



**INFORME TÉCNICO**

**OBSERVACIONES Y CORRECCIONES A ESTUDIO DE  
PLANIFICACIÓN Y TARIFICACIÓN DEL SISTEMA  
MEDIANO DE COCHAMÓ**

**PRESENTADO POR SAGESA**

**CUADRIENIO 2010-2014**

**Octubre de 2010**

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE COCHAMÓ .....</b>	<b>5</b>
2.1	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES.....	5
2.1.1	Identificación y Caracterización de Instalaciones de Generación .....	5
2.2	DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA .....	5
2.3	EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO .....	6
<b>3</b>	<b>ESTUDIO REALIZADO POR SAGESA.....</b>	<b>8</b>
3.1	CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LA EMPRESA.....	8
3.1.1	CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES.....	8
3.1.2	VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES.....	8
3.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA.....	10
3.3	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO .....	10
3.4	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO CID .....	11
3.5	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....	11
3.6	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO CTLP .....	11
3.7	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....	12
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS Y CORRECCIÓN REALIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA .....</b>	<b>14</b>
4.1	ASPECTOS GENERALES.....	14
4.2	ANÁLISIS .....	14
4.3	CORRECCIONES .....	14
4.3.1	ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN .....	14
4.3.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA .....	15
4.3.3	CRITERIO DE SEGURIDAD .....	15
4.3.4	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	15
4.3.5	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID).....	15
4.3.6	PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....	15
4.3.7	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP).....	16
4.3.8	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CTLP .....	16

---

<b>5</b>	<b>FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS .....</b>	<b>18</b>
5.1	FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	18
5.2	COSTO DE DESARROLLO DE LA POTENCIA .....	19
5.3	FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA .....	20
5.4	PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES.....	22
5.4.1	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A 2010.....	22
5.4.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA 2010-2014 .....	22
5.4.3	PRECIOS DE NUDO ENERGÍA .....	23
5.4.4	PRECIOS DE NUDO POTENCIA.....	23
5.5	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	23
5.5.1	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA.....	23
5.5.2	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA .....	25

## 1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 173° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “la Ley”, en los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 [MW] y superior a 1.500 [kW], en adelante 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°413, de fecha 28 de abril de 2009, la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, estableció los plazos y condiciones para formar el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de tarificación en generación y transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N°612, de fecha 23 de junio de 2009, la Comisión creó el Registro Definitivo de Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de tarificación en generación y transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

A través de Resolución Exenta N°747, de fecha 29 de julio de 2009, la Comisión aprobó las Bases Preliminares para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos señalados. Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 747, de fecha 2 de septiembre de 2009, 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°914, de fecha 9 de septiembre de 2009, la Comisión aprobó las Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

A partir de lo descrito anteriormente, y lo dictaminado por el Panel de Expertos en su Dictamen N°12-2009, de fecha 7 de octubre de 2009, mediante Resolución Exenta N° 1041, de fecha 9 de octubre de 2009, la Comisión aprobó las Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

Finalmente, mediante carta N° 420305, de fecha 16 de marzo de 2010, SAESA envió a la Comisión el informe final del estudio de tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, en adelante e indistintamente “el Estudio”.

En virtud de lo anteriormente expuesto y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 177° de la Ley, el presente informe técnico expone la valorización y expansión del Estudio, así como el resultado de la revisión y corrección realizada por la Comisión, acompañando las correspondientes estructuras tarifarias aplicables para el Sistema Mediano de Cochamó.

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

El Sistema Mediano de Cochamó, perteneciente a la empresa SAGESA, del Grupo SAESA, está ubicado en la Región de los Lagos, abasteciendo principalmente las localidades de Cochamó y Río Puelo.

La Central Térmica Cochamó abastece una extensa red de distribución en 23 kV y está localizada en la zona urbana y en el centro de carga de una red radial atendiendo principalmente el suministro de las actividades relacionadas con la explotación de productos marinos.

La potencia instalada en el sistema en estudio se entrega en la siguiente tabla:

**TABLA 1:** Potencia Instalada en el Sistema, en MW

Central	Generador	Propietario	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
Cochamó	Unidad 1	SAGESA	Térmica Diesel	0,825
Cochamó	Unidad 2	SAGESA	Térmica Diesel	0,825
Cochamó	Unidad 3	SAGESA	Térmica Diesel	0,825

Fuente: Estudio SAGESA

### 2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES

#### 2.1.1 Identificación y Caracterización de Instalaciones de Generación

El Sistema eléctrico de Cochamó no posee instalaciones de transmisión, los puntos de retiro están directamente ubicados en los puntos de inyección de las centrales generadoras al sistema de distribución, por lo que corresponde, en lo referente a la revisión del presente Estudio, la identificación y caracterización de las instalaciones asociadas a la generación.

**TABLA 2:** Unidades Generadores Sistema de Cochamó

Central	Generador	Propietario	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
Cochamó	Unidad 1	SAGESA	Térmica Diesel	0,825
Cochamó	Unidad 2	SAGESA	Térmica Diesel	0,825
Cochamó	Unidad 3	SAGESA	Térmica Diesel	0,825

Fuente: Estudio SAGESA

### 2.2 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Si se revisa la evolución de la Energía y Demanda Máxima ingresada a distribución del Sistema Mediano de Cochamó, se observa principalmente:

- Grandes crecimientos hasta el año 2007, con un marcado descenso los años 2008 y 2009, producto principalmente de la crisis económica y 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 3: Demanda Histórica Sistema Cochamó

Año	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)	Crecimiento Anual de la Energía	Crecimiento Anual de la Demanda Máx.
1999	850	484	---	---
2000	887	372	4%	-23%
2001	1.065	291	20%	-22%
2002	1.299	300	22%	3%
2003	1.350	295	4%	-2%
2004	1.344	340	0%	15%
2005	1.379	385	3%	13%
2006	2.236	478	62%	24%
2007	2.630	620	18%	30%
2008	3.123	598	19%	-4%
2009	2.871	608	-8%	2%

Fuente: Estudio SAGESA

TABLA 4: Crecimiento promedio de la demanda histórica

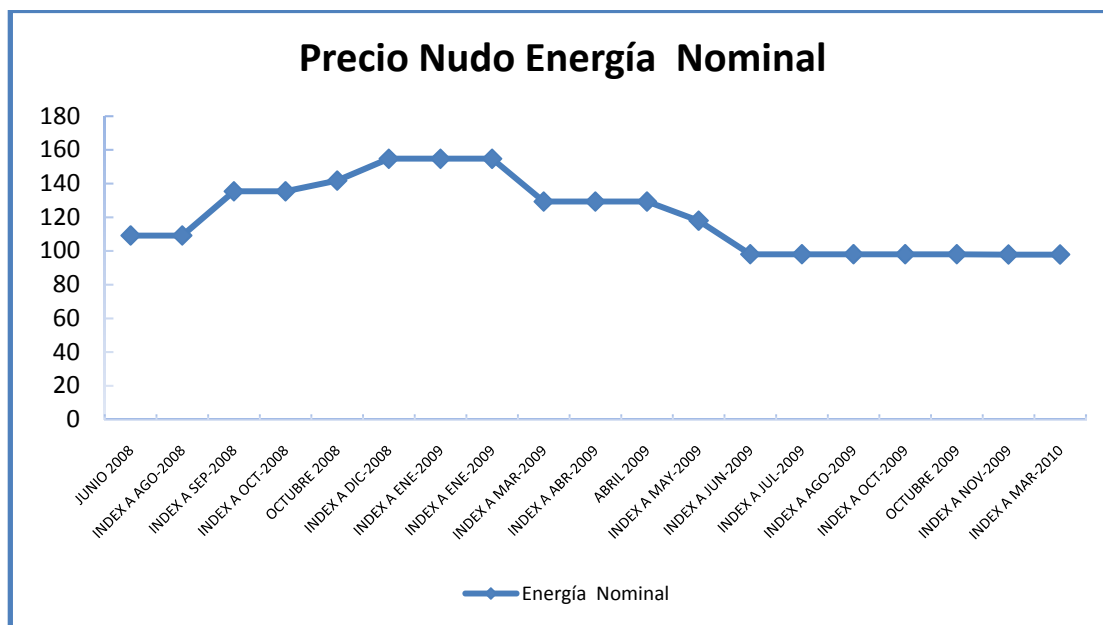
Año	Energía	Potencia
1999-2008	15,6%	2,4%
2004-2008	23,5%	15,2%
1999-2009	12,9%	2,3%
2004-2009	16,4%	12,3%

Fuente: Estudio SAGESA

### 2.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO

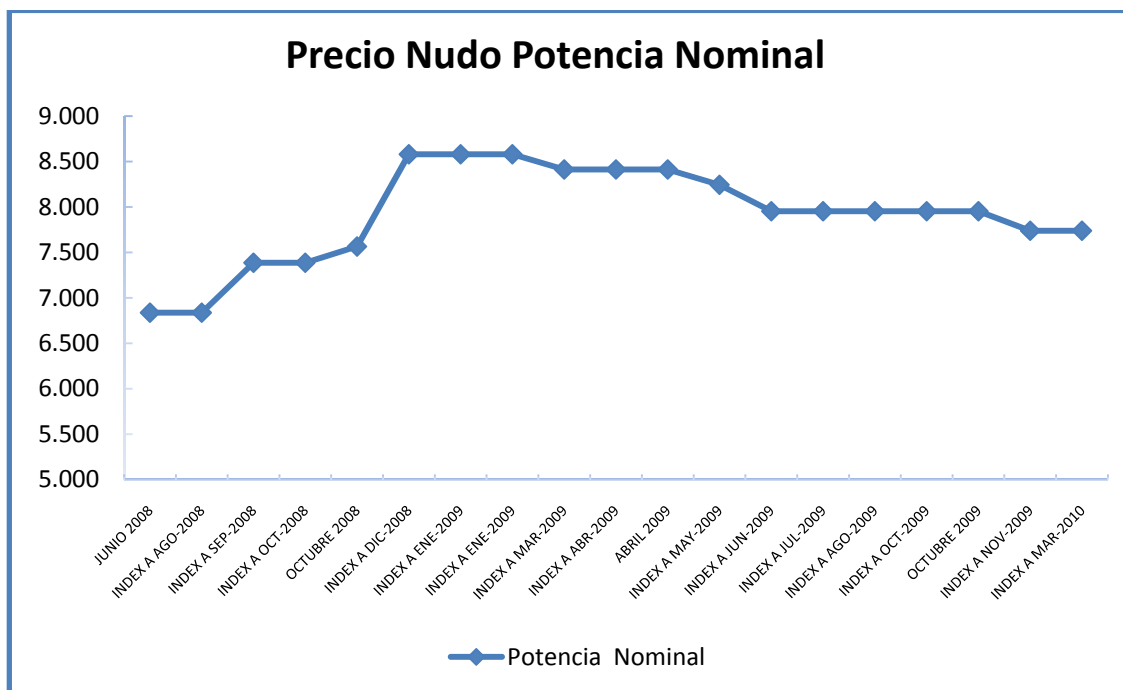
En las figuras se muestra la evolución histórica del Precio de Nudo de Energía y Potencia en el Sistema de Cochamó desde Junio 2008 hasta la última indexación en Marzo de 2010.

**Figura 1:** Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía  
Valores Nominales Período 2008-2010



Fuente: [www.cne.cl](http://www.cne.cl).

**Figura 2:** Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Potencia  
Valores Nominales Período 2008-2010



Fuente: [www.cne.cl](http://www.cne.cl).

### 3 ESTUDIO REALIZADO POR SAGESA

A continuación se describen los principales contenidos y resultados del Informe final del nuevo estudio de costos y expansión de los Sistemas Medianos de Cochamó, entregado por SAGESA a la Comisión.

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](http://www.cne.cl)).

#### 3.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LA EMPRESA

##### 3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES

A continuación se presenta un resumen de las principales características de las unidades generadoras existentes en cada uno de los sistemas eléctricos de Aysén, Palena y General Carrera.

**TABLA 5:** Unidades Generadoras Sistema de Cochamó<sup>1</sup>

Central	Tipo Unidad Generadora	Capacidad (MW)	Consumo Específico (l/kWh)	CVNC (US\$/MWh)
Cochamó	Térmica Diesel	0,83	0,281	11,4
Cochamó	Térmica Diesel	0,83	0,281	11,4
Cochamó	Térmica Diesel	0,83	0,281	11,4

Fuente: Estudio SAGESA

##### 3.1.2 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES

###### 3.1.2.1 Precios unitarios de las instalaciones de generación

El Estudio presenta el procedimiento seguido para la valorización de las unidades generadoras.

**TABLA 6:** Resumen de valorización de centrales

Central	Tecnología	Potencia (kW)	VI (MUS\$)	Costo Unitario (US\$/kW)
Cochamó	Térmica	2.475	1.257	508

Fuente: Estudio SAGESA

La valorización antes presentada considera una vida útil de 20 años para las unidades generadoras térmicas.

<sup>1</sup> Información entregada en el Estudio.



Por su parte el valor de la unidades generadoras consideradas en el Estudio como candidatas se presenta en la siguiente Tabla:

**Tabla 1: Detalle Módulos Térmicos**

Etapa	Módulo 300 kW Valor Inversión (MUS\$)	Módulo 825 kW Valor Inversión (MUS\$)
1	525,6	859,1
2	165,9	386,9
3	165,9	386,9
Total	857,4	1.632,9
US\$/kW	952,6	659,8

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.1.2.2 Valorización de las instalaciones de transmisión

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

### 3.1.2.3 Valorización terrenos

Para el caso de la central térmica de Cochamó se ha utilizado el precio del terreno de compra de la Nueva Cochamó, el cual resulta un valor de 0,167 UF/m<sup>2</sup> para las 1,29 hectáreas.

Conforme a los antecedentes detallados, la valorización de la Central Térmica Cochamó resultó con el siguiente VI:

**Tabla 8: VI Central Termica Cochamó**

Central	Elementos Menores (MUS\$)	Obras Civiles (MUS\$)	Obras Eléctricas (MUS\$)	Terreno (MUS\$)	Otros (MUS\$)	Total (MUS\$)
Cochamó	9,1	130,9	1.028,1	9,8	79,3	1.257,2

Fuente: Estudio SAGESA

El Valor de Inversión indicado en la tabla precedente, representa un costo unitario de 508 US\$/kW instalado.

### 3.1.2.4 Estructura de personal y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento administración y comercialización

**TABLA 9: Costos fijos informados CT Cochamó**

Partida de costo	Miles de \$/año
Staff	29.097
Remuneraciones Ger. Generación	13.915
Costo Estructura Ger. Generación	3.736
Costos Directos Ger. Generación	27.089
Contratos de Operación Centrales	29.206
<b>TOTAL</b>	<b>103.034</b>

Fuente: Estudio SAGESA

Por otro lado, los resultados del análisis del consultor respecto de los costos fijos se resumen en el siguiente cuadro:

**TABLA 2: Costos fijos modelados CT Cochamó**

Partida de Costo	Miles de \$/año
Costos Indirectos	88.197
Costos Directos	46.481
<b>TOTAL</b>	<b>134.678</b>

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA

En primera instancia se revisaron los consumos y los principales responsables de ellos. Debido a la alta variabilidad de los consumos en los últimos años, por ejemplo la “crisis del salmón” y la crisis financiera, se realizaron regresiones con los consumos históricos, resultando la siguiente proyección de energía y demanda de potencia para el período de planificación:

**TABLA 11: Proyecciones en Cochamó**

Año	Sistema Cochamó	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2008	3.123	598
2009	2.871	608
2010	2.893	628
2011	2.982	647
2012	3.282	712
2013	3.716	805
2014	4.360	944
2015	5.108	1.105
2016	5.939	1.284
2017	6.810	1.472
2018	7.660	1.656
2019	8.676	1.875
2020	9.897	2.138
2021	11.372	2.456
2022	13.167	2.843
2023	15.362	3.316
Tasa Promedio	11,21%	12,09%

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

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

TABLA 12: Plan de Expansión Generación

Año	Demanda de Potencia (kW)	Capacidad Instalada			Capacidad Instalada / Demanda Máxima
		Hidroeléctrica (kW)	Termoeléctrica (kW)	Total (kW)	
2008	598	0	2.475	2.475	4,14
2009	608	0	0	2.475	4,07
2010	624	0	0	2.475	2,64
2011	643	0	0	2.475	2,57
2012	708	0	0	2.475	2,33
2013	801	0	0	2.475	3,09
2014	940	0	0	2.475	2,63
2015	1.101	0	0	2.475	2,25
2016	1.280	0	0	2.475	1,93
2017	1.468	0	825	3.300	2,25
2018	1.651	0	0	3.300	2,00
2019	1.870	0	0	3.300	1,76
2020	2.134	0	0	3.300	1,55
2021	2.452	0	825	4.125	1,68
2022	2.838	0	0	4.125	1,45
2023	3.312	0	825	4.950	1,49

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.4 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO CID

El CID que resulta de este plan es US\$228,2 por MWh.

### 3.5 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

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 13: Unidades Generadoras Proyecto de Reposición

Año	Capacidad (kW)	Descripción	Inversión (MUS\$)
2009	1.650	Módulo Térmico etapas 1 y 2	1.246
2013	825	Módulo Térmico etapa 3	387
2017	825	Módulo Térmico etapa 1	859
2021	825	Módulo Térmico etapa 2	387
2023	825	Módulo Térmico etapa 3	387

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.6 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO CTLP

El costo total de largo plazo del Sistema Mediano de Cochamó sólo considera instalaciones de generación ya que en el período evaluado no se proyectan instalaciones de transmisión:

TABLA 14: Cálculo CTLP

Año	AVI Plan de Reposición Eficiente (MUS\$)	AVI Inversión (MUS\$)	AVIG <sub>t</sub> (MUS\$)	Costos Variables Operación y Mantenimiento (MUS\$)	Costos Fijos (MUS\$)	COMAG <sub>t</sub> (MUS\$)
2011	107,0	5,0	112,0	576,1	207,4	783,5
2012	107,0	5,0	112,0	634,0	207,4	841,4
2013	107,0	45,2	152,2	726,0	211,1	937,1
2014	107,0	45,2	152,2	851,8	211,1	1.062,8

Fuente: Estudio SAGESA

Con los valores de la tabla anterior, se calcula el siguiente Costo Total de Largo Plazo resulta MUS\$1.082,1

### 3.7 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

La formula de indexación de los CID y del CTLP tiene la siguiente estructura:

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

Donde:

- IMO<sub>t</sub> : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior al mes en que se aplique la indexación.
- IMO<sub>0</sub> : Índice Nominal Costo Mano de Obra, publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de enero de 2009 (120,66).
- IPC<sub>t</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación.
- IPC<sub>0</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de febrero de 2009 (100,05).
- PPD<sub>t</sub> : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/litro.
- PPD<sub>0</sub> : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del período julio de 2008 – diciembre de 2008 (497,77 \$/lt).
- PPI<sub>t</sub> : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics ([www.bls.gov](http://www.bls.gov), WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPI<sub>0</sub> : 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<sub>t</sub> : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación.
- TAX<sub>0</sub> : 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\$.

$DOL_0$  : 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\$).

Los coeficientes obtenidos para el CID de Energía son:

**TABLA 15:** Coeficientes Energía CID

Coef <sub>1</sub>	IMO	3,60%
Coef <sub>2</sub>	IPC	0,60%
Coef <sub>3</sub>	PPD	91,20%
Coef <sub>4</sub>	Imp	4,60%

Fuente: Estudio SAGESA

Los coeficientes obtenidos para el CID de Potencia son:

**TABLA 16:** Coeficientes Potencia CID

Coef <sub>1</sub>	IMO	29,90%
Coef <sub>2</sub>	IPC	14,40%
Coef <sub>3</sub>	PPD	0,00%
Coef <sub>4</sub>	Imp	55,70%

Fuente: Estudio SAGESA

Los coeficientes obtenidos para el CTLP de Energía son:

**TABLA 17:** Coeficientes Energía CTLP

Coef <sub>1</sub>	IMO	21,90%
Coef <sub>2</sub>	IPC	1,50%
Coef <sub>3</sub>	PPD	73,00%
Coef <sub>4</sub>	Imp	3,60%

Fuente: Estudio SAGESA

Los coeficientes obtenidos para el CTLP de Potencia son:

**TABLA 18:** Coeficientes Potencia CTLP

Coef <sub>1</sub>	IMO	22,70%
Coef <sub>2</sub>	IPC	15,00%
Coef <sub>3</sub>	PPD	0,00%
Coef <sub>4</sub>	Imp	62,30%

Fuente: Estudio SAGESA

Los coeficientes totales para el CTLP:

**TABLA 19:** Coeficientes totales CTLP

Coef <sub>1</sub>	IMO	28,10%
Coef <sub>2</sub>	IPC	4,10%
Coef <sub>3</sub>	PPD	81,90%
Coef <sub>4</sub>	Imp	14,00%

Fuente: Estudio SAGESA

## **4 ANÁLISIS Y CORRECCIÓN REALIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

### **4.1 ASPECTOS GENERALES**

En general, el Estudio aborda las materias exigidas por las Bases, no obstante, esta Comisión estimó pertinente realizar modificaciones al Estudio entregado por la empresa, ya sea para aplicar un criterio diferente o bien para realizar correcciones en la metodología aplicada.

Cabe señalar que parte de los antecedentes de respaldo entregados a esta Comisión no permitieron reproducir a cabalidad los resultados del Estudio debido a que parte de la información fue presentada como dato sin respaldo o bien valor sin vínculo ni referencia alguna. Adicionalmente a lo anterior, se encontraron inconsistencias entre la metodología y valores descritos en el Estudio y la información empleada en la obtención de los resultados.

### **4.2 ANÁLISIS**

En el proceso de revisión del Estudio, para la información correspondiente a inversiones en instalaciones de transmisión, infraestructura y terrenos, así como los costos fijos de la empresa, se consideraron antecedentes de respaldo empleados por esta Comisión en estudios de similares características.

En relación a los precios de combustibles, éstos se obtuvieron de información entregada por SAESA a esta Comisión, no presentando mayores diferencias a los empleados en el Estudio.

Finalmente, el análisis consideró además información recabada por esta Comisión en materias de costos de operación, mantención y administración.

### **4.3 CORRECCIONES**

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](http://www.cne.cl)).

#### **4.3.1 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

En el Estudio se presentan los costos reales informados por la empresa y los costos modelados en base a una empresa eficiente. Sin embargo, entre ellos existe una diferencia importante, siendo mayores los de la empresa eficiente. No obstante lo anterior, en la revisión realizada por esta Comisión se estructura una nueva dotación y nueva infraestructura asociada a ésta, y a su vez, ambos conceptos más acorde al tamaño real del sistema.

### 4.3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA

De acuerdo al análisis realizado por esta Comisión, la consideración de la demanda presentada en el Estudio no es factible dado que presenta tasas de crecimiento no justificadas y excesivamente altas. Finalmente, se optó por utilizar una proyección basada en el “Estudio de Proyección de Demanda para Cochamó, Hornopirén y Edelayésén” encargado a la empresa Jorge Quiroz Consultores Asociados, el cual fue presentado por las empresas como antecedente del Estudio.

**TABLA 20:** Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	SSMM Cochamó	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2010	2.754	695
2011	2.818	711
2012	3.063	772
2013	3.355	846
2014	3.685	929
2015	3.857	973
2016	4.038	1.018
2017	4.221	1.064
2018	4.405	1.111
2019	4.591	1.158
2020	4.815	1.214
2021	5.050	1.273
2022	5.296	1.336
2023	5.555	1.401

### 4.3.3 CRITERIO DE SEGURIDAD

Como criterio de seguridad se consideró que ante la salida de la unidad de mayor tamaño, el resto de unidades fuesen capaces de suplir la demanda máxima considerando además un 10% por concepto de seguridad.

### 4.3.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

De acuerdo al análisis realizado, en el Plan de Expansión Óptimo para el período 2008-2023 no se requiere llevar a cabo inversiones, debido a que las instalaciones existentes son capaces de satisfacer la demanda.

### 4.3.5 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)

Considerando que el Plan de Expansión Óptimo no contempla inversión alguna, y en conformidad a lo establecido en las bases del Estudio, el valor del CID de Cochamó es igual a cero.

### 4.3.6 PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE

De acuerdo a lo expuesto anteriormente se obtuvo el siguiente plan de reposición eficiente:

**TABLA 21:** Proyecto de Reposición Eficiente

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso
MT825	Diesel	825	2009
MT825	Diesel	825	2009
MT300	Diesel	300	2012
MT300	Diesel	300	2017
MT300	Diesel	300	2022

#### 4.3.7 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

Finalmente los costos totales de largo plazo obtenidos son los siguientes:

**TABLA 22:** CTLP

ÍTEM	SSMM COCHAMÓ
CTLPG(\$/año)	611.261.289
CTLPL(\$/año)	0
CTLP(\$/año)	611.261.289

#### 4.3.8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CTLP

En virtud de las correcciones descritas precedentemente, los coeficientes que integran la fórmula de indexación del CTLP deben ser actualizados. Asimismo el Índice nominal de costo de Mano de Obra de Chile (IMO) ha sido descartado para su uso en la indexación de tarifas, ello debido a que contiene elementos que capturan el aumento de la productividad de la empresa eficiente; así, no todos los aumentos en salarios se traducen en aumentos de costos. En consecuencia se ha empleado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) como indexador de los costos de Operación relacionados con remuneraciones.

El siguiente desglose permite determinar la participación de cada indexador en la fórmula de indexación del CTLP:



<b>Indexación CTLP COCHAMÓ</b>				
<b>VP Incrementos Inversión</b>	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
Equipos Importados	10,53%	0%	0%	100%
Equipos Nacionales	2,51%	100%	0%	0%
Obras Civiles	3,68%	100%	0%	0%
<b>TOTAL (%)</b>	<b>16,71%</b>	<b>6,18%</b>	<b>0,00%</b>	<b>10,53%</b>
<b>VP Incrementos COMA</b>	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
CVC	65,05%	0%	100%	0%
CVNC	3,24%	30%	0%	70%
Costos Fijos	15,00%	100%	0%	0%
<b>TOTAL (%)</b>	<b>83,29%</b>	<b>15,98%</b>	<b>65,05%</b>	<b>2,27%</b>
	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
<b>VP Incrementos</b>	<b>100,00%</b>	<b>22,16%</b>	<b>65,05%</b>	<b>12,79%</b>

Finalmente los ponderadores de la fórmula de indexación del CTLP son los siguientes:

**TABLA 23:** Indexadores CTLP

Indexación CTLP	
IPC - Nacional	22,16%
P. Diesel - Nacional	65,05%
PPI - Externo	12,79%

## 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, 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 4 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 facturadas esperadas de potencia de punta anuales en cada uno de los nudos o barras de retiro del sistema, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IAP = \left( \sum_{j=1}^{NB} IAP_j \right)$$

Donde:

$$IAP_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{12 \cdot CDP_j \cdot P_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

- NB : Número de barras o nudos del sistema.  
 IAP<sub>j</sub> : Ingreso anual equivalente de potencia, en un período tarifario de 4 años, del sistema de generación y transmisión asociado al nudo o barra j, expresado en \$/año.  
 P<sub>jt</sub> : Potencia de punta consumida en el nudo o barra j, en el año t, expresada en kW.  
 CDP<sub>j</sub> : Costo de desarrollo de la potencia de punta en el sistema de generación y transmisión en el nudo o barra j, expresado en \$/kW/mes.  
 T : Número de años considerados en el período tarifario (4 años).

Análogamente, se definen los ingresos anuales equivalente de energía esperados para el período tarifario de 4 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 facturadas de energía esperadas en cada uno de los nudos o barras del sistema, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$\text{IAEG} = \left( \sum_{j=1}^{\text{NB}} \text{IAEG}_j \right)$$

$$\text{IAEL} = \left( \sum_{j=1}^{\text{NB}} \text{IAEL}_j \right)$$

$$\text{IAE} = \left( \sum_{j=1}^{\text{NB}} \text{IAE}_j \right)$$

Donde:

$$\text{IAEG}_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{\text{CIDG}_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$\text{IAEL}_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{\text{CIDL}_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$\text{IAE}_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{\text{CID}_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

- NB : Número de barras o nudos del sistema.  
 IAEG<sub>j</sub> : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de generación asociado al nudo o barra j, en \$/año.  
 IAET<sub>j</sub> : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de transmisión asociado al nudo o barra j, en \$/año.  
 IAE<sub>j</sub> : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del sistema en su conjunto asociado nudo o barra, en \$/año.

Cabe mencionar que las demandas facturadas esperadas de energía y potencia fueron estimadas en base a información entregada por la empresa a la CNE, información que además fue comunicada a la Superintendencia de Electricidad y Combustible a través del proceso de los Costos de Explotación del año 2009.

## 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:

$$\text{CDP}_j = \frac{\text{CDP}}{12} \cdot \text{FpP}_j$$

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

En consideración de la inexistencia de instalaciones de transmisión en el sistema de Cochamó se ha considerado un único CDP, esto es,  $\text{FpP}_j$  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 o barra  $j$  del sistema, los cuales serán constantes durante todo el período tarifario de 4 años.

$$\text{PNEG}_j = \text{CIDG}_j \cdot \alpha_{Gj}$$

$$\text{PNEL}_j = \text{CIDL}_j \cdot \alpha_{Lj}$$

$$\text{PNPG}_j = \text{CDP}_j \cdot \beta_j$$

$$\text{PNPL}_j = \text{CDP}_j \cdot (1 - \beta_j)$$

$$\text{PNE}_j = \text{PNEG}_j + \text{PNEL}_j$$

$$\text{PNP}_j = \text{PNPG}_j + \text{PNPL}_j$$

Donde:

- $PNEG_j$  : 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.  
 $\alpha_{Gj}$  : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación, en el nudo  $j$ .  
 $\alpha_{Lj}$  : Factor de ajuste para la componentes del precios de nudo de energía asociada al segmento de transmisión, en el nudo  $j$ .  
 $\beta_j$  : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de potencia asociada al segmento de generación, en el nudo  $j$ .  
 $1 - \beta_j$  : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de potencia asociada al segmento de transmisión, en el nudo  $j$ .

Se define  $MAXG_j$  como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de generación asociado al nudo  $j$ ,  $CTLPG_j$ , y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de generación asociado al nudo  $j$ ,  $IAEG_j$ .

Se define  $MAXL_j$  como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de transmisión asociado al nudo  $j$ ,  $CTLPL_j$ , y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de transmisión asociado al nudo  $j$ ,  $IAEL_j$ .

Los factores de ajuste  $\alpha_{Gj}$ ,  $\alpha_{Lj}$ ,  $\beta_j$  y  $1 - \beta_j$ , para los precios de nudo de energía y potencia, se definen mediante las siguientes expresiones:

$$\alpha_{Gj} = \frac{MAXG_j \times (MAXG_j + MAXL_j - IAP_j)}{(MAXG_j + MAXL_j) \times IAEG_j}$$

$$\alpha_{Lj} = \frac{MAXL_j \times (MAXG_j + MAXL_j - IAP_j)}{(MAXG_j + MAXL_j) \times IAEL_j}$$

$$\beta_j = \frac{MAXG_j}{MAXG_j + MAXL_j}$$

$$1 - \beta_j = \frac{MAXL_j}{MAXG_j + MAXL_j}$$

## 5.4 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES

A partir de las correcciones presentadas en la sección 4.3 del presente informe, y considerando un CDP equivalente al precio de nudo de la potencia vigente en el sistema de Cochamó, los precios de nudo de energía y potencia resultantes para el sistema antes mencionado se detalla en las secciones siguientes.

Para el caso del CTLP, el valor obtenido conforme a lo indicado en las secciones precedentes, han sido indexados a Junio de 2010 mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 3.7 y empleando los ponderadores específicos presentados en la sección 4.3.8, ambas del presente informe.

Los indexadores del CTLP, los valores base a Junio de 2010 son los siguientes:

**TABLA 24:** Valores Indexadores utilizados - CTLP

Fechas	IPC	PDiesel Cochamó [\$/m3]	PPI	TAX	Dólar
31/12/2008	145,19	497.759	153,30	0,06	651,51
<b>01/06/2010</b>	<b>143,39</b>	<b>348.520</b>	<b>157,10</b>	<b>0,06</b>	<b>520,62</b>

### 5.4.1 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A 2010

En virtud de lo anterior, el valor del CTLP base e indexado a Junio de 2010 son los siguientes:

**Tabla 25:** CTLP base – CTLP indexado Junio 2010

Actualización	CTLP (\$/año)
Fechas	Cochamó
31-12-2008	611.261.289
<b>01-06-2010</b>	<b>476.204.448</b>

### 5.4.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2010-2014

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:

**Tabla 26:** Demanda proyectada período 2010-2014

Año	Cochamó	
	Energía	Dda. Facturada
	[kWh]	[kW]
2010	2.754.499	638
2011	2.818.128	653
2012	3.062.742	710
2013	3.354.621	778
2014	3.684.716	854

### 5.4.3 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA

Los precios de nudo resultantes para la energía son los que a continuación se indican:

**Tabla 27:** Precio de Nudo Energía

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
Cochamó	128,078

### 5.4.4 PRECIOS DE NUDO POTENCIA

Los precios de nudo resultantes para la potencia son los que a continuación se indican:

**Tabla 28:** Precio de Nudo Potencia

Barra	Precio de Nudo Potencia (\$/kW)
Cochamó	7.525,88

## 5.5 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA

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

### 5.5.1 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:

$$\frac{PN\_Energía_i}{PN\_Energía_0} = \chi_E \cdot \left[ \left( \alpha_{IPC\_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} \right) + \left( \alpha_{PPI} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \cdot \left( \frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} \right) \cdot \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right] + \chi_P \cdot \left[ \alpha_{DOL} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{IPM} \cdot \frac{IPM_i}{IPM_0} \right]$$

Donde:

- $\chi_E$  : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.
- $\chi_P$  : Ponderador de la componente de inversión asociado al precio de la energía.
- $IPC_i$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.
- $IPC_0$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Abril de 2010 (100,86).
- $P_{DIESEL_i}$  : Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m<sup>3</sup>.

$P_{DIESEL0}$	: Precio vigente del Petróleo Diesel en Cochamó, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo Diciembre de 2009 a Mayo de 2010 (348.520 \$/m <sup>3</sup> ).
$PPI_i$	: U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200), publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour, correspondiente al sexto mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.
$PPI_0$	: U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200), publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de Diciembre de 2009 (157,10).
$TAX_i$	: Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Aysén, correspondiente al mes anterior a aquel 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 Aysén, correspondiente al mes de Mayo de 2010 (0,06 %/1).
$DOL_i$	: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel 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 Abril de 2010 (520,62 \$/US\$).
$IPM_i$	: Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al tercer mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.
$IPM_0$	: Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Marzo de 2010 (106,15).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía, serán los costos que informe SAGESA 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.

Ponderador	Barra
	Cochamó
$X_E$	0,96906
$X_P$	0,03094

$\alpha_{IPC\_E}$	0,22158
$\alpha_{PDIESEL}$	0,65050
$\alpha_{PPI}$	0,12792
$\alpha_{DOL}$	0,49900
$\alpha_{IPC\_P}$	0,22200
$\alpha_{IPM}$	0,27900



### 5.5.2 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:

$$\frac{PN\_Potencia_i}{PN\_Potencia_0} = \alpha_{DOL} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{IPM} \cdot \frac{IPM}{IPM_0}$$

Donde:

- $DOL_i$  : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel 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 Abril de 2010 (520,62 \$/US\$).
- $IPC_i$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.
- $IPC_0$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Abril de 2010 (100,86).
- $TAX_i$  : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Aysén, correspondiente al mes anterior a aquel 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 Aysén, correspondiente al mes de Mayo de 2010 (0,06 %/1).
- $IPM_i$  : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al tercer mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.
- $IPM_0$  : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Marzo de 2010 (106,15).

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.

$\alpha_{DOL}$	0,49900
$\alpha_{IPC\_P}$	0,22200
$\alpha_{IPM}$	0,27900