

REF.: Reemplaza Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, aprobado mediante Resolución Exenta N° 611, de 27 de agosto de 2018, y aprueba nuevo informe técnico.

Santiago, 24 de octubre de 2018

RESOLUCION EXENTA N° 697

VISTOS:

- a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9° del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo establecido en los artículos 173° al 180° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “la Ley”;
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 229 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Reglamento de Sistemas Medianos”;
- d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 23, de 2015, del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos;
- e) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 154, de 21 de febrero de 2018, que aprueba las Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de

Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, en adelante e indistintamente las “Bases Definitivas”;

- f) La Resolución Exenta N° 396 de la Comisión, de fecha 25 de mayo de 2018, que establece catastro de proyectos de generación y transmisión a que se refieren las Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén;
- g) La carta N° 1354564, de fecha 30 de abril de 2018, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A., remitieron a esta Comisión los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén, realizado por la empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A.;
- h) La carta CNE N° 144, de fecha 11 de mayo de 2018, que comunica observaciones a los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén;
- i) La carta N° 1357447, de fecha 18 de mayo de 2018, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A., remitieron a esta Comisión los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena y Cochamó, realizado por la empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A.;
- j) La carta CNE N° 152, de fecha 25 de mayo de 2018, que recibe conforme los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén;
- k) La Resolución Exenta N° 611 de la Comisión, de 27 de agosto de 2018, que aprueba Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena;
- l) El Oficio Ordinario N° 483 de la Comisión, de fecha 27 de agosto de 2018, que comunica Informe Técnico de Estudio de

Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, Cuadrienio 2018-2022;

- m) La carta ECU/015/2018 de Empresa Eléctrica de Cuchildeo SpA, recibida con fecha 20 de septiembre de 2018;
- n) La carta N° 1378648 de Empresa Eléctrica de Aisén S.A., recibida con fecha 20 de septiembre de 2018;
- o) El correo electrónico de fecha 20 de septiembre de 2018, enviado por el representante de Grupo AQM;
- p) La carta ESV/019/2018 de Empresa Eléctrica San Víctor SpA, recibida con fecha 20 de septiembre de 2018;
- q) La carta de Novotempo Energía Aysén SpA, recibida con fecha 20 de septiembre de 2018;
- r) El correo electrónico de fecha 21 de septiembre de 2018, enviado por el representante de CH Candelaria SpA;
- s) El Oficio Ordinario N° 569 de la Comisión, de fecha 17 de octubre de 2018, dirigido a Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Sagesa S.A.;
- t) La carta N° 1383516 de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Sagesa S.A., recibida con fecha 19 de octubre de 2018; y,
- u) La Resolución N° 1600 de 2008 de Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de los planes de expansión de las instalaciones de generación y transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, así como también al cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo para estos sistemas;

- 2) Que, el inciso cuarto artículo 177° de la Ley dispone que, antes de seis meses del término de vigencia de las tarifas, las empresas que operan en Sistemas Medianos presentarán a la Comisión el resultado de los estudios técnicos de los mismos, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas;
- 3) Que, en cumplimiento del plazo señalado en el artículo 177° de la Ley recién citado, mediante carta individualizada en el literal g) de vistos, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de 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 h) de vistos;
- 4) Que, en atención a las observaciones realizadas, mediante carta individualizada en el literal i) de vistos, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de 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 j) de vistos;
- 5) Que, el inciso quinto del artículo 177° de la Ley dispone que, recibidos los estudios, la Comisión dispondrá de un plazo de tres meses para revisarlos, efectuar las correcciones que estime pertinentes y estructurar las tarifas correspondientes, para posteriormente remitir a las empresas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones al estudio y las fórmulas tarifarias respectivas;
- 6) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el considerando anterior, mediante Resolución Exenta N° 611 individualizada en el literal k) de vistos, esta Comisión aprobó el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, el que fue comunicado a las empresas mediante Oficio Ordinario N° 483, individualizado en el literal l) de vistos;
- 7) Que, a través de las comunicaciones señaladas en los literales m) a r) de vistos, las empresas ahí individualizadas

presentaron observaciones al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, solicitando su consideración en el referido informe; y,

- 8) Que, a partir del análisis y revisión de las observaciones recibidas, y conforme al mérito de las mismas, esta Comisión ha estimado pertinente realizar modificaciones al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, siendo pertinente su reemplazo por un nuevo informe técnico, de conformidad a lo dispuesto en la parte resolutive de la presente resolución.

RESUELVO:

Artículo Primero: Reemplázase el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, y apruébase un nuevo informe técnico 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

Octubre 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.....	28
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 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	38
4.2.3 RECARGOS.....	38
4.2.4 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	40
4.2.5 UNIDADES GENERADORAS CANDIDATAS.....	41
4.2.6 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA UTILIZADA	42
4.2.7 PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL DIÉSEL.....	44
4.2.8 PÉRDIDAS	47
4.2.9 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	47
4.2.10 RANGO DE VALIDEZ TÉCNICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN DETERMINADOS.....	48
4.2.11 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID).....	49
4.2.12 PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....	50
4.2.13 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP).....	51
4.2.14 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CID Y CTLP	52
4.2.15 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN	53
5 FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS	56
5.1 FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	56
5.2 FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA	57
5.3 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES.....	58
5.3.1 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO INDEXADO A 2018.....	59
5.3.2 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A 2018	59
5.3.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2018-2022	60
5.3.4 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA	60
5.3.5 PRECIOS DE NUDO POTENCIA.....	61
5.4 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA	61
5.4.1 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA.....	61
5.4.2 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA	64

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 una discrepancia respecto de dichas bases definitivas, la que fue resuelta por el H. Panel de Expertos mediante Dictamen N° 21-2017, de fecha 19 de febrero de 2018.

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

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

De esta forma, y de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 177° de la Ley y en el artículo 43 del Reglamento, mediante Resolución Exenta N° 611, de fecha 27 de agosto de 2018, esta Comisión aprobó el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, que consideraba la revisión y las correcciones realizadas al Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación para los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera, en adelante e indistintamente “el Estudio”, el que fue comunicado a las empresas a efectos de que realizaran sus observaciones a través de Oficio Ordinario N° 483, de la misma fecha.

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

La 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 Aysén, Palena y General Carrera, en kW

Sistema	Eólica	Hidroeléctrica	Térmica Diésel	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 Edelaysen, 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 Diésel	1,92
Tehuelche	Unidad 5102	Edelaysen	Térmica Diésel	1,92
Tehuelche	Unidad 5103	Edelaysen	Térmica Diésel	2,35
Tehuelche	Unidad 5716	Edelaysen	Térmica Diésel	0,80
Tehuelche	Unidad 5142	Edelaysen	Térmica Diésel	1,82
Tehuelche	Unidad 5736	Edelaysen	Térmica Diésel	1,80
Tehuelche	Unidad 5717	Edelaysen	Térmica Diésel	0,80
Tehuelche	Unidad 5544	Edelaysen	Térmica Diésel	1,40
Tehuelche	Unidad 5147	Edelaysen	Térmica Diésel	1,60
Tehuelche	Unidad 5641	Edelaysen	Térmica Diésel	1,60
Tehuelche	Unidad 5642	Edelaysen	Térmica Diésel	1,60
Tehuelche	Unidad 5643	Edelaysen	Térmica Diésel	1,96
CTPA	Unidad 5657	Edelaysen	Térmica Diésel	1,60
CTPA	Unidad 5114	Edelaysen	Térmica Diésel	1,20
Chacabuco	Unidad 5112	Edelaysen	Térmica Diésel	1,20
Chacabuco	Unidad 5113	Edelaysen	Térmica Diésel	1,20
Chacabuco	Unidad 5546	Edelaysen	Térmica Diésel	1,40
Chacabuco	Unidad 5545	Edelaysen	Térmica Diésel	1,40
Chacabuco	Unidad 5148	Edelaysen	Térmica Diésel	1,40
Chacabuco	Unidad 5611	Edelaysen	Térmica Diésel	2,50
Ibañez	Unidad 5160	Edelaysen	Térmica Diésel	0,16
Mañihuales	Unidad 5532	Edelaysen	Térmica Diésel	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 Diésel	0,19
Futaleufú	Unidad 5520	Edelaysen	Térmica Diésel	0,26
Palena	Unidad 5522	Edelaysen	Térmica Diésel	0,29
Palena	Unidad 5131	Edelaysen	Térmica Diésel	0,29
Puyuhuapi	Unidad 5514	Edelaysen	Térmica Diésel	0,29
Lago Verde	Unidad 5552	Edelaysen	Térmica Diésel	0,15
La Junta	Unidad 5534	Edelaysen	Térmica Diésel	0,29
Santa Bárbara	Unidad 5625	Edelaysen	Térmica Diésel	0,11
Santa Bárbara	Unidad 5626	Edelaysen	Térmica Diésel	0,11
Santa Bárbara	Unidad 5146	Edelaysen	Térmica Diésel	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 Diésel	0,28
CHILE CHICO	Unidad 5622	Edelaysen	Térmica Diésel	0,44
CHILE CHICO	Unidad 5121	Edelaysen	Térmica Diésel	0,40
CHILE CHICO	Unidad 5118	Edelaysen	Térmica Diésel	0,29
CHILE CHICO	Unidad 5542	Edelaysen	Térmica Diésel	0,29
CHILE CHICO	Unidad 5144	Edelaysen	Térmica Diésel	0,40
EL TRARO	Unidad 5122	Edelaysen	Térmica Diésel	0,32
EL TRARO	Unidad 5123	Edelaysen	Hidroeléctrica	0,32
EL TRARO	Unidad 5741	Edelaysen	Térmica Diésel	0,40
EL TRARO	Unidad 10 5541	Edelaysen	Térmica Diésel	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 Aysén		38,8	
	Chacabuco – E2	10,3	33
	E1 – E2	6,5	33
	E2 – Puerto Aysén	15,3	33
	Farellones – E1	6,7	33
Coyhaique – Puerto Aysén		99,0	
	Puerto Aysén – 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 – Mañihuales		65,8	
	Villa Ortega – Mañihuales	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

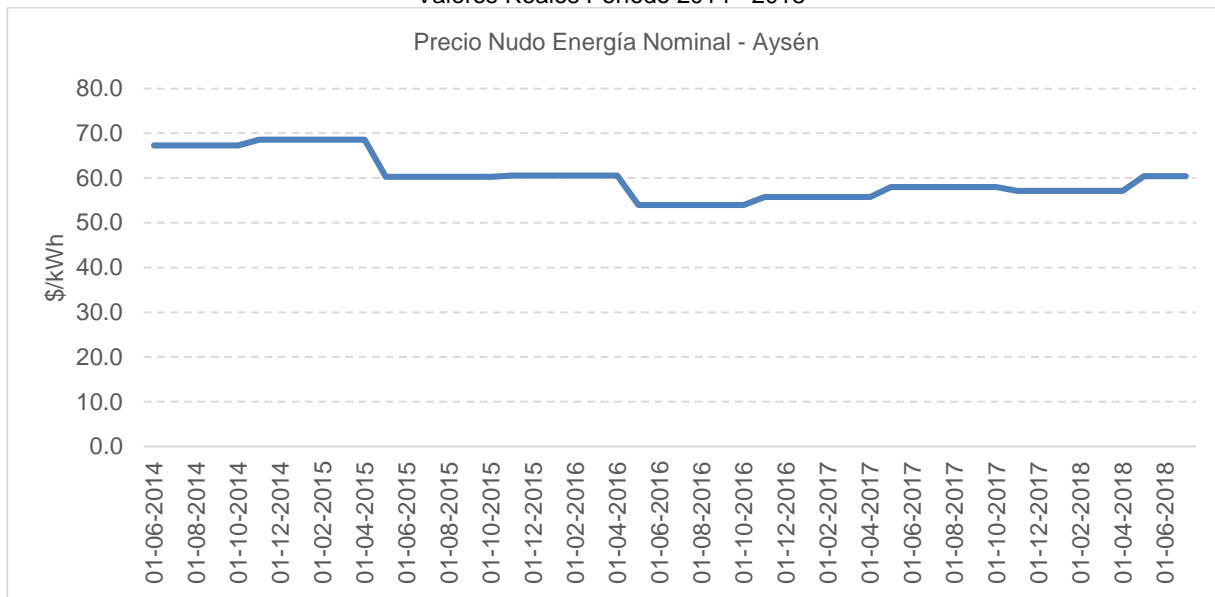
Año	Energía (MWh)			Demanda Máxima (kW)		
	Aysén	Palena	Carrera	Aysén	Palena	Carrera
1999	66.837	4.441	4.141	13.400	1.020	1.105
2000	71.211	5.113	4.318	13.750	1.010	1.210
2001	74.725	5.764	4.301	13.850	995	1.350
2002	82.959	6.073	4.567	15.200	1.045	1.370
2003	85.838	6.233	5.032	16.450	1.120	1.395
2004	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 Edelayen

2.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO

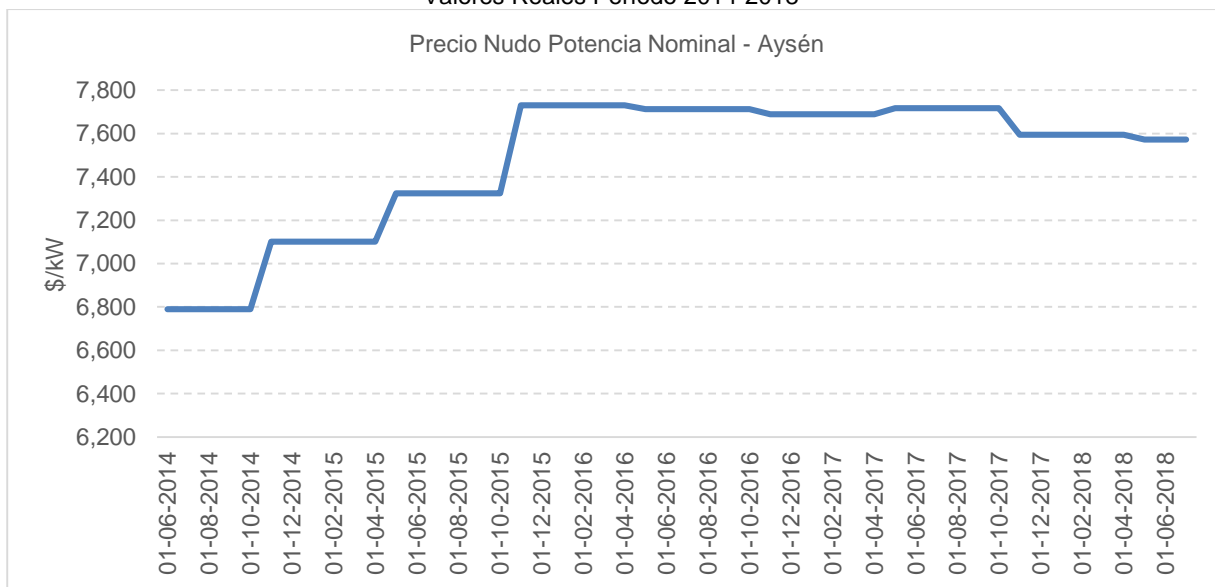
En las siguientes figuras se aprecia la evolución histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía y Potencia en los Sistemas de Aysén, Palena y General Carrera desde junio 2014 hasta su última indexación, en marzo de 2018.

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



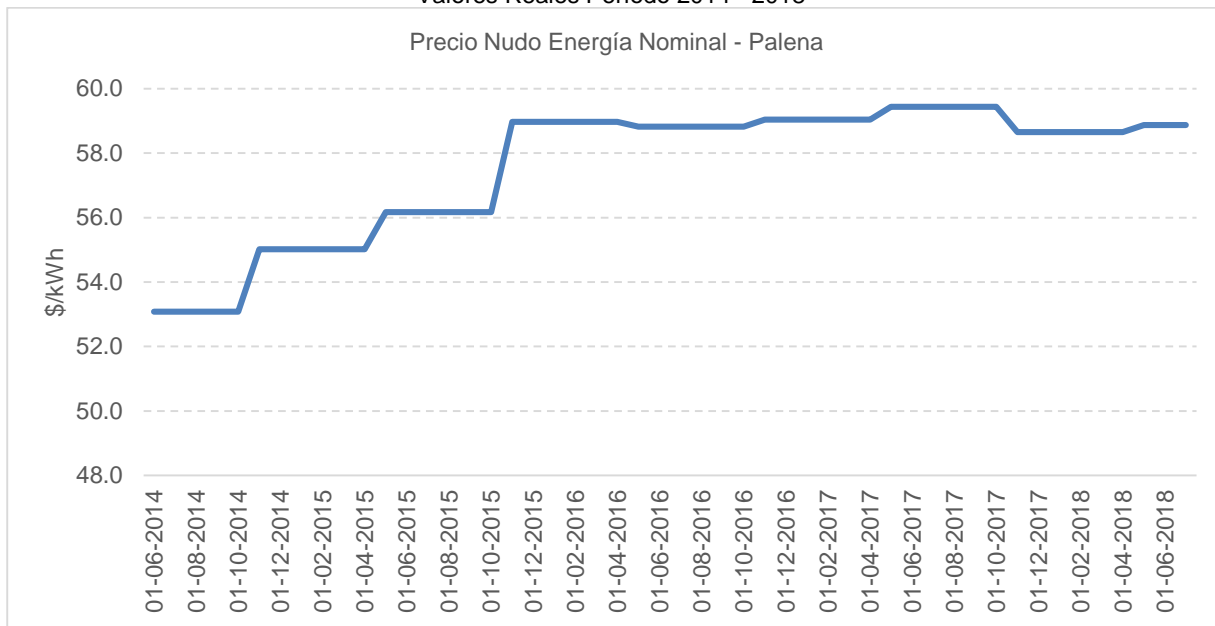
Fuente: www.cne.cl.

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



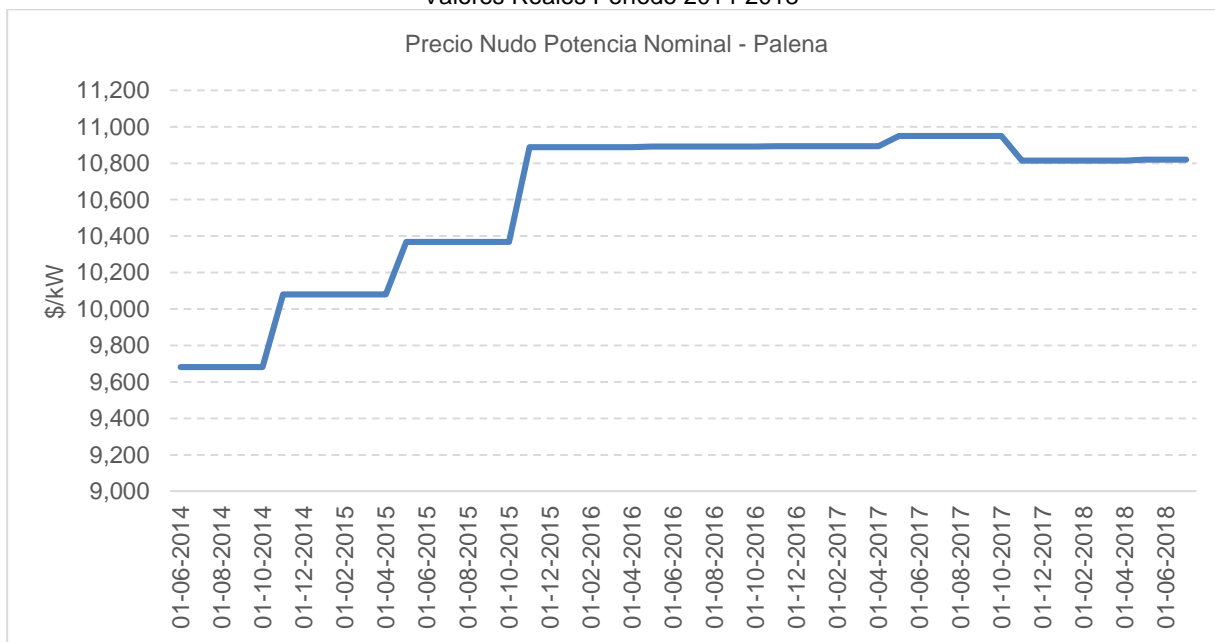
Fuente: www.cne.cl.

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



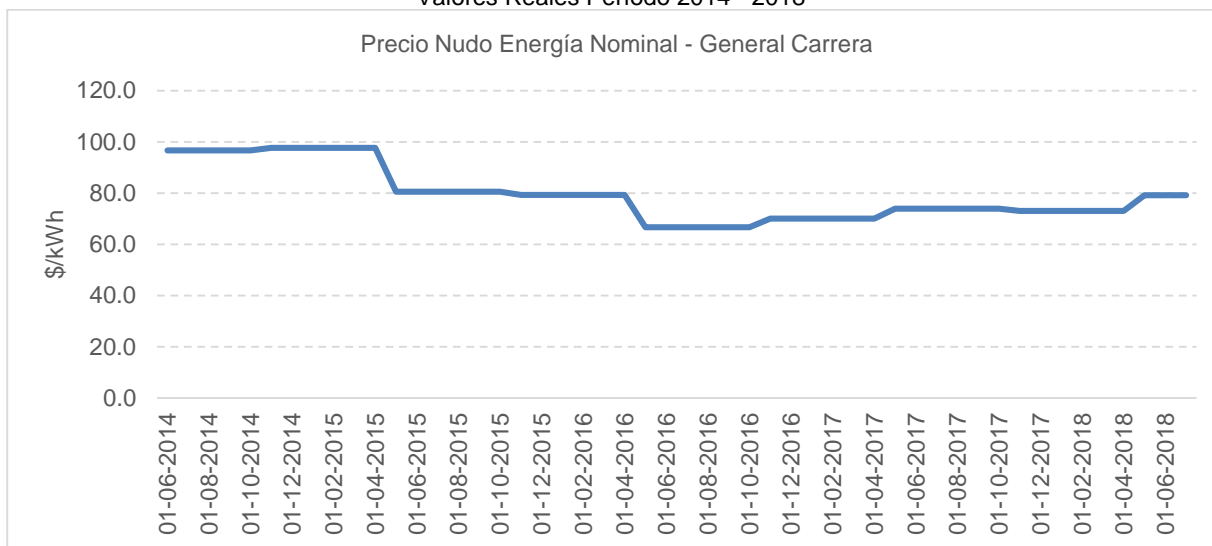
Fuente: www.cne.cl.

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



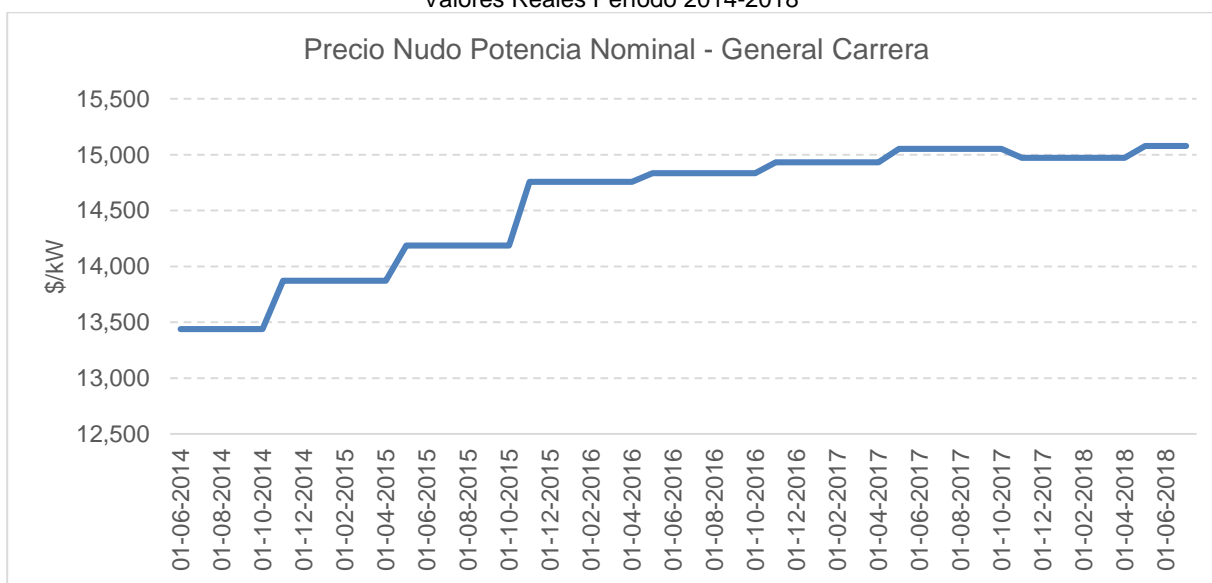
Fuente: www.cne.cl.

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 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 Diésel	1,915	0,271	10,6
Tehuelche	Térmica Diésel	1,915	0,272	11,0
Tehuelche	Térmica Diésel	2,350	0,270	16,1
Tehuelche	Térmica Diésel	0,800	0,269	16,5
Tehuelche	Térmica Diésel	1,82	0,278	15,0
Tehuelche	Térmica Diésel	1,800	0,262	13,8
Tehuelche	Térmica Diésel	0,800	0,293	15,0
Tehuelche	Térmica Diésel	1,400	0,273	68,3
Tehuelche	Térmica Diésel	1,600	0,264	13,2
Tehuelche	Térmica Diésel	1,600	0,264	13,6
Tehuelche	Térmica Diésel	1,600	0,266	17,0
Tehuelche	Térmica Diésel	1,960	0,263	15,0
Puerto Aysén Termo	Térmica Diésel	1,600	0,237	10,5
Puerto Aysén Termo	Térmica Diésel	1,200	0,264	10,5
Chacabuco	Térmica Diésel	1,200	0,275	16,9
Chacabuco	Térmica Diésel	1,200	0,275	15,2
Chacabuco	Térmica Diésel	1,400	0,275	15,2
Chacabuco	Térmica Diésel	1,400	0,278	16,4
Chacabuco	Térmica Diésel	1,400	0,279	12,6
Chacabuco	Térmica Diésel	2,500	0,277	16,5
Puerto Ibañez	Térmica Diésel	0,160	0,387	30,0
Mañihuales	Térmica Diésel	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 Edelayen

Tabla 8: Unidades Generadoras Sistema de Palena²

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

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 Diésel	0,282	0,359	35,4
Chile Chico	Térmica Diésel	0,440	0,253	20,8
Chile Chico	Térmica Diésel	0,400	0,334	36,4
Chile Chico	Térmica Diésel	0,288	0,265	28,6
Chile Chico	Térmica Diésel	0,292	0,275	17,7
Chile Chico	Térmica Diésel	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 Diésel	0,400	0,247	10,8
El Traro Termo	Térmica Diésel	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-generator 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 (USD)

Sistema	Central	Unidad	Capacidad [KW]	Valor FOB	Valor FINAL
Aysén	Ibáñez	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 Bárbara	Unidad 5625	0,109	29.994	87.099
Palena	Santa Bárbara	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 Bárbara	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 unidades candidatas, las cuales comprenden proyectos presentados por terceros⁴ y otros módulos térmicos genéricos. 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 (USD)

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

⁴ Informados por la Comisión mediante carta CNE N° 110, de fecha 29 de marzo de 2018.

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 Aysén		38,8			
	Chacabuco – E2	10,3	33	734.050	71.615
	E1 – E2	6,5	33	333.005	51.232
	E2 – Puerto Aysén	15,3	33	894.268	58.411
	Farellones – E1	6,7	33	346.942	51.628
Coyhaique – Puerto Aysén		99,0			
	Puerto Aysén – 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 Edelayen

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 Edelayen

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 Edelayen (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 Edelayesen, 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 Edelayesen

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 Edelaysen

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%
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 Edelaysen

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 Edelayesen

3.4.2 SISTEMA DE PALENA

Tabla 20: Plan de Expansión óptimo de Generación SM Palena

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 Edelayesen

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
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

3.4.4 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 desgrega en las barras del sistema como se indica a continuación:

Tabla 23: CID por barra SM Aysén

ÍTEM	AYSÉN	CHACABUCO	MAÑIHUALES	ÑIREHUAO	TEHUELCHÉ
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 Edelayen

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 (US\$/MWh)	155,30
CIDL (US\$/MWh)	0
CID (US\$/MWh)	155,30

Fuente: Estudio Edelayen

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(US\$/MWh)	162,49
CIDL(US\$/MWh)	0
CID(US\$/MWh)	162,49

Fuente: Estudio Edelayen

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 Aysén	Hidro	6600	2017	1
Eólica Alto Baguales	Eólico	3780	2017	1
5114_Térmica Puerto Aysén	Diésel	1200	2017	1
5148_Térmica Chacabuco	Diésel	1400	2017	1
5147_Térmica Tehuelche	Diésel	1600	2017	1
5641_Térmica Tehuelche	Diésel	1600	2017	1
5642_Térmica Tehuelche	Diésel	1600	2017	1

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso	Mes de Ingreso
5657_Térmica Puerto Aysén	Diésel	1600	2017	1
5736_Térmica Tehuelche	Diésel	1800	2017	1
5101_Térmica Tehuelche	Diésel	1915	2017	1
5102_Térmica Tehuelche	Diésel	1915	2017	1
MDR-20_4	Diésel	1653	2017	1
MDR-22_7	Diésel	1956	2017	1
MDR-22_8	Diésel	1956	2017	1
MDR-22_9	Diésel	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	Diésel	109	2017	1
5626_Térmica Santa Bárbara	Diésel	109	2017	1
5520_Térmica Futaleufú	Diésel	256	2017	1
5534_Térmica La Junta	Diésel	288	2017	1
5522_Térmica Palena	Diésel	292	2017	1
5131_Térmica Palena	Diésel	292	2017	1
5514_Térmica Puyuhuapi	Diésel	292	2017	1
5146_Térmica Santa Bárbara	Diésel	360	2017	1
MDR-2_1	Diésel	245	2017	1
MDR-2_2	Diésel	245	2017	1
MDR-2_3	Diésel	245	2019	1
MDR-2_4	Diésel	245	2020	1
MDR-5_1	Diésel	444	2021	1
MDR-5_2	Diésel	444	2024	1
MDR-5_3	Diésel	444	2026	1
MDR-5_4	Diésel	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	Diésel	282	2017	1
5118_Térmica Carrera	Diésel	288	2017	1
5542_Térmica Carrera	Diésel	292	2017	1
5541_Térmica El Traro	Diésel	292	2017	1
5741_Térmica El Traro	Diésel	400	2017	1
5622_Térmica Chile Chico	Diésel	440	2017	1
MDR-2_1	Diésel	245	2017	1
MDR-2_2	Diésel	245	2017	1
MDR-2_3	Diésel	245	2019	1
Eólica Chono BESS	Eólico	1000	2019	10
MDR-5_1	Diésel	444	2020	1
MDR-5_2	Diésel	444	2023	1
MDR-5_3	Diésel	444	2026	1
MDR-2_4	Diésel	245	2029	1
MDR-2_5	Diésel	245	2031	1

Fuente: Estudio Edelaysen

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 Edelaysen

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 Edelayesen

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

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

Fuente: Estudio Edelayesen

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 Edelayesen

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

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

Fuente: Estudio Edelayesen

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 Edelayesen

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

Fórmulas de Indexación Energía CID	
IPC	26,3%
Pdiésel	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%
Pdiésel	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%
Pdiésel	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%
Pdiésel	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	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

	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 y de las observaciones enviadas por las empresas, esta Comisión estimó pertinente realizar modificaciones, las que se reflejan, principalmente, en cambio de criterios y correcciones en las metodologías aplicadas.

Se hace presente que los antecedentes originalmente entregados a esta Comisión no permitían reproducir a cabalidad los resultados presentados, lo que sumado a ciertas inconsistencias detectadas entre la metodología, los valores descritos en el Estudio y la información empleada en la obtención de los resultados, implicó que se realizarán entregas y correcciones de información durante la revisión del mismo.

4.2 CORRECCIONES

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

4.2.1 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN

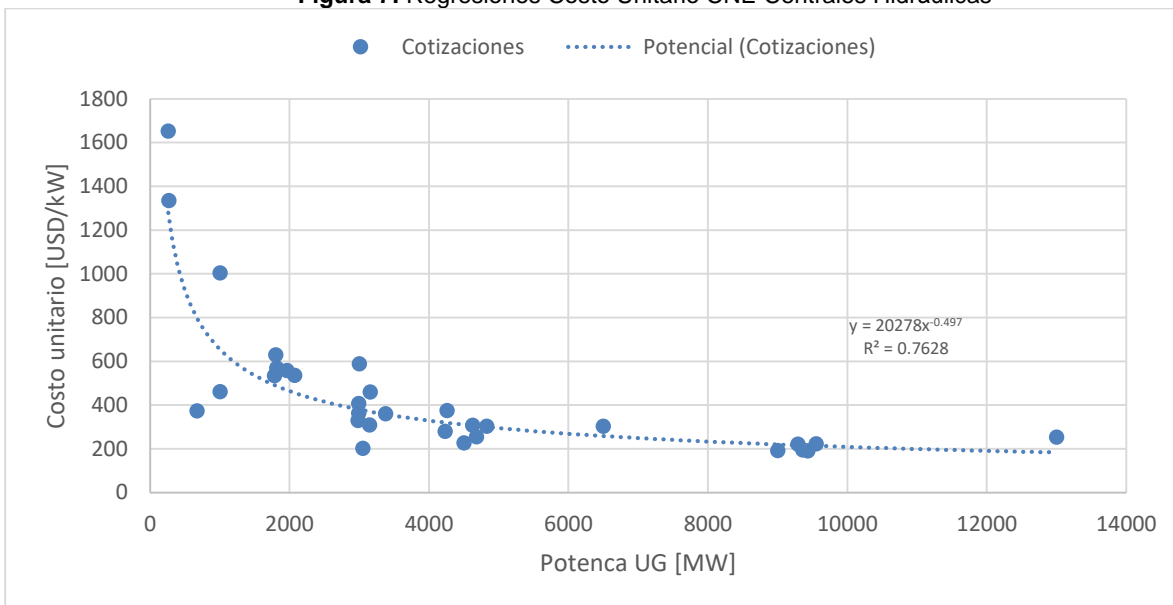
Para la determinación de los precios unitarios de las unidades generadoras, esta Comisión consideró como antecedentes:

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

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

i) Centrales Hidráulicas

Figura 7: Regresiones Costo Unitario CNE Centrales Hidráulicas



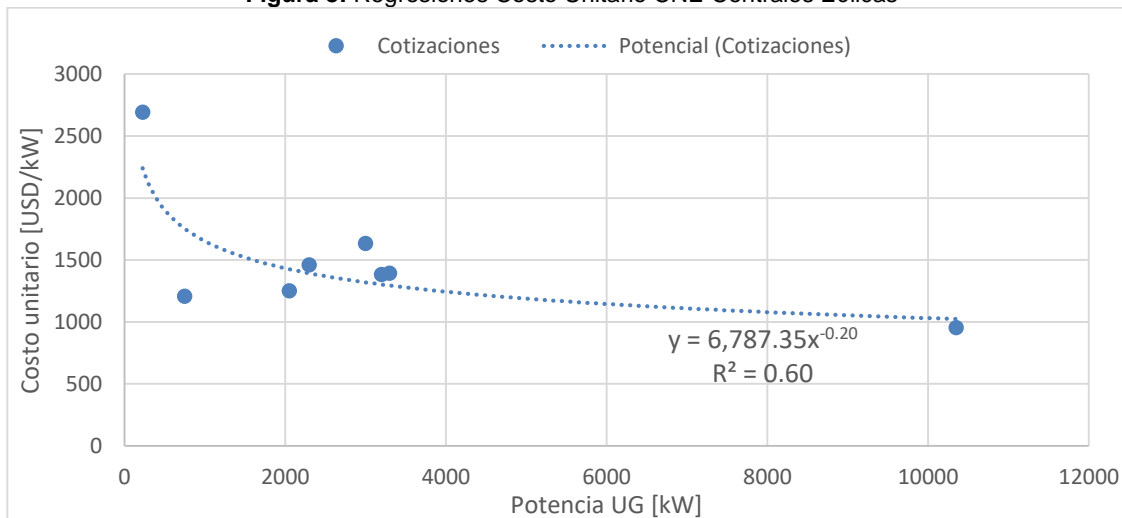
Fuente: Estudio CNE

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:

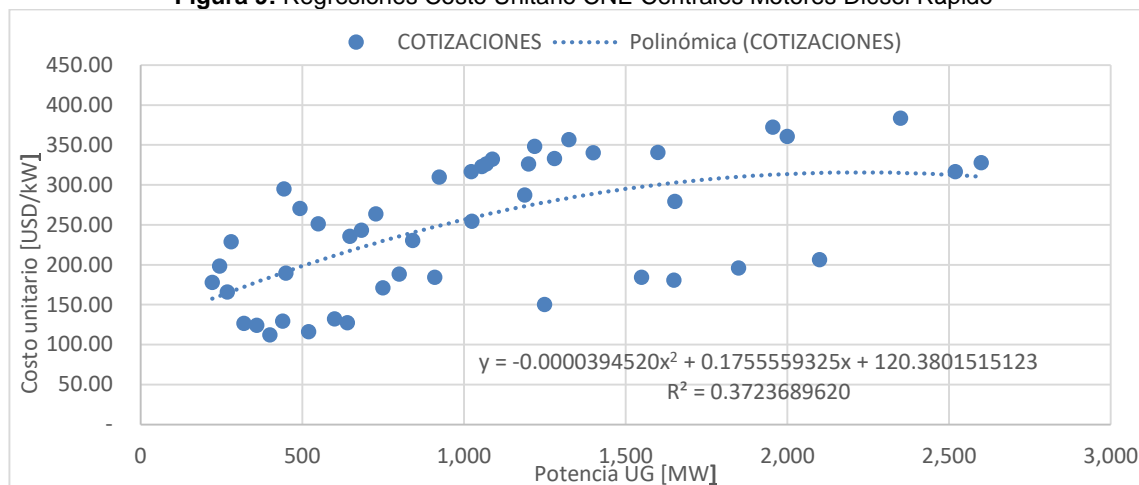
Figura 8: Regresiones Costo Unitario CNE Centrales Eólicas



Fuente: Estudio CNE

iii) Motores Diésel Rápido

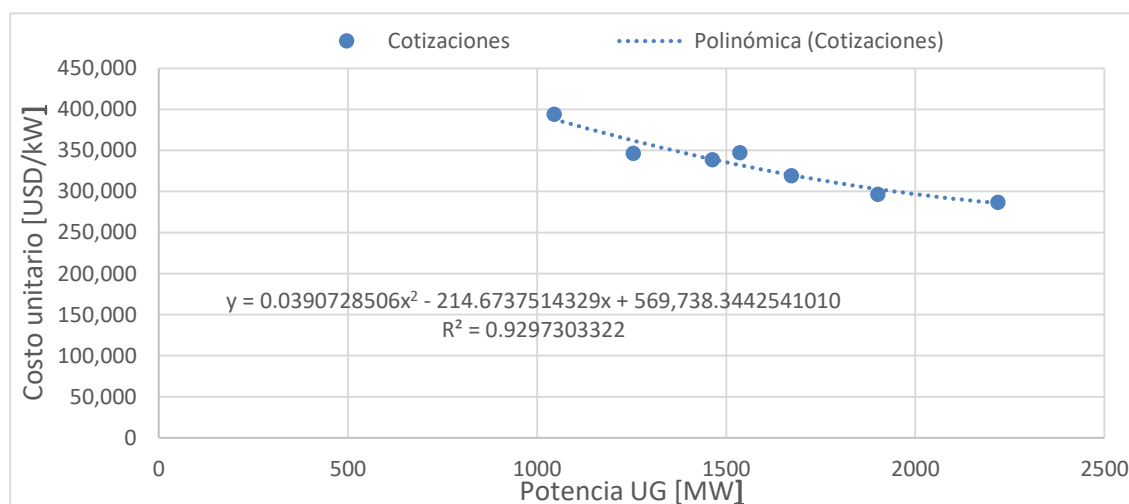
Figura 9: Regresiones Costo Unitario CNE Centrales Motores Diésel Rápido



Para efectos de la determinación del valor FOB de unidad de potencia inferior a la de menor potencia considerada en la regresión (222 kW), se utilizó un valor en USD/kWh correspondiente al promedio simple del valor en USD/kWh de los cuatro motores de menor potencia considerados en el cálculo de la regresión, lo que equivale a 192,72 USD/kWh.

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 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

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

4.2.3 RECARGOS

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

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

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

En 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

Tipo	Central	Potencia (kW)	Fletes	Seguros	Flete SSMM [USD]	Montaje Mecánico [USD]	Montaje Eléctrico [USD]	Obras Civiles + Materiales [USD]	Ingeniería [USD]	Puesta en Marcha [USD]	Gastos General [USD]	Intereses Intercalarios [USD]
Eólica	Alto Baguales	660	5,00%	2,00%	7,83%	0,00%	0,21%	0,61%	8,47%	0,45%	6,83%	3,13%
Eólica	Alto Baguales	660	5,00%	2,00%	7,83%	0,00%	0,21%	0,61%	8,47%	0,45%	6,83%	3,13%
Eólica	Alto Baguales	660	5,00%	2,00%	7,83%	0,00%	0,21%	0,61%	8,47%	0,45%	6,83%	3,13%
Eólica	Alto Baguales	900	5,00%	2,00%	8,35%	0,00%	0,22%	0,65%	9,02%	0,47%	7,28%	3,30%
Eólica	Alto Baguales	900	5,00%	2,00%	8,35%	0,00%	0,22%	0,65%	9,02%	0,47%	7,28%	3,30%
Hidroeléctrica	Puerto Aysén Hidro	2000	2,50%	1,42%	4,37%	2,68%	24,99%	127,60%	33,55%	1,77%	38,36%	3,82%
Hidroeléctrica	Puerto Aysén Hidro	3000	2,50%	1,42%	5,35%	3,28%	30,57%	156,09%	41,04%	2,16%	46,92%	4,04%
Hidroeléctrica	Puerto Aysén Hidro	900	2,50%	1,42%	2,94%	1,80%	16,81%	85,80%	22,56%	1,19%	25,79%	3,33%
Hidroeléctrica	Puerto Aysén Hidro	2700	2,50%	1,42%	5,08%	3,12%	29,01%	148,13%	38,94%	2,05%	44,53%	3,98%
Hidroeléctrica	Lago Atravesado	5500	2,50%	1,42%	8,64%	4,89%	26,49%	88,64%	46,68%	2,46%	45,21%	3,80%
Hidroeléctrica	Lago Atravesado	5500	2,50%	1,42%	8,64%	4,89%	26,49%	88,64%	46,68%	2,46%	45,21%	3,80%
Hidroeléctrica	Monreal	3000	2,50%	1,42%	26,20%	40,20%	38,37%	310,26%	51,56%	2,71%	67,55%	3,78%
Térmica Diésel Lento	Chacabuco	2500	5,00%	2,00%	14,80%	0,00%	18,24%	23,18%	9,40%	0,49%	4,95%	3,03%
Térmica Diésel Rápido	Chacabuco	1400	5,00%	2,00%	14,20%	0,00%	17,51%	22,25%	9,03%	0,48%	4,75%	2,96%
Térmica Diésel Rápido	Chacabuco	1400	5,00%	2,00%	14,20%	0,00%	17,51%	22,25%	9,03%	0,48%	4,75%	2,96%
Térmica Diésel Rápido	Chacabuco	1200	5,00%	2,00%	14,96%	0,00%	18,44%	23,44%	9,51%	0,50%	5,00%	3,05%
Térmica Diésel Rápido	Chacabuco	1200	5,00%	2,00%	14,96%	0,00%	18,44%	23,44%	9,51%	0,50%	5,00%	3,05%
Térmica Diésel Rápido	Chacabuco	1400	5,00%	2,00%	14,20%	0,00%	17,51%	22,25%	9,03%	0,48%	4,75%	2,96%

Tipo	Central	Potencia (KW)	Fletes	Seguros	Flete SSMM [USD]	Montaje Mecánico [USD]	Montaje Eléctrico [USD]	Obras Civiles + Materiales [USD]	Ingeniería [USD]	Puesta en Marcha [USD]	Gastos General [USD]	Intereses Intercalarios [USD]
Térmica Diésel Rápido	Mañihuales	825	5,00%	2,00%	15,70%	0,00%	22,72%	24,92%	9,71%	0,51%	5,11%	3,00%
Térmica Diésel Lento	Tehuelche	1915	5,00%	2,00%	10,89%	0,00%	12,00%	12,72%	7,99%	0,42%	4,21%	2,95%
Térmica Diésel Lento	Tehuelche	1915	5,00%	2,00%	10,89%	0,00%	12,00%	12,72%	7,99%	0,42%	4,21%	2,95%
Térmica Diésel Lento	Tehuelche	2350	5,00%	2,00%	11,70%	0,00%	12,90%	13,66%	8,58%	0,45%	4,52%	3,10%
Térmica Diésel Rápido	Tehuelche	1400	5,00%	2,00%	11,39%	0,00%	12,55%	13,29%	8,35%	0,44%	4,40%	3,04%
Térmica Diésel Rápido	Tehuelche	1820	5,00%	2,00%	10,64%	0,00%	11,72%	12,42%	7,80%	0,41%	4,11%	2,90%
Térmica Diésel Rápido	Tehuelche	800	5,00%	2,00%	13,96%	0,00%	15,39%	16,30%	10,24%	0,54%	5,39%	3,48%
Térmica Diésel Rápido	Tehuelche	1800	5,00%	2,00%	10,66%	0,00%	11,75%	12,44%	7,82%	0,41%	4,11%	2,91%
Térmica Diésel Rápido	Tehuelche	800	5,00%	2,00%	13,96%	0,00%	15,39%	16,30%	10,24%	0,54%	5,39%	3,48%
Térmica Diésel Rápido	Tehuelche	1600	5,00%	2,00%	10,95%	0,00%	12,07%	12,79%	8,03%	0,42%	4,23%	2,96%
Térmica Diésel Rápido	Tehuelche	1600	5,00%	2,00%	10,95%	0,00%	12,07%	12,79%	8,03%	0,42%	4,23%	2,96%
Térmica Diésel Rápido	Tehuelche	1600	5,00%	2,00%	10,95%	0,00%	12,07%	12,79%	8,03%	0,42%	4,23%	2,96%
Térmica Diésel Rápido	Tehuelche	1960	5,00%	2,00%	10,51%	0,00%	11,58%	12,27%	7,71%	0,41%	4,06%	2,88%
Térmica Diésel Rápido	Puerto Ibáñez	160	5,00%	2,00%	14,87%	0,00%	41,57%	5,99%	9,66%	0,51%	5,08%	3,00%
Térmica Diésel Rápido	Puerto Aysén Térmico	1600	5,00%	2,00%	11,48%	0,00%	14,48%	13,44%	8,12%	0,43%	4,27%	2,93%
Térmica Diésel Rápido	Puerto Aysén Térmico	1200	5,00%	2,00%	12,57%	0,00%	15,85%	14,72%	8,89%	0,47%	4,68%	3,11%

Fuente: Estudio CNE

Tabla 55: Recargos Utilizados General Carrera

Tipo	Central	Potencia (KW)	Fletes	Seguros	Flete SSMM [USD]	Montaje Mecánico [USD]	Montaje Eléctrico [USD]	Obras Civiles + Materiales [USD]	Ingeniería [USD]	Puesta en Marcha [USD]	Gastos General [USD]	Intereses Intercalarios [USD]
Térmica Diésel Rápido	Chile Chico	288	5,00%	2,00%	17,75%	0,00%	49,56%	11,35%	9,71%	0,51%	5,11%	2,77%
Térmica Diésel Rápido	Chile Chico	288	5,00%	2,00%	17,75%	0,00%	49,56%	11,35%	9,71%	0,51%	5,11%	2,77%
Térmica Diésel Rápido	Chile Chico	292	5,00%	2,00%	17,69%	0,00%	49,38%	11,31%	9,68%	0,51%	5,09%	2,77%
Térmica Diésel Rápido	Chile Chico	440	5,00%	2,00%	15,67%	0,00%	43,74%	10,02%	8,57%	0,45%	4,51%	2,59%
Térmica Diésel Rápido	Chile Chico	400	5,00%	2,00%	16,15%	0,00%	45,09%	10,33%	8,84%	0,47%	4,65%	2,63%
Térmica Diésel Rápido	El Traro	292	5,00%	2,00%	10,19%	0,00%	11,92%	6,28%	8,05%	0,42%	4,24%	3,12%
Térmica Diésel Rápido	El Traro	400	5,00%	2,00%	9,31%	0,00%	10,89%	5,73%	7,35%	0,39%	3,87%	2,92%
Térmica Diésel Rápido	Chile Chico	400	5,00%	2,00%	16,15%	0,00%	45,09%	10,33%	8,84%	0,47%	4,65%	2,63%
Hidroeléctrica	El Traro Hidro	320	2,50%	1,42%	13,88%	2,95%	28,61%	83,04%	42,51%	2,24%	41,43%	3,78%
Hidroeléctrica	El Traro Hidro	320	2,50%	1,42%	13,88%	2,95%	28,61%	83,04%	42,51%	2,24%	41,43%	3,78%

Fuente: Estudio CNE

Tabla 56: Recargos Utilizados Palena

Tipo	Central	Potencia (KW)	Fletes	Seguros	Flete SSMM [USD]	Montaje Mecánico [USD]	Montaje Eléctrico [USD]	Obras Civiles + Materiales [USD]	Ingeniería [USD]	Puesta en Marcha [USD]	Gastos General [USD]	Intereses Intercalarios [USD]
Térmica Diésel Rápido	Futaleufú	192	5,00%	2,00%	14,25%	0,00%	13,93%	29,39%	8,84%	0,47%	4,65%	2,84%
Térmica Diésel Rápido	Futaleufú	256	5,00%	2,00%	16,87%	0,00%	16,49%	34,80%	10,47%	0,55%	5,51%	3,13%
Térmica Diésel Rápido	Lago Verde	150	5,00%	2,00%	12,89%	0,00%	17,92%	19,18%	8,95%	0,47%	4,71%	3,00%
Térmica Diésel Rápido	Palena	292	5,00%	2,00%	20,70%	0,00%	35,25%	39,15%	11,52%	0,61%	6,06%	3,00%

Tipo	Central	Potencia (KW)	Fletes	Seguros	Flete SSMM [USD]	Montaje Mecánico [USD]	Montaje Eléctrico [USD]	Obras Civiles + Materiales [USD]	Ingeniería [USD]	Puesta en Marcha [USD]	Gastos General [USD]	Intereses Intercalarios [USD]
Térmica Diésel Rápido	Palena	292	5,00%	2,00%	20,70%	0,00%	35,25%	39,15%	11,52%	0,61%	6,06%	3,00%
Térmica Diésel Rápido	Puyuhuapi	292	5,00%	2,00%	31,63%	0,00%	64,75%	62,19%	15,14%	0,80%	7,97%	3,00%
Térmica Diésel Rápido	La Junta	288	5,00%	2,00%	32,23%	0,00%	65,75%	64,19%	15,34%	0,81%	8,08%	3,00%
Térmica Diésel Rápido	Santa Bárbara	109	5,00%	2,00%	7,92%	0,00%	10,21%	0,00%	6,85%	0,36%	3,61%	2,89%
Térmica Diésel Rápido	Santa Bárbara	109	5,00%	2,00%	7,92%	0,00%	10,21%	0,00%	6,85%	0,36%	3,61%	2,89%
Térmica Diésel Rápido	Santa Bárbara	360	5,00%	2,00%	8,55%	0,00%	11,02%	0,00%	7,40%	0,39%	3,89%	3,07%
Hidroeléctrica	Río Azul	350	2,50%	1,42%	14,73%	1,57%	33,78%	118,05%	33,99%	1,79%	38,31%	3,85%
Hidroeléctrica	Río Azul	350	2,50%	1,42%	14,73%	1,57%	33,78%	118,05%	33,99%	1,79%	38,31%	3,85%
Hidroeléctrica	Río Azul	350	2,50%	1,42%	14,73%	1,57%	33,78%	118,05%	33,99%	1,79%	38,31%	3,85%
Hidroeléctrica	Río Azul	350	2,50%	1,42%	14,73%	1,57%	33,78%	118,05%	33,99%	1,79%	38,31%	3,85%

Fuente: Estudio CNE

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

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

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

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

Tabla 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

4.2.5 UNIDADES GENERADORAS CANDIDATAS

Para la determinación del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente se deben tomar en cuenta los antecedentes de las instalaciones existentes, las unidades candidatas, las cuales comprenden los proyectos presentados por terceros y otros módulos térmicos genéricos, y la información entregada por las empresas respecto de proyectos de generación, de conformidad a lo dispuesto en el numeral 9 del Capítulo II de las Bases Definitivas.

Para cada proyecto, 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 Victor	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

4.2.6 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
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
2030	15.557	2.907
2031	15.892	2.970
Factor de Carga	0,611	

Fuente: Estudio CNE

4.2.7 PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL DIÉSEL

De conformidad a lo dispuesto en el literal m) del numeral 3 del Capítulo II de las Bases Definitivas, para la determinación del plan de expansión óptimo, se deberá proyectar el precio y la disponibilidad del gas natural y Diésel para todo el horizonte de planificación del estudio, proyección que deberá estar respaldada en los antecedentes y comunicaciones que se obtenga de las empresas operadoras de los respectivos Sistemas Medianos, así como de los suministradores y/o distribuidores actuales y potenciales de este insumo. Para dichos efectos, con fecha 17 de octubre de 2018, a través de Oficio Ordinario N° 549, la Comisión solicitó a Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Sagesa S.A. antecedentes asociados al precio y disponibilidad de Diésel en los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén.

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

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

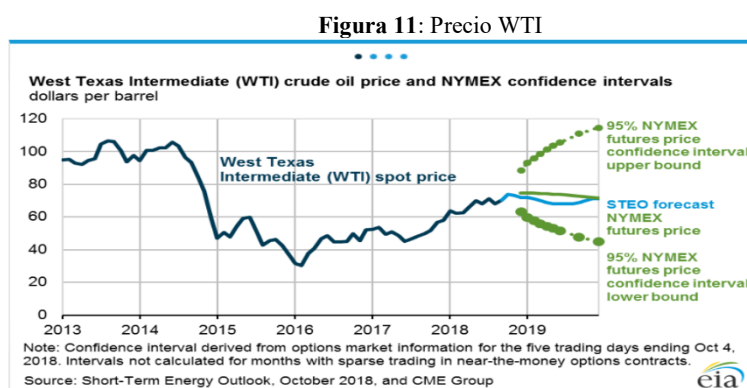
Para todos los casos, los años 2016 y 2017 corresponden a la información histórica real del precio del Diésel de cada Sistema Mediano.

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

4.2.7.1 Escenario 1:

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

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



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

De esta manera, la proyección de variación del precio de combustible Diésel para cada sistema es:

Tabla 66: Proyección variación precio Diésel acumulada

Año	Aysén	Palena	General Carrera
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	8,9%	7,6%	7,8%
2018	33,6%	27,6%	28,8%
2019	37,7%	31,4%	32,7%
2020	37,7%	31,4%	32,7%
2021	37,7%	31,4%	32,7%
2022	37,7%	31,4%	32,7%
2023	37,7%	31,4%	32,7%
2024	37,7%	31,4%	32,7%
2025	37,7%	31,4%	32,7%
2026	37,7%	31,4%	32,7%
2027	37,7%	31,4%	32,7%

Año	Aysén	Palena	General Carrera
2028	37,7%	31,4%	32,7%
2029	37,7%	31,4%	32,7%
2030	37,7%	31,4%	32,7%
2031	37,7%	31,4%	32,7%

4.2.7.2 Escenario 2:

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

De esta manera, la proyección de variación del precio de combustible Diésel para cada sistema es:

Tabla 67: Proyección variación precio Diésel acumulada

Año	Aysén	Palena	General Carrera
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	8,9%	7,6%	7,8%
2018	13,0%	11,6%	11,9%
2019	14,7%	13,3%	13,6%
2020	33,3%	31,6%	32,0%
2021	40,8%	39,1%	39,4%
2022	42,9%	41,2%	41,5%
2023	44,7%	42,9%	43,3%
2024	46,9%	45,1%	45,5%
2025	48,6%	46,8%	47,2%
2026	49,2%	47,4%	47,8%
2027	51,1%	49,3%	49,7%
2028	53,2%	51,3%	51,7%
2029	55,6%	53,7%	54,1%
2030	57,2%	55,2%	55,6%
2031	59,5%	57,6%	58,0%

4.2.7.3 Escenario 3:

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

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

De esta manera, la proyección de variación del precio de combustible Diésel para cada sistema es:

Tabla 68: Proyección variación precio Diésel acumulada

Año	Aysén	Palena	General Carrera
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	8,9%	7,6%	7,8%
2018	35,2%	29,1%	30,3%
2019	48,7%	40,0%	41,7%
2020	46,9%	38,3%	40,0%
2021	41,6%	33,3%	35,0%
2022	41,6%	33,3%	35,0%
2023	41,6%	33,3%	35,0%
2024	41,6%	33,3%	35,0%
2025	41,6%	33,3%	35,0%
2026	41,6%	33,3%	35,0%
2027	41,6%	33,3%	35,0%
2028	41,6%	33,3%	35,0%
2029	41,6%	33,3%	35,0%
2030	41,6%	33,3%	35,0%
2031	41,6%	33,3%	35,0%

4.2.8 PÉRDIDAS

Para efectos de la determinación del plan de expansión óptimo y el proyecto de reposición eficiente, se ha considerado un porcentaje de pérdidas asociadas a transformación y consumos propios, correspondientes a las pérdidas reales del año 2017 entre la producción bruta y la producción neta a distribución de cada Sistema Mediano. En el caso del Sistema Mediano de Aysén, a las referidas pérdidas se le ha descontado las pérdidas por transmisión, dado que éstas se encuentran recogidas al considerar la modelación del sistema de transmisión de Aysén. Al respecto, las pérdidas por transformación y consumos propios para cada año del horizonte de planificación corresponden a:

Tabla 69: Pérdidas por transformación y consumos propios

Aysén	General Carrera	Palena
2,00%	3,00%	2,26%

4.2.9 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

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

I. Sistema Aysén

Tabla 70: Plan de Expansión de generación - Sistema Aysén

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

Fuente: Estudio CNE

II. Sistema Palena

Tabla 71: Plan de Expansión de generación - Sistema Palena

Unidad	Combustible	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes Ingreso	Responsable
Unidad 5522_1	Diésel	292	2023	1	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Unidad 5131_2	Diésel	292	2023	1	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Fuente: Estudio CNE

III. Sistema General Carrera

Tabla 72: Plan de Expansión de generación - Sistema General Carrera

Unidad	Combustible	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes Ingreso	Responsable
CH Los Maquis	Hidro	500	2020	4	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Fuente: Estudio CNE

El Plan de Expansión Óptimo para el sistema de Aysén considera además implementar el refuerzo de la línea trifásica que conectará la nueva Central San Víctor, mediante postación de 11,5 m con 1000 Kgf de capacidad de ruptura y un conductor de aluminio desnudo de 70 mm².

Tabla 73: Planes de Expansión Óptimo de Transmisión – Sistema Aysén

Fecha de Ingreso	Cantidad	Unidad	Valor de inversión (US\$)	Propietario	Responsable
2021	1	Refuerzo Línea San Víctor	690.669	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica San Víctor SpA

Fuente: Estudio CNE

4.2.10 RANGO DE VALIDEZ TÉCNICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN DETERMINADOS

Respecto al rango validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo, se realizó un análisis de la afectación del respectivo plan producto de la variación del crecimiento de la demanda y de la utilización de diferentes proyecciones del precio del combustible Diésel conforme a lo indicado en el punto 4.2.7 del presente informe. De esta forma, la sensibilización se realizó de manera de identificar si, bajo el análisis antes mencionado, se produce un cambio en el Plan de Expansión Óptimo para el horizonte de tarificación. Lo anterior, se realiza verificando la conveniencia del Plan de Expansión Óptimo determinado, respecto del resto de alternativas de expansión analizadas que considera unidades candidatas pertenecientes al catastro de proyectos, unidades genéricas Diésel y unidades informadas por las empresas. 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 18% 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.
- En relación a las proyecciones de precios del diésel se verificó que, utilizando los tres escenarios de proyección de precios descritos en el numeral 4.2.7, los Planes de Expansión Óptimo resultantes para todos los casos, corresponden a los establecidos en el numeral 4.2.9.

4.2.11 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)

Los costos incrementales de desarrollo obtenidos son los siguientes:

I. Sistema Aysén

Tabla 74: CID - Sistema Aysén

Ítem	AYSÉN
CIDG (\$/kWh)	50,39
CIDL (\$/kWh)	1,04
CID (\$/kWh)	51,43

Fuente: Estudio CNE

II. Sistema Palena

Tabla 75: CID - Sistema Palena

Ítem	PALENA
CIDG (\$/kWh)	67,45
CIDL (\$/kWh)	0,00
CID (\$/kWh)	67,45

Fuente: Estudio CNE

III. Sistema General Carrera

Tabla 76: CID - Sistema General Carrera

Ítem	GENERAL CARRERA
CIDG (\$/kWh)	37,62
CIDL (\$/kWh)	0,00
CID (\$/kWh)	37,62

Fuente: Estudio CNE

4.2.12 PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE

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

I. Sistema Aysén

Tabla 77: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Aysén

UNIDAD	Combustible	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes de Ingreso
Unidad 5108_1_1	Eólico	660	2017	1
Unidad 5109_2_2	Eólico	660	2017	1
Unidad 5110_3_3	Eólico	660	2017	1
Unidad 5734_4_4	Eólico	900	2017	1
Unidad 5735_5_5	Eólico	900	2017	1
Unidad 5116_7_6	Hidro	3000	2017	1
Unidad 5117_8_7	Hidro	900	2017	1
Unidad 5118_9_8	Hidro	2700	2017	1
Unidad 5106_10_9	Hidro	5500	2017	1
Unidad 5107_11_10	Hidro	5500	2017	1
Unidad 5143_12_11	Hidro	3000	2017	1
Unidad 5147_31_13	Diésel	1600	2017	1
Unidad 5147_31_14	Diésel	1600	2017	1
Unidad 5147_31_15	Diésel	1600	2017	1
Unidad 5147_31_16	Diésel	1600	2017	1
Unidad 5147_31_17	Diésel	1600	2017	1
Unidad 5147_31_18	Diésel	1600	2017	1
Unidad 5147_31_19	Diésel	1600	2017	1
Unidad 5147_31_20	Diésel	1600	2017	1
Unidad 5147_31_21	Diésel	1600	2017	1
Unidad 5147_31_22	Diésel	1600	2017	1
Unidad 5147_31_23	Diésel	1600	2018	1
CHP San Victor_35_12	Hidro	2990	2021	8
Unidad 5147_31_24	Diésel	1600	2030	1

Fuente: Estudio CNE

II. Sistema Palena

Tabla 78: Proyecto de Reposición de generación - Sistema Palena

UNIDAD	Combustible	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes Ingreso
Unidad 5133_1_1	Hidro	350	2017	1
Unidad 5134_2_2	Hidro	350	2017	1
Unidad 5135_3_3	Hidro	350	2017	1

Unidad 5136_4_4	Hidro	350	2017	1
Unidad 5520_6_5	Diésel	256	2017	1
Unidad 5522_8_6	Diésel	292	2017	1
Unidad 5131_9_7	Diésel	292	2017	1
Unidad 5522_8_8	Diésel	292	2017	1
Unidad 5131_9_9	Diésel	292	2017	1
Unidad 5522_8_10	Diésel	292	2017	1
Unidad 5131_9_11	Diésel	292	2017	1
Unidad 5522_8_12	Diésel	292	2020	1
Unidad 5131_9_13	Diésel	292	2027	1

Fuente: Estudio CNE

III. Sistema General Carrera

Tabla 79: Proyecto de Reposición de generación - Sistema General Carrera

UNIDAD	Combustible	Potencia (kW)	Año Ingreso	Mes Ingreso
Unidad 5122_1_1	Hidro	320	2017	1
Unidad 5123_2_2	Hidro	320	2017	1
Unidad 5741_9_3	Diésel	400	2017	1
Unidad 5741_9_4	Diésel	400	2017	1
Unidad 5741_9_5	Diésel	400	2017	1
Unidad 5741_9_6	Diésel	400	2017	1
Unidad 5741_9_7	Diésel	400	2017	1
Unidad 5741_9_8	Diésel	400	2017	1
CH Los Maquis_13_9	Hidro	500	2020	4

Fuente: Estudio CNE

4.2.13 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

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

I. Sistema Aysén

Tabla 80: CTLP - Sistema Aysén

Ítem	AYSÉN
CTLPG (\$/año)	8.609.186.163
CTLPL (\$/año)	1.160.602.449
CTLP (\$/año)	9.769.788.612

Fuente: Estudio CNE

II. Sistema Palena

Tabla 81: CTLP - Sistema Palena

Ítem	PALENA
CTLPG (\$/año)	1.181.873.375
CTLPL (\$/año)	3.168.071
CTLP (\$/año)	1.185.041.446

Fuente: Estudio CNE

III. Sistema General Carrera

Tabla 82: CTLP - Sistema General Carrera

Ítem	GENERAL CARRERA
CTLPG (\$/año)	1.283.748.384
CTLPL (\$/año)	3.252.947
CTLP (\$/año)	1.287.001.331

Fuente: Estudio CNE

4.2.14 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 83: Indexadores CID - Sistema Aysén

IPC	43,09%
PPD	19,12%
CPI	37,79%

Fuente: Estudio CNE

Tabla 84: Indexadores CID - Sistema Palena

IPC	3,99%
PPD	96,00%
CPI	0,01%

Fuente: Estudio CNE

Tabla 85: Indexadores CID - Sistema General Carrera

IPC	39,83%
PPD	26,25%
CPI	33,93%

Fuente: Estudio CNE

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

Tabla 86: Indexadores CTLP - Sistema Aysén

IPC	57,17%
PPD	20,88%
CPI	21,95%

Fuente: Estudio CNE

Tabla 87: Indexadores CTLP - Sistema Palena

IPC	57,43%
PPD	22,10%
CPI	20,47%

Fuente: Estudio CNE

Tabla 88: Indexadores CTLP - Sistema General Carrera

IPC	37,48%
PPD	43,82%
CPI	18,69%

Fuente: Estudio CNE

4.2.15 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN

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

Tabla 89: Potencia reconocida asignada a sistema Aysén en kW (2016-2023)

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Edelaysen	Diésel	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

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Total		56.825	38.780	40.380	40.380	40.380	44.970	44.970	44.970

Fuente: Estudio CNE

Tabla 90: Potencia reconocida asignada a sistema Aysén en kW (2024-2031)

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

Fuente: Estudio CNE

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 91: Costo Variable medio sistema Aysén

Empresa	VP CVC USD	VP CVNC USD	VP energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
Edelaysen	12.227.443	2.479.894,63	432.451,60	28,27	5,73
San Víctor	0	82.695,88	21.310,11	0,00	3,88

Fuente: Estudio CNE

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

Tabla 92: Factores de costos de inversión y administración del sistema Aysén pre ingreso Central Terra Austral

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
Edelaysen	11.125.354,16	3.814.917,86	14.940.272,02	1,00
San Víctor	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Estudio CNE

Tabla 93: Factores de costos de inversión y administración del sistema Aysén post ingreso Central Terra Austral

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
Edelaysen	9.196.465,46	3.152.824,68	12.349.290,14	0,91
San Víctor	1.162.715,69	65.444,88	1.228.160,57	0,09

Fuente: Estudio CNE

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

Tabla 94: Costos de Transmisión del Sistema de Aysén

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Anualidad USD
Edelaysen	5.395.601,18	0,00	5.395.601,18	1.702.154,64
San Victor	118.665,95	0,00	118.665,95	37.435,64

Fuente: Estudio CNE

5 FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS

A partir de la determinación del CID y el CTLP, incluidas las correcciones indicadas en la sección anterior, a continuación se presentan las fórmulas y estructuras tarifarias que permiten determinar los precios de nudo de energía y potencia 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 , CTLPG_j , y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de generación asociado al nudo j , IAEG_j .

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

Los factores de ajuste 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 95: Valores de indexadores utilizados – CID y CTLP

Fechas	IPC	PDiésel Aysén [\$/m3]	PDiésel Palena [\$/m3]	PDiésel 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 96: CID base – CID indexado junio 2018

Actualización	CID (\$/kWh)						
Fechas	Aysen23	Chacab33	Mañi33	Ñire33	Tehuel23	Palena	General Carrera
31-12-2016	51,43	53,24	53,59	53,65	53,65	67,45	37,62
01-06-2018	52,93	54,79	55,15	55,21	55,21	79,39	39,08

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 97: CTLP base – CTLP indexado junio 2018

Actualización	CTLP (\$/año)						
Fechas	Aysen23	Chacab33	Mañi33	Ñire33	Tehuel23	Palena	General Carrera
31-12-2016	1.795.125.436	1.548.768.802	170.187.721	24.946.721	6.230.759.932	1.185.041.446	1.287.001.331
01-06-2018	1.886.688.544	1.627.766.114	178.868.405	26.219.166	6.548.569.336	1.240.310.595	1.395.639.935

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 98: 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 99: 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 100: 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 101: Precio de Nudo Energía

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
Aysen23	62,435
Chacab33	62,435
Mañi33	62,435
Ñire33	62,435
Tehuel23	62,435

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
Palena	71,079
General Carrera	85,869

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 102: 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:

$$\frac{PN_Energía_i}{PN_Energía_0} = \chi_E \cdot \left[\left(\alpha_{IPC_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_DIESEL} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} \right) + \left(\alpha_{CPI_E} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \cdot \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right) \right] + \chi_P \cdot \left[\left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left(\alpha_{CPI_P} \cdot \frac{CPI_{i-P}}{CPI_{0-P}} \right) + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

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).

$P_{DIÉSELI}$: Precio vigente del Petróleo Diésel 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 $\$/m^3$.

$P_{DIÉSELO}$: Precio vigente del petróleo diésel en Aysén, Palena y General Carrera, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo noviembre 2017 a abril de 2018 (363.370 $\$/m^3$, 434.153 $\$/m^3$ y 417.356 $\$/m^3$, 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.

CPI_0 : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", correspondiente al mes de marzo de 2018 (249.554).

DOL_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en $\$/US\$$.

DOL_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55 $\$/US\$$).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía, serán los costos que informe Edelayen 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	Ñire33	Tehuel23
%Index E	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495
%Index P	0,505	0,505	0,505	0,505	0,505

α_{IPC_E}	0,39516
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,50587

α_{CPI_E}	0,09897
α_{IPC_P}	0,47087
α_{CPI_P}	0,52913

b) Sistema Palena:

Ponderador	Barra
	Palena
X_E	0,665
X_P	0,335

α_{IPC_E}	0,41257
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,44255
α_{CPI_E}	0,14488
α_{IPC_P}	0,65616
α_{CPI_P}	0,34384

c) Sistema General Carrera:

Ponderador	Barra
	General Carrera
X_E	0,843
X_P	0,157

α_{IPC_E}	0,24383
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,66325
α_{CPI_E}	0,09292
α_{IPC_P}	0,66984
α_{CPI_P}	0,33016

Teniendo presente la posibilidad de presentarse situaciones de sequía en los sistemas de Aysén, General Carrera o Palena, se ha considerado pertinente la incorporación de un coeficiente que recoja los mayores costos eficientes ante estos escenarios.

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

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

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

Donde:

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

*costo operación eficiente*_{i 6 meses}: Corresponde a la estimación de los costos de operación eficiente, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP, generando el volumen de energía considerado para la determinación del *costo operación diesel eficiente*_{6 meses}.

Pn_{index} : Corresponde al precio de energía indexado aplicable durante el siguiente período sin la aplicación del α_r .

$E_{Proy 6 \text{ meses}}$: Corresponde a la energía proyectada a partir de las ventas para el período de 6 meses siguientes al cálculo del α_r .

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

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

5.4.2 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA

La fórmula de indexación, así como la estructura y valores base del cálculo del precio básico de la potencia, han sido determinados considerando el estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación” del 2016.

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.
- 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).
- 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.



DISTRIBUCIÓN:

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