

REF.: Aprueba Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, cuatrienio 2022 – 2026.

Santiago, 27 de agosto de 2024

RESOLUCION EXENTA N° 448

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 2023, 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 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 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 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 y Puerto Cisnes;
- 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 y Puerto Cisnes, 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° 187, de 11 de mayo de 2023, que Aprueba Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, cuadrienio 2022-2026, en adelante "el Informe Técnico";
- r) El Oficio CNE N° 314, de 11 de mayo de 2023, que comunica Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, cuadrienio 2022-2026;
- s) Las observaciones presentadas al Informe Técnico por: Empresa Eléctrica de Aysén S.A., mediante carta N° 1537319 de 8 de junio de 2023; Empresa Eléctrica San Víctor SpA, mediante correo electrónico de 1 de junio de 2023; y, Empresa Eléctrica San Víctor SpA, mediante correo electrónico de 8 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 de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, así como también al cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo para estos sistemas;
- 2) Que, el inciso cuarto artículo 177° de la Ley dispone que, antes de seis meses del término de 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 1 y 8 de junio 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 de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, 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 de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

INFORME TÉCNICO FINAL

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

CUADRIENIO 2022-2026

Agosto de 2024

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	5
2	DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS.....	8
3	ESTUDIO PRESENTADO POR LA EMPRESA	11
3.1	VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN 11	
3.1.1	CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN EXISTENTES.....	11
3.1.2	CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN CANDIDATAS.....	13
3.1.3	CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	14
3.1.4	VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES	14
3.2	VALORIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS	20
3.3	VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL	21
3.4	VALORIZACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS ANUALES.....	22
3.5	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN	23
3.6	DEMANDA.....	24
3.6.1	DEMANDA HISTÓRICA.....	24
3.6.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA	26
3.6.3	SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN	28
3.7	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	29
3.7.1	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN	29
3.7.2	RANGOS DE VALIDEZ TÉCNICA	29
3.7.3	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN.....	30
3.7.4	RANGOS DE VALIDEZ TÉCNICA	30
3.7.5	EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS.....	30
3.7.6	EXPANSIÓN VEHÍCULOS.....	31
3.7.7	EXPANSIÓN DE EQUIPOS DE OFICINA, INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES, HERRAMIENTAS Y MEDIO AMBIENTE	31
3.7.8	ANÁLISIS DE ESTRUCTURA Y COSTO DE PERSONAL.....	31
3.7.9	VALORIZACIÓN DE GASTOS FIJOS ANUALES	32
3.8	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO	32
3.8.1	SISTEMA DE AYSÉN	32
3.8.2	SISTEMA DE GENERAL CARRERA	33
3.8.3	SISTEMA DE PALENA	33
3.8.4	SISTEMA DE PUERTO CISNES	33
3.9	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	33

3.9.1	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN GENERACIÓN.....	33
3.9.2	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN TRANSMISIÓN	36
3.9.3	EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y TERRENOS.....	36
3.9.4	VEHÍCULOS	37
3.9.5	EQUIPOS DE OFICINA, INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES, HERRAMIENTAS Y MEDIO AMBIENTE.....	37
3.9.6	ANÁLISIS DE ESTRUCTURA Y COSTO DE PERSONAL.....	37
3.9.7	VALORIZACIÓN DE GASTOS FIJOS ANUALES	38
3.10	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO.....	38
3.10.1	SISTEMA DE AYSÉN	38
3.10.2	SISTEMA DE GENERAL CARRERA	38
3.10.3	SISTEMA DE PALENA	39
3.10.4	SISTEMA DE PUERTO CISNES	39
3.11	FORMULAS DE INDEXACIÓN.....	39
3.11.1	INDEXACIÓN COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO	39
3.11.2	INDEXACIÓN COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO	40
3.12	COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN.....	41
4	ANÁLISIS Y CORRECCIÓN REALIZADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA	43
4.1	ASPECTOS GENERALES	43
4.2	CORRECCIONES EN CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA 43	
4.2.1	CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES.....	43
4.2.2	PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN	45
4.2.3	RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN.....	46
4.2.4	PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	47
4.2.5	RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	48
4.2.6	PRECIOS DE COMBUSTIBLES	48
4.2.7	ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	48
4.2.8	PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA	50
4.2.9	HIDROLOGÍA CONSIDERADA EN EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO Y EN EL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	53
4.2.10	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	55
4.2.11	PLAN DE REPOSICIÓN EFICIENTE	59
4.2.12	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL CID Y CTLP	64
4.2.13	COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN	66

5	FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS	70
5.1	FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA	70
5.2	FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA	71
5.3	PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES	72
5.3.1	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO INDEXADO A NOVIEMBRE 2022 ...	73
5.3.2	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO INDEXADO A NOVIEMBRE 2022	73
5.3.3	COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022.....	73
5.3.4	COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022.....	74
5.3.5	COSTO DE TRANSMISIÓN INDEXADO A NOVIEMBRE 2022	74
5.3.6	PROYECCIÓN DE DEMANDA 2022-2026.....	75
5.3.7	PRECIOS DE NUDO ENERGÍA.....	76
5.3.8	PRECIOS DE NUDO POTENCIA	76
5.4	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA	76
5.4.1	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA.....	76
5.4.2	INDEXACIÓN PRECIO DE NUDO DE LA POTENCIA.....	80
5.4.3	INDEXACIÓN COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES.....	81
5.4.4	INDEXACIÓN COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES	82
5.4.5	INDEXACIÓN COSTOS DE TRANSMISIÓN	83
6	INSTRUMENTOS DE GARANTÍAS	85

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, Cochamó¹⁻² y Puerto Cisnes; y, Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA, en adelante, “Cuchildeo”, que junto a SAGESA son operadoras del Sistema Mediano de Hornopirén³, 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.

¹ 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.

² 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.

³ 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 de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, aprobado mediante Resolución Exenta N°187 de 11 de mayo de 2023, en adelante “Informe Técnico Preliminar”, al cual se presentaron observaciones por parte de las empresas operadoras de dichos sistemas medianos 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.

Finalmente, 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 de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes.

A efectos del presente informe, se entenderá que la “Empresa” hace referencia a Edelaysén y que el “Estudio” corresponde al desarrollado por el Consultor para los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes.

2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS

Los sistemas eléctricos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes cuentan con un *mix* de generación térmica diésel e hidroeléctrica. Por su parte, el sistema de Aysén cuenta, además, con generación eólica y solar. En las siguientes tablas se detallan las unidades presentes en cada central y sus características.

Tabla 2-1: Unidades Centrales Generadoras Sistema Aysén

Central	Generador	Propietario	Combustible	Capacidad (MW)
Tehuelche	Unidad 5101	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	1,915
	Unidad 5102	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	1,915
	Unidad 5103	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	2,35
	Unidad 5147	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	1,6
	Unidad 5716	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	0,88
	Unidad 5736	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	1,6
	Unidad 5806	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	2,84
Puerto Aysén Térmico	Unidad 5114	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	1,2
Chacabuco	Unidad 5112	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	1,2
	Unidad 5113	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	1,2
	Unidad 5148	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	1,6
	Unidad 5805	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	2,84
	Unidad 5806	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	2,84
Puerto Ibáñez	Unidad 5160	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	0,36
Mañihuales	Unidad 5532	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	0,83
	Unidad 5844	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Térmica Diésel	0,8
Alto Baguales ⁴	Unidad 5734	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Eólica	0,9
	Unidad 5735	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Eólica	0,9
CH Monreal	Unidad 5143	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Hidroeléctrica	3
CH Lago Atravesado	Unidad 5106	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Hidroeléctrica	5,5
	Unidad 5107	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Hidroeléctrica	5,5
Puerto Aysén Hidro	Unidad 5116	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Hidroeléctrica	3
	Unidad 5117	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Hidroeléctrica	0,9
	Unidad 5118	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Hidroeléctrica	2,7
CH San Víctor	San Víctor	Empresa Eléctrica San Víctor SpA	Hidroeléctrica	3
PFV El Blanco	El Blanco	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Solar FV	2,96

⁴ El 6 de abril de 2022, Edelayés, a través de carta N° 1514838, informó a la Comisión del retiro de tres unidades generadoras marca VESTAS, de 660 kW cada una, en la central Alto Baguales del Sistema Mediano de Aysén, a contar de noviembre 2021.

Tabla 2-2: Unidades Centrales Generadoras Sistema Palena

Central	Generador	Propietario	Combustible	Capacidad (MW)
Río Azul	Unidad 5133	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica	0,35
	Unidad 5134	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica	0,35
	Unidad 5135	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica	0,35
	Unidad 5136	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica	0,35
Futaleufú	Unidad 5856	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,508
	Unidad 5520	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,25
	Unidad 5747	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,4
Palena	Unidad 5522	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,292
	Unidad 5131	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,292
	Unidad 5745	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,81
Puyuhuapi	Unidad 5514	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,292
Lago Verde	Unidad 5552	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,15
	Unidad 5766	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,2
La Junta	Unidad 5860	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,508
Santa Barbara (Chaitén)	Unidad 5146	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,36
	Unidad 5659	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,12
	Unidad 5776	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,8
	Unidad 5859	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,8

Tabla 2-3: Unidades centrales generadoras Sistema General Carrera

Central	Generador	Propietario	Combustible	Capacidad (MW)
Tranquilo	Unidad 5746	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,4
Chile Chico	Unidad 5518	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,282
	Unidad 5120	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,282
	Unidad 5542	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,292
	Unidad 5622	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,4
	Unidad 5144	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,4
	Unidad 5743	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,648
El Traro	Unidad 5122	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica	0,32
	Unidad 5123	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica	0,32
	Unidad 5741	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,4
	Unidad 5541	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,292
Los Maquis ⁵	Unidad 5932	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica	0,5
	Unidad 5933	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica	0,5

⁵ La central Los Maquis actualmente no se encuentra operativa, y se considera que entrará en operación en enero de 2027, de acuerdo a lo indicado por Empresa Eléctrica Aisén S.A. en su carta N°1551874 de 19 de abril de 2024.

Central	Generador	Propietario	Combustible	Capacidad (MW)
Nueva Diesel El Traro	Nueva Diesel El Traro	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,4

Tabla 2-4: Unidades centrales generadoras Sistema Puerto Cisnes

Central	Generador	Propietario	Combustible	Capacidad (MW)
Nuevo Reino	Unidad 5126	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica	0,15
	Unidad 5127	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica	0,15
	Unidad 5124	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,282
	Unidad 5558 ⁶	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,288
	Unidad 5145	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,58
	Unidad 5926	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Térmica Diésel	0,58

Por su parte, el sistema Aysén cuenta con líneas de transmisión, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 2-5: Líneas de transmisión Sistema Aysén

Tramo	Tensión [kV]	Longitud [km]
Alto Baguales - Villa Ortega	33	45,6
Alto Baguales - Divisadero	23	9,0
Chacabuco - E2	33	6,7
E1 - E2	33	6,0
E2 - Puerto Aysén	33	13,4
Farellones - E1	33	6,4
Puerto Aysén - Alto Baguales	33	85,1
S/E Baguales - Alto Baguales	33	2,5
S/E Baguales – Coyhaique	23	8,0
Lago Atravesado - Tehuelche 1	23	21,6
Lago Atravesado - Tehuelche 2	23	21,6
Villa Ortega – Mañiguales	33	53,1
Villa Ortega – Ñireguao	33	32,1
Ñireguao - El Gato	33	41,8

⁶ Unidad no operativa desde octubre de 2021 de acuerdo con lo indicado por Empresa Eléctrica de Aisén mediante carta N° 1500972 de 13 de agosto de 2021.

3 ESTUDIO PRESENTADO POR LA EMPRESA

A continuación, se describen los principales contenidos y resultados del informe final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, 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 Energía⁷.

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 los sistemas eléctricos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, las cuales son posteriormente consideradas para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente.

⁷ Específicamente, en la página <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>, en el título “Tarificación Sistemas Medianos”, seleccionando “Proceso de Tarificación 2022-2026” y posteriormente “Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes”.

Tabla 3-1: Características técnicas de las unidades existentes

Sistema	Central	Unidad	Potencia (kW)	Tipo	Consumo específico				Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)			Indisponibilidad		
					40%	60%	80%	Unidad	Base	Semibase	Punta	Programada	Forzada	Compuesta
Aysén	Tehuelche	5101	1.915	Diésel	0,27	0,27	0,27	-	10,60	10,60	10,60	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Tehuelche	5102	1.915	Diésel	0,28	0,28	0,28	-	11,00	11,00	11,00	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Tehuelche	5103	2.350	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	16,10	16,10	16,10	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Tehuelche	5147	1.600	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	13,20	13,20	13,20	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Tehuelche	5716	880	Diésel	0,28	0,28	0,28	l/kWh	16,50	16,50	16,50	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Tehuelche	5736	1.800	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	13,80	13,80	13,80	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Tehuelche	5806	2.840	Diésel	0,24	0,24	0,24	l/kWh	16,50	16,50	16,50	-	-	-
Aysén	Aysén térmico	5114	1.200	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	10,50	10,50	10,50	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Chacabuco	5112	1.200	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	16,90	16,90	16,90	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Chacabuco	5113	1.200	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	15,20	15,20	15,20	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Chacabuco	5148	1.600	Diésel	0,28	0,28	0,28	l/kWh	12,60	12,60	12,60	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Chacabuco	5805	2.840	Diésel	0,24	0,24	0,24	l/kWh	12,60	12,60	12,60	-	-	-
Aysén	Chacabuco	5806	2.840	Diésel	0,24	0,24	0,24	l/kWh	12,60	12,60	12,60	-	-	-
Aysén	Puerto Ibáñez	5160	360	Diésel	0,66	0,66	0,66	l/kWh	30,00	30,00	30,00	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Mañihuales	5532	825	Diésel	0,43	0,43	0,43	l/kWh	11,40	11,40	11,40	1,88%	1,14%	3,02%
Aysén	Mañihuales	5844	800	Diésel	0,43	0,43	0,43	l/kWh	11,40	11,40	11,40	-	-	-
Aysén	Eólica Alto Baguales 2	5734	900	Eólica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,35%	1,80%	2,14%
Aysén	Eólica Alto Baguales 2	5735	900	Eólica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,35%	1,80%	2,14%
Aysén	CH Monreal	5143	3.000	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,02%	0,00%	0,02%
Aysén	CH Lago Atravesado	5106	5.500	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,67%	0,00%	0,67%
Aysén	CH Lago Atravesado	5107	5.500	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,67%	0,00%	0,67%
Aysén	CH Puerto Aysén	5116	3.000	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	5,30%	0,00%	5,30%
Aysén	CH Puerto Aysén	5117	900	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	5,30%	0,00%	5,30%
Aysén	CH Puerto Aysén	5118	2.700	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	5,30%	0,00%	5,30%
Aysén	CH San Víctor	San Víctor	3.000	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	3,70	3,70	3,70	1,40%	0,00%	1,40%
Aysén	PFV El Blanco	El Blanco	2.960	Solar PV	0,00	0,00	0,00	-	4,43	4,43	4,43	-	-	-
Palena	Río Azul	5133	350	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,25%	0,00%	0,25%
Palena	Río Azul	5134	350	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,25%	0,00%	0,25%
Palena	Río Azul	5135	350	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,25%	0,00%	0,25%
Palena	Río Azul	5136	350	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,25%	0,00%	0,25%
Palena	Futaleufú	5856	508	Diésel	0,30	0,30	0,30	l/kWh	4,81	4,81	4,81	-	-	-
Palena	Futaleufú	5520	250	Diésel	0,30	0,30	0,30	l/kWh	4,81	4,81	4,81	1,88%	1,14%	3,02%
Palena	Futaleufú	5747	400	Diésel	0,30	0,30	0,30	l/kWh	4,81	4,81	4,81	-	-	-
Palena	Palena	5522	292	Diésel	0,31	0,31	0,31	l/kWh	6,62	6,62	6,62	1,88%	1,14%	3,02%
Palena	Palena	5131	292	Diésel	0,31	0,31	0,31	l/kWh	6,62	6,62	6,62	1,88%	1,14%	3,02%
Palena	Palena	5745	810	Diésel	0,31	0,31	0,31	l/kWh	6,62	6,62	6,62	-	-	-
Palena	Puyuhuaipi	5514	292	Diésel	0,29	0,29	0,29	l/kWh	1,83	1,83	1,83	1,88%	1,14%	3,02%
Palena	Lago Verde	5552	150	Diésel	0,53	0,53	0,53	l/kWh	15,73	15,73	15,73	1,88%	1,14%	3,02%
Palena	Lago Verde	5766	200	Diésel	0,53	0,53	0,53	l/kWh	15,73	15,73	15,73	-	-	-
Palena	La Junta	5860	508	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	1,37	1,37	1,37	-	-	-
Palena	Santa Bárbara (Chaitén)	5146	360	Diésel	0,29	0,29	0,29	l/kWh	15,73	15,73	15,73	1,88%	1,14%	3,02%
Palena	Santa Bárbara (Chaitén)	5659	120	Diésel	0,30	0,30	0,30	l/kWh	15,73	15,73	15,73	-	-	-
Palena	Santa Bárbara (Chaitén)	5776	800	Diésel	0,30	0,30	0,30	l/kWh	15,73	15,73	15,73	-	-	-
Palena	Santa Bárbara (Chaitén)	5859	800	Diésel	0,29	0,29	0,29	l/kWh	15,73	15,73	15,73	-	-	-
General Carrera	Tranquilo	5746	400	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	20,80	20,80	20,80	-	-	-
General Carrera	Chile Chico	5518	288	Diésel	0,26	0,26	0,26	l/kWh	28,60	28,60	28,60	-	-	-
General Carrera	Chile Chico	5120	282	Diésel	0,35	0,35	0,35	l/kWh	35,41	35,41	35,41	-	-	-
General Carrera	Chile Chico	5542	292	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	17,70	17,70	17,70	-	-	-
General Carrera	Chile Chico	5622	400	Diésel	0,25	0,25	0,25	l/kWh	20,80	20,80	20,80	1,88%	1,14%	3,02%
General Carrera	Chile Chico	5144	440	Diésel	0,37	0,37	0,37	l/kWh	16,50	16,50	16,50	1,88%	1,14%	3,02%
General Carrera	Chile Chico	5743	648	Diésel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	36,40	36,40	36,40	-	-	-
General Carrera	El Traro	5122	320	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	18,61	18,61	18,61	0,77%	0,00%	0,77%
General Carrera	El Traro	5123	320	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	18,61	18,61	18,61	0,77%	0,00%	0,77%
General Carrera	El Traro	5741	400	Diésel	0,25	0,25	0,25	l/kWh	10,80	10,80	10,80	1,88%	1,14%	3,02%
General Carrera	El Traro	5541	292	Diésel	0,31	0,31	0,31	l/kWh	17,90	17,90	17,90	1,88%	1,14%	3,02%
General Carrera	Los Maquis	5932	500	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	-	-	-
General Carrera	Los Maquis	5933	500	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	-	-	-
General Carrera	Nueva Diésel El Traro	Nueva Diésel El Traro	400	Diésel	0,30	0,30	0,30	l/kWh	17,90	17,90	17,90	-	-	-
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	5126	150	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	9,41	9,41	9,41	-	-	-
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	5127	150	Hidroeléctrica	0,00	0,00	0,00	-	9,41	9,41	9,41	-	-	-
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	5124	282	Diésel	0,32	0,32	0,32	l/kWh	9,41	9,41	9,41	-	-	-
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	5558	288	Diésel	0,32	0,32	0,32	l/kWh	9,41	9,41	9,41	-	-	-
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	5145	580	Diésel	0,32	0,32	0,32	l/kWh	9,41	9,41	9,41	-	-	-
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	5926	508	Diésel	0,32	0,32	0,32	l/kWh	9,41	9,41	9,41	-	-	-

Para efectos de determinar los distintos parámetros en la caracterización de las unidades existentes, el Consultor definió el tipo de tecnología al que corresponden dichas unidades, distinguiendo entre unidades eólicas, 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. Adicionalmente, se consideraron los proyectos propuestos por distintos promotores a la Comisión en respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 50, de 17 de enero de 2022, en adelante “Catastro de Proyectos”.

En particular, el Consultor tuvo a la vista tres proyectos:

- **Expansión de parque eólico Alto Baguales I (Sistema de Aysén)⁸**
Presentado por SAGESA S.A., en adelante “SAGESA”. Este proyecto comprende tres aerogeneradores con una capacidad nominal de 3 MW cada una. La inversión del proyecto asciende a 10,19 MMUS\$.
- **Sistema de almacenamiento Alto Baguales I (Sistema de Aysén)⁹**
Este proyecto fue presentado por SAGESA y consiste en un sistema de almacenamiento de 5,5 MW, asociado al parque eólico Alto Baguales I. Su inversión asciende a los 15,21 MMUS\$.
- **Central los Huemules (Sistema de Aysén)**
Este proyecto fue presentado por Innovación Energía S.A., en adelante “Inersa” y consiste en una unidad de gas licuado de petróleo con una capacidad nominal de 2,895 MW. El costo de inversión asciende a 3,47 MMUS\$.

Adicionalmente, el Consultor consideró en el desarrollo de su Estudio un banco de baterías en el sistema de Palena, correspondiente a un proyecto en construcción de la Empresa. Sin embargo, de acuerdo con lo informado por Edelaysén mediante correo electrónico de 22 de febrero de 2023, dicho proyecto se encuentra postergado indefinidamente, razón por la cual no fue considerado en el análisis realizado por esta Comisión.

El detalle técnico de cada una de las unidades candidatas (módulos de generación y proyectos de promotores) se presenta en la tabla siguiente.

⁸ De acuerdo con lo indicado por SAGESA mediante carta N°1527947 de 22 de diciembre de 2022, la empresa promotora de este proyecto pasó a ser Inversiones Eléctricas de Sur S.A. Sin perjuicio de lo anterior, en adelante se entenderá que la referencia a SAGESA respecto de la propiedad de este proyecto en el presente informe, se refiere a Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

⁹ Lo mismo a lo indicado en nota 8.

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
Aysén	EO_AmplAltoBaguales_U1	3.000	Eólica	-	-	-	-	14,20	14,20	14,20	-	-	-
Aysén	EO_AmplAltoBaguales_U2	3.000	Eólica	-	-	-	-	14,20	14,20	14,20	-	-	-
Aysén	EO_AmplAltoBaguales_U3	3.000	Eólica	-	-	-	-	14,20	14,20	14,20	-	-	-
Aysén	CT_LosHuemules	2.895	GLP	0,225	0,207	0,199	Ton/MWh	15,60	15,60	15,60	-	-	-
Aysén	SA_AltoBaguales	5.500	Almacenamiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palena	SA_Palena	400	Almacenamiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aysén	Central Diesel 1600	1.600	Diesel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	9,33	9,33	9,33	-	-	-
Aysén	Central Diesel 2500	2.500	Diesel	0,30	0,30	0,30	l/kWh	9,33	9,33	9,33	-	-	-
General Carrera	Central Diesel 400	400	Diesel	0,26	0,26	0,26	l/kWh	19,35	19,35	19,35	-	-	-
General Carrera	Central Diesel 800	800	Diesel	0,26	0,26	0,26	l/kWh	13,81	13,81	13,81	-	-	-
Palena	Central Diesel 400	400	Diesel	0,27	0,27	0,27	l/kWh	19,35	19,35	19,35	-	-	-
Palena	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

De los cuatro subsistemas, el único que cuenta con líneas de transmisión es el Sistema Mediano de Aysén, las cuales se detallan en la Tabla 2-5.

3.1.4 VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES

A continuación, se describe la metodología empleada 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 otras realizadas por este mismo. Adicionalmente, tuvo en cuenta valores presentados en el estudio de tarificación de los sistemas medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Hornopirén y Cochamó del periodo 2014 – 2018, realizados 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 montaje¹⁰

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

¹⁰ Para ciertas familias de materiales no se presenta descripción debido a que no fue posible identificarla en el informe del Consultor.

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%
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 de los sistemas 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, los valores de las unidades generadoras consideradas como candidatas en el Estudio se presentan en la Tabla 3-9.

Tabla 3-8: Valorización de las unidades existentes

Sistema	Central	Unidad	Potencia (kW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SMM	Montaje mecánico	Montaje eléctrico	Obras civiles + materiales	Ingeniería	Puerta en marcha	Terrenos	Gastos generales	Valor instalado	Intereses intercalarios	Cup US\$	BI US\$	CEUS\$	Valor final
Aysén	Tehuelche	5716	880				221.930	77.225	42.050	6.598	130.543	45.670	2.404	13.737	27.012	567.168	23.299	590.467	11.449	5.785	607.700
Aysén	Tehuelche	5147	1.600				403.509	140.410	76.455	11.996	237.351	83.037	4.370	24.976	49.112	1.031.215	42.361	1.073.576	20.816	10.518	1.104.910
Aysén	Tehuelche	5736	1.600				403.509	140.410	76.455	11.996	237.351	83.037	4.370	24.976	49.112	1.031.215	42.361	1.073.576	20.816	10.518	1.104.910
Aysén	Tehuelche	5101	1.915				482.950	168.053	91.507	14.357	284.079	99.384	5.231	29.893	58.781	1.234.236	50.701	1.284.937	24.914	12.588	1.322.439
Aysén	Tehuelche	5102	1.915				482.950	168.053	91.507	14.357	284.079	99.384	5.231	29.893	58.781	1.234.236	50.701	1.284.937	24.914	12.588	1.322.439
Aysén	Tehuelche		2.080				524.562	182.532	99.391	15.594	308.556	107.948	5.681	32.469	63.845	1.340.580	55.069	1.395.649	27.061	13.673	1.436.383
Aysén	Tehuelche	5103	2.350				592.655	206.227	112.293	17.618	348.609	121.960	6.419	36.683	72.133	1.514.597	62.218	1.576.815	30.574	15.448	1.622.837
Aysén	Tehuelche	5806	2.840				716.229	249.227	135.708	21.292	421.298	147.390	7.757	44.332	87.174	1.830.407	75.191	1.905.598	36.949	18.669	1.961.215
Aysén	Tehuelche	5807	2.840				716.229	249.227	135.708	21.292	421.298	147.390	7.757	44.332	87.174	1.830.407	75.191	1.905.598	36.949	18.669	1.961.215
Aysén	Puerto Aysén Térmico	5114	1.200				151.642	168.124	58.528	38.015	599.437	96.978	5.104	26.465	55.358	1.199.651	47.749	1.247.400	23.464	11.723	1.282.586
Aysén	Puerto Aysén Térmico		1.400				176.916	196.145	68.283	44.351	699.343	113.141	5.955	30.875	64.584	1.399.593	55.707	1.455.299	27.374	13.677	1.496.350
Aysén	Chacabuco	5112	1.200				321.692	104.820	42.704	12.458	169.368	62.158	3.271	16.284	35.485	768.241	30.607	798.849	15.040	7.624	821.513
Aysén	Chacabuco	5113	1.200				321.692	104.820	42.704	12.458	169.368	62.158	3.271	16.284	35.485	768.241	30.607	798.849	15.040	7.624	821.513
Aysén	Chacabuco	5148	1.600				428.923	139.759	56.938	16.611	225.824	82.878	4.362	21.712	47.314	1.024.321	40.810	1.065.131	20.054	10.165	1.095.350
Aysén	Chacabuco	5805	2.840				761.339	248.073	101.065	29.484	400.838	147.108	7.743	38.540	83.982	1.818.171	72.438	1.890.608	35.596	18.043	1.944.247
Aysén	Chacabuco	5806	2.840				761.339	248.073	101.065	29.484	400.838	147.108	7.743	38.540	83.982	1.818.171	72.438	1.890.608	35.596	18.043	1.944.247
Aysén	Puerto Ibáñez	5160	360				98.717	30.288	11.097	8.343	56.586	19.575	1.030	-	11.174	236.810	9.638	246.448	4.736	2.387	253.571
Aysén	Alto Baguales	5734	900				1.746.360	90.821	84.413	47.607	932.731	287.253	15.119	495.000	125.933	3.825.237	130.337	3.955.573	65.212	34.888	4.055.673
Aysén	Alto Baguales	5734	900				1.746.360	90.821	84.413	47.607	932.731	287.253	15.119	495.000	125.933	3.825.237	130.337	3.955.573	65.212	34.888	4.055.673
Aysén	Lago Atravesado	5106	5.500				925.500	65.555	989.650	39.692	3.802.536	1.109.724	58.407	376.000	258.577	7.629.640	283.817	7.913.457	114.929	72.515	8.100.901
Aysén	Lago Atravesado	5106	5.500				925.500	65.555	989.650	39.692	3.802.536	1.109.724	58.407	376.000	258.577	7.629.640	283.817	7.913.457	114.929	72.515	8.100.901
Aysén	Puerto Aysén Hidro	5117	900				213.436	15.316	337.701	8.895	1.285.368	642.702	33.826	2.620.705	105.288	5.263.238	104.707	5.367.945	42.216	28.682	5.438.843
Aysén	Puerto Aysén Hidro	5118	2.700				640.309	45.947	1.013.104	26.686	3.856.105	1.928.106	101.479	7.862.114	315.864	15.789.714	314.120	16.103.834	126.648	86.046	16.316.529
Aysén	Puerto Aysén Hidro	5116	3.000				711.455	51.053	1.125.671	29.651	4.284.561	2.142.340	112.755	8.735.682	350.960	17.544.127	349.022	17.893.149	140.721	95.607	18.129.447
Aysén	Mañihuales	5844	800				213.843	62.234	30.128	8.387	98.921	39.480	2.078	17.865	22.585	495.521	19.480	515.001	9.573	5.005	529.579
Aysén	Mañihuales	5532	865				231.217	67.290	32.576	9.068	106.958	42.688	2.247	19.317	24.420	535.782	21.063	556.845	10.350	5.411	572.607
Aysén	Monreal		3.000				1.056.000	46.646	1.373.273	27.348	4.981.844	2.700.045	142.108	904.400	408.939	11.640.602	426.640	12.067.243	171.653	117.451	12.356.347
Aysén	PFV El Blanco		3.000				1.815.797	124.608	285.014	12.645	715.183	281.961	14.840	-	160.952	3.411.001	138.828	3.549.828	68.220	31.983	3.650.032
Aysén	San Victor		2.999				3.160.863	132.123	790.216	-	6.631.760	651.209	34.274	329.413	489.631	12.219.489	489.631	12.709.120	195.852	106.628	13.011.601
General Carrera	Chile Chico	5120	286				80.174	25.988	12.703	4.023	44.284	15.961	840	4.758	9.111	197.842	7.859	205.701	3.862	1.946	211.509
General Carrera	Chile Chico	5518	286				80.174	25.988	12.703	4.023	44.284	15.961	840	4.758	9.111	197.842	7.859	205.701	3.862	1.946	211.509
General Carrera	Chile Chico	5542	292				81.856	26.534	12.970	4.107	45.213	16.296	858	4.857	9.302	201.993	8.023	210.016	3.943	1.987	215.946
General Carrera	Chile Chico	5144	400				112.131	36.348	17.767	5.627	61.936	22.323	1.175	6.654	12.743	276.703	10.991	287.694	5.401	2.722	295.817
General Carrera	Chile Chico	5622	400				112.131	36.348	17.767	5.627	61.936	22.323	1.175	6.654	12.743	276.703	10.991	287.694	5.401	2.722	295.817
General Carrera	Chile Chico	5743	648				181.653	58.883	28.782	9.115	100.336	36.163	1.903	10.779	20.643	448.258	17.805	466.064	8.750	4.410	479.223
General Carrera	El Traro	5541	292				80.077	19.872	10.521	1.568	26.050	13.184	694	1.549	7.526	161.041	6.491	167.532	3.190	1.624	172.346
General Carrera	El Traro	5741	400				109.695	27.223	14.412	2.148	35.685	18.060	951	2.121	10.309	220.604	8.892	229.496	4.370	2.225	236.090
General Carrera	El Traro Hidro	5122	320				69.760	13.697	255.958	7.711	1.095.508	269.235	14.170	54.000	69.898	1.849.937	69.389	1.919.326	28.048	17.915	1.965.288
General Carrera	El Traro Hidro	5123	320				69.760	13.697	255.958	7.711	1.095.508	269.235	14.170	54.000	69.898	1.849.937	69.389	1.919.326	28.048	17.915	1.965.288
General Carrera	Puerto Tranquilo	5746	400				109.662	71.886	14.813	13.415	141.216	33.511	1.764	-	19.129	405.394	16.500	421.893	8.108	4.176	434.177
General Carrera	Los Maquis	5932	500				456.400	6.795	317.403	1.127	1.019.523	363.256	19.119	257.850	79.274	2.520.747	88.788	2.609.535	35.661	22.837	2.668.032
General Carrera	Los Maquis	5933	500				456.400	6.795	317.403	1.127	1.019.523	363.256	19.119	257.850	79.274	2.520.747	88.788	2.609.535	35.661	22.837	2.668.032
Palena	Río Azul	5133	350				70.700	18.576	200.861	6.886	829.487	226.468	11.919	197.750	52.704	1.615.352	55.073	1.670.425	22.440	14.268	1.707.133
Palena	Río Azul	5134	350				70.700	18.576	200.861	6.886	829.487	226.468	11.919	197.750	52.704	1.615.352	55.073	1.670.425	22.440	14.268	1.707.133
Palena	Río Azul	5135	350				70.700	18.576	200.861	6.886	829.487	226.468	11.919	197.750	52.704	1.615.352	55.073	1.670.425	22.440	14.268	1.707.133
Palena	Río Azul	5136	350				70.700	18.576	200.861	6.886	829.487	226.468	11.919	197.750	52.704	1.615.352	55.073	1.670.425	22.440	14.268	1.707.133
Palena	Futaleufú	5520	250				68.898	20.992	9.352	1.595	31.802	12.664	667	12.739	7.233	165.941	6.238	172.179	3.066	1.549	176.794
Palena	Futaleufú	5747	400				110.237	33.588	14.964	2.551	50.883	20.262	1.066	20.383	11.572	265.506	9.981	275.487	4.905	2.479	282.871
Palena	Futaleufú	5856	508				140.000	42.656	19.004	3.240	64.622	25.733	1.354	25.886	14.697	337.192	12.676	349.869	6.229	3.148	359.246
Palena	Palena	5131	292				70.746	23.713	11.636	1.939	44.637	14.576	767	7.043	8.500	183.558	7.331	190.890	3.603	1.806	196.298
Palena	Palena	5522	292				70.746														

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	Puesta en marcha	Terrenos	Gastos generales	Valor instalado	Intereses intercalarios	Cup US\$	BI US\$	CE US\$	Valor final	
Aysén	EO_AmplAltoBaguales_U1	3.000				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.195.205
Aysén	EO_AmplAltoBaguales_U2	3.000				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.195.205
Aysén	EO_AmplAltoBaguales_U3	3.000				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.195.205
Aysén	CT_LosHuemules	2.895				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.472.620
Aysén	SA_AltoBaguales	5.500				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.324.487
Palena	SA_Palena	400				724.063	166.144	140.904	9.775	280.461	126.156	6.640	-	72.013	1.526.155	62.115	1.588.270	30.523	14.310	1.633.103	
Aysén	Central Diésel 1.600	1.600				402.822	130.476	66.568	17.126	267.656	81.895	4.310	24.451	48.100	1.043.405	41.910	1.085.315	20.314	10.371	1.116.000	
Aysén	Central Diésel 2.500	2.500				572.559	185.455	94.618	24.343	380.439	116.404	6.127	34.754	68.368	1.483.065	59.570	1.542.635	28.874	14.741	1.586.250	
General Carrera	Central Diésel 800	800				271.811	64.069	32.688	8.410	131.430	40.214	2.117	12.007	23.619	586.363	20.580	606.942	9.975	5.093	622.010	
General Carrera	Central Diésel 400	400				190.732	44.958	22.937	5.901	92.225	28.218	1.485	8.425	16.574	411.456	14.441	425.897	7.000	3.574	436.470	
Palena	Central Diésel 800	800				271.811	88.041	44.918	11.556	180.606	55.260	2.908	16.499	32.456	704.055	28.280	732.335	13.707	6.998	753.040	
Palena	Central Diésel 400	400				159.006	51.503	26.277	6.760	105.652	32.327	1.701	9.652	18.986	411.864	16.543	428.408	8.019	4.094	440.520	

3.1.4.4 Valorización de las instalaciones de transmisión

Para la valorización de líneas de transmisión, el Consultor consideró información de precios utilizados por el consultor del estudio de los sistemas de Aysén, General Carrera y Palena del último proceso tarifario, actualizándolos por CPI. Los recargos utilizados fueron obtenidos a partir de antecedentes de otros procesos tarifarios, sobre la base de cotizaciones de fletes, bodegajes, entre otros, y de la experiencia del Consultor.

Respecto de las servidumbres, el Consultor consideró lo efectivamente pagado para el caso de la línea que une la central Lago Atravesado con el sistema de Aysén. Dado que para las restantes líneas no se dispone de esta información, se utilizó como precio de mercado el valor definido en la revisión de precios de terreno.

Tabla 3-10: Valorización de las instalaciones de transmisión

Línea	Tramo	Tensión (kV)	Total (US\$)	Longitud (km)
Alto Baguales – Villa Ortega	Alto Baguales – Villa Ortega	33	3.286.151	45,6
	Chacabuco – E2	33	613.236	6,7
	E1 – E2	33	462.396	6
	E2 – Puerto Aysén	33	1.070.159	13,4
	Farellones – E1	33	504.680	6,4
Coyhaique – Puerto Aysén	Puerto Aysén – Alto Baguales	33	6.656.376	85,1
	S/E Baguales – Alto Baguales	33	202.773	2,5
	S/E Baguales – Coyhaique	23	633.420	8
Lago Atravesado – Tehuelche	Lago Atravesado – Tehuelche 1	23	1.072.678	21,6
	Lago Atravesado – Tehuelche 2	23	1.072.151	21,6
Villa Ortega – Mañiguales	Villa Ortega – Mañiguales	33	3.986.270	53,1
Villa Ortega – Ñireguao	Villa Ortega – Ñireguao	33	2.487.098	32,1
Ñireguao – El Gato	Ñireguao – El Gato	33	2.568.801	41,8
Total			24.616.189	343,9

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 3-11: Valorización, clasificación y asignación de terrenos y edificios, sistemas Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes

Operador	SSMM	Central	Tipo	Valor pagado por compraventa	Año de pago	Compraventa o Inscripción
Edelaysén	Aysén	AYSEN	Hidro	Aporte	1988	Fs 11 n°13 año 1988
Edelaysén	Aysén	LAGO ATRAVESADO	Hidro	\$4.830.000	14-06-1999	Sí
Edelaysén	Aysén	MONREAL	Hidro	\$23.100.000	11-08-2011	Sí

Operador	SSMM	Central	Tipo	Valor pagado por compraventa	Año de pago	Compraventa o Inscripción
Edelaysén	Aysén	TEHUELICHE	Diésel	\$7.500.000	10-04-1992	Sí
Edelaysén	Aysén	CHACABUCO	Diésel	\$48.000.000	05-03-2008	Sí
Edelaysén	Aysén	AYSEN TÉRMICO	Diésel	Aporte	1982	Fs 163 n° 277 año 1982
Edelaysén	Aysén	Puerto Ibáñez	Diésel	\$15.000.000	26-06-2014	Sí
Edelaysén	Aysén	MAÑIHUALES	Diésel	\$15.000.000	26-12-2010	Sí
Edelaysén	Aysén	ALTO BAGUALES	Eólica	\$197.440.000	23-01-2001	Sí compraventa
Edelaysén	Aysén	ALTO BAGUALES 2	Eólica			Es el mismo terreno
Edelaysén	Palena	RÍO AZUL	Hidro	Aporte	1989	Sí
Edelaysén	Palena	PALENA	Diésel		09-02-2011	Sí
Edelaysén	Palena	FUTALEUFU	Diésel	\$45.000.000	21-07-2015	Sí
Edelaysén	Palena	LA JUNTA	Diésel	\$22.500.000	18-05-2009	Sí
Edelaysén	Palena	LAGO VERDE	Diésel	\$2.000.000	28-03-2008	Sí
Edelaysén	Palena	PUYUHUAPI	Diésel	\$22.000.000	04-6-2008/30-12-2008	Sí
Edelaysén	Palena	Santa Barbara (Chaitén)	Diésel	\$6.000.000	28-01-2015	Sí compraventa
Edelaysén	General Carrera	EL TRARO	Hidro	\$1.062.000	31-10-1988	Sí
Edelaysén	General Carrera	CHILE CHICO	Diésel	\$15.000.000	24-02-2009	Sí
Edelaysén	General Carrera	TRANQUILO	Diésel			
Edelaysén	Puerto Cisnes	NUEVO REINO	Hidro	\$531.000	20-12-1988	Sí
Edelaysén	Aysén	EI BLANCO		\$45.000.000	24-05-2001	

3.3 VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL

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

Tabla 3-12: Resumen de cantidad de dotación y remuneraciones del personal de la empresa

Tipo de cargo	Dotación	Costo (MM\$)	Asignación (%)		Asignación (MM\$)	
			SSMM	Otros	SSMM	Otros
Gerente de área	3	343	62%	38%	213	129
Jefe de área	18	734	89%	11%	655	79
Profesionales	6	145	52%	48%	75	70
Técnicos	12	227	81%	19%	183	44
Operarios	32	626	100%	0%	626	0
Funcionarios administrativos	4	65	59%	41%	38	27
Total	75	2.139	84%	16%	1.790	350

Tabla 3-13: Asignación de personal a las distintas zonas

Sistema	Asignación por sistema	
	%	MM\$
Aysén	63%	1.125
General Carrera	13%	238
Palena	14%	249
Puerto Cisnes	10%	178
Total	100%	1.790

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 3-14: Valores de gastos fijos al año base

Gastos Fijos	Costo (MM\$)	Asignación (%)		Asignación (MM\$)	
		SSMM	Otros	SSMM	Otros
Administrativos y corporativos	4	52%	48%	2	2
Arriendos	109	52%	48%	57	53
Asesorías	124	52%	48%	64	60
Contribuciones terrenos	29	100%	0%	29	0
Facturación a clientes	22	100%	0%	22	0
Fletes	9	52%	48%	4	4
Impuestos, patentes y trámites	329	51%	49%	169	160
Mantenimiento edificios	56	51%	49%	29	27
RSE y comunicaciones	71	52%	48%	37	34
Seguros maquinarias y edificios	312	52%	48%	161	150
Mantenimiento y combustible vehículos	117	40%	60%	47	71
Gastos Inmuebles	59	51%	49%	30	29
Directorio	183	52%	48%	95	88
Contratistas O&M	984	45%	55%	439	546
Gasto SCADA	215	52%	48%	111	104
Gastos generales muebles	17	136%	-36%	23	-6
Macroinformática gasto	11	52%	48%	6	5
Microinformática gasto	444	52%	48%	230	214
Total	3.096	50%	50%	1.554	1.542

Tabla 3-15: Asignación de gastos fijos a las distintas zonas

Sistema	Asignación por sistema	
	%	MM\$
Aysén	76%	1.181
General Carrera	10%	154
Palena	10%	150
Puerto Cisnes	4%	69
Total	100%	1.554

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 los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena. El Consultor no determinó los costos variables de generación del sistema de Puerto Cisnes por falta de información respecto a los costos de producción asociados a la generación de dicho sistema.

En las siguientes tablas se muestran los costos variables combustibles, en adelante “CVC” y no combustibles, en adelante “CVNC”, de las unidades generadoras térmicas de cada Sistema Mediano.

Tabla 3-16: Costos variables de operación, centrales sistema Aysén

Mes	Consumo Específico Medio (t/kWh)					Costo Variable Combustible (\$/kWh)					Costo Variable No Combustible (\$/kWh)				
	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche	Aysén Térmico	Chacabuco	Ibáñez	Mañihuales	Tehuelche
ene	0,25	0,27		0,28	0,26	119,04	134,65	0,00	111,94	114,67	0,00	0,65			3,73
feb	0,25	0,27		0,51	0,28	107,77	117,31	0,00	200,42	33,26	1,73	2,25			4,14
mar	0,25	0,27	0,41	0,44	0,26	102,93	106,38	164,81	172,49	143,35	2,76	1,93			2,19
abr	0,25	0,27		0,34	0,27	88,03	86,35	0,00	134,47	82,95	4,99	3,91			2,42
may	0,26	0,27	0,40	0,32	0,26	74,11	76,13	161,04	126,10	67,17	1,25	1,16			4,44
jun	0,25	0,26	0,32		0,26	73,60	73,40	128,12	0,00	70,24	1,34	0,67			3,45
jul	0,26	0,26	0,25		0,26	80,58	78,18	98,83	0,00	78,45	5,88	1,50			1,21
ago	0,25	0,26	0,28	0,53	0,38	78,89	80,42	113,39	207,69	116,21	2,38	0,66			2,25
sept	0,25	0,26	0,28	0,51	0,25	83,02	79,95	114,89	198,50	78,29	2,22	1,42		1,36	1,87
oct	0,25	0,26			0,25	75,86	78,10	0,00	0,00	75,13	9,04	1,17			7,03
nov	0,30	0,27		0,28	0,25	93,47	80,24	0,00	111,78	76,29		7,14			0,38
dic	0,27	0,28		0,32	0,25	83,72	80,51	0,00	127,07	79,48	9,13	2,80			3,30
Promedio Anual	0,26	0,27	0,32	0,39	0,27	88,55	89,23	130,63	154,12	85,04	3,70	2,11	0,00	1,36	3,03
Promedio 6 Meses	0,26	0,27	0,27	0,41	0,27	82,61	79,62	109,08	161,07	83,99	5,73	2,45	0,00	1,36	2,67

Tabla 3-17: Costos variables de operación, centrales sistema General Carrera

Mes	Consumo Específico Medio (t/kWh)		Costo Variable Combustible (\$/kWh)		Costo Variable No Combustible (\$/kWh)	
	Chile Chico	El Traro Térmico	Chile Chico	El Traro Térmico	Chile Chico	El Traro Térmico
ene	0,29	0,28	143,18	149,44	0,33	
feb	0,30	0,28	140,13	142,75	5,32	0,51
mar	0,31	0,29	133,03	142,38	1,62	0,26
abr	0,30	0,29	119,36	128,47	8,98	3,08
may	0,30	0,28	90,61	108,74	2,30	0,30
jun	0,29	0,28	89,24	101,06	1,51	0,27
jul	0,29	0,28	95,85	105,99	2,45	0,39
ago	0,29	0,28	98,10	108,36	1,86	0,36
sept	0,29	0,28	102,06	110,67	2,25	0,37
oct	0,29	0,28	93,26	107,59	5,11	0,29
nov	0,28	0,28	94,97	107,85	2,36	0,12
dic	0,28	0,28	96,48	106,86	1,40	0,22
Promedio Anual	0,29	0,28	107,79	118,27	2,96	0,56
Promedio 6 Meses	0,29	0,28	96,78	107,89	2,57	0,29

Tabla 3-18: Costos variables de operación, centrales sistema Palena

Mes	Consumo Especifico Medio (l/kWh)					Costo Variable Combustible (\$/kWh)					Costo Variable No Combustible (\$/kWh)				
	Futaleufu	La Junta	Lago Verde	Palena	Puyuhuapi	Futaleufu	La Junta	Lago Verde	Palena	Puyuhuapi	Futaleufu	La Junta	Lago Verde	Palena	Puyuhuapi
ene	0,26			0,32	0,41	139,35	0,00	0,00	279,99	184,92	0,84			0,00	0,00
feb	0,30	0,27	0,55	0,33	0,27	159,73	112,87	270,50	168,05	121,43	2,30		9,15	3,40	0,00
mar	0,31	0,17	1,38	0,31	1,75	153,54	73,72	638,46	154,25	814,82	3,07		209,69	27,10	19,60
abr	0,31	0,30	0,47	0,32	0,30	154,06	130,20	218,34	156,64	134,99	27,48		5,82	5,30	0,00
may	0,30	0,28	0,55	0,31	0,29	100,87	113,10	254,63	120,04	110,54	1,23			1,50	2,80
jun	0,30		1,56	0,29	0,21	106,37	0,00	1.153,80	93,47	84,08	1,41		811,49	2,50	16,70
jul	0,29	0,25		0,30	0,28	108,97	98,65	0,00	116,97	105,09	2,50			1,90	0,30
ago	0,31	0,26	0,40	0,29	0,27	94,19	100,78	152,08	114,56	100,12	0,45			4,80	0,80
sept	0,30	0,28	0,42	0,31	0,30	113,11	107,55	158,65	125,51	113,03	2,26			2,70	0,70
oct	0,31	0,30	0,51	0,31	0,34	116,49	117,13	192,87	120,86	126,62	1,64			16,20	1,60
nov	0,26	0,26	0,42	0,33	0,25	95,51	99,56	158,50	127,80	93,93	3,70			1,90	0,00
dic	0,26	0,26	0,50	0,32	0,26	96,47	101,34	190,23	126,94	97,68	0,00			2,30	0,00
Promedio Anual	0,29	0,26	0,67	0,31	0,41	119,98	108,09	305,22	141,56	165,87	3,91	0,00	259,04	6,30	6,10
Promedio 6 Meses	0,29	0,27	0,45	0,31	0,28	104,41	104,17	170,46	122,12	106,09	1,76	0,00	0,00	5,00	0,90

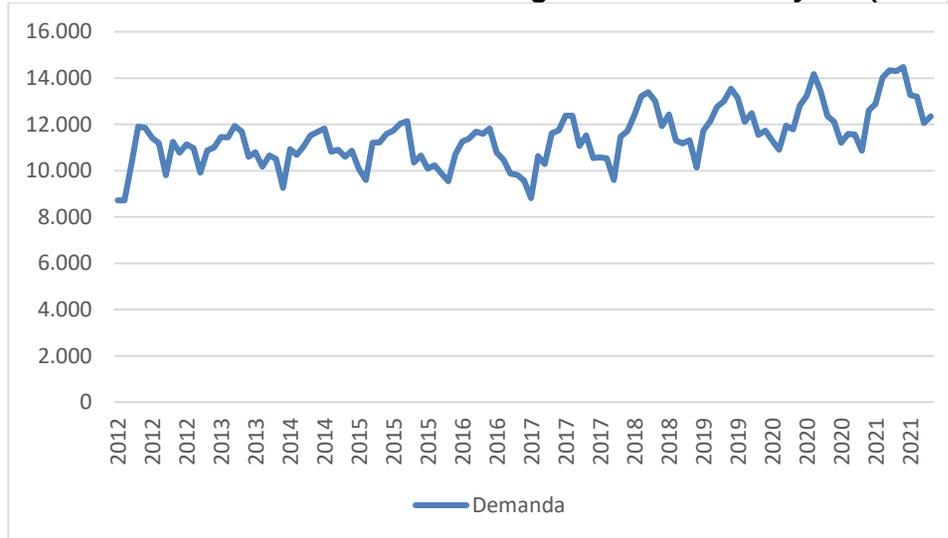
3.6 DEMANDA

3.6.1 DEMANDA HISTÓRICA

Para cada uno de los Sistemas Medianos revisados en el presente informe, a continuación, se presentan las ventas anuales históricas de energía para el período 2010-2021, exhibidas por el Consultor.

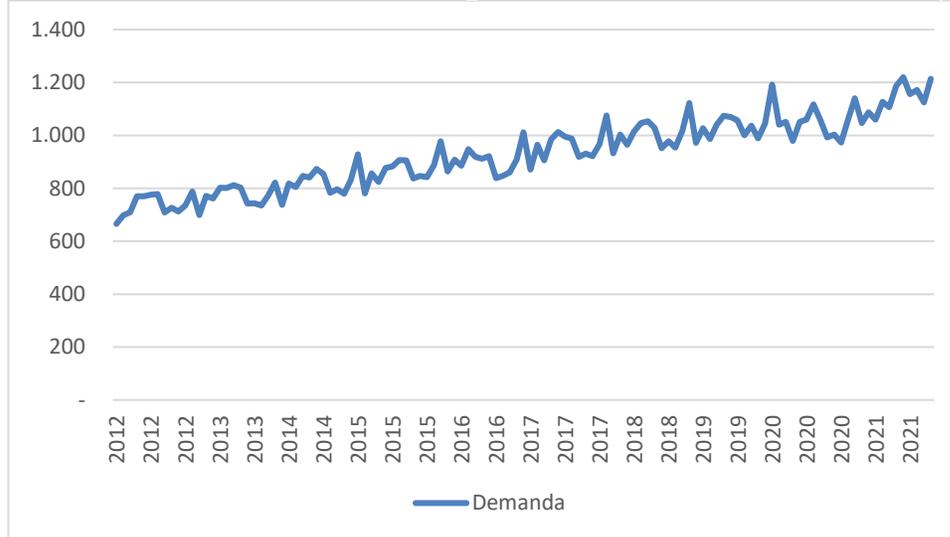
3.6.1.1 Sistema de Aysén

Gráfico 1: Demanda mensual de energía en el sistema Aysén (MWh)



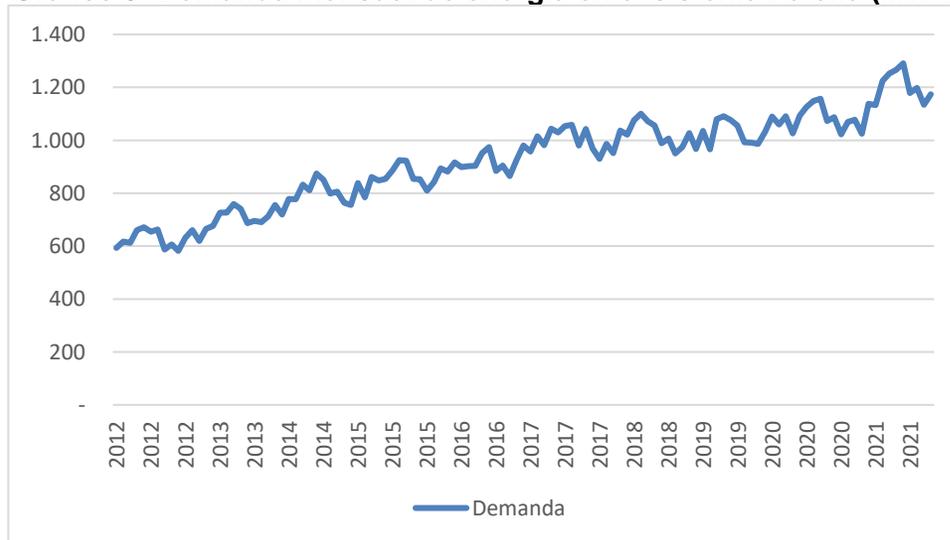
3.6.1.2 Sistema de General Carrera

Gráfico 2: Demanda mensual de energía en el sistema General Carrera (MWh)



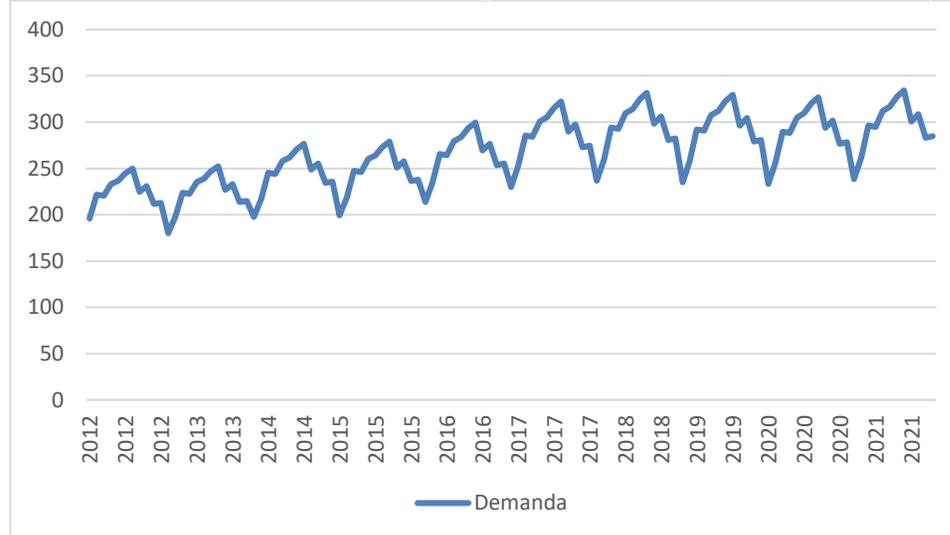
3.6.1.3 Sistema de Palena

Gráfico 3: Demanda mensual de energía en el sistema Palena (MWh)



3.6.1.4 Sistema de Puerto Cisnes

Gráfico 4: Demanda mensual de energía en el sistema Puerto Cisnes (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

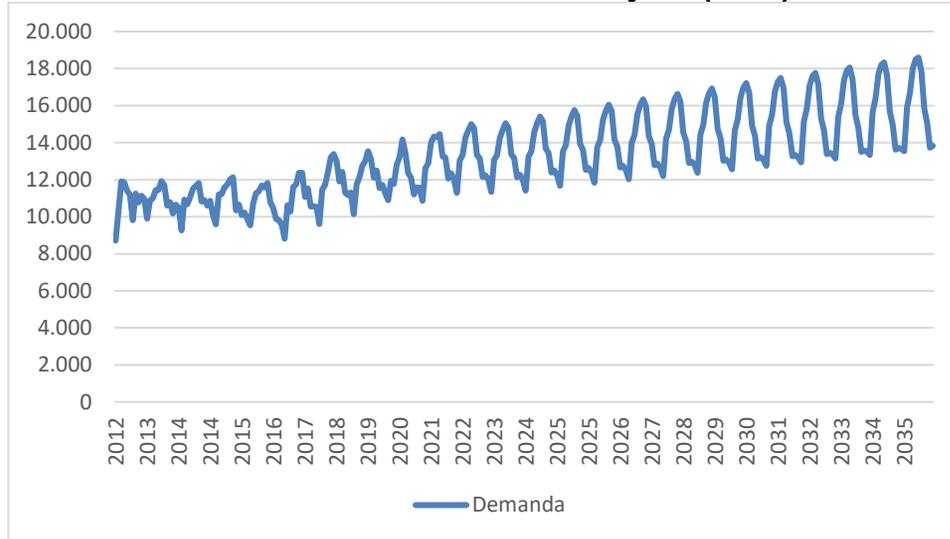
Para la proyección de demanda base, el Consultor consideró los antecedentes históricos, los cuales fueron complementados con el comportamiento de variables macroeconómicas que podrían incidir en el comportamiento del consumo eléctrico. De acuerdo con lo indicado en las Bases, para efectuar la proyección 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 se obtiene a partir de antecedentes disponibles proporcionados por la Empresa, que se contrastan con antecedentes disponibles por el propio Consultor.

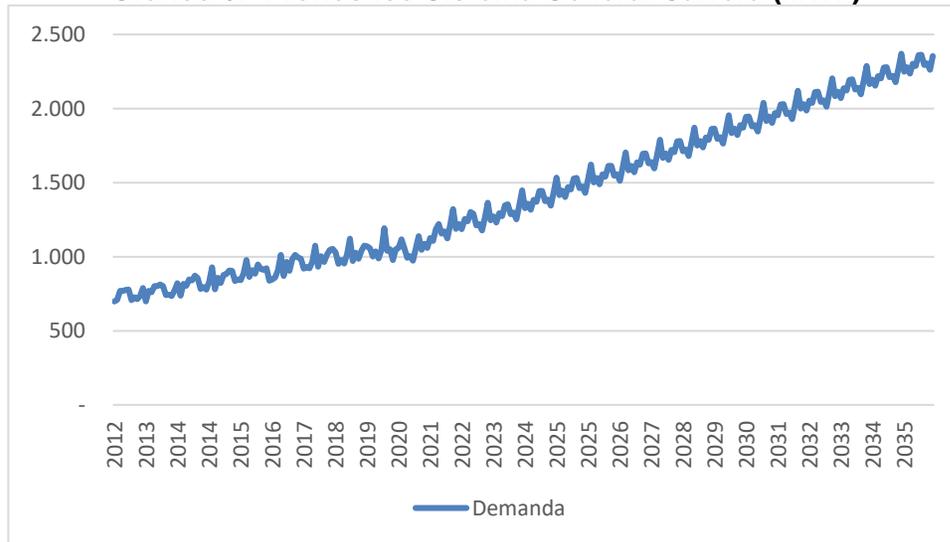
3.6.2.1 Sistema de Aysén

Gráfico 5: Pronóstico Sistema Aysén (MWh)



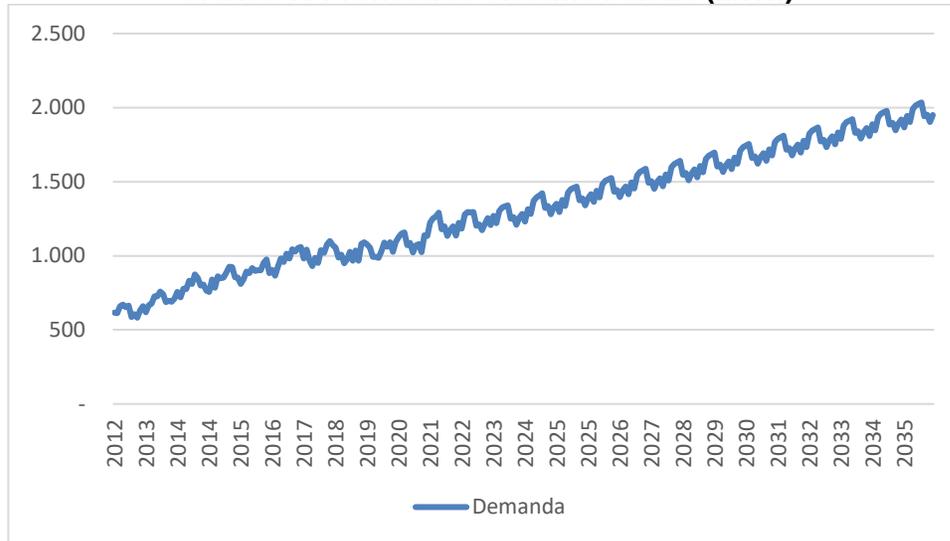
3.6.2.2 Sistema de General Carrera

Gráfico 6: Pronóstico Sistema General Carrera (MWh)



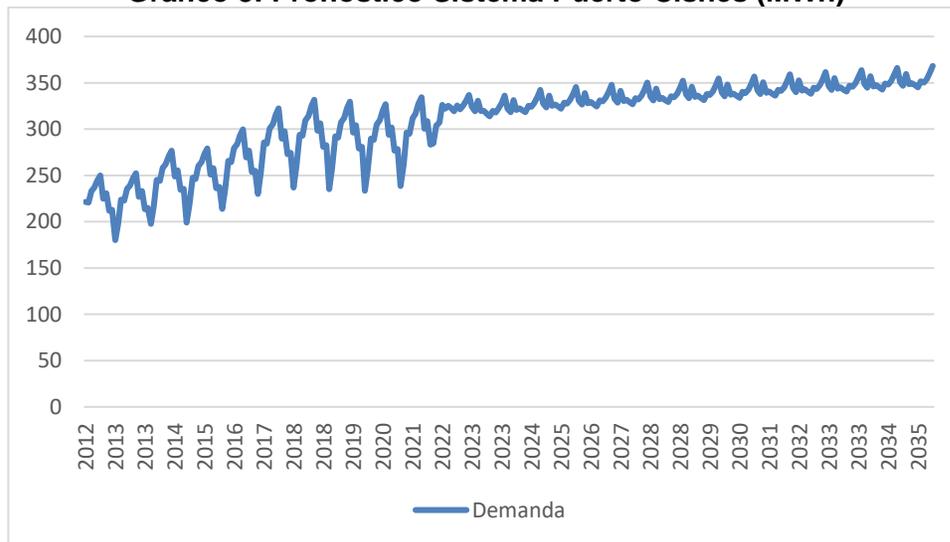
3.6.2.3 Sistema de Palena

Gráfico 7: Pronóstico Sistema Palena (MWh)



3.6.2.4 Sistema de Puerto Cisnes

Gráfico 8: Pronóstico Sistema Puerto Cisnes (MWh)



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

A partir de los resultados del perfil de generación/demanda de los distintos Sistemas Medianos, y teniendo en consideración la topología de la red, el Consultor determinó las participaciones de las distintas barras de retiro.

Tabla 3-19: Factores de asignación de costos – Sistema Aysén

Factores	Aysén 33	Chacabuco 33	Mañihuales 33	Nireguao 33	Tehuelche 23	El Gato 33
Generación	17,3%	11,4%	2,3%	0,1%	68,8%	0,1%
Transmisión	7,5%	3,8%	13,8%	3,7%	60,8%	10,4%

El Consultor no consideró factores de participación por barras en los Sistemas Medianos de General Carrera, Palena y Puerto Cisnes ya que estos sistemas no cuentan con sistemas 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 de cada sistema, la cual permite asegurar el abastecimiento en una condición de mayor exigencia.

En la siguiente tabla se muestra el resultado del plan de obras de expansión óptimo del Sistema Mediano de Aysén:

Tabla 3-20: Plan de Expansión de generación – Sistema Aysén

Unidades	Potencia (kW)	Tecnología	Año Ingreso	Mes ingreso
AltoBaguales_U1	3.000	Eólica	2025	6
AltoBaguales_U2	3.000	Eólica	2025	6
AltoBaguales_U3	3.000	Eólica	2025	6
CT Los Huemules	2.895	Térmica	2024	10
Ch_Diesel_1600	1.600	Térmica	2033	1
SA Alto Baguales	5.500	BESS	2025	6

Para los Sistemas Medianos de General Carrera, Palena y Puerto Cisnes no se determinó el ingreso de unidades generadoras durante el período de planificación.

Para el plan de expansión resultante, el Consultor verificó el cumplimiento de la Norma Técnica de seguridad y calidad de servicio para Sistemas Medianos, en adelante “NTSSMM”.

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 3-21: Sensibilidad de los Planes de Expansión Óptimo

Sistema	Demanda		Precio Combustible		Costo de Inversión Diesel		Disponibilidad GLP	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Aysén	-5,0%	5,5%	-5,0%	-	No existente	-	-17,0%	-
General Carrera	-	2,5%						
Palena	-	20,0%						
Puerto Cisnes	-	12,5%						

3.7.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN

De acuerdo con los análisis realizados por el Consultor, con la incorporación del proyecto “Ampliación Parque Eólico Alto Baguales”, frente a una contingencia del circuito Alto Baguales 23 kV - Divisadero 23 kV el sistema eléctrico de Aysén se vuelve inestable, requiriéndose de una nueva instalación de transmisión que permita mantener la estabilidad de este frente a una contingencia en el mencionado circuito existente.

Como parte del análisis de la expansión del sistema frente al problema mencionado, el Consultor consideró necesaria la incorporación de un segundo circuito en el tramo de Alto Baguales 23 kV - Divisadero 23 kV. Para este segundo circuito el Consultor consideró una longitud de 9 kilómetros y una capacidad de 9 MVA, determinando su valor de inversión en un monto similar al circuito existente.

Tabla 3-22: Plan de Expansión Óptimo en Transmisión

Año de ingreso	Mes de ingreso	Cantidad	Unidad	Valor de Inversión (US)
2025	6	1	Alto Baguales - Divisadero C2	438.822

3.7.4 RANGOS DE VALIDEZ TÉCNICA

Los rangos de validez técnica del Plan Óptimo de Expansión consideraron las mismas sensibilidades descritas en el punto 3.7.2.

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 3-23: 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
Aysén										91					
General Carrera										36					
Palena										36					
Puerto Cisnes										18					
Total										182					

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 3-24: 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
Aysén					153					153					153
General Carrera					19					19					19
Palena					17					17					17
Puerto Cisnes					6					6					6
Total					194					194					194

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 3-25: 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
Aysén	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560
General Carrera	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327
Palena	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342

Sistema	Costos de Personal (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Puerto Cisnes	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
Total	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473

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 3-26: 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
Aysén	1.609	1.739	1.739	1.774	2.080	2.080	2.080	2.080	2.080	2.080	2.080	2.080	2.091	2.091	2.091
General Carrera	211	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276
Palena	204	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Puerto Cisnes	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Total	2.119	2.330	2.330	2.365	2.671	2.682	2.682	2.682							

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.

3.8.1 SISTEMA DE AYSÉN

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-27: CID - Sistema de Aysén

CID de Generación y Transmisión	
Aysén	\$/kWh
CIDG	82,54
CIDL	0,59

CID de Generación y Transmisión	
Aysén	\$/kWh
CID	83,13

3.8.2 SISTEMA DE GENERAL CARRERA

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-28: CID -Sistema de General Carrera

CID de Generación	
General Carrera	\$/kWh
CID	-46,20

3.8.3 SISTEMA DE PALENA

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-29: CID - Sistema de Palena

CID de Generación	
Palena	\$/kWh
CID	116,42

3.8.4 SISTEMA DE PUERTO CISNES

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-30: CID - Sistema de Puerto Cisnes

CID de Generación	
Puerto Cisnes	\$/kWh
CID	140,47

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 utilizando 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.

3.9.1.1 Sistema de Aysén

El Proyecto de Reposición Eficiente determinado es el siguiente:

Tabla 3-31: Proyecto de Reposición Eficiente en generación – Sistema de Aysén

Unidad	Potencia (MW)	Tecnología	Año de entrada
CH_LagoAtravesado_U5106	5,50	Hidroeléctrica	2021
CH_LagoAtravesado_U5107	5,50	Hidroeléctrica	2021
CH Monreal	3,00	Hidroeléctrica	2021
CH_PuertoAysen_U5116	3,00	Hidroeléctrica	2021
CH_PuertoAysen_U5117	0,90	Hidroeléctrica	2021
CH_PuertoAysen_U5118	2,70	Hidroeléctrica	2021
CH San Víctor	3,00	Hidroeléctrica	2022
EO_AltoBaguales2_U5734	0,90	Eólica	2021
EO_AltoBaguales2_U5735	0,90	Eólica	2021
EO_AmplAltoBaguales_U1	3,00	Eólica	2025
EO_AmplAltoBaguales_U2	3,00	Eólica	2025
EO_AmplAltoBaguales_U3	3,00	Eólica	2025
PV El Blanco	2,96	Fotovoltaica	2022
CT Los Huelmules	2,90	Térmica	2024
CT_PRE_Ay_MDR3_U01	1,60	Térmica	2021
CT_PRE_Ch_MDL1_U01	2,50	Térmica	2021
CT_PRE_Ch_MDL1_U02	2,50	Térmica	2021
CT_PRE_Ch_MDL1_U03	2,50	Térmica	2021
CT_PRE_Ch_MDL1_U04	2,50	Térmica	2021
CT_PRE_Ma_MDL1_U01	2,50	Térmica	2021
CT_PRE_Ma_MDR3_U01	1,60	Térmica	2022
CT_PRE_Te_MDL1_U01	2,50	Térmica	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U02	2,50	Térmica	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U03	2,50	Térmica	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U04	2,50	Térmica	2021
CT_PRE_Te_MDL1_U05	2,50	Térmica	2021

3.9.1.2 Sistema de General Carrera

El Proyecto de Reposición Eficiente determinado es el siguiente:

Tabla 3-32: Proyecto de Reposición Eficiente en generación – Sistema de General Carrera

Unidad	Potencia (MW)	Tecnología	Año de entrada
CH_EITraro_U5122	0,32	Hidroeléctrica	2021
CH_EITraro_U5123	0,32	Hidroeléctrica	2021
CH_LosMaquis_U5932	0,50	Hidroeléctrica	2022
CH_LosMaquis_U5933	0,50	Hidroeléctrica	2022
CT_PRE_Ca_MDR2_U01	0,80	Térmica	2021
CT_PRE_Ca_MDR2_U02	0,80	Térmica	2021
CT_PRE_Ca_MDR2_U06	0,80	Térmica	2021
CT_PRE_Ca_MDR1_U01	0,40	Térmica	2022

3.9.1.3 Sistema de Palena

El Proyecto de Reposición Eficiente determinado es el siguiente:

Tabla 3-33: Proyecto de Reposición Eficiente en generación – Sistema de Palena

Unidad	Potencia (MW)	Tecnología	Año de entrada
CH_RioAzul_U5133	0,35	Hidroeléctrica	2021
CH_RioAzul_U5134	0,35	Hidroeléctrica	2021
CH_RioAzul_U5135	0,35	Hidroeléctrica	2021
CH_RioAzul_U5136	0,35	Hidroeléctrica	2021
CT_PRE_Pa_MDR1_U01	0,40	Térmica	2021
CT_PRE_Pa_MDR1_U02	0,40	Térmica	2021
CT_PRE_Pa_MDR2_U03	0,80	Térmica	2021
CT_PRE_Pa_MDR2_U05	0,80	Térmica	2021
CT_PRE_Pa_MDR2_U06	0,80	Térmica	2025
CT_PRE_Pa_MDR2_U07	0,80	Térmica	2032
SA Palena	0,40	BESS	2022

3.9.1.4 Sistema de Puerto Cisnes

El Proyecto de Reposición Eficiente determinado es el siguiente:

Tabla 3-34: Proyecto de Reposición Eficiente en generación – Sistema de Puerto Cisnes

Unidad	Potencia (MW)	Tecnología	Año de entrada
CH_NuevoReino_U5126	0,15	Hidroeléctrica	2021
CH_NuevoReino_U5127	0,15	Hidroeléctrica	2021
CT_PRE_PC_MDR1_U01	0,40	Térmica	2021

Unidad	Potencia (MW)	Tecnología	Año de entrada
CT_PRE_PC_MDR1_U02	0,40	Térmica	2021
CT_PRE_PC_MDR1_U03	0,40	Térmica	2021
CT_PRE_PC_MDR1_U04	0,40	Térmica	2034

3.9.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN TRANSMISIÓN

A continuación, se presenta el Proyecto de Reposición Eficiente de transmisión del sistema de Aysén.

Tabla 3-35: Proyecto de Reposición de transmisión - Sistema Aysén

Fecha de ingreso	Unidad	Valor de inversión (US)
2021	Alto Baguales - Villa Ortega	3.286.141
2021	Chacabuco - Puerto Aysén	2.650.432
2021	Coyhaique - Puerto Aysén	7.492.540
2021	Lago Atravesado - Tehuelche	2.144.822
2021	Villa Ortega – Mañiguales	3.986.255
2021	Villa Ortega – Ñireguao	2.487.093
2021	Ñireguao - El Gato	2.568.798
2025	Alto Baguales - Divisadero C2	438.822
2021	Equipamiento transmisión Centrales Alto Baguales	741.987
2021	Equipamiento transmisión Centrales Chacabuco	828.374
2021	Equipamiento transmisión Centrales Lago Atravesado	623.209
2021	Equipamiento transmisión Centrales Mañiguales	142.979
2021	Equipamiento transmisión Centrales Monreal	217.105
2021	Equipamiento transmisión Centrales Puerto Aysén Hidro	524.301
2021	Equipamiento transmisión Centrales Puerto Aysén Térmico	861.774
2021	Equipamiento transmisión Centrales Puerto Ibáñez	64.522
2021	Equipamiento transmisión Centrales Tehuelche	1.023.351
2022	Refuerzo Línea San Víctor	128.935

Para los Sistemas Medianos de General Carrera, Palena y Puerto Cisnes no se incorporaron proyectos de transmisión en el respectivo 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 propuesto por el Consultor para los cuatro sistemas.

Tabla 3-36: Inversión en Vehículos del Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)

Sistema	Expansión de Vehículos SSMM (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Aysén										91					
General Carrera										36					
Palena										36					
Puerto Cisnes										18					
Total										182					

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 3-37 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
Aysén					153					153					153
General Carrera					19					19					19
Palena					17					17					17
Puerto Cisnes					6					6					6
Total					194					194					194

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 para los cuatro sistemas.

Tabla 3-38: 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
Aysén	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531	1.531
General Carrera	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324
Palena	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339

Sistema	Costos de Personal (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Puerto Cisnes	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242
Total	2.436	2.436	2.436	2.436	2.436	2.436	2.436	2.436	2.436	2.436	2.436	2.436	2.436	2.436	2.436

3.9.7 VALORIZACIÓN DE GASTOS FIJOS ANUALES

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

Tabla 3-39: Gastos Fijos para el Proyecto de Reposición Eficiente Total (MUS\$)

Sistema	Gastos Fijos SSMM (MUS\$)														
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Aysén	1.608	1.749	1.749	1.784	2.089	2.089	2.089	2.089	2.089	2.089	2.089	2.089	2.089	2.089	2.089
General Carrera	210	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Palena	204	220	220	220	227	227	227	227	227	227	227	235	235	235	235
Puerto Cisnes	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Total	2.115	2.343	2.343	2.377	2.691	2.698	2.698	2.698	2.698						

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%.

3.10.1 SISTEMA DE AYSÉN

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-40: CTLP - Sistema de Aysén

CTLPG [\$/año]	18.524.697.309
CTLPL [\$/año]	2.533.605.658
CTLP [\$/año]	21.058.302.968

3.10.2 SISTEMA DE GENERAL CARRERA

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-41: CTLP – Sistema de General Carrera

CTLPG [\$/año]	2.125.129.444
CTLPL [\$/año]	0
CTLP [\$/año]	2.125.129.444

3.10.3 SISTEMA DE PALENA

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-42: CTLP - Sistema de Palena

CTLPG [\$/año]	2.194.277.530
CTLPL [\$/año]	0
CTLP [\$/año]	2.194.277.530

3.10.4 SISTEMA DE PUERTO CISNES

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3-43: CTLP - Sistema de Puerto Cisnes

CTLPG [\$/año]	984.344.426
CTLPL [\$/año]	0
CTLP [\$/año]	984.344.426

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 (*Pgas*)
- Precio Diésel (*Pdiesel*)
- 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 3-44: Ponderadores de indexación en sistema de Aysén

Ponderadores indexación CID Aysén	
Precio Gas Natural	-3,1%
Precio Diésel	-37,4%

Ponderadores indexación CID Aysén	
IPC - Nacional	118,3%
CPI - Externo	22,2%

Tabla 3-45: Ponderadores de indexación en sistema de General Carrera

Ponderadores indexación CID General Carrera	
Precio Gas Natural	0,0%
Precio Diésel	114,3%
IPC - Nacional	-20,1%
CPI - Externo	5,9%

Tabla 3-46: Ponderadores de indexación en sistema de Palena

Ponderadores indexación CID Palena	
Precio Gas Natural	0,0%
Precio Diésel	95,1%
IPC - Nacional	3,7%
CPI - Externo	1,2%

Tabla 3-47: Ponderadores de indexación en sistema de Puerto Cisnes

Ponderadores indexación CID Puerto Cisnes	
Precio Gas Natural	0,0%
Precio Diésel	94,1%
IPC - Nacional	3,3%
CPI - Externo	2,6%

3.11.2 INDEXACIÓN COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

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

Tabla 3-48: Ponderadores de indexación en sistema de Aysén

Ponderadores indexación CTLP Aysén	
Precio Gas Natural	2,1%
Precio Diésel	14,3%
IPC - Nacional	67,1%
CPI - Externo	16,5%

Tabla 3-49: Ponderadores de indexación en sistema de General Carrera

Ponderadores indexación CTLP General Carrera	
Precio Gas Natural	0,0%
Precio Diésel	18,8%
IPC - Nacional	68,9%
CPI - Externo	12,3%

Tabla 3-50: Ponderadores de indexación en sistema de Palena

Ponderadores indexación CTLP Palena	
Precio Gas Natural	0,0%
Precio Diésel	27,7%
IPC - Nacional	59,5%
CPI - Externo	12,8%

Tabla 3-51: Ponderadores de indexación en sistema de Puerto Cisnes

Ponderadores indexación CTLP Puerto Cisnes	
Precio Gas Natural	0,0%
Precio Diésel	28,4%
IPC - Nacional	65,1%
CPI - Externo	6,5%

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

El Consultor separó en dos períodos los resultados, siendo el período 1 el cual considera el valor de costos variables medios hasta el mes anterior a la entrada en servicio de la central Alto Baguales y su sistema de almacenamiento, mientras que el período 2 corresponden a los costos variables medios posteriores a la entrada de dichos proyectos. De acuerdo con los resultados del Plan de Expansión Óptimo, ambos proyectos deberían hacer ingreso en junio de 2025.

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

Tabla 3-52: CVC medio por empresa

Costos Variables Combustibles \$/kWh		
Empresa	Período 1	Período 2
Total SM	23,35	16,14
EDELAYSÉN	26,61	18,27
SAN VÍCTOR	0	0

Tabla 3-53: CVNC medio por empresa

Costos Variables no Combustibles \$/kWh		
Empresa	Período 1	Período 2
Total SM	4,75	5,32
EDELAYSÉN	5,02	5,65
SAN VÍCTOR	2,85	2,85

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

Tabla 3-54: Factor de costos de inversión y administración por empresa

Factor de Costos de Inversión y Administración		
Empresa	Período 1	Período 2
EDELAYSÉN	92,6%	94,5%
SAN VÍCTOR	7,4%	5,5%

La asignación de los ingresos por transmisión es la que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3-55: Factor de costos de transmisión por empresa

Factor de Costos de Transmisión		
Empresa	Período 1	Período 2
EDELAYSÉN	95,5%	95,5%
SAN VÍCTOR	4,5%	4,5%

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 de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena y Puerto Cisnes.

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 Tarifación 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 denominado *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 AY” y “Propuesta”, respectivamente, del archivo denominado Análisis CE CNVC indisponibilidad.xlsx.

4.2.1.2 Costo Variable No Combustible

A efecto de determinar los CVNC 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 las empresas 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 realizó 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 AY” 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 AY” 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 tomándose 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 denominado 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.

Ahora, 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 cual se tuvieron 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 presentes en los anexos del ITD 2018 – 2022, respecto de los sistemas de Aysén, General Carrera y Palena.

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, OCCC + 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 Mediano correspondiente, informado por la Empresa para el periodo de seis meses comprendido entre julio y diciembre de 2020.
- Respecto del gas licuado de petróleo, en adelante “GLP”, para el sistema de Aysén, se utilizó el promedio ponderado del precio vigente informado por Inersa 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)	GLP (US/ton)
Aysén	0,417	542,994
Palena	0,516	-
General Carrera	0,493	-
Puerto Cisnes	0,463	-

Es del caso mencionar que, para efectos de obtener el Plan de Expansión Óptimo y el Plan de Reposición Eficiente de los sistemas de Aysén, Palena y Puerto Cisnes, se empleó una proyección de combustibles a marzo de 2023, resultando en un precio de 1,238 USD/lt, 1,384 USD/lt y 1,310 USD/lt para el diésel, respectivamente, para dichos sistemas, y de 732,868 USD/ton para el gas licuado de petróleo en el sistema de Aysén. Sin perjuicio de lo anterior, el cálculo de los costos de operación se realizó con los valores de la Tabla 4-2.

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 estimó 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 M²/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 de los terrenos.
- 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 cuadrienio 2018-2022 y se realizó un nuevo cálculo.

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

Tabla 4-3: Resumen costo de personal

Sistema	[MUS\$]
Aysén	1.077
General Carrera	215
Palena	219
Puerto Cisnes	107
Total	1.619

Tabla 4-4: Resumen gastos fijos

Sistema	[MUS\$]
Aysén	1.187
General Carrera	153
Palena	150
Puerto Cisnes	68
Total	1.558

Tabla 4-5: Resumen inversiones

Sistema	[MUS\$]
Aysén	13.983
General Carrera	233
Palena	867
Puerto Cisnes	399
Total	15.482

Tabla 4-6: Composición inversiones

Inversiones	[MUS\$]	%
Terrenos y Edificaciones	13.827	89,31%
Vehículos	182	1,17%
Informática Central y Comunicaciones	1.068	6,90%
Equipos de Computación	194	1,26%
Bienes de Oficina	10	0,06%
Herramientas	201	1,30%
Total	15.482	100,00%

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 respectivo, 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:

- i) Sistema Mediano de Aysén

Tabla 4-7: Proyecciones de demanda utilizada, Aysén

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2021	155.900	28.022
2022	167.125	30.040
2023	171.218	30.776
2024	175.521	31.549
2025	179.906	32.337
2026	184.353	33.137
2027	188.817	33.939
2028	193.279	34.741
2029	197.732	35.542

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2030	202.171	36.339
2031	206.594	37.135
2032	211.001	37.927
2033	215.389	38.715
2034	219.759	39.501
2035	224.109	40.283
Factor de Carga	0,635	

ii) Sistema Mediano de Palena

Tabla 4-8: Proyecciones de demanda utilizada, Palena

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2021	14.093	2.557
2022	15.535	2.819
2023	16.245	2.947
2024	17.059	3.095
2025	17.862	3.241
2026	18.678	3.389
2027	19.500	3.538
2028	20.329	3.688
2029	21.164	3.840
2030	22.006	3.993
2031	22.855	4.147
2032	23.711	4.302
2033	24.575	4.459
2034	25.446	4.617
2035	26.325	4.776
Factor de Carga	0,629	

iii) Sistema Mediano de General Carrera

Tabla 4-9: Proyecciones de demanda utilizada, General Carrera

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2021	13.640	2.486
2022	15.104	2.753
2023	15.691	2.860
2024	16.411	2.991

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2025	17.130	3.122
2026	17.868	3.257
2027	18.617	3.393
2028	19.376	3.531
2029	20.145	3.671
2030	20.925	3.814
2031	21.716	3.958
2032	22.518	4.104
2033	23.332	4.252
2034	24.157	4.403
2035	24.995	4.555
Factor de Carga	0,626	

iv) Sistema Mediano de Puerto Cisnes

Tabla 4-10: Proyecciones de demanda utilizada, Puerto Cisnes

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2021	4.011	742
2022	4.074	753
2023	4.263	788
2024	4.442	821
2025	4.611	853
2026	4.777	883
2027	4.941	914
2028	5.106	944
2029	5.270	974
2030	5.436	1.005
2031	5.602	1.036
2032	5.769	1.067
2033	5.937	1.098
2034	6.106	1.129
2035	6.277	1.160
Factor de Carga	0,617	

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

Para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo de los sistemas de Aysén, General Carrera y Puerto Cisnes, se empleó en el año base la hidrología correspondiente al dato histórico de generación de dicho año para cada central. Respecto de los años sucesivos del horizonte de

planificación, tanto para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo como para el Proyecto de Reposición Eficiente, se empleó la hidrología correspondiente al percentil 50% de los datos históricos de generación disponibles de cada central. En el caso particular del sistema de Palena, se empleó el percentil 70%, en consistencia con las condiciones hidrológicas que se pueden observar últimos años de información disponible.

En relación con las centrales que no contaban con información histórica disponible, tanto para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo como para el Proyecto de Reposición Eficiente en todo el horizonte de planificación, se empleó lo siguiente:

- Afluentes considerados en el proceso de tarificación del cuadrienio 2018-2022 en el caso de las centrales San Víctor y Los Maquis.
- Información proporcionada por la Empresa para la central Nuevo Reino.

El detalle de las hidrologías consideradas se presenta a continuación:

Tabla 4-11 Afluentes en [MWh/h] en los sistemas de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, año 2020

Sistema	Central / Proyecto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Aysén	CH Monreal	1,24	0,57	0,13	0,26	1,08	2,27	1,22	0,62	0,67	1,79	2,47	1,30
Aysén	CH Lago Atravesado	5,87	5,25	2,32	3,05	6,53	6,96	4,23	4,08	4,32	5,15	5,36	6,17
Aysén	CH Puerto Aysén	4,96	4,24	3,63	4,25	5,22	4,45	2,10	4,18	4,34	4,64	5,80	5,62
Aysén	CH San Víctor	2,99	0,86	1,27	2,99	1,69	2,99	2,99	2,18	2,99	2,99	2,99	2,99
Palena	Río Azul	1,01	1,00	1,02	0,92	0,79	0,96	0,85	0,99	1,05	1,07	1,03	1,09
General Carrera	El Traro	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
General Carrera	Los Maquis	1,00	0,46	0,49	0,67	0,65	0,55	0,47	0,62	1,00	1,00	1,00	1,00
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	0,24	0,24	0,23	0,25	0,24	0,28	0,27	0,28	0,18	0,27	0,26	0,26

Tabla 4-12 Afluentes en [MWh/h] en los sistemas de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, periodo 2021-2035

Sistema	Central / Proyecto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Aysén	CH Monreal	0,24	0,15	0,08	0,00	0,54	1,31	1,44	1,97	2,55	1,99	1,82	1,17
Aysén	CH Lago Atravesado	6,54	3,15	0,87	5,32	7,23	6,52	7,95	4,68	3,34	4,19	5,86	6,03
Aysén	CH Puerto Aysén	4,69	4,58	4,52	5,46	3,90	3,17	3,57	4,63	4,11	4,45	5,41	6,01
Aysén	CH San Víctor	2,99	0,86	1,27	2,99	1,69	2,99	2,99	2,18	2,99	2,99	2,99	2,99

Sistema	Central / Proyecto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Palena	Río Azul	1,12	1,16	1,14	1,07	0,77	0,72	0,90	1,14	1,12	1,10	1,07	1,14
General Carrera	El Traro	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,61	0,64	0,64	0,64	0,64	0,63
General Carrera	Los Maquis	1,00	0,46	0,49	0,67	0,65	0,55	0,47	0,62	1,00	1,00	1,00	1,00
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	0,24	0,24	0,23	0,25	0,24	0,28	0,27	0,28	0,18	0,27	0,26	0,26

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 cada uno de los sistemas, 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”.

Cabe señalar que, en la modelación del sistema de Puerto Cisnes se sumaron unidades candidatas eólicas, las cuales fueron caracterizadas y valorizadas a partir de los antecedentes presentados para las unidades del proyecto Expansión de parque eólico Alto Baguales.

b) Análisis de suficiencia N-1

A partir de los planes determinados, 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

i) Sistema Mediano de Aysén

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

Tabla 4-13: Plan de Expansión de generación - sistema Aysén

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Fecha de Ingreso	Empresa
CT_LosHuemules	MGR	GLP	2.895	Marzo 2026	Inersa
EO_AmplAltoBaguales_U1	Eólico	Eólica	3.000	Julio 2026	SAGESA
EO_AmplAltoBaguales_U2	Eólico	Eólica	3.000	Julio 2026	SAGESA
EO_AmplAltoBaguales_U3	Eólico	Eólica	3.000	Julio 2026	SAGESA
CT_PRE_Ch_MDL1_U02	MDL	Diesel	2.500	Enero 2035	Edelaysén
BESS Baguales	Almacenamiento	Almacenamiento	5.500	Diciembre 2035	SAGESA

Respecto al Plan De Expansión Óptimo en transmisión para el sistema de Aysén, se señala lo siguiente:

- La obra de transmisión propuesta por la empresa Edelaysén, correspondiente al proyecto “Segundo circuito tramo Alto Baguales 23 kV – Divisaderos 23 kV”, fue considerada a partir de diciembre de 2025, en virtud de los antecedentes presentado por la empresa y el Estudio de la Seguridad y Calidad de Servicio del Sistema Mediano de Aysén del Coordinador Eléctrico Nacional, de abril de 2024.

ii) Sistema Mediano de General Carrera

En la tabla siguiente se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Expansión Óptimo en el sistema de General Carrera, todas de Edelaysén.

Tabla 4-14: Plan de Expansión de generación - Sistema General Carrera

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Fecha de Ingreso
CT_PRE_Ca_MDR1_U01	MDR	Diésel	400	Enero 2027
CT_PRE_Ca_MDR1_U02	MDR	Diésel	400	Enero 2030
CT_PRE_Ca_MDR1_U02-2	MDR	Diésel	400	Enero 2032
CT_PRE_Ca_MDR1_U02-3	MDR	Diésel	400	Abril 2034

iii) Sistema Mediano de Palena

La modelación determinó que no son necesarias unidades en el periodo de planificación para el sistema mediano de Palena.

iv) Sistema Mediano de Puerto Cisnes

En la tabla siguiente se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Expansión Óptimo en el sistema de Puerto Cisnes, todas de Edelaysén.

Tabla 4-15: Plan de Expansión de generación - Sistema Puerto Cisnes

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Fecha de Ingreso
EO_PuertoCisnes_U1	Eólico	Eólica	350	Enero 2027
CT_NuevoReino_U5124-2	MDR	Diésel	282	Diciembre 2028

4.2.10.3 Verificación de cumplimiento normativo

Para el plan de expansión óptimo del sistema de Aysén, se han efectuado simulaciones del sistema eléctrico que permiten verificar el cumplimiento de los requerimientos de desempeño estático y dinámico establecidos en la NTSSMM. Lo anterior fue realizado a través del *software* DigSILENT Power Factory.

El escenario simulado corresponde a aquél de demanda máxima para cada año en el cual se presenten nuevas inversiones en generación en el horizonte de tarificación. El despacho se determina como aquél resultante de la operación económica para la hora simulada, considerando la reserva establecida en los estudios de control de frecuencia y determinación de reserva a los que se refiere el capítulo 7 de la NTSSMM.

La contingencia estudiada corresponde a la salida intempestiva de la unidad de mayor capacidad despachada en la hora simulada y se considera la respectiva operación de los esquemas de desconexión automática de carga vigentes en dicho sistema.

En relación con lo anterior, se ha verificado el cumplimiento de las exigencias establecidas en la NTSSMM. La metodología, antecedentes y resultados se encuentran en los anexos del presente informe, en la carpeta “Estudios Eléctricos”.

La verificación de cumplimiento normativo descrito en el presente numeral se realizó únicamente para el sistema de Aysén, puesto que no se contemplan nuevas inversiones en el horizonte 2022-2026 para los demás sistemas.

4.2.10.4 Cálculo de los costos de operación

Sobre la base de los planes obtenidos en cada uno de los sistemas, se realiza un cálculo de los costos de operación de cada uno de los sistemas 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”.

4.2.10.5 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 de cada 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 5,48% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Aysén, no se requiere inversión en generación adicional por suficiencia.
- Para niveles de demanda de hasta un 53% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Palena, no se requiere inversión en generación adicional por suficiencia.
- Para niveles de demanda de hasta un 2,95% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de General Carrera, no se requiere inversión en generación adicional por suficiencia.
- Para niveles de demanda de hasta un 4,46% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Puerto Cisnes, no se requiere inversión en generación adicional por suficiencia.

4.2.10.6 Costo Incremental de Desarrollo

A continuación, se presentan los CID a nivel de generación y transmisión obtenidos para cada uno de los Sistemas Medianos estudiados:

i) Sistema de Aysén

Tabla 4-16: CID - Sistema de Aysén

Ítem	Aysen23	Chacab33	Mañi33	Ñire33	Tehuel23
CIDG (\$/kWh)	68,35	68,35	68,35	68,35	68,35
CIDL (\$/kWh)	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
CID (\$/kWh)	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04

ii) Sistema de General Carrera

Tabla 4-17: CID - Sistema de General Carrera

Ítem	General Carrera
CIDG (\$/kWh)	66,38
CIDL (\$/kWh)	0,00
CID (\$/kWh)	66,38

iii) Sistema de Palena

Tabla 4-18: CID - Sistema de Palena

Ítem	Palena
CIDG (\$/kWh)	98,97
CIDL (\$/kWh)	0,00
CID (\$/kWh)	98,97

iv) Sistema de Puerto Cisnes

Tabla 4-19: CID - Sistema de Puerto Cisnes

Ítem	Puerto Cisnes
CIDG (\$/kWh)	105,05
CIDL (\$/kWh)	0,00
CID (\$/kWh)	105,05

El cálculo de los CID y los resultados presentados en las tablas anteriores se encuentran en los archivos denominados Cálculo CNE – CID AYSÉN.xlsx, Cálculo CNE – CID GENERAL CARRERA.xlsx, Cálculo CNE – CID PALENA.xlsx y Cálculo CNE – CID PUERTO CISNES.xlsx.

Cabe señalar que, sin perjuicio del cálculo del CID del Sistema Mediano de Palena, este no es considerado para la determinación del precio de nudo de dicho sistema, dado que no cuenta con plan de expansión óptimo y, por lo tanto, solo se debe determinar su CTLP, según señala el numeral 7.1 de las Bases.

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 cada uno de los sistemas, 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 consideraron recargos porcentuales a la demanda, obtenidos 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”.

Cabe señalar que, en la modelación del sistema de Puerto Cisnes se sumaron unidades candidatas eólicas, las cuales fueron caracterizadas y valorizadas a partir de los antecedentes presentados para las unidades del proyecto Expansión de parque eólico Alto Baguales.

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

i) Sistema de Aysén

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 Aysén.

Tabla 4-20: Proyecto de Reposición de generación - sistema de Aysén

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
PV_EI Blanco	Fotovoltaica	Fotovoltaica	2.960	2021
CT_Tehuelche_U5101	Motor diésel lento	Diesel	1.915	2021
CH_PuertoAysen_U5117	Hidráulica	Hidráulica	900	2021
EO_AltoBaguales2_U5734	Eólica	Eólica	900	2021
CT_Tehuelche_U5102	Motor diésel lento	Diesel	1.915	2021
CT_Manihuales_U5844	Motor diésel rápido	Diesel	800	2021
CH_PuertoAysen_U5116	Hidráulica	Hidráulica	3.000	2021
CH_LagoAtravesado_U5107	Hidráulica	Hidráulica	5.500	2021
CT_Manihuales_U5532	Motor diésel rápido	Diesel	825	2021
CT_Chacabuco_U5112	Motor diésel rápido	Diesel	1.200	2021
CH_PuertoAysen_U5118	Hidráulica	Hidráulica	2.700	2021
CH_LagoAtravesado_U5106	Hidráulica	Hidráulica	5.500	2021
EO_AltoBaguales2_U5735	Eólica	Eólica	900	2021
CT_Chacabuco_U5148	Motor diésel rápido	Diesel	1.600	2021
CT_Puertolbanez_U5160	Motor diésel rápido	Diesel	360	2021
CT_Chacabuco_U5113	Motor diésel rápido	Diesel	1.200	2021
CT_PRE_Ma_MDR3_U01	Motor diésel rápido	Diesel	1.600	2021
CT_Tehuelche_U5736	Motor diésel rápido	Diesel	1.800	2021
CT_Tehuelche_U5147	Motor diésel rápido	Diesel	1.600	2021

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
Ch_Diesel_1600	Motor diésel rápido	Diesel	1.600	2021
CT_PRE_Ay_MDR3_U01	Motor diésel rápido	Diesel	1.600	2021
CT_PRE_Ch_MDR3_U01	Motor diésel rápido	Diesel	1.600	2021
CH_Monreal	Hidráulica	Hidráulica	3.000	2021
Ch_Diesel_1600-1	Motor diésel rápido	Diesel	1.600	2021
Ch_Diesel_1600-2	Motor diésel rápido	Diesel	1.600	2021
CT_PRE_Ay_MDR3_U02	Motor diésel rápido	Diesel	1.600	2022
CH_SanVictor	Hidráulica	Hidráulica	3.000	2022
CT_LosHuemules	Motor gas rápido	GLP	2.895	2026
EO_AmplAltoBaguales_U2	Eólica	Eólica	3.000	2026
EO_AmplAltoBaguales_U1	Eólica	Eólica	3.000	2026
EO_AmplAltoBaguales_U3	Eólica	Eólica	3.000	2026
CT_Tehuelche_U5716	Motor diésel rápido	Diesel	880	2032
Ch_Diesel_1600-3	Motor diésel rápido	Diesel	1.600	2034
CT_Chacabuco_U5805	Motor diésel rápido	Diesel	2.840	2035
BESS Baguales	Almacenamiento	Almacenamiento	5.500	2035

ii) Sistema de General Carrera

En la tabla siguiente se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Reposición Eficiente en el sistema de General Carrera.

Tabla 4-21: Proyecto de Reposición de generación - sistema de General Carrera

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
CH_EITraro_U5122	Hidráulica	Hidráulica	320	2021
CH_EITraro_U5123	Hidráulica	Hidráulica	320	2021
CT_ChileChico_U5144	Motor diésel rápido	Diesel	440	2021
CT_PRE_Ca_MDR2_U03	Motor diésel rápido	Diesel	800	2021
CT_ChileChico_U5542	Motor diésel rápido	Diesel	292	2021
CT_EITraro_U5741	Motor diésel rápido	Diesel	400	2021
CT_PRE_Ca_MDR1_U02-1	Motor diésel rápido	Diesel	400	2021
CT_PRE_Ca_MDR1_U02-2	Motor diésel rápido	Diesel	400	2021
CT_PRE_Ca_MDR1_U02-3	Motor diésel rápido	Diesel	400	2021
CT_ChileChico_U5120	Motor diésel rápido	Diesel	282	2022
CT_EITraro_U5541	Motor diésel rápido	Diesel	292	2023
CT_ChileChico_U5622	Motor diésel rápido	Diesel	400	2025
CT_NuevaDieselEITraro	Motor diésel rápido	Diesel	400	2028

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
CT_PRE_Ca_MDR1_U02-4	Motor diésel rápido	Diesel	400	2030
CT_PRE_Ca_MDR1_U02	Motor diésel rápido	Diesel	400	2031
CT_ChileChico_U5518	Motor diésel rápido	Diesel	288	2034

iii) Sistema de Palena

A continuación, se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Reposición Eficiente en el sistema de Palena.

Tabla 4-22: Proyecto de Reposición de generación – sistema de Palena

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
CH_RioAzul_U5136	Hidráulica	Hidráulica	350	2021
CT_LaJunta_U5860	Motor diésel rápido	Diesel	508	2021
CT_Futaleufu_U5747	Motor diésel rápido	Diesel	400	2021
CH_RioAzul_U5133	Hidráulica	Hidráulica	350	2021
CH_RioAzul_U5135	Hidráulica	Hidráulica	350	2021
CT_Futaleufu_U5856	Motor diésel rápido	Diesel	508	2021
CH_RioAzul_U5134	Hidráulica	Hidráulica	350	2021
CT_SantaBarbara_U5776	Motor diésel rápido	Diesel	800	2021
CT_PRE_Pa_MDR2_U03	Motor diésel rápido	Diesel	800	2021
CT_SantaBarbara_U5146	Motor diésel rápido	Diesel	360	2022
CT_Futaleufu_U5520	Motor diésel rápido	Diesel	250	2024
CT_Palena_U5522	Motor diésel rápido	Diesel	292	2026
CT_PRE_Pa_MDR1_U04-2	Motor diésel rápido	Diesel	400	2028
CT_Palena_U5131	Motor diésel rápido	Diesel	292	2029
CT_SantaBarbara_U5859	Motor diésel rápido	Diesel	800	2031
CT_SantaBarbara_U5659	Motor diésel rápido	Diesel	120	2035

iv) Sistema de Puerto Cisnes

En la tabla siguiente se muestran las inversiones en generación resultantes en el Plan de Reposición Eficiente en el sistema de Puerto Cisnes.

Tabla 4-23: Proyecto de Reposición de generación - sistema de Puerto Cisnes

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
CH_NuevoReino_U5126	Hidráulica	Hidráulica	150	2021
CH_NuevoReino_U5127	Hidráulica	Hidráulica	150	2021
CT_NuevoReino_U5124	Motor diésel rápido	Diesel	282	2021

Unidad	Tipo	Combustible	Potencia kW	Año Ingreso
CT_NuevoReino_U5145	Motor diésel rápido	Diesel	580	2021
CT_NuevoReino_U5926	Motor diésel rápido	Diesel	508	2021
EO_PuertoCisnes_U1	Eólico	Eólica	350	2027
CT_NuevoReino_U5124-2	Motor diésel rápido	Diesel	282	2028

4.2.11.3 Verificación de cumplimiento normativo

Para el Plan de Reposición Eficiente del sistema de Aysén se han efectuado simulaciones del sistema eléctrico que permiten verificar el cumplimiento de los requerimientos de desempeño estático y dinámico establecidos en la NTSSMM. Lo anterior fue realizado a través del *software* DigSILENT Power Factory.

Los escenarios simulados corresponden a demanda máxima para los años 2024 y 2026 del horizonte de tarificación. El despacho se determina como aquél resultante de la operación económica para la hora simulada, considerando la reserva establecida en los estudios de control de frecuencia y determinación de reserva a los que se refiere el capítulo 7 de la NTSSMM.

Las contingencias estudiadas corresponden a la salida intempestiva de la unidad de mayor capacidad despachada en la hora simulada, considerando la respectiva operación de los esquemas de desconexión automática de carga vigentes.

En relación con lo anterior, se ha verificado el cumplimiento de las exigencias establecidas en la NTSSMM. La metodología, antecedentes y resultados se encuentran en los anexos del presente informe, en la carpeta “Estudios Eléctricos”.

En consistencia con lo realizado en el estudio de la empresa, la verificación de cumplimiento normativo descrita en el presente numeral se realizó únicamente para el sistema de Aysén puesto que, para el horizonte 2022-2026, en los sistemas restantes, no se contemplan inversiones distintas a las existentes al año base.

4.2.11.4 Cálculo de los costos de operación

Sobre la base de los planes obtenidos en cada uno de los sistemas, 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”.

4.2.11.5 Costo Total de Largo Plazo

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

- i) Sistema de Aysén

Tabla 4-24: CTLP - Sistema de Aysén

Ítem	Aysén
CTLPG (\$/año)	13.530.836.174
CTLPL (\$/año)	1.437.047.094
CTLP (\$/año)	14.967.883.268

- ii) Sistema de General Carrera

Tabla 4-25: CTLP - Sistema de General Carrera

Ítem	General Carrera
CTLPG (\$/año)	1.880.516.301
CTLPL (\$/año)	37.405.972
CTLP (\$/año)	1.917.922.273

- iii) Sistema de Palena

Tabla 4-26: CTLP - Sistema de Palena

Ítem	Palena
CTLPG (\$/año)	1.848.261.355
CTLPL (\$/año)	51.832.286
CTLP (\$/año)	1.900.093.641

- iv) Sistema de Puerto Cisnes

Tabla 4-27: CTLP - Sistema de Puerto Cisnes

Ítem	Puerto Cisnes
CTLPG (\$/año)	639.881.670
CTLPL (\$/año)	8.805.442
CTLP (\$/año)	648.687.113

El cálculo de los CTLP y los resultados presentados en las tablas anteriores se encuentran en los archivos denominados Cálculo CNE – CTLP AYSÉN.xlsx, Cálculo CNE – CTLP GENERAL CARRERA.xlsx, Cálculo CNE – CTLP PALENA.xlsx y Cálculo CNE – CTLP PUERTO CISNES.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 de cada sistema, de acuerdo con la naturaleza de los bienes, insumos y servicios que lo integran. De manera similar, se procede con los componentes de costos del COMA correspondientes a cada sistema eléctrico de la empresa.

Posteriormente, se analizaron y definieron los indicadores que mejor representan la evolución de los costos 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 de cada sistema.

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

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

Tabla 4-28: Indexadores CID – sistema de Aysén

Formula Indexación CID AY	
IPC – Nacional	47,45%
P. GLP – Nacional	28,05%
P. Diesel – Nacional	-4,29%
CPI – Externo	28,79%

Tabla 4-29: Indexadores CID – sistema de General Carrera

Formula Indexación CID GC	
IPC – Nacional	10,36%
P. Diesel – Nacional	77,29%
CPI – Externo	12,35%

Tabla 4-30: Indexadores CID – sistema de Palena

Formula Indexación CID PA	
IPC – Nacional	2,34%
P. Diesel – Nacional	93,37%
CPI – Externo	4,29%

Tabla 4-31: Indexadores CID – sistema de Puerto Cisnes

Formula Indexación CID PC	
IPC – Nacional	38,45%
P. Diesel – Nacional	47,98%
CPI – Externo	13,57%

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

Tabla 4-32: Indexadores CTLP – sistema de Aysén

Formula Indexación CTLP AY	
IPC – Nacional	54,89%
P. GLP – Nacional	1,87%
P. Diesel – Nacional	27,37%
CPI – Externo	15,87%

Tabla 4-33: Indexadores CTLP – sistema de General Carrera

Formula Indexación CTLP GC	
IPC – Nacional	30,02%
P. Diesel – Nacional	58,82%
CPI – Externo	11,16%

Tabla 4-34: Indexadores CTLP – sistema de Palena

Formula Indexación CTLP PA	
IPC – Nacional	40,05%
P. Diesel – Nacional	45,82%
CPI – Externo	14,13%

Tabla 4-35: Indexadores CTLP – sistema de Puerto Cisnes

Formula Indexación CTLP PC	
IPC – Nacional	55,42%
P. Diesel – Nacional	34,53%
CPI – Externo	10,05%

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 venta de energía y potencia a clientes regulados, las potencias disponibles de las unidades generadoras existentes y aquellas consideradas en el Plan de Expansión para el sistema de Aysén son las siguientes:

Tabla 4-36: Potencia reconocida asignada a sistema de Aysén en kW (2020-2027)

Empresa	Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Edelaysén	Diésel	26.165	26.165	26.165	26.165	26.165	26.165	26.165	26.165
Edelaysén	Hidráulica	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600
Edelaysén	Eólica	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	10.800	10.800
Edelaysén	Almacenamiento	-	-	-	-	-	-	-	-
Edelaysén	Fotovoltaica	2.960	2.960	2.960	2.960	2.960	2.960	2.960	2.960
San Víctor	Hidráulica	-	-	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Inersa	GLP	-	-	-	-	-	-	2.895	2.895
Total		51.565	51.525	51.525	54.525	54.525	54.525	54.525	66.420

Tabla 4-37: Potencia reconocida asignada a sistema de Aysén en kW (2028-2035)

Empresa	Tecnología	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Edelaysén	Diésel	26.165	26.165	26.165	26.165	26.165	26.165	26.165	28.665
Edelaysén	Hidráulica	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600	20.600
Edelaysén	Eólica	10.800	10.800	10.800	10.800	10.800	10.800	10.800	10.800

Empresa	Tecnología	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Edelaysén	Almacenamiento	-	-	-	-	-	-	-	5.500
Edelaysén	Fotovoltaica	2.960	2.960	2.960	2.960	2.960	2.960	2.960	2.960
San Víctor	Hidráulica	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Inersa	GLP	2.895	2.895	2.895	2.895	2.895	2.895	2.895	2.895
Total		66.420	74.420						

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena y Puerto Cisnes, correspondiente al promedio ponderado por generación esperada de los costos variables de unitarios de generación, combustibles y no combustibles, considerados en la determinación de tarifas de aquellas unidades de generación asignables a cada empresa, son los que se detallan a continuación:

Tabla 4-38: Costo variable medio sistema de Aysén

Empresa	CVC medio \$/kWh	CVNC medio \$/kWh
Edelaysén	25,58	3,96
Inersa	84,04	11,90
San Víctor	0,00	2,85

Tabla 4-39: Costo variable medio sistema de General Carrera

Empresa	CVC medio \$/kWh	CVNC medio \$/kWh
Edelaysén	62,48	7,68

Tabla 4-40: Costo variable medio sistema de Palena

Empresa	CVC medio \$/kWh	CVNC medio \$/kWh
Edelaysén	46,69	7,72

Tabla 4-41: Costo variable medio sistema de Puerto Cisnes

Empresa	CVC medio \$/kWh	CVNC medio \$/kWh
Edelaysén	45,81	6,91

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

Tabla 4-42: Indexadores CVC sistema de Aysén

Indexación CVC PA	Edelaysén	San Víctor	Inersa
P. GLP - Nacional	0,0%	0,0%	100,0%
P. Diésel - Nacional	100,0%	0,0%	0,0%

Tabla 4-43: Indexadores CVC sistema de General Carrera

Indexación CVC GC	
P. Diésel - Nacional	100,0%

Tabla 4-44: Indexadores CVC sistema de Palena

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

Tabla 4-45: Indexadores CVC sistema de Puerto Cisnes

Indexación CVC PC	
P. Diésel - Nacional	100,0%

Tabla 4-46: Indexadores CVNC sistemas de Aysén, General Carrera, Palena y Puerto Cisnes

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 4-47: Factor de costos de inversión y administración sistema de Aysén, previo a la entrada en operación de Central Los Huemules (Inersa)

Empresa	VP Inversiones \$	VP Costo Fijo \$	Total \$	Factor
Edelaysén	13.055.002.141	5.390.395.542	18.445.397.682	0,877
San Víctor	2.387.911.983	206.840.447	2.594.752.429	0,123

Tabla 4-48: Factor de costos de inversión y administración sistema de Aysén con posterioridad a entrada en operación de Central Los Huemules (Inersa)

Empresa	VP Inversiones \$	VP Costo Fijo \$	Total \$	Factor
Edelaysén	3.695.016.428	1.149.860.377	4.844.876.805	0,858
San Víctor	193.044.475	41.813.105	234.857.580	0,042
Inersa	523.441.657	41.813.105	565.254.762	0,100

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

Tabla 4-49: Costos de transmisión Sistema Mediano de Aysén

Empresa	VP Inversiones \$	VP Costo Fijo Tx	Total \$	Anualidad \$/año
Edelaysén	4.518.080.409	0	4.518.080.409	1.425.322.458
San Víctor	37.165.520	0	37.165.520	11.724.636

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

Tabla 4-50: Indexadores costos de transmisión

Indexación CTx	Indexación CTx aVI	Indexación CTx CF
IPC – Nacional	96,17%	100%
CPI – Externo	3,83%	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 cada sistema, con sus correspondientes fórmulas de indexación.

5.1 FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA

A efectos de definir y formular las estructuras tarifarias, se define el ingreso anual equivalente de potencia esperado para el período tarifario de 4 años, 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_j : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del sistema en su conjunto asociado nudo o barra, en \$/año.

5.2 FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA

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

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

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

$$PNE_j = PNEG_j + PNEl_j$$

- PNEG_j : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo j, expresada en \$/kWh.
- PNEl_j : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo j, expresada en \$/kWh.
- PNE_j : Precio de nudo de energía del sistema en el nudo j, expresado en \$/kWh.
- α_{Gj} : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación, en el nudo j.

α_{Lj} : Factor de ajuste para la 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, $CTLP G_j$, y el ingreso anual equivalente de energía en el período tarifario del segmento de generación asociado al nudo j, $IAEG_j$.

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

Los factores de ajuste α_{Gj} , α_{Lj} , β_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 detallan 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

Valores de índices									
Fechas	IPC	PGLP Aysén (\$/lt)	Pdiésel Aysén [\$m3]	PDiésel Palena [\$m3]	PDiésel Puerto Cisnes [\$m3]	PDiésel General Carrera [\$m3]	CPI	TAX	Dólar
01-12-2020	106,52	213,46	306.024	379.463	340.006	362.110	260,388	0,06	788,27
01-11-2022	126,75	400,99	1.031.703	1.124.973	1.040.903	1.108.296	296,808	0,06	921,01

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 (\$/kWh)							
	Aysen23	Chacab33	Mañi33	Ñire33	Tehuel23	Palena	Puerto Cisnes	General Carrera
01-12-2020	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	98,97	105,05	66,38
01-11-2022	91,84	91,84	91,84	91,84	91,84	282,38	221,35	176,15

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 (\$/año)			
	Aysén	Palena	Puerto Cisnes	General Carrera
01-12-2020	14.967.883.268	1.900.093.641	648.687.113	1.917.922.273
01-11-2022	27.278.027.183	3.844.206.648	1.200.327.927	4.422.853.816

5.3.3 COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

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

Tabla 5-4: CVC base – CVC indexado noviembre 2022 para el sistema de Aysén

Fechas	CVC (\$/kWh) Edelaysén	CVC (\$/kWh) San Víctor	CVC (\$/kWh) Inersa
01-12-2020	25,58	0,00	84,04
01-11-2022	86,25	0,00	157,87

Tabla 5-5: CVC base – CVC indexado noviembre 2022 para el sistema de General Carrera

Fechas	CVC (\$/kWh) Edelaysén
01-12-2020	62,48
01-11-2022	191,24

Tabla 5-6: CVC base – CVC indexado noviembre 2022 para el sistema de Palena

Fechas	CVC (\$/kWh) Edelaysén
01-12-2020	46,69
01-11-2022	138,42

Tabla 5-7: CVC base – CVC indexado noviembre 2022 para el sistema de Puerto Cisnes

Fechas	CVC (\$/kWh) Edelayés
01-12-2020	45,81
01-11-2022	140,22

5.3.4 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE INDEXADO A NOVIEMBRE 2022

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

Tabla 5-8: CVNC base – CVNC indexado noviembre 2022 para el sistema de Aysén

Fechas	CVNC (\$/kWh) Edelayés	CVNC (\$/kWh) San Víctor	CVNC (\$/kWh) Inersa
01-12-2020	3,96	2,85	11,90
01-11-2022	5,13	3,70	15,42

Tabla 5-9: CVNC base – CVNC indexado noviembre 2022 para el sistema de General Carrera

Fechas	CVNC (\$/kWh) Edelayés
01-12-2020	7,68
01-11-2022	9,96

Tabla 5-10: CVNC base – CVNC indexado noviembre 2022 para el sistema de Palena

Fechas	CVNC (\$/kWh) Edelayés
01-12-2020	7,72
01-11-2022	10,00

Tabla 5-11: CVNC base – CVNC indexado noviembre 2022 para el sistema de Puerto Cisnes

Fechas	CVNC (\$/kWh) Edelayés
01-12-2020	6,91
01-11-2022	8,96

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 5-12: CTx base – CTx indexado noviembre 2022 para el Sistema Mediano de Aysén

Fechas	Anualidad Inversiones (\$/año) Edelayésen	Anualidad Inversiones (\$/año) San Víctor
01-12-2020	1.425.322.458	11.724.636
01-11-2022	1.703.771.602	14.015.146

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 han utilizado las siguientes proyecciones de demanda:

i) Sistema de Aysén

Tabla 5-13: Demanda proyectada período 2022-2026 para el sistema de Aysén

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2022	167.125.264	30.040
2023	171.217.557	30.776
2024	175.521.109	31.549
2025	179.906.346	32.337
2026	184.353.253	33.137

ii) Sistema de Palena

Tabla 5-14: Demanda proyectada período 2022-2026 para el sistema de Palena

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2022	15.535.347	2.819
2023	16.244.837	2.947
2024	17.059.339	3.095
2025	17.862.175	3.241
2026	18.678.251	3.389

iii) Sistema de General Carrera

Tabla 5-15: Demanda proyectada período 2022-2026 para el sistema de General Carrera

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2022	15.103.998	2.753
2023	15.691.056	2.860
2024	16.410.844	2.991
2025	17.130.022	3.122
2026	17.868.438	3.257

iv) Sistema de Puerto Cisnes

Tabla 5-16: Demanda proyectada período 2022-2026 para el sistema de Puerto Cisnes

Año	Energía Inyectada a Distribución (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2022	4.074.259	753
2023	4.262.635	788
2024	4.442.450	821
2025	4.611.050	853
2026	4.776.811	883

5.3.7 PRECIOS DE NUDO ENERGÍA

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

Tabla 5-17: Precio de nudo energía

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
Aysen23	124,503
Chacab33	124,503
Mañi33	124,503
Nire33	124,503
Tehuel23	124,503
Palena	202,068
Puerto Cisnes	241,494
General Carrera	241,794

5.3.8 PRECIOS DE NUDO POTENCIA

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

Tabla 5-18: Precio de nudo potencia

Barra	Precio de Nudo Potencia (\$/kW/mes)
Aysen23	13.635,32
Chacab33	13.635,32
Mañi33	13.635,32
Nire33	13.635,32
Tehuel23	13.635,32
Palena	8.869,17
Puerto Cisnes	11.301,97
General Carrera	10.618,93

5.4 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA

Las fórmulas de indexación para los precios de nudo de energía y potencia en cada sistema, con sus respectivos parámetros y condiciones de aplicación, se 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:

$$\frac{PN_{Energía_i}}{PN_{Energía_0}} = \chi_E \cdot \left[\left(\alpha_{IPC_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} + \alpha_{P_{GAS}} \cdot \frac{P_{GAS_i}}{P_{GAS_0}} \right) + \left(\alpha_{CPI_E} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) \cdot \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right] + \chi_P \cdot \left[\left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left(\alpha_{CPI_P} \cdot \frac{CPI_{i-P}}{CPI_{0-P}} \right) + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- χ_E : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.
- χ_P : Ponderador de la componente de inversión asociado al precio de la energía.
- IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
- IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (126,75).
- P_{GAS_i} : Promedio ponderado de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m3, del precio vigente del gas licuado de petróleo para el caso del sistema de Aysén.
- P_{GAS_0} : Valor base del precio del gas licuado de petróleo, en promedio del periodo mayo a octubre de 2022 (400.985,451 \$/m3).
- 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 (1.031.703 \$/m3, 1.124.973 \$/m3, 1.040.903 \$/m3 y 1.108.296 \$/m3, para los sistemas de Aysén, Palena Puerto Cisnes y General Carrera, respectivamente).
- 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 Edelaysén e Inersa a la Comisión, sin el impuesto al valor agregado, en adelante “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.

i) Sistema de Aysén:

Tabla 5-19: Ponderadores precio nudo energía, sistema de Aysén

Ponderador	Barra				
	Aysen23	Chacab33	Mañi33	Ñire33	Tehuel23
X_E	0,60298	0,59924	0,60754	0,59846	0,59926
X_P	0,39702	0,40076	0,39246	0,40154	0,40074
α_{IPC_E}	0,3218	0,3218	0,3218	0,3218	0,3218
α_{PGAS}	0,0386	0,0386	0,0386	0,0386	0,0386
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,5637	0,5637	0,5637	0,5637	0,5637
α_{CPI_E}	0,0759	0,0759	0,0759	0,0759	0,0759
α_{CPI_P}	0,47348	0,47348	0,47348	0,47348	0,47348
α_{IPC_P}	0,52652	0,52652	0,52652	0,52652	0,52652

ii) Sistema de General Carrera:

Tabla 5-20: Ponderadores precio nudo energía, sistema de General Carrera

Ponderador	Barra
	General Carrera
X_E	0,89975
X_P	0,10025
α_{IPC_E}	0,2174
α_{PGAS}	0,0000
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,7165
α_{CPI_E}	0,0661
α_{CPI_P}	0,29333
α_{IPC_P}	0,70667

iii) Sistema de Palena:

Tabla 5-21: Ponderadores precio nudo energía, sistema de Palena

Ponderador	Barra
	Palena
X_E	0,77140
X_P	0,22860
α_{IPC_E}	0,2686
α_{PGAS}	0,00000
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,6507
α_{CPI_E}	0,0807
α_{CPI_P}	0,30213
α_{IPC_P}	0,69787

iv) Sistema de Puerto Cisnes:

Tabla 5-22: Ponderadores precio nudo energía, sistema de Puerto Cisnes

Ponderador	Barra
	Puerto Cisnes
X_E	0,66873
X_P	0,33127
α_{IPC_E}	0,3655

Ponderador	Barra
	Puerto Cisnes
α_{PGAS}	0,0000
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,5700
α_{CPI_E}	0,0645
α_{CPI_P}	0,24724
α_{IPC_P}	0,75276

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 α_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 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 α_r .

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

$$\alpha_r = 1 + \frac{\text{costo diésel eficiente} - \text{costo hidro eficiente}}{Pn_{index} * E_{proy}}$$

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 α_r .

E_{proy} : Corresponde a la energía proyectada para el período de vigencia del factor α_r .

Una vez que el Ministerio de Energía instruya el cálculo del factor α_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 α_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 α_r solo por la variación de dicho precio de nudo, sin afectarse el periodo de vigencia original del factor α_r .

El factor α_r se deberá recalculer en cada indexación semestral siempre que se identifiquen meses con restricción por sequía que no hayan sido considerados en el cálculo de factores α_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 Lab Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BL
- CPI_i : CUUR0000SA0), o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a mencionada para efectos de la publicación de este índice, correspondiente 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).

Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, DOL_i : 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.

i) Sistema de Aysén:

Tabla 5-23: Ponderadores precio nudo potencia, sistema de Aysén

Ponderador	Barra				
	Aysen23	Chacab33	Mañi33	Ñire33	Tehuel23
α_{CPI_P}	0,47348	0,47348	0,47348	0,47348	0,47348
α_{IPC_P}	0,52652	0,52652	0,52652	0,52652	0,52652

ii) Sistema de General Carrera:

Tabla 5-24: Ponderadores precio nudo potencia, sistema de General Carrera

Ponderador	Barra
	General Carrera
α_{CPI_P}	0,29333
α_{IPC_P}	0,70667

iii) Sistema de Palena:

Tabla 5-25: Ponderadores precio nudo potencia, sistema de Palena

Ponderador	Barra
	Palena
α_{CPI_P}	0,30213
α_{IPC_P}	0,69787

iv) Sistema de Puerto Cisnes:

Tabla 5-26: Ponderadores precio nudo potencia, sistema de Puerto Cisnes

Ponderador	Barra
	Puerto Cisnes
α_{CPI_P}	0,24724
α_{IPC_P}	0,75276

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:

$$\frac{CVC_{medio}_i}{CVC_{medio}_0} = \alpha_{P_{GAS}} \cdot \frac{P_{GAS}_i}{P_{GAS_0}} + \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL}_i}{P_{DIESEL_0}}$$

Donde:

- P_{GASi} : Promedio ponderado de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m³, del precio vigente del gas licuado de petróleo para el caso del sistema de Aysén.
- P_{GAS0} : Valor base del precio del gas licuado de petróleo, en promedio del periodo mayo a octubre de 2022 (400.985,451 \$/m³).
- $P_{DIESELi}$: 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.
- $P_{DIESELO}$: Valor base del precio del petróleo diésel en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio del periodo mayo a octubre de 2022 (1.031.703 \$/m³, 1.124.973 \$/m³, 1.040.903 \$/m³ y 1.108.296 \$/m³, para los sistemas de Aysén, Palena Puerto Cisnes y General Carrera, respectivamente).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación de los costos variables combustibles serán los costos que informe Edelaysén e Inersa a la Comisión, netos de IVA. 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 5-27: Ponderadores indexación costos variables combustibles

Sistema Mediano	Aysén (Edelaysén)	Aysén (Inersa)	General Carrera (Edelaysén)	Palena (Edelaysén)	Puerto Cisnes (Edelaysén)
α_{GAS}	0,00000	1,00000	0,00000	0,00000	0,00000
α_{DIESEL}	1,00000	0,00000	1,00000	1,00000	1,00000

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_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_i : Valor base del *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).

- Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica,
 DOL_i : 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\$.
- Valor base del tipo de cambio, correspondiente al mes de septiembre de 2022
 DOL₀ : (921,01\$/US\$).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del costo variable no combustible medio para los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena y Puerto Cisnes son los que a continuación se indican.

Tabla 5-28: Ponderadores indexadores costos variables no combustibles

Ponderador	Valor
α _{IPC}	0,2500
α _{CPI}	0,7500

5.4.5 INDEXACIÓN COSTOS DE TRANSMISIÓN

La fórmula de indexación de los costos de transmisión del Sistema Mediano de Aysén, 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:

- aVI₀ : Anualidad de la inversión base (\$/año). Valores de la Tabla 5-12 al 1° de noviembre de 2022
- CF₀ : Costo fijo base (\$/año). Valores de la Tabla 5-12 al 1° de noviembre de 2022
- IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
- IPC₀ : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de 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_i : Valor base del *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).
- CPI₀ : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica,
 DOL_i : 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\$.
- Valor base del tipo de cambio, correspondiente al mes de septiembre de 2022
 DOL₀ : (921,01\$/US\$).

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 5-29: Proporciones indexadores

CTx	aVI	CF
α_{IPC}	0,96165	1,0000
α_{CPI}	0,03835	0,0000

6 INSTRUMENTOS DE GARANTÍAS

Conforme a lo establecido en el literal del numeral 3 del Capítulo II de las Bases, una vez que un proyecto sea seleccionado dentro del Plan de Expansión Óptimo resultante del informe técnico de la Comisión al que se hace referencia en el artículo 177° de la Ley, el Promotor deberá presentar, dentro de los 20 días siguientes a la emisión de dicho informe por parte de la Comisión, como máximo 15 (quince) instrumentos de garantía. La cantidad de instrumentos de garantía a entregar será el mínimo valor entre 15 (quince) y la cantidad de meses faltantes entre la fecha de entrada en operación informada del proyecto conforme a la letra a) del ANEXO N° 5 de las Bases y el 31 de octubre de 2026, que corresponde a la fecha de vencimiento de las tarifas a ser fijadas en el presente proceso tarifario.

Cada uno de dichos instrumentos deberá suscribirse por un monto equivalente al promedio mensual del sobre costo resultante del estudio tarifario para el Sistema Mediano correspondiente dada la no entrada en operación del proyecto en cuestión. Los montos percibidos por el cobro de esta garantía se sumarán a la recaudación proveniente de la venta de energía y potencia, y deberán repartirse entre los operadores del Sistema Mediano en cuestión al momento de realizarse la repartición de la recaudación del mes en que se verifica el incumplimiento de cada boleta, de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo 32 del 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.

El presente informe debe determinar la cantidad de instrumentos a entregar por cada promotor y el monto de cada una de ellas, el que debe estar expresado en Unidades de Fomento. De todas maneras, el valor del conjunto de las boletas de garantía no puede ser superior al 10% del valor de implementación del proyecto presentado en “5.- TOTAL VALOR INVERSION (Total 3 + Total 4)” de la hoja “2. Presupuesto Central” del archivo denominado “Anexo Formato de Entrega de Información proyectos.xlsx”. Si la suma del valor de los instrumentos es superior al referido 10%, la cantidad de estos y el monto del último de ellos deberá ser reducido para cumplir con el límite ya señalado.

La fecha de vigencia de cada instrumento de garantía deberá ser de 45 días contados desde la fecha que da lugar a alguna de las causales de incumplimiento.

En caso de verificarse el incumplimiento por parte del o de los Promotores, la empresa beneficiaria del instrumento de garantía podrá solicitar a la Comisión la entrega de este y proceder a su cobro para efectos de sumar lo percibido a la recaudación de ingresos por concepto de venta de energía y potencia según lo señalado precedentemente. Se entenderá por incumplimiento: (i) la no entrada en operación¹¹ del respectivo proyecto en la fecha original establecida en el Plan de Expansión Óptimo resultante del presente proceso tarifario, lo que dará lugar al cobro del primer instrumento de garantía; y, (ii) los sucesivos atrasos mensuales

¹¹ Se entenderá que una instalación ha entrado en operación con el término efectivo de la etapa de puesta en servicio, correspondiendo esta última al periodo que se inicia con la interconexión y energización de la respectiva instalación, previa autorización de la Operadora Principal y de la empresa propietaria de las instalaciones a las que se conectará de conformidad con lo establecido en Capítulo 4 de la NTSSMM, y hasta el término de las respectivas pruebas.

en que incurra el promotor del proyecto en la entrada en operación de este, lo que autorizará el cobro de los sucesivos instrumentos de garantía.

Al respecto, conforme al Plan de Expansión Óptimo del Sistema Mediano de Aysén indicado en el numeral 4.2.10.2 literal iv) del presente informe, a continuación, se establecen la cantidad de instrumentos de garantías, los montos de estos, la fecha que da lugar a alguna de las causales de incumplimiento, y la fecha de vigencia de los instrumentos que deberán proporcionar las empresas SAGESA e Inersa conforme a lo indicado en párrafo anterior.

Tabla 6-1: Montos y condiciones de garantías a entregar por SAGESA

N° garantía	Monto garantía (UF)	Fecha de verificación de incumplimiento	Fecha de vigencia del instrumento de garantía
1	69	01-07-2026	15-08-2026
2	69	01-08-2026	15-09-2026
3	69	01-09-2026	16-10-2026
4	69	01-10-2026	15-11-2026

Tabla 6-2: Montos y condiciones de garantías a entregar por Inersa

N° garantía	Monto garantía (UF)	Fecha de verificación de incumplimiento	Fecha de vigencia del instrumento de garantía
1	69	01-03-2026	15-04-2026
2	69	01-04-2026	16-05-2026
3	69	01-05-2026	15-06-2026
4	69	01-06-2026	16-07-2026
5	69	01-07-2026	15-08-2026
6	69	01-08-2026	15-09-2026
7	69	01-09-2026	16-10-2026
8	69	01-10-2026	15-11-2026

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 los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes.

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 de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes
2. Depto. Jurídico CNE
3. Depto. Eléctrico CNE
4. Depto. Regulación Económica CNE
5. Oficina de Partes CNE