



ESTUDIO DE TARIFICACIÓN DEL SISTEMA MEDIANO DE HORNOPIRÉN

SOCIEDAD AUSTRAL DE
GENERACIÓN Y ENERGÍA
CHILE S.A.

EMPRESA ELÉCTRICA
CUCHILDEO S.A.

INFORME FINAL

SANTIAGO, 31 DE MARZO DE 2010

CONTENIDO

1	Resumen Ejecutivo	5
1.1	Valorización de instalaciones	5
1.2	Proyección de Demanda de Energía y Potencia	5
1.3	Estructura de Personal y Gastos Fijos Anuales de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización al 31/12/2008	6
1.4	Plan de expansión óptimo	6
1.5	Valorización del plan de expansión óptimo	7
1.6	Costo incremental de desarrollo.....	7
1.7	Rango de validez del plan de expansión óptimo.....	7
1.8	Valorización del proyecto de reposición eficiente	7
1.9	Costo Total de Largo Plazo	8
1.10	Fórmulas de indexación	8
1.11	Conclusiones	9
2	Introducción.....	10
2.1	Objetivos y Alcances del Informe Final	10
2.2	Normativa aplicable	11
2.3	Metodología	11
2.4	Organización del informe	14
3	Identificación y Caracterización de las Instalaciones	14
3.1	Plano y topología del sistema	14
3.1.1	Central Térmica Hornopirén	15
3.1.2	Central Cuchildeo	16
3.2	Infraestructura	17
3.2.1	Hornopirén.....	17
3.2.2	Cuchildeo.....	17
4	Valorización de las Instalaciones	18
4.1	Precios Unitarios	18
4.1.1	Costos Unitarios Instalaciones Térmicas	18
4.1.2	Precios Centrales Térmicas	18
4.1.3	Recomendación Precios CNE.....	19
4.2	Recargos	19
4.2.1	Costos Unitarios Instalaciones Hidráulicas	20
4.3	Valorización de Terrenos	21
4.4	Valorización de Unidades Generadoras.....	21
5	Estructura de Personal y Gastos Fijos Anuales de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización Al 31/12/2008.....	21
5.1	SAGESA.....	21

5.1.1	Análisis Información de la Empresa	21
5.1.2	Análisis del Consultor	30
5.1.3	Resumen	31
5.1.4	Costos Variables de Operación y Falla	32
5.2	CUCHILDEO S.A.....	33
5.2.1	Estructura Organizacional	33
5.2.2	Costos Fijos de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización	33
5.2.3	Análisis del Consultor	35
5.2.4	Resumen	36
5.3	Costos Variables de Operación.....	37
6	Proyección de la Demanda	37
6.1	Análisis Histórico	37
6.2	Encuestas a Clientes Importantes.....	38
6.3	Factores Económicos Relevantes.....	38
6.4	Estudio de Proyección de Demanda	38
6.5	Estudio de Proyección de demanda encargado por SAGESA	40
7	Plan de Expansión Óptimo.....	40
7.1	Metodología general.....	40
7.1.1	Marco conceptual de la tarificación	40
7.1.2	Criterios y supuestos generales	41
7.2	Plan de expansión en generación	42
7.2.1	Análisis hidrológico: aporte de energía y potencia de Cuchildeo	42
7.2.2	Reserva óptima de generación	43
7.2.3	Módulos de expansión de generación.....	44
7.2.4	Costos de operación, mantenimiento y administración.....	46
7.2.5	Planificación económica de la operación del sistema de generación	48
7.2.6	Alternativas de Expansión	50
7.3	Plan de expansión en transmisión	51
7.4	Plan de expansión en infraestructura.....	51
7.5	Valorización del plan de expansión óptimo	51
8	Determinación del Costo Incremental de Desarrollo	54
8.1	Metodología	54
8.2	Resultados.....	54
8.3	Rango de validez del plan de expansión	54
9	Determinación del Costo Total de Largo Plazo y del Proyecto de Reposición Eficiente	55
9.1	Metodología general.....	55
9.2	Proyecto de reposición eficiente para generación	55
9.3	Proyecto de reposición eficiente para infraestructura	58
9.4	Valorización del proyecto de reposición eficiente	58

9.5	Determinación del Costo Total de Largo Plazo.....	59
10	Fórmulas de Indexación.....	61
10.1	Generación Termoeléctrica	62
10.2	Generación Hidroeléctrica.....	62
10.3	Total SM Hornopirén	63

1 RESUMEN EJECUTIVO

Según lo establecido en las Bases Técnicas Definitivas, el Informe Final que se entregue a la Comisión 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. En especial, este informe debe entregar 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 resumen los principales resultados obtenidos en el estudio:

1.1 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES

TABLA 1: Resumen de valorización de centrales

Central	Tecnología	Potencia (kW)	VI (MUS\$)	Costo Unitario (US\$/kW)
Cuchildeo	Hidráulica	765	4.906	6.413
Hornopirén	Térmica	2.825	1.547	547

1.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA

TABLA 2: Proyección de Energía y Demanda Máxima

Año	Energía (kWh)	Demanda Máxima (kW-mes)
2009	8.398.771	1.704
2010	8.466.902	1.886
2011	8.747.819	1.949
2012	9.679.441	2.156
2013	10.989.539	2.448
2014	12.846.378	2.862
2015	14.878.272	3.314
2016	16.995.654	3.786
2017	19.080.495	4.251
2018	20.995.244	4.677
2019	23.152.002	5.158
2020	25.581.358	5.699
2021	28.317.767	6.308
2022	31.400.037	6.995
2023	34.871.884	7.768

1.3 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN AL 31/12/2008

Central Térmica Hornopirén

TABLA 3: Costos fijos informados CT Hornopirén

Partida de Costo	Costos Informados M\$/año	Costos Modelados M\$/año
Costos Directos	93.972	47.990
Costos Indirectos	53.348	99.907
TOTAL	147.321	147.898

Central Hidroeléctrica Cuchildeo

TABLA 4: Costos fijos informados Cuchildeo

Partida de Costo	Costos Informados M\$/año	Costos Modelados M\$/año
Costos Directos	81.257	58.134
Costos Indirectos	80.563	116.181
TOTAL	161.819	174.315

1.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

El plan de expansión resultante considera solo módulos térmicos debido a la inexistencia de proyectos hidroeléctricos adaptados a la demanda futura del Sistema Mediano Hornopirén. El plan resultante es el siguiente:

TABLA 5: Plan de expansión obligatorio

Año	Demanda de Potencia (kW)	Capacidad Instalada			Capacidad Instalada / Demanda Máxima
		Hidroeléctrica (kW)	Termoeléctrica (kW)	Total (kW)	
2008	1.668	765	2.825	3.590	2,15
2009	1.704	0	0	3.590	2,11
2010	1.886	0	0	3.590	1,90
2011	1.949	0	0	3.590	1,84
2012	2.156	0	0	3.590	1,66
2013	2.448	0	825	4.415	1,80
2014	2.862	0	0	4.415	1,54
2015	3.314	0	825	5.240	1,58
2016	3.786	0	0	5.240	1,38
2017	4.251	0	825	6.065	1,43
2018	4.677	0	825	6.890	1,47
2019	5.158	0	0	6.890	1,34
2020	5.699	0	825	7.715	1,35
2021	6.308	0	825	8.540	1,35
2022	6.995	0	1650	10.190	1,46
2023	7.768	0	0	10.190	1,31

1.5 VALORIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

El valor de inversión, operación y mantenimiento de este plan es MUS\$25.663

TABLA 6: Plan de expansión óptimo

Año	Termo	Inversión (MUS\$)
2009	---	-
2010	---	-
2011	Implementación control automático de frecuencia	30,9
2012	---	-
2013	Módulo 825 etapa 2	386,9
2014	---	-
2015	Módulo 825 etapa 2	386,9
2016	---	-
2017	Módulo 825 etapa 3	386,9
2018	Módulo 825 etapa 1	860,5
2019	---	-
2020	Módulo 825 etapa 2	386,9
2021	Módulo 825 etapa 3	386,9
2022	Módulo 825 etapa 1 y 2	1.247,4
2023	---	-
Valor Residual		3.667

1.6 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El CID que resulta de este plan es US\$205 por MWh

1.7 RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

- Si la demanda máxima de potencia del sistema del año 2012 aumenta un 16% (345 kW) se requiere adelantar la unidad de 825 dispuesta para el 2013
- Si la demanda máxima de potencia del sistema del año 2013 disminuye un 4% (97,9 kW) se puede atrasar un año la entrada de la unidad de 825 dispuesta para el año 2013.

1.8 VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

La tabla siguiente contiene las instalaciones necesarias para el abastecimiento de la demanda en el año base:

TABLA 7: Instalaciones eficientes año base

Instalaciones año base	Termo	Hidro	Total
Unidad 1	(kW)	825	765

Unidad 2	(kW)	825		
Unidad 3	(kW)	825		
Potencia Instalada	(kW)	2.475	765	3.240
VI	(MUS\$)	1.634	4.906	6.540
Costo Unitario	(US\$/kW)	660	6.413	2.019

1.9 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El costo total de largo plazo del Sistema Mediano de Hornopirén solo considera instalaciones de generación ya que en el período evaluado no se proyectan instalaciones de transmisión. Se ha calculado un CTLP por tecnología de generación, vale decir, CTLP hidroeléctrico y CTLP termoeléctrico:

CTLP Termoeléctrico: MUS\$1.924,2

CTLP Hidroeléctrico: MUS\$826,0

CTLP Total SM Hornopirén: MUS\$2.750,2

1.10 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

La fórmula de indexación de los CID y del CTLP según tecnología tienen la siguiente estructura:

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

Generación Termoeléctrica:

TABLA 8: Coeficientes CID

	Potencia	Energía
Coef ₁	11,3%	1,5%
Coef ₂	14,0%	0,7%
Coef ₃	0,0%	93,2%
Coef ₄	74,7%	4,6%

TABLA 9: Coeficientes CTLP

	Potencia	Energía
Coef ₁	25,4%	16,3%
Coef ₂	16,8%	1,4%
Coef ₃	0,0%	78,5%
Coef ₄	57,8%	3,8%

Generación Hidroeléctrica:

TABLA 10: Coeficientes CTLP

	Potencia	Energía
Coef ₁	65,2%	86,8%
Coef ₂	16,9%	0,0%
Coef ₃	0,0%	0,0%
Coef ₄	17,9%	13,2%

Coeficientes Totales SM Hornopirén:

TABLA 11: Coeficientes CID

	Potencia	Energía
Coef ₁	11,3%	1,5%
Coef ₂	14,0%	0,7%
Coef ₃	0,0%	93,2%
Coef ₄	74,7%	4,6%

TABLA 12: Coeficientes CTLP

	Potencia	Energía
Coef ₁	51,9%	28,0%
Coef ₂	16,8%	1,1%
Coef ₃	0,0%	65,5%
Coef ₄	31,3%	5,4%

1.11 CONCLUSIONES

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

La demanda de energía de este sistema se redujo poco más de 2% en el año 2009 en relación al año base 2008, sin embargo se proyecta que ésta crezca a una tasa promedio de casi 7% al año 2014 y a un 9,97% al 2023.

Respecto a la Generación, se consideraron criterios de operación consistentes con los procedimientos actualmente aplicados por las empresas operadoras, cual es garantizar la continuidad de servicio mediante el despacho de al menos dos unidades, lo cual significa colocar en base en mínimo técnico a una unidad diesel y completando el despacho con el aporte de la Central Hidroeléctrica Cuchuildeo.

Para atender a los crecimientos de demanda, no se han incorporado proyectos sino hasta el año 2013, los cuales se prevén solo a través de unidades térmicas debido a la inexistencia de proyectos hidroeléctricos factibles en el período de tarificación y que además sean adaptados a la demanda de Hornopirén.

Como resultado, el CID obtenido corresponde a una tarifa media del plan de expansión que es exclusivamente térmico, dado que no existen incrementos de costos ni inversiones en generación hidroeléctrica. Este CID, aplicado a la demanda anual en el periodo tarifario no permite a los operadores obtener ingresos suficientes para cubrir el costo total de largo plazo total del sistema, por lo que debe hacerse un importante ajuste, tal como se puede apreciar en el siguiente ejercicio:

TABLA 13: Comparación CID – CTLP Térmico

Item	2011	2012	2013	2014
CID (US\$/MWh)	204,72	204,72	204,72	204,72
Energía (GWh/año)	8,9	9,9	11,2	13,1
Ingresos (Miles US\$/año)	1.827	2.022	2.296	2.684
VAN (Ingresos)		7.579		
Anualidad Tarifaria		0,315471		
Ingreso Anual Equivalente (Miles US\$/Año)		2.391		
CTLP total (Miles US\$/Año)		2.750		
	CTLP Térmico (MUS\$)		CTLP Hidro (MUS\$)	
	1.924		826	

2 INTRODUCCIÓN

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

En los sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación inferior o igual a los 200 MW, como el de Hornopirén, 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, SAGESA y Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A., en adelante las Empresas, han contratado a GTD Ingenieros Consultores para realizar el “Estudio de Planificación de los Segmentos de Generación – Transmisión del Sistema Mediano de Hornopirén”.

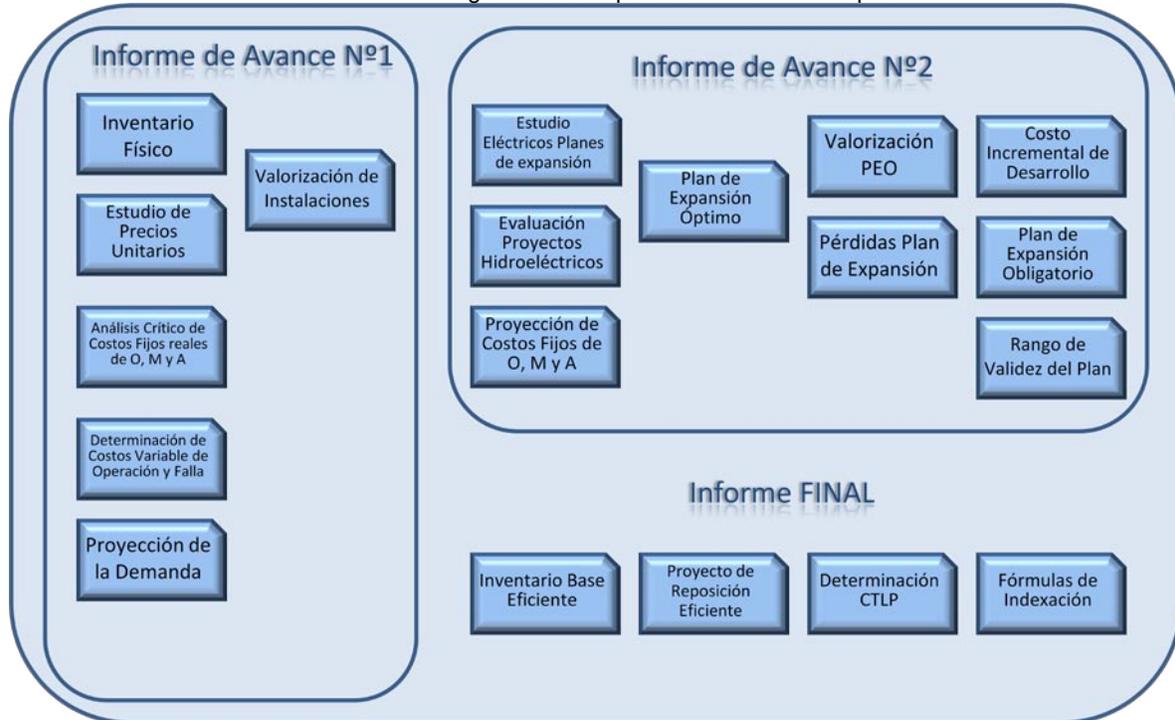
2.1 OBJETIVOS Y ALCANCES DEL INFORME FINAL

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

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



2.2 NORMATIVA APLICABLE

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

- DFL N°4/2006, Ley General de Servicios Eléctricos
- DS N° 229/2005, Reglamento de Valorización y Expansión de Sistemas Medianos
- DS N° 327/98, Reglamento de Ley General de Servicios Eléctricos, que complementa al DS 229 en aquellas materias que no se contradicen ni éste considera.
- RM N°4/2006, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos
- Rex 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.

2.3 METODOLOGÍA

La metodología general desarrollada incluye los siguientes aspectos:

1. Tratamiento de las instalaciones existentes
 - A partir de la información entregada por la Empresa, se analizó críticamente para el año base, tanto el inventario valorizado como los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización informados.
 - 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.
 - 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 las Empresas, donde para el caso de SAGESA, las partidas indirectas como gastos asociados a Staff y Gerencia Generación fueron asignados según márgenes de los negocios y capacidad instalada, respectivamente. Los costos directos por su parte se extrajeron directamente de lo registrado en la contabilidad de la Empresa.
 - Para validar la asignación anterior, se modeló la Empresa SAGESA con todas las centrales que administra, de modo de recoger las economías de escala y de ámbito señaladas en las bases.
 - Revisión de las cuentas contables de la Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A., prorrateando aquellos costos que eran compartidos con otros proyectos hidroeléctricos.
 - 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 las Empresas Operadoras.
2. Proyección de demanda
- Se revisó la evolución histórica de la demanda, encontrándose una gran oscilación en la tasa de crecimiento interanual, producto que por el tamaño del sistema es muy sensible a la conexión y/o desconexión de algunos clientes en particular. No obstante lo anterior, se registró una disminución desde el año 2008, producto del virus ISA que afectó a la industria salmonera de la región.
 - 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 de crecimiento promedio para el período tarifario (2011 – 2014) levemente distintas, donde el consultor obtiene un 10,1% y el estudio 8,6%
 - 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.
 - Se mantuvo una generación con factor de planta final de 60% para la Central Hidroeléctrica Cuchildeo
 - 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, no encontrándose alternativas adecuadas al tamaño de la demanda del Sistema, por lo que se consideró una expansión sólo en base a módulos térmicos.
 - 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 las unidades térmicas existentes, se consideró las inversiones necesarias para una operación con regulación de frecuencia automática.
 - Para los costos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización, se desglosó los costos informados por las Empresas 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 seleccionó dos alternativas de plan de expansión, en base a distintos tamaños de unidades térmicas. 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.
 - Dado que el Sistema Hornopirén es uninodal, no se requirió asignar el CID a más de una barra de retiro.
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, resultando ser la de 825 kW la de menor costo
 - La central hidroeléctrica Cuchildeo mantuvo sus características y el factor de planta de 60%
 - Las expansiones se desarrollaron con el mismo tamaño de las unidades térmicas seleccionadas en el año base, de modo de facilitar la operación de las unidades.
 - 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 total y por tecnología (termoeléctrica e hidroeléctrica) 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 calcularon los factores de indexación según la naturaleza y origen de cada partida, además de tipo de tecnología de generación.
- 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

2.4 ORGANIZACIÓN DEL INFORME

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

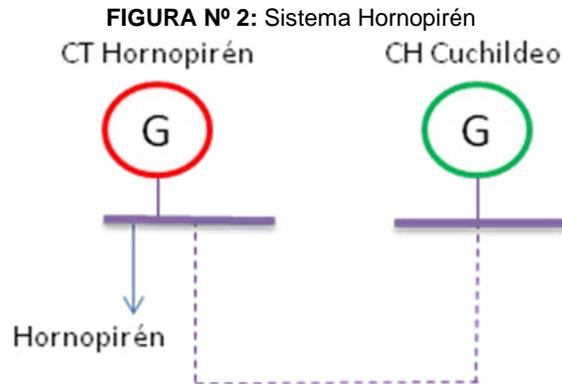
- Capítulo N°1: Resumen ejecutivo
- Capítulo N°2: Introducción al Informe Final
- Capítulo N°3: Tratamiento de las instalaciones existentes
- Capítulo N°4: Proyección de la demanda
- Capítulo N°5: Plan de Expansión
- Capítulo N°6: Costo Incremental de Desarrollo
- Capítulo N°7: Costo Total de Largo Plazo y Proyecto de Reposición Eficiente
- Capítulo N°8: 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
 - Cap. 4: COMA real
 - Cap. 5: Proyección de la demanda
 - Anexo B: Módulos de inversión para el plan de expansión
 - Anexo C: COMA eficiente de las empresas operadoras
 - 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: Proyecto de reposición eficiente y CTLP
 - Anexo G: Fórmulas de Indexación

3 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

3.1 PLANO Y TOPOLOGÍA DEL SISTEMA

Al 31/12/2008 el Sistema contaba con la central térmica Hornopirén de 2.825 kW instalados y una central hidráulica de 765 kW instalados, ambas localizadas en la localidad de Río Negro de Hornopirén

A continuación se presenta el unilineal simplificado del sistema mediano en estudio. El unilineal detallado y el plano se encuentran en el Anexo A, Cap. 4:



Para el Sistema Hornopirén no fue necesario determinar factores de prorrato, debido a la inexistencia de instalaciones de transmisión y a que los puntos de retiro están directamente ubicados en los puntos de inyección de las centrales generadoras al sistema de distribución.

Con el objeto de visualizar las características geográficas de las instalaciones, en el anexo 3.1 se entrega un mapa georreferenciado de la ubicación de las líneas de distribución y las centrales indicadas en la Figura 2.

Identificación y Caracterización de Unidades Generadoras

TABLA 14: Centrales Generadoras Sistema Hornopirén

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad (kW)
Hornopirén	Sincrónico	SAGESA	41°57' 36,92"S 72° 29' 4,6W	Diesel	2.825
Cuchildeo	Sincrónico	Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A.	41° 57' 47"S 72°28' 34" O	Hidráulica	765

Las unidades generadoras se describen detalladamente en el ANEXO Nº3:

3.1.1 CENTRAL TÉRMICA HORNOPIRÉN

Esta central está localizada a la llegada de la localidad de Río Negro Hornopirén, en un sector urbano. Está conformada por dos generadores diesel de 1000 kW cada uno, 400V, dispuestos en una casa de máquina, con un patio que contiene la barra principal para distribuir en 23kV. Cada generador tiene su respectivo transformador elevador. Adicionalmente, se ha ampliado la capacidad de generación teniendo el 31 de diciembre de 2008 en un patio intemperie 1 unidad térmica adicional de 825kW, 400V, en un contenedor insonorizado con su respectivo transformador elevador. Estas instalaciones se concentran en un segundo patio de 23kV que se interconecta con el anteriormente descrito. En consecuencia, la potencia instalada en esta central asciende a 2.825 kW.

La central tiene para su abastecimiento 3 estanques de combustible.

Esta central inyecta directamente al sistema de distribución a través de una conexión aérea de 15m de longitud.

Plan de Mantenimiento

El plan de mantenimiento de la central térmica considera que en una semana se realiza el mantenimiento de las 3 unidades de la central, para lo generan alternadamente.

Tabla 15: Mantenimiento Programado Sistema Hornopirén

CENTRAL	GRUPO	MARCA	ENE	FE B	MA R	ABR	MAY	JU N	JUL	AG O	SE P	OCT	NO V	DIC
HORNOPIREN	502	CAT	X			X		X			X		X	
	515	CAT	X			X		X			X		X	
	540	CUMMINS	X			X		X			X		X	

3.1.2 CENTRAL CUCHILDEO

Está ubicada a 500 metros de la central térmica de Hornopirén y se conecta a través de una línea de 23 kV a la barra de la central térmica. Para acceder a la central, existe un camino de aproximadamente 1,5 kilómetros que se accede desde el pueblo de Hornopirén.

Esta central utiliza los caudales del río Cuchildeo que desemboca en la costa de Hornopirén.

La central tiene un canal de aducción de 604 metros construido en hormigón armado, que transporta un caudal máximo de 11 metros cúbicos por segundo. La altura de caída de la central es de 8,2 metros a través de una tubería en presión de 14,45 metros de longitud.

Esta central cuenta con una turbina Kaplan tipo S de 765 kW de potencia máxima y de 230 kW de potencia mínima, fabricada el año 2008. La energía media anual generable informada por el propietario es de 4,02 GWh, con un factor de planta de 60%.

La disposición constructiva de diseño para esta turbina es bien singular debido a que el montaje de la conexión tubería – válvula de alimentación-difusor del caudal –turbina- difusor de evacuación – generador está en un eje lineal sobre el nivel de piso y afianzada en sus extremos a dos estructuras de hormigón. La restitución desde la casa de máquinas es subterránea y se evacúa por un canal abierto artificial de 310 m de longitud hasta su encuentro con el río Cuchildeo.

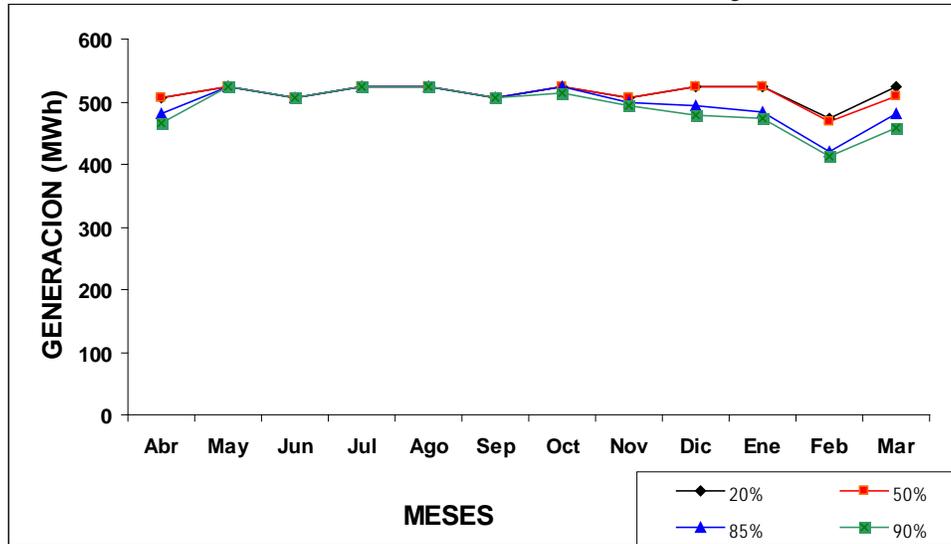
Para la estimación de la energía que potencialmente podría generar esta central, se ha supuesto una eficiencia media de 0,885 para la turbina. Considerando los valores anteriores se procedió a estimar la generación de la central para el periodo de 19 años en el que se dispone de precipitaciones sobre la cuenca.

Usando las estadísticas de caudales afluentes estimados en el estudio hidrológico, y limitando la generación a la capacidad máxima de la central se obtuvieron los siguientes resultados para la generación de años húmedos, normales y secos:

TABLA 16: Generación estimada

ENERGÍA (MWh)	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
AÑO HUMEDO 2 Pexc = 15%	507	524	507	524	524	507	524	507	524	524	474	524
AÑO HUMEDO 1 Pexc = 20%	507	524	507	524	524	507	524	507	524	524	474	524
AÑO MEDIO Pexc = 50%	507	524	507	524	524	507	524	507	524	524	468	509
AÑO SECO 1 Pexc = 85%	481	524	507	524	524	507	524	500	494	483	421	482
AÑO SECO 2 Pexc =90%	467	524	507	524	524	507	515	494	479	472	412	459

FIGURA N° 3: Curvas de Variación Estacional de la Energía Afluyente



De acuerdo con el estudio realizado por el consultor, que se adjunta en el Anexo A, Cap. 4, se puede concluir que, conforme a los caudales estimados en la bocatoma de la central, ésta puede operar con un factor de planta cercano al 100%. Durante los meses de mayo a octubre la central podría operar con capacidad máxima.

Lo anterior es potencial, ya que por las características del sistema eléctrico de la zona, la central no puede operar todo el tiempo, lo que hace que su factor de planta real sea del orden del 60%, pudiendo ser hasta del 96% de acuerdo con los recursos hídricos que existirían en la bocatoma de la central.

El plan de mantenimiento de la central hidroeléctrica de Cuchildeo se presenta en el Anexo A, Cap. 4.

3.2 INFRAESTRUCTURA

3.2.1 HORNOPIRÉN

El terreno se encuentra emplazado en una zona relativamente plana y urbana donde se han efectuado movimientos de tierra para emparejar el sitio y adecuar las siguientes instalaciones:

- 1 galpón principal donde se encuentran instalados 2 generadores, oficina, baño y bodega
- 2 patios de media tensión
- 4 fundaciones a la intemperie para montaje de generadores de las cuales se encuentra 1 ocupada.
- 3 estanques de combustibles que distribuyen a través de una red subterránea a los generadores.

Para la operación de esta central hay herramientas y equipos necesarios para operar equipos eléctricos. La oficina cuenta con equipamiento computacional para la administración diaria de la central. Finalmente el terreno está cercado con un cierre de placas y consta de iluminación general suficiente

3.2.2 CUCHILDEO

Emplazada sobre una pequeña meseta, la bocatoma toma de agua del Rio Cuchildeo ocupa una faja de terreno del orden de los 30 m de ancho.

La bocatoma tiene una barrera frontal muy baja debido a que el río es poco profundo y tiene un difusor para evitar erosiones. También tiene obras para desripiar y desarenar. Con un canal de aducción abierto se canaliza hacia la cámara de carga. Para la construcción de este canal fue necesario efectuar rebajes importantes al terreno y construir obras de arte para mantener las aguas lluvias canalizadas sin producir daños al canal. La casa de máquina es un galpón muy bien terminado y en cuyo interior existe equipamiento para que un operador desarrolle sus tareas administrativas.

Finalmente la restitución de las aguas se hace a través de un canal de 310m de largo construido especialmente para este propósito. La red de conexión con la distribución es aérea tiene 2 reconectores para la operación.

El detalle de la infraestructura informada por la empresa y posteriormente auditada por el consultor, se puede ver en el Anexo D.

4 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

4.1 PRECIOS UNITARIOS

4.1.1 COSTOS UNITARIOS INSTALACIONES TÉRMICAS

Con el fin de homologar, comparar o establecer consistencia entre los distintos Sistemas Medianos, la Empresa informó al Consultor las características técnicas y los costos unitarios de cada una de las componentes de generación y demás infraestructura que pretende utilizar en la valorización de las instalaciones existentes, en el desarrollo de los planes de expansión de los mismos y en el respectivo proyecto de reposición, con el grado de desagregación, precisión y actualización que hasta ese momento tenía, los cuales han sido analizados, complementados y corregidos por el Consultor.

Los costos unitarios para los principales componentes, insumos y servicios, identificados que se informan, son el resultado de cotizaciones y análisis realizados por este Consultor. En algunos casos se han incorporado precios de adquisiciones recientes tanto de la empresa como de proyectos similares de otras empresas.

4.1.2 PRECIOS CENTRALES TÉRMICAS

4.1.2.1 Equipos de Generación

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. En el cuadro siguiente se incluyen las cotizaciones obtenidas y los valores recomendados por CNE según se señala en el numeral 5.1.3.

TABLA 17: Cotizaciones de unidades térmicas

Característica	Capacidad	CNE dic/08 (MUS\$)	SAESA (MUS\$)	Cummins (MUS\$)	Tecnet (MUS\$)	Cot Utilizada (MUS\$)
Generador Térmico	708	162,0				162,0
Generador Térmico	800	178,2	170,1		166,9	166,9
Generador Térmico	1000			212,8	223,9	212,8

El detalle del origen de los precios, su indexación a diciembre de 2008 y la complementación de los precios para hacerlos comparables se encuentra en el Anexo A, Cap.5.

4.1.2.2 Equipos Eléctricos y otras instalaciones

En base a cotizaciones y antecedentes disponibles por el Consultor de proyectos de características similares e información proporcionada por la empresa y antecedentes, se procedió a valorizar las distintas instalaciones de cada central. El detalle de los precios se puede apreciar Anexo A, Cap. 5.

4.1.3 RECOMENDACIÓN PRECIOS CNE

Con fecha 25 de febrero de 2010 se emitió la Resolución exenta N°143 que aprueba comunicación de Costos Unitarios recomendados por la Comisión Nacional de Energía, de instalaciones de generación y transmisión existentes, para la realización del Estudio de Sistema Mediano de Hornopirén.

Los precios incluidos en esta RE son los siguientes:

- Transformador de poder 1250 kVA 0,4/23/13,2 kV: MUS\$21,087

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 marzo y se adjunta en el Anexo A, Cap.5. La Empresa acogió para los transformadores la recomendación de CNE.

Los precios recomendados por los operadores para el Sistema Mediano de Hornopirén son:

- Transformador de poder 1.250 kVA 0,4/23/13,2 kV: MUS\$ 21,087

4.2 RECARGOS

En base a información entregada por la empresa relativa a los recargos para líneas de distribución utilizadas en el cálculo del VNR de distribución de SAESA del año 2007 aprobado por SEC, el Consultor procedió a establecer un conjunto de recargos los cuales se indican a continuación:

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 18: Recargo de Flete VNR 2007 de SAESA

Empresa	SAESA
Flete Bodega	3,59%
Flete Bodega Poste	3,59%
Flete a Obra Rural	8,32%

Por lo tanto el recargo por flete utilizado es la suma del recargo del flete a bodega más el flete a obra (11,91%):

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 19: Recargo de Montaje para valorización de centrales térmicas

Equipos	Recargo
Banco de batería, TTCC, trafo de poder pequeños, trafos 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%

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 20: Otros Recargos para valorización de centrales térmicas

Descripción	Recargo	Origen
Bodega	5,5%	VNR SAESA
Ingeniería	8,6%	VNR SAESA
Gastos generales	4,2%	VNR SAESA
Intereses Intercalarios	3,48%	VNR SAESA
Bienes Intangibles	2,0%	Límite VAD 2008 ¹

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

Aplicación de los recargos

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

$$CI = \{ (P_{Unitario} + OtrosMateriales) \times (1 + Fletes + Bodega + FO + Montaje) \} \times (1 + Ingeniería + GastosGenrealesg) + Terrenos \times (1 + IntereseIntercalarios) + BienesIntangibles + CostoExplotación$$

4.2.1 COSTOS UNITARIOS INSTALACIONES HIDRÁULICAS

Los costos unitarios de los proyectos hidráulicos se establecieron en base al análisis de la información entregada por las empresas y cotizaciones de proyectos realizados recientemente por el Consultor. Sin perjuicio de lo anterior, se efectuó una revisión crítica de los antecedentes tenidos a la vista, a efectos de establecer los valores que finalmente se emplearán en la valorización de la central hidroeléctrica Cuchildeo. En el anexo 4.2.1 se entrega el detalle de los costos.

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%.

4.3 VALORIZACIÓN DE TERRENOS

Para la valorización de los terrenos, se ha realizado un estudio contenido en el Anexo A, Cap. 5. Para el caso de la central térmica de Hornopirén se ha utilizado el precio del terreno de compra, el cual resulta un valor de 0,181 UF/m² para las 0,76 hectáreas.

Para el caso de la central hidroeléctrica Cuchildeo, dado que no se tiene información respecto del precio de compra del terreno debidamente respaldado se calculó un precio de 0,135 UF/m² para las 8,3 hectáreas informadas por el propietario.

4.4 VALORIZACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Las empresas entregaron información, sobre su inventario físico y precios respaldados con cotizaciones de algunos elementos. El consultor analizó críticamente el inventario entregado por la empresa propietaria de las instalaciones, para luego valorizarlo con una base de precios que conjuga cotizaciones, precios de la empresa y precios utilizados en los últimos estudios de VAD.

Los recargos utilizados se detallan en el anexo del presente informe. A continuación se presenta el valor de cada central en miles de dólares norteamericanos:

TABLA 21: Valorización Central Térmica Hornopirén, en miles de US\$

Central	Elementos Menores	Obras Civiles	Obras Eléctricas	Terreno	Total General
CT Hornopirén	6,4	340,5	1.145,7	54,1	1.546,7

TABLA 22: Valorización Central Cuchildeo, en miles de US\$

Central	Equipo Hidromecánico	Gastos Legales y Ambientales	Terrenos	Obras Civiles	Obras Eléctricas	Total General
Cuchildeo	1.333,2	270,5	431,6	2.744,1	126,5	4.905,9

El detalle la valorización está en el Anexo 7 de este informe y en los archivos del Anexo A, Cap. 5

5 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN AL 31/12/2008

5.1 SAGESA

5.1.1 ANÁLISIS INFORMACIÓN DE LA EMPRESA²

5.1.1.1 Estructura Organizacional

² El análisis de la información entregada por la empresa se encuentra en el archivo "COMA Real CT Hornopirén.xlsx" en el Anexo A, Cap. 6

La empresa SAGESA es propietaria y operadora de la Central Térmica Hornopirén. Esta empresa forma parte del Grupo de empresas SAESA y está orientada a la actividad de generación de electricidad de la Región de Los Lagos.

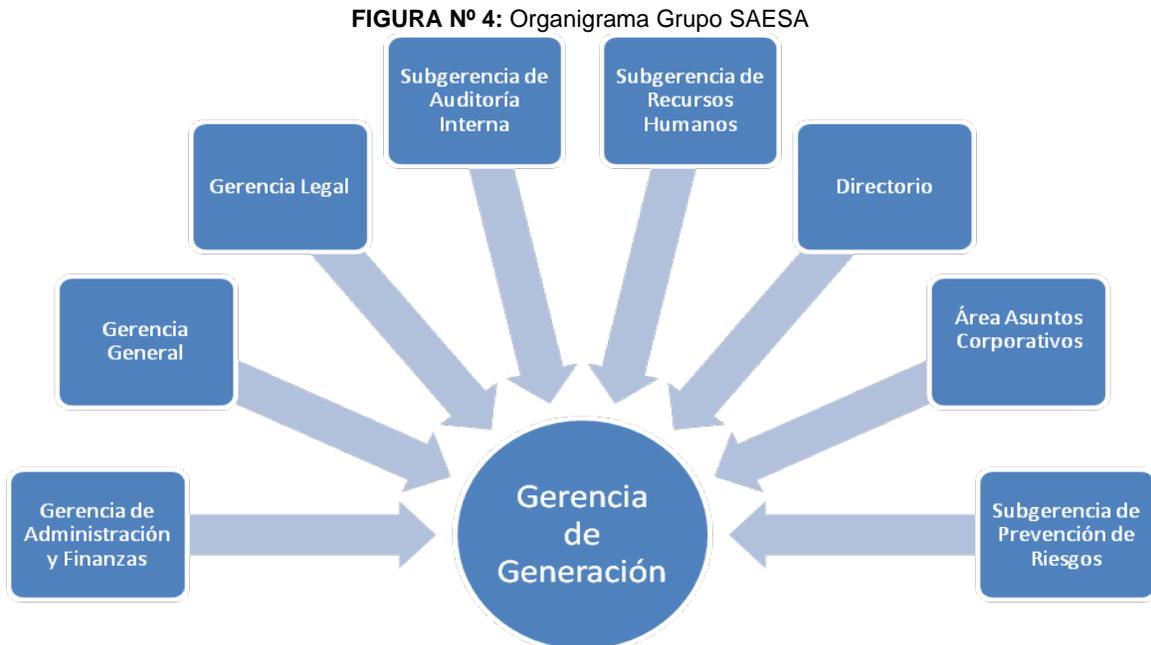
En líneas generales, la estructura organizacional del Grupo de Empresas SAESA que opera, mantiene y administra los Sistemas Medianos se subdivide en:

1. Relacionados directamente:
 - Personal contratista a cargo de la operación y mantención de las centrales
 - Personal propio de la Gerencia de Generación a cargo de supervisar a los contratistas y de las tareas que requieren de un mayor know – how del negocio, así como de labores más estratégicas
2. Relacionados indirectamente: Corresponde a personal propio de las restantes áreas del Grupo SAESA que prestan soporte a la Gerencia de Generación.

Cabe mencionar que la estructura administrativa y funcional del Grupo SAESA incluye las tareas y actividades que desarrollan todas las empresas del grupo, incluidas las de SAGESA. El organigrama del Grupo SAESA que soporta todas las actividades se presenta en el Anexo A, Cap. 6. Dentro de este organigrama se puede identificar aquellas personas contratadas por cada empresa. Esta vinculación, sin embargo, no tiene relación con las tareas que se deben realizar en cada empresa, ya que los empleados contratados por SAGESA prestan también servicios al resto de las empresas del grupo SAESA. De la misma forma, el resto del personal del grupo, independiente de su dependencia contractual, prestan servicios a SAGESA.

Dado lo anterior, para efectos del análisis crítico de la estructura y costos de personal se realizará una separación de los costos de personal asociados a las áreas de apoyo, las que se agruparán bajo la denominación de STAFF y de la Gerencia de Generación dado que están en directa relación con los Sistemas Medianos de SAGESA.

En la siguiente figura se presenta la organización de la empresa real a partir de lo indicado precedentemente:



Según la figura anterior, las áreas de STAFF serían:

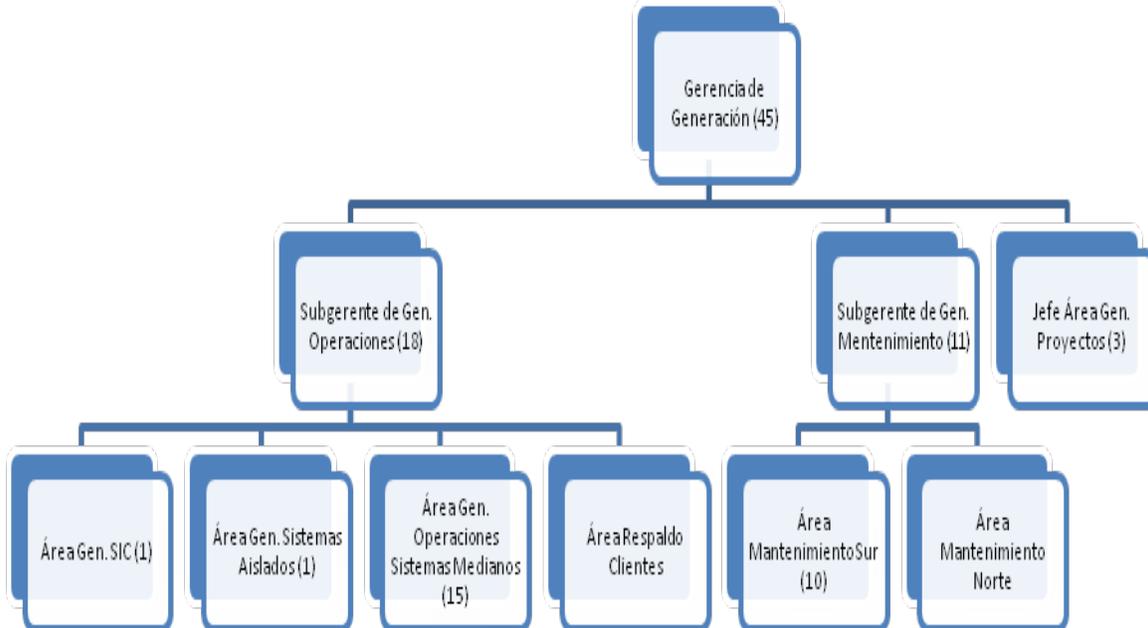
- Directorio
- Gerencia General
- Gerencia de Administración y Finanzas

- Gerencia Legal
- Área Asuntos Corporativos
- Subgerencia de Auditoría Interna
- Subgerencia de Recursos Humanos
- Subgerencia de Prevención de Riesgos y Capacitación

De esta forma, la Gerencia de Generación tiene la responsabilidad de la operación, mantenimiento y expansión de la generación para todos los sistemas que atiende el GRUPO SAESA, entre los cuales se encuentra SAGESA.

El organigrama de la Gerencia de Generación, informado por SAGESA es el siguiente:

FIGURA Nº 5: Organigrama SAGESA



El detalle de los cargos del organigrama anterior y la descripción de los cargos se encuentran en el Anexo A, Cap. 6.

5.1.1.2 Costos Fijos de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización

De acuerdo a las Bases, a partir del análisis crítico de la información que entreguen las Empresas, el Consultor debe determinar los gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización de las instalaciones de generación y transmisión de las empresas, existentes al año base, valorizados de acuerdo con la información de la empresa real.

Se debe incluir 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 entregan los costos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización informados por la empresa, para luego realizar un análisis crítico del consultor.

El análisis se divide en las siguientes partes:

- Costos Fijos de Administración y Comercialización: Costos de Staff dados por la estructura del grupo SAESA
- Costos Fijos de Operación y Mantenimiento: costos dados por la Gerencia de Generación
- Costos Fijos de Operación de Centrales: representada por los costos de los contratos de operación que tiene la empresa con terceros

5.1.1.2.1 Costos de Staff: administración y Comercialización

Se recibió la información de los costos reales 2008 del grupo de empresas SAESA, los cuales se muestran en el Anexo A, Cap. 6. El Consultor identificó a aquellas áreas que apoyan a la Gerencia de Generación la cual se analizó precedentemente como costos directos asociados a los sistemas medianos.

a. Gastos totales STAFF

Los ítems de gastos y costos considerados para determinar el aporte de cada una de las áreas de STAFF son las siguientes:

TABLA 23: Itemizado de gastos y costos para aporte de STAFF

Cuenta
Arriendo de Propiedades
Asesorías y auditorías
Comunicaciones
Gastos sistema computacional
Gastos de oficina
Indemnización por años de servicio
Mantenimiento de edificios y oficinas
Mantenimiento y operación de vehículos
Otros costos de personal
Publicaciones, comunicados y comunicaciones
Remuneraciones
Viajes y viáticos

Los costos reales asociados a STAFF para todos los sistemas medianos y aislados de SAESA deben ser corregidos respecto del Rol Privado asociado a STAFF. En la tabla siguiente se entrega el desglose de dichos costos para el año 2008:

TABLA 24: Gastos reales STAFF Grupo SAESA

Partida de Costo	2008
Auditoría Interna	101.307
Directorio	133.703
G. Administración y Finanzas	3.241.894
G. Asuntos Corp.	65.685
G. General	629.903
G. Legal	473.845
Sg. RRHH	3.361.655
SSyMA	431.792
Rol Privado	1.256.080
Total	9.695.865

b. Prorrateo de Gastos de STAFF

La empresa SAGESA es parte del holding de empresas SAESA, que además conforma las empresas SAESA, FRONTEL, Luz Osorno, STS, SGA y EDELAYSÉN.

Este holding tiene su casa matriz en la ciudad de Osorno, y participa en los negocios de generación, distribución y transmisión de electricidad. El primer prorrateo de los gastos de STAFF se realiza de acuerdo a los márgenes informados por la empresa para los sus negocios y un ítem de otros gastos. Asimismo es necesario descontar los efectos de Coronel debido a que las cifras correspondientes a esta central se encuentran contenidas en los ítems respectivos:

TABLA 25: Primer prorrateo gastos STAFF

Ítem	Monto Real 2008 (M\$)	Margen 2008 (M\$)	Coronel (M\$)	Margen (M\$)	Participación (%)
Egresos distribución	-236.221.660	50.574.708		50.574.708	55.5%
Ingresos distribución	286.796.369				
Egresos generación	-20.680.853	13.883.134	2.638.910	11.244.224	12.3%

Ingresos generación	34.563.987				
Egresos transmisión	-1.041.688	19.597.152		19.597.152	21.5%
Ingresos transmisión	20.638.840				
Otros Ingresos	7.657.308	7.657.308	-2.013.731	9.671.039	10.6%
Total general	91.712.302	91.712.302	625.179	91.087.123	100%

Por lo tanto se considerará el 12,3% de los costos de STAFF para la Gerencia de Generación, dentro de la cual están considerados el sistema mediano en estudio. Al hacer este prorrato, se está considerando también las economías de escala que existen en la empresa al estar integrada verticalmente con distintos segmentos del negocio eléctrico y horizontalmente al incorporar centrales generadoras en el Sistema Interconectado Central (SIC) y en varios sistemas medianos y aislados.

A continuación se debe asignar este 12,3% de los gastos de STAFF, equivalentes a M\$1.196.903 correspondientes al año 2008 entre los sistemas en los cuales la empresa posee centrales generadoras.

Dado lo anterior, la empresa empleó la Potencia Instalada como criterio de asignación de los costos de STAFF a cada Sistema Mediano.

TABLA 26: Prorrata para costos Indirectos Staff año 2008

Sistema	Potencia (kW)	Prorrata
Aysén	40.153	39,4%
Carrera	2.184	2,1%
Palena	2.470	2,4%
Cochamó	2.475	2,4%
Hornopirén	2.825	2,774%
Grandes Clientes	13.750	13,5%
SIC	35.217	34,6%
Aislado	2.770	2,7%
TOTAL	101.844	100,0%

El total de costos reales informados por la empresa propietaria de las instalaciones y prorratados por el consultor son los siguientes:

TABLA 27: Costos Indirectos Staff año 2008 (M\$)

Participación	2,774%
Hornopirén	33.200

5.1.1.2.2 Costos de Operación y Mantenimiento: Gerencia Generación

a. Remuneraciones

Las remuneraciones de la Gerencia de Generación informadas por la empresa SAGESA para el año base son las siguientes:

TABLA 28: Remuneraciones Año Base

Área	Remuneración \$
Adquisiciones	3.124.377
Generación Mantenimiento Norte	94.699.597
Generación Mantenimiento Sur	195.765.493
Generación Operac. Sist. Medianos	311.879.742

Generación Operación SIC	35.110.437
Generación Proyectos	105.238.024
Generación Respaldo Clientes	19.948.279
Generación Sistemas Aislados	27.156.040
Gerencia Generación	75.174.252
Subgerencia Generación Mantenimiento	72.484.654
Subgerencia Generación Operaciones	59.887.296
Total general	1.000.468.191

Respecto de las áreas indicadas existen tres que no tienen relación alguna con los Sistemas Medianos, estas son la Generación Operación SIC, Generación Sistemas Aislados y Generación Respaldo Clientes. Para el resto de las áreas las remuneraciones deben ser prorrateadas de acuerdo a las partidas que estén considerando. Para el caso de las prorratas, las remuneraciones deberán agruparse en tres tipos:

- Remuneraciones directas: Generación Operaciones Sistemas Medianos
- Remuneraciones Mantenimiento: Generación Mantenimiento Norte y Sur
- Remuneraciones Áreas Apoyo: Generación Proyectos, Subgerencia Generación Mantenimiento, Subgerencia Generación Operaciones, Gerencia Generación (secretaria) y Adquisiciones.

Para realizar las prorratas para las remuneraciones según los sistemas medianos se procedió conforme al análisis detallado a continuación.

En total el GRUPO SAESA administra 42 centrales generadoras, que se ubican tanto en el SIC y los sistemas medianos de Cochamó, Hornopirén, Palena, Aysén y General Carrera. Sin embargo, la Gerencia de Generación no administra la central Coronel ubicada en el SIC, ya que ésta tiene un contrato de propio para tal efecto. En consecuencia, las centrales que administra la Gerencia de Generación son las siguientes:

TABLA 29: Centrales generadoras administradas por la Gerencia de Generación

Central	Potencia Instalada (kW)	Cantidad de Grupos	Sistema	Área Mantenimiento
Aysén Hidro	6.600	3	Aysén	SUR
Aysén Térmica	5.000	4	Aysén	SUR
Alto Baguales	1.980	3	Aysén	SUR
Farellones	2.800	2	Aysén	SUR
Lago Atravesado	11.000	2	Aysén	SUR
Pto. Ibáñez	160	1	Aysén	SUR
Tehuelche	10.113	6	Aysén	SUR
Chacabuco	2.500	1	Aysén	SUR
Chile Chico	1.252	4	Carrera	SUR
El Traro	932	3	Carrera	SUR
Cochamó	2.475	3	Cochamó	NORTE
Hornopirén	2.825	3	Hornopirén	NORTE
Puyuhuapi	292	1	Palena	SUR
Futaleufú	448	2	Palena	SUR
Lago Verde	150	1	Palena	SUR

Central	Potencia Instalada (kW)	Cantidad de Grupos	Sistema	Área Mantenimiento
Palena	180	1	Palena	SUR
Río Azul	1.400	4	Palena	SUR
Lebu	1.650	2	SIC	NORTE
Chufquén	3.225	4	SIC	NORTE
EAGON	2.400	3	Grandes Clientes	NORTE
Chuyaca	4.900	4	SIC	NORTE
Watt's	2.400	3	Grandes Clientes	NORTE
Unisur	950	2	Grandes Clientes	NORTE
Salmex	2.400	3	Grandes Clientes	NORTE
Pasmar	1.600	2	Grandes Clientes	NORTE
Biomar	2.400	3	Grandes Clientes	NORTE
Salmofood	1.600	2	Grandes Clientes	NORTE
Quellón II	10.000	4	SIC	NORTE
Amengual	85	1	Aislado	SUR
Ancud	2.475	3	SIC	NORTE
Ayacara	400	2	Aislado	SUR
Caleta Andrade	482	2	Aislado	SUR
Cañete	1.650	2	SIC	NORTE
Curacautín	3.050	3	SIC	NORTE
Hielos del Sur	250	3	Aislado	SUR
Isla Santa María	400	2	Aislado	NORTE
Isla Tac	79	2	Aislado	NORTE
Los Sauces	3.200	4	SIC	NORTE
Malleco	2.475	3	SIC	NORTE
Nuevo Reino Hidro	300	2	Aislado	SUR
Nuevo Reino Térmica	564	2	Aislado	SUR
Quellón	2.592	3	SIC	Norte
Tapera	210	2	Aislado	Sur
TOTAL	101.844	112		

Para prorratear las remuneraciones se hicieron cálculos respecto de la potencia instalada, cantidad de grupos generadores y número de puntos de generación por sistema, tal como se muestra en las tablas siguientes por nivel de agrupación. El criterio adoptado por el consultor fue considerar la prorrata en función de la potencia instalada, dado que este criterio considera la importancia estratégica que cada punto de generación tiene.

- **Remuneraciones Directas:**

Las remuneraciones directas del grupo del Grupo SAESA se distribuyeron conforme a la tabla siguiente, en la cual se identificó el personal asignable directamente a los sistemas de Aysén, General Carrera y Palena, prorrateando el resto en todos los sistemas.

TABLA 30: Remuneraciones Directas asignadas de cada sistema

Sistema	Potencia (kW)	Remuneración Directa (M\$)	Participación	Valor Prorrateado (M\$)	Costo (M\$)
Aysén	40.153	172.833	80,1%	31.750	204.583
General Carrera	2.184	20.569	4,4%	1.727	22.296
Palena	2.470	78.857	4,9%	1.953	80.811
Cochamó	2.475		4,9%	1.957	1.957
Hornopirén	2.825		5,6%	2.234	2.234
Monto a prorratear		39.621			
TOTAL	50.107		100,0%	39.621	311.880

- **Remuneraciones Mantenimiento Norte:**

TABLA 31: Asignación de Remuneraciones Mantenimiento Norte

	Potencia (kW)	Prorrata	Costo (M\$)
Cochamó	2.475	4,5%	4.281
Hornopirén	2.825	5,2%	4.887
Grandes Clientes	13.750	25,1%	23.785
SIC	35.217	64,3%	60.918
Aislado	479	0,9%	869
TOTAL	52.364	100,0%	94.700

- **Remuneraciones Áreas Apoyo:**

TABLA 32: Asignación Remuneraciones Áreas de Apoyo

	Potencia (kW)	Prorrata	Costo (M\$)
Aysén	40.153	39,4%	124.550
Carrera	2.184	2,1%	6.775
Palena	2.470	2,4%	7.662
Cochamó	2.475	2,4%	7.677
Hornopirén	2.825	2,8%	8.763
Grandes Clientes	13.750	13,5%	42.651
SIC	35.217	34,6%	109.239
Aislado	2.770	2,7%	8.592
TOTAL	101.844	100,0%	315.909

c. Gastos directos

La empresa entregó una base de datos con las imputaciones por cuenta contable de ingresos y costos, clasificada por área y con imputaciones a los distintos sistemas eléctricos.

Se realizó una agrupación de los costos en costos de estructura de la Gerencia de Generación y los costos asignados a cada uno de los sistemas medianos en estudio. Un resumen de los costos y gastos incurridos por la empresa para el año 2008, la cual no incluye el costo de remuneraciones, es el siguiente:

TABLA 33: Gastos Directos 2008

Cuenta de Gasto	Gasto 2008 (M\$)
Asesorías y auditorías	5.188
Comunicaciones	95.323
Gasto sistema computacional	568
Gastos de oficina	7.050
Mantenimiento edificios y oficinas	359
Mantenimiento y operación de vehículos	36.578
Publicaciones, comunicados y suscripciones	171
Viajes y viáticos	8.512
Total general	153.750

Este costo de estructura de la Gerencia de Generación se prorratea según la capacidad instalada del Sistema Hornopirén, resultando lo siguiente:

TABLA 34: Asignación Costo Estructura Gerencia Generación

Participación	2,774%
Hornopirén (M\$)	4.265

5.1.1.2.3 Costo de Operación de Centrales

Los costos reales asignado al Sistema Hornopirén, son los siguientes:

TABLA 35: Costo Operación de Hornopirén

Ítem	(M\$)
Costos Variables	5
Gastos asociados al Personal	2.496
Mantenimiento	63.411
Operación	22.340
Otros Gastos	5.717
Vehículos	3
Total general	93.972

Estos costos consideran a las empresas contratistas que efectúan tareas específicas para la operación de las centrales. El contratista es el señor Sergio Aravena y el costo mensual del contrato es de UF 223,1

En resumen, los costos informados por la empresa se entregan en la siguiente tabla:

TABLA 36: Costos fijos informados CT Hornopirén

Partida de costo	Miles de \$/año	Origen
Staff	33.200	TABLA 27
Remuneraciones Ger. Generación	15.883	TABLA 30 + TABLA 31 + TABLA 32

Costo Estructura Ger. Generación	4.265	TABLA 34
Costos Directos Ger. Generación	71.632	TABLA 35
Contratos de Operación Centrales	22.340	TABLA 35
TOTAL	147.321	

5.1.2 ANÁLISIS DEL CONSULTOR

En el Anexo C, se hace un estudio de los Costos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración eficientes para SAGESA, donde se extraen los costos asignables a la Central Hornopirén.

El resumen de los costos calculados es el siguiente:

5.1.2.1 Costos Fijos Indirectos

TABLA 37: Costo fijos indirectos modelados

Partida de Costo	Subítem	M\$/año
Remuneraciones		67.636
Otros costos Remuneración	Sobretiempo	0
	Seguros de vida y cesantía	2.367
	Indemnizaciones	718
	Vestuarios y elementos de seguridad	222
	Viáticos y viajes	1.130
	Capacitación	260
	Gastos de alimentación de personal	1.216
	Transporte del personal	0
GG asociados a los BBII	Arriendo oficinas y bodegas	2.751
	Contribuciones BBRR	0
	Servicios básicos	1.453
	Aseo	1.403
	Vigilancia	1.438
	Gastos áreas verdes	0
	Mantenión edificaciones	205
Gastos generales asociados a muebles	Materiales de oficina e insumos computacionales	260
	Servicio de telefonía	1.452
	Servicios asociados a Informática	6.417
	Gastos de mantención de bienes muebles	13
Gastos asociados a vehículos		5.032
Costos de mantenimiento		0
Costos de asesorías y estudios		5.379
Patentes comerciales		0
Seguros		1,8
Dietas del directorio		553
TOTAL		99.907

5.1.2.2 Costos Fijos Directos

TABLA 38: Costo fijos directos modelados

Partida de Costo	Subítem	M\$/año
Remuneraciones	Remuneraciones	25.874
Otros costos asociados a Remuneraciones	Sobretiempo	0
	Indemnizaciones	275
	Seguro de accidentes	0
	Seguro de cesantía	0
Otros costos de personal	Elementos de protección personal y Vestuario	604
	Viajes	0
	Viáticos	0
	Capacitación	240
	Alimentación	5.475
	Transporte	0
	Gastos generales asociados a bienes inmuebles	Contribuciones de Bienes Raíces
Servicios Básicos		4.801
Aseo		180
Vigilancia		0
Gastos asociados a áreas verdes		0
Mantenimiento de edificaciones		913
Gastos generales asociados a bienes muebles	Materiales de oficina e insumos computacionales	300
	Servicio de telefonía	180
	Internet	409
	Vehículos	Arriendo + combustible
Mantenión	Mantenión de subestación, líneas y otros	2.934
Asesorías y Estudios	Estudio tarifario cuatrienal	0
	Otras asesorías	0
Patentes Comerciales	Patentes Comerciales	2.510
Seguros	Seguros	1.356
TOTAL		47.990

5.1.3 RESUMEN

Como resultado del análisis anterior, los costos Fijos de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización informados por la empresa y los calculados por el consultor son los siguientes:

Tabla 39: Resumen Costos Fijos

Partida de Costo	Costos Informados M\$/año	Costos Modelados M\$/año
Costos Directos	93.972	47.990
Costos Indirectos	53.348	99.907
TOTAL	147.321	147.898

Como se puede apreciar, los costos modelados por el consultor difieren en apenas 0,39% respecto de los informados por la empresa.

5.1.4 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA

Según lo establecido en las bases para la realización del Estudio de Sistemas Medianos, el Consultor debe utilizar la información que entregue la empresa respecto de los costos variables combustibles.

La información entregada por la empresa respecto de los costos variables combustibles y no combustibles son los siguientes:

TABLA 40: Valores empresa, consumo específico y CVNC

Sistema	Unidad	Propietario	Tipo Unidad generadora	Capacidad [MW]	Consumo Específico (l/kWh)	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
Hornopirén	Unidad 1	SAGESA	Térmica Diesel	1,0	0,315	11,8
Hornopirén	Unidad 2	SAGESA	Térmica Diesel	1,0	0,315	11,8
Hornopirén	Unidad 3	SAGESA	Térmica Diesel	0,825	0,315	11,8

5.1.4.1 Costo Variable Combustible

Si bien las Bases para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos, en el literal v) del numeral 3 del Capítulo II, señalan que para todos los efectos de este estudio se debe emplear el promedio de julio a diciembre 2008, este Consultor consideró sólo para efectos de revisión de los costos reales 2008 presentados por la Empresa, emplear el costo promedio del petróleo correspondiente al mes

A partir del costo combustible informado por la empresa para el año 2008 se tiene la siguiente tabla:

TABLA 41: Costo combustible informado por la Empresa (\$/litro)

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
401	379	389	406	456	525	548	548	531	554	492	390	468

Con la información anterior, se calculó el costo variable combustible para la central, resultando un monto de M\$1.094.335 para el año 2008.

5.1.4.2 Costo Variable No Combustible

Según los datos entregados por la empresa, contenidos en la TABLA 30 y los volúmenes de energía generada, el consultor calculó el costo variable no combustible de la central térmica Hornopirén para 2008 de M\$57.047. Según la contabilidad, los costos variables no combustibles de la central térmica Hornopirén del año 2008 fueron de M\$64.484 cifra superior en un 12%.

Esta diferencia, se justifica porque los costos variables no combustibles consideran como ítem significativo los Overhaul de las máquinas, los cuales se realizan cada cierta cantidad de horas de operación que no ocurren necesariamente cada año calendario, por lo que para poder certificar el monto contra la contabilidad, se debiera tener una historia de costos lo suficientemente extensa como para poder anualizar en forma equitativa los costos asociados a estas mantenciones en cada año de la contabilidad.

5.1.4.3 Resumen costos variables

TABLA 42: Costo Variables año 2008

	Simulado (M\$)	Real (M\$)	Real - Simulado (M\$)
CVC	1.094.335	1.061.450	-32.885

CVNC	57.047	64.484	7.437
Total	1.151.382	1.125.934	-25.448

5.2 CUCHILDEO S.A.

5.2.1 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

La Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A. es la empresa que administra y explota la central del mismo nombre en la localidad de Hornopirén, Región de Los Lagos.

Según lo indicado por la empresa, el organigrama es el siguiente:

FIGURA Nº 6: Organigrama Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A.



La descripción de los cargos en el Anexo A, Cap. 6.

5.2.2 COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

De acuerdo a las bases, a partir del análisis crítico de la información que entreguen las Empresas, el Consultor debe determinar los gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización de las instalaciones de generación y transmisión de las empresas, existentes al año base, valorizados de acuerdo con la información de la empresa real.

Se debe incluir 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 mostrarán los costos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización informados por la empresa, para luego realizar un análisis crítico del consultor.

5.2.2.1 Costos de Staff: administración y Comercialización

Se recibió la información de los costos reales 2008 de la Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A., los cuales se muestran en el Anexo A, Cap. 6. Se identificaron cuatro proyectos que administra esta empresa:

- Cuchildeo
- La Arena

- Río Florín
- Chaica

De los cuales solo Cuchildeo está en operación.

La Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A. tiene a su haber 4 proyectos eléctricos de los cuales solo la Central hidroeléctrica Cuchildeo está en operación. Dado lo anterior, se ha asignado a la Central Cuchildeo un 25% de las remuneraciones de los ejecutivos.

Los costos reales informados por la empresa son:

TABLA 43: Costos informados Eléctrica Cuchildeo S.A.

Actividad	Unidad	Cant	P/U (CH\$)	Sub Total (\$)	Total (\$)
OPERACIÓN					5.188.050
Personal Operativo					
Operador Jefe de Planta	Hombre	1,17	750.000	877.500	
Operadores	Hombre	4,68	500.000	2.340.000	
Mantenciones Obras de Arte y Limpieza	Hombre	1,17	375.000	438.750	3.656.250
Equipos y Accesorios					
Computadora, Impresora, Tintas, Teléfono	Global	1	250.000	250.000	
Camioneta 4x4	Unidad	1	516.800	516.800	
Combustible Camioneta	Global	1	130.000	130.000	
Mantenimiento Camioneta	Global	1	25.000	25.000	
Uniformes, Equipos de seguridad, Útiles de Limpieza, Tarjetas de Teléfonos, Herramientas	Global	1	250.000	250.000	
Gastos en Pasajes Jefe Unidad SR, Viajes Operadores para Capacitación, etc.	Global	1	360.000	360.000	1.531.800
MANTENCION					1.583.333
Contrato de Mantención					
Mantenciones Semestrales	Global	1	7.000.000	583.333	
Mantención Anual	Global	1	12.000.000	1.000.000	1.583.333
ADMINISTRACION					6.713.542
Ejecutivos					
Gerente General	Hombre	25%	6.250.000	1.562.500	
Gerente de Generación	Hombre	25%	3.750.000	937.500	
Gerente Comercial	Hombre	25%	3.750.000	937.500	
Jefe Op y Mant	Hombre	25%	1.875.000	468.750	
Abogado	Hombre	25%	1.250.000	312.500	4.218.750
Oficina					
Secretaria	Hombre	25%	812.500	203.125	
Arriendo Oficina	Global	25%	500.000	125.000	
Gastos Varios Oficina	Global	25%	2.000.000	500.000	
Servicio de Administración	Global	100%	1.666.667	1.666.667	2.494.792
Total Gastos Mensuales de A,O&M					13.484.925

Anualizando los gastos y costos anteriores, se puede resumir lo siguiente:

TABLA 44: Resumen de costos informados Cuchildeo

Partida	M\$/año
Directos	81.257
Indirectos	80.563

Total	161.819
--------------	----------------

El detalle de los gastos informados por la empresa está en Anexo A, Cap. 6.

5.2.3 ANÁLISIS DEL CONSULTOR

En el Anexo C, se hace un estudio de los Costos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración eficientes para la Empresa Eléctrica de Cuchildeo.

El resumen de los costos calculados es el siguiente:

5.2.3.1 Costos Indirectos

TABLA 45: Costos indirectos modelados Cuchildeo

Partida de Costo	Subítem	M\$/año
Remuneraciones		68.019
Otros costos Remuneración	Sobretiempo	0
	Seguros de vida y cesantía	2.381
	Indemnizaciones	722
	Vestuarios y elementos de seguridad	264
	Viáticos y viajes	0
	Capacitación	400
	Gastos de alimentación de personal	2.000
	Transporte del personal	0
GG asociados a los BBII	Arriendo oficinas y bodegas	0
	Contribuciones BBRR	0
	Servicios básicos	0
	Aseo	0
	Vigilancia	0
	Gastos áreas verdes	0
	Mantenición edificaciones	0
Gastos generales asociados a muebles	Materiales de oficina e insumos computacionales	400
	Servicio de telefonía	2.040
	Servicios asociados a Informática	15.356
	Gastos de mantención de bienes muebles	37
Gastos asociados a vehículos		1.929
Costos de mantenimiento		0
Costos de asesorías y estudios		22.632
Patentes comerciales		0
Seguros		0,0
Dietas del directorio		0
TOTAL		116.181

5.2.3.2 Costos Directos

TABLA 46: Costos directos modelados Cuchildeo

Partida de Costo	Subítem	M\$/año
Remuneraciones	Remuneraciones	21.270
Otros costos asociados a Remuneraciones	Sobretiempo	0
	Indemnizaciones	226
	Seguro de accidentes	0
	Seguro de cesantía	0
Otros costos de personal	Elementos de protección personal y Vestuario	504
	Viajes	0
	Viáticos	0
	Capacitación	0
	Alimentación	5.475
	Transporte	0
Gastos generales asociados a bienes inmuebles	Contribuciones de Bienes Raíces	12.372
	Servicios Básicos	4.484
	Aseo	180
	Vigilancia	0
	Gastos asociados a áreas verdes	0
	Mantenimiento de edificaciones	59
Gastos generales asociados a bienes muebles	Materiales de oficina e insumos computacionales	0
	Servicio de telefonía	0
	Internet	0
Vehículos	Arriendo + combustible	0
Mantención	Mantención de subestación, líneas y otros	1.532
Asesorías y Estudios	Estudio tarifario cuadrienal	0
	Otras asesorías	0
Patentes Comerciales	Patentes Comerciales	7.964
Seguros	Seguros	4.067
TOTAL		58.134

5.2.4 RESUMEN

Como resultado del análisis anterior, los costos Fijos de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización informados por la empresa y los calculados por el consultor son los siguientes:

TABLA 47: Comparación costos fijos

Partida de Costo	Costos Informados M\$/año	Costos Modelados M\$/año
Costos Directos	81.257	58.134
Costos Indirectos	80.563	116.181
TOTAL	161.819	174.315

Dado que el costo modelado del consultor resultó mayor al informado por la empresa en 7,7%, para todos los efectos de proyección de costos tanto para el CID como para el CTLP, se utilizará el costo informado de la empresa.

5.3 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

Según lo establecido en las bases para la realización del Estudio de Sistemas Medianos, el Consultor debe utilizar la información que entregue la empresa respecto de los costos variables combustibles y no combustibles.

La información entregada por la empresa respecto de los costos variables no combustibles se considera las cotizaciones de mantenimiento, contenidas en el Anexo A, Cap. 6, las que se resumen a continuación:

- Mantenimiento eléctrico anual: UF 153,6 al año
- Mantenimiento eléctrico semestral: \$3.280.000 al año
- Mantenimiento mecánico anual: UF494,18 al año

El costo anual de mantenimiento es de M\$26.453 para una energía esperada correspondiente a la potencia máxima de la central de 765 kW por el factor de planta informado del 60%, igual a 4.021 MWh, da como resultado un costo Variable no Combustible de US\$10,13 por MWh

Según los costos de mantenimiento unitarios calculados precedentemente y los volúmenes de energía generada el año 2008 (1.137 MWh³), el consultor calculó el costo variable no combustible de la central Cuchildeo para 2008 de M\$7.480.

6 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

6.1 ANÁLISIS HISTÓRICO

Si se revisa la evolución de la Energía y Demanda Máxima ingresada a distribución del Sistemas Mediano en estudio, se observa principalmente:

- Grandes crecimientos hasta el año 2007, con un marcado descenso del crecimiento en los años 2008 y 2009, producto principalmente de la crisis del virus ISA que ha afectado fuertemente al sector salmonero. No obstante, al observar las tasas promedio para ventanas de 5 y 10 años, éstas resultan ser bastante más moderadas
- Alta volatilidad en la tasa de crecimiento interanual. Esto se debe principalmente al tamaño del sistema, lo que conlleva que la conexión y/o desconexión de algún cliente industrial afecte la tasa global del Sistema.

TABLA 48: Demanda Histórica Sistema Hornopirén

Año	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)	Crecimiento Anual de la Energía	Crecimiento Anual de la Potencia Máx.
1999	1.371,31	349		
2000	1.637,32	394	19%	13%
2001	1.979,41	478	21%	21%
2002	2.137,17	518	8%	8%

³ Planilla "Generación y demanda histórica a dic 09.xlsx", Anexo A, Cap. 5

Año	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)	Crecimiento Anual de la Energía	Crecimiento Anual de la Potencia Máx.
2003	2.375,80	547	11%	6%
2004	2.608,86	599	10%	10%
2005	2.937,87	654	13%	9%
2006	4.648,01	1.233	58%	89%
2007	7.953,97	1.500	71%	22%
2008	8.579,68	1.668	8%	11%
2009	8.398,77	1.704	-2%	2%

TABLA 49: Crecimiento promedio de la demanda Histórica

Año	Energía	Potencia
1999-2008	23%	19%
2004-2008	35%	29%
1999-2009	20%	17%
2004-2009	26%	23%

6.2 ENCUESTAS A CLIENTES IMPORTANTES

En el Anexo A, Cap. 7 se podrán encontrar las encuestas a clientes de las cuales ninguna presenta un incremento de la proyección de energía consumida.

6.3 FACTORES ECONÓMICOS RELEVANTES

Los factores económicos a considerar fue primeramente la “crisis del salmón” debido a la incursión de enfermedades que hicieron disminuir su producción, y luego el fuerte impacto en el consumo eléctrico debido a la crisis que afecta a la economía mundial desde fines del año pasado.

6.4 ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

Debido a la alta variabilidad de los consumos en los últimos años por los factores económicos indicados precedentemente, 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

Se consideró el caso con y sin el año 2009. Sin perjuicio de lo anterior en aquellos casos en que no se consideró el año 2009, se ajustó la curva al valor real de dicho año, de modo de recuperar la tendencia de la serie a partir del valor real registrado. En la siguiente tabla se detalla la mejor regresión que se ajustó al sistema en estudio:

TABLA 50: Ajuste de curva de demanda

Sistema	Hornopirén
Regresión	Ln E v/s Ln INACER

Caso	sin 2009
correlación múltiple	0.98
determinación r2	0.96
Durbin - Watson	1,5
F	246,13
F crítico	0,00

La demanda de energía y potencia máxima resultante para el horizonte del estudio es la siguiente:

TABLA 51: Proyección de la demanda

Año	Energía (kWh)	Demanda Máxima (kW-mes)
2009	8.398.771	1.704
2010	8.466.902	1.886
2011	8.747.819	1.949
2012	9.679.441	2.156
2013	10.989.539	2.448
2014	12.846.378	2.862
2015	14.878.272	3.314
2016	16.995.654	3.786
2017	19.080.495	4.251
2018	20.995.244	4.677
2019	23.152.002	5.158
2020	25.581.358	5.699
2021	28.317.767	6.308
2022	31.400.037	6.995
2023	34.871.884	7.768

Para llevar la proyección anual a nivel mensual se empleó la estacionalidad promedio 2006 – 2008. 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. Por otro lado, en el cálculo de la proyección de la demanda de potencia se utilizó el promedio de los factores de carga históricos del período 2004 – 2008.

Tabla 52: Estacionalidad y factor de carga mensual Hornopirén

Mes	Estacionalidad	Factor de carga
ene	6,68%	0,56
feb	6,61%	0,58
mar	8,23%	0,61
abr	8,66%	0,62
may	8,30%	0,62
jun	8,44%	0,64
jul	8,02%	0,59
ago	9,79%	0,69
sep	8,49%	0,60
oct	9,30%	0,56
nov	8,71%	0,55
dic	8,77%	0,55

Para desarrollar la proyección de la curva de demanda de cada sistema, se calcularon 5 bloques mensuales horarios de potencia, de tal forma que la magnitud y duración de cada uno de ellos minimicen el error cuadrático. Los resultados para los bloques y las curvas de cada sistema por mes, año y bloque para el horizonte 2009-2023 se encuentran en el Anexo A, Cap. 7.

6.5 ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA ENCARGADO POR SAGESA

SAGESA encargó un estudio de proyección de demanda para Cochamó, Hornopirén y Edelayén, 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 los Lagos optimista para el mediano plazo y conservadora para el largo plazo. En base a esta proyección determina las tasas de crecimiento de la demanda de energía, las que se presentan a continuación en contraste con las utilizadas por el consultor para este estudio:

TABLA 53: Tasas de crecimiento Quiroz

Año	Tasa de Crecimiento
2010	-4,07%
2011	2,31%
2012	8,68%
2013	9,53%
2014	9,84%
2015	4,68%
2016	4,68%
2017	4,54%
2018	4,36%
2019	4,22%

No obstante las diferencias en la metodología utilizadas entre el consultor y el estudio de proyección de demanda de la empresa, se puede observar que la tasa de crecimiento para el horizonte de cálculo del CTLP (2011 – 2014), difieren levemente, donde el consultor obtiene un 10,1% y el estudio 8,6% como tasa promedio anual para dicho período.

El estudio de la referencia se encuentra en el Anexo A, Cap. 7.

7 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.

7.1 METODOLOGÍA GENERAL

7.1.1 MARCO CONCEPTUAL DE LA TARIFICACIÓN

La metodología de regulación de precios para los sistemas medianos 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%)

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

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

7.1.2 CRITERIOS Y SUPUESTOS GENERALES

En este contexto conceptual y en concordancia con lo establecido en el numeral 6, del capítulo II de las BTD, para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo en el sistema, el consultor desarrolló las siguientes actividades:

- Modelación de las características técnicas de las instalaciones de generación existentes.
- 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 a criterios de operación vigentes, conforme establece el punto 9-14 de la NT de SyCS.
- Catastro y análisis general de los proyectos de Generación disponibles en la zona, a partir de los antecedentes públicos disponibles, y de los proyectos puestos en conocimiento del Consultor por la CNE.
- 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.
- 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 o estimadas.
- 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.

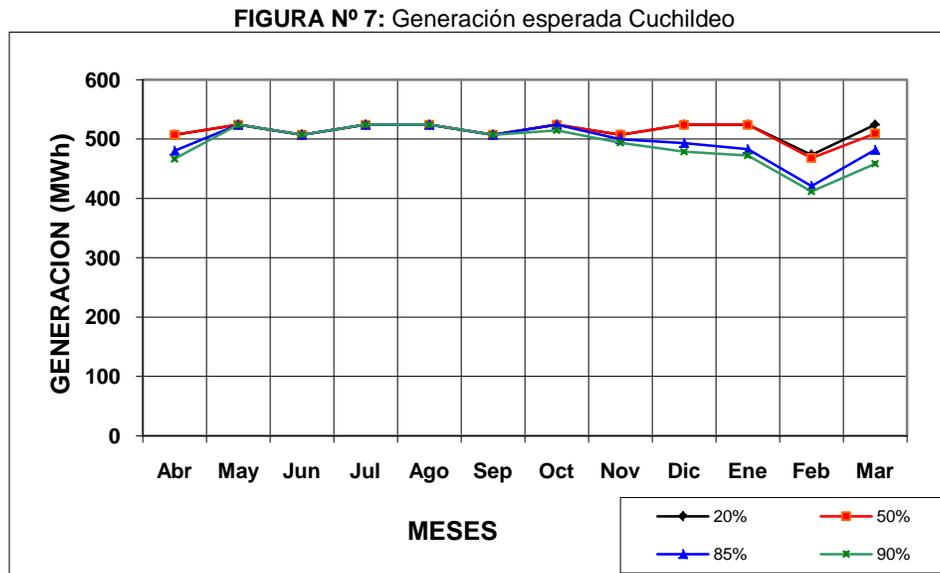
- g. Utilización de los costos de racionamiento o energía no suministrada, valorizada en 327 US\$/MWh, de acuerdo a lo indicado en la letra (t) del numeral 3, del Capítulo II de las BTD.
- h. Utilización de modelos y herramientas de análisis de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literal l) del Capítulo II de las Bases, que permiten:
 - **Coste4:** Simulación del despacho económico las unidades generadoras y valorización correcta de la operación del sistema.

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

7.2 PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

7.2.1 ANÁLISIS HIDROLÓGICO: APORTE DE ENERGÍA Y POTENCIA DE CUCHILDEO

Según los estudios entregados por la empresa y la validación realizada por el consultor, la matriz de energía generable se presenta en el Anexo A, Cap. 1, la cual esquemáticamente, se representa por el siguiente gráfico:



Para efectos de incluir la generación de la central se utilizó, en primera instancia, para efectos de energía, la hidrología media, resultando una generación esperada que se indica en la siguiente tabla:

TABLA 54: Energía generable Central Cuchildeo

Mes	Energía (MWh)
Abr	507,32
May	524,23
Jun	507,32
Jul	524,23
Ago	524,23
Sep	507,32
Oct	524,23
Nov	507,32
Dic	524,23
Ene	524,23
Feb	468,30

Mar	509,42
Total Anual	6.152,42

Este resultado implica un factor de planta de casi un 92%. No obstante estos resultados, es importante mencionar, que no existe un estudio hidrológico finalizado para determinar la energía generable para esta central, debiendo el consultor, estimar esta matriz con cuencas aledañas que no necesariamente tienen el mismo comportamiento.

En una segunda etapa, si bien se considera que el aporte máximo de energía es con probabilidad de excedencia del 50%, que equivale a un factor de planta de casi 92%, dada la historia de dicha central, se ha limitado su aporte en energía aplicando una probabilidad de falla que ajusta la energía disponible a la energía real del año 2009. Esta probabilidad de falla disminuye en los años futuros de simulación, sin embargo se congela el año 2015, en una tasa que significa una generación máxima equivalente a 450 kW de potencia media anual.

7.2.2 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 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 en 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 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 2.000 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 Hornopirén. Los estudios a los cuales hace mención el capítulo 6-3 de la NT se encuentran actualmente en desarrollo, por lo que la empresa aplica los criterios de seguridad conforme a los procedimientos por ella establecidos para tal efecto. En el marco de la presente tarificación la empresa no se acogió a la posibilidad de solicitar una disminución del nivel de seguridad⁴, esto es disminuir el nivel de reserva en giro, por lo que en este sentido prevalece el valor señalado en la norma de 10%, valor que será utilizado por tanto en la obtención de los resultados solicitados para el presente Informe.

En relación a la reserva fría, la empresa utiliza como procedimiento el respaldar la unidad más grande en operación. Sin perjuicio de lo anterior, el abastecimiento de las demanda se realiza utilizando la unidad térmica de 825 kW y la central Cuchildeo para abastecer la demanda en forma solidaria, esto es, que ambas aumentan su carga en función de los requerimientos del sistema, actuando por tanto como autorespaldo entre ellas. A lo anterior se suman las unidades en frío de 1000 kW cada una, disponibles para reemplazar a cualquiera de las que se encuentran en operación ante contingencias.

A nivel global no se requiere en este sistema desprender parcialmente carga ante contingencias o el uso de esquemas de desconexión de carga (EDAC) adicionales a los disponibles por subfrecuencia o subvoltajes.

7.2.3 MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

Proyectos Hidroeléctricos

El consultor recurrió a la Dirección General de Aguas, del Ministerio de Obras Públicas, la cual a través de su Resolución Exenta N°4398 del 30 de diciembre de 2009, fija el listado de derechos de aprovechamiento de aguas afectos al pago de patentes a beneficio fiscal por no utilización de aguas, la cual se adjunta en el Anexo E.

De los proyectos ahí mencionados, se puede apreciar un derecho de agua de gran volumen de caudal, como es el proyecto de Río Puelo de Endesa que no es dimensionable para Hornopirén. El resto de los derechos, no presenta posibilidad de concretar proyectos en el mediano plazo por lo que el consultor los desestimó para la planificación del Sistema Mediano de Hornopirén.

En anexo 7.2.3 se entrega la lista de patentes de derechos de agua de la DGA

Dado lo anterior, el plan de expansión realizado para el Sistema Mediano de Hornopirén, fue en base a unidades térmicas exclusivamente.

Proyectos Térmicos

A continuación se presentan los módulos utilizados, el detalle de ellos se encuentra en el Anexo B:

⁴ Se adjunta carta SAESA del 10 de agosto de 2006 en que solicita simplificación de exigencias de la Norma Técnica, en el Anexo E

TABLA 55: Detalle módulos térmicos

Etapa	Módulo 300 kW Valor Inversión (MUS\$)	Módulo 825 kW Valor Inversión (MUS\$)	Módulo 1200 kW Valor Inversión (MUS\$)
1	526,3	860,5	995,7
2	165,9	386,9	522,0
3	165,9	386,9	522,0
Total	858,0	1.634,3	2.039,8
US\$/kW	953,4	660,3	566,6

Estos módulos de inversión se dividen en tres etapas que incluyen desde las obras civiles en la etapa 1 y posteriormente incorpora nuevos equipos generadores. Una breve descripción de los elementos que se incluyen, es la siguiente:

TABLA 56: 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
3	Estanque y Red combustible individual
	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 el Sistema Mediano de Hornopirén 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 la zona. 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 Gobierno⁵, 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 la actual Casa de

⁵ El texto del DS N°146/97 se encuentra en el Anexo A.

Máquinas que posee la CT Hornopirén. 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”.

No obstante el diseño de estos módulos, para el caso del cálculo del plan de expansión óptimo y del CID para el Sistema Mediano de Hornopirén, se parte de la base que la Central Térmica Hornopirén, está acondicionada para albergar más unidades de generación por lo que en el Plan de Expansión Óptimo, para las primeras dos expansiones, no se consideró el Módulo en Etapa 1.

7.2.4 COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN

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 precedentemente.

Para efectos de proyectar los costos fijos en el horizonte de evaluación, para el plan de expansión óptimo, solo se consideró el costo fijo de la central térmica, toda vez que no se contempla ampliación de la central Cuchileo ni tampoco un proyecto hidroeléctrico para el Sistema Mediano de Hornopirén. Para esta proyección 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.

El cálculo de estos parámetros se encuentra contenido en el Anexo C, y se resumen en el siguiente cuadro:

TABLA 57: Parametrización de Costos Fijos

VI CT Hornopirén	(M\$)	1.003.904
Costos Fijos (incrementales VI)	(M\$/año)	9.250
	% sobre VI	0,92%
Costos Fijos (aditivos Etapa 1)	(M\$/año)	38.740
	(US\$/año)	59.663
Costos Fijos (estructura inicial)	(M\$/año)	99.907
	(US\$/año)	153.865

Para el año base se considerará como costo fijo la siguiente estructura:

TABLA 58: Costos Fijos Año Base

Partida		MUS\$/año
Costos Fijos (incrementales VI)	0,92% del VI Térmico	14,22
Costos Fijos (aditivos Etapa 1)	Etapa 1 CT Hornopirén Existente	59,66
Costos Fijos Estructura	CT Hornopirén + Cuchildeo	403,08
Costo Fijo Año Base P.E.O.		476,96

Costos variables combustibles (CVC)

Para la determinación de los costos variables combustibles de operación del Plan de Expansión, es necesario modelar el despacho de carga de todas las unidades 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 para las centrales térmicas empleados en la modelación:

TABLA 59: Consumos específicos unidades térmicas

Potencia Unidad (kW)	Origen	Consumo Específico (lt/kWh) ⁶
1000	Existente	0,315
825	Existente	0,315
825	Módulo expansión	0,238
1200	Módulo expansión	0,275

El precio de combustible se determinó 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:

TABLA 60: Precio promedio de combustible

Punto de Suministro	US\$/lt
Hornopirén	0,786

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

TABLA 61: Costos variables combustible módulos de expansión TÉRMICOS

Potencia Unidad (kW)	Origen	CVC (US\$/MWh)
1000	Existente	247,59
825	Existente	247,59
825	Módulo expansión	187,07
1200	Módulo expansión	216,15

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

⁶ 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 frecuentemente en su mínimo técnico como respaldo de la Central Cuchildeo.

Conforme establece la letra t) del capítulo N°3 de las BTD, 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.

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 62: Costos variables no combustible módulos de expansión térmicos

Potencia Unidad (kW)	Origen	CVNC (US\$/kWh)
1000	Existente	11,8
825	Existente	11,8
825	Térmica Diesel	9,09
1200	Térmica Diesel	10,25

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

7.2.5 PLANIFICACIÓN ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Se modeló en la operación económica del Sistema de Generación en el programa de despacho óptimo térmico COSTE 4 (uninodal).

Considerando el balance de potencia realizado y los módulos térmicos de cada una de las alternativas de expansión, se simuló con el COSTE 4 la operación económica del parque de 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 la central Cuchildeo se considera en base del despacho, dado que su costo de operación es nulo (CVC=0), sin embargo, dicho aporte depende de la variabilidad aleatoria de la hidrología. Para modelar esta condición, se procesó en el COSTE 4 en forma independiente los siguientes escenarios hidrológicos:

- Hidrología Seca: Probabilidad de excedencia 85%
- Hidrología Media: Probabilidad de excedencia 50%
- Hidrología Húmeda: Probabilidad de excedencia 20%

Para determinar el aporte de la central Cuchildeo, se calculó un costo medio de generación con las tres hidrologías mencionadas, para los 15 años de horizonte de evaluación del Plan de Expansión Óptimo. Este costo medio considera 1000 evaluaciones de esos 15 años, utilizando series hidrológicas aleatorias. Como resultado, se pudo comprobar que este costo medio difiere en menos de 0,5% respecto del costo al utilizar la hidrología media para los 15 años. Por lo anterior, para la planificación del Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Hornopirén, se utilizó la hidrología media de la central. No obstante lo anterior, el factor de planta utilizado para la central Cuchildeo fue de 60%, que responde al FP histórico de la central.

El despacho considera, los mínimos técnicos de las diferentes unidades disponibles, que en el caso de las térmicas, según la empresa, es el 35% de su potencia nominal y para Cuchildeo, la potencia de generación mínima es de 230 kW.

A partir de los datos anteriores, se despachó primeramente la CH Cuchildeo, dado que el bloque de demanda mínima, correspondiente a 2009, fue de 275 kW, menor que el mínimo técnico de la unidad térmica de menor tamaño.

Aumentos de demanda posteriores son absorbidos por las unidades térmicas y Cuchildeo de manera compartida. Para tal efecto se modelaron las distintas unidades mediante tramos de potencia y precios de despacho, según la siguiente tabla:

TABLA 63: Orden de mérito para despacho

Central	Clave	2008-2009-2010	2011-2014	2015-2023
		(MW)	(MW)	(MW)
CH Cuchildeo	CH1_1	0,230	0,230	0,230
CT 825	CT3_1	0,288	0,288	0,288
CH Cuchildeo	CH1_2	0,115	0,160	0,220
CT 825	CT3_2	0,537	0,537	0,537
CT 1200 -1	CT1_1	0,350	0,350	0,350
CT 1200 -2	CT2_1	0,350	0,350	0,350
CT 1200 -1	CT1_2	0,250	0,250	0,250
CT 1200 -2	CT2_2	0,250	0,250	0,250
CT 1200 -1	CT1_3	0,400	0,400	0,400
CT 1200 -2	CT2_3	0,400	0,400	0,400
CH Cuchildeo	CH1_3	0,420	0,375	0,315

Se ajustó el despacho de la central Cuchildeo de modo de que la energía generada el año 2009 estuviera dentro del rango de energía real generada dicho año.

TABLA 64: Matriz de generación asociada al plan

Año	Termoeléctrico		Hidroeléctrico		Total
	MWh	Porcentaje	MWh	Porcentaje	MWh
2009	4.568	53%	4.002	47%	8.570
2010	4.629	54%	4.011	46%	8.640
2011	4.910	55%	4.016	45%	8.926
2012	5.844	59%	4.033	41%	9.877
2013	7.162	64%	4.052	36%	11.214
2014	9.037	69%	4.072	31%	13.109
2015	11.102	73%	4.080	27%	15.182
2016	13.263	76%	4.080	24%	17.343
2017	15.389	79%	4.081	21%	19.470
2018	17.344	81%	4.079	19%	21.423
2019	19.545	83%	4.079	17%	23.624
2020	22.018	84%	4.085	16%	26.103
2021	24.815	86%	4.081	14%	28.896
2022	27.960	87%	4.081	13%	32.041
2023	31.503	89%	4.081	11%	35.584

Se simuló tres períodos de despacho: 2008-2009-2010, 2011-2014 y 2015-2023.

A partir de los resultados de la simulación se determinó los costos reales de operación en base a los precios reales de despacho de cada central.

7.2.6 ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

Proyecto hidroeléctricos

En consecuencia a lo indicado en el numeral 7.2.3, no se encontraron proyectos factibles y dimensionables en el mediano plazo que puedan incluirse en el plan de expansión del Sistema Mediano de Hornopirén.

Alternativas evaluadas

Se analizaron dos alternativas de expansión que cumplieran con las condiciones mínimas de abastecimiento de la demanda del Sistema Mediano de Hornopirén. A continuación se detalla cada una de las alternativas:

TABLA 65: Plan de expansión N°1

Año	Hidro	Termino	Potencia (kW)
2009	---	---	---
2010	---	---	---
2011	---	Se pone en servicio regulador automático de frecuencia de las máquinas	---
2012	---	---	---
2013	---	Módulo 825 etapa 2	825
2014	---	---	---
2015	---	Módulo 825 etapa 2	825
2016	---	---	---
2017	---	Módulo 825 etapa 3	825
2018	---	Módulo 825 etapa 1	825
2019	---	---	---
2020	---	Módulo 825 etapa 2	825
2021	---	Módulo 825 etapa 3	825
2022	---	Módulo 825 etapa 1 y 2	1.650
2023	---	---	---

TABLA 66: Plan de expansión N°2

Año	Hidro	Termino	Potencia (kW)
2009	---	---	---
2010	---	---	---
2011	---	Se pone en servicio regulador automático de frecuencia de las máquinas	---
2012	---	---	---
2013	---	Módulo 825 etapa 2	825
2014	---	---	---
2015	---	Módulo 825 etapa 2	825
2016	---	Módulo 825 etapa 3	825
2017	---	---	---
2018	---	Módulo 1200 etapa 1	1200
2019	---	---	---
2020	---	Módulo 1200 etapa 2	1200
2021	---	---	---

2022	---	Módulo 1200 etapa 3	1200
2023	---	Módulo 1200 etapa 1	1200

7.3 PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

En el sistema mediano de Hornopirén no hay instalaciones de transmisión ni tampoco se evaluaron instalaciones futuras.

7.4 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.

No obstante lo anterior se ha considerado en el plan de expansión óptimo la adaptación a la Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos dictada por la Resolución Exenta N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en la materia que se refiere al control automático de frecuencia.

Para esto se solicitó un presupuesto estimativo del costo de la implementación de un sistema de control automático de frecuencia para la central Hornopirén el cual se adjunta en el Anexo B) Controlador de Frecuencia con un costo aproximado de MUS\$30,9 el cual debiera ponerse en servicio para el año 2011.

Este control automático de frecuencia a juicio del consultor debe instalarse en la central térmica Hornopirén, no siendo necesario instalar un dispositivo de estas características en la central hidroeléctrica Cuchildeo. El motivo de esta implementación es que las unidades de respaldo se encuentran en la CT Hornopirén, por lo que una falla en cualquier unidad del SM Hornopirén, sea esta térmica o la hidroeléctrica, se verá respaldada por otra unidad térmica ubicada precisamente en la CT Hornopirén.

7.5 VALORIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

A continuación se presentan los costos anuales fijos, variables y de inversión del Plan de Expansión Óptimo.

Costos totales del plan de expansión

Los costos de inversión de los planes de inversión evaluados son los siguientes:

TABLA 67: Costos de inversión Planes de expansión

	Plan de Expansión N°1 (MUS\$)	Plan de Expansión N°2 (MUS\$)
Valor Total Plan	25.500	28.543

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

- “ResResultadosCoste_Hornopiren_CID.xlsx”
- “ResResultadosCoste_Hornopiren_PEX_Alternativo Informe 2.xlsx”

Dado los resultados, el plan de expansión óptimo es el Plan de Expansión N°1

Detalle de Costos de Inversión

Las inversiones consideradas para el Plan de Expansión N°1 son las siguientes:

TABLA 68: Detalle Costos de inversión Planes de expansión

Año	Inversión (MUS\$)	Valor residual (MUS\$)
2009	-	
2010	-	
2011	30,9	
2012	-	
2013	386,9	
2014	-	
2015	386,9	
2016	-	
2017	386,9	
2018	860,5	
2019	-	
2020	386,9	
2021	386,9	
2022	1.247,4	
2023	-	3.657

Detalle de balance de potencia del plan de expansión

En la siguiente tabla se indican los niveles de reserva de Energía y Potencia adoptados para la determinación del PEO y su efecto en plan obligatorio del período tarifario 2011 al 2014. Para la determinación de la potencia de suficiencia se consideró una capacidad igual a la demanda más los consumos propios (2% de la demanda) y una reserva en giro del 10% de la capacidad despachada. Adicionalmente a la potencia de suficiencia, se incorporó como reserva en frío a la unidad de mayor tamaño despachada, correspondiente a una unidad de 825 kW. Si bien es cierto, a medida que aumenta la demanda del SM Hornopirén, se comienzan a despachar las unidades de 1000 kW, éstas en conjunto, jamás superan los 825 kW de potencia en promedio, por lo que no se hace necesario respalda en frío a estas unidades y por lo tanto se conserva la reserva de una unidad de 825 kW.

A continuación se presenta el balance de potencia para el sistema mediano de Hornopirén capacidades instaladas:

TABLA 69: Balance de potencia Sistema Hornopirén

Año	Demanda Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad de Suficiencia (MW)	Reserva en Giro (MW)	Reserva en Frío (MW)	Reserva Total (MW)	Porcentaje Reserva
2009	1,70	3,59	2,65	0,95	0,94	1,89	111%
2010	1,89	3,59	2,65	0,77	0,94	1,70	90%
2011	1,95	3,59	2,65	0,70	0,94	1,64	84%
2012	2,16	3,59	2,65	0,50	0,94	1,43	66%
2013	2,45	4,42	3,47	1,02	0,94	1,97	80%
2014	2,86	4,42	3,47	0,61	0,94	1,55	54%
2015	3,31	5,24	4,29	0,97	0,95	1,93	58%
2016	3,79	5,24	4,29	0,50	0,95	1,45	38%
2017	4,25	6,07	5,10	0,85	0,96	1,81	43%
2018	4,68	6,89	5,92	1,24	0,97	2,21	47%
2019	5,16	6,89	5,92	0,76	0,97	1,73	34%
2020	5,70	7,72	6,74	1,04	0,98	2,02	35%
2021	6,31	8,54	7,55	1,25	0,99	2,23	35%
2022	7,00	10,19	9,19	2,19	1,00	3,19	46%

2023	7,77	10,19	9,19	1,42	1,00	2,42	31%
------	------	-------	------	------	------	------	-----

De la tabla anterior, las potencias instaladas y despachadas según tipo de central es la siguiente:

TABLA 70: Balance de potencia Sistema Hornopirén

Año	Capacidad Instalada Hidro (MW)	Capacidad Despachada Hidro (MW)	Capacidad Instalada Termo (MW)	Capacidad Despachada Termo (MW)
2009	0,77	0,45	2,83	1,97
2010	0,77	0,45	2,83	1,97
2011	0,77	0,45	2,83	1,97
2012	0,77	0,45	2,83	1,97
2013	0,77	0,45	3,65	2,79
2014	0,77	0,45	3,65	2,79
2015	1,28	0,76	4,48	3,61
2016	0,77	0,45	4,48	3,61
2017	0,77	0,45	5,30	4,42
2018	0,77	0,45	6,13	5,24
2019	0,77	0,45	6,13	5,24
2020	0,77	0,45	6,95	6,06
2021	0,77	0,45	7,78	6,87
2022	0,77	0,45	9,43	8,51
2023	0,77	0,45	9,43	8,51

El detalle del balance indicado se encuentra en:

Anexo E, "ResResultadosCoste_Hornopiren_CID.xlsx"

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 71: COMA Plan de expansión

Año	Operación y Mantenimiento (MUS\$/año)	Fijo Inicial (MUS\$/año)	Fijo Incr. VI (MUS\$/año)	Fijo Etapa 1 (MUS\$/año)	Total (MUS\$/año)
2009	1.253,49	403,08	14,23	59,66	1.730,46
2010	1.260,77	403,08	14,23	59,66	1.737,74
2011	1.337,20	403,08	14,51	59,66	1.814,45
2012	1.595,61	403,08	14,51	59,66	2.072,86
2013	1.574,00	403,08	18,07	59,66	2.054,81
2014	2.054,98	403,08	18,07	59,66	2.535,79
2015	2.317,04	403,08	21,63	59,66	2.801,41
2016	2.844,89	403,08	21,63	59,66	3.329,27
2017	3.142,43	403,08	25,19	59,66	3.630,36
2018	3.477,47	403,08	33,11	119,33	4.032,99
2019	3.959,10	403,08	33,11	119,33	4.514,61
2020	4.402,91	403,08	36,67	119,33	4.961,98
2021	4.934,55	403,08	40,23	119,33	5.497,19
2022	5.529,69	403,08	51,70	178,99	6.163,46
2023	6.237,25	403,08	51,70	178,99	6.871,02

8 DETERMINACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

8.1 METODOLOGÍA

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:

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

8.2 RESULTADOS

TABLA 72: CID

VP I (MUS\$)	1.674
VR Pte (MUS\$)	875
VP (Ci-C0) (MUS\$)	9.808
VP (Ei-E0) (GWh)	52
CID US\$/MWh	205

El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo E:

- “ResResultadosCoste_Hornopiren_CID.xlsx”

8.3 RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN

Dado que la primera expansión del Sistema Mediano de Hornopirén recién se realiza el año 2013, se ha hecho un análisis de la validez del plan en función de la demanda de potencia esperada para el sistema, de esta forma se concluye lo siguiente:

Si la demanda máxima de potencia del sistema del año 2012 aumenta un 16% (345 kW) se requiere adelantar la unidad de 825 dispuesta para el 2013

Si la demanda máxima de potencia del sistema del año 2013 disminuye un 4% (97,9 kW) se puede atrasar un año la entrada de la unidad de 825 dispuesta para el año 2013.

9 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 Hornopirén, 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 tarifificar. 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.

9.1 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.

9.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN

La CT Hornopirén dispone en el año base de tres unidades térmicas: dos de 1000 kW y una de 825 kW, y la central Cuchildeo tiene una máquina de 765 kW, mediante las cuales se abastece una demanda para el año 2009 de 1.704 kW.

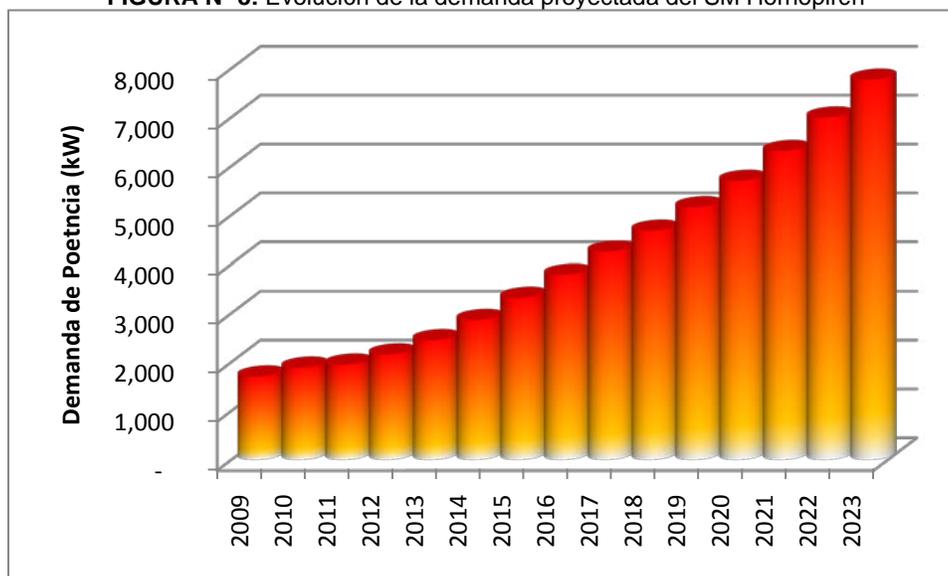
TABLA 73: Instalaciones SM Hornopirén existentes al año base

Instalaciones Existentes		Térmica	Hidro	Total
Unidad 1	(kW)	1.000	765	
Unidad 2	(kW)	1.000		

Unidad 3	(kW)	825		
Potencia Instalada	(kW)	2.825	765	3.590
VI	(MUS\$)	1.546,7	4.905,9	6.452,6
Costo Unitario	(US\$/kW)	547,5	6.412,9	1.797,4

El crecimiento de la demanda para el período de planificación se grafica en la siguiente figura:

FIGURA N° 8: Evolución de la demanda proyectada del SM Hornopirén



Este crecimiento implica disponer de un parque capaz de abastecer dicha demanda respetando las exigencias de seguridad y calidad vigentes, junto con el comportamiento y características del consumo.

Del análisis del comportamiento temporal del consumo en este sistema, se puede apreciar que los bloques de demanda mínima para los años 2009-2014 tienen una magnitud entre 275 y 455, razón por la cual se hace necesario disponer de al menos una unidad cuya potencia mínimo técnico esté en condiciones de abastecer este bloque.

Se ha podido constatar que el Plan de Reposición eficiente es muy sensible a las instalaciones del año base, toda vez que si se considera un cambio de capacidad de las instalación marginal dentro del horizonte de planificación, eso significaría incorporar dos máquinas de igual potencia de modo de respetar la reserva en frío de la máquina más grande.

De lo anterior, se tienen las siguientes alternativas de unidades de generación para el año base del Proyecto de Reposición Eficiente, resultando la Opción N°3 de 3 unidades de 825 kW más una central hidro de 765 kW, la de menor Valor de Inversión y de mejores rendimientos:

TABLA 74: Opciones unidades generadoras año base proyecto de reposición

Año Base	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Unidades	3 termo 1.200 kW 1 hidro 765 kW	7 termo 300 kW 1 hidro 765 kW	3 termo 825 kW 1 hidro 765 kW
Capacidad (kW)	4.365	2.865	3.240
Inversión (MUS\$)	6.946	7.148	6.540
Costo Unitario (US\$/kW)	1.591	2.495	2.019
Valor presente Plan (MUS\$)	4.178	4.473*	3.988

(*) a partir del año 2014 se consideran unidades de 825 kW

Por otra parte, se requiere respetar los criterios de reserva óptima de generación señalados en el presente informe. De esta forma, la "Demanda Total" para el parque generador se configura de la siguiente manera:

$$\text{Demanda Total} = \text{DemMax} * (1 + \text{FPér}) + \text{ReservGiro} + \text{ReservaFría}$$

Donde la *ReservaGiro* es igual al 10% de la demanda incluyendo los consumos propios (2%) y la *ReservaFría* corresponde a la unidad más grande operando en demanda máxima, que el caso del Sistema Mediano Hornopirén es 825 kW.

Conforme a lo anterior, la tabla siguiente contiene las instalaciones necesarias para los efectos indicados, en base a los módulos térmicos recomendados por el consultor:

TABLA 75: Instalaciones eficientes año base

Instalaciones año base		Termo	Hidro	Total
Unidad 1	(kW)	825	765	
Unidad 2	(kW)	825		
Unidad 3	(kW)	825		
Potencia Instalada	(kW)	2.475	765	3.240
VI	(MUS\$)	1.634	4.906	6.540
Costo Unitario	(US\$/kW)	660	6.413	2.019

Como se puede apreciar el costo unitario del kW instalado del Proyecto de Reposición Eficiente en el año base es mayor al costo unitario de la actual central Hornopirén. Este resultado se explica porque el proyecto de reposición eficiente se construyó en base a un estándar superior a las instalaciones existentes, acorde a lo señalado por la Norma Técnica, respecto de la norma de emisión de ruido de las inversiones necesarias para la regulación automática de frecuencia.

Las unidades consideradas para el Proyecto de Reposición en el horizonte de planificación consideran unidades similares a las incluidas en el año base, de la siguiente forma:

TABLA 76: Unidades generadoras proyecto de reposición

Año	Capacidad (kW)	Descripción	Inversión (MUS\$)
2009	3.240	Módulo Térmico etapas 1, 2 y 3 Hidro pasada	1.634 4.906
2012	825	Módulo Térmico etapa 1	861
2014	825	Módulo Térmico etapa 2	387
2016	825	Módulo Térmico etapa 3	387
2017	825	Módulo Térmico etapa 1	861
2019	825	Módulo Térmico etapa 2	387
2020	825	Módulo Térmico etapa 3	387
2022	825	Módulo Térmico etapa 1	861
2023	825	Módulo Térmico etapa 2	387

El balance de potencia resultante para el proyecto de Reposición:

TABLA 77: Balance de potencia PRE

Año	Demanda Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad de Suficiencia (MW)	Reserva en Giro (MW)	Reserva en Frío (MW)	Reserva Total (MW)	Porcentaje Reserva
2009	1,70	3,24	2,29	0,59	0,95	1,54	90%
2010	1,89	3,24	2,29	0,41	0,95	1,35	72%
2011	1,95	3,24	2,29	0,34	0,95	1,29	66%
2012	2,16	4,15	3,18	1,03	0,97	1,99	92%
2013	2,45	4,15	3,18	0,74	0,97	1,70	70%
2014	2,86	4,98	4,00	1,14	0,97	2,11	74%
2015	3,31	4,98	4,00	0,69	0,97	1,66	50%
2016	3,79	5,80	4,82	1,03	0,98	2,01	53%
2017	4,25	6,63	5,63	1,38	0,99	2,37	56%
2018	4,68	6,63	5,63	0,96	0,99	1,95	42%
2019	5,16	7,45	6,45	1,29	1,00	2,29	44%
2020	5,70	8,28	7,27	1,57	1,01	2,58	45%

Año	Demanda Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad de Suficiencia (MW)	Reserva en Giro (MW)	Reserva en Frío (MW)	Reserva Total (MW)	Porcentaje Reserva
2021	6,31	8,28	7,27	0,96	1,01	1,97	31%
2022	7,00	9,10	8,08	1,09	1,02	2,10	30%
2023	7,77	9,93	8,90	1,13	1,02	2,16	28%

9.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA

El proyecto de reposición eficiente de infraestructura para la CT Hornopirén, se incluye dentro de los módulos de expansión, específicamente en los módulos en su etapa 1, la cual considera todo lo necesario para que la central albergue a las unidades generadoras y su personal de operación.

No obstante lo anterior se ha considerado en el proyecto de reposición eficiente la adaptación a la Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos dictada por la Resolución Exenta N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en la materia que se refiere al control automático de frecuencia de la generación frente a perturbaciones o escalones de carga.

Este control automático de frecuencia a juicio del consultor debe instalarse en la central térmica Hornopirén, no siendo necesario instalar un dispositivo de estas características en la central hidroeléctrica Cuchildeo. El motivo de esta implementación es que las unidades de respaldo se encuentran en la CT Hornopirén, por lo que una falla en cualquier unidad del SM Hornopirén, sea esta térmica o la hidroeléctrica, se verá respaldada por otra unidad térmica ubicada precisamente en la CT Hornopirén.

9.4 VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

A continuación se entrega la caracterización y costeo general del proyecto de reposición eficiente:

TABLA 78: Costo de inversión Proyecto de Reposición Eficiente

Etapa	Ítem	Inversión (MUS\$)
1	Estanque y Red combustible general	67,3
	Estanque y Red combustible individual	11,2
	Obras civiles	355,8
	Motor-Generador	263,4
	Contenedor	46,9
	Equipos eléctricos	98,0
	Terreno	17,8
2 y 3	Estanque y Red combustible individual	11,2
	Obras civiles	8,6
	Motor-Generador	263,4
	Contenedor	46,9
	Equipos eléctricos	56,8
TOTAL Costo Inversión módulos 1, 2 y 3		1.634,3

El detalle de esta valorización se encuentra en el Anexo B.

Para el caso de la central hidroeléctrica de pasada, se han considerado la valorización de la central hidroeléctrica de pasada Cuchildeo, con MUS\$4.905,6

Por otro lado, en los costos fijos se incluyen los costos asociados a la implementación y operación, directa e indirecta asociada al Proyecto de Reposición Eficiente, dados por la modelación detallada en el Anexo C, los cuales se resumen a continuación:

- Costos Fijos Incrementales: dados por la instalación o reposición de equipos de generación. Se consideran todos los costos indirectos más las partidas de costos directos de “Contribuciones de Bienes Raíces”, “Mantenimiento de edificaciones”, “Mantenimiento de subestación. Líneas y otros”, “Patentes Comerciales” y “Seguros”
- Costos Fijos Aditivos: estos costos fijos son los que la empresa debe incurrir cuando crea un punto de generación. Este cargo se compone del resto de las partidas de los costos directos no consideradas en el ítem anterior.
- Costos Fijos de Estructura: Este ítem se compone de todas las partidas de costos fijos indirectos, los cuales tienen relación con la administración y operación indirecta de la central

Los costos fijos calculados para el Proyecto de Reposición Eficiente del año 2009 son los siguientes:

TABLA 79: Costos fijos del proyecto de reposición eficiente

		Unidades Termo	Unidad Hidro
Costos Fijos Incrementales	(MUS\$/año)	15,0	0
Costos Fijos Aditivos	(MUS\$/año)	59,7	0
Costos Fijos Estructura	(MUS\$/año)	153,9	268,5
Costo Fijo Total	(MUS\$/año)	497,0	
Costo Fijo a fin de año ⁷	(MUS\$/año)	521,6	

9.5 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. En el caso del Sistema mediano de Hornopirén, la partida de costo de transmisión es nula, debido a que en el horizonte de tarificación no se considera inversión en este segmento.

La expresión para el cálculo del CTLP es la siguiente:

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

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_t⁸: 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\$.

⁷ Se utiliza el Factor de Actualización indicado en la sección siguiente

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\$.

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 flujos según tecnología:

Generación Termoeléctrica

TABLA 80: Cálculo CTLP Termoeléctrico

Año	AVI Plan de Reposición Eficiente (MUS\$)	AVI Inversión (MUS\$)	AVIG _t (MUS\$)	Costos Variables Operación y Mantenimiento (MUS\$)	Costos Fijos (MUS\$)	COMAG _t (MUS\$)
2011	173,3	0,0	173,3	990,8	228,6	1.219,4
2012	173,3	88,0	261,2	1.149,4	296,1	1.445,5
2013	173,3	88,0	261,2	1.410,3	296,1	1.706,5
2014	173,3	128,1	301,4	1.774,9	299,7	2.074,6

Con los valores de la tabla anterior, se calcula el siguiente Costo Total de Largo Plazo es MUS\$1.924,2

Generación Hidroeléctrica

TABLA 81: Cálculo CTLP Hidroeléctrico

Año	AVI Plan de Reposición Eficiente (MUS\$)	AVI Inversión (MUS\$)	AVIG _t (MUS\$)	Costos Variables Operación y Mantenimiento (MUS\$)	Costos Fijos (MUS\$)	COMAG _t (MUS\$)
2011	456,0	0,0	456,0	40,68	268,5	309,18
2012	456,0	0,0	456,0	40,83	268,5	309,33
2013	456,0	0,0	456,0	41,05	268,5	309,55
2014	456,0	0,0	456,0	41,25	268,5	309,75

Con los valores de la tabla anterior, se calcula el siguiente Costo Total de Largo Plazo es MUS\$826

⁸ Dado que el AVIG fue calculado con la fórmula tradicional de la cuota: $Cuota = \frac{k}{\left(\frac{1}{r} \times \left[1 - \frac{1}{\left(\frac{1}{1+r}\right)^{12t}}\right]\right)}$ la cual

lleva el AVI a fin del año, para determinar el CTLP los AVI calculados fueron llevados a principios de año multiplicándolos (1+r)

Total Generación

TABLA 82: Cálculo CTLP

Año	AVI Plan de Reposición Eficiente (MUS\$)	AVI Inversión (MUS\$)	AVIG _t (MUS\$)	Costos Variables Operación y Mantenimiento (MUS\$)	Costos Fijos (MUS\$)	COMAG _t (MUS\$)
2011	629,2	0,0	629,2	1.031,48	497,0	1.528,50
2012	629,2	88,0	717,2	1.190,20	564,6	1.754,80
2013	629,2	88,0	717,2	1.451,37	564,6	2.015,97
2014	629,2	128,1	757,3	1.816,15	568,2	2.384,31

Con los valores de la tabla anterior, se calcula el siguiente Costo Total de Largo Plazo es MUS\$2.750,2

10 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 Hornopirén, 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 Hornopirén, 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.

10.1 GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

Coeficiente de Indexación CID

TABLA 83: Coeficientes CID

	Potencia	Energía
Coef ₁	11,3%	1,5%
Coef ₂	14,0%	0,7%
Coef ₃	0,0%	93,2%
Coef ₄	74,7%	4,6%

Coeficientes de Indexación CTLP

TABLA 84: Coeficientes CTLP

	Potencia	Energía
Coef ₁	25,4%	16,3%
Coef ₂	16,8%	1,4%
Coef ₃	0,0%	78,5%
Coef ₄	57,8%	3,8%

10.2 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

Coeficientes de Indexación CTLP

TABLA 85: Coeficientes CTLP

	Potencia	Energía
Coef ₁	65,2%	86,8%
Coef ₂	16,9%	0,0%

Coef ₃	0,0%	0,0%
Coef ₄	17,9%	13,2%

10.3 TOTAL SM HORNOPIRÉN

TABLA 86: Coeficientes CID

	Potencia	Energía
Coef ₁	11,3%	1,5%
Coef ₂	14,0%	0,7%
Coef ₃	0,0%	93,2%
Coef ₄	74,7%	4,6%

TABLA 87: Coeficientes CTLP

	Potencia	Energía
Coef ₁	51,9%	28,0%
Coef ₂	16,8%	1,1%
Coef ₃	0,0%	65,5%
Coef ₄	31,3%	5,4%

ANEXO 3.1

FIGURA Nº 9: Visión general Sistema Hornopirén

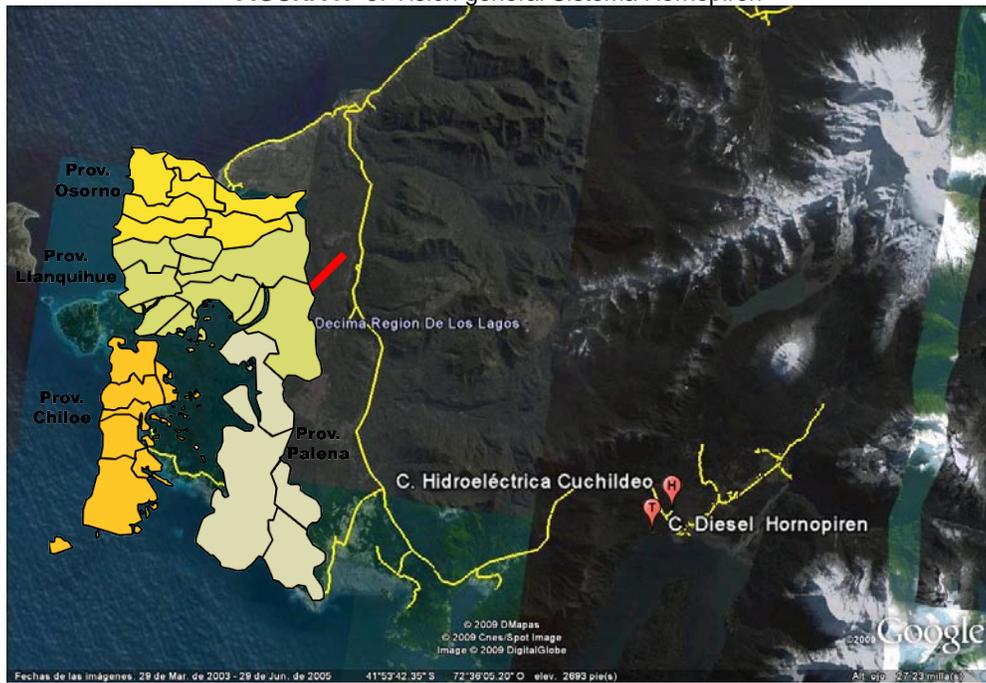


FIGURA Nº 10: Detalle ubicación centrales Sistema Hornopirén



Anexo 4.2.1

Obras Civiles

En primer lugar se realizó una comparación respecto de los ítems asociados a las obras civiles disponibles en las bases de datos del Consultor, realizando una homologación para su comparación en la zona de interés, señalada en la siguiente tabla:

TABLA 88: Comparación precios obras civiles

Ítem	Descripción	Unid.	Precios Unitarios Locales US\$	Precios GTD1 US\$	Precios GTD2 US\$	Precios GTD3 US\$	Precios GTD4 US\$	Precios Unit. Zona Central Prom. US\$	Diferencia
1	Obras Superficiales (bocatoma, canales, tranque, tubería y casa de máquinas)								
Excavaciones									
	Local con agotamiento (en lecho río)	m3	9,53	26,21	22,92	8,75	24,03	20,48	11,71
	Local en suelo	m3	6,55	5,12	2,44	4,81	8,95	5,33	-0,69
	Masivo en suelo	m3	4,40						
	Cubeta en suelo	m3	4,84	2,32	1,76	2,11	5,68	2,97	-1,48
	Masivo en roca	m3	36,18						
	Cubeta en roca	m3	39,79						
	Escarpe	m2	2,32						
Rellenos									
	Relleno con material de excavación, tamaño máximo 2"	m3	17,75	12,74	18,97	27,72	9,60	17,26	0,93
	Relleno estructural, tamaño máximo 3/4"	m3	20,80						
	Relleno compactado, tamaño máximo 3/4"	m3	21,44	13,90	16,34	27,72	9,60	16,89	-2,83
	Arena	m3	17,11						
Hormigones									
	Hormigón H30	m3	184,79						
	Hormigón armado H30	m3	309,80						
	Hormigón armado con moldaje H30	m3	407,19						
	Masivo H25	m3	185,20						
	Hormigón masivo H30	m3	189,23	139,63	188,92	149,83	232,08	177,62	3,53
	Emplantillado	m3	139,30	105,04	150,79	165,86	172,98	148,67	20,52
	Hormigón proyectado	m3	230,44						
	Hormigón proyectado con Fibra de refuerzo	m3	326,10						

Revestimiento								
Hormigón proyectado en taludes H:V=2:3	m3	282,21						
Malla ACMA C139	m2	6,40						
Aceros								
Enfierraduras A63-42H	kg	2,93	1,23	1,44	1,35	1,36	1,34	-1,36
Barandas y elementos menores	kg	6,55						
Estructura metálica A270-ES	kg	4,28						
Estructura metálica A345-ES	kg	4,29						
Estructura metálica galvanizada A270-ES	kg	4,92						
Estructura metálica galvanizada A345-ES	kg	4,81						
Compuertas de sector	kg	5,36						
Compuertas planas	kg	5,36						
Rejas	kg	10,59						
Protecciones								
Enrocado consolidado 500 Kg	m3	100,47	106,89	83,11			95,00	2,57
Enrocado consolidado 300 Kg	m3	78,22	72,74	83,11	71,97	86,50	78,58	6,62
Enrocado sin consolidar 300 Kg	m3	49,98						
Protección de enrocado 2000 Kg	m3	72,64						
Adoquines	m2	42,34	189,98	179,34	340,92	230,65	235,22	196,27
Gaviones	m3	256,09						
Membrana HDPE (e=2mm, suministro y colocación)	m2	5,53						
Geotextil no tejido 200g/cm2	m2	2,02						
Material granular tamaño máximo nominal 50mm	m3	28,41						

Conforme a la tabla anterior, se aprecia que existe una gran cantidad de precios, que dentro de un rango, son similares entre los antecedentes que maneja el Consultor. Las principales diferencias se

presentan en aquellos ítems en los cuales existe una mayor incertidumbre constructiva. En efecto, las excavaciones en lecho de río evaluadas en la primera columna se dan en un contexto de proyecto realizado, en tanto los valores del consultor se refieren a cotizaciones de empresas constructoras, que ante la incertidumbre en la realización del trabajo a realizar castigan los precios. Caso similar se presenta para los adoquines, ya que los precios locales evalúan situaciones existentes, mientras que las cotizaciones del consultor reflejan el castigo en los precios mencionada previamente.

Por otra parte, es sabido que las empresas constructoras tienden a castigar los precios unitarios de las actividades a realizar en las primeras etapas del proyecto, a efectos de contar con flujos de caja de mayor volumen a inicios del proyecto.

En virtud de lo anterior, este Consultor considera que los precios locales se encuentran dentro de rangos razonables para los proyectos hidráulicos que se desea evaluar. Consistente con lo anterior, los presupuestos de obra se realizarán en base a las cubicaciones realizadas por dicha empresa.

Bocatoma

El costo total de Bocatoma se obtuvo como un 11 % de la inversión en OCCC, valor medio para los proyectos revisados por GTD, de tamaño entre 0,5 y 10 MW. El diseño de Bocatoma es función del caudal de diseño y del de crecida, este último dato se obtiene de los estudios de ingeniería básica.

Canal de Aducción

Para la determinación del costo unitario de canal, se utilizó la fórmula de Rodolfo Bennewitz, en la cual el parámetro principal de diseño es el Caudal de Diseño (Q) del proyecto.

$$\text{Costo (US$/mts)} = -0,13 Q^2 + 36 Q + 400$$

Rápido y Cámara de Descarga

Para la determinación del costo, también se utilizó la fórmula de Rodolfo Bennewitz, en la cual el parámetro principal de diseño es el Caudal de Diseño (Q) del proyecto.

$$\text{Costo Rápido (US$/mts)} = -0,053 Q^2 + 24,9 Q + 516$$

$$\text{Costo Cámara (US\$)} = (0,22 Q^2 + 27 Q - 100) * 1000$$

Tubería Forzada

Para la determinación del costo unitario, se definió un diámetro económico usando la fórmula de Rodolfo Bennewitz:

$$D = \left[8 \cdot \frac{Q^3}{H_{\max} + 25} \right]^{3/22}$$

Para los tamaños de central a parametrizar, se fijó un espesor de

- Para diámetros de entre 1000 y 1400; espesor = 10 mm
- Diámetro entre 800 y 1000; espesor = 9 mm
- Diámetro entre 600 y 800; espesor = 7 mm

Casa de Maquina

Se determinó un costo unitario en función de la relación costo/ potencia para un número de proyectos revisados por GTD:

$$\text{Costo (US$/MW)} = 78745 \cdot (B1/1000) + 213348$$

Canal de Restitución

Ídem Canal de aducción.

Caminos de Acceso

Para la determinación de los costos en caminos, se consideró un camino de acceso equivalente a un 30 % de la longitud del Canal de Aducción y un camino interior igual a un 150% de la longitud del Canal de Aducción.

Patio Elevador

Se parametrizó en función de la relación entre las inversiones en OOC de Casas de Maquinas y Patios Elevadores, de proyectos revisados por GTD, se obtuvo la siguiente ecuación:

$$\text{Costo (US\$)} = (0,0000000000002 * G73^2 - 0,0000004 * G73 + 0,3001) * G73$$

Línea de transmisión a Bocatoma

La central no tiene línea de transmisión a la bocatoma

Equipos Hidromecánicos

Se obtuvo un valor medio de diferentes proyectos revisados por GTD, 57.000 (US\$/MW)

Equipos Electro Mecánicos

El costo de los equipos de la casa de máquinas está compuesto por las unidades de Turbina-Generador, Equipos de los Servicios Auxiliares, Puente Grúa, Transformador de Poder y Patio Elevador.

La suma de los costos de la unidad de Turbina-Generador, Equipos de Servicios Auxiliares y Puente Grúa dan el total de equipos de la Casa de Máquinas, los cuales se determinan como sigue:

- Para la determinación del costo de la turbina se utilizó una cotización entregada por la empresa.
- En el caso del puente grúa sus valores oscilaron entre 58,59 y 22,72 mil dólares por MW. Para potencias intermedias se interpolaron los valores de la tabla
- El costo del transformador vario entre 34,06 y 16,36 mil dólares por MW y al igual que el punto anterior los valores intermedios se interpolo el resultado.
- En el caso del patio elevador se procedió de la misma forma y los valores se extrajeron de la tabla adjunta.

Al costo de los equipos Hidro y Electro Mecánicos, se agregaron los siguientes cargos:

ITEM	%
Impuestos Internación	1,50
Gastos Portuarios	1,00
Fletes en el País	2,00
Seguros	2,50
Gastos Montajes	25,00

Otros Costos:

- Estudios Ambientales por un valor total de U\$ 150.000.
- Terrenos, se considero la superficie indicada por la empresa y el precio que resultó del estudio de costos de terrenos realizado por el consultor
- Los derechos de aguas se valorizaron en U\$ 80.000/MW.
- Intereses Bancarios para el periodo de construcción, equivalentes al 5% de la inversión total.

Recargos

El Consultor analizó al conjunto de recargos para valorizar las centrales, determinando valores que se encuentran dentro de los rangos aceptables para proyectos de esta naturaleza, los que se describen a continuación:

TABLA 89: Recargos para valorización de centrales hidráulicas

Recargo	Valor
Flete	7,0%
Bodega	0
Montaje	25,0%
Ingeniería	7,0%

Gastos Generales	2,0%
Intereses Intercalarios	5,0%
Bienes Intangibles	2,0%

Se ha considerado que todos los equipos necesarios para las centrales hidroeléctricas no requieren de bodegaje, pasando directamente a obra. El valor de 7% para el flete de los distintos equipos se obtiene asociando los siguientes ítems:

TABLA 90: Composición del recargo de flete para valorización de centrales hidráulicas

Fletes y otros cargos	
Derechos de internación	1,5%
Gastos Portuarios	1,0%
Fletes dentro del País	2,0%
Seguros equipos	2,5%
TOTAL	7,0%

Anexo 7.2.3

TABLA 91: Patentes de derechos de agua DGA

Nº	Propietario (A)	Tipo de derecho	Ejercicio del derecho	Acto Nº	Fecha	Caudal Sujeto a Pago (l/s)
838	BRIGHTSUN LIMITED	No consuntivo	Permanente	643	23-07-1999	1.624
842	AGRÍCOLA E INDUSTRIAL EBEL HERMANOS Y CIA..	No consuntivo	Permanente	466	08-06-1990	1.000
843	EDITH ALICIA. SCHWERTER BIRKE	No consuntivo	Permanente	262	03-05-2001	976
844	ENDESA S.A.	No consuntivo	Permanente	570	12-09-1990	850.000
858	INVERSIONES ASPEN S.A.	No consuntivo	Permanente	522	14-12-2004	942
859	JORGE ARMANDO RODRIGUEZ CORTEZ	No consuntivo	Permanente	179	11-02-1998	800
861	LUIS FELIPE CHACON LATHROP	No consuntivo	Permanente	389	29-09-2004	3.000
865	MONICA ANDREA RADDATZ MINTE	No consuntivo	Permanente	348	20-06-2001	700
868	OSCAR EBEL WESTHOFF	No consuntivo	Permanente	46	09-02-2005	556
872	PESQUERA LOS FIODOS LTDA.	No consuntivo	Permanente	320	15-04-2002	2.000
2157	MIGUEL MENADOVICH DEL RIO	No consuntivo	Permanente	170	04-05-1989	1.200
2196	SALMONES UNIMARC S.A.	No consuntivo	Permanente	743	10-08-1998	3.000
2396	DIETER GUILLERMO KONOW HOTT	No consuntivo	Permanente	58	06-02-1992	1.000
2397	MARCOS BEOVIC VRANICIC	No consuntivo	Permanente	134	10-04-1992	500
3241	BRIGHTSUN LIMITED	No consuntivo	Permanente	642	23-07-1999	731
3272	FRANCISCO MARTINEZ BARROS	No consuntivo	Permanente	1004	26-10-1998	641
3283	BRIGHTSUN LIMITED	No consuntivo	Permanente	642	23-07-1999	520
3326	PESQUERA TRANS ANTARTIC LTDA.	No consuntivo	Permanente	345	24-04-1990	1.500
3328	RODRIGO TEUBER KUSCHEL	No consuntivo	Permanente	724	17-12-2003	1.000
3329	CRISTINA POLANCO PERALTA Y OTROS	No consuntivo	Permanente	284	20-03-1998	1.134
3335	ALEJANDRO PIZARRO BRANTE	No consuntivo	Permanente	828	16-09-2002	546
3341	INVERSIONES ERRAZURIZ LIMITADA	No consuntivo	Permanente	231	31-03-1999	542
3348	PESQUERA SAN JUAN S.A.	No consuntivo	Permanente	883	12-11-1996	805
3350	ANGEL	No	Permanente	557	10-06-2002	1.563

Nº	Propietario (A)	Tipo de derecho	Ejercicio del derecho	Acto Nº	Fecha	Caudal Sujeto a Pago (l/s)
	LAGOMARCINO SCHAFFINO	consuntivo				
5110	ALEX ZILLER BUSTAMANTE	No consuntivo	Permanente	152	13-08-2008	560
5111	RUDOLF KLEIN WERNER	No consuntivo	Permanente	427	21-11-2007	888
5112	SOCIEDAD LAS CORRIENTES LIMITADA	No consuntivo	Permanente	428	21-11-2007	3.000
5114	MARCELO FERNANDO BRINTRUP MEEDER	No consuntivo	Permanente	482	30-11-2007	5.000
5116	ENRIQUE BRINTRUP BARRERA	No consuntivo	Permanente	1208	17-12-1998	521
5120	MARIE FRANCOISE DUTHEIL BERARD	No consuntivo	Permanente	390	29-09-2004	2.308