde al Informe Final de los estudios, cuyo objetivo principal es la valorización del proyecto de reposición eficiente de generación, la determinación del Costo Total de Largo Plazo y los Coeficientes de Indexación.

Por otro lado, según lo establecido en las Bases Técnicas Definitivas, este Informe debe contener todos los resultados obtenidos en el desarrollo de los numerales 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 del Capítulo II de dichas Bases, en el mismo orden establecido en cada uno de ellos.

El siguiente diagrama representa las etapas realizadas del presente estudio:

FIGURA Nº 1: DIAGRAMA DE BLOQUES ESTUDIO SSMM AYSÉN, PALENA Y CARRERA



2.2 NORMATIVA APLICABLE

La Normativa vigente a la fecha de realización del presente estudio es la siguiente:

- DFL N°4/2006, Ley General de Servicios Eléctricos
- DS N° 229/2005, Reglamento de Valorización y Expansión de Sistemas Medianos
- DS N° 327/98, Reglamento de Ley General de Servicios Eléctricos, que complementa al DS 229 en aquellas materias que no se contradicen ni éste considera.
- RM N°4/2006, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos
- Rex CNE N°779/2013, Aprueba Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

A la fecha de realización de este informe no se ha promulgado el Reglamento de coordinación, que regule las relaciones entre operadores en sistemas medianos donde exista más de un operador.

2.3 METODOLOGÍA

La metodología general desarrollada incluye los siguientes aspectos:

1. Tratamiento de las Instalaciones Existentes

- A partir de la información entregada por la Empresa, se analizó críticamente para el año base, tanto el inventario valorizado como los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización informados.
- Para la valorización del inventario se realizó lo siguiente:
 - En el caso de los ítems de mayor valor como generadores y estanques de combustible, se contrastó la información recibida con cotizaciones del Consultor. Los generadores se agruparon a continuación según rangos de potencia y se ajustó el valor por kW de cada grupo a un valor representativo escogido.
 - Respecto de los transformadores y demás equipamiento eléctrico, se empleó la Base de costos del Consultor actualizada a la fecha definida en las Bases.
 - En el caso de las centrales hidráulicas, se valorizó las unidades existentes tomando como referencia un estudio encargado por la Empresa a POCH, el que fue revisado y analizado críticamente.
 - Para los recargos se utilizó los valores aprobados por SEC en el VNR 2011 de SAESA, especialmente en los fletes, bodegaje, ingeniería, intereses intercalarios, gastos generales y bienes intangibles. Respecto del montaje, se agruparon los equipos según el tipo de trabajo necesario para su montaje, el uso de mano de obra y de maquinaria.
 - En el caso de los terrenos se respetó la superficie real, y en caso de estar disponible la información se consideró el valor efectivamente pagado, en caso de no disponer de dichas cifras se utilizaron valores de mercado cotizados por el Consultor.
- La revisión de los Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización incluyó:
 - Chequeo de la asignación de costos entregada por la Empresa, donde las partidas indirectas como gastos asociados a Staff y Gerencia Generación fueron asignados según márgenes de los negocios y capacidad instalada, respectivamente. Los costos directos por su parte se extrajeron directamente de lo registrado en la contabilidad de la Empresa.
 - Para validar la asignación anterior, se modeló la Empresa EDELAYSÉN con todas las centrales que administra, de modo de recoger las economías de escala y de ámbito señaladas en las bases.
 - En el caso de los Costos variables combustibles y no combustibles, se simuló la operación del año base y no se obtuvieron mayores diferencias respecto de lo informado por la Empresa.

2. Proyección de Demanda

- Se revisó la evolución histórica de la demanda.
- Para la proyección, se buscó la regresión que mejor se ajuste a los datos históricos. A continuación, se comparó con estudios encargados por la empresa y los valores reales registrados a la fecha, complementando con ellos la proyección original.
- Respecto de la estacionalidad de la demanda y del factor de carga, se promedió varios años producto de la gran volatilidad mensual registrada.
- Se ajustó la demanda a una curva con cinco bloques horarios mensuales, de modo de minimizar el error cuadrático medio.

3. Plan de Expansión Óptimo

- Se revisó la relación entre la capacidad de generación instalada actual y la requerida por el sistema para operar con las reservas obtenidas de los Estudios Sistémicos encargados por la empresa, en el contexto de los estudios obligatorios que la Norma Técnica exige a los propietarios de estos sistemas.
- A partir de los crecimientos de demanda anuales se eligieron módulos de un tamaño tal que se adaptarán al crecimiento de la demanda, con ellos se van agregando las unidades a medida que son requeridas por la demanda.
- Se revisó el listado de proyectos hidroeléctricos puesto a disposición por la Comisión y los disponibles en el registro de la Dirección General de Aguas, respecto de los derechos de agua que actualmente están pagando patentes, encontrándose algunas alternativas adecuadas al tamaño de la demanda de los Sistemas, por lo que se consideraron en la expansión.
- Para los costos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización, se desglosó los costos informados por la Empresa según su dependencia del VI y del número de unidades generadoras administradas, siendo los más relevantes los costos directos ante la incorporación de una nueva unidad.
- Mediante el uso del software PLP se determinan los costos de operación de los sistemas, dando cuenta de las distintas condiciones hidrológicas que se pueden presentar en los sistemas. Los costos así obtenidos son ajustados en función de la eficiencia que las máquinas presentan para operación con bajo nivel de carga.

4. Costo Incremental de Desarrollo

- A partir de los planes de expansión simulados en el punto anterior y de la proyección de demanda indicada en el numeral 2, se calculó el Costo Incremental de Desarrollo según lo señalado en las Bases Técnicas.
- Para el caso de los sistemas de Palena y General Carrera, dado que son uninodales, no se requirió asignar el CID a más de una barra de retiro. Sin embargo, para Aysén, fue necesario calcularlo por barra.

5. Proyecto de Reposición Eficiente

- Se ajustó la capacidad de generación del año base a la requerida para satisfacer la demanda y cumplir con las reservas señaladas en la Norma Técnica.
- Se revisó el diseño de las centrales existentes y se optimizó considerando la capacidad actual de generación y las condiciones de mercado y tecnológicas vigentes. Se consideró que su estándar de equipamiento contuviera un equipamiento similar al que contienen los módulos de la expansión.
- Para los costos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización, se desglosó los costos modelados por el Consultor según su dependencia del VI y del número de centrales administradas, siendo los más relevantes los costos directos ante la incorporación de una nueva central.
- Mediante el uso del software PLP se determinan los costos de operación de los sistemas, dando cuenta de las distintas condiciones hidrológicas que se pueden presentar en los sistemas. Los costos así obtenidos son ajustados en función de la eficiencia que las máquinas presentan para operación con bajo nivel de carga.

6. Costo Total de Largo Plazo

- En base al Proyecto de Reposición obtenido en el punto anterior y de la proyección de demanda indicada en el numeral 2, se calculó el Costo Total de Largo Plazo según lo señalado en los numerales 8 del Capítulo II de las BTB.

7. Fórmulas de Indexación

- Se examinaron las partidas de costo que se incluyen en el cálculo del CID y del CTLP y se los factores de indexación según la naturaleza y origen de cada partida.
- Se subagruparon estas partidas como componentes de energía o de potencia.
- Se calculó el peso de cada uno de coeficientes de indexación para calcular la matriz de coeficientes totales para indexar las partidas de costo de energía u potencia en el CID y CTLP.

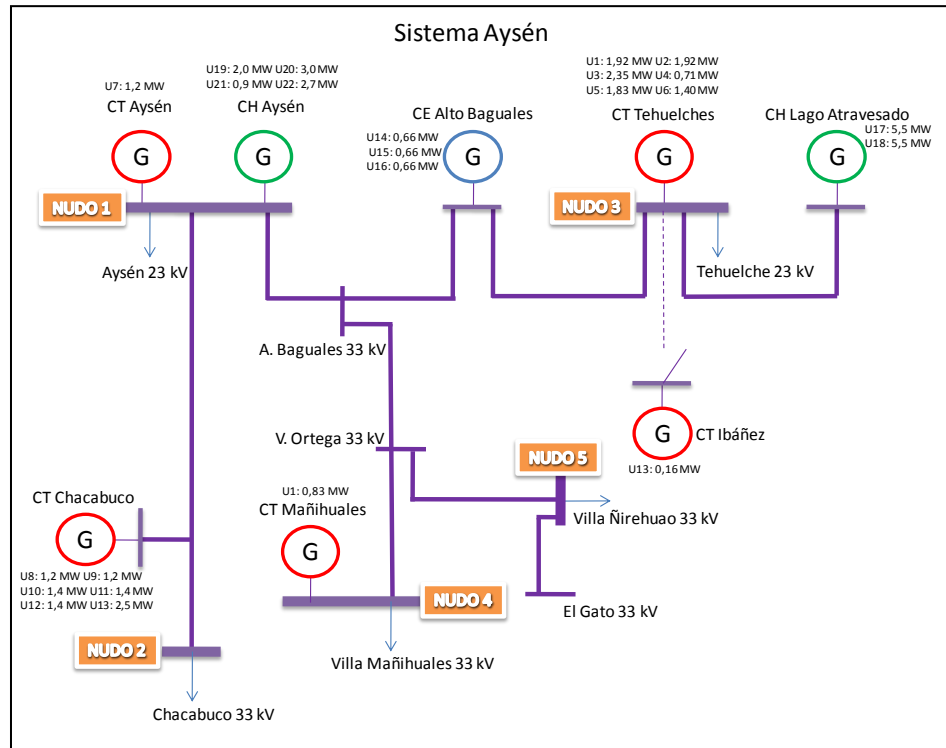
3 TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

3.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

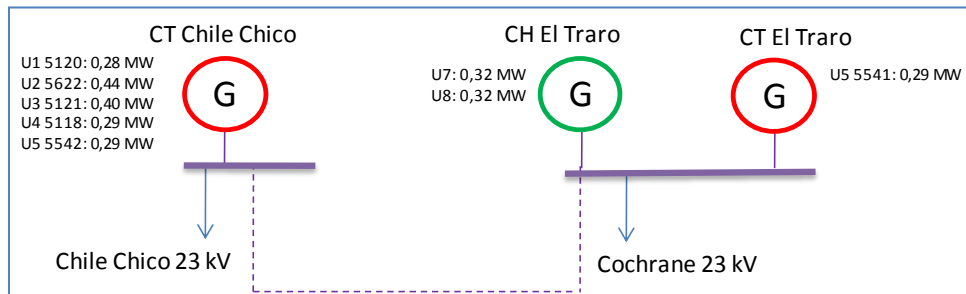
En el Estudio se caracteriza los sistemas medianos que se encuentran en la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo y que corresponden a los sistemas de Aysén, Palena y General Carrera, todos disponen de generación térmica e hidráulica. Cabe señalar que solo el SM de Aysén tiene sistema de transmisión.

En las figuras siguientes se muestran esquemas de los sistemas en estudio, en anexos se presenta una mayor descripción de las instalaciones de generación y transmisión que los componen:

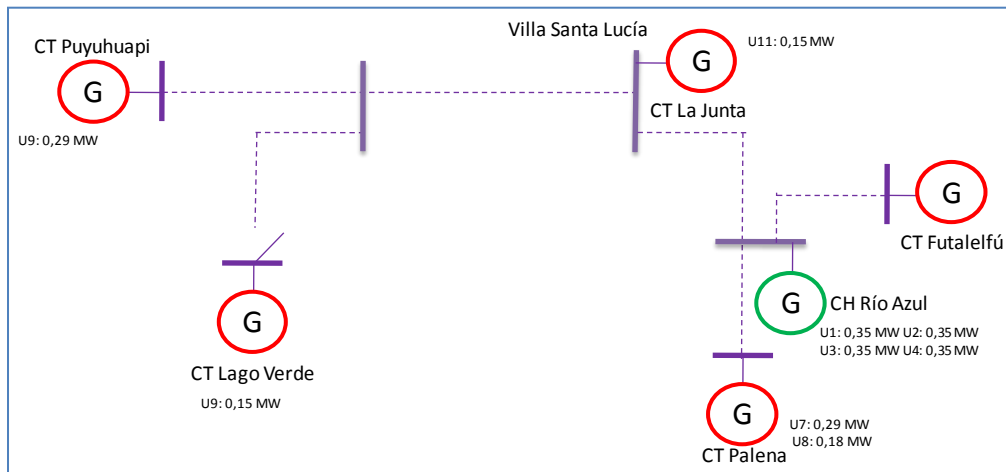
SM Aysén



SM General Carrera



SM Palena



3.2 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

En el anexo de valorización se describe la base de costos unitarios utilizada para determinar los costos unitarios con los que se conformaron los precios bases utilizados para la determinación de los costos unitarios de las unidades generadoras. Igualmente se describen los supuestos considerados para las otras componentes del precio unitario.

En las tablas siguientes se muestran los resultados de las valorizaciones de las instalaciones existentes, se muestran aquellas correspondientes a las centrales generadoras separada en la componente de generación y la componente de transmisión existente es las centrales y que se asocian principalmente a las subestaciones elevadoras. Los resultados son los siguientes:

- Valor de inversión instalaciones de generación

TABLA 40: VI actualizado generación

Valor de Inversión (Miles de US\$)									
Central	Equipo Hidromecánico	Equipos Generación	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Eléctricas	Otros	Terreno	Obras Civiles Gen.	Total general
Aysén	1.227	23.929	1.753	55	0	207	15.580	23.165	65.916
Alto Baguales	0	5.571	0	6	0	0	605	51	6.233
Chacabuco	0	2.855	0	6	0	83	100	955	3.999
Lago Atravesado	711	5.371	1.040	6	0	0	93	7.065	14.285
Puerto Aysén Hidro	516	6.272	713	6	0	0	14.492	11.462	33.461
Puerto Aysén Térmico	0	381	0	6	0	45	47	765	1.243
Puerto Ibáñez	0	55	0	5	0	0	0	10	69
Tehuelche	0	3.158	0	22	0	42	218	2.761	6.202
Mañihuales	0	266	0	0	0	36	25	97	424
General Carrera	89	1.813	224	15	0	0	37	1.544	3.722
Chile Chico	0	591	0	4	0	0	26	245	866
El Traro	0	98	0	5	0	0	3	61	168
El Traro Hidro	89	1.124	224	6	0	0	9	1.237	2.687
Palena	87	2.299	271	34	0	42	820	4.709	8.262
Futaleufú	0	164	0	7	0	0	50	105	326
Lago Verde	0	52	0	6	0	42	5	78	183
Palena	0	160	0	8	0	0	26	215	408
Puyuhuapi	0	98	0	4	0	0	34	119	255
Río Azul	87	1.729	271	6	0	0	668	4.074	6.834
La Junta	0	97	0	4	0	0	36	119	255
Total general	1.403	28.041	2.248	104	0	249	16.438	29.418	77.900

- Valor de inversión instalaciones de transmisión asociadas a generadores

TABLA 41: VI actualizado transmisión en centrales generadoras

Valor de Inversión (Miles de US\$)									
Central	Equipo Hidromecánico	Equipos Generación	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Eléctricas	Otros	Terreno	Obras Civiles Transm.	Total general
Aysén	0	0	0	9	3.573	52	611	704	4.950
Alto Baguales	0	0	0	0	305	0	35	20	360
Chacabuco	0	0	0	1	782	20	24	150	977
Lago Atravesado	0	0	0	0	602	0	5	147	754
Puerto Aysén Hidro	0	0	0	0	588	0	481	41	1.111
Puerto Aysén Térmico	0	0	0	1	121	7	7	52	188
Puerto Ibáñez	0	0	0	1	14	0	0	0	15
Tehuelche	0	0	0	5	1.023	9	48	274	1.359
Mañihuales	0	0	0	0	137	16	11	20	184
General Carrera	0	0	0	3	452	0	12	71	537
Chile Chico	0	0	0	2	293	0	11	56	361
El Traro	0	0	0	1	17	0	0	0	18
El Traro Hidro	0	0	0	0	142	0	1	15	158
Palena	0	0	0	7	421	0	77	182	688
Futaleufú	0	0	0	1	25	0	5	4	35
Lago Verde	0	0	0	0	1	0	0	0	2
Palena	0	0	0	2	41	0	6	43	91
Puyuhuapi	0	0	0	2	65	0	18	51	137
Río Azul	0	0	0	0	224	0	28	33	285
La Junta	0	0	0	2	65	0	19	51	138
Total general	0	0	0	19	4.446	53	700	958	6.175

- Valor de inversión líneas de transmisión

TABLA 42: COSTO DE INVERSIÓN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SM AYSÉN

Línea	Tramo	Tensión [kV]	Total (MUS\$)	Longitud (km)	MUS\$/km
Alto Baguales - Villa Ortega	Alto Baguales - Villa Ortega	33	2.594	45,6	56,9
Chacabuco - Puerto Aysen	Chacabuco - E2	33	572	6,7	86,0
	E1 - E2	33	375	6,0	62,7
	E2 - Puerto Aysen	33	1.067	13,4	79,5
	Farellones - E1	33	392	6,4	61,5
Coyhaique - Puerto Aysen	Puerto Aysen - Alto Baguales	33	5.103	85,1	60,0
	S/E Baguales - Alto Baguales	33	186	2,5	74,5
	S/E Baguales – Coyhaique	23	545	8,0	67,9
Lago Atravesado - Tehuelche	Lago Atravesado - Tehuelche 1	23	789	21,6	36,5
	Lago Atravesado - Tehuelche 2	23	919	21,6	42,6
Villa Ortega – Mañiguales	Villa Ortega – Mañiguales	33	2.935	53,1	55,3
Villa Ortega – Ñireguao	Villa Ortega – Ñireguao	33	1.906	32,1	59,4
Ñireguao - El Gato	Ñireguao - El Gato	33	2.351	41,8	56,2
Total general			19.733	343,9	57,4

Cabe señalar que los resultados anteriores consideran diferencias respecto del Informe de Avance II, por correcciones en los precios de materiales como el hormigón y el acero estructural.

3.3 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

De acuerdo a las bases, para efectos de determinar y valorizar el Proyecto de Reposición Eficiente y el Plan de Expansión Óptimo, el Consultor deberá también definir la estructura y el costo global anual óptimo del personal dedicado a la operación, mantención, administración y comercialización de la empresa correspondiente, y su evolución en el tiempo considerando sueldos de mercado, planta de personal adecuada, entre otros, además de las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por la misma Empresa.

Se debe incluir el número, nivel de calificación y sueldos de ejecutivos, ingenieros, técnicos, operarios, administrativos u otros que conforman la planta de personal utilizada por cada Empresa, así como el gasto y costo unitario de insumos tales como combustibles, lubricantes, pintura, repuestos, electricidad, agua, materiales de oficina, materiales de primeros auxilios y medicamentos, gastos de aseo, gasto de teléfono, gastos de calefacción y gastos de aire acondicionado, entre otros.

A continuación se presenta el resumen de los costos fijos indirectos y directos de los costos informados por la empresa y de los costos modelados por el consultor.

TABLA 43: FIJOS OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN AÑO 2012

SM	Tipo	C.F.I. (USD\$/año)	C.F.D. (USD\$/año)	Total (USD\$/año)	Total Sistema (USD\$/año)
Aysén	Termo	472.559	776.710	1.249.269	3.657.223
	Hidro	1.022.664	1.127.337	2.150.001	
	Eólico	88.437	169.516	257.953	
Palena	Termo	106.262	205.534	311.796	421.305
	Hidro	2.323	107.187	109.509	
Carrera	Termo	6.224	402.392	408.616	683.880
	Hidro	85.239	190.025	275.264	
TOTAL		1.783.708	2.978.701	4.762.409	4.762.409

4 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

De acuerdo a lo indicado en las Bases, para efectuar la proyección de demanda se ha considerado la siguiente información:

- Registro histórico de los consumos de energía y potencia de clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano, a lo menos los últimos 8 años.
- Encuestas de consumo para clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano.
- Registros históricos horarios de mediciones de demanda de energía y de potencia, en cada barra de consumo del Sistema Mediano, así como las series históricas disponibles, a paso mensual.
- Registro histórico de ventas de energía en cada barra del Sistema Mediano.
- Registro histórico de generación bruta diaria por cada una de las unidades generadoras, así como las series históricas disponibles, a paso anual, de la energía generada en cada Sistema Mediano.
- Series históricas disponibles, a paso anual, de la demanda máxima en bornes de generación en cada una de las unidades generadoras del Sistema Mediano.
- Series históricas del Indicador de Actividad Económica Regional (INACER) de la región de referencia, elaborado por el INE. El horizonte histórico de este indicador debe estar en consistencia con el disponible de la variable a explicar, es decir, de las ventas de energía eléctrica del Sistema Mediano.

Igualmente se establece que se deberá considerar la aplicación de dos modelos, a saber, un Modelo de Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un modelo de Ajuste Parcial.

A partir de lo anterior, se obtiene la siguiente proyección de demanda de energía con ambos modelos:

4.1 ESTUDIO DE REGRESIÓN ENTRE CRECIMIENTO DE DEMANDA E INACER

En primer lugar se analiza la relación entre el INACER de la región de Aysén y el consumo de energía eléctrica. Con esto se busca determinar la bondad de la variable explicativa. En el caso de Palena se ha considerado el uso de una variable cualitativa que explica la erupción del volcán. En la siguiente tabla se muestra el resultado de las regresiones.

TABLA 44: RESULTADOS REGRESIÓN PROYECCIÓN DEMANDA SSMM

Estadísticas de la regresión	Aysén	Palena	Carrera
Coefficiente de correlación múltiple	0,77	0,35	0,78
Coefficiente de determinación R ²	0,59	0,12	0,61
R ² ajustado	0,59	0,12	0,60
Error típico	1.156,95	94,75	82,19
Observaciones	168,00	168,00	168,00

Se observa de los resultados que los sistemas de Aysén y General Carrera muestran una buena correlación entre el crecimiento económico y el consumo de energía eléctrica. En el caso de Palena la correlación de las muestras es menor.

4.2 RESULTADOS MODELOS ECONOMETRICOS

Se han evaluado dos modelos econométricos, un modelo Autoregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un modelo de Ajuste Parcial. El resultado de los estadísticos de cada modelo se muestra en la siguiente tabla, se indica también la proyección a considerar

TABLA 45: RESULTADOS PARÁMETROS DE PROYECCIÓN SSMM

Estadísticos	Aysen		Palena		Carrera	
	ARIMA	AP	ARIMA	AP	ARIMA	AP
R-cuadrado	6,131	5,756	5,496	4,452	6,471	4,616
DW	3,798	3,645	3,159	2,814	3,965	3,002
Método Seleccionado	Ajuste Parcial		Crecimiento Promedio antes de la erupción del volcán		ARIMA	

Los resultados anteriores se complementaron con informes de demanda elaborados para la empresa propietaria de las instalaciones, los cuales presentan resultados que se ajustan de mejor manera a los resultados reales de demanda que se han presentando en estos sistemas. Dado lo anterior se incorporaron a los análisis de proyección. Con lo anterior los resultados obtenidos son los siguientes:

TABLA 46: RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA SISTEMAS ANALIZADOS

Año	SM Aysén		SM Gral. Carrera		SSMM Palena	
	Energía (MWh)	Demanda (kW)	Energía (MWh)	Demanda (MW)	Energía (MWh)	Demanda (MW)
2013	131.503	23,1	9.335	1,8	8.361	1,7
2014	133.739	23,4	9.857	1,8	9.414	1,8
2015	136.815	23,7	10.429	1,8	10.591	2,0
2016	142.698	24,3	11.128	1,9	11.925	2,2
2017	146.408	24,8	11.773	1,9	13.357	2,4
2018	153.874	25,5	12.597	1,9	14.999	2,6
2019	162.165	26,9	13.376	2,1	16.246	2,9
2020	171.035	28,4	14.210	2,2	17.596	3,1
2021	180.527	30,0	15.101	2,3	19.058	3,4
2022	190.683	31,7	16.056	2,5	20.641	3,6
2023	201.549	33,5	17.076	2,6	22.357	3,9
2024	213.177	35,4	18.169	2,8	24.214	4,3
2025	225.618	37,5	19.338	3,0	26.227	4,6
2026	238.930	39,7	20.589	3,2	28.406	5,0
2027	253.174	42,0	21.927	3,4	30.766	5,4

El informe complementario al que se hace referencia anteriormente fue desarrollado por la empresa Jorge Quiroz C & Consultores Asociados, con fecha Abril de 2014, el cual se encuentra a disposición de la CNE en caso de ser requerido.

5 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

En este capítulo se describe la metodología general utilizada en el Estudio, los principales criterios y supuestos realizados y la metodología específica.

5.1 METODOLOGÍA GENERAL

5.1.1 MARCO CONCEPTUAL DE LA TARIFICACIÓN

En anexo a este Informe Principal, se encuentra la descripción del marco conceptual de la tarificación mediante Costos Incrementales de Desarrollo.

5.1.2 COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Para efectos de modelar el funcionamiento del sistema, incluyendo las centrales existentes y las que se incorporarán en la expansión, se debe desagregar los costos fijos, de los costos variables de operación por concepto de combustibles (petróleo) y no combustibles (personal de operación, mantenimiento normal, repuestos y lubricantes, así como overhaul). El objetivo de este análisis es determinar la variación de costos anuales en relación a los costos del año base, considerando el crecimiento de la demanda y las obras de expansión del Plan Optimizado, es decir, determinar los costos incrementales de Administración, Operación y Mantenimiento.

5.1.2.1 COSTOS FIJOS (CF)

Costos Fijos de Administración, Operación y Mantenimiento (CF)

Los costos fijos considerados parten de la base de los calculados por el consultor, según se señala en este informe.

Para efectos de proyectar los costos fijos en el horizonte de evaluación, para el plan de expansión óptimo se agruparon y parametrizaron estos costos fijos según:

- Costos Fijos Incrementales
- Costos Fijos Aditivos
- Costos Fijos de Estructura

El detalle de los ítems anteriores y sus resultados, se encuentran en el anexo correspondiente. El resumen de estos resultados es el siguiente:

TABLA 47: PARAMETRIZACIÓN DE COSTOS FIJOS

SM	Tipo	VI	Costos Fijos (Incrementales VI)	Costos Fijos (Aditivos)	Costos Fijos (Estructura)
		USD\$	% sobre VI	US\$/unidad	US\$
Aysén	Termo	14.661.339	1,56%	36.485	472.559
	Hidro	49.611.413	1,23%	86.353	1.022.664
	Eólico	6.593.084	0,93%	36.171	88.437
	Tx	19.732.885	1,91%	0	0
Palena	Termo	1.413.811	1,40%	30.958	106.262
	Hidro	2.845.307	1,05%	38.641	2.323
Carrera	Termo	1.830.984	1,32%	54.020	6.224
	Hidro	7.119.498	1,16%	26.839	85.239
TOTAL		103.808.321		309.466	1.783.708

5.1.2.2 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

Conforme establecen las BTD, los costos variables combustibles se determinan a partir de un análisis razonado de la información proporcionada por la empresa. En la siguiente tabla se resumen los costos combustibles determinados para las centrales térmicas existentes los precios de combustibles se determinaron como el promedio de los precios efectivamente aplicados en el período julio a diciembre de 2012, convertidos al dólar observado al 31 de diciembre de 2012, los cuales se resumen en el siguiente cuadro.

TABLA 48: PRECIOS PROMEDIO COMBUSTIBLE

Sistema	Central	Costo Combustible	
		\$/Lt	US\$/Lt
SIST. AYSEN	Central Chacabuco	443,0	0,93
SIST. AYSEN	Central Pto Aysen	433,6	0,91
SIST. AYSEN	Central Tehuelche	445,6	0,93
SIST. GEN. CARRERA	Central El Traro	519,1	1,09
SIST. GEN. CARRERA	Central Chile Chico	482,0	1,01
SIST. PALENA	Central Futaleufu	475,9	1,00
SIST. PALENA	Central La Junta	443,4	0,93
SIST. PALENA	Central Puyuhuapi	429,6	0,90
SIST. PALENA	Central Palena	518,9	1,09

Análogamente, en las tablas siguientes se resume los costos variables no combustibles determinados para los módulos de diseño.

TABLA 49: COSTOS VARIABLES SSMM

Sistema	Consumo Específico (l/kWh)	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)	Precio combustible US \$ Dic 2012 \$/lt	Costo Variable Total (US\$/MWh)
Aysén	0,26	8,5	0,93	250,2
Palena	0,26	35,50	0,99	293,5
Gral. Carrera	0,26	17,70	1,01	280,3

Con los valores anteriores se determinan los costos variables totales de cada central, los cuales se incorporan al modelamiento del PLP. En la valorización de los costos de operación se ha incorporado la pérdida de eficiencia que presentan las máquinas al operar a niveles de carga menor que los nominales, de acuerdo a información contenida en catálogos de máquinas de este tipo. Los factores utilizados son los siguientes:

TABLA 50: PONDERACIÓN COSTOS VARIABLES PARA OPERACIÓN A MENOR CARGA

P. despachada (P.U)	Ponderación costo variable
0,0% - 50,0%	1,0721
50,0% - 75,0%	1,0142
75,0%-100,0%	1,0000

5.1.3 DETERMINACIÓN DE MÓDULOS DE EXPANSIÓN

Con el objeto de analizar los módulos factibles de incorporar en la expansión del sistema se efectúa primeramente un catastro de los proyectos hidráulicos en la zona. Se han analizado su ubicación, sus derechos de agua, el nivel de ingeniería que presentan, y otros antecedentes que permitan definir el grado de certidumbre que ellos presentan con el objeto de determinar la factibilidad de su incorporación, de los análisis realizados se obtiene que no existen proyectos de generación hidráulicos factibles de ser incorporados en la expansión de los sistemas analizados.

Respecto de los módulos térmicos, se han definido bloques de potencia de 1600 kW para el Sistema de Aysén, 400 kW y 800 kW para el Sistema General Carrera y 400 kW para el Sistema Palena. El tamaño fue escogido en consideración a la tasa de crecimiento de demanda del sistema en el mediano plazo.

A su vez cada para la determinación del costo de los módulos, se escalaron en etapas constructivas en el tiempo:

- Etapa I: corresponde a la instalación del primer módulo de este tipo en el punto de generación ampliado. Considera además de la unidad generadora con su transformador, la adquisición del terreno y la construcción de las instalaciones comunes que permitirán soportar el tren de inversiones que se podrá instalar en la misma central.
- Etapa II: corresponde al costo de la ampliación de un punto de generación que ya contaba con al menos un módulos de generación de igual característica haciendo uso de las instalaciones que ya se encontraban construida en dicha subestación.

En anexo a este informe se presenta un mayor análisis de la factibilidad de incorporación de módulos hidráulicos y las características de los módulos térmicos considerados. Un resumen de estos módulos se muestra a continuación:

- Módulo hidráulico

TABLA 51: CARACTERÍSTICAS MÓDULO HIDROELÉCTRICO

Nombre	3.000 kW Hidro
Costo Etapa I (US\$)	10.174,3
Vida Útil Etapa I (años)	41,1

- Aysén

TABLA 52: DETALLE MÓDULOS TÉRMICOS - SISTEMA AYSÉN

Nombre	1600 kW - Aysén	1600 kW - Chacabuco	1600 kW - Tehuelche
Costo Etapa I (US\$)	1.332	1.333	1.358
Vida Útil Etapa I (años)	20,3	20,3	20,4
Costo Etapa II (US\$)	719	719	719
Vida Útil Etapa II (años)	22,0	22,0	22,0

- General Carrera

TABLA 53: DETALLE MÓDULOS TÉRMICOS - SISTEMA GENERAL CARRERA

Nombre	400 kW	800 kW
Costo Etapa I (US\$)	916	No se considera como primer módulo
Vida Útil Etapa I (años)	20,3	No se considera como primer módulo
Costo Etapa II (US\$)	303	469
Vida Útil Etapa II (años)	24,5	23,3

- Palena

TABLA 54: DETALLE MÓDULOS TÉRMICOS - SISTEMA PALENA

Nombre	400 kW
Costo Etapa I (US\$)	916
Vida Útil Etapa I (años)	20,30
Costo Etapa II (US\$)	303
Vida Útil Etapa II (años)	24,48

5.2 RESERVAS CONSIDERADAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

Dada las necesidades de calidad y continuidad de servicio que exige la NT de SyCS al suministro eléctrico, y producto que la electricidad no se puede almacenar a gran escala, es necesario que el Sistema de Generación y Transmisión posea reservas y redundancias que le permita que ante contingencias el suministro no se vea interrumpido o sus efectos se minimicen, todo ello considerando un criterio de racionalidad económica que significa que los sobrecostos de

instalación y operación necesarios para hacer frente a tales contingencias no superen el costo de falla o energía no servida de los consumidores.

Cuando se habla de reserva normalmente se consideran los siguientes aspectos:

- Reserva primaria: Necesaria para que los generadores absorban las variaciones instantáneas de la carga.
- Reserva secundaria: Requerida para el seguimiento de la carga, es decir, absorber el crecimiento del próximo bloque de despacho (horario o en 15 minutos).
- Reserva en Giro: También se concibe como reserva secundaria, que corresponde a la reserva del orden de minutos necesaria para cubrir la contingencia de la salida imprevista de una unidad generadora, y evitar que el sistema eléctrico colapse (Black-out).
- Reserva Fría (No giro): Es la necesaria para reponer la reserva en giro o secundaria, una vez que ha salido una unidad de servicio.
- Reserva de potencia reactiva para el control de voltaje.

Conforme establece el artículo 5-7 de la Norma Técnica, 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.

Para este efecto la empresa deberá realizar una serie de estudios con la finalidad de analizar las condiciones específicas de aplicación de la NT; en particular, conforme establece el artículo 6-3 letra e), deberá realizar los estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS.

El valor del costo de falla de corta duración a utilizar en la determinación de la reserva óptima de potencia es de 14.408,42 US\$/MWh, conforme establece la letra t) del capítulo N°3 de las Bases.

Adicionalmente, el artículo 5-10 de la NT establece además la obligación de las unidades generadoras para absorber o entregar potencia reactiva de acuerdo a su diagrama P-Q, para lo cual deben hacer uso de reserva adicional a la disponible para el Control de Frecuencia.

No obstante lo anterior, las unidades generadoras que operen en sincronismo con el SM deberán tener la capacidad de control que asegure la disponibilidad de una Reserva Primaria mínima de 10%, respecto a la capacidad máxima de generación de las unidades que se encuentren operando en el SM. Dicha reserva deberá ser asumida en la proporción que determine el Procedimiento correspondiente.

EDELAYSEN S.A., encargó los estudios a los cuales hace mención el capítulo 6-3 de la NT, a la empresa consultora Mercados Energéticos Consultores para todos los sistemas. En el estudio anterior, que aún se encuentra en etapa de revisión, se establecieron diversas reservas para los sistemas analizados, estableciéndose la reserva mínima óptima en 10% para todos los Sistemas Medianos analizados en este Estudio.

Adicionalmente como condición de diseño del parque generador se consideró la aplicación del criterio N-1 respecto de este parque, de manera tal de asegurar que en condiciones de falla de una máquina se pueda suministrar la demanda máxima del sistema. Este balance se realiza considerando condiciones de aporte hidráulico seco al sistema para reflejar las condiciones más restrictivas que este puede poseer.

6 PLAN DE EXPANSIÓN RESULTANTE

Se muestran a continuación, los Planes de Expansión resultantes:

SM Aysén

TABLA 55: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO DE GENERACIÓN SM AYSÉN

Tipo/Cap (MW)				
Año\Nudo	Monreal	Tehuelche	Chacabuco	Aysén
2013	CHN1, 3,0 MW	CTN1, 1,6 MW / CTN2, 1,6 MW		
2014		CTN3, 1,6 MW		
2015				
2016				
2017		CTN4, 1,6 MW		
2018				
2019			CTN5, 1,6 MW	
2020			CTN6, 1,6 MW	
2021		CTN8, 1,6 MW		CTN7, 1,6 MW
2022		CTN9, 1,6 MW		
2023		CTN10, 1,6 MW		
2024			CTN11, 1,6 MW / CTN12, 1,6 MW	
2025				CTN13, 1,6 MW
2026		CTN14, 1,6 MW / CTN15, 1,6 MW		
2027		CTN16, 1,6 MW		CTN17, 1,6 MW

Asociado a este Plan de Expansión se consideró la incorporación de las siguientes obras de líneas de transmisión y mejoras en los sistemas de protecciones:

TABLA 56: PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN SM AYSÉN

LTX	Año	Longitud (km)	VI MUS\$
Interconexión Tehuelchue – Ogaña	2015	5,8	677
Inyección Monreal - Tehuelche Monreal - Tehuelche	2013	24,0	1.983
Refuerzo Chacabuco	2015	3,2	286

TABLA 57: INVERSIONES SISTEMAS PROTECCIÓN

LTX	Año	VI MUS\$
Refuerzo Sistema de Protecciones Tehuelches	2015	217,97

SM General Carrera

TABLA 58: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO SM CARRERA

Año	Tipo/Cap (MW)
2013	CTN1, 0,4 MW
2014	CTN2, 0,4 MW
2015	
2016	
2017	CTN3, 0,8 MW
2018	
2019	
2020	CTN4, 0,4 MW
2021	
2022	CTN5, 0,4 MW
2023	
2024	CTN6, 0,4 MW
2025	CTN7, 0,4 MW
2026	
2027	CTN8, 0,4 MW

SM Palena

TABLA 59: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO SM PALENA

Año	Tipo/Cap (MW)
2013	
2014	
2015	
2016	
2017	CTN1, 0,4 MW
2018	
2019	CTN2, 0,4 MW
2020	CTN3, 0,4 MW
2021	CTN4, 0,4 MW
2022	
2023	CTN5, 0,4 MW
2024	CTN6, 0,4 MW
2025	CTN7, 0,4 MW
2026	CTN8, 0,4 MW
2027	CTN9, 0,4 MW / CTN10, 0,4 MW

6.1 RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN

6.1.1 SISTEMA AYSÉN

En la siguiente tabla se muestra el rango de variación de la tasa de crecimiento de la demanda analizado.

TABLA 60: SENSIBILIDAD PLAN DE EXPANSIÓN OPTIMO SM AYSÉN

Año	Esc. Base		Esc. Dem Alta (5% Mayor)		Esc. Dem Baja (10% Menor)	
	Demanda [MW]	Tasa [%]	Demanda [MW]	Tasa [%]	Demanda [MW]	Tasa [%]
2013	23,09	3,32%	23,13	3,48%	23,05	3,13%
2014	23,37	1,20%	23,42	1,26%	23,31	1,13%
2015	23,67	1,30%	23,74	1,37%	23,60	1,23%
2016	24,33	2,80%	24,44	2,94%	24,22	2,65%
2017	24,80	1,90%	24,92	2,00%	24,66	1,80%
2018	25,54	3,00%	25,71	3,15%	25,36	2,84%
2019	26,92	5,39%	27,16	5,66%	26,65	5,09%
2020	28,39	5,47%	28,72	5,74%	28,02	5,17%
2021	29,96	5,55%	30,40	5,83%	29,49	5,24%
2022	31,65	5,63%	32,19	5,91%	31,06	5,32%
2023	33,45	5,70%	34,12	5,98%	32,74	5,39%
2024	35,38	5,77%	36,19	6,06%	34,52	5,45%
2025	37,45	5,84%	38,40	6,13%	36,42	5,52%
2026	39,66	5,90%	40,78	6,20%	38,45	5,58%
2027	42,02	5,96%	43,34	6,26%	40,62	5,63%

Luego para los escenarios, demanda optimista y pesimista respecto al escenario base, se obtienen los siguientes efectos sobre el cronograma del Plan.

TABLA 61: MODIFICACIONES PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO SM AYSÉN

Año	Esc Base		Esc. Demanda Alta		Esc. Demanda Baja	
	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]
2012	-	-	-	-	-	-
2013	2	3,2	2	3,2	2	3,2
2014	-	-	-	-	-	-
2015	-	-	-	-	-	-
2016	-	-	1	1,6	-	-
2017	1	1,6	-	-	1	1,6
2018	-	-	1	1,6	-	-
2019	1	1,6	1	1,6	1	1,6
2020	2	3,2	1	1,6	1	1,6
2021	1	1,6	1	1,6	1	1,6
2022	1	1,6	1	1,6	2	3,2

Año	Esc Base		Esc. Demanda Alta		Esc. Demanda Baja	
	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]
2023	1	1,6	2	3,2	1	1,6
2024	2	3,2	1	1,6	1	1,6
2025	1	1,6	2	3,2	2	3,2
2026	2	3,2	2	3,2	1	1,6
2027	2	3,2	2	3,2	2	3,2
Total	16	25,6	17	27,2	15	24

Como se aprecia en la tabla, si la tasa de crecimiento real de la demanda resultara un 5% mayor que la tasa base, no afectaría la incorporación de motores diesel en el año 2013, sin embargo adelantaría la entrada del segundo motor a contar del año 2016. Lo anterior se debe a que el excedente del sistema queda con una holgura reducida de 0,01 MW, por lo que cualquier leve aumento de la demanda produce un adelanto en las obras. En caso de verificarse las desviaciones de demanda se deberán revisar las condiciones operacionales del sistema.

Por otra parte, en el escenario de demanda baja, no se producen modificaciones al plan de expansión en el período tarifario.

6.1.2 SISTEMA GENERAL CARRERA

En la siguiente tabla se muestra el rango de variación de la tasa de crecimiento de la demanda que se ha analizado.

TABLA 62: SENSIBILIDAD PLAN DE EXPANSIÓN OPTIMO SM GRAL. CARRERA

Año	Esc. Base		Esc. Dem Alta (5% Mayor)		Esc. Dem Baja (10% Menor)	
	Demanda [MW]	Tasa [%]	Demanda [MW]	Tasa [%]	Demanda [MW]	Tasa [%]
2013	1,761		1,761		1,761	
2014	1,881	6,78%	1,886	7,12%	1,869	6,10%
2015	1,995	6,10%	2,007	6,41%	1,971	5,49%
2016	2,115	6,02%	2,134	6,33%	2,078	5,42%
2017	2,244	6,08%	2,271	6,38%	2,192	5,47%
2018	2,382	6,13%	2,417	6,44%	2,313	5,52%
2019	2,529	6,18%	2,574	6,49%	2,441	5,56%
2020	2,687	6,23%	2,742	6,54%	2,578	5,61%
2021	2,855	6,28%	2,923	6,59%	2,724	5,65%
2022	3,036	6,32%	3,117	6,63%	2,879	5,69%
2023	3,229	6,36%	3,325	6,68%	3,044	5,72%
2024	3,435	6,40%	3,548	6,72%	3,219	5,76%
2025	3,656	6,43%	3,788	6,76%	3,405	5,79%
2026	3,893	6,47%	4,045	6,79%	3,603	5,82%
2027	4,146	6,50%	4,321	6,83%	3,814	5,85%

Luego para los escenarios, demanda optimista y pesimista respecto al escenario base, se obtienen los siguientes efectos sobre el cronograma del Plan.

TABLA 63: MODIFICACIONES PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO SM GRAL. CARRERA

Año	Esc Base		Esc. Demanda Alta		Esc. Demanda Baja	
	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]
2013	1	0,4	1	0,4	1	0,4
2014	1	0,4	1	0,4	1	0,4
2015						
2016						
2017	1	0,4	1	0,4	1	0,4
2018						
2019			1	0,4		
2020	1	0,4	0	0	1	0,4
2021			1	0,4		
2022	1	0,4				
2023	0	0	1	0,4	1	0,4
2024	1	0,4				
2025	1	0,4	1	0,4	1	0,4
2026			1	0,4	1	0,4
2027	1	0,4	1	0,4		
Total	8	3,2	9	3,6	7	2,8

Tanto, en el escenario de demanda baja y demanda alta no se producen modificaciones al plan de expansión en el período tarifario.

6.1.3 SISTEMA PALENA

En la siguiente tabla, se muestra el rango de variación de la tasa de crecimiento de la demanda que se ha analizado.

TABLA 64: SENSIBILIDAD PLAN DE EXPANSIÓN OPTIMO SM PALENA

Año	Esc. Base		Esc. Dem Alta (5% Mayor)		Esc. Dem Baja (10% Menor)	
	Demanda [MW]	Tasa [%]	Demanda [MW]	Tasa [%]	Demanda [MW]	Tasa [%]
2013	1,676		1,676		1,676	
2014	1,823	8,20%	1,820	8,61%	1,800	7,38%
2015	1,974	8,70%	1,987	9,14%	1,941	7,83%
2016	2,138	9,70%	2,189	10,19%	2,110	8,73%
2017	2,316	10,10%	2,421	10,61%	2,302	9,09%
2018	2,508	10,90%	2,698	11,45%	2,528	9,81%
2019	2,717	8,31%	2,934	8,73%	2,717	7,48%
2020	2,942	8,31%	3,190	8,73%	2,920	7,48%
2021	3,187	8,31%	3,468	8,73%	3,138	7,48%
2022	3,452	8,31%	3,770	8,73%	3,373	7,48%

Año	Esc. Base		Esc. Dem Alta (5% Mayor)		Esc. Dem Baja (10% Menor)	
	Demanda [MW]	Tasa [%]	Demanda [MW]	Tasa [%]	Demanda [MW]	Tasa [%]
2023	3,739	8,31%	4,099	8,73%	3,625	7,48%
2024	4,049	8,31%	4,457	8,73%	3,896	7,48%
2025	4,386	8,31%	4,846	8,73%	4,188	7,48%
2026	4,750	8,31%	5,269	8,73%	4,501	7,48%
2027	5,145	8,31%	5,728	8,73%	4,837	7,48%

Luego para los escenarios, demanda optimista y pesimista respecto al escenario base, se obtienen los siguientes efectos sobre el cronograma del Plan.

TABLA 65: MODIFICACIONES PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO SM PALENA

Año	Esc Base		Esc. Demanda Alta		Esc. Demanda Baja	
	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]	Cantidad Anual Unidades Incorporadas	Ingreso Anual Potencia Instalada [MW]
2013						
2014						
2015						
2016						
2017	1	0,4	1	0,4		
2018	0	0	1	0,4	1	0,4
2019	1	0,4			1	0,4
2020	1	0,4	1	0,4		
2021	1	0,4	1	0,4	1	0,4
2022			1	0,4	1	0,4
2023	1	0,4	1	0,4		
2024	1	0,4	1	0,4	1	0,4
2025	1	0,4	1	0,4	1	0,4
2026	1	0,4	1	0,4	1	0,4
2027	2	0,8	2	0,8	1	0,4
Total	10	4	11	4,4	8	3,2

Como se aprecia en la tabla, si la tasa de crecimiento real de la demanda resultara un 5% mayor que la tasa base, no afectaría la incorporación de motores diesel en el año 2017, sin embargo se requeriría la entrada de una nueva unidad el año 2018.

Por otra parte, en el escenario de demanda baja, se atrasaría la entrada de la primera unidad al año 2018.

Luego, en caso de verificarse las desviaciones de demanda se deberán revisar las condiciones operacionales del sistema.

6.2 CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA

En el siguiente capítulo se describe el chequeo del cumplimiento de la NT realizado para el Plan de Expansión resultante de cada sistema, en el horizonte de tiempo que media hasta el próximo estudio.

El análisis contempla, simular escenarios de generación – demanda para los años de interés. Para tal efecto se ha empleado la siguiente información:

- Base de datos DigSilent del SM Aysén.
- Despacho económico para abastecer el bloque de demanda en análisis obtenido del modelo PLP.
- Nivel de reserva de los estudios técnicos de cumplimiento de la NT.

Para estos análisis se utilizará software de sistemas de potencia DigSilent, el estudio consiste en la simulación de flujos de potencia AC y en la verificación de la NTSyCS.

Las verificaciones se centran en que no se sobrepasen las capacidades de transmisión y en que los niveles de tensión se encuentren dentro del rango especificado para un estado normal de operación.

Los índices de calidad anteriores son aquellos que serán verificados en las siguientes condiciones de operación:

1. Hidrología Húmeda – Demanda Mínima del Sistema
2. Hidrología Húmeda – Demanda Máxima del Sistema
3. Hidrología Seca – Demanda Mínima del Sistema
4. Hidrología Seca – Demanda Máxima del Sistema

Asimismo, se han considerado los siguientes puntos para el Estudio:

- Los escenarios de análisis anteriores cubren las condiciones más adversas que enfrentaría la el sistema Aysén.
- En el caso de los escenarios de demanda mínima, se tienen las condiciones en que la holgura del sistema es menor, por tanto se presentarán mayores saturaciones de líneas de transmisión.
- Los escenarios de demanda máxima son aquellos que representan las condiciones de exigencias mayores para estos tipos de sistemas principalmente para mantener los niveles de tensión en norma.
- Se muestran el nivel de utilización de los elementos de transmisión y la tensión en barras del sistema, para cada uno de los escenarios anteriores.
- La topología implementada en el modelo DigSilent contiene el mayor detalle posible respecto de los tipos de conductores que conforman cada tramo, de aquí se tiene que los resultados de un tramos de transmisión se muestren según la cantidad de segmentos que lo componen.

Respecto de los niveles solicitados, el artículo **5-29 de la NTSyCS** para Sistemas Medianos, declara lo siguiente:

*...“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**”...*

6.2.1.1 COMENTARIOS CUMPLIMIENTO NT

Los estudios eléctricos realizados en el Sistema de Generación Transmisión de Aysén, permiten concluir que, si se instalan las centrales térmicas de acuerdo al Plan de Expansión Óptimo recomendado, no se producen sobrecargas en las capacidades de los elementos de transmisión, ni niveles de tensión fuera del rango especificado en la Norma Técnica en los escenarios simulados.

Con respecto a los niveles de saturación de las líneas, éstas no aprecian valores superiores al 100%, siendo 70% el máximo registrado en el escenario de Hidrología Húmeda y Demanda Máxima. El resto de los casos presentan valores bajo el 50%.

En cuanto a los resultados de los estudios de Estabilidad de Frecuencia y Voltaje, se concluye que el sistema Aysén no requiere de desprendimiento de carga por EDAC para atender la salida intempestiva de la mayor unidad de generación despachada.

Respecto del cumplimiento de la NTSyCS se tiene que, para las hidrologías (Seca y Húmeda) así como para los diversos escenarios de Demanda (Mínima y Máxima), el sistema cumple con la Norma Técnica, en cuanto a niveles de Tensión se refiere. De lo anterior se concluye que la operación simple del sistema, a través del despacho de sus centrales y del control de Tap de los Transformadores existentes, es capaz de aportar o absorber reactivos necesarios para mantener los niveles de Tensión dentro del margen establecido en la Norma.

7 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

Una vez obtenido el Plan de Expansión Óptimo, el siguiente objetivo es determinar el costo medio de éste, o equivalentemente, la tarifa media constante en el período de evaluación que hace que el valor actual neto del proyecto de expansión sea igual a cero, es decir:

$$CID = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^n \frac{C_i - C_0}{(1+r)^i} - \frac{Vr}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i - E_0}{(1+r)^i}}$$

A continuación, se resumen los resultados obtenidos para el CID de cada uno de los sistemas:

7.1 SISTEMA AYSÉN

El Costo Incremental de desarrollo de Generación del Sistema Mediano de Aysén se muestra en la tabla siguiente desagregado en las barras del sistema como se indica a continuación:

TABLA 66: CID POR BARRA SM AYSÉN

Barra	CIDGj [US\$/kWh]	CIDLj [US/kWh]	CID [US\$/kWh]
Aysen23	0,166	0,005	0,172
Chacab33	0,166	0,007	0,173
Mañi33	0,177	0,006	0,182
Ñire33	0,177	0,005	0,183
Tehuel23	0,166	0,006	0,172
ElGato33	0,177	0,005	0,183

7.2 SISTEMA GRAL. CARRERA

El Costo Incremental de desarrollo de Generación del Sistema Mediano de Gral. Carrera se muestra en la tabla siguiente:

TABLA 67: RESULTADOS CID SM GRAL. CARRERA

Barra	CIDGj [US\$/kWh]	CIDLj [kWh]	CIDj [kWh]
Carrera	0,305	0,000	0,305

7.3 SISTEMA PALENA

El Costo Incremental de desarrollo de Generación del Sistema Mediano de Palena se muestra en la tabla siguiente desagregado en las barras del sistema como se indica a continuación:

TABLA 68: RESULTADOS CID SM PALENA

Barra	CIDGj (US\$/kWh)	CIDLj (US\$/kWh)	CID (US\$/kWh)
Palena	0,203	0,000	0,203

8 DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO Y DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

Dada la existencia de economías de escala importantes en sistema con medios de generación de tamaño pequeño, como el de Aysén, los costos incrementales de desarrollo pueden ser insuficientes o excesivos para la empresa dependiendo del grado de adaptación a la demanda de las instalaciones existentes al momento de tarificar. Por este motivo, la Ley considera la posibilidad de realizar un ajuste a los CID en caso que los ingresos que se obtengan con la aplicación de esta tarifa a la demanda en el período tarifario sean menores a los costos totales de largo en dicho periodo.

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurra durante el horizonte de tarificación que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

En la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente, no se incluyen ineficiencias de las instalaciones existentes, siendo reemplazadas por instalaciones diseñadas eficientemente, adaptadas a la demanda, y que operen en forma eficiente. A su vez, las inversiones futuras del Proyecto de Reposición Eficiente deben ser consecuentes con las instalaciones iniciales eficientes.

8.1 METODOLOGÍA GENERAL

En la determinación del CTLP se eliminaron las eventuales ineficiencias de las instalaciones existentes, reemplazándolas por otras cuyo diseño y dimensionamiento corresponde al de mínimo costo total actual y futuro esperado en el horizonte de planificación, y que a su vez es consistente con las normas ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Para ello, se desarrolló un análisis sobre el dimensionamiento y composición óptima de las instalaciones de generación en el año base y sus ampliaciones en el horizonte de planificación.

En este dimensionamiento se consideró las capacidades iniciales y futuras óptimas, que son las que determinan el mínimo CTLP, que incluye el costo de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización para atender la demanda durante los años considerados dentro del horizonte de planificación. Para efectuar lo anterior, se desarrolló un análisis similar al efectuado en la determinación del Plan de Expansión Óptimo, pero incluyendo, además de las ampliaciones futuras, la determinación de la composición y dimensionamiento óptimo de las instalaciones iniciales. Lo anterior, fue efectuado considerando las condiciones tecnológicas existentes, los precios vigentes en el mercado, las restricciones ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas vigentes.

8.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN

8.2.1 SM AYSÉN

Parque Hidroeléctrico

Se ha considerado las centrales hidráulicas de Lago Atravesado y Puerto Aysén como pertenecientes al proyecto de reposición.

Lago Atravesado: conforme a los antecedentes entregados por la empresa, se consideró esta central para efectos del proyecto de reposición en la forma que fue materializada, producto que no ha sufrido modificaciones desde su puesta en servicio. Su diseño se efectuó con el objetivo de hacer un uso óptimo de los recursos hídricos disponibles, sin que a la fecha de construcción existieran condicionantes en su operación.

Puerto Aysén: esta central ha sufrido ampliaciones desde su fecha de puesta en servicio de modo de irse adaptando al crecimiento de la demanda se modificó el diseño de la central, operando en la actualizada con un mayor número de unidades respecto de la fecha de inicio de operaciones. Se considera su operación con tres unidades.

Parque Eólico

Con el objeto de hacer uso del recurso eólico disponible en la zona se incorpora la actual central Alto Baguales al proyecto de reposición con las características que actualmente posee.

Parque Térmico

El dimensionamiento del parque térmico se ha realizado sobre la base de unidades de 1,6 MW considerando los costos de los módulos para tal efecto así definidos. Al igual que en el caso de la determinación del Plan de Expansión Óptimo se observa que este tamaño de módulo se adapta a los crecimientos de demanda esperados para este sistema.

Cabe señalar que se han mantenido las características de las centrales actualmente existentes en el sistema modificando el tamaño de las unidades generadoras, sus transformadores, y en caso que se aumentará o disminuirían el número de unidades se ajustaron las componentes de la subestación (por ejemplo interruptores) de manera de mantener la consistencia con el equipamiento.

8.2.2 SISTEMA MEDIANO GENERAL CARRERA

Parque Hidroeléctrico

El parque hidroeléctrico de este sistema está compuesto por la central El Traro. Este Consultor considera que el diseño actual responde de manera eficiente a los requerimientos de la demanda en la zona. Para el diseño del año base se utilizó un factor de potencia para esta central de 95% para la probabilidad de excedencia de 90% de excedencia en atención a sus características hidrológicas.

Parque Térmico

Considerando el nivel de demanda máxima de este sistema, se recomienda un parque térmico basado en módulos de 400 kW, que permiten disponer de respaldos y flexibilidad para abastecer la demanda, misma opción considerada para la determinación del Plan de Expansión Óptimo.

Cabe señalar que se han mantenido las características de las centrales actualmente existentes en el sistema modificando el tamaño de las unidades generadoras, sus transformadores, y en caso que se aumentará o disminuyeran el número de unidades se ajustaron las componentes de la subestación (por ejemplo interruptores) de manera de mantener la consistencia con el equipamiento.

8.2.3 SISTEMA MEDIANO PALENA

Parque Hidroeléctrico

El parque hidroeléctrico de este sistema está compuesto por la central Río Azul. Si bien esta central ha sufrido algunas ampliaciones, este Consultor considera que el diseño actual responde de manera eficiente a los requerimientos de la demanda en la zona. Para el diseño del año base se utilizó un factor de potencia para esta central de 95% para la probabilidad de excedencia de 90% de excedencia dada las sus características hidrológicas.

Parque Térmico

Considerando el nivel de demanda máxima de este sistema, se recomienda un parque térmico basado en módulos de 400 kW, que permiten disponer de respaldos y flexibilidad para abastecer la demanda, misma opción considerada para la determinación del Plan de Expansión Óptimo.

8.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN

Tal como se ha señalado anteriormente, se han mantenido las características de las centrales existentes en caso que el número de unidades que conformen en proyecto de reposición para el año base sea igual a la cantidad de unidades existentes. De esta manera se internalizan sus eficiencias respecto de su ubicación y su relación con el sistema de transmisión o distribución que exista.

8.4 VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

A continuación se presentan resultados y valorización de los proyectos de reposición eficiente

SM Aysén

Se muestra a continuación el Proyecto de Reposición Eficiente del SM Aysén, indicando la central asociada a cada proyecto.

TABLA 69: INSTALACIONES DE REPOSICIÓN SM AYSÉN

Plan de Expansión	Año	P MW	Central Asociada
U1	2012	0,66	A. Baguales
U2	2012	0,66	A. Baguales
U3	2012	0,66	A. Baguales
U1	2012	5,5	L. Atavesado
U2	2012	5,5	L. Atavesado
U1	2012	3,0	C.H. PAysén
U2	2012	0,9	C.H. PAysén
U3	2012	2,7	C.H. PAysén
CT Nva 1	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 2	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 3	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 4	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 5	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 6	2012	1,6	Tehuelche
CT Nva 7	2012	1,6	Aysen
CT Nva 8	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 9	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 10	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 11	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 12	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 13	2012	1,6	Chacabuco
CT Nva 14	2012	1,6	Aysen
CT Nva 15	2012	1,6	Mañihuales

Plan de Expansión	Año	P MW	Central Asociada
CH 1	2013	3,0	Monreal
CT Nva 16	2015	1,6	Tehuelche
CT Nva 17	2018	1,6	Tehuelche
CT Nva 18	2019	1,6	Tehuelche
CT Nva 19	2020	1,6	Chacabuco
CT Nva 20	2021	1,6	Chacabuco
CT Nva 21	2022	1,6	Aysen
CT Nva 22	2022	1,6	Tehuelche
CT Nva 23	2023	1,6	Tehuelche
CT Nva 24	2024	1,6	Tehuelche
CT Nva 25	2025	1,6	Chacabuco
CT Nva 26	2025	1,6	Chacabuco
CT Nva 27	2026	1,6	Aysen
CT Nva 28	2026	1,6	Tehuelche
CT Nva 29	2027	1,6	Tehuelche

Para las centrales de reposición del año 2012, se tiene la siguiente valorización en obras de generación:

TABLA 70: VALORIZACIÓN CENTRALES DE REPOSICIÓN AYSÉN

Central	VI Gx (MUS\$)	VI Tx asociado a Gx (MUS\$)	Total VI (MUS\$)
Alto Baguales	6.233	360	6.593
Chacabuco	4.118	1.345	5.463
Lago Atravesado	14.285	754	15.039
Puerto Aysén Hidro	31.780	1.357	33.136
Puerto Aysén Térmico	1.885	316	2.201
Tehuelche	6.069	1.255	7.324
Mañihuales	883	449	1.332
Total SM Aysén	65.252	5.836	71.089

Cabe señalar que la valorización de la unidad de reposición del año base de la Central Mañihuales contempla que en ella se instala un módulo 1 que reemplaza a la central existente, lo anterior se debe a que la central actual presenta en la práctica un estándar menor a aquel con el que se ha diseñado los centrales de reposición del sistema.

En tanto, la valorización de las unidades futuras del proyecto de reposición es la siguiente:

TABLA 71: VALORIZACIÓN CENTRALES DE EXPANSIÓN PROYECTO REPOSICIÓN SM AYSÉN

Plan de Expansión	Año	P MW	VI MUS\$
CH 1	2013	3,00	10.174
-	-	-	0
-	-	-	0
CT Nva 16	2015	1,60	719
CT Nva 17	2018	1,60	719
CT Nva 18	2019	1,60	719
CT Nva 19	2020	1,60	1.333
CT Nva 20	2021	1,60	719
CT Nva 21	2022	1,60	1.332
CT Nva 22	2022	1,60	719
CT Nva 23	2023	1,60	719
CT Nva 24	2024	1,60	719
CT Nva 25	2025	1,60	719
CT Nva 26	2025	1,60	719
CT Nva 27	2026	1,60	719
CT Nva 28	2026	1,60	719
CT Nva 29	2027	1,60	719

En la valorización anterior se observa la incorporación de dos módulos 1 en la expansión. Se observa que las centrales asociadas a dichos módulos soportarían en principio la conexión de 12 unidades, lo cual podría resultar excesivo, no obstante, ya que se ha considerado Mañihuales como el estándar asociado a los módulos 1 se tiene que parte de estas centrales hacen uso de dichas instalaciones.

SM Gral. Carrera

Se muestra a continuación el Proyecto de Reposición Eficiente del SM Gral. Carrera.

TABLA 72: INSTALACIONES DE REPOSICIÓN SM GRAL. CARRERA

Plan de Expansión	Año	P MW
U1 Hidro Traro	2012	0,32
U2 Hidro Traro	2012	0,32
CT Nva 1	2012	0,40
CT Nva 2	2012	0,40
CT Nva 3	2012	0,40
CT Nva 4	2012	0,40
CT Nva 5	2012	0,40
CT Nva 6	2012	0,40
CT Nva 7	2015	0,40
CT Nva 8	2017	0,40
CT Nva 9	2020	0,40
CT Nva 10	2022	0,40
CT Nva 11	2024	0,40
CT Nva 12	2025	0,40
CT Nva 13	2027	0,40

Para las centrales de reposición del año 2012, se tiene la siguiente valorización en obras de generación:

TABLA 73: VALORIZACIÓN CENTRALES DE REPOSICIÓN SM GRAL. CARRERA

Central	VI Gx (MUS\$)	VI Tx asociado a Gx (MUS\$)	Total VI (MUS\$)
Chile Chico	939	385	1.324
El Traro	227	79	306
El Traro Hidro	2.687	158	2.845
Total SM Gral. Carrera	3.853	622	4.476

En tanto, la valorización de las unidades futuras del proyecto de reposición es la siguiente:

TABLA 74: VALORIZACIÓN CENTRALES DE EXPANSIÓN PROYECTO REPOSICIÓN SM GRAL CARRERA

Plan de Expansión	Año	P MW	VI MUS\$
CT Nva 7	2015	0,40	909
CT Nva 8	2017	0,40	301
CT Nva 9	2020	0,40	301
CT Nva 10	2022	0,40	301
CT Nva 11	2024	0,40	301
CT Nva 12	2025	0,40	301
CT Nva 13	2027	0,40	301

SM Palena

Se muestra a continuación el Proyecto de Reposición Eficiente del SM Palena

TABLA 75: INSTALACIONES DE REPOSICIÓN SM PALENA

Plan de Expansión	Año	P MW
U1 Río Azul	2012	0,35
U2 Río Azul	2012	0,35
U3 Río Azul	2012	0,35
U4 Río Azul	2012	0,35
CT Nva 1	2012	0,40
CT Nva 2	2012	0,40
CT Nva 3	2013	0,40
CT Nva 4	2015	0,40
CT Nva 5	2017	0,40
CT Nva 6	2018	0,40
CT Nva 7	2020	0,40
CT Nva 8	2021	0,40
CT Nva 9	2022	0,40
CT Nva 10	2024	0,40
CT Nva 11	2025	0,40
CT Nva 12	2026	0,40
CT Nva 13	2026	0,40
CT Nva 14	2027	0,40

Para las centrales de reposición del año 2012, se tiene la siguiente valorización en obras de generación:

TABLA 76: VALORIZACIÓN CENTRALES DE REPOSICIÓN SM PALENA

Central	VI Gx (MUS\$)	VI Tx asociado a Gx (MUS\$)	Total VI (MUS\$)
Futaleufú	461	455	916
Palena	461	455	916
Río Azul	6.834	285	7.119
Total SM Palena	7.756	1.194	8.951

Dada la disminución de unidades que conforman el sistema actual de Palena, para efectos de asociar unidades a centrales generadoras se tiene que no se requiere en primera instancia de algunas centrales de este sistema. Dado el menor estándar que presentan las centrales que si se mantienen se han definido en el proyecto de reposición como módulos 1, que permiten soportar la conexión de las diversas unidades que entrarán en forma posterior al sistema.

En tanto, la valorización de las unidades futuras del proyecto de reposición es la siguiente:

TABLA 77: VALORIZACIÓN CENTRALES DE EXPANSIÓN PROYECTO REPOSICIÓN SM PALENA

Plan de Expansión	Año	P MW	VI MUS\$
CT Nva 3	2013	0,40	303
CT Nva 4	2015	0,40	303
CT Nva 5	2017	0,40	303
CT Nva 6	2018	0,40	303
CT Nva 7	2020	0,40	303
CT Nva 8	2021	0,40	303
CT Nva 9	2022	0,40	303
CT Nva 10	2024	0,40	303
CT Nva 11	2025	0,40	303
CT Nva 12	2026	0,40	303
CT Nva 13	2026	0,40	303
CT Nva 14	2027	0,40	303

8.5 DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde a la suma de los costos totales de largo plazo de generación y transmisión. La expresión para el cálculo del CTLP es la siguiente:

$$CTLP = CTLPG + CTLPL$$

$$CTLPG = \left(\sum_{t=1}^T \frac{[AVIG_t + COMAG_t]}{(1+r)^t} \right) \times \left(\frac{r \times (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$CTLPL = \left(\sum_{t=1}^T \frac{[AVIL_t + COMAL_t]}{(1+r)^t} \right) \times \left(\frac{r \times (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

Donde:

- T: Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2011 al 2014)
- CTLPG: Costo total de largo plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de generación para el horizonte de tarificación, en US\$.
- AVIG_t: Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de generación incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente y efectuadas antes o durante el año “t” en US\$.
- COMAG_t: Costos de operación y falla, mantenimiento administración y comercialización, determinado para el año t de acuerdo al Proyecto de Reposición eficiente y asignado al segmento de generación, en US\$.
- CTLPL: Costo total de largo plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de transmisión para el horizonte de tarificación, en US\$.
- AVIL_t: Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente y efectuadas antes o durante el año “t” en US\$.
- COMAL_t: Costos de operación y 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\$.
- r: Tasa de descuento igual al 10%

Las anualidades AVIG_t, se deben determinar considerando el valor de inversión de las respectivas instalaciones, descontando el valor residual de cada una de ellas al final del período de planificación, actualizado al año t y considerando en el cálculo de las actualizaciones y anualidades respectivas, la tasa de descuento del 10%.

Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, considerados para un año t cualquiera, fueron estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año, por lo cual, los valores fueron llevados a valores correspondientes a final de año, para ser incorporados a las fórmulas. El factor utilizado resultó de la siguiente expresión:

$$Factor Actualización = \left(\sqrt[12]{(1+r)} - 1 \right)^6 = 1,0488$$

A continuación, se indican los costos por sistema mediano:

Resultados CTLP

Sistema	CTLPG (MUS\$)	CTLPL (MUS\$)	CTLP (MUS\$)
SM Aysén	29.194	3.413	32.608
SM Palena	2.821	146	2.967
SM Gral. Carrera	3.130	73	3.203

9 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Las fórmulas de indexación se han diseñado tomando en consideración los pesos relativos de las partidas de costos de la determinación del CID y del CTLP. Respecto del CID se han considerado los valores presentes de todo el horizonte del estudio, mientras que para el CTLP se consideró el valor presente de los años a tarificar.

Por otro lado se agruparon las anualidades de los costos del CID y del CTLP según su incidencia en el costo de la potencia y de la energía:

- Potencia:
 - Costos de inversión Nacionales e importados
 - Obras civiles
- Energía:
 - CVC
 - CVNC
 - Costos Fijos

$$V_t = V_0 \left(Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0} \right)$$

Donde:

IMO _t :	Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior al mes en que se aplique la indexación.
IMO ₀ :	Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de octubre de 2012 (121,44).
IPC _t :	Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación.
IPC ₀ :	Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de noviembre de 2012 (108,64).
PPD _t :	Precio vigente del Petróleo Diesel en el SM correspondiente, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/litro.
PPD ₀ :	Precio vigente del Petróleo Diesel en SM correspondiente, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del período junio de 2012 – noviembre de 2012 en Aysén : 443,73 \$/lt; Palena :472,36 \$/lt y Gral. Carrera : 481,9 \$/lt.
PPI _t :	Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.
PPI ₀ :	U.S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics - U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de junio de 2012 (199,8).
TAX _t :	Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación.

- TAX₀ : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos, correspondiente al mes de noviembre de 2012 (0,06).
- DOL_t : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- DOL₀ : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de noviembre de 2012 (480,57 \$/US\$).

9.1 COEFICIENTE DE INDEXACIÓN SM AYSÉN

TABLA 78: COEFICIENTES AYSÉN

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
Coef ₁	IMO	12,00%	31,30%	20,27%	10,7%	24,8%	16,2%
Coef ₂	IPC	17,70%	33,40%	24,45%	9,6%	25,4%	15,6%
Coef ₃	PPD	67,70%	0,00%	38,68%	75,2%	0,0%	46,3%
Coef ₄	Imp	2,60%	35,30%	16,60%	4,5%	49,8%	21,9%

9.2 COEFICIENTE DE INDEXACIÓN SM CARRERA

TABLA 79: COEFICIENTES GENERAL CARRERA

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
Coef ₁	IMO	26,70%	23,20%	25,33%	13,2%	30,2%	16,8%
Coef ₂	IPC	15,50%	11,40%	13,90%	6,8%	22,2%	10,1%
Coef ₃	PPD	57,10%	0,00%	35,06%	71,5%	0,0%	56,4%
Coef ₄	Imp	0,70%	65,40%	25,71%	8,5%	47,6%	16,7%

9.3 COEFICIENTE DE INDEXACIÓN SM PALENA

TABLA 80: COEFICIENTES PALENA

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
Coef ₁	IMO	22,80%	49,20%	28,07%	30,5%	48,7%	39,5%
Coef ₂	IPC	11,50%	16,60%	12,49%	18,8%	27,0%	22,8%
Coef ₃	PPD	57,90%	0,00%	46,39%	31,9%	0,0%	16,2%
Coef ₄	Imp	7,80%	34,20%	13,05%	18,8%	24,3%	21,5%

ANEXOS

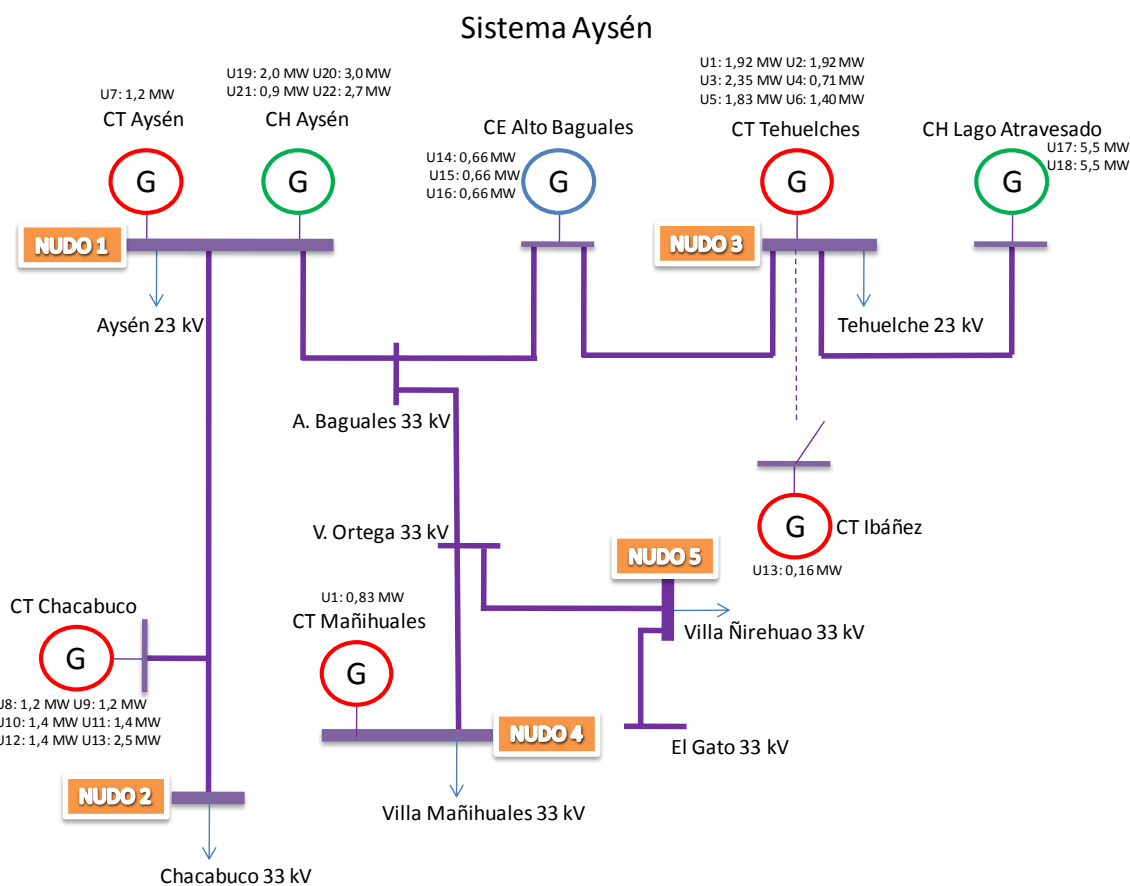
A. ANEXO: IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

I. IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

i. PLANO Y TOPOLOGÍA DEL SISTEMA

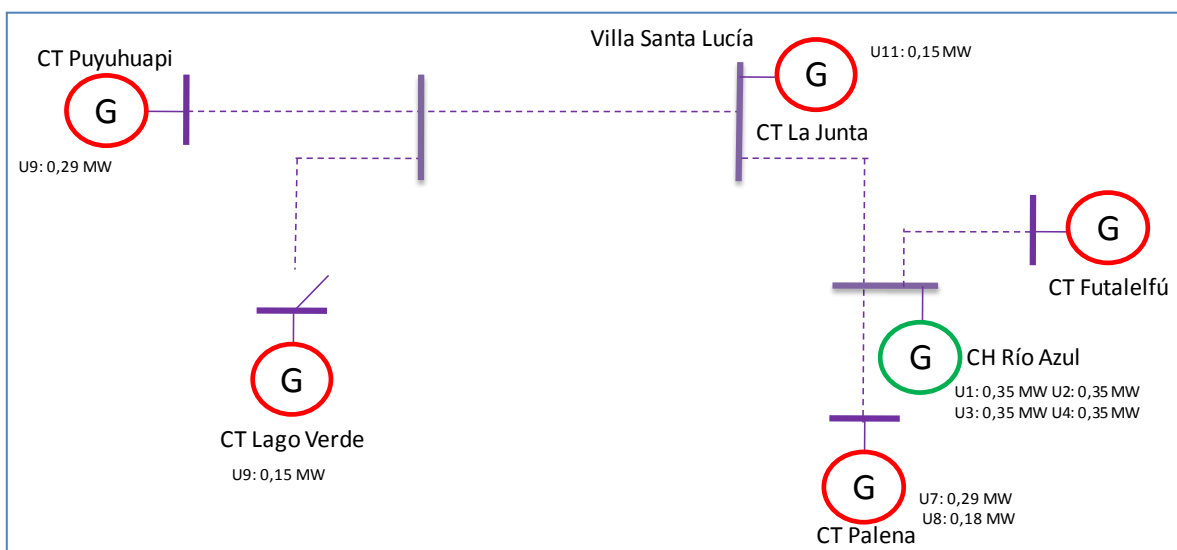
A continuación se presentan los unilineales simplificados de los sistemas medianos en análisis, indicándose los nudos a considerar en el estudio.

Sistema Aysén



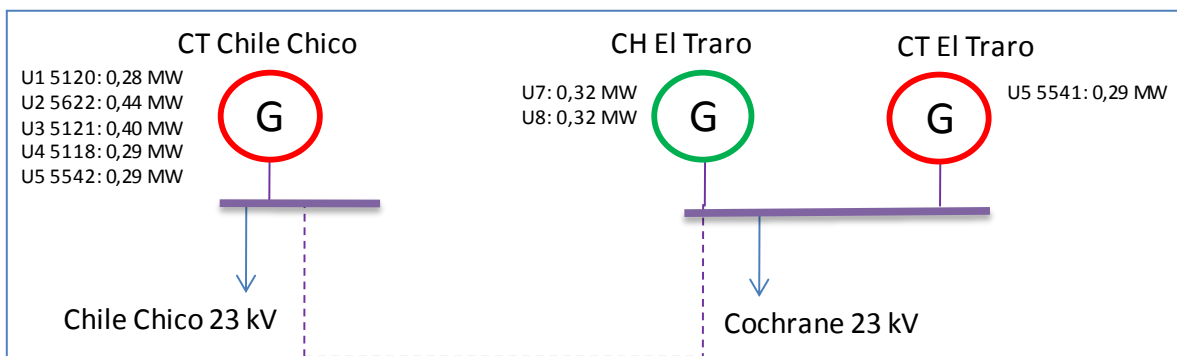
Nota: Central Térmica Ibáñez no opera sincronizada a la red, su función es de respaldo cuando hay fallas en la línea de distribución.

Sistema Palena



Nota: Central Hidroeléctrica Lago Verde no opera sincronizada a la red.

Sistema General Carrera



ii. IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Se han identificado las siguientes unidades generadoras:

Sistema Aysén

TABLA 81: DESCRIPCIÓN CENTRALES GENERADORAS SISTEMA AYSÉN

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
Tehuelche	Unidad 1	Edelaysen	45°37'29,37" S/72°6'7,04" O	Térmica Diesel	1,92
	Unidad 2	Edelaysen	45°37'29,37" S/72°6'7,04" O	Térmica Diesel	1,92
	Unidad 3	Edelaysen	45°37'29,37" S/72°6'7,04" O	Térmica Diesel	2,35
	Unidad 4	Edelaysen	45°37'29,37" S/72°6'7,04" O	Térmica Diesel	0,71
	Unidad 5	Edelaysen	45°37'29,37" S/72°6'7,04" O	Térmica Diesel	1,83
	Unidad 6	Edelaysen	45°37'29,37" S/72°6'7,04" O	Térmica Diesel	1,40
Central Térmica Aysén	Unidad 7	Edelaysen	45°22'31,85" S/72°42'35,75" O	Térmica Diesel	1,20
Chacabuco	Unidad 8	Edelaysen	45°26'0,02" S/72°44'57,62" O	Térmica Diesel	1,20
	Unidad 9	Edelaysen	45°26'0,02" S/72°44'57,62" O	Térmica Diesel	1,20
	Unidad 10	Edelaysen	45°26'0,02" S/72°44'57,62" O	Térmica Diesel	1,40
	Unidad 11	Edelaysen	45°26'0,02" S/72°44'57,62" O	Térmica Diesel	1,40
	Unidad 12	Edelaysen	45°26'0,02" S/72°44'57,62" O	Térmica Diesel	1,40
	Unidad 13	Edelaysen	45°26'0,02" S/72°44'57,62" O	Térmica Diesel	2,50
Ibáñez	Unidad 13(1)	Edelaysen	46°17'39" S/ 71°56'07"O	Térmica Diesel	0,16
Alto Baguales	Unidad 14	Edelaysen	45°37'31" S/ 72°05'56"O	Eólica	0,66
	Unidad 15	Edelaysen	45°37'31" S/ 72°05'56"O	Eólica	0,66
	Unidad 16	Edelaysen	45°37'31" S/ 72°05'56"O	Eólica	0,66
Central Hidroeléctrica Lago Atravesado	Unidad 17	Edelaysen	45°45'18,11 S/72°17'22,36" O	Hidroeléctrica	5,50
	Unidad 18	Edelaysen	45°45'18,11 S/72°17'22,36" O	Hidroeléctrica	5,50
Central Hidroeléctrica Aysén	Unidad 19	Edelaysen	45°22'31" S/ 72°42'35"O	Hidroeléctrica	2,00
	Unidad 20	Edelaysen	45°22'32" S/ 72°42'35"O	Hidroeléctrica	3,00
	Unidad 21	Edelaysen	45°22'32" S/ 72°42'36"O	Hidroeléctrica	0,90
	Unidad 22	Edelaysen	45°22'31" S/ 72°42'36"O	Hidroeléctrica	2,70
Central Térmica Mañihuales	Unidad 1	Edelaysen	45° 9'12.04"S/ 72° 8'33.08"O	Térmica Diesel	0,83

Nota 1: Unidad 13 de central Ibáñez no opera sincronizada

Nota 2: Unidad 19 de central Hidroeléctrica Aysén es de respaldo

TABLA 82: DESCRIPCIÓN CENTRALES GENERADORAS SISTEMA PALENA

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
Río Azul	Unidad 1	Edelaysen	42°29'20,27"S / 72° 7'24,14" O	Hidroeléctrica	0,35
	Unidad 2	Edelaysen	42°29'20,27"S / 72° 7'24,14" O	Hidroeléctrica	0,35
	Unidad 3	Edelaysen	42°29'20,27"S / 72° 7'24,14" O	Hidroeléctrica	0,35
	Unidad 4	Edelaysen	42°29'20,27"S / 72° 7'24,14" O	Hidroeléctrica	0,35
Futaleufu	Unidad 5	Edelaysen	43°10'58,84" S / 71°51'58,68" O	Térmica Diesel	0,23
	Unidad 6	Edelaysen	43°10'58,84" S / 71°51'58,68" O	Térmica Diesel	0,25
Palena	Unidad 7	Edelaysen	43°36'56,39" S / 71°47'54,9" O	Térmica Diesel	0,29
	Unidad 8	Edelaysen	43°36'56,39" S / 71°47'54,9" O	Térmica Diesel	0,18
Puyuhuapi	Unidad 9	Edelaysen	45°22'31,85" S / 72°42'35,75" O	Térmica Diesel	0,29
Lago Verde	Unidad 10	Edelaysen	44°14'23,12"S / 71°50'58,31" O	Térmica Diesel	0,15
La Junta	Unidad 11	Edelaysen	43°58'11,84"S / 72°23'5,35"O	Térmica Diesel	0,29

Nota1: Unidad 10 de Lago Verde no opera sincronizada al sistema

Sistema General Carrera

TABLA 83: DESCRIPCIÓN CENTRALES GENERADORAS SISTEMA GENERAL CARRERA

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
CHILE CHICO	Unidad 1 5120	Edelaysen	46°32'51" S / 71°41'00" O	Térmica Diesel	0,28
	Unidad 2 5622	Edelaysen	46°32'51" S / 71°41'00" O	Térmica Diesel	0,44
	Unidad 3 5121	Edelaysen	46°32'51" S / 71°41'00" O	Térmica Diesel	0,40
	Unidad 4 5118	Edelaysen	46°32'51" S / 71°41'00" O	Térmica Diesel	0,29
	Unidad 5 5542	Edelaysen	46°32'51" S / 71°41'00" O	Térmica Diesel	0,29
EL TRARO	Unidad 7	Edelaysen	47°47'45" S / 71°50'00" O	Hidroeléctrica	0,32
	Unidad 8	Edelaysen	47°47'45" S / 71°50'00" O	Hidroeléctrica	0,32
	Unidad 5 5541	Edelaysen	47°47'45" S / 71°50'00" O	Térmica Diesel	0,29

Un resumen de la potencia instalada en Kw, se presenta en la siguiente tabla:

TABLA 84: CAPACIDAD INSTALADA POR SSMM Y TIPO DE CENTRAL al 31.12.12

Capacidad [MW]				
Sistema	Tipo Unidad Generadora			Total general
	Eólica	Hidroeléctrica	Térmica Diesel	
Aisén	2,0	19,6	21,4	43,0
Gral Carrera		0,6	2,0	2,6
Palena		1,4	1,7	3,1
Total general	2,0	21,6	25,1	48,7

iii. IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Solo se informó de una línea de transmisión perteneciente al Sistema Mediano de Aysén, la cual se caracteriza detalladamente en el Anexo N°3-Aysén, y se presenta un resumen a continuación:

TABLA 85: LONGITUD LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SSMM AYSÉN

Tramo	Tensión [kV]	Longitud [Km]
Alto Baguales - Villa Ortega		45,6
Alto Baguales - Villa Ortega	33	45,6
Chacabuco - Puerto Aysen		32,4
Chacabuco - E2	33	6,7
E1 - E2	33	6,0
E2 - Puerto Aysen	33	13,4
Farellones - E1	33	6,4
Coyhaique - Puerto Aysen		95,7
Puerto Aysen - Alto Baguales	33	85,1
S/E Baguales - Alto Baguales	33	2,5
S/E Baguales – Coyhaique	23	8,0
Lago Atravesado - Tehuelche		43,2
Lago Atravesado - Tehuelche 1	23	21,6
Lago Atravesado - Tehuelche 2	23	21,6
Villa Ortega – Mañiguales		53,1
Villa Ortega – Mañiguales	33	53,1
Villa Ortega – Ñireguao		32,1
Villa Ortega – Ñireguao	33	32,1
Ñireguao - El Gato		41,8
Ñireguao - El Gato	33	41,8
Total general		343,9

iv. INFRAESTRUCTURA

Respecto de la infraestructura informada por la empresa y revisada por el consultor, se puede ver el detalle en el Anexo del respectivo sistema mediano.

B. ANEXO: VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

I. UNIDADES GENERADORAS

La empresa entregó información e su inventario físico y precios respaldados con cotizaciones de algunos elementos.

El consultor analizó la información para luego valorizarlo con una base de precios que conjuga cotizaciones, precios de la empresa y precios utilizados en los últimos estudios de VAD.

Tanto para las unidades térmicas como hidráulicas se procedió a analizar los costos unitarios de las unidades generadoras de acuerdo a lo indicado en el literal b del punto número 3 de las Bases para la Realización del Estudio de Sistemas Medianos.

Para el caso de las unidades térmicas e hidráulicas, se ajustaron los valores de las cotizaciones de equipos generadores, entregadas tanto por la empresa como de proyectos recientes, a Diciembre de 2012 mediante la aplicación de factor de actualización CPI; finalmente, se presentaron los antecedentes en un gráfico de dispersión con la Potencia (kW) en las abscisas y el precio unitario (US\$/kW) en ordenadas.

TABLA 86: COTIZACIONES DE UNIDADES TÉRMICAS EN US\$

Característica	Capacidad (kW)	Proveedor	Fecha	Costo (US\$)	Costo Ajustado Dic-12 (US\$)	Costo Unitario (US\$/kW)
Generador Térmico	400	Cummins	14-may-09	71.000	76.227	190,57
Generador Térmico	656	Cummins	14-may-09	114.000	122.393	186,57
Generador Térmico	800	Cummins	14-may-09	137.000	147.087	183,86
Generador Térmico	1.000	Cummins	14-may-09	195.000	209.357	209,36
Generador Térmico	800	Cummins	02-jul-09	436.000	464.851	193,69
Generador Térmico	800	Cummins	02-jul-09	290.500	309.723	193,58
Generador Térmico	800	Cummins	02-jul-09	145.300	154.915	193,64
Generador Térmico	800	Cummins	05-abr-11	152.059	155.233	194,04
Generador Térmico	400	Finning	04-sep-12	85.000	84.337	210,84
Generador Térmico	800	Cummins	03-ene-13	176.888	176.366	220,46
Generador Térmico	580	Finning	10-jun-13	167.500	164.700	283,97
Generador Térmico	800	Finning	01-jul-13	189.000	185.768	232,21

FIGURA Nº 2: GRÁFICO REGRESIÓN COSTO UNITARIO UNIDADES TÉRMICAS

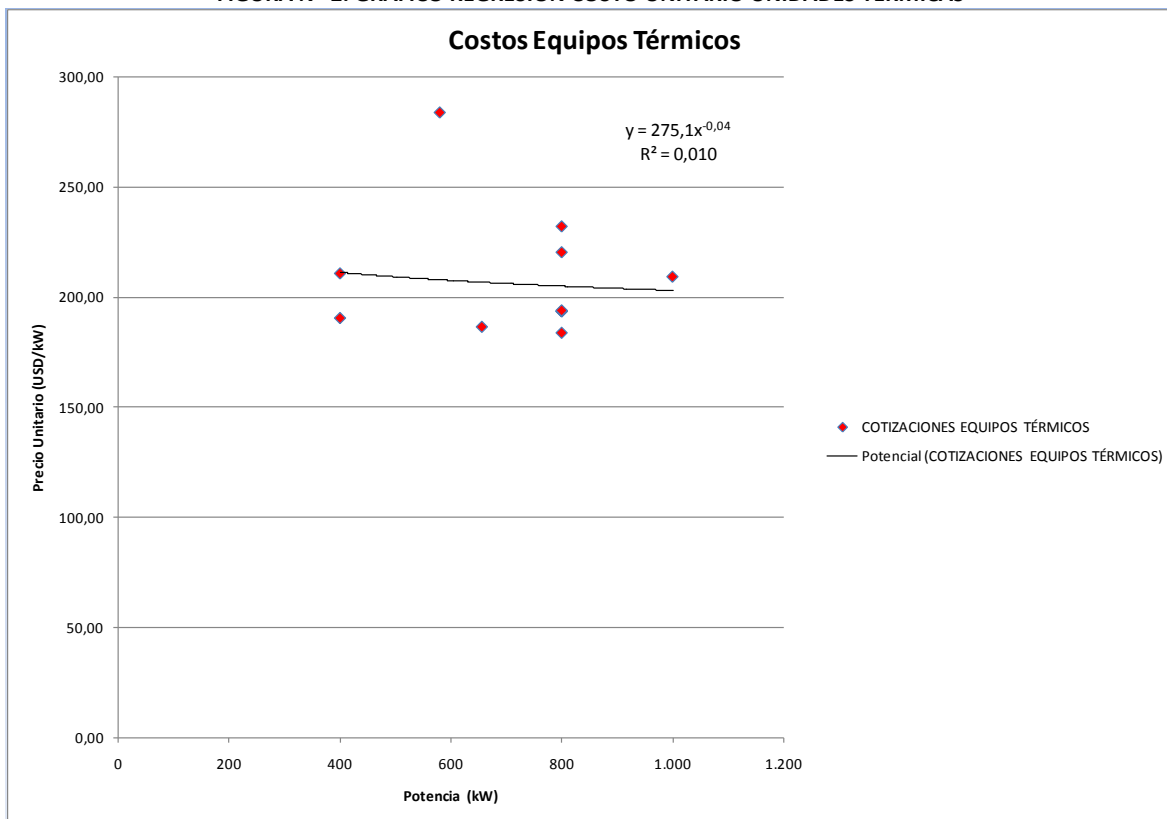
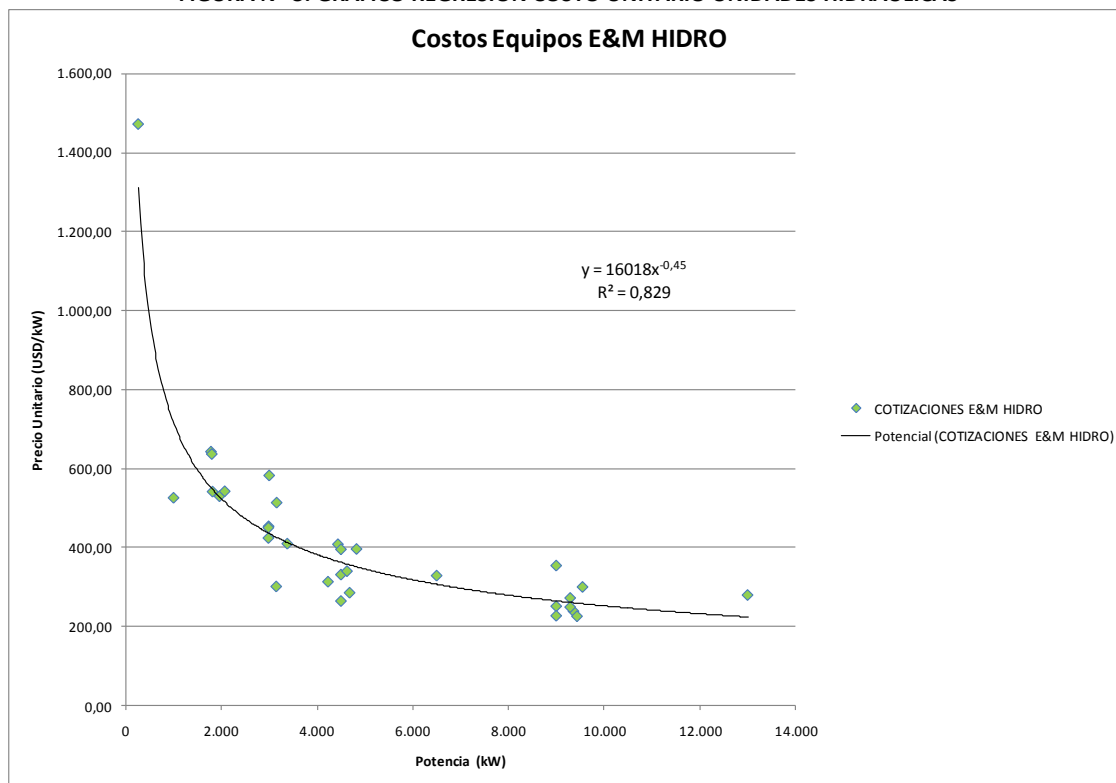


TABLA 87: COTIZACIONES DE UNIDADES HIDRÁULICAS EN US\$

Característica	Unidades	Capacidad (kW)	Capacidad Total (kW)	Proveedor	Fecha	Costo (US\$/€)	Costo Ajustado Dic-12 (US\$)	Costo Unitario (US\$/kW)
Generador Hidráulico	1	260	260	Hydro Power Plant	13-oct-09	€ 260.000	382.408	1.470,80
Generador Hidráulico	1	3.156	3.156	Mantex	26-jul-10	€ 1.254.420	1.620.285	513,43
Generador Hidráulico	2	4.437	8.519	Mantex	02-ago-10	€ 2.663.580	3.477.252	408,2
Generador Hidráulico	1	4.229	4.229	TecnoRecursos	01-abr-11	USD 1.298.400	1.325.505	313,43
Generador Hidráulico	1	3.000	3.000	Romatech	30-may-11	USD 1.719.000	1.746.668	582,22
Generador Hidráulico	1	2.983	2.983	Mantex	12-jul-11	€ 902.180	1.264.979	424,06
Generador Hidráulico	1	2.988	2.988	Gugler	29-sep-11	€ 998.880	1.355.150	453,59
Generador Hidráulico	1	1.960	1.960	Mantex	11-oct-11	€ 775.020	1.038.062	529,62
Generador Hidráulico	1	2.983	2.983	Mantex	11-oct-11	€ 1.002.580	1.342.855	450,17

Característica	Unidades	Capacidad (kW)	Capacidad Total (kW)	Proveedor	Fecha	Costo (US\$/€)	Costo Ajustado Dic-12 (US\$)	Costo Unitario (US\$/kW)
Generador Hidráulico	2	1.000	2.000	HNAC	27-oct-11	USD 1.036.900	1.051.463	525,73
Generador Hidráulico	1	1.783	1.783	Dentelli	02-nov-11	USD 1.128.500	1.145.316	642,35
Generador Hidráulico	1	2.070	2.070	Reflex	07-nov-11	USD 1.105.832	1.122.310	542,18
Generador Hidráulico	1	1.800	1.800	Reflex	07-nov-11	USD 1.128.640	1.145.458	636,37
Generador Hidráulico	1	1.816	1.816	Cink	08-nov-11	€ 715.000	982.951	541,27
Generador Hidráulico	2	3.378	6.756	Mantex	05-nov-12	€ 2.135.024	2.768.081	409,72
Generador Hidráulico	1	9.000	9.000	Errázuriz & Asociados	07-ene-13	USD 2.271.000	2.264.304	251,59
Generador Hidráulico	2	4.500	9.000	Errázuriz & Asociados	07-ene-13	USD 2.991.700	2.982.879	331,43
Generador Hidráulico	3	3.147	9.441	CINK	31-ene-13	€ 2.098.000	2.846.275	301,48
Generador Hidráulico	1	9.292	9.292	Mantex	31-ene-13	€ 1.865.731	2.531.165	272,4
Generador Hidráulico	1	9.000	9.000	HMEC	01-feb-13	USD 3.224.390	3.188.767	354,31
Generador Hidráulico	2	4.500	9.000	HMEC	01-feb-13	USD 3.598.580	3.558.822	395,42
Generador Hidráulico	1	13.000	13.000	HMEC	01-feb-13	USD 3.678.130	3.637.494	279,81
Generador Hidráulico	2	6.500	13.000	HMEC	01-feb-13	USD 4.323.590	4.275.822	328,91
Generador Hidráulico	2	4.680	9.360	Gugler	04-feb-13	€ 1.956.840	2.673.997	285,66
Generador Hidráulico	1	9.361	9.361	Gugler	04-feb-13	€ 1.636.260	2.235.928	238,86
Generador Hidráulico	1	9.000	9.000	HNAC	05-feb-13	USD 2.069.421	2.046.558	227,4
Generador Hidráulico	2	4.500	9.000	HNAC	05-feb-13	USD 2.408.629	2.382.018	264,67
Generador Hidráulico	1	9.550	9.550	Scotta	05-feb-13	€ 2.120.000	2.867.591	300,27
Generador Hidráulico	2	4.825	9.650	Scotta	05-feb-13	€ 2.827.000	3.823.906	396,26
Generador Hidráulico	2	4.626	9.252	Mantex	28-mar-13	€ 2.463.297	3.147.593	340,21
Generador Hidráulico	1	9.435	9.435	Gugler	22-abr-13	€ 1.633.260	2.133.583	226,14
Generador Hidráulico	1	9.292	9.292	Mantex	16-may-13	€ 1.799.131	2.316.685	249,32

FIGURA Nº 3: GRÁFICO REGRESIÓN COSTO UNITARIO UNIDADES HIDRÁULICAS



Los detalles de las cotizaciones utilizadas se encuentran en anexos a este informe.

II. EQUIPOS ELÉCTRICOS Y OTRAS INSTALACIONES

Sobre la base de cotizaciones y antecedentes disponibles por el Consultor de proyectos de características similares e información proporcionada por la empresa, se procedió a valorizar las distintas instalaciones de cada central. El detalle de los precios se puede encontrar en anexos.

Para el caso de las centrales hidráulicas se determinó el VI, que corresponde al costo que involucraría la materialización de dichas centrales en el presente, aplicando las técnicas constructivas actuales y diseñándolas para servir las demandas eléctricas por afrontar en el presente.

En el caso de la Central El Traro se diseñaron tanto su bocatoma como su canal para conducir sólo 8 m³/s, aunque estas obras tienen capacidad para captar y conducir 16 m³/s, siendo estas obras modificadas las que se incluyeron en su presupuesto.

En el caso de las centrales de Puerto Aysén y Río Azul han debido sufrir varias ampliaciones para irse adaptando al crecimiento de la demanda, iniciando su funcionamiento con un menor número

de unidades generadoras que las que hoy poseen. Así, la central Puerto Aysén se puso en servicio en 1962 con una sola unidad, poseyendo 4 en la actualidad que son alimentadas por 3 obras de aducción, en tanto que Río Azul lo hizo con 2 unidades en 1988, disponiendo de 4 en el presente. Debido a lo anterior, para el cálculo del VI de estas centrales se tuvieron las siguientes consideraciones:

- La barrera de captación de la central Puerto Aysén fue rediseñada, reemplazando los canastillos de madera rellenos con escolleras por un muro de enrocados consolidados con hormigón y dotado de una pantalla impermeable central de hormigón armado.
- En cuanto a obras de conducción que se refiere, también ha sido preciso reconsiderar el caso de la central Puerto Aysén, cuyas dos primeras unidades fueron alimentadas por una canoa de madera, debiendo con posterioridad aumentarse su capacidad de conducción del caudal, primero mediante la instalación de una tubería de acero y luego mediante otra de HDPE, para dar un adecuado sustento a las dos unidades adicionales, de 900 y 2.700 kW, puestas en servicio entre los años 2002 y 2003. Actualmente, el conjunto de las 3 obras de aducción conduce un caudal que es del orden de 7,7 m³/s.
- Si la central tuviese que construirse actualmente con su potencia total, las 3 aducciones se reemplazarían por una sola. Teniendo presente la fuerte pendiente que exhibe la ladera del cerro a lo largo de la cual se construyó la canoa de madera y los numerosos acantilados que ésta debió cruzar, sumado a la inestabilidad de la roca que la constituye, en el pasado resultó imposible aumentar su capacidad, lo que obligó a optar por ampliaciones consistentes en tuberías en presión. Por esta razón, considerando tanto la magnitud del caudal por transportar, el relieve de la ladera y la calidad geotécnica de su roca, se estimó que una obra de aducción única, que reemplazase a las 3 existentes, tendría que consistir en un túnel que uniese directamente la bocatoma con la cámara de carga.
- En el caso de las tuberías forzadas, de las que cada una de las dos centrales estudiadas posee dos en la actualidad, es decir, cada tubería alimenta a dos unidades. En el diseño para el VI, cada una de estas centrales se ha diseñado con una sola tubería, la que en su extremo terminal se divide mediante una bifurcación para alimentar las unidades generadoras.
- En cuanto a las obras civiles restantes de estas dos centrales, que en Río Azul abarcan las de captación, las de aducción y la chimenea de equilibrio y en Puerto Aysén la cámara de carga no se han modificado, ya que, de construirse en la actualidad, se harían tal cual existen.

En el caso de la central Lago Atravesado su valorización fue realizada tal como fue materializada ya que no ha sufrido ninguna variación desde su fecha de puesta en servicio.

Para la valorización del costo de las obras civiles de las centrales se dispuso de planos constructivos, se cubicaron las cantidades de materiales y de faenas requeridas para su

construcción, asignándose a continuación a las cantidades resultantes los precios unitarios directos incluidos en los anexos correspondientes.

Para el caso de la valorización de las centrales hidráulicas se incorporó el costo indirecto correspondiente a Gastos Generales y Utilidades del Contratista.

El ítem de Gastos Generales considera todos los costos que debe asumir quien construye y que no corresponde a un costo directo; dependen principalmente del tamaño y plazo de la obra, como también de su complejidad y exigencias del mandante; refleja los gastos de la estructura que una empresa necesita para llevar a cabo sus actividades ordinarias, en general considera los gastos de administración de la empresa que ejecuta las obras.

Adicionalmente, cada contratista puede determinar libremente de acuerdo a sus políticas, estudios, análisis, el margen de utilidad que desea obtener.

De acuerdo a los antecedentes revisados correspondientes a cada uno de los proyectos, y considerando las características de aislamiento geográfico del emplazamiento de las obras y su falta de conectividad, como también la dificultad de acceso a servicios a nivel local, para la determinación de gastos generales y utilidades se consideró un 40% del Costo Directo de construcción.

III. RECARGOS

En base a información entregada por la empresa relativa a los recargos para líneas de transmisión utilizadas en el cálculo del VNR de distribución del año 2011 aprobado por SEC, el Consultor procedió a establecer un conjunto de recargos los cuales se indican a continuación:

i. FLETES

Se caracterizaron los distintos equipos en base a tamaño, uso y disponibilidad de transporte. En el caso particular de los postes se empleó directamente el recargo utilizado en el VI.

TABLA 88: RECARGO DE FLETES PARA VALORIZACIÓN DE CENTRALES

Clave	Descripción	Recargo	Fuente
FEG	Flete Equipos Generales ¹	17,76%	VNR Edelayesen
FP	Flete Postes ²	39,76%	VNR Edelayesen
FEM	Flete Equipos Mayores ³	2,00%	Criterio Consultor
FOtros	Flete Otros ⁴	11,60%	VNR Edelayesen
Feolico	Flete Eólico ⁵	10,06%	VNR Edelayesen
FEGV	Flete Equipos Gran Volúmen ⁶	50,00%	Criterio Consultor

¹ Corresponde a la suma de flete a bodega (10,06%) y flete a obra rural (7,7%)

² Corresponde a la suma de flete bodega poste (32,06%) y flete obra rural (7,7%)

³ Se utiliza criterio del consultor, utilizado también en otros procesos similares.

⁴ Corresponde a la suma de flete a bodega (10,06%) y flete a obra urbano (1,54%)

⁵ Corresponde a flete a bodega (10,06%)

En el caso específico de las centrales hidráulicas, el flete considerado para las obras civiles fue un recargo 77 US\$/m³ para los hormigones y 0,1 US\$/kg para otros materiales como enfierraduras. Estos mismos valores fueron considerados para los módulos de expansión hidráulicos.

ii. MONTAJE

Se agruparon los equipos según la experiencia del Consultor en esta materia, generando diferentes recargos por concepto de montaje, conforme a la siguiente tabla:

TABLA 89: RECARGO DE MONTAJE PARA VALORIZACIÓN DE CENTRALES

Equipos	Recargo
Banco de batería, TTCC, transformadores de poder pequeños, transformadores SSAA	3%
Containers, portones, estanques, cierros metálicos	5%
Generadores térmicos, cables y otros elementos eléctricos	10%
Luminarias	11%
Desconectador bajo carga	15%
Trafos de poder, trafos SSAA, reconectores, pararrayos, interruptores	18%
Desconectador cuchilla, funicular, puentes grúa, malla a tierra	20%
Sistema de comunicaciones, tableros centralizados, semitrailer	25%
Edificio albañilería, metálico, oficina madera-albañilería	33%
Postes	60%

iii. OTROS RECARGOS

En base a la información de la empresa para equipos de distribución y antecedentes disponibles por el Consultor, se aplicaron también los siguientes recargos:

TABLA 90: OTROS RECARGOS PARA VALORIZACIÓN DE CENTRALES

Descripción	Recargo	Fuente
Bodega	11,76%	VNR Edelayesen
Ingeniería	10,10%	VNR Edelayesen
Gastos generales	5,50%	VNR Edelayesen
Intereses intercalarios	4,07%	VNR Edelayesen
Bienes intangibles	2,00%	Límite VAD 2012

iv. APLICACIÓN DE LOS RECARGOS

El valor de inversión de las instalaciones puestas y habilitadas en terreno se determinó en base a la siguiente expresión:

⁶ Se utiliza criterio del consultor, utilizado también en otros procesos similares.

$$CI = \{ \{ (P_{Unitario} + O_{trosMateriales}) \cdot (1 + F_{letes} + B_{odega} + F_{O} + M_{ontaje}) \} (1 + I_{ngeniería} + G_{astosGenerales}) + T_{errenos} \} \cdot (1 + I_{nteresesIntercalarios}) + B_{ienesIntangibles} + C_{ostoExplotación}$$

Cabe señalar que los recargos y estructura es la misma que se aplica para los módulos de expansión.

V. COSTOS DE INVERSIÓN

El detalle del inventario y su catálogo de precios se puede encontrar en anexo a este informe. A partir de los antecedentes anteriores se obtiene la valorización de las centrales de los SSMM de Aysén, Palena y Gral. Carrera las cuales se muestran a continuación.

- Valor de inversión instalaciones de generación

TABLA 91: VI actualizado generación

Valor de Inversión (Miles de US\$)									
Central	Equipo Hidromecánico	Equipos Generación	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Eléctricas	Otros	Terreno	Obras Civiles Gen.	Total general
Aysén	1.227	23.929	1.753	55	0	207	15.580	23.165	65.916
Alto Baguales	0	5.571	0	6	0	0	605	51	6.233
Chacabuco	0	2.855	0	6	0	83	100	955	3.999
Lago Atravesado	711	5.371	1.040	6	0	0	93	7.065	14.285
Puerto Aysén Hidro	516	6.272	713	6	0	0	14.492	11.462	33.461
Puerto Aysén Térmico	0	381	0	6	0	45	47	765	1.243
Puerto Ibáñez	0	55	0	5	0	0	0	10	69
Tehuelche	0	3.158	0	22	0	42	218	2.761	6.202
Mañihuales	0	266	0	0	0	36	25	97	424
General Carrera	89	1.813	224	15	0	0	37	1.544	3.722
Chile Chico	0	591	0	4	0	0	26	245	866
El Traro	0	98	0	5	0	0	3	61	168
El Traro Hidro	89	1.124	224	6	0	0	9	1.237	2.687
Palena	87	2.299	271	34	0	42	820	4.709	8.262
Futaleufú	0	164	0	7	0	0	50	105	326
Lago Verde	0	52	0	6	0	42	5	78	183
Palena	0	160	0	8	0	0	26	215	408
Puyuhuapi	0	98	0	4	0	0	34	119	255
Río Azul	87	1.729	271	6	0	0	668	4.074	6.834
La Junta	0	97	0	4	0	0	36	119	255
Total general	1.403	28.041	2.248	104	0	249	16.438	29.418	77.900

- Valor de inversión instalaciones de transmisión asociadas a generadores

TABLA 92: VI actualizado transmisión en centrales generadoras

Valor de Inversión (Miles de US\$)									
Central	Equipo Hidromecánico	Equipos Generación	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Eléctricas	Otros	Terreno	Obras Civiles Transm.	Total general
Aysén	0	0	0	9	3.573	52	611	704	4.950
Alto Baguales	0	0	0	0	305	0	35	20	360
Chacabuco	0	0	0	1	782	20	24	150	977
Lago Atravesado	0	0	0	0	602	0	5	147	754
Puerto Aysén Hidro	0	0	0	0	588	0	481	41	1.111
Puerto Aysén Térmico	0	0	0	1	121	7	7	52	188
Puerto Ibáñez	0	0	0	1	14	0	0	0	15
Tehuelche	0	0	0	5	1.023	9	48	274	1.359
Mañihuales	0	0	0	0	137	16	11	20	184
General Carrera	0	0	0	3	452	0	12	71	537
Chile Chico	0	0	0	2	293	0	11	56	361
El Traro	0	0	0	1	17	0	0	0	18
El Traro Hidro	0	0	0	0	142	0	1	15	158
Palena	0	0	0	7	421	0	77	182	688
Futaleufú	0	0	0	1	25	0	5	4	35
Lago Verde	0	0	0	0	1	0	0	0	2
Palena	0	0	0	2	41	0	6	43	91
Puyuhuapi	0	0	0	2	65	0	18	51	137
Río Azul	0	0	0	0	224	0	28	33	285
La Junta	0	0	0	2	65	0	19	51	138
Total general	0	0	0	19	4.446	53	700	958	6.175

IV. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Para la valorización de líneas de transmisión se ha utilizado información de precios disponibles por el Consultor. Los recargos utilizados fueron obtenidos de antecedentes de otros procesos tarifarios, sobre la base de cotizaciones de fletes, bodegajes, entre otros y de la experiencia del Consultor.

Respecto de las servidumbres sólo se dispone de información de valor efectivamente pagado para el caso de la línea que une la central Lago Atravesado con el sistema, ya que para las restantes líneas no se dispone de esta información se utilizó como precio de mercado el valor definido en la revisión de precios de terreno.

Con lo anterior, los resultados de la valorización de líneas son los siguientes:

TABLA 93: COSTO DE INVERSIÓN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SSMM AYSÉN

Línea	Tramo	Tensión [kV]	Total (MUS\$)	Longitud (km)	MUS\$/km
Alto Baguales - Villa Ortega	Alto Baguales - Villa Ortega	33	2.594	45,6	56,9
Chacabuco - Puerto Aysen	Chacabuco - E2	33	572	6,7	86,0
	E1 - E2	33	375	6,0	62,7
	E2 - Puerto Aysen	33	1.067	13,4	79,5
	Farellones - E1	33	392	6,4	61,5
Coyhaique - Puerto Aysen	Puerto Aysen - Alto Baguales	33	5.103	85,1	60,0
	S/E Baguales - Alto Baguales	33	186	2,5	74,5
	S/E Baguales – Coyhaique	23	545	8,0	67,9
Lago Atravesado - Tehuelche	Lago Atravesado - Tehuelche 1	23	789	21,6	36,5
	Lago Atravesado - Tehuelche 2	23	919	21,6	42,6
Villa Ortega – Mañiguales	Villa Ortega – Mañiguales	33	2.935	53,1	55,3
Villa Ortega – Ñireguao	Villa Ortega – Ñireguao	33	1.906	32,1	59,4
Ñireguao - El Gato	Ñireguao - El Gato	33	2.351	41,8	56,2
Total general			19.733	343,9	57,4

En anexo, se encuentra la información de detalle de esta valorización.

V. VALORIZACIÓN DE TERRENOS

Para valorizar los terrenos se cuenta con las escrituras de compraventa de algunos de los emplazamientos actuales, los cuales se presentan en el anexo correspondiente.

Para aquellas centrales, que no se cuenta con escrituras o antecedentes del costo del terreno, en este primer informe, se utilizaron valores cotizados a partir de muestras puntuales de terrenos de similares características y ubicaciones. Al respecto, el análisis realizado se proporciona en documento anexo a esta entrega.

C. ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

I. MARCO CONCEPTUAL DE LA TARIFICACIÓN

La metodología de regulación de precios para los SM consiste en el cálculo de tarifas a partir de la determinación de costos eficientes de un proyecto de reposición optimizado de la empresa. La estructura de precios se determina a través de los Costos Incrementales de Desarrollo (CID). Este costo se define como aquel valor que hace que los ingresos anuales adicionales sean los necesarios para cubrir los costos de inversión y los costos adicionales de explotación eficientes de un proyecto de expansión optimizado. Esta definición se hace consistente con un Valor Actualizado Neto del proyecto de expansión del sistema igual a cero, es decir:

$$VAN = -VInv + \sum_{i=1}^n \frac{(Ingreso - Costos)}{(1+r)^i} + \frac{R}{(1+r)^n}$$

Donde:

VInv	=	Valor presente de las Inversiones
Ingreso=		$T \times (Q_i - Q_0)$, donde T es una tarifa constante en el período y Q_i y Q_0 son las cantidades anuales de energía o potencia en el año i y año base, respectivamente.
Costo=		$C_i - C_0$, que corresponde a la diferencia de los Costos anuales Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), en relación a los del año base.
R	=	Valor Residual al final de período de expansión
r	=	Tasa de descuento, 10% antes de impuestos

Es decir:

$$VAN = -VInv + \sum_{i=1}^n \frac{T \cdot (Q_i - Q_0)}{(1+r)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{(C_i - C_0)}{(1+r)^i} + \frac{R}{(1+r)^n} = 0$$

Se busca, entonces, una tarifa constante en el tiempo, que haga cero al VAN

$$T \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Q_i - Q_0}{(1+r)^i} = VInv + \sum_{i=1}^n \frac{C_i - C_0}{(1+r)^i} - \frac{R}{(1+r)^n}$$

Esa tarifa constante se denomina CID

$$CID = T = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^n \frac{C_i - C_0}{(1+r)^i} - \frac{R}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{Q_i - Q_0}{(1+r)^i}}$$

Dada la existencia de economías de escala en los SM de generación y transmisión, la aplicación de CID en el largo plazo produce ingresos para las empresas operadoras que no les permite cubrir sus costos medios de largo plazo, razón por la cual la Ley establece un ajuste para el horizonte de tarificación (2015 al 2018) a través de los Costos Totales de Largo Plazo (CTLP) de un proyecto de reposición eficiente del SM, es decir:

$$CTLP = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \cdot \sum_{i=1}^T \frac{(aVI + COMA)_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

aVI+COMA= Anualidad del Valor de Inversión (aVI) más costos de operación, mantenimiento y administración (COMA).
T = Número de años del horizontes de tarificación.
r = Tasa de descuento, 10% antes de impuestos

De esta forma, el Estudio completo tiene por objeto determinar:

- El Plan de Expansión Óptimo en generación y transmisión para un período de planificación no inferior a 15 años.
- Valorización del Costo Incremental de Desarrollo (CID) asociado al respectivo Plan obligatorio de Expansión Óptimo.
- Determinación del Proyecto de Reposición Eficiente en generación y transmisión.
- Valorización del Costo Total de Largo Plazo (CTLP) asociado al respectivo Proyecto de Reposición Eficiente.
- Propuesta de las correspondientes Fórmulas de Indexación y su forma de aplicación para los costos señalados en b) y d).

El cálculo se realiza teniendo en cuenta el marco de las consideraciones generales establecidas en las Bases del Estudio y de los alcances respecto de la metodología general.

En el contexto anterior, en la elaboración del Plan de Expansión Óptimo, GTD desarrolló las siguientes actividades:

- Modelación de las características técnicas de las instalaciones de generación y transmisión existentes, descartando aquellas que no están operativas, excesivas o innecesarias.
- Determinación de la demanda proyectada en los nudos de retiro del sistema y la demanda total agregada del sistema, desagregada en 5 bloques de potencia y en períodos

mensuales, lo anterior de acuerdo a lo señalado en el numeral 5, del Capítulo II de las BTD, y del Informe de Avance N°1.

- c) Definición Reserva Óptima de Potencia y Energía, a partir de los estudios de control de frecuencia y criterios establecidos en el capítulo N°6 de la Norma Técnica, y a falta de éstos, los criterios de operación vigentes, conforme establece el punto 9-14 de la NT de SyCS aplicable en SSMM.
- d) Catastro y análisis general de los proyectos de Generación disponibles en la zona, a partir de los antecedentes públicos disponibles, y de los proyectos puestos en conocimiento del Consultor por la CNE.
- e) Caracterización de los diferentes tipos y tamaños de unidades generadoras térmicas e hidráulicas, con posibilidad de ser incluidas en el Plan de Expansión Óptimo de las instalaciones de generación y valorización de sus costos de inversión, operación y mantenimiento, de acuerdo a los costos unitarios correspondientes.
- f) Análisis del aporte de energía y potencia esperado para las centrales hidroeléctricas, a partir de estudios hidrológicos que relacionen la estadística de generación con las estadísticas fluvio y pluviométricas y de caudales disponibles.
- g) Caracterización de los diferentes tipos de instalaciones de transmisión con posibilidad de ser incluidos en el Plan de Expansión Óptimo y valorización de sus costos de inversión, operación y mantenimiento, y costos unitarios por componentes, insumos o servicios.
- h) Determinación de la estructura de personal e infraestructura administrativa óptima, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales h), i), j) y k) del Capítulo II de las Bases Técnicas Definitivas.
- i) Costos de Falla de corta y larga duración, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales t) del Capítulo II de las Bases, que estable el costo de falla de corta duración en 14.408,42 US\$/MWh.
- j) Utilización de modelos y herramientas de análisis de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literal g) del Capítulo II de las Bases, que permiten:
 - Modelo de Planificación de Largo Plazo PLP: Simulación del despacho económico las unidades generadoras, para distintas hidrologías, incorporando los sistemas de transmisión, se determina el costo de operación.
 - Digsilent Power Factoring: Para realizar flujos de potencia a fin de determinar el cumplimiento de la Norma Técnica de SSMM se efectúan flujos estáticos y dinámicos que permiten verificar el cumplimiento de la norma anterior, y eventuales requerimientos de aumentos de capacidad del sistema de transmisión y de compensación reactiva.

Otros criterios y supuestos específicos utilizados para la determinación del Plan de Expansión optimizado y el CID se describen en el informe principal.

D. ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO – DETERMINACIÓN MÓDULOS EXPANSIÓN

I. CATASTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EN LA ZONA

En el marco del desarrollo de los Estudios de Sistemas Medianos de los sistemas de Aysén, Gral. Carrera y Palena, cuyos alcances son la determinación del CTLP y CID, así como el Plan de Expansión Obligatorio de la generación transmisión, el Consultor debe identificar y evaluar las diferentes alternativas de incorporación de capacidad adicional al sistema en un horizonte de 15 años.

Antes de plantear las alternativas de generación a considerar en el diseño del Plan de Expansión, es importante catastrar la disponibilidad de proyectos hidroeléctricos que se están estudiando en la zona.

En las siguientes tablas, se han seleccionado proyectos de generación tanto en trámite como con calificación ambiental aprobada desde el año 2010 a la fecha, para las regiones X y XI; obtenidos del servicio de evaluación ambiental:

TABLA 94: PROYECTOS EN SISTEMA DE EVALUACIÓN AMBIENTAL AL 11/04/2014

NOMBRE PROYECTO	TITULAR	FECHA PRESENTACIÓN	ESTADO
Parque Eólico Chiloé	ECOPOWER S.A.C	29-nov-2013	En Calificación
Proyecto Parque Eólico Aurora	AM Eólica Llanquihue SpA	10-oct-2013	En Calificación
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Río Chanleufu	Central Hidroeléctrica Chanleufú	12-jul-2013	Aprobado
Parque Eólico Cateao	Eólica Cateao Sp.A.	27-may-2013	En Calificación
Modificación Parque Eólico Ancud	Viento Austral SpA.	17-may-2013	Aprobado
Parque Eólico Pichihué	Andes Mainstream SpA	5-nov-2012	En Calificación
Ampliación Central Hidroeléctrica de Pasada la Arena	Empresa Electrica La Arena SpA	3-ago-2012	Aprobado
Ampliación Parque Eólico San Pedro	ALBA S.A.	11-jul-2012	Aprobado
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	7-dic-2011	Aprobado
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	30-nov-2011	Aprobado
Hidroeléctrica de Pasada Collil	Maderas Tantauco S.A.	9-sep-2011	Aprobado
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	13-abr-2011	Aprobado
Parque Eólico Llanquihue	Sociedad Contractual Minera El Toqui	10-dic-2010	Aprobado
Parque Eólico San Pedro	Ener-Renova	30-nov-2010	Aprobado

Cabe mencionar, que sólo son sometidos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental centrales generadoras cuyo tamaño sea mayor a 3 MW. Se verificó que todos los proyectos revisados inyectan al Sistema Interconectado Central (SIC); por lo tanto, ninguno de los proyectos puede ser incluido en el Plan de Expansión.

Por otro lado y para este mismo efecto, con fecha 29 de Enero de 2014, la CNE envió a las empresas operadoras y Consultores el siguiente listado de proyectos para el Sistema Aysén:

TABLA 95: PROYECTOS HIDRÁULICOS SISTEMA AYSÉN ENTREGADOS A CNE PRG

Sistema	Empresa	Proyecto	Potencia [MW]	Tipo	Fecha Estimada Operación
Aysén	Energiaustral	Aguas Claras	18	Hidro-pasada	Sep-17
Palena	Confidencial ⁷	Hidro Palena 1	0,32	Hidro-pasada	Ene-17
Palena	Confidencial	Hidro Palena 2	0,32	Hidro-pasada	Ene-18
Palena	Hidroeléctrica de Puyuhuapi Spa	Hidro Puyuhuapi	1,4	Hidro-pasada	Nov-14

Como se aprecia en la tabla de la CNE, se identifican 4 proyectos de generación hidroeléctrica de pasada que totalizan 20,04 MW de capacidad adicional.

Considerando que el Plan de Expansión que apruebe la CNE será obligatorio para las empresas operadoras de los Sistemas Medianos, para efectos del presente estudio, GTD considera adecuados los siguientes criterios de análisis:

- Verificación de la situación legal de los derechos de agua
- Existencia de otorgamiento de permiso medioambiental en caso de centrales hidroeléctricas de pasada mayores a 3 MW.
- Estado de operación o de avance de las obras de construcción de las nuevas centrales.
- Análisis de los estudios de factibilidad entregados, en cuanto a capacidad y energía generable, cronograma de obras y costos de inversión.
- Determinación de la fecha más pronta y del momento óptimo de incorporación al sistema.

Dado que para el primer cuatrienio la ejecución de las obras tiene carácter obligatorio para los operadores de los Sistemas Medianos, solo se considerará en el análisis los proyectos que cuentan con derechos de aprovechamiento de aguas otorgados y, en el caso que corresponda, con los permisos medioambientales aprobados.

El proyecto Aguas Claras tiene derechos de aguas otorgados; sin embargo, de la revisión de los proyectos ingresados al sistema de evaluación ambiental se desprende que a la fecha el proyecto no ha sido ingresado; dado el tamaño del proyecto (18 MW) no es posible su ejecución sin resolución de calificación ambiental favorable. Además, a la fecha (de acuerdo a los antecedentes entregados por CNE solo se ha desarrollado a la fecha la Ingeniería Conceptual del proyecto. Adicionalmente, dado el tamaño del proyecto éste no se encuentra adaptado a la demanda del sistema.

En relación a los proyectos Hidro-Palena 1 y 2 tienen derechos de agua otorgados⁸; sin embargo de acuerdo a los antecedentes entregados por CNE el titular no ha realizado estudios preliminares de determinación de los recursos hídricos disponibles y a la fecha solo cuenta con el informe técnico realizado por la Dirección General de Aguas durante el proceso de solicitud de derechos de aguas.

⁷ De acuerdo a los antecedentes entregados por la CNE, se solicitó la reserva del titular del proyecto

⁸ Otorgados mediante resoluciones DGA N° 475 de fecha 12 de Noviembre de 2010 y N° 447 de fecha 16 de Noviembre de 2011.

El Proyecto Hidro Puyuhuapi indica que los derechos de aprovechamiento que utilizará no son del titular del proyecto, y se indica serán arrendados o comprados. En relación a los estudios de preinversión, presenta antecedentes que dan cuenta de desarrollo a nivel conceptual.

En consecuencia, dado que no existe certeza de la puesta en servicio de los proyectos informados por CNE en el horizonte de tarificación; éstos no serán incluidos en el plan de expansión propuesto.

II. MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

Considerando los déficit de capacidad de generación del Sistema, identificados en el capítulo precedente, el catastro de proyectos hidroeléctricos factibles de incorporar en el mediano plazo (5.2.6), así como los tipos y tamaños de unidades de generación térmica existentes (5.2.1), en este capítulo se presentan los módulos de generación térmica e hidroeléctrica a considerar para la elaboración de los Planes de Expansión, así como los valores de inversión asociados.

i. MÓDULOS TÉRMICOS

Los módulos térmicos utilizados consideran bloques de potencia de 1600 kW para el Sistema de Aysén, 400 kW y 800 kW para el Sistema General Carrera y 400 kW para el Sistema Palena. El tamaño fue escogido en consideración a la tasa de crecimiento de demanda del sistema en el mediano plazo.

A su vez cada para la determinación del costo de los módulos, se escalaron en etapas constructivas en el tiempo:

- Etapas I: corresponde a la instalación del primer módulo de este tipo en el punto de generación ampliado. Considera además de la unidad generadora con su transformador, la adquisición del terreno y la construcción de las instalaciones comunes que permitirán soportar el tren de inversiones que se podrá instalar en la misma central.
- Etapas II: corresponde al costo de la ampliación de un punto de generación que ya contaba con al menos un módulos de generación de igual característica haciendo uso de las instalaciones que ya se encontraban construida en dicha subestación.

Para la valorización de los módulos térmicos utilizados en el plan de expansión se diseñaron considerando la siguiente estructura:

TABLA 96: ESTRUCTURAS MÓDULOS TÉRMICOS

Ítem
Estanque y red de combustible general
Estanque y red de combustible individual
Obras Civiles
Motor-generador
Contenedor
Equipos eléctricos
Terreno

El detalle del cálculo de los costos de inversión, vida útil y elementos considerados se encuentra en Anexo a este documento. El resumen de dichos módulos se presenta a continuación:

- Aysén

TABLA 97: MÓDULOS TÉRMICOS - SISTEMA AYSÉN

Partida	Etap	1600 kW - Aysén	1600 kW - Chacabuco	1600 kW - Tehuelche
Estanque y red de combustible general	1	129,5	129,5	129,5
Estanque y red de combustible individual	1	27,5	27,5	27,5
Obras Civiles	1	407,1	407,1	407,1
Motor-generador	1	501,7	501,7	501,7
Contenedor	1	74,5	74,5	74,5
Equipos eléctricos	1	185,4	184,6	184,6
Terreno	1	6,8	7,8	33,3
TOTAL MÓDULO 1		1.332,50	1.332,60	1.358,10
VIDA ÚTIL MÓDULO 1		20,25	20,26	20,43
Estanque y Red combustible individual	2	27,5	27,5	27,5
Obras civiles	2	10,6	10,6	10,6
Motor-Generador	2	501,7	501,7	501,7
Contenedor	2	74,5	74,5	74,5
Equipos eléctricos	2	104,8	104,8	104,8
TOTAL MÓDULO 2		719,1	719,1	719,1
VIDA ÚTIL MÓDULO 2		22,03	22,03	22,03

- General Carrera

TABLA 98: MÓDULOS TÉRMICOS - SISTEMA GENERAL CARRERA

Partida	Etap	400 kW Carrera	800 kW Carrera
Estanque y red de combustible general	1	105,7	
Estanque y red de combustible individual	1	23,1	
Obras Civiles	1	409,6	
Motor-generador	1	132,6	
Contenedor	1	74,5	
Equipos eléctricos	1	137	
Terreno	1	33,2	
TOTAL MÓDULO 1		915,50	
VIDA ÚTIL MÓDULO 1		20,3	
Estanque y Red combustible individual	2	23,1	27,5
Obras civiles	2	10,6	10,6
Motor-Generador	2	132,6	257,9
Contenedor	2	74,5	74,5
Equipos eléctricos	2	62,1	98,8
TOTAL MÓDULO 2		302,9	469,3
VIDA ÚTIL MÓDULO 2		24,48	23,25

- Palena

TABLA 99: MÓDULOS TÉRMICOS - SISTEMA PALENA

Partida	Etapas	400 kW Palena
Estanque y red de combustible general	1	105,7
Estanque y red de combustible individual	1	23,1
Obras Civiles	1	409,6
Motor-generator	1	132,6
Contenedor	1	74,5
Equipos eléctricos	1	137
Terreno	1	33,2
TOTAL MÓDULO 1		915,50
VIDA ÚTIL MÓDULO 1		20,3
Estanque y Red combustible individual	2	23,1
Obras civiles	2	10,6
Motor-Generador	2	132,6
Contenedor	2	74,5
Equipos eléctricos	2	62,1
TOTAL MÓDULO 2		302,9
VIDA ÚTIL MÓDULO 2		24,48

ii. MÓDULO HIDROELÉCTRICO

Dado el análisis realizado en capítulo 4.2.6, no es posible asegurar la puesta en servicio de ninguno de los proyectos catastrados en el horizonte de tarificación. Sin embargo, con fecha Enero 2013 entró en operaciones la Central Hidroeléctrica Monreal, propiedad de EDELAYSEN.

La construcción de Central Hidroeléctrica de Pasada Monreal, se inició en forma efectiva una vez finalizado el “conflicto Aysén” a fines de Marzo del año 2012. El proceso constructivo concluyó después de diez meses, cuando en Enero del 2013 fue puesta en servicio, aportando 3 MW al Sistema Mediano Aysén. En la construcción se incluyen todas las obras civiles, eléctricas y de montaje.

Cabe señalar que, el año 2009, EDELAYSEN adquirió mediante compraventa de derechos a ENDESA, el derecho de aprovechamiento de aguas, ubicado en Estero Sin Nombre que nace en desagüe de Lago Monreal y desemboca en Lago Paloma. El derecho de aprovechamiento adquirido por EDELAYSEN, fue constituido a ENDESA, mediante Res. DGA N°203 de fecha 06.06.1988. La compraventa fue inscrita fojas a 81 N°48 Año 2009 en Conservador de Bienes Raíces de Coyhaique. El derecho de aprovechamiento es de tipo no consuntivo, de ejercicio permanente y continuo, por un caudal medio anual de 0,84 m³/s y caudal medio máximo diario de 2,1 m³/s, se ubica en comuna y provincia de Coyhaique, Región de Aysén.

La Central Hidroeléctrica de Pasada MONREAL se ubica 40 Km al Suroeste de Coyhaique (Sector Lago Paloma), Provincia y Comuna de Coyhaique, Región de Aysén. En su construcción se removieron 14.500 m³ de TCN (tierra) y 5.000 m³ de roca, de los cuales un 90% corresponde al soterramiento de las tuberías de aducción y tubería de presión. La opción del soterramiento fue

tomada para reducir el impacto de la central en el entorno, pero sin duda, trajo complicaciones, como mayor tiempo de ejecución, el trabajo con excavaciones en roca, entre otras.

Para su valorización se utilizó tanto información técnica del proyecto como información contractual emitida por EDELAYSEN durante la etapa de construcción del proyecto desarrollada entre los años 2012 y 2013; además se complementó con la experiencia del Consultor como desarrollador de centrales hidroeléctricas. No obstante lo anterior, se utilizó para la determinación de los recargos los criterios definidos en este estudio para todas las centrales hidráulicas del presente estudio. Cabe destacar que al incorporar información contractual de estos proyectos, ésta fue asignada en forma directa a la componente de costo correspondiente.

Para la valorización del costo de las obras civiles de la central se dispuso de planos constructivos de la central, se cubicaron las cantidades de materiales y de faenas requeridas para su construcción, asignándose a continuación a las cantidades resultantes los precios unitarios directos incluidos en el anexo correspondiente.

En el caso de los costos indirectos como ITO, Ingeniería, entre otros; éstos fueron obtenidos de información de contratos de construcción de los mismos proyectos.

DERECHO DE APROVECHAMIENTO DE AGUAS

Cabe señalar que, el año 2009, EDELAYSEN adquirió mediante compraventa de derechos a ENDESA, el derecho de aprovechamiento de aguas, ubicado en Estero Sin Nombre que nace en desagüe de Lago Monreal y desemboca en Lago Paloma. El derecho de aprovechamiento adquirido por EDELAYSEN, fue constituido a ENDESA, mediante Res. DGA N°203 de fecha 06.06.1988. La compraventa fue inscrita fojas a 81 N°48 Año 2009 en Conservador de Bienes Raíces de Coyhaique. El derecho de aprovechamiento es de tipo no consuntivo, de ejercicio permanente y continuo, por un caudal medio anual de 0,84 m³/s y caudal medio máximo diario de 2,1 m³/s, se ubica en comuna y provincia de Coyhaique, Región de Aysén. El valor de compra fue de M\$108.543.

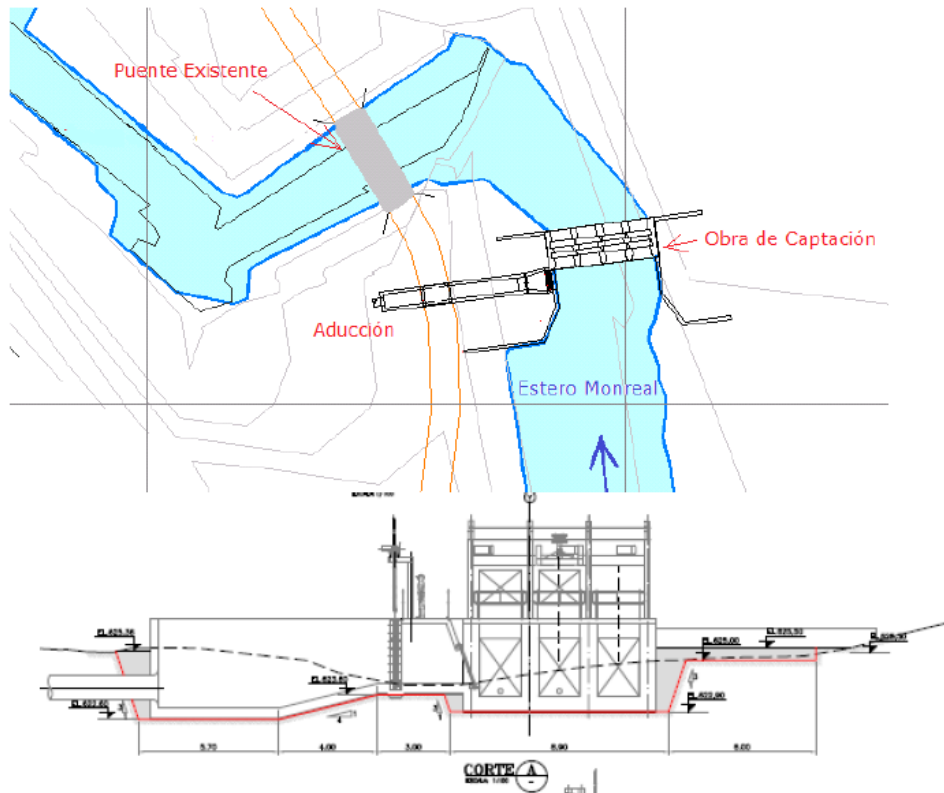
TERRENOS

Durante el año 2010 se comenzó con visitas a terreno para identificar propietarios y delimitar necesidades del proyecto. La compra de terrenos se realizó durante el año 2011, con la ayuda del corredor de propiedades Sr. Óscar Fierro Isla, negociando con un total de cinco propietarios, completando un total de 20,4 Hás necesarias para ejecución del proyecto, con una inversión de M\$275.861.

BOCATOMA

El diseño de la bocatoma considera una barrera móvil, conformada por 3 compuertas planas, y una captación lateral la cual capta las aguas y las conduce hasta la cámara de carga. La profundidad de la cámara de carga se ha determinado calculando la sumergencia mínima requerida para la tubería de aducción, de modo que no se produzcan vórtices que arrastren aire hacia el interior de dicha conducción.

FIGURA 1: PLANTA Y ELEVACIÓN DISEÑO BOCATOMA



La captación cuenta con una reja hidráulica de 70° de inclinación en la entrada. Aguas abajo se encuentra una compuerta de seguridad, que operará normalmente en posición abierta, y frente a cualquier eventualidad (o mantenimiento) permite el cierre del flujo hacia la tubería de aducción. El cierre y apertura de la compuerta se hará mediante un actuador motriz con vástago e indicadores de posición y finales de carrera.

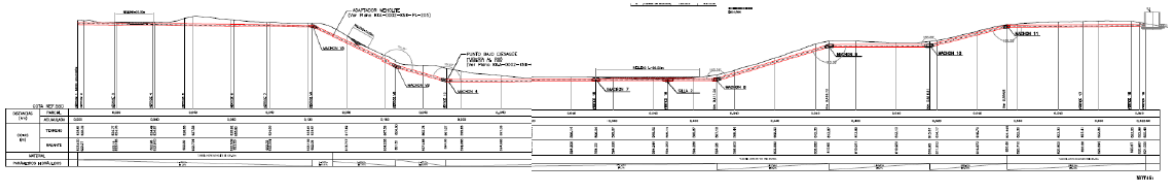
El costo directo de las obras civiles asociadas a la bocatoma es de MU\$ 394.

TUBERÍA DE ADUCCIÓN

La tubería de aducción está diseñada considerando un caudal de diseño de 1,48 m³/s, de acuerdo con los derechos de la captación de la central hidroeléctrica. Se determinó diámetro óptimo de la aducción, considerando las pérdidas de friccionales y que el escurrimiento de agua en la tubería se encontrará en presión durante toda la conducción, de manera de minimizar su diámetro y así reducir los gastos de inversión.

Dada la configuración que se tiene de la tubería de aducción de la central Monreal (según esquema inferior fue necesario instalar una válvula de desagüe, de manera de poder evacuar el agua de su interior para efectos de mantenimiento.

FIGURA 2: PERFIL LONGITUDINAL TUBERÍA ADUCCIÓN



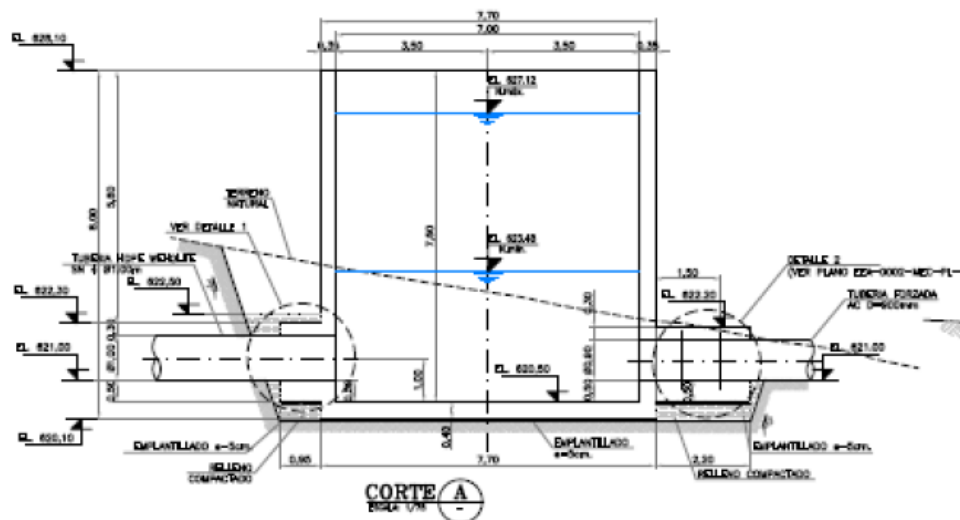
El costo directo del suministro asociado a la tubería de aducción es de MU\$ 944. El costo asociado al montaje de la tubería de aducción descrita en la valorización como "Instalación Tubería Aducción Monreal Hidro" proviene de información contable entregada por la empresa; el costo asignado es de M\$24.210.

CHIMENEA DE EQUILIBRIO

Se diseñó la chimenea de equilibrio considerando un rechazo y una toma total de carga, para un caudal de 1,48 m³/s.

En su diseño se consideraron coeficientes de rugosidad conservadores para cada escenario modelado. Por ello, durante el rechazo de carga se adoptaron coeficientes más elevados que los esperados, de modo de determinar el nivel máximo posible en la chimenea. Por su parte, durante la toma de carga se adoptaron coeficientes de rugosidad más bajos que los esperados, de modo de determinar el nivel mínimo hidráulico en la estructura.

FIGURA 3: ELEVACIÓN CHIMENEA DE EQUILIBRIO



El costo directo de las obras civiles asociadas a la chimenea de equilibrio es de MU\$ 250.

TUBERÍA FORZADA

La tubería forzada se diseñó adoptando un caudal máximo de 1,48 m³/s, considerando ducto de acero. La velocidad máxima de escurrimiento se ha limitado a un valor de 4,5 m/s. Las pérdidas friccionales se calcularon utilizando la expresión de Darcy-Weisbach, considerando una rugosidad "k" = 0,1 mm para el acero.

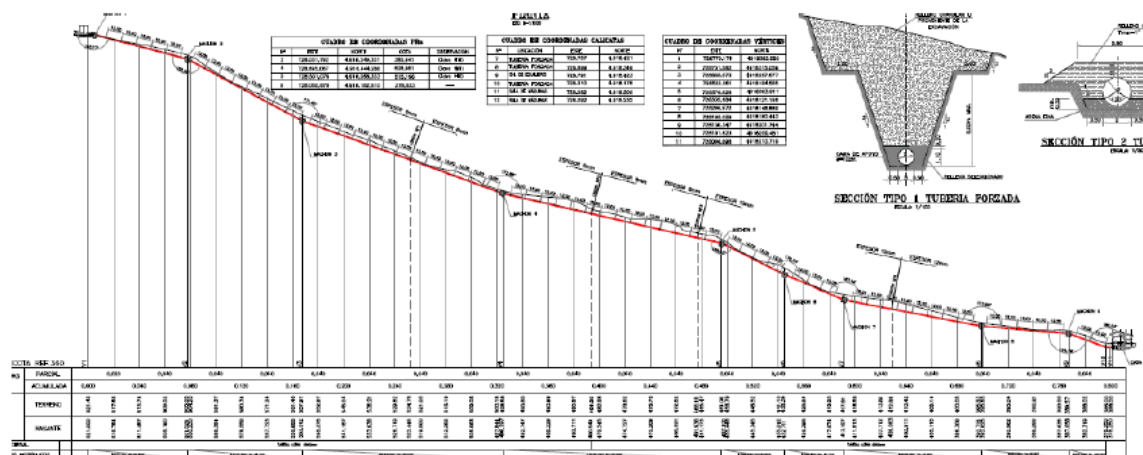
El golpe de ariete es un fenómeno transitorio en el cual la tubería forzada se ve sometida a variaciones súbitas de presión, durante una toma o rechazo de carga.

Para poder calcular la presión máxima que se asocia al fenómeno transitorio producido por un rechazo total de carga, es preciso conocer la forma en que varía el caudal y la velocidad del flujo durante su tiempo de cierre, medido entre la apertura máxima de los álabes móviles y hasta el cierre total de éstos ($Q = f(t)$), como también el momento de inercia de la unidad generadora, pues esta última no debe sobre revolucionarse durante el tiempo de cierre, en que la unidad acelera libremente su velocidad de rotación. Para esto ingeniería asumió un valor que corresponde a un aumento del 35%, considerado como un valor normal para las turbinas tipo Francis.

Para el cálculo de machones de anclaje y determinar los esfuerzos en los puntos en que el flujo cambia de dirección, se consideraron las fuerzas axiales que corresponden a la presión axial del agua contenida en el interior de la tubería. El anclaje se comporta como si fuese un tapón que cierra los dos extremos del quiebre de la tubería, debiendo resistir dos fuerzas.

Se consideraron además, las fuerzas inerciales que corresponden a la fuerza de reacción provocada por el cambio de dirección del agua que escurre por el interior de la tubería. Para cambiar de dirección, el agua se apoya en el área del quiebre de dirección, ejerciendo una fuerza que se transfiere al anclaje.

FIGURA 4: PERFIL LONGITUDINAL TUBERÍA FORZADA



El costo directo de los suministros como también las obras civiles asociadas a la tubería forzada es de MU\$ 1.299. Adicionalmente se consideran costos de "Montaje Tubería Forzada Monreal Hidro"

por M\$ 137.028 y "Contrato Soldadura Tubería Forzada Monreal Hidro" por M\$ 141.161 ambas partidas fueron valorizadas a partir de información contable entregada por la empresa.

RESTITUCIÓN

La obra de restitución corresponde a dos tuberías de HDPE, que descargan las aguas turbinadas al estero Monreal. La obra de restitución tubería se diseñó para un caudal máximo de 1,48 m³/s.

Se adoptó el criterio exigido por la DGA respecto de la revancha en acueductos, considerando que la altura máxima de aguas en la tubería sea inferior al 70% del diámetro.

La descarga al estero Monreal se diseñó de modo que el eje hidráulico que se genera con el caudal máximo medio mensual, obtenido de la estadística, no influya hidráulicamente al escurrimiento en la tubería de restitución.

El costo directo de las obras civiles asociadas a la restitución es de MU\$ 43.

EQUIPOS DE GENERACIÓN

La valorización del suministro de equipos electromecánicos se determinó de forma análoga a las instalaciones existentes; es decir, a partir de la curva de costo unitario elaborada a partir de cotizaciones recientes. El costo del montaje asociado fue calculado como un 25% del costo de suministro de los equipos.

EQUIPOS HIDROMECAÑICOS

El costo asociado al suministro y montaje de equipos hidromecánicos (principalmente compuertas) fue determinado a partir de información contable entregada por la empresa e igual a M\$ 164.330

OTROS COSTOS

Varias componentes de los costos indirectos asociados a la Central Monreal fueron valorizados a partir de información contable entregada por la empresa:

- Estudios de Preinversión: M\$235.394
- ITO Construcción: M\$130.718
- ITO Eléctrica: M\$ 4.952
- ITO Mecánica: M\$ 25.391

El detalle de la valorización de la central Monreal se ha incorporado en Anexo.

En la siguiente tabla, se muestran el costo total de módulo de inversión del proyecto hidroeléctrico de 3 MW, asociado a central Monreal

TABLA 100: CARACTERÍSTICAS MÓDULO HIDROELÉCTRICO

Nombre	3.000 kW Hidro
--------	----------------

Costo Etapa I (US\$)	10.174,3
Vida Útil Etapa I (años)	41,1

III. MÓDULOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Para el sistema de transmisión del sistema Mediano de Aysén se verifica la incorporación de la línea de transmisión que conecta el proyecto de generación hidráulico de central Monreal, que considera una línea de transmisión de 24 km.

Junto con lo anterior, durante el año 2013 se efectúan ampliaciones y refuerzos del sistema de transmisión del SM de Aysén, entre estas obras se destacan las siguientes:

- Ampliación y aumento de capacidad del sistema de transmisión desde la central Tehuelche hasta el sector de Ogaña, de una longitud 5,8 km.
- Ampliación y aumento de capacidad del la línea de transmisión que une Aysén con Chacabuco, en la zona cercana a esta última subestación, de una longitud de 3,2 km.

El Valor de Inversión de las obras anteriores se muestra en la tabla siguiente:

TABLA 101: VALOR DE INVERSIÓN EXPANSIÓN SISTEMA TRANSMISIÓN

LTX	Año	Longitud (km)	VI US\$
Interconexión Tehuelchue – Ogaña	2015	5,8	676.533
Inyección Central Monreal - Tehuelche	2013	24	1.982.790
Refuerzo LTx Chacabuco 33 kV	2015	3,2	285.779

Cabe señalar, que la empresa propietaria ha proporcionado los antecedentes respecto del Plan de actualización del sistema de protecciones que se encuentra desarrollando en el Sistema Aysén, el cual estará plenamente operativo el año 2015. Este sistema se encontrará alojado principalmente en la subestación de la Central Tehuelches, y costo de inversión es de 218 MUS\$. En documento anexo a esta entrega se proporciona el Estudio Técnico que detalla este plan.

E. ANEXO: COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Para efectos de modelar el funcionamiento del sistema, incluyendo las centrales existentes y las que se incorporarán en la expansión, se debe desagregar los costos fijos, de los costos variables de operación por concepto de combustibles (petróleo) y no combustibles (personal de operación, mantenimiento normal, repuestos y lubricantes, así como overhaul). El objetivo de este análisis es determinar la variación de costos anuales en relación a los costos del año base, considerando el crecimiento de la demanda y las obras de expansión del Plan Optimizado, es decir, determinar los costos incrementales de Administración, Operación y Mantenimiento.

1. Costos Fijos (CF)

Costos Fijos de Administración, Operación y Mantenimiento (CF)

Los costos fijos considerados parten de la base de los calculados por el consultor, según se señala en este informe.

Para efectos de proyectar los costos fijos en el horizonte de evaluación, para el plan de expansión óptimo se agruparon y parametrizaron estos costos fijos según el siguiente criterio:

- **Costos Fijos Incrementales:** son aquellos costos que crecen en función del aumento del VI de la empresa dado por la instalación o reposición de equipos de generación. Por lo tanto se aplican en forma de porcentaje al VI de la empresa, calculado a partir de la suma de los costos aquí considerados sobre el VI real del año base. Para las centrales térmicas: todos los costos indirectos más las partidas de costos directos de “Contribuciones de Bienes Raíces”, “Mantenimiento de edificaciones”, “Mantención de subestación. Líneas y otros”, “Patentes Comerciales” y “Seguros”.
- **Costos Fijos Aditivos:** estos costos fijos son los costos directos que la empresa debe incurrir cada vez que incorpora un nuevo punto de generación, es el caso de abrir un nuevo punto de generación, el cual debe considerar cuadrillas de personal de operación de las centrales, gastos generales asociados a bienes muebles e inmuebles que no fueron incluidos en el ítem anterior.
- **Costos Fijos de Estructura:** esta agrupación de costos se considera constante en el tiempo y no dependen del crecimiento de la empresa en el horizonte de evaluación. Este ítem se compone de todas las partidas de costos fijos indirectos.

Dado que los costos fijos modelados por el consultor resultaron mayores a los informados por la empresa, para efectos de la proyección de estos costos en el plan de expansión, los costos modelados por el consultor fueron escalados hasta igualar los informados. El cálculo de estos parámetros se encuentra contenido en el anexo correspondiente, y se resumen en el siguiente cuadro:

TABLA 102: PARAMETRIZACIÓN DE COSTOS FIJOS

SM	Tipo	VI	Costos Fijos (Incrementales VI)	Costos Fijos (Aditivos)	Costos Fijos (Estructura)
		USD\$	% sobre VI	US\$/unidad	US\$
Aysén	Termo	14.661.339	1,56%	36.485	472.559
	Hidro	49.611.413	1,23%	86.353	1.022.664
	Eólico	6.593.084	0,93%	36.171	88.437
	Tx	19.732.885	1,91%	0	0
Palena	Termo	1.413.811	1,40%	30.958	106.262
	Hidro	2.845.307	1,05%	38.641	2.323
Carrera	Termo	1.830.984	1,32%	54.020	6.224
	Hidro	7.119.498	1,16%	26.839	85.239
TOTAL		103.808.321		309.466	1.783.708

2. Costos Variables No Combustible (CVNC)

Para la determinación de los costos variables no combustibles se analizó la metodología descrita en el Anexo N°4 de las Bases del estudio, al respecto se puede comentar que no se dispuso de la diversa información ahí señalada para la determinación de los CVNC. Dado lo anterior, se analizó información disponible identificando los costos que se tienen en los mismos SSMM analizados definiendo como CVNC un valor representativo de las máquinas existentes en dichos sistemas.

Cabe señalar que con este procedimiento se refleja apropiadamente el costo que por este concepto existe en los sistemas, a su vez se tiene que los valores obtenidos son comparables con aquellos definidos en las revisiones de los procesos tarifarios anteriores.

El valor aplicado para cada sistema se obtuvo como el promedio ponderado de los CVNC de las máquinas existentes. Se muestra a continuación el detalle del cálculo:

- SM Aysén

TABLA 103: COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES SM AYSÉN

Central	Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [MW]	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
Tehuelche	Unidad 1	Térmica Diesel	1,92	6,70
	Unidad 2	Térmica Diesel	1,92	6,70
	Unidad 3	Térmica Diesel	2,35	7,80
	Unidad 4	Térmica Diesel	0,71	9,40
	Unidad 5	Térmica Diesel	1,83	7,10
	Unidad 6	Térmica Diesel	1,40	8,10
CTPA	Unidad 7	Térmica Diesel	1,20	10,50
Chacabuco	Unidad 8	Térmica Diesel	1,20	10,50
	Unidad 9	Térmica Diesel	1,20	10,50
	Unidad 10	Térmica Diesel	1,40	8,60

Central	Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [MW]	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
	Unidad 11	Térmica Diesel	1,40	9,00
	Unidad 12	Térmica Diesel	1,40	9,00
	Unidad 13	Térmica Diesel	2,50	7,40
Ibañez	Unidad 13	Térmica Diesel	0,16	30,00
Mañihuales	Unidad 1	Térmica Diesel	0,83	11,40
Nuevos Módulos SM Aysén				8,54

- SM Gral. Carrera

TABLA 104: COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES SM G. CARRERA

Central	Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [MW]	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
CHILE CHICO	Unidad 1 5120	Termica Diesel	0,28	17,70
	Unidad 2 5622	Termica Diesel	0,44	17,70
	Unidad 3 5121	Termica Diesel	0,40	17,70
	Unidad 4 5118	Termica Diesel	0,29	17,70
	Unidad 5 5542	Termica Diesel	0,29	17,70
EL TRARO	Unidad 5 5541	Termica Diesel	0,29	17,70
Nuevos Módulos SM Gral. Carrera				17,70

- SM Palena

TABLA 105: COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES SM PALENA

Central	Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [MW]	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
Futaleufú	Unidad 5	Térmica Diesel	0,23	16,10
	Unidad 6	Térmica Diesel	0,25	16,10
Palena	Unidad 7	Térmica Diesel	0,29	70,10
	Unidad 8	Térmica Diesel	0,18	11,30
Puyuhuapi	Unidad 9	Térmica Diesel	0,29	47,70
Lago Verde	Unidad 10	Térmica Diesel	0,15	30,00
La Junta	Unidad 11	Termica Diesel	0,29	221,37*
Nuevos Módulos SM Palena				35,50

(*) Este valor no fue considerado en el cálculo

3. Rendimientos Unidades Térmicas Diesel

La elección del rendimiento de los módulos de expansión térmicos se efectuó utilizando información de máquinas existentes en el parque actual y de catálogos de máquinas de este tipo.

En la tabla siguiente se muestran las máquinas utilizadas para efectuar el cálculo de rendimiento:

TABLA 106: ANTECEDENTES PARA CÁLCULO CONSUMO ESPECÍFICO

Central	Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [MW]	Consumo Específico (l/kWh)
Tehuelche	Unidad 1	Térmica Diesel	1,92	0,26
	Unidad 2	Térmica Diesel	1,92	0,26
	Unidad 3	Térmica Diesel	2,35	0,26
	Unidad 4	Térmica Diesel	0,71	0,27
	Unidad 5	Térmica Diesel	1,83	0,26
	Unidad 6	Térmica Diesel	1,40	0,26
CTPA	Unidad 7	Térmica Diesel	1,20	0,26
Chacabuco	Unidad 8	Térmica Diesel	1,20	0,26
	Unidad 9	Térmica Diesel	1,20	0,27
	Unidad 10	Térmica Diesel	1,40	0,26
	Unidad 11	Térmica Diesel	1,40	0,27
	Unidad 12	Térmica Diesel	1,40	0,27
	Unidad 13	Térmica Diesel	2,50	0,23
Ibañez	Unidad 13	Térmica Diesel	0,16	0,39
Mañihuales	Unidad 1	Térmica Diesel	0,83	0,28
Consumo específico ponderado				0,260

Este valor fue contrastado valores de catálogos observando su consistencia con dichos valores. El valor calculado se hace extensible a los 3 SSMM analizados en este informe.

Asimismo, en la valorización de los costos de operación se ha incorporado la pérdida de eficiencia que presentan las máquinas al operar a niveles de carga menor que los nominales, de acuerdo a información contenida en catálogos de máquinas de este tipo. Los factores utilizados son los siguientes:

TABLA 107: PONDERACIÓN COSTOS VARIABLES PARA OPERACIÓN A MENOR CARGA

P. despachada (P.U)	Ponderación costo variable
0,0% - 50,0%	1,0721
50,0% - 75,0%	1,0142
75,0%-100,0%	1,0000

4. Costos de Energía No Suministrada

Para efectuar el cálculo de la energía no suministrada, tanto para las etapas de cálculo del CID como del CTLP, se simularon los balances de generación – demanda que se presentan para las distintas condiciones medias de operación incorporando la combinación de fallas de las unidades de generación.

Para la anterior se utilizó la información de los despachos que se obtienen de modelo PLP con el cual se simulan los costos de operación del CID y el CTLP.

Luego, para cada uno de los despachos anteriores, se aplica una combinatoria de estados de operación de las centrales, en ellos las centrales pueden estar en operación o no. Dada la probabilidad de falla de cada uno de las unidades generadoras, la probabilidad de ocurrencia del estado de operación queda dado por la multiplicatoria de la probabilidad del estado de operación de cada unidad.

En cada uno de los estados anteriores se revisa el diferencial que se produce entre la potencia pérdida y la reserva en giro que queda en las máquinas en operación no falladas. Luego, la diferencia entre los valores anteriores resulta ser la potencia no suministrada. Para hacer consistente la determinación del cálculo de costo de falla con la determinación de las reservas operacionales, se ha considerado que el tiempo por el cual se prolonga una falla de corta duración es de 15 minutos, valor que permite calcular la energía no suministrada del estado de operación.

La energía no suministrada del estado de operación analizado se multiplica por la probabilidad de ocurrencia del estado de operación correspondiente, obteniendo la energía fallada esperada. Luego, la suma de todas las energía falladas esperadas multiplicada por el costo de falla de corto plazo resultará en la costo de la energía no suministrada.