

REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén.

Santiago, 27 de febrero de 2019

RESOLUCION EXENTA N° 193

VISTOS:

- a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9° del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo establecido en los artículos 173° al 180° del D.F.L. N° 4/20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente "la Ley";
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 229 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba el reglamento de valorización y expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "Reglamento de Sistemas Medianos";
- d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 23, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de operación y administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos;

- e) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 154, de 21 de febrero de 2018, que aprueba las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, en adelante e indistintamente las “Bases Definitivas”;
- f) La Resolución Exenta N° 396 de la Comisión, de fecha 25 de mayo de 2018, que establece catastro de proyectos de generación y transmisión a que se refieren las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén;
- g) La carta N° 1354564, de fecha 30 de abril de 2018, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A., remitieron a esta Comisión los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén, realizado por la empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A.;
- h) La carta CNE N° 144, de fecha 11 de mayo de 2018, que comunica observaciones a los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén;
- i) La carta N° 1357445, de fecha 18 de mayo de 2018, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA, remitieron a esta Comisión un nuevo Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, realizado por la empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A.;
- j) La carta CNE N° 152, de fecha 25 de mayo de 2018, que recibe conforme los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén;

- k) La Resolución Exenta N° 610 de la Comisión, de 27 de agosto de 2018, que aprueba Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén;
- l) El Oficio Ordinario N° 485 de la Comisión, de 27 de agosto de 2018, comunica Informe Técnico Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, Cuadrienio 2018-2022;
- m) La carta ECU/015/2018 de Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA, recibida con fecha 20 de septiembre de 2018;
- n) La carta N° 1378650 de SAGESA S.A., recibida con fecha 20 de septiembre de 2018;
- o) La carta de MCH Río Negro Hornopirén, recibida con fecha 20 de septiembre de 2018;
- p) La carta de MCH Río Negro Hornopirén, recibida con fecha 9 de octubre de 2018;
- q) El Oficio Ordinario N° 569 de la Comisión, de fecha 17 de octubre de 2018, dirigido a Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y SAGESA S.A.;
- r) La carta N° 1383516 de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y SAGESA S.A., recibida con fecha 19 de octubre de 2018;
- s) La Resolución Exenta N° 695 de la Comisión, de fecha 24 de octubre de 2018, que reemplaza Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, aprobado mediante Resolución Exenta N° 610, de fecha 27 de agosto de 2018, y aprueba nuevo informe técnico;
- t) El Oficio Ordinario N° 581 de la Comisión, de fecha 24 de octubre de 2018, que comunica a SAGESA S.A., Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA y a los titulares de proyectos del catastro de proyectos de generación y transmisión de Sistemas Medianos la Resolución Exenta N° 695 de la Comisión, de fecha 24 de octubre de 2018, que reemplaza Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, Cuadrienio 2018 - 2022 y aprueba nuevo informe técnico;

- u) La carta de MCH Río Negro Hornopirén, recibida con fecha 16 de noviembre de 2018;
- v) La carta ECU/023/2018 de Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA, recibida con fecha 19 de noviembre de 2018;
- w) La carta N° 1388874 de SAGESA S.A., recibida con fecha 19 de noviembre de 2018;
- x) La carta de MCH Río Negro Hornopirén, recibida con fecha 21 de noviembre de 2018;
- y) El Oficio Ordinario N° 640 de la Comisión, de fecha 21 de noviembre de 2018, dirigido al Panel de Expertos;
- z) El Dictamen N° 12-2018 del Panel de Expertos, de fecha 1 de febrero de 2019, que se pronuncia sobre el Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, Cuadrienio 2018 – 2022, comunicado a esta Comisión con fecha 6 de febrero de 2019, mediante carta N° 019/2019;
- aa) La Resolución Exenta N° 192 de la Comisión, de fecha 27 de febrero de 2019, que aprueba informe de respuestas a observaciones formuladas al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, aprobado mediante Resolución Exenta N° 610, de 27 de agosto de 2018; y,
- bb) La Resolución N° 1600 de 2008 de Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

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

- 2) Que, el inciso cuarto artículo 177° de la Ley dispone que, antes de seis meses del término de vigencia de las tarifas, las empresas que operan en Sistemas Medianos presentarán a la Comisión el resultado de los estudios técnicos de los mismos, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas;
- 3) Que, en cumplimiento del plazo señalado en el artículo 177° de la Ley recién citado, mediante carta individualizada en el literal g) de vistos, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aysén S.A. presentaron los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén, los que fueron observados por esta Comisión a través de carta referida en el literal h) de vistos;
- 4) Que, en atención a las observaciones realizadas, mediante carta individualizada en el literal i) de vistos, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA presentaron una nueva versión de los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena y Cochamó, los que fueron recibidos conforme por esta Comisión con fecha 25 de mayo de 2018, por medio de carta individualizada en el literal j) de vistos;
- 5) Que, el inciso quinto del artículo 177° de la Ley dispone que, recibidos los estudios, la Comisión dispondrá de un plazo de tres meses para revisarlos, efectuar las correcciones que estime pertinentes y estructurar las tarifas correspondientes, para posteriormente remitir a las empresas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones al estudio y las fórmulas tarifarias respectivas;
- 6) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el considerando anterior, mediante Resolución Exenta N° 610 individualizada en el literal k) de vistos, esta Comisión aprobó el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, el que fue comunicado a las empresas mediante oficio individualizado en el literal l) de vistos;

- 7) Que, a través de las comunicaciones señaladas en los literales m) a o) de vistos, las empresas ahí individualizadas presentaron observaciones al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, solicitando su consideración en el referido informe;
- 8) Que, a partir del análisis y revisión de las observaciones recibidas, y conforme al mérito de las mismas, mediante Resolución Exenta N° 695 individualizada en el literal s) de vistos, esta Comisión reemplazó el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, y aprobó un nuevo informe técnico, el que fue comunicado a SAGESA S.A., Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA y a los titulares de proyectos del catastro de proyectos de generación y transmisión de Sistemas Medianos mediante Oficio Ordinario N° 581 a que se refiere el literal t) de vistos, a efectos de que, dentro del plazo de quince días, formularan su acuerdo o desacuerdo con dicho informe;
- 9) Que, mediante cartas individualizadas en los literales w) y x) de vistos, SAGESA S.A. y MCH Río Negro Hornopirén manifestaron formalmente su acuerdo respecto del Informe Técnico a que se refiere el numeral 8) anterior, y, a través de carta citada en el literal v) de vistos, Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA manifestó formalmente su desacuerdo con el referido informe;
- 10) Que, mediante oficio individualizado en el literal y) de vistos esta Comisión remitió al H. Panel de Expertos las materias en que no se había logrado acuerdo con Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA respecto del Informe Técnico aprobado mediante Resolución Exenta N° 695;
- 11) Que, mediante Resolución Exenta N° 192 individualizada en el literal aa) de vistos, esta Comisión aprobó el informe de respuestas que se pronuncia sobre las observaciones presentadas respecto del Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén aprobado mediante Resolución Exenta N° 610, de 27 de agosto de 2018;

- 12) Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 43 del Reglamento de Sistemas Medianos y lo comunicado a través de carta individualizada en el literal z) de vistos, el H. Panel de Expertos resolvió las discrepancias presentadas por Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA a través del Dictamen N° 12 -2018, de fecha 1 de febrero de 2019; y,
- 13) Que, estando dentro del plazo de quince días a que se refiere el inciso primero del artículo 178° de la Ley, mediante la presente resolución esta Comisión cumple con aprobar el Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, teniendo a la vista lo resuelto por el H. Panel de Expertos en su Dictamen N° 12-2018 ya citado.

RESUELVO:

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



INFORME TÉCNICO

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

CUADRIENIO 2018-2022

Febrero de 2019

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN.....	4
2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA MEDIANO DE HORNOPIRÉN	6
2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES	6
2.1.1 Identificación y caracterización de Instalaciones de Generación.....	6
2.2 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	6
2.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO	8
3 ESTUDIO REALIZADO POR SAGESA Y CUCHILDEO	9
3.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LAS EMPRESAS	9
3.1.1 Caracterización de Instalaciones Existentes	9
3.1.2 Valorización de Instalaciones	9
3.2 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	11
3.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	12
3.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	14
3.4.1 Rango de validez técnica.....	14
3.5 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID).....	15
3.6 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....	15
3.7 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)	16
3.8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	17
3.9 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN Y COSTOS DE TRANSMISIÓN.....	18
4 ANÁLISIS Y CORRECCIONES REALIZADAS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA	21
4.1 ASPECTOS GENERALES.....	21
4.2 CORRECCIONES	21
4.2.1 Precios unitarios de las Instalaciones de Generación	21
4.2.2 Precios unitarios de las Instalaciones de Transmisión.....	23
4.2.3 Recargos.....	23
4.2.4 Estructura de Personal y Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización	23
4.2.5 Unidades Generadoras candidatas	24

4.2.6	Proyección de la Demanda Utilizada.....	24
4.2.7	Proyección del Precio del Diésel	27
4.2.8	Pérdidas.....	30
4.2.9	Plan de Expansión Óptimo	30
4.2.10	Rango de validez técnica de los planes de expansión de generación determinados.....	30
4.2.11	Costo Incremental de Desarrollo (CID).....	31
4.2.12	Proyecto de Reposición Eficiente	31
4.2.13	Costo Total de Largo Plazo (CTLP).....	32
4.2.14	Fórmulas de Indexación del CID y CTLP	32
4.2.15	Costos variables Medios, Factores de Costos de Inversión y Administración y Costos de Transmisión.....	33
5	FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS	35
5.1	FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	35
5.2	FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA.....	36
5.3	PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES.....	37
5.3.1	Costo Incremental de Desarrollo indexado a 2018	38
5.3.2	Costo Total de Largo Plazo indexado a 2018	38
5.3.3	Costo Variable Combustible indexado a 2018	38
5.3.4	Costo Variable No Combustible indexado a 2018.....	39
5.3.5	Costo de Transmisión indexado a 2018	39
5.3.6	Proyección de Demanda 2018-2022	39
5.3.7	Precios de Nudo Energía.....	39
5.3.8	Precios de Nudo de Potencia	40
5.4	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA	40
5.4.1	Indexación Precio de Nudo de la Energía	40
5.4.2	Indexación Precio de Nudo de la Potencia.....	42
5.4.3	Indexación Costos Variables Combustibles	43
5.4.4	Indexación Costos Variables No Combustibles.....	44
5.4.5	Indexación Costos de Transmisión.....	45

1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 173° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N° 20.928 y la Ley N° 20.936, ambas del 2016, en adelante e indistintamente “la Ley”, en los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 [MW] y superior a 1.500 [kW], en adelante “SSMM”, se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones de dicho sistema.

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

En tal contexto, a través de la Resolución Exenta N° 399, de fecha 28 de julio de 2017, la Comisión Nacional de Energía, en adelante “la Comisión”, declaró abierto el proceso para formar el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de fijación tarifaria de las instalaciones de generación y transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, y estableció sus plazos y condiciones. Luego de la revisión y evaluación de los antecedentes recibidos, mediante Resolución Exenta N° 520, de fecha 22 de septiembre de 2017, se creó el Registro de Usuarios e Instituciones Interesados en el proceso de tarificación y expansión de los señalados sistemas.

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

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

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

De conformidad a lo dispuesto en la Ley y en las Bases Definitivas, mediante carta N° 1354564, de fecha 30 de abril de 2018, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aisén S.A. presentaron los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén, los que fueron observados por esta Comisión a través de carta N° 144, de fecha 11 de mayo de 2018. Por medio de carta N° 1357445, de fecha 18 de mayo de 2018, mediante la cual SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA, remitieron a esta Comisión el Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, los que fueron recibidos conforme por esta Comisión con fecha 25 de mayo de 2018, mediante carta N° 152.

De esta manera, y de acuerdo a lo establecido en el inciso quinto del artículo 177° de la Ley y en el artículo 43° del Reglamento, mediante Resolución Exenta N° 610, de fecha 27 de agosto de 2018, la Comisión aprobó el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, que consideraba la revisión y correcciones realizadas al Informe antes señalado, para el Sistema Mediano de Hornopirén, en adelante e indistintamente, “el Estudio”, el que fue comunicado a las empresas a efectos de que realizaran sus observaciones a través de Oficio Ordinario N° 485, de la misma fecha. Con fechas 19 y 21 de noviembre de 2018, SAGESA S.A. y MCH Río Negro Hornopirén, respectivamente, manifestaron formalmente su acuerdo respecto del informe técnico recién referido, y Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA, su desacuerdo en relación al mismo, el que fue comunicado al H. Panel de Expertos mediante Oficio Ordinario N° 640 de la Comisión, de fecha 21 de noviembre de 2018.

Con fecha 1 de febrero de 2019, el H. Panel de Expertos emitió el Dictamen N° 12-2018 asociado a las discrepancias presentadas por Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA en contra del Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, el que fue comunicado a esta Comisión con fecha 5 de febrero de 2019, mediante carta N° 019/2019.

En virtud de lo expuesto, y conforme a lo dispuesto en el artículo 178° de la Ley General de Servicios Eléctricos y el artículo 44 del Reglamento de Sistemas Medianos, a continuación se presenta el Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén.

2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA MEDIANO DE HORNOPIRÉN

El Sistema Mediano de Hornopirén está compuesto por instalaciones pertenecientes a las empresas eléctricas SAGESA S.A. ("SAGESA") y Empresa Eléctrica CUCHILDEO SpA ("Cuchildeo"), en adelante e indistintamente, "las Empresas".

La empresa SAGESA S.A. es propietaria y operadora de la central Térmica Hornopirén, perteneciente al Grupo SAESA, está orientada a la actividad de generación de electricidad desde la Región del Biobío a la Región de Los Lagos. Por otra parte, Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA administra y explota la central hidráulica de igual nombre, situada en la localidad de Hornopirén en la Región de Los Lagos.

La potencia instalada en el Sistema de Hornopirén es la que se señala en la siguiente tabla:

Tabla 1 Potencia Instalada en el Sistema Mediano de Hornopirén, en MW

Central	Propietario	Tipo Unidad	Capacidad [MW]
Cuchildeo	CUCHILDEO	Hidráulica	0,77
Hornopirén	SAGESA	Térmica Diésel	3,75

Fuente: Estudio

2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INSTALACIONES

2.1.1 Identificación y caracterización de Instalaciones de Generación

El sistema eléctrico de Hornopirén no posee instalaciones de transmisión, ya que los puntos de retiro e ingreso al sistema de distribución coinciden con los puntos de inyección de las centrales generadoras.

Tabla 2: Unidades Generadores SSMM Hornopirén

Central	Tecnología	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad	Capacidad (MW)
Hornopirén	Sincrónico	SAGESA	Latitud 41°57'36,96" S Longitud 72°29'4,09" O	Diésel	3,75
Cuchildeo	Sincrónico	CUCHILDEO	Latitud 41°57'35,68" S Longitud 72°28'57,93" O	Hidráulica	0,77

Fuente: Estudio

2.2 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Para la predicción de demanda del sistema de Hornopirén, el Consultor del Estudio utilizó la información histórica de ingreso de energía a distribución del período 1999-2017.

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

Tabla 3: Demanda Histórica SSMM Hornopirén

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2003	2,371.44	547
2004	2,604.64	599
2005	2,935.37	654
2006	4,645.89	1,233
2007	7,949.91	1,500
2008	8,579.55	1,668
2009	8,398.65	1,704
2010	8,340.04	1,812
2011	9,985.85	2,083
2012	11,729.54	2,279
2013	13,717.38	2,492
2014	13,306.58	2,465
2015	11,450.84	2,210
2016	13,252.57	2,340
2017	12,527.80	2,324

Fuente: Estudio

Tabla 4: Tasas de crecimiento histórico de la demanda

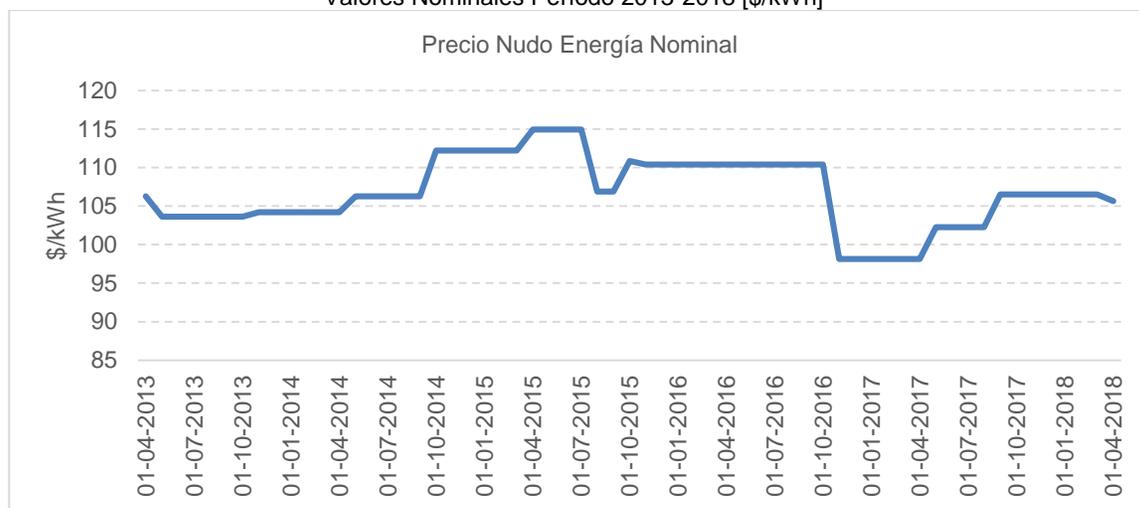
Año	Crecimiento Anual de la Energía	Crecimiento Anual de la Demanda Máx.
2003		
2004	10%	10%
2005	13%	9%
2006	58%	89%
2007	71%	22%
2008	8%	11%
2009	-2%	2%
2010	-1%	6%
2011	20%	15%
2012	17%	9%
2013	17%	9%
2014	-3%	-1%
2015	-14%	-10%
2016	16%	6%
2017	-5,5%	-0,7%

Fuente: Estudio

2.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE NUDO

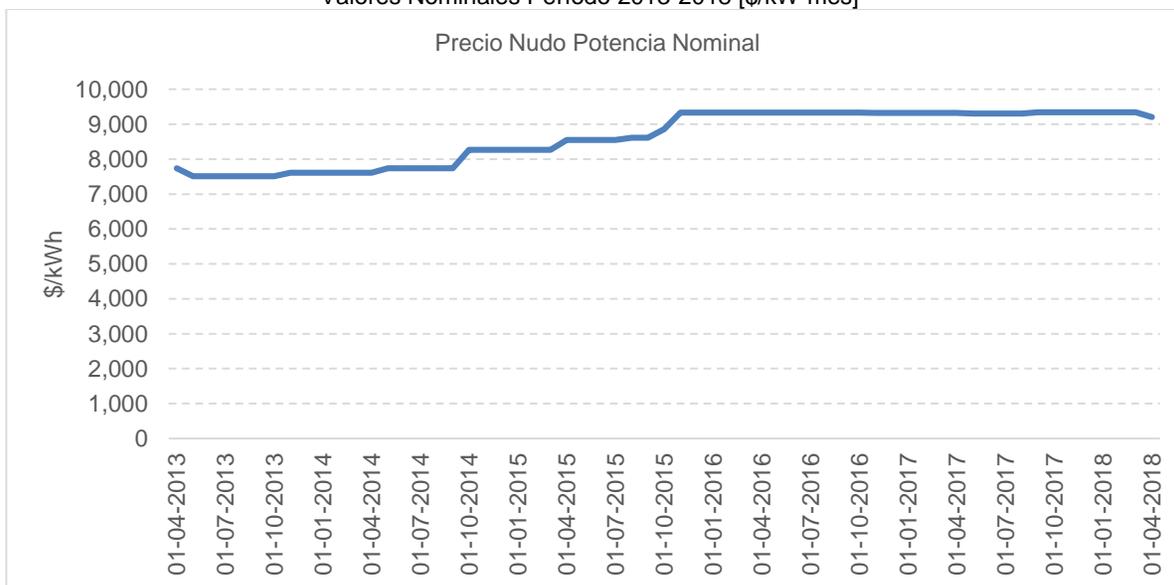
En las siguientes figuras se aprecia la evolución histórica del Precio de Nudo Nominal de Energía y Potencia en el Sistema de Hornopirén desde abril 2013 hasta su última indexación, en abril de 2018.

Figura 1: Evolución Histórica del Precio de Nudo de Energía
Valores Nominales Período 2013-2018 [\$/kWh]



Fuente: www.cne.cl

Figura 2: Evolución Histórica del Precio de Nudo de Potencia
Valores Nominales Período 2013-2018 [\$/kW-mes]



Fuente: www.cne.cl

3 ESTUDIO REALIZADO POR SAGESA y CUCHILDEO

A continuación, se describen los principales contenidos y resultados del Informe Final de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, entregado por SAGESA y Cuchildeo a la Comisión.

3.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORACIÓN DE LAS EMPRESAS

3.1.1 Caracterización de Instalaciones Existentes

A continuación, se presenta un resumen de las características de cada unidad generadora existente en el Sistema de Hornopirén, desagregadas por central y propietario.

Tabla 5: Unidades Generadoras

Sistema	Unidad	Propietario	Tipo Unidad generadora	Capacidad Instalada [kW]	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)
Hornopirén	Unidad 1	SAGESA	Térmica Diésel	750	0,330	26,17
Hornopirén	Unidad 2	SAGESA	Térmica Diésel	750	0,291	26,17
Hornopirén	Unidad 3	SAGESA	Térmica Diésel	750	0,296	26,17
Hornopirén	Unidad 4	SAGESA	Térmica Diésel	750	0,291	26,17
Hornopirén	Unidad 5	SAGESA	Térmica Diésel	750	0,303	26,17
Hornopirén	Unidad 1	Cuchildeo	Hidroeléctrica	765	NA	2,1

Fuente: Estudio

3.1.2 Valorización de Instalaciones

3.1.2.1 Precios unitarios de las Instalaciones de Generación

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

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

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

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

Central	Unidad	Capacidad Instalada [kW]	Valor FOB	Valor FINAL
Hornopirén	Unidad 1	0,75	218,2	453,2
Hornopirén	Unidad 2	0,75	218,2	453,2
Hornopirén	Unidad 3	0,75	218,2	453,2
Hornopirén	Unidad 4	0,75	218,2	453,2
Hornopirén	Unidad 5	0,75	218,2	453,2
Cuchildeo	Hidro	0,765	753,2	4.836,9

Fuente: Estudio

Por su parte, para la determinación del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente se deben tomar en consideración los antecedentes de las instalaciones existentes y unidades candidatas, las cuales comprenden proyectos presentados por terceros¹ y otros módulos genéricos. Dentro de este conjunto de proyectos informados se comprenden centrales hidráulicas de pasada para el sistema de Hornopirén.

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

Tabla 7: Detalle Valores de Unidades Candidatas (MUSD)

Nombre	Tecnología	Potencia [kW]	VI MUS\$
Motor Diésel	Diésel Rápido	683	412,7
CH Río Negro Hornopirén	Hidro pasada	1.000	4.455,5
CH Hornopirén	Hidro pasada	267	2.556,0

Fuente: Estudio

3.1.2.2 Valorización de las Instalaciones de Transmisión

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

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

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

Sistema	Elemento	Total general
Hornopirén	Elementos Comunes SS/EE	487,2

Fuente: Estudio

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

3.1.2.3 Valorización de Terrenos

Para el caso de la Central Térmica Hornopirén se ha utilizado un valor de 0,182 UF/m² para las 0,76 hectáreas.

Para el caso de la Central Hidroeléctrica Cuchildeo, se determinó un precio de 0,0164 UF/m² para las 12,00 hectáreas informadas por el propietario.

3.1.2.4 Recargos

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

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

Tabla 9: Resumen Recargos Unidades Existentes

UNIDAD	Tipo	Potencia (KW)	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Hornopirén	Térmica Diésel	750	23,23%	5,36%	5,36%	42,99%	15,46%	0,00%	7,78%	3,75%
Hornopirén	Térmica Diésel	750	23,23%	5,36%	5,36%	42,99%	15,46%	0,00%	7,78%	3,75%
Hornopirén	Térmica Diésel	750	23,23%	5,36%	5,36%	42,99%	15,46%	0,00%	7,78%	3,75%
Hornopirén	Térmica Diésel	750	23,23%	5,36%	5,36%	42,99%	15,46%	0,00%	7,78%	3,75%
Hornopirén	Térmica Diésel	750	23,23%	5,36%	5,36%	42,99%	15,46%	0,00%	7,78%	3,75%
Cuchildeo	Hidroeléctrica	765	0,00%	0,00%	0,00%	318,00%	20,00%	40,00%	101,00%	7,00%

Fuente: Estudio

Tabla 10: Resumen Recargos Unidades Candidatas

Unidad Candidata	Tipo	Potencia (KW)	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
MDR-8_1	Diésel	683	23,23%	5,36%	5,36%	42,99%	15,46%	0,00%	7,78%	3,75%
CH Hornopirén	Hidro pasada	287	0,00%	0,00%	0,00%	318,00%	20,00%	40,00%	101,00%	7,00%
CH Río Negro Hornopirén	Hidro pasada	1000	0,00%	0,00%	0,00%	318,00%	20,00%	40,00%	101,00%	7,00%

Fuente: Estudio

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

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

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

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

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

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

Tabla 11: Costos a diciembre 2016

Sistema	Costo Fijo (USD/año)	Costo Dotación (USD/año)	Total (USD/año)
Hornopirén	167.123	339.716	506.839
TOTAL	167.123	339.716	506.839

Fuente: Estudio

3.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

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

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

La proyección de demanda para el sistema de Hornopirén se presenta con resolución anual en la Tabla 12, y está basada en el modelo ARIMA estacional de mejor ajuste. Las tasas de crecimiento para la energía y la demanda máxima son iguales para todo el horizonte, salvo para el año 2018 donde la variación está calculada con respecto al valor real del año 2017 anterior, que no necesariamente presenta la misma relación entre energía y demanda máxima que la proyección a futuro. La representación de la demanda con resolución mensual se expone en la Tabla 13.

Tabla 12: Proyección Energía y Demanda Máxima Sistema Hornopirén

Año	Energía [MWh]	Demanda [MW]
2018	13.847	2,56
2019	14.540	2,69
2020	15.084	2,79
2021	15.595	2,88
2022	16.105	2,98
2023	16.618	3,07
2024	17.130	3,17
2025	17.641	3,26
2026	18.150	3,36
2027	18.658	3,45
2028	19.164	3,54
2029	19.668	3,64
2030	20.169	3,73
2031	20.665	3,82
2032	21.165	3,92

Fuente: Estudio

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

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
2018	1.087	997,5	1.136,6	1.133,7	1.175,0	1.211,7	1.188,7	1.229,9	1.156,5	1.208,4	1.157,0	1.165,0	13.847,4	10,53%
2019	1.158	1.060,6	1.204,1	1.180,5	1.239,2	1.263,5	1.250,8	1.283,7	1.211,2	1.263,6	1.205,2	1.219,6	14.540,0	5,00%
2020	1.203	1.112,2	1.249,0	1.227,8	1.285,5	1.307,1	1.298,0	1.325,4	1.257,7	1.305,4	1.249,7	1.262,7	15.083,7	3,74%
2021	1.246	1.156,5	1.290,3	1.272,2	1.326,8	1.350,7	1.340,1	1.367,9	1.300,8	1.347,0	1.293,2	1.304,2	15.595,3	3,39%
2022	1.289	1.198,5	1.332,9	1.314,9	1.368,9	1.393,8	1.382,0	1.410,9	1.342,9	1.389,8	1.335,7	1.346,6	16.105,4	3,27%
2023	1.332	1.240,7	1.375,9	1.357,2	1.411,7	1.436,4	1.424,6	1.453,8	1.385,4	1.432,7	1.378,3	1.389,5	16.617,8	3,18%
2024	1.374	1.283,4	1.418,7	1.399,8	1.454,6	1.478,9	1.467,5	1.496,4	1.428,1	1.475,4	1.420,9	1.432,2	17.130,1	3,08%
2025	1.417	1.326,1	1.461,2	1.442,4	1.497,1	1.521,5	1.510,1	1.538,9	1.470,7	1.517,9	1.463,4	1.474,7	17.640,8	2,98%
2026	1.459	1.368,7	1.503,6	1.485,0	1.539,6	1.564,0	1.552,5	1.581,3	1.513,1	1.560,3	1.505,8	1.517,1	18.150,2	2,89%

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
2027	1.502	1.411,0	1.546,0	1.527,3	1.581,9	1.606,3	1.594,8	1.623,6	1.555,4	1.602,5	1.548,1	1.559,3	18.657,8	2,80%
2028	1.544	1.453,2	1.588,2	1.569,5	1.624,1	1.648,4	1.636,9	1.665,7	1.597,5	1.644,7	1.590,2	1.601,4	19.163,7	2,71%
2029	1.586	1.495,3	1.630,3	1.611,5	1.666,1	1.690,5	1.679,0	1.707,8	1.639,5	1.686,6	1.632,1	1.643,4	19.668,1	2,63%
2030	1.628	1.537,2	1.672,1	1.653,3	1.707,9	1.732,2	1.720,6	1.749,4	1.681,1	1.728,2	1.673,7	1.684,9	20.168,6	2,54%
2031	1.669	1.578,6	1.713,5	1.694,7	1.749,3	1.773,6	1.762,0	1.790,7	1.722,5	1.769,6	1.715,0	1.726,2	20.665,1	2,46%
2032	1.710,8	1.620,0	1.755,0	1.736,2	1.790,8	1.815,2	1.803,7	1.832,5	1.764,3	1.811,4	1.756,9	1.768,2	21.165,0	2%

Fuente: Estudio

3.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

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

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

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

Los antecedentes utilizados para determinar el Plan de Expansión Óptimo de generación corresponden principalmente a unidades existentes en cada uno de los sistemas y unidades candidatas, las cuales comprenden los proyectos presentados por terceros y otros módulos térmicos genéricos, cuyos valores de inversión se obtuvieron a partir de cotizaciones realizadas por el consultor. En base a lo señalado anteriormente, el Plan de Expansión Óptimo en generación para el periodo 2017-2031, presentado por la empresa es el siguiente:

Tabla 14: Plan de Expansión en Generación de Hornopirén

Unidad	Potencia [KW]	Año Ingreso	Mes Ingreso
CH Río Negro	1000	2019	7
MDR-8_1	683	2030	1

Fuente: Estudio

3.4.1 Rango de validez técnica

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

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

Tabla 15: Sensibilidad de los Planes de Expansión Óptimo

Sistema	Demanda		Precio diésel	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Hornopirén	-2%	+5%	-73%	+7%

Fuente: Estudio

3.5 COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO (CID)

El Costo Incremental de Desarrollo (CID), a nivel generación y transmisión, corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema cuyo valor actual neto es igual a cero.

El concepto de Costo Incremental de Desarrollo surge como una aproximación al concepto de Costo Marginal, desarrollado en la teoría económica clásica. El CID se aplica en situaciones donde los cambios de capacidad instalada sólo se pueden llevar a cabo en forma discreta, entregando una medida del costo de proveer las últimas unidades del servicio o capacidad. El fundamento de usar el concepto de CID es que, en el límite, éste converge al costo marginal cuando los cambios en la capacidad instalada convergen a la unidad.

El CID resultante de la aplicación del Plan de Expansión Óptimo, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 16: CID

ÍTEM	SSMM
	HORNOPIRÉN
CIDG (US\$/MWh)	-8,23
CIDL (US\$/MWh)	0,00

3.6 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

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

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

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

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

Por último, una vez definida la expansión segura del sistema, se determina el despacho óptimo de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el proyecto de reposición eficiente y su futura expansión. La operación del sistema se simula mediante un modelo de despacho horario desarrollado por el consultor, que considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólares por hora.

En base a las unidades generadoras existentes y candidatas en cada uno de los sistemas medianos de las Empresas, se obtuvo el Plan de Reposición Eficiente de Generación, el cual se presenta en la Tabla 17:

Tabla 17: Unidades generadoras Proyecto de Reposición Eficiente

Unidad	Potencia [kW]	Año Ingreso	Mes Ingreso
CH Cuchildeo	765	2017	1
5720_Térmica Hornopirén	750	2017	1
5739_Térmica Hornopirén	750	2017	1
5740_Térmica Hornopirén	750	2017	1
MDR-8_1	683	2017	1
MDR-8_2	683	2017	1
CH Río Negro	1000	2019	7
MDR-8_3	683	2029	1
CH Hornopirén	267	2031	3

Fuente: Estudio

3.7 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

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

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

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

Tabla 18: Cálculo CTLP

Año	Anualidad Inversiones Gx (MUS\$)	Anualidad Infraestructura Gx (MUS\$)	Costo Fijo Gx (MUS\$)	Costo Variable Gx (MUS\$)	Anualidad Total Gx (MUS\$)	Anualidad Inversiones Tx (MUS\$)	Anualidad Infraestructura Tx (MUS\$)	Costo Fijo Tx (MUS\$)	Anualidad Total Gx (MUS\$)
2019	1045,80	13,9	977,0	1159,9	3196,60	72,95	0,83	58,34	132,12
2020	1292,20	15,7	1040,6	566,9	2915,34	72,95	0,94	62,14	136,02
2021	1292,20	15,7	1040,6	630,6	2979,04	72,95	0,94	62,14	136,02
2022	1292,20	15,7	1040,6	699,0	3047,49	72,95	0,94	62,14	136,02

Fuente: Estudio

Tabla 19: Cálculo CTLP

ÍTEM	SSMM
	HORNOPIREN
CTLPG [US\$/año]	3.039.577
CTLPL [US\$/año]	134.904
CTLP [US\$/año]	3.174.481

Fuente: Estudio SAGESA

3.8 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

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

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

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

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

La fórmula general de indexación propuesta en el Estudio es:

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

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

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

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

Tabla 20: Estructura de la Formula de Indexación de la Potencia CID

Fórmulas de Indexación Potencia CID	
IPC	51,0%
PPI	49,0%

Fuente: Estudio

Tabla 21: Estructura de la Formula de Indexación de la Energía CID

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

Fuente: Estudio

Tabla 22: Estructura de la Formula de Indexación de la Potencia CTLP

Fórmulas de Indexación Potencia CTLP	
IPC	54,2%
PPI	45,8%

Fuente: Estudio

Tabla 23: Estructura de la Formula de Indexación de la Energía CTLP

Fórmulas de Indexación Energía CTLP	
IPC	59,9%
Pdiésel	34,6%
PPI	5,5%

Fuente: Estudio

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

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

Tabla 24: Potencia reconocida asignada a sistema Hornopirén en MW (2016-2023)

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SAGESA	Diésel	3,75	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62
Cuchildeo	Pasada	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Río Negro	Pasada	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Total		4,52	4,38	4,38	5,38	5,38	5,38	5,38	5,38

Fuente: Estudio

Tabla 25: Potencia reconocida asignada a sistema Hornopirén en MW (2024-2031)

Empresa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
SAGESA	Diésel	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	4,30	3,64	3,64
Cuchildeo	Pasada	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Río Negro	Pasada	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Total		5,38	5,38	5,38	5,38	5,38	6,06	5,40	5,40

Fuente: Estudio

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora del Sistema Mediano de Hornopirén, 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 26: Costo Variable medio sistema Hornopirén

Empresa	VP CVC USD	VP CVNC USD	VP energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
SAGESA	1.948.691	385.885,09	14.890,41	130,87	25,92
Cuchildeo	0	23.754,41	11.295,18	0,00	2,10
Río Negro	0	0,00	23.259,23	0,00	0,00

Fuente: Estudio

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

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

Tabla 27: Factores de costos de inversión y administración del sistema Hornopirén

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
SAGESA	904.168	2.736.682,98	3.640.851,10	0,51
Cuchildeo	1.677.996	219.162,09	1.897.157,95	0,26

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
Río Negro	1.338.080	284.785,16	1.622.865,16	0,23

Fuente: Estudio

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

Tabla 28: Costos de Transmisión del Sistema de Hornopirén

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Anualidad USD
SAGESA	234.106	193.521,27	427.627,15	134.903,88

Fuente: Estudio

4 ANÁLISIS Y CORRECCIONES REALIZADAS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

4.1 ASPECTOS GENERALES

De conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 178° de la Ley General de Servicios Eléctricos y el artículo 43 del Reglamento de Sistemas Medianos, considerando lo resuelto por el H. Panel de Expertos en su Dictamen N° 12-2018, a continuación se presenta el Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén.

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

4.2 CORRECCIONES

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

4.2.1 Precios unitarios de las Instalaciones de Generación

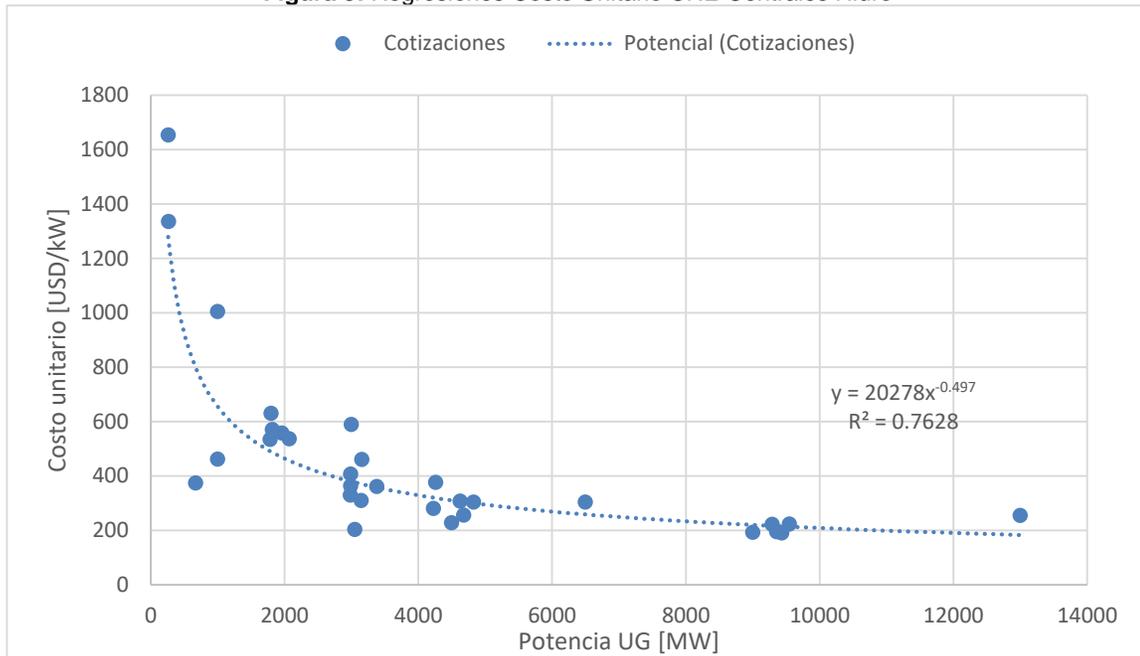
Para la determinación de los precios unitarios de las unidades generadoras, esta Comisión consideró como antecedentes:

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

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

i) Unidades Hidráulicas

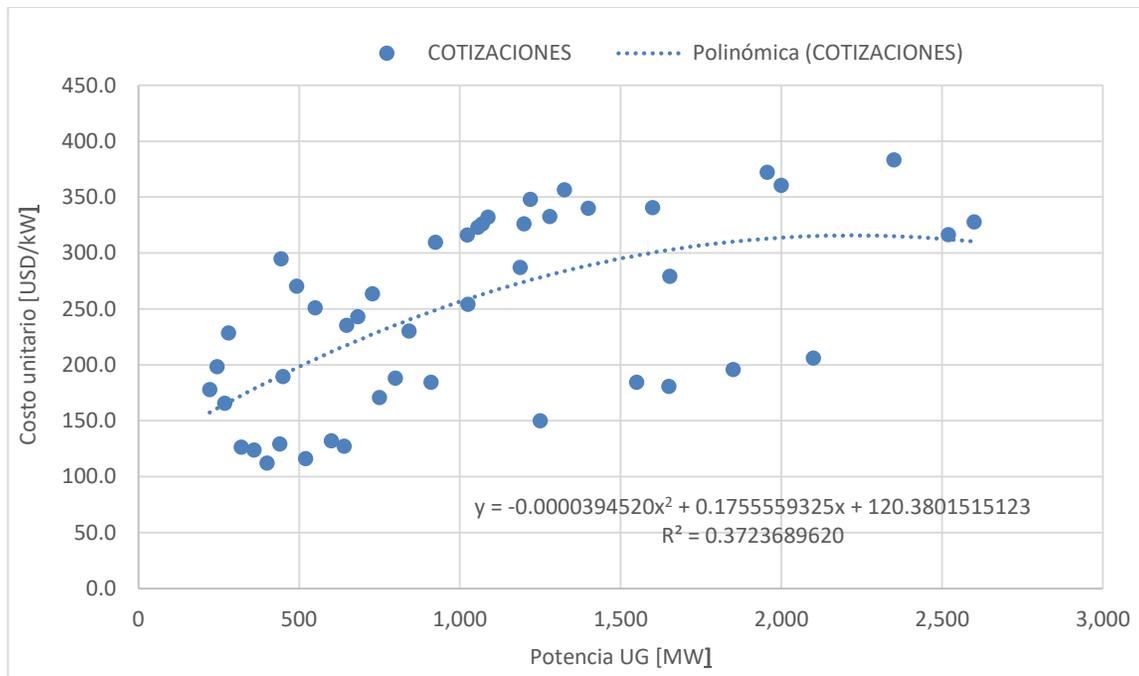
Figura 3: Regresiones Costo Unitario CNE Centrales Hidro



Fuente: Estudio CNE

ii) Motores Diésel Rápido

Figura 4: Regresiones Costo Unitario CNE Centrales Motores Diésel Rápido



Fuente: Estudio CNE

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

4.2.2 Precios unitarios de las Instalaciones de Transmisión

Para determinar los precios unitarios de las instalaciones de transmisión, esta Comisión consideró como antecedentes los valores resultantes del estudio realizado en el proceso de tarificación anterior de las Empresas (2014-2018), debidamente indexados a diciembre de 2016, utilizando índices de variación de precios tales como IPC, CPI (Estados Unidos).

4.2.3 Recargos

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

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

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

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

Tabla 29: Recargos Utilizados

UNIDAD	Tipo	Potencia (KW)	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Intereses Intercalarios
Hornopirén	Térmica Diésel	750	12,18%	0,00%	30,61%	18,58%	9,20%	0,48%	4,84%	3,00%
Hornopirén	Térmica Diésel	750	12,18%	0,00%	30,61%	18,58%	9,20%	0,48%	4,84%	3,00%
Hornopirén	Térmica Diésel	750	12,18%	0,00%	30,61%	18,58%	9,20%	0,48%	4,84%	3,00%
Hornopirén	Térmica Diésel	750	12,18%	0,00%	30,61%	18,58%	9,20%	0,48%	4,84%	3,00%
Hornopirén	Térmica Diésel	750	12,18%	0,00%	30,61%	18,58%	9,20%	0,48%	4,84%	3,00%
Cuchildeo	Hidroeléctrica	765	28,59%	11,44%	35,09%	188,18%	65,83%	3,46%	72,19%	3,77%

Fuente: Estudio CNE

4.2.4 Estructura de Personal y Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización

A partir de la revisión de los modelos, resultados y supuestos entregados por las Empresas, se realizaron algunas consideraciones para lograr un dimensionamiento que se ajustara a la modelación de una empresa única y eficiente. Según esto, se ajustaron las homologaciones

de algunos cargos, los beneficios entregados por la empresa, así como la dotación óptima de la misma. Adicionalmente, para los vehículos, se consideraron aquellos más económicos presentes en el mercado, que cumplieran con las necesidades de la empresa modelo. En cuanto a la asignación de Gastos a SSMM, se corrigieron aquellas partidas que no fuesen necesarias o parte de los segmentos de generación y transporte y se agregaron aquellas que no hubiesen sido dimensionadas y fueren procedentes. Finalmente, se ajustaron aquellos costos que no fuesen representativos de mercado o que correspondiesen a la empresa real y no a la empresa modelo.

Tabla 30: Costos a diciembre 2016

Central	C.F.I. (USD/año)	C.F.D. (USD/año)	Total (USD/año)
Hornopirén	107.816	107.816	215.632
Cuchildeo	21.684	21.684	43.367
TOTAL	129.500	129.500	258.999

Fuente: Estudio CNE

4.2.5 Unidades Generadoras candidatas

Para la determinación del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente se deben tomar en cuenta los antecedentes de las instalaciones existentes y unidades candidatas, las cuales comprenden los proyectos presentados por terceros y otros módulos térmicos genéricos.

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

Tabla 31: Costos Unitarios Módulos Térmicos

Unidad Candidata	Capacidad (kW)	Costo (USD/kW)
MDR2	800	432,0
MDR3	1600	476,1

Fuente: Estudio CNE

Tabla 32: Costos Unitarios proyectos

Unidad Candidata	Capacidad (kW)	Costo (MUSD/kW)
CH Río Negro Hornopirén	1000	4.105,5
MCH Hornopirén	267	9.273,4

Fuente: Estudio CNE

4.2.6 Proyección de la Demanda Utilizada

Con fecha 19 de noviembre de 2018, la Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA, manifestó su desacuerdo respecto de la proyección de demanda realizada en el Informe Técnico del

“Estudio de Planificación y Tarifación del Sistema Mediano Hornopirén. Cuadrienio 2018-2022” aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 695, de fecha 24 de octubre de 2018.

El desacuerdo antes referido fue notificado al Honorable Panel de Expertos con fecha 21 de noviembre de 2018, a través de Oficio Ordinario CNE N° 640, dando origen a la Discrepancia N° 12-2018, en relación a las siguientes materias del informe recién individualizado: (i) Proyección de demanda para el cuadrienio 2018-2022; y, (ii) Corrección de errores numéricos en el cálculo del Costo Total de Largo Plazo.

Con fecha 1 de febrero de 2019, el H. Panel de Expertos emitió su dictamen y, en particular, respecto a la proyección de demanda, instruyó a esta Comisión a corregir la proyección de demanda de energía para el período 2018-2022 en el sistema mediano de Hornopirén, adoptando para dicho período una proyección de crecimiento de un 2% anual. Como consecuencia de lo anterior, se instruyó asimismo la modificación de las Tablas N° 33 y N° 53° del Informe Técnico, incluyendo las nuevas proyecciones de energía bruta generada y la demanda facturada, calculadas en base al referido 2% de crecimiento, y el recalcular el Costo Total de Largo Plazo, el Costo Incremental de Desarrollo y los precios de nudo de energía y potencia para el período de vigencia del decreto tarifario.

Para el período posterior al año 2022, es decir, desde el año 2023 a 2031, se utilizan las tasas anuales de la proyección de demanda obtenida en el Informe Técnico aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 695, de fecha 24 de octubre de 2018, dado que, el referido periodo no fue materia de la discrepancia antes señalada.

En atención a lo anterior, para la determinación de la proyección de demanda correspondiente al período 2023 a 2031, se utilizó un modelo ARIMA, ajustado a cada sistema, de acuerdo a la mejor especificación y, utilizando únicamente parámetros significativos, optando en cada caso por el modelo que explicase de mejor forma el comportamiento del consumo eléctrico.

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

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

De igual forma, se considera como data histórica el registro histórico disponible de las ventas mensuales de energía de distribución informada para el respectivo sistema, el cual considera

información correspondiente al período que se extiende desde enero del año 1999 a diciembre del año 2017. La predicción de la demanda en función de las ventas de energía se realizó hasta diciembre 2032.

Considerando lo anterior, las tasas de proyección de demanda utilizadas corresponden a las indicadas a continuación.

Tabla 33: Tasas para la proyección de demanda utilizada

Año	Tasa
2018	2.0%
2019	2.0%
2020	2.0%
2021	2.0%
2022	2.0%
2023	4.9%
2024	4.7%
2025	4.5%
2026	4.3%
2027	4.1%
2028	4.0%
2029	3.8%
2030	3.7%
2031	3.5%

Fuente: Estudio CNE

Por otro lado, respecto al cálculo del Factor de Carga, se modificó el criterio considerado, utilizando el promedio para el período 2013-2016, abarcando un período de 4 años, consistente con la duración del período tarifario, de modo que fuese más representativo. Es así que se obtiene la siguiente proyección de energía y demanda.

Tabla 34: Proyecciones de Demanda Utilizada

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2018	12.778,36	2.350,45
2019	13.033,93	2.397,46
2020	13.294,60	2.445,41
2021	13.560,50	2.494,32
2022	13.831,71	2.544,21
2023	14.512,62	2.669,45
2024	15.193,54	2.794,70
2025	15.874,45	2.919,95
2026	16.555,36	3.045,20
2027	17.236,28	3.170,44
2028	17.917,19	3.295,69

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Máxima (kW)
2029	18.598,11	3.420,94
2030	19.279,02	3.546,19
2031	19.959,94	3.671,43
Factor de Carga	0,621	

Fuente: Estudio CNE

4.2.7 Proyección del Precio del Diésel

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

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

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

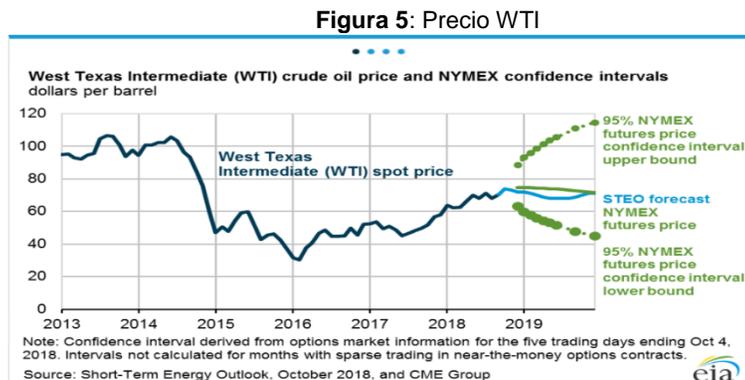
Para todos los casos, los años 2016 y 2017 corresponden a la información histórica real del precio del diésel de cada Sistema Mediano.

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

4.2.7.1 Escenario 1:

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

Dicha proyección presenta valores medios esperados para el periodo de octubre a diciembre del 2018 y, para el año 2019 en su completitud, tal como se muestra en la siguiente Figura 5.



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

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

Tabla 35: Proyección variación precio diésel acumulada

Año	Hornopirén
2016	0,0%
2017	9,2%
2018	34,3%
2019	38,3%
2020	38,3%
2021	38,3%
2022	38,3%
2023	38,3%
2024	38,3%
2025	38,3%
2026	38,3%
2027	38,3%
2028	38,3%
2029	38,3%
2030	38,3%
2031	38,3%

4.2.7.2 Escenario 2:

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

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

Tabla 36: Proyección variación precio diésel acumulada

Año	Hornopirén
2016	0,0%
2017	9,2%
2018	13,3%
2019	15,0%
2020	33,7%
2021	41,2%
2022	43,3%
2023	45,1%
2024	47,4%
2025	49,1%
2026	49,7%
2027	51,6%
2028	53,7%
2029	56,1%
2030	57,6%
2031	60,0%

4.2.7.3 Escenario 3:

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

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

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

Tabla 37: Proyección variación precio diésel acumulada

Año	Hornopirén
2016	0,0%
2017	9,2%
2018	35,8%
2019	48,9%
2020	47,1%
2021	41,9%
2022	41,9%
2023	41,9%

Año	Hornopirén
2024	41,9%
2025	41,9%
2026	41,9%
2027	41,9%
2028	41,9%
2029	41,9%
2030	41,9%
2031	41,9%

4.2.8 Pérdidas

Para efectos de la determinación del plan de expansión óptimo y el proyecto de reposición eficiente, se ha considerado un porcentaje de pérdidas asociadas a transformación y consumos propios, correspondientes a las pérdidas reales del año 2017 entre la producción bruta y la producción neta a distribución del Sistema Mediano de Hornopirén. Al respecto, las pérdidas por transformación y consumos propios para cada año del horizonte de planificación corresponden a:

Tabla 38: Pérdidas por transformación y consumos propios

Hornopirén
1,783%

4.2.9 Plan de Expansión Óptimo

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

Tabla 39: Plan de Expansión Óptimo

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso	Mes de Ingreso	Responsable
CH Río Negro Hornopirén	Hidro	1000	2020	1 ²	Hidroenergía Chile Ltda

Fuente: Estudio CNE

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

Respecto al rango validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo, se realizó un análisis de la afectación del respectivo plan producto de la variación del crecimiento de la demanda y de la utilización de diferentes proyecciones del precio del combustible diésel conforme a lo indicado en el punto 4.2.7 del presente informe.

² Considera lo informado por la empresa Hidroenergía Chile Ltda., recibida con fecha 9 de octubre de 2018.

De esta forma, la sensibilización se realizó de manera de identificar si, bajo el análisis antes mencionado, se produce un cambio en el Plan de Expansión Óptimo para el horizonte de tarificación. Lo anterior, se realiza verificando la conveniencia del Plan de Expansión Óptimo determinado, respecto del resto de alternativas de expansión analizadas que considera unidades candidatas pertenecientes al catastro de proyectos y unidades genéricas diésel. Al respecto, se indica lo siguiente:

- Para niveles de demanda de hasta un 69% por sobre la cual se diseñó el Plan de Expansión Óptimo, este mantiene su validez. Para niveles superiores de demanda, se gatilla el ingreso de una nueva unidad generadora por requerimientos de suficiencia del sistema. Al respecto, es del caso mencionar que la demanda utilizada para el dimensionamiento del parque considera un margen de seguridad de un 10% respecto a la demanda máxima proyectada.
- En relación a las proyecciones de precios del diésel se verificó que, utilizando los tres escenarios de proyección de precios descritas en el numeral 4.2.7, el Plan de Expansión Óptimo resultante para todos los casos, corresponde al establecido en el numeral 4.2.9.

4.2.11 Costo Incremental de Desarrollo (CID)

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

Tabla 40: CID

ÍTEM	SSMM HORNOPIRÉN
CIDG (\$/kWh)	1,07
CIDL (\$/kWh)	0,00
CID (\$/kWh)	1,07

Fuente: Estudio CNE

4.2.12 Proyecto de Reposición Eficiente

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

Tabla 41: Proyecto de Reposición Eficiente

Unidad	Combustible	Capacidad [KW]	Año de Ingreso	Mes de Ingreso
Unidad 1_Cuchildeo	Hidro	765	2017	1
MDR2_3	Diésel	800	2017	1
MDR2_4	Diésel	800	2017	1
MDR2_5	Diésel	800	2017	1
MDR2_6	Diésel	800	2017	1
CH Río Negro Hornopirén	Hidro	1000	2020	1
MDR2_7	Diésel	800	2031	1

Fuente: Estudio CNE

4.2.13 Costo Total de Largo Plazo (CTLP)

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

Tabla 42: CTLP

ÍTEM	SSMM HORNOPIRÉN
CTLPG(\$/año)	1.747.256.652
CTLPL(\$/año)	268.483
CTLP(\$/año)	1.747.525.135

Fuente: Estudio CNE

4.2.14 Fórmulas de Indexación del CID y CTLP

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

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

En virtud de las correcciones descritas precedentemente, los coeficientes que integran las fórmulas de indexación de los CID y CTLP deben ser actualizados. Asimismo, el Índice Producer Price Index (PPI) ha sido descartado para su uso en la indexación de costos extranjeros aplicados en tarifas, principalmente, para efectos de mantener consistencia con los demás procesos tarifarios desarrollados por esta Comisión, junto con la consideración de la mayor volatilidad y menor representatividad de este índice. En consecuencia se ha empleado el Índice Consumer Price Index (CPI) como indexador de los costos extranjeros.

Los ponderadores de las fórmulas de indexación del CID y CTLP son los siguientes:

Tabla 43: Indexadores CID

Indexación CID	
IPC – Nacional	23,04%
P. Diésel – Nacional	58,83%
CPI – Externo	18,13%

Fuente: Estudio CNE

Tabla 44: Indexadores CTLP

Indexación CTLP	
IPC – Nacional	60,90%
P. Diésel – Nacional	23,80%

Indexación CTLP	
CPI – Externo	15,30%

Fuente: Estudio CNE

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

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

Tabla 45: Potencia reconocida asignada a sistema Hornopirén en MW (2016-2023)

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SAGESA	Diésel	3.750	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200
Cuchildeo	Pasada	765	765	765	765	765	765	765	765
Río Negro	Pasada	-	-	-	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Total		4.515	3.965	3.965	4.965	4.965	4.965	4.965	4.965

Fuente: Estudio CNE

Tabla 46: Potencia reconocida asignada a sistema Hornopirén en MW (2024-2031)

Empresa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
SAGESA	Diésel	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	4.000
Cuchildeo	Pasada	765	765	765	765	765	765	765	765
Río Negro	Pasada	1000	1000	1000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Total		4.965	4.965	4.965	4.965	4.965	4.965	4.965	5.765

Fuente: Estudio CNE

De igual forma, el costo variable medio de cada empresa generadora del Sistema Mediano de Hornopirén, 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 47: Costo Variable medio sistema Hornopirén

Empresa	VP CVC \$	VP CVNC \$	VP energía kWh	CVC medio \$/kWh	CVNC medio\$/kWh
SAGESA	1.318.562.168	199.630.001	15.544.991,36	84,82	12,84
Cuchildeo	0	19.776.857	13.439.198,35	0,00	1,47
Río Negro	0	20.962.189	14.244.680,78	0,00	1,47

Fuente: Estudio CNE

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

Tabla 48: Indexadores CVC	
Indexación CVC	
P. Diésel - Nacional	100%

Fuente: Estudio CNE

Tabla 49: Indexadores CVNC
Indexación CVNC

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

Fuente: Estudio CNE

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

Tabla 50: Factores de costos de inversión y administración del sistema Hornopirén previo a la entrada en operación de la Central Río Negro

Empresa	VP Inversiones \$	VP Costo Fijo \$	Total \$	Factor
SAGESA	138.706.105	303.489.627	442.195.732	0,483
Cuchildeo	235.747.873	238.456.135	474.204.008	0,517
Río Negro	0	0	0	0,000

Fuente: Estudio CNE

Tabla 51: Factores de costos de inversión y administración del sistema Hornopirén con posterioridad a la entrada en operación de la Central Río Negro

Empresa	VP Inversiones \$	VP Costo Fijo \$	Total \$	Factor
SAGESA	344.941.553	754.733.782	1.099.675.336	0,359
Cuchildeo	586.270.067	593.005.115	1.179.275.181	0,385
Río Negro	694.018.936	90.268.080	784.287.015	0,256

Fuente: Estudio CNE

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

Tabla 52: Costos de Transmisión del Sistema de Hornopirén

Empresa	VP Inversiones \$	VP Costo Fijo \$	Total \$	Anualidad \$
SAGESA	851.055	0	851.055	268.482,9

Fuente: Estudio CNE

Los ponderadores de la fórmula de indexación de los Costos de Transmisión es el siguiente:

Tabla 53: Indexadores Costos de Transmisión
Indexación CTx

IPC – Nacional	96,08%
CPI – Externo	3,92%

Fuente: Estudio CNE

5 FÓRMULAS Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS

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

5.1 FÓRMULAS PARA INGRESO ANUAL EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y POTENCIA

A efectos de definir y formular las estructuras tarifarias, se define el ingreso anual equivalente de potencia esperado para el período tarifario de 4 años, IAP, como el valor anual equivalente constante que obtendría el sistema, al aplicar el costo de desarrollo de la potencia, determinado conforme se indica en la sección 5.2 del presente informe, a las demandas facturadas esperadas de potencia de punta anuales en cada uno de los nudos o barras de retiro del sistema, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IAP = \left(\sum_{j=1}^{NB} IAP_j \right)$$

Donde:

$$IAP_j = \left(\sum_{t=1}^T \frac{12 \cdot CDP_j \cdot P_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

- NB : Número de barras o nudos del sistema.
 IAP_j : Ingreso anual equivalente de potencia, en un período tarifario de 4 años, del sistema de generación y transmisión asociado al nudo o barra j, expresado en \$/año.
 P_{jt} : Potencia de punta consumida en el nudo o barra j, en el año t, expresada en kW.
 CDP_j : Costo de desarrollo de la potencia de punta en el sistema de generación y transmisión en el nudo o barra j, expresado en \$/kW/mes.
 T : Número de años considerados en el período tarifario (4 años).

Análogamente, se definen los ingresos anuales equivalente de energía esperados para el período tarifario de 4 años, para los segmentos de generación, transmisión y para el sistema en su conjunto, IAEG, IAEL, e IAE, respectivamente, como el valor anual equivalente constante que obtendría cada segmento de generación o transmisión y el sistema en su conjunto, al aplicar los costos incrementales de desarrollo, determinados conforme a las Bases, a las demandas facturadas de energía esperadas en cada uno de los nudos o barras del sistema, de acuerdo a las siguientes expresiones:

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

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

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

Donde:

$$\text{IAEG}_j = \left(\sum_{t=1}^T \frac{\text{CIDG}_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$\text{IAEL}_j = \left(\sum_{t=1}^T \frac{\text{CIDL}_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$\text{IAE}_j = \left(\sum_{t=1}^T \frac{\text{CID}_j \cdot E_{jt}}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

NB : Número de barras o nudos del sistema.

IAEG_j : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de generación asociado al nudo o barra j, en \$/año.

IAEL_j : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del segmento de transmisión asociado al nudo o barra j, en \$/año.

IAE_j : Ingreso anual equivalente de energía, en un período tarifario de 4 años, del sistema en su conjunto asociado nudo o barra, en \$/año.

5.2 FÓRMULAS PARA PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA

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

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

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

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

PNEG_j : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de generación, en el nudo j, expresada en \$/kWh.

PNET_j : Componente del precio de nudo de energía, asociada al segmento de transmisión, nudo j, expresada en \$/kWh.

PNE_j : Precio de nudo de energía del sistema en el nudo j, expresado en \$/kWh.

α_{Gj} : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía asociada al segmento de generación, en el nudo j.

α_{Lj} : Factor de ajuste para la componentes del precios de nudo de energía asociada al segmento de transmisión, en el nudo j.

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

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

Los factores de ajuste α_{Gj} y α_{Lj} , para los precios de nudo de energía y potencia, se definen mediante las siguientes expresiones:

$$\alpha_{Gj} = \frac{\text{MAXG}_j \times (\text{MAXG}_j + \text{MAXL}_j - \text{IAP}_j)}{(\text{MAXG}_j + \text{MAXL}_j) \times \text{IAEG}_j}$$

$$\alpha_{Lj} = \frac{\text{MAXL}_j \times (\text{MAXG}_j + \text{MAXL}_j - \text{IAP}_j)}{(\text{MAXG}_j + \text{MAXL}_j) \times \text{IAEL}_j}$$

5.3 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA RESULTANTES

A partir de las correcciones presentadas en la sección 4.2 del presente informe, y el precio de nudo de la potencia obtenido del estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación” del 2016, los precios de nudo de energía y potencia resultantes para el sistema se detallan en las secciones siguientes.

Para el caso del CID y CTLP, el valor obtenido conforme a lo indicado en las secciones precedentes, han sido indexados a junio de 2018 mediante la fórmula de indexación

presentada en la sección 3.8 y, empleando los ponderadores específicos presentados en la sección 4.2.14, ambas del presente informe.

Para el caso de los indexadores del CID y CTLP, los valores base y a junio de 2018 son los siguientes:

Tabla 54: Valores Indexadores utilizados - CID y CTLP

Fechas	IPC	Precio Diésel Hornopirén [\$/m3]	CPI	Dólar
31-12-2016	114,11	297.925	241,729	666,12
01-06-2018	117,66	365.862	249,554	600,55

5.3.1 Costo Incremental de Desarrollo indexado a 2018

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

Tabla 55: CID base – CID indexado junio 2018

Actualización	CID (\$/kWh)
Fechas	Hornopirén
31-12-2016	1,07
01-06-2018	1,21

5.3.2 Costo Total de Largo Plazo indexado a 2018

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

Tabla 56: CTLP base – CTLP indexado junio 2018

Actualización	CTLP (\$/año)
Fechas	Hornopirén
31-12-2016	1.747.525.135
01-06-2018	1.856.968.999

5.3.3 Costo Variable Combustible indexado a 2018

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

Tabla 57: CVC base – CVC indexado junio 2018

Fecha de actualización	CVC (\$/kWh) SAGESA	CVC (\$/kWh) CUCHILDEO	CVC (\$/kWh) RIO NEGRO
31-12-2016	84,82	0,00	0,00
01-06-2018	104,16	0,00	0,00

Fuente: Estudio CNE

5.3.4 Costo Variable No Combustible indexado a 2018

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

Tabla 58: CVNC base – CVNC indexado junio 2018

Fecha de actualización	CVNC (\$/kWh) SAGESA	CVNC (\$/kWh) CUCHILDEO	CVNC (\$/kWh) RIO NEGRO
31-12-2016	12,84	1,47	1,47
01-06-2018	12,27	1,41	1,41

Fuente: Estudio CNE

5.3.5 Costo de Transmisión indexado a 2018

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

Tabla 59: CTx base – CTx indexado junio 2018

Fecha de actualización	CTx (\$) SAGESA
31-12-2016	268.483
01-06-2018	275.779

Fuente: Estudio CNE

5.3.6 Proyección de Demanda 2018-2022

Para la determinación de los ingresos esperados a que se refiere la sección 5.1 del presente informe, se ha utilizado la siguiente proyección de demanda:

Tabla 60: Demanda proyectada período 2018-2022

Año	Energía Bruta Generada (MWh)	Demanda Facturada (kW)
2018	12.778,36	1.839,29
2019	13.033,92	1.876,08
2020	13.294,60	1.913,60
2021	13.560,49	1.951,87
2022	13.831,71	1.990,91

5.3.7 Precios de Nudo Energía

Los precios de nudo resultantes para la energía, a junio de 2018, son los que a continuación se indican:

Tabla 61: Precio de Nudo Energía

Barra	Precio de Nudo Energía (\$/kWh)
Hornopirén	125,778

5.3.8 Precios de Nudo de Potencia

Los precios de nudo resultantes para la potencia, a junio de 2018, son los que a continuación se indican:

Tabla 62: Precio de Nudo Potencia

Barra	Precio de Nudo Potencia (\$/kW)
Hornopirén	7.419,88

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

Las fórmulas de indexación para los precios de nudo de energía y potencia en cada sistema, con sus respectivos parámetros y condiciones de aplicación se describe en las secciones siguientes.

5.4.1 Indexación Precio de Nudo de la Energía

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

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

Donde:

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

X_P :Ponderador de la componente de inversión asociado al precio de la energía.

IPC_i :Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.

IPC_0 :Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).

$P_{diésel}_i$:Precio vigente del Petróleo Diésel en Hornopirén, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m³.

Pdiésel ₀	:Precio vigente del petróleo diésel en Hornopirén, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo noviembre 2017 a abril de 2018 (365.862 \$/m ³).
CPI _i	:Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate , clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
CPI ₀	:Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate , clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).
DOL _i	:Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplica la indexación, en \$/US\$.
DOL ₀	:Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55\$/US\$).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía, serán los costos que informe SAGESA a la Comisión, netos de IVA.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la energía, son los que a continuación se indican:

Tabla 63: Ponderadores Precio de Nudo

Ponderador	Barra
	Hornopirén
X_E	0,7039
X_P	0,2961

α_{IPC_E}	0,5765
$\alpha_{PDIÉSEL_E}$	0,3726
α_{CPI_E}	0,0509
α_{IPC_P}	0,5492
α_{CPI_P}	0,4508

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

En función de lo anterior, será necesario aplicar un factor de corrección para el cálculo del precio de la energía a través del parámetro α_r , que multiplique el precio de la energía base. Este parámetro será calculado y comunicado por la Comisión, una vez que sea instruido por la autoridad competente. Asimismo, la Comisión comunicará los nuevos valores resultantes de los costos variables totales promedio de cada una de las empresas que operen las

instalaciones de generación, y que serán aplicables durante el periodo en que se presente la situación de sequía.

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

5.4.2 Indexación Precio de Nudo de la Potencia

La fórmula de indexación, así como la estructura y valores base del cálculo del precio básico de la potencia, han sido determinados considerando el estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación” del 2016. Dicho estudio se enmarca dentro de lo estipulado en el Reglamento de Precio de Nudo, específicamente en su artículo 49°.

Los parámetros de la fórmula de indexación de la potencia representan el peso relativo de cada una de las componentes utilizadas en la determinación del precio básico de la potencia, y se obtienen y justifican a partir del valor de las derivadas parciales de dicho precio respecto a cada una de las variables utilizadas.

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

Donde:

- CPI_i : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI₀ : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", correspondiente al mes de Marzo de 2018 (249,554).
- IPC_i: Índice de precio al consumidor publicados por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
- IPC₀: Índice de precio al consumidor publicado por el INE correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).
- DOL_i: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- DOL₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril 2018 (600,55 \$/US\$).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la potencia, son los que a continuación se indican.

α_{CPI_P}	0,4508
α_{IPC_P}	0,5492

5.4.3 Indexación Costos Variables Combustibles

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

$$\frac{CVC_{medio\ i}}{CVC_{medio\ 0}} = \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL\ i}}{P_{DIESEL\ 0}}$$

Donde:

$P_{DIÉSELI}$: Precio vigente del Petróleo Diésel en Hornopirén, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en $\$/m^3$.

$P_{DIÉSELO}$: Precio vigente del petróleo diésel en Hornopirén, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo noviembre 2017 a abril de 2018 (365.862 $\$/m^3$).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación de los costos variables combustibles, serán los costos que informe SAGESA a la Comisión, netos de 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 64: Proporciones indexadores

$\alpha_{DIÉSEL}$	1,0000
-------------------	--------

5.4.4 Indexación Costos Variables No Combustibles

Asimismo, la fórmula de indexación del costo variable no combustible medio, así como 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 abril de 2018 (117,66).

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

CPI₀ : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).

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

DOL₀ : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55 \$/US\$).

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

Tabla 65: Proporciones indexadores

α_{IPC}	0,2500
α_{CPI}	0,7500

5.4.5 Indexación Costos de Transmisión

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

$$\frac{CTx_i}{CTx_0} = \left[\left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left(\alpha_{CPI} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.

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

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

CPI₀ : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).

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

DOL₀ : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55 \$/US\$).

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

Tabla 66: Proporciones indexadores

α_{IPC}	0,9608
α_{CPI}	0,0392

Artículo Segundo: Remítase la presente resolución al Ministerio de Energía, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 178° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Artículo Tercero: Comuníquese la presente resolución a las empresas que operen en el Sistema Mediano de Hornopirén.

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

Anótese, comuníquese y publíquese.



JOSÉ VENEGAS MALUENDA
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía



CZR/DFD/MOE/XOC/JCA/GMM/IGV/mhs

DISTRIBUCIÓN:

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