



“ESTUDIO DE TARIFICACIÓN DE SISTEMA MEDIANO DE HORNOPIRÉN”

**SAGESA S.A.
Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA.**

Informe Final

Santiago, junio de 2022

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
2. TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES	6
2.1 Identificación y Caracterización de las Instalaciones	6
2.1.1 Plano y topología del sistema	6
2.1.2 Identificación y Caracterización de Unidades Generadoras	7
2.2 Valorización de las Instalaciones	7
2.2.1 Unidades Generadoras	7
2.2.2 Líneas de Transmisión	13
2.2.3 Valorización de Terrenos	13
3. ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	14
3.1 Recursos Humanos	14
3.2 Gastos fijos	16
4. COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA	21
4.1 Sistema Hornopirén	21
5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	25
5.1 Análisis Histórico	25
5.2 Antecedentes para la proyección de demanda	27
5.2.1 Proyección de demanda histórica	27
5.2.2 Encuestas a grandes clientes	30
5.2.3 Demanda adicional por conversión de clientes de consumo de leña	30
5.2.4 Proyección de demanda total para el SM Hornopirén	30
6. ANTECEDENTES	31
6.1 Metodología General	31
6.2 Plan de Expansión Optimizado	34
6.2.1 Instalaciones Existentes	34
6.2.2 Proyección de Demanda	34
6.2.3 Reserva Óptima de Generación	34
6.2.4 Análisis Hidrológico: Aporte de Energía y Potencia de las Centrales Hidroeléctricas	35
6.3 Revisión Costos de Inversión de Instalaciones Existentes	36
6.3.1 Recomendación de costos unitarios de la CNE	36
6.3.2 Costo de Inversión de instalaciones existentes de generación	36
6.4 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento	36
6.4.1 Costos variables combustibles (CVC)	37

6.4.2 Costos variables no combustibles (CVNC)	37
7. Plan de Expansión Óptimo Resultante	39
7.2 Planes de Expansión Óptimo	39
7.3 Rango De Validez Del Plan De Expansión	40
7.4 Cumplimiento de la Norma Técnica	40
8. RESULTADOS OPERACIONALES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	48
8.1 Costos Operacionales	48
8.2 Perdidas Medias de Energía	48
8.3 Factores de participación	48
9. COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO	49
9.1 Valor Esperado de los Costos del Plan de Expansión de Generación	49
9.1.1 Costos de Inversión Plan de Expansión	49
9.1.2 COMA del Plan de Expansión	49
9.2 CID Sistema Hornopirén	49
10. DETERMINACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	50
10.1 METODOLOGÍA GENERAL	50
10.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN	51
10.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA TRANSMISIÓN	52
10.4 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA	52
10.5 COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	52
10.5.1 ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE	52
10.5.2 GASTOS FIJOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	53
10.6 VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	53
11. DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO	54
12. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	56
13. COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN, Y COSTOS DE TRANSMISIÓN	58

1. INTRODUCCIÓN

La Ley General de Servicios Eléctricos en adelante la Ley, el D.S. N°229 de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos y el Decreto Supremo N°23 de 2015, que aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos, establecen el marco regulatorio para la tarificación y planificación obligatoria de inversiones en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 Megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, Sistemas Medianos.

La Ley en su artículo 177° establece que la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en estos sistemas, las Bases para efectuar los estudios de costos y planificación de inversiones en generación y transmisión, en adelante Las Bases.

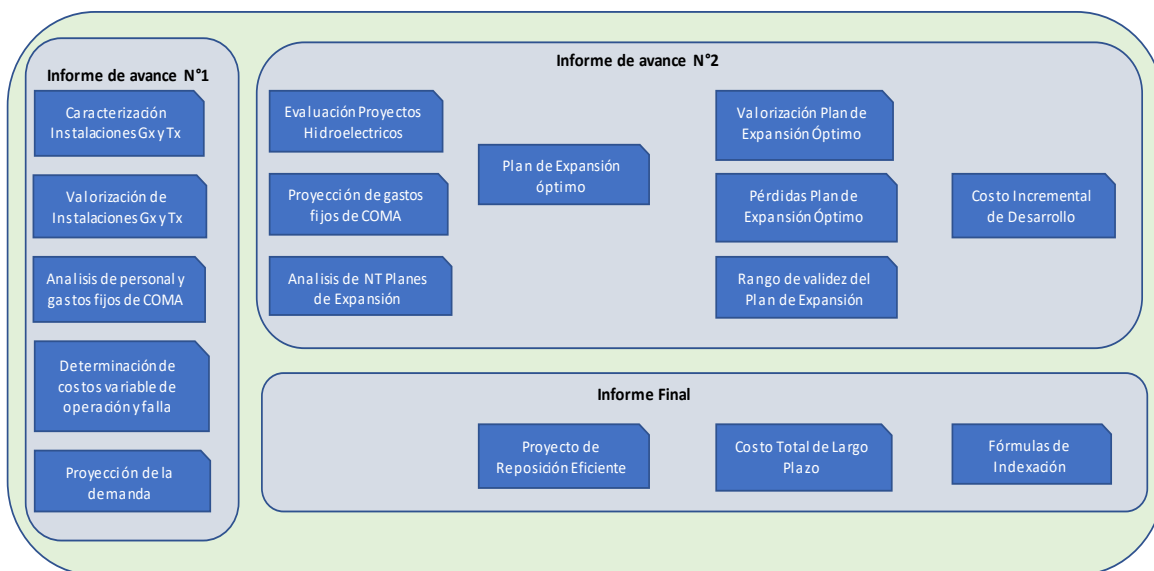
Las citadas Bases establecen que, en cada Sistema Mediano, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión.

En cumplimiento a sus obligaciones legales, SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA., han contratado a GTD Ingenieros Consultores Ltda. para realizar el “Estudio de Planificación de los Segmentos de Generación – Transmisión del Sistema Mediano de Hornopiren”.

En este contexto, el presente Informe corresponde al Informe Final de los estudios, cuyo objetivo principal es la valorización del proyecto de reposición eficiente de generación, la determinación del Costo Total de Largo Plazo y los Coeficientes de Indexación, todos tópicos exigidos en las “Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes”, aprobadas mediante Resolución Exenta N°120 de la CNE, de fecha 03 de marzo de 2022, en adelante e indistintamente las Bases.

Cabe señalar que, según lo establecido en las Bases, este Informe debe contener todos los resultados obtenidos en el desarrollo de los numerales 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 del Capítulo II de dichas Bases, en el mismo orden establecido en cada uno de ellos, los cuales corresponden a tópicos ya desarrollados en los Informes de avance N°1 y N°2.

La siguiente figura representa las etapas realizadas del presente estudio:



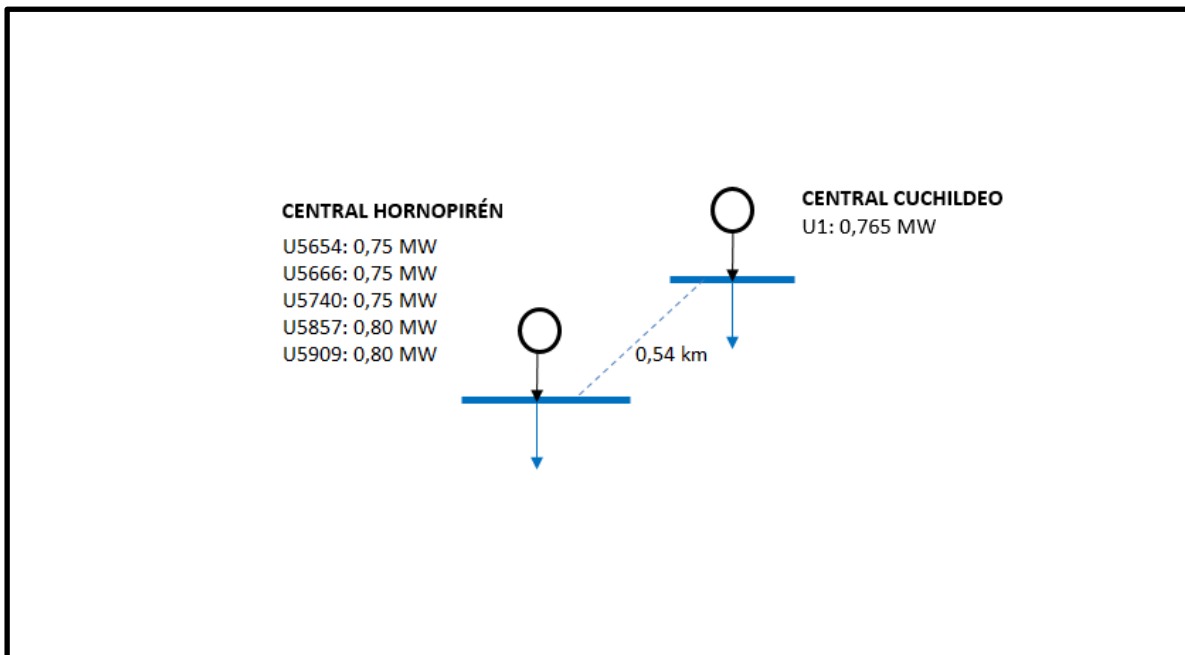
2. TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

2.1.1 PLANO Y TOPOLOGÍA DEL SISTEMA

A continuación, se presenta el unilineal simplificado del sistema mediano en estudio. El unilineal y el plano del sistema se encuentran en la carpeta “Unilineal SM Hornopirén” de los anexos.

Sistema Hornopirén



2.1.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Se han identificado las siguientes unidades generadoras, las cuales se describen detalladamente en el ANEXO N°3.

TABLA 2-1: Descripción Centrales Generadoras SM Hornopirén

Central	Generador	Propietario	Coordenadas	Tipo Unidad Generadora	Capacidad (MW)
Hornopirén	Unidad 5654	SAGESA S.A.	Latitud 41°57'36,92"S Longitud 72°29'4,599"O	Térmica Diésel	0,75
	Unidad 5666	SAGESA S.A.	Latitud 41°57'36,92"S Longitud 72°29'4,599"O	Térmica Diésel	0,75
	Unidad 5909	SAGESA S.A.	Latitud 41°57'36,92"S Longitud 72°29'4,599"O	Térmica Diésel	0,80
	Unidad 5857	SAGESA S.A.	Latitud 41°57'36,92"S Longitud 72°29'4,599"O	Térmica Diésel	0,80
	Unidad 5740	SAGESA S.A.	Latitud 41°57'36,92"S Longitud 72°29'4,599"O	Térmica Diésel	0,75
Cuchildeo	Unidad 1	Empresa Eléctrica Cuchildeo SPA	Latitud 41°57'35,679"S Longitud 72°28'57,93"O	Hidráulica	0,765

2.2 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

2.2.1 UNIDADES GENERADORAS

La empresa entregó información de su inventario físico y precios respaldados con cotizaciones de algunos elementos. El inventario entregado se encuentra en la carpeta "Instalaciones de GX-Tx_Info empresa" incluida en los anexos del presente informe.

El consultor analizó las instalaciones de los sistemas en estudio, revisando el inventario entregado por la empresa, para luego valorizarlo con una base de precios que conjuga cotizaciones y precios de la empresa.

Para valorizar las unidades térmicas se procedió de acuerdo con lo siguiente:

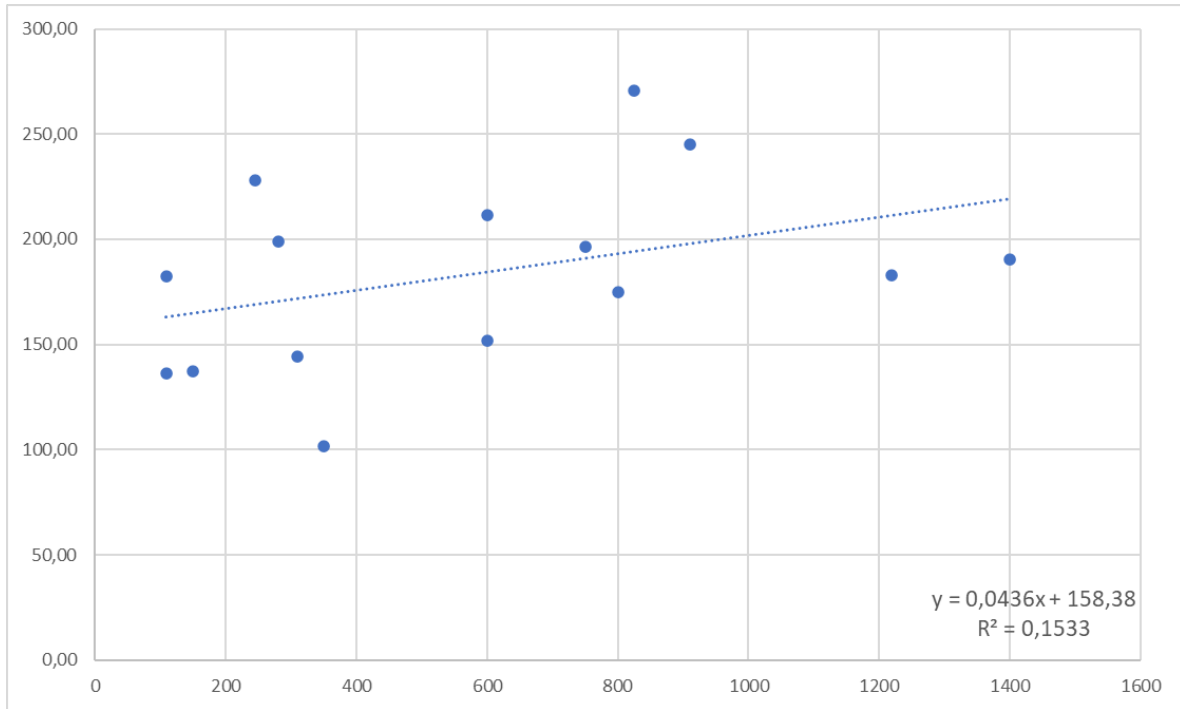
- Se consideró valores presentados en el estudio de valorización anterior, y se procedió a actualizar éstos (a diciembre de 2021), de acuerdo a la variación del CPI según lo indicado en el sitio web del U.S Bureau of Labor Statistics (https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm).
- Se cotizó con empresas del rubro, obteniéndose, a la fecha, cotizaciones para equipos de entre 100 y 600 kW.
- Se consideró, además, facturas entregadas por la empresa.

Con todo lo anterior se procedió a generar la tabla 2-2 siguiente con el detalle de la información recopilada, y un gráfico de dispersión con la Potencia (kW) en las abscisas y el precio unitario (US\$/kW) en ordenadas que se presenta en la figura 2-1.

TABLA 2-2: Cotizaciones De Unidades Térmicas En US\$

FABRICANTE	MODELO	CAPACIDAD [kW]	PRECIO [US\$]	P.U. [US\$/kW]
Gensys		109	14.850	136
Gensys		150	20.625	138
Cummins	C400D5	256	55.922	218
Cummins	C440D5	256	55.922	218
Cummins	C550D5	292	55.922	192
Gensys		350	35.640	102
Caterpillar	C15	400	72.500	181
Cummins	C825D5	440	130.902	298
Cummins	C900D5	508	133.326	262
Caterpillar	3412	580	201.000	347
Gensys		600	90.970	152
MTU Detroit	MTU12V2000 DS825	750	147.360	196
Cummins	C1100-D5	800	212.266	265
MTU Detroit	MTU 12V2000 DS1000	800	173.229	217
Caterpillar	C32-1000KVA	800	139.962	175
Cummins	C1400D5	825	223.018	270
MTU Detroit	MTU 16V2000 DS1000	891	223.018	250
Cummins	C2000D5	1200	223.018	186
Cummins	C2750D5e	1600	788.925	493
Caterpillar	3608TA	2350	1.815.883	773

FIGURA 2-1: Gráfico Regresión Costo Unitario Vs Potencia de Unidades Térmicas



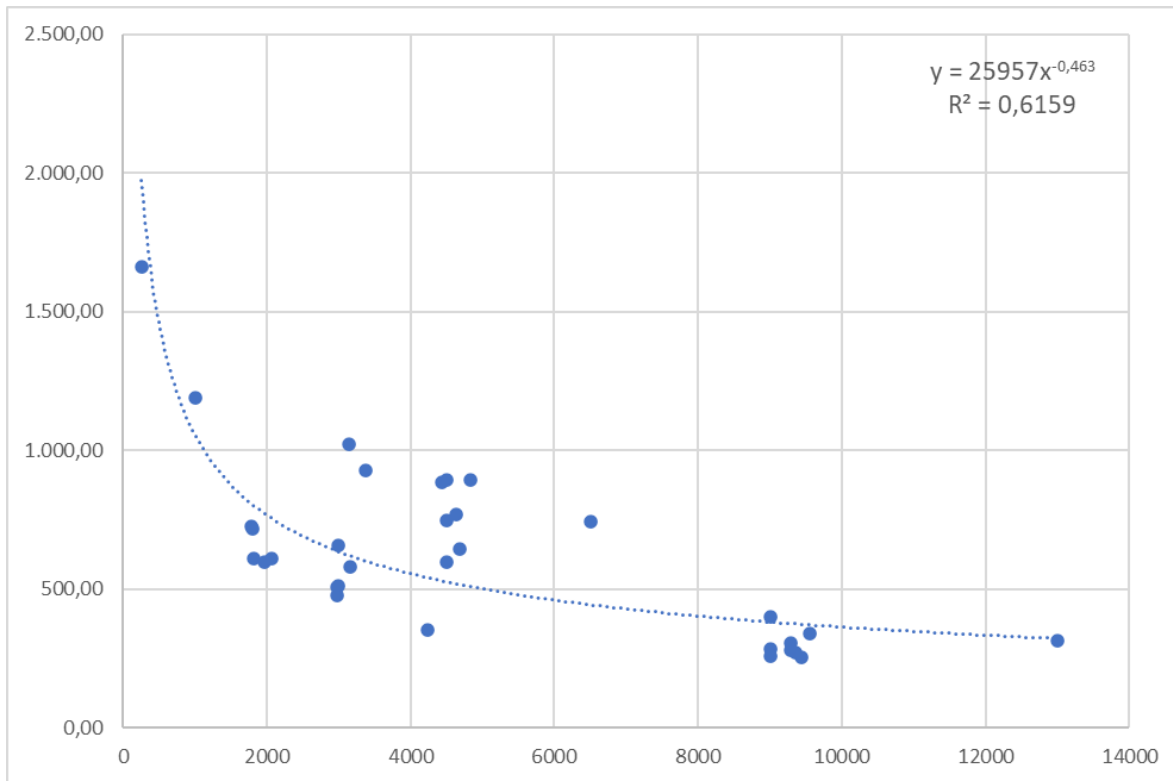
Los respaldos de los cálculos con que se obtuvo la tabla y gráfico anteriores se muestran en el archivo “Anexo 1 Unidades Generadoras” incluidos en los anexos al presente informe.

Respecto de la valorización de los equipos hidráulicos, se consideró la información entregada por la empresa, esto es, el Informe “Determinación de los Valores Nuevos de Reemplazo (VNR) de Centrales de Sistemas Eléctricos Medianos de Propiedad de EDELAYSEN”, en adelante e indistintamente “Informe de WSP”, el cual se entrega en Anexos. De dicho informe se extrajo valores de turbinas hidráulicas, los cuales luego de actualizarlos de acuerdo al CPI (U.S Bureau of Labor Statistics https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm), se utilizaron para la generación de la tabla 2-3 siguiente y el gráfico que se muestra en la figura 2-2 siguiente.

TABLA 2-3: Cotizaciones De Unidades Hidráulicas En US\$

ITEM	Capacidad (kW)	Proveedor	Costo Ajustado Dic-21 [US\$]	Costo Unitario [US\$/kW]
1	260	Hydro Power Plant	462.713,68	1.779,67
2	3.156	Mantex	1.960.544,85	621,21
3	4.437	Mantex	4.207.474,92	948,27
4	4.229	TecnoRecursos	1.603.861,05	379,25
5	3.000	Romatech	2.113.468,28	704,49
6	2.983	Mantex	1.530.624,59	513,12
7	2.988	Gugler	1.639.731,50	548,77
8	1.960	Mantex	1.256.055,02	640,84
9	2.983	Mantex	1.624.854,55	544,70
10	1.000	HNAC	1.272.270,23	1.272,27
11	1.783	Dentelli	1.385.832,36	777,25
12	2.070	Reflex	1.357.995,10	656,04
13	1.800	Reflex	1.386.004,18	770,00
14	1.816	Cink	1.189.370,71	654,94
15	3.378	Mantex	3.349.378,01	991,53
16	9.000	Errázuriz & Asociados	2.739.807,84	304,42
17	4.500	Errázuriz & Asociados	3.609.283,59	802,06
18	3.147	CINK	3.443.992,75	1.094,37
19	9.292	Mantex	3.062.709,65	329,61
20	9.000	HMEC	3.858.408,07	428,71
21	4.500	HMEC	4.306.174,62	956,93
22	13.000	HMEC	4.401.367,74	338,57
23	6.500	HMEC	5.173.744,62	795,96
24	4.680	Gugler	3.235.536,37	691,35
25	9.361	Gugler	2.705.472,88	289,02
26	9.000	HNAC	2.476.335,18	275,15
27	4.500	HNAC	2.882.241,78	640,50
28	9.550	Scotta	3.469.785,11	363,33
29	4.825	Scotta	4.626.926,26	958,95
30	4.626	Mantex	3.808.587,53	823,30
31	9.435	Gugler	2.581.635,43	273,62
32	9.292	Mantex	2.803.188,85	301,68

FIGURA 2-2: Gráfico Regresión Costo Unitario Vs Potencia de Unidades Hidráulicas



Los respaldos de los cálculos con que se obtuvo la tabla y gráfico anteriores se muestran en el archivo “Anexo 1 Unidades Generadoras” incluidos en los anexos al presente informe.

El costo de las unidades de generación se obtuvo de acuerdo a la siguiente forma de proceder:

- Se consideró como base de cálculo los precios del proceso de valorización anterior, los cuales fueron actualizados a diciembre de 2021 utilizando el crecimiento del CPI según lo indicado en el sitio web del US Bureau of Labor Statistics (https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm).
- Posteriormente se actualizó el inventario de equipos e instalaciones, de acuerdo a lo indicado en los unilineales actualizados entregados por la empresa y que se encuentran en la carpeta “Unilineal SM Hornopirén” de los Anexos.
- Se utilizó el Informe de WSP, desde donde se extrajo los valores asociados a las centrales hidráulicas.

Luego de desarrollar los puntos anteriores, se obtuvo la siguiente tabla 2-4 siguiente con los valores de las centrales generadoras:

TABLA 2-4: Costo De Inversión De Centrales En SM Hornopiren

Unidad	Tipo	Equipos (MUS\$)	Flete (MUS\$)	Bodega (MUS\$)	Montaje Mecánico (MUS\$)	Montaje Eléctrico (MUS\$)	OCC (MUS\$)	Ingeniería (MUS\$)	Terrenos (MUS\$)	Gastos Generales (MUS\$)	Intereses (MUS\$)	Bienes Intangibles (MUS\$)	Costo de Explotación (MUS\$)	Total (MUS\$)
CT_Hornopiren_U5654	Diésel	198,04	14,91	28,61	20,55	5,83	45,25	31,47	0,29	17,07	14,72	7,23	3,72	387,70
CT_Hornopiren_U5666	Diésel	198,04	14,91	28,61	20,55	5,83	45,25	31,47	0,29	17,07	14,72	7,23	3,72	387,70
CT_Hornopiren_U5740	Diésel	198,04	14,91	28,61	20,55	5,83	45,25	31,47	0,29	17,07	14,72	7,23	3,72	387,70
CT_Hornopiren_U5857	Diésel	216,52	16,30	31,28	22,46	6,37	49,47	34,41	0,32	18,66	16,10	7,91	4,07	423,88
CT_Hornopiren_U5909	Diésel	216,52	16,30	31,28	22,46	6,37	49,47	34,41	0,32	18,66	16,10	7,91	4,07	423,88
CH_Cuchildeo_U1	Hidro	917,87	4,38	4,38	229,47	45,61	2292,44	224,72	84,00	160,52	160,52	64,21	34,90	4223,00

2.2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El SM Hornopirén no cuenta con Líneas de Transmisión.

2.2.3 VALORIZACIÓN DE TERRENOS

La revisión de los terrenos se ha realizado conforme a los siguientes pasos:

1. Se revisó la información entregada por la Empresa relacionada con propiedades, tanto de compraventa como servidumbres.
2. Se hizo un levantamiento de la información contenida en los archivos tanto de la inscripción en el CBR y/o contrato de compraventa.
3. Se identificaron las centrales entregadas por la Empresa con la información levantada de los documentos de terrenos.
4. Se analizó la información obtenida de los documentos, con el objeto de identificar diferencias entre la planilla de cálculo entregada por la Empresa y los documentos en pdf.
5. Se completó información de las centrales con la informada por SII.
6. Se prepararon observaciones para ser enviadas a la Empresa.
7. Se Ubicaron las centrales en un documento de google earth, utilizando información de los documentos de inscripción y compraventa, información de SII e información encontrada en internet. A partir de esta información se construyó un archivo KMZ.

El análisis completo se entrega en la carpeta “Terrenos SM Hornopirén” en los anexos al documento, no obstante, en la Tabla 2-5 se muestra un listado de los terrenos levantados.

Tabla 2-5: Terrenos presentados por SAGESA

Operador	SSMM	Central	Tipo	Valor pagado por compraventa	Año de pago	Compraventa o Inscripción
SAGESA	Hornopirén	HORNOPIRÉN	Diésel	\$1.300.000	06-10-1985	si

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

La información entregada por SAGESA que se utilizó para la preparación de este capítulo es la siguiente:

- Estructura Personal Grupo SAESA al 31.12.2021.xlsx: Estructura organizacional de las empresas del Grupo SAESA.
- 2020.xlsx: Información contable del año 2020 de todo el Grupo SAESA.

Los archivos indicados se encuentran incluidos en los anexos del presente informe, en las carpetas RRHH e InfoContable respectivamente.

3.1 RECURSOS HUMANOS

La empresa SAGESA forma parte del Grupo de empresas SAESA, en adelante Grupo SAESA, y está orientada a las actividades de generación de electricidad en las regiones VIII, X y XIV. La empresa SAGESA es propietaria y operadora de las centrales Cochamó, Hornopirén y Llaguepe. La empresa tiene diferentes líneas de negocio orientados a la operación y mantenimiento de instalaciones propias y de terceros. Dentro de las líneas de negocio asociada a instalaciones propias se encuentran los sistemas medianos, sistemas aislados, centrales conectadas al sistema eléctrico nacional y PMGD. En el caso de líneas de negocio orientada a terceros se encuentra el respaldo de clientes, norma técnica y operación y mantención de instalaciones de empresas relacionadas.

En líneas generales, la estructura organizacional del Grupo SAESA que opera, mantiene y administra los Sistemas Medianos se subdivide en:

1. Relacionados directamente:
 - Personal contratista a cargo de la operación y mantención de las centrales.
 - Personal propio de la Gerencia de Desarrollo Operacional de SAGESA, a cargo de supervisar a los contratistas y de las tareas que requieren de un mayor know – how del negocio, así como de labores más estratégicas.
2. Relacionados indirectamente: Corresponde a personal propio de las restantes áreas del Grupo SAESA que prestan soporte a la Gerencia de Desarrollo Operacional de SAGESA.

Dentro de la información que entregó la empresa se encuentra el archivo “Estructura Personal Grupo SAESA al 31.12.2021.xlsx” con la estructura organizacional de todas las empresas del grupo. Dentro de este organigrama se puede identificar aquellas personas que son empleados de cada empresa, sin embargo, esta vinculación no tiene relación con las tareas que se deben realizar en cada empresa, vale decir, para SAGESA, los empleados contratados por esta sociedad no sólo prestan servicios a SAGESA, sino que además al resto de las empresas del grupo. De la misma forma,

el resto del personal, del grupo, independiente de su dependencia contractual, prestan servicios a SAGESA.

Dentro de la estructura organizacional que presentó SAGESA, se observa que al cierre del año 2021 la empresa estaba compuesta por una dotación de 22 personas. En la Tabla 3-1 se muestra la estructura organizacional.

Tabla 3-1: Estructura Organizacional de SAGESA

Gerencia	Gerencia 2	Subgerencia	Área	Dotación
Gerencia Administración y Finanzas	Gerencia Administración y Finanzas	Subgerencia Abastecimiento	Área Compras Nacionales	1
Gerencia de Distribución	Gerencia Desarrollo Operacional	Subgerencia Generación		2
			Área Operación y Mantenimiento	12
			Área Operaciones Generación	4
			Área Proyectos y Obras	2
Gerencia Transmisión	Gerencia Comercialización			1
Total				22

En líneas generales, SAGESA contrata al personal que realiza funciones de operación y mantenimiento de las centrales de sus líneas de negocio, además de funciones de abastecimiento.

La composición de la empresa por estamento se muestra en la Tabla 3-2, donde se observa un Span of Control de 2,0. entendido como la cantidad promedio de persona a cargo de las jefaturas.

Tabla 3-2: Dotación por estamento de SAGESA

Estamento	Dotación	Porcentaje Dotación
Gerentes	1	5%
Subgerentes	1	5%
Jefes de Área	3	14%
Enc. Unidad	6	27%
Profesionales	2	9%
Técnicos	8	36%
Administrativos	1	5%
Total	22	100%
Span Of Control	2,0	

Otras funciones relacionadas con dirección, asuntos corporativos, sustentabilidad y medio ambiente, legales, planificación y control de gestión, administración, finanzas, contabilidad, recursos humanos, TI, operación y mantenimiento de líneas de transmisión, son provistas por empresas relacionadas del Grupo SAESA. Por lo tanto, el análisis de la dotación de personal y costos

de la empresa real se debe considerar las transferencias entre empresas relacionadas separando el personal directo y compartido.

3.2 GASTOS FIJOS

La Empresa entregó en el archivo “2020.xlsx” el detalle de la contabilidad del año 2020. El archivo además contiene una asignación de costos por empresa y línea de negocio lo que permite analizar las transferencias entre empresas relacionadas. De esta forma el análisis de los costos se divide en costos propios de SAGESA y costos de staff que representan costos de empresas relacionados asignados a SAGESA.

Los costos directos de SAGESA del año 2020 se muestran en la Tabla 3-3, registrándose un costo total de 3.913 MM\$. Los mayores costos en el segmento de generación están dados por los costos de nómina y costos de operación y mantenimiento de generación.

Tabla 3-3: Costos directos de SAGESA del año 2020 en millones de CLP

IFRS	Ítem	SAGESA Dx	SAGESA Gx	SAGESA Otros	SAGESA Total
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas	Uncollectibles	-1	-9	-3	-13
Gastos por beneficios a los empleados	Payroll	-15	-471	-107	-594
	Capitalization	0	46	5	52
Otros gastos, por naturaleza	Administration	-4	-324	-20	-348
	Electric System O&M	-9	0	0	-9
	Generation System O&M	0	-2.272	-252	-2.524
	Insurance Policies and Accident Control	2	-384	-16	-398
	Travel Allowances and Motor Vehicle Operation	-1	-54	-6	-60
	Uncollectibles	0	-19	0	-19
Total general		-28	-3.486	-399	-3.913

En la Tabla 3-4 se presentan los costos de staff asignados a SAGESA el año 2020 con un costo total transferido de 559 MM\$. Con esto el costo total de SAGESA es de 4.472 MM\$.

Tabla 3-4: Costos de staff asignados a SAGESA del año 2020 en millones de CLP

IFRS	Ítem	SAGESA Dx	SAGESA Gx	SAGESA Otros	SAGESA Total
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas	Uncollectibles	0	0	0	0
Gastos por beneficios a los empleados	Payroll	-40	-368	-56	-464
	Capitalization	11	29	5	45
Otros gastos, por naturaleza	Administration	-4	-113	-18	-136
	Commercial Cycle and Loss Control	0	0	0	0
	Electric System O&M	0	0	0	0
	Generation System O&M	0	0	0	0
	Insurance Policies and Accident Control	0	0	0	0
	Travel Allowances and Motor Vehicle Operation	0	-3	-1	-5
	Uncollectibles	0	0	0	0
Total general		-34	-455	-69	-559

Los costos de staff por gerencia se muestran en la Figura 3-1, donde se aprecia que los mayores costos se dan en la Gerencia de Administración y Finanzas, Subgerencia de personas y en menor medida en la Gerencia Legal.

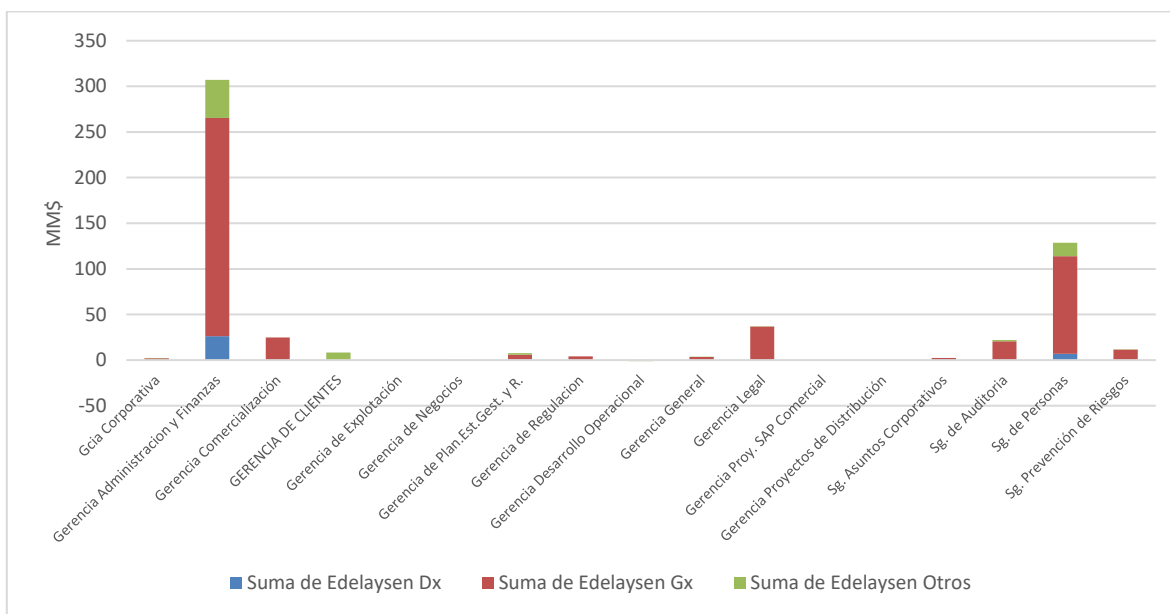


Figura 3-1: Costos de staff por gerencia asignados a SAGESA el año 2020 en millones de CLP

La información contable entregada se desagregó por tipo de costos. El resultado de la desagregación se muestra en la tabla 3-5 siguiente.

Tabla 3-5: Costos del Año 2020 asignados a SAGESA en millones de CLP

Categoría	Cuenta OPEX	SAGESA Tx		SAGESA Gx		SAGESA Otros		SAGESA Total	
		SAGESA	Relacionada	SAGESA	Relacionada	SAGESA	Relacionada	SAGESA	Relacionada
Remuneraciones	Sueldo Base	-8,0	-15,5	-206,9	-142,1	-44,2	-18,8	-259,1	-176,4
	Bono	-1,0	-5,4	-61,6	-46,6	-14,9	-6,1	-77,5	-58,2
	Asignación	0,0	-4,4	-26,5	-32,8	-8,9	-4,1	-35,4	-41,2
	Gratificación	0,0	-1,6	-11,7	-11,8	-3,1	-1,8	-14,7	-15,1
	Premios	-1,8	-4,7	-53,4	-49,1	-12,8	-7,7	-67,9	-61,5
	Sobretiempo	0,0	-0,1	-21,7	-1,0	-3,1	-0,3	-24,9	-1,4
	Estudiantes en Práctica		0,0		-0,3		0,0	0,0	-0,3
	Personal a Honorarios		-1,4		-6,7		-0,3	0,0	-8,5
	Reliquidación Remuneraciones	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cotizaciones Previsionales	Seguro Accidentes	0,0	-0,2	-4,4	-1,5	-1,2	-0,2	-5,6	-1,9
	Seguro Cesantía	-0,2	-0,5	-6,5	-3,9	-1,6	-0,5	-8,2	-4,8
	Seguro de Invalidez y Supervivencia (\$)	-0,1	-0,3	-3,8	-2,9	-0,9	-0,4	-4,8	-3,6
	Seguros y Accidentes del Trabajo	0,0	0,0	-0,3	-0,4	0,0	-0,1	-0,3	-0,6
Gastos Asociados a Personal	Beneficios Adicionales	-0,5	-1,1	-10,8	-13,1	-1,9	-1,8	-13,2	-16,1
	Capacitación	0,0	0,0	-0,2	0,0	0,0	0,0	-0,3	0,0
	EPP	0,0	0,0	-18,4	-1,2	-3,9	-0,1	-22,3	-1,3
	Alimentación	-0,8	-0,6	-20,6	-10,4	-2,0	-1,8	-23,3	-12,8
	Gastos Derivados Contratación Personal		-0,1		-1,4		-0,2	0,0	-1,7
	Vacaciones	-0,1	-0,5	-3,2	-2,1	-1,1	-0,3	-4,5	-2,9
	Vestuario		0,0		-0,3		0,0	0,0	-0,3
	Viajes y Viáticos	-0,1	-0,5	-18,8	-4,0	-1,3	-0,4	-20,2	-4,9
	Indemnización Años de Servicio	-2,7	-3,8	-29,0	-39,8	-8,1	-11,4	-39,8	-55,0
Bienes Inmuebles	Arriendo Oficinas y Estacionamientos	-0,6	-0,2	-22,5	-3,2	-1,3	-0,4	-24,4	-3,9
	Consumos Basicos	0,0	0,0	-0,3	-4,2	-0,2	-0,8	-0,5	-5,0
	Contribuciones	0,0	0,0	-1,3	-0,7	-1,2	-0,1	-2,5	-0,8
	Mantenimiento de inmuebles	-0,2	-0,2	-3,7	-2,4	-0,5	-0,3	-4,5	-2,9
	Servicio de Aseo	0,0	0,0	0,0	-33,6	0,0	-6,6	0,0	-40,2
	Servicio de vigilancia		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Arriendo de Instalaciones a Terceros	0,0	0,0	-6,7	0,0	0,0	0,0	-6,7	0,0
Bienes Muebles	Materiales de Oficina	0,0	-0,1	-1,0	-3,2	-0,5	-0,5	-1,4	-3,8
	SCADA	0,0	0,0	-164,0	0,0	-0,3	0,0	-164,3	0,0
	Telefonia	0,2	-0,3	3,2	-5,0	0,4	-0,7	3,8	-6,1
	TICA		-1,5		-23,0		-3,2	0,0	-27,7

Categoría	Cuenta OPEX	SAGESA Tx		SAGESA Gx		SAGESA Otros		SAGESA Total	
		SAGESA	Relacionada	SAGESA	Relacionada	SAGESA	Relacionada	SAGESA	Relacionada
	Mantenimiento Mobiliario		0,0		-3,0		-0,6	0,0	-3,6
Gasto Comercial	Ciclo Comercial		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Control Pérdidas		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
Gasto OyM Dx-Tx	Compensaciones		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Indemnización		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	OyM - Dx		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	OyM - General		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	OyM - Tx	-9,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-9,0	0,0
Gasto OyM Gx	Contratista Gx	0,0	0,0	-1.664,7	0,0	-220,2	0,0	-1.884,9	0,0
	Flete Gx	0,0	0,0	-208,4	0,0	-2,0	0,0	-210,5	0,0
	Herramientas Gx		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Materiales Gx	0,0	0,0	-398,5	0,0	-30,1	0,0	-428,6	0,0
Gastos Vehículos	Arriendo vehículos		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Combustible vehículos	-0,1	0,0	-13,7	0,0	-1,7	0,0	-15,5	0,0
	Gasto Mantención Vehículos	-0,1	0,0	-8,0	0,0	-1,2	0,0	-9,3	0,0
	Gasto Permiso de Circulación	-0,2	0,0	-3,2	0,0	-0,6	0,0	-4,0	0,0
	Otros Gastos Vehículos	-0,2	0,0	-2,8	0,0	-0,6	0,0	-3,5	0,0
Costos Institucionales	Asesorías y Estudios	-1,7	0,0	-23,0	0,0	-5,0	0,0	-29,7	0,0
	Comunicaciones		-2,1		-32,8		-4,6	0,0	-39,5
	Dieta del Directorio	-0,2	0,0	-2,9	0,0	-0,4	0,0	-3,4	0,0
	Fletes y Correspondencia	0,0	0,0	0,0	-1,1	0,0	-0,2	0,0	-1,3
	Gastos Notariales y Judiciales	0,0	0,0	0,0	-0,3	0,0	0,0	0,0	-0,3
	Otros Gastos generales	-0,5	0,0	-14,4	-0,5	-0,2	-0,1	-15,1	-0,6
	Patentes Comerciales	-1,3	0,0	-20,6	0,0	-4,8	0,0	-26,6	0,0
	Prima Seguros	2,0	0,0	-384,0	0,0	-15,8	0,0	-397,8	0,0
	Servicios de Imprenta y Reproducción		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Avisos de Corte		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Flete	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Marketing		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Otros Seguros		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Proyectos Desarrollo		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Representación CDEC SIC	0,0	0,0	-63,7	0,0	-6,4	0,0	-70,1	0,0
Otros Gastos Contables	Multas	0,0	0,0	-2,7	0,0	0,0	0,0	-2,7	0,0
	Ajuste Impuesto a la Renta (Egreso)		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
	Castigo IVA		0,0		0,0		0,0	0,0	0,0
Total general		-27,0	-45,4	-3.504,7	-484,3	-401,5	-74,7	-3.933,2	-604,4

De la revisión de los costos presentados por la empresa se puede indicar lo siguiente:

- Los costos que presenta la empresa en el archivo son similares a los costos que se encuentran en los estados financieros del año 2020, detectándose pequeñas diferencias.
- La remuneración media de los empleados propios de SAGESA es de 1,8 MM\$ /mes.
- La información de costos no incluye los costos de combustibles de las centrales térmicas.
- Los beneficios adicionales representan un 2,7% de la remuneración.
- La empresa destina un valor de \$ 13.595 de capacitación por empleado al año.

4. COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA

Según lo establecido en las bases para la realización del Estudio de Sistemas Medianos, el Consultor debe utilizar la información que entregue la empresa respecto de los costos variables combustibles. La revisión de la información presentada por la empresa se desarrolla en los siguientes capítulos.

4.1 SISTEMA HORNOPIRÉN

El sistema Hornopirén cuenta con 4,61 MW de capacidad instalada de generación y su descomposición por tecnología se muestra en Figura 4-1.

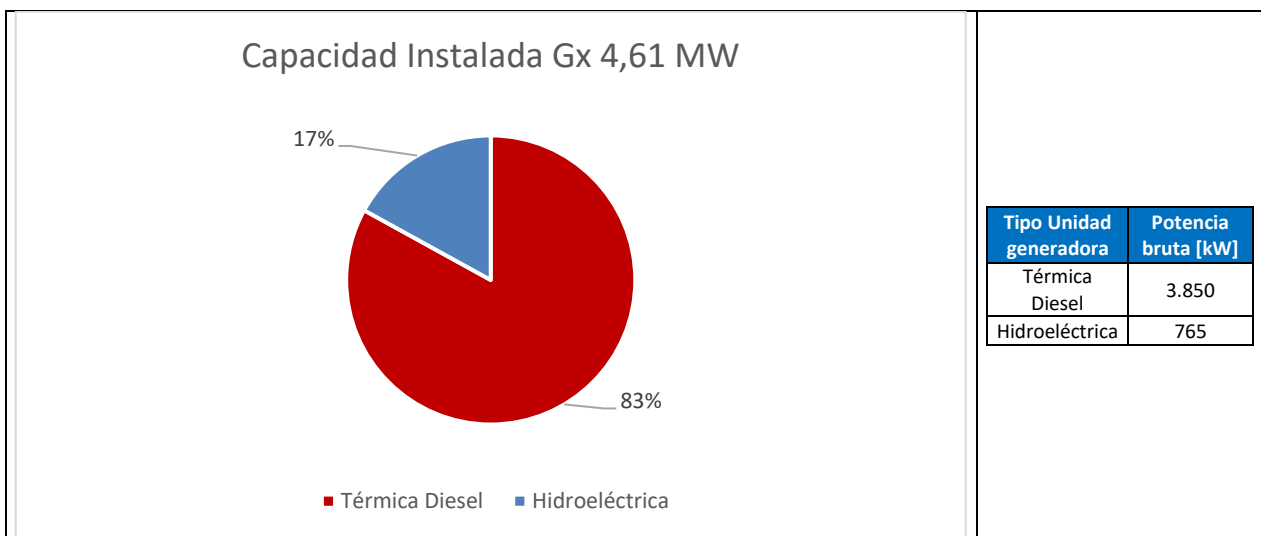


Figura 4-1: Capacidad instalada de generación del sistema Hornopirén por tipo de tecnología

La generación histórica muestra una presencia tanto hidroeléctrica como térmica en la producción de energía. A continuación, se muestra la generación en el sistema para el año 2020.

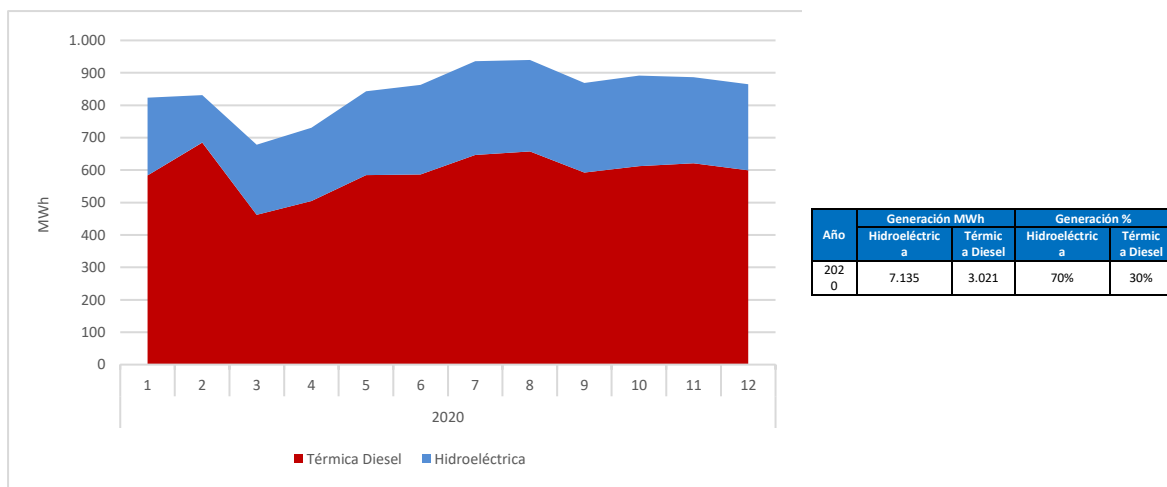


Figura 4-2: Generación histórica del sistema Hornopirén por tipo de tecnología

Conforme a las bases, la Empresa ha entregado información de costos asociados a la producción de energía para el periodo enero 2018 y junio 2021. En términos anuales los costos totales se muestran en la Figura 4-3.

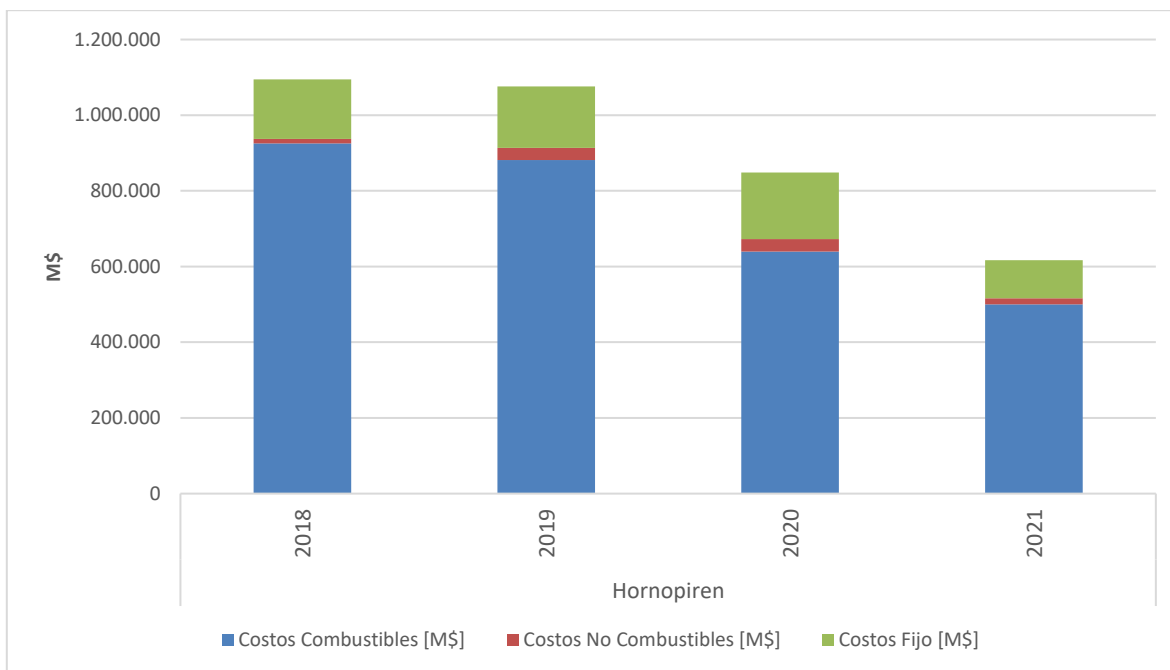


Figura 4-3: Costos totales de producción de energía del sistema Hornopirén

A partir de los antecedentes entregado por la empresa se han determinado los costos variables de las centrales térmicas que operan en Hornopirén. Los resultados de precios de combustible y consumos específicos medios se muestran en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Precios de combustible y consumos específicos centrales del sistema Hornopirén del año 2020

Mes	Costo Petróleo (\$/lts)	Consumo Específico Medio (lt/kWh)
	Hornopirén	Hornopirén
ene	452	0,28
feb	381	0,27
mar	457	0,28
abr	333	0,28
may	276	0,28
jun	275	0,27
jul	297	0,27
ago	303	0,27
sept	305	0,27
oct		
nov	293	0,28
dic	301	0,29
Promedio Anual	334	0,27
Promedio 6 Meses	300	0,27

El costo variable no combustible obtenido de la información proporcionada por las centrales térmicas del sistema Hornopirén se presentan en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Costo variable no combustibles de las centrales térmicas del sistema Hornopirén del año 2020

Mes	Costo Variable No Combustible (\$/kWh)	Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)
	Hornopirén	Hornopirén
ene	0,0	0,0
feb	2,8	3,8
mar	9,9	13,5
abr	1,4	1,9
may	10,4	14,1
jun	1,3	1,8
jul	3,6	4,9
ago	4,0	5,5
sept	13,2	18,0
oct	1,6	2,2
nov	1,9	2,6
dic	6,8	9,3
Promedio Anual	4,7	6,5
Promedio 6 Meses	5,2	7,1

Finalmente, a partir de los antecedentes anteriores, se calculó el costo variable de las centrales del sistema Hornopirén. El resultado se muestra en la Tabla 4-3.

El cálculo de los costos de operación así como todos los antecedentes de este numeral 4.1, se encuentran en el archivo "OperacionHist_Ho_Rev2" de la carpeta OperacionInstalacionesExistentes incluida en los anexos al presente informe.

Tabla 4-3: Costos Variables de las centrales térmicas del sistema Hornopirén del año 2020

	Costo Variable (\$/kWh)	Costo Variable (US\$/MWh)
Mes	Hornopirén	Hornopirén
ene	125	170
feb	104	141
mar	139	189
abr	95	129
may	87	118
jun	76	104
jul	84	114
ago	85	116
sept	95	129
oct		
nov	83	113
dic	93	126
Promedio Anual	97	131
Promedio 6 Meses	87	119

5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

5.1 ANÁLISIS HISTÓRICO

Como parte del análisis histórico de la evolución de la demanda de electricidad en el Sistema Mediano en análisis, se muestra a continuación la tabla 5-1 con un resumen de los consumos.

TABLA 5-1: Demanda Histórica SM Hornopirén

Año	Energía MWh	Demanda Máxima kW
	Hornopirén	Hornopirén
2.010	8.339	1.812
2.011	9.986	1.822
2.012	11.730	2.160
2.013	13.717	2.373
2.014	13.307	2.283
2.015	11.451	2.118
2.016	13.253	2.296
2.017	12.528	2.234
2.018	13.037	2.287
2.019	13.686	2.588
2.020	12.954	2.174
2.021	14.869	2.774

Gráficamente, en la figura 5-1 se presentan los siguientes resultados:

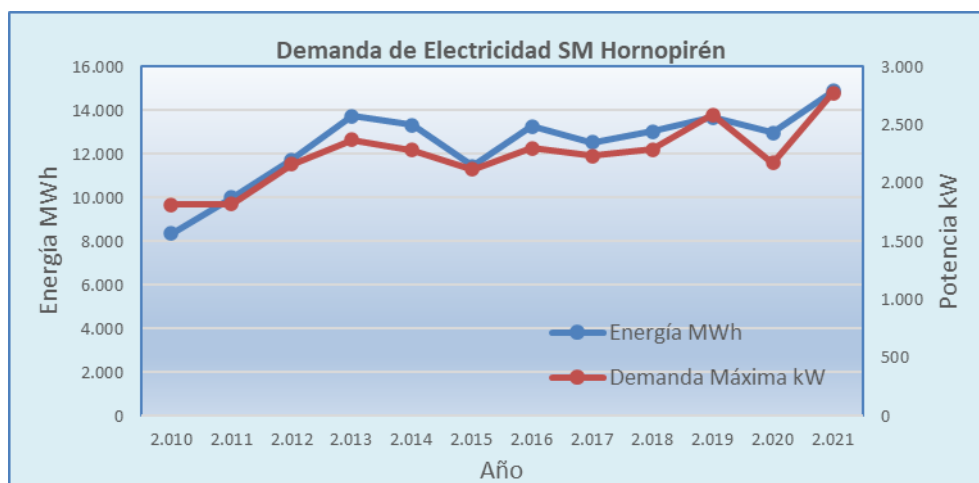


Figura 5-2: Evolución histórica demanda de energía y potencia SM Hornopirén

Asociado a lo anterior, se pueden determinar el factor de carga promedio del sistema, el cual se muestra en la tabla 5-2 siguiente:

TABLA 5-2: Factor de carga promedio por SM Hornopirén

	Factor de carga promedio
Año	Hornopirén
2010	0,53
2011	0,63
2012	0,62
2013	0,66
2014	0,67
2015	0,62
2016	0,66
2017	0,64
2018	0,65
2019	0,60
2020	0,68
promedio últimos 4 años	0,64

- Tasas de crecimiento anuales**

Las tasas de crecimiento que resultan de la información de las demandas de energía y potencia se presentan en la tabla 5-3 siguiente:

TABLA 5-3: Tasas de crecimiento anual SM Hornopirén

Año	Tasa de crecimiento	
	Energía MWh	Demanda Máxima kW
	Hornopirén	Hornopirén
2.010		
2.011	19,7%	0,5%
2.012	17,5%	18,6%
2.013	16,9%	9,8%
2.014	-3,0%	-3,8%
2.015	-13,9%	-7,2%
2.016	15,7%	8,4%
2.017	-5,5%	-2,7%
2.018	4,1%	2,4%
2.019	5,0%	13,2%
2.020	-5,3%	-16,0%
2.021	14,8%	27,6%

- Tasas de crecimiento en períodos**

TABLA 5-4: Tasas de crecimiento por períodos SM Hornopirén

Período	Energía	Demanda Máxima
	Hornopirén	Hornopirén
2010 - 2021	5,40%	3,95%
2016 - 2021	2,33%	3,85%

Se observa alta variabilidad en las tasas de crecimiento. Cabe recordar que por el tamaño de estos sistemas la incorporación de grandes clientes industriales puede resultar relevante frente al tamaño base de la demanda.

En el año 2020 se observan tasas de crecimiento negativas, que se debería asociar a los efectos en el desarrollo de las actividades industriales que provocaron las restricciones de movimiento imperantes por los temas de COVID 19.

Luego para el año 2021 se observa un importante aumento por la recuperación de las actividades económicas.

5.2 ANTECEDENTES PARA LA PROYECCIÓN DE DEMANDA

Acorde a lo estipulado en las Bases del Estudio, para obtener la proyección de demanda a considerar para los análisis de expansión se consideran tres componentes:

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

Para la proyección de la demanda base se utilizan los antecedentes históricos descritos en el capítulo anterior, los cuales serán complementados con el comportamiento de variables económicas que podrían incidir en el comportamiento del consumo eléctrico.

Los aumentos de consumos asociados a grandes clientes se obtienen de la información de encuestas a grandes clientes que la empresa realiza a sus clientes con mayores consumos.

La estimación de la nueva demanda asociada a la conversión de consumos de calefacción se obtiene a partir de antecedentes disponibles proporcionados por la empresa que se contrastan con antecedentes disponibles por parte del Consultor.

La determinación de las demandas anteriores se describe en los puntos siguientes.

5.2.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA HISTÓRICA

Para efectuar la proyección de demanda a partir de los antecedentes históricos se ha utilizado, de acuerdo a lo indicado en las Bases del Estudio, un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un Modelo de Ajuste Parcial.

Se ha incorporado como parte del análisis, como variable regresora, el Índice Mensual de Actividad Económica (IMACEC), el cual se proyecta para un horizonte equivalente al utilizado en el período del Estudio de manera de incorporarlo en las proyecciones correspondientes.

La serie del IMACEC presenta un fuerte descenso, respecto de los valores anteriores, durante varios meses del año 2020, asociado principalmente a los efectos de la disminución de la actividad

económica por el COVID. Con el objeto de aminorar el efecto de ese comportamiento en la proyección del indicador, se definió una variable tipo dummy entre abril y octubre de 2020, con el propósito de descartar, en términos prácticos, los datos de IMACEC de ese período para la proyección.

La proyección de IMACEC se realizó mediante un modelo ARIMA, a partir del cual se obtuvieron los resultados que se presentan en la figura 5-2 siguiente:

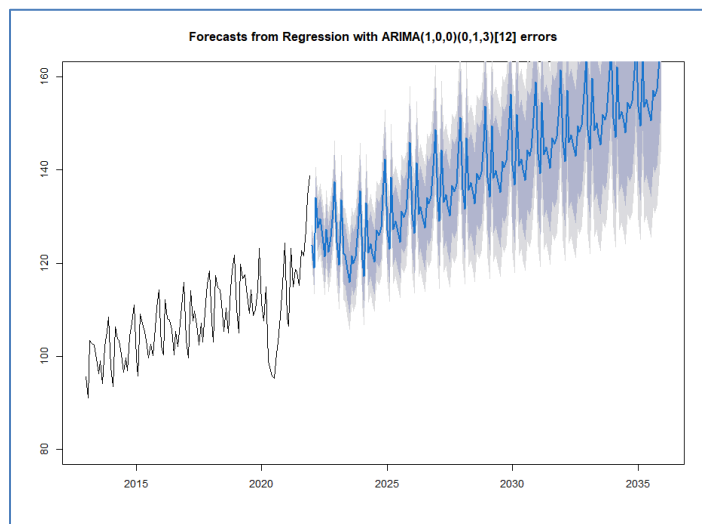


Figura 5-3: Valores históricos y proyección de IMACEC

Para efectos de mejorar la visualización de los resultados obtenidos, se presenta la tabla 5-5 siguiente, en la cual se incorpora el valor medio anual del IMACEC histórico y proyectado.

TABLA 5-5: Valores históricos y proyectados para la serie IMACEC

Año	Índice medio anual
2013	100,0
2014	101,7
2015	104,4
2016	106,6
2017	108,1
2018	112,0
2019	113,5
2020	106,1
2021	120,7
2022	125,4
2023	120,7
2024	124,1
2025	128,1
2026	130,7
2027	133,1
2028	135,4
2029	137,7

Año	Índice medio anual
2030	140,0
2031	142,3
2032	144,5
2033	146,8
2034	149,1
2035	151,4

Una vez determinada la serie de IMACEC que se utiliza como variable regresora de las proyecciones, se procede a efectuar las proyecciones de demanda para cada Sistema Mediano.

Para efecto de realizar las proyecciones se utilizará un modelo de tipo SARIMAX (Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average Xogeneous variables por sus siglas en inglés), el cual permite modelar series de tiempo no estacionarias, con estacionalidad, incorporando a su vez factores externos que pueden estar afectando el comportamiento de la serie.

En el caso del modelo de Ajuste Parcial, éste se obtiene como un caso especial del modelo ARIMA, manteniendo sólo la componente autoregresiva.

La elección del mejor modelo se realiza observando el indicador MAE el cual determina los errores de los modelos, en donde mientras menor sea el valor de dichos parámetros, mejor será el comportamiento de la proyección.

5.2.1.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA SM HORNOPIRÉN

Al efectuar la comparación de los indicadores se obtienen los siguientes resultados para los indicadores:

Modelo	MAE
Modelo Arima Estacional Sin Regresor	49,0
Modelo Arima Con Regresor	49,7
Modelo de Ajuste Parcial	52,9

Los resultados son similares entre los casos del modelo ARIMA con y sin regresión. Se opta por usarla con regresión.

```
Regression with ARIMA(1,1,1)(0,1,0)[12] errors
Coefficients:
      ar1      ma1      xreg
0.8399 -1.0000  6.3139
s.e.  0.0593  0.0333  2.5435

sigma^2 estimated as 5368: log likelihood=-542.32
AIC=1092.65  AICc=1093.09  BIC=1102.86

Training set error measures:
      ME      RMSE      MAE      MPE      MAPE      MASE      ACF1
Training set 2.572577  67.61948  49.72429  0.1008255  4.648791  0.4201307  0.04528125
```

z test of coefficients:

```

      Estimate Std. Error   z value Pr(>|z|)
ar1    0.839865    0.059281   14.1674 < 2e-16 ***
ma1   -0.999999    0.033284  -30.0447 < 2e-16 ***
xreg    6.313859    2.543513    2.4823  0.01305 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

```

Con respecto a la demanda máxima, a partir de la información histórica de los factores de carga, se observa que éste se ha mantenido estable al menos en los últimos 4 años en un valor promedio de 0,64. Con lo anterior, se obtiene la proyección de energía y demanda máxima que se presenta en la tabla 5-6 siguiente.

TABLA 2: Proyección de demanda SM Hornopirén con datos históricos

Año	Energía kWh	Tasa Crecimiento Equivalente Energía	Demanda máxima MW
2021	14.869		2,6
2022	15.378	3,42%	2,7
2023	15.039	-2,20%	2,7
2024	15.299	1,73%	2,7
2025	15.606	2,01%	2,8
2026	15.802	1,26%	2,8
2027	15.980	1,12%	2,8
2028	16.154	1,09%	2,9
2029	16.328	1,08%	2,9
2030	16.501	1,06%	2,9
2031	16.675	1,05%	3,0
2032	16.848	1,04%	3,0
2033	17.022	1,03%	3,0
2034	17.195	1,02%	3,0
2035	17.369	1,01%	3,1

5.2.2 ENCUESTAS A GRANDES CLIENTES

No existe información de encuestas a grandes clientes para este Sistema Mediano.

5.2.3 DEMANDA ADICIONAL POR CONVERSIÓN DE CLIENTES DE CONSUMO DE LEÑA

No existe antecedentes para estimar conversión de clientes de consumo de leña en este Sistema Mediano.

5.2.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA TOTAL PARA EL SM HORNOPIRÉN

Dado que para este sistema mediano no existen antecedentes de aumentos de consumos de grandes clientes y tampoco clientes con reconversión de consumo de leña, como proyección de demanda total corresponde considerar la proyección obtenida de los antecedentes históricos mostrada en el numeral 5.2.1.1.

6. ANTECEDENTES

En este capítulo se describe la metodología general utilizada en el Estudio, los principales criterios y supuestos realizados y la metodología específica acompañada de los antecedentes, parámetros y costos obtenidos y reportados en el Informe de Avance N°1.

6.1 METODOLOGÍA GENERAL

La metodología de regulación de precios para los SM consiste en el cálculo de tarifas a partir de la determinación de costos eficientes de un proyecto de reposición optimizado de la empresa. La estructura de precios se determina a través de los Costos Incrementales de Desarrollo (CID). Este costo se define como aquel valor que hace que los ingresos anuales adicionales sean los necesarios para cubrir los costos de inversión y los costos adicionales de explotación eficientes de un proyecto de expansión optimizado. Esta definición se hace consistente con un Valor Actualizado Neto del proyecto de expansión del sistema igual a cero, es decir:

$$VAN = -VInv + \sum_{i=1}^n \frac{(Ingreso - Costos)}{(1+r)^i} + \frac{R}{(1+r)^n}$$

Donde:

VInv = Valor presente de las Inversiones

Ingreso = $T \times (Q_i - Q_0)$, donde T es una tarifa constante en el período y Q_i y Q_0 son las cantidades anuales de energía o potencia en el año i y año base, respectivamente.

Costo = $C_i - C_0$, que corresponde a la diferencia de los Costos anuales Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), en relación a los del año base.

R = Valor Residual al final de período de expansión

r = Tasa de descuento, 10% antes de impuestos

Es decir:

$$VAN = -VInv + \sum_{i=1}^n \frac{T \cdot (Q_i - Q_0)}{(1+r)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{(C_i - C_0)}{(1+r)^i} + \frac{R}{(1+r)^n} = 0$$

Se busca, entonces, una tarifa constante en el tiempo, que haga cero al VAN

$$T \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Q_i - Q_0}{(1+r)^i} = VInv + \sum_{i=1}^n \frac{C_i - C_0}{(1+r)^i} - \frac{R}{(1+r)^n}$$

Esa tarifa constante se denomina CID

$$CID = T = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^n \frac{C_i - C_0}{(1+r)^i} - \frac{R}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{Q_i - Q_0}{(1+r)^i}}$$

Dada la existencia de economías de escala en los SM de generación y transmisión, la aplicación de CID en el largo plazo produce ingresos para las empresas operadoras que no les permite cubrir sus costos medios de largo plazo, razón por la cual la Ley establece un ajuste para el horizonte de tarificación (años 2023 al 2026) a través de los Costos Totales de Largo Plazo (CTLP) de un proyecto de reposición eficiente del SM, es decir:

$$CTLP = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \cdot \sum_{i=1}^T \frac{(aVI + COMA)_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

aVI+COMA = Anualidad del Valor de Inversión (aVI) más costos de operación, mantenimiento y administración (COMA).
T = Número de años del horizonte de tarificación.
r = Tasa de descuento, 10% antes de impuestos

De esta forma, el Estudio completo tiene por objeto determinar:

- El Plan de Expansión Óptimo en generación y transmisión para un período de planificación no inferior a 15 años.
- Valorización del Costo Incremental de Desarrollo (CID) asociado al respectivo Plan obligatorio de Expansión Óptimo.
- Determinación del Proyecto de Reposición Eficiente en generación y transmisión.
- Valorización del Costo Total de Largo Plazo (CTLP) asociado al respectivo Proyecto de Reposición Eficiente.
- Propuesta de las correspondientes Fórmulas de Indexación y su forma de aplicación para los costos señalados en b) y d).

El cálculo se realiza en el marco de las consideraciones generales establecidas en las Bases del Estudio, específicamente en el Numeral 6.1. y de los alcances respecto de la metodología general que se efectúan en el Numeral 6.2.

En el contexto anterior, en la elaboración del Plan de Expansión Óptimo, GTD desarrolló las siguientes actividades:

- a) Modelación de las características técnicas de las instalaciones de generación y transmisión existentes, descartando aquellas que no están operativas, excesivas o innecesarias.
- b) Determinación de la demanda proyectada en los nudos de retiro del sistema y la demanda total agregada del sistema, desagregada en períodos mensuales y en 24 bloques, 12 bloques que representen un día hábil promedio y 12 bloques que representen un día no hábil promedio. Cada uno de ellos, agrupan dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día de potencia, lo anterior de acuerdo a lo señalado en el numeral 5, del Capítulo II de las BTD.
- c) Definición Reserva Óptima de Potencia y Energía, a partir de los estudios de control de frecuencia y criterios establecidos en el capítulo N°6 de la Norma Técnica, y a falta de éstos, los criterios de operación vigentes, conforme establece el punto 9-14 de la NT de SyCS aplicable en SSMM.
- d) Catastro y análisis general de los proyectos de Generación disponibles en la zona, a partir de los antecedentes públicos disponibles, y de los proyectos puestos en conocimiento del Consultor por la CNE.
- e) Caracterización de los diferentes tipos y tamaños de unidades generadoras térmicas e hidráulicas, con posibilidad de ser incluidas en el Plan de Expansión Óptimo de las instalaciones de generación y valorización de sus costos de inversión, operación y mantenimiento, de acuerdo a los costos unitarios correspondientes.
- f) Análisis del aporte de energía y potencia esperado para las centrales hidroeléctricas, a partir de estudios hidrológicos que relacionen la estadística de generación con las estadísticas fluvio y pluviométricas y de caudales disponibles.
- g) Caracterización de los diferentes tipos de instalaciones de transmisión con posibilidad de ser incluidos en el Plan de Expansión Óptimo y valorización de sus costos de inversión, operación y mantenimiento, y costos unitarios por componentes, insumos o servicios.
- h) Determinación de la estructura de personal e infraestructura administrativa óptima, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales h), i), j) y k) del Capítulo II de las Bases Técnicas Definitivas.
- i) Costos de Falla de corta y larga duración, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales v) del Capítulo II de las Bases.
- j) Utilización de modelos y herramientas de análisis de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literal m) del Capítulo II de las Bases, que permiten:
 - Modelo de Planificación de Largo Plazo PLP: Simulación del despacho económico las unidades generadoras, para distintas hidrologías, incorporando los sistemas de transmisión, se determina el costo de operación.
 - Digsilent Power Factoring: Para realizar flujos de potencia a fin de determinar el cumplimiento de la Norma Técnica de SSMM se efectúan flujos estáticos y dinámicos que permiten verificar el cumplimiento de la norma anterior, y eventuales requerimientos de aumentos de capacidad del sistema de transmisión y de compensación reactiva.

Otros criterios y supuestos específicos utilizados para la determinación del Plan de Expansión optimizado y el CID se describen en los puntos siguientes.

6.2 PLAN DE EXPANSIÓN OPTIMIZADO

El Plan de Expansión Optimizado corresponde al plan cuyo valor de inversión, y costos adicionales de operación, mantenimiento y administración, en relación al crecimiento de la demanda, permiten determinar el CID.

Dicho Plan se determina a partir de las instalaciones reales del SM en el año base del Estudio (2012), pues debe corresponder al desarrollo eficiente que debe tener la empresa dada su condición real inicial, cuya señal económica eficiente a la demanda se da a través de una estructura tarifaria que refleja en cada nudo del Sistema de Transmisión el CID¹.

A continuación, se describe la metodología empleada en cada una de las actividades desarrolladas para la determinación del Plan de Expansión optimizado.

6.2.1 INSTALACIONES EXISTENTES

En relación a la centrales generadoras e instalaciones de transmisión existentes en el SM de Hornopirén se utilizaron las instalaciones descritas en el capítulo 2.1 del presente informe, las cuales se detallan en el archivo “Anexo 1 Unidades Generadoras”, incluido en los anexos.

6.2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA

Con respecto a la proyección de la demanda de energía y potencia del SM de Hornopirén, la cual se realizó a partir de un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un Modelo de Ajuste Parcial, el cual fue complementado con información reciente de proyecciones de electricidad en la zona de operación de la empresa, se utilizará la proyección descrita en los capítulos 5.2.4 y 5.2.5 del informe de avance N°1.

Conforme se desarrolló en el capítulo 5 del Informe de Avance N°1 del presente Estudio, la caracterización de la curva de demanda se discretizó en 24 bloques mensuales horarios, 12 bloques que representen un día hábil promedio y 12 bloques que representen un día no hábil promedio. Cada uno de ellos, agrupan dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día de potencia, de tal forma que la magnitud y duración de cada uno de ellos minimiza el error cuadrático medio respecto a los datos medidos.

Para la determinación del plan de expansión óptimo, se utilizaron los bloques mencionados en el párrafo anterior.

6.2.3 RESERVA ÓPTIMA DE GENERACIÓN

Dada las necesidades de calidad y continuidad de servicio que exige la NT de SyCS al suministro eléctrico, y producto que la electricidad no se puede almacenar a gran escala, es necesario que el Sistema de Generación y Transmisión posea reservas y redundancias que le permita que ante

¹ Como se verá en la siguiente etapa del Estudio, la remuneración que finalmente percibirán los operadores estará determinada por el proyecto de reposición eficiente.

contingencias el suministro no se vea interrumpido o sus efectos se minimicen, todo ello considerando un criterio de racionalidad económica que significa que los sobrecostos de instalación y operación necesarios para hacer frente a tales contingencias no superen el costo de falla o energía no servida de los consumidores.

Cuando se habla de reserva normalmente se consideran los siguientes aspectos:

- Reserva primaria: Necesaria para que los generadores absorban las variaciones instantáneas de la carga.
- Reserva secundaria: Requerida para el seguimiento de la carga, es decir, absorber el crecimiento del próximo bloque de despacho (horario o en 15 minutos).
- Reserva en Giro: También se concibe como reserva secundaria, que corresponde a la reserva del orden de minutos necesaria para cubrir la contingencia de la salida imprevista de una unidad generadora, y evitar que el sistema eléctrico colapse (Black-out).
- Reserva Fría (No giro): Es la necesaria para reponer la reserva en giro o secundaria, una vez que ha salido una unidad de servicio.
- Reserva de potencia reactiva para el control de voltaje.

Conforme establece el artículo 6-4 de la Norma Técnica, el diseño y operación del SM deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SM y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.

Para este efecto la empresa deberá realizar una serie de estudios con la finalidad de analizar las condiciones específicas de aplicación de la NT; en particular, conforme establece el Título 7-7, deberá realizar los estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS.

Adicionalmente, el Título 7-6 establece además la obligación de las unidades generadoras para absorber o entregar potencia reactiva de acuerdo a su diagrama P-Q, para lo cual deben hacer uso de reserva adicional a la disponible para el Control de Frecuencia.

Como criterios de reserva se han utilizado los actualmente vigentes y que consideran lo siguiente:

- Reserva primaria de subida de una 15% de la demanda.

6.2.4 ANÁLISIS HIDROLÓGICO: APOORTE DE ENERGÍA Y POTENCIA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

- **CENTRAL HIDROELÉCTRICA CUCHILDEO**

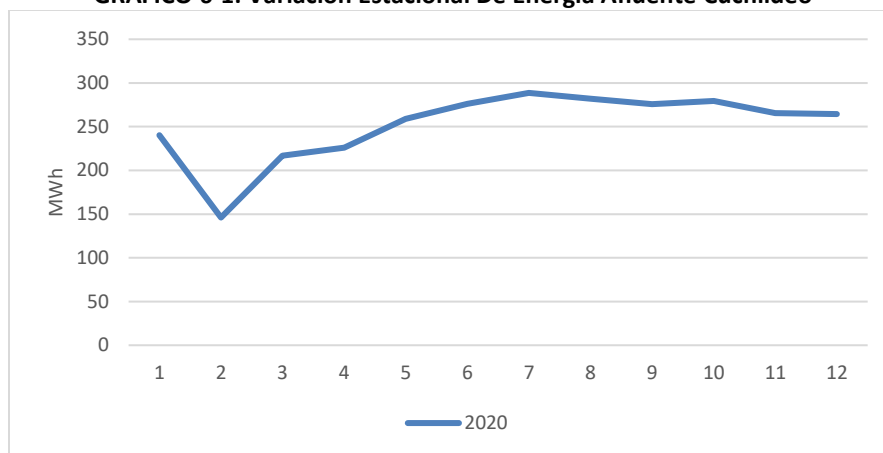
En la siguiente tabla, se resume la generación mensual esperada de la CH Cuchildeo en el año 2020.

TABLA 6-1: Energía Afluente Central Cuchildeo

Energía Generable (MWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
2020	240	146	217	226	259	276	289	282	276	280	265	265

En la siguiente figura, se muestran las curvas de estacionalidad de la energía afluente a la Central Hidroeléctrica Cuchildeo.

GRÁFICO 6-1: Variación Estacional De Energía Afluente Cuchildeo



6.3 REVISIÓN COSTOS DE INVERSIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES

6.3.1 RECOMENDACIÓN DE COSTOS UNITARIOS DE LA CNE

Respecto de recomendación de costos unitarios a la que se hace referencia en el capítulo 4 de las Bases, con fecha 05 de abril de 2022 se recibió de parte del Grupo SAESA la carta N°1515126, en la cual comunica su rechazo a la recomendación de costos efectuada por la CNE mediante Resolución Exenta CNE N°166, de fecha 17.03.2022. En razón de lo anterior, y de acuerdo a lo indicado en la Bases, GTD mantendrá la utilización de su base de costos unitarios en la realización de este Estudio.

6.3.2 COSTO DE INVERSIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES DE GENERACIÓN

Con respecto a las centrales generadoras existentes en el SM de Hornopirén, se utilizaron las instalaciones descritas en el capítulo 2.2 del presente informe, las cuales se encuentran en el archivo "Anexo VI Aysén 2022 Entrega 2", el cual se incluye en los anexos.

6.4 COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La presente sección describe los costos fijos directos e indirectos asociados a la operación, mantenimiento y administración de Hornopirén, considerándolo parte de SAGESA, empresa que

participa en el negocio de generación de los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén, de sistemas aislados, de generación para el SIC y para grandes consumidores, aprovechando las economías de escala.

Dado lo anterior, y para efectos de la modelación de la empresa eficiente, se considera una sola empresa administradora, incluyendo la central Cuchildeo en Hornopirén no obstante de pertenecer a Empresa Cuchildeo S.A.

Para efectos de modelar el funcionamiento del sistema, incluyendo las centrales existentes y las que se incorporarán en la expansión, se debe desagregar los costos fijos, de los costos variables de operación por concepto de combustibles (petróleo) y no combustibles (personal de operación, mantenimiento normal, repuestos y lubricantes, así como overhaul). El objetivo de este análisis es determinar la variación de costos anuales en relación a los costos del año base, considerando el crecimiento de la demanda y las obras de expansión del Plan Optimizado, es decir, determinar los costos incrementales de Administración, Operación y Mantenimiento.

6.4.1 COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES (CVC)

Para la determinación de los costos de operación del Plan de Expansión es necesario modelar el despacho de carga de todas las centrales del SM, considerando los consumos específicos de las unidades térmicas existentes y de las indicadas en los catálogos de los proveedores en el caso de los módulos térmicos futuros.

Conforme establecen las BTG, los costos variables combustibles se determinan a partir de un análisis razonado de la información proporcionada por la empresa. En la siguiente tabla se resumen los costos combustibles determinados para las centrales térmicas existentes, conforme se desarrolló en el capítulo 4 del presente Informe, los precios de combustibles se determinaron como el promedio de los precios efectivamente aplicados en el período julio a diciembre de 2020.

TABLA 6-2: Precios Promedio Combustible

Sistema	Centrales	Precio Combustible (US\$/m3)
Hornopirén	Hornopirén	408,07

6.4.2 COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES (CVNC)

Los costos variables no combustibles son los costos que dependen de las horas de funcionamiento de las unidades, estando constituidos principalmente por los mantenimientos menores y mayores (overhaul).

En la siguiente tabla se resumen los costos variables no combustibles considerados para la proyección de los costos de operación de las centrales existentes en el período de expansión.

TABLA 6-3: Costo Variables No Combustible SM Hornopirén

Unidad	Tipo Unidad generadora	Capacidad [kW]	Consumo Específico (l/kWh)	Costo Variable no Combustible (US\$/MWh)
CH_Cuchildeo_U1	Hidro	765	0,00	0,0
PV_Hornopiren	Solar Fotovoltaica	800	0,00	0,0
CT_Hornopiren_U5654	Diésel	750	0,29	26,2
CT_Hornopiren_U5666	Diésel	750	0,29	26,2
CT_Hornopiren_U5740	Diésel	750	0,29	26,2
CT_Hornopiren_U5857	Diésel	800	0,29	26,2
CT_Hornopiren_U5909	Diésel	800	0,29	26,2

Los antecedentes de respaldo de los valores presentados en las tablas 6-2 y 6-3, se encuentran en el archivo “OperacionHist_Co_Rev2” de la carpeta OperacionInstalacionesExistentes incluida en los anexos al presente informe.

7. PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO RESULTANTE

7.1 PROYECTOS CANDIDATOS

En la determinación del plan de expansión óptimo y el proyecto de reposición eficiente, deben considerarse las instalaciones existentes y los proyectos candidatos informados por desarrolladores, las cuales fueron previamente aprobadas por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo a lo comunicado por dicha CNE con fecha 21.02.22. Este catastro de nuevos proyectos incluye una Planta Fotovoltaica para el SM Hornopirén.

De acuerdo a lo comunicado por CNE con fecha 21.02.2022, forman parte del catastro de proyectos para el actual proceso de expansión y tarificación los siguientes:

TABLA 7-1: Proyectos candidatos

Sistema	Proyecto	Capacidad
Aysén	Ampliación Parque Eólico Alto Baguales	9 MW
Aysén	Sistema de Almacenamiento Alto Baguales	5,5 MW 7.920 MWh/año
Hornopirén	Planta Fotovoltaica Hornopirén	800 kWac
Aysén	Los Huemules GLP	965 kW
Aysén	Kosten Aike (eólica)	36 MW

En el caso del SM Hornopirén, la empresa SCOTTA SpA informa su proyecto “Planta Fotovoltaica Hornopirén”, el cual se conectará en 23 kV al mencionado SM Hornopirén. La capacidad nominal de la planta será de 800 kWac.

Según lo informado por la empresa SCOTTA SpA, el costo total de inversión de la planta asciende a los 1.149.600 US\$.

De acuerdo a lo señalado por SCOTTA SpA, la fecha estimada de ingreso al sistema correspondería a agosto de 2023 o 19 meses posterior a la fecha de la orden de proceder.

7.2 PLANES DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

En la siguiente tabla se muestra el resultado del plan de obras de expansión óptimo en el SM Hornopirén.

TABLA 7-2: Plan De Obras De Generación SM Hornopirén

Sistema	Unidades	Unidades	Capacidad kW	PES
Hornopirén	Planta Fotovoltaica Hornopirén	Fotovoltaica	800	agosto-23

Se observa que para el SM Hornopirén se incluye el proyecto “Planta Fotovoltaica Hornopirén” que consiste en una planta fotovoltaica 800 kWac potencia y que entra en servicio en agosto de 2023.

7.3 RANGO DE VALIDEZ DEL PLAN DE EXPANSIÓN

De acuerdo con lo establecido en el literal f) del punto 3 de las Bases, el Consultor debe analizar el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo determinado.

Consecuente con lo anterior, se analizan los cambios que se originaron en dicho plan debido a la variación de los parámetros más relevantes. De acuerdo a las bases, entre las hipótesis técnicas se debe considerar al menos la demanda, los costos unitarios de inversión de las unidades generadoras, las instalaciones de transmisión de mayor relevancia y el precio y la disponibilidad de los combustibles. Conforme a lo establecido en las Bases, el rango de validez fue determinado considerando los siguientes criterios:

- El rango de validez se obtiene cuando hay cambios en el Plan de Expansión Óptimo dentro del horizonte de planificación. Los cambios pueden ser de fechas en la puesta de servicio de los proyectos o la incorporación o desaparición de proyectos.
- Las hipótesis técnicas de precio de combustible, costos de inversión y disponibilidad de combustibles solo se realiza cuando hay diferentes tecnologías candidatas para desarrollar la expansión del sistema. Esto se debe a que la sensibilización de estas hipótesis solo tiene impacto cuando hay una variación relativa frente a otras alternativas de expansión.
- No se evalúa el rango de validez de la demanda, considerando una reducción de la demanda, cuando los sistemas no presentan Plan de Expansión en el horizonte de tarificación. Lo anterior, se debe a que esta sensibilidad no tendría efectos en el plan de expansión.

Al aplicar los criterios señalados en los párrafos anteriores al SM Hornopirén se obtiene la siguiente tabla que muestra el rango de validez de las hipótesis técnicas al analizar el mencionado SM Hornopirén.

Tabla 7-3: Sensibilidad de los Planes de Expansión

Sistema	Rango de Validez [%]					
	Demanda		Precio Combustible		Costo de Inversión Diesel	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Hornopirén	-3,75	8,5	-115,2	-	No Existe ²	

7.4 CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA

En el contexto de la revisión del cumplimiento de la NT por efecto de la incorporación de nuevas unidades generadoras en los Sistemas Medianos, se muestra a continuación los resultados de esta revisión.

² No se ha encontrado el rango de validez en el costo de inversión. La razón es que este parámetro tiene una baja influencia en la determinación del plan de expansión, siendo mucho más relevante el costo de operación de las centrales diésel.

El análisis considera principalmente la verificación del cumplimiento de niveles de tensión y niveles de utilización de elementos de transmisión en condiciones estáticas.

Posteriormente, verificado el cumplimiento anterior, se procede a realizar simulaciones dinámicas que permitan observar que variables como el ángulo rotórico, frecuencia y tensión en barras se encuentran en los rangos permitidos.

En el caso de SM Hornopirén se considera como contingencia la desconexión intempestiva de la máquina que posee mayor despacho, para los casos CID y CTLP, en los años 2021 y 2026.

Las simulaciones fueron realizadas en el software Power Factory Digsilent (PFD) y se adjuntan a esta entrega.

Como primera actividad se verificó el cumplimiento de la NT en condiciones estáticas, esta condición se cumple tanto en el caso del CID como el del CTLP, para los años 2021 y 2026. Los resultados de estas simulaciones se encuentra contenidos en el modelo PFD adjunto.

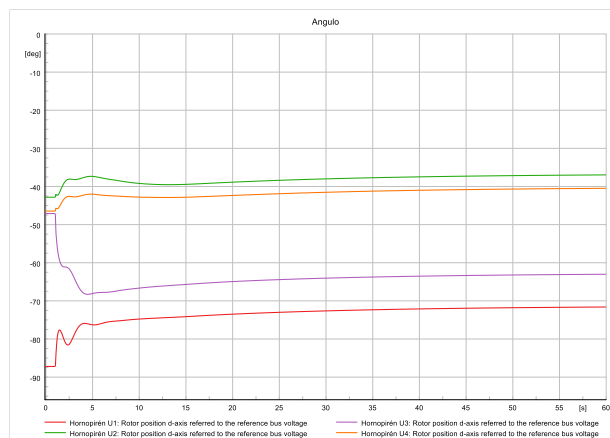
Respecto del análisis de contingencias, en los puntos siguientes se muestran los resultados de ellas.

Resumen de resultados de contingencia:

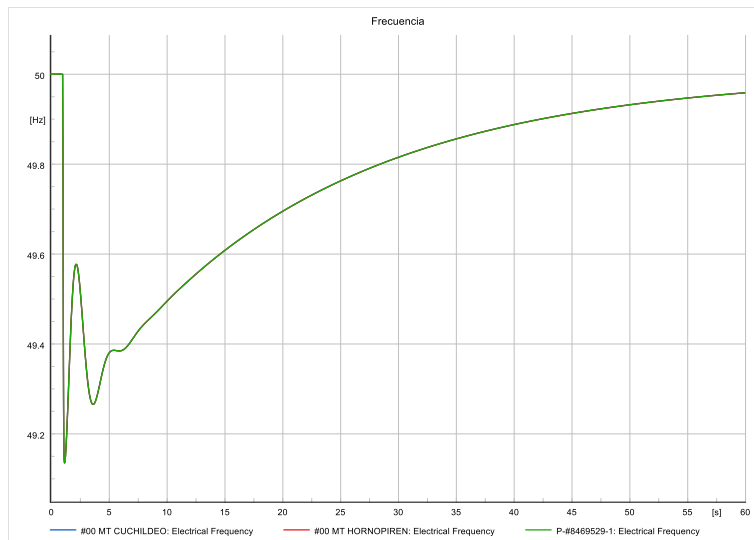
CID Año 2021

Se muestran a continuación los resultados de la simulación dinámica.

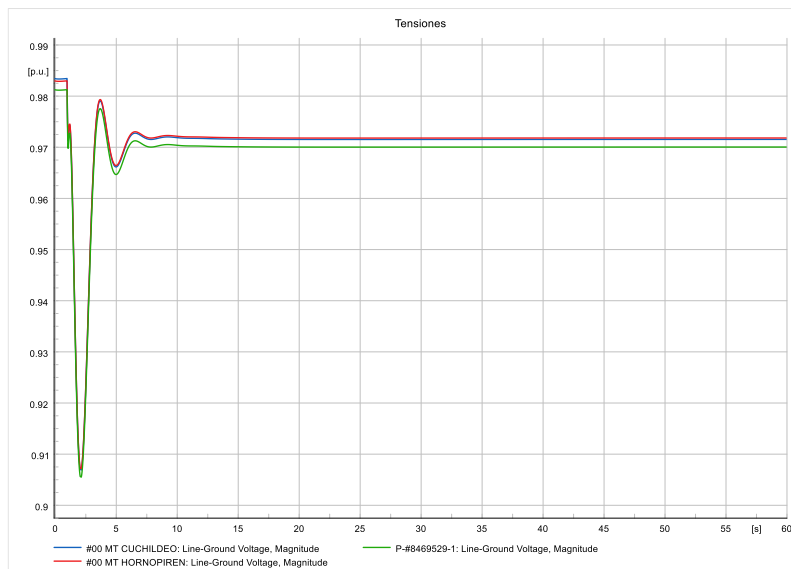
- Respuesta dinámica ángulo rotórico



- Respuesta dinámica frecuencia

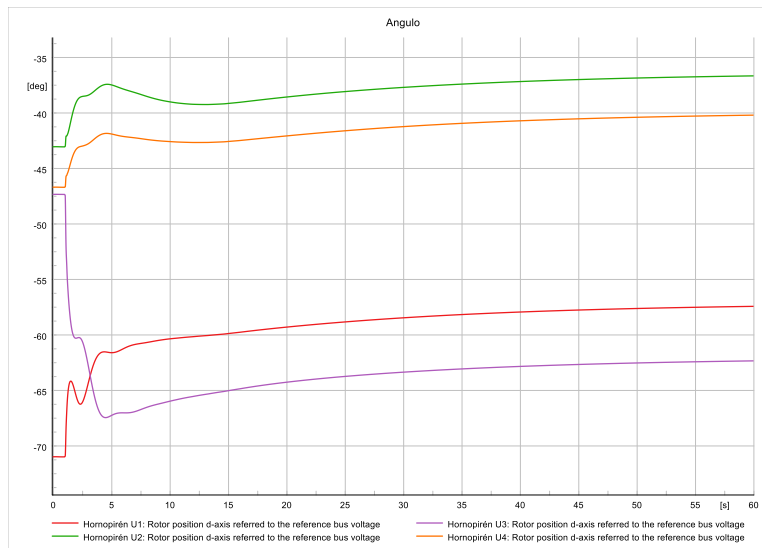


- Respuesta dinámica tensión

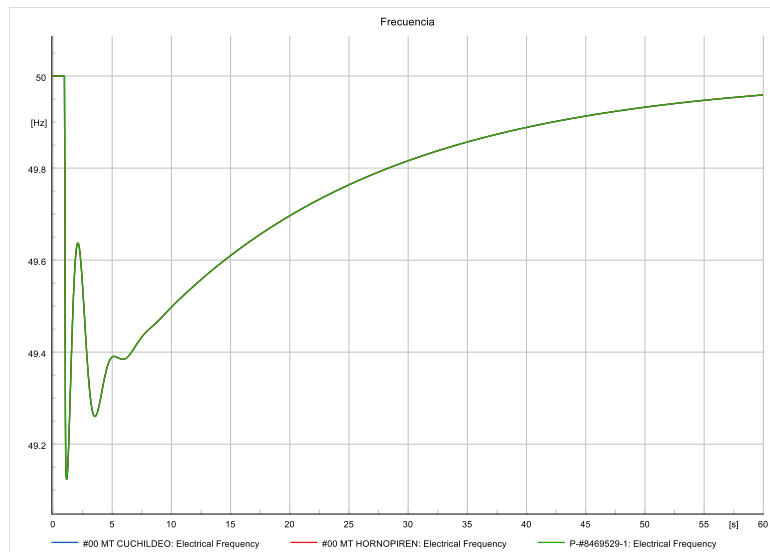


CID 2026

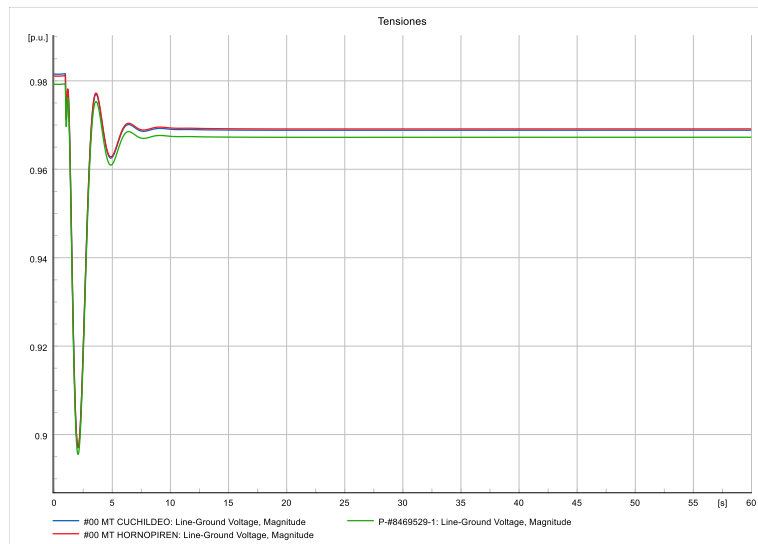
- Respuesta dinámica ángulo rotórico



- Respuesta dinámica frecuencia



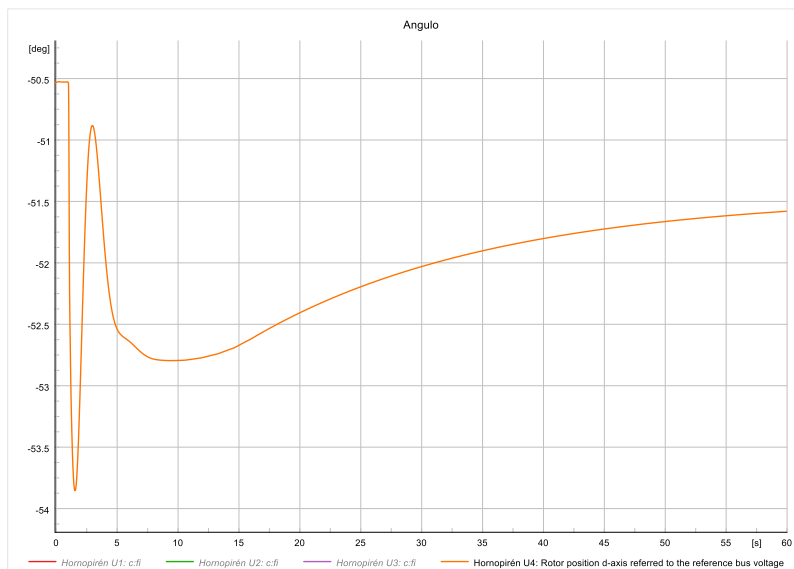
- Respuesta dinámica tensión



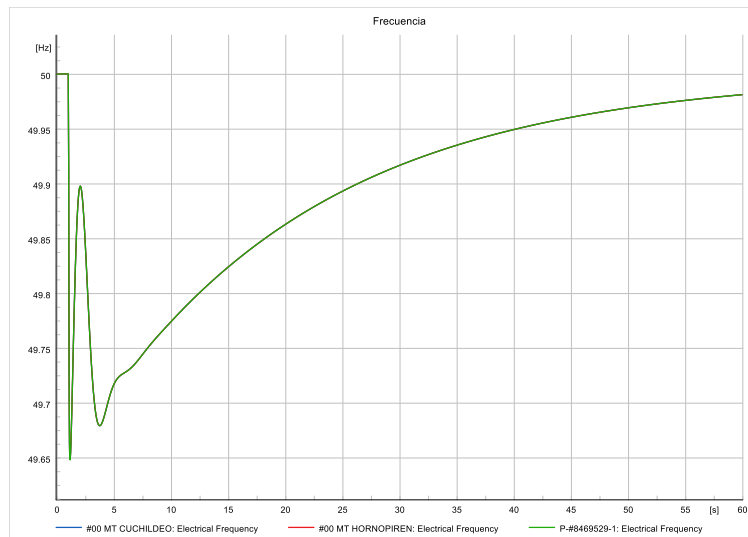
- **CTLP**

CTLP 2021

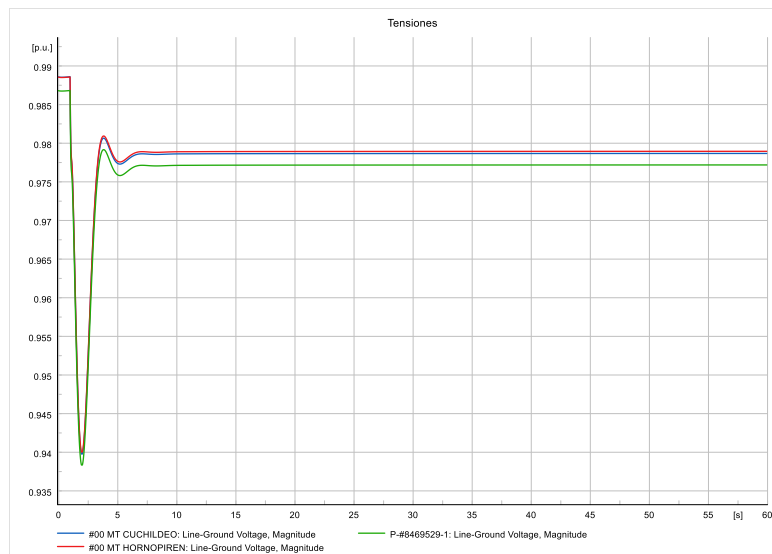
- Respuesta dinámica ángulo rotórico



- Respuesta dinámica frecuencia

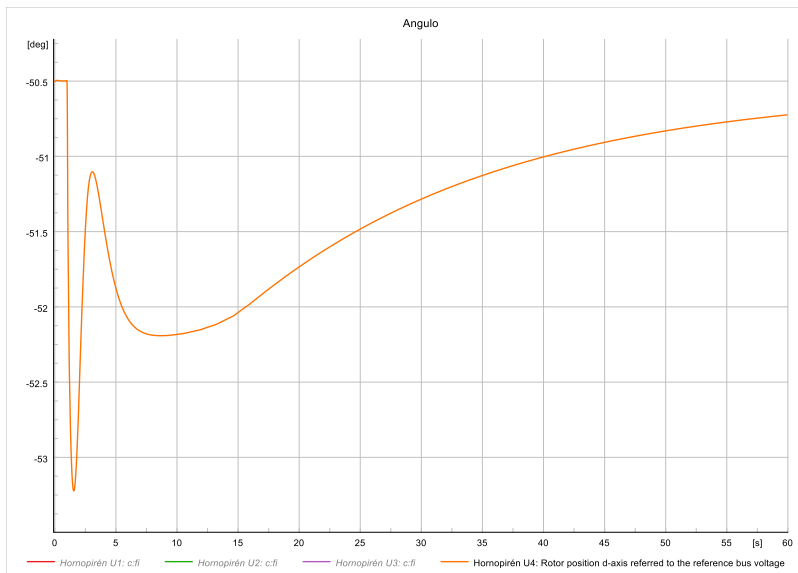


- Respuesta dinámica tensión

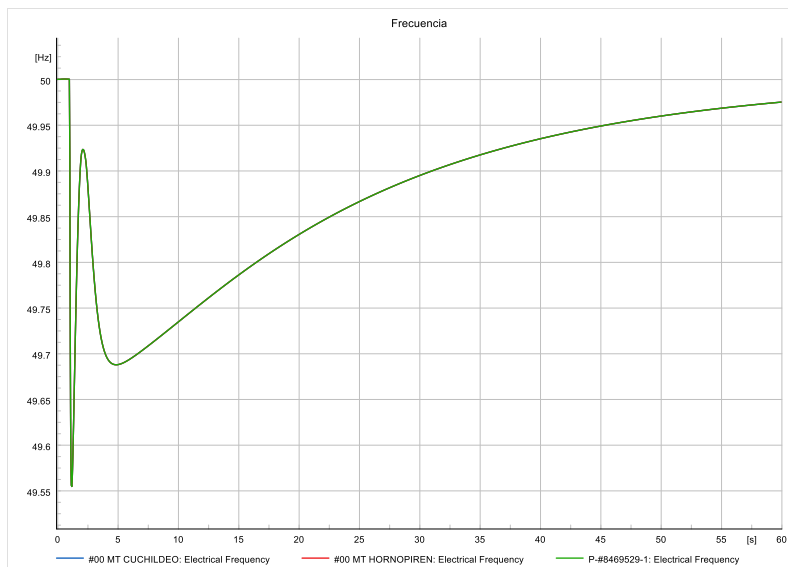


CTLP 2026

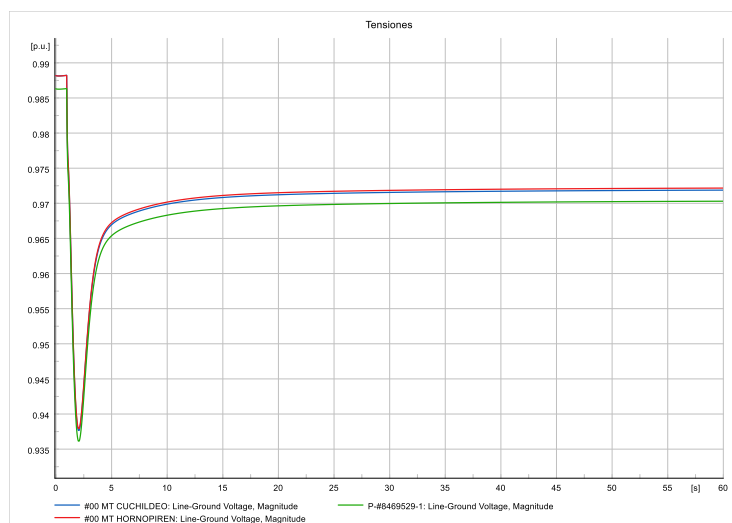
- Respuesta dinámica ángulo rotórico



- Respuesta dinámica frecuencia



- Respuesta dinámica tensión



Para los escenarios evaluados en los años 2021 y 2026, tras la salida intempestiva de la máquina con mayor despacho, la actuación de los reguladores de velocidad y de tensión de las restantes unidades operativas dl SM analizado resultan suficientes para compensar dicha contingencia, en donde las variables eléctricas de interés como la frecuencia, el ángulo de rotor y las tensiones quedan dentro de los límites establecidos por la NT de SSMM.

8. RESULTADOS OPERACIONALES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

8.1 COSTOS OPERACIONALES

La operación del sistema se realiza mediante el módulo de Predespacho o Unit Commitment de la plataforma Ameba. El modelo se ejecuta con etapas horarias de 4 horas y para 3 condiciones hidrológicas. Los resultados de la modelación se presentan a continuación.

- SM Hornopirén

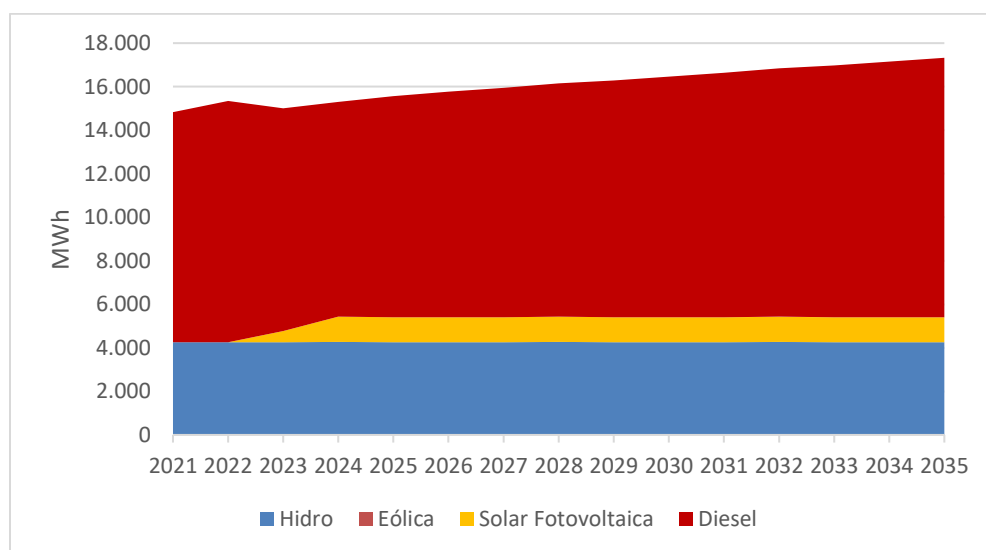


FIGURA 8-1: Generación Por Tecnología Para El Sistema Hornopirén

TABLA 8-1: Costos Operacionales De Hornopirén Millones \$

Costo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
CVC	755	919	964	890	858	883	900	916	933	946	961	976	993	1.006	1.021	1.036
CVNC	167	203	213	197	190	195	199	202	206	209	212	216	220	222	226	229

8.2 PERDIDAS MEDIAS DE ENERGÍA

En ausencia del sistema de transmisión no se registran pérdidas medias de energía.

8.3 FACTORES DE PARTICIPACIÓN

Dado que no hay sistema de transmisión asociado, no se aplica el cálculo de factores de participación.

9. COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

Una vez obtenido el Plan de Expansión óptimo, el siguiente objetivo es determinar el costo medio de éste, o equivalentemente, la tarifa media constante en el período de evaluación que hace que el valor actual neto del proyecto de expansión sea igual a cero, es decir:

$$CID = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^n \frac{C_i - C_0}{(1+r)^i} - \frac{Vr}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i - E_0}{(1+r)^i}}$$

A continuación, se resumen los resultados obtenidos para el CID del SM de Hornopirén.

9.1 VALOR ESPERADO DE LOS COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

En este capítulo se resume el valor de inversión, así como los costos fijos y variables asociados al Plan de Expansión Optimizado.

9.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN PLAN DE EXPANSIÓN

Para el SM Hornopirén no se determinaron inversiones en generación ni transmisión.

9.1.2 COMA DEL PLAN DE EXPANSIÓN

Los costos incrementales de Administración, Operación y Mantenimiento asociados al Plan de Expansión recomendado, se obtiene sumando los costos fijos y variables obtenidos del despacho optimizado.

Para el SM Hornopirén no se determinaron costos incrementales en generación ni transmisión.

9.2 CID SISTEMA HORNOPIRÉN

En la siguiente tabla se muestra el CID de Hornopirén.

TABLA 9-1: CID SM Hornopirén

Nudo	CIDGj (\$/kWh)	CIDLj (\$/kWh)	CIDj (\$/kWh)
Hornopirén	107,65	0,000	107,65

10. DETERMINACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

Debido a la existencia de economías de escala importantes en SSMM como el de Hornopirén, los costos incrementales de desarrollo pueden ser insuficientes o excesivos para la empresa dependiendo del grado de adaptación a la demanda de las instalaciones existentes al momento de la tarificación. Por este motivo, la Ley considera la posibilidad de realizar un ajuste a los CID en caso de que los ingresos que se obtengan con la aplicación de esta tarifa a la demanda en el período tarifario sean menores a los costos totales de largo en dicho periodo.

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurra durante el horizonte de tarificación que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

En la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente, no se incluyen ineficiencias de las instalaciones existentes, siendo reemplazadas por instalaciones diseñadas eficientemente, adaptadas a la demanda, y que operan en forma eficiente. A su vez, las inversiones futuras del Proyecto de Reposición Eficiente deben ser consecuentes con las instalaciones iniciales eficientes.

10.1 METODOLOGÍA GENERAL

En la determinación del CTLP se eliminaron las ineficiencias de las instalaciones existentes, reemplazándolas por otras cuyo diseño y dimensionamiento corresponde al de mínimo costo total actual y futuro esperado en el horizonte de planificación, y que a su vez es consistente con las normas ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

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

En este dimensionamiento se consideró las capacidades iniciales y futuras óptimas, que son las que determinan el mínimo CTLP, que incluye el costo de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización para atender la demanda durante los años considerados dentro del horizonte de planificación. Para efectuar lo anterior, se desarrolló un análisis similar al efectuado en la determinación del Plan de Expansión Óptimo, pero incluyendo, además de las ampliaciones futuras, la determinación de la composición y dimensionamiento óptimo de las instalaciones iniciales. Lo anterior, fue efectuado considerando las condiciones tecnológicas existentes, los precios vigentes en el mercado, las restricciones ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas vigentes.

10.2 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN

- **Parque Hidroeléctrico**

Para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente se consideran las siguientes centrales hidráulicas como pertenecientes al proyecto de reposición.

TABLA 10-1: Parque Hidroeléctrico SM Hornopirén

Unidad	Potencia (MW)	Año
CH_Cuchildeo_U1	765	2021

- **Parque Fotovoltaico**

Con el objeto de hacer uso del recurso fotovoltaico disponible en la zona se incorpora la central fotovoltaica Hornopirén, al conjunto de centrales disponibles para la determinación del proyecto de reposición eficiente.

TABLA 10-2: Parque Fotovoltaico SM Hornopirén

Unidad	Potencia (MW)	Año
PV Hornopirén	800	2023

- **Parque Térmico**

El dimensionamiento del parque térmico se ha realizado sobre la base de unidades de 0,8 MW y 1,6 MW, considerando los costos de los módulos para tal efecto así definidos. Al igual que en el caso de la determinación del Plan de Expansión Óptimo se observa que estos tamaños de módulo se adaptan a los crecimientos de demanda esperados para este sistema.

Cabe señalar que se han mantenido las características de las centrales actualmente existentes en el sistema modificando el tamaño de las unidades generadoras, sus transformadores, y en caso de que se aumentará o disminuyera el número de unidades se ajustaron las componentes de la subestación (por ejemplo interruptores) de manera de mantener la consistencia con el equipamiento.

TABLA 10-3: Parque Térmico SM Hornopirén

Unidad	Potencia (MW)	Año
CT_PRE_Ho_MDR2_U02	800	2021
CT_PRE_Ho_MDR2_U03	800	2021
CT_PRE_Ho_MDR3_U01	1600	2021

10.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA TRANSMISIÓN

En ausencia de sistema de transmisión no se determina un proyecto de reposición eficiente para Transmisión.

10.4 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA

Este capítulo presenta las expansiones en infraestructura asociados al Proyecto de Reposición Eficiente, agrupados en las siguientes categorías: edificaciones, Terrenos, Microinformática, muebles de oficina, Macroinformática, herramientas, comunicaciones y vehículos.

Cabe señalar que 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. Por lo tanto, aquellas instalaciones que son compartidas por más de un segmento son asignadas a las categorías “SSMM” y “Otros” de acuerdo con los criterios determinados por el Consultor.

A continuación, se presenta una tabla con el resumen de los costos de infraestructura para el Plan de Reposición eficiente del SM Hornopirén.

TABLA 10-4: Costos de Infraestructura Proyecto de Reposición Eficiente SM Hornopirén

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Infraestructura [MUS\$]															
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Hornopirén	347	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	60,3	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0

10.5 COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

10.5.1 ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE

La estructura organizacional base para la Empresa Eficiente del SM Hornopirén se mantiene respecto a la presentada en el Proyecto de Expansión Óptimo, así como también se mantiene la homologación de cargos utilizada para valorizar la dotación de personal utilizando remuneraciones de mercado.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los costos de la dotación para el proyecto de reposición eficiente del SM Hornopirén.

TABLA 10-5: Costos de la Dotación Proyecto de Reposición Eficiente SM Hornopirén

SISTEMA	Costos de Personal [MUS\$]															
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Hornopirén	647	647	647	647	647	647	647	647	647	647	647	647	647	647	647	647

10.5.2 GASTOS FIJOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Se han considerado las mismas partidas de Gastos Fijos que para el Proyecto de Expansión Óptimo, así como las mismas variables impulsoras y asignaciones dado que la operación general de la empresa, su organización y su estructura no fueron modificadas. Los Gastos Fijos para el Proyecto de Reposición Eficiente correspondientes al SM Hornopirén, se resumen en la Tabla siguiente.

TABLA 10-6: Gastos Fijos Proyecto de Reposición Eficiente SM Hornopirén

SISTEMA	Gastos Fijos [MUS\$]															
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Hornopirén	203	203	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235

10.6 VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

A continuación, se presentan los resultados y la valorización de los proyectos de reposición eficiente para el SM Hornopirén.

TABLA 10-7: Proyecto de Reposición Eficiente SM Hornopirén

Unidad	Combustible	Potencia (kW)	Inversión (US\$)	Año
CH_Cuchildeo_U1	Hidro	765	4.222.996	2021
CT_PRE_Ho_MDR2_U02	Diésel	800	419.900	2021
CT_PRE_Ho_MDR2_U03	Diésel	800	419.900	2021
CT_PRE_Ho_MDR3_U01	Diésel	1600	881.790	2021
PV Hornopirén	Solar Fotovoltaica	800	1.149.600	2023

11. DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde a la suma de los costos totales de largo plazo de generación y transmisión. La expresión para el cálculo del CTLP es la siguiente:

$$CTLP = CTLPG + CTLPL$$

$$CTLPG = \frac{r \cdot (1 + r)^N}{(1 + r)^N - 1} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{(aVIG + COMAG)_i}{(1 + r)^i}$$

$$CTLPL = \frac{r \cdot (1 + r)^N}{(1 + r)^N - 1} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{(aVIL + COMAL)_i}{(1 + r)^i}$$

Donde:

N: Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2023 al 2026).

CTLPG: Costo total de largo plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de generación para el horizonte de tarificación, en US\$.

AVIGi: Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de generación incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente y efectuadas antes o durante el año “i” en US\$.

COMAGi: Costos de operación y falla, mantenimiento administración y comercialización, determinado para el año i de acuerdo al Proyecto de Reposición eficiente y asignado al segmento de generación, en US\$.

CTLPL: Costo total de largo plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de transmisión para el horizonte de tarificación, en US\$.

AVILi: Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente y efectuadas antes o durante el año “i” en US\$.

COMALi: Costos de operación y falla, mantenimiento administración y comercialización, determinado para el año i de acuerdo al Proyecto de Reposición eficiente y asignado al segmento de transmisión, en US\$.

r: Tasa de descuento igual al 10%.

Las anualidades AVIGi, se deben determinar considerando el valor de inversión de las respectivas instalaciones, descontando el valor residual de cada una de ellas al final del período de planificación, actualizado al año i, considerando en el cálculo de las actualizaciones y anualidades respectivas, la tasa de descuento del 10%.

Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, considerados para un año i cualquiera, fueron estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año, por lo cual, los valores fueron llevados a valores correspondientes a final de año, para ser incorporados a las fórmulas. El factor utilizado resultó de la siguiente expresión:

$$\text{Factor Actualización} = \left(\sqrt[12]{1 + r} \right)^6 = 1,0488$$

A continuación, se presentan los resultados de CTLP para el SM Hornopirén.

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en el SM Hornopirén. En la Tabla 11-1 se presentan las principales componentes de costos. Cumpliendo con lo establecido en las Bases de Estudio, se presentan los costos fijos y variables valorizados a finales de cada año del período de tarificación.

Tabla 11-1 Anualidades de inversión y costos en el SM Hornopirén

(\$)	2023	2024	2025	2026
Anualidad inversión generación	598.296.824	598.296.824	598.296.824	598.296.824
Anualidad inversión infraestructura	42.814.132	42.814.132	42.814.132	42.814.132
Costos fijos generación	658.945.739	658.945.739	658.945.739	658.945.739
Costos variables generación	898.894.449	867.342.295	892.576.763	909.820.893
Costo total anual generación	2.198.951.144	2.167.398.990	2.192.633.458	2.209.877.588

Cabe señalar que, dado que en el SM Hornopirén no hay sistema de transmisión existente y proyectado, no se determinan costo total de largo plazo en transmisión.

Luego, el CTLP del SM Hornopirén es el siguiente:

Tabla 11-2: CTLP SM Hornopirén

CTLPG	[\$/año]	2.191.581.802
CTLPL	[\$/año]	0
CTLP	[\$/año]	2.191.581.802

12. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Las fórmulas de indexación se han diseñado tomando en consideración los pesos relativos de las partidas de costos de la determinación del CID y del CTLP. Respecto del CID se han considerado los valores presentes de todo el horizonte del estudio, mientras que para el CTLP se consideró el valor presente de periodo de tarificación.

Por otro lado, se agruparon las anualidades de los costos del CID y del CTLP según su incidencia en el costo de la potencia y de la energía:

- Potencia:
 - Costos de inversión Nacionales e importados
 - Obras civiles
- Energía:
 - CVC
 - CVNC
 - Costos Fijos

Específicamente, para las fórmulas de indexación se considerará la siguiente estructura:

$$\frac{Costoi}{Costo_0} = \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{PGAS} \cdot \frac{PGAS_i}{PGAS_0} + \alpha_{PDIESEL} \cdot \frac{PDIESEL_i}{PDIESEL_0} + \alpha_{CPI} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0}$$

Donde:

$Costoi$: Corresponde al costo del CID o CTLP en el período i .

$Costo_0$: Corresponde al costo del CID o CTLP en el período base.

IPC_i : Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.

α_{IPC} : Proporción del costo que varía con el IPC.

α_{CPI} : Proporción del costo que varía con el CPI.

α_{PGAS} : Proporción del costo que varía con el Precio del Gas Natural.

$\alpha_{PDIESEL}$: Proporción del costo que varía con el Precio del Petróleo Diésel.

$PGAS_i$: Promedio ponderado de los últimos tres meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m³, del precio vigente del gas natural en el Sistema Mediano correspondiente.

$PDIESEL_i$: Promedio ponderado de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m³, del precio vigente del petróleo diésel en el Sistema Mediano correspondiente.

- CPI_i:** Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.
- DOL_i:** Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.
- IPC₀:** Valor base del índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el INE correspondiente a octubre 2020.
- PGAS₀:** Valor base del Precio del Gas Natural en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio de septiembre, octubre y noviembre de 2020.
- PDIESEL₀:** Valor base del Precio del Petróleo Diésel en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio de junio a noviembre de 2020.
- CPI₀:** Valor base del Consumer Price Index (All Urban Consumers), correspondiente a octubre de 2020.
- DOL₀:** Valor base del tipo de cambio, correspondiente a octubre de 2020.

A continuación, se presenta las tablas siguiente con los factores de indexación para el CID y el CTLP del SM Hornopirén.

Tabla 12-1: factores de indexación CID SM Hornopirén

Indexadores CID	
P. Gas	0,0%
P. Diesel	60,4%
IPC	23,7%
CPI	15,9%

Tabla 12-2: factores de indexación CTLP SM Hornopirén

Indexadores CTLP	
P. Gas	0,0%
P. Diesel	37,0%
IPC	50,3%
CPI	12,7%
	100,0%

El detalle del cálculo realizado se encuentra en las planillas “Estima Index CID” y “Estima Index CTLP” de los anexos al presente informe.

13. COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN, Y COSTOS DE TRANSMISIÓN

De acuerdo a lo señalado en el literal u) del numeral 3 de las Bases, en aquellos sistemas donde hay más de un operador o el Plan de Expansión Óptimo considera una unidad generadora operada por otra Empresa, se deberá, a partir del CTLP obtenido:

- 1) Asignar la potencia reconocida en el Plan de Reposición Eficiente a las unidades existentes y reconocidas en el CID.
- 2) Determinar para cada Empresa el costo variable medio, que corresponde al promedio ponderado entre generación esperada y sus costos variables y su fórmula de indexación.
- 3) Determinar un factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora.
- 4) Determinar un costo de transmisión 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.

Al respecto, la situación anterior se verifica en el SM Hornopirén, con las centrales de SAGESA, la central Cuchildeo y la central PV Hornopirén.

Para el cálculo de los CV y FI se han utilizado los resultados del CTLP asociando las propiedades de las unidades respecto de los resultados del Plan de Expansión Óptimo, luego se identifican los costos de las unidades respectivas y se asignan a un propietario.

Los cálculos realizados se implementan en la misma planilla de cálculo de CTLP que acompaña a esta entrega. Los resultados obtenidos para el SM Hornopirén son los siguientes:

- **Costos Variables**

Tabla 13-1: Costos variables Medios SM Hornopirén

Costos Variables No Combustible CVNC \$/kWh		
Empresa	Periodo 1	Periodo 2
Total SM	5,4	5,2
SAGESA	7,3	7,3
Cuchildeo	1,6	1,6
PV Hornopiren	0,0	0,0
Costos Variables Total CV \$/kWh		
Empresa	Periodo 1	Periodo 2
Total SM	59,9	57,6
SAGESA	87,2	87,2
Cuchildeo	1,6	1,6
PV Hornopiren	0,0	0,0

Cabe señalar que para el cálculo anterior, se consideraron dos periodos, el periodo 1 considera un valor de Costos Variables Medios hasta el mes anterior a la entrada en servicio de la central Fotovoltaica Hornopirén y otro valor posterior a la entrada de los mencionados proyectos.

Lo mismo se realizó para el Factor de costos de inversión y los Costos de transmisión.

- **Factor de costos de inversión y administración (FI)**

Tabla 13-2: Factor de costos de inversión y administración SM Hornopirén

Empresa	Factor de Costos de Inversión y Administración (FI)	
	Periodo 1	Periodo 2
SAGESA	53,2%	41,7%
Cuchildeo	46,8%	36,8%
PV Hornopiren	0,0%	21,5%
TOTAL SM	100,0%	100,0%

- **Costos de transmisión (FT)**

Tabla 13-3: Factor de Costos de transmisión SM Hornopirén

Empresa	Factor de Costos de Transmisión (FT)	
	Periodo 1	Periodo 2
SAGESA	0,0%	0,0%
Cuchildeo	0,0%	0,0%
PV Hornopiren	0,0%	0,0%
TOTAL SM	0,0%	0,0%