

REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo de "Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén".

**Santiago, 06 de febrero de 2015**

**RESOLUCION EXENTA N° 60**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en el Artículo 9°, letra h) del D.L. 2.224, de 1978, modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224 de 1978, y a otros cuerpos legales;
- b) Lo establecido en los artículos 85° y 173° al 180°, todos 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, "la Ley";
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 229 de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "Reglamento de Sistemas Medianos";
- d) La Resolución Exenta N° 779 del 11 de diciembre de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", que Aprueba Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, en adelante "las Bases";
- e) La carta N°879842, de fecha 30 de abril de 2014, mediante la cual SAGESA S.A., hizo entrega a la Comisión del Informe Final de los "Estudios Tarificación Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén" realizado por la empresa consultora GTD Ingenieros Consultores Ltda.;

- f) Lo solicitado por esta Comisión mediante carta CNE N°147 de fecha 09 de mayo de 2014;
- g) Lo informado por SAGESA S.A. a través de cartas N° 885073 y N° 888305, de fecha 14 de mayo de 2014 y 27 de mayo de 2014 respectivamente;
- h) Lo comunicado por esta Comisión mediante carta CNE N°401 de fecha 27 de agosto de 2014;
- i) Lo señalado por SAGESA S.A. a través de carta N° 925259 y por CUCHILDEO SpA a través de carta CUCH/018/2014, ambas de fecha 17 de septiembre de 2014;
- j) Lo comunicado por esta Comisión mediante cartas CNE N°548 y CNE N°549, ambas de fecha 22 de octubre de 2014;
- k) Lo informado por CUCHILDEO SpA a través de carta CUCH/021/2014 de fecha 11 de noviembre de 2014;
- l) Lo comunicado por SAGESA S.A. a través de cartas N° 942355 y N°947453, de fecha 12 de noviembre de 2014 y de 01 diciembre de 2014 respectivamente;
- m) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 700 de fecha 29 de diciembre de 2014, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico de “Estudio de Planificación y Tarifación del Sistema Mediano de Hornopirén”;
- n) Lo comunicado por SAGESA S.A. mediante carta N° 962638 de fecha 20 de enero de 2015, y
- o) La Resolución N° 1600 de 2008 de Contraloría General de la República.

**CONSIDERANDO:**

- a) Que, se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de los precios a nivel de generación y transmisión, así como el establecimiento de planes de expansión en el Sistema Mediano de Hornopirén;
- b) Que, mediante Resolución Exenta CNE N° 700 de fecha 29 de diciembre de 2014, de la Comisión, se aprobó el Informe Técnico de “Estudio de Planificación y Tarifación del Sistema Mediano de Hornopirén”, en adelante el Informe Técnico;

- c) Que, CUCHILDEO SpA y SAGESA S.A., a través de cartas individualizadas en los literales k) y n) de Vistos respectivamente, manifestaron su acuerdo con el Informe Técnico y en consecuencia esta Comisión no envió antecedente alguno constitutivo de discrepancia al Panel de Expertos, y
- d) Que, en consecuencia se han cumplido las etapas y actuaciones previstas en la Ley para que se apruebe el Informe Técnico respectivo;

**RESUELVO:**

**Artículo Primero:** Apruébase el siguiente Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén:



**INFORME TÉCNICO DEFINITIVO**

**PLANIFICACIÓN Y TARIFICACIÓN DEL SISTEMA  
MEDIANO DE HORNOPIRÉN**

**CUADRIENIO 2014-2018**

**Diciembre de 2014**

## ÍNDICE

<b>1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>4</b>
<b>2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA MEDIANO DE HORNOPIRÉN .....</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 ESTUDIO REALIZADO POR SAGESA S.A. Y CUCHILDEO SPA.....</b>	<b>8</b>
3.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LAS EMPRESAS .....	8
3.1.1 Caracterización de Instalaciones Existentes .....	8
3.1.2 Valorización de Instalaciones .....	8
3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	12
3.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO .....	12
3.4 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID).....	13
3.5 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....	13
3.6 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO CTLP .....	14
3.7 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....	14
<b>4 ANÁLISIS Y CORRECCIONES REALIZADAS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA .....</b>	<b>16</b>
4.1 ASPECTOS GENERALES .....	16
4.2 CORRECCIONES .....	16
4.2.1 Valorización .....	16
4.2.2 Recargos.....	17
4.2.3 Estructura de Personal y Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización. ....	17
4.2.4 Módulos Térmicos e Hidráulicos .....	18
4.2.5 Proyección de la Demanda Utilizada.....	18
4.2.6 Plan de Expansión Óptimo.....	19
4.2.7 Costo Incremental de Desarrollo (CID) .....	19
4.2.8 Proyecto de Reposición Eficiente .....	20
4.2.9 Costo Total de Largo Plazo (CTLP).....	20
4.2.10 Fórmulas de Indexación del CID y CTLP.....	20

---

<b>5</b>	<b>FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS .....</b>	<b>22</b>
5.1	FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA .....	22
5.2	FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA.....	24
5.3	PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES .....	24
5.3.1	Costo Incremental de Desarrollo indexado a 2014 .....	25
5.3.2	Costo Total de Largo Plazo indexado a 2014 .....	25
5.3.3	PROYECCIÓN DE DEMANDA 2014-2018 .....	25
5.3.4	PRECIOS DE NUDO ENERGÍA .....	26
5.3.5	Precios de Nudo de Potencia .....	26
5.4	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	26
5.4.1	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA.....	26
5.4.2	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA .....	28

## 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°394, de fecha 2 de julio de 2013, la Comisión Nacional de Energía, en adelante “la Comisión”, declaró abierto el proceso 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, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén y estableció sus plazos y condiciones. Aprobándose el Registro Definitivo de Usuarios e Instituciones Interesadas, mediante Resolución Exenta N°511, de fecha 14 de agosto de 2013, para los señalados sistemas.

Posteriormente, en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley y el DS N°229 de 2005, Reglamento de Valorización y Expansión para los SSMM, en adelante “el Reglamento”, por Resolución Exenta N°683, de fecha 30 de octubre de 2013, esta Comisión aprobó las Bases Preliminares para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos señalados. Así, aprobadas las observaciones formuladas por las empresas, a nuestras Bases Preliminares, se dictó la Resolución Exenta N° 751, de fecha 29 de noviembre de 2013, que aprobó las Bases Definitivas para la realización de los Estudios de los SSMM.

A partir de lo expuesto, y considerando que las empresas no presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos de conformidad al Art. 14 del Reglamento, la Comisión mediante Resolución Exenta N°779, de fecha 11 de diciembre de 2013, aprobó las Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los SSMM.

Finalmente, mediante carta N°888305, de fecha 27 de mayo de 2014, las empresas Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA S.A.) y Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA. (CUCHILDEO) enviaron a la Comisión el Informe Final del Estudio de Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén.

De esta manera, y de acuerdo a lo establecido en el inciso quinto del Art. 177 de la Ley, la Comisión expone a continuación, la revisión y correcciones realizadas al Informe antes señalado, para el Sistema Mediano de Hornopirén.

## 2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA MEDIANO DE HORNOPIRÉN

El Sistema Mediano de Hornopirén está compuesto por instalaciones pertenecientes a las empresas eléctricas SAGESA S.A. y CUCHILDEO.

La empresa SAGESA S.A. es propietaria y operadora de la central Térmica Hornopirén, además forma parte del Grupo de empresas SAESA y está orientada a la actividad de generación de electricidad de la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Por otra parte, CUCHILDEO SpA administra y explota la central hidráulica de igual nombre, situada en la localidad de Hornopirén en la Región de Los Lagos.

La potencia instalada en el Sistema de Hornopirén se entrega en la siguiente tabla:

**Tabla 1:** Potencia Instalada en el SSMM Hornopirén, en MW

Central	Propietario	Tipo Unidad	Capacidad [MW]
Cuchildeo	CUCHILDEO	Hidráulica	0,77
Hornopirén	SAGESA	Térmica Diesel	3,00

Fuente: Estudio

### 2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES

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

El sistema eléctrico de Hornopirén no posee instalaciones de transmisión, ya que los puntos de retiro e ingreso al sistema de distribución coinciden con los puntos de inyección de las centrales generadoras.

**Tabla 2:** Unidades Generadores SSMM Hornopirén

Central	Tecnología	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad	Capacidad (MW)
Hornopirén	Sincrónico	SAGESA	Latitud 41°57'36,96" S Longitud 72°29'4,09" O	Diesel	3,00
Cuchildeo	Sincrónico	CUCHILDEO	Latitud 41°57'35,68" S Longitud 72°28'57,93" O	Hidráulica	0,77

Fuente: Estudio

### 2.2 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA

De acuerdo a lo expuesto en el Estudio, en la evolución de la energía y demanda máxima ingresada a distribución en el Sistema Mediano de Hornopirén se observa principalmente lo siguiente:

- Alta volatilidad en la tasa de crecimiento interanual. Esto se debe principalmente al tamaño del sistema, lo que implica que la conexión y/o desconexión de algún cliente industrial afecte la tasa global del sistema.

**Tabla 3:** Demanda Histórica SSMM Hornopirén

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2003	2.375,80	547
2004	2.608,86	599
2005	2.937,87	654
2006	4.648,01	1.233
2007	7.953,97	1.500
2008	8.582,31	1.668
2009	8.400,25	1.704
2010	8.394,11	1.812
2011	10.179,27	2.083
2012	11.877,71	2.279
2013	10.329,03	2.492

Fuente: Estudio

**Tabla 4:** Tasas de crecimiento histórico de la Demanda

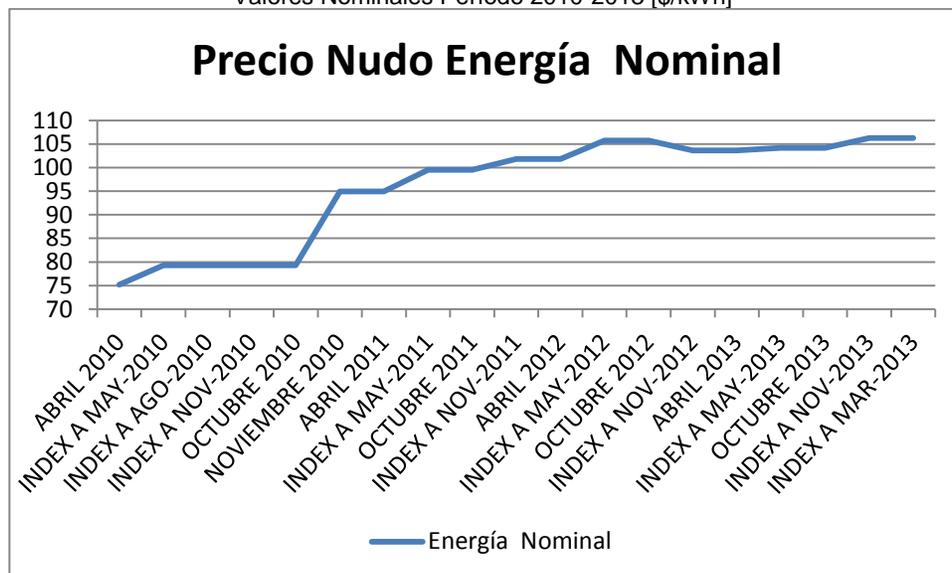
Año	Crecimiento Anual de la Energía	Crecimiento Anual de la Demanda Máx
2003		
2004	10%	10%
2005	13%	9%
2006	58%	89%
2007	71%	22%
2008	8%	11%
2009	-2%	2%
2010	0%	6%
2011	21%	15%
2012	17%	9%
2013	-13%	9%

Fuente: Estudio

### 2.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO

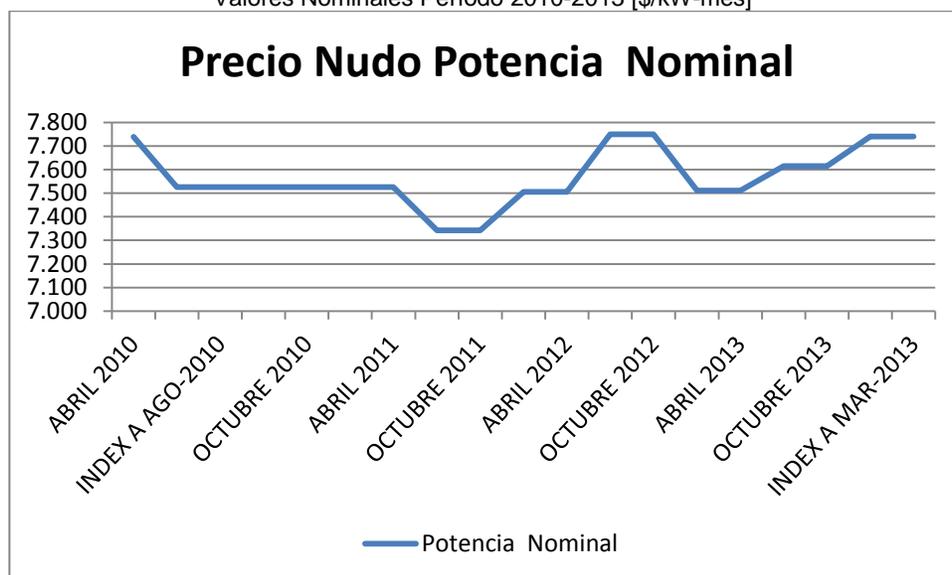
En las siguientes figuras se aprecia la evolución histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía y Potencia en el Sistema de Hornopirén desde Abril 2010 hasta su última indexación, en Marzo de 2013.

**Figura 1: Evolución Histórica del Precio de Nudo de Energía**  
Valores Nominales Período 2010-2013 [\$/kWh]



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

**Figura 2: Evolución Histórica del Precio de Nudo de Potencia**  
Valores Nominales Período 2010-2013 [\$/kW-mes]



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

### 3 ESTUDIO REALIZADO POR SAGESA S.A. y CUCHILDEO SpA

A continuación se describen los principales contenidos y resultados del Informe final del estudio de costos y expansión del Sistema Mediano de Hornopirén, entregado por SAGESA S.A. y CUCHILDEO SpA a la Comisión.

#### 3.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LAS EMPRESAS

##### 3.1.1 Caracterización de Instalaciones Existentes

A continuación se presenta un resumen de las principales características de las unidades generadoras existentes en el Sistema de Hornopirén.

**Tabla 5:** Unidades Generadoras

Sistema	Unidad	Propietario	Tipo Unidad generadora	Capacidad Instalada [kW]	Consumo Especifico (l/kWh)	Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)
Hornopirén	Unidad 1	SAGESA	Térmica Diesel	750	0,254	11,8
Hornopirén	Unidad 2	SAGESA	Térmica Diesel	750	0,254	11,8
Hornopirén	Unidad 3	SAGESA	Térmica Diesel	750	0,254	11,8
Hornopirén	Unidad 4	SAGESA	Térmica Diesel	750	0,254	11,8
Hornopirén	Unidad 1	Cuchildeo S.A.	Hidroeléctrica	765	NA	0,0

Fuente: Estudio

##### 3.1.2 Valorización de Instalaciones

###### 3.1.2.1 Precios unitarios de las Instalaciones de Generación

El procedimiento empleado por las empresas en la valorización de las unidades generadoras existentes, establece los siguientes precios:

**Tabla 6:** Valorización de Instalaciones de Generación Existentes (MUSD)

Central	Equipo Hidromecánico	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Eléctricas	Terreno	Equipos Generación	Obras Civiles Gen.	Total general
Cuchildeo	473	275	9	0	247	908	2.499	4.410
Hornopirén	0	0	7	0	50	1.028	365	1.450
Total general	473	275	16	0	297	1.936	2.864	5.860

Fuente: Estudio

La valorización antes presentada considera una vida útil de 20 años para las unidades generadoras térmicas y de 50 años para las unidades generadoras hidráulicas.

Por su parte, el valor de las unidades generadoras consideradas en el Estudio como candidatas a emplear en el Plan de Expansión y Proyecto de Reposición Eficiente se presenta en la siguiente Tabla:

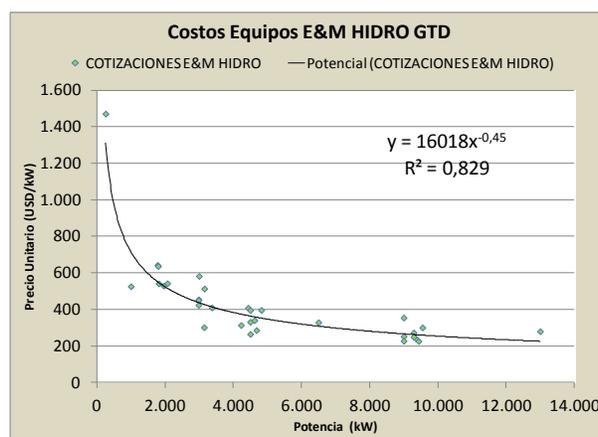
**Tabla 1:** Detalle módulos térmicos

Item	Unidad	Descripción
Capacidad	kW prime	800
Tipo		Motor Diesel
Combustible ppal.		Diesel
Combustible Alternativo		No tiene
Consumo específico	lts/kW	0,238333333
Costo variable no combustible	US\$/kWh	9,093446576
Velocidad del generador	rpm	1500
Tasa Indisponibilidad Forzada	%	5
(Protección , control y medida)	A	ITM1200
Control de la unidad Motor	Provee la fábrica	Si
tensión en bornes	V	400
Transformador		23/0,4kV-1000kVA
Costo Módulo Etapa1	US\$	1045,389703
Costo Módulo Etapa2	US\$	467,5
Costo Módulo Etapa3	US\$	467,5
Costo Total Módulo		0,0
Costo Unitario Total Módulo	US\$/kW	825,2
Vida Util Etapa1		20,75
Vida Util Etapa2		23,01
Vida Util Etapa3		23,01
Vida Util Modulo	años	21,74

Fuente: Estudio

Finalmente, las regresiones realizadas por la empresa para el precio FOB de las turbinas hidráulicas se muestra a continuación:

**Figura 3:** Regresiones Costo Unitario GTD



Fuente: Estudio

### 3.1.2.2 Valorización de las Instalaciones de Transmisión

En el Sistema de Hornopirén se presentan los siguientes datos para la valorización de inversión en transmisión:

**Tabla 8:** VI actualizado de transmisión en centrales generadoras (MUSD)

Central	Equipo Hidromecánico	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores	Obras Eléctricas	Terreno	Equipos Generación	Obras Civiles Transm	Total general
Cuchildeo	0	14	0	148	13	0	26	201
Hornopirén	0	0	3	382	18	0	110	513
Total general	0	14	3	531	31	0	136	713

Fuente: Estudio

### 3.1.2.3 Valorización de Terrenos

Para el caso de la Central Térmica Hornopirén se ha utilizado el precio de compra del terreno, correspondiente a un valor de 0,181 UF/m<sup>2</sup> para las 0,76 hectáreas.

Para el caso de la Central Hidroeléctrica Cuchildeo, dado que no se tiene información suficientemente respaldada respecto del precio de compra del terreno, se calculó un precio de 0,061 UF/m<sup>2</sup> para las 8,3 hectáreas informadas por el propietario.

### 3.1.2.4 Recargos

Existen distintos recargos asociados a cada unidad desde la compra para dejarla operando, los que se expresan en términos porcentuales y generan un alza en el costo final de las unidades. Los valores presentados por la empresa se resumen en la tabla presentada a continuación.

**Tabla 9:** Resumen Recargos Unidades Existentes

UNIDAD	Tipo	Potencia (KW)	Flete SS MM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Material	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Hornopirén	Térmica Diesel	750	29%	15%	0%	35%	17%	1%	10%	8%
Hornopirén	Térmica Diesel	750	29%	15%	0%	35%	17%	1%	10%	8%
Hornopirén	Térmica Diesel	750	29%	15%	0%	35%	17%	1%	10%	8%
Hornopirén	Térmica Diesel	750	29%	15%	0%	35%	17%	1%	10%	8%
Cuchildeo	Hidroeléctrica	765	34%	38%	0%	400%	38%	2%	12%	31%

Fuente: Estudio

**Tabla 10:** Resumen Recargos Unidades Candidatas

Sistema Mediano	Tipo	Potencia (KW)	Módulo	Flete	Bodega	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Ingeniería	Gastos Generales	Intereses	Bienes Intangibles	Costo de Explotación
Homopirén	Diésel	800	1	9,30%	11,30%	10,40%	2,50%	13,00%	7,00%	5,80%	3,10%	1,60%
Homopirén	Diésel	800	2	8,20%	11,80%	7,50%	3,10%	13,10%	7,10%	5,70%	3,00%	1,50%

Fuente: Estudio

### 3.1.2.5 Módulos Térmicos

En el caso de las centrales térmicas diésel, el Consultor presentó módulos de tamaño asociado al crecimiento de la demanda de cada sistema.

**Tabla11:** Costos Unitarios Módulos

Sistema	Capacidad(kW)	Costo Presentado (USD/kW)	
		Etapas 1	Etapas 2
Hornopirén	800	1.045	467

Fuente: Estudio

### 3.1.2.6 Estructura de Personal y Gastos Fijos Anuales de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización

**Tabla 12:** Costos a Diciembre 2012

Central	C.F.I. (USD/año)	C.F.D. (USD/año)	Total (USD/año)
Hornopirén	352.175	179.214	531.389
Cuchildeo	276.473	190.532	467.005
<b>TOTAL</b>	<b>628.648</b>	<b>369.746</b>	<b>998.394</b>

Fuente: Estudio

### 3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La empresa proyectó su demanda en base al modelo utilizado por la Consultora Quiroz & Asociados. Por su parte, el factor de carga lo calculó en base al promedio existente para el período 2007-2012.

**Tabla 13:** Proyección demanda Hornopirén

Año	Energía (MWh)	Demanda (MW)
2013	13.905	2,67
2014	15.670	3,01
2015	17.614	3,38
2016	20.027	3,84
2017	22.690	4,35
2018	25.776	4,95
2019	28.607	5,49
2020	31.750	6,09
2021	35.237	6,76
2022	39.108	7,50
2023	43.404	8,33
2024	48.172	9,24
2025	53.463	10,26
2026	59.336	11,38
2027	65.854	12,64

Fuente: Estudio

Para llevar la proyección anual antes señalada a nivel mensual, el Consultor del Estudio, GTD Consultores Ltda. empleó la estacionalidad promedio ocurrida en el período 1999 – 2013.

**Tabla 14:** Estacionalidad y factor de carga mensual Hornopirén

Mes	Estacionalidad
ene	7,19%
feb	6,98%
mar	8,25%
abr	8,19%
may	8,66%
jun	8,80%
jul	8,71%
ago	9,23%
sep	8,51%
oct	8,77%
nov	8,25%
dic	8,45%
<b>Factor de Carga</b>	<b>0,569</b>

Fuente: Estudio

La empresa en sus planillas de cálculo estimó los bloques horarios según los datos reales del año 2012, no considerando el ajuste de los datos horarios al factor de carga, ni a la estacionalidad mensual estimada en los puntos anteriores.

### 3.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

El plan de expansión considera sólo módulos térmicos. El plan presentado por la empresa es el siguiente:

**Tabla 15:** Plan de Expansión en Generación

<b>Año</b>	<b>Tipo/Cap (MW)</b>
2013	CTN1, 0,8 MW
2014	CTN2, 0,8 MW
2015	
2016	CTN3, 0,8 MW
2017	CTN4, 0,8 MW
2018	
2019	CTN5, 0,8 MW
2020	CTN6, 0,8 MW
2021	CTN7, 0,8 MW
2022	CTN8, 0,8 MW
2023	CTN9, 0,8 MW
2024	CTN10, 0,8 MW
2025	CTN11, 0,8 MW / CTN12, 0,8 MW
2026	CTN13, 0,8 MW / CTN14, 0,8 MW
2027	CTN15, 0,8 MW

Fuente: Estudio

### 3.4 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)

El CID resultante de la aplicación del Plan de Expansión Óptimo es US\$307 por MWh.

### 3.5 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

Las unidades consideradas en el Proyecto de Reposición Eficiente se presentan en la siguiente Tabla:

**Tabla 16:** Unidades generadoras Proyecto de Reposición Eficiente

<b>Año</b>	<b>Plan de Expansión</b>	<b>VI MUS\$</b>
2012	Unidad 5 Cuchildeo	4.597
2012	CT Nva 1	2.123
2012	CT Nva 2	2.123
2012	CT Nva 3	2.123
2012	CT Nva 4	2.123
2013	CT Nva 5	1.045
2015	CT Nva 6	468
2016	CT Nva 7	468
2018	CT Nva 8	468
2019	CT Nva 9	468
2020	CT Nva 10	468
2021	CT Nva 11	468
2022	CT Nva 12	468
2023	CT Nva 13	468
2024	CT Nva 14	468
2025	CT Nva 15	468
2025	CT Nva 16	468
2026	CT Nva 17	468
2027	CT Nva 18	468
2027	CT Nva 19	468

Fuente: Estudio

### 3.6 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO CTLP

El Costo Total de Largo Plazo corresponde a la suma de los costos totales de largo plazo de generación y transmisión. En el caso del Sistema de Hornopirén, la partida de costo de transmisión es nula, debido a que en el horizonte de tarificación no se considera inversión en este segmento.

Tabla 17: Cálculo CTLP

Año	AVI Plan de Reposición Eficiente Gx (MUS\$)	AVI Inversión Gx (MUS\$)	AVIG <sub>t</sub> (MUS\$)	AVI Plan de Reposición Eficiente Tx (MUS\$)	AVI Inversión Tx (MUS\$)	COMAG <sub>t</sub> (MUS\$)
2015	675,5	185,9	861,3	95,80	0	4.378,80
2016	675,5	244,0	919,5	95,80	0	5.014,72
2017	675,5	244,0	919,5	95,80	0	5.698,36
2018	675,5	303,5	979,0	95,80	0	6.523,88

Fuente: Estudio

Con los valores de la tabla anterior, se calculó el siguiente Costo Total de Largo Plazo; MUS\$6.495 en generación, MUS\$96 en transmisión y MUS\$6.591 el total.

### 3.7 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

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

La fórmula general de indexación es:

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

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 octubre de 2012 (121,44).

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 noviembre de 2012 (108,64).

PPD<sub>t</sub>: Precio vigente del Petróleo Diesel en el SM correspondiente, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/litro.

- PPD<sub>0</sub> : Precio vigente del Petróleo Diesel en SM correspondiente, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del período junio de 2012 – noviembre de 2012 en Hornopirén: 429,42 \$/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 2012 (199,8).
- 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 noviembre de 2012 (0,06).
- DOL<sub>t</sub> : 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<sub>0</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de noviembre de 2012 (480,57 \$/US\$).

Los coeficientes obtenidos son los siguientes:

**Tabla 18:** Coeficientes de Indexación

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
Coef <sub>1</sub>	IMO	15%	55%	26%	14%	75%	18%
Coef <sub>2</sub>	IPC	9%	23%	13%	8%	25%	10%
Coef <sub>3</sub>	PPD	72%	0%	53%	74%	0%	62%
Coef <sub>4</sub>	Imp	4%	22%	8%	4%	0%	10%

Fuente: Estudio

**TABLA 19:** Coeficientes de indexación Componente Hidráulica

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
Coef <sub>1</sub>	IMO	62%	0%	62%	67%	74%	41%
Coef <sub>2</sub>	IPC	38%	0%	38%	31%	26%	28%
Coef <sub>3</sub>	PPD	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Coef <sub>4</sub>	Imp	0%	0%	0%	2%	0%	32%

Fuente: Estudio

**TABLA 20:** Coeficientes de indexación Componente Térmica

Coef.	Índice	CID Ene	CID Pot	CID Tot	CTLP Ene	CTLP Pot	CTLP Tot
Coef <sub>1</sub>	IMO	15%	55%	26%	9%	64%	13%
Coef <sub>2</sub>	IPC	9%	23%	13%	5%	36%	8%
Coef <sub>3</sub>	PPD	72%	0%	53%	81%	0%	73%
Coef <sub>4</sub>	Imp	4%	22%	8%	4%	0%	5%

Fuente: Estudio

## 4 ANÁLISIS Y CORRECCIONES REALIZADAS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

### 4.1 ASPECTOS GENERALES

De la revisión del Estudio, esta Comisión estimó pertinente realizar modificaciones, las que se reflejan principalmente en cambio de criterios y correcciones en las metodologías aplicadas.

Se hace presente que los antecedentes de respaldo entregados a esta Comisión no permitieron reproducir a cabalidad los resultados del Estudio, esto debido a que parte de la información fue presentada sólo como dato sin respaldo. Adicionalmente, se detectaron inconsistencias entre la metodología y los valores descritos en el Estudio y la información empleada en la obtención de los resultados.

### 4.2 CORRECCIONES

A continuación se describen las correcciones realizadas por la Comisión al Estudio.

#### 4.2.1 Valorización

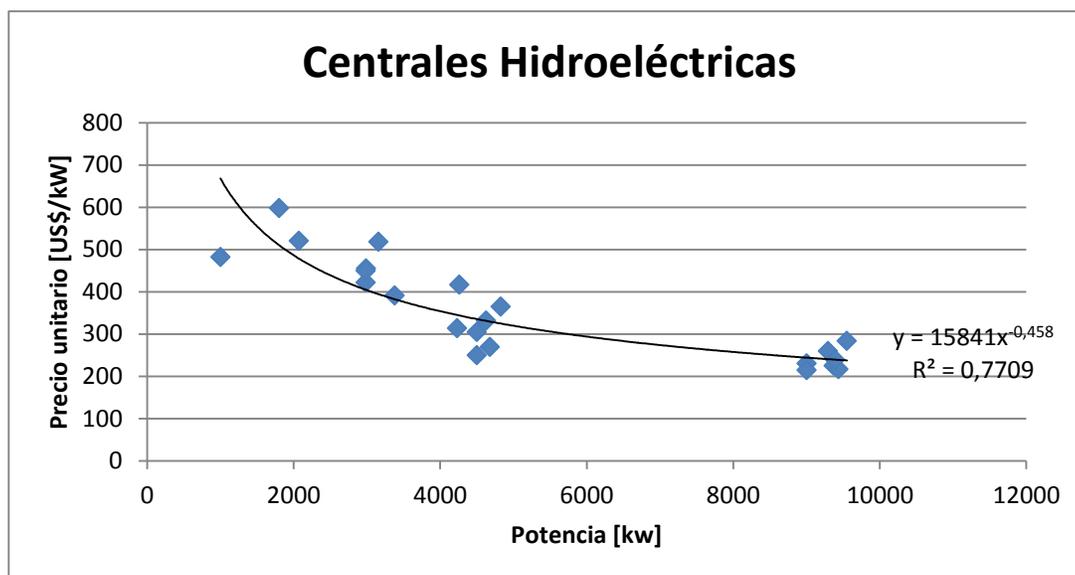
i) Turbinas Hidráulicas

Para estimar el valor FOB de las turbinas hidráulicas se realizaron nuevas regresiones, en éstas se descontaron al precio los siguientes ítems de las cotizaciones, por estar ya incluidos en los recargos:

- Flete.
- Gastos de Supervisión y Puesta en Marcha.
- Transformador principal y de servicios auxiliares, los que fueron añadidos posteriormente con los restantes equipos eléctricos.

La regresión resultante de los cambios mencionados se muestra a continuación:

Figura 4: Regresiones Costo Unitario CNE



## 4.2.2 Recargos

Se hace presente que la Comisión utilizó los mismos recargos tanto para las unidades existentes como para las unidades candidatas. Asimismo, se modificaron algunos criterios aportados por la empresa en los porcentajes de recargos que se incluyen:

Tabla 21: Recargos Utilizados

UNIDAD	Tipo	Potencia (KW)	Fletes	Seguros	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Hornopirén	Térmica Diesel	750	0%	0%	8%	0%	38%	33%	12%	1%	7%	5%
Hornopirén	Térmica Diesel	750	0%	0%	8%	0%	38%	33%	12%	1%	7%	5%
Hornopirén	Térmica Diesel	750	0%	0%	8%	0%	38%	33%	12%	1%	7%	5%
Hornopirén	Térmica Diesel	750	0%	0%	8%	0%	38%	33%	12%	1%	7%	5%
Cuchildeo	Hidroeléctrica	765	4%	1%	38%	14%	36%	246%	70%	4%	44%	21%

Fuente: Estudio CNE

## 4.2.3 Estructura de Personal y Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

En este punto la Comisión, en estricto apego a los formatos y criterios establecidos por Bases, debió reorganizar y sistematizar la información presentada por la empresa.

Así, por ejemplo, en lo que respecta a valorización de inversiones se realizó una nueva clasificación de costos, que implica un traspaso y un aumento directo en la valorización de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración.

Por su parte, para el reconocimiento de costos fijos por la entrada de nuevas unidades, se estima una variación de éstos en proporción directa al requerimiento adicional de horas hombres que se genere para la empresa.

**Tabla 22:** Costos a Diciembre 2012

Central	C.F.I. (MUSD/año)	C.F.D. (MUSD/año)	Total (MUSD/año)
Hornopirén	350	218	568
Cuchiledeco	275	199	474
<b>Total</b>	<b>625</b>	<b>416</b>	<b>1.041</b>

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.4 Módulos Térmicos e Hidráulicos

El Estudio del Consultor sólo proponía la inclusión de módulos térmicos, sin embargo esta Comisión consideró que, dado que en la zona existen derechos de aguas otorgados a instalaciones hidráulicas, de acuerdo a información pública disponible en la Dirección General de Aguas, se incluyeran además de los módulos térmicos, módulos hidráulicos.

Para el detalle de cada módulo térmico, en la presente revisión se consideraron las 2 etapas propuestas por el Consultor, no obstante, no fueron incluidos los terrenos, los que serán tratados por separado con la Infraestructura. Adicionalmente, se consideró un valor por sistema, independiente de su ubicación.

**Tabla 23.a:** Costos Unitarios Módulos Térmicos

Sistema	Capacidad Módulo (kW)	Costo Etapa de Instalación (USD/kW)	
		1	2
Hornopirén	800	688	375
	1600	664	505

Fuente: Estudio CNE

**Tabla 23.b:** Costos Unitarios Módulos Hidráulicos

Sistema	Tipo	Capacidad Módulo (kW)	Costo (USD/kW)
			Total
Hornopirén	Hidro	250	4.499
	Hidro	500	3.224

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.5 Proyección de la Demanda Utilizada

Se corrige la proyección del Indicador de actividad económica regional Inacer considerado por la empresa, y se utiliza propuesta de Consultor Quiroz & Asociados. Esto permite contar con un solo criterio para la proyección de demanda de los distintos modelos.

Aún más, para la proyección de demanda se optó por utilizar el modelo de Ajuste Parcial, dada la mejor calidad de sus estadígrafos.

Por último, se modificó el criterio considerado para el cálculo del Factor de Carga, utilizando el promedio para el período 2011-2013.

De esta manera, la proyección de demanda utilizada para el análisis es la siguiente:

**Tabla 24:** Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2013	12.270,11	2,44
2014	12.840,14	2,56
2015	13.536,52	2,70
2016	14.393,94	2,87
2017	15.373,11	3,06
2018	16.492,96	3,29
2019	17.651,62	3,52
2020	18.758,85	3,74
2021	19.844,60	3,95
2022	20.929,29	4,17
2023	22.027,02	4,39
2024	23.147,70	4,61
2025	24.298,48	4,84
2026	25.484,67	5,08
2027	26.710,40	5,32
Factor de Carga		0,588

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.6 Plan de Expansión Óptimo

De acuerdo al análisis realizado, el Plan de Expansión Óptimo para el período 2014-2027 es el siguiente:

**Tabla 25:** Plan de Expansión Óptimo

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso
MDR2	Diesel	800	2016
H500	Hidroeléctrica	500	2019
H500	Hidroeléctrica	500	2022
MDR2	Diesel	800	2024
MDR2	Diesel	800	2027

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.7 Costo Incremental de Desarrollo (CID)

Considerando el Plan de Expansión Óptimo y en conformidad a lo establecido en las bases del Estudio, el valor del CID es el siguiente:

Tabla 26: CID

ÍTEM	HORNOPIRÉN
CIDG (\$/kWh)	81,534
CIDL (\$/kWh)	0
CID (\$/kWh)	81,534

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.8 Proyecto de Reposición Eficiente

De acuerdo al análisis realizado, el Plan de Reposición Eficiente es el siguiente:

Tabla 27: Proyecto de Reposición Eficiente

Unidad	Combustible	Capacidad [kW]	Año de Ingreso
MDR2	Diesel	800	2013
MDR2	Diesel	800	2013
MDR2	Diesel	800	2013
MDR2	Diesel	800	2013
Cuchildeo	Hidroeléctrica	765	2013
H500	Hidroeléctrica	500	2017
H500	Hidroeléctrica	500	2019
MDR2	Diesel	800	2021
MDR2	Diesel	800	2024
MDR2	Diesel	800	2027

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.9 Costo Total de Largo Plazo (CTLP)

Considerando el Proyecto de Reposición Eficiente y en conformidad a lo establecido en las bases del Estudio, el valor del CTLP es el siguiente:

Tabla 28: CTLP

ÍTEM	HORNOPIRÉN
CTLPG (\$/año)	1.993.907.023
CTLPL (\$/año)	292.044
CTLP (\$/año)	1.994.199.067

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.10 Fórmulas de Indexación del CID y CTLP

En virtud de las correcciones descritas precedentemente, los coeficientes que integran las fórmulas de indexación de los CID y 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 CID y CTLP:

<b>Indexación CID HORNOPIRÉN</b>				
<b>VP Incrementos Inversión</b>	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
Equipos Importados	5,01%	0%	0%	100%
Equipos Nacionales	10,40%	100%	0%	0%
<b>TOTAL (%)</b>	<b>15,42%</b>	<b>10,40%</b>	<b>0,00%</b>	<b>5,01%</b>
<b>VP Incrementos COMA</b>	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
CVC	80,67%	0%	100%	0%
CVNC	3,88%	0%	0%	100%
Costos Fijos	0,04%	100%	0%	0%
<b>TOTAL (%)</b>	<b>84,58%</b>	<b>0,04%</b>	<b>80,67%</b>	<b>3,88%</b>
	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
<b>VP Incrementos</b>	<b>100,00%</b>	<b>10,44%</b>	<b>80,67%</b>	<b>8,89%</b>

<b>Indexación CTLP HORNOPIRÉN</b>				
<b>VP Incrementos Inversión</b>	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
Equipos Importados	5,28%	0%	0%	100%
Equipos Nacionales	13,56%	100%	0%	0%
<b>TOTAL (%)</b>	<b>18,84%</b>	<b>13,56%</b>	<b>0,00%</b>	<b>5,28%</b>
<b>VP Incrementos COMA</b>	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
CVC	51,45%	0%	100%	0%
CVNC	3,59%	0%	0%	100%
Costos Fijos	26,12%	100%	0%	0%
<b>TOTAL (%)</b>	<b>81,16%</b>	<b>26,12%</b>	<b>51,45%</b>	<b>3,59%</b>
	<b>%</b>	<b>IPC</b>	<b>PPD</b>	<b>PPI</b>
<b>VP Incrementos</b>	<b>100,00%</b>	<b>39,70%</b>	<b>51,40%</b>	<b>8,90%</b>

Finalmente los ponderadores de las fórmulas de indexación del CID y CTLP son los siguientes:

<b>Tabla 29: Indexadores CID</b>	
<b>Indexación CID</b>	
<b>IPC – Nacional</b>	10,44%
<b>P. Diesel – Nacional</b>	80,67%
<b>PPI – Externo</b>	8,89%

Tabla 30: Indexadores CTLP

Indexación CTLP	
IPC – Nacional	39,70%
P. Diesel – Nacional	51,40%
PPI – Externo	8,90%

## 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.  
 IAEL<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.

## 5.2 FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA

Mediante las siguientes relaciones se determinan los precios de nudo de energía, 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.

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

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

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

$\text{PNEG}_j$  : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo  $j$ , expresada en \$/kWh.

$\text{PNEL}_j$  : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo  $j$ , expresada en \$/kWh.

$\text{PNE}_j$  : Precio de nudo de energía del sistema en el nudo  $j$ , expresado en \$/kWh.

$\alpha_{Gj}$  : 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  $j$ .

Se define  $\text{MAXG}_j$  como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de generación asociado al nudo  $j$ ,  $\text{CTLP}_{Gj}$ , y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de generación asociado al nudo  $j$ ,  $\text{IAEG}_j$ .

Se define  $\text{MAXL}_j$  como el mayor valor entre el costo total de largo plazo del segmento de transmisión asociado al nudo  $j$ ,  $\text{CTLP}_{Lj}$ , y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de transmisión asociado al nudo  $j$ ,  $\text{IAEL}_j$ .

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

$$\alpha_{Gj} = \frac{\text{MAXG}_j \times (\text{MAXG}_j + \text{MAXL}_j - \text{IAP}_j)}{(\text{MAXG}_j + \text{MAXL}_j) \times \text{IAEG}_j}$$

$$\alpha_{Lj} = \frac{\text{MAXL}_j \times (\text{MAXG}_j + \text{MAXL}_j - \text{IAP}_j)}{(\text{MAXG}_j + \text{MAXL}_j) \times \text{IAEL}_j}$$

## 5.3 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES

A partir de las correcciones presentadas en la sección 4.3 del presente informe, y el precio de nudo de la potencia obtenido del "ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE

INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA EN SISTEMAS SIC, SING Y SSMM” del 2012, los precios de nudo de energía y potencia resultantes para el sistema antes mencionado se detallan en las secciones siguientes.

Para el caso del CID y CTLP, el valor obtenido conforme a lo indicado en las secciones precedentes, han sido indexados a Junio de 2014 mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 3.7 y empleando los ponderadores específicos presentados en la sección 4.3.5, ambas del presente informe.

Para el caso de los indexadores del CID y CTLP, los valores base y a Junio de 2014 son los siguientes:

**Tabla 31:** Valores Indexadores utilizados - CID y CTLP

Fechas	IPC	Precio Diesel Hornopirén [\$/m3]	PPI	TAX	Dólar
31/12/2012	108,64	451.974	162,80	0,06	480,57
01/06/2014	114,27	492.983	165,60	0,06	554,64

### 5.3.1 Costo Incremental de Desarrollo indexado a 2014

En virtud de lo anterior, el valor del CID base e indexado a Junio de 2014 son los siguientes:

**Tabla 32:** CID base – CID indexado Junio 2014

Actualización	CID (\$/kWh)
Fechas	Hornopirén
31-12-2012	81,534
<b>01-06-2014</b>	<b>89,204</b>

### 5.3.2 Costo Total de Largo Plazo indexado a 2014

En virtud de lo anterior, el valor del CTLP base e indexado a Junio de 2014 son los siguientes:

**Tabla 33:** CTLP base – CTLP indexado Junio 2014

Actualización	CTLP (\$/año)
Fechas	Hornopirén
31-12-2012	1.994.199.067
<b>01-06-2014</b>	<b>2.159.083.647</b>

### 5.3.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2014-2018

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 34:** Demanda proyectada período 2014-2018

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2014	12840,14	2,56
2015	13.536,52	2,70
2016	14.393,94	2,87
2017	15.373,11	3,06
2018	16.492,96	3,29

### 5.3.4 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA

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

**Tabla 35:** Precio de Nudo Energía

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
Hornopirén	126,381

### 5.3.5 Precios de Nudo de Potencia

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

**Tabla 36:** Precio de Nudo Potencia

Barra	Precio de Nudo Potencia (\$/kW)
Hornopirén	8.231,03

## 5.4 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.

### 5.4.1 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:

$$\frac{PN\_Energía_i}{PN\_Energía_0} = \chi_E \cdot \left[ \alpha_{IPC\_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} \right] + \left( \alpha_{PPI} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \cdot \left( \frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} \right) \cdot \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) + \chi_P \cdot \left[ \frac{DOL_i}{DOL_0} \right] \cdot \left( \alpha_{PPImot} \cdot \frac{PPImot_i}{PPImot_0} + \alpha_{PPI\_P} \cdot \frac{PPI_i - P}{PPI_0 - P} \right) + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0}$$

Donde:

- $X_E$  : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.
- $X_P$  : 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 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 2014 (114,27).
- $P_{DIESELI}$  : Precio vigente del Petróleo Diesel en Hornopirén, 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>.
- $P_{DIESELO}$  : Precio vigente del petróleo diesel en Hornopirén, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo diciembre de 2013 a mayo de 2014 (492.983 \$/m3).
- $PPI_i$  : 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 2013 (165.6,10 %/1).
- $TAX_i$  : 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 2014 (0,06 %/1).
- $PPI\_P$  : Producer Price Index- Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.
- $PPI\_0\_P$  : Producer Price Index- Commodity publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de diciembre de 2013 (202,00).
- $DOL_i$  : 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 2014 (554,64 \$/US\$).

PPI<sub>motor<sub>i</sub></sub> : Producer Price Index Industry Data: Motor and generator manufacturing (Serie PCU335312335312) publicado por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI<sub>motor<sub>0</sub></sub> : Producer Price Index Industry Data: Motor and generator manufacturing (Serie PCU335312335312) publicado por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a diciembre 2013 (203,80).

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
	Hornopirén
X <sub>E</sub>	0,9348
X <sub>P</sub>	0,0652

α <sub>IPC_E</sub>	0,32184
α <sub>PDIESEL</sub>	0,630387
α <sub>PPI</sub>	0,04429
α <sub>PPI<sub>mot</sub></sub>	0,29231
α <sub>IPC_P</sub>	0,62134
α <sub>PPI_P</sub>	0,08635

#### 5.4.2 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA

La fórmula de indexación, así como la estructura y valores base del cálculo del precio básico de la potencia, han sido determinados considerando el “ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA EN SISTEMAS SIC, SING Y SSMM” del 2012. Dicho estudio se enmarca dentro de lo estipulado en el Reglamento de Precio de Nudo, específicamente en su artículo 49°.

Los parámetros de la fórmula de indexación de la potencia representan el peso relativo de cada una de las componentes utilizadas en la determinación del precio básico de la potencia, y se obtienen y justifican a partir del valor de las derivadas parciales de dicho precio respecto a cada una de las variables utilizadas.

$$Pb[\$/kW/mes] = Pb_0 \cdot \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{PPI_{mot}} \frac{PPI_{mot_i}}{PPI_{mot_0}} + \alpha_{PPI_P} \cdot \frac{PPI_{i-P}}{PPI_{0-P}} \right) + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

PPI <sub>motor<sub>i</sub></sub> :	Producer Price Index Industry Data: Motor and generator manufacturing (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la fijación.
PPI <sub>motor<sub>0</sub></sub> :	Producer Price Index Industry Data: Motor and generator manufacturing (Serie PCU335312335312) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a diciembre 2013 (203,80).
PPI <sub>i_P</sub> :	Producer Price Index- Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.
PPI <sub>0_P</sub> :	Producer Price Index- Commoditie publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de diciembre de 2013 (202,00).
IPC <sub>i</sub> :	Índice de precio al consumidor publicados por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
IPC <sub>0</sub> :	Índice de precio al consumidor publicado por el INE correspondiente al mes de abril de 2014 (114,27).
DOL <sub>i</sub> :	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 <sub>0</sub> :	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2014 (554,64 \$/US\$).

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.

$\alpha_{PPI_{mot}}$	0,29231
$\alpha_{IPC_P}$	0,62134
$\alpha_{PPI_P}$	0,08635

**Artículo Segundo:** Conforme a lo dispuesto en el artículo 178° de la Ley, remítase la presente resolución al Ministerio de Energía.

Anótese y Publíquese en la página web de la Comisión

  
**ANDRÉS ROMERO CELEDÓN**  
Secretario Ejecutivo  
Comisión Nacional de Energía

  
ARC/CZR/PM/IXOS/JMA/AOM/mhs

**Distribución:**

1. Ministerio de Energía.
2. Archivo Gabinete Secretaría Ejecutiva, CNE
3. Archivo Depto. Jurídico, CNE
4. Archivo Depto. Eléctrico, CNE
5. Archivo Depto. Regulación Económica, CNE
6. Archivo Oficina de Partes, CNE