



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

EMPRESA ELÉCTRICA DE
AISÉN S.A.



INFORME FINAL

SANTIAGO, 16 DE MARZO DE 2010

1 CONTENIDO

1	Contenido	2
2	Resumen Ejecutivo	5
2.1	Sistema Mediano Aysén.....	6
2.1.1	Valorización de Instalaciones existentes al 31/12/2008.....	6
2.1.2	Proyección de la demanda.....	6
2.1.3	Costos de Operación y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización al 31/12/2008.....	7
2.1.4	Plan de expansión óptimo	7
2.1.5	Valorización del Plan de Expansión.....	7
2.1.6	Rango de validez del Plan de Expansión Óptimo	7
2.1.7	Costo incremental de desarrollo.....	8
2.1.8	Proyecto de reposición eficiente	8
2.1.9	Costo total de largo plazo.....	9
2.1.10	Fórmulas de indexación	9
2.1.11	Conclusiones	9
2.2	Sistema Mediano Palena	10
2.2.1	Valorización de Instalaciones existentes al 31/12/2008.....	10
2.2.2	Proyección de la demanda.....	10
2.2.3	Costos variables y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización al 31/12/2008.....	10
2.2.4	Plan de expansión óptimo	11
2.2.5	Valorización del Plan de Expansión.....	11
2.2.6	Rango de validez del Plan de Expansión Óptimo	11
2.2.7	Costo incremental de desarrollo.....	11
2.2.8	Proyecto de reposición eficiente	11
2.2.9	Costo total de largo plazo.....	11
2.2.10	Fórmulas de indexación	11
2.2.11	Conclusiones	12
2.3	Sistema Mediano General Carrera.....	12
2.3.1	Valorización de Instalaciones al 31/12/2008.....	12
2.3.2	Proyección de la demanda.....	13
2.3.3	Costos variables y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización al 31/12/2008.....	13
2.3.4	Plan de expansión óptimo	13
2.3.5	Valorización del Plan de Expansión.....	14

2.3.6	Rango de validez del Plan de Expansión Óptimo	14
2.3.7	Costo incremental de desarrollo	14
2.3.8	Proyecto de reposición eficiente	14
2.3.9	Costo total de largo plazo	14
2.3.10	Fórmulas de indexación	14
2.3.11	Conclusiones	15
3	Introducción	16
3.1	Objetivos y Alcances del Informe Final	16
3.2	Normativa aplicable	17
3.3	Metodología	17
3.4	Organización del informe	20
4	Tratamiento de las Instalaciones Existentes	21
4.1	Identificación y caracterización de las instalaciones	21
4.1.1	Sistema Mediano Aysén	21
4.1.2	Sistema Mediano Palena	22
4.1.3	Sistema Mediano Carrera	22
4.2	Valorización de las instalaciones	22
4.2.1	Precios Unitarios	22
4.2.2	Recargos	23
4.2.3	Valorización de terrenos	25
4.2.4	Valorización Sistema de Generación	25
4.2.5	Valorización sistema de transmisión	26
4.3	Estructura de Personal y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización	26
4.4	Costos variables de operación y falla	27
5	Proyección de la Demanda	28
5.1	Metodología	28
5.2	Resultados	29
5.3	Estudio de proyección de demanda encargado por Edelayesen	29
6	Plan de Expansión Óptimo	30
6.1	Metodología General	30
6.1.1	Marco Conceptual de la Tarificación	30
6.1.2	Criterios y Supuestos Generales	31
6.2	Plan de Expansión Óptimo	32
6.2.1	Reserva Óptima de Generación	32
6.2.2	Módulos de expansión de generación	33
6.2.3	Módulos Térmicos	36

6.2.4	Expansión de Infraestructura	38
6.2.5	Costos de Administración, Operación y Mantenimiento	39
6.2.6	Planificación Económica de la Operación del Sistema de Generación	43
6.2.7	Alternativas de expansión	44
6.2.8	Plan de expansión en transmisión	46
6.3	Plan de expansión en infraestructura.....	48
6.4	Valorización del plan de expansión óptimo.....	48
6.5	Reservas consideradas en el plan de expansión óptimo.....	49
6.6	Rango de validez del plan de expansión	49
7	Costo Incremental de Desarrollo	50
7.1.1	Sistema Aysén.....	50
7.1.2	Sistema Palena	51
7.1.3	Sistema General Carrera.....	52
8	Determinación del Costo Total de Largo Plazo y del Proyecto de Reposición Eficiente	52
8.1	Metodología general.....	52
8.2	Proyecto de reposición eficiente para generación	53
8.2.1	SM Aysén	53
8.2.2	Sistema Mediano Palena	54
8.2.3	Sistema Mediano general Carrera	54
8.3	Proyecto de reposición eficiente para infraestructura	54
8.4	Valorización del proyecto de reposición eficiente	54
8.5	Determinación del Costo Total de Largo Plazo.....	56
9	Fórmulas de Indexación	57
9.1	Coeficiente de Indexación SM Aysén.....	58
9.2	Coeficiente de Indexación SM Palena	59
9.3	Coeficiente de Indexación CID SM carrera	59
10	ANEXO Capítulo 4: Tratamiento de las Instalaciones Existentes	60
11	ANEXO Capítulo 6: Plan de Expansión Óptimo	68
12	ANEXO Capítulo 8: CTLP	72

2 RESUMEN EJECUTIVO

Según lo establecido en las Bases Técnicas Definitivas, el presente Informe Final que será entregado a la Comisión 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 y los Coeficientes de Indexación.

A continuación se presenta una comparación entre el ingreso anual equivalente construido a partir del CID y de la energía vendida esperada y el CTLP para los sistemas de Aysén, Palena y Carrera:

TABLA 1: Comparación CID-CTLP Aysén

Item	2011	2012	2013	2014
CID (US\$/MWh)	144,01	144,01	144,01	144,01
Energía (GWh/año)	134,0	141,9	149,8	157,7
Ingresos (Miles US\$/año)	19.290	20.429	21.569	22.708
VAN (Ingresos)		72.748		
Anualidad Tarifaria		0,315		
Ingreso Anual Equivalente Miles US\$/Año)		22.950		
CTLP (Miles US\$/Año)		20.041		

TABLA 2: Comparación CID-CTLP Palena

Item	2011	2012	2013	2014
CID (US\$/MWh)	76,62	76,62	76,62	76,62
Energía (GWh/año)	5,7	6,1	6,5	7,1
Ingresos (Miles US\$/año)	436	466	501	541
VAN (Ingresos)		1.680		
Anualidad Tarifaria		0,315		
Ingreso Anual Equivalente Miles US\$/Año)		530		
CTLP (Miles US\$/Año)		1.187		

TABLA 3: Comparación CID-CTLP Carrera

Item	2011	2012	2013	2014
CID (US\$/MWh)	182,14	182,14	182,14	182,14
Energía (GWh/año)	8,6	9,3	10,1	10,8
Ingresos (Miles US\$/año)	1.572	1.697	1.834	1.973
VAN (Ingresos)		6.112		
Anualidad Tarifaria		0,315		

Ingreso Anual Equivalente Miles US\$/Año)	1.928
CTLP (Miles US\$/Año)	1.856

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

2.1 SISTEMA MEDIANO AYSÉN

2.1.1 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES AL 31/12/2008

TABLA 4: Resumen de valorización de instalaciones existentes

Centrales	Potencia Instalada (kW)	VI Total (MUS\$)	Promedio (US\$/kW)
Térmicas	20.573	14.398	700
Hidráulicas	17.600	42.596	2.420
Eólicas	1.980	4.754	2.401
Total Generación	40.153	61.748	1.537
Transmisión (km)	302	7.812	25.800
Total Sistema Aysén		69.560	

La participación por tecnología en el segmento de generación:



2.1.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

TABLA 5: Proyección de Energía y Demanda Máxima

Año	Sistema Aysén	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2009	114.492	19.700
2014	150.029	25.852
2023	217.774	37.525
2010 - 2014	5,76%	5,75%
2010 - 2023	4,70%	4,70%

2.1.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN AL 31/12/2008

TABLA 6: Costos año 2008 (MM\$)

	Fijos	Variables	Total
Costos Empresa	1.566	3.787	5.353
Costos Modelados	1.573	3.815	5.388
Diferencia	0.4%	0.7%	0.7%

2.1.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

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

Tabla 7: Plan de Expansión óptimo de Generación SM Aysén

Año	Demanda de Potencia (MW)	Inversiones Capacidad Instalada				Total (MW)	Capacidad Instalada / Demanda Máxima
		Termoeléctrica (MW)	Hidroeléctrica (MW)	Eólica (MW)			
2008	20,35	0	0	0	60,34	2,97	
2009	19,70	2,5	0	0	62,19	3,16	
2010	20,66	2,5	0	0	65,66	3,18	
2012	23,26	2,5	0	0	70,75	3,04	
2013	24,55	0	3	0	75,05	3,06	
2014	25,85	2,5	0	0	78,84	3,05	
2015	27,15	2,5	4	0	86,64	3,19	
2017	29,74	2,5	4	0	95,74	3,22	
2019	32,34	2,5	0	0	100,83	3,12	
2020	33,63	2,5	0	0	104,63	3,11	
2022	36,23	2,5	0	0	109,72	3,03	
2023	37,53	2,5	0	0	113,52	3,03	

Las simulaciones de la incorporación de este plan en el sistema de transmisión permitieron concluir que no se requieren ampliaciones ni refuerzos en sistema de transmisión en el horizonte de planificación.

2.1.5 VALORIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

El Valor del plan es MUS\$104.965

2.1.6 RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

Se realizó una sensibilidad para centrales térmicas ubicadas en el período 2011-2014 respecto a su atraso o adelanto ante variaciones de demanda.

- i. Central térmica 2012: en caso que la demanda de este año aumente un 1% se requiere que esta central ingrese al año 2011, lo que indica que el parque de ese año está en una condición de poca holgura.

En caso que la demanda del año 2012 disminuya un 8% la central se desplaza al 2013

- ii. Central térmica 2014: Si la demanda el año 2013 aumenta un 1%, la central del año 2014 se adelanta un año. El año 2013 ingresa una central hidráulica de 3 MW, lo que indica que dicha central está reemplazando a la central térmica que se adelante ante el crecimiento de la demanda y que el sistema el año 2013 tendría un bajo margen de reserva, que lleva a incorporar una central térmica ante una pequeña variación de demanda.

En caso que la demanda disminuya un 8% la central se desplaza al año 2015.

- iii. Central térmica 2015: si la demanda el año 2014 aumenta un 4%, esta central debe adelantar su puesta en servicio al año 2014.

2.1.7 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de desarrollo de Generación del Sistema Mediano de Aysén es US\$144,01 por MWh, el cual se desagrega en las barras del sistema como se indica a continuación:

TABLA 8: CID por barra SM Aysén

Nudo	CIDj	VAN (lg)	VAN (Rg)	VAN (Cg-Co)	VAN (Eg-Eo)	FPj
Tehuelche	144,5	14.567	5.657	13.766	159	1,0102
Mañihuales	163,9	448	153	330	4	0,9990
Chacabuco	144,1	5.980	2.303	5.595	64	1,0018
Aysén	144,3	4.406	1.691	4.097	47	1,0000
Nirehuao	303,6	147	37	44	1	0,9987
TOTAL	144,01	25.547	9.841	23.832	275	1,0000

En el horizonte de planificación no se requieren inversiones en el sistema de transmisión, por lo cual no existe un costo incremental de transmisión.

2.1.8 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

TABLA 9: Instalaciones iniciales de reposición SM Aysén

Nombre	Potencia Instalada (kW)	VI (MUS\$)	US\$/kW
Lago Atravesado	11.000	13.789	1.254
Puerto Aysén Hidro	6.600	21.382	3.240
Alto Baguales	1.980	4.749	2.398
CT1 2500 1	2.500	1.873	749
CT1 2500 2	2.500	1.378	551
CT1 2500 3	2.500	1.378	551
CT2 2500 1	2.500	1.873	749
CT2 2500 2	2.500	1.378	551
CT2 2500 3	2.500	1.378	551
CT3 2500 1	2.500	1.873	749
CT2 1200 1	1.200	974	812

CT2 1200 2	1.200	474	395
CT2 1200 3	1.200	474	395
CT3 1200 1	1.200	974	812
CT3 1200 2	1.200	474	395
CT3 1200 3	1.200	474	395
Total Sistema	44.280	54.895	1.240

2.1.9 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

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

	CTLPG (MUS\$)	CTLPL (MUS\$)	CTLP _{Infraestr} (MUS\$)	CTLP (MUS\$)
SM Aysén	18.618,9	1.289,7	132,7	20.041,3

2.1.10 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

La fórmula general de indexación es:

$$Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0}$$

Los coeficientes son:

	CID_Ene	CID_Pot	CTLP_Ene	CTLP_Pot
IMO				
IPC				
PPD				
Imp				

2.1.11 CONCLUSIONES

Se ha determinado el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Aysén, los costos incrementales de desarrollo y el costo total de largo plazo.

La demanda de este sistema se redujo un 3,19% en el año 2009 en relación al año base 2008, sin embargo se proyecta que ésta crezca a una tasa de 5,76% al año 2014 y a un 4,7% desde el año 2015 al 2023.

Para atender a los crecimientos de demanda, se ha incorporado tres proyectos hidroeléctricos identificables bajo la consigna de prioridad de ingreso (tan pronto como sea posible), completando el requerimiento con la incorporación de generación térmica diesel a razón de 5 MW cada tres años con módulos de 2,5 MW.

El CID obtenido corresponde a una tarifa media que aplicada a la demanda anual en el periodo tarifario permite a Edelayés obtener ingresos suficientes para cubrir el costo total de largo plazo, no requiriéndose ajuste.

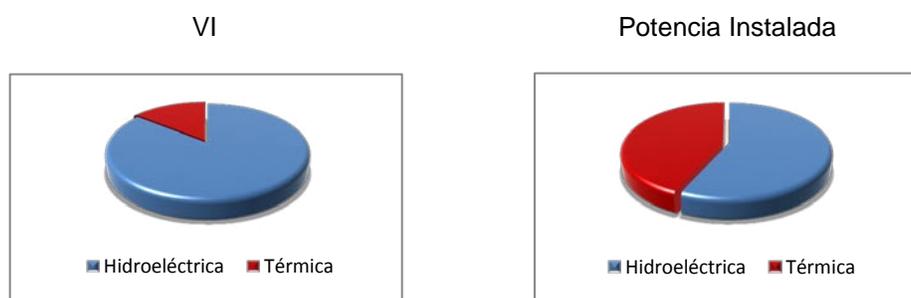
2.2 SISTEMA MEDIANO PALENA

2.2.1 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES AL 31/12/2008

TABLA 10: Resumen de valorización instalaciones existentes

Centrales	Potencia Instalada (kW)	VI Total (MUS\$)	Promedio (US\$/kW)
Térmicas	1.070	950	887
Hidráulicas	1.400	5.716	4.083
Total	2.470	6.666	2.699

La participación por tecnología en el segmento de generación:



2.2.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

TABLA 11: Proyección de Energía y Demanda Máxima

Año	Sistema Palena	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2009	5.412	1.120
2014	6.918	1.484
2023	9.632	2.066
2010 - 2014	6,17%	6,17%
2010 - 2023	4,49%	4,49%

2.2.3 COSTOS VARIABLES Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN AL 31/12/2008

TABLA 12: Costos año 2008 Sistema Palena (MM\$)

	Fijos	Variables	Total
Costos Empresa	228	70	298
Costos Modelados	166	109	175
Diferencia	-27%	55%	-8%

2.2.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

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

TABLA 13: Plan de expansión óptimo SM Palena

Año	Demanda de Potencia (MW)	Inversión		Capacidad Instalada	Capacidad Instalada / Demanda Máxima
		Termoeléctrica (MW)	Hidroeléctrica (MW)	Total (MW)	
2008	1,70	0	0	2,47	1,45
2017	1,73	0,3	0	2,77	1,39
2021	1,95	0,3	0	3,07	1,23
2023	2,07	0	0	3,07	1,16

2.2.5 VALORIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

El valor del plan es MUS\$5.589

2.2.6 RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

No existen centrales térmicas o hidráulicas recomendadas en el horizonte 2011-2014.

2.2.7 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de desarrollo del Sistema Mediano Palena es US\$76,6por MWh

2.2.8 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

TABLA 14: Instalaciones de reposición SM Palena año base

Nombre	Potencia Instalada (kW)	VI (MUS\$)	US\$/kW
Río Azul	1.400	5.715	4.083
Modulo 300	300	519	1.729
Total Sistema	1.700	6.234	3.667

2.2.9 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El Sistema Mediano Palena no tiene instalaciones de transmisión, por lo tanto el CTLP es igual al CTLPG MUS\$1.186,8

2.2.10 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

La fórmula general de indexación es:

$$Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0}$$

Los coeficientes son:

	CID_Ene	CID_Pot	CTLP_Ene	CTLP_Pot
IMO	79,1%	40,4%	85,7%	63,6%
IPC	1,6%	17,2%	1,1%	20,3%
PPD	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%
Imp	19,3%	42,4%	13,0%	16,1%

2.2.11 CONCLUSIONES

Se ha determinado el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano Palena, los costos incrementales de desarrollo y el costo total de largo plazo.

La demanda de este sistema se redujo un 34% en el año 2009 en relación al año base 2008, sin embargo se proyecta que ésta crezca a una tasa de 6,17% al año 2014 y a un 4,49% desde el año 2015 al 2023.

Para atender a los crecimientos de demanda, no se han incorporado proyectos sino hasta el año 2017, debido a la gran disminución de demanda en el corto plazo que permite cubrir los crecimientos con las holguras disponibles de la capacidad actual instalada.

Por la razón anterior, el CID obtenido corresponde a una tarifa media que aplicada a la demanda anual en el periodo tarifario no permite a Edelaysén obtener ingresos suficientes para cubrir el costo total de largo plazo, requiriéndose un importante ajuste.

2.3 SISTEMA MEDIANO GENERAL CARRERA

2.3.1 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES AL 31/12/2008

TABLA 15: Resumen de valorización de centrales existentes

Centrales	Potencia Instalada (kW)	VI Total (MUS\$)	Promedio (US\$/kW)
Térmicas	1544	1105	716
Hidráulicas	640	2.267	3.541
Total	2.184	3.371	1.544

La participación por tecnología en el segmento de generación:



2.3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

TABLA 16: Proyección de Energía y Demanda Máxima

Año	Sistema Carrera	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2009	7.373	1.410
2014	10.655	2.157
2023	20.540	4.158
2010 - 2014	7,90%	7,90%
2010 - 2023	7,67%	7,67%

2.3.3 COSTOS VARIABLES Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN AL 31/12/2008

TABLA 17: Costos año 2008 Sistema Carrera (MM\$)

	Fijos	Variables	Total
Costos Empresa	291	394	685
Costos Modelados	323	454	777
Diferencia	11%	15%	13%

2.3.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

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

TABLA 18: Plan de expansión óptimo SM Carrera

Año	Demanda de Potencia (MW)	Inversión		Capacidad Instalada	Capacidad Instalada / Demanda Máxima
		Termoeléctrica (MW)	Hidroeléctrica (MW)	Total (MW)	
2008	1,47	0	0	2,21	1,50
2010	1,59	0,3	0	2,51	1,58
2012	1,85	0,3	0	2,81	1,52
2013	2,00	0	0,5	3,31	1,66
2015	2,32	0,3	0	3,61	1,56
2016	2,50	0	0,5	4,11	1,64
2017	2,69	0,3	0	4,41	1,64
2020	3,35	0,3	0	4,71	1,41
2021	3,60	0,3	0	5,01	1,39
2022	3,87	0,6	0	5,61	1,45
2023	4,16	0	0	5,61	1,35

2.3.5 VALORIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

El Valor del plan es MUS\$14.789

2.3.6 RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

Se realizó una sensibilidad para centrales térmicas ubicadas en el período 2011-2014 respecto a su atraso o adelanto ante variaciones de demanda.

- i. Central térmica 2012: en caso que la demanda de este año aumente un 1% se requiere que esta central ingrese al año 2011, lo que indica que el parque de ese año está en una condición de poca holgura.
En caso que la demanda del año 2012 disminuya un 8% la central se desplaza al 2013
- ii. Central térmica 2015: Si la demanda el año 2014 aumenta un 8%, la central del año 2014 se adelanta un año.

2.3.7 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de desarrollo del Sistema Mediano de Aysén es US\$182,1 por MWh

2.3.8 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

TABLA 19: Instalaciones de reposición SM Carrera del año base

Nombre	Potencia Instalada (kW)	VI (MUS\$)	US\$/kW
El Traro Hidro	640	2.267	3.541
Modulo 300	900	833	925
Modulo 300	600	677	1.128
Total Sistema	1.954	3.758	1.923

2.3.9 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El Sistema Mediano General Carrera no tiene instalaciones de transmisión, por lo tanto el CTLP es igual al CTLPG MUS\$1.855,5

2.3.10 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

La fórmula general de indexación es:

$$Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0}$$

Los coeficientes son:

	CID_Ene	CID_Pot	CTLP_Ene	CTLP_Pot
IMO	33,3%	35,7%	13,0%	32,2%
IPC	4,1%	28,6%	0,9%	26,6%
PPD	53,8%	0,0%	75,8%	0,0%
Imp	8,8%	35,7%	10,3%	41,2%

2.3.11 CONCLUSIONES

Se ha determinado el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano General Carrera, los costos incrementales de desarrollo y el costo total de largo plazo.

La demanda de este sistema se redujo un 4% en el año 2009 en relación al año base 2008, sin embargo se proyecta que ésta crezca a una tasa de 7,9% al año 2014 y a un 7,7% desde el año 2015 al 2023.

Para atender a los crecimientos de demanda, se han incorporado proyectos a partir del año 2010, incluyéndose en el plan de expansión dos proyectos hidroeléctricos el 2013 y el 2016.

Con el CID obtenido corresponde a una tarifa media que aplicada a la demanda anual en el periodo tarifario que permite a Edelaysén obtener ingresos bastante ajustados para cubrir el costo total de largo plazo, siendo de vital importancia la fecha de entrada del primer proyecto hidroeléctrico, así como el comportamiento de las fórmulas de indexación y la demanda.

3 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, como el de Cochamó, 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. 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°1041/2009, 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”.

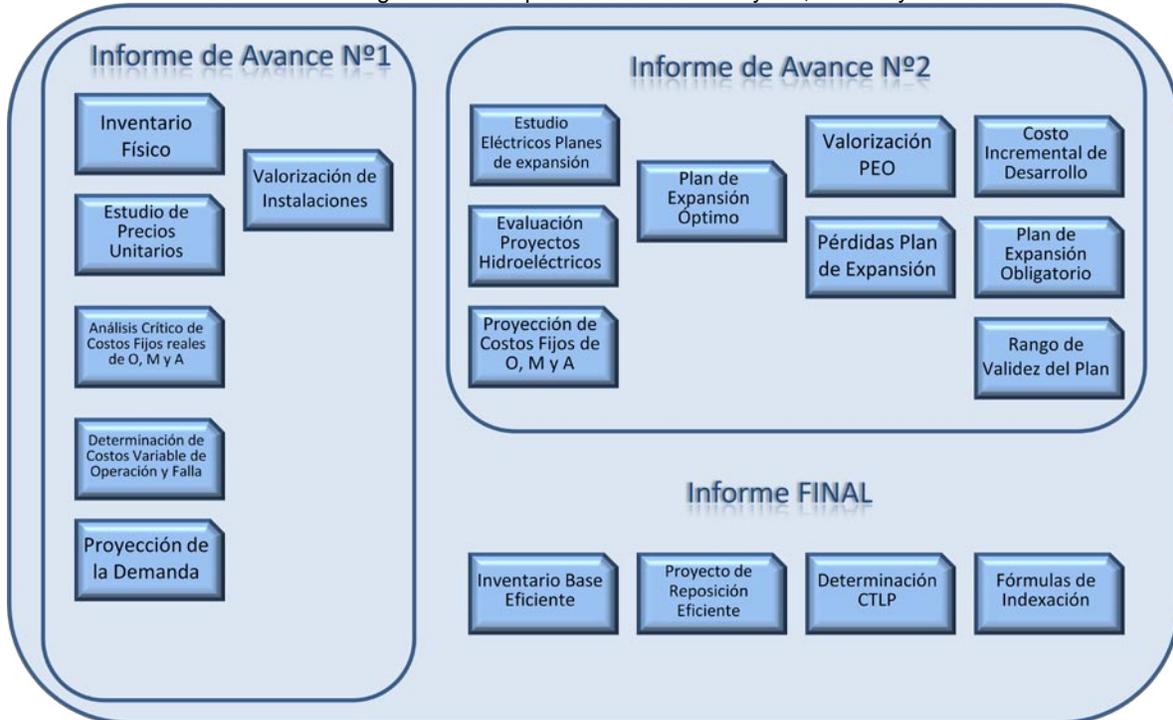
3.1 OBJETIVOS Y ALCANCES DEL INFORME FINAL

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. Además se incluye una lista con todos los costos unitarios definitivos utilizados para valorar cada uno de los componentes, insumos y servicios

El siguiente diagrama representa las etapas realizadas del presente estudio:

FIGURA N° 1: Diagrama de bloques estudio SSMM Aysén, Palena y Carrera



3.2 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 N°1041/2009, 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.

3.3 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.
- Respecto del inventario informado, se verificó en terreno la información recibida, constatándose sólo diferencias menores.
- 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 recomendación de costos unitarios de la Comisión y los valores de VNR de SAESA aprobados por SEC el año 2007 indexados por IPC.
 - 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 2007 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, en esta etapa se respetó la superficie real y se valorizó considerando las últimas adquisiciones de la Empresa, valores de mercado cotizados por el Consultor y el estudio de valorización de Servidumbres realizado por NYSA ASEPRO para el proceso de tarificación de Subtransmisión del año 2006.
- 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. Sólo se constató un pequeño error en una prorrata que fue corregido por el Consultor.
 - 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 un estudio encargado por la Empresa a Jorge Quiroz & Consultores Asociados S.A., resultando tasas muy similares.

- 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 indicadas en la Norma Técnica de Calidad de Servicio de los Sistemas Medianos
- A partir de los tamaños de unidades térmicas disponibles, se construyeron módulos térmicos de unidades de igual magnitud y construibles en 3 etapas, de modo de ir agregando las unidades a medida que son requeridas por la demanda.
- Para los módulos térmicos se evaluó la mejor alternativa de crecimiento, sea esta en forma modular con unidades térmicas en contenedores insonorizados individuales o con la construcción de una casa de máquinas capaz de albergar tres unidades, cumpliendo todas las normas de insonorización, resultando la primera alternativa más económica en el largo plazo.
- 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 centrales administradas, siendo los más relevantes los costos directos ante la incorporación de una nueva central.
- Se analizaron combinaciones de módulos de generación para el abastecimiento de la demanda futura, seleccionándose una alternativa de plan de expansión para cada sistema. A continuación, se simuló el despacho del sistema con el modelo uninodal Coste4, obteniéndose los costos de operación, mantenimiento y falla del período de planificación.

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 los numerales 6 del Capítulo II y en el Anexo N° 1 de 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. Para ello, se comparó el costo de las opciones de módulos elaboradas para el Plan de expansión Óptimo.
- Se revisó el diseño de las centrales hidráulicas existentes y se optimizó considerando la capacidad actual de generación y las condiciones de mercado y tecnológicas vigentes.
- 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.

- Se simuló el despacho del sistema con el modelo uninodal Coste4, obteniéndose los costos de operación, mantenimiento y falla del período de planificación.

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 y en el Anexo N° 2 de las Bases Técnicas.

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.

3.4 ORGANIZACIÓN DEL INFORME

Este Informe Final del Estudio del Sistema Mediano de Cochamó, tiene los siguientes capítulos y anexos:

- Capítulo N°2: Resumen ejecutivo
- Capítulo N°3: Introducción al Informe Final
- Capítulo N°4: Tratamiento de las instalaciones existentes
- Capítulo N°5: Proyección de la demanda
- Capítulo N°6: Plan de Expansión
- Capítulo N°7: Costo Incremental de Desarrollo
- Capítulo N°8: Costo Total de Largo Plazo y Proyecto de Reposición Eficiente
- Capítulo N°9: Fórmulas de Indexación
- Anexos
 - Anexo A: Informe de Avance N°1 Corregido y sus antecedentes separados en los siguientes capítulos:
 - Cap. 1: Descripción del sistema
 - Cap. 2: Estudio de terrenos
 - Cap. 3: Valorización de centrales térmicas
 - Cap. 4: Valorización de centrales hidráulicas
 - Cap. 6: Proyección de la demanda
 - Cap. 7: COMA real
 - Cap. 8: Costos variables
 - Cap. 9: Factores de prorrateo
 - Cap. 10: Valorización de transmisión
 - Anexo B: Módulos de inversión para el plan de expansión
 - Anexo C: COMA eficiente de la empresa
 - Anexo D: Tablas de salida correspondientes al Anexo N°3 de las BTD
 - Anexo E: Respaldo valorización Plan de expansión y cálculo del CID
 - Anexo F: Informe de Avance N°2 corregido
 - Anexo G: Proyecto de reposición eficiente y CTLP
 - Anexo H: Fórmulas de Indexación

4 TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

4.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

El Estudio debe caracterizar tres 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, cuyas características principales se describen a continuación.

4.1.1 SISTEMA MEDIANO AYSÉN

El sistema mediano de Aysén, es el sistema con más centrales y el de mayor potencia debido a que abastece los centros urbanos más importantes de la XI Región, que son las ciudades de Coyhaique y Puerto Aysén, separadas por aproximadamente 60 km entre sí. Este sistema se caracteriza por la existencia de las siguientes instalaciones de generación y transmisión, a saber:

- a. Dos centrales hidroeléctricas de pasada: Central Aysén y Lago Atravesado, con una capacidad total de 17,6 MW y que en condiciones hidrológicas favorables pueden abastecer cerca del 90% del consumo.
- b. Una central térmica en las cercanías de Coyhaique denominada Tehuelche con 10 MW de capacidad instalada.
- c. Tres centrales generadoras diesel en Puerto Aysén
- d. Una central eólica de tres unidades con una capacidad instalada de 1,98 MW
- e. Una central térmica de respaldo en Puerto Ibáñez.
- f. Una línea de transmisión en 33kV que une principalmente Puerto Chacabuco, Puerto Aysén y Coyhaique.
- g. Una línea de transmisión de 23 kV que evacúa la generación de Lago Atravesado a la central Tehuelche.

Adicionalmente, en la central Tehuelche se encuentra la administración local de los tres sistemas, desde donde se maneja la operación y mantenimiento de las unidades generadoras.

A continuación se presentan los unilineales simplificados de los sistemas medianos en estudio, indicándose los nudos correspondientes. Los unilineales detallados y planos geográficos se encuentran en el Anexo A, Cap. 1.

La potencia instalada en el sistema mediano de Aysén y su proporción entre tecnologías se entrega en el Anexo Capítulo 4 de este documento

Sólo el Sistema Aysén dispone de instalaciones de transmisión, por lo que en los sistemas Palena y General Carrera las centrales se conectan directamente al sistema de distribución.

Las instalaciones de transmisión del Sistema Aysén se pueden agrupar en:

- Equipos y líneas en 33 kV. Abarca la línea que une Chacabuco, Puerto Aysén hasta llegar a Alto Baguales. Adicionalmente dispone de arranques que conectan a Mañihuales, Ñirehuao, y clientes que se encuentran en el trazado de la línea. En general, son redes trifásicas aéreas sostenidas en postes de hormigón armado o estructuras simples de fierro dispuestas en un trazado que cruza principalmente zonas rurales con accesos bastante complicados. Las redes se han construido conforme a la norma chilena y se observan muy bien mantenidas.
- Línea de evacuación de la generación de la Central Lago Atravesado en la barra Tehuelche en 23 kV.

El detalle de las líneas pertenecientes al Sistema Aysén se encuentra en el Anexo Cap 4.

4.1.2 SISTEMA MEDIANO PALENA

Este sistema cuenta con una gran participación de generación hidráulica, dado que la erupción del volcán Chaitén a mediados del 2008 ocasionó la desaparición del principal centro de consumo del Sistema. Las unidades térmicas existentes en Chaitén a esa fecha fueron retiradas y, producto de la relocalización de parte del consumo se requirió la instalación de generación térmica distribuida, de modo de asegurar la calidad de servicio del Sistema ante fallas en la red de distribución, ocasionadas principalmente por factores climáticos. El detalle de las centrales existentes:

- a. Una central hidráulica de 1.4 MW de capacidad instalada. En condiciones normales de operación abastece la totalidad de la demanda del Sistema.
- b. A diciembre 2008, 3 centrales térmicas localizadas en los centros de consumo Palena, Futaleufú y Puyuhuapi con 0.9 MW instalados en total.
- c. El año 2009 se adicionaron 580 kW de generación térmica, en una central nueva y en una ampliación de una ya existente.

Este sistema carece de instalaciones de transmisión, dado que las centrales se encuentran interconectadas por la red de distribución en 23 kV.

El centro de operaciones del sistema está concentrado en la Central Rio Azul en Puerto Ramírez y depende directamente de Tehuelche en el Sistema Aysén.

Los unilineales detallados y planos geográficos se encuentran en el Anexo A, Cap. 1.

4.1.3 SISTEMA MEDIANO CARRERA

Este sistema posee dos centros de consumo bien definidos: Chile Chico y Cochrane, distantes 190 km entre sí y conectados por una red de distribución en 23 kV. Las unidades generadoras existentes:

- a. En Cochrane la central El Traro, que cuenta con 640 kW hidráulicos y 292 kW térmicos.
- b. En Chile Chico, una central térmica de 1.252 kW. ,

Si bien el factor de planta de la central El Traro es de un 0.9 promedio, ésta sólo es capaz de abastecer al sistema en su totalidad en horas de demanda mínima. El resto del tiempo se requiere la operación de la central térmica en Chile Chico

El centro de operaciones del sistema está concentrado en la Central El Traro y depende directamente de Tehuelche en el Sistema Aysén.

Los unilineales detallados y planos geográficos se encuentran en el Anexo A, Cap. 1. El detalle de las unidades se encuentra en el Anexo Cap 4.

En el Anexo A, Cap. 1 se incorporó una carpeta con imagen es de todos los puntos de generación.

4.2 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

4.2.1 PRECIOS UNITARIOS

A partir de cotizaciones realizadas por el Consultor y antecedentes entregados por la Empresa, se procedió a valorizar los diferentes equipos existentes en las centrales.

Adicionalmente, con fecha 25 de enero de 2010 se emitió la Resolución exenta N°70 que aprueba comunicación de Costos Unitarios recomendados por la Comisión Nacional de Energía, de

instalaciones de generación y transmisión existentes, para la realización de los Estudios de Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera.

• Generador Térmico 2500 kW:	MUS\$ 554,218
• Generador Térmico 2350 kW:	MUS\$ 509,636
• Generador Térmico 1915 kW:	MUS\$ 392,488
• Generador Térmico 1825 kW:	MUS\$ 370,504
• Generador Térmico 1400 kW:	MUS\$ 277,132
• Generador Térmico 1750 kW:	MUS\$ 352,775
• Generador Térmico 1200 kW:	MUS \$239,155
• Generador Térmico 708 kW:	MUS\$ 161,971
• Transformador de poder 3,75 kVA 6/23 kV:	MUS\$ 1,183
• Transformador de poder 1800 kVA 0,4/23 kV:	MUS\$ 29,871
• Transformador de SSAA 40 kVA 0,4/23 kV:	MUS\$ 1,762
• Transformador de SSAA 15 kVA 0,4/23 kV:	MUS\$ 1,362
• Transformador de SSAA 25 kVA 0,4/23 kV:	MUS\$ 1,522

Según lo señalado en el numeral 4 del Capítulo II de las Bases Técnicas, le corresponde a la Empresa analizar la recomendación de la CNE, adoptarla o rechazarla justificadamente y adoptar en definitiva los costos unitarios que estime como los más adecuados de acuerdo a las condiciones de mercado vigente. Dicha comunicación fue recibida por el Consultor el pasado 24 de febrero y se adjunta en el Anexo A. La Empresa acogió para algunos de los transformadores la recomendación de CNE, no obstante para los generadores mantuvo los valores revisados del estudio.

Los precios recomendados por EDELAYSEN para los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera son:

• Generador Térmico 2500 kW:	MUS\$ 863,016
• Generador Térmico 2350 kW:	MUS\$ 811,235
• Generador Térmico 1915 kW:	MUS\$ 661,070
• Generador Térmico 1825 kW:	MUS\$ 630,002
• Generador Térmico 1400 kW:	MUS\$ 332,526
• Generador Térmico 1750 kW:	MUS\$ 415,657
• Generador Térmico 1200 kW:	MUS\$ 255,314
• Generador Térmico 708 kW:	MUS\$ 147,698
• Transformador de poder 3,75 MVA 6/23 kV:	MUS\$ 64,658
• Transformador de poder 1800 kVA 0,4/23 kV:	MUS\$ 29,871
• Transformador de SSAA 40 kVA 0,4/23 kV:	MUS\$ 1,762
• Transformador de SSAA 15 kVA 0,4/23 kV:	MUS\$ 1,362
• Transformador de SSAA 25 kVA 0,4/23 kV:	MUS\$ 1,522

El detalle del análisis de estos precios se encuentra en el Anexo A, Cap. 3.

4.2.2 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 2007 aprobado por SEC, el Consultor procedió a establecer un conjunto de recargos los cuales se indican a continuación:

a. 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 VNR.

TABLA 20: Recargo de Flete para valorización de centrales térmicas

Clave	Descripción	Recargo
FEG	Flete Equipos Generales	26,11%
FP	Flete Postes	52,79%
FEM	Flete Equipos Mayores	2,00%
FOtros	Flete Otros	12,86%
Feolico	Flete Eólico	9,16%
FEGV	Flete Equipos Gran Volumen	50,00%

b. Montaje

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

TABLA 21: Recargo de Montaje para valorización de centrales térmicas

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%

c. 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 22: Otros Recargos para valorización de centrales térmicas

Descripción	Recargo	Origen
Bodega	3,39%	VNR EDELAYSEN
Ingeniería	8,6%	VNR EDELAYSEN
Gastos generales	4,1%	VNR EDELAYSEN

Intereses Intercalarios	1,75%	VNR EDELAYSÉN
Bienes Intangibles ¹	2,0%	Límite VAD 2008

Se realizó la disquisición respecto de aquellos equipos que son destinados directamente a obras y no requieren bodegaje.

d. Aplicación de los recargos

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

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

4.2.3 VALORIZACIÓN DE TERRENOS

El tratamiento de este ítem es complejo, debido a que dado que no es posible independizarse de la localización de la central para valorizarlo, por ser estrictamente dependiente del valor de mercado del uso alternativo del sector y de las opciones disponibles para los que están negociando. Por esta razón, se ha desarrollado un estudio específico el cual está contenido en el Anexo A, Cap. 2.

Los resultados de dicho estudio para las centrales de los sistemas medianos de Aysén, Palena y General Carrera son los que se indican en la tabla siguiente. En el valor global no se aprecia una diferencia significativa en el costo unitario dependiente del Sistema y de la superficie considerada

TABLA 23: Resumen costos de terrenos centrales existentes

Sistema	Superficie real (m ²)	Costo Total (US\$)	Costo unitario (US\$/m ²)
Palena	335,289	526,926	1.572
Aysén	5,808,560	10,599,812	1.825
Carrera	36,800	63,672	1.730
Total	6,180,649	11,190,410	1.811

El detalle de la valorización se encuentra en el Anexo del Cap 4.

4.2.4 VALORIZACIÓN SISTEMA DE GENERACIÓN

TABLA 24: Valorización Centrales Existentes (MUS\$)

Sistema	Térmico	Hidráulico	Eólico	Total	USD/kW
Aysén	14.398	42.596	4.754	61.748	1.537
Palena	950	5.716		6.666	2.699
General Carrera	1.105	2.267		3.371	1.544
Total	164.53	50.579	4.754	71.785	1.602
USD/kW	710	2.575	2.401	1.602	

¹ En el estudio de VAD 2008, de acuerdo con las bases, los bienes intangibles, tales como los costos de formación de las empresas distribuidoras, deben ser los que la empresa justifique, con un límite del 2% de los bienes físicos. Para el caso de SAESA, se aplicó el 2%.

4.2.5 VALORIZACIÓN SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión valorizado corresponde a las instalaciones mencionadas en el numeral 4.6 del presente informe, instalaciones pertenecientes al Sistema Mediano de Aysén.

Los precios y recargo utilizados para esta valorización son aquellos utilizados para el cálculo del VNR de las instalaciones de distribución de Edelaysén en la última fijación del año 2007.

La valorización se encuentra detallada en el Anexo A, Cap. 10. A continuación se presenta un resumen de dicha valorización:

TABLA 25: Valorización sistema de transmisión

Rótulos de fila	Suma de TOTAL INVERSION	M\$
Alto Baguales - Villa Ortega	1.488.008.205	1.488.008
Chacabuco - E2	658.722.511	658.723
E1 - E2	262.838.327	262.838
E2 - Puerto Aisen	2.044.450.948	2.044.451
Farellones - E1	360.029.408	360.029
Lago Atravesado Tehuelche	4.936.554.848	4.936.555
Puerto Aisen - Alto Baguales	5.970.300.585	5.970.301
S/E Baguales - Alto Baguales	162.160.485	162.160
S/E Baguales - Coihaique	639.756.774	639.757
Villa Ortega Mañiguales	1.836.831.819	1.836.832
Villa Ortega Ñireguao	1.318.729.969	1.318.730
Total general	19.678.383.880	19.678.384

4.3 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 26: Fijos Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización año 2008 (M\$)

	Aysén (M\$)	Carrera (M\$)	Palena (M\$)	TOTAL (M\$)
Costos Empresa	1,566,253	291,240	228,084	2,085,577
Costos Modelados	1,573,099	323,691	166,441	2,063,231
Diferencia	0%	11%	-27%	-1%

Como se puede apreciar, en el Sistema Carrera los costos modelados son mayores a los informados por la empresa, sin embargo en total para los tres sistemas, los costos modelados son menores en 1%. Esta situación obedece a un prorateo de costos distintos entre ambas metodologías.

El detalle del cálculo de los costos reales de la empresa se encuentra en el Anexo C, Cap. 7 y el detalle de los costos modelados por el consultor se encuentran en el Anexo C.

4.4 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA

A continuación se presentan los costos variables informados por la contabilidad de la empresa y los calculados por el consultor.

TABLA 27: Costos variables 2008 (MM\$)

Sistema	Valorización Consultor			Real Empresa			Consultor – Real
	CVC	CVNC	Total	CVC	CVNC	Total	Total
Aysén	3.384	431	3.815	3.631	155	3.787	28
General Carrera	374	80	454	365	29	394	60
Palena	42	66	109	51	18	70	39
Total	3.800	577	4.378	4.048	203	4.250	127

De los resultados anteriores, se desprende que la valorización de la energía generada 2008 a los precios medios mensuales resultó ser un 6% inferior a lo registrado en la contabilidad de la empresa. A juicio del Consultor ésta diferencia resulta ser despreciable producto de las aproximaciones empleadas para el cálculo de los precios, así como el empleo de rendimientos medios en unidades que al operar bajo ciertas circunstancias como respaldo éste resulta ser mucho menor.

Respecto de los costos variables no combustibles, los costos valorizados por el Consultor resultan ser cercanos a 3 veces los informados por la Empresa. Esto se debe principalmente a la inclusión en el costo variable no combustible de cada unidad de un costo medio por mantenimiento mayor, el que se realiza cada cierta cantidad de años, lo que no necesariamente coincide con lo registrado en la contabilidad en un año en particular.

El detalle de estos cálculos se encuentra en el Anexo A, Cap. 8.

5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

5.1 METODOLOGÍA

Debido a la alta variabilidad de los consumos en los últimos años por los factores económicos indicados, se realizaron las siguientes regresiones de los datos históricos anuales:

- Energía v/s INACER
- Energía v/s ln(INACER)
- Ln (Energía) v/s ln(INACER)
- Ln (Energía) v/s INACER

En todos los Sistemas se consideró el caso con y sin el año 2009. En el Sistema Palena, se sustrajo adicionalmente el año 2008, producto de la erupción del volcán Chaitén. No obstante, en los casos en los que no se consideró el año 2009, se ajustó la curva al valor real en dicho año, de modo de recuperar la tendencia de la serie a partir del valor real registrado.

El detalle de las regresiones realizadas se encuentra en el Anexo A, Cap. 6, archivo “Proyección demanda y regresiones.xlsx.”

En la siguiente tabla se detalla la mejor regresión que se ajustó a cada Sistema:

TABLA 28: Regresiones para proyección de demanda

Sistema	Aysén	Palena	Carrera
Regresión	E v/s ln INACER	E v/s ln INACER	E v/s INACER
Caso	sin 2009	sin 2008 - 2009	con 2009
correlación múltiple	0,98	0,99	0,99
determinación r ²	0,96	0,98	0,97
Durbin - Watson	1,43	0,82	1,35
F	193,02	346,08	341,18
F crítico	0,00	0,00	0,00

Para llevar la proyección anual a nivel mensual se emplearon las estacionalidades promedio 2006 – 2008 en los Sistemas Aysén y Carrera, mientras que para el Sistema Palena se usó el período 2006 – 2007. No es posible emplear la estacionalidad de un solo año, debido a que la distribución anual resulta ser igualmente volátil que la tasa de crecimiento interanual, por las mismas razones ya descritas.

Para el cálculo de la proyección de la demanda de potencia se utilizó el promedio de los factores de carga históricos a partir del año 2004, extrayendo el año 2009 para los sistemas Aysén y Carrera y el 2008 y 2009 para el sistema Palena.

5.2 RESULTADOS

TABLA 29: Proyección de Energía y Demanda Máxima

Año	Sistema Aysén		Sistema Carrera		Sistema Palena	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2009	114.492	19.700	7.373	1.410	5.412	1.120
2010	119.920	20.664	7.859	1.591	5.445	1.168
2011	127.447	21.961	8.489	1.718	5.576	1.196
2012	134.975	23.258	9.162	1.855	5.961	1.279
2013	142.502	24.555	9.883	2.001	6.409	1.375
2014	150.029	25.852	10.655	2.157	6.918	1.484
2015	157.556	27.149	11.480	2.324	7.366	1.580
2016	165.084	28.446	12.363	2.503	7.752	1.663
2017	172.611	29.743	13.308	2.694	8.075	1.732
2018	180.138	31.040	14.319	2.899	8.334	1.788
2019	187.665	32.337	15.400	3.118	8.594	1.843
2020	195.193	33.634	16.558	3.352	8.853	1.899
2021	202.720	34.931	17.796	3.603	9.113	1.955
2022	210.247	36.228	19.122	3.871	9.372	2.010
2023	217.774	37.525	20.540	4.158	9.632	2.066
2010 - 2014	5,76%	5,75%	7,90%	7,90%	6,17%	6,17%
2010 - 2023	4,70%	4,70%	7,67%	7,67%	4,49%	4,49%

5.3 ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA ENCARGADO POR EDELAYSSEN

Edelaysen encargó un estudio de proyección de demanda a Jorge Quiroz Consultores Asociados, el cual fue entregado al consultor con fecha 15 de febrero.

Al respecto se puede observar que el estudio concluye una proyección de INACER para la Región de Aysén casi idéntica a la utilizada por el consultor a excepción del año 2010. En base a esta proyección determina las tasas de crecimiento de la demanda de energía

A continuación se muestran las tasas medias de crecimiento para el horizonte del estudio de Quiroz, con las tasas utilizadas por el consultor en el estudio de los sistemas medianos de Edelaysen, las que resultan ser bastante similares a excepción del Sistema Aysén donde se optó por un escenario más conservador:

TABLA 30: Comparación de tasas promedio

Tasa Promedio 2010-2019	SM Aysén	SM Carrera	SM Palena
Consultor	5,10%	7,76%	5,20%
Quiroz	7,66%	7,37%	5,12%

El estudio de la referencia se encuentra en el Anexo A, Cap. 6.

6 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.

6.1 METODOLOGÍA GENERAL

6.1.1 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:

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

Donde:

- VI = 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:

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

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

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

Esa tarifa constante se denomina CID

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

6.1.2 CRITERIOS Y SUPUESTOS GENERALES

En este contexto conceptual y en concordancia con lo establecido en el capítulo 6 de las BTD, para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo en cada uno de los sistemas, el consultor desarrolló en esta etapa, las siguientes actividades:

- a) Modelación de las características técnicas de las instalaciones de generación y transmisión existentes, descartando aquellas que no están operativas, excesivas o innecesarias.
- b) 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, de acuerdo a lo señalado en el numeral 5, del Capítulo II de las BTD, y al capítulo 4 del Informe de Avance N°1.
- c) 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.
- 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 CNE².
- 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 en estaciones de la DGA.
- 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) Utilización de los costos de racionamiento o energía no suministrada³, valorizada en 327 US\$/MWh, de acuerdo a lo indicado en el numeral 3, del Capítulo II de las Bases.
- j) Utilización de modelos y herramientas de análisis de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literal l) del Capítulo II de las Bases, que permiten:
 - Coste4: Simulación del despacho económico las unidades generadoras y valorización correcta de la operación del sistema.
 - Digsilent Power Factoring: Para realizar flujos de potencia a fin de determinar las pérdidas, los factores de penalización y las restricciones de transmisión, para distintas condiciones de operación.
 - Módulo Dinámico del Digsilent Power Factoring: Para Verificar la estabilidad del sistema y la regulación de tensión en los nudos de retiro del mismo, para distintas condiciones de operación.

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

² Carta CNE N° C09-1852 del 9 de diciembre de 2009, dirigida a las Empresas Operadoras de SM y a Consultores a cargo de los Estudios.

³ También denominada como costo de falla de largo plazo, según letra t) del Capítulo 3 de las BTD

6.2 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

El Plan de Expansión Optimizado corresponde al plan óptimo de expansión que deben desarrollar las empresas operadoras de los SM, cuyo valor de inversión, y costos adicionales de operación, mantenimiento y administración, en relación al crecimiento de la demanda, permiten determinar el CID.

Dicho Plan se determina a partir de las instalaciones reales del SM en el año base del Estudio (2008), pues debe corresponder al desarrollo eficiente que debe tener la empresa dada su condición real inicial, cuya señal económica eficiente a la demanda se da a través de una estructura tarifaria que refleja en cada nudo del Sistema de Transmisión el CID⁴.

A continuación se describe la metodología empleada en cada una de las actividades desarrolladas para la determinación del Plan de Expansión optimizado.

6.2.1 RESERVA ÓPTIMA DE GENERACIÓN

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.

Para regular las condiciones de servicio en sistemas menores a 200 MW de capacidad instalada de generación, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción promulgó en el año 2006 la Resolución Ministerial N°4, denominada Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para los Sistemas Medianos.

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. En particular

⁴ Como se verá en la siguiente etapa del Estudio, la remuneración que finalmente percibirán los operadores estará determinada por el proyecto de reposición eficiente.

debe determinarse un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF y del CSF. En tanto no se disponga del primer Estudio de Control de Frecuencia a que se refiere el Título 6-2 de la NT, los SM deberán asegurar un porcentaje mínimo de reserva para CPF y CSF que determine la Empresa conforme a la exigencia y criterios actuales en materia de SyCS (artículo 9-14 de la NT).

El valor del costo de falla de corta duración a utilizar en la determinación de la reserva óptima de potencia es de 2000 US\$/MWh, conforme establece la letra t) del capítulo N°3 de las BTB.

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.

Del análisis realizado se concluye que los sistemas Medianos al menos deben poseer una reserva de generación de 10% de la capacidad de generación para efectos de compensar las variaciones instantáneas de la demanda (reserva primaria de frecuencia), y mantener una reserva en giro óptima para mantener la continuidad de servicio frente a contingencias, la cual se determinará de un estudio específico.

No obstante lo anterior, el Capítulo 7 de NT de SyCS se establece las condiciones de excepción para Sistemas menores a 10 MW, las cuales no son aplicables particularmente para el Sistema Aysén.

Edelaysén S.A., encargó los estudios⁵ a los cuales hace mención el capítulo 6-3 de la NT, a la empresa consultora Systep para todos los sistemas, en particular el caso del Sistema Mediano de Aysén, quien analizó el escenario de demanda del año 2010 considerando las unidades de generación existentes y una curva de carga de 5 bloques mensuales. Los resultados obtenidos por dicho estudio, para el caso de control de frecuencia, determinan una reserva óptima⁶ de 32,5%, sin embargo, dado que la curva resultante es muy plana a partir de una reserva de 22,5% recomienda usar este valor de reserva en giro para el sistema.

Como criterio operacional, hasta esta fecha Edelaysén mantiene como reserva en giro una potencia igual a la capacidad de la unidad de mayor tamaño (en el caso del SM de Aysén, una unidad de la Central Hidroeléctrica Lago Atravesado de 5,5 MW), y una reserva fría correspondiente a una unidad de 2,5 MW considerando el aporte de las centrales hidroeléctricas en condición de sequía (85% de probabilidad de excedencia).

Dado que la reserva óptima determinada por el Estudio de Control de Frecuencia es superior a la capacidad de la unidad más grande, y que el desprender parcialmente carga ante contingencias es más caro para el sistema que mantener en giro una reserva inferior o igual a 32,5%, no se considera el uso de esquemas de desconexión de carga (EDAC) adicionales a los disponibles por subfrecuencia o subvoltajes.

6.2.2 MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

Catastro de Proyectos de Generación en la zona

⁵ Se adjuntan en el Anexo E.

⁶ Se entiende por reserva óptima para efectos del control de frecuencia, a la intersección de las curvas de costo operacional con la de costo de la energía no servida (considerando un costo de falla de 2000 US\$/kWh), para distintos niveles de reserva.

En el marco del desarrollo de los Estudios de Sistemas Medianos de Edelaysén, cuyos alcances son la determinación del CTLP y CID, así como el Plan de Expansión Óptimo 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 los derechos de agua no consuntivos otorgados y afectos al pago de patentes por la DGA, al 31 de diciembre de 2009.

TABLA 31: Derechos de agua según patentes DGA al 31/12/2009 Prov. Aysén y Coyhaique

Provincia	Nº	Propietario (a)	Tipo de derecho	Ejercicio del derecho	Acto Cons. Nº	Fecha
Aysén	1119	Energía Austral Ltda.	No consuntivo	Eventual	418	26-05-1999
	1120	Energía Austral Ltda.	No consuntivo	Eventual	205	19-05-2003
	1125	Rubén Vallejos Pastrana	No consuntivo	Eventual	1005	18-11-2002
	5151	Proyectos de Aysen S.A.	No consuntivo	Eventual	498	26-12-1989
Coyhaique	5176	Jorge Pedro Aubel Casarotto	No consuntivo	Eventual	111	20-11-2007

TABLA 32: Derechos de agua según CBR

Provincia	Nº	Propietario (a)	FS	Nº	Año	Caudal sujeto a pago (l/s)	Valor patente (UTM)
Aysén	1119	Energía Austral Ltda.	17	16	1999	153,067	1,122
	1120	Energía Austral Ltda.	11	8	2003	31,355	230
	1125	Rubén Vallejos Pastrana	4	3	2003	4,720	35
	5151	Proyectos de Aysén S.A.	2	2	1995	29,000	921
Coyhaique	5176	Jorge Pedro Aubel Casarotto				2,979	49

Los Derechos de Energía Austral Ltda. (Xtrata Cooper) están ubicados en el río Río Cuervo, y están asociados a un proyecto de 600 MW destinado al SIC, sobrepasando las necesidades del Sistema de Aysén. Por otro lado, Proyectos Aysén S.A., posee derechos sobre el Río Negro para un proyecto de 50 MW. Estos proyectos aún no cuentan con la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental. De igual manera, Hidroaysén ha creado una filial que pretende desarrollar un proyecto de generación hidroeléctrica "barata", en beneficio de los consumidores residenciales del Sistema de Aysén, por alrededor de 26,6 MW. Respecto de los Derechos de Aprovechamiento de Aguas de los señores Ruben Vallegos y Jorge Aubel, de 4,7 m³/s y 3 m³/s no se cuenta con mayores antecedentes.

Por otro lado y para este mismo efecto, con fecha 9 de diciembre de 2009, la CNE envió a las empresas operadoras y Consultores el siguiente listado de proyectos para el Sistema Aysén:

TABLA 33: Proyectos hidráulicos Sistema Aysén entregados a CNE

Sistema	Empresa	Proyecto	Potencia [MW]	Tipo	Fecha Estimada Operación
Aysén	Agrícola Antares Limitada	Central Arredondo	4,5	Hidro-pasada	Ene-14
Aysén	Comercial Mañihuales Ltda	Patrona del Carmen I	2,5	Hidro-pasada	Ago-11
Aysén	Comercial Mañihuales Ltda	Patrona del Carmen II	2,5	Hidro-pasada	Ago-11
Aysén	Hidroaysén	El Retiro	12	Hidro-pasada	Ene-15
Aysén	Hidroaysén	Mañiguales	12	Hidro-pasada	Ene-15
Aysén	Servicios Eólicos	Picacho I	5	Hidro-pasada	May-11
Aysén	Servicios Eólicos	Picacho II	7	Hidro-pasada	-

Como se aprecia en la tabla de la CNE, en el SM de Aysén se identifican 7 proyectos de generación hidroeléctrica de pasada que totalizan 45,5 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, el consultor estima 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.

En el caso de proyectos de propiedad de terceros distintos a las empresas operadoras, dado que la legislación vigente no los obliga a ejecutar el proyecto, mientras ellos sean legal, ambiental, técnica y económica factibles de incorporar en el período de expansión obligatoria, se consideran como realizables dimensionándolos y valorizándolos para este fin como proyectos genéricos.

De los 7 proyectos presentados a la CNE para el Sistema Aysén, sólo 2 de ellos cuentan con derechos de aprovechamiento de aguas otorgados: Río Arredondo y Picacho I. En ambos casos, por tratarse de centrales hidroeléctricas de pasada de tamaño superior a 3 MW, requiere Declaración de Impacto Ambiental la cual aún no se ha presentado en ninguno de los proyectos, por lo tanto esta variable es determinante para la viabilidad y realización de los mismos dentro del periodo tarifario (2011 al 2014).

En relación al estado de avance de los proyectos, ambos poseen solo una ingeniería conceptual a partir de lo cual han estimado el tamaño y costo de los proyectos, por lo cual, a falta un estudio de factibilidad adecuado, el consultor diseñará módulos de proyectos “construibles” a partir del potencial hidroeléctrico identificado en los proyectos presentados.

En Anexo B, se adjunto un análisis más detallado y estimación de costos de los principales proyectos hidroeléctricos catastrados.

Dada la existencia de proyecto hidroeléctricos en la zona y que al menos 3 a 4 proyectos están en condiciones de ser construidos en el corto o mediano plazo, y dado que, sin embargo, todos ellos no poseen un estudio de factibilidad terminado pudiendo por lo tanto sufrir importantes variaciones en su tamaño y costos, se ha optado por modelar módulos de inversión genéricos de centrales hidroeléctricas, considerando el perfil de los proyectos que están a la vista y complementado con la experiencia de GTD Negocios S.A. como desarrollador de este tipo de proyectos.

Dada la alta complejidad y especificidad que tiene cada proyecto de generación hidroeléctrica, se consideró una modulación simplificada que tiene como parámetros algunas de las variables mínimas que cualquier proyecto de generación hidroeléctrica debe conocer para tener una fecha de puesta en servicio relativamente determinable y que caiga dentro del horizonte de este estudio.

Los parámetros de este modelo son:

- Caudales Afluentes
- Altura neta de caída
- Potencia generable
- Longitud de canal de aducción
- Longitud canal de restitución
- Longitud rápido de descarga

- Longitud de tubería forzada
- Distancia a la red eléctrica

El modelo y la minuta explicativa de los supuestos utilizados en el Anexo B.

En la siguiente tabla, se muestran los módulos de inversión de proyecto hidroeléctrico de 0.25, 0.5, 3 y 4 MW, construidos considerando parámetros de referencia en los proyectos catastrados, cuyos criterios de valorización y detalle de costos se adjunta en Anexo B.

TABLA 34: Características módulos hidráulicos

Módulo	250 kW	500 kW	3000 kW	4000 kW
Potencia (kW)	250	500	3000	4000
Caudal (m3/s)	0,838	0,391	8,8	11,7
Altura (m)	35	150	40	40
Canal Aducción (m)	100	100	1.500	1.500
Canal restitución (m)	50	50	200	200
Rápido descarga (m)	53	225	80	80
Tubería Forzada (m)	70	270	80	80
Diámetro (mm)	700	500	1.900	2.100
Espesor (mm)	7	7	10	10
Inversión (MUS\$)	1.705,7	2.350,2	8.794,6	10.569,3
Inversión (US\$/kW)	6.823	4.700	2.931	2.642

6.2.3 MÓDULOS TÉRMICOS

Los módulos térmicos utilizados consideran bloques de potencia de 300, 825, 1200 y 2500 kW. A su vez cada uno de los módulos anteriores, se escalaron en etapas constructivas en el tiempo, es decir, se diferenciaron tres etapas constructivas:

- 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.
- Etapa II: corresponde al costo de la ampliación de un punto de generación que ya contaba con un módulos de generación de igual característica
- Etapa III: corresponde al costo de una segunda ampliación de un punto de generación con un módulo de las mismas características.

TABLA 35: Descripción módulos térmicos

Etapa	Elementos que la componen
1	Estanque y Red combustible general
	Estanque y Red combustible individual
	Obras civiles
	Motor-Generador
	Contenedor
	Equipos eléctricos
	Terreno
2	Estanque y Red combustible individual

	Obras civiles
	Motor-Generador
	Contenedor
	Equipos eléctricos
	Estanque y Red combustible individual
3	Obras civiles
	Motor-Generador
	Contenedor
	Equipos eléctricos

En general, en todo sistema eléctrico la localización óptima de las unidades generadoras es lo más cercano posible del consumo, de modo de minimizar las pérdidas y aumentar la confiabilidad del sistema. En los sistemas medianos de Aysén, Palena y General Carrera ambas condiciones resultan ser muy relevantes, la primera de ellas porque al generar con diesel las pérdidas resultan ser particularmente caras y la segunda por las condiciones climáticas de las zonas en que se ubican. Esto conlleva a la necesidad de insonorizar las unidades generadoras, de modo de cumplir con el DS N°146 de 1997 del Ministerio Secretaría General de Gobierno⁷, que no permite una intensidad de sonido superior a los 55 db de 07 a 21 horas y 45 db de 21 a 07 horas, (y en las áreas rurales, los niveles de presión sonora corregidos que se obtengan de la emisión de una fuente fija emisora de ruido, medidos en el lugar donde se encuentre el receptor, no podrán superar al ruido de fondo en 10 dB (A) o más).

Producto de lo anterior, el consultor revisó la opción de contenedores insonorizados para cada unidad v/s construir una casa de máquinas insonorizada. Para los módulos se optó por unidades generadoras contenidas en contenedores insonorizados, en reemplazo de las casas de Máquina para las expansiones. Esta modulación fue adoptada por el consultor dado que la evaluación económica de dos proyectos de central térmica con capacidad de albergar igual número de unidades, una con Casa de Máquinas y otro con contenedores insonorizados, resultó ser más conveniente la segunda opción sobre la primera.

Para la evaluación se consideraron los costos reales incurridos por la empresa en la construcción de la central Nueva Cochamó y una cotización real de la construcción de una casa de fuerza para una empresa minera.

Los antecedentes de la evaluación se encuentran en el Anexo E, Carpeta “Casa Máquinas”.

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

TABLA 36: Detalle módulos térmicos SSMM Aysén - Palena

Nombre	Módulo 300 kW	Modulo 825 kW	Módulo 1200 kW	Módulo 2500 kW
Motor Generador	CUMMINS c400	Cummins 880DFHD	Cummins 1120DFLC	Motorwork 750 rpm
Costo Etapa I (MUS\$)	518,6 (sin terreno)	854,3	974,0	1.873,5
Vida Útil Etapa I (años)	21,99	23,28	22,91	21,45
Costo Etapa II (años)	155,9	354,6	474,2	1.378,0
Vida Útil Etapa II (años)	21,98	22,02	21,65	20,67
Costo Etapa III (MUS\$)	155,9	354,6	474,2	1.378,3
Vida Útil Etapa III (años)	21,98	22,02	21,65	20,67
Total MUS\$)	830,4	1.563,4	1.922,4	4.629,4
US\$/kW	937,9	631,7	534,0	617,3

⁷ El texto del DS N°146/97 se encuentra en el Anexo A.

TABLA 37: Detalle módulos térmicos SM General Carrera

Nombre	Módulo 300 kW	Modulo 825 kW	Módulo 1200 kW	Módulo 2500 kW
Motor Generador	CUMMINS c400	Cummins 880DFHD	Cummins 1120DFLC	Motorwork 750 rpm
Costo Etapa I (MUS\$)	521,1	830,9	950,6	1.850,1
Vida Útil Etapa I (años)	22,04	23,02	22,68	21,33
Costo Etapa II (años)	155,9	354,6	474,2	1.343,8
Vida Útil Etapa II (años)	21,98	22,02	21,65	19,18
Costo Etapa III (MUS\$)	155,9	354,6	474,2	1.343,8
Vida Útil Etapa III (años)	21,98	22,02	21,65	19,18
Total MUS\$)	832,9	1.540,0	1.899,1	4.537,6
US\$/kW	925,4	622,2	527,5	605,0

6.2.4 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA

Dentro de la expansión del Sistema Mediano Aysén, dado su crecimiento en potencia instalada y complejidad del sistema eléctrico, se ha incorporado la implementación del nuevo Centro de Control para la generación de EDELAYSÉN. Este proyecto estaría en condiciones de ponerse en servicio a partir de 2011.

El costo de este Centro de Control es de UF11.235, que se respalda según cotización de la empresa Tecnet, que se adjunta en el Anexo E\SM Aysen\SCADA.

El diseño del Centro de Control se puede apreciar en el ANEXO Capítulo 6 del presente informe.

Adicionalmente a lo anterior, se han considerado como parte de la infraestructura no incluida en los módulos de inversión los siguiente ítemes, actualmente existentes a diciembre de 2008:

TABLA 38: Infraestructura existente no incluida en módulos de inversión

Ítem	Precio (\$)	Precio (US\$)	Asignación
Herramientas Tehuelche	108.260.000	166.728	SM Aysén
Camión pesado 15 ton	34.990.000	53.887	SM Aysén
camión Mediano 6 ton	11.990.000	18.465	SM Aysén
Camión chico 2,5 ton	8.290.000	12.767	SM Aysén
Remolque 40 pies	5.600.000	8.624	SM Aysén
MJA-1 = 1 Motor Centrado ,John Dere, 85 HP	10.500.000	16.171	Ch Lago Atravesado
MJA-2 = 1 Motor Centrado ,Daewoo, 70 HP	10.500.000	16.171	Ch Lago Atravesado
MJA-4 = 1 Motor Centrado ,Daewoo, 70 HP	10.500.000	16.171	Ch Lago Atravesado
MJA-5 = 1 Motor Centrado ,John Dere, 85 HP	10.500.000	16.171	Ch Lago Atravesado
MJA-6 = 2 Motores fuera de borda, Yamaha, 2x50 HP	10.500.000	16.171	Ch Lago Atravesado
Pontón Metálico 25 Ton.- (5000x3000x12, 96 kg/m2)	2.520.000	3.881	Ch Lago Atravesado
Pontón Metálico 45 Ton.- (9000x4500x25, 200 kg/m2)	14.175.000	21.831	Ch Lago Atravesado

Las cotizaciones y valorizaciones de los ítemes de infraestructura se encuentran en el Anexo I.

6.2.5 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.

6.2.5.1 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 C, y se resumen en el siguiente cuadro:

TABLA 39: Parametrización de Costos Fijos SM Aysén

		Térmico	Hidroeléctrico	Eólico
Costos Fijos (incrementales VI)	% sobre VI	0,66%	0,00%	0,41%
Costos Fijos (instalaciones existentes etapa I)	(US\$/año)	394.366	420.272	37.648
Costos Fijos (aditivos etapa I)	(US\$/año)	98.591	210.136	37.648
Costos Fijos Estructura inicial	(US\$/año)	696.623	689.843	77.607

TABLA 40: Parametrización de Costos Fijos SM Palena

		Térmico	Hidroeléctrico
Costos Fijos (incrementales VI)	% sobre VI	0,76%	0,00%
Costos Fijos (instalaciones existentes etapa I)	(US\$/año)	270.366	124.154

Costos Fijos (aditivos etapa I)	(US\$/año)	67.591	124.154
Costos Fijos Estructura inicial	(US\$/año)	41.939	54.874

TABLA 41: Parametrización de Costos Fijos SM general Carrera

		Térmico	Hidroeléctrico
Costos Fijos (incrementales VI)	% sobre VI	0,66%	0,00%
Costos Fijos (instalaciones existentes etapa I)	(US\$/año)	79.364	84.042
Costos Fijos (aditivos etapa I)	(US\$/año)	79.364	84.042
Costos Fijos Estructura inicial	(US\$/año)	60.518	25.085

El detalle se encuentra en el Anexo C.

6.2.5.2 COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES (CVC)

Para la determinación de los costos de operación del Plan de Expansión es necesario modelar el despacho de carga de todas las centrales del SM, considerando los consumos específicos de las unidades térmicas existentes y de las indicadas en los catálogos de los proveedores en el caso de los módulos térmicos futuros.

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 consumos específicos determinados para las centrales térmicas existentes:

TABLA 42: Consumos específicos unidades existentes⁸

Sistema	Central	Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad (MW)	Consumo Específico (l/kWh)
Aysén	Tehuelche	man1	Térmica Diesel	1,92	0,26
Aysén	Tehuelche	man2	Térmica Diesel	1,92	0,26
Aysén	Tehuelche	103	Térmica Diesel	2,35	0,26
Aysén	Tehuelche	104	Térmica Diesel	0,71	0,27
Aysén	Tehuelche	105	Térmica Diesel	1,83	0,26
Aysén	Tehuelche	544	Térmica Diesel	1,40	0,26
Aysén	Aysén	112	Térmica Diesel	1,20	0,26
Aysén	Aysén	113	Térmica Diesel	1,20	0,26
Aysén	Aysén	114	Térmica Diesel	1,20	0,27
Aysén	Aysén	543	Térmica Diesel	1,40	0,26
Aysén	Farellones	545	Térmica Diesel	1,40	0,27
Aysén	Farellones	546	Térmica Diesel	1,40	0,27
Aysén	Chacabuco	611	Térmica Diesel	2,50	0,23
Aysén	Pto Ibañez	128	Térmica Diesel	0,16	0,39
Carrera	Chile Chico	U1 (119)	Termica Diesel	0,28	0,33
Carrera	Chile Chico	U2 (120)	Termica Diesel	0,28	0,33
Carrera	Chile Chico	U3 (121)	Termica Diesel	0,40	0,33
Carrera	Chile Chico	U4	Termica Diesel	0,29	0,33
Carrera	El Traro	U5 (541)	Termica Diesel	0,29	0,33
Palena	Futaleufú	U5 (520)	Térmica Diesel	0,19	0,35
Palena	Futaleufú	U6 (519)	Térmica Diesel	0,26	0,35

⁸ No se consideraron las unidades de Chaitén en el Sistema Palena por no existir al 31/12/2008.

Sistema	Central	Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad (MW)	Consumo Específico (l/kWh)
Palena	Palena	U7 (517)	Térmica Diesel	0,18	0,31
Palena	Puyuhuapi	U9 (522)	Térmica Diesel	0,29	0,29
Palena	Lago Verde	U10 (552)	Térmica Diesel	0,15	0,81

TABLA 43: Consumos específicos módulos de inversión

Potencia Unidad (kW)	Consumo Específico (lt/kWh) ⁹
300	0,268
825	0,238
1.200	0,275
2.500	0,224

Los precios de combustibles se determinaron como el promedio de los precios efectivamente aplicados en el período julio a diciembre de 2008, convertidos al dólar observado al 31 de diciembre de 2008, los cuales se resumen en el siguiente cuadro.

TABLA 44: Precios promedio combustible

Punto de Suministro	US\$/lt
Coyhaique	0,730
Chile Chico	0,802
Futaleufu	0,834
La Junta	0,786
Puyuhuapi	0,707

Asimismo, los costos variables combustibles a utilizar para los módulos de expansión térmicos, son los siguientes:

TABLA 45: Costos variables módulos de expansión térmicos

Módulo	Tipo Unidad	Capacidad (kW)	CVC Aysén (US\$/MWh)	CVC Palena (US\$/MWh)	CVC Carrera (US\$/MWh)
300	Térmica Diesel	300	195.64	208,0	214,93
825	Térmica Diesel	825	173.74	185,0	190,88
1.200	Térmica Diesel	1,200	200.75	213,0	220,55
2.500	Térmica Diesel	2,500	163.52	174,0	179,65

Conforme establece la letra t) del capítulo N°3 de las BTG, el costo de falla de larga duración a utilizar en la evaluación de los costos de operación del Plan de Expansión es de 327 US\$/MWh.

⁹ La diferencia de los rendimientos entre la unidad del módulo y la existente se debe principalmente a que ésta última recoge la eficiencia real de operación de la unidad, que debe operar en bajo su mínimo técnico recomendado por el fabricante.

6.2.5.3 COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES (CVNC)

Los costos variables no combustibles son los costos que dependen de las horas de funcionamiento de las unidades, estando constituidos principalmente por los mantenimientos menores y mayores (overhaul).

En la siguiente tabla se resumen los costos variables no combustibles considerados para la proyección de los costos de operación de las centrales existentes en el período de expansión.

TABLA 46: CVNC Centrales existentes Sistema Aysén

Central	Tipo Unidad Generadora	Capacidad (MW)	CVNC (US\$/MWh)
Tehuelche	Térmica Diesel	1,92	6,7
	Térmica Diesel	1,92	6,7
	Térmica Diesel	2,35	7,8
	Térmica Diesel	0,71	9,4
	Térmica Diesel	1,83	7,1
	Térmica Diesel	1,40	8,1
Central Térmica Aysén	Térmica Diesel	1,20	10,5
	Térmica Diesel	1,20	10,5
	Térmica Diesel	1,40	8,6
Farellones	Térmica Diesel	1,40	9,0
	Térmica Diesel	1,40	9,0
Chacabuco	Térmica Diesel	2,50	7,4
Alto Baguales	Eólica	0,66	13,5
	Eólica	0,66	13,5
	Eólica	0,66	13,5
CH Lago Atravesado	Hidroeléctrica	5,50	2,8
	Hidroeléctrica	5,50	2,8
CH Aysén	Hidroeléctrica	3,00	3,7
	Hidroeléctrica	0,90	7,8
	Hidroeléctrica	2,70	3,8

TABLA 47: CVNC Centrales existentes Sistema Palena

Central	Tipo Unidad Generadora	Capacidad (MW)	CVNC US\$/MWh
Río Azul	Hidroeléctrica	0,35	14,9
	Hidroeléctrica	0,35	14,9
	Hidroeléctrica	0,35	14,9
	Hidroeléctrica	0,35	14,9
Futaleufú	Térmica Diesel	0,192	16,1
	Térmica Diesel	0,256	15,8
Palena	Térmica Diesel	0,18	11,3
Puyuhuapi	Térmica Diesel	0,292	47,7
Lago Verde	Térmica Diesel	0,15	30

TABLA 48: CVNC Centrales existentes Sistema general Carrera

Central	Tipo Unidad Generadora	Capacidad (MW)	CVNC US\$/MWh
Chile Chico	Termica Diesel	0,282	17,7
	Termica Diesel	0,282	17,7
	Termica Diesel	0,4	17,7
	Termica Diesel	0,288	17,7
El Traro	Termica Diesel	0,292	17,7
El Traro	Hidro	0,32	14,9
	Hidro	0,32	14,9

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

Módulos Hidroeléctricos:

TABLA 49: Costos variables no combustible módulos de expansión hidroeléctricos

Potencia Módulo (kW)	Origen	CVNC (US\$/MWh)
250	CH Río Azul	14,9
500	CH El Traro	14,9
3.000	Módulo expansión	2,9
4.000	Módulo expansión	2,9

El detalle de las características técnicas de los módulos de expansión se encuentra en el Anexo B.

Módulos Termoeléctricos:

TABLA 50: Costos variables no combustible módulos de expansión térmicos

Potencia Módulo (kW)	CVNC (US\$/MWh)
300	14,8
825	9,09
1.200	10,25
2.500	7,71

El detalle de las características técnicas de los módulos de expansión se encuentra en el Anexo B.

6.2.6 PLANIFICACIÓN ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Considerando las unidades generadoras existentes en el año base, descontadas aquellas que no se pueden sincronizar (como por ejemplo CT Puerto Ibañez en SM Aysén y Lago Verde en SM Palena) o bien son de respaldo de otras unidades en períodos de falla o mantenimiento (Unidad Pelton en SM Aysén), y los costos variables de operación más la demanda¹⁰ y reserva de energía se modeló en la operación económica del Sistema de Generación en el programa de despacho óptimo térmico COSTE 4 (uninodal) , para cada uno de los SSMM.

Considerando el balance de potencia y los módulos térmicos e hidráulicos de cada una de las alternativas de expansión, se simuló con el COSTE 4 la operación económica del parque de

¹⁰ Incluyendo pérdidas de transmisión y consumos propios de las centrales generadoras

generación para el período de expansión de 15 años (hasta el año 2023), considerando etapas mensuales y 5 bloques de demanda mensual.

El COSTE 4 (Despacho económico de carga) determina la operación de mínimo costo de operación y falla (larga duración), sujeto a las restricciones de capacidad de las unidades generadoras, reserva e indisponibilidad. Para este efecto, en cada etapa y bloque de demanda, el programa despacha las unidades generadoras en orden de mérito, es decir, despacha primero las unidades de menor costo variable y luego las siguientes en orden ascendente de costo. Al mismo tiempo, el programa considera los periodos de mantenimiento de las centrales y determina la indisponibilidad agregada del parque de generación (2ⁿ combinaciones de estados de falla de las “n” máquinas que están operando, metodología de Montecarlo) obteniendo en cada corrida la probabilidad de falla y monto de energía no servida, la cual valorizada al costo de falla de larga duración (327 US\$/MWh) determina el costo de falla correspondiente.

El aporte de energía de las centrales hidroeléctricas de pasada se considera en base del despacho, dado que su costo de operación es cercano a cero (CVC=0), sin embargo, dicho aporte depende de la variabilidad aleatoria de la hidrología.

En el Anexo E, se justifica el uso de la hidrología media para la planificación económica de los sistemas de generación, a través del uso de corridas con condiciones hidrológicas aleatorias, comparadas con la hidrología media para 1.000 casos.

Esta conclusión se extendió para los sistemas medianos de Palena y general Carrera.

6.2.7 ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

De las alternativas analizadas, se seleccionó aquella que cumplía con las condiciones mínimas de abastecimiento de la demanda cada sistema mediano. A continuación se detalla cada una ellas, donde, de acuerdo a los resultados de los estudios eléctricos del sistema de transmisión realizado, se determinan los puntos de conexión más adecuados:

SM Aysén

TABLA 51: Plan de expansión SM AYSÉN

Año	Hidro	Termino	Ubicación
2009		Módulo 2.500 etapa 2	Chacabuco*
2010		Módulo 2.500 etapa 3	Tehuelche*
2012		Módulo 2.500 etapa 3	Chacabuco*
2013	Módulo 3000		Lago Atravesado
2014		Módulo 2.500 etapa 3	Chacabuco*
2015	Módulo 4000	Módulo 2.500 etapa 1	Mañihuales/Tehuelche
2017	Módulo 4000	Módulo 2.500 etapa 2	Aysén/Tehuelche
2019		Módulo 2.500 etapa 3	Chacabuco*
2020		Módulo 2.500 etapa 3	Tehuelche
2022		Módulo 2.500 etapa 1	Chacabuco
2023		Módulo 2.500 etapa 2	Chacabuco

(*) Posiciones existentes a diciembre de 2008

Valor del Plan: MUS\$104.965

El detalle se encuentra en el Anexo E\SM Aysén\Cid por nudo.xlsx

SM Palena

TABLA 52: Plan de expansión SM Palena con proyecto hidro

Año	Hidro	Termino
2015	Módulo 250	
2020		Módulo 300 etapa 1*

(*) Se considera módulo etapa I sin terreno, debido a la existencia de suficiente terreno para el proyecto a diciembre de 2008.

Valor del Plan: MUS\$6.187

TABLA 53: Plan de expansión SM Palena sin proyecto hidro

Año	Hidro	Termino
2017		Módulo 300 etapa 1*
2021		Módulo 300 etapa 2

(*) Se considera módulo etapa I sin terreno, debido a la existencia de suficiente terreno para el proyecto a diciembre de 2008.

Valor del Plan: MUS\$5.589

SM General Carrera

TABLA 54: Plan de expansión SM General Carrera con proyecto hidro

Año	Hidro	Termino
2010		Módulo 300 etapa 1
2012		Módulo 300 etapa 2
2013	Módulo 500	
2015	Módulo 500	Módulo 300 etapa 3
2018		Módulo 300 etapa 1
2020		Módulo 300 etapa 2
2021		Módulo 300 etapa 3
2022		Módulo 300 etapa 1 y 2

Valor del plan: MUS\$14.789

TABLA 55: Plan de expansión SM General Carrera sin proyecto hidro

Año	Hidro	Termino
2010		Módulo 300 etapa 1
2012		Módulo 300 etapa 2
2013		Módulo 300 etapa 3
2015		Módulo 300 etapa 1
2017		Módulo 300 etapa 2
2018		Módulo 300 etapa 3
2019		Módulo 300 etapa 1
2020		Módulo 300 etapa 2
2021		Módulo 300 etapa 3
2022		Módulo 300 etapa 1 y 2

Valor del plan: MUS\$18.401

6.2.8 PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

Dado los resultados de los Estudios Eléctricos descritos en esta sección, no se identifican ampliaciones o refuerzos en el Sistema de Transmisión del Sistema Aysén en el período de evaluación.

Los Sistemas General Carrera y Palena no poseen instalaciones de transmisión ya que sus voltajes son menores o iguales a 23 kV.

6.2.8.1 ANÁLISIS DE SUFICIENCIA Y CALIDAD

Se realizaron Simulaciones de Flujos de Potencia para demanda Máxima e Hidrología Media y Seca, desde el año 2009 hasta el 2015 en el sistema mediano de Aysén, mediante la utilización del software Digsilent Powerfactory Versión 4.0.

Para realizar las simulaciones se adoptaron los siguientes criterios:

- La demanda total del sistema se estimó como un 98% de la generación proyectada para los años de estudio. La demanda del sistema se repartió en sus barras principales, utilizando la relación del bloque de demanda de alta de cada barra en el bloque de alta total del sistema, especificados en el informe de Avance N°1.
- La demanda de cada barra principal se repartió en las cargas del modelo en Digsilent, utilizando la relación de demanda de cada barra del modelo en el total de las demandas que se pueden asociar a cada barra principal, utilizando el perfil de demanda del año 2008? en el modelo original.
- La demanda de potencia reactiva de cada carga del modelo se estimó suponiendo un factor de potencia igual a 0.93 inductivo en cada carga del sistema.
- Se consideró que las centrales eran capaces de generar o absorber potencia reactiva de acuerdo a su curva PQ, cada una obtenida del modelo original en Digsilent. Para las centrales del plan de expansión se utilizó una curva PQ genérica en p.u.
- La capacidad de potencia aparente de cada central del plan de expansión se calculó suponiendo un factor de potencia nominal igual a 0.8.
- En las simulaciones se verificó que no se sobrepasaran las capacidades máximas de transmisión y que los niveles de tensión del Sistema Mediano se encontrasen entre 0.94 y 1.06 p.u. Para los niveles de tensión de las barras de generación se verificó el cumplimiento de la misma restricción anterior.

Para incorporar una central térmica del plan de expansión, se ensayó su ubicación en las barras Aysén, Chacabuco y Tehuelche y se eligió aquella barra en que se producían menores pérdidas o donde no existían problemas o posibilidades de sobrecargas.

Las centrales hidráulicas se incorporaron en Lago Atravesado (Central Hidráulica 1) y en el punto medio de la línea existente entre el arranque de la línea Aysén-Alto Baguales y la S/E Mañihuales (Central Hidráulica 2), es decir, a 32.2 km de Mañihuales.

6.2.8.2 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA MEDIANO DE AYSÉN

El análisis contempla, inicialmente, simular un escenario de generación – demanda máxima correspondiente al año 2010. Para tal efecto se ha empleado la información correspondiente al informe “ESTUDIOS ELECTRICOS PARA LOS SISTEMAS MEDIANOS DEL GRUPO SAESA SISTEMA MEDIANO DE AYSÉN”, esto es:

- Base de datos DigSilent
- Despacho económico para abastecer la demanda máxima
- 22,5% de reserva de potencia en giro para atender la salida intempestiva de una unidad de generación del Lago Atravesado.

El objetivo del análisis es verificar la respuesta de frecuencia del sistema frente a la salida intempestiva de alguna de sus unidades de generación.

Normalmente en Sistema mayores a 200 MW, como el SIC y el SING, se utiliza como criterio de dimensionamiento restringir el tamaño de las unidades a no más de un 10% de la demanda. Contrariamente, en el SM de Aysén existen unidades de la Central Hidroeléctrica Lago Atravesado con capacidad de 5,5 MW que representan el 27,5% de la demanda máxima, lo que difiere del criterio habitual que aplicado a este Sistema significaría tener máquinas no mayores a 2,5 MW.

La situación descrita nos motiva a analizar como caso límite el nivel de amortiguamiento del Sistema frente a la salida abrupta de alguna de las unidades de la Central Lago Atravesado, en términos de decidir la eventual instalación de Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC) adicionales a los de subfrecuencia y subtensión, o a limitar los niveles máximos de generación de estas unidades.

6.2.8.3 ANÁLISIS DE PERDIDAS MEDIAS DE ENERGÍA

A partir de los despachos realizados para el período de expansión, se simulan los flujos de carga anuales considerando tres bloques de demanda, resultando las pérdidas medias de energía que se resumen en la siguiente tabla:

TABLA 56: Pérdidas de energía en transmisión SM Aysén

Año	Pérdida Energía (MWh)
2008	2.551
2009	3.265
2010	2.496
2011	2.618
2012	3.342
2013	3.671
2014	4.004
2015	5.857
2016	5.550
2017	5.647
2018	6.193
2019	6.281
2020	6.354
2021	6.389
2022	6.627
2023	6.431

A partir de los mismos flujos de potencia, se simuló flujos de potencia media anual para el período 2009 al 2023, determinándose los factores generalizados de distribución por tramo asociados a la carga (GLDF) por cada año de planificación, contenidos en el Anexo E\SM Aysén\VAN PE Esperado-Informe 3.xlsx: hoja "GLDF_ResAnuales_Final"

Aplicando estos factores a las pérdidas por tramos se obtienen las de pérdidas medias de energía asociadas a las barras por cada año indicadas en el Anexo E\SM Aysén\ VAN PE Esperado- Informe 3.xlsx.xlsx: Hoja "ResumenEner".

6.2.8.4 COMENTARIOS

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, salvo en el año 2017 en que se satura el transformador de la S/E Alto Baguales, de 33/23 kV, de 6.5 MVA, llegando a tener un nivel de utilización de **111%** en el bloque de alta en hidrología media.

Por lo anterior, está la alternativa de mantener por algún tiempo este nivel moderado de sobrecarga o bien realizar un refuerzo en el sistema de transmisión a instalando un nuevo transformador de las mismas características que el existente en paralelo con éste en la S/E Alto Baguales en el año 2017.

Dado que la fecha de este refuerzo excede el período tarifario, el siguiente estudio de expansión que se realice en año 2013 deberá verificar esta situación a la luz de la nueva demanda base y proyectada.

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,

En efecto, dada las conclusiones obtenidas para la situación del año 2010, si la expansión del sistema Aysén se desarrolla con la incorporación de nuevas unidades de generación cuyacapacidad es menor o igual que la unidad de generación de mayor capacidad existente, se puede dar por garantizado que dicho plan de expansión cumplirá con las exigencias de la NT.

6.3 PLAN DE EXPANSIÓN EN INFRAESTRUCTURA

El Plan de Expansión Óptimo en Infraestructura, está dado por los módulos de expansión, ya que éstos incluyen los elementos de infraestructura en el costo de inversión.

Solo se considera como expansión la materialización del centro de control del SM Aysén, el cual permitirá cumplir con las normas de calidad impuestas con la NTdeCyS, según lo indicado en la sección 7.2.4 del presente informe y la renovación de camiones, lanchas y pontones. El costo del plan asciende a MUS\$403,6

6.4 VALORIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

Como se pudo apreciar en las alternativas de expansión de cada sistema mediano, el consultor eligió como plan óptimo a aquel plan de menor costo, resultando las siguientes los siguientes planes para cada sistema como óptimos:

- SM Aysén: Plan con proyectos hidro (MUS\$104.965)
- SM Palena. Plan sin proyecto hidro (MUS\$5.589)
- SM General Carrera: Plan con proyectos hidro (MUS\$14.789)

AEn el Anexo Capítulo 6 del presente informe se presentan los costos anuales fijos, variables y de inversión de cada Plan de Expansión Óptimo.

6.5 RESERVAS CONSIDERADAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

En la siguiente tabla se indican los niveles de reserva de Energía y Potencia utilizados para los planes de expansión óptimos resultantes. Para la proyección de la operación se consideró un despacho de carga con reserva en giro del 22,5% de la capacidad despachada para el SM Aysén y del 10% para los SSMM Palena y General Carrera. Por otro lado se consideró una potencia instalada adaptada, es decir, suficiente para abastecer la demanda máxima más pérdidas y consumos propios¹¹ en condición de aporte de centrales hidroeléctricas con probabilidad de excedencia del 85%, y considerando una reserva fría equivalente a la unidad de mayor tamaño en el período tarifario 2011 al 2014 (5,5%).

En el Anexo Capítulo 6, se encuentran las tablas de balance de potencia de los sistemas medianos.

6.6 RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN

- **SM Aysén**

- Se realizó una sensibilidad para centrales térmicas ubicadas en el período 2011-2014 respecto a su atraso o adelanto ante variaciones de demanda.
- Central térmica 2012: en caso que la demanda de este año aumente un 1% se requiere que esta central ingrese al año 2011, lo que indica que el parque de ese año está en una condición de poca holgura.

En caso que la demanda del año 2012 disminuya un 8% la central se desplaza al 2013

- Central térmica 2014: Si la demanda el año 2013 aumenta un 1%, la central del año 2014 se adelanta un año. El año 2013 ingresa una central hidráulica de 3 MW, lo que indica que dicha central está reemplazando a la central térmica que se adelante ante el crecimiento de la demanda y que el sistema el año 2013 tendría un bajo margen de reserva, que lleva a incorporar una central térmica ante una pequeña variación de demanda.

En caso que la demanda disminuya un 8% la central se desplaza al año 2015.

- Central térmica 2015: si la demanda el año 2014 aumenta un 4%, esta central debe adelantar su puesta en servicio al año 2014.

- **SM Palena**

No existen centrales térmicas o hidráulicas recomendadas en el horizonte.

- **SM General Carrera**

Se realizó una sensibilidad para centrales térmicas ubicadas en el período 2011-2014 respecto a su atraso o adelanto ante variaciones de demanda.

¹¹ Este supuesto de adaptación significa que la Generación despachada es igual a la Demanda más las pérdidas y consumos propios de las centrales.

- i. Central térmica 2012: en caso que la demanda de este año aumente un 1% se requiere que esta central ingrese al año 2011, lo que indica que el parque de ese año está en una condición de poca holgura.

En caso que la demanda del año 2012 disminuya un 8% la central se desplaza al 2013

- ii. Central térmica 2015: Si la demanda el año 2014 aumenta un 8%, la central del año 2014 se adelanta un año.

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:

7.1.1 SISTEMA AYSÉN

TABLA 57: CID SM Aysén

	Generación	Infraestructura	Transmisión
VP I (MUS\$)	25.044	502	0
VR Pte (MUS\$)	9.731	110	0
VP (Ci-C0) (MUS\$)	23.820	11	0
VP (Ei-E0) (GWh)		275	
CID US\$/MWh		144,01	

El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo E\SM Aysén:

- “ResResultadosCoste_Aysen_PEX_Informe 2_Media_V5_CE.xlsx”

Anexo I:

- “Infraestructura.xlsx”

Anexo A\Cap 10:

- “Valorización_Tx_con serv.xlsx”

Costo Incremental de Desarrollo por Barra

Como se discutió en los capítulos precedentes, el escenario de hidrología media es el más representativo del valor esperado del costo de largo plazo del Plan de Expansión, razón por la cual el CID resultante por barra se determinará en el escenario de hidrología media.

Se calcularon los GLDF para cada año de planificación para luego obtener los valores medios para asignar los costos de generación por barra. A continuación se presentan los GLDF resultantes:

TABLA 58: GLDF por barra

Nudo	Tehuelche	Mañihuales	Chacabuco	Aysén	Nirehuao
Tehuelche	57,8%	1,4%	23,5%	17,2%	0,2%
Mañihuales	57,8%	1,4%	23,5%	17,2%	0,2%
Chacabuco	57,8%	1,4%	23,5%	17,2%	0,2%
Aysén	57,8%	1,4%	23,5%	17,2%	0,2%
Nirehuao					100,0%

Aplicando estos factores de prorrata GLDF, se determina el la inversión, el COMA y el incremento de COMA por barra.

A continuación, siempre con los GLDF, se asigna el incremento de energía por barra para finalmente, a partir de las pérdidas medias por barra se calculan los factores de penalización incrementales de pérdidas medias.

Finalmente, con los resultados de la valorización de las inversiones, valor residual, incremento de pérdidas e incremento de demanda de energía, se determinan los siguientes Costos Incrementales de desarrollo por barra, todo lo anterior se ilustra en la siguiente tabla:

TABLA 59: CID por barra

Nudo	CIDj	VAN (Ig)	VAN (Rg)	VAN (Cg-Co)	VAN (Eg-Eo)	FPj
Tehuelche	144,5	14.567	5.657	13.766	159	1,0102
Mañihuales	163,9	448	153	330	4	0,9990
Chacabuco	144,1	5.980	2.303	5.595	64	1,0018
Aysén	144,3	4.406	1.691	4.097	47	1,0000
Nirehuao	303,6	147	37	44	1	0,9987
TOTAL	144,01	25.547	9.841	23.832	275	1,0000

El detalle de los cálculos anteriores se encuentra en el Anexo E\SM Aysén\:

- VAN PE Esperado-Informe3.xlsx

7.1.2 SISTEMA PALENA

TABLA 60: CID SM Palena

VP I (MUS\$)	292
VR Pte (MUS\$)	143
VP (Ci-C0) (MUS\$)	454
VP (Ei-E0) (GWh)	8
CID US\$/MWh	76,6

El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo E\SM Palena:

- “ResResultadosCoste_Palena_CID Sin hidros.xlsx”

7.1.3 SISTEMA GENERAL CARRERA

TABLA 61: CID SM General Carrera

VP I (MUS\$)	3.899
VR Pte (MUS\$)	1.434
VP (Ci-C0) (MUS\$)	3.147
VP (Ei-E0) (GWh)	31
CID US\$/MWh	182,1

El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo E\SM Carrera:

- “ResResultadosCoste_GCarrera_CID con Hidros.xlsx”

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 Aisén, 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

La potencia de las centrales hidráulicas para efectos del dimensionamiento del año base fue en base al factor de planta para una probabilidad de excedencia del 90%.

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 actualidad con un mayor número de unidades respecto de la fecha de inicio de operaciones. A partir del análisis de los antecedentes entregados por la empresa, este Consultor considera que de construirse esta central en la actualidad lo óptimo sería:

- Instalar sólo 2 unidades para entregar la misma potencia, número que está determinado por la necesidad de compatibilizar los caudales mínimos del estiaje con el caudal de diseño de cada unidad.
- La barrera de captación requiere ser 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.
- Reemplazar las actuales 3 aducciones por un túnel que una directamente la bocatoma con la cámara de carga, con una solera revestida en hormigón y bóveda de roca expuesta, salvo donde sea necesario revestirla por motivos de estabilidad.
- Asimismo, el terreno en el cual se construiría una nueva central debiera ser del orden 50% del terreno actual informado por la empresa para esta central.

Parque Térmico

El dimensionamiento del parque térmico se ha realizado en base a unidades de base (2,5 MW) y centrales del punta (1,2 MW), considerando los costos de los módulos para tal efecto así definidos. Se realizó una simulación para el año 2009 con dos parques térmicos, uno que consideraba un conjunto de unidades de 1,2 MW y otro en el cual se reemplazó 2 unidades de 1,2 por una unidad de 2,5 MW.

Esta simulación arrojó que si bien existe un aumento de inversión al incorporar la unidad de 2,5 MW (0,8%), existe un ahorro de costos de operación (0,97%) dado que las unidades más grandes tienen mejores rendimientos, y operan por tanto como centrales de base. Lo anterior da un ahorro neto de 0,13%. Por tal razón en el parque inicialmente diseñado se realizó el reemplazo indicado de centrales.

8.2.2 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 la demanda máxima del año 2009 para Palena y el aporte en hidrología seca de la central Río Azul, se requiere sólo un módulo de 300 kW para responder a las exigencias de demanda y calidad de servicio.

8.2.3 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 300 kW, que permiten disponer de respaldos y flexibilidad para abastecer la demanda.

8.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA

El proyecto de reposición eficiente de infraestructura para los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera, se incluyen dentro de los módulos de expansión, específicamente en los módulos térmicos y eólicos en su etapa 1 y en los módulos hidroeléctricos, los cuales consideran todo lo necesario para que las centrales alberguen a las unidades generadoras y su personal de operación.

Además se considera en este proyecto de reposición eficiente la componente de costos fijos de estructura, que son incorporados por una única vez al principio de la evaluación y que incluyen los costos y gastos del staff.

Para el caso del Sistema Mediano Aysén, el proyecto de reposición eficiente incluye además el centro de control incorporado en el plan de expansión óptimo el año 2011.

8.4 VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

A continuación se presentan los costos de las instalaciones existentes y los del proyecto de reposición eficiente. El detalle se encuentra en el Anexo G.

Sistema Mediano Aysén

TABLA 62: Instalaciones existentes SM Aysén

Nombre	Tipo	Potencia Instalada (kW)	VI (MUS\$)	US\$/kW
Lago Atravesado	Hidro	11.000	13.789	1.254
Puerto Aysén Hidro	Hidro	6.600	28.807	4.365
Alto Baguales	Eólica	1.980	4.754	2.401
Chacabuco	Térmica	2.500	2.652	1.061
Farellones	Térmica	2.800	1.347	481
Puerto Aysén Térmico	Térmica	5.000	2.736	547
Tehuelche	Térmica	10.113	7.587	750
Total Sistema		39.993	61.672	1.542

TABLA 63: Instalaciones de reposición SM Aysén

Nombre	Potencia Instalada (kW)	VI (MUS\$)	US\$/kW
Lago Atravesado	11.000	13.789	1.254
Puerto Aysén Hidro	6.600	21.382	3.240
Alto Baguales	1.980	4.749	2.398
CT1 2500 1	2.500	1.873	749
CT1 2500 2	2.500	1.378	551
CT1 2500 3	2.500	1.378	551
CT2 2500 1	2.500	1.873	749
CT2 2500 2	2.500	1.378	551
CT2 2500 3	2.500	1.378	551
CT3 2500 1	2.500	1.873	749
CT2 1200 1	1.200	974	812
CT2 1200 2	1.200	474	395
CT2 1200 3	1.200	474	395
CT3 1200 1	1.200	974	812
CT3 1200 2	1.200	474	395
CT3 1200 3	1.200	474	395
Total Sistema	44.280	54.895	1.240

Sistema Mediano Palena

TABLA 64: Instalaciones existentes SM Palena

	Tipo	Potencia Instalada (kW)	VI (MUS\$)	US\$/kW
Río Azul	Hidro	1.400	5.716	4.083
Futaleufú	Térmica	448	305	681
Palena	Térmica	180	205	1.140
Puyuhuapi	Térmica	292	309	1.057
Total Sistema		2.320	6.535	2.817

TABLA 65: Instalaciones de reposición SM Palena

Nombre	Potencia Instalada (kW)	VI (MUS\$)	US\$/kW
Río Azul	1.400	5.715	4.083
Modulo 300 Etapa 1	300	519	1.729
Total Sistema	1.700	6.234	3.667

Sistema Mediano Carrera

TABLA 66: Instalaciones existentes SM Carrera

Nombre	Tipo	Potencia Instalada (kW)	VI (MUS\$)	US\$/kW
El Traro Hidro	Hidro	640	2.267	3.541
Chile Chico	Térmica	1.246	932	748
El Traro	Térmica	292	173	592
Total Sistema		2.178	3.372	1.548

TABLA 67: Instalaciones de reposición SM Carrera

Nombre	Potencia Instalada (kW)	VI (MUS\$)	US\$/kW
El Traro Hidro	640	2.267	3.541
Modulo 300	900	833	925
Modulo 300	600	677	1.128
Total Sistema	1.954	3.758	1.923

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:

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

A continuación se indican los costos por sistema mediano:

Resultados CTLP

	CTLPG (MUS\$)	CTLPL (MUS\$)	CTLP _{Infraestr} (MUS\$)	CTLP (MUS\$)
SM Aysén	18.618,9	1.289,7	132,7	20.041,3
SM Palena	1.186,8			1.186,8
SM Carrera	1.855,5			1.855,5

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

A partir de estas agrupaciones se calculo el peso de cada partida en el valor presente de las anualidades de los costos antes mencionados, relacionándolos con los índices que mejor representan su variación en el tiempo. De esta forma se obtuvo la fórmula genérica de indexación del CID y del CTLP, para energía y potencia dada por la siguiente expresión:

$$Coef_1 \times \frac{IMO_t}{IMO_0} + Coef_2 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_3 \times \frac{PPD_t}{PPD_0} + Coef_4 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \times \frac{1 + TAX_t}{1 + TAX_0} \times \frac{DOL_t}{DOL_0}$$

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.
- IMO₀** : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de enero de 2009 (120,66).
- 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.
- IPC₀** : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de febrero de 2009 (100,05).
- PPD_t** : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/litro.
- PPD₀** : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del período julio de 2008 – diciembre de 2008 (497,77 \$/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.
- PPI₀** : U.S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics - U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de junio de 2008 (200,5).
- 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 diciembre de 2008 (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 2008 (642,39 \$/US\$).

El detalle de los cálculos se encuentra en el Anexo H.

9.1 COEFICIENTE DE INDEXACIÓN SM AYSÉN

TABLA 68: Coeficientes Aysén

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CTLP Ene	CTLP Pot
-------	--------	---------	---------	----------	----------

Coef₁	IMO	11,3%	42,2%	22,8%	31,3%
Coef₂	IPC	1,4%	12,2%	4,6%	24,9%
Coef₃	PPD	80,8%	0,0%	67,3%	0,0%
Coef₄	Imp	6,5%	45,6%	5,3%	43,8%

9.2 COEFICIENTE DE INDEXACIÓN SM PALENA

TABLA 69: Coeficientes Palena

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CTLP Ene	CTLP Pot
Coef₁	IMO	79,1%	40,4%	85,7%	63,6%
Coef₂	IPC	1,6%	17,2%	1,1%	20,3%
Coef₃	PPD	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%
Coef₄	Imp	19,3%	42,4%	13,0%	16,1%

9.3 COEFICIENTE DE INDEXACIÓN CID SM CARRERA

TABLA 70: Coeficientes General Carrera

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CTLP Ene	CTLP Pot
Coef₁	IMO	33,3%	35,7%	13,0%	32,2%
Coef₂	IPC	4,1%	28,6%	0,9%	26,6%
Coef₃	PPD	53,8%	0,0%	75,8%	0,0%
Coef₄	Imp	8,8%	35,7%	10,3%	41,2%

10 ANEXO CAPÍTULO 4: TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

1. Características de los sistemas

FIGURA Nº 2: Diagrama Simplificado Sistema Aysén¹²

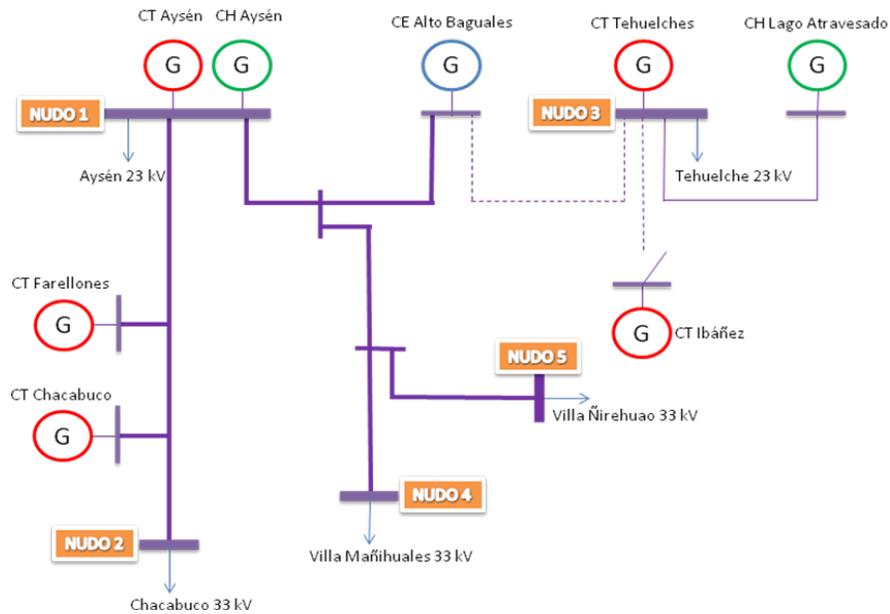
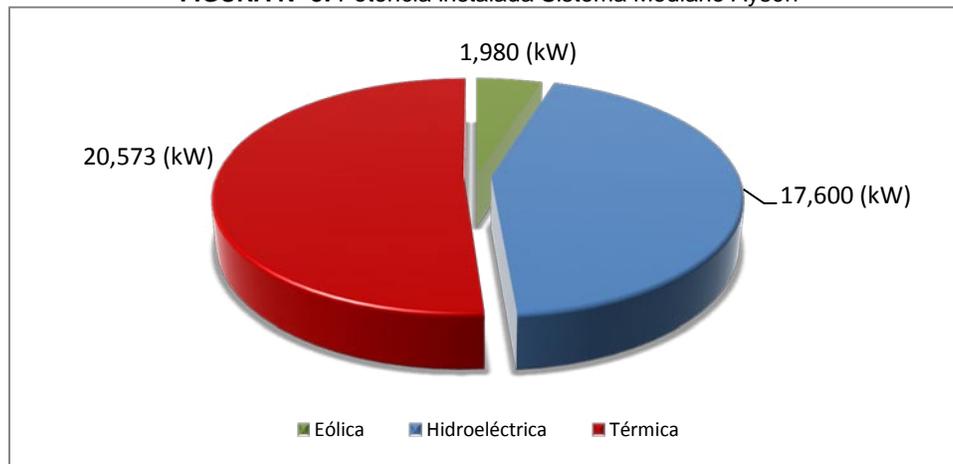


FIGURA Nº 3: Potencia instalada Sistema Mediano Aysén



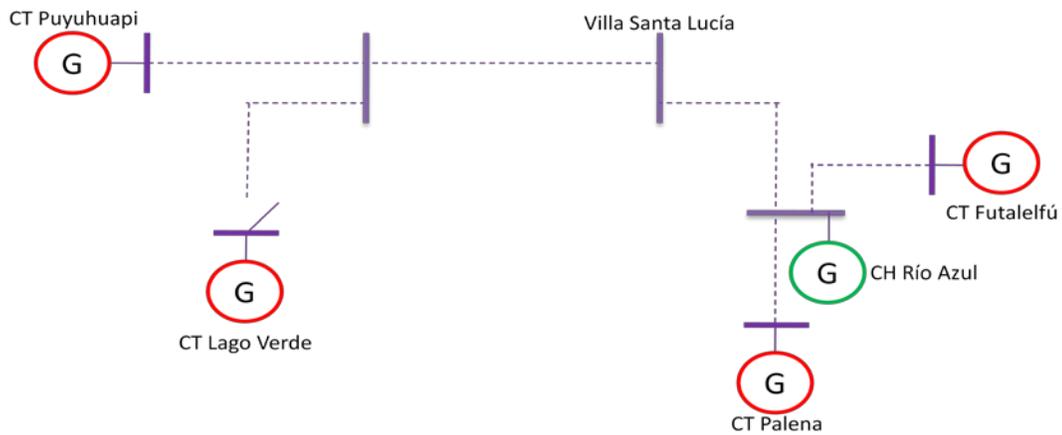
Con el objeto de visualizar las características geográficas de las instalaciones, a continuación se entrega un mapa geográfico de las centrales indicadas en las figuras del punto anterior, así como las líneas de transmisión (rojo) y las de distribución (amarillo).

¹² La Central Térmica Ibáñez no opera sincronizada a la red, su función es operar de respaldo ante contingencias en la línea de distribución. El detalle de las unidades generadoras se encuentra en el Anexo Cap4.

2. FIGURA Nº 4: Plano geográfico Sistema Aysén



FIGURA Nº 5: Diagrama Simplificado Sistema Palena¹³



Con el objeto de visualizar las características geográficas de las instalaciones, a continuación se entrega un mapa geográfico de las centrales indicadas en las figuras del punto anterior, así como líneas de distribución (amarillo).

¹³ La Central Térmica Lago Verde no opera sincronizada a la red. El detalle de las Instalaciones se encuentra en el Anexo Cap4.

FIGURA N° 6: Plano geográfica Sistema Palena



La potencia instalada en el sistema mediano de Palena y su proporción entre tecnologías se entrega en la siguiente figura:

FIGURA N° 7: Potencia instalada Sistema Mediano Palena

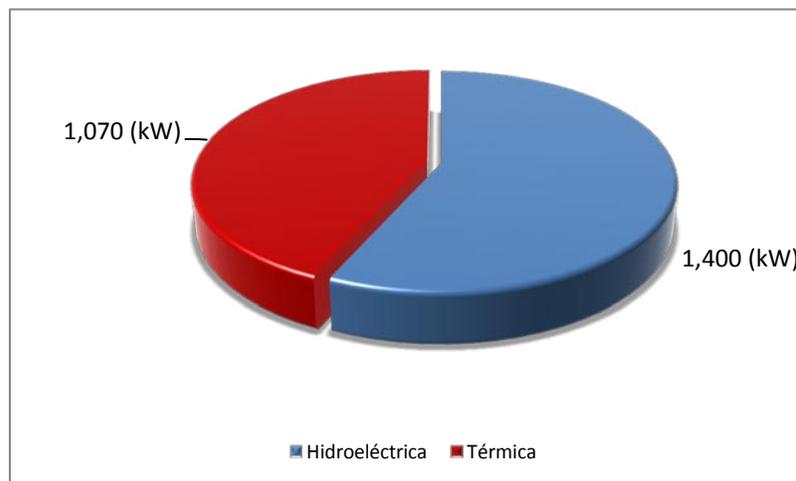
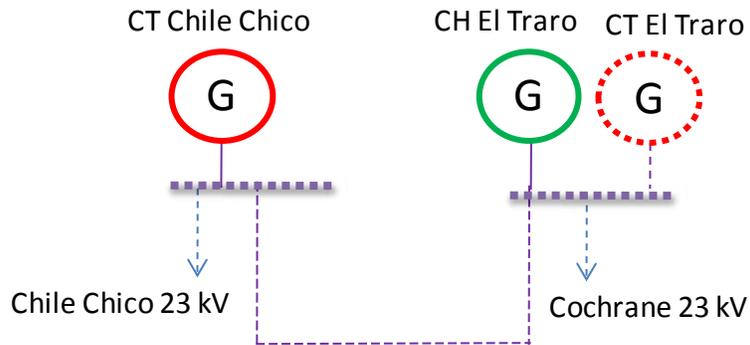


FIGURA Nº 8: Diagrama Simplificado Sistema General Carrera



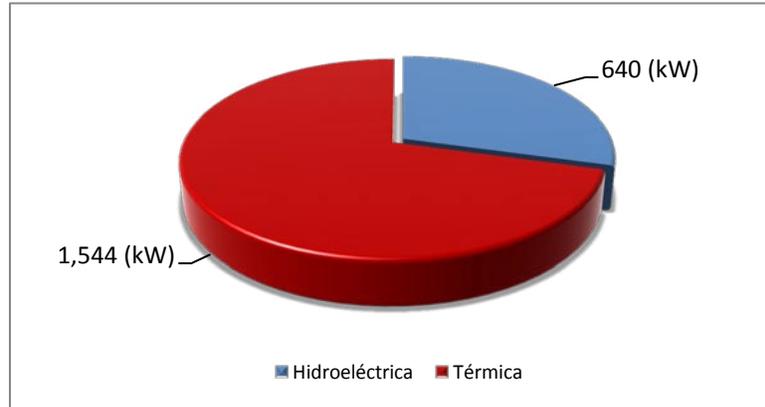
Con el objeto de visualizar la las características geográficas de las instalaciones, a continuación se entrega un mapa geográfico de las centrales indicadas en las figuras del punto anterior, así líneas de distribución (amarillo).

FIGURA Nº 9: Plano geográfico Sistema General Carrera



La potencia instalada en el sistema mediano de Carrera y su proporción entre tecnologías se entrega en la siguiente figura:

FIGURA N° 10: Potencia instalada Sistema Mediano General Carrera



3. Detalle Instalaciones Existentes al 31/12/2008

TABLA 71: Centrales Sistema Aysén

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
Tehuelche	Unidad 1	Edelaysen S.A.	45°37'29" S/ 72°06'01"O	Térmica Diesel	1,915
Tehuelche	Unidad 2	Edelaysen S.A.	45°37'29" S/ 72°06'01"O	Térmica Diesel	1,915
Tehuelche	Unidad 3	Edelaysen S.A.	45°37'29" S/ 72°06'01"O	Térmica Diesel	2,350
Tehuelche	Unidad 4	Edelaysen S.A.	45°37'29" S/ 72°06'01"O	Térmica Diesel	0,708
Tehuelche	Unidad 5	Edelaysen S.A.	45°37'29" S/ 72°06'01"O	Térmica Diesel	1,825
Tehuelche	Unidad 6	Edelaysen S.A.	45°37'29" S/ 72°06'01"O	Térmica Diesel	1,400
Central Térmica Aysén	Unidad 7	Edelaysen S.A.	45°22'32" S/ 72°42'41"O	Térmica Diesel	1,200
Central Térmica Aysén	Unidad 8	Edelaysen S.A.	45°22'32" S/ 72°42'41"O	Térmica Diesel	1,200
Central Térmica Aysén	Unidad 9	Edelaysen S.A.	45°22'30" S/ 72°42'34"O	Térmica Diesel	1,200
Central Térmica Aysén	Unidad 10	Edelaysen S.A.	45°22'32" S/ 72°42'41"O	Térmica Diesel	1,400
Farellones	Unidad 11	Edelaysen S.A.	45°25'34" S/ 72°41'36"O	Térmica Diesel	1,400
Farellones	Unidad 12	Edelaysen S.A.	45°25'34" S/ 72°41'36"O	Térmica Diesel	1,400
Chacabuco	Unidad 13	Edelaysen S.A.	45°25'59" S/ 72°44'57"O	Térmica Diesel	2,500
Ibáñez	Unidad 23	Edelaysen S.A.	46°17'39" S/ 71°56'07"O	Térmica Diesel	0,160
Alto Baguales	Unidad 14	Edelaysen S.A.	45°37'31" S/ 72°05'56"O	Eólica	0,660
Alto Baguales	Unidad 15	Edelaysen S.A.	45°37'31" S/ 72°05'56"O	Eólica	0,660
Alto Baguales	Unidad 16	Edelaysen S.A.	45°37'31" S/ 72°05'56"O	Eólica	0,660
Central Hidroeléctrica Lago Atravesado	Unidad 17	Edelaysen S.A.	45°45'17" S/ 72°17'21"O	Hidroeléctrica	5,500
Central Hidroeléctrica Lago Atravesado	Unidad 18	Edelaysen S.A.	45°45'17" S/ 72°17'21"O	Hidroeléctrica	5,500
Central Hidroeléctrica Aysén	Unidad 20	Edelaysen S.A.	45°22'32" S/ 72°42'35"O	Hidroeléctrica	3,000
Central Hidroeléctrica Aysén	Unidad 21	Edelaysen S.A.	45°22'32" S/ 72°42'36"O	Hidroeléctrica	0,900
Central Hidroeléctrica Aysén	Unidad 22	Edelaysen S.A.	45°22'31" S/ 72°42'36"O	Hidroeléctrica	2,700

TABLA 72: Detalle de líneas Sistema Aysén

Tramo	Longitud [Km]	Tensión [kV]
Alto Baguales - Villa Ortega	45,15	33

Tramo	Longitud [Km]	Tensión [kV]
Alto Baguales - Villa Ortega	45,15	33
Chacabuco Puerto Aysen	31,5	33
Chacabuco - E2	6,662	33
E1 - E2	4,709	33
E2 - Puerto Aysen	13,216	33
Farellones - E1	6,913	33
Coyhaique Puerto Aysen	95,623	33
Puerto Aysen - Alto Baguales	85,127	33
S/E Baguales - Alto Baguales	2,455	33
S/E Baguales – Coyhaique	8,041	33
Lago Atravesado Tehuelche	43,174	23
Lago Atravesado - Tehuelche 1	21,587	23
Lago Atravesado - Tehuelche 2	21,587	23
Villa Ortega Mañiguales	55,3	33
Villa Ortega – Mañiguales	55,3	33
Villa Ortega Ñireguao	32,042	33
Villa Ortega – Ñireguao	32,042	33
Total general	302,789	33

TABLA 73: Centrales Sistema Palena

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
Río Azul	Unidad 1	Edelaysen S.A.	43°29'15"S / 72°06'34" O	Hidroeléctrica	0,350
Río Azul	Unidad 2	Edelaysen S.A.	43°29'15"S / 72°06'34" O	Hidroeléctrica	0,350
Río Azul	Unidad 3	Edelaysen S.A.	43°29'15"S / 72°06'34" O	Hidroeléctrica	0,350
Río Azul	Unidad 4	Edelaysen S.A.	43°29'15"S / 72°06'34" O	Hidroeléctrica	0,350
Futaleufú	Unidad 5	Edelaysen S.A.	43°10'58"S / 71°51'58" O	Térmica Diesel	0,192
Futaleufú	Unidad 6	Edelaysen S.A.	43°10'58"S / 71°51'58" O	Térmica Diesel	0,256
Palena	Unidad 7	Edelaysen S.A.	43°37'01"S / 71°48'31" O	Térmica Diesel	0,180
Puyuhuapi	Unidad 9	Edelaysen S.A.	44°19'09"S / 72°33'32" O	Térmica Diesel	0,292
Lago Verde	Unidad 10	Edelaysen S.A.	44°14'25"S / 71°50'49" O	Térmica Diesel	0,150

TABLA 74: Centrales Sistema General Carrera

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
Chile Chico	Unidad 1	Edelaysen S.A.	46°32'51''/S 71°41' O	Térmica Diesel	0,282
Chile Chico	Unidad 2	Edelaysen S.A.	46°32'51''/S 71°41' O	Térmica Diesel	0,282
Chile Chico	Unidad 3	Edelaysen S.A.	46°32'51''/S 71°41' O	Térmica Diesel	0,400
Chile Chico	Unidad 4	Edelaysen S.A.	46°32'51''/S 71°41' O	Térmica Diesel	0,288
Cochrane	Térmica 1	Edelaysen S.A.	47° 45'/S 71° 50' y 73° 45' O	Térmica Diesel	0,292
Cochrane	El Traro 1	Edelaysen S.A.	47° 45'/S 71° 50' y 73° 45' O	Hidro	0,320

Cochrane	El Traro 2	Edelaysen S.A.	47° 45' S 71° 50' y 73° 45' O	Hidro	0,320
----------	------------	----------------	-------------------------------	-------	-------

4. Detalle Valorización terrenos por central

TABLA 75: Costos de terrenos

Sistema	Central	Precio Unitario (UF/m ²)	Precio Unitario (\$/m ²)	Superficie real (m ²)	Costo Total (US\$)
Palena	CT Futaleufú	0,259	5.556	1.369	11,715
Palena	CH Río Azul	0,044	944	316.400	459,949
Palena	CT Palena	0,259	5.556	2.400	20,537
Palena	CT Lago Verde	0,259	5.556	120	1,027
Palena	CT Puyuhuapi	0,068	1.459	15.000	33,699
Aysén	CH Aysén	0,053	1.137	5.484.960	9,604,392
Aysén	CT Aysén	0,053	1.137	5.540	9,701
Aysén	CT Chacabuco	0,295	6.329	40.000	389,855
Aysén	CE Alto Bagueles	0,041	880	70.000	94,821
Aysén	CT Tehuelche	0,260	5.578	20.000	171,800
Aysén	CH Lago Atravesado	0,053	1.137	188.000	329,196
Aysén	CT Pto Ibáñez	0,024	515	60	48
Carrera	CT Chile Chico	0,024	515	800	634
Carrera	CH El Traro	0,053	1.137	36.000	63,037
Carrera	CT El Traro	0,053	1.137	0	-

5. Detalle Valorización Centrales por Sistema

TABLA 76: Valor de Inversión Centrales Térmicas

Central	Elementos Menores (MUS\$)	Obras Civiles (MUS\$)	Obras Eléctricas (MUS\$)	Terreno (MUS\$)	Otros (MUS\$)	Total (MUS\$)	Promedio (US\$/kW)
Sistema Aysén	59	3,693	9,847	668	130	14,398	700
Chacabuco	6	618	1,573	456		2,652	1,061
Farellones	6	80	1,196		65	1,347	481
Puerto Aysén Térmico	6	855	1,832	11	33	2,736	547
Puerto Ibáñez	5	6	64			75	468
Tehuelche	37	2,134	5,183	201	33	7,587	750
Sistema Palena	30	354	461	77	28	950	888
Futaleufú	7	117	168	14		305	681
Lago Verde	5	49	49		28	131	876
Palena	13	74	94	24		205	1,140
Puyuhuapi	6	113	150	39		309	1,057
Sistema General Carrera		296	808	1		1,105	716
Chile Chico		231	700	1		932	748
El Traro		65	108	0		173	593
Total SSMM Edelaysen	89	4,343	11,117	746	158	16,453	710

TABLA 77: Valorización Centrales Hidráulicas

Central	Equipo Hidromec. (MUS\$)	Equipos Generación (MUS\$)	Gastos Legales y Ambient. (MUS\$)	Terrenos (MUS\$)	Obras Civiles (MUS\$)	Obras Eléctricas (MUS\$)	Total general (MUS\$)	Prom US\$/kW
Sistema Aysén	1,864.3	6,241.2	1,852.1	11,582.3	20,155.1	901.1	42,596.1	2420
Lago Atravesado	1,095.3	3,777.4	1,100.4	383.8	6,907.4	524.3	13,788.6	1.254
Puerto Aysén Hidro	769.1	2,463.8	751.7	11,198.4	13,247.7	376.8	28,807.5	4.365
Palena	167.6	536.7	279.3	536.3	3,999.1	196.9	5,715.9	4.083
Río Azul	167.6	536.7	279.3	536.3	3,999.1	196.9	5,715.9	4.083
General								
Carrera	150.5	258.3	227.7	73.5	1,425.9	130.6	2,266.5	3.541
El Traro Hidro	150.5	258.3	227.7	73.5	1,425.9	130.6	2,266.5	3.541
Total SSMM Edelayesen	2,182.4	7,036.3	2,359.0	12,192.1	25,580.2	1,228.6	50,578.5	2.575

TABLA 78: Valorización centrales eólicas

Sistema	Central	Obras Civiles (MUS\$)	Obras Eléctricas (MUS\$)	Terreno (MUS\$)	Total general (MUS\$)	Promedio US\$/kW
Aysén	Alto Baguales	51	4,592	111	4,754	2.401

Las figuras siguientes ilustran la participación de cada tecnología en el VI de cada uno de los Sistemas Medianos:

FIGURA N° 11: VI Sistema Mediano Aysén

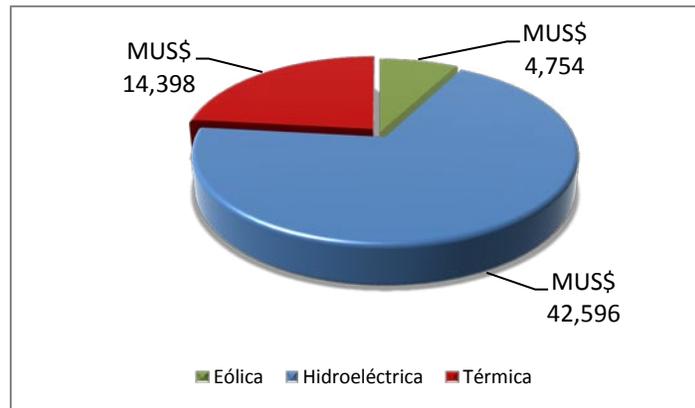


FIGURA N° 12: VI Sistema Mediano Palena

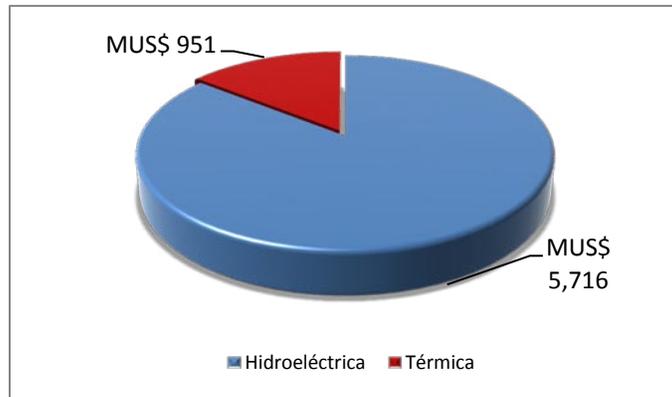
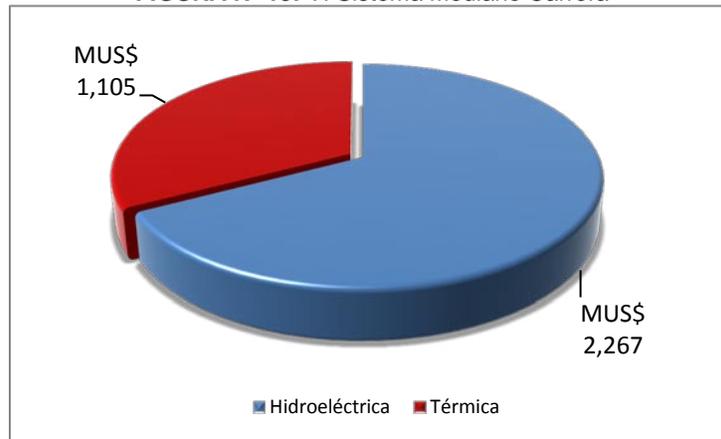


FIGURA N° 13: VI Sistema Mediano Carrera



11 ANEXO CAPÍTULO 6: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

1. Diseño sistema SCADA

El diseño del Centro de Control se puede apreciar en el ANEXO Capítulo 6 del presente informe. está hecho de tal forma de supervisar la siguiente data:

TABLA 79: Data de equipos de medida de centrales

Térmico	Hidráulico	Eólico
Potencia Activa	Potencia Activa	Potencia Activa
Potencia Reactiva	Potencia Reactiva	Velocidad del Viento
Factor de Potencia	Factor de Potencia	
Voltaje AVG (V) Gx	Voltaje AVG (V) Gx	
Corriente AVG (A) Gx	Corriente AVG (A) Gx	
	Nivel Bocatoma	
	Nivel C. Carga, pique	
	Altura C. Aducción	

TABLA 80: Data de equipos de medida de alimentadores

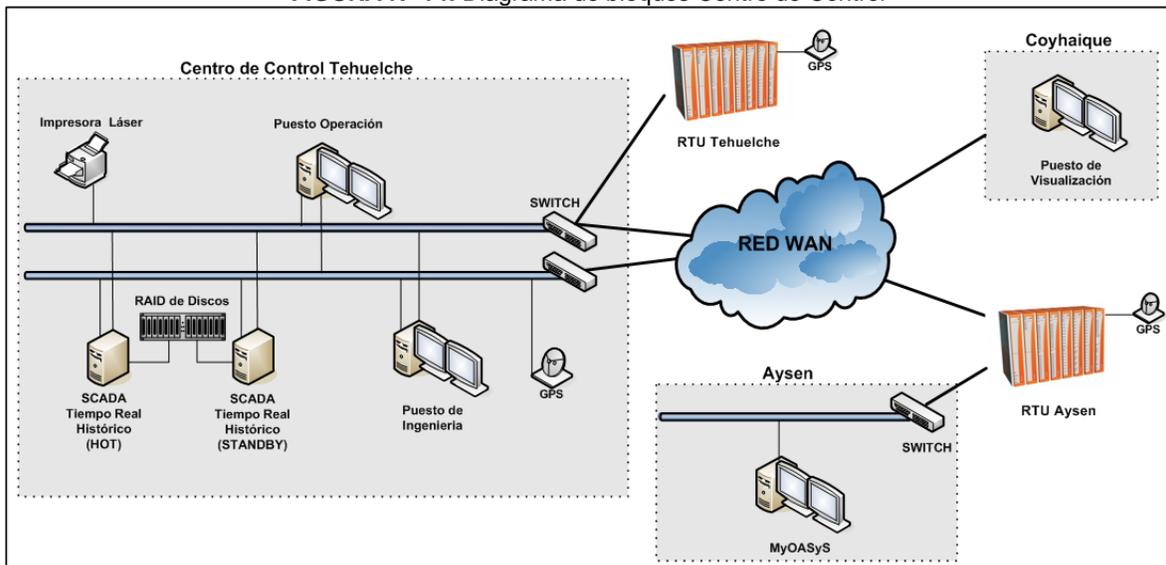
Alimentadores
Potencia Activa
Potencia Reactiva
Corriente AVG (A) Gx.

TABLA 81: Data de equipos de medida de grupos

Térmico	Hidráulico	Eólico
T° Agua Cto .Frio y Caliente (Sólo MAN)	T° descansos	Velocidad del Viento
T° Agua	Presión aceite	
Presión aceite	% apertura álabes	
Presión cto. Refrigeracion		
Presión aire Turbo		
Presión Combustible		
T° Cilindros		
T° Gases Escape		
Entrada aire admisión (Sólo MAN y 3608)		

La arquitectura del sistema se diagrama en la siguiente figura:

FIGURA Nº 14: Diagrama de bloques Centro de Control



2. Valorización de los planes de expansión

Detalle de Costos de Inversión:

TABLA 82: Inversiones plan de inversión

Año	SM Aysén (MUS\$)		SM Palena (MUS\$)		SM Carrera (MUS\$)	
	Hidro	Termo	Hidro	Termo	Hidro	Termo
2009	1.378	0	0	0	0	0
2010	1.378	0	0	0	0	521
2011	0	0	0	0	0	0
2012	1.378	0	0	0	0	156

2013	0	8.793	0	0	2.256	0
2014	1.378	0	0	0	0	0
2015	1.873	10.569	0	0	0	156
2016	0	0	0	0	2.256	0
2017	1.378	10.569	0	519	0	0
2018	0	0	0	0	0	521
2019	1.378	0	0	0	0	0
2020	1.378	0	0	0	0	156
2021	0	0	0	156	0	156
2022	1.873	0	0	0	0	680
2023	1.378	0	0	0	0	0
Valor residual	40.651		598		5.992	

Detalle de Costos de Operación, mantenimiento y operación, fijos y variables

Los costos calculados para el Plan de Expansión N°1, el cual fue el elegido por el consultor son los siguientes:

TABLA 83: COMA Plan de expansión

Año	SM Aysén		SM Palena		SM Carrera	
	CVC y CVNC (MUS\$)	Costo Fijo (MUS\$)	CVC y CVNC (MUS\$)	Costo Fijo (MUS\$)	CVC y CVNC (MUS\$)	Costo Fijo (MUS\$)
2009	5.131	2.441	85	499	940	256
2010	6.036	2.450	85	499	1.001	339
2011	7.358	2.450	88	499	1.179	339
2012	8.597	2.459	98	499	1.303	340
2013	7.861	2.669	116	499	820	439
2014	9.098	2.678	142	499	987	439
2015	7.731	2.999	165	499	1.135	440
2016	8.984	2.999	194	499	698	539
2017	7.681	3.218	208	499	862	539
2018	8.914	3.218	229	570	1.037	622
2019	10.162	3.227	278	570	1.270	622
2020	11.438	3.237	279	570	1.507	623
2021	12.755	3.237	299	570	1.777	624
2022	14.078	3.348	330	571	2.060	708
2023	15.405	3.357	364	571	2.407	708

Costos Infraestructura SM Aysén

TABLA 84: Expansión infraestructura SM Aysén

Año	VI	COMA
2009	0	0,0
2010	0	1,6
2011	371	1,6
2012	0	1,6
2013	0	1,6
2014	0	1,6
2015	0	1,6
2016	0	1,6

2017	0	1,6
2018	0	1,6
2019	200	1,6
2020	0	1,6
2021	371	1,6
2022	0	1,6
2023	0	1,6

El detalle de la valorización se encuentra en el Anexo E:

- “ResResultadosCoste_Aysen_PEX_Informe 2_Media_V5_CE.xlsx”
- “ResResultadosCoste_Palena_CID Sin hidros.xlsx”
- “ResResultadosCoste_GCarrera_CID con Hidros.xlsx”

Anexo I:

- “Infraestructura.xlsx”
- 3. Balance de potencia de los planes de expansión de los sistemas medianos**

TABLA 85: Balance de potencia SM Aysén

Año	Demanda Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad de Suficiencia RP (MW)	Reserva en Giro (MW)	Reserva en Frío (MW)	Reserva Total (MW)	Porcentaje Reserva
2009	20,35	39,99	26,13	5,78	13,86	19,64	97%
2010	19,70	42,49	26,11	6,41	16,39	22,79	116%
2011	20,66	44,99	28,58	7,92	16,41	24,33	118%
2012	21,96	44,99	28,58	6,62	16,41	23,03	105%
2013	23,26	47,49	31,06	7,80	16,44	24,24	104%
2014	24,55	50,49	31,67	7,11	18,83	25,94	106%
2015	25,85	52,99	34,14	8,29	18,85	27,14	105%
2016	27,15	59,49	37,43	10,28	22,06	32,34	119%
2017	28,45	59,49	37,43	8,99	22,06	31,05	109%
2018	29,74	65,99	40,72	10,98	25,27	36,25	122%
2019	31,04	65,99	40,72	9,68	25,27	34,95	113%
2020	32,34	68,49	43,20	10,86	25,30	36,16	112%
2021	33,63	70,99	45,67	12,04	25,32	37,36	111%
2022	34,93	70,99	45,67	10,74	25,32	36,06	103%
2023	36,23	73,49	48,15	11,92	25,35	37,26	103%

El detalle del balance indicado se encuentra en el Anexo E:

- “ResResultadosCoste_Aysen_PEX_Informe 2_Media_V5_CE.xlsx”

TABLA 86: Balance de potencia Sistema Palena

Año	Demanda Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad de Suficiencia RP (MW)	Reserva en Giro (MW)	Reserva en Frío (MW)	Reserva Total (MW)	Porcentaje Reserva
2009	1,12	2,36	1,92	0,80	0,44	1,24	111%
2010	1,17	2,36	1,92	0,75	0,44	1,19	102%
2011	1,20	2,36	1,92	0,72	0,44	1,16	97%
2012	1,28	2,36	1,92	0,64	0,44	1,08	84%
2013	1,37	2,36	1,92	0,54	0,44	0,98	72%
2014	1,48	2,36	1,92	0,43	0,44	0,87	59%

2015	1,58	2,36	1,92	0,34	0,44	0,78	49%
2016	1,66	2,36	1,92	0,25	0,44	0,70	42%
2017	1,73	2,66	2,21	0,48	0,45	0,93	53%
2018	1,79	2,66	2,21	0,42	0,45	0,87	49%
2019	1,84	2,66	2,21	0,37	0,45	0,81	44%
2020	1,90	2,66	2,21	0,31	0,45	0,76	40%
2021	1,95	2,96	2,51	0,55	0,45	1,00	51%
2022	2,01	2,96	2,51	0,50	0,45	0,95	47%
2023	2,07	2,96	2,51	0,44	0,45	0,89	43%

El detalle del balance indicado se encuentra en el Anexo E:

- “ResResultadosCoste_Palena_CID Sin hidros.xlsx”

TABLA 87: Balance de potencia Sistema General Carrera

Año	Demanda Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad de Suficiencia RP (MW)	Reserva en Giro (MW)	Reserva en Frío (MW)	Reserva Total (MW)	Porcentaje Reserva
2009	1,41	2,18	1,66	0,25	0,53	0,77	55%
2010	1,59	2,48	1,95	0,36	0,53	0,89	56%
2011	1,72	2,48	1,95	0,24	0,53	0,77	45%
2012	1,85	3,03	2,42	0,57	0,61	1,18	64%
2013	2,00	3,53	2,77	0,77	0,77	1,53	77%
2014	2,16	3,53	2,77	0,61	0,77	1,38	64%
2015	2,32	3,83	3,07	0,74	0,77	1,51	65%
2016	2,50	4,33	3,41	0,91	0,92	1,83	73%
2017	2,69	4,33	3,41	0,72	0,92	1,64	61%
2018	2,90	4,63	3,71	0,81	0,93	1,74	60%
2019	3,12	4,63	3,71	0,59	0,93	1,52	49%
2020	3,35	4,93	4,00	0,65	0,93	1,58	47%
2021	3,60	5,23	4,30	0,70	0,93	1,63	45%
2022	3,87	5,83	4,89	1,02	0,94	1,96	51%
2023	4,16	5,83	4,89	0,74	0,94	1,68	40%

El detalle del balance indicado se encuentra en el Anexo E:

- “ResResultadosCoste_GCarrera_CID con Hidros.xlsx”

12 ANEXO CAPÍTULO 8: CTLP

1. Desagregación costos CTLP Aysén

TABLA 88: Cálculo CTLP Aysén

Año	AVI Plan de Reposición Eficiente (MUS\$)	AVI Inversión Termo (MUS\$)	AVI Inversión Hidro (MUS\$)	AVI Inversión Eólico (MUS\$)	AVIGt (MUS\$)	Costos Variables O&M (MUS\$)	Costos Fijos (MUS\$)	COMAGt (MUS\$)
-----	--	-----------------------------	-----------------------------	------------------------------	---------------	------------------------------	----------------------	----------------

2011	4.104,7	195,7	0,0	0,0	4.300,4	8.733,6	2.553,3	11.286,9
2012	4.104,7	195,7	0,0	0,0	4.300,4	10.033,8	2.553,3	12.587,1
2013	4.104,7	341,2	818,9	0,0	5.264,8	10.458,3	2.778,2	13.236,5
2014	4.104,7	341,2	818,9	0,0	5.264,8	11.741,2	2.778,2	14.519,4

2. Desagregación costos CTLP Palena

TABLA 89: Cálculo CTLPL Aysén

Año	VI L (MUS\$)	AVIL (MUS\$)	COMAL (MUS)	AVIL+COMAL (MUS\$)
2011	7.812,20	833,50	355,46	1.188,96
2012	7.812,20	833,50	355,46	1.188,96
2013	7.812,20	833,50	355,46	1.188,96
2014	7.812,20	833,50	355,46	1.188,96

3. Desagregación CTLP General Carrera

TABLA 90: Cálculo CTLP Carrera

Año	AVI Plan de Reposición Eficiente (MUS\$)	AVI Inversión Termo (MUS\$)	AVI Inversión Hidro (MUS\$)	AVIGt (MUS\$)	Costos Variables O&M (MUS\$)	Costos Fijos (MUS\$)	COMAGt (MUS\$)
2011	367,9	32,3	0,0	400,2	1.026,9	271,9	1.298,8
2012	367,9	32,3	0,0	400,2	1.180,4	271,9	1.452,3
2013	367,9	32,3	220,2	620,4	752,8	271,9	1.024,7
2014	367,9	32,3	220,2	620,4	892,6	271,9	1.164,5