

REF.: Aprueba Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena.

Santiago, 27 de agosto de 2018

RESOLUCION EXENTA N° 611

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 carta N° 1354564, de fecha 30 de abril de 2018, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aysén 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.;
- g) 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;
- h) La carta N° 1357447, de fecha 18 de mayo de 2018, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aysén 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.;
- i) 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;
- j) 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; y,
- k) 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 (CID) y el costo total de largo plazo (CTLP) para estos sistemas;

- 2) Que, el inciso cuarto artículo 177° de la Ley dispone que, antes de seis meses del término de la 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 f) de vistos, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aysén 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 g) de vistos;
- 4) Que, en atención a las observaciones realizadas, mediante carta individualizada en el literal h) de vistos, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aysén 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 i) 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; y,
- 6) Que, habiendo efectuado la revisión y análisis de los estudios referidos, y encontrándose dentro de plazo, mediante la presente, esta Comisión aprueba el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas

Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, conforme a lo dispuesto en la parte resolutive de la misma.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:



INFORME TÉCNICO

ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN Y TARIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA Y GENERAL CARRERA

CUADRIENIO 2018-2022

Agosto de 2018

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	4
2	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE AYSEN, PALENA Y GENERAL CARRERA.....	6
2.1	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES.....	6
2.1.1	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN	6
2.1.2	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	8
2.2	DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA	10
2.3	EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO	10
3	ESTUDIO REALIZADO POR EDELAYSEN	14
3.1	CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LA EMPRESA.....	14
3.1.1	CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES	14
3.1.2	VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES.....	16
3.2	ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	20
3.3	PROYECCIÓN DE DEMANDA	21
3.4	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	23
3.4.1	SISTEMA DE AYSÉN	23
3.4.2	SISTEMA DE PALENA	23
3.4.3	SISTEMA DE GENERAL CARRERA	24
3.4.4	RANGO DE VALIDEZ TÉCNICA	24
3.5	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO CID	24
3.5.1	SISTEMA AYSÉN.....	25
3.5.2	SISTEMA PALENA.....	25
3.5.3	SISTEMA GENERAL CARRERA.....	25
3.6	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	26
3.6.1	SISTEMA AYSÉN.....	26
3.6.2	SISTEMA PALENA.....	27
3.6.3	SISTEMA GENERAL CARRERA.....	27
3.7	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO CTLP.....	28
3.7.1	SISTEMA AYSÉN.....	28
3.7.2	SISTEMA PALENA.....	29
3.7.3	SISTEMA GENERAL CARRERA.....	29
3.8	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	29

4 ANÁLISIS Y CORRECCIONES REALIZADAS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA	35
4.1 ASPECTOS GENERALES	35
4.2 CORRECCIONES.....	35
4.2.1 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN.....	35
4.2.2 RECARGOS.....	38
4.2.3 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	39
4.2.4 UNIDADES GENERADORAS CANDIDATAS.....	40
4.2.5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA UTILIZADA	41
4.2.6 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	44
4.2.7 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID).....	45
4.2.8 PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....	46
4.2.9 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)	47
4.2.10 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CID Y CTLP	48
5 FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS	51
5.1 FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	51
5.2 FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA	52
5.3 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES.....	53
5.3.1 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO INDEXADO A 2018.....	54
5.3.2 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A 2018	54
5.3.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2018-2022	55
5.3.4 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA	55
5.3.5 PRECIOS DE NUDO POTENCIA.....	56
5.4 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA	56
5.4.1 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA.....	56
5.4.2 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA	58

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 223 de noviembre de 2017.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 177° de la Ley, la empresa Novotempo Energía Aysén SpA, presentó unadiscrepancia 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 Aysén 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, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aysén 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, en el presente informe, esta Comisión expone la revisión y las correcciones realizadas al Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación para los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera.

2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA Y GENERAL CARRERA

La empresa Empresa Eléctrica de Aysén S.A., del Grupo SAESA, en adelante e indistintamente “Edelaysen” o “la Empresa”, entrega suministro de energía eléctrica a clientes pertenecientes a las provincias de Coyhaique, Aysén, Capitán Prat y General Carrera en la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, y en la provincia de Palena, ubicada en la Región de Los Lagos.

De acuerdo al informe final presentado por Edelaysen, al 31 de diciembre de 2016, el Sistema de Aysén posee una potencia total instalada de 58.825 [kW], el Sistema de Palena una potencia total instalada de 3.434 [kW] y el Sistema de General Carrera una potencia total instalada de 3.740 [kW].

La potencia instalada en cada uno de los sistemas en estudio es la que se señala en la siguiente tabla:

Tabla 1 Potencia Instalada por Sistema Mediano de Aysen, Palena y General Carrera, en kW

Sistema	Eólica	Hidroeléctrica	Térmica Diesel	Total general	Participación del Sistema en el Total General
Aysén	3.780	22.600	32.445	58.825	89,13%
General Carrera	0	640	2.794	3.434	5,20%
Palena	0	1.400	2.340	3.740	5,67%
Total general	3.780	24.640	37.579	65.999	100,00%
Participación por tecnología en el Total General	5,73%	37,33%	56,94%	100,00%	

Fuente: Estudio Edelaysen

Se puede apreciar que el Sistema de Aysén posee casi el 90% de la capacidad instalada en la zona.

2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES

2.1.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN

El Sistema eléctrico de Aysén tiene instalaciones de generación hidráulicas, térmicas y eólicas, mientras que los sistemas eléctricos de Palena y General Carrera sólo cuentan con generación hidráulica y térmica.

En las siguientes tablas se identifican las instalaciones de generación que componen cada central, indicando las características técnicas más relevantes del parque generador existente al 31 de diciembre del año 2016, considerando la información presentada en el Informe Final entregado por Edelaysén, junto con sus antecedentes y actualizaciones.

Tabla 2: Instalaciones de Generación Existentes en el Sistema de Aysén

Central	Generador	Propietario	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
Tehuelche	Unidad 5101	Edelaysen	Térmica Diesel	1,92
Tehuelche	Unidad 5102	Edelaysen	Térmica Diesel	1,92
Tehuelche	Unidad 5103	Edelaysen	Térmica Diesel	2,35
Tehuelche	Unidad 5716	Edelaysen	Térmica Diesel	0,80
Tehuelche	Unidad 5142	Edelaysen	Térmica Diesel	1,82
Tehuelche	Unidad 5736	Edelaysen	Térmica Diesel	1,80
Tehuelche	Unidad 5717	Edelaysen	Térmica Diesel	0,80
Tehuelche	Unidad 5544	Edelaysen	Térmica Diesel	1,40
Tehuelche	Unidad 5147	Edelaysen	Térmica Diesel	1,60
Tehuelche	Unidad 5641	Edelaysen	Térmica Diesel	1,60
Tehuelche	Unidad 5642	Edelaysen	Térmica Diesel	1,60
Tehuelche	Unidad 5643	Edelaysen	Térmica Diesel	1,96
CTPA	Unidad 5657	Edelaysen	Térmica Diesel	1,60
CTPA	Unidad 5114	Edelaysen	Térmica Diesel	1,20
Chacabuco	Unidad 5112	Edelaysen	Térmica Diesel	1,20
Chacabuco	Unidad 5113	Edelaysen	Térmica Diesel	1,20
Chacabuco	Unidad 5546	Edelaysen	Térmica Diesel	1,40
Chacabuco	Unidad 5545	Edelaysen	Térmica Diesel	1,40
Chacabuco	Unidad 5148	Edelaysen	Térmica Diesel	1,40
Chacabuco	Unidad 5611	Edelaysen	Térmica Diesel	2,50
Ibañez	Unidad 5160	Edelaysen	Térmica Diesel	0,16
Mañihuales	Unidad 5532	Edelaysen	Térmica Diesel	0,83
Eólica Alto Baguales	Unidad 5108	Edelaysen	Eólica	0,66
Eólica Alto Baguales	Unidad 5109	Edelaysen	Eólica	0,66
Eólica Alto Baguales	Unidad 5110	Edelaysen	Eólica	0,66
Eólica Alto Baguales	Unidad 5734	Edelaysen	Eólica	0,90
Eólica Alto Baguales	Unidad 5735	Edelaysen	Eólica	0,90
CH Monreal	Unidad 5143	Edelaysen	Hidroeléctrica	3,00
CHLA	Unidad 5106	Edelaysen	Hidroeléctrica	5,50
CHLA	Unidad 5107	Edelaysen	Hidroeléctrica	5,50
CHPA	Unidad 5115	Edelaysen	Hidroeléctrica	2,00
CHPA	Unidad 5116	Edelaysen	Hidroeléctrica	3,00
CHPA	Unidad 5117	Edelaysen	Hidroeléctrica	0,90
CHPA	Unidad 5118	Edelaysen	Hidroeléctrica	2,70

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 3: Instalaciones de Generación Existentes en el Sistema de Palena

Central	Generador	Propietario	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
Río Azul	Unidad 5133	Edelaysen	Hidroeléctrica	0,35
Río Azul	Unidad 5134	Edelaysen	Hidroeléctrica	0,35
Río Azul	Unidad 5135	Edelaysen	Hidroeléctrica	0,35
Río Azul	Unidad 5136	Edelaysen	Hidroeléctrica	0,35
Futaleufú	Unidad 5519	Edelaysen	Térmica Diesel	0,19
Futaleufú	Unidad 5520	Edelaysen	Térmica Diesel	0,26
Palena	Unidad 5522	Edelaysen	Térmica Diesel	0,29
Palena	Unidad 5131	Edelaysen	Térmica Diesel	0,29
Puyuhuapi	Unidad 5514	Edelaysen	Térmica Diesel	0,29
Lago Verde	Unidad 5552	Edelaysen	Térmica Diesel	0,15
La Junta	Unidad 5534	Edelaysen	Térmica Diesel	0,29
Santa Barbara	Unidad 5625	Edelaysen	Térmica Diesel	0,11
Santa Barbara	Unidad 5626	Edelaysen	Térmica Diesel	0,11
Santa Barbara	Unidad 5146	Edelaysen	Térmica Diesel	0,36

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 4: Instalaciones de Generación Existentes en el Sistema de General Carrera

Central	Generador	Propietario	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]
CHILE CHICO	Unidad 5120	Edelaysen	Térmica Diesel	0,28
CHILE CHICO	Unidad 5622	Edelaysen	Térmica Diesel	0,44
CHILE CHICO	Unidad 5121	Edelaysen	Térmica Diesel	0,40
CHILE CHICO	Unidad 5118	Edelaysen	Térmica Diesel	0,29
CHILE CHICO	Unidad 5542	Edelaysen	Térmica Diesel	0,29
CHILE CHICO	Unidad 5144	Edelaysen	Térmica Diesel	0,40
EL TRARO	Unidad 5122	Edelaysen	Térmica Diesel	0,32
EL TRARO	Unidad 5123	Edelaysen	Hidroeléctrica	0,32
EL TRARO	Unidad 5741	Edelaysen	Térmica Diesel	0,40
EL TRARO	Unidad 10 5541	Edelaysen	Térmica Diesel	0,29

Fuente: Estudio Edelaysen

2.1.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

El Sistema Aysén es el único que dispone de instalaciones de transmisión, dado que en los sistemas Palena y General Carrera las centrales se conectan directamente al sistema de distribución.

Las instalaciones de transmisión del Sistema Aysén se pueden agrupar en:

- Equipos y líneas en 33 kV. Abarca la línea que une Chacabuco, Puerto Aysén hasta llegar a Alto Baguales. Adicionalmente, dispone de arranques que conectan a Mañihuales, Ñirehuao, y clientes que se encuentran en el trazado de la línea. En general, son redes trifásicas aéreas sostenidas en postes de hormigón armado o estructuras simples de fierro dispuestas en un trazado que cruza principalmente zonas rurales con accesos bastante complicados. Las redes se han construido conforme a la norma chilena y se observan muy bien mantenidas.
- Línea de evacuación de la generación de la Central Lago Atravesado en la barra Tehuelche en 23 kV.

El detalle de las líneas pertenecientes al Sistema Aysén es el siguiente:

Tabla 5: Sistema de Transmisión del Sistema de Aysén

Línea	Tramo	Longitud [Km]	Tensión [kV]
Alto Baguales – Villa Ortega		53,7	
	Alto Baguales – Villa Ortega	53,7	33
Chacabuco – Puerto Aysen		38,8	
	Chacabuco – E2	10,3	33
	E1 – E2	6,5	33
	E2 – Puerto Aysen	15,3	33
	Farellones – E1	6,7	33
Coyhaique – Puerto Aysen		99,0	
	Puerto Aysen – Alto Baguales	96,3	33
	S/E Baguales – Alto Baguales	2,7	33
Lago Atravesado – Tehuelche		43,2	
	Lago Atravesado – Tehuelche 1	21,6	23
	Lago Atravesado – Tehuelche 2	21,6	23
Villa Ortega – Mañiguales		65,8	
	Villa Ortega – Mañiguales	65,8	33
Villa Ortega – Ñireguao		34,1	
	Villa Ortega – Ñireguao	34,1	33
Ñireguao – El Gato		45,5	
	Ñireguao – El Gato	45,5	33
Tehuelche - Divisadero		8,0	
	Tehuelche - Divisadero	8,0	23
Total general		388,08	

Fuente: Estudio Edelaysen

2.2 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Para la predicción de demanda de los sistemas de Aysén, General Carrera y Palena, el Consultor del Estudio utilizó la información histórica de ingreso de energía a distribución del período 1999-2017.

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.

Tabla 6: Energía y Potencia Históricas

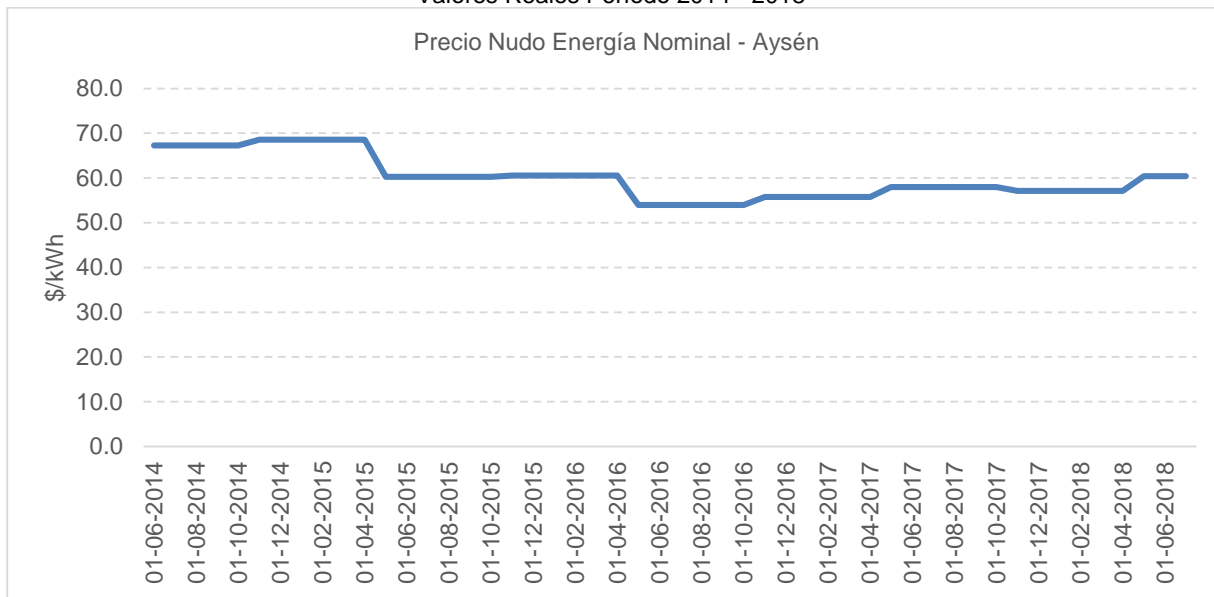
Año	Energía (MWh)			Demanda Máxima (kW)		
	Aysén	Palena	Carrera	Aysén	Palena	Carrera
1999	66.837	4.441	4.141	13.400	1.020	1.105
2000	71.211	5.113	4.318	13.750	1.010	1.210
2001	74.725	5.764	4.301	13.850	995	1.350
2002	82.959	6.073	4.567	15.200	1.045	1.370
2003	85.838	6.233	5.032	16.450	1.120	1.395
2004	92.732	6.493	5.431	17.550	1.175	1.410
2005	103.340	7.150	6.032	19.400	1.220	1.400
2006	114.979	7.513	6.471	20.650	1.312	1.485
2007	120.156	8.358	7.077	20.900	1.470	1.600
2008	117.716	5.930	7.392	20.350	1.470	1.698
2009	114.492	5.412	7.373	19.700	1.410	1.120
2010	114.690	5.721	7.641	20.350	1.460	1.170
2011	124.662	6.783	8.140	21.100	1.550	1.405
2012	127.282	7.482	8.799	22.350	1.660	1.506
2013	131.503	8.361	9.231	21.900	1.755	1.676
2014	130.588	9.525	9.786	22.000	1.795	1.885
2015	130.906	10.279	10.375	22.550	1.880	1.930
2016	128.789	10.906	10.790	22.900	2.085	2.019
2017	130.854	12.044	11.470	23.050	2.085	2.191

Fuente: Estudio Edelaysén

2.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO

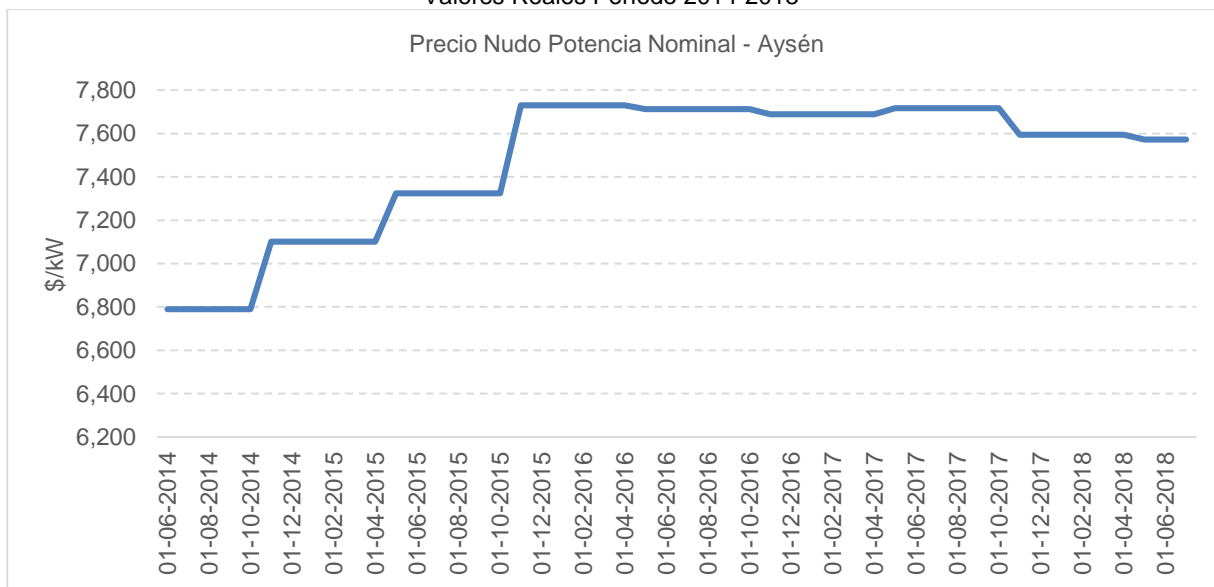
En las siguientes figuras se aprecia la evolución histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía y Potencia en los Sistemas de Aysén, Palena y General Carrera desde junio 2014 hasta su última indexación, en marzo de 2018.

Figura 1: Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía del sistema de Aysén
Valores Reales Período 2014 - 2018



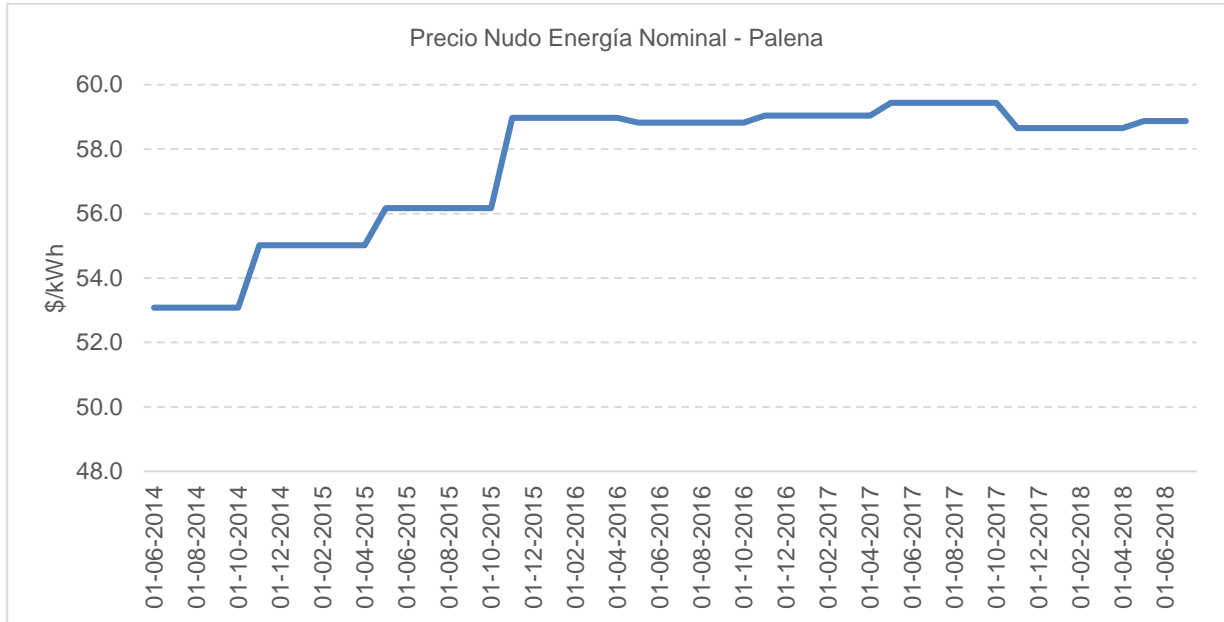
Fuente: www.cne.cl.

Figura 2: Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Potencia del sistema de Aysén
Valores Reales Período 2014-2018



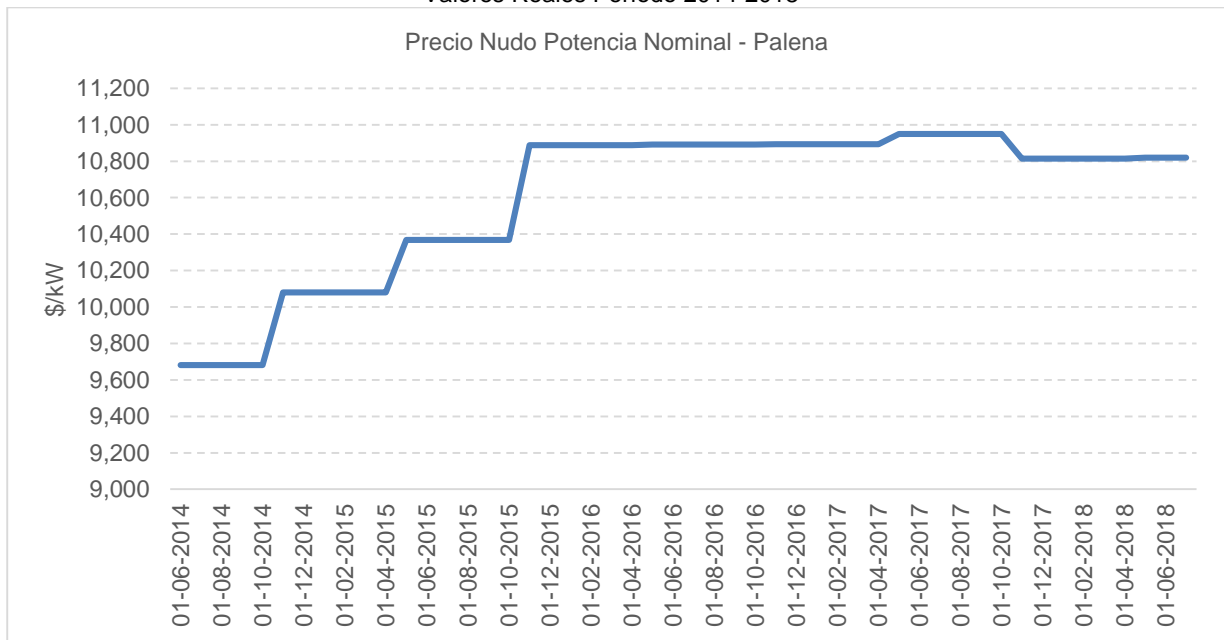
Fuente: www.cne.cl.

Figura 3: Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía del sistema de Palena
Valores Reales Período 2014 - 2018



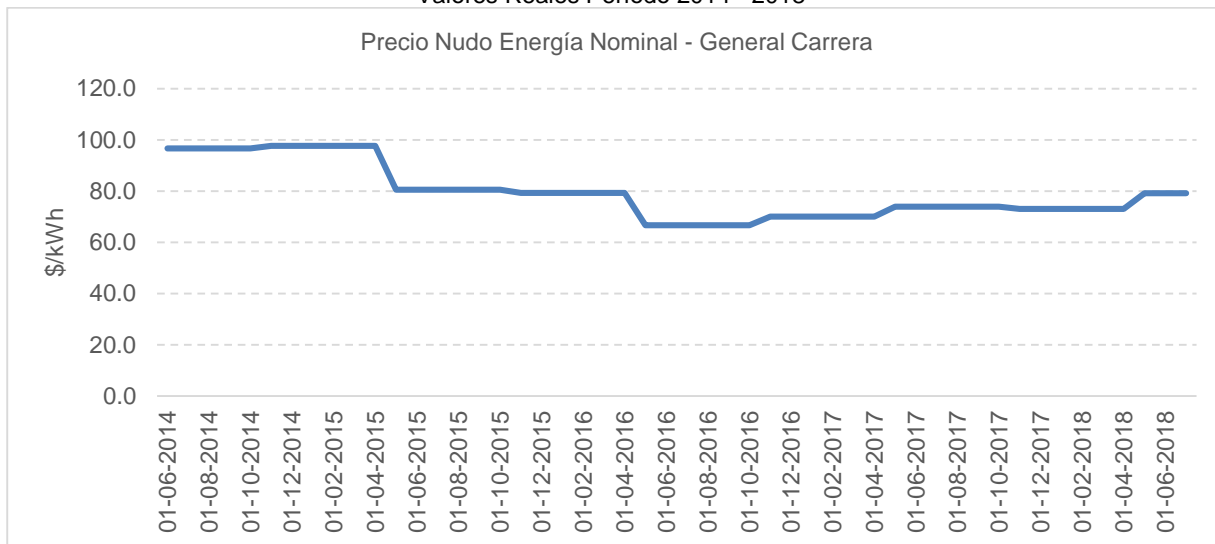
Fuente: www.cne.cl.

Figura 4: Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Potencia del sistema de Palena
Valores Reales Período 2014-2018



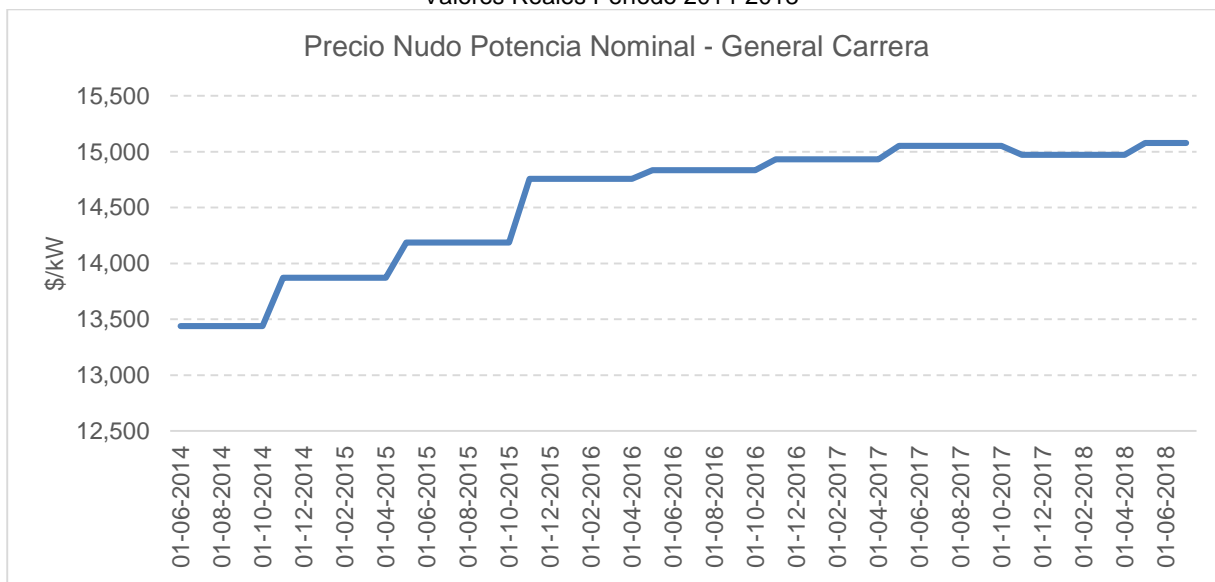
Fuente: www.cne.cl.

Figura 5: Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía del sistema de General Carrera
Valores Reales Período 2014 - 2018



Fuente: www.cne.cl.

Figura 6: Evolución Histórica del Precio de Nudo Nominal de Potencia del sistema de General Carrera
Valores Reales Período 2014-2018



Fuente: www.cne.cl.

3 ESTUDIO REALIZADO POR EDELAYSEN

A continuación, se describen los principales contenidos y resultados del Informe final Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera, entregado por Edelaysen a la Comisión.

3.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LA EMPRESA

3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

A continuación, se presenta un resumen de las características de cada unidad generadora existente en cada uno de los sistemas eléctricos de Aysén, Palena y General Carrera, desagregadas por central y propietario.

Tabla 7: Unidades Generadoras Sistema de Aysén¹

Central	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]	Consumo Específico (l/kWh)	CVNC (US\$/MWh)
Tehuelche	Térmica Diesel	1,915	0,271	10,6
Tehuelche	Térmica Diesel	1,915	0,272	11,0
Tehuelche	Térmica Diesel	2,350	0,270	16,1
Tehuelche	Térmica Diesel	0,800	0,269	16,5
Tehuelche	Térmica Diesel	1,82	0,278	15,0
Tehuelche	Térmica Diesel	1,800	0,262	13,8
Tehuelche	Térmica Diesel	0,800	0,293	15,0
Tehuelche	Térmica Diesel	1,400	0,273	68,3
Tehuelche	Térmica Diesel	1,600	0,264	13,2
Tehuelche	Térmica Diesel	1,600	0,264	13,6
Tehuelche	Térmica Diesel	1,600	0,266	17,0
Tehuelche	Térmica Diesel	1,960	0,263	15,0
Puerto Aysén Termo	Térmica Diesel	1,600	0,237	10,5
Puerto Aysén Termo	Térmica Diesel	1,200	0,264	10,5
Chacabuco	Térmica Diesel	1,200	0,275	16,9
Chacabuco	Térmica Diesel	1,200	0,275	15,2
Chacabuco	Térmica Diesel	1,400	0,275	15,2
Chacabuco	Térmica Diesel	1,400	0,278	16,4
Chacabuco	Térmica Diesel	1,400	0,279	12,6
Chacabuco	Térmica Diesel	2,500	0,277	16,5
Puerto Ibañez	Térmica Diesel	0,160	0,387	30,0
Mañihuales	Térmica Diesel	0,825	0,281	11,4
Alto Bahuales	Eólica	0,660	NA	14,2

¹ Información entregada en el Estudio.

Central	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]	Consumo Específico (l/kWh)	CVNC (US\$/MWh)
Alto Bahuales	Eólica	0,660	NA	14,2
Alto Bahuales	Eólica	0,660	NA	14,2
Alto Bahuales	Eólica	0,900	NA	14,2
Alto Bahuales	Eólica	0,900	NA	14,2
Monreal	Hidroeléctrica	3,000	NA	3,2
Lago Atravesado	Hidroeléctrica	5,500	NA	5,2
Lago Atravesado	Hidroeléctrica	5,500	NA	5,2
Puerto Aysén Hidro	Hidroeléctrica	2,000	NA	4,5
Puerto Aysén Hidro	Hidroeléctrica	3,000	NA	4,5
Puerto Aysén Hidro	Hidroeléctrica	0,900	NA	4,5
Puerto Aysén Hidro	Hidroeléctrica	2,700	NA	4,5

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 8: Unidades Generadoras Sistema de Palena²

Central	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]	Consumo Específico (l/kWh)	CVNC (US\$/MWh)
Futaleufú	Térmica Diesel	0,192	0,364	54,8
Futaleufú	Térmica Diesel	0,256	0,298	44,3
Lago Verde	Térmica Diesel	0,150	0,594	110,6
Palena	Térmica Diesel	0,292	0,303	15,8
Palena	Térmica Diesel	0,292	0,302	13,9
Puyuhuapi	Térmica Diesel	0,292	0,292	13,1
La Junta	Térmica Diesel	0,288	0,279	21,8
Santa Barbara	Térmica Diesel	0,109	0,313	35,4
Santa Barbara	Térmica Diesel	0,109	0,360	42,7
Santa Barbara	Térmica Diesel	0,360	0,301	24,9
Río Azul	Hidroeléctrica	0,350	NA	15,7
Río Azul	Hidroeléctrica	0,350	NA	15,7
Río Azul	Hidroeléctrica	0,350	NA	15,7
Río Azul	Hidroeléctrica	0,350	NA	15,7

Fuente: Estudio Edelaysen

² Información entregada en el Estudio.

Tabla 9: Unidades Generadoras Sistema de Gral. Carrera³

Central	Tipo Unidad Generadora	Capacidad [MW]	Consumo Específico (l/kWh)	CVNC (US\$/MWh)
Chile Chico	Térmica Diesel	0,282	0,359	35,4
Chile Chico	Térmica Diesel	0,440	0,253	20,8
Chile Chico	Térmica Diesel	0,400	0,334	36,4
Chile Chico	Térmica Diesel	0,288	0,265	28,6
Chile Chico	Térmica Diesel	0,292	0,275	17,7
Chile Chico	Térmica Diesel	0,400	0,370	16,5
El Traro Hidro	Hidroeléctrica	0,320	NA	18,6
El Traro Hidro	Hidroeléctrica	0,320	NA	18,6
El Traro Termo	Térmica Diesel	0,400	0,247	10,8
El Traro Termo	Térmica Diesel	0,292	0,291	17,9

Fuente: Estudio Edelayen

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-generador mediante cotizaciones formales realizadas a los respectivos proveedores.

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

Tabla 10: Valorización de Instalaciones de Generación Existentes (MUSD)

Sistema	Central	Unidad	Capacidad [KW]	Valor FOB	Valor FINAL
Aysén	Ibañez	Unidad 5160	0,160	44.027	89.534
Aysén	Tehuelche	Unidad 5716	0,800	220.136	447.670
Aysén	Tehuelche	Unidad 5717	0,800	220.136	447.670

³ Información entregada en el Estudio.

Sistema	Central	Unidad	Capacidad [KW]	Valor FOB	Valor FINAL
Aysén	Mañihuales	Unidad 5532	0,830	227.015	461.660
Aysén	CTPA	Unidad 5114	1,200	330.204	671.505
Aysén	Chacabuco	Unidad 5112	1,200	330.204	671.505
Aysén	Chacabuco	Unidad 5113	1,200	330.204	671.505
Aysén	Tehuelche	Unidad 5544	1,400	385.238	783.422
Aysén	Chacabuco	Unidad 5546	1,400	385.238	783.422
Aysén	Chacabuco	Unidad 5545	1,400	385.238	783.422
Aysén	Chacabuco	Unidad 5148	1,400	385.238	783.422
Aysén	Tehuelche	Unidad 5147	1,600	440.272	895.340
Aysén	Tehuelche	Unidad 5641	1,600	440.272	895.340
Aysén	Tehuelche	Unidad 5642	1,600	440.272	895.340
Aysén	CTPA	Unidad 5657	1,600	440.272	895.340
Aysén	Tehuelche	Unidad 5736	1,800	495.306	1.007.257
Aysén	Tehuelche	Unidad 5142	1,820	500.809	1.018.449
Aysén	Tehuelche	Unidad 5101	1,920	526.951	1.071.610
Aysén	Tehuelche	Unidad 5102	1,920	526.951	1.071.610
Aysén	Tehuelche	Unidad 5643	1,960	539.333	1.096.791
Aysén	Tehuelche	Unidad 5103	2,350	646.650	1.315.030
Aysén	Chacabuco	Unidad 5611	2,500	687.925	1.398.968
Aysén	CH Monreal	Hidro	3,000	1.150.070	11.836.751
Aysén	CH Lago Atravesado	Hidro	11,000	3.015.775	14.643.667
Aysén	CH Puerto Aysén	Hidro	8,600	2.072.086	31.469.246
Aysén	Alto Baguales	Eólica	3,780	5.827.500	9.264.092
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5120	0,280	77.598	161.627
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5118	0,290	79.249	165.066
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5542	0,290	80.350	167.359
General Carrera	El Traro	Unidad 10 5541	0,290	80.350	167.359
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5121	0,400	110.068	229.259
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5144	0,400	110.068	229.259
General Carrera	El Traro	Unidad 5741	0,400	110.068	229.259
General Carrera	Chile Chico	Unidad 5622	0,440	121.075	252.185
General Carrera	El Traro Hidro	Hidro	0,640	389.141	2.520.892
Palena	Santa Barbara	Unidad 5625	0,109	29.994	87.099
Palena	Santa Barbara	Unidad 5626	0,109	29.994	87.099
Palena	Lago Verde	Unidad 5552	0,150	41.276	119.860
Palena	Futaleufú	Unidad 5519	0,192	52.833	153.421
Palena	Futaleufú	Unidad 5520	0,256	70.444	204.562
Palena	La Junta	Unidad 5534	0,288	79.249	230.132

Sistema	Central	Unidad	Capacidad [KW]	Valor FOB	Valor FINAL
Palena	Palena	Unidad 5522	0,292	80.350	233.328
Palena	Palena	Unidad 5131	0,292	80.350	233.328
Palena	Puyuhuapi	Unidad 5514	0,292	80.350	233.328
Palena	Santa Barbara	Unidad 5146	0,360	99.061	287.665
Palena	Río Azul	Hidro	1,400	569.479	6.170.933

Fuente: Estudio Edelaysen

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 las nuevas unidades candidatas informadas por desarrolladores, las cuales fueron previamente aprobadas por la Comisión y comunicadas a la Empresa mediante carta CNE N° 110, de fecha 29 de marzo de 2018. Dentro de este conjunto de proyectos informados se comprenden centrales hidráulicas de pasada para el sistema de Aysén.

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

Tabla 11: Valorización Módulos Térmicos (MUSD)

Sistema	Marca	Modelo	Código	Capacidad [kW]	Valor FINAL
Palena	Cummins	C400D5	MDR-2	245	196.265
Palena	Cummins	C825D5	MDR-5	444	355.681
General carrera	Cummins	C400D5	MDR-2	245	140.421
General Carrera	Cummins	C825D5	MDR-5	444	254.477
Aysén	Cummins	C2500D5A	MDR-20	1.653	1.043.978
Aysén	Cummins	C3000D5	MDR-22	1.956	1.235.342

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 12: Valorización Módulos Proyectos Considerados

Sistema	Central	Propietario	Tecnología	Potencia MW	VI US\$ 2016
Aysén	CH San Víctor	Empresa Eléctrica San Víctor SpA	Hidro pasada	3	11.918.622
Aysén	CH Candelaria	CH Candelaria SpA	Hidro pasada	5	18.891.000
Aysén	Eólica Coyhaique	EWT	Eólica	3	7.951.000
General Carrera	Eólica Chono BESS	Los Millines Ltda	Eólica	1	3.208.140
Aysén	Granja Solar Valle Simpson	Novotempo Energía Aysén SpA	Solar	3	3.594.000

Fuente: Estudio Edelaysen

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 Aysén se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 13: Valorización de las instalaciones de transmisión

Línea	Tramo	Longitud [Km]	Tensión [kV]	Total (US\$)	US\$/km
Alto Baguales – Villa Ortega		53,7			
	Alto Baguales – Villa Ortega	53,7	33	2.526.310	47.071
Chacabuco – Puerto Aysen		38,8			
	Chacabuco – E2	10,3	33	734.050	71.615
	E1 – E2	6,5	33	333.005	51.232
	E2 – Puerto Aysen	15,3	33	894.268	58.411
	Farellones – E1	6,7	33	346.942	51.628
Coyhaique – Puerto Aysen		99,0			
	Puerto Aysen – Alto Baguales	96,3	33	4.915.832	51.036
	S/E Baguales – Alto Baguales	2,7	33	190.086	70.402
Lago Atravesado – Tehuelche		43,2			
	Lago Atravesado – Tehuelche 1	21,6	23	684.257	31.679
	Lago Atravesado – Tehuelche 2	21,6	23	684.257	31.679
Villa Ortega – Mañiguales		65,8			
	Villa Ortega – Mañiguales	65,8	33	3.003.290	45.643
Villa Ortega – Ñireguao		34,1			
	Villa Ortega – Ñireguao	34,1	33	1.639.869	48.062
Ñireguao – El Gato		45,5			
	Ñireguao – El Gato	45,5	33	2.067.418	45.438
Tehuelche - Divisadero		8,0			
	Tehuelche - Divisadero	8,0	23	529.777	66.305
Total general		388,08		18.549.361	

Fuente: Estudio Edelayen

3.1.2.3 Valorización de Terrenos

Tabla 14: Valorización Terrenos

Sistema	Superficie real (m2)	Costo Total (US\$)	Costo unitario (US\$/m2)
Palena	363.980	725.520	1,99
Aysén	6.445.440	12.764.305	1,98
General Carrera	66.000	37.723	0,57
Total	6.875.420	13.527.547	1,97

Fuente: Estudio Edelaysen

3.1.2.4 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.

Los valores presentados por la empresa se resumen en la tabla presentada a continuación.

Tabla 15: Resumen de Recargos aplicados a las unidades existentes y candidatas por sistema

Sistema	Flete seguro, transporte y bodega	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Aysén	28%	13%	88%	16%	0%	8%	4%
General Carrera	33%	18%	57%	17%	0%	9%	4%
Palena	38%	15%	122%	16%	0%	8%	4%

Fuente: Estudio Edelaysen

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 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 instalaciones de generación.

El diseño propuesto para la empresa eficiente considera una empresa única que opera conjuntamente los tres sistemas medianos de Edelaysen (Aysén, General Carrera y Palena), integrando los segmentos de generación, transmisión y distribución, junto con la atención a clientes y gestión comercial. De esta manera, se logran aprovechar economías de escala y de ámbito presentes en la empresa real.

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 Edelaysen, 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 16: Costos a diciembre de 2016 (M\$)

	Costos Fijos (USD\$/año)	Costos Dotación (USD\$/año)	Total (USD\$/año)
Aysén	1.533.070	1.512.060	3.045.130
General Carrera	87.298	302.524	389.822
Palena	111.957	341.021	452.978
Total	1.732.325	2.155.605	3.887.930

Fuente: Estudio Edelaysen

3.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA

La proyección de demanda para los sistemas de Aysén, General Carrera y Palena, 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 presenta 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.

La proyección de demanda para los sistemas de Aysén, General Carrera y Palena se presenta con resolución anual en la Tabla 17. 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 estacionalidad mensual se expone en la Tabla 18.

Tabla 17: Proyección de Energía y Demanda Máxima

Año	Sistema Aysén		Sistema Gral. Carrera		Sistema Palena	
	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)	Energía (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2018	133.021	23.466	12.004	2.221	11.996	2.224
2019	134.695	23.762	12.773	2.364	12.573	2.331
2020	136.035	23.998	13.536	2.505	13.669	2.534
2021	137.221	24.207	14.262	2.640	14.675	2.721
2022	138.360	24.408	14.981	2.773	15.634	2.899
2023	139.478	24.606	15.713	2.908	16.567	3.072
2024	140.572	24.798	16.460	3.046	17.473	3.240
2025	141.639	24.987	17.217	3.186	18.349	3.402
2026	142.679	25.170	17.983	3.328	19.198	3.559
2027	143.695	25.349	18.758	3.472	20.020	3.712
2028	144.687	25.524	19.542	3.617	20.818	3.860
2029	145.657	25.696	20.334	3.763	21.593	4.003
2030	146.602	25.862	21.131	3.911	22.343	4.142
2031	147.522	26.024	21.935	4.059	23.067	4.277
2032	148.430	26.185	22.749	4.210	23.781	4.409

Fuente: Estudio Edelayen

Tabla 18: Estacionalidad y factor de carga mensual

Mes	Estacionalidad	Estacionalidad	Estacionalidad
	Sistema Aysén	Sistema Gral. Carrera	Sistema Palena
ene	7,85%	8,71%	8,02%
feb	7,23%	7,75%	7,85%
mar	8,18%	8,31%	8,28%
abr	8,21%	8,05%	8,21%
may	8,75%	8,54%	8,48%
jun	8,87%	8,60%	8,47%
jul	9,06%	8,59%	8,70%
ago	9,03%	8,59%	8,76%
sep	8,21%	8,07%	8,29%
oct	8,44%	8,16%	8,47%

Mes	Estacionalidad Sistema Aysén	Estacionalidad Sistema Gral. Carrera	Estacionalidad Sistema Palena
nov	8,03%	8,14%	8,18%
dic	8,15%	8,49%	8,29%
Factor de Carga	0,65	0,62	0,62

Fuente: Estudio Edelayen

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 las empresas es el siguiente:

3.4.1 SISTEMA DE AYSÉN

Tabla 19: Plan de Expansión óptimo de Generación SM Aysén

Unidad	Potencia [KW]	Año Ingreso	Mes Ingreso
San Víctor	2990	2021	8

Fuente: Estudio Edelayen

3.4.2 SISTEMA DE PALENA

Tabla 20: Plan de Expansión óptimo de Generación SM Palena

Unidad	Potencia [KW]	Año Ingreso	Mes Ingreso
Eólica Chono BESS	1000	2019	10
MDR-5_2	444	2021	1
MDR-5_3	444	2024	1

MDR-5_4	444	2027	1
MDR-2_1	245	2029	1
MDR-2_2	245	2031	1

Fuente: Estudio Edelaysen

3.4.3 SISTEMA DE GENERAL CARRERA

Tabla 21: Plan de Expansión óptimo de Generación SM General Carrera

Unidad	Potencia [KW]	Año Ingreso	Mes Ingreso
MDR-5_1	444	2018	1
MDR-5_2	444	2020	1
MDR-5_3	444	2023	1
MDR-5_4	444	2025	1
MDR-5_5	444	2027	1
MDR-2_1	245	2030	1

Fuente: Estudio Edelaysen

3.4.4 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 22: Sensibilidad de los Planes de Expansión Óptimo

Sistema	Demanda		Precio diésel	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Aysén	-	+18%	-46%	+33%
General Carrera	-1%	+2%	-13%	-
Palena	-1%	+1%	-	-

Fuente: Estudio Edelaysen

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

3.5.1 SISTEMA AYSÉN

El Costo Incremental de Desarrollo del Sistema Mediano de Aysén es USD\$432,22 por MWh, el cual se desagrega en las barras del sistema como se indica a continuación:

Tabla 23: CID por barra SM Aysén

ÍTEM	AYSÉN	CHACABUCO	MAÑIHUALES	ÑIREHUAO	TEHUELICHE
CIDG(US\$/MWh)	90.73	88.41	84.99	84.13	83.97
CIDL(US\$/MWh)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CID(US\$/MWh)	90.73	88.41	84.99	84.13	83.97

Fuente: Estudio Edelaysen

3.5.2 SISTEMA PALENA

El Costo Incremental de desarrollo del Sistema Mediano Palena es USD\$155,30 por MWh.

Tabla 24: CID SM Palena

ÍTEM	SSMM PALENA
CIDG(\$/año)	155,30
CIDL(\$/año)	0
CID(\$/año)	155,30

Fuente: Estudio Edelaysen

3.5.3 SISTEMA GENERAL CARRERA

El Costo Incremental de desarrollo del Sistema Mediano de General Carrera es USD\$162,49 por MWh.

Tabla 25: CID SM General Carrera

ÍTEM	SSMM PALENA
CIDG(\$/año)	162,49
CIDL(\$/año)	0
CID(\$/año)	162,49

Fuente: Estudio Edelaysen

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 las siguientes tablas:

3.6.1 SISTEMA AYSÉN

Tabla 26: Instalaciones de reposición SM Aysén año base

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso	Mes de Ingreso
Central Hidro Lago Atravesado	Hidro	11000	2017	1
Central Hidro Puerto Aysen	Hidro	6600	2017	1
Eólica Alto Baguales	Eólico	3780	2017	1
5114_Térmica Puerto Aysén	Diesel	1200	2017	1
5148_Térmica Chacabuco	Diesel	1400	2017	1
5147_Térmica Tehuelche	Diesel	1600	2017	1
5641_Térmica Tehuelche	Diesel	1600	2017	1
5642_Térmica Tehuelche	Diesel	1600	2017	1

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso	Mes de Ingreso
5657_Térmica Puerto Aysén	Diesel	1600	2017	1
5736_Térmica Tehuelche	Diesel	1800	2017	1
5101_Térmica Tehuelche	Diesel	1915	2017	1
5102_Térmica Tehuelche	Diesel	1915	2017	1
MDR-20_4	Diesel	1653	2017	1
MDR-22_7	Diesel	1956	2017	1
MDR-22_8	Diesel	1956	2017	1
MDR-22_9	Diesel	1956	2017	1
Central Hidro San Víctor	Hidro	2990	2021	8
Central Hidro Monreal	Hidro	3000	2031	6

Fuente: Estudio Edelayen

3.6.2 SISTEMA PALENA

Tabla 27: Instalaciones de reposición SM Palena año base

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso	Mes de Ingreso
Central Hidro Río Azul	Hidro	1400	2017	1
5625_Térmica Santa Bárbara	Diesel	109	2017	1
5626_Térmica Santa Bárbara	Diesel	109	2017	1
5520_Térmica Futaleufú	Diesel	256	2017	1
5534_Térmica La Junta	Diesel	288	2017	1
5522_Térmica Palena	Diesel	292	2017	1
5131_Térmica Palena	Diesel	292	2017	1
5514_Térmica Puyuhuapi	Diesel	292	2017	1
5146_Térmica Santa Bárbara	Diesel	360	2017	1
MDR-2_1	Diesel	245	2017	1
MDR-2_2	Diesel	245	2017	1
MDR-2_3	Diesel	245	2019	1
MDR-2_4	Diesel	245	2020	1
MDR-5_1	Diesel	444	2021	1
MDR-5_2	Diesel	444	2024	1
MDR-5_3	Diesel	444	2026	1
MDR-5_4	Diesel	444	2029	1

Fuente: Estudio Edelayen

3.6.3 SISTEMA GENERAL CARRERA

Tabla 28: Instalaciones de reposición SM General Carrera del año base

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso	Mes de Ingreso
Central Hidro El Traro	Hidro	640	2017	1
5120_Térmica Carrera	Diesel	282	2017	1

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso	Mes de Ingreso
5118_Térmica Carrera	Diesel	288	2017	1
5542_Térmica Carrera	Diesel	292	2017	1
5541_Térmica El Traro	Diesel	292	2017	1
5741_Térmica El Traro	Diesel	400	2017	1
5622_Térmica Chile Chico	Diesel	440	2017	1
MDR-2_1	Diesel	245	2017	1
MDR-2_2	Diesel	245	2017	1
MDR-2_3	Diesel	245	2019	1
Eólica Chono BESS	Eólico	1000	2019	10
MDR-5_1	Diesel	444	2020	1
MDR-5_2	Diesel	444	2023	1
MDR-5_3	Diesel	444	2026	1
MDR-2_4	Diesel	245	2029	1
MDR-2_5	Diesel	245	2031	1

Fuente: Estudio Edelayen

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%.

3.7.1 SISTEMA AYSÉN

El CTLP del Sistema Mediano de Aysén se descompone de la siguiente manera:

Tabla 29: Cálculo CTLP Sistema Aysén

ÍTEM	SSMM AYSÉN
CTLPG [US\$/año]	18.043.951
CTLPL [US\$/año]	3.167.765
CTLP [US\$/año]	21.211.716

Fuente: Estudio Edelayen

3.7.2 SISTEMA PALENA

El CTLP del Sistema Mediano de Palena se descompone de la siguiente manera:

Tabla 30: Cálculo CTLP Sistema Palena

ÍTEM	SSMM PALENA
CTLPG [US\$/año]	2.289.475
CTLPL [US\$/año]	122.851
CTLP [US\$/año]	2.412.327

Fuente: Estudio Edelayesen

3.7.3 SISTEMA GENERAL CARRERA

El CTLP del Sistema Mediano de General Carrera se descompone de la siguiente manera:

Tabla 31: Cálculo CTLP Sistema General Carrera

ÍTEM	SSMM GENERAL CARRERA
CTLPG [US\$/año]	2.464.241
CTLPL [US\$/año]	89.009
CTLP [US\$/año]	2.553.250

Fuente: Estudio Edelayesen

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 por las empresas es:

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

Los datos a utilizar para determinar la indexación de los componentes de costos provienen de fuentes de público acceso. Al respecto se 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 32: Estructura de la Formula de Indexación de la Potencia CID Aysén

Fórmulas de Indexación Potencia CID	
IPC	66,1%
PPI	33,9%

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 33: Estructura de la Formula de Indexación de la Energia CID Aysén

Fórmulas de Indexación Energía CID	
IPC	50,9%
P Diésel	40,7%
PPI	8,4%

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 34: Estructura de la Formula de Indexación de la Potencia CTLP Aysén

Fórmulas de Indexación Potencia CTLP	
IPC	81,5%
PPI	18,5%

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 35: Estructura de la Formula de Indexación de la Energia CTLP Aysén

Fórmulas de Indexación Energía CTLP	
IPC	36,74%
P Diésel	54,42%
PPI	8,83%

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 36: Estructura de la Formula de Indexación de la Potencia CID General Carrera

Fórmulas de Indexación Potencia CID	
IPC	71,1%
PPI	28,9%

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 37: Estructura de la Formula de Indexación de la Energía CID General Carrera

Fórmulas de Indexación Energía CID	
IPC	26,3%
P Diésel	63,0%
PPI	10,7%

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 38: Estructura de la Formula de Indexación de la Potencia CTLP General Carrera

Fórmulas de Indexación Potencia CTLP	
IPC	70,9%
PPI	29,1%

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 39: Estructura de la Formula de Indexación de la Energía CTLP General Carrera

Fórmulas de Indexación Energía CTLP	
IPC	34,6%
P Diésel	56,2%
PPI	9,3%

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 40: Estructura de la Formula de Indexación de la Potencia CID Palena

Fórmulas de Indexación Potencia CID	
IPC	84,2%
PPI	15,8%

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 41: Estructura de la Formula de Indexación de la Energía CID Palena

Fórmulas de Indexación Energía CID	
IPC	33,3%
P Diésel	54,4%
PPI	12,3%

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 42: Estructura de la Formula de Indexación de la Potencia CTLP Palena

Fórmulas de Indexación Potencia CTLP	
IPC	83,3%
PPI	16,7%

Fuente: Estudio Edelaysen

Tabla 43: Estructura de la Formula de Indexación de la Energía CTLP Palena

Fórmulas de Indexación Energía CTLP	
IPC	41,9%
P Diésel	46,2%
PPI	11,9%

Fuente: Estudio Edelaysen

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 para el sistema de Aysén y General Carrera:

Tabla 44: Potencia reconocida asignada a sistema Aysén (2016-2023)

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Edelaysen	Diésel	32,45	22,95	22,95	22,95	22,95	25,94	25,94	25,94
Edelaysen	Pasada	20,60	21,38	21,38	21,38	21,38	21,38	21,38	21,38
Edelaysen	Eólica	3,78	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
San Víctor	Pasada	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		56,83	44,49	44,49	44,49	44,49	47,48	47,48	47,48

Tabla 45: Potencia reconocida asignada a sistema Aysén (2024-2031)

Empresa sa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Edelaysen	Diésel	25,94	25,94	25,94	25,94	25,94	25,94	25,94	25,94
Edelaysen	Pasada	21,38	21,38	21,38	21,38	21,38	21,38	21,38	21,38
Edelaysen	Eólica	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
San Víctor	Pasada	-	-	-	-	-	-	-	3,00
Total		47,48	47,48	47,48	47,48	47,48	47,48	47,48	50,48

Tabla 46: Potencia reconocida asignada a sistema General Carrera (2016-2023)

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Edelaysen	Diésel	2,79	2,48	2,48	2,73	3,17	3,17	3,17	3,62
Edelaysen	Pasada	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Chono	Eólica	-	-	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Total		3,43	3,12	3,12	4,37	4,81	4,81	4,81	5,26

Tabla 47: Potencia reconocida asignada a sistema General Carrera (2024-2031)

Empresa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Edelaysen	Diésel	3,62	3,62	4,06	4,06	4,06	4,31	4,31	4,55
Edelaysen	Pasada	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Chono	Eólica	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Total		5,26	5,26	5,70	5,70	5,70	5,95	5,95	6,19

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora de los Sistemas Medianos de Aysén y General Carrera, 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 48: Costo Variable medio sistema Aysén

Empresa	VP CVC USD	VP CVNC USD	VP energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
Edelaysen	16.149.606	3.412.415	421.923	38,3	8,1
San Víctor	0	79.754	21.555	0,0	3,7

Tabla 49: Costo Variable medio sistema General Carrera

Empresa	VP CVC USD	VP CVNC USD	VP energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
Edelaysen	2.843.378	633.838	36.148	78,7	17,5
Chono Bess	0	86.050	9.058	0,0	9,5

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 50: Factores de costos de inversión y administración del sistema Aysén

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
Edelaysen	25.207.646	7.919.456	33.127.102	0,905
San Víctor	3.131.719	334.297	3.466.016	0,095

Tabla 51: Factores de costos de inversión y administración del sistema General Carrera

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
Edelaysen	1.579.943	1.143.952	2.723.895	0,669
Chono Bess	1.009.772	339.233	1.349.005	0,331

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 los sistemas medianos de Aysén y General Carrera, considerados en la determinación de la tarifa, son los que se presentan a continuación:

Tabla 52: Costos de Transmisión del Sistema de Aysén

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Anualidad USD
Edelaysen	7.776.507	2.264.884	10.041.390	3.167.765

Tabla 53: Costos de Transmisión del Sistema de General Carrera

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Anualidad USD
Edelaysen	179.400	102.746	282.147	89.009

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 efectuada al 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 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

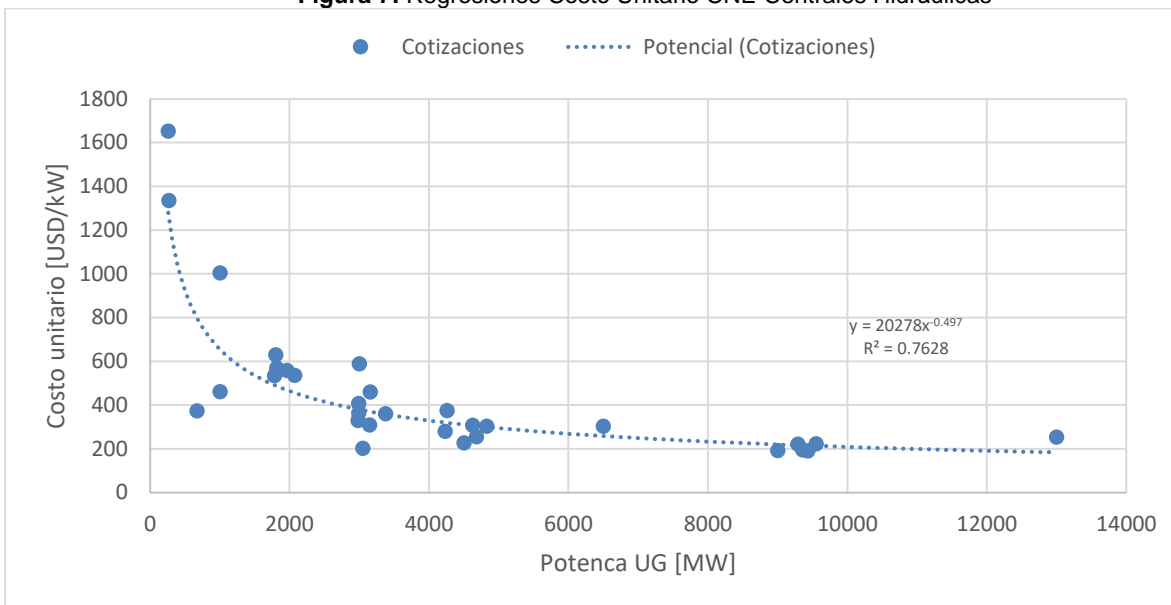
Para la determinación de los precios unitarios de las unidades generadoras, esta Comisión consideró como antecedentes:

- 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) Centrales Hidráulicas

Figura 7: Regresiones Costo Unitario CNE Centrales Hidráulicas



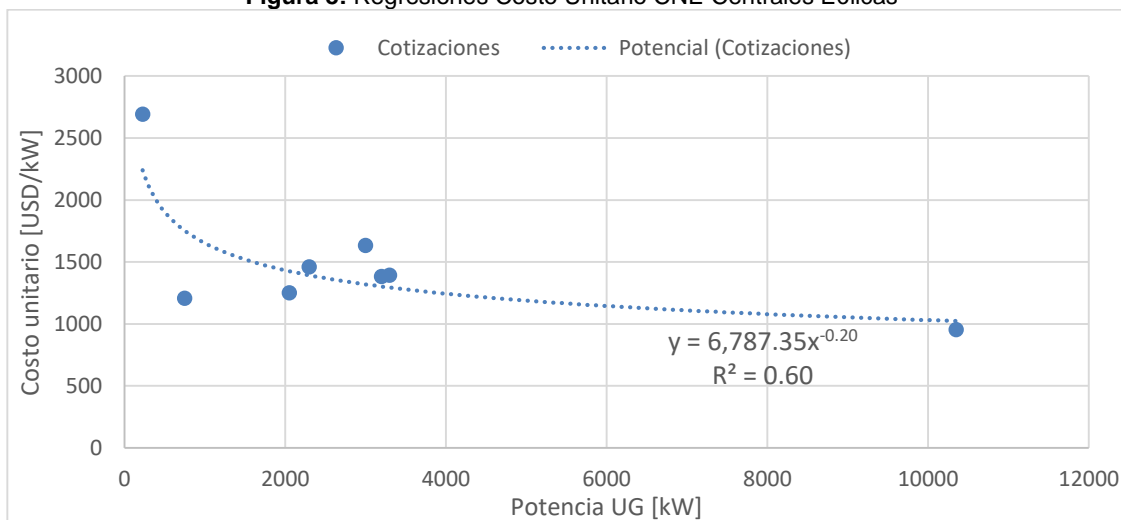
Fuente: Estudio CNE

ii) Centrales Eólicas

Para estimar el valor FOB de las turbinas eólicas se realizaron nuevas regresiones en las que se incluyeron nuevas cotizaciones, eligiendo como modelo curva potencial.

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

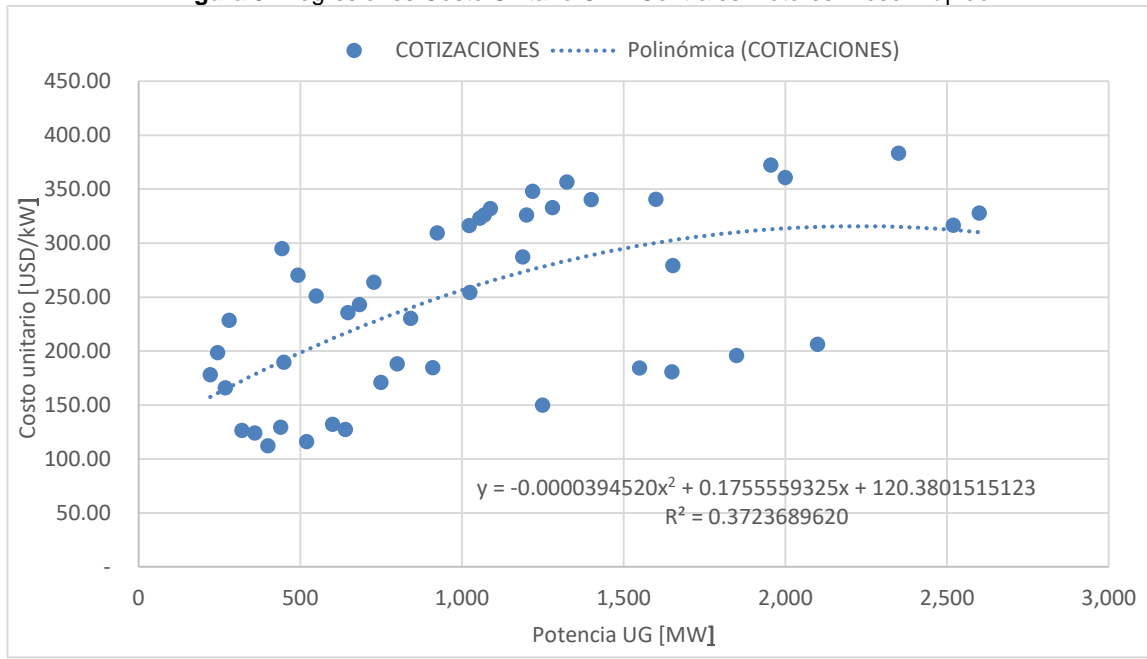
Figura 8: Regresiones Costo Unitario CNE Centrales Eólicas



Fuente: Estudio CNE

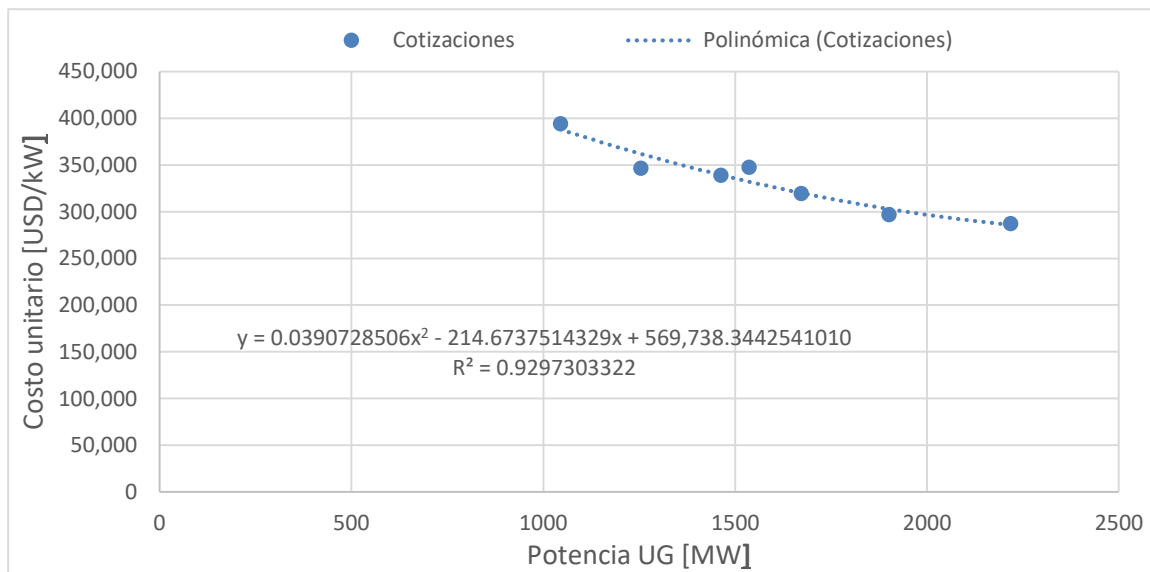
iii) Motores Diésel Rápido

Figura 9: Regresiones Costo Unitario CNE Centrales Motores Diésel Rápido



iv) Motores Diésel Lento

Figura 10: Regresiones Costo Unitario CNE Centrales Motores Diésel Lento



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 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 las siguientes tablas se muestran los recargos equivalentes para cada ítem, producto de la aplicación de los recargos individuales asociados a cada elemento.

Tabla 54: Recargos Utilizados Aysén

Sistema	Tipo	Central	Potencia (KW)	Flete SSMM [USD]	Montaje Mecánico [USD]	Montaje Eléctrico [USD]	Obras Civiles + Materiales [USD]	Ingeniería [USD]	Puesta en Marcha [USD]	Gastos Generales [USD]	Intereses Intercalarios [USD]
Aysén	Eólica	Alto Baguales	660	7,60%	0,00%	0,20%	0,59%	8,22%	0,43%	6,62%	3,13%
Aysén	Eólica	Alto Baguales	660	7,60%	0,00%	0,20%	0,59%	8,22%	0,43%	6,62%	3,13%
Aysén	Eólica	Alto Baguales	660	7,60%	0,00%	0,20%	0,59%	8,22%	0,43%	6,62%	3,13%
Aysén	Eólica	Alto Baguales	900	8,10%	0,00%	0,21%	0,63%	8,75%	0,46%	7,06%	3,30%
Aysén	Eólica	Alto Baguales	900	8,10%	0,00%	0,21%	0,63%	8,75%	0,46%	7,06%	3,30%
Aysén	Hidroeléctrica	Puerto Aysén Hidro	2000	4,33%	2,65%	24,73%	126,23%	33,19%	1,75%	37,95%	3,82%
Aysén	Hidroeléctrica	Puerto Aysén Hidro	3000	5,29%	3,25%	30,25%	154,41%	40,59%	2,14%	46,42%	4,04%
Aysén	Hidroeléctrica	Puerto Aysén Hidro	900	2,91%	1,79%	16,63%	84,88%	22,32%	1,17%	25,52%	3,33%
Aysén	Hidroeléctrica	Puerto Aysén Hidro	2700	5,02%	3,08%	28,70%	146,53%	38,52%	2,03%	44,05%	3,98%
Aysén	Hidroeléctrica	Lago Atravesado	5500	8,55%	4,83%	26,21%	87,69%	46,18%	2,43%	44,72%	3,80%
Aysén	Hidroeléctrica	Lago Atravesado	5500	8,55%	4,83%	26,21%	87,69%	46,18%	2,43%	44,72%	3,80%
Aysén	Hidroeléctrica	Monreal	3000	14,30%	3,88%	37,14%	197,20%	62,13%	3,27%	70,76%	3,80%
Aysén	Térmica Diesel Lento	Chacabuco	2500	13,83%	0,00%	17,05%	21,66%	8,79%	0,46%	4,63%	3,03%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Chacabuco	1400	13,27%	0,00%	16,36%	20,80%	8,44%	0,44%	4,44%	2,96%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Chacabuco	1400	13,27%	0,00%	16,36%	20,80%	8,44%	0,44%	4,44%	2,96%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Chacabuco	1200	13,98%	0,00%	17,23%	21,90%	8,88%	0,47%	4,68%	3,05%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Chacabuco	1200	13,98%	0,00%	17,23%	21,90%	8,88%	0,47%	4,68%	3,05%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Chacabuco	1400	13,27%	0,00%	16,36%	20,80%	8,44%	0,44%	4,44%	2,96%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Mañihuales	825	14,67%	0,00%	21,23%	23,29%	9,07%	0,48%	4,78%	3,00%
Aysén	Térmica Diesel Lento	Tehuelche	1915	10,18%	0,00%	11,22%	11,88%	7,47%	0,39%	3,93%	2,95%
Aysén	Térmica Diesel Lento	Tehuelche	1915	10,18%	0,00%	11,22%	11,88%	7,47%	0,39%	3,93%	2,95%
Aysén	Térmica Diesel Lento	Tehuelche	2350	10,94%	0,00%	12,05%	12,77%	8,02%	0,42%	4,22%	3,10%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Tehuelche	1400	10,64%	0,00%	11,73%	12,42%	7,81%	0,41%	4,11%	3,04%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Tehuelche	1820	9,94%	0,00%	10,96%	11,60%	7,29%	0,38%	3,84%	2,90%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Tehuelche	800	13,05%	0,00%	14,38%	15,23%	9,57%	0,50%	5,04%	3,48%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Tehuelche	1800	9,96%	0,00%	10,98%	11,63%	7,31%	0,38%	3,85%	2,91%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Tehuelche	800	13,05%	0,00%	14,38%	15,23%	9,57%	0,50%	5,04%	3,48%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Tehuelche	1600	10,24%	0,00%	11,28%	11,95%	7,51%	0,40%	3,95%	2,96%

Aysén	Térmica Diesel Rápido	Tehuelche	1600	10,24%	0,00%	11,28%	11,95%	7,51%	0,40%	3,95%	2,96%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Tehuelche	1600	10,24%	0,00%	11,28%	11,95%	7,51%	0,40%	3,95%	2,96%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Tehuelche	1960	9,82%	0,00%	10,83%	11,47%	7,20%	0,38%	3,79%	2,88%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Puerto Ibáñez	160	15,78%	0,00%	47,70%	7,32%	9,74%	0,51%	5,12%	3,00%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Puerto Aysén Térmico	1600	10,73%	0,00%	13,53%	12,56%	7,59%	0,40%	3,99%	2,93%
Aysén	Térmica Diesel Rápido	Puerto Aysén Térmico	1200	11,75%	0,00%	14,81%	13,76%	8,31%	0,44%	4,37%	3,11%

Fuente: Estudio CNE

Tabla 55: Recargos Utilizados General Carrera

Sistema	Tipo	Central	Potencia (kW)	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
General Carrera	Térmica Diesel Rápido	Chile Chico	288	16,59%	0,00%	46,32%	10,61%	9,08%	0,48%	4,78%	2,77%
General Carrera	Térmica Diesel Rápido	Chile Chico	288	16,59%	0,00%	46,32%	10,61%	9,08%	0,48%	4,78%	2,77%
General Carrera	Térmica Diesel Rápido	Chile Chico	292	16,53%	0,00%	46,15%	10,57%	9,04%	0,48%	4,76%	2,77%
General Carrera	Térmica Diesel Rápido	Chile Chico	440	14,64%	0,00%	40,88%	9,36%	8,01%	0,42%	4,22%	2,59%
General Carrera	Térmica Diesel Rápido	Chile Chico	400	15,09%	0,00%	42,14%	9,65%	8,26%	0,43%	4,35%	2,63%
General Carrera	Térmica Diesel Rápido	El Traro	292	9,52%	0,00%	11,14%	5,87%	7,53%	0,40%	3,96%	3,12%
General Carrera	Térmica Diesel Rápido	El Traro	400	8,70%	0,00%	10,17%	5,36%	6,87%	0,36%	3,62%	2,92%
General Carrera	Térmica Diesel Rápido	Chile Chico	400	15,09%	0,00%	42,14%	9,65%	8,26%	0,43%	4,35%	2,63%
General Carrera	Hidroeléctrica	El Traro Hidro	320	13,73%	2,92%	28,30%	82,14%	42,05%	2,21%	40,98%	3,78%
General Carrera	Hidroeléctrica	El Traro Hidro	320	13,73%	2,92%	28,30%	82,14%	42,05%	2,21%	40,98%	3,78%

Fuente: Estudio CNE

Tabla 56: Recargos Utilizados Palena

Sistema	Tipo	Central	Potencia (kW)	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Palena	Térmica Diesel Rápido	Futaleufú	192	15,94%	0,00%	15,31%	34,68%	9,67%	0,51%	5,09%	3,06%
Palena	Térmica Diesel Rápido	Futaleufú	256	14,95%	0,00%	14,36%	32,53%	9,07%	0,48%	4,78%	2,95%
Palena	Térmica Diesel Rápido	Lago Verde	150	13,42%	0,00%	18,92%	23,68%	8,89%	0,47%	4,68%	3,00%
Palena	Térmica Diesel Rápido	Palena	292	19,35%	0,00%	32,95%	36,59%	10,77%	0,57%	5,67%	3,00%
Palena	Térmica Diesel Rápido	Palena	292	19,35%	0,00%	32,95%	36,59%	10,77%	0,57%	5,67%	3,00%
Palena	Térmica Diesel Rápido	Puyuhuapi	292	29,56%	0,00%	60,52%	58,12%	14,15%	0,74%	7,45%	3,00%
Palena	Térmica Diesel Rápido	La Junta	288	30,12%	0,00%	61,45%	59,99%	14,34%	0,75%	7,55%	3,00%
Palena	Térmica Diesel Rápido	Santa Barbara	109	9,13%	0,00%	11,77%	0,00%	7,90%	0,42%	4,16%	3,40%
Palena	Térmica Diesel Rápido	Santa Barbara	109	9,13%	0,00%	11,77%	0,00%	7,90%	0,42%	4,16%	3,40%
Palena	Térmica Diesel Rápido	Santa Barbara	360	7,11%	0,00%	9,17%	0,00%	6,15%	0,32%	3,24%	2,80%
Palena	Hidroeléctrica	Río Azul	350	14,57%	1,55%	33,42%	116,78%	33,62%	1,77%	37,90%	3,85%
Palena	Hidroeléctrica	Río Azul	350	14,57%	1,55%	33,42%	116,78%	33,62%	1,77%	37,90%	3,85%
Palena	Hidroeléctrica	Río Azul	350	14,57%	1,55%	33,42%	116,78%	33,62%	1,77%	37,90%	3,85%
Palena	Hidroeléctrica	Río Azul	350	14,57%	1,55%	33,42%	116,78%	33,62%	1,77%	37,90%	3,85%

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.

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 57: Sistema Mediano de Aysén

C.F.I. (MUSD/año)	C.F.D. (MUSD/año)	Total (MUSD/año)
368	519	886

Fuente: Estudio CNE

Tabla 58: Sistema Mediano de General Carrera

C.F.I. (MUSD/año)	C.F.D. (MUSD/año)	Total (MUSD/año)
26	40	66

Fuente: Estudio CNE

Tabla 59: Sistema Mediano de Palena

C.F.I. (MUSD/año)	C.F.D. (MUSD/año)	Total (MUSD/año)
30	39	69

Fuente: Estudio CNE

4.2.4 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 las nuevas unidades candidatas informadas por desarrolladores y 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.

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 60: Costos Unitarios Módulos Térmicos

Sistema	Unidad Candidata	Capacidad Módulo (kW)	Costo de instalación (USD/kW)
Aysén	Térmico	1600	480,2
	Térmico	2500	437,7
Palena	Térmico	400	416,2
	Térmico	800	439,6
Gral. Carrera	Térmico	400	416,2
	Térmico	800	512,2

Fuente: Estudio CNE

Tabla 61: Costos Unitarios Módulos Hidráulicos

Sistema	Unidad Candidata	Capacidad Módulo (kW)	Costo (USD/kW)
Aysén	CHP San Víctor	2990	3.732
Gral. Carrera	Los Maquis	500	6.456

Fuente: Estudio CNE

Tabla 62: Costos Unitarios Módulos Eólicos y Solares

Sistema	Unidad Candidata	Capacidad Módulo (kW)	Costo (USD/kW)
Aysén	Coyhaique	3000	2.650
	Granja Solar Valle Simpson	2995	1.108

Fuente: Estudio CNE

4.2.5 PROYECCIÓN DE LA 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.

Adicionalmente, con fecha 20 de julio de 2018, a través del Oficio Ordinario CNE N° 410, la Comisión solicitó a la SEREMI de Medio Ambiente de la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, información sobre proyecciones de consumo eléctrico por aplicación del “Plan de Descontaminación Atmosférica para la ciudad de Coyhaique y su zona Circundante” u otras medidas afines, para realizar un análisis respecto a la pertinencia de incluir en las proyecciones posibles efectos de estas políticas. Las medidas a aplicar y sus posibles resultados fueron enviadas por la SEREMI antes mencionada con fecha 2 de agosto de 2018, a través de su Oficio Ordinario N° 378. Luego de analizar la información recibida, esta Comisión estimó que no es posible incluir las estimaciones informadas, en atención a que no existen condiciones de plazo y aplicación ciertas vinculadas a la implementación de dichas medidas.

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.

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

i) Sistema Mediano de Aysén

Tabla 63: Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2017	130.854	22.397
2018	132.783	22.727
2019	134.904	23.091
2020	136.538	23.370
2021	138.343	23.679
2022	140.215	24.000
2023	141.924	24.292
2024	143.654	24.588
2025	145.405	24.888
2026	147.177	25.191

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2027	148.972	25.498
2028	150.790	25.810
2029	152.632	26.125
2030	154.499	26.444
2031	156.391	26.768
Factor de Carga	0,667	

Fuente: Estudio CNE

ii) Sistema Mediano de Palena

En el caso particular de Palena, la erupción del volcán Chaitén en el año 2008 y el aluvión ocurrido el 2017 afectan la tendencia de las ventas de energía, ante lo cual se eligió como muestra representativa para estimar la demanda el período 2010-2016, por ser información histórica más reciente, representativa y ajena a la ocurrencia de los eventos naturales mencionados anteriormente.

Tabla 64: Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2017	12.044	2.320
2018	12.611	2.429
2019	12.835	2.472
2020	13.028	2.509
2021	13.224	2.547
2022	13.431	2.587
2023	13.626	2.624
2024	13.825	2.663
2025	14.029	2.702
2026	14.237	2.742
2027	14.450	2.783
2028	14.667	2.825
2029	14.889	2.868
2030	15.117	2.911
2031	15.349	2.956
Factor de Carga	0,593	

Fuente: Estudio CNE

iii) Sistema Mediano de General Carrera

Tabla 65: Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2017	11.470	2.143
2018	12.055	2.253
2019	12.364	2.310
2020	12.647	2.363
2021	12.902	2.411
2022	13.172	2.461
2023	13.443	2.512
2024	13.722	2.564
2025	14.008	2.618
2026	14.301	2.673
2027	14.603	2.729
2028	14.912	2.787
2029	15.230	2.846

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2030	15.557	2.907
2031	15.892	2.970
Factor de Carga	0,611	

Fuente: Estudio CNE

4.2.6 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

De acuerdo a lo expuesto anteriormente se obtuvieron los siguientes planes de expansión óptimos para generación:

I. Sistema Aysén

Tabla 66: Plan de Expansión de generación - Sistema Aysén

Unidad	Combustible	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes Ingreso
CHP San Víctor	Hidro	2.990	2021	8

Fuente: Estudio CNE

II. Sistema Palena

Tabla 67: Plan de Expansión de generación - Sistema Palena

Unidad	Combustible	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes Ingreso
Unidad 5522_1	Diesel	292	2023	1
Unidad 5131_2	Diesel	292	2023	1

Fuente: Estudio CNE

III. Sistema General Carrera

Tabla 68: Plan de Expansión de generación - Sistema General Carrera

Unidad	Combustible	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes Ingreso
CH Los Maquis	Hidro	500	2020	4

Fuente: Estudio CNE

4.2.6.1 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 de parámetros relevantes. Los parámetros considerados corresponden a: crecimiento de la demanda y el precio del combustible correspondiente al promedio ponderado del precio vigente del petróleo diésel para los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena para el periodo de seis meses comprendido entre julio y diciembre de 2016. De esta forma, la sensibilización se realizó de manera de identificar si bajo la variación en alguno de los parámetros antes mencionados se produce un cambio en el Plan de Expansión Óptimo para el horizonte de tarificación respecto al resto de alternativas de expansión analizadas. Al respecto, se indica lo siguiente:

- Para niveles de demanda de hasta un 40% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Aysén, este mantiene su validez.
- Para niveles de demanda de hasta un 15% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo de General Carrera, este mantiene su validez.
- Para niveles de demanda de hasta un 20% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo de Palena, este mantiene su validez.
- Para niveles superiores de demanda a los antes indicados, se gatilla el ingreso de una nueva unidad generadora por requerimientos de suficiencia de los sistemas. 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.
- Para el sistema de Aysén se realizaron variaciones del precio del combustible en $\pm 5\%$, $\pm 10\%$, $\pm 15\%$, $\pm 20\%$. Al respecto, para todos los escenarios analizados el Plan de Expansión Óptimo mantiene su validez.
- Para el sistema de General Carrera se realizaron variaciones del precio del combustible en -20% , -15% , -10% , -5% . Al respecto, para los escenarios analizados con variaciones del precio del combustible de un -20% y -15% no se requiere del ingreso del CH Los Maquis en el Plan de Expansión Óptimo.
- No se realizó sensibilidad en el precio del combustible para el Plan de Expansión Óptimo del sistema de Palena, producto de que solo se consideraron unidades candidatas de combustible diésel.

4.2.7 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)

Los costos incrementales de desarrollo obtenidos son los siguientes:

I. Sistema Aysén

Tabla 69: CID - Sistema Aysén

Ítem	AYSÉN
CIDG (\$/kWh)	49,395
CIDL (\$/kWh)	1,526
CID (\$/kWh)	50,921

Fuente: Estudio CNE

II. Sistema Palena

Tabla 70: CID - Sistema Palena

Ítem	PALENA
CIDG (\$/kWh)	53,888
CIDL (\$/kWh)	0,00
CID (\$/kWh)	53,888

Fuente: Estudio CNE

III. Sistema General Carrera

Tabla 71: CID - Sistema General Carrera

Ítem	GENERAL CARRERA
CIDG (\$/kWh)	31,911

CIDL (\$/kWh) 0,00

CID (\$/kWh) 31,911

Fuente: Estudio CNE

4.2.8 PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE

De acuerdo a lo expuesto anteriormente se obtuvieron los siguientes planes de reposición eficiente para generación:

I. Sistema Aysén

Tabla 72: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Aysén

UNIDAD	Combustible	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes de Ingreso
Unidad 5108_1	Eólico	660	2017	1
Unidad 5109_2	Eólico	660	2017	1
Unidad 5110_3	Eólico	660	2017	1
Unidad 5734_4	Eólico	900	2017	1
Unidad 5735_5	Eólico	900	2017	1
Unidad 5116_6	Hidro	3.000	2017	1
Unidad 5117_7	Hidro	900	2017	1
Unidad 5118_8	Hidro	2.700	2017	1
Unidad 5106_9	Hidro	5.500	2017	1
Unidad 5107_10	Hidro	5.500	2017	1
Unidad 5143_11	Hidro	3.000	2017	1
Unidad 5147_14	Diesel	1.600	2017	1
Unidad 5147_15	Diesel	1.600	2017	1
Unidad 5147_16	Diesel	1.600	2017	1
Unidad 5147_17	Diesel	1.600	2017	1
Unidad 5147_18	Diesel	1.600	2017	1
Unidad 5147_19	Diesel	1.600	2017	1
Unidad 5147_20	Diesel	1.600	2017	1
Unidad 5147_21	Diesel	1.600	2017	1
Unidad 5147_22	Diesel	1.600	2017	1
Unidad 5147_23	Diesel	1.600	2018	1
CHP San Victor	Hidro	2.990	2021	8
Unidad 5147_13	Diesel	1.600	2021	1
Unidad 5147_24	Diesel	1.600	2030	1

Fuente: Estudio CNE

II. Sistema Palena

Tabla 73: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Palena

UNIDAD	Combustible	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes Ingreso
Unidad 5133_1	Hidro	350	2017	1

Unidad 5134_2	Hidro	350	2017	1
Unidad 5135_3	Hidro	350	2017	1
Unidad 5136_4	Hidro	350	2017	1
Unidad 5520_5	Diesel	256	2017	1
Unidad 5522_6	Diesel	292	2017	1
Unidad 5131_7	Diesel	292	2017	1
Unidad 5522_8	Diesel	292	2017	1
Unidad 5131_9	Diesel	292	2017	1
Unidad 5522_10	Diesel	292	2017	1
Unidad 5131_11	Diesel	292	2017	1
Unidad 5522_12	Diesel	292	2020	1
Unidad 5131_13	Diesel	292	2027	1

Fuente: Estudio CNE

III. Sistema General Carrera

Tabla 74: Proyecto de Reposición de generación - Sistema General Carrera

UNIDAD	Combustible	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes Ingreso
Unidad 5122_1	Hidro	320	2017	1
Unidad 5123_2	Hidro	320	2017	1
Unidad 5741_3	Diesel	400	2017	1
Unidad 5741_4	Diesel	400	2017	1
Unidad 5741_5	Diesel	400	2017	1
Unidad 5741_6	Diesel	400	2017	1
Unidad 5741_7	Diesel	400	2017	1
Unidad 5741_8	Diesel	400	2017	1
CH Los Maquis	Hidro	500	2020	4

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 Definitivas del Estudio, el valor del CTLP es el siguiente:

I. Sistema Aysén

Tabla 75: CTLP - Sistema Aysén

Ítem	AYSÉN
CTLPG (\$/año)	8.103.150.540
CTLPL (\$/año)	1.160.602.449
CTLP (\$/año)	9.263.752.990

Fuente: Estudio CNE

II. Sistema Palena

Tabla 76: CTLP - Sistema Palena

Ítem	PALENA
CTLPG (\$/año)	1.064.457.211
CTLPL (\$/año)	3.168.071
CTLP (\$/año)	1.067.625.282

Fuente: Estudio CNE

III. Sistema General Carrera

Tabla 77: CTLP - Sistema General Carrera

Ítem	GENERAL CARRERA
CTLPG (\$/año)	1.218.209.581
CTLPL (\$/año)	3.252.947
CTLP (\$/año)	1.221.462.528

Fuente: Estudio CNE

4.2.10 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CID Y CTLP

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 procede 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, ello debido a que se considera que es necesario mantener consistencia con los otros procesos tarifarios llevados por esta Comisión, además 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.

Tabla 78: Indexadores CID - Sistema Aysén

IPC	0,43380
PPD	0,17970
CPI	0,38650

Fuente: Estudio CNE

Tabla 79: Indexadores CID - Sistema Palena

IPC	0,05490
PPD	0,93460
CPI	0,01050

Fuente: Estudio CNE

Tabla 80: Indexadores CID - Sistema General Carrera

IPC	0,32310
PPD	0,38610
CPI	0,29080

Fuente: Estudio CNE

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

Tabla 81: Indexadores CTLP - Sistema Aysén

IPC	0,55900
PPD	0,21000
CPI	0,23100

Fuente: Estudio CNE

Tabla 82: Indexadores CTLP - Sistema Palena

IPC	0,55140
PPD	0,22220
CPI	0,22630

Fuente: Estudio CNE

Tabla 83: Indexadores CTLP - Sistema General Carrera

IPC	0,36440
PPD	0,43820
CPI	0,19740

Fuente: Estudio CNE

4.2.10.1 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 para el sistema de Aysén, son las que se detallan a continuación:

Tabla 84: Potencia reconocida asignada a sistema Aysén en kW (2016-2023)

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Edelaysen	Diesel	32.445	14.400	16.000	16.000	16.000	17.600	17.600	17.600
Edelaysen	Hidro	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600
Edelaysen	Eólico	3.780	3.780	3.780	3.780	3.780	3.780	3.780	3.780
San Víctor	Hidro	-	-	-	-	-	2.990	2.990	2.990
Total		56.825	38.780	40.380	40.380	40.380	44.970	44.970	44.970

Tabla 85: Potencia reconocida asignada a sistema Aysén en kW (2024-2031)

Empresa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Edelaysen	Diesel	17.600	17.600	17.600	17.600	17.600	17.600	19.200	19.200

Empresa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Edelaysen	Hidro	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600
Edelaysen	Eólico	3.780	3.780	3.780	3.780	3.780	3.780	3.780	3.780
San Víctor	Hidro	2.990	2.990	2.990	2.990	2.990	2.990	2.990	2.990
Total		44.970	44.970	44.970	44.970	44.970	44.970	46.570	46.570

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora del Sistema Mediano de Aysén, 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 86: Costo Variable medio sistema Aysén

Empresa	VP CVC USD	VP CVNC USD	VP energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
Edelaysen	2.916.217	753.354,81	134.277,62	21,72	5,61
San Víctor	0	26.070,07	6.718,06	0	3,88

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 87: Factores de costos de inversión y administración del sistema Aysén

Empresa	Total USD	Factor
Edelaysen	9.565.037,35	0,939
San Víctor	624.467,27	0,061

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 Aysén, considerados en la determinación de la tarifa, son los que se presentan a continuación:

Tabla 88: Costos de Transmisión del Sistema de Aysén

Empresa	Total USD	Anualidad USD
Edelaysen	5.395.601,18	1.702.154,64
San Víctor	118.665,95	37.435,64

5 FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS

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

5.1 FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA

A efectos de definir y formular las estructuras tarifarias, se define el ingreso anual equivalente de potencia esperado para el período tarifario de 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_j : 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_{jt} : Potencia de punta consumida en el nudo o barra j, en el año t, expresada en kW.
 CDP_j : 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_j : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de generación asociado al nudo o barra j, en \$/año.

IAET_j : 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_j : 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.

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

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

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

- PNEG_j : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo j , expresada en \$/kWh.
- PNET_j : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo j , expresada en \$/kWh.
- PNE_j : Precio de nudo de energía del sistema en el nudo j , expresado en \$/kWh.
- α_{Gj} : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación, en el nudo j .
- α_{Lj} : Factor de ajuste para la componentes del precios 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 , CTLP_{Gj} , 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 , CTLP_{Lj} , 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 α_{Gj} y α_{Lj} , para los precios de nudo de energía, 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 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 CID y CTLP, los valores obtenidos conforme a lo indicado en las secciones precedentes, han sido indexados a junio de 2018 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 2018, con los rezagos correspondientes, son los siguientes:

Tabla 89: Valores de indexadores utilizados – CID y CTLP

Fechas	IPC	PDiesel Aysén [\$/m3]	PDiesel Palena [\$/m3]	PDiesel General Carrera [\$/m3]	CPI	Dólar
31-12-2016	114,11	298.062	366.959	350.609	241,729	666,12
01-06-2018	117,66	363.370	434.153	417.356	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 90: CID base – CID indexado junio 2018

Actualización	CID (\$/kWh)						
	Fechas	Aysen23	Chacab33	Mañi33	Ñire33	Tehuel23	Palena
31-12-2016	50,921	52,676	53,008	53,070	53,071	53,888	31,911
01-06-2018	52,250	54,051	54,392	54,455	54,456	63,163	33,935

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 91: CTLP base – CTLP indexado junio 2018

Actualización	CTLP (\$/año)						
	Fechas	Aysen23	Chacab33	Mañi33	Ñire33	Tehuel23	Palena
31-12-2016	1.702.145.183	1.468.548.828	161.372.684	23.654.581	5.908.031.713	1.067.625.282	1.221.462.528
01-06-2018	1.787.611.527	1.542.286.074	169.475.362	24.842.301	6.204.679.657	1.115.580.806	1.323.432.170

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:

i) Sistema Mediano de Aysén

Tabla 92: Demanda proyectada período 2018-2022

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2018	132.783	21.413
2019	134.904	21.755
2020	136.538	22.018
2021	138.343	22.309
2022	140.215	22.611

Fuente: Estudio CNE

ii) Sistema Mediano de Palena

Tabla 93: Demanda proyectada período 2018-2022

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2018	12.611	2.095
2019	12.835	2.132
2020	13.028	2.164
2021	13.224	2.196
2022	13.431	2.231

Fuente: Estudio CNE

iii) Sistema Mediano de General Carrera

Tabla 94: Demanda proyectada período 2018-2022

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2018	12.055	1.961
2019	12.364	2.011
2020	12.647	2.057
2021	12.902	2.098
2022	13.172	2.142

Fuente: Estudio CNE

5.3.4 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA

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

Tabla 95: Precio de Nudo Energía

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
Aysen23	58,507
Chacab33	58,507
Mañi33	58,507
Ñire33	58,507
Tehuel23	58,507
Palena	61,563
General Carrera	80,200

Fuente: Estudio CNE

5.3.5 PRECIOS DE NUDO POTENCIA

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

Tabla 96: Precio de Nudo Potencia

Barra	Precio de Nudo Potencia (\$/kW)
Aysen23	6.385,58
Chacab33	6.385,58
Mañi33	6.385,58
Ñire33	6.385,58
Tehuel23	6.385,58
Palena	11.819,21
General Carrera	12.136,52

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 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:

$$\frac{PN_{Energía_i}}{PN_{Energía_0}} = \chi_E \cdot \left[\left(\alpha_{IPC_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{DIESEL} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} \right) + \left(\alpha_{CPI_E} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) \cdot \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right] + \chi_P \cdot \left[\left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left(\alpha_{CPI_P} \cdot \frac{CPI_{i-P}}{CPI_{0-P}} \right) + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

χ_E : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.

χ_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_{DIESEL_i} : Precio vigente del Petróleo Diesel en Aysén, Palena y General Carrera, 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 \$/m³.

P_{DIESEL_0} : Precio vigente del petróleo diesel en Aysén, Palena y General Carrera, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo julio a diciembre de 2016 (298.062 \$/m³, 366.959 \$/m³ y 350.609 \$/m³,

respectivamente).

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.

CPI₀ : 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\$.

DOL₀ : 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 Edelaysen 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.

a) Sistema Aysén

Ponderador	Barras				
	Aysen23	Chacab33	Mañi33	Nire33	Tehuel23
%Index E	0,501	0,501	0,501	0,501	0,501
%Index P	0,499	0,499	0,499	0,499	0,499

α_{IPC_E}	0,39034
$\alpha_{PDIESEL}$	0,50786
α_{CPI_E}	0,10180
α_{IPC_P}	0,47087
α_{CPI_P}	0,52913

b) Sistema Palena:

Ponderador	Barra
	Palena
X _E	0,68479
X _P	0,31521

α_{IPC_E}	0,38880
$\alpha_{PDIESEL}$	0,44871
α_{CPI_E}	0,16249
α_{IPC_P}	0,65616
α_{CPI_P}	0,34384

c) Sistema General Carrera:

Ponderador	Barra
	General Carrera
X_E	0,85037
X_P	0,14963

α_{IPC_E}	0,23589
$\alpha_{PDIESEL}$	0,66750
α_{CPI_E}	0,09661
α_{IPC_P}	0,66984
α_{CPI_P}	0,33016

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.

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_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).
- 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.
- IPC₀: Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).
- 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\$.
- DOL₀: 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:

a) Sistema Aysén:

α_{IPC_P}	0,47087
α_{CPI_P}	0,52913

b) Sistema Palena:

α_{IPC_P}	0,65616
α_{CPI_P}	0,34384

c) Sistema General Carrera:

α_{IPC_P}	0,66984
α_{CPI_P}	0,33016

Artículo Segundo: Comuníquese la presente resolución a las empresas que operen en los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera 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/IOC/XOC/GMM/JCA/IGWmhs
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