

**REF.:** Aprueba Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Cochamó, cuadrienio 2022 – 2026.

**Santiago, 27 de agosto de 2024**

**RESOLUCION EXENTA N° 449**

**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 “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 “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;
- d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 23, del Ministerio de Energía, de 2015, 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° 120, de 3 de marzo de 2022, que aprueba las bases definitivas para la realización de los estudios de tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, en adelante “las Bases”;
- f) Lo señalado en la Resolución Exenta N° 429, de 13 de junio de 2022, 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, Hornopirén y Puerto Cisnes, en adelante "Resolución Exenta CNE N° 429";

- g) Lo expuesto en la carta N° 1517049, de 2 de mayo de 2022, mediante la cual Empresa Eléctrica de Aysén S.A., SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Cuchildeo SpA, esta última para el sistema mediano de Hornopirén, en adelante "las Empresas", remitieron a esta Comisión el Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, elaborado por GTD Ingenieros Consultores Ltda., en adelante "el Consultor";
- h) El Oficio Ordinario CNE N° 312, de 9 de mayo de 2022, que comunica observaciones al Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes referido en el literal g) anterior;
- i) Lo expuesto en la carta N° 1515065, de 13 de mayo de 2022, mediante la cual las Empresas remitieron a esta Comisión una segunda versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, en atención a las observaciones realizadas en el oficio individualizado en el literal h) anterior;
- j) El Oficio Ordinario CNE N° 350, de 30 de mayo de 2022, que comunica observaciones a la nueva versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes;
- k) Lo señalado en la carta N° 1519216, de 6 de junio de 2022, mediante la cual las Empresas remitieron a esta Comisión una tercera versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes;
- l) El Oficio Ordinario CNE N° 401, de 15 de junio de 2022, que comunica observaciones a la tercera versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes,

en consideración a que esta Comisión constató algunas inconsistencias respecto a varias de las materias allí tratadas, así como incumplimientos a ciertos requisitos dispuestos en la Ley y en las Bases;

- m) Lo expuesto en la carta N° 1519733, de 22 de junio de 2022, mediante la cual las Empresas remitieron a esta Comisión una cuarta versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes;
- n) Lo señalado en la carta N° 1520522, de 4 de julio de 2022, mediante la cual las Empresas remitieron a esta Comisión una quinta versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisne;
- o) El Oficio Ordinario CNE N° 487, de 28 de julio de 2022, mediante el cual se comunica la recepción conforme de la quinta versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisne, referida en el considerando precedente;
- p) La carta N° 1527947, de 22 de diciembre de 2022, de SAGESA S.A. y Sociedad Austral de Electricidad S.A., mediante la cual se informa del cambio de propiedad de activos de SAGESA S.A. y consulta por boletas de garantía;
- q) La Resolución Exenta N° 188, de 11 de mayo de 2023, que Aprueba Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema mediano de Cochamó, cuadrienio 2022-2026, en adelante "el Informe Técnico";
- r) El Oficio CNE N° 315, de 11 de mayo de 2023, que comunica Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema mediano de Cochamó, cuadrienio 2022-2026;
- s) Las observaciones presentadas al Informe Técnico por: Sociedad Austral de Electricidad S.A., mediante carta N° 1537320 de 8 de junio de 2023; Energía Limpia SpA, mediante correo electrónico de 30 de mayo de 2023; e, Hidroner SpA, mediante correo electrónico de 7 de junio de 2023;

- t) Lo dispuesto en el Decreto N°12A, de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra a don Marco Antonio Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- u) La Resolución N° 7, de 2019, 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 del sistema mediano de Cochamó, así como también al cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo para este sistema;
- 2) Que, el inciso cuarto artículo 177° de la Ley dispone que, antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas que operan en los 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° recién citado, mediante carta individualizada en el literal g) de vistos, las Empresas presentaron el Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, el que fue observado por esta Comisión a través del oficio referido en el literal h) de vistos;
- 4) Que, en atención a las observaciones realizadas, y mediante carta individualizada en el literal i) de vistos, las Empresas presentaron una segunda versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, el cual fue nuevamente observado por esta Comisión a través del oficio referido en el literal j) de vistos;
- 5) Que, en respuesta a estas nuevas observaciones, y a través de la misiva señalada en el literal k) de vistos, las Empresas hicieron entrega a una tercera versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y

Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes;

- 6) Que, en atención a que la tercera versión del Informe Final individualizado en el considerando precedente presentaba importantes falencias, mediante Oficio reseñado en el literal l) de vistos, esta Comisión presentó nuevas observaciones al referido documento, cuyo objetivo era que este cumpliera con los requisitos mínimos establecidos en la Ley y las Bases;
- 7) Que, en respuesta a las observaciones de la Comisión recién señaladas, mediante cartas individualizadas en los literales m) y n) de vistos, las Empresas presentaron una cuarta y quinta versión, respectivamente, del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes;
- 8) Que, el 28 de julio de 2022, esta Comisión recibió conforme la quinta versión del Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, mediante oficio individualizado en el literal o) de vistos;
- 9) Que, posteriormente y habiendo revisado la última versión del Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, mediante la resolución exenta individualizada en el literal q) de vistos, la Comisión aprobó el Informe Técnico;
- 10) Que, para efectos de que los interesados pudiesen efectuar las observaciones que estimasen pertinentes al Informe Técnico, mediante oficio individualizado en el literal r) de vistos, éste fue comunicado a las Empresas, y a aquellas empresas que forman parte del catastro de proyectos de generación y transmisión establecido mediante Resolución Exenta CNE N° 429, de 13 de junio de 2022;
- 11) Que, los días 30 de mayo y 7 y 8 de junio, todos de 2023, mediante cartas y correos electrónicos a los que se hace referencia en el literal s) de vistos, esta Comisión recibió las observaciones al Informe Técnico de las empresas allí señaladas;
- 12) 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. Las empresas dispondrán de quince días para formalizar su acuerdo o desacuerdo con la Comisión; y,

- 13) Que, habiendo efectuado la revisión y análisis de las observaciones recibidas y en cumplimiento de lo dispuesto en el ya referido inciso quinto del artículo 177 de la Ley, esta Comisión aprueba el Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, conforme a lo dispuesto en la parte resolutive de la misma.

**RESUELVO:**

**Artículo Primero:** Apruébase el Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

**INFORME TÉCNICO FINAL**

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

**CUADRIENIO 2022-2026**

**Agosto de 2024**

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS.....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>ESTUDIO PRESENTADO POR LA EMPRESA .....</b>	<b>9</b>
<b>3.1</b>	<b>VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>	<b>9</b>
	3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN EXISTENTES.....	9
	3.1.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN CANDIDATAS.....	9
	3.1.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	10
	3.1.4 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES .....	10
<b>3.2</b>	<b>VALORIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS .....</b>	<b>14</b>
<b>3.3</b>	<b>VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL .....</b>	<b>14</b>
<b>3.4</b>	<b>VALORIZACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS ANUALES.....</b>	<b>14</b>
<b>3.5</b>	<b>DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>15</b>
<b>3.6</b>	<b>DEMANDA.....</b>	<b>16</b>
	3.6.1 DEMANDA HISTÓRICA.....	16
	3.6.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA .....	17
	3.6.3 SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN .....	17
<b>3.7</b>	<b>PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO .....</b>	<b>18</b>
	3.7.1 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN .....	18
	3.7.2 RANGOS DE VALIDEZ TÉCNICA .....	18
	3.7.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN.....	18
	3.7.4 RANGOS DE VALIDEZ TÉCNICA .....	18
	3.7.5 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS.....	18
	3.7.6 EXPANSIÓN VEHÍCULOS.....	19
	3.7.7 EXPANSIÓN DE EQUIPOS DE OFICINA, INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES, HERRAMIENTAS Y MEDIO AMBIENTE .....	19
	3.7.8 ANALISIS DE ESTRUCTURA Y COSTO DE PERSONAL.....	19
	3.7.9 VALORIZACIÓN DE GASTOS FIJOS ANUALES .....	19
<b>3.8</b>	<b>COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO .....</b>	<b>20</b>
<b>3.9</b>	<b>PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....</b>	<b>20</b>
	3.9.1 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN GENERACIÓN.....	20
	3.9.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN TRANSMISIÓN .....	21
	3.9.3 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS.....	21
	3.9.4 VEHÍCULOS .....	21



3.9.5	EQUIPOS DE OFICINA, INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES, HERRAMIENTAS Y MEDIO AMBIENTE.....	21
3.9.6	ANÁLISIS DE ESTRUCTURA Y COSTO DE PERSONAL.....	22
3.9.7	VALORIZACIÓN DE GASTOS FIJOS ANUALES .....	22
<b>3.10</b>	<b>COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO.....</b>	<b>22</b>
<b>3.11</b>	<b>FORMULAS DE INDEXACIÓN.....</b>	<b>22</b>
3.11.1	INDEXACIÓN COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO .....	23
3.11.2	INDEXACIÓN COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO .....	23
<b>3.12</b>	<b>COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>23</b>
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS Y CORRECCIÓN REALIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA .....</b>	<b>25</b>
<b>4.1</b>	<b>ASPECTOS GENERALES .....</b>	<b>25</b>
<b>4.2</b>	<b>CORRECCIONES EN CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA</b>	<b>25</b>
4.2.1	CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES.....	25
4.2.2	PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN .....	27
4.2.3	RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN.....	28
4.2.4	PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN .....	29
4.2.5	RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN .....	30
4.2.6	PRECIOS DE COMBUSTIBLES .....	30
4.2.7	ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN .....	30
4.2.8	PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA .....	32
4.2.9	HIDROLOGÍA CONSIDERADA EN EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO Y EN EL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....	33
4.2.10	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO .....	34
4.2.11	PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....	35
4.2.12	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CID Y CTLP .....	37
4.2.13	COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN .....	38
<b>5</b>	<b>FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS.....</b>	<b>40</b>
<b>5.1</b>	<b>FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA .....</b>	<b>40</b>
<b>5.2</b>	<b>FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA.....</b>	<b>41</b>
<b>5.3</b>	<b>PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES.....</b>	<b>42</b>

5.3.1	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO INDEXADO A NOVIEMBRE 2022 ...	43
5.3.2	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A NOVIEMBRE 2022 .....	43
5.3.3	COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022 .....	43
5.3.4	COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022.....	43
5.3.5	COSTO DE TRANSMISIÓN INDEXADO A NOVIEMBRE 2022 .....	44
5.3.6	PROYECCIÓN DE DEMANDA 2022-2026.....	44
5.3.7	PRECIOS DE NUDO ENERGÍA.....	44
5.3.8	PRECIOS DE NUDO POTENCIA .....	44
<b>5.4</b>	<b>FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA .....</b>	<b>45</b>
5.4.1	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA.....	45
5.4.2	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA.....	47
5.4.3	INDEXACIÓN COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES.....	48
5.4.4	INDEXACIÓN COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES .....	49
5.4.5	INDEXACIÓN COSTOS DE TRANSMISIÓN .....	49

## 1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo establecido en el artículo 173° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante “la Ley”, en los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 [MW] y superior a 1.500 [kW], en adelante e indistintamente “Sistemas Medianos” o “SSMM”, se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones; a la operación de las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; y, a garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del 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 los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema en cuestión.

En tal contexto, a través de la Resolución Exenta N° 162, de 20 de mayo de 2021, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “Comisión” o “CNE”, 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. Dicha resolución fue modificada por la Resolución Exenta N° 330, de 2 de septiembre de 2021, en virtud de la cual se declaró, además, 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 del Sistema Mediano de Puerto Cisnes.

Luego de la revisión y evaluación de los antecedentes recibidos, mediante Resolución Exenta N° 218, de 8 de julio de 2021, se crearon los Registros de Usuarios e Instituciones Interesados en el proceso de tarificación y expansión de los señalados sistemas. Dicha resolución fue rectificada por la Resolución Exenta N° 226, de 13 de julio de 2021 y complementada por la Resolución Exenta N°419, de 19 de octubre de 2021.

Posteriormente, y 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° 333, de 3 de septiembre de 2021, 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, Hornopirén y Puerto Cisnes. Estas fueron sometidas a observaciones por parte de las empresas operadoras de los SSMM y los integrantes de los Registros de Usuarios e Instituciones Interesadas ya referidos.

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° 421, de 19 de octubre de 2021. Adicionalmente, a través de Resolución Exenta N° 420, de 19 de octubre de 2021, se dio respuesta a las referidas observaciones.

Luego, y en virtud de lo dispuesto en el inciso primero del artículo 177° de la Ley, Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA presentó discrepancias respecto de dichas bases definitivas. Estas fueron resueltas por el H. Panel de Expertos mediante Dictamen N° 17-2021, de 23 de febrero de 2022. Conforme a lo dispuesto por el H. Panel, esta Comisión aprobó 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, Hornopirén y Puerto Cisnes, mediante Resolución Exenta N° 120, de 3 de marzo de 2022, en adelante “las Bases”.

Posteriormente, y dando cumplimiento a lo establecido en la Ley y el Reglamento, mediante carta N° 1517049, de 2 de mayo de 2022, Empresa Eléctrica de Aysén S.A., en adelante “Edelaysén” y SAGESA S.A., en adelante “SAGESA”, empresas operadoras de los sistemas medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó<sup>1-2</sup> y Puerto Cisnes; y, Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA, en adelante, “Cuchildeo”, que junto a SAGESA son operadoras del Sistema Mediano de Hornopirén<sup>3</sup>, todas ellas en conjunto los “Mandantes”, presentaron los informes finales del Estudio de Tarificación de Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Cochamó y Hornopirén, en adelante “los Estudios”, desarrollado por GTD Ingenieros Consultores Ltda., en adelante e indistintamente “el Consultor” o “GTD”.

Los Estudios fueron observados por esta Comisión a través de Oficios Ordinarios N° 312, de 9 de mayo de 2022; N° 350, de 30 de mayo de 2022; y, N° 401, de 15 de junio de 2022, así como mediante correos electrónicos de 24 y 29 de junio de 2022. Por medio de cartas N° 1515065, de 13 de mayo de 2022; N° 1519216, de 6 de junio de 2022; y, N° 1519733, de 22 de junio de 2022, los Mandantes remitieron a esta Comisión nuevas versiones de los Estudios, en las cuales daban respuesta a las distintas observaciones presentadas en los referidos oficios.

Finalmente, mediante carta N° 1520522, de 4 de julio de 2022, los Mandantes remitieron los Estudios que fueron recibidos conforme por esta Comisión mediante Oficio Ordinario N° 487, de 28 de julio de 2022, para efectos de lo señalado en el inciso final del artículo 177° de la Ley.

---

<sup>1</sup> Se hace presente que en el Sistema Mediano de Cochamó, actualmente, se encuentra operando la empresa Hidroner SpA, la cual no se encontraba sujeta a la obligación de presentar el informe final del estudio de tarificación del respectivo Sistema Mediano por no haber entrado en operación la central de su propiedad Terra Austral antes del 31 de diciembre de 2021.

<sup>2</sup> De acuerdo con lo informado en carta N° 1527947, de 22 de diciembre de 2022, de SAGESA y Sociedad Austral de Electricidad S.A., los activos de generación-transporte de la primera en los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén fueron transferidos a la segunda.

<sup>3</sup> Dado lo señalado en el pie de página precedente, actualmente, las empresas operadoras del sistema de Hornopirén son Cuchildeo y Sociedad Austral de Electricidad S.A.

A partir de los Estudios, junto con otros antecedentes que tuvo a disposición esta Comisión, se desarrolló el Informe Técnico Preliminar del Estudio de Planificación y Tarifación del Sistema Mediano de Cochamó, aprobado mediante Resolución Exenta N°188 de 11 de mayo de 2023, en adelante “Informe Técnico Preliminar”, al cual se presentaron observaciones por parte de las empresas operadoras de dicho sistema mediano y aquellas que forman parte del catastro de proyectos de generación y transmisión establecido mediante Resolución Exenta N°429, de 13 de junio de 2022.

Por último, considerando las observaciones recibidas, analizadas en su mérito y de acuerdo con lo establecido en el inciso final del artículo 177° de la Ley y en el inciso primero del artículo 43 del Reglamento, a continuación, se presenta el Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarifación del Sistema Mediano de Cochamó.

A efectos del presente informe, se entenderá que la “Empresa” hace referencia a SAGESA (actualmente, Sociedad Austral de Electricidad S.A.) y que el “Estudio” corresponde al desarrollado por el Consultor para el Sistema Mediano de Cochamó.

## 2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS

El sistema eléctrico de Cochamó cuenta con un *mix* de generación, compuesto predominantemente por generación térmico diésel y, en menor medida, por generación hidroeléctrica. En la siguiente tabla se detallan las unidades presentes en cada central y sus características.

**Tabla 2-1: Unidades Centrales Generadoras Sistema Cochamó**

Central	Generador	Propietario	Combustible	Capacidad (MW)
Cochamó	Unidad 5714	SAGESA S.A.	Térmica Diésel	0,80
	Unidad 5887	SAGESA S.A.	Térmica Diésel	1,00
	Unidad 5888	SAGESA S.A.	Térmica Diésel	1,00
Llaguepe	Unidad 5870	SAGESA S.A.	Térmica Diésel	0,80
	Unidad 5871 L	SAGESA S.A.	Térmica Diésel	0,80
CH Cochamó	Unidad 5871 C	Inverges	Hidroeléctrica	0,68
CH Terra Austral	Terra Austral	Hidroner	Hidroeléctrica	0,765

### 3 ESTUDIO PRESENTADO POR LA EMPRESA

A continuación, se describen los principales contenidos y resultados del informe final del Estudio de Planificación y Tarifación del Sistema Mediano de Cochamó, entregado por la Empresa a la Comisión.

Para un análisis y seguimiento más detallado de los valores y resultados alcanzados en las distintas etapas de cálculo, se debe recurrir al texto íntegro del Estudio y sus archivos de respaldo, los cuales se encuentran disponibles en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía<sup>4</sup>.

#### 3.1 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

##### 3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN EXISTENTES

A continuación, se presentan las principales características de las unidades generadoras existentes en el sistema eléctrico de Cochamó, las cuales son posteriormente consideradas para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente.

**Tabla 3-1: Características técnicas de las unidades existentes**

Sistema	Central	Unidad	Potencia (kW)	Tipo	Consumo específico			Unidad	Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)			Indisponibilidad		
					40%	60%	80%		Base	Semibase	Punta	Programada	Forzada	Compuesta
Cochamó	CH Cochamó	5871	680	Hidro	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
Cochamó	CH Terra Austral	1	800	Hidro	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	1,40%	0,00%	1,40%
Cochamó	CT Cochamó	5714	800	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	21,10	21,10	21,10	5,00%	5,00%	10,00%
Cochamó	CT Cochamó	5887	1.000	Diésel	0,29	0,29	0,29	l/kWh	21,10	21,10	21,10	5,00%	5,00%	10,00%
Cochamó	CT Cochamó	5888	1.000	Diésel	0,29	0,29	0,29	l/kWh	21,10	21,10	21,10	5,00%	5,00%	10,00%
Cochamó	CT Llaguepe	5870	800	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	21,10	21,10	21,10	0,00%	0,00%	0,00%
Cochamó	CT Llaguepe	5871	800	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	21,10	21,10	21,10	0,00%	0,00%	0,00%

Para efectos de determinar distintos parámetros en la caracterización de las unidades existentes, el Consultor definió el tipo de tecnología al que corresponden dichas unidades, distinguiendo entre unidades diésel e hidroeléctricas.

En cuanto a los consumos específicos, estos fueron calculados en base a los datos de generación horaria entregados por los operadores de las distintas centrales para el 2020.

Por último, para la indisponibilidad de las unidades, el Consultor consideró los valores presentados por los distintos propietarios de las centrales de generación.

##### 3.1.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN CANDIDATAS

El Consultor consideró como unidades candidatas módulos de generación diésel de distintos niveles de potencia. Sin perjuicio de ello, en la modelación finalmente utilizó solo unidades de 800 kW. Cabe señalar que para el sistema Cochamó no se presentaron proyectos por parte de terceros. El detalle técnico de la unidad candidata se presenta en la tabla siguiente:

<sup>4</sup> Específicamente, en la página <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/>, en el título “Tarificación Sistemas Medianos”, seleccionando “Proceso de Tarifación 2022-2026” y posteriormente “Sistemas Mediano de Cochamó”.

**Tabla 3-2: Características técnicas de las unidades candidatas**

Sistema	Unidad	Potencia (kW)	Tipo	Consumo específico			Unidad	Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)			Indisponibilidad		
				40%	60%	80%		Base	Semibase	Punta	Programada	Forzada	Compuesta
Cochamó	Central Diesel 800	800	Diesel	0,26	0,26	0,26	l/kWh	13,81	13,81	13,81	-	-	-

### 3.1.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

El sistema de Cochamó no tiene instalaciones identificadas como transmisión.

### 3.1.4 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES

A continuación, se describe la metodología utilizada por el Consultor para establecer los precios unitarios y recargos utilizados para valorizar las instalaciones.

#### 3.1.4.1 Precios unitarios

Para la valorización de las unidades generadoras diésel y otros elementos de generación y transmisión de las centrales, el Consultor tuvo a la vista precios respaldados con cotizaciones de la Empresa y cotizaciones realizadas por este mismo. Adicionalmente, tuvo en cuenta los valores presentados en el estudio de tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó y Hornopirén del periodo 2014 – 2018, realizado por el mismo GTD.

En cuanto a las unidades y otros elementos asociados a las centrales hidráulicas, el Consultor consideró la información entregada por la Empresa en el informe denominado “Determinación de los Valores Nuevos de Reemplazo (VNR) de Centrales de Sistemas Eléctricos Medianos de Propiedad de EDELAYSÉN”, en adelante, “Informe de WSP”, el cual fue encargado al consultor WSP.

Tanto el precio de las unidades diésel como de las hidráulicas se actualizaron a diciembre de 2020 de acuerdo con la variación del *Consumer Price Index*, en adelante “CPI”.

#### 3.1.4.2 Recargos utilizados en precios unitarios

El Consultor analizó el inventario de cada una de las centrales existentes, proporcionado por la Empresa, y aplicó distintos recargos dependiendo del tipo de elemento. En las tablas siguientes se presentan los recargos considerados.

**Tabla 3-3: Recargos térmicos de montaje<sup>5</sup>**

Familia de materiales	Descripción	Recargo
a		1,0%
b		1,5%

<sup>5</sup> Para ciertas familias de materiales no se presenta descripción debido a que no fue posible identificarla en el informe del Consultor.



Familia de materiales	Descripción	Recargo
c	Banco de Batería, TTCC	3,0%
d	Containers, portones, estanques, cierros metálicos	5,0%
e	Generadores térmicos, cables y otros elementos eléctricos	10,0%
f	Luminarias	11,0%
g	Desconectador bajo carga	15,0%
h	Transformador de poder y SSAA, reconectores, pararrayos, interruptores	18,0%
i		18,0%
j	Desconectador cuchilla, funicular, puentes grúa, malla a tierra	20,0%
k		20,0%
l	Sistema de comunicaciones, tableros centralizados, semitrailer	25,0%
m	Edificio albañilería, metálico, oficina madera-albañilería	33,0%
n	Postes	60,0%

**Tabla 3-4: Recargos térmicos de flete**

Clave	Descripción	Recargo
FEG	Flete Equipos Generales	17,8%
FP	Flete Postes	39,8%
FEM	Flete Equipos Mayores	2,0%
FOtros	Flete Otros	11,6%
Feolico	Flete Eólico	10,1%
FEGV	Flete Equipos Gran Volumen	50,0%
SF	Equipo sin flete	0,0%

**Tabla 3-5: Otros recargos térmicos**

Clave	Descripción	Recargo
Bodega (\$)	Bodega	11,8%
Ing (\$)	ingeniería	10,1%
Gg (\$)	Gastos generales	5,5%
Int (\$)	Intereses Intercalarios	4,1%
BI (\$)	Bienes Intangibles	2,0%

**Tabla 3-6: Recargo centrales hidráulicas**

Clave	Descripción	Recargo
Flete (\$)	Flete	0,0%
Bodega (\$)	Bodega	0,0%
Montaje (\$)	Montaje	25,0%
Ing (\$)	Ingeniería	7,0%
Gg (\$)	Gastos Generales	5,0%
Int (\$)	Intereses Intercalarios	5,0%

Clave	Descripción	Recargo
BI (\$)	Bienes Intangibles	2,0%

**Tabla 3-7: Recargos de transporte de centrales hidráulicas**

Fletes y otros cargos	Recargo
Derechos de internación	1,5%
Gastos Portuarios	1,0%
Fletes dentro del País	2,0%
Seguros equipos	2,5%

Posteriormente, y tras la aplicación de los recargos a cada uno de los elementos de la central, según correspondiese, se sumaron los costos asociados a los recargos de flete, montaje mecánico, montaje eléctrico, obras civiles, ingeniería, puesta en marcha, gastos generales e intereses intercalarios, para cada central, lo cual fue repartido entre cada una de las unidades de la central respectiva a prorrata de sus potencias.

### 3.1.4.3 Valorización de unidades de generación

El Consultor analizó las instalaciones del sistema en estudio, revisando el inventario entregado por la Empresa, para luego valorizarlo con una base de precios que conjuga cotizaciones y precios provistos por esta.

Para valorizar las unidades térmicas, el Consultor consideró las siguientes fuentes de información:

- Valores presentados en el estudio de valorización anterior, actualizando dichos valores por CPI a diciembre de 2021.
- Cotización con empresas del rubro, obteniéndose, a la fecha, cotizaciones para equipos de entre 100 y 600 kW.
- Facturas entregadas por la Empresa.

Para valorizar los equipos hidráulicos se consideró el Informe de WSP.

Posteriormente, considerando los recargos indicados en el título anterior, el Consultor obtuvo la valorización de las unidades de generación existentes, las cuales se presentan en la Tabla 3-8.

Por su parte, el valor de las unidades generadoras consideradas como candidatas en el Estudio se presenta en la Tabla 3-9.

**Tabla 3-8: Valorización de las unidades existentes**

Provincia	Central	Unidad	Potencia (kW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montaje mecánico	Montaje eléctrico	Obras civiles + materiales	Ingeniería	Puerta en marcha	Terrenos	Gastos generales	Valor instalado	Intereses intercalarios	Cup US\$	BI US\$	CE US\$	Valor final
Cochamó	CT Cochamó	5714	800				<b>155.205</b>	40.815	16.619	5.803	51.294	25.753	1.355	11.761	14.701	<b>323.307</b>	12.680	<b>335.986</b>	6.231	3.207	<b>607.700</b>
Cochamó	CT Cochamó	5887	1.000				<b>194.006</b>	51.019	20.774	7.254	64.117	32.191	1.694	14.702	18.376	<b>404.133</b>	15.850	<b>419.983</b>	7.789	4.008	<b>1.104.910</b>
Cochamó	CT Cochamó	5888	1.000				<b>194.006</b>	51.019	20.774	7.254	64.117	32.191	1.694	14.702	18.376	<b>404.133</b>	15.850	<b>419.983</b>	7.789	4.008	<b>1.104.910</b>
Cochamó	CH Cochamó	5871	680				<b>777.920</b>	7.084	194.480	43.798	1.876.037	55.111	2.901	74.667	190.825	<b>3.222.823</b>	133.162	<b>3.355.985</b>	53.417	27.153	<b>1.322.439</b>
Cochamó	CT Llaguepe	5870	800				<b>219.110</b>	61.950	23.834	8.782	82.134	37.790	1.989	-	21.572	<b>457.161</b>	18.606	<b>475.767</b>	9.143	4.710	<b>1.322.439</b>
Cochamó	CT Llaguepe	5871	800				<b>219.110</b>	61.950	23.834	8.782	82.134	37.790	1.989	-	21.572	<b>457.161</b>	18.606	<b>475.767</b>	9.143	4.710	<b>1.436.383</b>
Cochamó	CH Terra Austral	1	800				<b>940.186</b>	7.084	235.047	37.305	1.327.456	83.451	4.392	244.188	62.133	<b>2.941.241</b>	113.846	<b>3.055.088</b>	45.691	24.357	<b>304.023</b>

**Tabla 3-9: Valorización de las unidades candidatas**

Sistema	Central	Potencia (kW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montaje mecánico	Montaje eléctrico	Obras civiles + materiales	Ingeniería	Puerta en marcha	Terrenos	Gastos generales	Valor instalado	Intereses intercalarios	Cup US\$	BI US\$	CE US\$	Valor final
Cochamó	Central Diesel 800	800				<b>271.811</b>	63.864	32.583	8.383	131.010	40.085	2.110	11.968	23.543	<b>585.358</b>	20.514	<b>605.872</b>	9.943	5.076	<b>620.891</b>
Cochamó	Central Diesel 400	400				<b>146.020</b>	34.309	17.504	4.503	70.380	21.534	1.133	6.429	12.648	<b>314.461</b>	11.020	<b>325.481</b>	5.342	2.727	<b>333.550</b>

### 3.1.4.4 Valorización de las instalaciones de transmisión

El sistema de Cochamó no cuenta con activos de transmisión.

## 3.2 VALORIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS

El Consultor hizo una revisión de los terrenos en los que se emplazan las unidades de generación presentados como antecedentes por parte de la Empresa. Los terrenos levantados se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 3-10: Valorización, clasificación y asignación de terrenos y edificios, Sistema Cochamó**

Operador	SSMM	Central	Tipo	Valor pagado por compraventa	Año de pago	Compraventa o Inscripción
SAGESA	Cochamó	Llaguepe	Diésel			
SAGESA	Cochamó	Cochamó	Diésel	\$35.000.000	22-09-2020	Sí

## 3.3 VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL

A continuación, se presenta el total de remuneraciones para la empresa eficiente de SSMM agrupadas por tipo de cargo (así como beneficios), expresados en su valor equivalente a diciembre de 2020.

**Tabla 3-11: Resumen de cantidad de dotación y remuneraciones del personal de la empresa**

Tipo de cargo	Dotación	Costo (MM\$)	Asignación (%)		Asignación (MM\$)	
			Cochamó	Otros	Cochamó	Otros
Gerente de área	3	343	28%	72%	97	246
Jefe de área	11	510	45%	55%	227	283
Profesionales	7	196	30%	70%	58	138
Técnicos	5	137	32%	68%	43	94
Operarios	10	195	60%	40%	117	78
Funcionarios administrativos	4	76	30%	70%	23	53
<b>Total</b>	<b>40</b>	<b>1.458</b>	<b>39%</b>	<b>61%</b>	<b>565</b>	<b>892</b>

## 3.4 VALORIZACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS ANUALES

Se agruparon los costos fijos en 18 categorías en relación con las actividades de operación, mantenimiento, administración y comercialización que realiza la Empresa.

Los gastos fijos correspondientes al año base se pueden apreciar en la siguiente tabla:

**Tabla 3-12: Valores de Gastos Fijos al año base**

Gastos Fijos	Costo (MM\$)	Asignación (%)		Asignación (MM\$)	
		Cochamó	Otros	Cochamó	Otros
Administrativos y corporativos	0	19%	81%	0	0
Arriendos	56	19%	81%	11	45
Asesorías	49	22%	78%	11	38
Contribuciones terrenos	1	51%	49%	0	0
Facturación a clientes	0	-	-	0	0
Fletes	0	22%	78%	0	0
Impuestos, patentes y trámites	2	45%	55%	1	1
Mantenimiento edificios	0	0%	100%	0	0
RSE y comunicaciones	3	22%	78%	1	2
Seguros maquinarias y edificios	27	22%	78%	6	21
Mantenimiento y combustible vehículos	2	44%	56%	1	1
Gastos Inmuebles	38	0%	100%	0	38
Directorio	12	22%	78%	3	10
Contratistas O&M	126	44%	56%	55	71
Gasto SCADA	79	22%	78%	17	62
Gastos generales muebles	0	-	-	0	0
Macroinformática gasto	8	22%	78%	2	6
Microinformática gasto	194	22%	78%	42	151
<b>Total</b>	<b>595</b>	<b>25%</b>	<b>75%</b>	<b>148</b>	<b>447</b>

### 3.5 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

A partir de antecedentes entregados por la Empresa, el Consultor determinó los costos variables de las centrales térmicas que operan en el Sistema Mediano de Cochamó.

En la siguiente tabla, se muestran los costos variables combustibles, en adelante “CVC” y no combustibles, en adelante “CVNC”, de las unidades generadoras térmicas del sistema eléctrico de Cochamó.

**Tabla 3-13: Costos variables de operación, sistema Cochamó**

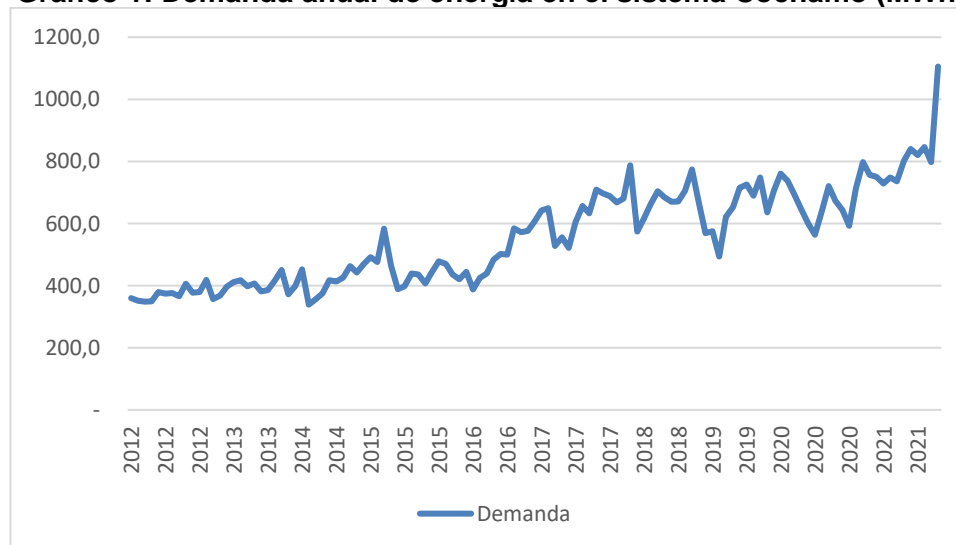
Mes	Consumo Específico Medio (lt/kWh)	Costo Variable Combustible (\$/kWh)	Costo Variable No Combustible (\$/kWh)
enero	0,25	110,99	0,8
febrero	0,25	104,15	4,3
marzo	0,25	94,51	1,3
abril	0,25	76,52	8,2
mayo	0,28	74,71	24,5
junio	0,28	76,58	96,7
julio	0,26	73,97	89,3
agosto	0,25	74,22	81,1
septiembre	0,25	74,89	56,9
octubre			32,6
noviembre	0,25	70,75	19,4
diciembre	0,25	71,56	7,5
<b>Promedio Anual</b>	<b>0,26</b>	<b>82,08</b>	<b>35,2</b>
<b>Promedio 6 Meses</b>	<b>0,25</b>	<b>73,08</b>	<b>47,8</b>

### 3.6 DEMANDA

#### 3.6.1 DEMANDA HISTÓRICA

A continuación, se presentan las ventas anuales históricas de energía para el período 2010-2021 para el sistema de Cochamó, presentadas por el Consultor.

**Gráfico 1: Demanda anual de energía en el sistema Cochamó (MWh)**



### 3.6.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA

Para proyectar la demanda el Consultor consideró tres componentes:

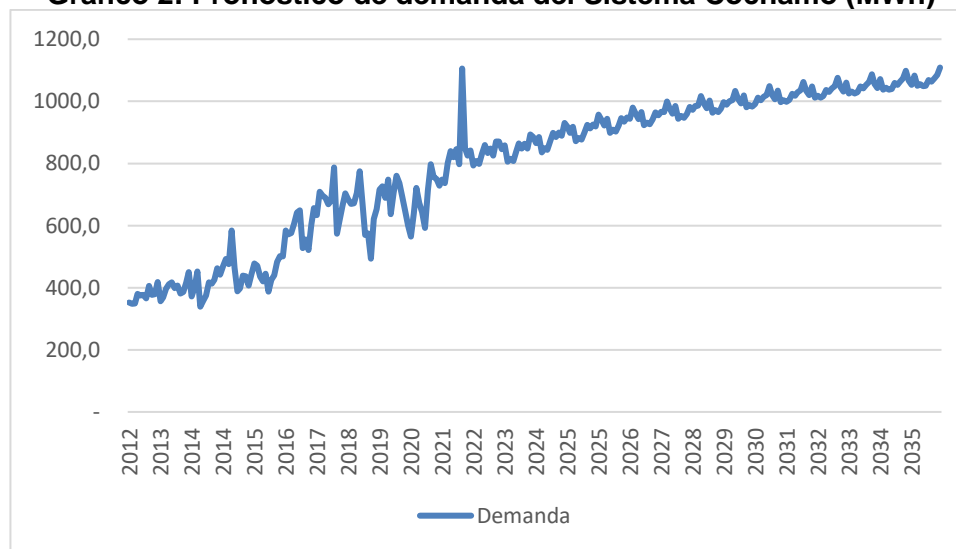
- Proyección de demanda base;
- Aumentos de consumos asociados a grandes clientes; y,
- Nueva demanda asociada a conversión energética de consumos de tipo calefacción.

Para la proyección de demanda base, el Consultor consideró los antecedentes históricos, los cuales fueron complementados con el comportamiento de variables macroeconómicas que podrían incidir en el comportamiento del consumo eléctrico. De acuerdo con lo indicado en las Bases, para efectuar la proyección de demanda a partir de los antecedentes históricos, el Consultor utilizó un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un Modelo de Ajuste Parcial.

Los aumentos de consumo asociados a grandes clientes se obtuvieron de la información de encuestas a grande clientes que la Empresa realizan a sus clientes con mayores consumos.

Por su parte, la estimación de la nueva demanda asociada a la conversión de consumos de calefacción, el Consultor los obtuvo a partir de antecedentes disponibles proporcionados por la Empresa, que se contrastan con antecedentes disponibles del propio Consultor.

**Gráfico 2: Pronóstico de demanda del Sistema Cochamó (MWh)**



### 3.6.3 SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN

El Consultor no consideró factores de participación en el sistema de Cochamó ya que este sistema no tiene sistema de transmisión.

### 3.7 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

#### 3.7.1 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN

Para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo el Consultor consideró las instalaciones existentes, los proyectos promovidos, y centrales candidatas genéricas de tipo térmica.

En la modelación para determinar el plan de obras, el Consultor consideró el aumento en el precio de los combustibles, el cual ha sido significativo entre el año base y la fecha de realización del Estudio. Además, se consideró una condición hidrológica seca, manteniendo las restricciones de reserva del sistema, la cual permite asegurar el abastecimiento en una condición de mayor exigencia.

En virtud de la metodología aplicada y los supuestos considerados, el Consultor no determinó la entrada de nuevos proyectos.

#### 3.7.2 RANGOS DE VALIDEZ TÉCNICA

El Consultor debe analizar el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan 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. Entre las hipótesis técnicas consideradas se encuentran la demanda, los costos unitarios de inversión de las unidades generadoras y de las principales instalaciones de transmisión, además del precio y disponibilidad de los combustibles.

La siguiente tabla muestra el rango de validez del Plan de Expansión Óptimo:

**Tabla 3-14: Sensibilidad de los Planes de Expansión Óptimo**

Sistema	Demanda	
	Inferior	Superior
Cochamó	-	32,0%

#### 3.7.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN

El Consultor no determinó la entrada de nuevos proyectos de transmisión.

#### 3.7.4 RANGOS DE VALIDEZ TÉCNICA

El Consultor no determinó la entrada de nuevos proyectos de transmisión, por lo que no evaluó rangos de validez técnica para este segmento.

#### 3.7.5 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS

El Consultor no consideró expansión de edificios ni de terrenos asociados a estos. Por su parte, incluyó íntegramente en los costos de las unidades generadoras los costos asociados a los terrenos en donde se emplazan dichas unidades.



### 3.7.6 EXPANSIÓN VEHÍCULOS

Con respecto a la expansión de la flota de vehículos, el Consultor asignó vehículos a los encargados de operaciones, jefes de centrales y encargados de la mantención. Se consideró la renovación de vehículos al término de su vida útil.

**Tabla 3-15: Inversión en vehículos para el Plan de Expansión Óptimo**

Sistema	Expansión de Vehículos (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cochamó										36					

### 3.7.7 EXPANSIÓN DE EQUIPOS DE OFICINA, INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES, HERRAMIENTAS Y MEDIO AMBIENTE

El Consultor no consideró renovación de equipos de oficina, así como tampoco gastos en telecomunicaciones, herramientas ni medio ambiente.

En cuanto a la expansión de informática, el Consultor consideró un período de renovación de 5 años, tal como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 3-16: Inversión en equipos de informática central y comunicaciones para el Plan de Expansión Óptimo**

Sistema	Expansión de Informática (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cochamó					25					25					25

### 3.7.8 ANALISIS DE ESTRUCTURA Y COSTO DE PERSONAL

El resumen de los costos de la dotación de la empresa eficiente se muestra a continuación.

**Tabla 3-17: Costos de Personal para el Plan de Expansión Óptimo, Total (MUS\$)**

Sistema	Costos de Personal (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cochamó	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769

### 3.7.9 VALORIZACIÓN DE GASTOS FIJOS ANUALES

Para la valorización de los gastos fijos, el Consultor consideró los costos de operación y mantenimiento, en adelante “O&M”, que se incurren para cada una de las centrales pertenecientes al Plan de Expansión Óptimo, dimensionándolos como un 1% del valor de inversión. Además, consideró otro tipo de gastos, tales como administrativos, arriendos, asesorías, contribuciones por terrenos, entre otros. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 3-18: Gastos fijos asociados al Plan de Expansión Óptimo**

Sistema	Gastos Fijos (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cochamó	203	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235

### 3.8 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de Desarrollo, en adelante “CID”, a nivel de 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 CID surge como una aproximación al concepto de costo marginal, desarrollado en la teoría económica clásica. El CID se aplica en situaciones en las que los cambios de capacidad instalada solo 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, este converge al costo marginal cuando los cambios en la capacidad instalada convergen a la unidad.

El CID determinado por el consultor para el sistema de Cochamó es el que se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 3-19: CID - Sistema de Cochamó**

CID de Generación	
Cochamó	\$/kWh
CID	69,84

### 3.9 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

#### 3.9.1 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN GENERACIÓN

En la determinación del Costo Total de Largo Plazo, en adelante “CTLP”, el Consultor eliminó las ineficiencias de las instalaciones existentes, reemplazándolas por otras cuyo diseño y dimensionamiento corresponde al de mínimo costo total actual y futuro esperado en el horizonte de planificación y que, a su vez, sea consistente con las normas ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Para ello, el Consultor desarrolló un análisis sobre el dimensionamiento y composición óptima de las instalaciones de generación en el año base y sus ampliaciones en el horizonte de planificación.

En este dimensionamiento, el Consultor consideró las capacidades iniciales y futuras óptimas de las centrales considerando los costos de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización necesarios para atender la demanda durante los años considerados dentro del horizonte de planificación. Para ello, se desarrolló un análisis similar al efectuado en la determinación del Plan de Expansión Óptimo, pero incluyendo, además de las ampliaciones futuras, la determinación de la composición y dimensionamiento óptimo de las instalaciones iniciales. Lo anterior fue efectuado considerando las condiciones

tecnológicas existentes, los precios vigentes en el mercado, las restricciones ambientales, y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas vigentes.

El Proyecto de Reposición Eficiente determinado para el sistema de Cochamó es el siguiente:

**Tabla 3-20: Proyecto de Reposición Eficiente en generación – Sistema Cochamó**

Unidad	Potencia (MW)	Tecnología	Año de entrada
CH_Cochamo_U5871	0,68	Hidroeléctrica	2021
CH_TerraAustral_U1	0,80	Hidroeléctrica	2021
CT_PRE_Co_MDR2_U01	0,80	Térmica	2021
CT_PRE_Co_MDR2_U02	0,80	Térmica	2021
CT_PRE_Co_MDR2_U04	0,80	Térmica	2022
CT_PRE_Co_MDR2_U08	0,80	Térmica	2022
CT_PRE_Co_MDR2_U09	0,80	Térmica	2023

### 3.9.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN TRANSMISIÓN

El Consultor no determinó la incorporación de inversiones de transmisión en el Proyecto de Reposición Eficiente.

### 3.9.3 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS

El Consultor no consideró la expansión de edificios ni de terrenos asociados a estos. Por su parte, como se ha mencionado anteriormente, el Consultor incluyó íntegramente en los costos de las unidades generadoras los asociados a los terrenos en donde se emplazan dichas unidades.

### 3.9.4 VEHÍCULOS

Se presenta a continuación el Proyecto de Reposición Eficiente de vehículos para el sistema de Cochamó propuesto por el Consultor.

**Tabla 3-21: Inversión en Vehículos del Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

Sistema	Expansión de Vehículos (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cochamó										36					

### 3.9.5 EQUIPOS DE OFICINA, INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES, HERRAMIENTAS Y MEDIO AMBIENTE

El Consultor no consideró renovación de equipos de oficina, así como tampoco gastos en telecomunicaciones, herramientas ni medio ambiente.

En cuanto a la expansión de informática, el Consultor consideró un período de renovación de 5 años, tal como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 3-22 Inversión en informática central y comunicaciones del Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

Sistema	Expansión de Informática (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cochamó					25					25					25

### 3.9.6 ANÁLISIS DE ESTRUCTURA Y COSTO DE PERSONAL

Se presenta a continuación el Proyecto de Reposición Eficiente de los costos de personal propuesto por el Consultor.

**Tabla 3-23: Costos total de Personal para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

Sistema	Costos de Personal (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cochamó	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769

### 3.9.7 VALORIZACIÓN DE GASTOS FIJOS ANUALES

Se presenta a continuación el Proyecto de Reposición Eficiente de los gastos fijos para el sistema de Cochamó propuesto por el Consultor.

**Tabla 3-24: Gastos Fijos para el Proyecto de Reposición Eficiente Total (MUS\$)**

Sistema	Gastos Fijos (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cochamó	203	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235

### 3.10 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El CTLP corresponde al valor anual constante que permite cubrir los costos de inversión y explotación en que incurre las empresas operadoras 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%.

Los resultados obtenidos para el sistema Cochamó son los siguientes:

**Tabla 3-25: CTLP - Sistema de Cochamó**

CTLPG [\$/año]	2.743.997.344
CTLPL [\$/año]	0
CTLP [\$/año]	2.743.997.344

### 3.11 FORMULAS DE INDEXACIÓN

Las fórmulas de indexación del CID y CTLP presentadas en el Estudio poseen la siguiente estructura:

$$\frac{Costo(i)}{Costo(0)} = \%IPC \cdot \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%P_{gas} \cdot \frac{P_{gas}(i)}{P_{gas}(0)} + \%P_{diesel} \cdot \frac{P_{diesel}(i)}{P_{diesel}(0)} + \%CPI \cdot \frac{CPI(i)}{CPI(0)} \cdot \frac{DOL(i)}{DOL(0)}$$

Donde los indicadores empleados para explicar la evolución de cada componente de costo son los siguientes:

- Índice de Precios del Consumo de Chile (*IPC*)
- U.S. *Consumer Price Index* (*CPI*)
- Precio Gas Natural (*P<sub>gas</sub>*)
- Precio Diésel (*P<sub>diesel</sub>*)
- Dólar Observado (*DOL*)

A continuación, se presentan los ponderadores específicos de acuerdo con los indexadores considerados.

### 3.11.1 INDEXACIÓN COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

Las fórmulas de indexación del CID consideran los siguientes ponderadores específicos:

**Tabla 3-26: Ponderadores de indexación en el sistema de Cochamó**

Ponderadores Indexación CID Cochamó	
Precio Gas Natural	0,0%
Precio Diésel	81,1%
IPC - Nacional	10,9%
CPI – Externo	8,0%

### 3.11.2 INDEXACIÓN COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

Las fórmulas de indexación del CTLP considera los siguientes ponderadores específicos:

**Tabla 3-27: Ponderadores de indexación en el sistema de Cochamó**

Ponderadores Indexación CTLP Cochamó	
Precio Gas Natural	0,0%
Precio Diésel	36,9%
IPC - Nacional	47,7%
CPI – Externo	15,4%

## 3.12 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN

Los costos variables medios son los que se presentan a continuación:

**Tabla 3-28: Costo Variable Combustible medio por empresa**

CVC (\$/kWh)	
<b>Total SM</b>	<b>47,72</b>
SAGESA	77,61
COCHAMÓ	0
TERRA AUSTRAL	0

**Tabla 3-29: Costo Variable No Combustible medio por empresa**

CVNC (\$/kWh)	
<b>Total SM</b>	<b>7,17</b>
SAGESA	10,64
COCHAMÓ	1,62
TERRA AUSTRAL	1,62

Los factores de costos de inversión y administración se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 3-30: Factor de Costos de Inversión y Administración por empresa**

Empresa	Factor
SAGESA	51,4%
COCHAMÓ	25,1%
TERRA AUSTRAL	23,5%

Al no determinarse inversiones en transmisión, no existen costos por este concepto.

## **4 ANÁLISIS Y CORRECCIÓN REALIZADA 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 General de Servicios Eléctricos y el artículo 43 del Reglamento, a continuación, se presenta las observaciones y correcciones al Estudio desarrollado por el Consultor, junto con las fórmulas tarifarias respectivas del sistema mediano de Cochamó.

### **4.2 CORRECCIONES EN CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA**

#### **4.2.1 CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES**

##### **4.2.1.1 Consumos Específicos**

Primero que todo, a efecto de determinar los consumos específicos de las unidades existentes, se tuvo a la vista los antecedentes presentados en el Estudio desarrollado por el Consultor y aquellos correspondientes al Informe Técnico Definitivo asociado al Decreto 10T, del Ministerio de Energía, de 12 de septiembre de 2019, en adelante “ITD 2018 – 2022”. Por su parte, para las unidades candidatas se consideraron solo los antecedentes presentados en el Estudio del Consultor. Sumado a lo anterior, se utilizó el “Estudio de Mercado de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento de Nuevas Unidades Generadoras para los Sistemas Medianos de Magallanes”, elaborado por la empresa Krea Energía Ltda., en adelante, “Estudio Krea”, el cual fue encargado y presentado como antecedente por Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. en el contexto del desarrollo del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams del presente cuatrienio.

Luego de la revisión realizada al Estudio y los antecedentes referidos en el párrafo anterior, se compiló información de consumos específicos de unidades cotizadas, provenientes del Estudio Krea, y de unidades existentes, obtenidos de los antecedentes entregados por los operadores. Dichos antecedentes se juntaron en el archivo Revision\_CVC\_actualizada.xlsx, y se catalogaron por tipo de tecnología y combustible. Así, para cada modelo de unidad de generación y a partir de sus datos, se realizó una estimación de consumos específicos.

Posteriormente, para distintos rangos de potencia, por tipo de tecnología, combustible y factor de planta, se determinaron consumos específicos promedio, los cuales se encuentran en el archivo antes referido. Cabe señalar que aquellos antecedentes que se encontraban repetidos (mismos consumos específicos para un mismo modelo, de igual marca y potencia) no fueron considerados para evitar la sobrerrepresentación de un mismo modelo.

Por último, para cada factor de planta, se le asignó a cada unidad existente un valor de consumo específico proveniente del Estudio, del ITD 2018 – 2022 y de los valores calculados según se señaló en el párrafo anterior, seleccionando el valor mínimo entre estos. Para el caso de las unidades candidatas, se consideraron solo los antecedentes provenientes del Estudio de GTD y los calculados por la CNE. Sin perjuicio de lo anterior, los consumos

específicos fueron ajustados a efecto de que éstos fuesen decrecientes en la medida que la potencia de operación de la unidad se acerque a su valor nominal.

Los resultados de dicha asignación, así como el valor seleccionado para cada factor de potencia, se encuentran en las hojas “Data CO” y “Propuesta”, respectivamente, del archivo denominado Análisis CE CNVC indisponibilidad.xlsx.

#### **4.2.1.2 Costo variable no combustible**

A efecto de determinar los costos variables no combustibles de las unidades existentes, se tuvo a la vista los antecedentes presentados en el Estudio de GTD; aquellos provenientes del Estudio Krea; y, los correspondientes al ITD 2018 – 2022. Por su parte, para las unidades candidatas se consideraron solo los antecedentes presentados en el Estudio de GTD y los del Estudio Krea.

Las Bases establecen el deber de utilizar los valores mínimos que surgen del análisis de los valores entregados por la Empresa y los valores estimados, considerando que se cumplen la totalidad de los mantenimientos programados recomendados por el fabricante durante el ciclo de mantenimiento, bajo la óptica de una gestión eficiente.

Así, para tener valores comparables, se realizaron una serie de correcciones a los datos provenientes del ITD 2018 – 2022. En particular, para considerar los valores de CVNC del proceso de tarificación pasado, estos fueron actualizados a la moneda del presente estudio, es decir, a dólares de diciembre 2020, utilizando la variación del CPI entre diciembre 2016 y diciembre de 2020.

Por su parte, se realizó una estimación de los CVNC considerando los antecedentes del Estudio Krea. A partir de dichos datos, se obtuvieron curvas de estimación del CVNC en base a la potencia, por tecnología y combustible para el caso de operación en base, es decir, cuando la unidad opera más de 8.000 horas. Para determinar los CVNC para operación semibase (5.000 horas) y punta (3.000 horas), se obtuvieron factores proporcionales respecto de la operación base. Cabe señalar que aquellos antecedentes que se encontraban repetidos (mismos costos variables no combustibles para un mismo modelo, de igual marca y potencia) no fueron considerados para evitar la sobrerrepresentación de un mismo modelo. Tanto las curvas como los factores proporcionales antes señalados se encuentran en el archivo denominado Revision\_CVNC\_actualizada.xlsx.

Finalmente, para las unidades existentes, para cada escenario de operación, se le asignó un valor de CVNC proveniente del Estudio del Consultor; del ITD 2018 – 2022; y, de los valores calculados según se señaló en el párrafo anterior, seleccionando el valor mínimo entre estos. Para el caso de las unidades candidatas, se consideraron solo los antecedentes provenientes del Estudio de GTD y los calculados por la CNE.

Los resultados de dicha asignación, así como el valor seleccionado para cada escenario de operación, se encuentran en las hojas “Data CO” y “Propuesta”, respectivamente, del archivo denominado Análisis CE CNVC indisponibilidad.xlsx.



#### 4.2.1.3 Indisponibilidad forzada y programada

Respecto de la indisponibilidad, tanto forzada como programada, para las unidades existentes y candidatas, se compararon los valores presentados por el Consultor y aquellos determinados a partir de los valores inferidos de los límites presentes en el artículo 5-54 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Los valores comparados, así como el valor seleccionado para cada tipo de indisponibilidad, se encuentran en las hojas “Data CO” y “Propuesta”, respectivamente, del archivo denominado Análisis CE CNVC indisponibilidad.xlsx.

#### 4.2.2 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Para determinar los precios unitarios de las unidades de generación, entendidos como los valores *Free On Board* o libre a bordo de estas, en adelante “FOB”, se consideraron los valores propuestos por los operadores de las centrales, los antecedentes del Informe de WSP, cotizaciones propuestas por GTD y otros antecedentes que esta Comisión tuvo a disposición en el desarrollo del presente informe técnico.

En virtud de lo señalado en el literal b), del título 3 del Capítulo II de las Bases, se determinaron curvas de precios por tecnología, mediante gráficos de dispersión de precio unitario (USD/kW) versus potencia (kW) y verificando el tipo de regresión que mejor se ajustase. Sin embargo, las curvas presentaron índices de correlación muy bajos, razón por la cual se consideraron curvas de precio de la unidad (USD) vs potencia (kW), que permitieron corregir dichas situaciones. Dichas curvas de precios se utilizaron para dimensionar preliminarmente un valor FOB para las unidades de generación de cada una de las tecnologías. Las curvas fueron construidas teniendo las siguientes consideraciones:

- Curvas unidades hidráulicas: debido a la falta de cotizaciones, se decidió utilizar la base de precios de unidades hidráulicas del ITD 2018 – 2022, incluyendo a dicha base los precios presentes en el Informe de WSP;
- Curvas unidades eólicas: debido a la falta de cotizaciones, se decidió utilizar la base de precios de unidades eólicas del ITD 2018 – 2022, incluyendo a dicha base el precio de la unidad eólica Alto Baguales, presente en el Informe de WSP; y,
- Curvas unidades diésel: se utilizaron las cotizaciones presentes en el Estudio del Consultor.

Las curvas resultantes se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 4-1: Curvas de estimación de precios de unidades de generación**

Tecnología	Tipo Curva	Curva
Turbina Hidráulica	USD vs kW	$y = 12326x^{0,5621}$
Turbina Eólica	USD vs kW	$y = -0,044x^2 + 1805x - 316854$
Motor Diésel Rápido	USD vs kW	$y = -0,0044x^2 + 177,74x + 11508$

Tecnología	Tipo Curva	Curva
Motor Diésel Lento	USD vs kW	$y = 0,000008x^2 + 467,78x + 28004$

A partir de dichas curvas se realizó una estimación de precios de unidades de generación, las cuales fueron comparadas con los precios presentados por la Empresa y los presentes en el Informe de WSP a fin de determinar el valor FOB definitivo de las unidades correspondientes.

Todos los antecedentes utilizados para la determinación de los precios FOB de las unidades, tanto existentes como candidatas, se encuentran en el archivo Análisis FOB.xlsx.

#### **4.2.3 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN**

Como primer punto, se hace presente que, a lo largo de esta sección, se hace referencia a distintas hojas del archivo denominado Análisis FOB.xlsx, en el cual se realizó la determinación de los recargos junto con la valorización.

Para la determinación de los recargos de instalaciones de generación existentes se tuvo en consideración el inventario de elementos informado por el Consultor, excluyendo las unidades de generación. Dicho inventario fue revisado y ajustando mediante consultas realizadas a la Empresa.

Los precios unitarios de los elementos de dicho inventario se estimaron teniendo en consideración tres fuentes de información:

- Precios unitarios propuestos por el Consultor (Hoja “(GTD) Precios unitarios Tx”);
- Precios unitarios presentes en el ITD 2018 – 2022, apropiadamente actualizados por CPI, IPC y dólar, según correspondiese. Dicha valorización se encuentra en los archivos denominados “Rev instalaciones Existentes Diesel.xlsx” y “Rev Instalaciones Existentes Eolico – Hidro.xlsx”, ambos del proceso tarifario correspondiente al cuatrienio 2018-2022 (hoja “Inventario\_rev Todas”); y,
- Precios unitarios presentes en el proceso cuatrienal de tarificación de la transmisión al que hace referencia el artículo 102° de la Ley, correspondiente al Informe Técnico Definitivo aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 199, de 25 de marzo de 2022, apropiadamente actualizados por CPI, IPC y dólar, según correspondiese (hoja “Hom. Prec. Unit.”), en adelante “ITD Transmisión 2020 – 2023”.

En el desarrollo de este informe se mantuvo el criterio del Consultor, el cual consistió en asignar los elementos de subestaciones y equipos eléctricos a las centrales correspondientes.

A partir de dichas fuentes de información se escogió el mínimo valor para determinar el precio unitario de cada uno de los elementos de las centrales (hojas “Comparación 1” y “Comparación 2”). Por otro lado, esta Comisión consideró los costos de terrenos, herramientas y edificios en el COMA, a diferencia de la metodología del Consultor, que considera estas partidas como parte íntegra de la valorización de las centrales.

Por su parte, las obras civiles asociadas a las centrales hidráulicas se valorizaron teniendo en consideración el inventario presente en el Informe de WSP, el cual considera las bocatomas, canales de aducción, cámaras de carga, entre otros. En el caso de estos elementos, los precios unitarios fueron determinados tomando en consideración los valores presentes en el mismo Informe de WSP, los antecedentes del ITD 2018 – 2022, y cotizaciones realizadas por esta Comisión (archivo denominado Análisis Hidro.xlsx).

Una vez establecidos los precios unitarios de todos los elementos, se procedió a definir los recargos porcentuales aplicables a estos, para lo que se tuvo en consideración tres fuentes de información:

- Recargos propuestos por el Consultor;
- Recargos presentes en el ITD 2018 – 2022. Dichos recargos se encuentran en los archivos denominados “Rev instalaciones Existentes Diesel.xlsx” y “Rev Instalaciones Existentes Eolico – Hidro.xlsx”, ambos del proceso anterior;

Dicho análisis se encuentra en la hoja “Adecuación Recargos”.

A partir de dichas fuentes de información se escogió el mínimo valor para determinar los recargos porcentuales aplicables a los precios unitarios de cada uno de los elementos de las centrales. En cuanto a los elementos de las centrales hidráulicas presentes en el Informe de WSP, se respetaron los recargos allí definidos.

Luego, cada unidad, equipo o material fue asignado a una agrupación, la cual es asociada a una partida de costos (valor CIF, montaje eléctrico, OOC + materiales, gastos generales, ingeniería). De igual forma, a cada agrupación se le aplican cierto tipo de recargos, según sea su naturaleza. Todo lo anterior, se encuentra en la hoja “Clasificación”.

Con todo esto, la valorización de cada unidad, equipo y material se realiza en la hoja “Recargos existentes”, que posteriormente se reparte a prorrata de la potencia de cada unidad por central en la hoja “Valorización”.

#### **4.2.4 PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN**

Para la valorización de las instalaciones de transmisión se consideró el valor mínimo entre el precio presentado por la empresa para cada elemento; precios provenientes del ITD Transmisión 2020 – 2023; y, precios obtenidos de los antecedentes del proceso de fijación de Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución del año 2019, correspondiente a la Resolución Exenta N° 31871 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de fecha 13 de febrero de 2020, en adelante “VNR 2019”. Respecto del inventario de elementos informados por el consultor para ser valorizados, estos no fueron modificados.

Todos los análisis y precios utilizados se encuentran en los archivos denominados Valorización Transmisión Ay-Co-Ho.xlsx y Valorización Subestaciones Ay-Co-Ho.xlsx.

#### 4.2.5 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Los recargos utilizados para las líneas de transmisión corresponden al valor mínimo entre los recargos propuestos por el Consultor y aquellos obtenidos del proceso VNR 2019, correspondientes a Edelayés.

#### 4.2.6 PRECIOS DE COMBUSTIBLES

En consistencia con lo establecido en las Bases, los precios de combustibles se calculan conforme a lo siguiente:

- Diésel: promedio ponderado del precio vigente del petróleo diésel en el sistema de Cochamó, informado por la Empresa para el periodo de seis meses comprendido entre julio y diciembre de 2020.

**Tabla 4-2: Costos de combustibles por sistema**

Sistema	Diésel (US/lt)
Cochamó	0,397

#### 4.2.7 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 en las 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 estos 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 tomaron algunas consideraciones para lograr un dimensionamiento que se ajustara a la modelación de una empresa única y eficiente.

Los principales ajustes que se realizaron se detallan a continuación:

- Capacitaciones: se consideran 50,1 horas al año.
- Gastos generales: se realizó un análisis detallado de todas las partidas incluidas, dentro de las que se modificaron valores y criterios, de tal forma de no incluir gastos que no se encontraran bien justificados (presentes en la empresa real pero no eficientes ni necesarios en la empresa modelo), y de ajustar aquellos en los que se contara con más antecedentes de otros procesos tarifarios, por ejemplo. Adicionalmente, se realizó una limpieza de partidas que no correspondiesen a los segmentos de generación-transporte.
- Dimensionamiento oficinas: se ajustaron los M<sup>2</sup>/PP de acuerdo con el Dictamen N° 02-2019 del H. Panel de Expertos.

- Edificios y terrenos: dado que de acuerdo con el Coeficiente de Ocupación de Suelo los terrenos dimensionados ya consideran holguras, se ajustaron los tamaños
- Vehículos: se incluyó el valor eficiente del proceso anterior, debidamente indexado, para aquellos casos donde no existiera “Cotización Consultor”. Se ajustó la vida útil considerada por la Empresa a la señalada en las Bases.
- Bienes intangibles: se ajustó la cantidad de sueldos a considerar para la contratación inicial de acuerdo con las Bases.
- Capital de explotación: se modificó la consideración de dos doceavos del COMA para el año inicial, y para el diferencial en los siguientes años.
- Personal: se cambió la encuesta de remuneraciones utilizada por la Empresa por el estudio de remuneraciones de la empresa consultora PriceWaterhouseCoopers. Se analizó en forma detallada la dotación requerida para la operación de la empresa modelo y la homologación de esta. Adicionalmente, se revisó cada uno de los beneficios adicionales a incluir de tal forma de que se ajustaran a las Bases.
- Mantenimiento: se redimensionó la cuadrilla necesaria para llevar a cabo las labores de mantenimiento. Para el modelo de cálculo de horas persona, se adicionó a la información presentada por el Consultor, los antecedentes eficientes del proceso anterior tarifario de sistemas medianos correspondiente al cuatrienio 2018-2022 y se realizó un nuevo cálculo.

Los resultados obtenidos para cada Sistema Mediano en el 2021 se muestran a continuación:

**Tabla 4-3: Resumen costo de personal**

Sistema	[MUS\$]
Cochamó	440

**Tabla 4-4: Resumen gastos fijos**

Sistema	[MUS\$]
Cochamó	174

**Tabla 4-5: Resumen inversiones**

Sistema	[MUS\$]
Cochamó	519

**Tabla 4-6: Composición inversiones**

Inversiones	[MUS\$]
Terrenos y Edificaciones	152
Vehículos	36
Informática Central y Comunicaciones	280
Equipos de Computación	24

Inversiones	[MUS\$]
Bienes de Oficina	3
Herramientas	24
<b>Total</b>	<b>519</b>

#### 4.2.8 PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA

De conformidad a lo expuesto en el numeral 5.3 de las Bases, la proyección de demanda se realizará a partir de las ventas de energía del Sistema Mediano, para lo cual el Consultor deberá realizar un análisis de consistencia de las series entregadas por la o las empresas para luego estimar la demanda considerando, a lo menos, la aplicación de dos modelos complementarios: un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil, en adelante “ARIMA”, y un Modelo de Ajuste Parcial. Si bien estos modelos pueden conducir a diferentes resultados, el Consultor deberá utilizar los mencionados modelos a efectos de comprobar la robustez de los resultados obtenidos, indicando, a lo menos, los estadísticos R2, R2 ajustado, t, F y d.

En este sentido, la Comisión realizó un análisis de los modelos y resultados presentados por el Consultor, verificando los supuestos, criterios, robustez, así como su debida coherencia con lo establecido en las Bases.

Así, el modelo desarrollado por la Comisión realiza, en cada barra del sistema, la evaluación de 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, producto interno bruto nacional. En todos los casos analizados, el Modelo ARIMA estacional presentó un mejor ajuste.

Adicional a la proyección histórica, se consideraron las demandas asociadas a nuevos consumos relevantes, de acuerdo con las solicitudes de factibilidad recibidas por la Empresa, y que escapan a lo que se puede considerar como crecimiento vegetativo o histórico.

En atención a lo anterior, se aceptaron los modelos y resultados propuestos por el Consultor.

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 desde enero de 2012 a diciembre de 2022. La predicción de la demanda en función de las ventas de energía se realizó hasta diciembre de 2035.

Por último, para el cálculo del Factor de Carga, se utiliza el promedio de los años 2018-2021, abarcando un período consistente con la duración del período tarifario de 4 años, de modo que sea representativo.

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

**Tabla 4-7: Proyecciones de demanda utilizada, Cochamó**

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2021	10.376	1.826
2022	16.363	2.880
2023	18.058	3.179
2024	18.607	3.275
2025	19.233	3.386
2026	19.906	3.504
2027	20.595	3.625
2028	21.297	3.749
2029	22.011	3.875
2030	22.737	4.002
2031	23.475	4.132
2032	24.226	4.265
2033	24.990	4.399
2034	25.768	4.536
2035	26.559	4.675
Factor de Carga	0,648	

**4.2.9 HIDROLOGÍA CONSIDERADA EN EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO Y EN EL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE**

Tanto para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo como para el Proyecto de Reposición Eficiente del sistema de Cochamó, en todo el horizonte de planificación, se empleó lo siguiente:

- Afluentes considerados en el proceso de tarificación del cuatrienio 2018-2022 en el caso de Terra Austral, donde se consideró la hidrología correspondiente al percentil 50% de dichos datos.
- Afluentes empleados en la simulación del Estudio presentado por la Empresa en el caso de la central Cochamó.

El detalle de las hidrologías consideradas se presenta a continuación:

**Tabla 4-8 Afluentes en [MWh/h] en el sistema de Cochamó**

Sistema	Central / Proyecto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Cochamó	Terra Austral	0,27	0,43	0,52	0,67	0,63	0,67	0,67	0,67	0,67	0,42	0,61	0,23
Cochamó	CH Cochamó	0,41	0,43	0,40	0,29	0,37	0,37	0,41	0,47	0,48	0,59	0,48	0,47

#### 4.2.10 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

A continuación, se muestra la metodología y resultados para la obtención del Plan de Expansión Óptimo.

##### 4.2.10.1 Metodología para la determinación del Plan de Expansión Óptimo

La metodología para la determinación del Plan de Expansión Óptimo contempla 2 etapas:

- a) Determinación del plan óptimo económico

En base a los antecedentes de demanda, precios unitarios, recargos, costos variables y consumos específicos, tanto de las unidades existentes como de las unidades candidatas, se calcula el Plan de Expansión Óptimo de generación en el horizonte de planificación para el sistema, utilizando el modelo de planificación de inversiones del *software* AMEBA.

Lo señalado incluye una modelación de 24 bloques por mes (conforme a lo establecido en las Bases), consideración de mínimos técnicos, reserva en giro, indisponibilidad forzada e indisponibilidad programada, consumos específicos y CVNC promedio. Para la representación de pérdidas, se consideró un recargo porcentual a la demanda, obtenida en base a la información proporcionada por la Empresa respecto de energía generada y ventas, y cuyo respaldo se encuentra en la carpeta “Cálculo pérdidas”.

- b) Análisis de suficiencia N-1

A partir del plan determinado, se evalúa la necesidad de incorporar generación adicional a la existente para respaldar la demanda máxima del sistema ante la indisponibilidad de la unidad de mayor capacidad.

La información de entrada empleada para la determinación de los planes se encuentra en los anexos del presente informe, en la carpeta “Ameba/\_Entradas”.

##### 4.2.10.2 Resultados del Plan de Expansión Óptimo

En la tabla siguiente se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Expansión Óptimo en Cochamó.

**Tabla 4-9: Plan de Expansión de generación - sistema Cochamó**

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Fecha de Ingreso	Empresa
CT_PRE_Co_MDR2_U02	MDR	Diesel	800	Enero 2024	SAGESA
CT_PRE_Co_MDR2_U03	MDR	Diesel	800	Enero 2034	SAGESA

##### 4.2.10.3 Cálculo de los costos de operación

Sobre la base del plan obtenido en el sistema de Cochamó, se realiza un cálculo de los costos de operación de este en el horizonte de planificación.



Lo anterior se realiza a través de una modelación por bloques cronológicos de 4 horas consecutivas, totalizando 2.190 bloques por año. El cálculo de los costos de operación se realizó empleando el módulo de Unit Commitment del *software* AMEBA, utilizando para ello curvas de consumo específico en función de la potencia despachada, costos variables no combustibles promedio, indisponibilidad forzada y otras restricciones tales como mínimos técnicos y reserva en giro.

Los resultados obtenidos y el cálculo de los costos de operación se encuentran disponibles en los anexos del presente informe, en la carpeta “Ameba/\_Resultados”.

#### **4.2.10.4 Rango de validez técnica de los planes de expansión de generación determinados**

Respecto al rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo, se realizó un análisis de la afectación del respectivo plan producto de la variación de parámetros relevantes. En dicho sentido, la variable considerada fue la demanda máxima del sistema. De esta forma, la sensibilización se realizó de manera de identificar el incremento de demanda mediante el cual se requiere inversión adicional por suficiencia en el horizonte de tarificación. Al respecto, se indica lo siguiente:

- Para niveles de demanda de hasta un 20,7% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Cochamó, no se requiere inversión en generación adicional por suficiencia.

#### **4.2.10.5 Costo Incremental de Desarrollo**

A continuación, se presentan los CID a nivel de generación y transmisión obtenidos para el sistema de Cochamó:

**Tabla 4-10: CID - Sistema Cochamó**

Ítem	Cochamó
<b>CIDG (\$/kWh)</b>	59,388
<b>CIDL (\$/kWh)</b>	0,37
<b>CID (\$/kWh)</b>	<b>59,755</b>

El cálculo de los CID y los resultados presentados en las tablas anteriores se encuentran en el archivo denominado CNE\_CID COCHAMÓ.xlsx.

#### **4.2.11 PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE**

A continuación, se presenta la metodología y los resultados para la obtención del Plan de Reposición Eficiente.

##### **4.2.11.1 Metodología para la determinación del Plan de Reposición Eficiente**

La metodología para la determinación del Plan de Reposición Eficiente contempla 2 etapas:

a) Determinación del plan óptimo económico

En base a los antecedentes de demanda, precios unitarios, recargos, costos variables y consumos específicos, tanto de las unidades existentes como de las unidades candidatas, se calcula el Plan de Reposición Eficiente óptimo en generación para el horizonte de planificación para el sistema, utilizando el modelo de planificación de inversiones del *software* AMEBA.

Lo señalado incluye una modelación de 24 bloques por mes (conforme a lo establecido en las Bases), consideración de mínimos técnicos, reserva en giro, indisponibilidad forzada e indisponibilidad programada, consumos específicos y CVNC promedio. Para la representación de pérdidas, se consideró un recargo porcentual a la demanda, obtenida en base a la información proporcionada por la Empresa respecto de energía generada y ventas, y cuyo respaldo se encuentra en la carpeta “Cálculo pérdidas”.

b) Análisis de suficiencia N-1

A partir de los planes determinados, se evalúa la necesidad de incorporar generación adicional para respaldar la demanda máxima del sistema ante la indisponibilidad de la unidad de mayor capacidad.

**4.2.11.2 Resultados del Plan de Reposición Eficiente**

De acuerdo con el análisis realizado conforme a lo señalado en el numeral anterior, en la tabla siguiente se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Reposición Eficiente en el sistema de Cochamó.

**Tabla 4-11: Proyecto de Reposición de generación - sistema Cochamó**

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
CH_Cochamo_U5871	Hidráulica	Hidráulica	680	2021
CT_PRE_Co_MDR2_U02	Motor diésel rápido	Diesel	800	2021
CT_PRE_Co_MDR2_U04	Motor diésel rápido	Diesel	800	2021
CT_PRE_Co_MDR2_U06	Motor diésel rápido	Diesel	800	2021
CT_PRE_Co_MDR2_U09	Motor diésel rápido	Diesel	800	2021
CH_TerraAustral_U1	Hidráulica	Hidráulica	765	2022
CT_PRE_Co_MDR2_U09-2	Motor diésel rápido	Diesel	800	2023
CT_PRE_Co_MDR2_U05	Motor diésel rápido	Diesel	800	2024
CT_PRE_Co_MDR2_U01	Motor diésel rápido	Diesel	800	2030
CT_PRE_Co_MDR2_U07	Motor diésel rápido	Diesel	800	2035

**4.2.11.3 Cálculo de los costos de operación**

Sobre la base del plan obtenido en el sistema de Cochamó, se realiza un cálculo de sus costos de operación.

Lo anterior se realiza a través de una modelación por bloques cronológicos de 4 horas consecutivas, totalizando 2.190 bloques por año. El cálculo de los costos de operación se realizó empleando el módulo de Unit Commitment del *software* AMEBA, utilizando para ello curvas de consumo específico en función de la potencia despachada, CVNC promedio, indisponibilidad forzada y otras restricciones tales como mínimos técnicos y reserva en giro.

Los resultados obtenidos y el cálculo de los costos de operación se encuentran disponibles en los anexos del presente informe, en la carpeta “Ameba/\_Resultados”.

#### 4.2.11.4 Costo Total de Largo Plazo

De acuerdo con lo expuesto anteriormente se obtuvieron los siguientes CTLP:

**Tabla 4-12: CTLP - Sistema Cochamó**

Ítem	Cochamó
CTLPG (\$/año)	2.164.688.011
CTLPL (\$/año)	43.787.763
<b>CTLP (\$/año)</b>	<b>2.208.475.774</b>

El cálculo de los CTLP y los resultados presentados en las tablas anteriores se encuentran en el archivo denominado CNE\_CTLP COCHAMÓ.xlsx.

#### 4.2.12 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 del sistema de Cochamó, 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. Posteriormente, se analizaron y definieron los indicadores que mejor representan la evolución de los costos tanto de inversión como del COMA.

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 del sistema de Cochamó.

En virtud de las correcciones descritas precedentemente, los coeficientes que integran las fórmulas de indexación de los CID y CTLP deben ser actualizados.

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

**Tabla 4-13: Indexadores CID – Cochamó**

Formula Indexación CID Cochamó	
IPC – Nacional	5,62%
P. Diesel – Nacional	85,89%
CPI – Externo	8,49%

Por su parte, los ponderadores de la fórmula de indexación del CTLP son los siguientes:

**Tabla 4-14: Indexadores CTLP – Cochamó**

Formula Indexación CTLP Cochamó	
IPC – Nacional	47,08%
P. Diesel – Nacional	38,69%
CPI – Externo	14,24%

El cálculo y resultados de las fórmulas de indexación se encuentran disponibles en los archivos denominados Indexación CID.xlsx e Indexación CTLP.xlsx.

#### 4.2.13 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN

Para efectos de la repartición de la recaudación por ventas 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 Cochamó, son las que se detallan a continuación:

**Tabla 4-15: Potencia reconocida asignada a sistema Cochamó en kW (2020-2027)**

Empresa	Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
SAGESA	Diésel	4.400	4.400	4.400	4.400	5.200	5.200	5.200	5.200
Inverges	Hidráulica	680	680	680	680	680	680	680	680
Hidroner	Hidráulica	-	-	765	765	765	765	765	765
<b>Total</b>		<b>5.080</b>	<b>5.080</b>	<b>5.080</b>	<b>5.845</b>	<b>5.845</b>	<b>6.645</b>	<b>6.645</b>	<b>6.645</b>

**Tabla 4-16: Potencia reconocida asignada a sistema Cochamó en kW (2028-2035)**

Empresa	Tecnología	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
SAGESA	Diésel	5.200	5.200	5.200	5.200	5.200	5.200	6.000	6.000
Inverges	Hidráulica	680	680	680	680	680	680	680	680
Hidroner	Hidráulica	765	765	765	765	765	765	765	765
<b>Total</b>		<b>6.645</b>	<b>6.645</b>	<b>6.645</b>	<b>6.645</b>	<b>6.645</b>	<b>6.645</b>	<b>6.645</b>	<b>7.445</b>

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora del sistema mediano de Cochamó, correspondiente al promedio ponderado por generación esperada de los costos variables 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 4-17: Costo Variable medio del sistema de Cochamó**

Empresa	CVC medio \$/kWh	CVNC medio \$/kWh
SAGESA	78,16	7,15
Inverges	0,00	6,70
Hidroner	0,00	1,62

Los ponderadores de la fórmula de indexación del CVC y CVNC son los siguientes:

**Tabla 4-18: Indexadores CVC del sistema de Cochamó**

Indexación CVC PA	SAGESA	Inverges	Hidroner
P. Diésel - Nacional	100%	0,0%	0,0%

**Tabla 4-19: Indexadores CVNC del sistema de Cochamó**

Indexación CVNC	
IPC – Nacional	25,00%
CPI – Externo	75,00%

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 4-20: Factor de costos de inversión y administración Cochamó**

Empresa	VP Inversiones \$	VP Costo Fijo \$	Total \$	Factor
SAGESA	557.053.102	1.232.476.226	1.789.529.329	<b>0,471</b>
Inverges	820.242.515	217.514.015	1.037.756.530	<b>0,273</b>
Hidroner	756.718.619	217.514.015	974.232.634	<b>0,256</b>

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 en el Sistema Mediano de Cochamó, considerados en la determinación de la tarifa, son los que se presentan a continuación:

**Tabla 4-21: Costos de transmisión Sistema Mediano de Cochamó**

Empresa	VP Inversiones \$	VP Costo Fijo Tx	Total \$	Anualidad \$/año
SAGESA	76.263.500	0,0	76.263.500	24.058.908
Inverges	26.972.224	0,0	26.972.224	8.508.949
Hidroner	35.565.593	0,0	35.565.593	11.219.906

Los ponderadores de la fórmula de indexación de los costos de transmisión son los siguiente:

**Tabla 4-22: Indexadores costos de transmisión**

Indexación CTx	Indexación CTx aVI	Indexación CTx CF
IPC – Nacional	96,83%	100%
CPI – Externo	3,17%	0%

## 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 el sistema de Cochamó, 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, en adelante, "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 con 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 equivalentes de energía esperados para el período tarifario de 4 años, para los segmentos de generación, transmisión y para el sistema en su conjunto, en adelante "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 con las siguientes expresiones:

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

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

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

Donde:

$$IAEG_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{CIDG_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$IAEL_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{CIDL_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$IAE_j = \left( \sum_{t=1}^T \frac{CID_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left( \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

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

## 5.2 FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA

Mediante las siguientes relaciones se determinan los precios de nudo de energía y potencia, y su desagregación en generación y transmisión, en cada nudo o barra j del sistema, los cuales serán constantes durante todo el período tarifario de 4 años.

$$PNEG_j = CIDG_j \cdot \alpha_{Gj}$$

$$PNEL_j = CIDL_j \cdot \alpha_{Lj}$$

$$PNE_j = PNEG_j + PNEL_j$$

- PNEG<sub>j</sub> : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo j, expresada en \$/kWh.  
 PNEL<sub>j</sub> : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo j, expresada en \$/kWh.  
 PNE<sub>j</sub> : Precio de nudo de energía del sistema en el nudo j, expresado en \$/kWh.  
 α<sub>Gj</sub> : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación, en el nudo j.

$\alpha_{Lj}$  : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de transmisión, en el nudo j.

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

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

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

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

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

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

A partir de las correcciones presentadas en la sección 4.2 del presente informe, y considerando el precio de nudo de la potencia obtenido a partir del Informe Técnico Definitivo “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°198, de 2021, y rectificado por Resolución Exenta CNE N° 17, de 2022, los precios de nudo de energía y potencia para los sistemas antes mencionados 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 noviembre de 2022 mediante la fórmula de indexación presentada en la sección 4.2.12 y empleando los ponderadores específicos presentados en la misma sección del presente informe.

Para el caso de los indexadores del CID y CTLP, los valores base a noviembre de 2022, con los rezagos correspondientes, son los siguientes:

**Tabla 5-1: Valores de indexadores utilizados - CID y CTLP**

Actualización	Valor Índices				
	IPC	Pdiésel Cochamó [\$/m3]	CPI	TAX	Dólar
01-12-2020	106,52	291.616	260,388	0,06	788,27
<b>01-11-2022</b>	126,75	<b>1.023.042</b>	296,808	<b>0,06</b>	<b>921,01</b>



### 5.3.1 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

En virtud de lo anterior, los valores del CID base e indexado a noviembre de 2022 son los siguientes:

**Tabla 5-2: CID base - CID indexado noviembre 2022**

Fechas	CID Cochamó (\$/kWh)
01-12-2020	59,755
<b>01-11-2022</b>	<b>190,803</b>

### 5.3.2 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

En virtud de lo anterior, los valores del CTLP base e indexado a noviembre 2022 son los siguientes:

**Tabla 5-3: CTLP base - CTLP indexado noviembre 2022**

Fechas	CTLP Cochamó (\$/año)
01-12-2020	2.208.475.774
<b>01-11-2022</b>	<b>4.653.161.942</b>

### 5.3.3 COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

En virtud de lo anterior, los valores de CVC base e indexado a noviembre de 2022 son los siguientes:

**Tabla 5-4: CVC base – CVC indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Cochamó**

Fechas	CVC (\$/kWh) SAGESA	CVC (\$/kWh) Inverges	CVC (\$/kWh) Hidroner
01-12-2020	78,16	0,00	0,00
<b>01-11-2022</b>	<b>274,20</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

### 5.3.4 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

En virtud de lo anterior, los valores de CVNC base e indexado a noviembre 2022 son los siguientes:

**Tabla 5-5: CVNC base – CVNC indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Cochamó**

Fechas	CVNC (\$/kWh) SAGESA	CVNC (\$/kWh) Inverges	CVNC (\$/kWh) Hidroner
01-12-2020	7,15	6,70	1,62
<b>01-11-2022</b>	<b>9,27</b>	<b>8,69</b>	<b>2,10</b>

### 5.3.5 COSTO DE TRANSMISIÓN INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

En virtud de lo anterior, el valor de los costos de transmisión base e indexado a noviembre 2022 es el siguiente:

**Tabla 5-6: CTx base – CTx indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Cochamó**

Fechas	Anualidad Inversiones (\$/año) SAGESA	Anualidad Inversiones (\$/año) Inverges	Anualidad Inversiones (\$/año) Hidroner
01-12-2020	24.058.908	8.508.949	11.219.906
<b>01-11-2022</b>	<b>28.736.265</b>	<b>10.163.197</b>	<b>13.401.198</b>

### 5.3.6 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2022-2026

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 para el sistema de Cochamó:

**Tabla 5-7: Demanda proyectada período 2022-2026**

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2022	16.363	2.880
2023	18.058	3.179
2024	18.607	3.275
2025	19.233	3.386
2026	19.906	3.504

### 5.3.7 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA

El precio de nudo resultante para la energía es el que a continuación se indica:

**Tabla 5-8: Precio de Nudo energía**

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
Cochamó	233,442

### 5.3.8 PRECIOS DE NUDO POTENCIA

El precio de nudo resultante para la potencia es el que a continuación se indica:

**Tabla 5-9: Precio de Nudo potencia**

Barra	Precio de Nudo Potencia (\$/kW/mes)
Cochamó	6.175,83

## 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 el sistema de Cochamó, con sus respectivos parámetros y condiciones de aplicación se describen en las secciones siguientes.

### 5.4.1 INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA

La fórmula de indexación del precio de nudo de la energía, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{PN_{Energía_i}}{PN_{Energía_0}} = \chi_E \cdot \left[ \left( \alpha_{IPC,E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} \right) + \left( \alpha_{CPI,E} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) \cdot \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right] + \chi_P \cdot \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI,P} \cdot \frac{CPI_{i,P}}{CPI_{0,P}} \right) + \alpha_{IPC,P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- $X_E$  : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.
- $X_P$  : Ponderador de la componente de inversión asociado al precio de la energía.
- $IPC_i$  : 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 septiembre de 2022 (126,75).
- $P_{DIESEL_i}$  : Promedio ponderado de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m3, del precio vigente del petróleo diésel en el sistema mediano correspondiente.
- $P_{DIESEL_0}$  : Valor base del precio del petróleo diésel en el sistema mediano respectivo, correspondiente al promedio del periodo mayo a octubre de 2022 (1.023.042 \$/m3, para el sistema de Cochamó).
- $CPI_i$  : *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, publicado por el Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0) o, en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice, correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.
- $CPI_0$  : Valor base del *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).
- $DOL_i$  : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.
- $DOL_0$  : Valor base del tipo de cambio, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01\$/US\$).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía serán los costos que informe SAGESA a la Comisión, sin el impuesto al valor agregado (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 para el sistema de Cochamó.

**Tabla 5-10: Ponderadores Precio Nudo energía – sistema de Cochamó**

Ponderador	Cochamó
X <sub>E</sub>	0,7131
X <sub>P</sub>	0,2869
α <sub>IPC_E</sub>	0,3713
α <sub>PDIÉSEL</sub>	0,5729
α <sub>CPI_E</sub>	0,0558
α <sub>CPI_P</sub>	0,4089
α <sub>IPC_P</sub>	0,5911

Considerando la posibilidad de que se presenten situaciones de sequía en los Sistemas Medianos que se están tarifando en el presente proceso, se ha considerado pertinente la incorporación de un coeficiente que recoja los mayores costos eficientes que puedan generarse ante estos escenarios.

Para ejecutar lo anterior, se aplicará un factor de corrección para el cálculo del precio de la energía a través de un parámetro  $\alpha_r$  que multiplique el precio de la energía base. Este parámetro será calculado en forma individual e independiente para cada uno de los Sistemas Medianos, según corresponda, y será comunicado por la Comisión una vez que sea instruido a ello por el Ministerio de Energía. 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 de vigencia del factor  $\alpha_r$ .

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

$$\alpha_r = 1 + \frac{\text{costo diésel eficiente} - \text{costo hidro eficiente}}{P_{n_{index}} * E_{Proy}}$$

Donde:

*costo diésel eficiente:*

Corresponde a la estimación de los costos eficientes por utilización de diésel, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP, generando el volumen de energía efectivamente producido con diésel debido a restricciones por sequía durante los meses en que exista dicha condición.

*costo hidro eficiente:*

Corresponde a la estimación de los costos eficientes por utilización de centrales hidráulicas, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP, con el

volumen de energía efectivamente generado durante los meses en que exista restricción por sequía.

$Pn_{index}$ : Corresponde al precio de energía aplicable durante el siguiente período de indexación semestral, sin el factor  $\alpha_r$ .

$E_{Proy}$ : Corresponde a la energía proyectada para el período de vigencia del factor  $\alpha_r$ .

Una vez que el Ministerio de Energía instruya el cálculo del factor  $\alpha_r$ , éste se determinará por la Comisión y tendrá un periodo de aplicación de 6 meses contados desde el inicio del siguiente periodo de indexación semestral de precio de nudo.

Para el periodo comprendido entre el 1 de noviembre de 2022 y el 30 de abril de 2023, el valor del factor  $\alpha_r$  será igual a 1.

En caso de presentarse una indexación extraordinaria durante el periodo de vigencia del  $Pn_{index}$ , se debe actualizar el valor del factor  $\alpha_r$  solo por la variación de dicho precio de nudo, sin afectarse el periodo de vigencia original del factor  $\alpha_r$ .

El factor  $\alpha_r$  se deberá recalcular en cada indexación semestral siempre que se identifiquen meses con restricción por sequía que no hayan sido considerados en el cálculo de factores  $\alpha_r$  anteriores.

En el caso de que la restricción por sequía se produzca con posterioridad al mes del último cálculo de indexación semestral del presente proceso tarifario, los mayores costos eficientes serán incluidos en el siguiente proceso tarifario.

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

La fórmula de indexación del precio de nudo de la potencia, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

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

Donde:

- $IPC_i$  : 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 septiembre de 2022 (126,75).  
*Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, publicado por el Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0) o, en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice, correspondiente al

segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.

- $CPI_0$  : Valor base del *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).
- $DOL_i$  : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.
- $DOL_0$  : Valor base del tipo de cambio, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01\$/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 para el sistema de Cochamó.

**Tabla 5-11: Ponderadores Precio Nudo potencia – sistema de Cochamó**

Ponderador	Cochamó
$\alpha_{CPI\_P}$	0,4089
$\alpha_{IPC\_P}$	0,5911

### 5.4.3 INDEXACIÓN COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES

La fórmula de indexación del costo variable combustible medio, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{CVC_{medio_i}}{CVC_{medio_0}} = \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}}$$

Donde:

- $P_{DIESEL_i}$  : Promedio ponderado de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m<sup>3</sup>, del precio vigente del petróleo diésel en el sistema mediano correspondiente.
- $P_{DIESEL_0}$  : Valor base del precio del petróleo diésel en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio del periodo mayo a octubre de 2022 (1.023.042 \$/m<sup>3</sup>, para el sistema de Cochamó).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación de los costos variables combustibles serán los costos que informe SAGESA a la Comisión, netos de impuesto al valor agregado.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del costo variable combustible medio, son los que a continuación se indican.

**Tabla 5-12: Ponderadores indexación costos variables combustibles**

Sistema Mediano	SAGESA	Inverges	Hidroner
$\alpha_{P_{DIESEL}}$	1,0000	0,0000	0,0000

#### 5.4.4 INDEXACIÓN COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES

Asimismo, la fórmula de indexación del costo variable no combustible medio, y la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{CVNC_{medio_i}}{CVNC_{medio_0}} = \left(\frac{DOL_i}{DOL_0}\right) \cdot \left(\alpha_{CPI} \frac{CPI_i}{CPI_0}\right) + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0}$$

Donde:

- IPC<sub>i</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
- IPC<sub>0</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (126,75).  
*Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, publicado por el Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0) o, en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice, correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.
- CPI<sub>i</sub> : Valor base del *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).
- CPI<sub>0</sub> : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado", correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.
- DOL<sub>i</sub> : Valor base del tipo de cambio, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01\$/US\$).
- DOL<sub>0</sub> :

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del costo variable no combustible medio para el Sistema Mediano de Cochamó, son los que a continuación se indican.

**Tabla 5-13: Ponderadores indexadores costos variables no combustibles – sistema de Cochamó**

Ponderador	Cochamó
α <sub>IPC</sub>	0,2500
α <sub>CPI</sub>	0,7500

#### 5.4.5 INDEXACIÓN COSTOS DE TRANSMISIÓN

La fórmula de indexación de los costos de transmisión del Sistema Mediano de Cochamó, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$CTx_i = aVI_0 \left[ \left(\frac{DOL_i}{DOL_0}\right) \cdot \left(\alpha_{CPI} \frac{CPI_i}{CPI_0}\right) + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right] + CF_0 \left[ \left(\frac{DOL_i}{DOL_0}\right) \cdot \left(\alpha_{CPI} \frac{CPI_i}{CPI_0}\right) + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- aVI<sub>0</sub> : Anualidad de la inversión base (\$/año). Valores de la Tabla 5-6 al 1° de noviembre de 2022
- CF<sub>0</sub> : Costo fijo base (\$/año). Valores de la Tabla 5-6 al 1° de noviembre de 2022
- IPC<sub>i</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
- IPC<sub>0</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (126,75).  
*Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, publicado por el Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice, correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.
- CPI<sub>i</sub> : Valor base del *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).
- CPI<sub>0</sub> : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado", correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.
- DOL<sub>i</sub> : Valor base del tipo de cambio, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01\$/US\$).
- DOL<sub>0</sub> :

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula de indexación del costo de transmisión son los que a continuación se indican.

**Tabla 5-14: Proporciones indexadores**

CTx	aVI	CF
α <sub>IPC</sub>	0,9683	1,0000
α <sub>CPI</sub>	0,0317	0,0000



**Artículo Segundo:** Apruébase los anexos del Informe Técnico singularizado en el artículo anterior, los que forman parte integrante de este para todos los efectos legales.

**Artículo Tercero:** Comuníquese mediante correo electrónico la presente resolución al representante de las empresas que operan en el sistema mediano de Cochamó.

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

### **Anótese y comuníquese**

SECRETARIO EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

**MFH/DZO/MOC/FCP/CSG/JCA/GSV/JMG**

**Distribución:**

1. Empresas operadoras de instalaciones de generación y transmisión del Sistema Mediano de Cochamó
2. Depto. Jurídico CNE
3. Depto. Eléctrico CNE
4. Depto. Regulación Económica CNE
5. Oficina de Partes CNE