



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

**INFORME TÉCNICO CON OBSERVACIONES Y
CORRECCIONES A ESTUDIO PRESENTADO POR
EMPRESA PSEG GENERACIÓN Y ENERGÍA CHILE
LTDA.**

Periodo 2008-2010

Abril de 2008

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	4
2	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE COCHAMÓ Y HORNOPIRÉN.....	5
2.1	Identificación y Caracterización de Instalaciones de Generación.....	5
2.2	Evolución Histórica de la Demanda	7
3	ESTUDIO CONTRATADO POR PSEG GENERACIÓN Y ENERGÍA CHILE LTDA.	10
3.1	Valorización de Instalaciones Existentes	10
3.2	Determinación de Costos de la Empresa Modelo	12
3.2.1	Costos Directos Centrales Generadoras	12
3.2.2	Costos variables de Operación.....	17
3.3	Proyección de la Demanda	18
3.4	Plan de Expansión Óptimo.....	19
3.5	Costo Incremental de Desarrollo (CID)	20
3.6	Costo Total de Largo Plazo (CTLP)	20
3.7	Fórmulas de Indexación.....	21
3.7.1	Fórmulas Indexación CID	22
3.7.2	Fórmulas Indexación CTLP	22
4	REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA.....	23
4.1	Aspectos Generales.....	23
4.2	Correcciones Específicas.....	23
4.2.1	Proyección de la Demanda.....	23
4.2.2	Costos Fijos de Infraestructura Asociada a la Generación	25
4.2.3	Costos Asociados a Vehículos	25
4.2.4	Asignación de Teléfonos Móviles a Operarios	26
4.3	Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición Eficiente	26
4.4	Plan de Expansión Óptimo Sistema Cochamó	27
4.5	Plan de Expansión Óptimo Sistema Hornopirén	28

4.6	Proyecto de Reposición Eficiente Sistema Cochamó	29
4.7	Proyecto de Reposición Eficiente Sistema Hornopirén.....	30
4.8	Fórmulas de Indexación.....	30
4.8.1	Fórmulas Indexación CID	31
4.8.2	Fórmulas Indexación CTLP	32
5	FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS	33
5.1	Fórmulas para Ingreso Anual Equivalente de Energía y Potencia.....	33
5.2	Costo de Desarrollo de la Potencia.....	34
5.3	Fórmulas para Precios de Nudo de Energía y Potencia	35
5.4	Precios de Nudo de Energía y Potencia Resultantes	37
5.4.1	CID Indexado a marzo de 2008.....	37
5.4.2	CTLP Indexado a marzo de 2008.....	37
5.4.3	Proyección de demanda 2008-2010.....	38
5.4.4	Precios de Nudo Energía.....	38
5.4.5	Precios de Nudo de la Potencia	38
6	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA	
	39	
6.1.1	Indexación Precio de Nudo de la Potencia.....	39
6.1.2	Indexación Precio de Nudo de la Energía	40

1 INTRODUCCIÓN

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

Para tal efecto, a través de la Resolución Exenta N° 079, de fecha 29 de enero de 2007, la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, estableció los plazos y condiciones para formar el registro de usuarios e instituciones interesadas e implementar la modalidad de participación ciudadana en el primer proceso de tarificación en generación y transmisión de sistemas medianos de Hornopirén, Cochamó, e Isla de Pascua. Dicha convocatoria no tuvo interesados y fue declarada desierta en la Resolución Exenta N°130, de fecha 2 de marzo de 2007.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 228, de fecha 30 de Abril de 2007, la Comisión aprobó las Bases Preliminares para la realización de los estudios de valorización y expansión en los SSMM señalados, e identificó a los sistemas medianos y empresas responsables de la realización de los referidos estudios. Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 338, de fecha 7 de junio de 2007, la Comisión aprobó las respuestas de las consultas formuladas por las empresas que operan SSMM, a las Bases Preliminares antes indicadas.

Mediante Resolución Exenta N° 377, de fecha 19 de junio de 2007, la Comisión aprobó las Bases Definitivas para la realización de los estudios de valorización y expansión en SSMM.

Mediante Resolución Exenta N° 712, de fecha 22 de octubre de 2007, la Comisión aprobó la comunicación de Costos Unitarios Recomendados por la Comisión Nacional de Energía, de instalaciones de generación y transmisión existentes, para la realización del Estudio de los Sistemas Medianos de Cochamó y Hornopirén.

A partir de lo descrito anteriormente, mediante carta N° 75226 de fecha 18 de diciembre de 2007, la empresa PSEG Generación y Energía Chile Ltda., en adelante la Empresa, ha enviado a esta Comisión el Informe Final del “Estudio de Costos y Planificación de inversiones en Generación y Transmisión de los Sistemas Medianos de Cochamó y Hornopirén” , en adelante el Estudio, encargado a la empresa SYNEX Ingenieros Consultores, en adelante el Consultor.

En virtud de lo anterior, y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 177, inciso final, de la Ley General de Servicios Eléctricos, el presente informe técnico entrega las observaciones y correcciones al Estudio, así como las correspondientes estructuras tarifarias aplicables a los Sistemas Medianos de Cochamó y Hornopirén durante el periodo 2008-2010.

2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE COCHAMÓ Y HORNOPIRÉN

Los Sistemas Medianos de Cochamó y Hornopirén están ubicados en la Región de los Lagos, en las comunas de Cochamó y Hualaihué, respectivamente.

Estos sistemas son operados por PSEG Generación y Energía Chile Ltda., con demandas máximas de 478 kW y 1.233 kW, y energías anuales de 2.236 MWh y 4.646 MWh, registradas durante el año 2006, para Cochamó y Hornopirén, respectivamente.

Sus principales consumos se caracterizan por ser clientes industriales, relacionados con la producción y comercialización del salmón, muchos de los cuales, hasta hace poco tiempo atrás, se autoabastecían mediante grupos generadores. Sin embargo, producto de una disminución importante en el precio de la energía regulada del sector, estos clientes comenzaron a conectarse a los sistemas de distribución, generando un importante aumento en el consumo de electricidad.

A diciembre de 2006, los sistemas de Cochamó y Hornopirén poseían capacidades instaladas de 1.576 kW y 3.117 kW, respectivamente, basadas en motores diesel. Esta composición 100% térmica, ha cambiado en el sistema de Hornopirén, desde que en el curso del presente año entrara en operación la central hidroeléctrica de pasada Cuchildeo, la cual posee una capacidad instalada cercana a los 800 kW.

Estos sistemas operan en forma aislada, ya que no existe interconexión eléctrica entre ellos, y tampoco cuentan con instalaciones de transmisión.

2.1 Identificación y Caracterización de Instalaciones de Generación

Los sistemas eléctricos de Cochamó y Hornopirén no poseen instalaciones de transmisión, por lo que corresponde, en lo referente a la revisión del presente Estudio, la identificación y caracterización de las instalaciones asociadas a la generación.

El Cuadro 1 presentado a continuación, identifica las instalaciones de generación que componen cada sistema eléctrico a diciembre de 2006, indicando sus características más relevantes.

Cuadro 1: Instalaciones de Generación Existentes

Sistema de Cochamó	
Ítem	Característica
Grupo Generador Cummins KTA 50G3 (1990)	825 KW
Contenedor para generador	
Grupo Generador Caterpillar 3406B (1995)	292 KW
Grupo Generador Caterpillar 3406B (1995)	200 KW
Grupo Generador Caterpillar 3406C (1999)	250 KW
Estanque de petróleo	30.000 litros

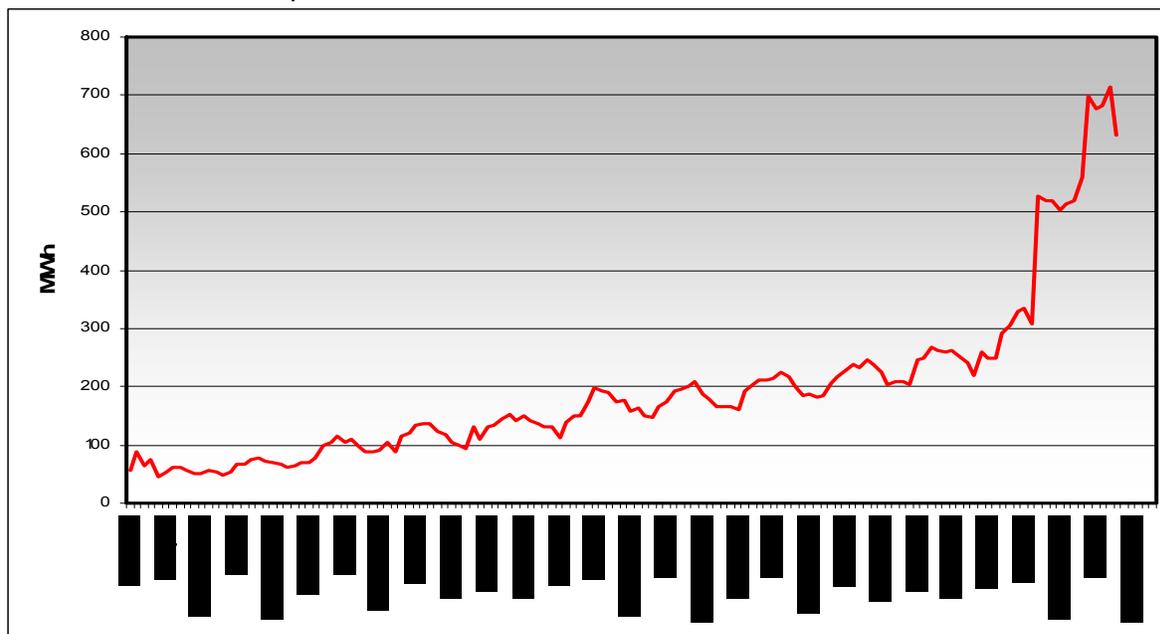
Sistema de Cochamó	
Ítem	Característica
Piscina	exterior a estanque
Estanque diario	2.000 litros
Bombas de petróleo y red	
Contenedor para aceite usado	
Transformador	500 KVA
Transformador	500 KVA
Transformador	1.250 KVA
Transformador SS AA	30 KVA
Equipo compacto de medida	
Desconectador	
Otros elementos eléctricos, cables, fusibles	
Postes	3 unidades
Luminarias	4 unidades
Terreno	aprox. 4.200 m2
Escarpado y Estabilizado	
Galpón de generadores	aprox. 80 m2
Cierros exterior y cierros de SE	aprox. 300 m
Oficina y baño	10 m2
Galpón bodega	12 m2
Galpón de sala de bombas	6 m2
Muebles y útiles (escritorio, sillas, computador)	
Radios y antena exterior	
Herramientas (varias)	
Sistema de Hornopirén	
Ítem	Características
Grupo Generador Cummins KTA 50G3	825 KW
Contenedor para generador	
Grupo Generador Caterpillar 3406C	292 KW
Grupo Generador Caterpillar 3512	1000 KW
Grupo Generador Caterpillar 3512	1000 KW
Estanque de petróleo	30.000 litros
Instalación bajo tierra	Estanque subterráneo
Estanque de petróleo	30.000 litros
Piscina	exterior al estanque
Estanque diario doble	2.000 litros c/u
Bombas de petróleo y red	
Contenedor para aceite usado	
Alero bodega	10 m2
Transformador	1250 KVA
Transformador	1250 KVA
Transformador	1250 KVA

Sistema de Cochamó	
Ítem	Característica
Transformador	500 KVA
Desconectador de cuchilla	25 KV
Equipo compacto de medida	
Otros elementos eléctricos, cables, porta fusibles	
Postes	6 unidades
Luminarias de pagoda	6 unidades
Terreno	7.600 m ²
Estabilizado	600 m ²
Galpón de generadores	200 m ²
Cierros exterior y cierros de SE	360 m
Oficina y baño	10 m ²
Muebles y útiles (escritorio, sillas, computador, radios, antena)	
Herramientas (pértiga, escala, puesta a tierra trifásica)	

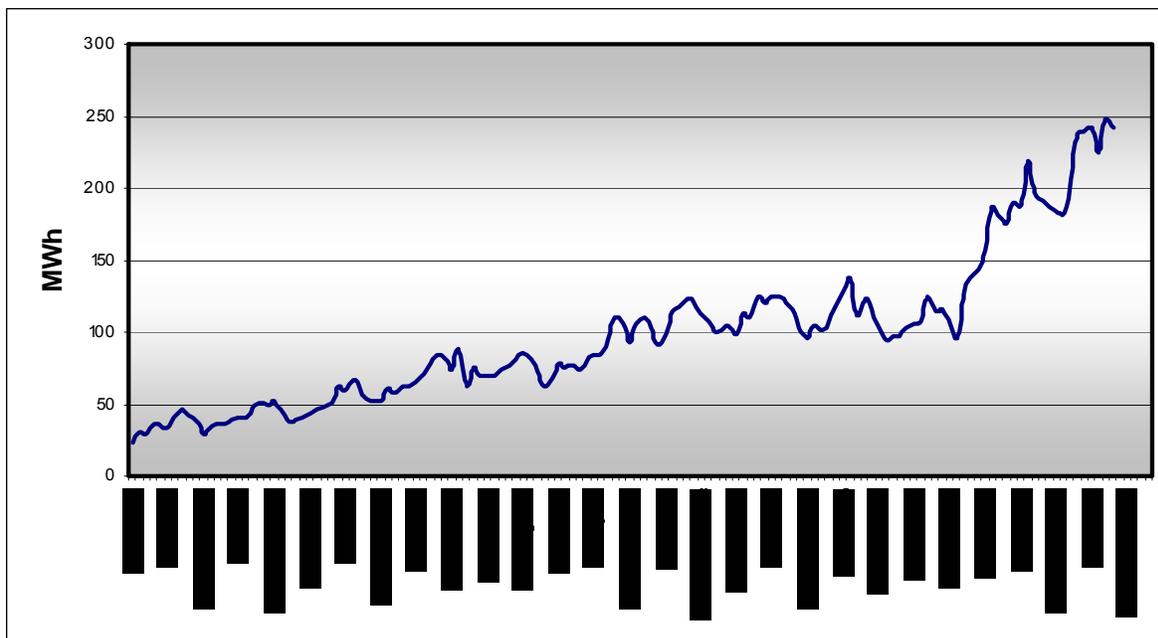
2.2 Evolución Histórica de la Demanda

La siguiente información de la evolución histórica de la demanda, en los sistemas de Cochamó y Hornopirén, ha sido presentada en el Informe de Avance N°1 del Estudio, y corresponde a las ventas de energía en esos sistemas.

Ventas Sistema Hornopirén:



Ventas Sistema Cochamó:



Los siguientes cuadros muestran las ventas históricas anuales de energía, para cada sistema.

Cuadro 2: Ventas de Energía Sistema Hornopirén

Año	Energía (MWh)	Crecimiento
1997	776	8%
1998	1.112	43%
1999	1.371	23%
2000	1.637	19%
2001	1.979	21%
2002	2.132	8%
2003	2.371	11%
2004	2.605	10%
2005	2.935	13%
2006	4.646	58%

Cuadro 3: Ventas de Energía Sistema Hornopirén

Año	Energía (MWh)	Crecimiento
1997	514	23%
1998	637	24%
1999	850	34%
2000	887	4%
2001	1.065	20%
2002	1.299	22%
2003	1.350	4%
2004	1.344	0%
2005	1.379	3%
2006	2.236	62%

En ambos casos se observan crecimientos importantes de la demanda histórica, siendo los más relevantes los del año 2006.

3 ESTUDIO CONTRATADO POR PSEG GENERACIÓN Y ENERGÍA CHILE LTDA.

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

3.1 Valorización de Instalaciones Existentes

A continuación se presenta la valorización de las instalaciones de generación existentes en Cochamó realizada por El Consultor.

Cuadro 4: Valorización de Instalaciones Existentes Cochamó

COCHAMÓ		
Ítem	Característica	Valor total
GENERADORES		\$
Grupo Generador Cummins KTA 50G3	825 KW	103.548.952
Contenedor con Insonizador		35.019.081
Grupo Generador Caterpillar 3406B	292 KW	48.463.894
Grupo Generador Caterpillar 3406B	250 KW	48.463.894
Grupo Generador Caterpillar 3406C	200 KW	62.077.587
		297.573.408
ELEMENTOS ASOCIADOS AL GENERADOR		
Estanque de petróleo	30.000 litros	10.382.082
Piscina	exterior al estanque	3.562.034
Estanque diario	2.000 litros	2.009.674
Bombas de petróleo y red		6.746.979
Contenedor aceite usado		1.615.138
		24.315.907
ELEMENTOS ELECTRICOS		
Transformador	500 KVA	10.967.570
Transformador	500 KVA	10.967.570
Transformador	1.250 KVA	21.171.936
Transformador SS AA	30 KVA	1.765.915
Equipo compacto de medida	1 unidad	2.408.706
Desconectador de cuchilla	15 KV	3.841.623
		0
Cables, Porta fusibles y ripular aéreo	Global	6.852.717
Postes (3)	3 unidades	254.889
Luminarias de pagoda (4)	4 unidades	986.213
		59.217.138
TERRENOS Y OBRAS CIVILES		
Terreno	aprox 4.200 m2	16.315.056
Escarpado y estabilizado		17.435.160
Galpón	80 m2	3.865.798
Cierros exterior y SE	300 m	4.358.222
Oficina y baño	10 m2	483.225

COCHAMÓ		
Ítem	Característica	Valor total
Galpón bodega	12 m2	579.870
Galpón de sala de bombas	6 m2	289.935
		43.327.266
ELEMENTOS MENORES		
Muebles y útiles (escritorio, sillas, computador, radios, antena)		3.019.537
Herramientas (pértiga, escala, puesta a tierra trifásica)		2.458.590
		5.478.127
VALOR ACTUAL		429.911.846

Cuadro 5: Valorización de Instalaciones Existentes Hornopirén

HORNOPIRÉN		
Ítem	Característica	Valor total
GENERADORES		\$
Grupo Generador Cummins KTA 50G3	825 KW	103.548.952
Contenedor con Insonizador		35.019.081
Grupo Generador Caterpillar 3406C	292 KW	62.077.587
Grupo Generador Caterpillar 3512	1000 KW	177.028.184
Grupo Generador Caterpillar 3512	1000 KW	177.028.184
		554.701.988
ELEMENTOS ASOCIADOS AL GENERADOR		
Estanque de petróleo	30.000 litros	10.296.405
Instalación bajo tierra		1.162.344
Estanque de petróleo	30.000 litros	10.296.405
Piscina		3.537.674
Estanque diario	doble, 2.000 litros c/u	3.986.180
Bombas de petróleo y red		6.691.300
Contenedor para aceite usado		1.599.479
		37.569.787
ELEMENTOS ELÉCTRICOS		
Transformador	1250 KVA	20.611.636
Transformador	1250 KVA	20.611.636
Transformador	1250 KVA	20.611.636
Transformador	500 KVA	10.677.321
Transformador SS AA	30 KVA	1.719.181
Desconectador de cuchilla	25 KV	4.639.508
Equipo compacto de medida (2)	2 unidades	4.689.922
		0
Cables, Porta fusibles tripolar aéreo	Global	6.671.365
Postes	6 unidades	496.288
Luminarias de pagoda	6 unidades	1.440.170
		92.168.660
TERRENO Y OBRAS CIVILES		
Terreno	7601,4	29.527.921
Escarpado y estabilizado		17.435.160
Galpón	aprox 200 m2	8.850.468

HORNOPIRÉN		
Ítem	Característica	Valor total
Cierros exterior y SE	aprox 360 m	5.805.151
Oficina y baño	10 m2	442.523
Alero bodega	12 m2	531.028
		62.592.251
ELEMENTOS MENORES		
Muebles y útiles (escritorio, sillas, computador, radios, antena)		3.019.537
Herramientas (pértiga, escala, puesta a tierra trifásica)		2.458.590
		5.478.127
VALOR ACTUAL		752.510.814

En la valorización de las instalaciones existentes mostradas en los cuadros N° 4 y N° 5, el Consultor consideró antecedentes y estudios propios, antecedentes entregados por la Empresa, así como también los Costos Unitarios Recomendados por la Comisión Nacional de Energía, a través de la Resolución Exenta N° 712, de fecha 22 de octubre de 2007.

3.2 Determinación de Costos de la Empresa Modelo

Para modelar los costos de las centrales generadoras de los sistemas de Cochamó y Hornopirén, el Consultor estimó conveniente modelar una empresa propietaria y administradora de las centrales señaladas, entre otras. Así, los costos asociados a las centrales de estos sistemas, estarán conformados por los costos directos de la central, más los que se les asigne de esta empresa administradora.

3.2.1 Costos Directos Centrales Generadoras

El siguiente cuadro muestra los costos para la central Cochamó, modelados por el Consultor.

Cuadro 6: Costos de Central Cochamó Modelo

Tipos de Costos Estimados (M\$)	Costo Modelado Eficiente	Costo Medio o parámetro	Variable
Antecedentes Generales			
Generación 2006	2.263	Mwh	
Valor equipos SE	59.217	M\$	
Terrenos	16.315	M\$	
Obras civiles	27.012		
VNR	429.912	M\$	
VNR asegurable	396.162	M\$	
Gastos de Personal			

Tipos de Costos Estimados (M\$)	Costo Modelado Eficiente	Costo Medio o parámetro	Variable
Dotación de Supervisión	1	431.895	\$/Personas-mes
Dotación de Personal Directo Total	4	345.516	\$/Personas-mes
Costo de Remuneraciones	21.768	363	M\$/Trabajador-Mes
Sobretiempo mínimo eficiente	460	1,85%	Horas con 50% de recargo
Seguro de accidentes y cesantía	751	3,45%	% Costo remuneración
Indemnizaciones	151	0,70%	% Costo remuneración
Resumen de Gastos de Personal	23.130	520,1	\$/Trabajador-Mes
Costos Directos Mantenimiento			
Mantenión de Subestación	1.161	1,96%	Equipos eléctricos
Mantenión de grupos generadores	20.058	16,8	US\$/ MWh
Resumen Costos Directos de Operación y Mantenimiento	21.218		
Gastos Generales Asociados a Inmuebles			
Contribuciones	260	1,20%	del 50% de terrenos y construcciones
Servicios básicos	636	53	M\$/mes
Gastos Asociados a Áreas Verdes	0		
Mantenimiento de Edificaciones	270	1%	Sobre Obras civiles
Materiales de Aseo	270	22,5	M\$/mes
Vigilancia	0		
Resumen Gastos Generales Inmuebles	1.436		
Gastos Generales Muebles			
Materiales de Oficina e Insumos Computacionales	360	30	M\$/mes
Telefonía	900	15	M\$/Operador/mes
Internet y respaldo eléctrico	409		Gx 2,4 HP costo M\$388
Resumen Gastos Generales Muebles	1.669		
Gastos Asociados a Vehículos			
Vehículos	1	7	Personas / Camionetas
Costo de Arriendo de camionetas	3.741	17	UF/Camioneta mes
Costo del Combustible camionetas	335	27,9	M\$/Camioneta mes
Resumen Gastos de Vehículos	4.076	339,6	M\$/Camioneta mes
Gastos Generales Asociados al Personal			
Accesorios de Personal Terreno	910	182	M\$/Trabajador
Gastos de Viajes y viáticos	0		
Gastos de Capacitación	360	72	M\$/Trabajador año
Transporte del personal	0		
Resumen Gastos Generales Asociados al Personal	1.270		
Servicios de Terceros, Asesorías y Estudios			
Estudio Norma Técnica	3.438	UF 750 cuatrienal	
Asesorías y Estudios	917	UF 50 anual	Estudios medioambientales y otros
Resumen Servicios de Terceros, Asesorías y Estudios	4.355		

Tipos de Costos Estimados (M\$)	Costo Modelado Eficiente	Costo Medio o parámetro	Variable
Costos Institucionales			
Patentes Comerciales	1.075		Sobre 50% VNR
Seguros	602	0,14%	Sobre VNR asegurable
Resumen Costos Institucionales	1.677		
Resumen de Costos y Gastos	58.831		

	M\$	
Costos Fijos	35.405	MUS\$ 67,1
Costos Variables VNR	3.367	0,85% Sobre VNR
Costos de Mant Variables No Combustibles	20.058	16,8 US\$/MWh

De acuerdo al detalle presentado, los costos directos de la central térmica Cochamó modelo alcanzan M\$ 58.831 al año.

Para la central Hornopirén, los costos modelados son los siguientes:

Cuadro 7: Costos de Central Hornopirén Modelo

Tipos de Costos Estimados (M\$)	Costo Modelado Eficiente	Costo Medio o parámetro	Variable
Antecedentes Generales			
Generación 2006	4.648	MWh	
Valor equipos SE	92.169	M\$	
Terrenos	29.528	M\$	
Obras civiles	33.064		
VNR	752.511	M\$	
VNR asegurable	705.548	M\$	
Gastos de Personal			
Dotación de Supervisión	1	431.895	\$/Personas-mes
Dotación de Personal Directo Total	4	345.516	\$/Personas-mes
Costo de Remuneraciones	21.768	363	M\$/Trabajador-Mes
Sobretiempo mínimo eficiente	460	1,85%	Horas con 50% de recargo
Seguro de accidentes y cesantía	751	3,45%	% Costo remuneración
Indemnizaciones	151	0,6951%	% Costo remuneración
Resumen de Gastos de Personal	23.130	520,1	\$/Trabajador-Mes
Costos Directos Mantenimiento			
Mantenimiento de Sub estación	1.807	1,96%	Equipos Eléctricos
Mantenimiento de grupos generadores	39.971	16,3	US\$/ MWh
Resumen Costos Directos de Operación y Mantenimiento	41.777		

Tipos de Costos Estimados (M\$)	Costo Modelado Eficiente	Costo Medio o parámetro	Variable
Gastos Generales Asociados a Inmuebles			
Contribuciones	376	1,20%	del 50% de terrenos y construcciones
Gas, Electricidad y Agua	636	53	M\$/mes
Materiales de Aseo	270	22,5	M\$/mes
Gastos Asociados a Áreas Verdes	0		
Vigilancia	0		
Mantenimiento de Edificaciones	331	1%	Sobre Obras civiles
Resumen Gastos Generales Inmuebles	1.612		
Gastos Generales Muebles			
Materiales de Oficina e Insumos Computacionales	360	30	M\$/mes
Telefonía	900	15	M\$/mes-Supervisor
Internet y respaldo eléctrico	409		Gx 2,4 HP costo M\$388
Resumen Gastos Generales Muebles	1.669		
Gastos Asociados a Vehículos			
Vehículos	1		
Costo de Arriendo de camionetas	3.741	17	UF/Camioneta mes
Costo del Combustible camionetas	335	27,9	M\$/Camioneta mes
Resumen Gastos de Vehículos	4.076	339,6	M\$/Camioneta mes
Gastos Generales Asociados al Personal			
Gastos viajes y viáticos	0		
Gastos de Capacitación	360	72	M\$/Trabajador año
Accesorios de Personal Terreno	910	182	M\$/Trabajador
Gastos de transporte de personal	0		
Resumen Gastos Generales Asociados al Personal	1.270		
Servicios de Terceros, Asesorías y Estudios			
Estudio Norma Técnica	3.438	UF 750 cuadrienal	
Asesorías y Estudios	917	UF 50 anual	Estudios medioambientales y otros
Resumen Servicios de Terceros, Asesorías y Estudios	4.355		
Costos Institucionales			
Patentes Comerciales	1.881	0,50%	Sobre 50% VNR
Seguros	988	0,14%	Sobre VNR asegurable
Resumen Costos Institucionales	2.869		
Resumen de Costos y Gastos	80.758		

	M\$	
Costos Fijos	31.330	MUS\$ 59,4
Costos Variables VNR	5.382	0,72% Sobre VNR
Costos de Mant Variables No Combustibles	39.971	16,3 US\$/MWh

De acuerdo al detalle presentado, los costos directos de la central térmica Hornopirén modelo alcanzan M\$ 80.758 al año.

Adicionalmente, en consideración al ingreso en operación de la central hidroeléctrica Cuchildeo, se ha modelado una central hidroeléctrica, la cual posee los costos mostrados en el siguiente cuadro.

Cuadro 8: Costos de Central Hidroeléctrica Modelo

Tipos de Costos Estimados (M\$)	Costo Modelado Eficiente	Costo Medio o parámetro	Variable
Antecedentes Generales			
Generación 2006	2.263	Mwh	
Valor equipos SE	59.217	M\$	
Terrenos	16.315	M\$	
Obras civiles	27.012		
VNR	429.912	M\$	
VNR asegurable	396.162	M\$	
Gastos de Personal			
Dotación de Supervisión	1	431.895	\$/Personas-mes
Dotación de Personal Directo Total	4	345.516	\$/Personas-mes
Costo de Remuneraciones	21.768	363	M\$/Trabajador-Mes
Sobretiempo mínimo eficiente	460	1,85%	Horas con 50% de recargo
Seguro de accidentes y cesantía	751	3,45%	% Costo remuneración
Indemnizaciones	151	0,70%	% Costo remuneración
Resumen de Gastos de Personal	23.130	520,1	\$/Trabajador-Mes
Costos Directos Mantenimiento			
Mantención de Subestación	1.161	1,96%	Equipos eléctricos
Mantención de grupos generadores	20.058	16,8	US\$/ MWh
Resumen Costos Directos de Operación y Mantenimiento	21.218		
Gastos Generales Asociados a Inmuebles			
Contribuciones	260	1,20%	del 50% de terrenos y construcciones
Servicios básicos	636	53	M\$/mes
Gastos Asociados a Áreas Verdes	0		
Mantenimiento de Edificaciones	270	1%	Sobre Obras civiles
Materiales de Aseo	270	22,5	M\$/mes
Vigilancia	0		
Resumen Gastos Generales Inmuebles	1.436		
Gastos Generales Muebles			
Materiales de Oficina e Insumos Computacionales	360	30	M\$/mes
Telefonía	900	15	M\$/Operador/mes
Internet y respaldo eléctrico	409		Gx 2,4 HP costo M\$388
Resumen Gastos Generales Muebles	1.669		

Tipos de Costos Estimados (M\$)	Costo Modelado Eficiente	Costo Medio o parámetro	Variable
Gastos Asociados a Vehículos			
Vehículos	1	7	Personas / Camionetas
Costo de Arriendo de camionetas	3.741	17	UF/Camioneta mes
Costo del Combustible camionetas	335	27,9	M\$/Camioneta mes
Resumen Gastos de Vehículos	4.076	339,6	M\$/Camioneta mes
Gastos Generales Asociados al Personal			
Accesorios de Personal Terreno	910	182	M\$/Trabajador
Gastos de Viajes y viáticos	0		
Gastos de Capacitación	360	72	M\$/Trabajador año
Transporte del personal	0		
Resumen Gastos Generales Asociados al Personal	1.270		
Servicios de Terceros, Asesorías y Estudios			
Estudio Norma Técnica	3.438	UF 750 cuatrienal	
Asesorías y Estudios	917	UF 50 anual	Estudios medioambientales y otros
Resumen Servicios de Terceros, Asesorías y Estudios	4.355		
Costos Institucionales			
Patentes Comerciales	1.075		Sobre 50% VNR
Seguros	602	0,14%	Sobre VNR asegurable
Resumen Costos Institucionales	1.677		
Resumen de Costos y Gastos	58.831		

	M\$	
Costos Fijos	35.405	MUS\$ 67,1
Costos Variables VNR	3.367	0,85% Sobre VNR
Costos de Mant Variables No Combustibles	20.058	16,8 US\$/MWh

3.2.2 Costos variables de Operación

Estos costos fueron modelados por el Consultor, considerando el consumo específico de combustible de las unidades generadoras, el precio del petróleo diesel en ambos sistemas, restricciones de operación y costos variables no combustibles de generación.

Los precios de los combustibles utilizados, de acuerdo a lo establecido en las Bases del Estudio, corresponden al promedio del período de seis meses que finaliza el mes de diciembre de 2006.

Cuadro 9: Precios del Petróleo Diesel

PRECIO BASE (\$/lt-)	
COCHAMO	HORNOPIREN
334,995	346,121

3.3 Proyección de la Demanda

La metodología de proyección de la demanda del Consultor, incorpora dentro de sus supuestos un fuerte aumento de la demanda de estos sistemas que se justificaba por el cambio tarifario a nivel de cliente final. El cual tuvo como una de sus consecuencias que las industrias del sector dejaron de autoabastecerse y comenzaron a conectarse a los sistemas de distribución, iniciando así una fuerte expansión de los sistemas de distribución y de generación.

Señala también que como fuente de información para construir la proyección de demanda y energía de los sistemas de Cochamó y Hornopirén, se utilizó encuestas realizadas por la empresa a los clientes industriales del sector y en función de la capacidad de las empresas distribuidoras de poder satisfacer todos los requerimientos de conexión, más el crecimiento esperado de la zona.

Cuadro 10: Proyección de Demanda

Año	Cochamó		Hornopirén	
	Energía MWh	Potencia kW	Energía MWh	Potencia kW
1998	1.441,12	341,19		
1999	1.565,81	370,71	1.472,18	329,96
2000	1.638,97	388,03	1.819,84	407,88
2001	1.691,03	400,36	2.038,75	456,94
2002	1.731,53	409,95	2.197,12	492,44
2003	1.764,71	417,8	2.320,53	520,1
2004	1.792,85	424,47	2.421,28	542,68
2005	1.817,30	430,25	2.506,20	561,72
2006	2.235,92	478	4.645,89	1.233,00
2007	2.531,69	599,39	8.272,24	1.854,06
2008	7.554,00	1.788,44	10.007,11	2.242,90
2009	9.798,65	2.319,87	13.522,96	3.030,90
2010	11.427,21	2.705,44	15.097,11	3.383,72
2011	12.680,70	3.002,21	16.550,74	3.709,52
2012	13.984,26	3.310,83	17.976,91	4.029,17
2013	14.203,62	3.362,77	18.232,49	4.086,45
2014	14.410,74	3.411,80	18.473,50	4.140,47
2015	14.606,89	3.458,24	18.701,49	4.191,57
2016	14.793,17	3.502,35	18.917,76	4.240,04

Año	Cochamó		Hornopirén	
	Energía MWh	Potencia kW	Energía MWh	Potencia kW
2017	14.970,51	3.544,33	19.123,45	4.286,14
2018	15.139,73	3.584,39	19.319,54	4.330,09
2019	15.301,52	3.622,70	19.506,86	4.372,08
2020	15.456,52	3.659,40	19.686,17	4.412,27
2021	15.605,27	3.694,61	19.858,11	4.450,80

A partir de la modulación de la demanda mensual promedio para los años 2002 al 2004 en Cochamó y 2002 al 2005 en Hornopirén, se moduló la demanda mensual para la proyección. Asimismo, el Consultor modeló la distribución de la demanda mensual en una representación de 5 bloques.

3.4 Plan de Expansión Óptimo

El Consultor estudió diversas alternativas de expansión, evaluando en primer lugar el desarrollo de ambos sistemas medianos en forma aislada y en segundo lugar un desarrollo con ambos sistemas interconectados entre sí, a través de una línea en 66 kV construida por el camino que une Cochamó y Hornopirén.

Del análisis realizado, determinó que lo más conveniente económicamente es la primera alternativa. Los resultados obtenidos considerando el desarrollo aislado de los sistemas de Cochamó y Hornopirén se entrega en los cuadros siguientes.

a) Plan de expansión óptimo de Cochamó:

El plan de expansión que minimiza el costo de inversión, operación, mantención y falla, determinado por el Consultor es el que contiene las siguientes inversiones:

Cuadro 11: Plan de Expansión Óptimo Cochamó

Año	Cod_Tipo_Gen	VI (US\$)	AVI (US\$/año)	CVNC (US\$/MWh)	CVC (US\$/MWh)	Prob Falla	Potencia (kW)
2006	CPG 880 DFHD (T)	338.093	38.710	16,85	193,03	2%	825,00
2006	CPG 880 DFHD (T)	338.093	38.710	16,85	193,03	2%	825,00
2006	CPG 880 DFHD (T)	338.093	38.710	16,85	193,03	2%	825,00
2009	CPG 1650 DQKC Cont (T)	591.543	68.374	15,84	179,10	2%	1.650,00
2012	CPG 1650 DQKC Cont (T)	591.543	68.374	15,84	179,10	2%	1.650,00

b) Plan de expansión óptimo de Hornopirén:

De las alternativas evaluadas por el Consultor, el plan de expansión que minimiza el costo de inversión, operación, mantención y falla, es el siguiente:

Cuadro 12: Plan de Expansión Óptimo Hornopirén

Año	Cod_Tipo_Gen	VI (US\$)	AVI (US\$/año)	CVNC (US\$/MWh)	CVC (US\$/MWh)	Prob Falla	Potencia Stb
2006	Cat1000 (T)	421.953	45.511	16,30	199,44	5%	1.000
2006	Cat1000 (T)	421.953	45.511	16,30	199,44	5%	1.000
2006	CPG 880 DFHD (T)	338.093	38.710	16,85	199,44	2%	825
2008	Hidro Cuchildeo (H)	2.806.731	288.387	0,00	-	1,5%	765
2009	CPG 1650 DQKC Cont (T)	591.543	68.374	14,95	185,05	2%	1.650
2014	CPG 1650 DQKC Cont (T)	591.543	68.374	14,95	185,05	2%	1.650

3.5 Costo Incremental de Desarrollo (CID)

El Costo Incremental de Desarrollo para cada sistema, calculado por el Consultor de acuerdo a las bases presentadas en el Informe Final del Estudio se muestra en el siguiente cuadro, y considera sólo desarrollo en generación, debido a la inexistencia de instalaciones de transmisión en estos sistemas.

Cuadro 13: Costo Incremental de Desarrollo

	Sistema Mediano	
	Cochamó	Hornopirén
VPIG j (MUS\$)	\$ 788	\$ 3.040
VPRG j (MUS\$)	\$ 121	\$ 553
VPCOMG j (MUS\$)	\$ 13.807	\$ 10.039
VPGIE j (MWh)	70.691 MWh	82.987 MWh
FpE j	1	1
CID j (US\$/MWh)	\$ 204,61	\$ 150,94
CID j (\$/kWh)	\$ 107,95	\$ 79,63

3.6 Costo Total de Largo Plazo (CTLP)

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde al valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión que se incurran durante el horizonte de tarificación correspondiente a los años 2008 a 2010, ambos incluidos, de un proyecto de reposición eficiente que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo.

a) Costo Total de Largo Plazo de Cochamó

De acuerdo a lo que señala el Consultor, el Proyecto de Reposición Eficiente determinado, tal que elimina las posibles ineficiencias de las instalaciones existentes, se especifica en los siguientes cuadros:

Cuadro 14: Proyecto de Reposición Eficiente Cochamó

Año	Cod_Tipo_Gen	VI (US\$)	AVI (US\$/año)	CVNC (US\$/MWh)	CVC (US\$/MWh)	Prob Falla	Potencia Stb (kW)
2006	CPG 1650 DQKC Cont (T)	591.543	68.374	15,84	179,10	2%	1.650,00
2006	CPG 1650 DQKC Cont (T)	591.543	68.374	15,84	179,10	2%	1.650,00
2009	CPG 1650 DQKC Cont (T)	591.543	68.374	15,84	179,10	2%	1.650,00

Años	3
FRC 3 años	0,402
CTLP Termo (MUS\$)	2.167

b) Costo Total de Largo Plazo de Hornopirén:

Para el sistema de Hornopirén, el Consultor determinó el siguiente Proyecto de Reposición Eficiente:

Cuadro 15: Proyecto de Reposición Eficiente Hornopirén

Año	Cod_Tipo_Gen	VI (US\$)	AVI (US\$/año)	CVNC (US\$/MWh)	CVC (US\$/MWh)	Prob Falla	Potencia Stb (kW)
2006	CPG 1650 DQKC Cont (T)	591.543	68.374	14,95	185,05	2%	1.650,00
2006	CPG 1650 DQKC Cont (T)	591.543	68.374	14,95	185,05	2%	1.650,00
2008	Hidro Cuchildeo (H)	2.806.731	288.387	0,00	-	2%	765,00
2009	CPG 880 DFHD (T)	338.093	38.710	16,85	199,44	2%	880,00
2018	CPG 880 DFHD (T)	338.093	38.710	16,85	199,44	2%	880,00

Años	3
FRC 3 años	0,402

CTLP Termo (MUS\$)	1.693
CTLP Hidro (MUS\$)	480

3.7 Fórmulas de Indexación

De acuerdo a lo señalado en el Informe Final del Estudio, las fórmulas de indexación se diseñaron considerando los pesos relativos de las partidas de costos de la determinación del CID y del CTLP.

3.7.1 Fórmulas Indexación CID

Para el caso del CID, se consideró los valores presentes de todo el horizonte del estudio.

$$Cochamó = 0,051 \times \frac{IMO}{IMO_0} + 0,007 \times \frac{IPC}{IPC_0} + 0,802 \times \frac{PPD}{PPD_0} + \left(0,140 \times \frac{PPI}{PPI_0} \right) \times \left(\frac{1+TAX}{1+TAX_0} \right) \times \left(\frac{DOL}{DOL_0} \right)$$

$$Hornopirén = 0,12 \times \frac{IMO}{IMO_0} + 0,008 \times \frac{IPC}{IPC_0} + 0,719 \times \frac{PPD}{PPD_0} + \left(0,153 \times \frac{PPI}{PPI_0} \right) \times \left(\frac{1+TAX}{1+TAX_0} \right) \times \left(\frac{DOL}{DOL_0} \right)$$

3.7.2 Fórmulas Indexación CTLP

Para el CTLP se consideró el valor presente de los años a tarificar.

$$Cochamó = 0,062 \times \frac{IMO}{IMO_0} + 0,008 \times \frac{IPC}{IPC_0} + 0,786 \times \frac{PPD}{PPD_0} + \left(0,144 \times \frac{PPI}{PPI_0} \right) \times \left(\frac{1+TAX}{1+TAX_0} \right) \times \left(\frac{DOL}{DOL_0} \right)$$

$$Hornopirén = 0,149 \times \frac{IMO}{IMO_0} + 0,061 \times \frac{IPC}{IPC_0} + 0,627 \times \frac{PPD}{PPD_0} + \left(0,163 \times \frac{PPI}{PPI_0} \right) \times \left(\frac{1+TAX}{1+TAX_0} \right) \times \left(\frac{DOL}{DOL_0} \right)$$

4 REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.1 Aspectos Generales

En general, el Estudio aborda de manera completa las materias exigidas por las Bases. Su texto principal es suficientemente claro y explícito en lo referente a las metodologías y datos utilizados. Asimismo, los documentos y archivos anexos se entregaron adecuadamente comentados.

No obstante lo anterior, esta Comisión estimó pertinente realizar modificaciones al Estudio entregado por la Empresa, ya sea para aplicar un criterio diferente de análisis, en algunos casos, o para realizar correcciones, en otros.

4.2 Correcciones Específicas

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

4.2.1 Proyección de la Demanda

La estimación de la demanda futura de energía y potencia en los sistemas de Cochamó y Hornopirén, se realizó de acuerdo a lo siguiente:

- Se proyectó linealmente los consumos de los clientes BT1 y de los no BT1, por separado.
- Los consumos futuros, informados a través de encuestas a clientes, fueron considerados completamente de acuerdo a lo informado, en el caso de clientes ya conectados a los sistemas. En el caso de los clientes que se conectarían en el futuro, se consideró sólo la mitad de la demanda informada.
- Para proyectar las demandas en los puntos de inyección a los sistemas de distribución, a partir de las ventas totales proyectadas, se consideraron pérdidas de 8,3% y 14,2%, para los sistemas de Cochamó y Hornopirén, respectivamente.
- La energía anual proyectada se repartió en los meses del año, de acuerdo a la generación observada para los años 2006 y 2005, en los sistemas de Cochamó y Hornopirén, respectivamente.
- La demanda se modeló con curvas de 5 bloques por mes, utilizando la información entregada junto al Estudio, convirtiéndola al formato de entrada al modelo OSE2000, utilizado para la simulación de la operación óptima de estos sistemas.

- Se consideró factores de carga de 48,22% y 50,93%, para Cochamó y Hornopirén, respectivamente.

Las proyecciones anuales de la demanda en ambos sistemas se muestra en los siguientes cuadros.

Cuadro 16: Proyección de la Demanda en Cochamó

Cochamó			
Año	Energía MWh	Potencia kW	Tasa
2007	2.464	583	62,2%
2008	7.497	1.775	204,3%
2009	9.778	2.315	30,4%
2010	11.521	2.727	17,8%
2011	12.764	3.022	10,8%
2012	14.123	3.343	10,6%
2013	14.297	3.385	1,2%
2014	14.472	3.426	1,2%
2015	14.647	3.467	1,2%
2016	14.821	3.509	1,2%
2017	14.996	3.550	1,2%
2018	15.171	3.592	1,2%
2019	15.346	3.633	1,2%
2020	15.520	3.674	1,1%
2021	15.695	3.716	1,1%

Cuadro 17: Proyección de la Demanda en Hornopirén

Hornopirén			
Año	Energía MWh	Potencia kW	Tasa
2007	8.110	1.818	74,6%
2008	9.747	2.185	20,2%
2009	13.313	2.984	36,6%
2010	14.951	3.351	12,3%
2011	16.464	3.690	10,1%
2012	17.953	4.024	9,0%
2013	18.140	4.066	1,0%
2014	18.328	4.108	1,0%
2015	18.874	4.230	3,0%
2016	19.419	4.353	2,9%
2017	19.964	4.475	2,8%
2018	20.510	4.597	2,7%
2019	21.055	4.719	2,7%
2020	21.600	4.842	2,6%
2021	22.146	4.964	2,5%

4.2.2 Costos Fijos de Infraestructura Asociada a la Generación

El Consultor, de acuerdo a lo expuesto en el punto 5. del Informe Final del Estudio, estimó que los costos fijos de la infraestructura asociada a la generación debían repartirse en 3 de las 4 unidades generadoras de la central Cochamó, ya que consideró que la 4 unidad era marginal respecto de las instalaciones existentes, sin embargo, en los archivos de cálculo el costo señalado se divide sólo en 2, lo cual es razonable, dado que los costos relevantes de infraestructura corresponden a los de los estanques de almacenamiento de combustible, y en ese sentido las 3 unidades menores de la central señalada equivaldrían a la unidad mayor.

En concordancia con lo señalado en el párrafo anterior, dentro de las correcciones realizadas por la Comisión, se consideró que las unidades de 1.650 kW utilizadas en los planes de reposición eficiente requerían de infraestructura un 50% más cara que las unidades de 880 kW y de 1000 kW.

Por otra parte, una vez que el Consultor asigna el costo señalado a las unidades generadoras, lo anualiza para considerarlo presente a lo largo del horizonte de evaluación, sin embargo dicho costo ya se encuentra anualizado, por lo que no corresponde hacerlo nuevamente.

Esto se ha corregido en los cálculos realizados por la Comisión, tomando los valores de inversión en infraestructura asignado a cada unidad, y anualizándolo sólo para el cálculo del CTLP, puesto que para el cálculo del CID esto no se requiere. En ambos casos se utilizó la vida útil equivalente de las instalaciones señaladas, de acuerdo a lo determinado por el Consultor.

4.2.3 Costos Asociados a Vehículos

Respecto de los costos asociados al uso de vehículos, el Consultor estimó más conveniente arrendar los vehículos que comprarlos.

En los cálculos realizados por la Comisión se estimó que resultaba más económico la compra de vehículos, en vez de su arriendo.

Se consideró que cada central contaba con un vehículo, el cual recorría 30.000 km/año, mientras que la empresa administradora contaba con 6, y recorría 100.000 km/año. Los costos asociados se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro 18: Costos Asociados a los Vehículos de las Centrales

Costos Anuales Vehículos de Centrales				
Item	VI M\$	Vida Útil	Tasa Anual	Pago
Camioneta	10,000	10	10%	1,627
Seguro				28
Mantenimiento				200
Permiso Circulación				200
km/año	30,000			
Petróleo				936
Total 1 Vehículo				2,992

Cuadro 19: Costos Asociados a los Vehículos de la Empresa

Costos Anuales Vehículos de la Empresa				
Item	VI M\$	Vida Útil	Tasa Anual	Pago
Camioneta	10.000	10	10%	1.627
Seguro				28
Mantenimiento				200
Permiso Circulación				200
km/año	100.000			
Petróleo				3.120
Total 6 Vehículos				31.055

4.2.4 Asignación de Teléfonos Móviles a Operarios

En los análisis del Consultor, se asigna un teléfono móvil a cada trabajador de cada central.

Puesto que en los análisis realizados por la Comisión se determinó que ello no era necesario, se asignó un teléfono para el supervisor de la central y otro para los operarios.

4.3 Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición Eficiente

En virtud de las correcciones detalladas en las secciones precedentes, se corrige el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo a lo siguiente:

Para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente se han utilizado los siguientes criterios y consideraciones:

a) Se considera como capacidad de generación disponible aquella que permita la operación continua de las unidades generadoras. Para el caso de las unidades térmicas de 880, 1000 y 1650 kW, se consideró la potencia "prime", dado que se trata de unidades de operación continua y de carga variable, lo que equivale a considerar el 90% de su potencia nominal.

b) La capacidad de generación disponible debe superar en todo instante la proyección de demanda máxima, por lo menos en un 10%.

c) Para la obtención de la generación esperada por unidad generadora, la simulación de la operación óptima de cada sistema se realizó utilizando el modelo OSE2000.

d) Considerando las tasa de salida forzada de las unidades generadoras, se construyen las correspondientes secuencias de falla, en las cuales una o más unidades generadoras podrán estar fuera de servicio. Los resultados obtenidos corresponderán a los valores promedio de todos los escenarios considerados, ponderados por la probabilidad de ocurrencia del escenario correspondiente.

4.4 Plan de Expansión Óptimo Sistema Cochamó

De acuerdo a la información entregada en el Estudio, para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo del sistema de Cochamó se consideró tanto el parque existente como el futuro, de acuerdo se detalla en el siguiente cuadro.

Cuadro 20: Plan de Expansión Óptimo Cochamó

UNIDAD	FECHA INGRESO	FECHA RETIRO	TIPO	Potencia [kW]	Valor Inversión [US\$]
COCHAMO1	Ene-06		Motor Diesel	825	338,093
COCHAMO2	Ene-06	Dic-06	Motor Diesel	292	138,548
COCHAMO3	Ene-06	Dic-06	Motor Diesel	250	138,548
COCHAMO4	Ene-06	Dic-06	Motor Diesel	200	138,548
COCHAMO5	Ene-07		Motor Diesel	825	338,093
COCHAMO6	Ene-07		Motor Diesel	825	338,093
FUTURA1	Ene-09		Motor Diesel	880	338,093
FUTURA2	Ene-11		Motor Diesel	880	338,093
FUTURA3	Ene-16		Motor Diesel	880	338,093

De acuerdo al Plan de Expansión Óptimo resultante al incorporar al Estudio las correcciones descritas en el presente capítulo, y todas las consideraciones y supuestos aquí expuestos, la aplicación de las fórmulas establecidas en las Bases resulta en el siguiente CID para el sistema Cochamó:

Cuadro 21: Costo Incremental de Desarrollo Cochamó

	US\$
VPCOMG	14.929.541
VPIG	1.319.628
VPRG	614.987
VPGIE	70.935
Dólar	527,58

CIDGj CNE	US\$/MWh	\$/kWh
COCHAMÓ	220,402	116,280

4.5 Plan de Expansión Óptimo Sistema Hornopirén

De acuerdo a la información entregada en el Estudio, para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo del sistema de Hornopirén se consideró tanto el parque existente como el futuro, de acuerdo se detalla en el siguiente cuadro.

Cuadro 22: Plan de Expansión Óptimo Hornopirén

UNIDAD	FECHA INGRESO	FECHA RETIRO	TIPO	Potencia [kW]	Valor Inversión [US\$]
HORNOPIREN1	Ene-06		Motor Diesel	825	338.093
HORNOPIREN2	Ene-06	Dic-06	Motor Diesel	292	138,548
HORNOPIREN3	Ene-06		Motor Diesel	1.000	410.956
HORNOPIREN4	Ene-06		Motor Diesel	1.000	410.956
CUCHILDEO	Ene-08		Hidro Pasada	765	2.806.731
FUTURA1	Ene-09		Motor Diesel	880	338.093
FUTURA2	Ene-11		Motor Diesel	880	338.093
FUTURA3	Ene-17		Motor Diesel	880	338.093

De acuerdo al Plan de Expansión Óptimo resultante al incorporar al Estudio las correcciones descritas en el presente capítulo, y todas las consideraciones y supuestos aquí expuestos, la aplicación de las fórmulas establecidas en las Bases resulta en el siguiente CID para el sistema Hornopirén:

Cuadro 23: Costo Incremental de Desarrollo Hornopirén

	US\$	
VPCOMG	11.499.936	
VPIG	2.956.668	
VPRG	700.363	
VPGIE	84.632	
Dólar	527,58	
CIDGj CNE	US\$/MWh	\$/kWh
HORNOPIRÉN	162,542	85,754

4.6 Proyecto de Reposición Eficiente Sistema Cochamó

De acuerdo a la información entregada en el Estudio, y las correcciones realizadas por la Comisión, el Proyecto de Reposición Eficiente Sistema Cochamó es el siguiente:

Cuadro 24: Proyecto de Reposición Eficiente Cochamó

UNIDAD	FECHA INGRESO	FECHA RETIRO	TIPO	Potencia [kW]	Valor Inversión [US\$]
COCHAMO1	Ene-07		Motor Diesel	1.650	591.543
COCHAMO2	Ene-07		Motor Diesel	1.650	591.543
FUTURA1	Ene-10		Motor Diesel	880	338.093
FUTURA2	Ene-14		Motor Diesel	880	338.093

De acuerdo al Proyecto de Reposición Eficiente resultante de incorporar las correcciones descritas en el presente capítulo, y todas las consideraciones y supuestos aquí expuestos, el CTLP resultante para el sistema Cochamó es el siguiente:

Cuadro 25: Costo Total de Largo Plazo Cochamó

CTLPG (MM\$)	1.134,5
--------------	---------

4.7 Proyecto de Reposición Eficiente Sistema Hornopirén

De acuerdo a la información entregada en el Estudio, y las correcciones realizadas por la Comisión, el Proyecto de Reposición Eficiente Sistema Hornopirén es el siguiente:

Cuadro 26: Proyecto de Reposición Eficiente Hornopirén

UNIDAD	FECHA INGRESO	FECHA RETIRO	TIPO	Potencia [kW]	Valor Inversión [US\$]
HORNOPIREN1	Ene-07		Motor Diesel	1.650	591.543
HORNOPIREN2	Ene-07		Motor Diesel	1.650	591.543
CUCHILDEO	Ene-08		Hidro	765	2.806.731
FUTURA1	Ene-10		Motor Diesel	880	338.093
FUTURA2	Ene-12		Motor Diesel	880	338.093
FUTURA3	Ene-20		Motor Diesel	880	338.093

De acuerdo al Proyecto de Reposición Eficiente resultante de incorporar las correcciones descritas en el presente capítulo, y todas las consideraciones y supuestos aquí expuestos, el CTLP resultante para el sistema Hornopirén es el siguiente:

Cuadro 27: Costo Total de Largo Plazo Hornopirén

CTLPG (MM\$)	1.152,3
---------------------	---------

4.8 Fórmulas de Indexación

Se ha considerado que las fórmulas de indexación propuestas por el Consultor son satisfactorias, pues representan adecuadamente la incidencia de las principales componentes de los costos.

No obstante lo anterior, los coeficientes que integran las fórmulas de indexación deben ser actualizados, en virtud de las correcciones descritas precedentemente.

Los desgloses mostrados en los cuadros siguientes, permiten determinar la participación de cada indexador en la fórmula correspondiente.

CID Cochamó

		Cochamó			
		VP 2007-2021	Participación	Indexadores	Cód_Index
Costo Falla		1,850.0	0.0%		IPC
Unidades Generadoras	Costo Var Operación Comb	16,974,039.9	81.6%	Pdiesel	PD
	CVNC	1,477,436.7	7.1%	Dol PPI d	Imp
	Costos Fijos VNR OMyA	109,698.8	0.5%	IPC	IPC
	Costos Fijos OMyA	914,933.3	4.4%	IMO	IMO
Unidades Hidráulicas	Costos Fijos OMyA (MUS\$)	0.0	0.0%	IMO	IMO
Unidades Generadoras	VI equipos	1,253,646.5	6.0%	Dol PPI d	Imp
	VI obras civiles	65,981.4	0.3%	IPC	IMO
				Dol PPI d	Imp
				IPC	IMO
TOTAL		20,797,586.6	100.00%		

PD	81.61%
Imp	13.13%
IPC	0.54%
IMO	4.72%

CTLP Cochamo

		Cochamó			
		VP 2008-2010	Participación	Indexadores	Cód_Index
Costo Falla		6,703.2	0.1%		IPC
Unidades Generadoras	Costo Var Operación Comb	4,214,944.2	78.8%	Pdiesel	PD
	CVNC	372,864.1	7.0%	Dol PPI d	Imp
	Costos Fijos VNR OMyA	29,327.0	0.5%	IPC	IPC
	Costos Fijos OMyA	299,142.8	5.6%	IMO	IMO
Unidades Generadoras	AVI equipos	403,386.9	7.5%	Dol PPI d	Imp
	AVI obras civiles	21,230.9	0.4%	IPC	IMO
TOTAL		5,347,599.1	100.0%		

PD	78.82%
Imp	14.52%
IPC	0.67%
IMO	5.99%

CID Hornopirén

		Hornopirén			
		VP 2007-2021	Participación	Indexadores	Cód_Index
Costo Falla		2,892.0	0.0%		IPC
Unidades Generadoras	Costo Var Operación Comb	16,572,877.3	71.8%	Pdiesel	PD
	CVNC	1,366,077.1	5.9%	Dol PPI d	Imp
	Costos Fijos VNR OMyA	99,396.8	0.4%	IPC	IPC
	Costos Fijos OMyA	2,099,860.8	9.1%	IMO	IMO
Unidades Generadoras	VI equipos	2,808,834.7	12.2%	Dol PPI d	Imp
	VI obras civiles	147,833.4	0.6%	IPC	IMO
TOTAL		23,097,772.0	100.00%		

PD	71.75%
Imp	18.07%
IPC	0.45%
IMO	9.73%

CTLP Hornopirén

		Hornopirén			
		VP 2008-2010	Participación	Indexadores	Cód_Index
Costo Falla		6,019.0	0.1%		IPC
Unidades Generadoras	Costo Var Operación Comb	3,174,404.2	58.4%	Pdiesel	PD
	CVNC	271,787.8	5.0%	Dol PPI d	Imp
	Costos Fijos VNR OMyA	24,720.0	0.5%	IPC	IPC
	Costos Fijos OMyA	739,152.4	13.6%	IMO	IMO
Unidades Generadoras	AVI equipos	1,154,517.7	21.3%	Dol PPI d	Imp
	AVI obras civiles	60,764.1	1.1%	IPC	IMO
TOTAL		5,431,365.1	100.0%		

PD	58.45%
Imp	26.26%
IPC	0.57%
IMO	14.72%

4.8.1 Fórmulas Indexación CID

Para el caso del CID, se consideró los valores presentes de todo el horizonte del Estudio.

$$\text{Cochamó} = 0,0472 \times \frac{IMO_i}{IMO_0} + 0,0054 \times \frac{IPC_i}{IPC_0} + 0,8161 \times \frac{PPD_i}{PPD_0} + \left(0,1313 \times \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \times \left(\frac{1 + TAX_i}{1 + TAX_0} \right) \times \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right)$$

$$\text{Hornopirén} = 0,0973 \times \frac{IMO}{IMO_0} + 0,0045 \times \frac{IPC}{IPC_0} + 0,7175 \times \frac{PPD}{PPD_0} + \left(0,1807 \times \frac{PPI}{PPI_0} \right) \times \left(\frac{1 + TAX}{1 + TAX_0} \right) \times \left(\frac{DOL}{DOL_0} \right)$$

4.8.2 Fórmulas Indexación CTLP

Para el CTLP se consideró el valor presente de los años a tarificar.

$$\text{Cochamó} = 0,0599 \times \frac{IMO_i}{IMO_0} + 0,0067 \times \frac{IPC_i}{IPC_0} + 0,7882 \times \frac{PPD_i}{PPD_0} + \left(0,1452 \times \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \times \left(\frac{1 + TAX_i}{1 + TAX_0} \right) \times \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right)$$

$$\text{Hornopirén} = 0,1472 \times \frac{IMO_i}{IMO_0} + 0,0057 \times \frac{IPC_i}{IPC_0} + 0,5845 \times \frac{PPD_i}{PPD_0} + \left(0,2626 \times \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \times \left(\frac{1 + TAX_i}{1 + TAX_0} \right) \times \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right)$$

- IMO_i : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.
- IMO₀ : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Noviembre de 2006 (103,22 %/1).
- IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.
- IPC₀ : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Diciembre de 2006 (124,23 %/1).
- PPD_i : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó y Hornopirén, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/m³.
- PPD₀ : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó y Hornopirén, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo Julio-Diciembre de 2006 (335,00 \$/lt y 346,12 \$/lt respectivamente).
- PPI_i : U. S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour (<http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate> , PPI Commodity Data, Group : All commodities, Item : All commodities, Series ID : WPU00000000), correspondiente al sexto mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.

PPI ₀	U. S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour , correspondiente al mes de Julio de 2006 (166,80 %/1).
d1 _i	: Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.
d1 ₀	Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de Noviembre de 2006 (0,06 %/1).
DOL _i	: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
DOL ₀	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de Diciembre de 2006 (527,58 \$/US\$).

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

5 FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS

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

5.1 Fórmulas para Ingreso Anual Equivalente de Energía y Potencia

A efectos de definir y formular las estructuras tarifarias, se define el ingreso anual equivalente de potencia esperado para el período tarifario de 3 años, IAP, como el valor anual equivalente constante que obtendría el sistema, al aplicar el costo de desarrollo de la potencia, determinado conforme se indica en la sección 5.2 del presente informe, a las demandas esperadas de potencia de punta anuales en cada uno de los nudos o barras de retiro del sistema, de acuerdo a la siguiente expresión:

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

IAP : Ingreso anual equivalente de potencia, en un período tarifario de 3 años, del sistema de generación y transmisión, expresado en \$/año.

- P_{jt} : Potencia de punta consumida en el nudo j , en el año t , expresada en kW.
 CDP_j : Costo de desarrollo de la potencia de punta sistema de generación y transmisión, en el nudo o barra j , expresado en \$/kW/mes.
 NB : Número de Barras o nudos del sistema.
 T : Número de años considerados en el período tarifario (3).

Análogamente, se definen los ingresos anuales equivalente de energía esperados para el período tarifario de 3 años, para los segmentos de generación, transmisión y para el sistema en su conjunto, IAEG, IAEL, e IAE, respectivamente, como el valor anual equivalente constante que obtendría cada segmento de generación o transmisión y el sistema en su conjunto, al aplicar los costos incrementales de desarrollo, determinados conforme a las Bases, a las demandas de energía esperadas en cada uno de los nudos o barras del sistema, de acuerdo a las siguientes expresiones:

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

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

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

- $IAEG$: Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 3 años, del segmento de generación, en \$/año.
 $IAET$: Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 3 años, del segmento de transmisión, en \$/año.
 IAE : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 3 años, del sistema en su conjunto, en \$/año.

5.2 Costo de Desarrollo de la Potencia

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

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

- j : Nudo o barra j cualquiera en donde se determinan tarifas reguladas a nivel de generación y transmisión, en adelante nudo j .
- CDP_j : Costo de desarrollo de la potencia de punta sistema de generación y transmisión, en el nudo o barra j , expresado en \$/kW/mes.
- CDP : Costo anualizado de desarrollo de la potencia de punta sistema de generación y transmisión, en \$.
- FpP_j : Factor de penalización por pérdidas de marginales de transmisión de potencia, en la barra j .

En consideración a la ausencia de instalaciones de transmisión en los sistemas de Cochamó y Hornopirén, se ha considerado un único CDP en cada uno de los sistemas mencionados, esto es, FpP_j igual a 1,0.

5.3 Fórmulas para Precios de Nudo de Energía y Potencia

Mediante las siguientes relaciones se determinan los precios de nudo de energía y potencia, y su desagregación en generación y transmisión, en cada nudo j del sistema, los cuales serán constantes durante todo el período tarifario de 3 años.

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

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

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

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

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

$$PNP_j = PNPG_j + PNPL_j \quad (11)$$

$$PNP_j = PNPG_j + PNPL_j \quad (12)$$

$PNEG_j$:	Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo j , expresada en \$/kWh.
$PNET_j$:	Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo j , expresada en \$/kWh.
PNE_j	:	Precio de nudo de energía del sistema en el nudo j , expresado en \$/kWh.
$PNPG_j$:	Componente del precio de nudo de potencia, asociada al segmento de generación, en el nudo j , expresada en \$/kW/mes.
$PNPL_j$:	Componente del precio de nudo de potencia, asociada al segmento de transmisión, en el nudo j , expresada en \$/kW/mes.
PNP_j	:	Precio de nudo de potencia en el nudo j , expresado \$/kW/mes.
α_G	:	Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación.
α_L	:	Factor de ajuste para la componentes del precios de nudo de energía asociado al segmento de transmisión.
β	:	Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de potencia asociada al segmento de generación.
$1 - \beta$:	Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de potencia asociada al segmento de transmisión.

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

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

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

$$\alpha_G = \frac{MAXG \times (MAXG + MAXL - IAP)}{(MAXG + MAXL) \times IAEG} \quad (13)$$

$$\alpha_L = \frac{MAXL \times (MAXG + MAXL - IAP)}{(MAXG + MAXL) \times IAEL} \quad (14)$$

$$\beta = \frac{MAXG}{MAXG + MAXL} \quad (15)$$

$$1 - \beta = \frac{MAXL}{MAXG + MAXL} \quad (16)$$

5.4 Precios de Nudo de Energía y Potencia Resultantes

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

Los valores base y los valores al 1° de marzo de 2008 de los indexadores utilizados son los siguientes:

Cuadro 28: Indexadores

Fecha Indexacion	Dólar	Diesel Cochamo	Diesel Hornopiren	D. Int.	IPM	PPI	IMO	ISS	IPC
31-12-2006	527,58	335,00	346,12	6,0%	233,95	166,80	103,22	103,52	124,23
01-03-2008	467,22	368,61	380,36	6,0%	265,27	173,50	111,82	114,04	134,44

5.4.1 CID Indexado a marzo de 2008

Para el caso del CID, los valores obtenidos conforme a lo indicado en las secciones precedentes, han sido indexados al 1° de marzo de 2008 mediante las fórmulas de indexación y los ponderadores presentados en la sección 4.8 del presente informe.

En virtud de lo anterior, para el CID base y el CID al 1° de marzo de 2008 se obtienen los siguientes valores :

Cuadro 29: CID Indexado a marzo 2008

Fecha	Cochamó \$/kWh	Hornoprén \$/kWh
31-12-2006	116,28	85,75
01-03-2008	125,11	91,35

5.4.2 CTLP Indexado a marzo de 2008

Para el caso del CTLP, los valores obtenidos conforme a lo indicado en las secciones precedentes, han sido indexados al 1° de marzo de 2008 mediante las fórmulas de indexación y ponderadores presentados en la sección 4.8 del presente informe.

Para el caso del CTLP, los valores base y los valores de febrero 2008 son los presentados en la sección 5.4.1 del presente informe. Luego, para el CTLP de los sistemas de Cochamó y Hornopirén, a marzo de 2008, se obtienen los siguientes valores :

Cuadro 30: CTLP Indexado a marzo 2008

Fecha	Cochamó \$/Año	Hornoprén \$/Año
31-12-2006	1.134.480.993	1.152.251.759
01-03-2008	1.217.514.442	1.209.691.650

5.4.3 Proyección de demanda 2008-2010

Para la determinación de los ingresos esperados a que se refiere la sección 5.1 del presente informe, se ha utilizado la siguiente proyección de demanda por barra para el período 2008-2010:

Cuadro 31: Demanda Proyectada Cochamó

Año	Cochamó	
	Energía [kWh]	Dda. Máxima [kW]
2008	7.497.219	1.775
2009	9.777.688	2.315
2010	11.520.919	2.727

Cuadro 32: Demanda Proyectada Hornopirén

Año	Hornopirén	
	Energía [kWh]	Dda. Máxima [kW]
2008	9.746.505	2.185
2009	13.313.064	2.984
2010	14.951.152	3.351

5.4.4 Precios de Nudo Energía

Los precios de nudo resultantes para la energía, en las barras de los sistemas Cochamó y Hornopirén son los que a continuación se indica:

Cuadro 33: Precios de Nudo de la Energía

PRECIOS DE NUDO DE LA ENERGÍA \$/kWh	
Cochamó	Hornopirén
109,13	78,35

5.4.5 Precios de Nudo de la Potencia

Los precios de nudo resultantes para la potencia, en las barras de los sistemas Cochamó y Hornopirén son los que a continuación se indica:

Cuadro 34: Precios de Nudo de la Potencia

PRECIOS DE NUDO DE LA POTENCIA \$/kW-mes	
Cochamó	Hornopirén
6.837,42	6.837,42

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

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

6.1.1 Indexación Precio de Nudo de la Potencia

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

$$\text{Precio por potencia en la barra de retiro} = \frac{\text{Precio Base de Potencia}}{\left(\alpha_{\text{DOL}} \cdot \frac{\text{Precio Dólar}}{\text{DOL}_0} \cdot \frac{1 + \text{TAX}_i}{1 + \text{TAX}_0} + \alpha_{\text{ISS}} \cdot \frac{\text{ISS}_i}{\text{ISS}_0} + \alpha_{\text{IPM}} \cdot \frac{\text{IPM}_i}{\text{IPM}_0} \right)}$$

Donde:

- Precio Dólar : 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 Febrero de 2008 (467,22 \$/US\$).
- TAX_i : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %.
- TAX₀ : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de Febrero de 2008 (0,06 %).
- ISS_i e IPM_i : Índices General de Remuneraciones y de Precios al por Mayor, publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas, para el tercer mes anterior al cual se aplique la indexación.
- ISS₀ e IPM₀ : Valores de ISS y de IPM, publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondientes al mes de Diciembre de 2007 (114,04 y 265,27, respectivamente).

Para los sistemas Cochamó y Hornopirén, los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la potencia, son los que a continuación se indican:

α_{DOL}	=	0,499
α_{ISS}	=	0,222
α_{IPM}	=	0,279

6.1.2 Indexación Precio de Nudo de la Energía

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

Precio de la energía en la barra de retiro =

$$\text{Precio Base de Energía} \cdot \left[\alpha_{IMO} \times \frac{IMO_i}{IMO_0} + \alpha_{IPC} \times \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{PDIESEL} \times \frac{PPD_i}{PPD_0} + \left(\alpha_{PPI} \times \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \times \left(\frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} \right) \times \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right]$$

Donde:

- IMO_i : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.
- IMO_0 : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Enero de 2008 (111,82 %/1).
- IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.
- IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Febrero de 2008 (134,44 %/1).
- PPD_i : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó y Hornopirén, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/m³.
- PPD_0 : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó y Hornopirén, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo Septiembre de 2007 - Febrero de 2008 (368,61 \$/lt y 380,36 \$/lt respectivamente).
- PPI_i : U. S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour (<http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate> , PPI Commodity Data, Group : All commodities, Item : All commodities, Series ID : WPU00000000), correspondiente al sexto mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.

PPI ₀	U. S. Producer Price Index, publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour , correspondiente al mes de Septiembre de 2007 (173,50 %/1).
TAX _i	: Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.
TAX ₀	Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de Febrero de 2008 (0,06 %/1).
DOL _i	: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
DOL ₀	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de Febrero de 2008 (467,22 \$/US\$).

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

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

Para el sistema Cochamó:

α_{IMO}	=	0,0599
α_{IPC}	=	0,0067
$\alpha_{PDIESEL}$	=	0,7882
α_{PPI}	=	0,1452

Para el sistema Hornopirén:

α_{IMO}	=	0,1472
α_{IPC}	=	0,0057
$\alpha_{PDIESEL}$	=	0,5845
α_{PPI}	=	0,2626