

**REF.:** Reemplaza Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, aprobado mediante Resolución Exenta N° 612, de fecha 27 de agosto de 2018, y aprueba nuevo informe técnico.

**Santiago, 24 de octubre de 2018**

**RESOLUCION EXENTA N° 696**

**VISTOS:**

- a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9° del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo establecido en los artículos 173° al 180° 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”;
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 229 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Reglamento de Sistemas Medianos”;
- d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 23, de 2015, del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos;

- e) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 154, de 21 de febrero de 2018, que aprueba las 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 e indistintamente las “Bases Definitivas”;
- f) La Resolución Exenta N° 396 de la Comisión, de fecha 25 de mayo de 2018, que establece catastro de proyectos de generación y transmisión a que se refieren las 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;
- g) La carta N° 1354564, de fecha 30 de abril de 2018, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A., remitieron a esta Comisión los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén, realizado por la empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A.;
- h) La carta CNE N° 144, de fecha 11 de mayo de 2018, que comunica observaciones a los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén;
- i) La carta N° 1357447, de fecha 18 de mayo de 2018, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A., remitieron a esta Comisión los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena y Cochamó, realizado por la empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A.;
- j) La carta CNE N° 152, de fecha 25 de mayo de 2018, que recibe conforme los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén;
- k) La Resolución Exenta N° 612 de la Comisión, de 27 de agosto de 2018, que aprueba Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó;

- l) El Oficio Ordinario N° 484 de la Comisión, de la 27 de agosto de 2018, que comunica Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, Cuadrienio 2018-2022;
- m) La carta N° 1378649 de SAGESA S.A., recibida con fecha 20 de septiembre de 2018;
- n) El Oficio Ordinario N° 569 de la Comisión, de fecha 17 de octubre de 2018, dirigido a Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Sagesa S.A.;
- o) La carta N° 1383516 de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Sagesa S.A., recibida con fecha 19 de octubre de 2018; y,
- p) La Resolución N° 1600 de 2008 de Contraloría General de la República.

#### **CONSIDERANDO:**

- 1) Que, se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de los planes de expansión de las instalaciones de generación y transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, así como también al cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo para estos sistemas;
- 2) Que, el inciso cuarto artículo 177° de la Ley dispone que, antes de seis meses del término de vigencia de las tarifas, las empresas que operan en Sistemas Medianos presentarán a la Comisión el resultado de los estudios técnicos de los mismos, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas;
- 3) Que, en cumplimiento del plazo señalado en el artículo 177° de la Ley recién citado, mediante carta individualizada en el literal g) de vistos, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A. presentaron los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y

Hornopirén, los que fueron observados por esta Comisión a través de carta referida en el literal h) de vistos;

- 4) Que, en atención a las observaciones realizadas, mediante carta individualizada en el literal i) de vistos, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A. presentaron una nueva versión de los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena y Cochamó, los que fueron recibidos conforme por esta Comisión con fecha 25 de mayo de 2018, por medio de carta individualizada en el literal j) de vistos;
- 5) Que, el inciso quinto del artículo 177° de la Ley dispone que, recibidos los estudios, la Comisión dispondrá de un plazo de tres meses para revisarlos, efectuar las correcciones que estime pertinentes y estructurar las tarifas correspondientes, para posteriormente remitir a las empresas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones al estudio y las fórmulas tarifarias respectivas;
- 6) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el considerando anterior, mediante Resolución Exenta N° 612 individualizada en el literal k) de vistos, esta Comisión aprobó el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, el que fue comunicado a las empresas mediante Oficio Ordinario N° 484, individualizado en el literal l) de vistos; ;
- 7) Que, a través de la carta señalada en el literal m) de vistos, SAGESA S.A. presentó observaciones al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, solicitando su consideración en el referido informe; y,
- 8) Que, a partir del análisis y revisión de las observaciones recibidas, y conforme al mérito de las mismas, esta Comisión ha estimado pertinente realizar modificaciones al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, siendo pertinente su reemplazo por un nuevo informe técnico, de conformidad a lo dispuesto en la parte resolutive de la presente resolución.

**RESUELVO:**

**Artículo Primero:** Reemplázase el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, y apruébase un nuevo informe técnico cuyo contenido íntegro se señala a continuación:



**INFORME TÉCNICO**

**ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN Y TARIFICACIÓN DEL  
SISTEMA MEDIANO DE COCHAMÓ**

**CUADRIENIO 2018-2022**

**Octubre de 2018**

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA MEDIANO DE COCHAMÓ .....</b>	<b>6</b>
2.1	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES.....	6
2.1.1	Identificación y caracterización de Instalaciones de Generación.....	6
2.2	DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA .....	7
2.3	EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO .....	8
<b>3</b>	<b>ESTUDIO REALIZADO POR SAGESA.....</b>	<b>9</b>
3.1	CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LA EMPRESA.....	9
3.1.1	Caracterización de Instalaciones Existentes .....	9
3.1.2	Valorización de Instalaciones .....	9
3.2	ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	11
3.3	PROYECCIÓN DE DEMANDA.....	12
3.4	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO .....	14
3.4.1	Rango de validez técnica .....	14
3.5	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO CID .....	15
3.6	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....	15
3.7	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP).....	16
3.8	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....	17
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS Y CORRECCIONES REALIZADAS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA .....</b>	<b>20</b>
4.1	ASPECTOS GENERALES .....	20
4.2	CORRECCIONES .....	20
4.2.1	Precios unitarios de las Instalaciones de Generación .....	20
4.2.2	Precios unitarios de las Instalaciones de Transmisión .....	21
4.2.3	Recargos.....	21
4.2.4	Estructura de personal y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización .....	22
4.2.5	Unidades Generadoras candidatas .....	22
4.2.6	Proyección de Demanda utilizada.....	23

4.2.7	Proyección del Precio del Diésel.....	24
4.2.8	Pérdidas .....	27
4.2.9	Plan de Expansión Óptimo.....	28
4.2.10	Rango de validez técnica de los planes de expansión de generación determinados.....	28
4.2.11	Costo Incremental de Desarrollo (CID) .....	29
4.2.12	Plan de Reposición Eficiente .....	29
4.2.13	Costo Total de Largo Plazo (CTLP).....	30
4.2.14	Fórmulas de indexación del CTLP y CID.....	30
4.2.15	Costos variables Medios, Factores de Costos de Inversión y Administración y Costos de Transmisión.....	31
<b>5</b>	<b>FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS .....</b>	<b>33</b>
<b>5.1</b>	<b>FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA.....</b>	<b>33</b>
<b>5.2</b>	<b>FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA.....</b>	<b>34</b>
<b>5.3</b>	<b>PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES.....</b>	<b>35</b>
5.3.1	Costo Incremental de Desarrollo indexado a 2018 .....	36
5.3.2	Costo Total de Largo Plazo indexado a 2018 .....	36
5.3.3	Proyección de Demanda 2018-2022 .....	36
5.3.4	Precios de Nudo de Energía.....	37
5.3.5	Precios de Nudo de Potencia .....	37
<b>5.4</b>	<b>FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA.....</b>	<b>37</b>
5.4.1	Indexación Precio de Nudo de la Energía .....	37
5.4.2	Indexación Precio de Nudo de la Potencia.....	40



## 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, modificado por la Ley N° 20.928 y la Ley N° 20.936, ambas del 2016, 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 de dicho sistema.

Por su parte, el artículo 174° de la Ley dispone que los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años, mediante la elaboración de estudios técnicos que deberán ser desarrollados por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema. Conforme a lo señalado en el artículo 177° de la Ley, cada estudio deberá identificar los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión del sistema correspondiente y los respectivos costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo para cada uno de los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema en cuestión.

En tal contexto, a través de la Resolución Exenta N° 399, de fecha 28 de julio de 2017, 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 fijación tarifaria de las instalaciones de 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. Luego de la revisión y evaluación de los antecedentes recibidos, mediante Resolución Exenta N° 520, de fecha 22 de septiembre de 2017, se creó el Registro de Usuarios e Instituciones Interesados en el proceso de tarificación y expansión de los señalados sistemas.

Posteriormente, en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley y en el Decreto Supremo N° 229 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba el reglamento de valorización y expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante “Reglamento”, mediante Resolución Exenta N° 557, de fecha 06 de octubre de 2017, esta Comisión aprobó las Bases Preliminares 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, las que fueron sometidas a observaciones por parte de las empresas operadoras de SSMM y los integrantes del Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas ya referido. Una vez realizado el análisis y revisión de tales observaciones, la Comisión emitió las Bases Definitivas para la realización de los estudios de los SSMM, las que fueron aprobadas mediante Resolución Exenta N° 674, de fecha 23 de noviembre de 2017.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 177° de la Ley, la empresa Novotempo Energía Aysén SpA, presentó una discrepancia respecto de dichas bases definitivas, la que fue resuelta por

el H. Panel de Expertos mediante Dictamen N° 21-2017, de fecha 19 de febrero de 2018. Conforme a lo resuelto por el Panel, esta Comisión aprobó las Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los SSMM mediante Resolución Exenta N° 154, de fecha 21 de febrero de 2018, en adelante e indistintamente “Bases Definitivas”.

De conformidad a lo dispuesto en la Ley y en las Bases Definitivas, mediante carta N° 1354564, de fecha 30 de abril de 2018, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A. presentaron los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén, los que fueron observados por esta Comisión a través de carta N° 144, de fecha 11 de mayo de 2018. Por medio de carta N° 1357447, de fecha 18 de mayo de 2018, SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A. remitieron a esta Comisión los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena y Cochamó, los que fueron recibidos conforme por esta Comisión con fecha 25 de mayo de 2018, mediante carta N° 152.

De esta forma, y de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 177° de la Ley y en el artículo 43° del Reglamento, mediante Resolución Exenta N° 612, de fecha 27 de agosto de 2018, esta Comisión aprobó el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, que consideraba la revisión y las correcciones realizadas al Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, en adelante e indistintamente “el Estudio”, el que fue comunicado a las empresas a efectos de que realizaran sus observaciones a través de Oficio Ordinario N° 484, de la misma fecha.

A partir del análisis y revisión de las observaciones recibidas, y conforme al mérito de las mismas, esta Comisión ha estimado pertinente realizar modificaciones al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó aprobado mediante Resolución Exenta N° 612 antes individualizada, siendo pertinente su reemplazo por el presente informe técnico.

## 2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA MEDIANO DE COCHAMÓ

El Sistema Mediano de Cochamó, perteneciente a la empresa SAGESA S.A., del Grupo SAESA, en adelante e indistintamente “SAGESA” o “la Empresa”, está ubicado en la Región de los Lagos, y abastece, principalmente, las localidades de Cochamó y Río Puelo.

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

La potencia instalada en el sistema en estudio es la que se señala en la siguiente tabla:

**Tabla 1:** Potencia Instalada en el Sistema Mediano de Cochamó, en MW

Central	Propietario	Tipo Unidad	Capacidad [MW]
Cochamó	SAGESA	Térmica Diésel	2,43

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, considerando que 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 informe, la identificación y caracterización de las instalaciones asociadas a la generación.

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

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [kW]
Cochamó	Unidad 1	SAGESA S.A.	41°27'20,43" S 72°18'8,62" O	Térmica Diésel	800
	Unidad 2	SAGESA S.A.	41°27'20,43" S 72°18'8,62" O	Térmica Diésel	825
	Unidad 3	SAGESA S.A.	41°27'20,43" S 72°18'8,62" O	Térmica Diésel	800

Fuente: Estudio SAGESA

## 2.2 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Para la predicción de demanda del sistema de Cochamó, el Consultor del Estudio utilizó la información histórica de ventas mensuales del período 2006-2017.

De la revisión de los registros históricos se encuentra que, en general, existen tendencias crecientes en el consumo, los que son sensibles a eventos catastróficos y presencia de patrones estacionales.

Los datos históricos utilizados son los siguientes:

**Tabla 3:** Demanda Histórica SSMM Cochamó

Año	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2003	1.350	295,0
2004	1.344	340,0
2005	1.379	385,0
2006	2.236	478,0
2007	2.630	620,0
2008	3.123	598,1
2009	2.871	608,0
2010	3.306	647,0
2011	4.047	774,0
2012	4.453	799,7
2013	4.807	867,3
2014	4.925	971,8
2015	5.478	1080,4
2016	5.770	1134,2
2017	7.490	1334,0
2018	8113,0	1544,5

Fuente: Estudio SAGESA

**Tabla 4:** Tasa de Crecimiento histórico de la demanda

Año	Crecimiento Anual de la Energía	Crecimiento Anual de la Demanda Máx.
2003	---	---
2004	-0,4%	15,25%
2005	2,6%	13,24%
2006	62,1%	24,16%
2007	17,6%	29,71%
2008	18,7%	-3,53%
2009	-8,1%	1,66%
2010	15,2%	6,41%
2011	22,4%	19,63%
2012	10,0%	3,32%
2013	7,9%	8,45%
2014	2,5%	12,05%
2015	11,2%	11,18%
2016	5,3%	4,98%
2017	29,8%	17,62%

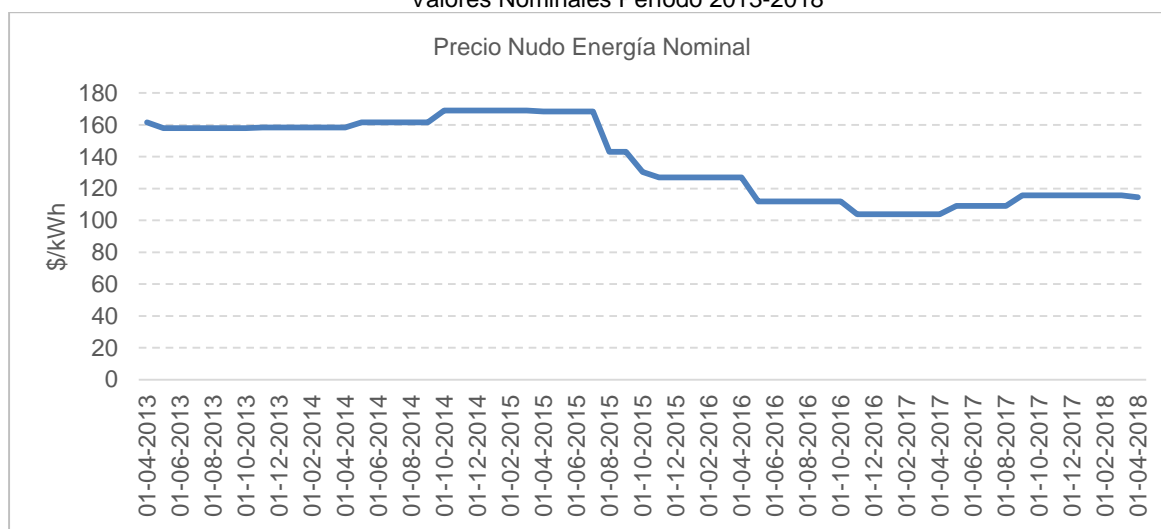
Año	Crecimiento Anual de la Energía	Crecimiento Anual de la Demanda Máx.
2018	8,3%	15,78%

Fuente: Estudio SAGESA

### 2.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO

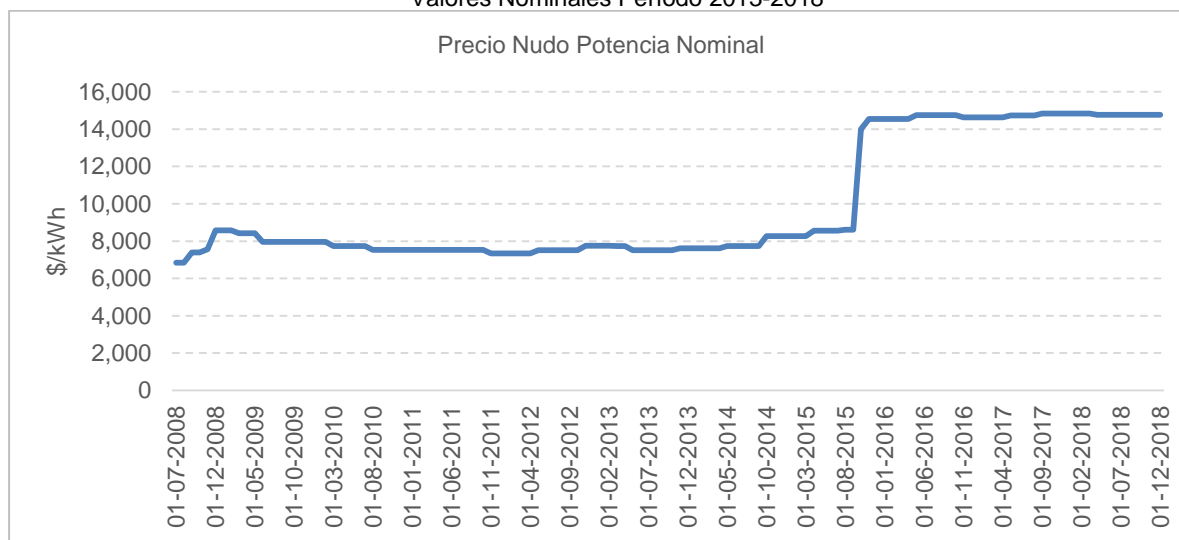
En las siguientes figuras se aprecia la evolución histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía y Potencia en el Sistema de Cochamó desde abril 2013 hasta abril de 2018.

**Figura 1:** Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía  
Valores Nominales Período 2013-2018



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

**Figura 2:** Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Potencia  
Valores Nominales Período 2013-2018



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 de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, entregado por SAGESA a la Comisión.

#### 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 el Sistema de Cochamó.

**Tabla 5:** Unidades Generadoras

Central	Unidad	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [KW]	Consumo Específico [l/kWh]	Costo Variable No Combustible [US\$/MWh]
Cochamó	Unidad 1	Térmica Diésel	800	0,248	21,05
Cochamó	Unidad 2	Térmica Diésel	825	0,283	21,05
Cochamó	Unidad 3	Térmica Diésel	800	0,249	21,05

Fuente: Estudio SAGESA

##### 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, se realizó tomando en consideración que una parte de las unidades térmicas existentes en los sistemas de la Empresa corresponde a máquinas de antigüedad igual o mayor a 20 años, razón por la cual se dificulta el proceso de valorización, ya que no es posible cotizarlas entre los proveedores consultados. De esta forma, la valorización se realizó tomando en cuenta el valor de inversión de las unidades, de similares características, disponibles en la actualidad.

Adicionalmente, para la obtención de los precios unitarios de unidades térmicas, se consideraron como base de comparación los valores resultantes del estudio realizado en el proceso de tarificación anterior de la Empresa (2014-2018), debidamente indexados a diciembre de 2016, utilizando índices de variación de precios tales como IPC, CPI (Estados Unidos), PPI e índice de remuneraciones. Sin perjuicio de ello, se obtuvieron valores de grupos motor-generator mediante cotizaciones formales realizadas a los respectivos proveedores.

En función de lo expuesto, los precios resultantes se presentan en la siguiente tabla:

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

Central	Unidad	Capacidad [KW]	Valor FOB	Valor FINAL
Cochamó	Unidad 1	800	248,76	440,22
Cochamó	Unidad 2	825	255,98	452,99
Cochamó	Unidad 3	800	248,76	440,22

Fuente: Estudio SAGESA

Por su parte, para la determinación del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente se deben tomar en consideración los antecedentes de las instalaciones existentes, y unidades candidatas, las cuales comprenden proyectos presentados por terceros<sup>1</sup> y otros módulos térmicos genéricos. Dentro de este conjunto de proyectos informados se comprenden centrales hidráulicas de pasada para el sistema de Cochamó.

Con todo, las unidades generadoras consideradas en el Estudio como candidatas a emplear son las siguientes:

**Tabla 7:** Detalle Valores de Unidades Candidatas (MUSD)

Unidad	Tecnología	Potencia [KW]	VI MUS\$
MDR-8_1	Térmica Diésel	683	376,8
MDR-8_2	Térmica Diésel	683	376,8
CH Terra Austral	Hidro pasada	670	3.670,0
MDR-8_3	Térmica Diésel	683	376,8
CH Río del Este	Hidro pasada	260	2.256,0

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.1.2.2 Valorización de las Instalaciones de Transmisión

De acuerdo a lo expuesto por las empresas para la valorización de las instalaciones de las subestaciones y elementos de patio, tales como interruptores, seccionadores y transformadores, ésta se realizará con el valor comercial del mismo equipo, si es que aún existe en el mercado, y en caso contrario, contrastando con un equipo de similares características operacionales.

La valorización de las instalaciones en subestaciones en el sistema de Cochamó se presenta en la siguiente tabla:

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

Sistema	Elemento	Total general
Cochamó	Elementos Comunes SS/EE	326,5

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.1.2.3 Recargos

Los recargos aplicados a los precios unitarios determinados reflejan los distintos gastos involucrados en la compra, instalación y puesta en marcha de las instalaciones de la Empresa. Para la determinación de estos recargos se consideraron, como base, los valores resultantes del proceso de tarificación anterior de la Empresa (2014-2018) debidamente indexados a diciembre de 2016. Los recargos sobre el precio unitario de centrales generadoras son calculados, para cada Sistema Mediano, reflejando las características particulares de cada uno de ellos respecto de los fletes, montajes, ingeniería, entre otros aspectos.

<sup>1</sup> Informados por la Comisión mediante carta CNE N° 110, de fecha 29 de marzo de 2018.

Los valores presentados por la Empresa se resumen en la tabla presentada a continuación:

**Tabla 9:** Resumen Recargos Unidades Existentes

Unidad	Tipo	Potencia	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Unidad 1	Térmica Diésel	800	22,84%	5,42%	5,42%	18,87%	15,39%	0,00%	7,74%	3,75%
Unidad 2	Térmica Diésel	825	22,84%	5,42%	5,42%	18,87%	15,39%	0,00%	7,74%	3,75%
Unidad 3	Térmica Diésel	800	22,84%	5,42%	5,42%	18,87%	15,39%	0,00%	7,74%	3,75%

Fuente: Estudio SAGESA

**Tabla 10:** Resumen Recargos Unidades Candidatas

Unidad	Tipo	Potencia [KW]	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
MDR-8_1	Térmica Diésel	683	22,84%	5,42%	5,42%	18,87%	15,39%	0,00%	7,74%	3,75%
MDR-8_2	Térmica Diésel	683	22,84%	5,42%	5,42%	18,87%	15,39%	0,00%	7,74%	3,75%
Central Hidro Terra Austral	Hidro pasada	670	22,84%	5,42%	5,42%	18,87%	15,39%	0,00%	7,74%	3,75%
MDR-8_3	Térmica Diésel	683	22,84%	5,42%	5,42%	18,87%	15,39%	0,00%	7,74%	3,75%
Central Hidro Río del Este	Hidro pasada	260	22,84%	5,42%	5,42%	18,87%	15,39%	0,00%	7,74%	3,75%

Fuente: Estudio SAGESA

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

La empresa eficiente de SSMM integra, simultáneamente, los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, cumpliendo con los estándares de calidad exigidos por la regulación vigente.

La estructura organizacional de la empresa eficiente corresponde a una organización de tipo funcional, con un núcleo central de administración y planificación que se encarga de las tareas de administración de la empresa, así como la gestión de inversiones, de planificación y mantenimiento mayor de las instalaciones de generación.

El diseño propuesto para la empresa eficiente considera una empresa única que opera conjuntamente los dos sistemas medianos respecto de los cuales SAGESA tiene la calidad de operadora (Cochamó y Hornopirén), integrando los segmentos de generación y transmisión. Se considera además que la empresa eficiente opera otros sistemas aislados de generación y respaldo en la zona, así como la central de Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA. Lo anterior, permite aprovechar economías de escala y de ámbito presentes en la empresa real. Sin embargo, esta empresa no realiza labores pertenecientes al segmento de distribución ni atención a clientes.

Adicionalmente a las áreas principales de explotación técnica y comercial de la empresa eficiente, se incluyó dentro de la organización un área de staff que realiza las tareas de apoyo de servicios básicos necesarias en este tipo de empresas (administración, finanzas,



contabilidad y gestión de recursos humanos). Cabe señalar que, en el caso de la empresa real SAGESA, la mayor parte de estas funciones de apoyo se desarrollan de forma centralizada desde la matriz SAESA; sin embargo, dado que no es posible desagregar los costos de dichas tareas y asignarlas directamente a cada una de las empresas, negocios y sistemas medianos que son administrados desde la matriz, la empresa eficiente se modeló como una organización autocontenida con la dotación mínima que se requeriría para desarrollar de forma adecuada dichas funciones. Los costos de las áreas de administración son compartidos entre los diferentes segmentos y sistemas medianos que abastece la empresa eficiente.

Los costos fijos de la empresa eficiente, a diciembre de 2016, son los que se muestran a continuación:

**Tabla 11:** Costos a diciembre de 2016

Sistema	C.F.I. (USD/año)	C.F.D. (USD/año)	Total (USD/año)
Cochamó	779.916	779.916	1.559.832
<b>Total</b>	779.916	779.916	1.559.832

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA

La proyección de demanda para el sistema Cochamó, se realizó por barra. En cada barra del sistema se evaluaron dos modelos para predecir el crecimiento del consumo: un Modelo ARIMA estacional, donde la tendencia está marcada por la estructura interna de los datos históricos de consumo; y un Modelo de Ajuste Parcial, donde la proyección se realiza en función de la tendencia reciente del consumo y la proyección de la variable exógena INACER. En todos los casos analizados el Modelo ARIMA estacional presentó un mejor ajuste.

Para la proyección de demanda máxima, el Consultor asumió que la razón entre la demanda media y demanda máxima se mantendrá constante respecto de la que se presentan en los últimos años. Se utilizó como valor representativo el promedio del factor de carga del periodo 2015-2017. Por lo tanto, la demanda máxima por sistema se obtuvo dividiendo el consumo anual de energía por el producto entre las horas del año y el factor de carga del sistema respectivo.

En cuanto al ingreso de nuevos grandes clientes o consumos, el estudio señala que se consideró la información de solicitudes de conexión recibidas por la empresa que son altamente probables que se concreten. De acuerdo con esta información, ingresaría solamente un nuevo consumo relevante, con incrementos graduales de carga hasta alcanzar plena capacidad (1,5 MW) en diciembre de 2021.

La proyección de demanda para el sistema de Cochamó se presenta con resolución anual en la Tabla 12, considerando el ingreso de nuevos grandes consumos informados por la Empresa. Las tasas de crecimiento para la energía y la demanda máxima son iguales para todo el horizonte, salvo para el año 2018 donde la variación está calculada con respecto al valor real del año 2017 anterior, que no necesariamente presenta la misma relación entre

energía y demanda máxima que la proyección a futuro. La representación de la demanda con resolución mensual se expone en la Tabla 13.

**Tabla 12: Proyección Energía y Demanda Máxima Sistema Cochamó**

Año	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2018	8.113	1.544,5
2019	11.573	2.203,2
2020	12.566	2.392,3
2021	13.524	2.574,5
2022	15.832	3.014,0
2023	16.261	3.095,5
2024	16.711	3.181,2
2025	17.130	3.261,0
2026	17.566	3.344,0
2027	18.002	3.427,0
2028	18.454	3.513,1
2029	18.872	3.592,7
2030	19.306	3.675,2
2031	19.738	3.757,6
2032	20.189	3.843,3

Fuente: Estudio SAGESA

**Tabla 13: Proyección de consumo mensual (MWh) y Tasa de crecimiento Sistema Cochamó**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
2018	683	671,1	692,0	603,5	612,0	607,0	652,7	674,7	690,8	746,0	739,8	740,0	8.113,0	8,31%
2019	741	734,3	1.038,3	943,6	964,1	950,0	1.005,9	1.027,7	1.000,2	1.063,7	1.048,0	1.056,5	11.573,5	42,65%
2020	1.057	1.033,0	1.078,1	982,8	1.002,8	988,3	1.043,8	1.065,2	1.037,4	1.100,5	1.084,6	1.092,8	12.566,4	8,58%
2021	1.093	1.090,0	1.148,2	1.051,7	1.072,7	1.056,9	1.113,4	1.134,7	1.105,8	1.170,0	1.153,0	1.334,2	13.523,9	7,62%
2022	1.335	1.280,3	1.355,2	1.253,2	1.279,7	1.258,4	1.320,5	1.341,9	1.307,4	1.377,2	1.354,7	1.369,5	15.832,5	17,07%
2023	1.370	1.315,8	1.390,7	1.288,7	1.315,3	1.294,1	1.356,2	1.377,6	1.343,2	1.413,0	1.390,5	1.405,5	16.260,5	2,70%
2024	1.406	1.368,4	1.426,7	1.324,8	1.351,4	1.330,2	1.392,3	1.413,8	1.379,4	1.449,2	1.426,8	1.441,7	16.710,6	2,77%
2025	1.442	1.388,1	1.463,0	1.361,1	1.387,7	1.366,5	1.428,7	1.450,1	1.415,7	1.485,6	1.463,1	1.478,1	17.129,8	2,51%
2026	1.479	1.424,4	1.499,3	1.397,4	1.424,0	1.402,9	1.465,0	1.486,5	1.452,1	1.521,9	1.499,5	1.514,4	17.566,0	2,55%
2027	1.515	1.460,8	1.535,7	1.433,8	1.460,4	1.439,2	1.501,4	1.522,8	1.488,4	1.558,3	1.535,8	1.550,7	18.002,0	2,48%
2028	1.551	1.513,7	1.572,0	1.470,1	1.496,7	1.475,5	1.537,6	1.559,1	1.524,7	1.594,5	1.572,1	1.587,0	18.454,1	2,51%
2029	1.587	1.533,3	1.608,2	1.506,3	1.532,9	1.511,7	1.573,9	1.595,3	1.560,9	1.630,7	1.608,2	1.623,2	18.872,1	2,26%
2030	1.624	1.569,5	1.644,4	1.542,4	1.569,0	1.547,9	1.610,0	1.631,4	1.597,0	1.666,8	1.644,3	1.659,2	19.305,6	2,30%
2031	1.660	1.605,6	1.680,5	1.578,5	1.605,1	1.583,9	1.646,0	1.667,5	1.633,0	1.702,9	1.680,4	1.695,3	19.738,5	2,24%
2032	1.695,8	1.658,3	1.716,6	1.614,6	1.641,2	1.620,1	1.682,2	1.703,6	1.669,2	1.739,1	1.716,6	1.731,5	20.188,7	2,28%

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

De acuerdo a lo indicado en el Estudio, la elaboración del Plan de Expansión Óptimo de generación de cada sistema considera 3 etapas: Planificación Óptima Económica, Planificación de Suficiencia Diésel y, finalmente, la Verificación del Cumplimiento de la Norma Técnica.

Para la Planificación Óptima Económica se utilizó un software de planificación desarrollado por el consultor, mediante el cual se determinan los trenes de inversión que permiten abastecer de forma óptima la demanda del sistema en todo el horizonte de optimización, en el sentido que se minimizan los costos de inversión y operación, y falla.

Adicionalmente, se ha exigido que el Plan de Expansión resultante para cada sistema sea, por sí solo, capaz de suministrar la demanda utilizando sólo combustible diésel y la generación de centrales hidroeléctricas en un escenario de hidrología seca.

Los antecedentes utilizados para determinar el Plan de Expansión Óptimo de generación corresponden principalmente a unidades existentes en cada uno de los sistemas y unidades candidatas, las cuales comprenden los proyectos presentados por terceros y otros módulos térmicos genéricos, cuyos valores de inversión se obtuvieron a partir de cotizaciones realizadas por el consultor.

En base a lo señalado anteriormente, el Plan de Expansión Óptimo en generación para el periodo 2017-2031, presentado por la empresa es el siguiente:

**Tabla 14:** Plan de Expansión Generación de Cochamó

Unidad	Potencia [KW]	Año Ingreso	Mes Ingreso
MDR-8_1	683	2018	1
MDR-8_2	683	2019	1
CH Terra Austral	670	2020	6
MDR-8_3	683	2023	1
CH Río del Este	260	2031	7

Fuente: Estudio SAGESA

#### 3.4.1 Rango de validez técnica

El Consultor debe analizar el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respalden el Plan de Expansión Óptimo determinado, considerando su forma, dimensión y plazos. Para ello, se analizan los cambios que se originaron en dicho plan debido a la variación de los parámetros más relevantes. Los parámetros considerados corresponden al precio del combustible y la tasa de crecimiento de la demanda para cada uno de los sistemas.

De esta forma, la sensibilización, que realizó la empresa busca identificar que variación, en alguno de los parámetros, produce un cambio en el Plan de Expansión Óptimo para el horizonte de tarificación.

Tabla 15: Sensibilidad de los Planes de Expansión Óptimo

Sistema	Demanda		Precio diésel	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Cochamó	-2%	+2%	-8%	+1%

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.5 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO CID

El Costo Incremental de Desarrollo (CID), a nivel generación y transmisión, corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema cuyo valor actual neto es igual a cero. El concepto de Costo Incremental de Desarrollo surge como una aproximación al concepto de Costo Marginal, desarrollado en la teoría económica clásica. El CID se aplica en situaciones donde los cambios de capacidad instalada sólo se pueden llevar a cabo en forma discreta, entregando una medida del costo de proveer las últimas unidades del servicio o capacidad. El fundamento de usar el concepto de CID es que en el límite éste converge al costo marginal cuando los cambios en la capacidad instalada convergen a la unidad.

El CID que resulta de este plan es USD\$139,57 por MWh.

### 3.6 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

La metodología desarrollada por el consultor considera resolver el problema de optimización mediante simulaciones en 3 etapas. Para estas etapas, se consideran tanto las unidades existentes como los módulos de generación definidos como unidades candidatas.

En una primera etapa, el Consultor realiza una reposición considerando todas las unidades candidatas, incluyendo las existentes, de manera de obtener el plan de generación eficiente para el abastecimiento de la demanda, considerando una hidrología de 50% de excedencia. Para estos efectos, se consideró el subconjunto de hidrologías o generación real común a todos los proyectos hidráulicos.

Una vez definido el plan de inversiones suficiente y económico en generación, el consultor considera restricciones adicionales de seguridad, tales como el cumplimiento de un criterio N-1, el cual considera que el sistema cuente con capacidad de reserva que garantice suficiencia de potencia en el caso de indisponibilidad programada o forzada de la unidad de mayor tamaño. Adicionalmente, este criterio debe considerar en forma paralela, el margen de reserva en giro que exige la norma técnica para los sistemas medianos, correspondiente al 10% de la capacidad nominal de generación para las unidades.

Finalmente, también se corrobora si es necesario adelantar o incorporar unidades diésel de menor tamaño para efectos del cumplimiento de suficiencia diésel para todo el periodo de planificación, considerando una hidrología seca (excedencia 95%).

Por último, una vez definida la expansión segura del sistema, se determina el despacho óptimo de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el proyecto de reposición eficiente y su futura expansión. La operación del sistema se simula mediante un

modelo de despacho horario desarrollado por el consultor, que considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólares por hora.

En base a las unidades generadoras existentes y candidatas en cada uno de los sistemas medianos de la Empresa, se obtuvo el Plan de Reposición Eficiente de Generación, el cual se presenta en la Tabla 16:

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

Unidad	Potencia [KW]	Año Ingreso	Mes Ingreso
5749_Térmica Cochamo	800	2017	1
5717_Térmica Cochamo	800	2017	1
5538_Térmica Cochamo	825	2017	1
MDR-8_1	683	2018	1
MDR-8_2	683	2019	1
Central Hidro Terra Austral	670	2020	6
MDR-8_3	683	2023	1
Central Hidro Río del Este	260	2031	7

Fuente: Estudio SAGESA

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

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde al valor anual constante que permite cubrir los costos de inversión y explotación en que incurre la empresa durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente.

Los valores anualizados de inversión y costos de generación se calcularon utilizando una tasa de descuento equivalente al 10%.

El Costo Total de Largo Plazo resultante se muestra a continuación:

**Tabla 17:** Cálculo CTLP

Año	Anualidad Inversiones Gx (MUS\$)	Anualidad Infraestructura Gx (MUS\$)	Costo Fijo Gx (MUS\$)	Costo Variable Gx (MUS\$)	Anualidad Total Gx (MUS\$)	Anualidad Inversiones Tx (MUS\$)	Anualidad Infraestructura Tx (MUS\$)	Costo Fijo Tx (MUS\$)	Anualidad Total Gx (MUS\$)
2019	253,28	30,2	555,0	1637,6	2476,09	69,42	4,19	77,05	150,66
2020	491,39	35,3	666,3	1349,8	2542,79	69,42	4,90	92,50	166,82
2021	661,47	35,3	743,0	1246,3	2686,16	69,42	4,90	103,15	177,47
2022	661,47	35,3	743,0	1582,7	3022,49	69,42	4,90	103,15	177,47

Fuente: Estudio SAGESA

**Tabla 18:** CTLP

ÍTEM	SSMM
	COCHAMÓ
CTLPG [US\$/año]	2.661.003

ÍTEM	SSMM COCHAMÓ
CTLPL [US\$/año]	167.006
CTLP [US\$/año]	2.828.009

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo con lo indicado en las bases del estudio, se deberán identificar fórmulas de indexación para:

- Costo Incremental de Desarrollo (CID).
- Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

Para explicar la evolución de cada componente de costo correspondiente a cada uno de los sistemas, se han seleccionado los siguientes indicadores:

- Índice de Precios del Consumo de Chile (IPC)
- U.S. Producer Price Index (PPI)
- Precio del Diésel (Pdiésel)

La fórmula general de indexación propuesta en el Estudio es:

$$\frac{V_{ctlp}(i)}{V_{ctlp}(0)} = \left[ \%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%Pdiésel \times \frac{Pdiésel(i)}{Pdiésel(0)} \right] + \left[ \%PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)} \right] \times \left[ \frac{1 + TAX(i)}{1 + TAX(0)} \right] \times \frac{Pdolar(i)}{Pdolar(0)}$$

Los datos a utilizar para determinar la indexación de los componentes de costos provienen de fuentes de público acceso. Al respecto, el consultor propone considerar las siguientes fuentes:

- IPC: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile.
- IR: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile.
- PPI: Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour.

Las fórmulas de indexación propuestas en este informe consideran como componente asociada a la potencia todos aquellos ítems de costos que permiten el cálculo del CID que guarden relación con inversiones, dejando todo lo referido a costos fijos y de operación a la fórmula de indexación del precio de la energía.

**Tabla 19:** Estructura de la Fórmula de Indexación de la Potencia CID

Fórmulas de Indexación Potencia CID	
IPC	44,4%
PPI	55,6%

Fuente: Estudio SAGESA

**Tabla 20:** Estructura de la Fórmula de Indexación de la Energía CID

<b>Fórmulas de Indexación Energía CID</b>	
IPC	32,4%
Pdiésel	59,0%
PPI	8,5%

Fuente: Estudio SAGESA

**Tabla 21:** Estructura de la Fórmula de Indexación de la Potencia CTLP

<b>Fórmulas de Indexación Potencia CTLP</b>	
IPC	53,9%
PPI	46,1%

Fuente: Estudio SAGESA

**Tabla 22:** Estructura de la Fórmula de Indexación de la Energía CTLP

<b>Fórmulas de Indexación Energía CTLP</b>	
IPC	40,6%
Pdiésel	43,2%
PPI	16,2%

Fuente: Estudio SAGESA

### 3.8.1.1 Costos variables Medios, Factores de Costos de Inversión y Administración y Costos de Transmisión

Para efectos de la repartición de la recaudación por venta de energía y potencia a clientes regulados, las potencias disponibles de las unidades generadoras existentes y aquellas consideradas en el Plan de Expansión, son las que se detallan a continuación:

**Tabla 23:** Potencia [MW] reconocida asignada a sistema Cochamó en MW (2016-2023)

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SAGESA	Diésel	2,43	2,43	3,11	3,79	3,79	3,79	3,79	4,47
Terra Austral	Pasada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,67	0,67	0,67
Río del Este	Pasada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>		<b>2,43</b>	<b>2,43</b>	<b>3,11</b>	<b>3,79</b>	<b>4,46</b>	<b>4,46</b>	<b>4,46</b>	<b>5,14</b>

**Tabla 24:** Potencia [MW] reconocida asignada a sistema Cochamó en MW (2024-2031)

Empresa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
SAGESA	Diésel	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
Terra Austral	Pasada	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
Río del Este	Pasada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26
<b>Total</b>		<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,40</b>

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora del Sistema Mediano de Cochamó, correspondiente al promedio ponderado por generación esperada de los costos

variables de unitarios de generación, combustibles y no combustibles, considerados en la determinación de tarifas de aquellas unidades de generación asignables a cada empresa, son los que se detallan a continuación:

**Tabla 25:** Costo Variable medio sistema Cochamó

Empresa	VP CVC USD	VP CVNC USD	VP energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
SAGESA	3.691.625	714.949,63	43.456,73	84,95	16,45
Terra Austral	0	0,00	37,36	0,00	0,00

Se propone que los valores de CVC se indexen en un 100% respecto a la variación del precio del diésel, mientras que los CVNC en un 100% respecto de la variación del CPI.

Asimismo, el factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora, que corresponde a la proporción que le resulta asignable a cada empresa de generación respecto del total de costos actualizados de inversiones en instalaciones de generación e infraestructura asociada al segmento de generación y de los costos de administración considerados en la determinación de la tarifa y que no se encuentren contemplados dentro de los costos variables medios, corresponden a los que se detallan a continuación:

**Tabla 26:** Factores de costos de inversión y administración del sistema Cochamó

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
SAGESA	910.143	1.718.969,14	2.629.112,60	0,689
Terra Austral	782.260	401.992,05	1.184.252,51	0,311

Por último, los costos de transmisión determinados a partir de la anualidad de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión que operan el Sistema Mediano de Cochamó, considerados en la determinación de la tarifa, son los que se presentan a continuación:

**Tabla 27:** Costos de Transmisión del Sistema de Cochamó

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Anualidad USD
SAGESA	234.946	294.440	529.386	167.006



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

### **4.1 ASPECTOS GENERALES**

De conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 177° de la Ley y el artículo 43 del Reglamento, y a partir de la revisión del Estudio y de las observaciones enviadas por las empresas, 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 originalmente entregados a esta Comisión no permitían reproducir a cabalidad los resultados presentados, lo que sumado a ciertas inconsistencias detectadas entre la metodología, los valores descritos en el Estudio y la información empleada en la obtención de los resultados, implicó que se realizarán entregas y correcciones de información durante la revisión del mismo.

### **4.2 CORRECCIONES**

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

#### **4.2.1 Precios unitarios de las Instalaciones de Generación**

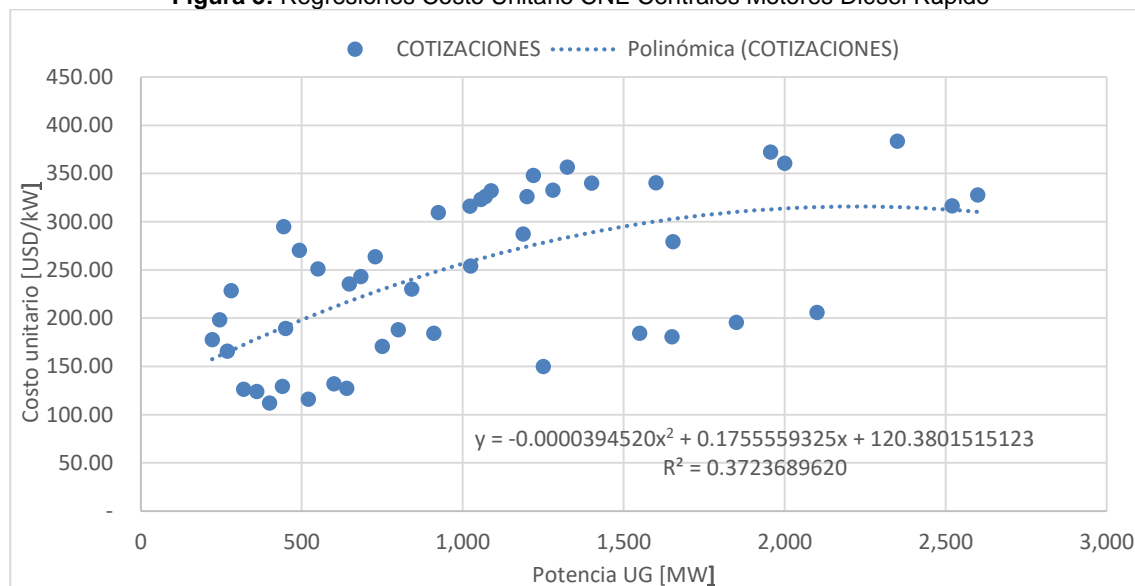
Para la determinación de los precios unitarios de las unidades generadoras, esta Comisión consideró como antecedentes:

- Cotizaciones utilizadas en el proceso de tarificación anterior de la Comisión (2014-2018), debidamente indexado a diciembre de 2016, utilizando índices de variación de precios tales como el CPI.
- Cotizaciones proporcionadas por los desarrolladores de proyectos pertenecientes al catastro de proyectos de generación y transmisión aprobado mediante Resolución Exenta N° 396, de fecha 25 de mayo de 2018.
- Cotizaciones proporcionadas como respaldos a la valorización de las instalaciones de generación propuestas por las empresas.

En función de los antecedentes anteriores, se realizaron nuevas regresiones para estimar el valor FOB de las unidades generadoras.

### i) Motores Diésel Rápido

**Figura 3:** Regresiones Costo Unitario CNE Centrales Motores Diésel Rápido



Se hace presente que la Comisión utilizó los mismos valores FOB tanto para las unidades existentes como para las unidades candidatas no resultantes del catastro.

#### 4.2.2 Precios unitarios de las Instalaciones de Transmisión

Para determinar los precios unitarios de las instalaciones de transmisión, esta Comisión consideró como antecedentes los valores resultantes del proceso de tarificación anterior de la Empresa (2014-2018), debidamente indexado a diciembre de 2016 utilizando el IPV y el CPI como índices de variación de precios.

#### 4.2.3 Recargos

Para la determinación de los recargos se realizó una comparación entre los valores presentados por las empresas y los recargos fijados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en el proceso de Valor Nuevo de Reemplazo correspondiente al año 2014.

En el caso que algún recargo no estuviese contenido en los valores fijados por la Superintendencia, estos se compararon con los valores utilizados en el proceso de tarificación anterior de la Comisión, escogiendo siempre el mínimo entre ambos.

Se hace presente que la Comisión utilizó los mismos recargos, tanto para las unidades existentes, como para las unidades candidatas.

En la siguiente tabla se muestran los recargos equivalentes para cada ítem, producto de la aplicación de los recargos individuales asociados a cada elemento.

Tabla 28: Recargos utilizados

Unidad	Tipo	Potencia [KW]	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Unidad 1	Diésel	800	6.6%	0.0%	16.8%	5.7%	5.1%	0.3%	2.7%	2.9%
Unidad 2	Diésel	825	6.6%	0.0%	16.8%	5.7%	5.1%	0.3%	2.7%	2.9%
Unidad 3	Diésel	800	6.6%	0.0%	16.8%	5.7%	5.1%	0.3%	2.7%	2.9%

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.4 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.

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 los mismos que se genere para la empresa.

A partir de la revisión de los modelos, resultados y supuestos entregados por la Empresa, se realizaron algunas consideraciones para lograr un dimensionamiento que se ajustara a la modelación de una empresa única y eficiente. Según esto, se ajustaron las homologaciones de algunos cargos, los beneficios entregados por la empresa, así como la dotación óptima de la misma. Adicionalmente, para los vehículos, se consideraron aquellos más económicos presentes en el mercado, que cumplieran con las necesidades de la empresa modelo. En cuanto a la asignación de Gastos a SSMM, se corrigieron aquellas partidas que no fuesen necesarias o parte de los segmentos de Generación y Transporte y se agregaron aquellas que no hubiesen sido dimensionadas y fueren procedentes. Finalmente, se ajustaron aquellos costos que no fuesen representativos de mercado o que correspondiesen a la empresa real y no a la empresa modelo.

Tabla 29: Costos fijos utilizados

Sistema	C.F.I. (USD/año)	C.F.D. (USD/año)	Total (USD/año)
Cochamó	41.454	41.454	82.908
<b>Total</b>	<b>41.454</b>	<b>41.454</b>	<b>82.908</b>

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.5 Unidades Generadoras candidatas

Para la determinación del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente se deben tomar en cuenta los antecedentes de las instalaciones existentes y unidades candidatas, las cuales comprenden proyectos presentados por terceros que forman parte del catastro de proyectos de generación y transmisión, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 396, de fecha 25 de mayo de 2018 y otros módulos térmicos genéricos .

Para cada proyecto resultante del catastro, así como para los módulos genéricos no fueron incluidos en su costo unitario los terrenos, ya que estos tienen una vida útil distinta y son incorporados dentro de la infraestructura de la empresa eficiente.

**Tabla 30:** Costos Unitarios Módulos Térmicos

Unidad Candidata	Capacidad [kW]	Costo [USD/kW]
MDR1	400	405,6
MDR2	800	432,0

Fuente: Estudio CNE

**Tabla 31:** Costos Unitarios proyectos

Unidad Candidata	Capacidad [kW]	Costo [USD/kW]
MH Terra Austral	670	5300,0

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.6 Proyección de Demanda utilizada

De conformidad a lo expuesto en las Bases Definitivas, la proyección de demanda deberá considerar, a lo menos, la aplicación de dos modelos complementarios; un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un Modelo de Ajuste Parcial. La utilización de un tercer modelo analítico podrá implementarse siempre que, ninguno de los anteriores modelos resultara adecuado, es decir, que dadas las características de las series históricas entregadas por las empresas, éstos no permitan obtener resultados estadísticamente aceptables, y deberá ser estar justificado.

En atención a lo anterior, y en base a criterios estadísticos de selección, tales como el Test de Akaike o Error Cuadrático Medio, se utilizó para la proyección un modelo ARIMA, ajustado a cada sistema, de acuerdo a la mejor especificación y, utilizando únicamente parámetros significativos, optando en cada caso por el modelo que explicase de mejor forma el comportamiento del consumo eléctrico.

Para las proyecciones de las variables explicativas, se tuvo a la vista la consistencia con otros procesos de proyección de demanda de esta Comisión, y, en particular, las estimaciones de población del país, utilizando la información del Instituto Nacional de Estadísticas (INE), en conjunto con la información de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), específicamente aquella contenida en su informe denominado “Proyecciones y estimaciones de Población”. Asimismo, se consideró la información de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), contenida en sus informes “Chile: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País” y “Estimaciones y proyecciones de población a largo plazo”.

En particular, la información del INE fue utilizada como base, y el reporte de la ONU y las revisiones de la CEPAL para efectos de actualizar la información base. Además, se realizaron ajustes en base a la relación entre población y número de clientes histórico para Chile. En cuanto al PIB, para los años 2018, 2019 y 2020 se consideraron las proyecciones de crecimiento realizadas por el Banco Central presentadas en su “Informe de Política Monetaria” de junio de 2018, utilizando el valor promedio del rango. A partir del año 2021, se

consideraron las proyecciones del Ministerio de Hacienda en base a los resultados del Comité Consultivo del PIB tendencial.

De igual forma, se considera como data histórica el registro histórico disponible de las ventas mensuales de energía de distribución informada para el respectivo sistema, el cual considera información correspondiente al período que se extiende desde enero del año 1999 a diciembre del año 2017. La predicción de la demanda en función de las ventas de energía se realizó hasta diciembre 2032.

Por último, se modificó el criterio considerado para el cálculo del Factor de Carga, utilizando el promedio para el período 2013-2016, abarcando un período de 4 años, consistente con la duración del período tarifario, de modo que fuese más representativo.

La proyección considera, a partir del año 2019, la entrada de un nuevo cliente de 1,5 MW de potencia instalada, que contempla una entrada segmentada en 5 etapas, entre los años 2019 y 2021.

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

**Tabla 32:** Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2018	8.267,25	1.592,31
2019	10.450,76	2.012,86
2020	13.223,44	2.546,89
2021	14.118,37	2.719,26
2022	16.307,51	3.140,90
2023	17.774,05	3.423,36
2024	18.424,05	3.548,55
2025	19.045,19	3.668,19
2026	19.687,51	3.791,90
2027	20.334,52	3.916,52
2028	21.002,98	4.045,27
2029	21.643,14	4.168,56
2030	22.305,05	4.296,05
2031	22.972,24	4.424,55
Factor de Carga		0,593

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.7 Proyección del Precio del Diésel

De conformidad a lo dispuesto en el literal m) del numeral 3 del Capítulo II de las Bases Definitivas, para la determinación del plan de expansión óptimo, se deberá proyectar el precio

y la disponibilidad del gas natural y diésel para todo el horizonte de planificación del estudio, proyección que deberá estar respaldada en los antecedentes y comunicaciones que se obtenga de las empresas operadoras de los respectivos Sistemas Medianos, así como de los suministradores y/o distribuidores actuales y potenciales de este insumo. Para dichos efectos, con fecha 17 de octubre de 2018, a través de Oficio Ordinario N° 549, la Comisión solicitó a Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Sagesa S.A. antecedentes asociados al precio y disponibilidad de diésel en los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén.

Los antecedentes fueron enviados por Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Sagesa S.A. en carta N° 1383516, recibida con fecha 19 de octubre de 2018, información que se encuentra disponible en los respaldos del presente Informe.

A partir de la información recibida de parte de las empresas y, de los antecedentes contenidos en distintas fuentes internacionales de que dispone esta Comisión, se han considerado tres escenarios de proyección para el precio del combustible diésel, con el objeto de realizar la evaluación del Plan de Expansión Óptimo.

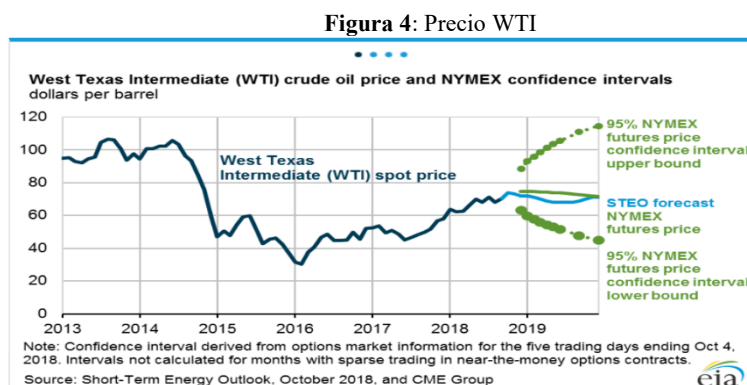
Para todos los casos, los años 2016 y 2017 corresponden a la información histórica real del precio del diésel de cada Sistema Mediano.

A continuación, se detallan las particularidades de los diferentes escenarios analizados:

#### 4.2.7.1 Escenario 1:

Para el desarrollo de este escenario se consideran datos reales hasta septiembre de 2018, y, con posterioridad a dicha fecha, se considera como fuente la proyección a corto plazo del WTI determinada por la Energy Information Administration (EIA).

Dicha proyección presenta valores medios esperados para el periodo de octubre a diciembre del 2018 y, para el año 2019 en su completitud, tal como se muestra en la siguiente Figura 4.



Para el resto del horizonte de planificación, y dada la alta volatilidad de los precios, así como la influencia de factores externos no controlables que dificulta la proyección, se consideró un valor constante.

De esta manera, la proyección de variación del precio de combustible diésel es:

**Tabla 33:** Proyección variación precio diésel acumulada

Año	Cochamó
2016	0,0%
2017	9,5%
2018	35,3%
2019	39,4%
2020	39,4%
2021	39,4%
2022	39,4%
2023	39,4%
2024	39,4%
2025	39,4%
2026	39,4%
2027	39,4%
2028	39,4%
2029	39,4%
2030	39,4%
2031	39,4%

#### 4.2.7.2 Escenario 2:

Para la determinación de este escenario se utiliza como fuente la proyección del Annual Energy Outlook del año 2018.

De esta manera, la proyección de variación del precio de combustible diésel es:

**Tabla 34:** Proyección variación precio diésel acumulada

Año	Cochamó
2016	0,0%
2017	9,5%
2018	13,6%
2019	15,3%
2020	34,0%
2021	41,5%
2022	43,7%
2023	45,4%
2024	47,7%
2025	49,4%

Año	Cochamó
2026	50,0%
2027	51,9%
2028	54,0%
2029	56,4%
2030	58,0%
2031	60,4%

#### 4.2.7.3 Escenario 3:

Para esta proyección se utilizan datos reales hasta septiembre de 2018 y, en adelante, se considera como fuente la proyección de NYMEX realizada para el NY Harbor Market. Dicha proyección contiene datos hasta el año 2021.

Para el resto del horizonte de planificación, y dada la alta volatilidad de los precios, así como la influencia de factores externos no controlables que dificulta la proyección, se consideró un valor constante.

De esta manera, la proyección de variación del precio de combustible diésel es:

**Tabla 35:** Proyección variación precio diésel acumulada

Año	Cochamó
2016	0,0%
2017	9,5%
2018	36,9%
2019	50,4%
2020	48,6%
2021	43,3%
2022	43,3%
2023	43,3%
2024	43,3%
2025	43,3%
2026	43,3%
2027	43,3%
2028	43,3%
2029	43,3%
2030	43,3%
2031	43,3%

#### 4.2.8 Pérdidas

Para efectos de la determinación del plan de expansión óptimo y el proyecto de reposición eficiente, se ha considerado un porcentaje de pérdidas asociadas a transformación y



consumos propios, correspondientes a las pérdidas reales del año 2017 entre la producción bruta y la producción neta a distribución del Sistema Mediano de Cochamó. Al respecto, las pérdidas por transformación y consumos propios para cada año del horizonte de planificación corresponden a:

**Tabla 36:** Pérdidas por transformación y consumos propios

<b>Cochamó</b>
1,433%

#### 4.2.9 Plan de Expansión Óptimo

De acuerdo al análisis realizado, el Plan de Expansión Óptimo para el período 2018-2031 es el siguiente:

**Tabla 37:** Plan de expansión óptimo Generación

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso	Mes de Ingreso	Responsable
MDR1_1	Diésel	400	2018	1	SAGESA S.A
MDR1_2	Diésel	400	2019	1	SAGESA S.A
MH Terra Austral	Hidro	670	2020	6	Compañía Hidroeléctrica Hidroner SPA.
MDR1_3	Diésel	400	2022	1	SAGESA S.A
MDR1_4	Diésel	400	2023	1	SAGESA S.A
MDR1_5	Diésel	400	2024	1	SAGESA S.A
MDR1_6	Diésel	400	2027	1	SAGESA S.A
MDR1_7	Diésel	400	2030	1	SAGESA S.A

Fuente: Estudio CNE

El Plan de Expansión Óptimo de Transmisión para el sistema de Cochamó considera un nuevo transformador que permite la conexión del nuevo cliente en el sector de Llequepe de 1,5 MW de potencia instalada.

**Tabla 38:** Plan de expansión óptimo Transmisión

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Valor de inversión (US\$)	Propietario	Responsable
2019	1	Nuevo Transformador	299.849	SAGESA S.A	SAGESA S.A

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.10 Rango de validez técnica de los planes de expansión de generación determinados

Respecto al rango validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo, se realizó un análisis de la afectación del respectivo plan producto de la variación del crecimiento de la demanda y de la utilización de diferentes proyecciones del precio del combustible diésel conforme a lo indicado en el punto 4.2.7 del presente informe. De esta forma, la sensibilización se realizó de manera de identificar si, bajo el análisis antes mencionado, se produce un cambio en el Plan de Expansión Óptimo para el horizonte de tarificación. Lo anterior, se realiza verificando la conveniencia del Plan de Expansión Óptimo determinado, respecto del resto de alternativas de expansión analizadas que considera

unidades candidatas pertenecientes al catastro de proyectos y unidades genéricas diésel. Al respecto, se indica lo siguiente:

- Para niveles de demanda de hasta un 1,0% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo, este mantiene su validez. Para niveles superiores de demanda, se gatilla el ingreso de una nueva unidad generadora por requerimientos de suficiencia del sistema. Al respecto, es del caso mencionar que la demanda utilizada para el dimensionamiento del parque considera un margen de seguridad de un 10% respecto a la demanda máxima proyectada.
- En relación a las proyecciones de precios del diésel se verificó que, utilizando los tres escenarios de proyección de precios descritos en el numeral 4.2.7, el Plan de Expansión Óptimo resultante para todos los casos, corresponde al establecido en el numeral 4.2.9.

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

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

**Tabla 39:** Valor CID

ÍTEM	SSMM COCHAMÓ
CIDG (\$/kWh)	62,49
CIDL (\$/kWh)	1,14
CID (\$/kWh)	63,63

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.12 Plan de Reposición Eficiente

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

**Tabla 40:** Proyecto de Reposición Eficiente

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso	Mes de Ingreso
MDR2_6_1	Diésel	800	2017	1
MDR2_6_2	Diésel	800	2017	1
MDR2_6_3	Diésel	800	2017	1
MDR2_6_4	Diésel	800	2017	1
MH Terra Austral	Hidro	670	2020	6
MDR2_6_5	Diésel	800	2022	1
MDR2_6_6	Diésel	800	2024	1
MDR1_5_1	Diésel	400	2030	1

Fuente: Estudio CNE

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

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

**Tabla 41: CTLP**

ÍTEM	SSMM
	COCHAMÓ
CTLPG (\$/año)	1.586.918.721
CTLPL (\$/año)	24.050.798
CTLP (\$/año)	1.610.969.519

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.14 Fórmulas de indexación del CTLP y CID

Para determinar las fórmulas de indexación, en primer término, se analizó la estructura de costos de inversión de los componentes de cada sistema, de acuerdo con la naturaleza de los bienes, insumos y servicios que lo integran. De manera similar, se procedió con los componentes de costos del COMA correspondientes a cada sistema eléctrico de la Empresa. Posteriormente, se analizaron y definieron los indicadores que mejor representan la evolución de los costos de los bienes, insumos y servicios que componen los costos.

Finalmente, teniendo en cuenta la estructura de costos y los indicadores seleccionados, se propone una fórmula de indexación del tipo polinómica que combina y pondera los indicadores que mejor reflejan la evolución de la estructura de costos de cada sistema.

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 Producer Price Index (PPI) ha sido descartado para su uso en la indexación de costos extranjeros aplicados en tarifas, principalmente, para efectos de mantener consistencia con los demás procesos tarifarios desarrollados por esta Comisión, junto con la consideración de la mayor volatilidad y menor representatividad de este índice. En consecuencia se ha empleado el Índice Consumer Price Index (CPI) como indexador de los costos extranjeros.

Los ponderadores de la fórmula de indexación del CID y CTLP son los siguientes:

**Tabla 42: Indexadores CID**

Indexación CID	
IPC – Nacional	23,28%
P. Diésel – Nacional	61,89%
CPI – Externo	14,83%

Fuente: Estudio CNE

**Tabla 43: Indexadores CTLP**

Indexación CTLP	
IPC – Nacional	33,38%

Indexación CTLP	
P. Diésel - Nacional	51,65%
CPI – Externo	14,97%

Fuente: Estudio CNE

#### 4.2.15 Costos variables Medios, Factores de Costos de Inversión y Administración y Costos de Transmisión

Para efectos de la repartición de la recaudación por venta de energía y potencia a clientes regulados, las potencias disponibles de las unidades generadoras existentes y aquellas consideradas en el Plan de Expansión, son las que se detallan a continuación:

**Tabla 44:** Potencia reconocida asignada a sistema Cochamó en kW (2016-2023)

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SAGESA	Diésel	2.425	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	4.000	4.000
Hidroner	Pasada	0	0	0	0	670	670	670	670
<b>Total</b>		2.425	3.200	3.200	3.200	3.870	3.870	4.670	4.670

Fuente: Estudio CNE

**Tabla 45:** Potencia reconocida asignada a sistema Cochamó en kW (2024-2031)

Empresa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
SAGESA	Diésel	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	5.200	5.200
Hidroner	Pasada	670	670	670	670	670	670	670	670
<b>Total</b>		5.470	5.470	5.470	5.470	5.470	5.470	5.870	5.870

Fuente: Estudio CNE

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora del Sistema Mediano de Cochamó, correspondiente al promedio ponderado por generación esperada de los costos variables de unitarios de generación, combustibles y no combustibles, considerados en la determinación de tarifas de aquellas unidades de generación asignables a cada empresa, son los que se detallan a continuación:

**Tabla 46:** Costo Variable medio sistema Cochamó

Empresa	VP CVC USD	VP CVNC USD	VP energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
SAGESA	4.037.239,93	357.949,80	33.696,04	119,81	10,62
Hidroner	0,00	20.034,28	9.082,94	0,00	2,21

Fuente: Estudio CNE

Asimismo, el factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora, que corresponde a la proporción que le resulta asignable a cada empresa de generación respecto del total de costos actualizados de inversiones en instalaciones de generación e infraestructura asociada al segmento de generación y de los costos de administración considerados en la determinación de la tarifa y que no se encuentren contemplados dentro de los costos variables medios, corresponden a los que se detallan a continuación:

**Tabla 47:** Factores de costos de inversión y administración del sistema de Cochamó con posterioridad al ingreso de Central Terra Austral

<b>Empresa</b>	<b>VP Inversiones USD</b>	<b>VP Costo Fijo USD</b>	<b>Total USD</b>	<b>Factor</b>
SAGESA	861.988,47	1.483.927,54	2.345.916,01	0,751
Hidroner	728.907,53	49.738,13	778.645,66	0,249

Fuente: Estudio CNE

Por último, los costos de transmisión determinados a partir de la anualidad de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión que operan el Sistema Mediano de Cochamó, considerados en la determinación de la tarifa, son los que se presentan a continuación:

**Tabla 48:** Costos de Transmisión del Sistema de Cochamó

<b>Empresa</b>	<b>VP Inversiones USD</b>	<b>VP Costo Fijo USD</b>	<b>Total USD</b>	<b>Anualidad USD</b>
SAGESA	114.270,42	0,00	114.270,42	36.048,98

Fuente: Estudio CNE

## 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:

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

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

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

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 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.

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

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

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

Donde:

- $PNEG_j$  : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo  $j$ , expresada en \$/kWh.  
 $PNEL_j$  : 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.  
 $\alpha_{Gj}$  : 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 precio de nudo de energía 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  $\alpha_{Gj}$  y  $\alpha_{Lj}$ , para los precios de nudo de energía, se definen mediante las siguientes expresiones:

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

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

### 5.3 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES

A partir de las correcciones presentadas en la sección 4.3 del presente informe, considerando el precio de nudo de la potencia obtenido del estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación” del 2016, los precios de nudo de energía y potencia resultantes para el sistema se detalla en las secciones siguientes.

Para el caso del CTLP, el valor obtenido conforme a lo indicado en las secciones precedentes, ha sido indexado a junio de 2018 mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 3.8 y, empleando los ponderadores específicos presentados en la sección 4.2.10, ambas del presente informe.

Los indexadores del CTLP, los valores base a junio de 2018 son los siguientes:

**Tabla 49:** Valores Indexadores utilizados - CTLP

Fechas	IPC	PDiésel Cochamó [\$/m3]	CPI	Dólar
31-12-2016	114,11	288.505	241,729	666,12



Fechas	IPC	PDiésel Cochamó [\$/m3]	CPI	Dólar
01-06-2018	117,66	356.184	249,554	600,55

Fuente: Estudio CNE

### 5.3.1 Costo Incremental de Desarrollo indexado a 2018

En virtud de lo anterior, el valor del CID base e indexado a junio de 2018 son los siguientes:

**Tabla 50** CID base – CID indexado junio 2018

Actualización	CID (\$/kWh)
Fechas	Cochamó
31-12-2016	63,633
01-06-2018	72,680

Fuente: Estudio CNE

### 5.3.2 Costo Total de Largo Plazo indexado a 2018

En virtud de lo anterior, el valor del CTLP base e indexado a junio de 2018 son los siguientes:

**Tabla 51:** CTLP base – CTLP indexado junio 2018

Actualización	CTLP (\$/año)
Fechas	Cochamó
31-12-2016	1.610.969.519
01-06-2018	1.806.184.229

Fuente: Estudio CNE

### 5.3.3 Proyección de Demanda 2018-2022

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 52:** Demanda proyectada período 2018-2022

Año	Sistema Cochamó	
	Energía (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2018	8.267	965
2019	10.451	1.220
2020	13.223	1.544
2021	14.118	1.648
2022	16.308	1.904

Fuente: Estudio CNE

### 5.3.4 Precios de Nudo de Energía

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

**Tabla 53:** Precio de Nudo Energía

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
Cochamó	119,815

Fuente: Estudio CNE

### 5.3.5 Precios de Nudo de Potencia

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

**Tabla 54:** Precio de Nudo Potencia

Barra	Precio de Nudo Potencia (\$/kW)
Cochamó	11.375,28

Fuente: Estudio CNE

## 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, con sus respectivos parámetros y condiciones de aplicación, se describen 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:

$$\frac{PN_{Energía_i}}{PN_{Energía_0}} = \chi_E \cdot \left[ \left( \alpha_{IPC_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} \right) + \left( \alpha_{CPI_E} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \cdot \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right) \right] + \chi_P \cdot \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI_P} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

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 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 2018 (117,66).

- $P_{DIÉSELI}$  : Precio vigente del Petróleo Diésel en Cochamó, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en  $\$/m^3$ .
- $P_{DIÉSELO}$  : Precio vigente del petróleo diésel en Cochamó, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo noviembre 2017 a abril de 2018 ( $365.184 \$/m^3$ ).
- $CPI_i$  : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- $CPI_0$  : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).
- $DOL_i$  : 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 2018 (600,55  $\$/US\$$ ).

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.

**Tabla 55:** Precio de Nudo Potencia

Ponderador	Cochamó
Xe	0,8623
Xp	0,1377

Fuente: Estudio CNE

**Tabla 56:** Proporciones indexadores

$\alpha_{IPC\_E}$	0,27370
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,67865
$\alpha_{CPI\_E}$	0,04765
$\alpha_{IPC\_P}$	0,6487
$\alpha_{CPI\_P}$	0,3513

Teniendo presente la posibilidad de presentarse situaciones de sequía en el sistema de Cochamó, se ha considerado pertinente la incorporación de un coeficiente que recoja los mayores costos eficientes ante estos escenarios.

En función de lo anterior, será necesario aplicar un factor de corrección para el cálculo del precio de la energía a través del parámetro  $\alpha_r$ , que multiplique el precio de la energía base. Este parámetro será calculado y comunicado por la Comisión, una vez que sea instruido por la autoridad competente. Asimismo, la Comisión comunicará los nuevos valores resultantes de los costos variables totales promedio de cada una de las empresas que operen las instalaciones de generación, y que serán aplicables durante el periodo en que se presente la situación de sequía.

El parámetro  $\alpha_r$ , se define como el coeficiente que multiplica el precio de la energía base para incorporar la desviación que se haya presentado en los costos eficientes de generación debido al despacho de centrales diésel, gatillado por una sequía.

$$\alpha_r = 1 + \frac{\text{costo operación diésel eficiente}_{6 \text{ meses}} - \text{costo operación eficiente}_{6 \text{ meses}}}{Pn_{\text{index}} * E_{\text{Proy } 6 \text{ meses}}}$$

Donde:

*costo operación diésel eficiente*<sub>6 meses</sub>: Corresponde a la estimación de los costos eficientes por utilización de diésel, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP y/o nueva inversión eficiente, generando el volumen de energía efectivamente producido en el semestre anterior con diésel debido a restricciones por sequía.

*costo operación eficiente*<sub>6 meses</sub>: Corresponde a la estimación de los costos de operación eficiente, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP, generando el volumen de energía considerado para la determinación del *costo operación diésel eficiente*<sub>6 meses</sub>.

*Pn<sub>index</sub>*: Corresponde al precio de energía indexado aplicable durante el siguiente período sin la aplicación del  $\alpha_r$ .

*E<sub>Proy 6 meses</sub>*: Corresponde a la energía proyectada a partir de las ventas para el período de 6 meses siguientes al cálculo del  $\alpha_r$ .

El cálculo de este ajuste tendrá una periodicidad de 6 meses, contados a partir del 1 de mayo de 2019 y se realizará con ocasión de la revisión semestral del precio de nudo.

Para el período comprendido entre el 1 de noviembre de 2018 y 30 de abril de 2019, el valor del  $\alpha_r = 1$ .

### 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 “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación” del 2016. 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.

$$Pb[\$/kW/mes] = Pb_0 \cdot \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI\_P} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

CPI<sub>i</sub> : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI<sub>0</sub> : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).

IPC<sub>i</sub> : 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<sub>0</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).

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 2018 (600,55 \$/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.

**Tabla 57:** Proporciones indexadores

$\alpha_{CPI}$	0,3513
$\alpha_{IPC\_P}$	0,6487

**Artículo Segundo:** Comuníquese la presente resolución a las empresas que operen en el Sistema Mediano de Cochamó y a aquellas empresas que forman parte del catastro de proyectos de generación y transmisión a que se refiere las Bases Definitivas, establecido mediante Resolución Exenta N° 396 de la Comisión, de fecha 25 de mayo de 2018, según corresponda.

**Artículo Tercero:** Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese, comuníquese y publíquese.

  
**JOSE VENEGAS MALUENDA**  
Secretario Ejecutivo  
Comisión Nacional de Energía

  
CZR/PM/ MOC/XOC/GMM/JCA/IGV/rms

**DISTRIBUCIÓN:**

1. Ministerio de Energía
2. Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
3. Superintendencia de Electricidad y Combustibles
3. Depto. Jurídico CNE
4. Depto. Eléctrico CNE
5. Depto. Regulación Económica CNE
6. Oficina de Partes CNE