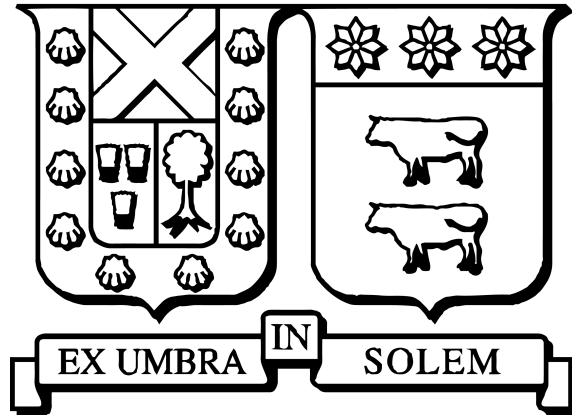




“Propuesta de un modelo en gestión de activos para el sector de generación hidroeléctrica de pasada bajo las condiciones del mercado actual”

Andrés David Valencia Pérez

2023

Memoria de titulación para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Dr. Patricio Valdivia Lefort (UTFSM)

Correferente:
Rodrigo Urzúa Bobadilla (EnorChile S.A)

Santiago, Octubre 2023.

“La electricidad es la sangre que fluye a través de las venas de la sociedad moderna.”
— *Nikola Tesla*

Agradecimientos

En este momento tan significativo de mi vida, me dirijo a todos los que fueron parte de mi proceso como estudiante, con profundo agradecimiento y gratitud por su apoyo a lo largo de mi carrera universitaria. La culminación de este complejo camino, no habría sido posible sin su presencia constante y palabras de aliento, que fueron fundamentales para mantenerme enfocado y motivado en mis objetivos.

A mi familia, quiero expresarle mi más profundo agradecimiento por su inquebrantable apoyo. Su dedicación y amor incondicional me han dado la fuerza necesaria para superar cualquier obstáculo que se presentara en mi camino. La confianza a ojos cerrados en mis capacidades ha sido un motor que me impulsó a seguir adelante incluso en los momentos más difíciles.

A mis amigos, quiero agradecerles por estar presentes en cada etapa de mi carrera. Su compañía, consejos y palabras de ánimo han sido fundamentales para mi bienestar emocional y académico. Gracias por compartir risas, alegrías y también preocupaciones durante estos años. Asimismo, a mis amigos que hice durante la carrera, quiero expresarles especialmente mis más sinceros agradecimientos. Compartimos los mejores y peores momentos juntos dentro de la universidad, donde ni siquiera en los momentos más estresantes existieron problemas entre nosotros. Siempre estuvieron ahí para escuchar y ayudarme cuando más lo necesitaba. Valoraré nuestras amistades y recuerdos compartidos para siempre.

Por último, deseo expresar mi gratitud a mi profesor guía Patricio Valdivia y referente Rodrigo Úrzua que me brindó la oportunidad de realizar mi memoria en EnorChile. Su guía experta y dedicación me han permitido crecer académicamente y adquirir conocimientos valiosos. Sus enseñanzas han dejado una marca en mi desarrollo profesional y personal. A la empresa, les agradezco por abrirme las puertas y brindarme una experiencia enriquecedora que complementa mi formación académica.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	VI
Índice de Tablas	VIII
Resumen	1
1. Introducción	3
1.1. Justificación del Tema	3
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivo General	5
1.2.2. Objetivos Específicos	5
2. Revisión de la literatura y fundamentación conceptual	6
2.1. Marco Teórico	6
2.1.1. Mercado Eléctrico Chileno	6
2.1.1.a. Sector de Generación	7
2.1.1.a.1. Mercado de Generación	7
2.1.1.a.2. Mercado de Potencia de Suficiencia	8
2.1.1.a.3. Mercado de Servicios Complementarios	8
2.1.1.a.4. Ingresos Mercado de Generación	10
2.1.1.b. Sector de Transmisión	11
2.1.1.c. Sector de Distribución	13
2.1.2. Principios de la Gestión de Activos	14
2.1.2.a. Conceptos Clave	14
2.1.2.a.1. Valor	14
2.1.2.a.2. Alineación	15
2.1.2.a.3. Liderazgo	16
2.1.2.a.4. Aseguramiento	16
2.1.2.a.5. Actividades	16
2.1.2.a.6. Toma de decisiones	17
2.1.2.b. Elementos Claves	18
2.1.2.b.1. Contexto de la organización	18
2.1.2.b.2. Liderazgo	19
2.1.2.b.3. Planificación	19
2.1.2.b.4. Apoyo	19
2.1.2.b.5. Operación	20

2.1.2.b.6.	Evaluación del desempeño	20
2.1.2.b.7.	Mejora continua	20
2.1.2.c.	Beneficios	20
2.1.3.	Gestión de Activos en el Sector Eléctrico	21
2.1.3.a.	Fases de un Proyecto para una Central Hidroeléctrica de Pasada	21
2.1.3.a.1.	Desarrollo y Planificación	22
2.1.3.a.2.	Diseño y Construcción	22
2.1.3.a.3.	Operación y Mantenimiento	23
2.1.3.a.4.	Desmantelamiento o Cierre	24
2.1.3.b.	Roles Clave dentro de un Proyecto de Generación Eléctrica	25
2.1.4.	Centrales Hidroeléctricas de Pasada	26
2.1.4.a.	Funcionamiento y Componentes	26
2.1.4.b.	Energía Hidroeléctrica de Pasada en Chile	29
2.2.	Marco Normativo	30
2.2.1.	Norma ISO 55.000	30
2.2.2.	Norma ISO 55.001	30
2.2.3.	Norma ISO 55.002	31
2.2.4.	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	31
2.2.5.	Norma Técnica de Coordinación y Operación	32
2.2.6.	Ley General de Servicios Eléctricos	32
2.2.7.	Ley N° 19.300	32
2.2.8.	Ley N° 20.701	32
2.2.9.	Decreto Supremo N° 88 - Resolución Exenta N° 464	33
2.2.10.	Decreto Supremo N° 327	33
2.2.11.	Resolución Exenta N° 31.876	33
2.3.	Estado del Arte	34
2.3.1.	Operación en las Centrales Hidroeléctricas de Pasada	34
2.3.2.	Mantenimiento en las Centrales Hidroeléctricas de Pasada	35
2.3.2.a.	Sistema de Vigilancia	35
2.3.2.b.	Mantenimiento Preventivo	35
2.3.2.c.	Mantenimiento Predictivo	36
2.3.2.d.	Técnicas de Mantenimiento Predictivo	36
3.	Antecedentes	37
3.1.	Proyectos de Energía Hidroeléctrica de Pasada	37
3.1.1.	Proyectos en operación	38
3.1.2.	Proyectos en pruebas y construcción	39
3.2.	Empresa EnorChile S.A	40
3.2.1.	Contexto de la Empresa	40
3.2.2.	Centrales a cargo de la gestión de activos	41
4.	Análisis de Mercado para las Centrales Hidroeléctricas de Pasada	43
4.1.	Stakeholders de un Proyecto Hidroeléctrico de Pasada	43
4.2.	Mercado Potencial para EnorChile	46

5. Propuesta de Modelo de Gestión de Activos	53
5.1. Mejores Prácticas y Recomendaciones para la Gestión de Activos	54
5.1.1. Contexto de la Organización y Planificación	54
5.1.2. Liderazgo	55
5.1.3. Actividades de Apoyo	55
5.1.4. Operación	55
5.1.5. Evaluación y Mejora Continua	56
5.2. Propuesta de Actividades para Proyectos Hidroeléctricos de Pasada . . .	57
5.2.1. Análisis de Criticidad de los Componentes	57
5.2.2. Mediciones y Toma de Datos	59
5.2.3. Seguridad	61
5.2.4. Control y Monitoreo	63
5.2.5. Plan de Mantenimiento	64
5.2.5.a. Mantenimiento Preventivo	64
5.2.5.a.1. Inspección Visual	64
5.2.5.a.2. Pruebas y Mediciones	65
5.2.5.a.3. Reparación y Reemplazo	65
5.2.5.a.4. Limpieza y Lubricación de Equipos	65
5.2.5.a.5. Ejemplos de Actividades de Mantenimiento Pre- ventivo	65
5.2.5.a.6. Instrumentos Utilizados para Mantenimiento Pre- ventivo	66
5.2.5.b. Mantenimiento Predictivo	66
5.2.5.b.1. Seguimiento Vibratorio	67
5.2.5.b.2. Análisis de Aceites	67
5.2.5.b.3. Pruebas de Diagnóstico	68
5.2.5.b.4. Análisis de Incidencias	68
5.2.5.b.5. Termografía	68
5.2.5.c. Mantenimiento Correctivo	69
5.2.5.c.1. Reparación de Equipos y Componentes	71
5.2.5.c.2. Reemplazo de Equipos y Componentes	71
5.2.5.c.3. Instalación de Equipos y Componentes Nuevos . .	71
5.2.5.c.4. Restauración de Componentes Desgastados	71
5.2.5.c.5. Alineación y Balanceo	72
5.2.5.c.6. Reparación de Soldaduras	72
5.2.5.c.7. Reajuste y Calibración de Sistemas de Control . .	72
5.2.5.c.8. Limpieza y Mantenimiento de Equipos Eléctricos .	72
5.2.5.c.9. Inspección Visual y No Destructiva	72
5.2.5.c.10. Análisis de Fallas y Causas Raíz	72
5.2.5.c.11. Recuperación de Fluidos y Sustancias Peligrosas .	73
5.2.5.c.12. Pruebas de Funcionamiento Post-Reparación . . .	73
5.2.5.d. Acciones de Mantenimiento Periódico	73
5.2.6. Desmantelamiento o Cierre	75
5.2.6.a. Planeamiento	75
5.2.6.b. Desmantelamiento	76
5.2.6.c. Reciclaje	76
5.2.6.d. Disposición Final	76
5.2.6.e. Aspectos Ambientales del Desmantelamiento	76

5.2.7. Reportes	77
5.2.7.a. Informes Diarios	77
5.2.7.b. Informes Mensuales	78
5.2.7.c. Informes Trimestrales y Anuales	78
5.2.7.d. Información Adicional en los Informes	78
5.2.8. Principales Indicadores Clave de Rendimiento (KPI)	79
5.2.8.a. Eficiencia Hidráulica	79
5.2.8.b. Disponibilidad	79
5.2.8.c. Factor de Planta	79
5.2.8.d. Costo de Operación y Mantenimiento	80
5.2.8.e. Impacto Ambiental	80
5.2.8.f. KPI Funcionarios de O&M	80
5.3. Propuesta de Estrategia para Proyectos Hidroeléctricos de Pasada	82
5.3.1. Cinco Fuerzas de Porter	82
5.3.2. Modelo Canvas	84
5.3.2.a. Socios Claves	84
5.3.2.b. Canales	86
5.3.2.c. Actividades Claves	87
5.3.2.d. Recursos Claves	87
5.3.2.e. Relación con el Cliente	88
5.3.2.f. Segmento de Clientes	88
5.3.2.g. Estructura de Costo	89
5.3.2.h. Fuentes de ingreso	89
5.3.2.i. Propuesta de valor	90
5.3.3. Propuesta de Valor - Análisis de Clientes y Diseño de Soluciones	92
5.3.3.a. Etapa de Observación	92
5.3.3.b. Etapa de Diseño	93
5.4. Proyección de Mercado del Modelo de Gestión de Activos	94
5.4.1. Evaluación de la Inversión	94
5.4.2. Proyección de Ingresos por Operación y Mantenimiento	95
5.4.3. Balance entre Ingresos Estimados y Gastos de O&M	97
5.5. Análisis del Contexto Hídrico en Chile	98
5.6. Propuesta del Modelo de Gestión de Activos	99
5.7. Recomendaciones	100
6. Conclusiones	101
Apéndice	103
A. Proyectos de Energía Hidroeléctrica de Pasada en operación, pruebas y en construcción	103
B. Matriz de Criticidad y Factores ponderados de criterios a evaluar por el modelo de criticidad total por riesgo	107
C. Ejemplos de Caudal, Generación e Ingresos de PMGD en los últimos años	109

D.	Visita Técnica realizada con EnorChile S.A	117
D.1.	Localización y Entrada en Operación	117
D.2.	Información Técnica	118
D.2.1.	PMGD HP LOS BAJOS	118
D.2.2.	PMGD HP AUXILIAR DEL MAIPO	120
D.3.	Operación e Ingresos	122
D.4.	Nueva Regulación	123
E.	Ejemplo de PMGD con Costo Marginal en comparación con Precio Estabilizado	124

Índice de Figuras

1.1.	Generación hídrica en Chile al 2022, según [4].	3
2.1.	Esquema del mercado de generación en Chile, según [7].	7
2.2.	Esquema de Servicios Complementarios en Chile, según [10].	9
2.3.	Sistema actual de transmisión en Chile, según [7].	12
2.4.	Jerarquía de los activos dentro del sistema, según [16].	15
2.5.	Diagrama con ejemplos de las variaciones en las etapas del ciclo de vida de los activos, según [15].	16
2.6.	Modelo planificar, hacer, verificar y actuar (PHVA) con los requisitos de la ISO 55.001, según [17].	18
2.7.	Componentes de una central hidroeléctrica de pasada, según [27].	27
3.1.	Distribución Geográfica de los proyectos actuales de EnorChile, según información entregada por la empresa.	42
4.1.	Mapa de actores o stakeholders identificados para la centrales hidroeléctricas de pasada. Elaboración propia.	45
4.2.	Gráfico del mercado objetivo inicial de EnorChile con respecto al mercado total de centrales hidroeléctricas de pasada. Elaboración propia.	52
5.1.	Cinco fuerzas de Porter aplicadas a EnorChile en el mercado de gestión de activos hidroeléctrico de pasada. Elaboración propia.	83
5.2.	Modelo Canvas identificado para EnorChile en la gestión de activos actualmente. Elaboración propia.	84
5.3.	Modelo Canvas identificado para EnorChile en la gestión de activos de centrales hidroeléctricas de pasada. Elaboración propia.	91
5.4.	Propuesta de valor identificada para EnorChile en la gestión de activos. Elaboración propia.	94
5.5.	Costos de inversión referencial unitario [US\$/kW], según [42].	95
5.6.	Costos fijos por tecnología (% valor de inversión), según [42].	96
5.7.	Proyección de ingresos por operación y mantenimiento en base a potencia adjudicada por año. Elaboración propia.	96
5.8.	Proyección de ebitda por operación y mantenimiento en base a potencia adjudicada por año. Elaboración propia.	97
5.9.	Propuesta del Modelo de Gestión de Activos por etapa. Elaboración propia.	99
B.1.	Matriz de criticidad propuesta por el modelo CTR [41].	108
C.1.	Caudal promedio anual del Rio Huasco [1].	109

C.2.	Generación anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Río Huasco [1].	110
C.3.	Ingresos anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Río Huasco [43].	110
C.4.	Caudal promedio anual del Río Elquí [1].	111
C.5.	Generación anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Puclaro [1].	111
C.6.	Ingresos anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Puclaro [43].	112
C.7.	Caudal promedio anual del Río Maipo [1].	112
C.8.	Generación anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Auxiliar del Maipo [1].	113
C.9.	Ingresos anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Auxiliar del Maipo [43].	113
C.10.	Caudal promedio anual del Río Cachapoal [1].	114
C.11.	Generación anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Sauzalito [1].	114
C.12.	Ingresos anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Sauzalito [43].	115
C.13.	Caudal promedio anual del Río Callao [1].	115
C.14.	Generación anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Callao [1].	116
C.15.	Ingresos anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Callao [43].	116
D.1.	Ubicación centrales.	118
D.2.	Máquina Turbina - Generador.	118
D.3.	Tubería de Aducción.	119
D.4.	Fondo de Aceites.	119
D.5.	Fondo de Aceites.	120
D.6.	Unidades Generadoras.	120
D.7.	Tubería de Aducción.	121
D.8.	Transformadores.	122
D.9.	Dispositivo "CAPTAHYDRO".	123
E.1.	Comparación del ingreso anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Río Huasco [43].	125
E.2.	Comparación del ingreso anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Río Puclaro [43].	126
E.3.	Comparación del ingreso anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Auxiliar del Maipo [43].	127
E.4.	Comparación del ingreso anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Sauzalito [43].	128

Índice de Tablas

3.1.	Proyectos en operación “Instalaciones de Generación” por región y provincia. Elaboración propia, según [39].	38
3.2.	Proyectos en operación “PMG o PMGD” por región y provincia. Elaboración propia, según [39].	39
3.3.	Proyectos en prueba y construcción “PMG o PMGD” por región y provincia. Elaboración propia, según [40].	39
3.4.	Proyectos propios de EnorChile en la actualidad. Elaboración propia, según información entregada por EnorChile.	41
3.5.	Proyectos con contrato vigente de EnorChile en la actualidad. Elaboración propia, según información entregada por EnorChile.	41
4.1.	Mercado Potencial de Proyectos Hidroeléctricos de Pasada en Chile para EnorChile parte 1. Elaboración propia, según [39].	48
4.2.	Mercado Potencial de Proyectos Hidroeléctricos de Pasada en Chile para EnorChile parte 2. Elaboración propia, según [39].	49
4.3.	Mercado Potencial de Proyectos Hidroeléctricos de Pasada en Chile para EnorChile parte 3. Elaboración propia, según [39].	50
4.4.	Mercado Potencial de Proyectos Hidroeléctricos de Pasada en Chile para EnorChile parte 4. Elaboración propia, según [39].	51
5.1.	Criticidad total por riesgos y jerarquización. Elaboración propia, según [41]	59
5.2.	Acciones de Mantenimiento para Turbina. Elaboración propia, según [37]	73
5.3.	Acciones de Mantenimiento para Generador. Elaboración propia, según [37]	74
5.4.	Acciones de Mantenimiento para Bocatoma. Elaboración propia, según [37]	74
5.5.	Acciones de Mantenimiento para Desarenador. Elaboración propia, según [37]	74
5.6.	Acciones de Mantenimiento para Cámara de Carga. Elaboración propia, según [37]	74
5.7.	Acciones de Mantenimiento para Tubería de Presión. Elaboración propia, según [37]	75
5.8.	Acciones de Mantenimiento para Canal. Elaboración propia, según [37]	75
5.9.	Análisis Financiero de la Central PMGD Auxiliar del Maipo en el año 2022. Elaboración propia, según [42][43][1]	97
5.10.	Porcentaje de los Caudales con respecto al promedio histórico por zona geográfica. Elaboración propia, según [1].	98
A.1.	Proyectos hidroeléctricos de pasada en Chile que estén en operación, pruebas o construcción parte 1. Elaboración propia, según [40][39].	103

A.2.	Proyectos hidroeléctricos de pasada en Chile que estén en operación, pruebas o construcción parte 2. Elaboración propia, según [39].	104
A.3.	Proyectos hidroeléctricos de pasada en Chile que estén en operación, pruebas o construcción parte 3. Elaboración propia, según [39].	105
A.4.	Proyectos hidroeléctricos de pasada en Chile que estén en operación, pruebas o construcción parte 4. Elaboración propia, según [39].	106
B.1.	Modelo de Criticidad Total por Riesgo Parte 1 [41].	107
B.2.	Modelo de Criticidad Total por Riesgo Parte 2 [41].	108
C.1.	Datos de la Central Hidroeléctrica de Pasada Río Huasco. Elaboración propia, según [1]	109
C.2.	Datos de la Central Hidroeléctrica de Pasada Puclaro. Elaboración propia, según [1]	111
C.3.	Datos de la Central Hidroeléctrica de Pasada Auxiliar del Maipo. Elaboración propia, según [1]	112
C.4.	Datos de la Central Hidroeléctrica de Pasada Sauzalito. Elaboración propia, según [1]	114
C.5.	Datos de la Central Hidroeléctrica de Pasada Callao. Elaboración propia, según [1]	115
E.1.	Aproximación de los costos marginales en los últimos años. Elaboración propia, según [1]	124

Nomenclatura

Siglas y Acrónimos

<i>ERNC</i>	: Energías Renovables No Convencionales.
<i>SEN</i>	: Sistema Eléctrico Nacional.
<i>CEN</i>	: Coordinador Eléctrico Nacional.
<i>CNE</i>	: Comisión Nacional de Energía.
<i>CDEC</i>	: Centro de Despacho Económico de Carga.
<i>ISO</i>	: Organización Internacional de Normalización.
<i>PEGA</i>	: Plan Estratégico de Gestión de Activos.
<i>O&M</i>	: Operación y Mantenimiento.
<i>SGIIE</i>	: Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas.
<i>NTSyCS</i>	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
<i>SMA</i>	: Superintendencia del Medio Ambiente.
<i>DGA</i>	: Dirección General de Aguas.
<i>SEC</i>	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
<i>EIA</i>	: Estudio de Impacto Ambiental.
<i>DIA</i>	: Declaración de Impacto Ambiental.
<i>AGC</i>	: Control Automático de Generación.
<i>PMG</i>	: Pequeño Medio de Generación.
<i>PMGD</i>	: Pequeño Medio de Generación Distribuida.
<i>SCADA</i>	: Supervisión, Control y Adquisición de Datos.
<i>SEA</i>	: Servicio de Evaluación Ambiental.
<i>RCA</i>	: Resolución de Calificación Ambiental.
<i>CMP</i>	: Centro de Monitoreo de Procesos de EnorChile.

Resumen

Este trabajo presenta un modelo integral de gestión de activos diseñado específicamente para proyectos de energía hidroeléctrica de pasada, contextualizado en la realidad operativa de EnorChile. Explorando los elementos esenciales de la gestión de activos y su aplicación en el sector energético chileno, se ha identificado un mercado potencial significativo en las centrales hidroeléctricas de pasada.

El modelo de gestión de activos propuesto se fundamenta en los estándares de la norma ISO 55001. Se proponen acciones de mejora en diversas áreas organizativas, alineadas con los requisitos de esta normativa. Se enfatizan las actividades cruciales durante la fase de operación y mantenimiento de proyectos hidroeléctricos de pasada, proporcionando directrices específicas para garantizar la eficiencia y confiabilidad de estas instalaciones.

En el análisis del mercado eléctrico chileno, se profundiza en las estructuras institucionales, las regulaciones vigentes y los sectores críticos, especialmente el sector de generación. Este contexto proporciona el trasfondo necesario para comprender las dinámicas del mercado eléctrico en el cual EnorChile opera y cómo estas dinámicas impactan en sus operaciones y estrategias de gestión de activos. La creciente necesidad de soluciones de gestión de activos, exacerbada por factores como la sequía, ha creado una demanda urgente en este campo.

EnorChile se encuentra en una posición estratégica para abordar esta demanda. Sin embargo, para capitalizar completamente esta oportunidad, se ha concluido que la adaptación estratégica es esencial. Esto incluye la formación de asociaciones estratégicas con proveedores especializados en mantenimiento de turbinas, sistemas de vibración y otros aspectos críticos. Además, se ha enfatizado la importancia de establecer un enfoque robusto para el mantenimiento mayor de las unidades, como los rodets, a través de asociaciones o adquisiciones estratégicas. Este cambio de enfoque es fundamental para llenar las brechas actuales en la oferta de EnorChile y construir una credibilidad sólida en el mercado de las centrales hidroeléctricas de pasada.

Finalmente, se presenta una estrategia detallada para EnorChile en el ámbito de proyectos de energía hidroeléctrica de pasada. Esta se centra en la propuesta de valor de la empresa, destacando la competitividad de precios, la presencia de personal multidisciplinario y el aprovechamiento de su reconocimiento en el mercado. Además, se explora la capacidad única de EnorChile para reducir costos debido a su unidad centralizada de control y monitoreo en Santiago, junto con su presencia en diversas regiones del país.

Abstract

This paper presents a comprehensive asset management model designed specifically for run-of-river hydropower projects, contextualized in the operational reality of EnorChile. By exploring the essential elements of asset management and its application in the Chilean energy sector, a significant potential market has been identified in run-of-river hydroelectric power plants.

The proposed asset management model is based on ISO 55001 standards. Improvement actions are proposed in several organizational areas, aligned with the requirements of this standard. Crucial activities during the operation and maintenance phases of run-of-river hydroelectric projects are emphasized, providing specific guidelines to ensure the efficiency and reliability of these facilities.

In the analysis of the Chilean electricity market, we delve into the institutional structures, current regulations, and critical sectors, especially the generation sector. This context provides the necessary background to understand the dynamics of the electricity market in which EnorChile operates and how these dynamics impact its operations and asset management strategies. The growing need for asset management solutions, exacerbated by factors such as drought, has created an urgent demand in this field.

EnorChile is in a strategic position to address this demand. However, to fully capitalize on this opportunity, it has been concluded that strategic alignment is essential. This includes forming strategic partnerships with suppliers specializing in turbine maintenance, vibration systems, and other critical aspects. In addition, the importance of establishing a robust approach to major unit maintenance, such as runners, through strategic partnerships or acquisitions has been emphasized. This change in approach is critical to filling the current gaps in EnorChile's offering and building solid credibility in the run-of-river hydro market.

Finally, a detailed strategy for EnorChile in the field of run-of-river hydropower projects is presented. It focuses on the company's value proposition, highlighting price competitiveness, the presence of multidisciplinary personnel, and leveraging its market recognition. In addition, EnorChile's unique ability to reduce costs due to its centralized control and monitoring unit in Santiago is explored, along with its presence in various regions of the country.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Justificación del Tema

En los últimos años, la generación hidroeléctrica ha seguido siendo una fuente importante de energía en Chile, como demuestran las estadísticas del Coordinador Eléctrico Nacional, que indican que en 2022 la generación hidroeléctrica representó el 24,4 % de la electricidad total generada en el país [1]. Además, la generación hidroeléctrica de pasada no ha dejado de aumentar en los últimos años y, según datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en 2020 su capacidad instalada alcanzó los 3.594 MW, lo que representa un aumento del 19 % respecto al año anterior (sobrepasando este año la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas de embalse) [2].

En la actualidad, hay muchas centrales hidroeléctricas de pasada en el país que producen una cantidad significativa de energía limpia y sostenible. Este tipo de centrales siguen creciendo y actualmente tiene la tercera mayor capacidad instalada en construcción, solo por detrás de la solar y la eólica [3].

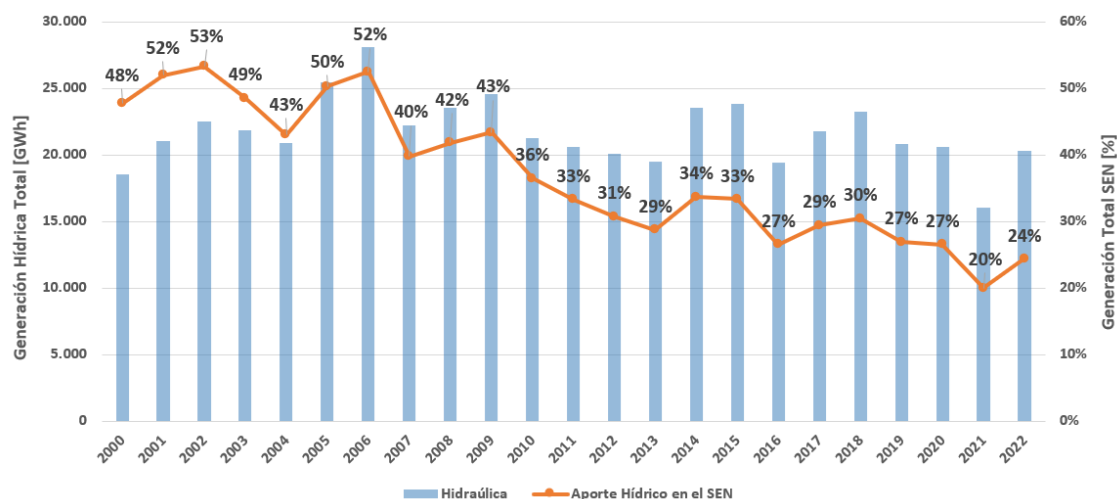


Figura 1.1: Generación hídrica en Chile al 2022, según [4].

En cuanto al mercado, las centrales hidroeléctricas de pasada suelen participar en los mercados de energía eléctrica a corto plazo, sin embargo, también tienen participación en el mercado de potencia de suficiencia y servicios complementarios.

En el mercado de potencia de suficiencia, que es un mecanismo utilizado en algunos sistemas eléctricos para garantizar la disponibilidad de suficiente capacidad de generación de electricidad, las centrales hidroeléctricas de pasada pueden participar como generadores de energía base y de punta, lo que permite que sean reguladores de la oferta y la demanda contribuyendo a garantizar la disponibilidad de energía eléctrica en momentos de alta demanda o escasez de recursos energéticos.

En cuanto al mercado de servicios complementarios, una de las principales tareas que pueden ofrecer las centrales de pasada es la regulación de la frecuencia y tensión, ya que como se mencionó con anterioridad al poder ajustar su generación, permite compensar las fluctuaciones de la demanda y mantener la frecuencia y tensión del sistema eléctrico dentro de los límites aceptables.

Por otra parte, es importante destacar la sequía que ha afectado a lo largo del país en los últimos años, lo cual ha tenido un impacto negativo en la disponibilidad de recursos hídricos para la generación de energía hidroeléctrica. Esta situación ha llevado a que las centrales hidroeléctricas de pasada tengan dificultades para mantener sus niveles de generación y estabilidad operacional, lo que ha tenido un impacto en la seguridad energética del país y ha destacado la necesidad de un modelo de gestión de activos más efectivo.[5]

De esta forma, el pronóstico hidrológico en Chile es una herramienta importante para predecir el comportamiento de los ríos y los caudales de agua en el país. Se utiliza para planificar la generación hidroeléctrica, la gestión de recursos hídricos y la prevención de desastres naturales relacionados con el agua. La fluviometría y la pluviometría son dos herramientas importantes para tomar medidas para una gestión adecuada del recurso hídrico. La fluviometría se refiere a la medición del caudal de un río o arroyo, mientras que la pluviometría se refiere a la medición de la cantidad de precipitación que cae en una determinada zona.[6]

Por lo tanto, es fundamental contar con un modelo de gestión de activos adecuado para las centrales hidroeléctricas de pasada, que permita mejorar la eficiencia en la generación de energía y reducir la vulnerabilidad de este sector ante las sequías. Este modelo debe considerar la implementación de tecnologías innovadoras y la adopción de prácticas de mantenimiento y monitoreo efectivas para garantizar el buen funcionamiento de los equipos y prevenir fallas que puedan afectar la producción de energía. Además, es importante contar con conocimientos en gestión de activos, que incluye el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de los equipos y maquinarias de la central hidroeléctrica de pasada, así como la planificación y gestión de los recursos necesarios para llevar a cabo estas tareas.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Proponer un modelo de negocio de centrales hidroeléctricas de pasada en las condiciones actuales del sistema eléctrico, a fin de identificar nuevas oportunidades de negocio para EnorChile.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Revisar el estado del arte y marco normativo chileno para centrales de generación hidroeléctricas.
- Identificar aspectos técnicos de las centrales hidroeléctricas instaladas en el sistema eléctrico nacional.
- Estudiar las variables del negocio eléctrico de las centrales hidroeléctricas de pasada.
- Realizar una propuesta de oportunidades de negocio para una central hidroeléctrica de pasada.
- Proyectar el desempeño de la propuesta de las oportunidades de negocio mediante evaluaciones de distintos escenarios.

Capítulo 2

Revisión de la literatura y fundamentación conceptual

En este capítulo se establece en primer lugar el marco teórico que sustenta el modelo de gestión de activos propuesto, incluyendo conceptos y principios clave. Luego, se examinarán las leyes, reglamentos y normas aplicables a las centrales hidroeléctricas en Chile, a fin de entender el marco normativo vigente que rige la gestión de activos. Finalmente, se proporciona una descripción general de los desarrollos más recientes, las mejores prácticas y las tendencias emergentes en la gestión de activos para centrales hidroeléctricas de pasada, con el objetivo de identificar los desafíos y soluciones relevantes. Este análisis formará la base para desarrollar estrategias efectivas para mejorar el desempeño y la sustentabilidad de estas instalaciones en Chile.

2.1. Marco Teórico

En este punto se exploran teorías y enfoques relevantes en la gestión de activos para identificar retos y oportunidades clave para el desarrollo de un modelo eficaz. Se examinan los conceptos clave, como lo es la gestión de activos, mantenimiento preventivo y predictivo, gestión de riesgos, mercado eléctrico, entre otros. La revisión de la literatura académica y técnica pretende identificar las mejores prácticas, metodologías y herramientas que se han desarrollado para mejorar la gestión de activos en las centrales hidroeléctricas de pasada. El marco teórico proporcionará una base sólida para el desarrollo del modelo de gestión de activos propuesto, permitiendo una comprensión profunda de sus fundamentos teóricos y prácticos necesarios para su aplicación con éxito.

2.1.1. Mercado Eléctrico Chileno

El mercado eléctrico chileno actual se compone de distintos segmentos, entre los cuales se destacan el sector de generación, en el que se desglosa el mercado de energía, mercado de potencia de suficiencia y servicios complementarios. Además, se tienen los sectores de transmisión y distribución que completan el SEN. En las secciones siguientes, se exploran cada uno de estos aspectos en detalle, examinando su funcionamiento, importancia y contribución al sistema eléctrico de Chile, así como también los ingresos de las generadoras.

2.1.1.a. Sector de Generación

Dentro del sector de generación, se destacan los siguientes 3 mercados:

2.1.1.a.1. Mercado de Generación

El mercado de generación eléctrica en Chile es altamente competitivo y se divide en dos principales segmentos: el mercado spot y el mercado de contratación de suministro.

En el mercado spot, las empresas generadoras participan en la compra y venta de energía eléctrica en función de sus compromisos contractuales. Los generadores deben cubrir el retiro de energía de sus clientes contractuales y participan cuando inyectan o retiran energía a costo marginal en barras específicas. La valorización de estas transacciones se realiza a través del Coordinador Eléctrico Nacional. En caso de que un generador genere menos energía de la que retira, debe comprar la diferencia en el mercado spot a generadores excedentarios.

El balance de transferencias económicas, realizado mensualmente por el Coordinador, establece los pagos entre generadores deficitarios y generadores excedentarios en función de las inyecciones y retiros de energía. Es importante destacar que los generadores no pueden decidir sobre sus inyecciones, ya que eso es responsabilidad del Coordinador.

Por otro lado, el mercado de contratación de suministro se basa en contratos bilaterales entre generadoras y clientes libres, así como licitaciones de suministro a largo plazo con empresas de distribución para clientes regulados. Estos contratos permiten a los generadores estabilizar sus ingresos y comprometen un volumen de energía y potencia por un período determinado. Los clientes regulados adquieren sus contratos de suministro a través de un proceso de licitación, mientras que los clientes libres negocian sus contratos directamente [7].

En el siguiente esquema, es posible apreciar como funciona el mercado de generación para productores y comercializadores, los cuales se detallan en el apartado 2.1.1.a.4 con sus respectivas nomenclaturas.

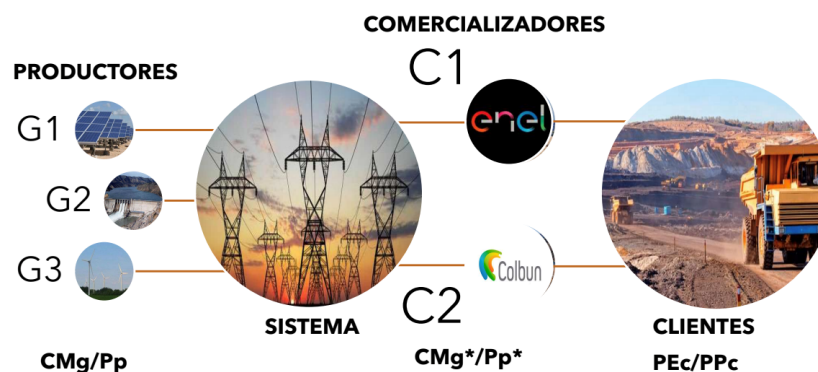


Figura 2.1: Esquema del mercado de generación en Chile, según [7].

2.1.1.a.2. Mercado de Potencia de Suficiencia

El mercado de potencia de suficiencia es un sistema regulado en Chile que se utiliza para garantizar el suministro de energía eléctrica durante las horas de mayor demanda. En este mercado, se consideran tanto los costos marginales de energía como los costos marginales de potencia.

La potencia de suficiencia se refiere a la capacidad de abastecer al sistema durante su periodo más crítico, que actualmente se define como las 52 horas de mayor demanda. Sin embargo, se ha observado que estas horas no son necesariamente las más críticas, ya que existen momentos de menor potencia en los que no se puede suministrar energía bajo ciertas condiciones. Por lo tanto, se está considerando modificar la definición de potencia de suficiencia.

Se ha identificado que el problema principal para abastecer la potencia de suficiencia se encuentra en las rampas, es decir, en los momentos de entrada y salida del sol, donde hay una mayor probabilidad de pérdida de carga. Además de la suficiencia, se requiere alta flexibilidad en estas horas, lo que implica una rápida respuesta y capacidad de carga.

La potencia de suficiencia de una central se calcula en función de la probabilidad de que esté disponible en cualquier circunstancia y bajo cualquier hidrología, en las condiciones más críticas. Para determinar la disponibilidad de una central, se realizan preguntas relacionadas con su historial de fallas, mantenimiento, limitaciones de generación y problemas de abastecimiento de combustible. Cada pregunta reduce la potencia con respecto a su potencia nominal. En este sentido, las centrales carboneras y diésel suelen tener una alta suficiencia, mientras que las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) tienen una baja suficiencia.

En el caso de las centrales hidráulicas, se les paga asumiendo la peor hidrología posible. Anualmente, se realiza un análisis de todo el parque generador y se calcula la contribución de cada central a la suficiencia. Los retiros de potencia de los clientes se pagan a un fondo común, el cual se distribuye entre las generadoras proporcionalmente a su suficiencia [8].

2.1.1.a.3. Mercado de Servicios Complementarios

Los Servicios Complementarios en el sector eléctrico se dividen en cuatro áreas principales: Control de Frecuencia (CF), Control de Tensión (CT), Control de Contingencia y Plan de Recuperación de Servicio. Estos servicios son fundamentales para garantizar la operación segura y confiable del sistema eléctrico, así como para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda de energía.

En el mercado de Servicios Complementarios, se busca la posibilidad de incorporar nuevos servicios, integrar nuevos agentes y adoptar nuevas tecnologías que contribuyan a la eficiencia y flexibilidad del sistema eléctrico.

En términos generales, se aplica la regla de competencia para la prestación de los Servicios Complementarios. Esto significa que si existen varios oferentes para un servicio en particular, deben participar en un proceso de competencia para prestar dicho servicio. Sin embargo, no todos los Servicios Complementarios son considerados mercados competitivos.

El Coordinador, entidad responsable de la operación del sistema eléctrico, realiza un estudio de competencia de mercado para determinar qué Servicios Complementarios pueden prestarse bajo condiciones de competencia y cuáles no. Por ejemplo, el Control de Tensión suele ser un servicio no competitivo, ya que en una barra del sistema eléctrico generalmente no hay más de dos unidades con capacidad para controlar la tensión. El Control de Tensión se encarga de ajustar los niveles de voltaje en una barra específica mediante la inyección de reactivos.

El mecanismo de materialización de los Servicios Complementarios establece cómo se prestará el servicio y cómo se realizarán los pagos correspondientes. El Coordinador verifica si existen condiciones de competencia para un servicio determinado o si es necesario aplicar instrucciones directas. En casos de competencia, se utilizan subastas o licitaciones de corto plazo y largo plazo para adquirir los servicios.

Los requerimientos de corto plazo se refieren a servicios que se adquieren mediante subastas y se prestan en un plazo cercano, como la Reserva en Frecuencia. Por ejemplo, la subasta para la Reserva en Frecuencia podría realizarse dentro de una semana, lo que brinda la posibilidad de participar en subastas futuras si no se obtiene el servicio en una ocasión determinada.

Por otro lado, los requerimientos de largo plazo se adquieren mediante licitaciones de largo plazo. Estos casos suelen involucrar la construcción de estructuras o equipos, como condensadores y baterías, cuando no existe el recurso necesario en el sistema [9].

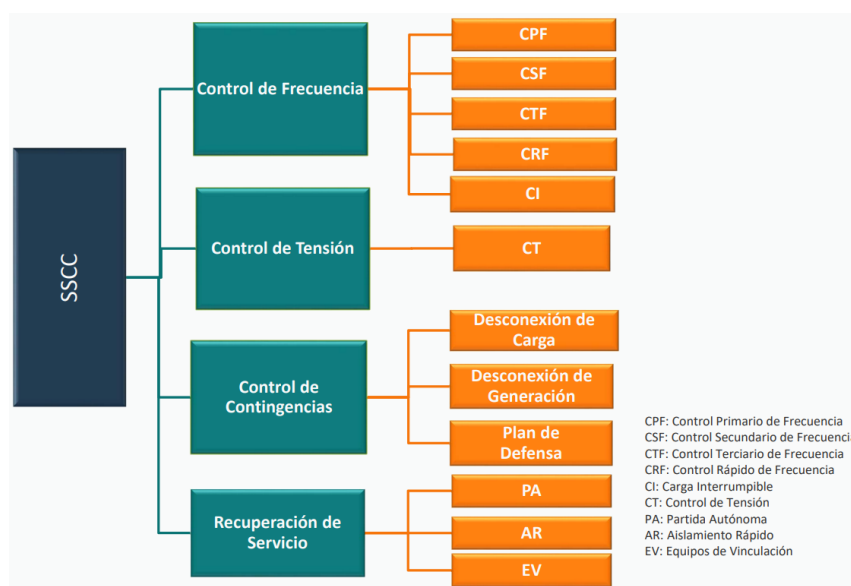


Figura 2.2: Esquema de Servicios Complementarios en Chile, según [10].

2.1.1.a.4. Ingresos Mercado de Generación

Los ingresos de las generadoras pueden variar dependiendo de si operan como productores o como comercializadoras. Algunas generadoras encuentran beneficios en ser comercializadoras, mientras que otras prefieren enfocarse únicamente en la producción.

Un productor puro generalmente no tiene contratos y, por lo tanto, no tiene retiros de energía. Para maximizar sus ganancias, un productor debe instalar su central en una barra donde el costo marginal sea alto, ya que el valor de su inyección de energía será mayor. Los productores dependen en gran medida del costo marginal, ya que influye directamente en sus ingresos. Los PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuida) pueden optar por un precio estabilizado de energía o el mercado spot.

En el caso de los comercializadores, sus ingresos provienen del precio de la energía y del precio de la potencia que cobran a sus clientes. A esto se le resta lo que se paga al sistema por los retiros de energía realizados por los clientes. También existen generadoras que actúan tanto como productoras como comercializadoras.

En un escenario ideal, la generadora genera la misma cantidad de energía que la vendida a sus clientes mediante contratos. Además, cuando el sistema está acoplado, los costos marginales son iguales en todas las barras, con algunas variaciones debido a las pérdidas. Por otro lado, el costo de la potencia que se cobra es igual al que se paga, ya que es un costo publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), por lo que generalmente no se obtiene ganancia con la potencia.

Bajo estas tres condiciones, los ingresos de un productor o comercializador no dependen del costo marginal. La inyección de energía depende del Coordinador, es posible hacer predicciones sobre la cantidad de energía que se generará. Al simplificar el análisis y eliminar los costos marginales, se reduce el riesgo asociado. Los generadores tienden a evitar vender energía a clientes ubicados en el sur, ya que los costos marginales en esa región suelen ser muy elevados. Por lo tanto, se establecen precios más altos para compensar la diferencia de costos marginales entre el norte y el sur.

Las centrales que tienen mayor certeza sobre la cantidad de energía que generarán son aquellas que son más económicas y se encuentran en las primeras posiciones de la lista de mérito, asegurando su despacho. Estas centrales suelen hacer contratos de suministro. Por otro lado, las centrales diésel rara vez hacen contratos de suministro debido a su bajo despacho, lo que las expone a mayor medida al costo marginal. Los generadores productores generalmente son aquellos que, a pesar de tener una central, no pueden prever cuánta energía generarán a largo plazo [11].

- Productor:

$$Ingresos = E_g \cdot (CM_g - CV) + P_{SUF} \cdot P_P - (C_{INV} - C_{O\&M}) \quad (2.1)$$

- Comercializador:

$$Ingresos = E_C \cdot (PE_C - CM_g^*) + MW_C \cdot (PP_C - P_P) \quad (2.2)$$

Donde:

- E_g : Energía Generada.
- CV : Costo Variable.
- P_{SUF} : Potencia de Suficiencia Reconocida.
- P_P : Precio de Potencia de la Barra.
- C_{INV} : Costo de Inversión.
- $C_{O\&M}$: Costo de Operación y Mantenimiento.
- E_C : Energía Contratada.
- PE_C : Precio de la Energía Contratada.
- CM_g : Costo Marginal en la Barra de Inyección.
- CM_g^* : Costo Marginal en la Barra de Retiro.

2.1.1.b. Sector de Transmisión

El mercado de transmisión en Chile ha experimentado cambios significativos con la implementación de la Ley de Transmisión, en contraste con el sistema anterior. Aunque la planificación y valorización en ambos sistemas son similares, hay diferencias en la forma de pago. Antes se utilizaba el esquema 80/20, donde el 80 % era asumido por los generadores y el 20 % restante por los clientes, pero ahora los clientes pagan el 100 % de los costos. Además, la ley de transmisión extendió el enfoque troncal al sistema de subtransmisión debido a los problemas identificados en dicho sistema. Esto implica que la subtransmisión también se integra al sistema troncal con la nueva legislación.

En la actualidad, se realizan licitaciones tanto para el sistema nacional como para los sistemas zonales. En ambos casos, los costos de conexión al sistema son asumidos por los generadores. Para las nuevas obras, se calcula el Valor Agregado de Transmisión Total (VATT) como la suma del Valor de Inversión (VI) más el Costo de Mantenimiento Anual (COMA) durante un período de licitación de 20 años. En el caso de las obras existentes, se utiliza el cálculo del VATT como la suma del Valor Neto de Reposición (VNR) más el COMA Eficiente, una vez transcurridos los 20 años del contrato de licitación o para obras realizadas antes de la entrada en vigencia de la Ley de Transmisión.

Estos cálculos se aplican tanto a las líneas nacionales como a las líneas zonales. Las diferencias entre el VNR propuesto por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la empresa se resuelven mediante un panel de expertos. Sin embargo, el panel solo puede tomar una de las dos posturas presentadas y no un punto intermedio. Una vez obtenido el VNR y el VI, se determina la cantidad de usuarios y estos pagan en función de su consumo energético. Los usuarios que consumen más energía pagan más por la transmisión, mientras que aquellos que consumen menos pagan menos.

El sistema nacional es financiado por todos los usuarios, mientras que los sistemas zonales son financiados por zona. Actualmente, en Chile existen aproximadamente 6 o 7 sistemas zonales.

En cuanto a las tarifas para los usuarios finales, se busca implementar subsidios cruzados en la medida de lo posible, con el objetivo de lograr equidad tarifaria residencial. Además, se aplican mecanismos de equidad, como el PNP (Precio No Pago) y el reconocimiento a la generación local, que buscan reducir el costo de la energía para los consumidores.

Las líneas dedicadas son estructuras privadas y el pago se realiza mediante contratos entre las partes involucradas. Sin embargo, cuando los clientes regulados utilizan estructuras dedicadas, el Estado interviene y realiza un cálculo pseudo VNR, en el cual se paga un porcentaje del uso esperado de esa línea. El Estado asume ese costo de acuerdo con el porcentaje estimado de uso por parte de los clientes regulados. Es importante destacar que las líneas pueden moverse entre segmentos, es decir, pueden cambiar de ser zonales a dedicadas y viceversa.

El plazo de planificación se ha ampliado debido a que los tiempos de construcción de las líneas son prolongados. Además, con la ley de transmisión, la planificación se vuelve vinculante, lo que significa que lo que se planifica debe ser construido. La construcción de una línea ahora puede ser justificada por la apertura de espacio para aumentar la competencia en el mercado. La transmisión se considera como la plataforma para un mercado energético [12].



Figura 2.3: Sistema actual de transmisión en Chile, según [7].

2.1.1.c. Sector de Distribución

La distribución en Chile presenta características particulares en su estructura. Aunque existen distribuidoras que operan dentro de otras o están interconectadas de alguna manera, en general, cada distribuidora opera de forma aislada. Uno de los principales desafíos en la distribución eléctrica es el dimensionamiento de la infraestructura. El retiro del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la distribuidora es prácticamente imposible, incluso para las propias distribuidoras que a menudo carecen de un conocimiento detallado de su infraestructura, incluyendo alimentadores antiguos construidos en madera. Esto dificulta la contabilidad regulatoria y la planificación eficiente de la infraestructura.

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es el proceso tarifario mediante el cual se determina el costo de la infraestructura de la distribuidora y se transfiere posteriormente a los clientes a través de la tarifa de energía (kWh). Los clientes pagan a su respectiva distribuidora, y el VAD se calcula en base a una empresa modelo inventada en Chile para estimar aproximadamente la infraestructura de la distribuidora. Sin embargo, esta empresa modelo es antigua y no se ha actualizado, lo que limita su capacidad de representar con precisión las condiciones actuales.

La tasa de descuento, que antes era fija en un 10 %, se calcula ahora cada 4 años para las distribuidoras. Esto implica que las distribuidoras deben realizar inversiones anuales y traerlas a valor presente utilizando la tasa de descuento determinada. Si bien en Estados Unidos se ha utilizado la contabilidad regulatoria desde el principio para calcular la infraestructura, en Chile este proceso resulta lento y tedioso, especialmente cuando se aplica a infraestructuras ya construidas.

Las distribuidoras ofrecen tres servicios principales: distribución y comercialización de energía eléctrica, servicios asociados (como arriendo de medidores y apoyo en postes) y la conexión de clientes libres a través de las redes de distribución. Los clientes libres tienen la opción de comprar energía de la distribuidora o de un generador, y las distribuidoras pueden actuar como comercializadores al tener contratos privados con generadores y vender energía a los clientes libres al costo pactado.

Las distribuidoras operan bajo concesiones de servicio público y deben proporcionar y mantener el servicio dentro de su zona de concesión. La ley establece las instrucciones para la construcción de la empresa modelo, que se utiliza como base para calcular el VAD. Esta empresa modelo parte desde cero, realizando todas las inversiones correspondientes, y se ajusta a las condiciones operativas y geográficas de la empresa real. El cálculo del VAD incluye componentes como el costo eficiente y estándar de la infraestructura, costos fijos, y pérdidas medias de distribución en potencia y energía.

La distribución de energía eléctrica se rige por normativas que buscan garantizar la calidad del servicio. Si el Estado decide aumentar la calidad de servicio, reduciendo los índices SAIDI (Duración media de interrupción del suministro) y SAIFI (Frecuencia media de interrupción del suministro), se puede incentivar a las distribuidoras a realizar inversiones adicionales en la infraestructura [13].

2.1.2. Principios de la Gestión de Activos

La gestión de activos es un enfoque estratégico y sistemático para administrar los activos de una organización a lo largo de su ciclo de vida, con el objetivo de obtener el máximo valor de esos activos. Se basa en principios y prácticas que permiten optimizar el desempeño, la confiabilidad, la disponibilidad y la rentabilidad de los activos, teniendo en cuenta los riesgos asociados. [14]

Esta implica una toma de decisiones informadas sobre la adquisición, operación, mantenimiento, mejora y disposición de los activos, considerando aspectos técnicos, económicos y de cumplimiento normativo. Se busca garantizar que los activos cumplan con los objetivos y requisitos de la organización, maximizando su valor a lo largo del tiempo.

Este enfoque se basa en la comprensión completa de los activos, incluyendo su identificación, clasificación, evaluación de estado, vida útil restante, rendimiento y costo asociado. Se utilizan técnicas y herramientas de gestión, como el mantenimiento preventivo y predictivo, la gestión de riesgos, el monitoreo continuo y el análisis de datos, para tomar decisiones fundamentadas y optimizar la gestión de los activos. [15]

La gestión de activos se aplica en diversos sectores y tipos de activos, incluyendo infraestructuras, plantas industriales, flotas de vehículos, equipos de producción, entre otros. En el contexto actual, el enfoque en este concepto permite desarrollar un modelo de gestión que asegure la disponibilidad, confiabilidad y rendimiento óptimo de los activos presentes en las centrales hidroeléctricas de pasada, considerando las particularidades de este sector y las regulaciones específicas.

2.1.2.a. Conceptos Clave

Dentro de la norma ISO 55.000 [14], se definen los cuatro fundamentos de mayor relevancia en la gestión de activos. Además, entrega dos características que se diferencian de las otras disciplinas que son importante mencionar. A continuación, se definen los seis conceptos mencionados anteriormente:

2.1.2.a.1. Valor

Los activos son valiosos para las organizaciones, ya sea en términos reales o potenciales. Cada organización debe determinar qué es valioso en relación con sus objetivos corporativos, considerando las necesidades y expectativas de los inversores, clientes, reguladores, empleados y comunidades locales. Esto implica tener en cuenta elementos intangibles como la reputación, la satisfacción del cliente y la responsabilidad ambiental.

Es importante diferenciar los valores corporativos de una organización de los valores generados por sus actividades para los clientes. Aunque los activos individuales pueden otorgar valor, a menudo están conectados a un sistema de activos más grande que genera valor. Dos enfoques comunes para entender el valor en una organización son el flujo de valor, centrado en la satisfacción del cliente, y la cadena de valor, enfocada en la ventaja competitiva. La cadena de valor describe cómo una serie de actividades se combinan para crear valor, centrándose en la propuesta de valor para el cliente y la ganancia o el costo del servicio para la organización. Los activos se alinean a lo largo de la cadena de valor para apoyar la propuesta de valor. En la siguiente figura, se ilustran las contribuciones al valor realizadas, en general, en distintos niveles de una jerarquía de activos.



Figura 2.4: Jerarquía de los activos dentro del sistema, según [16].

La gestión de activos implica tener los activos correctos en el lugar y momento adecuados, trabajando en conjunto para respaldar la cadena de valor de la organización, lo cual es fundamental para el éxito.

2.1.2.a.2. Alineación

Una buena gestión de activos se basa en la conexión entre el plan estratégico de la organización y las actividades de gestión de activos. Esto se conoce como “línea de vista” y permite a todos comprender cómo contribuyen al éxito.

La línea de vista traduce los objetivos organizacionales en políticas, estrategias y objetivos de gestión de activos. Estos se despliegan en actividades y planes más detallados, considerando las capacidades, el rendimiento y las limitaciones de los activos. La alineación proporciona visibilidad y entendimiento del propósito del trabajo, lo que fomenta la creatividad y la innovación. Así, asegura que el personal comprenda por qué su trabajo es importante, cuándo y cómo hacerlo, y promueve la identificación de formas nuevas y mejores de lograr los objetivos.

2.1.2.a.3. Liderazgo

El liderazgo y compromiso visible de la alta gerencia son fundamentales en la gestión efectiva de activos. La importancia que se asigna a la gestión de activos se refleja en el compromiso de la alta gerencia. Es crucial que las organizaciones asignen a líderes con suficiente influencia y autoridad para impulsar la agenda de gestión de activos. Esto implica dirigir la estructura y cultura de la organización hacia un objetivo común, establecer prioridades para desarrollar las capacidades necesarias y fomentar una mentalidad y prácticas de gestión de activos que trasciendan las funciones y disciplinas tradicionales. El liderazgo y compromiso deben ser demostrados en todos los niveles de gestión, desde la alta gerencia hasta los supervisores, para establecer, operar y mejorar con éxito la gestión de activos en la organización.

2.1.2.a.4. Aseguramiento

El aseguramiento en la gestión de activos combina el monitoreo y la auditoría para garantizar que los activos, sistemas y procesos funcionen según lo planeado. Es necesario contar con un marco efectivo de aseguramiento que cumpla con los activos de su propósito requerido y las actividades de gestión de activos se llevan a cabo y los objetivos se alcanzan de manera consistente y sostenible en el tiempo.

Este marco de aseguramiento incluye políticas, planes, procesos y sistemas de información para garantizar la realización de las actividades de gestión de activos, así como los recursos adecuados para monitorear y demostrar el aseguramiento en los niveles de gestión correspondientes.

2.1.2.a.5. Actividades

La gestión de activos abarca el ciclo de vida completo de los activos, desde su concepción hasta su disposición final. Aunque la descripción de las etapas puede variar, es importante reconocer que los activos aportan valor en un contexto de sistemas. La gestión de activos se vuelve más desafiante cuando se trata de sistemas de activos complejos con vida limitada o ilimitada, y cuando hay diferentes propietarios con objetivos y criterios de valoración distintos. Esto se puede esquematizar con diferentes actividades dentro del ciclo de vida de los activos, como se muestra a continuación:



Figura 2.5: Diagrama con ejemplos de las variaciones en las etapas del ciclo de vida de los activos, según [15].

La gestión de activos requiere la integración de actividades en todas las etapas del ciclo de vida, no solo en etapas individuales. El enfoque en la integración es especialmente relevante durante la fase de diseño, ya que puede determinar la mayor parte de los costos totales del ciclo de vida de un activo y tener un gran impacto ambiental y social. La gestión de activos implica considerar el ciclo de vida completo de los activos, incluyendo aspectos de diseño, mantenimiento, reemplazo y disposición final. También requiere la integración de actividades en todas las etapas del ciclo de vida, destacando la importancia del diseño en la eficiencia y sostenibilidad de los activos.

2.1.2.a.6. Toma de decisiones

La toma de decisiones competentes y óptimas es fundamental para una gestión de activos exitosa. Es necesario encontrar un equilibrio entre intereses opuestos, como el uso versus el cuidado de los activos, los costos de inversión versus los gastos operativos, y los beneficios a corto plazo versus la sostenibilidad a largo plazo. El enfoque aplicado debe ser proporcional, utilizando un sentido común fundamentado para decisiones simples y no críticas, y procesos sistemáticos, multidisciplinarios y auditables para decisiones más complejas e impactantes.

Durante la toma de decisiones en la gestión de activos, se utiliza el término “optimizar” para encontrar el mejor compromiso de valor entre factores competitivos. La optimización puede variar desde juicios subjetivos hasta técnicas sofisticadas que demuestran la obtención del mejor valor.

2.1.2.b. Elementos Claves

El 2014 se publicó la norma ISO 55.000 y su complemento ISO 55.001 [17], el cual define siete categorías de requisitos para un sistema de gestión de activos, dentro de su modelo planificar, hacer, verificar y actuar, que se muestra en el siguiente esquema:

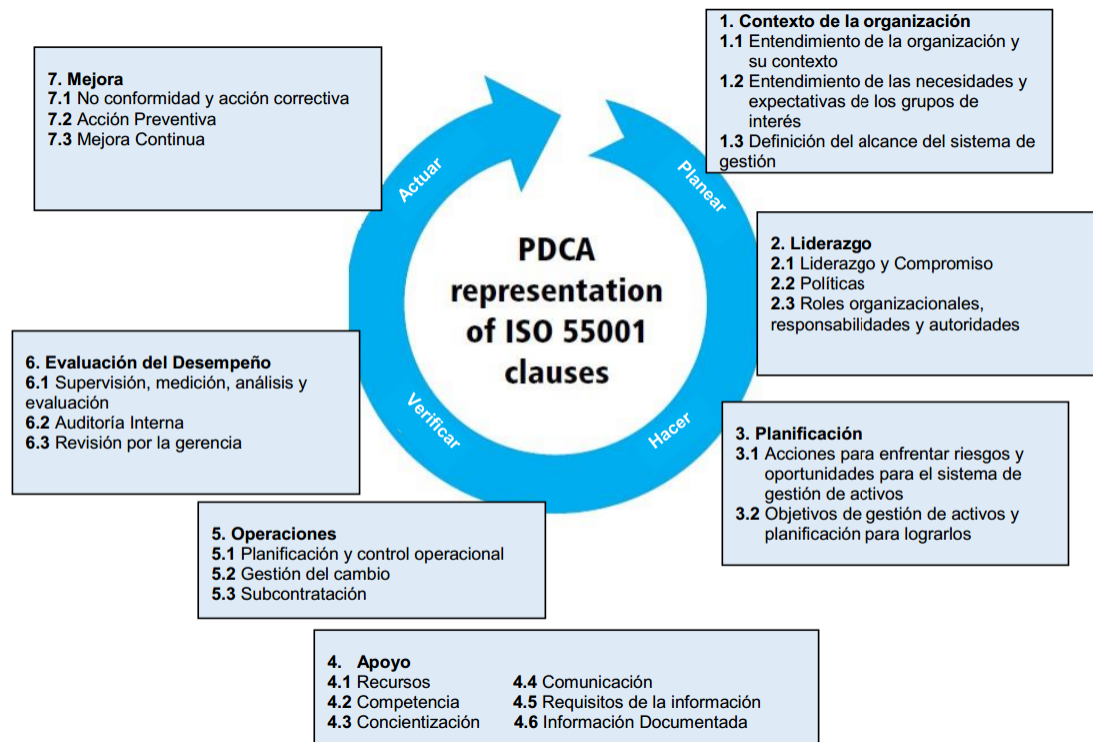


Figura 2.6: Modelo planificar, hacer, verificar y actuar (PHVA) con los requisitos de la ISO 55.001, según [17].

Los requisitos de la norma ISO 55001 consisten en un conjunto de elementos específicos que trabajan juntos para proporcionar dirección, alineación, coordinación, control y mejora continua en la gestión eficaz de los activos. A continuación, se definen los siete requisitos mencionados anteriormente [18]:

2.1.2.b.1. Contexto de la organización

El requisito inicial de un sistema de gestión de activos implica alinear los objetivos del sistema con los de la organización e identificar las necesidades y expectativas de la empresa. También incluye analizar los problemas internos y externos que pueden afectar a la capacidad del sistema para lograr los resultados deseados. Además, implica determinar los requisitos para registrar la información financiera y no financiera que se considere relevante para el sistema de gestión de activos, y cómo se comunica esta información a las partes interesadas internas y externas. También se establecen los criterios para la toma de decisiones con respecto a la gestión de activos.

Además, este requisito abarca cómo define la organización el alcance y los límites del sistema de gestión de activos, así como qué ha hecho la organización para establecer, implantar, mantener y mejorar continuamente el sistema. Por último, implica comprender cómo desarrolla, actualiza y documenta la organización su plan estratégico de gestión de activos.

2.1.2.b.2. Liderazgo

Este requisito pretende evaluar cómo la alta dirección proporciona liderazgo y compromiso con el sistema de gestión de activos. También evalúa cómo la alta dirección ha establecido, comunicado, implantado, revisado periódicamente y actualizado la política de gestión de activos. Por último, pretende comprender cómo la alta dirección ha controlado las responsabilidades y autoridades asignadas y comunicadas a los roles relevantes dentro de la organización.

2.1.2.b.3. Planificación

Esta cláusula examina cómo la organización demuestra los riesgos y oportunidades que podrían afectar al rendimiento del sistema de gestión de activos en relación con los resultados esperados. La organización establece y documenta cómo pretende alcanzar los objetivos organizativos y la política de gestión de activos. También determina los procesos de planificación, los métodos y los criterios de toma de decisiones para desarrollar planes que permitan alcanzar los objetivos. Por último, la organización garantiza la alineación entre la política de gestión de activos y el Plan Estratégico de Gestión de Activos (PEGA) mediante la creación de planes de gestión de activos para alcanzar los objetivos.

2.1.2.b.4. Apoyo

Esta cláusula examina cómo la organización garantiza que se proporcionan los recursos necesarios para establecer, implantar, mantener y mejorar el sistema de gestión de activos. También incluye información sobre cómo determina la organización la competencia necesaria de quienes realizan trabajos bajo su control que afectan al rendimiento de los activos, a la gestión de activos o a los sistemas de gestión de activos. Además, la cláusula describe cómo se asegura la organización de que las personas son conscientes del impacto de sus actividades y cómo se establece la comunicación interna y externa en relación con los activos y el sistema de gestión de activos.

Además, la cláusula muestra cómo la organización ha documentado la información necesaria para la eficacia de su sistema de gestión de activos y cómo la organización garantiza que esta información se identifica, formatea, revisa y aprueba adecuadamente. También describe cómo se utilizan los medios apropiados y cómo la información documentada está controlada, disponible y adecuada para su uso dónde y cuándo se necesite.

2.1.2.b.5. Operación

Esta cláusula destaca los procesos que la organización ha desarrollado para controlar la ejecución de los planes de gestión de activos. También explica cómo la organización garantiza el control de los procesos de ejecución de sus planes de gestión de activos según los criterios establecidos y cómo gestiona los riesgos asociados a cualquier cambio que pueda afectar a la consecución de los objetivos de gestión de activos. Además, la cláusula demuestra cómo la organización evalúa los riesgos asociados a la subcontratación de actividades de gestión de activos y documenta cómo se controlarán e integrarán estas actividades y procesos en el sistema de gestión de activos.

2.1.2.b.6. Evaluación del desempeño

Este requisito describe cómo ha definido la organización lo que debe controlarse y revisarse mediante el seguimiento o la medición, basándose en los indicadores medidos. Explica cómo la organización analiza y evalúa esta información y realiza auditorías internas para proporcionar información sobre la eficacia de la gestión de activos. Por último, especifica cómo la alta dirección revisa e interactúa con el sistema de gestión de activos de la empresa.

2.1.2.b.7. Mejora continua

Las medidas para controlar las consecuencias de la no conformidad o los incidentes en el sistema de gestión de activos se evalúan continuamente. Si es necesario, se toman medidas para hacer frente a los efectos y se proporciona información al sistema para evitar que se produzcan no conformidades o incidentes en el futuro. Tras tomar las medidas adecuadas, la organización las aplica, documenta y evalúa los resultados para comprobar su eficacia. La organización también registra cómo prevé posibles fallos de funcionamiento y evalúa las acciones preventivas. Además, la cláusula describe cómo la organización demuestra la competencia, idoneidad y eficacia del sistema de gestión de activos.

2.1.2.c. Beneficios

Implantar un sistema de gestión de activos en una organización conlleva muchos beneficios, como la mejora del rendimiento financiero, la gestión de riesgos, la calidad de los productos y servicios, la responsabilidad social y la competitividad, entre otros. Según la norma ISO 55000, algunos de estos beneficios pueden evaluarse y cuantificarse directamente, como la reducción de los costes de capital y mantenimiento, el aumento de la disponibilidad de los activos y la reducción de la exposición al riesgo, mientras que otros, como la mejora de la reputación y la satisfacción del cliente o de las partes interesadas, pueden ser más difíciles de medir, pero son igualmente importantes [14]. Los beneficios de implantar un sistema de gestión de activos también conducen al cumplimiento de los objetivos organizativos, al tiempo que proporcionan confianza en los procesos y procedimientos llevados a cabo por la organización.

En general, implantar un sistema de gestión de activos es una buena práctica que puede reportar muchos beneficios a una organización, como la mejora del rendimiento financiero, la toma de decisiones informadas sobre la inversión en activos, la responsabilidad social demostrada, el cumplimiento demostrado, la mejora de la reputación y la mejora de la eficiencia y la eficacia. Aunque algunos beneficios pueden obtenerse a corto plazo, el ahorro de costes a lo largo de toda la vida del activo puede no producirse hasta pasados varios años [19]. Dicho esto, implantar un sistema de gestión de activos es una buena práctica que puede reportar muchos beneficios a una organización, como los siguientes:

- Mejor desempeño financiero.
- Control en el manejo de los riesgos.
- Mejora con respecto al despacho de los productos con alta calidad.
- Obtención de mayor responsabilidad social por parte de los involucrados.
- La organización logra ser más competitiva.
- Sostenibilidad del mejoramiento continuo organizacional.

2.1.3. Gestión de Activos en el Sector Eléctrico

La gestión de activos en el sector eléctrico tiene una gran relevancia impulsada por la necesidad de maximizar la eficiencia operativa y garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico. En línea con esta tendencia, la resolución 31876 mediante el Pliego Técnico Normativo RPTD N° 17 basado en la Norma ISO 55000, define los estándares y directrices para optimizar la seguridad, continuidad y calidad del suministro eléctrico en proyectos hidroeléctricos [20]. Ante este panorama, resulta esencial proponer un modelo de gestión de activos específicamente diseñado para proyectos en el sector hidroeléctrico, considerando las particularidades y desafíos propios de estas instalaciones. En esta sección, se profundizarán los aspectos fundamentales de la gestión de activos en el sector eléctrico y estrategias para maximizar el rendimiento y prolongar la vida útil de las instalaciones hidroeléctricas.

2.1.3.a. Fases de un Proyecto para una Central Hidroeléctrica de Pasada

Es importante considerar y comprender el ciclo de vida de un proyecto de una central hidroeléctrica de pasada de menor capacidad, que incluye las siguientes etapas generales [21]:

- **Desarrollo y planificación:** Durante esta etapa, se llevan a cabo estudios de factibilidad, se selecciona el sitio adecuado y se obtienen los permisos y licencias necesarios para la construcción de la central hidroeléctrica de pasada. Este proceso puede demorar de uno a tres años.
- **Diseño y construcción:** Se realiza la ingeniería detallada, se adquieren los equipos y materiales necesarios, y se lleva a cabo la construcción de la planta hidroeléctrica de pasada. El periodo de construcción puede demorar de tres a cuatro años dependiendo de la capacidad instalada de la central.

- **Operación y mantenimiento:** Una vez en funcionamiento, la central hidroeléctrica de pasada requiere una operación y mantenimiento continuos para garantizar su rendimiento óptimo y la disponibilidad de energía generada.
- **Desmantelamiento o cierre:** Al final de la vida útil de la central hidroeléctrica de pasada, se lleva a cabo su desmantelamiento de manera adecuada y responsable, siguiendo los requisitos ambientales y de seguridad establecidos.

A continuación, se detallan de manera más detallada cada fase dentro de un proyecto para una central de generación eléctrica:

2.1.3.a.1. Desarrollo y Planificación

El desarrollo y la ejecución de un proyecto requieren la realización de diversos estudios, el cumplimiento de permisos técnicos, financieros y legales, así como el apoyo de asesores legales y técnicos. Estos aspectos suelen ser llevados a cabo por el equipo de desarrollo del proyecto en colaboración con el propietario.

Antes de iniciar la construcción, se establecen compromisos y acuerdos contractuales y comerciales con los propietarios de los terrenos donde se ubicará el proyecto. Bajo la supervisión del gerente del proyecto y su equipo correspondiente, se realizan mediciones en el sitio mediante la instalación de una estación de medición. Además, se lleva a cabo una visita al sitio y se realiza una revisión exhaustiva de los procesos de construcción, desde el inicio hasta la finalización, con el objetivo de identificar posibles obstáculos y prevenir errores y retrasos. Asimismo, se llevan a cabo estudios ambientales que se reflejan en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), dependiendo del caso, y que requieren la autorización y aprobación del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) a través de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

Una vez completados los estudios y obtenidos los permisos legales correspondientes, el contratista EPC asume la responsabilidad de la ingeniería de detalle, diseño, suministro y construcción de la planta. Previamente, se revisa toda la documentación relacionada con el EPC, se establecen los hitos planificados y se realiza la transferencia precisa de la información para dar inicio a la fase de construcción [22].

2.1.3.a.2. Diseño y Construcción

Durante la fase de construcción, se lleva a cabo un riguroso seguimiento de los hitos planificados, así como de la documentación correspondiente a cada etapa de la construcción. Se registra meticulosamente cualquier modificación o variación realizada en relación con los componentes de la planta, asegurando un registro completo de los cambios respecto a la planificación inicial. Una vez finalizada la construcción de la planta, es fundamental almacenar todos los documentos relevantes, como los planos y las especificaciones técnicas de cada equipo. Estos documentos proporcionan una referencia precisa y actualizada del diseño final de la planta. Además, se requiere obtener una serie de autorizaciones y cumplir con procedimientos específicos para conectar la planta a la red eléctrica. Los requisitos y procedimientos variarán según el tamaño y la configuración de la planta. Durante esta

etapa, se llevan a cabo diversas pruebas y verificaciones para asegurarse de que la central hidroeléctrica de pasada esté lista para operar de manera segura y eficiente [22].

2.1.3.a.3. Operación y Mantenimiento

Para la operación y mantenimiento de una central, es de suma importancia la gestión de activos y la administración de contratos. Para esto, existen los contratos de operación y mantenimiento para las centrales hidroeléctricas de pasada en Chile, los cuales son acuerdos legales y comerciales que establecen los términos y responsabilidades entre el propietario u operador de la central y el contratista de O&M, con el fin de garantizar el funcionamiento eficiente, seguro y confiable de la planta durante su vida útil. Los contratos de O&M incluyen los siguientes elementos a destacar [23]:

- **Operación de la Central:** El contratista de O&M se encarga de la operación diaria de la central hidroeléctrica, asegurando un funcionamiento óptimo de los equipos y sistemas relacionados con la generación de energía hidroeléctrica. Esto implica el control de las turbinas, compuertas, sistemas de control, transformadores y otros componentes de la central.
- **Mantenimiento Preventivo:** El contratista realiza actividades de mantenimiento programado y rutinario para prevenir fallas y maximizar la disponibilidad de la central. Esto incluye inspecciones periódicas, lubricación, limpieza, calibración, ajustes y reemplazo de piezas desgastadas.
- **Mantenimiento Correctivo:** En caso de averías o fallas imprevistas, el contratista es responsable de diagnosticar y reparar los equipos de manera oportuna para minimizar el tiempo de inactividad. Esto implica disponer de personal capacitado y gestionar el suministro de repuestos necesarios.
- **Gestión del Sistema de Control:** El contratista supervisa y mantiene el sistema de control centralizado de la central hidroeléctrica, asegurando que los procesos de automatización y monitoreo funcionen correctamente. También se encarga de responder rápidamente ante cualquier anomalía en el sistema.
- **Cumplimiento Normativo y Ambiental:** El contratista debe cumplir con todas las regulaciones y normativas ambientales y operativas aplicables en Chile. Esto incluye obtener y mantener los permisos ambientales correspondientes, así como llevar a cabo monitoreos y análisis ambientales periódicos.
- **Reportes y Seguimiento:** El contratista debe proporcionar informes regulares al propietario u operador de la central sobre las actividades realizadas, el rendimiento de la central, los consumos de agua y energía, y cualquier otro aspecto relevante para la operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica.
- **Garantías y Penalizaciones:** Los contratos de O&M pueden incluir cláusulas relacionadas con la disponibilidad de la central, el cumplimiento de los niveles de rendimiento establecidos, los plazos de respuesta ante averías y las posibles penalizaciones económicas en caso de incumplimiento.

En la operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica de pasada, se pueden establecer diferentes tipos de contratos, cada uno con características y alcances específicos. Algunos de los tipos comunes de contratos de O&M para centrales hidroeléctricas de pasada incluyen:

- **Contrato de Cobertura Total:** Este tipo de contrato implica que el contratista de O&M asume la responsabilidad completa de la operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica de pasada. El contratista se encarga de todas las actividades necesarias, desde la operación diaria hasta el mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos y sistemas. Proporciona una solución integral, lo que permite al propietario de la central enfocarse en otras áreas de su negocio. El contrato de cobertura total ofrece un alto grado de confiabilidad y asegura la disponibilidad continua y el rendimiento óptimo de la central a lo largo de su vida útil.
- **Contrato de Mantenimiento Preventivo:** En este tipo de contrato, se pone un fuerte énfasis en la realización de actividades de mantenimiento programadas y rutinarias para prevenir fallas en la central hidroeléctrica de pasada. El contratista de O&M desarrolla un plan de mantenimiento preventivo detallado que incluye inspecciones periódicas, lubricación, ajustes, limpieza y otros procedimientos necesarios para mantener los equipos en condiciones óptimas. El objetivo principal es evitar problemas antes de que ocurran, maximizando así la disponibilidad de la planta y prolongando la vida útil de los activos.
- **Contrato de Servicios Específicos:** Este tipo de contrato se enfoca en servicios específicos dentro del ámbito de la operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica de pasada. Puede cubrir áreas especializadas como el mantenimiento de equipos específicos, la gestión de subcontratistas especializados, la supervisión del sistema de control u otras necesidades particulares del proyecto. El contrato de servicios específicos permite una mayor flexibilidad, ya que se adapta a los requisitos específicos de la central y a las necesidades del propietario. Se establecen claramente las responsabilidades y alcances de los servicios contratados, brindando soluciones más específicas y a medida.

Es importante tener en cuenta que los contratos pueden variar en términos de alcance y especificaciones según las necesidades y requisitos de cada central. Los términos y condiciones específicos de los contratos se negocian entre el propietario u operador de la central y el contratista de O&M, adaptándose a las particularidades de cada proyecto y cumpliendo con las regulaciones y normativas aplicables en Chile.

2.1.3.a.4. Desmantelamiento o Cierre

Una vez que una central hidroeléctrica de pasada alcanza el final de su vida útil, se deben tomar medidas adecuadas para su cierre y clausura, según los requisitos legales aplicables. En este contexto, se consideran diferentes opciones teniendo en cuenta aspectos ambientales y técnicos, sin necesariamente implicar un desmantelamiento completo. En algunos casos, se puede optar por la repotenciación de la central, que implica la modernización y actualización de los componentes para prolongar su vida útil y mejorar su eficiencia. Otra alternativa es el reciclaje de los componentes de la central, aprovechando

materiales y equipos para otros proyectos o aplicaciones. Estas opciones buscan maximizar la sostenibilidad y minimizar el impacto ambiental, teniendo en cuenta las características específicas de las centrales hidroeléctricas de pasada en su proceso de cierre [22].

2.1.3.b. Roles Clave dentro de un Proyecto de Generación Eléctrica

Dentro de un proyecto de una central de generación eléctrica, se pueden identificar diferentes partes interesadas clave que desempeñan roles específicos en el ciclo de vida de la planta. Estas partes interesadas se mencionan a continuación [24]:

- **Propietario de la planta:** Contribuye al financiamiento de la construcción y operación de la central hidroeléctrica de pasada. Los activos generalmente son propiedad de sociedades de responsabilidad limitada creadas específicamente para la construcción, propiedad y operación de estas centrales.
- **Desarrollador del proyecto:** Entidad encargada de iniciar el proyecto y enfocarse en la selección del sitio, la realización de estudios preliminares, la obtención de permisos y licencias, así como la búsqueda de financiamiento para la construcción y puesta en marcha de la central hidroeléctrica de pasada.
- **Proveedor de servicios EPC:** Responsable de la ingeniería, suministro y construcción de la central hidroeléctrica de pasada. Su función principal es entregar la planta al propietario desde la autorización hasta la puesta en servicio y la conexión a la red.
- **Gestor de activos:** Encargado de la gestión integral de la central hidroeléctrica de pasada, asegurando su funcionamiento eficiente y rentable a lo largo de su vida útil. Esto incluye aspectos técnicos, financieros y administrativos para maximizar su rendimiento y vida útil.
- **Proveedor de servicios de operación y mantenimiento (O&M):** Responsable de las actividades de operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica de pasada. Su objetivo es garantizar la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de la planta, llevando a cabo tareas de inspección, mantenimiento preventivo y correctivo, y manejo de eventos imprevistos.
- **Entidades regulatorias y autoridades:** Organismos locales, regionales y nacionales encargados de regular y supervisar el cumplimiento de las normas y regulaciones en el sector eléctrico.
- **Proveedores de equipos y servicios relacionados:** Empresas que suministran equipos especializados, tecnologías y soluciones para la generación de energía hidroeléctrica, incluyendo turbinas, sistemas de control, sistemas de monitoreo, entre otros.

2.1.4. Centrales Hidroeléctricas de Pasada

Las centrales eléctricas de pasada desempeñan un papel fundamental en la generación de electricidad al aprovechar los caudales constantes de los ríos existentes. Sin embargo, la construcción de estos proyectos en cuerpos de agua existentes implica desafíos complejos que requieren un diseño de planta óptimo, considerando las condiciones hidrológicas, geotécnicas y logísticas del sitio. Los especialistas enfrentan dificultades debido a los espacios reducidos, los riesgos de inundación y los pozos en el flujo del río, lo que exige una cuidadosa planificación y diseño de las centrales eléctricas de pasada. Además, es fundamental minimizar el impacto en el entorno y preservar los hábitat naturales durante este proceso.

2.1.4.a. Funcionamiento y Componentes

Para que una central hidroeléctrica de pasada funcione, se necesitan tres componentes claves, como lo son la carga bruta, el caudal constante y una turbina. Para esto, se construye una barrera y una bocatoma cerca del curso de agua, y una fracción del caudal de agua original se desvía a la bocatoma a través de la barrera. El agua desviada pasa por un desarenador, que captura los sedimentos que acompañan naturalmente al agua, antes de pasar a la cámara de carga o tubería de presión donde se hace circular el cauce a velocidad controlada por la turbina hidroeléctrica situada en la sala de máquinas. En esta etapa se genera electricidad, que se transmite a la red eléctrica o se utiliza para autoconsumo. Por último, el agua se conduce al canal de restitución, donde vuelve al cauce original del río [25].

A continuación, se muestran los componentes de una central hidroeléctrica de pasada, con sus respectivas descripciones [26]:



Figura 2.7: Componentes de una central hidroeléctrica de pasada, según [27].

- **Barrera o Azud:** Es una estructura ubicada en el lecho del río que tiene como objetivo desviar parte del caudal hacia la central. Funciona como una especie de muro o presa transversal que eleva el nivel del agua, formando un embalse que proporciona un flujo constante y controlado hacia las turbinas. Además, se considera la conservación del ecosistema acuático mediante sistemas de paso para peces y otros organismos.
- **Bocatoma:** Es la encargada de captar el agua del río y redirigirla hacia los canales de conducción que llevan el flujo hacia la turbina. Consiste en una abertura o entrada ubicada estratégicamente en el río, equipada con compuertas o rejas para regular el caudal y filtrar los sedimentos. La bocatoma es fundamental para garantizar el suministro de agua necesario para la generación de energía y suele estar diseñada para minimizar el impacto ambiental.

- **Desripiador o Desarenador:** Es utilizado para eliminar los sedimentos y materiales arrastrados por el agua antes de que ingresen al sistema de conducción hacia la turbina. Se encuentra ubicado en la bocatoma o en una etapa previa al ingreso del agua al canal de conducción. El desripiador consta de una estructura con rejillas o tamices que retienen los sedimentos, como piedras, ramas y otros elementos no deseados, evitando que obstruyan o dañen los equipos y las turbinas. Además, puede contar con mecanismos de limpieza automática o manual para eliminar periódicamente los materiales acumulados y garantizar un flujo constante y limpio hacia la central hidroeléctrica. Su función es fundamental para proteger y mantener el buen funcionamiento de los equipos y mejorar la eficiencia del sistema de generación de energía.
- **Cámara de Carga:** Se encuentra en el sistema de conducción de agua, justo antes de que ésta llegue a las turbinas. Su objetivo principal es proporcionar un espacio donde el flujo de agua proveniente de la bocatoma o la canalización principal se distribuye uniformemente antes de ingresar a las turbinas. La cámara de carga está diseñada para reducir la velocidad del agua y disminuir su energía cinética, permitiendo que el flujo llegue de manera suave y controlada a las turbinas, evitando así posibles daños o perturbaciones en los equipos. Además, esta estructura también puede contar con sistemas de control de presión y dispositivos de regulación del caudal, lo que ayuda a optimizar el rendimiento y la eficiencia de la central hidroeléctrica.
- **Compuerta de Limpieza:** Es utilizado para el mantenimiento y la limpieza de los canales de conducción y las estructuras asociadas. Se trata de una compuerta ubicada estratégicamente en el sistema de conducción, que permite controlar el flujo de agua y proporcionar un acceso seguro al canal para realizar labores de inspección, limpieza y reparación. La compuerta de limpieza puede abrirse o cerrarse según sea necesario, permitiendo el drenaje parcial o completo del canal para facilitar la remoción de sedimentos, vegetación o cualquier obstrucción que pueda afectar el flujo de agua y el rendimiento de la central hidroeléctrica. Además, esta compuerta también juega un papel importante en la seguridad, ya que permite realizar trabajos de mantenimiento de forma controlada y minimizando los riesgos asociados.
- **Vertedero de Excedencia:** Es diseñado para liberar el caudal excedente de agua cuando la capacidad de generación de la central está saturada o cuando es necesario regular el nivel del embalse. Consiste en una abertura o canal de desagüe ubicado en la presa o en un punto estratégico del sistema de conducción, permitiendo que el agua fluya libremente y se descargue de manera controlada hacia aguas abajo. El vertedero de excedencia es esencial para proteger la integridad de la presa y los equipos, ya que evita que el exceso de agua cause desbordamientos o daños en la infraestructura. Además, proporciona una medida de seguridad en casos de crecidas repentinas o situaciones de emergencia, al permitir la liberación controlada del caudal excesivo y evitar inundaciones aguas abajo.
- **Canal de Restitución:** Es un componente clave del sistema de conducción de agua. Después de que el agua ha pasado por las turbinas y ha generado energía, es necesario devolverla al río en condiciones seguras y controladas. El canal de restitución es el conducto o canal que permite el retorno del agua utilizada hacia el cauce del río, evitando cambios bruscos en la velocidad y la erosión del lecho del río. Este canal

está diseñado para mantener un flujo adecuado y regular el nivel del agua, de manera que se minimice el impacto ambiental y se respete el equilibrio ecológico del entorno fluvial. Además, en ocasiones, el canal de restitución puede incluir sistemas de escalas o pasos para peces, permitiendo el retorno seguro de los organismos acuáticos aguas abajo y contribuyendo a la conservación de la biodiversidad.

- **Sala de Máquinas:** Es el espacio donde se encuentran las turbinas y los generadores, que son los componentes principales encargados de convertir la energía cinética en energía eléctrica. Esta sala alberga el conjunto de equipos y maquinarias necesarios para la generación de electricidad a partir del flujo de agua. Además de las turbinas y los generadores, la sala de máquinas también incluye otros dispositivos y sistemas auxiliares, como los sistemas de control, los transformadores y los paneles de distribución eléctrica. Dentro de la sala de máquinas, se destacan los siguientes:
 - **Turbina:** Transforma la energía cinética de una corriente de agua en energía mecánica.
 - **Alternador:** Transforma la energía mecánica en eléctrica..
 - **Válvulas:** Dispositivos que permiten controlar y regular la circulación del agua por las tuberías.
 - **Chimeneas de Equilibrio:** Pozos de presión de las turbinas que se utilizan para evitar el llamado “golpe de ariete”, que produce cuando hay un cambio repentino de presión debido a la apertura o cierre rápido de las válvulas.
 - **Transformadores:** Se utilizan para aumentar o disminuir la tensión de la corriente eléctrica generada por los generadores, de acuerdo con los requerimientos de transmisión y distribución de energía.
 - **Sistemas de Refrigeración:** Controla la temperatura de los equipos, especialmente de las turbinas y los generadores. Pueden consistir en intercambiadores de calor o torres de enfriamiento que disipan el calor generado durante la operación. Estos sistemas garantizan un funcionamiento óptimo de los equipos y previenen el sobrecalentamiento.
 - **Sistemas de Lubricación:** Proporcionan aceite o lubricante a los rodamientos y componentes móviles de las turbinas y los generadores. Estos sistemas reducen la fricción y el desgaste, asegurando un funcionamiento suave y prolongando la vida útil de los equipos.

2.1.4.b. Energía Hidroeléctrica de Pasada en Chile

Las centrales hidroeléctricas de pasada desempeñan un papel fundamental en la generación de energía eléctrica en Chile, el cual ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años, convirtiéndose en una fuente clave de energía renovable.

En la actualidad, la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas de pasada en Chile supera a la capacidad de generación de las centrales de carbón. Según los datos de la comisión nacional de energía, la capacidad instalada de estas centrales alcanza los 3.886 [MW] en mayo del 2023, solo superado por las tecnologías fotovoltaicas y eólicas [28].

Sin embargo, es importante destacar que la sequía se ha convertido en un factor relevante que afecta la generación hidroeléctrica en Chile. La escasez de precipitaciones ha provocado la disminución de los caudales de los ríos, lo que impacta directamente en la producción de electricidad. Durante los últimos años, el país ha enfrentado desafíos significativos en términos de disponibilidad de agua para la operación óptima de las centrales hidroeléctricas [5].

La sequía ha generado la necesidad de diversificar aún más la matriz energética del país y explorar otras fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, que no dependen directamente del agua. Aunque las centrales hidroeléctricas de pasada continúan siendo una parte integral del sistema energético chileno, se requiere una gestión cuidadosa de los recursos hídricos y la implementación de medidas de eficiencia energética para mitigar los efectos de la sequía.

2.2. Marco Normativo

En esta sección, se exploran los reglamentos, normas y marco legal aplicables a la gestión de activos en el sector de generación de energía hidroeléctrica de pasada en Chile. Se analizan las leyes, decretos y políticas que rigen la operación, el mantenimiento y la gestión de activos, para establecer un marco regulador sólido y comprender los requisitos legales y normativos a considerar en el desarrollo del modelo de gestión de activos propuesto. Se identifican los aspectos clave para garantizar el cumplimiento de la normativa y asegurar una gestión de activos eficiente y sostenible en este sector específico.

2.2.1. Norma ISO 55.000

La norma ISO 55.000 es un estándar internacional que establece los principios y requisitos para la gestión de activos. Fue publicada por la Organización Internacional de Normalización (ISO) en enero de 2014 y proporciona una guía para la gestión efectiva y eficiente de los activos de una organización, con el objetivo de obtener el máximo valor de los mismos.

La norma ISO 55000 se aplica a todo tipo de activos, ya sean físicos, financieros, humanos o intangibles, y puede ser implementada por cualquier organización, independientemente de su tamaño o sector. Proporciona un enfoque sistemático y basado en el riesgo para la gestión de activos a lo largo de su ciclo de vida, desde la adquisición hasta la disposición [14].

2.2.2. Norma ISO 55.001

La norma ISO 55.001 establece los requisitos para implementar un sistema de gestión de activos eficaz en una organización. Esta norma proporciona una estructura y enfoque sistemático para identificar, evaluar y gestionar los activos de manera óptima, maximizando su valor y controlando los riesgos asociados.

La implementación de la norma ISO 55001 permite a las organizaciones establecer procesos eficientes para la adquisición, uso, mantenimiento y disposición de los activos, así como realizar un seguimiento continuo del desempeño y la mejora de los mismos. Al adoptar un enfoque basado en esta norma, las organizaciones pueden gestionar de manera efectiva sus activos físicos, financieros, humanos e intangibles, contribuyendo así al logro de los objetivos estratégicos y a la maximización del valor de los activos en toda la organización [17].

2.2.3. Norma ISO 55.002

La norma ISO 55.002 proporciona directrices prácticas para la implementación de un sistema de gestión de activos basado en la norma ISO 55001. Estas directrices abarcan aspectos clave como la planificación, evaluación y control de activos, así como la mejora continua. Al seguir las directrices de la norma ISO 55002, las organizaciones pueden establecer y mantener un sistema de gestión de activos efectivo, maximizando el valor de sus activos y optimizando su rendimiento.

La norma ISO 55002 ayuda a las organizaciones a comprender y aplicar los requisitos de la norma ISO 55001 de manera adecuada. Proporciona orientación detallada sobre cómo establecer procesos y prácticas de gestión de activos, identificar y evaluar los activos, gestionar riesgos y realizar mejoras continuas. Al implementar estas directrices, las organizaciones pueden optimizar la gestión de sus activos, garantizar su funcionamiento eficiente y tomar decisiones informadas para lograr sus objetivos estratégicos [29].

2.2.4. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

La norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSyCS) establece los estándares técnicos y operativos que deben cumplir los agentes del sector eléctrico en términos de seguridad y calidad de servicio. Estos requisitos se aplican a la generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica, abarcando aspectos como la confiabilidad del sistema eléctrico, la gestión de interrupciones, los tiempos de respuesta ante fallas, la calidad del suministro eléctrico, entre otros.

El cumplimiento de esta norma es obligatorio para los agentes del sector eléctrico en Chile y tiene como finalidad asegurar un suministro eléctrico seguro y de calidad para los usuarios finales. Además, la norma también establece procedimientos de seguimiento, medición y control para garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad en el servicio eléctrico [30].

2.2.5. Norma Técnica de Coordinación y Operación

La Norma Técnica de Coordinación y Operación (NTCO) publicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), establece los criterios y requerimientos técnicos para la coordinación y operación eficiente del sistema eléctrico. Su objetivo es asegurar la estabilidad y seguridad del sistema, promoviendo la coordinación entre los agentes del sector y abordando aspectos como la planificación de la generación y transmisión de energía, gestión de la demanda y calidad de la energía. La NTCO es actualizada periódicamente para mantenerse al día con los avances tecnológicos y mejores prácticas internacionales, siendo crucial para garantizar un suministro eléctrico confiable en Chile [31].

2.2.6. Ley General de Servicios Eléctricos

La Ley General de Servicios Eléctricos establece el marco legal general para la generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica en Chile. Su objetivo principal es asegurar la eficiencia, calidad, seguridad y continuidad del suministro eléctrico en todo el país. La ley abarca aspectos fundamentales como la concesión de derechos, la regulación de tarifas, los contratos de suministro, la planificación del sector eléctrico y la fiscalización por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Además, establece los derechos y obligaciones tanto de los usuarios como de las empresas concesionarias, promoviendo la participación y protección de los consumidores [32].

2.2.7. Ley N° 19.300

Las centrales hidroeléctricas están sujetas a la normativa ambiental chilena, como la Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente y su Reglamento. Estas leyes establecen los requisitos y procedimientos para la evaluación y gestión ambiental de proyectos, incluyendo las centrales hidroeléctricas. Los desarrolladores de proyectos hidroeléctricos deben presentar estudios de impacto ambiental que evalúen los posibles efectos en el entorno natural y social. Además, se requiere obtener la aprobación de la autoridad ambiental competente, en este caso, la Dirección General de Aguas (DGA) y la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA). Estas medidas buscan proteger el medio ambiente, los recursos naturales y minimizar los posibles impactos negativos que podrían surgir durante la construcción y operación de las centrales [33].

2.2.8. Ley N° 20.701

La Ley de Concesiones Eléctricas regula la concesión de derechos para la explotación de recursos hidroeléctricos y otros servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Chile. Su objetivo es establecer un marco jurídico claro y transparente para la obtención y ejercicio de las concesiones eléctricas. La ley establece los procedimientos para solicitar una concesión, los requisitos técnicos y económicos que deben cumplir los solicitantes, y los derechos y obligaciones de los concesionarios. Además, establece las normas de fiscalización y sanción en caso de incumplimiento de las obligaciones establecidas en la concesión. Esto permite regular y controlar de manera eficiente el uso y explotación de los recursos hídricos y garantizar la sustentabilidad del sector eléctrico en el país [34].

2.2.9. Decreto Supremo N° 88 - Resolución Exenta N° 464

La resolución exenta N° 464, emitida en 2022 por el Ministerio de Energía en relación con las modificaciones al Decreto Supremo 88 de 2020, establece un marco regulatorio crucial para los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en Chile. Esta resolución brinda a los PMGD la capacidad de elegir entre dos regímenes de operación: el autodespacho, donde pueden inyectar energía al sistema eléctrico de manera autónoma, y el despacho según la instrucción del Coordinador, donde siguen las instrucciones del Coordinador del sistema eléctrico, ya que antes de la modificación, los PMGD solo podían operar en régimen de autodespacho. Esto significa que los PMGD podían inyectar energía al sistema eléctrico de manera autónoma, sin estar sujetos a las instrucciones del Coordinador del Sistema Eléctrico. Estos cambios ofrecen mayor flexibilidad a los PMGD, optimizan la eficiencia del sistema eléctrico y fomentan la participación de nuevos PMGD. Además, estas modificaciones al DS N°88 entraron en vigor el 1 de abril de 2023, brindando a los PMGD la oportunidad de adaptarse a estos nuevos regímenes de operación, dependiendo de la fecha en que presentaron sus solicitudes de construcción [35].

2.2.10. Decreto Supremo N° 327

El Decreto Supremo N° 327 complementa la ley y establece las disposiciones técnicas y administrativas para el otorgamiento y ejercicio de las concesiones eléctricas en Chile. El reglamento establece aspectos clave como los requisitos para solicitar una concesión, los plazos de vigencia de las concesiones, los derechos y obligaciones de los concesionarios, los procedimientos para realizar modificaciones o transferencias de concesiones, y los mecanismos de fiscalización y sanción. Además, especifica las normas técnicas y de seguridad que deben cumplir las instalaciones eléctricas, incluyendo las hidroeléctricas de pasada. Esto asegura que las centrales hidroeléctricas cumplan con los estándares técnicos y de seguridad necesarios para su operación y funcionamiento adecuados [36].

2.2.11. Resolución Exenta N° 31.876

La resolución exenta N° 31876 establece los requisitos del sistema de gestión de integridad de instalaciones eléctricas mediante el pliego técnico normativo - RPTD N° 17. El objetivo principal de esta resolución es establecer las pautas técnicas y los requisitos para asegurar la integridad de las instalaciones eléctricas en Chile. Esto implica garantizar su seguridad, calidad y confiabilidad.

El pliego técnico normativo RPTD N° 17 es un conjunto de disposiciones técnicas específicas que deben seguirse en el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las instalaciones eléctricas. Estas disposiciones cubren aspectos como la selección de materiales, la protección contra sobretensiones, el dimensionamiento de conductores, la protección contra contactos directos e indirectos, entre otros [20].

2.3. Estado del Arte

En este apartado se abordan los avances, las prácticas actuales y las tendencias relevantes en la gestión de activos del sector de generación hidroeléctrica de pasada en Chile. Por lo que a continuación se establecen los aspectos claves a considerar, con el fin de tener una sólida base de conocimiento y comprensión del campo, logrando identificar las grandes desafíos y nuevas oportunidades para un modelo de negocios.

2.3.1. Operación en las Centrales Hidroeléctricas de Pasada

Antes de la operación de las centrales hidroeléctricas de pasada, es fundamental tomar una serie de precauciones para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente del sistema. En primer lugar, se debe coordinar con los responsables y encargados de la planta para acordar las operaciones a realizar, estableciendo una comunicación efectiva a través de medios como teléfono, radio u otros. Es esencial asegurarse de que el suministro de agua desde la bocatoma hasta la cámara de carga esté disponible, verificando que la tubería de presión, la rejilla y las compuertas de la cámara de carga no presenten obstrucciones. Además, se debe revisar el cierre de la válvula de admisión principal ubicada entre la tubería de presión y la turbina, y verificar el nivel de agua mediante el manómetro de presión en la casa de fuerza. También es importante comprobar que la tubería de presión esté llena y sin fugas, y que las llaves que conectan al tablero del generador estén en posición abierta. Por último, se debe asegurar que el canal de descarga esté libre de obstrucciones y que todo el equipo, así como los instrumentos de control y protección, estén en óptimas condiciones de trabajo.

Durante la operación de las centrales hidroeléctricas de pasada, se deben tomar precauciones para garantizar un correcto desempeño del sistema. Es importante monitorear constantemente el nivel de agua a través del manómetro instalado en la tubería de presión, asegurando que no disminuya significativamente. También se debe limpiar periódicamente la rejilla de ingreso a la cámara de carga para evitar obstrucciones que afecten el flujo de agua. Durante la operación, se deben observar posibles fugas de agua en los diferentes componentes y realizar maniobras en la válvula solo cuando sea necesario, asegurando en todo momento una conducción adecuada del agua para garantizar la generación de energía. Mantener un monitoreo constante y atento durante esta fase es fundamental para asegurar un funcionamiento óptimo y prevenir posibles problemas o daños en el sistema.

Después de la operación de las centrales hidroeléctricas de pasada, se deben realizar una serie de acciones para asegurar el cierre adecuado del sistema. Es importante revisar que la válvula esté completamente cerrada, evitando así fugas innecesarias de agua. Además, se debe proceder al cierre de la compuerta de la cámara de carga para garantizar el correcto funcionamiento del sistema en su conjunto. Estas medidas post-operativas son esenciales para mantener la integridad del sistema y prepararlo para futuras operaciones. Es recomendable seguir los protocolos y pautas establecidos en el manual correspondiente, y en caso de dudas o consultas adicionales, es conveniente recurrir a la documentación proporcionada o solicitar asesoramiento técnico adecuado [37].

2.3.2. Mantenimiento en las Centrales Hidroeléctricas de Pasada

La operación remota y automatizada de las centrales hidroeléctricas de pasada ha redefinido la forma en que se lleva a cabo el mantenimiento. Con la implementación de sistemas de control y monitoreo telemáticos, se ha eliminado la necesidad de personal dedicado en la instalación. En su lugar, se ha vuelto fundamental desarrollar una estrategia de mantenimiento centrada en la fiabilidad para garantizar la seguridad y el funcionamiento confiable del activo físico.

El uso de sistemas SCADA permite supervisar en tiempo real los parámetros críticos como los niveles de los caudales y las restricciones operativas. Además, se realiza un análisis exhaustivo del activo físico automatizado para identificar posibles problemas y establecer acciones de mantenimiento adecuadas. El plan de mantenimiento incluye inspecciones regulares de los equipos clave, mantenimiento preventivo y predictivo, así como pruebas de seguridad. A continuación, se detallan las diversas tareas involucradas en la administración de la estrategia de mantenimiento de la central hidroeléctrica de pasada [38].

2.3.2.a. Sistema de Vigilancia

El sistema de vigilancia en una central hidroeléctrica de pasada juega un papel fundamental en el mantenimiento. Consiste en la captación y seguimiento del estado de la instalación a través de inspecciones visuales periódicas que aseguran la supervisión adecuada de los elementos de la central. El objetivo es detectar cualquier anomalía y garantizar que la instalación se encuentre en un estado correcto. Además, se realizan lecturas de puntos de medida para analizar la evolución del funcionamiento dentro de parámetros adecuados. Esto proporciona una oportunidad para evaluar los planes de mantenimiento y tomar medidas correctivas en caso necesario.

2.3.2.b. Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo en una central hidroeléctrica se basa en la experiencia acumulada, las recomendaciones del fabricante y la normativa legal. Se evalúa la fiabilidad de cada sistema para determinar el punto óptimo de actuación. Se realiza una planificación periódica y automatizada de las actividades de mantenimiento, utilizando hojas de ruta de mantenimiento que describen los equipos y las tareas a realizar. Es importante actualizar las frecuencias de actuación en función de los equipos, considerando la sustitución de equipos y estableciendo nuevas periodicidades. Además, se realiza un análisis de costos reales empleados para optimizar el mantenimiento y garantizar la eficiencia en los recursos utilizados.

2.3.2.c. Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo en una central hidroeléctrica tiene como objetivo identificar y prevenir posibles fallas funcionales antes de que ocurran. Se basa en la detección de fallas potenciales, que son estados identificables que indican que una falla funcional está a punto de producirse. El seguimiento y control de los parámetros pueden realizarse mediante vigilancia periódica o mediante el monitoreo continuo, dependiendo de la importancia de la máquina en el proceso productivo y la instrumentación necesaria. La idea es establecer una frecuencia de seguimiento que permita detectar el deterioro en un punto entre la falla potencial y la falla funcional, para poder reaccionar a tiempo y evitar consecuencias graves. Algunas técnicas de mantenimiento predictivo aplicables en una central hidroeléctrica incluyen el seguimiento vibratorio, el análisis de aceites, el diagnóstico de alternadores y transformadores, la termografía y el análisis de incidencias.

2.3.2.d. Técnicas de Mantenimiento Predictivo

Para una central hidroeléctrica, existen diversas técnicas de mantenimiento predictivo que se pueden emplear. Entre ellas se encuentran el seguimiento vibratorio, que permite la detección de daños y la identificación de problemas vibratorios como inestabilidades, desgaste en cojinetes, daños en alternadores, daños en rodets, cavitaciones y resonancia. Otro enfoque es el análisis de aceites, que implica la toma de muestras de aceites dieléctricos de transformadores y aceites de lubricación y mando de grupos hidráulicos. Esto permite diagnosticar posibles degradaciones en los sistemas mecánicos y eléctricos. Además, se pueden utilizar técnicas como el EDAS para el diagnóstico de alternadores, el análisis de problemas reversibles e irreversibles, y el diagnóstico de transformadores mediante pruebas que definen el estado de los transformadores en términos de circuito eléctrico, magnético, dieléctrico o geométrico, de acuerdo con la normativa IEEE. La termografía también se utiliza para inspeccionar elementos característicos de la instalación y detectar puntos calientes que puedan indicar una futura degradación del equipo. Estas técnicas, junto con el análisis de incidencias para determinar la causa raíz de las fallas, permiten tomar acciones preventivas y correctivas en una central hidroeléctrica, mejorando la fiabilidad y la eficiencia de la instalación.

Capítulo 3

Antecedentes

3.1. Proyectos de Energía Hidroeléctrica de Pasada

En esta sección, se presentarán los proyectos de energía hidroeléctrica de pasada en Chile, acompañados de una especificación detallada por región de la cantidad de proyectos y sus respectivas potencias nominales, separándolas en pequeños medios de generación (menores a 9 [MW]) e instalaciones de generación (mayores a 9 [MW]). Además, en el anexo adjunto, se proporcionará un desglose exhaustivo de cada central hidroeléctrica existente, siendo un total de 166 proyectos. Estos detalles incluirán información sobre sus potenciales nominales y ubicaciones geográficas. Por medio de esta información, se busca brindar una visión completa y esclarecedora del panorama de la energía hidroeléctrica de pasada en Chile.

3.1.1. Proyectos en operación

En la Tabla 3.1 y Tabla 3.2, se presentan los proyectos en operación correspondientes por región y provincia, separados por las centrales de “Instalaciones de Generación” (mayores a 9 [MW] de potencia neta) y “PMG o PMGD” (menores a 9 [MW] de potencia neta) respectivamente.

Tabla 3.1: Proyectos en operación “Instalaciones de Generación” por región y provincia. Elaboración propia, según [39].

Región	Potencia Neta por Región [MW]	Proyectos por Región	Provincia	Potencia Neta por Provincia [MW]	Proyectos por Provincia
Arica y Parinacota	10,9	1	Parinacota	10,9	1
Coquimbo	18	1	Limarí	18	1
Valparaíso	208,8	5	Los Andes	208,8	5
Metropolitana	740,9	10	Cordillera	711	8
			Melipilla	10	1
			Santiago	19,9	1
Ohiggins	690,3	11	Cachapoal	252,8	5
			Colchagua	437,5	6
Maule	418,9	12	Linares	130,1	5
			Talca	288,9	7
Ñuble	31,6	2	Diguillin	31,6	2
Bío Bío	548,6	7	Bío Bío	548,6	7
Araucanía	48,6	3	Cautín	29	2
			Malleco	19,6	1
De los Ríos	102,3	4	Ranco	50,9	3
			Valdivia	51,4	1
De los Lagos	71,5	2	Osorno	71,5	2

Tabla 3.2: Proyectos en operación “PMG o PMGD” por región y provincia. Elaboración propia, según [39].

Región	Potencia Neta por Región [MW]	Proyectos por Región	Provincia	Potencia Neta por Provincia [MW]	Proyectos por Provincia
Arica y Parinacota	0,5	1	Parinacota	0,5	1
Tarapacá	6,1	4	Iquique	6,1	4
Atacama	5,1	1	Huasco	5,1	1
Coquimbo	10,2	2	Elqui	5,6	1
			Limarí	4,6	1
Valparaíso	3	3	Los Andes	2,9	2
			San Felipe	0,1	1
Metropolitana	32,8	11	Cordillera	11,2	4
			Maipo	8,2	2
			Melipilla	3,4	1
			Santiago	9,9	4
Ohiggins	13,1	4	Cachapoal	2,6	1
			Colchagua	10,5	3
Maule	43,9	11	Curicó	11,1	4
			Linares	10	2
			Talca	22,8	5
Bío Bío	34,4	19	Bío Bío	34,4	19
Araucanía	32,1	12	Cautín	29,6	11
			Malleco	2,5	1
De los Ríos	18,5	17	Ranco	13,3	14
			Valdivia	5,2	3
De los Lagos	78,6	16	Chiloé	13	2
			Llanquihue	10	3
			Osorno	55,6	11

3.1.2. Proyectos en pruebas y construcción

En la Tabla 3.3, se presentan los proyectos en prueba y construcción correspondientes por región y provincia. En este caso, no existen este tipo de proyectos para centrales de “Instalaciones de Generación” (mayores a 9 [MW] de potencia neta), por ende, solo se presentan centrales “PMG o PMGD” (menores a 9 [MW] de potencia neta).

Tabla 3.3: Proyectos en prueba y construcción “PMG o PMGD” por región y provincia. Elaboración propia, según [40].

Región	Potencia Neta por Región [MW]	Proyectos por Región	Provincia	Potencia Neta por Provincia [MW]	Proyectos por Provincia
Ohiggins	12	2	Colchagua	12	2
Bío Bío	9,6	2	Homónima	9,6	2
Araucanía	6	1	Cautín	6	1
De los Lagos	0,3	1	Palena	0,3	1

3.2. Empresa EnorChile S.A

3.2.1. Contexto de la Empresa

EnorChile se ha consolidado como una empresa reconocida dentro del mercado eléctrico chileno, reuniendo más de dos décadas de experiencia en la industria y trazando un camino prometedor hacia el futuro. La empresa es un pilar fundamental en la provisión de energía y la gestión eficiente de activos eléctricos, especializándose en atender a las necesidades del sector industrial y minero a lo largo y ancho del territorio nacional.

Con una visión centrada en la excelencia y la innovación, EnorChile ha reunido un equipo humano excepcionalmente calificado, compuesto por más de 100 ingenieros, técnicos y profesionales. Esta diversidad de talento conforma un equipo multidisciplinario capaz de abordar una amplia gama de desafíos en el ámbito eléctrico. Desde la administración de plantas de energía solar y eólica hasta la gestión de complejas subestaciones eléctricas, e incluso la operación de plantas de energía de combustible pesado ubicadas en condiciones extremas a altitudes que superan los 4.500 metros sobre el nivel del mar. Esta capacidad de adaptación y experiencia demuestra la versatilidad y el compromiso de EnorChile en la búsqueda de soluciones efectivas y seguras en contextos diversos.

La misión central de EnorChile es satisfacer las demandas energéticas y operativas de sus clientes. Esta misión se lleva a cabo a través de soluciones altamente flexibles y adaptadas a las necesidades individuales de cada cliente. EnorChile se enorgullece en mantener los más altos estándares de salud, seguridad, calidad y medio ambiente en todas sus operaciones. Estos pilares son intrínsecos a la cultura corporativa de la empresa y guían sus decisiones y acciones en cada paso del camino.

EnorChile no solo se destaca por su competencia técnica y experiencia acumulada, sino también por su compromiso con el desarrollo sostenible y la responsabilidad social. A medida que el mundo avanza hacia un enfoque más verde y sostenible en la generación y gestión de energía, EnorChile se posiciona como un socio estratégico para las empresas que buscan una transición efectiva hacia fuentes de energía más limpias y eficientes.

La empresa chilena realiza la gestión de activos a más de 210 MW de potencia en centrales convencionales y renovables. Además, opera remotamente más de 3500 MW de potencia en centrales renovables, tanto solares como eólicas, mediante su centro de control ubicado en Providencia, Santiago. Además, ofrece diferentes servicios, tales como:

- Desarrollar y mantener un Sistema de Gestión de Activos.
- Operación Remota 24 x 7 desde el Centro de Monitoreo de Procesos (CMP). Es la unidad especializada y encargada de coordinar y operar una central de generación. Tiene comunicación directa con el CEN.
- Mantenimiento Preventivo y Correctivo de Centrales de Generación, líneas de transmisión y distribución.

- Mantenimiento de equipos primarios y lavado de aislación de las subestaciones.
- Capacidad de aplicar acciones remotas en coordinación con personal en terreno.

3.2.2. Centrales a cargo de la gestión de activos

EnorChile está a cargo de la gestión de activos de centrales de energía, subestaciones y líneas en diferentes sectores del territorio nacional, las cuales se dividen entre las que son proyectos propios de la empresa y proyectos con contrato vigente. Estas centrales, S/E y líneas se exponen en la Tabla 3.4 y Tabla 3.5 respectivamente.

Tabla 3.4: Proyectos propios de EnorChile en la actualidad. Elaboración propia, según información entregada por EnorChile.

Nombre Central	Ciudad	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Zofri	Iquique	Térmica Diésel	5,2
Estandartes	Iquique	Térmica Diésel	6,4
Esperanza	Rancagua	Térmica Diésel	22,2
Cazadores	Iquique	Solar Fotovoltaica de Concentración	0,1
Nombre Línea	Ciudad	Tipo	Longitud [km]
Camña	Iquique	Distribución Rural	74

Tabla 3.5: Proyectos con contrato vigente de EnorChile en la actualidad. Elaboración propia, según información entregada por EnorChile.

Nombre Central	Ciudad	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
PMGD El Molle	Valparaíso	Térmica Biogás	4,5
La Huayca	Pozo Almonte	Solar Fotovoltaica	30
Ujina - Collahuasi	Ujina	Térmica Diésel	44,5
Mantos Blancos	Antofagasta	Térmica Diésel	28
PMGD Concón	Concón	Térmica Gas	6
Los Colihues	Rancagua	Térmica Diésel	25
Maitencillo	Maitencillo	Térmica Diésel	68,4
Nombre S/E	Ubicación	Nivel de Tensión	
Punta Sierra	Ovalle	31,5 [kV] / 220 [kV]	
Mantos Blancos	Antofagasta	220 [kV] / 23 [kV]	
Los Colihues	Rancagua	154 [kV] / 4.16 [kV]	
Maitencillo	Maitencillo	23 [kV] / 110 [kV]	
Nombre Línea	Ubicación	Tipo	Longitud [km]
Pascua Lama	Chile - Argentina	Transmisión	180

Finalmente, una manera de visualizar todos estos proyectos geográficamente y de esta forma poder ubicar como se distribuye EnorChile dentro del país, se tiene el siguiente mapa con los proyectos mas relevantes.



Figura 3.1: Distribución Geográfica de los proyectos actuales de EnorChile, según información entregada por la empresa.

Capítulo 4

Análisis de Mercado para las Centrales Hidroeléctricas de Pasada

En este capítulo se establece un análisis del mercado para este tipo de centrales, considerando dos elementos esenciales: un análisis de stakeholders para un proyecto hidroeléctrico de pasada y una evaluación del mercado potencial para la prestación de servicios relacionados. Se explorará la red de actores clave involucrados en el ciclo de vida de las centrales de pasada, al tiempo que se identificarán barreras de entrada y se delinearán las limitaciones geográficas y técnicas que influyen en el mercado objetivo. A través de este análisis, se pretende proporcionar una visión clara de las oportunidades y desafíos que definen la participación en esta industria.

4.1. Stakeholders de un Proyecto Hidroeléctrico de Pasada

En el contexto del desarrollo y operación de centrales hidroeléctricas de pasada en Chile, los stakeholders desempeñan un papel fundamental al influir, dar forma y contribuir a la viabilidad, sostenibilidad y éxito general de estos proyectos. Un stakeholder se refiere a cualquier individuo, entidad o grupo que tiene un interés o impacto directo en la actividad, decisión o resultado de una empresa o proyecto específico. En el caso de las centrales hidroeléctricas de pasada, los stakeholders representan una red compleja de actores que abarcan desde entidades gubernamentales y reguladoras hasta comunidades locales, empresas generadoras y proveedores de tecnología.

A continuación, se detallan los stakeholders que proporcionan una visión integral de los actores clave que impactan en este tipo de centrales en Chile, considerando aspectos regulatorios, ambientales, tecnológicos, financieros y sociales.

- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):** El CEN es fundamental para el funcionamiento eficiente y seguro de las centrales hidroeléctricas de pasada. Su coordinación de la operación de generación eléctrica garantiza que estas centrales contribuyan al equilibrio entre oferta y demanda de energía en tiempo real, asegurando la estabilidad del sistema eléctrico y la continuidad del suministro.

- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** La SEC regula los aspectos técnicos y comerciales de las centrales hidroeléctricas de pasada, asegurando que operen en cumplimiento con las normativas y regulaciones. Su supervisión garantiza la seguridad de las instalaciones, la calidad del servicio eléctrico y la protección de los derechos de los consumidores.
- **Ministerio de Energía (MEN):** El Ministerio establece políticas y estrategias que influyen en la promoción y desarrollo de las centrales hidroeléctricas de pasada. Su enfoque en la diversificación de la matriz energética y la promoción de fuentes renovables impacta en la incentivación y apoyo a estas centrales, contribuyendo a su crecimiento y adopción.
- **Ministerio del Medio Ambiente (MMA):** El MMA supervisa y regula el impacto ambiental de las centrales hidroeléctricas de pasada. Establece normativas para garantizar que estos proyectos operen de forma sostenible, minimizando el impacto en el entorno natural y protegiendo la biodiversidad local. Su rol es esencial para asegurar que las centrales cumplan con los estándares ambientales requeridos.
- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** La CNE juega un papel crucial en la regulación y promoción de la competencia en el sector energético. Su labor impacta en aspectos tarifarios, técnicos y regulatorios que afectan a las centrales hidroeléctricas de pasada, asegurando que puedan operar en un entorno favorable y competitivo.
- **Comunidades Locales y Poblaciones Aledañas:** Las comunidades pueden verse directamente afectadas por la construcción y operación de centrales hidroeléctricas de pasada. Las decisiones sobre la ubicación, impacto ambiental y participación comunitaria influirán en la aceptación y sostenibilidad de estos proyectos.
- **Empresas Generadoras de Energía:** Las generadoras juegan un rol central en la implementación y operación de las centrales hidroeléctricas de pasada. Su inversión, tecnología y gestión impactan en la eficiencia, rendimiento y sostenibilidad de estas instalaciones.
- **Proveedores de Tecnología y Equipamiento:** Los proveedores proporcionan los componentes necesarios para el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas de pasada. Su calidad, innovación y capacidad de adaptación influyen en la eficiencia y confiabilidad de las instalaciones.
- **Organizaciones Ambientales:** Estas organizaciones pueden influir en las decisiones de ubicación y diseño de las centrales hidroeléctricas de pasada. Su participación promueve prácticas sostenibles y la minimización de impactos ambientales.
- **Inversionistas:** Los inversionistas son esenciales para la viabilidad económica de las centrales hidroeléctricas de pasada. Su interés y disposición para invertir impacta en la financiación, construcción y operación de estos proyectos.
- **Organismos Internacionales y Acuerdos Internacionales:** Estos organismos y sus acuerdos internacionales relacionados con el medio ambiente y la energía pueden influir en las políticas y regulaciones que afectan a las centrales hidroeléctricas de pasada, fomentando su desarrollo sostenible y su alineación con objetivos globales.

De esta forma, en base a la información entregada anteriormente es posible realizar un mapa o esquema para los stakeholders identificados, el cual queda de la siguiente manera:



Figura 4.1: Mapa de actores o stakeholders identificados para las centrales hidroeléctricas de pasada. Elaboración propia.

La separación de los actores en estas categorías se basa en una simplificación de la diversidad de stakeholders involucrados en el contexto de las centrales hidroeléctricas de pasada, los cuales representan perspectivas y preocupaciones diferentes.

- **Actores del Gobierno:** Este grupo incluye a las entidades gubernamentales y reguladoras que tienen un papel importante en la supervisión y regulación de las centrales hidroeléctricas de pasada. Estos actores influyen en la formulación de políticas y regulaciones, y pueden tener poder para tomar decisiones en este contexto.
- **Actores de la Sociedad Civil:** La sociedad civil abarca una variedad de actores, como comunidades locales, organizaciones ambientales y otros grupos interesados en el impacto social y ambiental de las centrales hidroeléctricas de pasada. Su interés radica en la sostenibilidad y el impacto en las comunidades y el medio ambiente.
- **Actores del Sector Empresarial:** Estos actores tienen un interés financiero y operativo en el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas de pasada, y su poder puede variar según su participación y roles específicos.
- **Actores Internacionales:** Incluye a los actores que pueden influir en las políticas energéticas globales. Aunque su enfoque principal no se centra en las centrales hidroeléctricas de pasada, pueden tener un impacto indirecto en este contexto.

4.2. Mercado Potencial para EnorChile

Este análisis se adentra en las perspectivas del mercado de la gestión de activos en centrales hidroeléctricas de pasada en Chile. Enfocada en la operación y el mantenimiento, EnorChile busca establecerse en este sector. Sin embargo, para capitalizar esta oportunidad, es esencial comprender y superar las barreras de entrada que marcan el acceso a este dinámico mercado.

En esta sección, se examinan las barreras específicas que la empresa enfrenta al intentar ingresar y prosperar en la industria de la gestión de activos de centrales hidroeléctricas de pasada. Desde la competencia en el ámbito de la operación hasta las restricciones de capacidad, las relaciones con actores locales y la logística en áreas remotas, cada barrera presenta desafíos que requieren una estrategia cuidadosamente diseñada.

A medida que se analiza en detalle cada una de estas barreras, se obtiene una comprensión más amplia de los obstáculos y las oportunidades que conforman el panorama de este mercado. Estas barreras de entrada deben ser cuidadosamente abordadas para lograr un ingreso exitoso y sostenible para EnorChile. A continuación, se detallan las principales barreras identificadas:

- **Capacidad Instalada:** Una barrera significativa se relaciona con la presencia de grandes centrales hidroeléctricas que ya cuentan con centros de control integrados en sus instalaciones. Estas grandes generadoras poseen una mayor capacidad instalada y operan con tecnología avanzada que les permite gestionar la generación y distribución de energía eficientemente. Esta ventaja tecnológica y la inversión requerida para competir en este segmento dificultan la penetración de empresas más pequeñas que se enfocan en centrales de pasada.
- **Relaciones con Cooperativas:** La multiplicidad de dueños o colaboradores en estas instalaciones introduce desafíos de coordinación y toma de decisiones. La necesidad de obtener acuerdos consensuados entre partes con intereses y prioridades distintas pueden alargar los procesos de negociación y generar obstáculos para la implementación de servicios. Para superar esta barrera, las empresas deben demostrar habilidades de comunicación efectiva, capacidad para adaptarse a diferentes agendas y la habilidad de construir confianza entre las partes interesadas. En última instancia, el éxito en este mercado requerirá la capacidad de equilibrar intereses variados y establecer relaciones sólidas en un entorno caracterizado por la multiplicidad de dueños y colaboradores en las centrales hidroeléctricas de pasada.
- **Ubicaciones Distantes:** La geografía variada de Chile puede presentar desafíos en términos de acceso a ubicaciones remotas donde se encuentran algunas centrales hidroeléctricas de pasada. Los costos logísticos, la infraestructura limitada y las dificultades operativas pueden hacer que trabajar en estas áreas sea económicamente inviable para la empresa. La expansión geográfica puede requerir consideraciones específicas para superar esta barrera.

- **Contextos Geográficos:** Las comunidades aledañas a las centrales hidroeléctricas de pasada pueden generar complicaciones, especialmente cuando existen temas sociales o ambientales delicados, como la presencia de comunidades indígenas o problemas de impacto ambiental. La gestión de estos y la necesidad de obtener el apoyo de estas comunidades pueden añadir complejidad al proceso de entrada al mercado y requerir un enfoque de compromiso y sostenibilidad.

De esta forma, en base a la información entregada en el Apartado 3.2 y cada barrera de entrada identificado anteriormente, es posible realizar los filtros correspondientes, los cuales quedan de la siguiente manera:

- **Capacidad Instalada:** Para esta barrera, se seleccionarán las centrales llamadas PMG o PMGD (capacidad instalada menor a 9 [MW]). Esto se debe a los siguientes puntos.
 - Dado que las grandes centrales hidroeléctricas ya cuentan con centros de control integrados y operan con tecnología avanzada, es posible que las operaciones y el mantenimiento se encuentren altamente optimizados para estas instalaciones. Elegir PMG o PMGD podría permitir enfocarse en un mercado donde las empresas más pequeñas pueden competir eficazmente y aprovechar sus ventajas tecnológicas.
 - Las grandes centrales hidroeléctricas con tecnología avanzada pueden requerir inversiones significativas para competir en términos de gestión y eficiencia. En contraste, PMG y PMGD pueden ser más accesibles en términos de inversión, lo que podría hacer más viable la entrada de la empresa en este segmento.
 - Dado que las grandes centrales hidroeléctricas ya tienen una posición establecida en el mercado y pueden operar con una mayor capacidad instalada, competir directamente con ellas podría ser un desafío para empresas más pequeñas. Al centrarse en PMG y PMGD, se evita una competencia directa con las instalaciones más grandes.
- **Relaciones con Cooperativas:** Se decide no seleccionar empresas cooperativas, esto se basa en la necesidad de evitar la complejidad en la toma de decisiones, negociaciones prolongadas y desafíos en la coordinación entre múltiples dueños o colaboradores. La operación eficiente requiere agilidad en la toma de decisiones, adaptación rápida a diversas agendas, comunicación efectiva y construcción de confianza, factores que podrían ser más desafiantes en una estructura cooperativa.

Luego de haber realizado el filtro por capacidad instalada, se identificaron las siguientes empresas cooperativas:

- ENERGBOSCH S.A.
- CIA MOLINERA VILLARRICA LTDA.
- ENEL GENERACIÓN CHILE S.A
- COLBÚN S.A

- **Ubicaciones Distantes:** Se decide no seleccionar centrales ubicadas en la región de Aysén, esto se basa en los desafíos que plantea la geografía diversa de Chile en términos de acceso a áreas remotas donde están ubicadas algunas centrales hidroeléctricas de pasada. Dada la lejanía de esta región con respecto a las ubicaciones de EnorChile (actualmente llegando a Valdivia), los costos logísticos significativos, la infraestructura limitada y las dificultades operativas podrían hacer que involucrarse en estas áreas resulte económicamente inviable para la empresa. Ante la posibilidad de expansión geográfica, es esencial considerar estrategias específicas que permitan abordar eficazmente estos desafíos y superar las barreras que impone la geografía diversa del país.
- **Contextos Geográficos:** Se decide mantener las centrales que se encuentren cercana a comunidades aledañas, esto podría generar complicaciones derivadas de conflictos sociales y ambientales delicadas, sin embargo, esto no quita que se puedan ofrecer servicios de manera remota. La presencia de comunidades indígenas u otros problemas de impacto ambiental puede aumentar los desafíos en la gestión y requerir una atención especial. El proceso de entrada al mercado podría volverse más complejo al tener que abordar estas cuestiones y obtener el apoyo de las comunidades aledañas.

Dicho esto, es importante tener en cuenta las centrales que se encuentren en la región de La Araucanía, ya que esta zona ha sido un punto de conflicto histórico entre el Estado chileno y los pueblos indígenas mapuche, situación que ha escalado en años recientes debido a diversos factores como la expansión agrícola, actividad forestal, y la construcción de represas hidroeléctricas. Estas represas han desplazado a comunidades indígenas, causado inundaciones de tierras ancestrales y daños al entorno ambiental. La región ha enfrentado protestas y tensiones, lo que ha generado inseguridad, violencia y desplazamiento comunitario. A pesar de los intentos gubernamentales de diálogo, compra de tierras y programas de desarrollo, la complejidad de los conflictos persiste, demandando una solución justa y equitativa que beneficie a todas las partes involucradas.

Una vez realizado cada filtro descrito anteriormente, se detallan en la siguiente tabla todas las centrales que se encuentran dentro del mercado potencial para EnorChile:

Tabla 4.1: Mercado Potencial de Proyectos Hidroeléctricos de Pasada en Chile para EnorChile parte 1. Elaboración propia, según [39].

Nombre Central	Propietario	Capacidad Instalada [MW]	Región	Comuna
HP COSAPILLA	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	0,5	ARICA Y PARINACOTA	Putre
RIO HUASCO	HIDROELÉCTRICA RÍO HUASCO S.A.	5,1	ATACAMA	Vallenar
HP EL DIUTO	MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA EL DIUTO S.A.	3,3	BÍO BÍO	Los Angeles
HP RENAICO	ESPINOS S.A.	6,3	BÍO BÍO	Mulchén
HP QUILLAILEO	HUEMUL ENERGÍA SPA	0,8	BÍO BÍO	Santa Bárbara
HP LLAUQUEREO	HIDROELÉCTRICA LLEUQUEREO S.A.	1,8	BÍO BÍO	Santa Bárbara
HP ALTO RENAICO	ESPINOS S.A.	1,4	BÍO BÍO	Mulchén

Tabla 4.2: Mercado Potencial de Proyectos Hidroeléctricos de Pasada en Chile para Enor-Chile parte 2. Elaboración propia, según [39].

Nombre Central	Propietario	Capacidad Instalada [MW]	Región	Comuna
HP BOQUIAMARGO	ELÉCTRICA SAN MIGUEL SPA	1,1	BÍO BÍO	Alto Biobío
HP LOS PADRES	LOS PADRES HIDRO SPA	2,2	BÍO BÍO	Quilleco
HP BUREO	PMGD BIO BIO NEGRETE S.A.	2,2	BÍO BÍO	Negrete
HP MUNILQUE	PMGD BIO BIO NEGRETE S.A.	0,6	BÍO BÍO	Mulchén
HP MUNILQUE II	PMGD BIO BIO NEGRETE S.A.	0,6	BÍO BÍO	Mulchén
HP EL MIRADOR	SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA EL MIRADOR S.A.	3,0	BÍO BÍO	Alto Biobío
HP RIO MULCHEN	CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO MULCHÉN S.A.	3,0	BÍO BÍO	Mulchén
HP CALIBORO	SOCER S.A.	1,4	BÍO BÍO	Quilleco
HP LA BIFURCADA	HIDRO MUNILQUE SPA	0,2	BÍO BÍO	Mulchén
HP LA VIÑA - ALTO LA VIÑA	HIDRO MUNILQUE SPA	0,6	BÍO BÍO	Mulchén
HP MELO	SOCER S.A.	3,0	BÍO BÍO	Quilleco
HP SANTA ISABEL	SOCER S.A.	1,5	BÍO BÍO	Los Angeles
HP EL BRINCO	HIDRO MUNILQUE SPA	0,3	BÍO BÍO	Mulchén
HP CENTRAL EL ATAJO	CENTRAL EL ATAJO SPA	1,3	BÍO BÍO	Mulchén
HP LA PALOMA	HIDROPALOMA S.A.	4,6	COQUIMBO	Ovalle
HP PUCLARO	HIDROELECTRICA PUCLARO S.A.	5,6	COQUIMBO	Vicuña
HP DOS VALLES	HIDROELECTRICA DOS VALLES SPA	4,5	OHIGGINS	San Fernando
HP PALACIOS	HIDROELÉCTRICA PALACIOS SPA	3,0	OHIGGINS	San Fernando
HP LA COMPAÑIA II	EMPRESA ELÉCTRICA LA COMPAÑIA SPA	2,6	OHIGGINS	Codegua
HP CORRALES	HIDROELÉCTRICA LOS CORRALES SPA	3,0	OHIGGINS	San Fernando
HP MARIPOSAS	HIDROELÉCTRICA RÍO LIRCAY S.A.	6,3	MAULE	San Clemente
HP ROBLERIA	HIDROELÉCTRICA ROBLERIA SPA	4,0	MAULE	Linares
HP LOS HIERROS II	EMPRESA ELÉCTRICA PORTEZUELO SPA	6,0	MAULE	Colbún
HP DOSAL	DOSAL HNOS Y CIA LTDA	0,3	MAULE	Curicó
HP CUMPEO	HIDROELÉCTRICA CUMPEO S.A.	5,8	MAULE	Molina
HP LA MONTAÑA	HIDROELÉCTRICA PUMA S.A.	3,0	MAULE	Teno
HP LA MONTAÑA II	HIDROELÉCTRICA RÍO CLARO S.A.	1,9	MAULE	Teno
HP EL RINCON	ASOC. DE CANAL SOCIEDAD DEL CANAL DE MAIPO	0,3	METROPOLITANA	La Florida
HP EYZAGUIRRE	ASOC. DE CANAL SOCIEDAD DEL CANAL DE MAIPO	1,9	METROPOLITANA	Puente Alto

Tabla 4.3: Mercado Potencial de Proyectos Hidroeléctricos de Pasada en Chile para Enor-Chile parte 3. Elaboración propia, según [39].

Nombre Central	Propietario	Capacidad Instalada [MW]	Región	Comuna
HP AUXILIAR DEL MAIPO	CARBOMET ENERGÍA S.A.	5,1	METROPOLITANA	San Bernardo
HP LOS BAJOS	CARBOMET ENERGÍA S.A.	5,5	METROPOLITANA	Puente Alto
HP MALLARAUCO	HIDROELÉCTRICA MALLARAUCO S.A.	3,4	METROPOLITANA	Melipilla
HP FLORIDA	ASOC. DE CANAL SOCIEDAD DEL CANAL DE MAIPO	6,0	METROPOLITANA	La Florida
HP FLORIDA III	ASOC. DE CANAL SOCIEDAD DEL CANAL DE MAIPO	2,5	METROPOLITANA	La Florida
HP LAS VERTIENTES	ELÉCTRICA PUNTILLA S.A.	1,9	METROPOLITANA	Pirque
HP EL LLANO	ELÉCTRICA PUNTILLA S.A.	1,9	METROPOLITANA	Pirque
HP ARRAYAN	HIDROELÉCTRICA ARRAYÁN SPA	1,2	METROPOLITANA	Lo Barnechea
HP CAVANCHA	CAVANCHA S.A.	2,6	TARAPACÁ	Iquique
HP ALTO HOSPICIO	ENERNUEVAS S.A.	1,1	TARAPACÁ	Alto Hospicio
HP EL TORO	ENERNUEVAS S.A.	1,1	TARAPACÁ	Alto Hospicio
HP SANTA ROSA	ENERNUEVAS S.A.	1,3	TARAPACÁ	Alto Hospicio
HP SAUCE ANDES	GENERADORA ELÉCTRICA SAUCE LOS ANDES S.A.	1,4	VALPARAÍSO	Los Andes
HP EL TARTARO	WENKE Y CIA LTDA	0,1	VALPARAÍSO	Putendo
HP PIEDRAS NEGRAS	HIDROELÉCTRICA PIEDRAS NEGRAS SPA	3	OHIGGINS	Colchagua
HP LA CONFIANZA	HIDROCONFIANZA SPA.	2,6	BÍO BÍO	Homónima
HP AILLÍN	EL PINAR SPA.	7	BÍO BÍO	Homónima
HP DONGUIL	DONGUIL ENERGÍA S.A.	0,3	ARAUCANÍA	Gorbea
HP EL MANZANO (MELIPEUCO)	HIDROELÉCTRICA EL MANZANO S.A.	4,9	ARAUCANÍA	Melipeuco
HP RIO TRUENO	HIDROELÉCTRICA TRUENO S.A.	5,6	ARAUCANÍA	Vilcún
HP ALLIPEN	HIDROELÉCTRICA ALLIPÉN S.A.	2,6	ARAUCANÍA	Cunco
HP EL CANELO	HIDROELÉCTRICA EL CANELO S.A.	6,0	ARAUCANÍA	Melipeuco
HP MAISAN	ABASTIBLE S.A.	0,6	ARAUCANÍA	Pitrufquén
HP EL AGRIO	EL AGRIO HIDRO SPA.	2,5	ARAUCANÍA	Curacautín
HP SANTA ELENA	HIDROELÉCTRICA SANTA ELENA S.A.	2,8	ARAUCANÍA	Cunco
HP MSA-I	MINICENTRALES ARAUCANÍA S.A.	3,0	ARAUCANÍA	Villarrica
HP DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO SPA	6,0	DE LOS LAGOS	Chiloé
HP LA ARENA	EMPRESA ELÉCTRICA LA ARENA SPA	6,8	DE LOS LAGOS	Llanquihue
HP CALLAO	HIDROENERSUR S.A.	3,3	DE LOS LAGOS	Osorno
HP NALCAS	HIDROENERSUR S.A.	6,8	DE LOS LAGOS	Osorno

Tabla 4.4: Mercado Potencial de Proyectos Hidroeléctricos de Pasada en Chile para Enor-Chile parte 4. Elaboración propia, según [39].

Nombre Central	Propietario	Capacidad Instalada [MW]	Región	Comuna
HP MC1	HIDROENERSUR S.A.	9,0	DE LOS LAGOS	Osorno
HP MC2	HIDROENERSUR S.A.	3,2	DE LOS LAGOS	Osorno
HP PULELFU	EMPRESA ELÉCTRICA LA LEONERA S.A.	9,0	DE LOS LAGOS	Osorno
HP COLLIL	ENERGÍA COLLIL S.A.	7,0	DE LOS LAGOS	Chiloé
HP LOS COLONOS	EMPRESA ELÉCTRICA RÍO PUMA S.A.	0,6	DE LOS LAGOS	Osorno
HP MARIA ELENA	GENERADORA ELÉCTRICA MARÍA ELENA LTDA	0,3	DE LOS LAGOS	Osorno
HP ENSENADA	HIDROELÉCTRICA ENSENADA S.A.	1,2	DE LOS LAGOS	Llanquihue
HP CHANLEUFU II	HIDROELÉCTRICA CHANLEUFU S.A.	3,4	DE LOS LAGOS	Osorno
HP PALMAR	HIDROPALMAR S.A.	8,7	DE LOS LAGOS	Osorno
HP CORRENTOSO	HIDROPALMAR S.A.	8,5	DE LOS LAGOS	Osorno
HP MC3	HIDROENERSUR S.A.	2,8	DE LOS LAGOS	Osorno
HP CHILCO	GANADERA Y FORESTAL CARRAN LIMITADA	0,2	DE LOS RÍOS	Ranco
HP DOÑA HILDA	GANADERA Y FORESTAL CARRAN LIMITADA	0,4	DE LOS RÍOS	Ranco
HP PEHUI	GENERADORA ELÉCTRICA PEHUI LTDA	1,1	DE LOS RÍOS	Ranco
HP LOS CORRALES	AGRICOLA ALEJANDRO PONCE EIRL	0,8	DE LOS RÍOS	Ranco
HP MUCHI	HIDROMUCHI S.A.	1,0	DE LOS RÍOS	Ranco
HP CONTRA	EMPRESA ELÉCTRICA CONTRA SPA	0,3	DE LOS RÍOS	Ranco
HP LOS CORRALES II	AGRICOLA ALEJANDRO PONCE EIRL	1,0	DE LOS RÍOS	Ranco
HP PICHILONCO	HIDROELÉCTRICA PICHILONCO S.A.	1,2	DE LOS RÍOS	Ranco
HP DON WALTERIO	GENERADORA ELÉCTRICA RHOM LTDA	3,0	DE LOS RÍOS	Ranco
HP LAS FLORES	HIDROELÉCTRICA LAS FLORES S.A.	1,6	DE LOS RÍOS	Ranco
HP EL ARRAYAN	ENERGÍAS RENOVABLES EL ARRAYAN LTDA	0,2	DE LOS RÍOS	Ranco
HP CURILEUFU	SOCIEDAD AGRÍCOLA Y GANADERA CURILEUFU LTDA.	0,2	DE LOS RÍOS	Ranco
HP TRANQUIL	EMPRESA ELÉCTRICA TRANQUIL SPA	3,0	DE LOS RÍOS	Valdivia
HP PIUTEL	PIUTEL GENERACIÓN ELÉCTRICA LIMITADA	0,6	DE LOS RÍOS	Valdivia
HP LOS PORTONES	LOS PORTONES S.A.	2,0	DE LOS RÍOS	Ranco
HP LOS PORTONES II	LOS PORTONES S.A.	0,2	DE LOS RÍOS	Ranco

Así, el mercado potencial de EnorChile se reduce de **166 centrales** hidroelectricas de pasada (3198 [MW] instalados) a **93 centrales** (250 [MW] instalados).

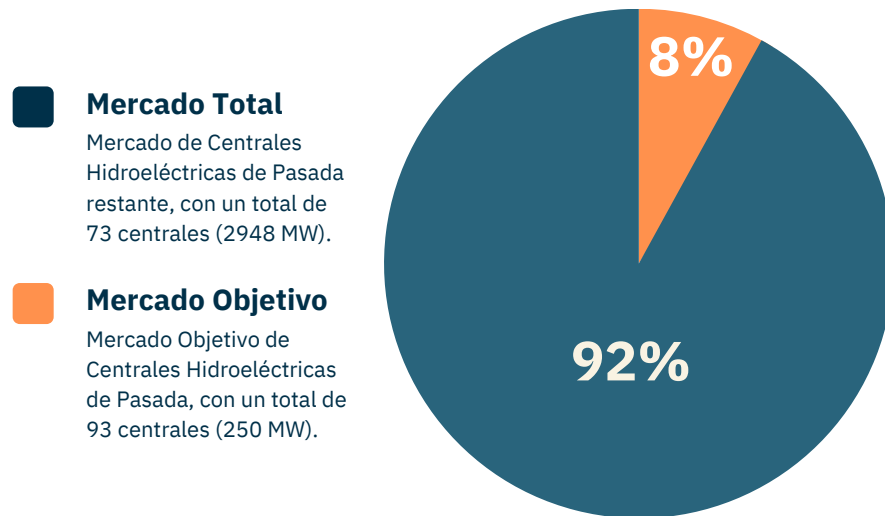


Figura 4.2: Gráfico del mercado objetivo inicial de EnorChile con respecto al mercado total de centrales hidroeléctricas de pasada. Elaboración propia.

EnorChile se encuentra frente a un mercado potencial especialmente enfocado en PMGD, que inicialmente abarca 93 centrales con una capacidad instalada de 250 MW. Este enfoque se basa en los estudios existentes sobre las PMGD, lo que permite un conocimiento y comprensión de los ingresos asociados y normativas. Al centrarse en este segmento específico, EnorChile puede capitalizar de manera efectiva las oportunidades identificadas y establecer una base para su expansión en el sector de las centrales hidroeléctricas de pasada en Chile.

Capítulo 5

Propuesta de Modelo de Gestión de Activos

En este capítulo, se establece el núcleo del proyecto, es decir, cómo gestionar las centrales hidroeléctricas de pasada y hacer que EnorChile funcione de manera eficiente y rentable en un mercado especializado y cambiante.

En primer lugar, se abordan las actividades diarias para mantener y operar las centrales hidroeléctricas de pasada. Esto es esencial para que funcionen bien y de manera sostenible. Se tendrán las tareas específicas que hay que hacer, cómo se mide su desempeño y planifica su mantenimiento. También se identificarán los indicadores clave para evaluar el rendimiento.

En la segunda parte, se analiza cómo construir el negocio. Se usarán herramientas como las 5 fuerzas de Porter y el Modelo Canvas para entender el mercado. Se distinguirán quiénes son los competidores, qué oportunidades existen y cómo se creará, entregará y obtendrá valor en el mercado. Se identificarán los socios estratégicos, canales de distribución y cómo se atraerán los clientes. Además, se define la propuesta única y cómo se generará la estructura de ingresos y costos para lograr ser financieramente sólidos.

Este capítulo es fundamental para conocer y evaluar el modelo para EnorChile en la gestión de centrales hidroeléctricas de pasada. Se entregará un plan sólido y detallado que guiará las decisiones futuras y ayudará a entender mejor las oportunidades y desafíos de esta industria especializada.

5.1. Mejores Prácticas y Recomendaciones para la Gestión de Activos

La gestión de activos en el contexto de centrales hidroeléctricas de pasada es esencial para garantizar un funcionamiento eficiente y sostenible de estas instalaciones. Siguiendo el modelo de gestión de activos y tomando en cuenta las particularidades de las centrales hidroeléctricas de pasada, se proponen diversas acciones de mejora y buenas prácticas que deben ser implementadas en el marco de la normativa ISO 55.000 y su complemento ISO 55.001 visto en el Apartado 2.1.2.b, y la implementación del modelo PHVA (ver Figura 2.6) en base a las necesidades específicas del sector hidroeléctrico.

Esta sección proporciona una guía para la gestión de activos en centrales hidroeléctricas de pasada, abordando aspectos clave como el contexto de la organización, liderazgo, actividades de apoyo, operación, y evaluación continua.

5.1.1. Contexto de la Organización y Planificación

Para fortalecer la comprensión del contexto y las necesidades de las partes interesadas en una central hidroeléctrica de pasada, se recomienda:

- **Declaración de Alineación:** La organización debe establecer una declaración clara que explique cómo los objetivos de la gestión de activos se relacionan con los objetivos estratégicos de la central hidroeléctrica.
- **Plan Estratégico de Gestión de Activos (PEGA):** Se debe crear un PEGA que integre áreas como operaciones, mantenimiento, calidad, seguridad, ambiente y administración. Este plan debe incluir:
 - Definición de necesidades, expectativas y requisitos de las partes interesadas, tanto internas como externas, mediante una matriz de partes interesadas.
 - Documentación de procesos que establezcan los criterios de toma de decisiones relacionados con los activos, alineados con el mapa de procesos de generación hidroeléctrica.
 - Definición del alcance del sistema de gestión de activos, incluyendo una descripción de los equipos y su relación física, identificación de organizaciones involucradas, funciones de la organización, y período de responsabilidad.
 - Establecimiento de objetivos de gestión de activos, medibles, sujetos a monitoreo y revisión constante, cada uno con un plan asociado para su cumplimiento.
 - Planificación documentada de cómo lograr los objetivos, incluyendo métodos de toma de decisiones, priorización de actividades y recursos, procesos y métodos aplicables a lo largo del ciclo de vida de los activos, descripción de responsabilidades y programación de auditorías internas.
 - Implementación de procedimientos para el tratamiento de riesgos y oportunidades, abarcando todas las áreas pertinentes de la organización relacionadas con proyectos de energía renovable.
 - Establecimiento de metodologías de análisis de riesgo a corto y largo plazo.

5.1.2. Liderazgo

La central hidroeléctrica debe fomentar un liderazgo sólido y comprometido con la generación de energía. Se recomienda:

- **Liderazgo en Energías Renovables:** Establecer un liderazgo enfocado en energías renovables, transmitiendo un compromiso en todos los niveles de la organización y promoviendo una cultura laboral constructiva y participativa. Esto debe incluir liderazgo a nivel operativo, táctico y estratégico.
- **Compromiso de la Alta Dirección:** La alta dirección debe demostrar su compromiso mediante acciones concretas como asignación de recursos adecuados, promoción de una cultura de trabajo colaborativa, apoyo y seguimiento a las actividades de mejora, monitoreo del desempeño del sistema de gestión de activos, abordaje de riesgos y difusión continua de los beneficios del sistema.
- **Política de Gestión de Activos:** La alta dirección debe establecer una política de gestión de activos alineada con la estrategia y propósito de la organización. Esta política debe ser documentada, transmitida a todos los niveles y revisada y actualizada al menos anualmente.
- **Roles y Responsabilidades:** Deben definirse roles y responsabilidades con detalle, describiendo los requisitos de los puestos necesarios para cumplir los objetivos. Esto debe reflejarse en un organigrama actualizado cada seis meses.

5.1.3. Actividades de Apoyo

La organización debe asegurarse de contar con los recursos necesarios para cumplir con las actividades del Plan Estratégico de Gestión de Activos (PEGA). Se recomienda:

- **Plan de Competencias:** Desarrollar un plan de competencias que defina roles, responsabilidades y habilidades relacionadas con la gestión de activos en proyectos de energía renovable, con evaluación y actualización continua.
- **Capacitación Externa e Interna:** Definir un plan de capacitación en energía renovable mediante alianzas estratégicas con partners, así como capacitaciones internas que transfieran conocimientos avanzados a personal involucrado en operación y mantenimiento.
- **Evaluación de Competencias:** Realizar pruebas de verificación para evidenciar la adquisición de competencias y acciones concretas para alcanzarlas.

5.1.4. Operación

Para garantizar la operación eficiente de la central hidroeléctrica de pasada, se sugiere:

- **Estrategias de Mantenimiento:** Establecer estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo utilizando técnicas de inspección y gestión del rendimiento.

- **Indicadores de Desempeño:** Implementar indicadores de desempeño relacionados con confiabilidad, mantenibilidad, disponibilidad y otros aplicables a la industria.
- **Planificación Operativa:** Realizar una planificación anual del trabajo con programación semanal que incluya tiempos de realización, informes de hallazgos y observaciones, y acciones correctivas y de mejora.
- **Gestión del Cambio:** Implementar la gestión del cambio mediante charlas de difusión, explicando políticas, objetivos y planes de acción del sistema de gestión de activos, fomentando la empatía y el trabajo en equipo.
- **Análisis de Riesgos Integral:** Desarrollar un análisis integral de riesgos que evalúe parámetros como confiabilidad, mantenibilidad, costos por indisponibilidad, calidad, medio ambiente, seguridad y reputación.
- **Evaluación de Criticidad:** Implementar un procedimiento estandarizado de evaluación de criticidad de activos físicos que optimice el tratamiento de activos a lo largo de su ciclo de vida.
- **Supervisión de Subcontratación:** Supervisar las actividades subcontratadas conforme al modelo de gestión de activos, para alinear los procesos con los propósitos de la organización y mejorar continuamente.

5.1.5. Evaluación y Mejora Continua

Para mantener y mejorar el sistema de gestión de activos en centrales hidroeléctricas de pasada, se recomienda:

- **Indicadores de Desempeño:** Definir y evaluar indicadores de desempeño financieros y operacionales de manera continua.
- **Auditorías Internas y Externas:** Establecer programas de auditorías internas y externas, con un plan de auditoría para cada planta, estandarizando parámetros a evaluar y documentando informes y compromisos de mejora.
- **Obtención de Datos de Activos:** Desarrollar un proceso eficiente de obtención de datos de activos para la toma de decisiones, incluyendo costos por indisponibilidad, costos del ciclo de vida, índices de riesgo, calidad de servicio, costos de mantenimiento, costos de producción e indicadores de integridad.
- **Análisis de Datos:** Realizar un análisis integral a partir de datos de diseño, operación y mantenimiento, para actualizar acciones preventivas y predictivas basadas en el estado de los activos, con seguimiento de frecuencia de fallas, trabajos de mantenimiento, inspecciones y registro de condiciones funcionales.
- **Herramientas de Análisis:** Implementar herramientas de análisis de causa raíz y diagrama de causa-efecto para actividades de operación y mantenimiento.
- **Revisión Periódica de Rendimiento:** Revisar y auditar periódicamente el rendimiento de las estrategias y acciones implementadas.

5.2. Propuesta de Actividades para Proyectos Hidroeléctricos de Pasada

En el contexto de los proyectos de energía hidroeléctrica de pasada, es esencial identificar las actividades clave a lo largo del ciclo de vida de un activo. Esto es fundamental para maximizar el retorno de inversión de la empresa en estos proyectos.

En EnorChile la atención se centra principalmente en la etapa de operación y mantenimiento, en este caso de las centrales hidroeléctricas de pasada. En esta fase, se llevan a cabo una serie de procesos que requieren una gestión detallada y eficiente para garantizar el rendimiento óptimo de las instalaciones. En esta sección, se exploran en profundidad estos procesos y cómo deben ser cuidadosamente ejecutados y supervisados para cumplir con el objetivo de generar energía de manera sostenible y rentable.

5.2.1. Análisis de Criticidad de los Componentes

Para proponer las diferentes actividades que se deben llevar a cabo en una central hidroeléctrica de pasada estándar, es esencial realizar un análisis de criticidad que permita enfocar los esfuerzos en los activos más críticos que representen un riesgo a nivel operativo. Al igual que en un parque fotovoltaico, la ponderación y evaluación de criticidad de los componentes se lleva a cabo utilizando criterios específicos, que en este caso se basan en el impacto y la probabilidad de fallo de dichos componentes.

Los componentes de una central hidroeléctrica de pasada estándar se pueden dividir en tres categorías principales:

- **Componentes Principales:** Estos componentes son esenciales para la generación de energía eléctrica y comprenden tuberías, los generadores, los transformadores, alternadores, cojinetes, sistema de lubricación y rodetes.
- **Componentes Auxiliares:** Los componentes auxiliares respaldan el funcionamiento de los componentes principales y engloban el sistema de refrigeración, el sistema de ventilación y el sistema de protección.
- **Componentes de Infraestructura:** Estos componentes proporcionan el soporte físico necesario para la central, como las líneas eléctricas y subestaciones.

El análisis de criticidad en una central hidroeléctrica se basa en dos criterios fundamentales: el impacto y la probabilidad de fallo en cada componente.

El impacto de un fallo en un componente se mide en términos económicos, de seguridad, medio ambiente y servicio. Por ejemplo, un fallo en las tuberías podría resultar en la liberación de grandes cantidades de agua, lo que podría causar daños significativos a personas y propiedades, representando un impacto muy alto.

La probabilidad de fallo en un componente se estima considerando la historia de fallos del componente, las condiciones de operación y los factores ambientales. Componentes utilizados con frecuencia tienen una probabilidad más alta de fallo que aquellos menos utilizados.

Una vez determinados el impacto y la probabilidad de fallo de cada componente, se puede calcular el CTR (criticidad total por riesgo) de un componente utilizando la siguiente fórmula:

$$CTR = Impacto \cdot Probabilidad$$

Los componentes con un CTR más alto son los que representan un mayor riesgo para la central hidroeléctrica y, por lo tanto, deben ser objeto de un seguimiento y mantenimiento más riguroso. En función de la importancia del mantenimiento de estos componentes críticos, se destacan los siguientes:

- **Turbinas hidráulicas:** Son fundamentales para la conversión de la energía del agua en energía eléctrica. Un fallo en estas turbinas podría resultar en una pérdida significativa de capacidad de generación, por lo que también deben ser inspeccionadas periódicamente.
- **Generadores eléctricos:** Estos componentes son responsables de transformar la energía mecánica de las turbinas en energía eléctrica. Cualquier fallo en los generadores podría llevar a una pérdida de capacidad de generación, por lo que su inspección regular es crucial.
- **Transformadores:** Son esenciales para ajustar la tensión de la energía eléctrica. Un fallo en estos componentes podría resultar en la pérdida de servicio de la central, por lo que también deben ser inspeccionados con regularidad.
- **Líneas eléctricas:** Son responsables de transportar la energía desde la central hasta los consumidores. Un fallo en estas líneas podría causar la pérdida de servicio de la central, por lo que su inspección periódica es crítica.

En la práctica, el análisis de criticidad se realiza utilizando software especializado que considera factores de impacto, probabilidad y mantenibilidad para calcular el CTR de cada componente. Los resultados de este análisis se utilizan para establecer un plan de mantenimiento que define los intervalos de inspección y mantenimiento de cada componente en función de su criticidad específica. Sin embargo, es importante recordar que el CTR es un indicador relativo de la criticidad, y las condiciones específicas de la central pueden influir en la necesidad de un mantenimiento más frecuente en ciertos componentes, especialmente en entornos operativos desafiantes. Para efectos de este estudio será en base a la ponderación y evaluación de criticidad de los componentes se realiza mediante las tablas mostradas en el Apéndice B, donde se clasifican los componentes como críticos, medio críticos y no críticos.

De esta forma, para una central hidroeléctrica de pasada se realiza un análisis de criticidad, en donde es posible jerarquizar los componentes de la siguiente manera:

Tabla 5.1: Criticidad total por riesgos y jerarquización. Elaboración propia, según [41]

Componente	Probabilidad	Impacto	CTR	Clasificación
Tuberías	2	20	40	No Crítico
Generadores	3	40	120	Crítico
Transformadores	4	30	120	Crítico
Alternadores	2	30	60	Medio Crítico
Cojinetes	2	20	40	No Crítico
Sistema de Lubricación	2	10	20	No Crítico
Rodetes	3	40	120	Crítico
Sistema de Refrigeración	2	10	20	No Crítico
Sistema de Ventilación	2	5	10	No Crítico
Sistema de Protección	4	20	80	Medio Crítico

5.2.2. Mediciones y Toma de Datos

Las mediciones y la toma de datos desempeñan un papel fundamental en la operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica de pasada. Estos datos son esenciales para garantizar un funcionamiento seguro, eficiente y confiable de la central, así como para tomar decisiones informadas que optimicen su rendimiento. A continuación, se describen las principales mediciones y toma de datos mecánicos:

■ Mediciones y Toma de Datos Mecánicos:

- **Mediciones de Flujo de Agua:** El caudal del agua que fluye a través de la central es una variable crítica. Se mide para controlar la generación de energía y asegurar que la central no opere por encima de su capacidad nominal. La medición de flujo también es esencial para la gestión de recursos hídricos y la prevención de inundaciones aguas abajo.
- **Mediciones de Presión:** La presión del agua a medida que circula por la central es monitoreada para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente de las turbinas y otros componentes. Cambios inusuales en la presión pueden indicar obstrucciones o problemas en el sistema de tuberías.
- **Mediciones de Nivel de Agua:** La medición del nivel de agua en la cámara de carga es crucial para controlar la operación de la central y garantizar que haya suficiente agua disponible para la generación de energía. Esto evita la operación en niveles peligrosamente bajos o altos.
- **Mediciones de Temperatura del Agua:** La temperatura del agua en la central se mide para evaluar su influencia en la eficiencia de las turbinas y para prevenir problemas relacionados con la temperatura, como la formación de hielo en invierno.

- **Mediciones de Vibración:** La vibración de los componentes de la central se monitorea para identificar posibles problemas mecánicos o desgaste en las turbinas, generadores y otros equipos. Esto permite la planificación de mantenimiento predictivo.
- **Mediciones de Ruido:** La medición del ruido generado por la central es importante para garantizar que la operación no cause molestias a las comunidades cercanas y cumpla con los estándares de ruido aplicables.

El siguiente es un desglose de las mediciones de operación eléctrica que se realizan en una central hidroeléctrica de pasada, complementado con la información que pide el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):

■ **Mediciones de Operación y Toma de Datos Eléctricos:**

- **Mediciones de Voltaje:**
 - **Voltaje de entrada:** Se mide el voltaje de la línea de transmisión que alimenta la central. Este dato se utiliza para controlar la operación de la central y para garantizar que la central no se sobrecargue.
 - **Voltaje de salida:** Se mide el voltaje de la línea de transmisión que sale de la central. Este dato se utiliza para controlar la producción de energía y para garantizar que la energía generada se transmita de manera segura.
- **Mediciones de Corriente:**
 - **Corriente de entrada:** Se mide la corriente que fluye a través de la línea de transmisión que alimenta la central. Este dato se utiliza para controlar la operación de la central y para garantizar que la central no se sobrecargue.
 - **Corriente de salida:** Se mide la corriente que fluye a través de la línea de transmisión que sale de la central. Este dato se utiliza para controlar la producción de energía y para garantizar que la energía generada se transmita de manera segura.
- **Mediciones de Potencia:**
 - **Potencia de entrada:** Se mide la potencia que ingresa a la central desde la línea de transmisión. Este dato se utiliza para controlar la operación de la central y para garantizar que la central no se sobrecargue.
 - **Potencia de salida:** Se mide la potencia que sale de la central hacia la línea de transmisión. Este dato se utiliza para controlar la producción de energía y para garantizar que la energía generada se transmita de manera segura.
- **Mediciones de Energía:**
 - **Energía acumulada generada:** Se mide la energía eléctrica generada por la central desde que se inició la operación. Este dato se utiliza para realizar un seguimiento del rendimiento de la central y para facturar la energía generada.
 - **Energía activa instantánea inyectada:** Se mide la energía activa que se inyecta en la red eléctrica en tiempo real. Este dato se utiliza para controlar la producción de energía y para garantizar que la central no inyecte más energía de la que puede aceptar la red.

- **Energía reactiva instantánea inyectada:** Se mide la energía reactiva que se inyecta en la red eléctrica en tiempo real. Este dato se utiliza para controlar el factor de potencia de la central y para garantizar que la central no inyecte más energía reactiva de la que puede aceptar la red.
- **Mediciones de Temperatura:**
 - **Temperatura interna de los equipos:** Se mide la temperatura interna de los equipos eléctricos de la central. Este dato se utiliza para identificar posibles problemas de sobrecalentamiento y para garantizar la seguridad de los equipos.
- **Mediciones de Factor de Potencia:**
 - **Factor de potencia:** Se mide el factor de potencia de la central. Este dato se utiliza para controlar el consumo de energía reactiva de la central y para garantizar que la central no inyecte más energía reactiva de la que puede aceptar la red.
- Además de las mediciones anteriores, el CEN requiere que las centrales proporcionen la siguiente información:
 - **Datos de SITR:** El SITR es un sistema de información en tiempo real que recopila datos de las centrales eléctricas. Los datos que se recopilan incluyen voltaje, corriente, potencia, energía y factor de potencia.
 - **Datos de SLRP:** El SLRP es un sistema de lectura remota de protección que recopila datos de los equipos de protección de la central. Los datos que se recopilan incluyen estado de los interruptores, estado de las protecciones y estado de los equipos de control.
 - **Datos de PRMTE:** La PRMTE es una medición de energía que se realiza en las centrales eléctricas para verificar la exactitud de los medidores de energía.

La frecuencia y precisión de estas mediciones pueden variar según el tamaño y la complejidad de la central hidroeléctrica. Las centrales más grandes y complejas suelen contar con sistemas de monitoreo y control avanzados, como los sistemas SCADA y CMMS que permiten la recopilación continua de datos y la generación de informes en tiempo real.

El análisis de los datos recopilados durante la operación de la central es esencial para identificar problemas potenciales, planificar el mantenimiento preventivo y tomar decisiones informadas sobre la operación de la central. Esto contribuye significativamente a la seguridad y eficiencia a largo plazo de la central hidroeléctrica de pasada, evitando costosas averías y garantizando la producción sostenible de energía eléctrica.

5.2.3. Seguridad

La seguridad en una central hidroeléctrica de pasada es de suma importancia debido a los múltiples riesgos que pueden afectar tanto la operación de la central como en el entorno. Robos, sabotajes y accidentes pueden tener un impacto significativo en la integridad de la central, la generación de energía eléctrica y el medio ambiente. Por lo tanto, se implementan rigurosos sistemas de seguridad a través de tecnología y medidas físicas

para garantizar la protección continua de las instalaciones.

El sistema de seguridad es una parte esencial del plan de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica de pasada y debe considerarse como una inversión dentro de los activos. A continuación, se detallan los principales riesgos de seguridad a los que se enfrentan estas centrales y las medidas de mitigación que se aplican:

- **Robos:** Los equipos y materiales utilizados en una central hidroeléctrica son costosos y portátiles, lo que los convierte en objetivos atractivos para posibles robos. Para mitigar este riesgo, se emplean medidas como sensores de movimiento, cámaras de vigilancia y sistemas de alarma. Estos dispositivos permiten detectar intrusiones y activar respuestas inmediatas.
- **Sabotajes:** Los actos de sabotaje pueden causar daños severos a los equipos y materiales de la central, lo que podría resultar en interrupciones en la operación o incluso la suspensión completa de la generación de energía eléctrica. Para prevenir esto, se refuerzan las medidas de seguridad física, como cercos perimetrales y la presencia de guardias de seguridad en las instalaciones.
- **Accidentes:** Las centrales hidroeléctricas de pasada a menudo se ubican en zonas propensas a eventos naturales como inundaciones, terremotos y deslizamientos de tierra. Estos eventos pueden ocasionar daños a las instalaciones y representar un riesgo para la seguridad de los trabajadores. Para abordar estos riesgos, se desarrollan planes de contingencia que incluyen procedimientos de evacuación, protocolos de respuesta a emergencias y medidas de protección para los equipos y materiales.

La implementación de medidas de seguridad efectivas es esencial para salvaguardar las operaciones y garantizar la integridad de la central hidroeléctrica de pasada. Estas medidas incluyen:

- **Sensores y Cámaras de Vigilancia:** Los sensores de movimiento, temperatura y humedad, junto con cámaras de vigilancia estratégicamente ubicadas, permiten un monitoreo continuo en tiempo real de las instalaciones. Esto ayuda a detectar intrusiones, cambios climáticos extremos y otros eventos inesperados.
- **Cercos y Guardias de Seguridad:** Los cercos perimetrales sólidos y la presencia de guardias de seguridad físicos contribuyen a disuadir posibles amenazas y proporcionan una capa adicional de protección.
- **Planes de Contingencia:** Establecen protocolos claros de respuesta a emergencias, incluyendo evacuaciones seguras en caso de inundaciones o terremotos. También se definen procedimientos para proteger los equipos y materiales críticos en situaciones de crisis.

La seguridad en una central hidroeléctrica de pasada es una consideración fundamental para mantener operaciones ininterrumpidas y prevenir situaciones potencialmente peligrosas. La combinación de tecnología, medidas físicas y planes de contingencia sólidos garantiza la protección de activos, la seguridad de los trabajadores y la continuidad de la generación de energía eléctrica.

5.2.4. Control y Monitoreo

El control y monitoreo del rendimiento de una central hidroeléctrica de pasada es una tarea crucial para garantizar su operación eficiente y segura. Al igual que en una planta fotovoltaica, el gestor de activos de la central actúa como el intermediario entre el propietario, el operador de la red y las autoridades reguladoras, desempeñando un papel fundamental en el correcto seguimiento del rendimiento a través de los indicadores clave de rendimiento (KPI).

El monitoreo del rendimiento implica la recopilación constante de datos a través de una red de sensores estratégicamente ubicados en la central hidroeléctrica. Estos sensores registran información relevante, como el nivel del agua, la presión del agua, la temperatura, la velocidad de la turbina, la potencia generada y otros parámetros esenciales. Los datos recopilados se procesan para calcular KPI que evalúan la disponibilidad, la eficiencia y el rendimiento general de la central.

Algunas de las alarmas críticas en el sistema de control y monitoreo de una central hidroeléctrica de pasada incluyen:

- **Pérdida de Comunicación:** Esta alarma se activa cuando se interrumpe la comunicación entre el sistema de control y monitoreo y la central. Puede deberse a problemas en la red eléctrica, en las telecomunicaciones o en el propio sistema de control, y es esencial para garantizar una operación continua.
- **Planta Detenida:** Cuando la planta deja de generar energía, esta alarma se activa. Esto puede ser el resultado de diversas causas, como fallas en el sistema hidráulico, eléctrico o en los equipos de generación. Detectar esta situación de manera oportuna es esencial para minimizar las pérdidas de generación.
- **Turbina Detenida:** Similar a la alarma anterior, esta se activa cuando la turbina deja de girar, lo que puede indicar problemas en el sistema hidráulico o mecánico que afectan el rendimiento de la central.
- **Planta con Bajo Rendimiento:** Esta alarma se dispara cuando la central no está generando la cantidad esperada de energía. Las causas pueden variar, desde una disponibilidad de agua limitada hasta problemas de eficiencia en la planta.
- **Turbina con Bajo Rendimiento:** Similar a la alarma anterior, esta se enfoca en el rendimiento de la turbina en particular, ayudando a identificar problemas específicos relacionados con este componente crítico.
- **Elevación del Nivel del Agua:** Esta alarma se activa cuando el nivel del agua supera un umbral predeterminado. Es importante para prevenir inundaciones y garantizar la seguridad de la central y el entorno.
- **Baja Presión del Agua:** Detecta una disminución en la presión del agua en el sistema hidráulico, lo que podría indicar una falta de disponibilidad de agua o problemas en el sistema hidráulico de la central.

El monitoreo de estas alarmas es esencial para tomar medidas que mitiguen riesgos y maximicen el rendimiento de la central hidroeléctrica de pasada. Además, es fundamental garantizar la calidad de los datos recopilados, eliminando datos irregulares que puedan surgir debido a la pérdida de conexión o a problemas de calibración de sensores.

5.2.5. Plan de Mantenimiento

El mantenimiento de centrales hidroeléctricas de pasada es esencial para asegurar su óptimo funcionamiento a lo largo de su vida útil y maximizar la producción al mínimo costo. Estas acciones se enfocan en prevenir, predecir y corregir posibles problemas, lo que requiere una planificación efectiva y una gestión adecuada.

La planificación del mantenimiento debe ser meticulosa y bien estructurada, asegurando la implementación, control y documentación eficaz de los servicios de mantenimiento y sus resultados. Para lograrlo, es fundamental establecer presupuestos adecuados que cubran tanto el mantenimiento preventivo como el predictivo, dejando márgenes para posibles mantenimientos correctivos imprevistos.

El registro de todas las actividades de mantenimiento es esencial, ya que proporciona un historial valioso para evaluar el rendimiento del sistema y la eficiencia del plan de mantenimiento en curso. Además, el seguimiento de las garantías de los equipos y componentes utilizados es crucial para garantizar su funcionamiento óptimo y evitar costos adicionales.

A lo largo del ciclo de vida de los activos de una central hidroeléctrica de pasada, el mantenimiento desempeña un papel fundamental, ya que asegura el funcionamiento adecuado para alcanzar los objetivos estratégicos y obtener una rentabilidad óptima de los activos. Es importante destacar que cada uno de los activos puede tener un impacto diferente en relación con los costos de mantenimiento, por lo que es esencial priorizar las actividades de mantenimiento en función de su importancia para la operación global de la central.

5.2.5.a. Mantenimiento Preventivo

El propósito fundamental de este plan es establecer y definir las actividades de mantenimiento preventivo que deben llevarse a cabo en todas las centrales hidroeléctricas de pasada que puedan ser operadas por EnorChile.

A continuación, se describen con mayor detalle las actividades específicas de mantenimiento preventivo que se deben llevar a cabo en las centrales hidroeléctricas de pasada, junto con ejemplos concretos:

5.2.5.a.1. Inspección Visual

- **Toma de Agua:** Se inspeccionará la toma de agua en busca de obstrucciones, como sedimentos, troncos u otros objetos que puedan afectar el flujo de agua hacia la central.

- **Turbina:** Se examinará la turbina para detectar desgaste, erosión o daños en las palas, rotores y sellos.
- **Sala de Máquinas:** Se inspeccionará la sala de máquinas en busca de fugas, corrosión o cualquier anomalía en las tuberías, válvulas y equipos auxiliares.

5.2.5.a.2. Pruebas y Mediciones

- **Caudal de la Toma de Agua:** Se medirá el caudal de entrada de agua para garantizar que esté dentro de los parámetros óptimos de diseño.
- **Potencia de la Turbina:** Se realizarán pruebas periódicas para evaluar la potencia generada por la turbina y verificar que esté en línea con las especificaciones.
- **Sistemas de Control:** Se llevarán a cabo pruebas en los sistemas de control para asegurar su correcto funcionamiento y respuesta ante situaciones de emergencia.

5.2.5.a.3. Reparación y Reemplazo

- **Cojinetes:** Se inspeccionarán y lubricarán los cojinetes de manera regular para prevenir el desgaste y garantizar un funcionamiento suave.
- **Sellos y Juntas:** Se reemplazarán los sellos y juntas deteriorados para evitar fugas de agua o aceite que puedan dañar los componentes.
- **Piezas Desgastadas:** Cualquier componente que presente desgaste significativo, como rotores, palas de turbina o piezas de transmisión, se reemplazará de acuerdo con un programa definido.

5.2.5.a.4. Limpieza y Lubricación de Equipos

- **Turbinas y Generadores:** Se limpiarán regularmente las turbinas y generadores para evitar la acumulación de suciedad que pueda afectar su rendimiento.
- **Sistemas de Enfriamiento:** Los sistemas de enfriamiento se limpiarán y se garantizará que funcionen correctamente para prevenir el sobrecalentamiento de los equipos.
- **Lubricación de Componentes:** Se aplicará lubricante a los componentes móviles, como cojinetes y engranajes, según las recomendaciones del fabricante.

5.2.5.a.5. Ejemplos de Actividades de Mantenimiento Preventivo

- **Inspección de Cojinetes:** Se realizará una inspección minuciosa de los cojinetes, verificando su estado de desgaste y lubricación. En caso de desgaste excesivo o falta de lubricación, se llevará a cabo la lubricación o reemplazo necesario.
- **Pruebas de Vibración:** Se realizarán pruebas de vibración en componentes críticos, como la turbina y el generador, para detectar posibles desequilibrios o problemas de alineación que puedan causar daños a largo plazo.

- **Verificación de Alineación:** Se verificará la alineación precisa de los ejes de la turbina y el generador para prevenir desgaste prematuro y vibraciones no deseadas.
- **Inspección de Sellos Hidráulicos:** Se inspeccionarán los sellos hidráulicos en las compuertas y válvulas para garantizar que estén sellando de manera efectiva y evitando fugas de agua.
- **Pruebas de Resistencia de Aislamiento:** Se realizarán pruebas de resistencia de aislamiento en los sistemas eléctricos para identificar posibles problemas de aislamiento que puedan afectar la seguridad y la confiabilidad.
- **Inspección de Sistemas de Control y Protección:** Se inspeccionarán los sistemas de control y protección para asegurar que estén configurados correctamente y puedan responder adecuadamente a condiciones anormales.
- **Análisis de Aceite del Transformador:** Se llevará a cabo un análisis periódico del aceite del transformador para detectar la presencia de contaminantes y prevenir posibles fallas en el transformador.
- **Prueba de Descarga Parcial:** Se realizarán pruebas de descarga parcial en el aislamiento de cables y equipos eléctricos para detectar posibles puntos débiles en el aislamiento.

5.2.5.a.6. Instrumentos Utilizados para Mantenimiento Preventivo

- **Instrumentos de medición:** Caudalímetros, potenciómetros, osciloscopios, manómetros, termómetros, micrómetros, lupas, etc.
- **Herramientas manuales:** Destornilladores, alicates, llaves, martillos, llaves inglesas, etc.
- **Equipos de soldadura:** Soldadoras eléctricas, soldadores autógenas, etc.

Estas actividades de mantenimiento preventivo, junto con otras específicas para cada central, se llevan a cabo de manera regular y planificada para garantizar el funcionamiento óptimo y la confiabilidad continua de las centrales. En este plan de mantenimiento preventivo, se reconoce que ciertas actividades, como las pruebas de vibración y las pruebas de resistencia de aislamiento, pueden ser beneficiosas tanto para el mantenimiento preventivo como para el predictivo. Estas pruebas proporcionan datos cruciales sobre el estado de los activos y, cuando se monitorean de manera continua y se analizan con enfoques predictivos, pueden ayudar a anticipar problemas potenciales.

5.2.5.b. Mantenimiento Predictivo

El propósito de este plan es establecer un conjunto de actividades de mantenimiento predictivo destinadas a anticipar y prevenir posibles fallos en las centrales hidroeléctricas de pasada, con el fin de garantizar la seguridad, eficiencia y confiabilidad de estas instalaciones.

A continuación, se describen con mayor detalle las actividades específicas de mantenimiento predictivo que se deben llevar a cabo en las centrales hidroeléctricas de pasada, junto con ejemplos concretos:

5.2.5.b.1. Seguimiento Vibratorio

Esta actividad implica monitorear continuamente las vibraciones de equipos y componentes clave para identificar cualquier signo temprano de desgaste o daño. Se utilizan sensores de vibración para registrar los patrones de vibración y determinar si están dentro de los límites aceptables.

En una turbina hidroeléctrica, se controla constantemente la vibración de los cojinetes principales. Si se detecta un aumento anormal en la vibración, se realiza un análisis más detallado para identificar la causa subyacente, como desgaste en los cojinetes o desequilibrio en las palas. Para el seguimiento vibratorio se utilizan los siguientes instrumentos:

- **Sensores de vibración:** Estos sensores se utilizan para medir la vibración de los equipos y componentes. Pueden ser analógicos o digitales, y se pueden instalar de forma permanente o temporal.
- **Dataloggers:** Estos dispositivos se utilizan para registrar los datos de vibración. Pueden ser autónomos o conectarse a un sistema de supervisión central.
- **Software de análisis de vibración:** Este software se utiliza para analizar los datos de vibración y detectar patrones anormales.

En una turbina hidroeléctrica, se pueden instalar sensores de vibración en los cojinetes principales, el eje y las palas. Los datos de vibración se registrarían en un datalogger y se analizarían con software especializado.

5.2.5.b.2. Análisis de Aceites

En esta actividad, se toman muestras periódicas de aceite de los equipos, como transformadores, para analizar su composición y detectar signos de degradación, contaminación o desgaste. Los laboratorios especializados evalúan las muestras y emiten informes detallados.

En el caso de un transformador, se extrae una muestra de aceite y se analiza para detectar la presencia de partículas metálicas, agua o productos de degradación. Un aumento en la concentración de partículas metálicas podría indicar un desgaste en el transformador. Para el análisis de aceites se utilizan los siguientes instrumentos:

- **Extractores de muestras:** Estos dispositivos se utilizan para extraer muestras de aceite de los equipos.
- **Equipos de análisis de aceites:** Estos equipos se utilizan para analizar la composición del aceite y detectar signos de degradación, contaminación o desgaste.

En el caso de un transformador, se utilizaría un extractor de muestras para extraer una muestra de aceite del tanque del transformador. La muestra se analizaría con un equipo de análisis de aceites para detectar la presencia de partículas metálicas, agua o productos de degradación.

5.2.5.b.3. Pruebas de Diagnóstico

Estas pruebas específicas se diseñan para evaluar el estado de equipos y componentes de manera precisa. Pueden incluir pruebas eléctricas, mecánicas o de rendimiento, dependiendo de la naturaleza de los activos.

Se realiza una prueba de resistencia de aislamiento en los cables eléctricos para detectar posibles puntos de fallo. Si se detecta una resistencia inusualmente baja, podría indicar la presencia de humedad o daño en el aislamiento. Para las pruebas de diagnóstico se utilizan los siguientes instrumentos:

- **Instrumentos de medición:** Estos instrumentos se utilizan para realizar pruebas eléctricas, mecánicas o de rendimiento.
- **Equipos de diagnóstico especializados:** Estos equipos se utilizan para realizar pruebas específicas en determinados tipos de equipos o componentes.

Se podría realizar una prueba de resistencia de aislamiento en los cables eléctricos con un megóhmetro. También se podría realizar una prueba de diagnóstico de ultrasonidos en los cojinetes de una turbina.

5.2.5.b.4. Análisis de Incidencias

Esta actividad consiste en analizar a fondo incidentes previos o fallas para identificar las causas subyacentes. El objetivo es tomar medidas correctivas para prevenir futuras ocurrencias.

Después de una falla en el sistema de control de una central, se realiza un análisis exhaustivo para determinar si la causa fue una falla en el hardware, un error humano o un problema de software. Las medidas correctivas se implementan para evitar que la falla se repita.

5.2.5.b.5. Termografía

La termografía implica el uso de cámaras termográficas para detectar puntos calientes en los equipos. Estos puntos pueden ser indicativos de problemas de conexión eléctrica, desgaste en componentes o problemas de flujo de fluidos.

Se realiza una inspección termográfica en las conexiones eléctricas de una central hidroeléctrica. Si se identifica un punto caliente en una conexión, se investiga para determinar la causa, como una mala conexión que podría generar sobrecalentamiento. Para la termografía se utilizan los siguientes instrumentos:

- **Cámaras termográficas:** Estas cámaras se utilizan para detectar puntos calientes en los equipos.
- **Software de análisis de termografía:** Este software se utiliza para analizar las imágenes termográficas y detectar anomalías.

Se podría realizar una inspección termográfica de las conexiones eléctricas de una central hidroeléctrica con una cámara termográfica. El software de análisis de termografía se utilizaría para detectar puntos calientes en las conexiones.

Además de las actividades de mantenimiento predictivo mencionadas, EnorChile puede considerar la implementación de tecnologías de monitoreo remoto, sistemas de gestión de mantenimiento y la capacitación continua del personal para mejorar aún más la confiabilidad y eficiencia de sus centrales hidroeléctricas de pasada. Estas medidas pueden optimizar la detección temprana de problemas y la toma de decisiones.

5.2.5.c. Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo en centrales hidroeléctricas de pasada implica la reparación de averías o anomalías detectadas en los equipos y componentes de estas instalaciones. Es fundamental anticiparse a los fallos y actuar de manera efectiva para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente de las centrales. A continuación, se describen los pasos clave que deben seguirse en caso de una avería:

- **Detección de Hallazgo:** Descripción: A través del monitoreo de los sistemas de supervisión y control (SCADA), se identifican hallazgos que podrían indicar posibles problemas o no conformidades. Esto se basa en la observación de comportamientos anormales en los datos de medición o en la activación de alarmas. Por ejemplo, la detección de una disminución inusual en la producción de energía hidroeléctrica en comparación con los valores históricos.
- **Comunicación con Personal de Planta:** Dependiendo de la naturaleza del hallazgo y la descripción de la alarma generada, se comunica de inmediato con el personal de la central hidroeléctrica en terreno para que realicen una verificación física y visual de la situación. Por ejemplo, notificar al equipo de operación en la central sobre la alarma de bajo caudal de agua.
- **Localización y Verificación de la Falla:** El personal en terreno, siguiendo los tiempos de reacción establecidos en el contrato, localiza y verifica la causa de la avería. Se evalúa el riesgo de intervenir en el equipo y se siguen los procedimientos de gestión de riesgos de EnorChile. Por ejemplo, la inspección física de las compuertas y turbinas para identificar la causa de la disminución del flujo de agua.
- **Análisis de los Datos Registrados Relacionados a la Falla:** El operador analiza los datos recopilados y registra las causas de la no conformidad. Se evalúa el alcance de la intervención necesaria para solucionar el problema. Por ejemplo, la revisión de registros de presión, flujo y temperatura para determinar si la disminución de la producción se debe a un problema hidráulico o mecánico.

- **Envío de Documentación para Autorización de Trabajos:** El operador prepara la documentación necesaria relacionada con las reparaciones o intervenciones mayores que se llevarán a cabo en el equipo y la envía para su autorización. Por ejemplo, la solicitud de autorización para reemplazar las palas dañadas de una turbina.
- **Verificación y Aprobación de Trabajos:** El Comité de Mantenimiento y Producción (CMP) verifica y aprueba las actividades propuestas, asegurándose de que cumplan con los estándares del ciclo de gestión de riesgos de EnorChile. Se hacen observaciones y correcciones si es necesario. Por ejemplo, la revisión de los procedimientos de reparación propuestos y su aprobación por parte del CMP.
- **Acción Correctiva:** El operador lleva a cabo la acción correctiva para poner en servicio el activo afectado. Esto implica realizar las reparaciones necesarias, siempre que se cuente con las herramientas, repuestos y materiales adecuados. Por ejemplo, el reemplazo de una válvula defectuosa en el sistema de control de caudal.
- **Control y Supervisión de la Reparación:** El jefe de planta supervisa la efectividad de la acción correctiva y verifica que el activo vuelva a funcionar según lo previsto. Por ejemplo, la comprobación de que la turbina está operando a su capacidad nominal después de las reparaciones.
- **Documentación Mediante Registro Fotográfico y Reporte:** Se documenta todo el proceso de mantenimiento correctivo mediante fotografías, informes y registros para mantener un historial completo de las intervenciones. Por ejemplo, la captura de imágenes de las reparaciones realizadas y creación de un informe detallado de la intervención.
- **Seguimiento de la Falla:** Se realiza un seguimiento de la acción correctiva realizada en el activo para verificar su óptimo funcionamiento a lo largo del tiempo. Por ejemplo, el monitoreo continuo de la turbina para asegurarse de que no se repitan problemas de caudal o desgaste.
- **Mejora:** Se identifican las causas subyacentes que provocaron la falla y se evalúa la eficiencia de la acción correctiva en términos de tiempos de ejecución, disponibilidad de repuestos y herramientas. Se proponen acciones de mejora para evitar futuras recurrencias. Por ejemplo, la identificación de que la causa de la disminución del caudal fue la acumulación de sedimentos en la entrada de agua, lo que lleva a la implementación de un programa de limpieza preventiva.

Además, se recomienda estandarizar los procesos de mantenimiento correctivo mediante la creación de procedimientos específicos para cada tipo de intervención. La gestión de repuestos también es crucial, considerando factores como la frecuencia de fallos, el impacto económico de las averías, el costo de las piezas de repuesto, su degradación con el tiempo y los tiempos de envío y disponibilidad requeridos por contrato. La gestión de repuestos debe incluir la actualización periódica del inventario en función de la experiencia adquirida en la operación de la central hidroeléctrica.

La ubicación y las condiciones de almacenamiento de repuestos deben proporcionar seguridad y garantizar la disponibilidad de piezas cuando sea necesario. Se recomienda realizar mejoras en la gestión de repuestos anualmente, teniendo en cuenta la experiencia acumulada en la operación de la central hidroeléctrica.

A continuación, se describen con mayor detalle las actividades específicas de mantenimiento predictivo que se deben llevar a cabo en las centrales hidroeléctricas de pasada, junto con ejemplos concretos:

5.2.5.c.1. Reparación de Equipos y Componentes

Esta actividad implica la corrección de fallas identificadas en equipos y componentes específicos, devolviéndolos a su condición de funcionamiento original.

Ejemplo: Si se detecta que los cojinetes de una turbina presentan desgaste excesivo, se procede a la reparación mediante la sustitución de los cojinetes dañados y la restauración de las superficies de contacto.

5.2.5.c.2. Reemplazo de Equipos y Componentes

Cuando un equipo o componente ha alcanzado el final de su vida útil o su daño es irreparable, se sustituye por uno nuevo o reacondicionado.

Ejemplo: Si una compuerta hidráulica de una central hidroeléctrica muestra fisuras irreparables debido al desgaste, se reemplaza por una nueva unidad.

5.2.5.c.3. Instalación de Equipos y Componentes Nuevos

En casos en los que se requiere la incorporación de equipos completamente nuevos para mejorar el rendimiento o reemplazar tecnología obsoleta, se instalan estos componentes.

Ejemplo: La instalación de una nueva turbina más eficiente para mejorar la generación de energía y la eficiencia de la central hidroeléctrica.

5.2.5.c.4. Restauración de Componentes Desgastados

Esta actividad se enfoca en restaurar componentes que han experimentado desgaste moderado, pero aún son reparables, para prolongar su vida útil.

Ejemplo: La recuperación de palas de turbinas hidroeléctricas mediante el reacondicionamiento y recubrimiento de las superficies desgastadas.

5.2.5.c.5. Alineación y Balanceo

Se ajusta la alineación y el balanceo de equipos rotativos como turbinas, generadores o bombas para garantizar un funcionamiento suave y reducir el desgaste prematuro.

Ejemplo: Alinear y balancear una turbina para evitar vibraciones excesivas que puedan dañar los componentes.

5.2.5.c.6. Reparación de Soldaduras

Si se detectan fisuras o defectos en soldaduras críticas, se procede a su reparación mediante soldadura adecuada y pruebas de integridad.

Ejemplo: Reparación de soldaduras en la estructura de soporte de una compuerta.

5.2.5.c.7. Reajuste y Calibración de Sistemas de Control

Se recalibran los sistemas de control y automatización para garantizar un funcionamiento preciso y seguro.

Ejemplo: Calibración de sensores de nivel de agua para un control preciso del caudal.

5.2.5.c.8. Limpieza y Mantenimiento de Equipos Eléctricos

Se realiza la limpieza y mantenimiento de tableros eléctricos, interruptores y otros componentes eléctricos para prevenir fallas por acumulación de suciedad o humedad.

Ejemplo: Limpieza y revisión de contactos eléctricos en el sistema de distribución de energía.

5.2.5.c.9. Inspección Visual y No Destructiva

Se lleva a cabo una inspección detallada utilizando técnicas visuales y pruebas no destructivas, como ensayos de líquidos penetrantes o inspección por ultrasonido, para detectar defectos invisibles a simple vista.

Ejemplo: Inspección con ultrasonido de la estructura en busca de posibles fisuras internas.

5.2.5.c.10. Análisis de Fallas y Causas Raíz

Se realiza un análisis exhaustivo de las fallas ocurridas para identificar las causas subyacentes y tomar medidas preventivas.

Ejemplo: Investigación de una falla en un generador para determinar si fue causada por un problema en el sistema de refrigeración.

5.2.5.c.11. Recuperación de Fluidos y Sustancias Peligrosas

En caso de fugas o derrames de sustancias peligrosas, se lleva a cabo la recuperación segura y la mitigación de impactos ambientales.

Ejemplo: Recuperación de aceite hidráulico derramado en el entorno de la central.

5.2.5.c.12. Pruebas de Funcionamiento Post-Reparación

Se realizan pruebas exhaustivas para verificar que los equipos reparados o reemplazados funcionen correctamente y cumplan con los estándares de seguridad.

Ejemplo: Pruebas de carga en un generador rehabilitado para asegurar su funcionamiento óptimo.

Estas actividades de mantenimiento correctivo son esenciales para garantizar que las centrales hidroeléctricas de pasada operen de manera segura y eficiente, minimizando el tiempo de inactividad y reduciendo los costos operativos a largo plazo. Cada una de ellas se adapta a las necesidades específicas de las instalaciones y se ejecuta con precisión para mantener la integridad y el rendimiento de los equipos y componentes.

5.2.5.d. Acciones de Mantenimiento Periódico

Una vez con los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos ya descritos, es posible realizar los cuadros de algunas acciones de mantenimientos dentro de la central hidroeléctrica de pasada:

Tabla 5.2: Acciones de Mantenimiento para Turbina. Elaboración propia, según [37]

Acciones	Periodicidad
Revisar la cámara de la turbina, las válvulas de admisión y las tuberías en busca de deterioro o fugas	Diariamente
Inspeccionar los sellos en busca de fugas en los cojinetes de las paletas de las guías (Francis), cojinetes de la turbina (Pelton), eje y cojinetes del generador	Mensual
Examinar las paletas guías, paletas directrices e interior de la cámara espiral	Anual
Examinar rodetes y carcasas	Anual
Examinar el aparato de las aletas guías en busca de holguras, cojinetes gastados y de la geometría apropiada	Anual

Tabla 5.3: Acciones de Mantenimiento para Generador. Elaboración propia, según [37]

Acciones	Periodicidad
Inspección y limpieza de bobinado interior	Anual
Medición del aislamiento	Anual
Lubricación de cojinetes	Cada tres meses
Reparación y/o cambio de cojinetes	Según desgaste

Tabla 5.4: Acciones de Mantenimiento para Bocatoma. Elaboración propia, según [37]

Acciones	Periodicidad	
	Estiaje	Lluvias
Limpieza de la bocatoma	Cada tres meses	Semanal, quincenal
Engrase de compuertas	Cada seis meses	Cada mes
Control de funcionamiento de las compuertas	Cada día	Cada día
Inspección de la bocatoma	Cada 3 meses	Semanalmente
Pintado de compuertas con pintura anticorrosiva	Anualmente	Anualmente

Tabla 5.5: Acciones de Mantenimiento para Desarenador. Elaboración propia, según [37]

Acciones	Periodicidad	
	Estiaje	Lluvias
Purga del desarenador	Cada dos meses	Semanal, quincenal
Engrase de compuertas	Cada seis meses	Cada dos meses
Control de funcionamiento de las compuertas	Durante la purga	Durante la purga
Limpieza total del desarenador	Cada dos meses	Cada quince días
Pintado de compuertas con pintura anticorrosiva	Anualmente	Anualmente
Inspección de la estructura del desarenador	Anualmente	Anualmente

Tabla 5.6: Acciones de Mantenimiento para Cámara de Carga. Elaboración propia, según [37]

Acciones	Periodicidad	
	Estiaje	Lluvias
Limpieza de la rejilla, eliminando hojas, ramas, sólidos flotantes	Diariamente	Diariamente
Purgar la cámara de carga	Cada tres meses	Cada dos meses
Limpieza de la cámara de carga	Cada tres meses	Cada dos meses
Engrase de compuertas	Cada seis meses	Cada seis meses
Control de funcionamiento de las compuertas	Durante la purga	Durante la purga
Pintado de compuertas con pintura anticorrosiva	Anualmente	Anualmente
Inspección de la estructura del desarenador	Anualmente	Anualmente

Tabla 5.7: Acciones de Mantenimiento para Tubería de Presión. Elaboración propia, según [37]

Acciones	Periodicidad	
	Estiaje	Lluvias
Inspecciones para determinar si hay fugas en las conexiones o uniones de expansión, los sellos de alrededor de la tubería en los bloques de anclaje, los apoyos de cemento, incluyendo la integridad de los cimientos	Cada tres meses / anual	Cada mes / anual
Inspección de estado de la pintura	Según estado	Según estado
Cambio de empaquetadoras.	Según estado	Según estado
Pintado general de la tubería de acero.	Anual	Semestralmente
Inspección de aparejos y anclajes para constatar que la tubería esté totalmente aparejada y anclada	Si es que hay deslizamientos	Si es que hay deslizamientos
Drenaje de agua de lluvia en recorrido de tubería	Semestralmente	Cada 3 meses

Tabla 5.8: Acciones de Mantenimiento para Canal. Elaboración propia, según [37]

Acciones	Periodicidad	
	Estiaje	Lluvias
. Vigilar el canal eliminando obstrucciones si las hay	Diariamente	Diariamente
. Limpieza total del canal incluyendo talud	Cada seis meses	Cada seis meses
Reparación del canal	Según estado	Según estado
Inspección de todo el canal especialmente en la zona de derrumbes	Anual	Anual

5.2.6. Desmantelamiento o Cierre

Las centrales hidroeléctricas de pasada tienen una vida útil que oscila entre 50 y 100 años, dependiendo de factores ambientales y de operación. Llegado el momento en que una central hidroeléctrica de pasada alcanza el final de su vida útil, se hace necesario llevar a cabo su desmantelamiento. Este proceso, si bien complejo y costoso, debe ejecutarse de manera segura y sostenible. Para ello, se divide en varias etapas clave:

5.2.6.a. Planeamiento

En esta etapa inicial, se desarrolla un plan de desmantelamiento que incluye los siguientes aspectos:

- **Identificación y caracterización de los residuos:** Se identifican y clasifican los residuos generados durante el desmantelamiento.
- **Selección de los métodos de desmantelamiento:** Se eligen los métodos adecuados para la retirada de equipos y materiales de la central.
- **Gestión de los residuos:** Se establecen procedimientos para la gestión adecuada de los residuos generados.
- **Plan de seguridad:** Se elabora un plan detallado de seguridad que garantice la protección de los trabajadores y del entorno durante todo el proceso.

5.2.6.b. Desmantelamiento

En esta etapa, se procede a la retirada de equipos y materiales de la central hidroeléctrica. Los métodos de desmantelamiento pueden variar según los materiales y estructuras presentes en la central.

5.2.6.c. Reciclaje

Los equipos y materiales que pueden reciclarse se separan y envían a plantas de reciclaje. El reciclaje es una práctica fundamental para reducir el impacto ambiental del desmantelamiento.

5.2.6.d. Disposición Final

Los residuos que no pueden reciclarse deben ser eliminados de manera segura y ambientalmente responsable. Esto puede implicar su disposición en vertederos controlados o su tratamiento en plantas especializadas.

La gestión de residuos es un aspecto crítico en el desmantelamiento de centrales hidroeléctricas de pasada. La mayoría de los equipos y materiales de estas centrales pueden reciclarse, contribuyendo así a la protección del medio ambiente. A continuación, se destacan algunas buenas prácticas relacionadas con la gestión de residuos en este proceso:

- **Reciclaje:** Se pueden reciclar diversos materiales, como acero, concreto, metales no férricos, materiales aislantes, piedras y arena.
- **Donación de equipos y materiales:** Los equipos y materiales en buen estado pueden donarse a organizaciones sin fines de lucro o a empresas que puedan reutilizarlos.
- **Disposición final responsable:** Los residuos deben eliminarse de manera segura y respetuosa con el medio ambiente, ya sea en vertederos controlados o en plantas de tratamiento de residuos.

Es fundamental que las empresas responsables de centrales hidroeléctricas de pasada desarrollen planes de gestión de residuos responsables y sostenibles para minimizar el impacto ambiental de esta fase.

5.2.6.e. Aspectos Ambientales del Desmantelamiento

El desmantelamiento de centrales hidroeléctricas de pasada puede tener un impacto ambiental significativo si no se realiza adecuadamente. Los principales impactos ambientales asociados al desmantelamiento incluyen:

- **Contaminación del agua:** Los residuos mal gestionados pueden contaminar fuentes de agua cercanas.

- **Contaminación del aire:** La utilización de maquinaria pesada alimentada por combustibles fósiles puede contaminar el aire.
- **Emisiones de gases de efecto invernadero:** La combustión de combustibles fósiles en maquinaria pesada puede liberar gases de efecto invernadero.
- **Degradación del paisaje:** El proceso de desmantelamiento puede alterar el paisaje de los alrededores.

Para minimizar estos impactos ambientales, se recomienda:

- **Reciclaje y reutilización:** Priorizar el reciclaje y la reutilización de materiales y equipos.
- **Uso de maquinaria sostenible:** Emplear maquinaria eléctrica o de combustible alternativo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- **Elaborar un plan de desmantelamiento:** Este plan debe incluir medidas específicas para mitigar los impactos ambientales y proteger la biodiversidad local.

El desmantelamiento de centrales hidroeléctricas de pasada es un proceso crucial que debe llevarse a cabo con el máximo cuidado y responsabilidad ambiental para garantizar un entorno seguro y sostenible tanto durante como después del proceso.

5.2.7. Reportes

La operación y el mantenimiento de una central hidroeléctrica de pasada requieren una gestión eficiente y precisa. Para mantener al propietario de la central informado sobre el rendimiento y estado de los equipos, se utilizan informes y reportes con diversas periodicidades: diaria, mensual, trimestral y anual. A continuación, se describen los aspectos más relevantes de estos reportes:

5.2.7.a. Informes Diarios

Los informes diarios son la forma más básica de seguimiento y se enfocan en datos operativos y de mantenimiento clave. Estos informes pueden incluir:

- **Datos de caudal y nivel de agua:** Esenciales para determinar la capacidad de generación de la central.
- **Datos de producción de energía:** Evaluación del rendimiento de la central.
- **Datos de funcionamiento de los equipos:** Detección temprana de problemas potenciales.
- **Datos de mantenimiento:** Registro de las actividades de mantenimiento realizadas.

5.2.7.b. Informes Mensuales

Los informes mensuales ofrecen un análisis más detallado de los datos operativos y de mantenimiento, lo que permite una visión más completa del funcionamiento de la central. Estos informes pueden incluir:

- **Análisis de la producción de energía:** Identificación de tendencias y oportunidades de mejora.
- **Análisis de la disponibilidad de equipos:** Detección de equipos que requieren mantenimiento preventivo.
- **Análisis de seguridad:** Evaluación de riesgos y oportunidades de mejora en cuanto a la seguridad.

5.2.7.c. Informes Trimestrales y Anuales

Los informes trimestrales y anuales brindan una evaluación a más largo plazo y un análisis más profundo de los datos operativos y de mantenimiento. Estos informes pueden incluir:

- **Evaluación del rendimiento de la central:** Determinación del cumplimiento de los objetivos de rendimiento.
- **Plan de mantenimiento preventivo:** Basado en el análisis de los datos operativos y de mantenimiento.
- **Plan de gestión de riesgos:** Identificación y mitigación de riesgos relacionados con la operación de la central.

Estos informes son esenciales para la gestión eficaz de centrales hidroeléctricas de pasada. Proporcionan información detallada sobre el rendimiento y el estado de los equipos, lo que permite a los operadores tomar decisiones fundamentadas para garantizar la seguridad, confiabilidad y eficiencia de la central.

5.2.7.d. Información Adicional en los Informes

Además de los datos operativos y de mantenimiento mencionados, los informes de centrales hidroeléctricas de pasada pueden incluir información adicional relevante, según las necesidades del propietario y las regulaciones vigentes. Algunos ejemplos de información adicional pueden ser:

- **Información de calidad del agua:** Importante para cumplir con los requisitos ambientales.
- **Información de impacto ambiental:** Evaluación del impacto de la central en el medio ambiente.
- **Información de costos:** Evaluación de la rentabilidad de la central.

5.2.8. Principales Indicadores Clave de Rendimiento (KPI)

Los Indicadores Clave de Rendimiento (KPI) son una herramienta esencial para la gestión eficiente y efectiva de las centrales hidroeléctricas de pasada. Estos KPI permiten evaluar el desempeño de la central, identificar áreas de mejora y tomar decisiones fundamentadas para garantizar su operación segura y confiable. A continuación, se presentan algunos KPI típicos utilizados en la industria:

5.2.8.a. Eficiencia Hidráulica

La eficiencia hidráulica es un KPI fundamental que mide la capacidad de la central para aprovechar la energía potencial del agua disponible. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Eficiencia Hidráulica} = \frac{\text{Energía Generada}}{\text{Energía Potencial Disponible}} \cdot 100 \% \quad (5.1)$$

Una alta eficiencia hidráulica indica que la central está utilizando de manera eficiente el recurso hídrico para generar energía, lo que es esencial para su rendimiento óptimo.

5.2.8.b. Disponibilidad

La disponibilidad es un KPI que evalúa la confiabilidad operativa de la central. Se determina mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Tiempo de Operación}}{\text{Tiempo Total Posible de Operación}} \cdot 100 \% \quad (5.2)$$

Una alta disponibilidad indica que la central está operando de manera confiable y está generando energía durante la mayor parte del tiempo disponible.

5.2.8.c. Factor de Planta

El factor de planta es un KPI que mide la eficiencia de generación de energía de la central en comparación con su capacidad máxima teórica durante el tiempo de interés. Se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Factor de Planta} = \frac{\text{Energía Generada}}{\text{Potencia Neta} \cdot \text{Tiempo}} \cdot 100 \% \quad (5.3)$$

Un alto factor de planta refleja una generación de energía eficiente y cercana a su capacidad máxima.

5.2.8.d. Costo de Operación y Mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento es un KPI que evalúa la eficiencia económica de la central. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Costo de Operación y Mantenimiento} = \frac{\text{Costos de Operación y Mantenimiento}}{\text{Energía Generada}} \quad (5.4)$$

Un bajo costo de operación y mantenimiento en relación con la energía generada indica una operación rentable de la central.

5.2.8.e. Impacto Ambiental

El impacto ambiental es un KPI crítico que mide el efecto de la central en el entorno natural. Se puede evaluar mediante diferentes métricas, como:

- Emisiones de gases de efecto invernadero.
- Cantidad de residuos generados.
- Impacto en la biodiversidad y los ecosistemas acuáticos.

Un bajo impacto ambiental demuestra el compromiso de la central con la sostenibilidad y la protección del medio ambiente.

Es importante destacar que la selección de los KPI adecuados para una central hidroeléctrica de pasada puede variar según los objetivos y las necesidades específicas de la empresa propietaria de la central. Sin embargo, los KPI mencionados anteriormente proporcionan una sólida base para evaluar el rendimiento de cualquier central hidroeléctrica y tomar medidas para su mejora continua. La monitorización constante de estos indicadores permite mantener una operación segura, confiable y ambientalmente responsable de la central.

5.2.8.f. KPI Funcionarios de O&M

Estos indicadores permiten medir la eficiencia, la calidad y la eficacia de las tareas realizadas por el equipo de O&M, lo que es esencial para garantizar la operación segura y confiable de la central. A continuación, se presentan algunos KPI típicos utilizados para evaluar el desempeño del personal de O&M en estas instalaciones:

- **Tiempo de Respuesta a Eventos:** Es un indicador crítico que mide la rapidez con la que el personal de O&M responde a situaciones de emergencia, como fallas de equipos o eventos inesperados. Un tiempo de respuesta rápido es esencial para garantizar la seguridad de la central y minimizar el tiempo de inactividad. Este KPI se calcula mediante la medición del tiempo transcurrido desde que se detecta un evento hasta que se toman las medidas necesarias para abordarlo.

- **Calidad del Trabajo:** Es un KPI que evalúa la precisión y la efectividad de las tareas realizadas. Se pueden llevar a cabo auditorías periódicas para evaluar la calidad del mantenimiento y las operaciones. Esto incluye la inspección de equipos, la ejecución de procedimientos de manera precisa y la garantía de que las tareas se completen adecuadamente.
- **Cumplimiento de los Procedimientos:** Es un KPI que mide la realización del personal de O&M a los procedimientos establecidos para la operación y el mantenimiento de la central. El seguimiento del cumplimiento de estos procedimientos es esencial para garantizar la seguridad y la eficiencia operativa. Este KPI se puede evaluar mediante auditorías y registros de cumplimiento.
- **Formación y Capacitación:** La formación y la capacitación del personal son aspectos críticos para su desempeño efectivo. Este KPI evalúa el nivel de conocimientos y habilidades del equipo de O&M. Se pueden realizar evaluaciones periódicas de las competencias y conocimientos del personal, y se pueden identificar oportunidades de capacitación adicional cuando sea necesario.
- **Satisfacción de los Clientes:** La satisfacción de los clientes es un indicador importante que mide la percepción y el grado de satisfacción de los clientes con el servicio prestado por el personal de O&M. La retroalimentación de los clientes es valiosa para evaluar la calidad del servicio y tomar medidas correctivas si es necesario. Se pueden utilizar encuestas de satisfacción u otros métodos para recopilar esta información.

Los KPI mencionados anteriormente son herramientas esenciales para evaluar el desempeño del personal de O&M en una central hidroeléctrica de pasada. Aquí hay ejemplos de cómo se pueden utilizar estos KPI:

- **Tiempo de Respuesta a Eventos:** Comparar el tiempo de respuesta con los estándares establecidos y tomar medidas para reducir los tiempos de respuesta en caso necesario.
- **Calidad del Trabajo:** Realizar auditorías periódicas para evaluar la calidad de las tareas realizadas y tomar medidas correctivas en caso de hallazgos.
- **Cumplimiento de los Procedimientos:** Llevar a cabo auditorías para verificar el cumplimiento de los procedimientos y garantizar que se sigan de manera consistente.
- **Formación y Capacitación:** Evaluar regularmente las habilidades y conocimientos del personal y proporcionar oportunidades de capacitación para mejorar el rendimiento.
- **Satisfacción de los Clientes:** Recopilar retroalimentación de los clientes para identificar áreas de mejora y garantizar la satisfacción continua.

5.3. Propuesta de Estrategia para Proyectos Hidroeléctricos de Pasada

EnorChile tiene el objetivo de enfocarse en la gestión de activos de centrales hidroeléctricas de pasada. Esta propuesta estratégica tiene como objetivo analizar el entorno competitivo mediante el modelo de las Cinco Fuerzas de Porter y desglosar el Modelo Canvas de EnorChile, destacando sus nueve componentes clave. Este enfoque permitirá crear valor, diseñar y observar a los clientes, permitiendo a EnorChile conocer de manera global los principales dolores dentro del sector y posibles soluciones o alivios para lograr un modelo sostenible y eficiente.

5.3.1. Cinco Fuerzas de Porter

El análisis de las 5 fuerzas de Porter es una herramienta utilizada para evaluar la competitividad de un mercado. En el caso de EnorChile, es importante analizar este mercado para identificar oportunidades y amenazas, proporcionando una visión crítica de su entorno competitivo.

- **Amenaza de entrada de nuevos competidores:** La industria de gestión de centrales hidroeléctricas de pasada en Chile enfrenta una alta amenaza de nuevos competidores. Esto se debe a la relativa facilidad con la que nuevas empresas pueden ingresar al mercado, ya que no requiere grandes inversiones iniciales. Además, la tendencia del crecimiento de este tipo de centrales va en disminución, lo que podría atraer a nuevos actores en busca de oportunidades.
- **Rivalidad entre competidores:** La rivalidad entre las empresas existentes en este mercado es alta. Dado que el número de proveedores de servicios de gestión es limitado y los clientes son exigentes, la competencia se centra en ofrecer calidad y precios competitivos. EnorChile debe mantener un enfoque constante en la mejora de la calidad de su servicio y la eficiencia operativa para sobresalir en este entorno competitivo.
- **Poder de negociación de proveedores:** El poder de negociación de los proveedores en esta industria es moderado o medio. Existen múltiples proveedores que ofrecen una variedad de servicios y productos necesarios para la gestión de centrales hidroeléctricas. Los clientes tienen cierta capacidad para negociar precios y condiciones, lo que requiere que EnorChile mantenga relaciones sólidas con sus proveedores y sea eficiente en la adquisición de recursos y materiales.
- **Poder de negociación de clientes:** Los clientes de EnorChile tienen un alto poder de negociación. Son conscientes de sus opciones y pueden comparar precios y servicios entre diferentes proveedores. Además, la disminución en el número de centrales hidroeléctricas en funcionamiento aumenta la presión sobre los precios y la calidad del servicio. EnorChile debe mantener un enfoque constante en la satisfacción del cliente y la competitividad de precios.

- **Amenaza de ingreso de servicios sustitutos:** Aunque no existen sustitutos perfectos para los servicios de gestión de centrales hidroeléctricas de pasada, existe una amenaza moderada o media de ingreso de servicios sustitutos. EnorChile debe considerar estrategias para diversificar sus servicios y adaptarse a las necesidades cambiantes de los clientes.

La industria de gestión de centrales hidroeléctricas de pasada en Chile presenta un entorno altamente competitivo y desafiante para EnorChile. Para mantener y mejorar su posición en este mercado, la empresa debe considerar las siguientes recomendaciones:

- **Enfoque en la calidad del servicio:** La excelencia en la calidad del servicio es fundamental para retener y atraer clientes en un mercado competitivo. EnorChile debe invertir en tecnologías innovadoras y procesos eficientes que mejoren la confiabilidad y eficiencia de sus servicios.
- **Competitividad de precios:** La negociación de precios competitivos con proveedores y la optimización de procesos operativos son esenciales para mantener los costos bajo control y ofrecer precios atractivos a los clientes.
- **Innovación continua:** EnorChile debe seguir innovando para adaptarse a las cambiantes necesidades del mercado. Esto podría incluir el desarrollo de servicios digitales, la expansión a nuevos mercados o la diversificación de sus ofertas.

Estas estrategias permitirán a EnorChile afrontar con éxito las dinámicas competitivas de la industria de centrales hidroeléctricas de pasada en Chile y mantener su posición como líder en la gestión de activos en este sector en evolución. A continuación, se resume lo anteriormente dicho en el siguiente diagrama:

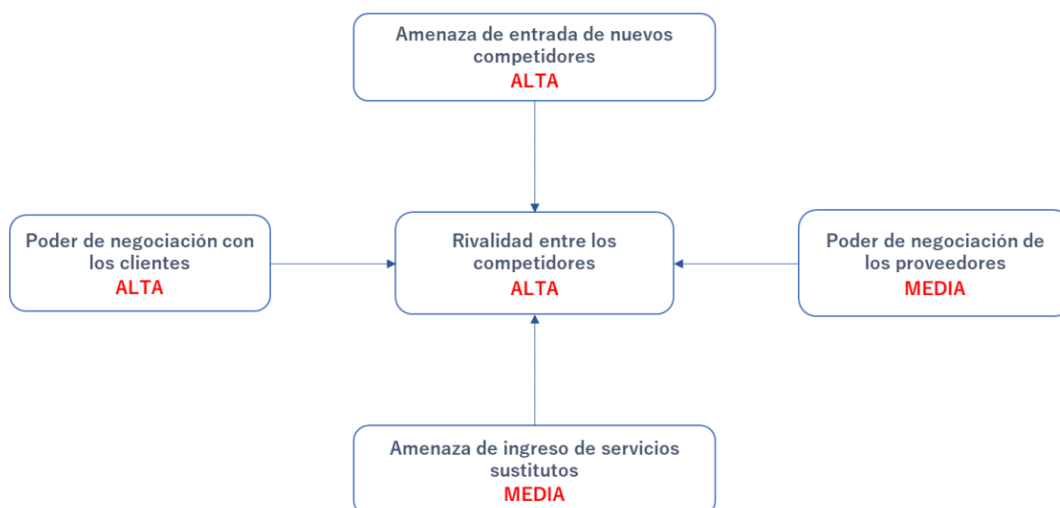


Figura 5.1: Cinco fuerzas de Porter aplicadas a EnorChile en el mercado de gestión de activos hidroeléctrico de pasada. Elaboración propia.

5.3.2. Modelo Canvas

En primer lugar, en base a la información actual de la empresa en el área de gestión de activos es posible identificar el siguiente modelo canvas, con la finalidad de analizar cada punto y ver como varia para su implementación en el mercado de gestión de activos hidroeléctrico de pasada:



Figura 5.2: Modelo Canvas identificado para EnorChile en la gestión de activos actualmente. Elaboración propia.

A partir del análisis de las cinco fuerzas de Porter que permite identificar el contexto de los mercados y su competencia, se propone un modelo de Canvas que permite actualizar el modelo de negocio de EnorChile y al mismo tiempo recomienda diferentes acciones para implementar una estrategia que permita a la empresa posicionarse en el mercado.

5.3.2.a. Socios Claves

EnorChile está enfocada en el establecimiento de alianzas estratégicas con socios clave que contribuyan significativamente a su éxito en la gestión de activos de centrales hidroeléctricas de pasada. Estos socios son esenciales para fortalecer su presencia y capacidad en la industria. Aquí, presentamos ejemplos de socios clave y su impacto:

- **Proveedores de Repuestos y Equipos:** Estas alianzas permiten a EnorChile acceder a repuestos y equipos de alta calidad, tanto a nivel nacional como internacional, a precios competitivos. Garantizan que las centrales hidroeléctricas operen de manera eficiente y confiable al contar con piezas esenciales para el mantenimiento y la reparación de equipos.
Algunos ejemplos de Empresas Nacionales: Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), Aguas del Altiplano.
Ejemplo de Empresas Internacionales: GE Power, Siemens, Alstom.
- **Empresas de Servicios de Mantenimiento:** La colaboración con estas empresas especializadas en mantenimiento preventivo y correctivo asegura que EnorChile pueda mantener el óptimo funcionamiento de las centrales hidroeléctricas. Esto se traduce en una mayor confiabilidad y en la reducción de tiempos de inactividad no planificados.
Algunos ejemplos de Empresas Nacionales: Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), Aguas del Altiplano.
- **Empresas de Ingeniería y Consultoría:** Las alianzas con estas empresas brindan a EnorChile acceso a conocimientos técnicos especializados y asesoramiento en la gestión de centrales hidroeléctricas. Esto facilita la toma de decisiones informadas y la mejora continua de sus operaciones.
Algunos ejemplos de Empresas: Ingeniería y Construcción (IECO), Ingeniería Civil y Obras Públicas (ICOPSA), Ingeniería, Construcción y Montajes (ICM).
- **Organizaciones Gremiales y Asociaciones de la Industria de la Energía:** La participación activa en estas organizaciones amplía la visibilidad de EnorChile en el mercado de la gestión de centrales hidroeléctricas. Además, ofrece oportunidades para el intercambio de mejores prácticas, la colaboración con otros actores del sector y el acceso a eventos clave en la industria.
Algunos ejemplos de asociaciones: Asociación de Empresas Eléctricas de Chile (AEE), Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA), Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas de Chile (APEMEC).
- **Universidades y Centros de Investigación:** Las alianzas con instituciones académicas y centros de investigación ofrecen a EnorChile acceso a la investigación y desarrollo de vanguardia en el campo de la gestión de centrales hidroeléctricas. Esto fomenta la innovación y la adopción de tecnologías avanzadas.
Algunos ejemplos de Instituciones: Centro de Investigación y Desarrollo en Recursos Hídricos (CIDERH).

Estas alianzas clave tienen un impacto significativo en EnorChile:

- **Mejora de la Calidad y Eficiencia del Servicio:** Las alianzas proporcionan acceso a tecnologías de vanguardia y recursos especializados, lo que eleva la calidad y eficiencia de los servicios ofrecidos por EnorChile.
- **Incremento de la Competitividad:** Colaborar con socios clave fortalece la posición competitiva de EnorChile en el mercado de gestión de centrales hidroeléctricas, permitiéndole ofrecer soluciones más atractivas a sus clientes.

- **Ampliación de la Cartera de Clientes:** La visibilidad mejorada y la asociación con socios estratégicos pueden atraer a nuevos clientes y proyectos, contribuyendo al crecimiento y éxito continuo de EnorChile.

5.3.2.b. Canales

En la promoción de sus servicios de gestión de centrales hidroeléctricas de pasada, EnorChile emplea una estrategia multicanal que se divide en dos categorías fundamentales: canales directos e indirectos. Estos canales desempeñan un papel esencial en la interacción con clientes potenciales y actuales, así como en la creación de conciencia de marca.

▪ Canales Directos:

- **Webinars:** EnorChile debe organizar webinars especializados en gestión de centrales hidroeléctricas de pasada. Estos eventos virtuales sirven como plataforma para educar a clientes potenciales sobre los servicios de la empresa. Durante los webinars, se abordan temas relevantes y se proporciona información valiosa que ayuda a los participantes a comprender la propuesta de valor de EnorChile.
- **Reuniones y Visitas:** EnorChile establece reuniones y visitas directas con clientes potenciales y actuales. Estos encuentros cara a cara ofrecen la oportunidad de presentar los servicios de manera personalizada y responder a preguntas específicas de los interesados. La interacción directa fortalece las relaciones comerciales y crea un ambiente propicio para la toma de decisiones informadas.
- **Materiales de Marketing:** La producción de materiales de marketing, como folletos y presentaciones, es parte integral de la estrategia de EnorChile. Estos recursos proporcionan a los clientes información detallada sobre los servicios ofrecidos, los beneficios y las soluciones que EnorChile puede brindar.

▪ Canales Indirectos:

- **Página Web:** La presencia en línea es fundamental para EnorChile. Su página web es una herramienta esencial para promocionar servicios y proporcionar información detallada sobre la empresa. La web incluye testimonios de clientes satisfechos, lo que aumenta la credibilidad de EnorChile.
- **Redes Sociales:** EnorChile utiliza activamente las redes sociales para conectarse con su audiencia. La publicación de contenido relevante sobre la gestión de centrales hidroeléctricas de pasada en sus perfiles sociales, lo ayuda a mantener a los seguidores informados y comprometidos.
- **Eventos de la Industria:** La participación en eventos de la industria energética es una estrategia efectiva para EnorChile. Estos eventos brindan la oportunidad de promocionar sus servicios, establecer contactos con clientes potenciales y mantenerse al día con las tendencias del sector.
- **Publicidad:** La publicidad se utiliza para llegar a un público más amplio. Estratégicamente ubicada, la publicidad aumenta la visibilidad de EnorChile y atrae la atención de clientes potenciales que pueden no estar familiarizados con la empresa.

Los canales de EnorChile desempeñan un papel crucial en su estrategia de marketing y ventas:

- **Generación de Leads y Cierre de Negocios:** Los canales directos permiten a EnorChile interactuar de manera efectiva con clientes potenciales, lo que resulta en la generación de leads y, en última instancia, el cierre de negocios exitosos.
- **Ampliación de la Conciencia de Marca:** Los canales indirectos aumentan la visibilidad de EnorChile, lo que contribuye a la construcción de una sólida conciencia de marca en la industria.

5.3.2.c. Actividades Claves

Las actividades claves de la empresa en la industria corresponden a la gestión de activos y gestión del mantenimiento que permitan rentabilizar el negocio del cliente a partir del activo, garantizando indicadores de disponibilidad y rendimiento, mediante una resolución proactiva de problemas.

5.3.2.d. Recursos Claves

En la ejecución exitosa de las actividades clave relacionadas con la gestión de centrales hidroeléctricas de pasada, EnorChile identifica y utiliza recursos esenciales que son fundamentales para la implementación eficiente de sus operaciones. Estos recursos estratégicos son los siguientes:

- **Tecnología y Sistemas de Monitoreo:** EnorChile depende de sistemas de monitoreo remoto avanzados y tecnología de vanguardia para recopilar datos críticos sobre el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas de pasada. Estos sistemas deben ser altamente confiables y estar diseñados para operar en entornos desafiantes. La integración efectiva de estos sistemas con otras plataformas, como el sistema de gestión de activos de la empresa, es esencial para garantizar una supervisión y control precisos.
- **Personal Capacitado:** El equipo humano de la empresa se debe componer de profesionales altamente especializados en la gestión de centrales hidroeléctricas de pasada. Estos expertos deben poseer las habilidades y conocimientos necesarios para llevar a cabo tareas clave de manera efectiva, como el monitoreo, mantenimiento y resolución de problemas en las centrales. La capacitación continua es crucial para mantenerse al día con las mejores prácticas y las innovaciones en el campo.
- **Herramientas y Equipos Especializados:** EnorChile debe contar con herramientas y equipos especializados que son esenciales para la ejecución de actividades de mantenimiento y operación en las centrales hidroeléctricas de pasada. Estos recursos deben ser de alta calidad y estar en óptimas condiciones de funcionamiento para garantizar una operación segura y eficiente.

- **Financiamiento:** Para llevar a cabo sus operaciones con éxito, EnorChile debe contar con recursos financieros adecuados. Estos recursos abarcan los costos asociados con el personal, la adquisición de tecnología, el mantenimiento de herramientas y equipos, así como otros gastos operativos. Un flujo de efectivo saludable es fundamental para respaldar las operaciones sin problemas.

Los recursos clave de EnorChile desempeñan un papel fundamental en la consecución de sus objetivos relacionados con la gestión de centrales hidroeléctricas de pasada:

- **Eficiencia en la Recopilación de Datos:** La tecnología y los sistemas de monitoreo permiten a EnorChile recopilar datos de manera eficiente y precisa, lo que es fundamental para la toma de decisiones informadas y la detección temprana de problemas en las centrales.
- **Ejecución Efectiva de Tareas Clave:** El personal altamente capacitado de EnorChile es la columna vertebral de sus operaciones, ya que posee las habilidades necesarias para llevar a cabo tareas críticas de manera efectiva y segura.
- **Mantenimiento Seguro y Eficiente:** Las herramientas y equipos especializados garantizan que EnorChile pueda realizar actividades de mantenimiento de manera segura y eficiente, lo que contribuye a la confiabilidad y la seguridad de las centrales.
- **Sostenibilidad Operativa:** El financiamiento adecuado asegura que EnorChile pueda mantener sus operaciones sin problemas, lo que es esencial para su éxito a largo plazo en la industria.

5.3.2.e. Relación con el Cliente

Para la interacción con el cliente es necesario que se utilicen diferentes canales de comunicación mediante la comunicación constante vía administrador de contrato de EnorChile y la entrega de reportes de generación, rendimiento, operación, mantenimiento, fallas u otros que solicite el cliente.

5.3.2.f. Segmento de Clientes

Para EnorChile, se han identificado tres segmentos clave de clientes en el mercado chileno. Estos segmentos representan oportunidades estratégicas para la empresa, y su enfoque en cada uno de ellos es esencial para su crecimiento, considerando además el mercado potencial en cada uno:

- **Centrales de Clientes Actuales de Gestión de Activos:** EnorChile ya cuenta con una cartera de clientes relacionados con servicios de Gestión de Activos y Operación y Mantenimiento (O&M) en el ámbito de la energía, incluyendo centrales térmicas y renovables. Este segmento incluye a aquellos propietarios de plantas de generación de energía que han confiado en los servicios de EnorChile en el pasado. La empresa tiene la oportunidad de extender su oferta de servicios a proyectos futuros que estos clientes puedan desarrollar en el sector hidroeléctrico de pasada.

- **Clientes del Centro de Control de EnorChile:** EnorChile opera remotamente una capacidad significativa de centrales de energía renovable, tanto solar como eólica, a través de su Centro de Control. Este hecho le ha permitido establecer relaciones cercanas con diversos clientes a nivel nacional. La experiencia y la confianza que estos clientes han adquirido en EnorChile pueden convertirse en una ventaja competitiva para la empresa. Cuando estos clientes consideren proyectos en la industria hidroeléctrica de pasada, EnorChile tiene una posición privilegiada para ofrecer sus servicios.
- **Centrales Cercanas a Operaciones de EnorChile:** EnorChile opera en múltiples regiones de Chile, lo que le brinda la oportunidad de aprovechar economías de alcance al atender centrales hidroeléctricas cercanas a sus operaciones existentes. Estas centrales, al estar ubicadas en zonas donde EnorChile ya tiene presencia, pueden beneficiarse de la optimización de personal de gestión y otros costos relacionados con el mantenimiento. Este enfoque geográfico permite a EnorChile entrar en proyectos hidroeléctricos cercanos con precios más competitivos y una mayor eficiencia operativa.

Según el análisis de mercado realizado, el mercado potencial para la gestión de centrales hidroeléctricas de pasada en Chile es de 1.200 MW de capacidad instalada. Sin embargo, es importante destacar que este mercado se reduce a 93 centrales hidroeléctricas de pasada, con una capacidad instalada de 250 MW, una vez que se aplican criterios específicos de selección mostrados en el Apartado 4.2. Estos criterios permiten a EnorChile enfocarse en proyectos que mejor se alineen con su estrategia y capacidad.

5.3.2.g. Estructura de Costo

Los costos relacionados a la gestión de activos de energías renovables en el contexto de EnorChile son variados, tanto en personal, marketing, costos de enlace, comunicaciones, herramientas y adquisición de equipos. Con respecto a este último, se recomienda realizar una inversión inicial en relación con el equipamiento técnico que permita realizar diferentes tipos de mantenimiento que se utilizan actualmente en la industria, en donde dichos costos se podrán apalancar una vez que la empresa pueda crecer en cuanto a sus operaciones en Chile, aprovechando la economía de escala y alcance según las instalaciones que tenga a cargo EnorChile.

5.3.2.h. Fuentes de ingreso

Las fuentes de ingreso de EnorChile en la industria hidroeléctrica de pasada se basarán en los diversos servicios que la empresa ofrece a sus clientes. Estos ingresos son fundamentales para mantener y hacer crecer el negocio de gestión de activos en el sector. Las principales fuentes de ingreso de EnorChile son las siguientes:

- **Ingresos Fijos por Servicios de Gestión de Activos:** Una parte significativa de los ingresos de EnorChile provendrían de acuerdos de servicios de gestión de activos con las centrales hidroeléctricas de pasada. Estos contratos implican tarifas fijas que los clientes pagan a EnorChile por la gestión integral de sus activos. Estos servicios comprenden tareas como el monitoreo en tiempo real, la supervisión, el mantenimiento preventivo y correctivo, la gestión de repuestos y más. Los ingresos fijos proporcionan estabilidad financiera a la empresa y forman una base sólida para su operación.
- **Ingresos Variables según el Porcentaje de Generación de Energía de la Central:** En algunos casos, EnorChile establecería acuerdos de ingresos variables basados en el rendimiento de las centrales hidroeléctricas de pasada. Esto significa que la empresa comparte los ingresos generados por la central en función de su producción de energía. EnorChile se beneficia económicamente cuando las centrales funcionan de manera óptima y generan más energía, lo que crea un fuerte incentivo para maximizar la eficiencia operativa y la producción.
- **Ingresos por Servicios Adicionales Relacionados a O&M:** Además de sus servicios de gestión de activos principales, EnorChile ofrecería servicios adicionales relacionados con la operación y mantenimiento (O&M) de las centrales hidroeléctricas de pasada. Estos servicios pueden incluir inspecciones técnicas, diagnósticos avanzados, mejoras en la eficiencia, y otras soluciones personalizadas. Los ingresos derivados de estos servicios complementarios agregan valor tanto para EnorChile como para sus clientes.

5.3.2.i. Propuesta de valor

La propuesta de valor de EnorChile en la gestión de activos se fundamenta en una serie de características y fortalezas que le otorgan una ventaja competitiva en el mercado de energía eléctrica en Chile actualmente:

- **Gestión del Autodespacho:** EnorChile gestiona el autodespacho para maximizar la producción de energía, incluso en condiciones desafiantes. Nuestro Centro de Control debe utilizar estrategias innovadoras para asegurar la generación de energía estable y confiable.
- **Asesoramiento Especializado:** Se tiene que ofrecer asesoramiento técnico especializado en gestión de activos hidroeléctricos. Nuestro equipo de expertos debe proporcionar soluciones personalizadas y resolver problemas complejos, asegurando un funcionamiento sin problemas y una mayor confiabilidad.
- **Optimización de Rendimiento Hidroeléctrico:** EnorChile se debe especializar en maximizar la producción de energía de las centrales hidroeléctricas de pasada. Se debe utilizar tecnología avanzada y modelos hidrológicos precisos para gestionar los caudales, asegurando un rendimiento óptimo incluso en condiciones de caudales bajos.
- **Soporte Back Office Integral:** EnorChile ofrece un sólido respaldo en actividades de gestión de activos a través de su personal de back office, lo que asegura una operación sin contratiempos.

- **Servicio Integral de Gestión de Activos:** La empresa proporciona un servicio completo de gestión de activos que abarca tanto el Centro de Control como las Operaciones y Mantenimiento (O&M), garantizando una gestión integral y eficiente.
- **Unidad Centralizada de Control y Monitoreo:** EnorChile opera una unidad centralizada de control y monitoreo. Esto le permite supervisar y gestionar eficazmente una amplia gama de activos.
- **Presencia Técnica a Nivel Nacional:** La presencia de personal ingeniero y técnico en diferentes regiones del país facilita la economía de escala y alcance, lo que a su vez se traduce en eficiencia operativa.
- **Precios Competitivos:** EnorChile puede ofrecer precios altamente competitivos gracias a su unidad centralizada de control (CMP) y a la economía de escala y alcance que su personal en diferentes regiones del país le proporciona.

De esta forma, en base a la información entregada anteriormente es posible realizar el modelo canvas para EnorChile aplicado en gestión de activos de centrales hidroeléctricas de pasada, la cual queda de la siguiente manera:



Figura 5.3: Modelo Canvas identificado para EnorChile en la gestión de activos de centrales hidroeléctricas de pasada. Elaboración propia.

5.3.3. Propuesta de Valor - Análisis de Clientes y Diseño de Soluciones

En esta sección, se explora más en profundidad la propuesta de valor, específicamente la etapa de observación y diseño, donde se analizan las satisfacciones, trabajos, dolores y ganancias de los clientes. Esto proporciona información esencial para desarrollar una propuesta de valor centrada en las necesidades y desafíos específicos de los clientes.

5.3.3.a. Etapa de Observación

- **Satisfacción del Cliente:**

- **Eficiencia en el Servicio al Cliente:** Los clientes necesitan una alta satisfacción con el servicio de atención al cliente de EnorChile, destacando su eficiencia y profesionalismo en esta área.
- **Calidad de los Servicios de Operación y Mantenimiento:** Los clientes necesitan estar satisfechos con la calidad de los servicios de operación y mantenimiento proporcionados por EnorChile.
- **Tecnología Avanzada:** Los clientes valoran el uso de tecnología de vanguardia, lo que contribuye a la eficiencia operativa y a la mejora de la calidad de los servicios.

- **Trabajos Realizados por los Clientes:**

- **Cumplimiento de Requisitos Normativos:** Los clientes necesitan un proveedor de servicios de operación y mantenimiento que los ayude a cumplir con los requisitos normativos, lo que implica un enfoque en la gestión reguladora.
- **Mejora de la Eficiencia:** Los clientes buscan un proveedor que pueda ayudarlos a mejorar la eficiencia de sus centrales hidroeléctricas, lo que incluye la optimización de procesos.

- **Dolores de los Clientes:**

- **Caudales más bajos:** Los caudales más bajos han reducido la producción de energía de las centrales hidroeléctricas, lo que ha llevado a menores ingresos para los propietarios de las centrales, no obstante, los ingresos no han reducido en demacía ya que los costos marginales han aumentado en los últimos años.
- **Operación manual en centrales HP antiguas:** Las centrales hidroeléctricas de pasada más antiguas no tienen sistemas de automatización, lo que dificulta su operación y mantenimiento.
- **Confiabilidad de las Centrales:** La confiabilidad de las centrales hidroeléctricas es una preocupación, lo que subraya la importancia de un mantenimiento adecuado.
- **Seguridad de las Centrales:** La seguridad de las centrales hidroeléctricas es una preocupación crítica, especialmente en términos de riesgos para la seguridad pública.

5.3.3.b. Etapa de Diseño

■ Ganancias:

- **Mejora de la Rentabilidad:** EnorChile puede ayudar a los clientes a mejorar la rentabilidad de sus centrales hidroeléctricas mediante la optimización de los procesos de operación y mantenimiento. Esto puede conducir a una reducción de los costos operativos, lo que se traduce en mayores ingresos.
- **Reducción de Riesgos:** EnorChile puede ayudar a los clientes a reducir los riesgos asociados con las operaciones de centrales hidroeléctricas de pasada, como los caudales bajos y las condiciones climáticas adversas.

■ Productos y Servicios:

- **Servicios de Operación y Mantenimiento:** EnorChile ofrece una amplia gama de servicios de O&M, donde se pretende especializar para centrales hidroeléctricas de pasada. Esto incluye mantenimiento preventivo y correctivo, así como servicios de consultoría y asistencia técnica.
- **Tecnología Avanzada:** EnorChile utiliza tecnología de vanguardia, para optimizar las operaciones de centrales.
- **Soporte Experto:** EnorChile cuenta con un equipo de expertos en O&M, con amplia experiencia en la resolución de problemas y la mejora del rendimiento de las centrales.

■ Analgésicos:

- **Optimización de Procesos de O&M:** EnorChile puede ayudar a los clientes a actualizar sus sistemas de automatización para mejorar la eficiencia y la seguridad. Esto incluye el uso de tecnología de vanguardia y la experiencia de EnorChile en el diseño y la implementación de sistemas de automatización.
- **Optimización de Costos de O&M:** EnorChile puede ayudar a los clientes a optimizar sus costos de O&M mediante la implementación de prácticas y tecnologías de vanguardia. Esto puede ayudar a los clientes a reducir sus costos operativos y mejorar sus márgenes de beneficio.
- **Gestión de Caudales:** EnorChile puede ayudar a los clientes a gestionar los caudales para maximizar la producción de energía. Esto incluye el uso de modelos hidrológicos y estrategias de gestión de caudales.
- **Gestión del Autodespacho:** EnorChile puede ayudar a los clientes a gestionar el autodespacho para maximizar la producción de energía incluso en condiciones de caudales bajos, aprovechando la experiencia de su centro de control.
- **Protección contra Condiciones Climáticas Adversas:** EnorChile puede ayudar a los clientes a proteger sus centrales hidroeléctricas de condiciones climáticas adversas, como sequías, inundaciones y tormentas, mediante tecnología avanzada, planes de respuesta a emergencias y el uso de materiales y componentes resistentes a las condiciones climáticas.

De esta forma, en base a la información entregada anteriormente es posible realizar un diagrama para la propuesta de valor identificada, la cual queda de la siguiente manera:

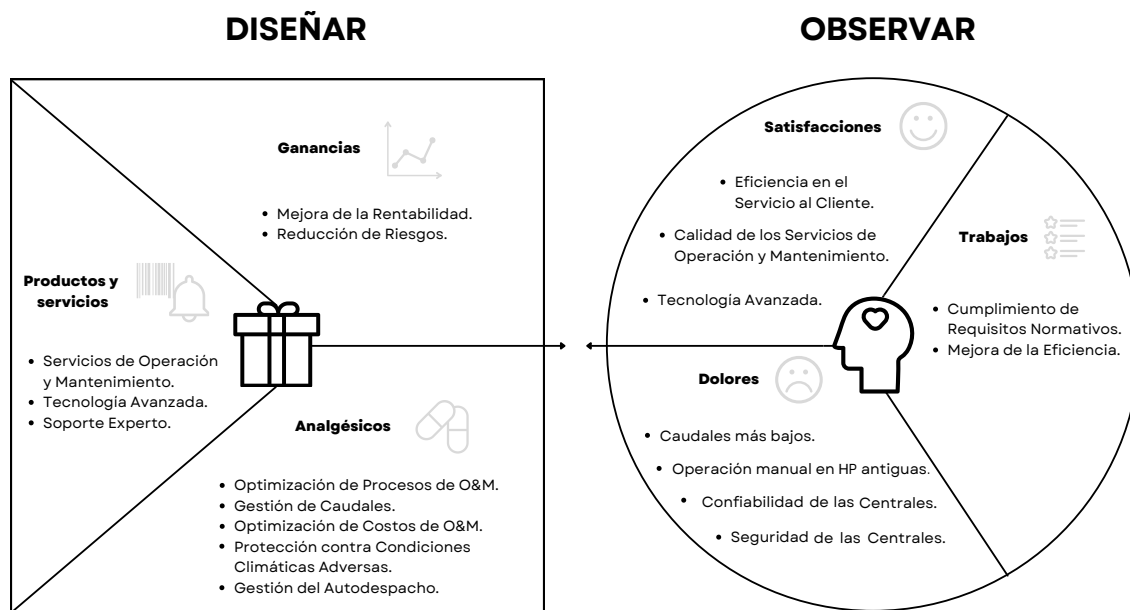


Figura 5.4: Propuesta de valor identificada para EnorChile en la gestión de activos. Elaboración propia.

5.4. Proyección de Mercado del Modelo de Gestión de Activos

En esta sección, se presenta un modelo de gestión de activos diseñado específicamente para las centrales PMGD hidroeléctricas de pasada. El objetivo principal de este modelo es proyectar el desempeño y las oportunidades de negocio asociadas con la operación y mantenimiento de estas centrales. Para lograr esto, se llevarán a cabo evaluaciones detalladas de diversos escenarios, considerando la cantidad de proyectos que podrían ser adjudicados.

5.4.1. Evaluación de la Inversión

Se analiza la inversión en dólares por KW establecida por la CNE para determinar los costos iniciales asociados con la implementación de centrales PMGD hidroeléctricas de pasada. Para esto, se tiene la siguiente tabla resumen de los costos de inversión por tecnología entregados por la CNE:

Tecnología	Costo de inversión referencial (US\$/kW)
Térmica a gas natural (CA)	791
Térmica a gas natural (CC)	1.053
Conjunto motores a gas	1.048
Térmica diésel (GMG)	470
Eólica	1.358
Solar > 9 MW	762
Solar ≤ 9 MW	961
Solar térmica - @13 hrs	6.187
Hidráulica de embalse	5.205
Hidráulica de pasada	4.601
Mini-hidráulica	2.308
Térmica a biomasa	3.758
Térmica a biogás	1.341
Geotérmica	5.118
Solar con almacenamiento @2-4 hrs /60% P_{nom}	1.494
Solar con almacenamiento @5-8 hrs /50% P_{nom}	1.762
Eólica con almacenamiento - @5hrs /25% P_{nom}	1.992

Figura 5.5: Costos de inversión referencial unitario [US\$/kW], según [42].

Donde se destaca que el costo de inversión referencial para las centrales hidráulicas de pasada menores a 20 [MW] (mini hidráulica), tienen un valor de **2308 [US\$/kW]**.

5.4.2. Proyección de Ingresos por Operación y Mantenimiento

Se calcula el porcentaje de la inversión total destinado a la operación y mantenimiento de las centrales. Esta evaluación proporciona una estimación de los ingresos potenciales derivados de la gestión continua de las centrales PMGD. Para esto, se tiene la siguiente tabla resumen de los costos fijos en base a un porcentaje de la inversión por tecnología entregados por la CNE:

Tecnología	Costos fijos (% valor de inversión)
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	2% - 3%
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	1% - 2%
Térmica diésel – Turbina a Gas Dual	1% - 2%
Térmica diésel – Grupos Motor-Generador	1% - 2%
Conjunto motores Gas	2% - 3%
Eólica	2% - 3%
Solar fotovoltaica	1% - 2%
Solar Térmica (Concentración)	1% - 2%
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	2% - 3%
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	2% - 3%
Hidráulica de Embalse	1%
Térmica a Biomasa	1% - 2%
Térmica a Biogás	1% - 2%
Geotérmica	2% - 3%
Eólica con Almacenamiento	1% - 2%
Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	1% - 2%

Figura 5.6: Costos fijos por tecnología (% valor de inversión), según [42].

Donde se destaca que el costo fijo para las centrales hidráulicas de pasada menores a 20 [MW] (mini hidráulica), tienen un valor que varía entre el **2 % al 3 % de la inversión**. De esta manera, es posible proyectar los ingresos que podría tener EnorChile según la potencia que se podría adjudicar en un año, el cual se muestra en la siguiente gráfica:

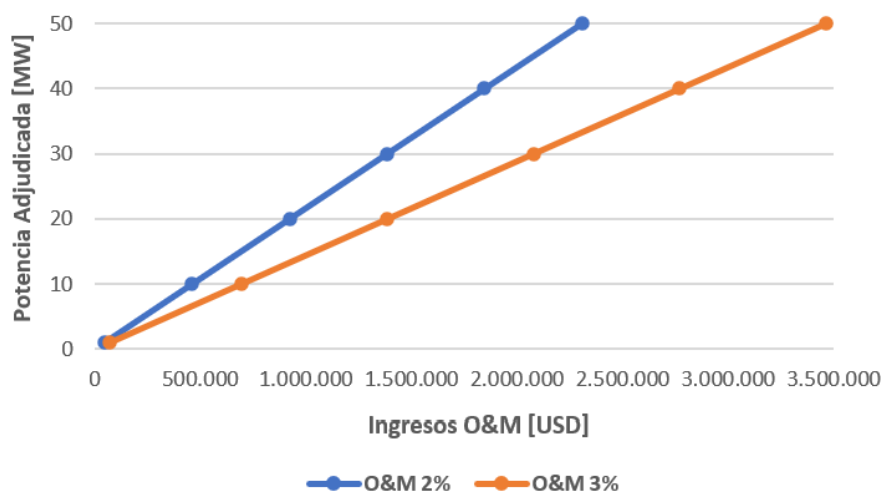


Figura 5.7: Proyección de ingresos por operación y mantenimiento en base a potencia adjudicada por año. Elaboración propia.

Tomando en cuenta que mediante los ingresos de O&M se puede estimar un ebitda, es posible realizar una gráfica considerando un porcentaje al margen de los ingresos es del 15 % aproximadamente. De esta manera, es posible proyectar el ebitda que podría tener EnorChile según la potencia que se podría adjudicar en un año, el cual se muestra a continuación:

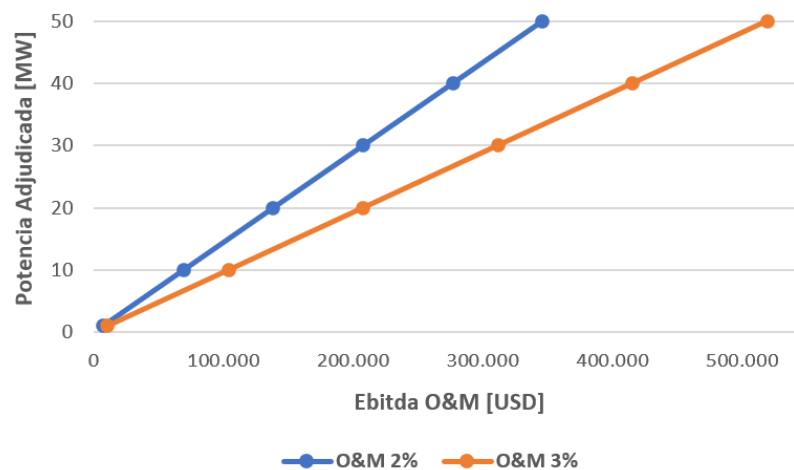


Figura 5.8: Proyección de ebitda por operación y mantenimiento en base a potencia adjudicada por año. Elaboración propia.

5.4.3. Balance entre Ingresos Estimados y Gastos de O&M

Se realiza un análisis específico sobre el ingreso anual estimado de un ejemplo representativo de PMGD. Este ingreso se compara con los costos proyectados de operación y mantenimiento, proporcionando así una perspectiva detallada sobre la rentabilidad esperada por central. Para esto, se tomará como ejemplo la central PMGD Auxiliar del Maipo, la cual tiene una potencia instalada de 5,1 [MW] y en el último año se encuentran operando su negocio mediante precio estabilizado. De esta manera, con los reportes de energía entregados por el Coordinador Eléctrico Nacional y la entrega de los precios estabilizados por parte de la CNE, es posible realizar la siguiente tabla:

Tabla 5.9: Análisis Financiero de la Central PMGD Auxiliar del Maipo en el año 2022. Elaboración propia, según [42][43][1]

Generación Anual (2022)	16.131 [MWh]
Potencia Instalada	5,1 [MW]
Precio Estabilizado (Maipo)	66,37 [USD/MWh]
Inversión	11.770.800 [USD]
Ingreso	1.070.724 [USD]
Costos Fijos (O&M)	[235.616 - 353.124] [USD]
Costos Fijos / Ingreso	[22 - 33] [%]
EBITDA (Margen 15 %)	[35.342 - 52.969] [USD]

La Tabla 5.9 proporciona un desglose detallado de los aspectos financieros de la central PMGD Auxiliar del Maipo, la que incluye información sobre generación, potencia, inversión, ingresos y costos. Se resalta que esta central le proporciona de un **22 % a 33 %** de sus ingresos al costo de operación y mantenimiento. Cabe destacar, que para este análisis al ser un PMGD Hidroeléctrico de Pasada no se contemplan los ingresos por suficiencia y servicios complementarios, ya que son muy pequeños o despreciables en comparación a los ingresos por energía, por lo que para efectos de este análisis no se consideran.

5.5. Análisis del Contexto Hídrico en Chile

Chile está experimentando una sequía generalizada que ha afectado todas las regiones del país. Esta sequía ha llevado a una disminución significativa en los caudales de los ríos, siendo más pronunciada en el norte del país y disminuyendo gradualmente hacia el sur. Esto se puede apreciar con algunos ejemplos en el Apéndice C.

- **Norte Grande:** Las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta están enfrentando una disminución extrema en los caudales, llegando hasta un 65 %-80 % menor al promedio histórico. Esto representa un desafío crítico para las centrales hidroeléctricas en esta área, ya que la disponibilidad de agua es muy limitada.
- **Norte Chico:** Las regiones de Atacama y Coquimbo también están viendo una disminución significativa en los caudales, aproximadamente entre un 45 %-60 % menor al promedio histórico. Aunque en menor medida que el norte grande, sigue siendo un desafío para las centrales hidroeléctricas en esta zona.
- **Zona Central:** Las regiones de Valparaíso, Metropolitana y O'Higgins están enfrentando una disminución variable en los caudales, entre un 35 %-60 % menor al promedio histórico. Esta situación afecta la producción de energía en las centrales hidroeléctricas en esta área, que históricamente han sido una fuente importante de energía para el país.
- **Zona Sur:** Aunque es la menos afectada, las regiones del Maule, Ñuble, Biobío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos también han experimentado una disminución en los caudales, alrededor del 20 %-30 % menor al promedio histórico. A pesar de que la disminución es menos severa, sigue siendo un factor a considerar para las centrales hidroeléctricas en esta región.

A pesar de la disminución de los caudales de los ríos debido a la sequía en Chile, las centrales se han sostenido en parte por el aumento en los costos marginales y del precio estabilizado para el caso de las PMGD, donde este ha aumentado cerca del 20 % en los últimos 7 años. Estos factores han proporcionado una amortiguación financiera, compensando un poco la pérdida en generación y permitiendo que las centrales se mantengan operativas a pesar de las condiciones desafiantes [43].

Tabla 5.10: Porcentaje de los Caudales con respecto al promedio histórico por zona geográfica. Elaboración propia, según [1].

Zona Geográfica	% Caudal
Zona Norte	[20 - 35][%]
Zona Norte Chico	[40 - 55][%]
Zona Central	[40 - 65][%]
Zona Sur	[70 - 80][%]

5.6. Propuesta del Modelo de Gestión de Activos

En consideración a los desafíos y oportunidades presentados por el mercado de gestión de activos de centrales hidroeléctricas de pasada en Chile, la clave radica en establecer alianzas estratégicas con socios clave, como proveedores de repuestos y equipos, empresas de servicios de mantenimiento, consultoras especializadas, y asociaciones de la industria. Estas alianzas proporcionarán acceso a nuevas tecnologías y conocimientos técnicos, permitiendo a EnorChile ofrecer servicios de alta calidad y eficiencia.

Nuestra estrategia inicial se centrará en consolidar nuestra experiencia en el mercado eléctrico chileno, aprovechando nuestras capacidades en la operación y mantenimiento de subestaciones y líneas. A través de nuestro Centro de Control (CMP), optimizaremos costos y ofreceremos servicios puntuales como mediciones y mantenimientos especializados. Para abordar los desafíos de caudales más bajos y operaciones manuales en centrales hidroeléctricas más antiguas, nos asociaremos con un partner para ofrecer servicios críticos de mantenimiento.

Además, proponemos expandir nuestros servicios hacia la gestión del autodespacho y la gestión de caudales, maximizando la producción de energía incluso en condiciones desfavorables. Esto se logrará mediante la implementación de tecnologías avanzadas y modelos hidrológicos eficientes. Para las centrales cercanas a nuestras operaciones existentes, aplicaremos economías de alcance para ofrecer precios competitivos y una mayor eficiencia operativa.

Nuestra propuesta de valor se centrará en la eficiencia del servicio al cliente, la calidad de nuestros servicios de operación y mantenimiento, el uso de tecnología para optimizar las operaciones, y la gestión proactiva de desafíos como caudales bajos y otras condiciones climáticas adversas. Nos comprometemos a garantizar la satisfacción del cliente, cumplir con los requisitos normativos y mejorar la rentabilidad de las centrales hidroeléctricas de pasada a través de una gestión de activos integral. De esta manera, nuestra propuesta de modelo de negocios se basa en la especialización, la colaboración estratégica, la tecnología innovadora y un enfoque centrado en el cliente.

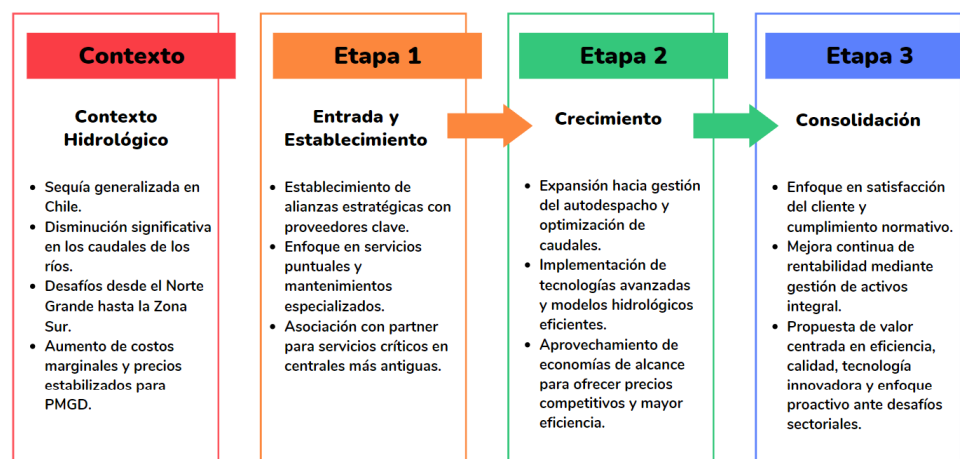


Figura 5.9: Propuesta del Modelo de Gestión de Activos por etapa. Elaboración propia.

5.7. Recomendaciones

Considerando el contexto hídrico crítico y las condiciones económicas actuales, se recomienda a EnorChile enfocarse en la optimización de costos para las centrales hidroeléctricas PMGD en las zonas más afectadas, especialmente en el Norte Grande y el Norte Chico (8 centrales PMGD dentro de estas regiones). Dada la disminución significativa en los caudales y el aumento considerable en los costos marginales, es importante maximizar la eficiencia operativa y financiera en estas regiones.

Dado el aumento del 50 % - 60 % en los costos marginales (según lo presentado en Apéndice E), en comparación con el incremento del 18 % aproximadamente de los precios estabilizados durante los últimos 6 años, se presenta una oportunidad clave para utilizar el autodespacho y entrar en el mercado spot para las centrales que se rigen con precio estabilizado. Se recomienda que EnorChile utilice su Centro de Control (CMP) para maximizar las ganancias de las centrales, optando por los costos marginales en lugar de depender exclusivamente de los precios estabilizados. La capacidad de EnorChile para controlar y monitorear los costos marginales mitigará los riesgos asociados y permitirá una gestión financiera más efectiva en un entorno de mercado desafiante. Esta estrategia no solo garantizará la continuidad operativa en las zonas más afectadas, sino que también fortalecerá la posición de EnorChile dentro del mercado hidroeléctrico.

Capítulo 6

Conclusiones

Este estudio ha propuesto un modelo de gestión de activos basado en estándares internacionales, como la norma ISO 50001, específicamente diseñado para proyectos de energía hidroeléctrica de pasada en el contexto chileno, garantizando la calidad y eficacia en las operaciones. Este modelo proporciona a EnorChile una base sólida y estructurada para las actividades a lo largo del ciclo de vida de sus proyectos. Al abordar los requisitos de la normativa chilena, este enfoque ofrece una visión clara de las prácticas y procesos necesarios para cumplir con las exigencias.

Además, se ha obtenido una comprensión profunda del mercado eléctrico chileno, identificando las partes interesadas clave y comprendiendo cómo el marco normativo, político y regulatorio puede influir en las operaciones y el modelo de negocio de EnorChile. Este entendimiento global es esencial para formular estrategias que optimicen la posición de EnorChile en el mercado.

El enfoque en la fase de Operación y Mantenimiento (O&M) es una característica distintiva de este modelo. La identificación precisa de activos críticos en las centrales hidroeléctricas de pasada proporciona una dirección clara sobre dónde enfocar los esfuerzos para garantizar la rentabilidad del negocio. Esto no solo implica el mantenimiento técnico sino también la gestión estratégica de los recursos y la tecnología. La propuesta del modelo incluye un plan de implementación detallado, junto con el desarrollo de políticas, estrategias y capacitación del personal, apuntando a una mejora continua.

El análisis de Porter ha revelado un mercado competitivo, donde la diferenciación y la oferta de precios bajos son clave para la adjudicación de proyectos. En este contexto, la propuesta de valor de EnorChile, elaborada a través del modelo Canvas, destaca la economía de escala que puede lograr la empresa gracias a su estructura centralizada y operaciones regionales.

Esta investigación ha sido un profundo análisis de las oportunidades y desafíos que enfrenta EnorChile en el sector de las centrales hidroeléctricas de pasada en Chile. Al revisar a fondo el mercado eléctrico chileno y entender en detalle el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas de pasada, se han identificado áreas cruciales para la intervención de EnorChile.

Queda claro que existe un mercado potencial significativo en el sector de las centrales hidroeléctricas de pasada, a pesar de la sequía generalizada que ha afectado todas las regiones del país. Esta sequía ha llevado a una disminución drástica en los caudales de los ríos, siendo más pronunciada en el Norte Grande, donde los caudales han disminuido hasta un 65 %-80 % por debajo del promedio histórico. Sin embargo, las centrales han logrado mantenerse operativas gracias a un aumento en los costos marginales y al precio estabilizado, que ha experimentado un incremento del 20 % en los últimos 7 años, especialmente notable en el caso de las Pequeñas y Medianas Empresas de Generación Distribuida (PMGD).

Una de las conclusiones clave es la necesidad de una adaptación estratégica por parte de EnorChile. Esto incluye la formación de asociaciones estratégicas con proveedores especializados en mantenimiento de turbinas y sistemas de vibración, así como la automatización de las centrales para reducir el personal necesario para operarlas, incluyendo roles como el encargado de compuertas, operadores de sala, canales, entre otros. Además, se destaca la importancia de establecer un enfoque robusto para el mantenimiento mayor de las unidades, como los rodets, mediante asociaciones o adquisiciones estratégicas. Este cambio de enfoque es esencial para cubrir las lagunas actuales en la oferta de EnorChile y construir una credibilidad sólida en el mercado de las centrales hidroeléctricas de pasada.

Como recomendación, EnorChile debe enfocarse al comienzo en la optimización de costos para las centrales hidroeléctricas PMGD, especialmente en las zonas más afectadas, es decir, el Norte Grande y Norte Chico. La disminución en los caudales y el aumento en los costos marginales ofrecen una oportunidad estratégica. Se recomienda utilizar el autodespacho y entrar al mercado spot, aprovechando el Centro de Control (CMP) para maximizar ganancias. Este enfoque fortalecerá la continuidad operativa y la posición de EnorChile en el mercado hidroeléctrico.

Se ha demostrado que EnorChile tiene una oportunidad valiosa en el mercado de las centrales hidroeléctricas de pasada en Chile. Al adaptar su enfoque y estructura para satisfacer las demandas específicas de este sector, EnorChile puede posicionarse dentro de la gestión de activos para centrales hidroeléctricas de pasada en Chile. Con asociaciones estratégicas y un enfoque meticuloso en el mantenimiento y operación, EnorChile puede capitalizar el mercado potencial identificado y convertirse en una empresa confiable en el campo de la energía hidroeléctrica en Chile.

Apéndice A

Proyectos de Energía Hidroeléctrica de Pasada en operación, pruebas y en construcción

A continuación, se presentan todas las centrales hidroeléctricas de pasada en Chile, ya sea estén en operación, en pruebas o construcción a la fecha de Junio del 2023. Se detalla la potencia neta, año de puesta en servicio y ubicación geográfica de cada una.

Tabla A.1: Proyectos hidroeléctricos de pasada en Chile que estén en operación, pruebas o construcción parte 1. Elaboración propia, según [40][39].

Nombre Central	Potencia Neta [MW]	Año Puesta en Servicio	Región	Provincia
HP PIEDRAS NEGRAS	3	En Prueba	OHIGGINS	COLCHAGUA
HP DOS VALLES	9	Contrucción	OHIGGINS	COLCHAGUA
HP LA CONFIANZA	2,6	Contrucción	BÍO BÍO	HOMÓNIMA
HP AILLÍN	7	En Prueba	BÍO BÍO	HOMÓNIMA
HP LAS NIEVES	6	Contrucción	ARAUCANIA	CAUTÍN
HP HORNOPIRÉN	0,3	En Prueba	DE LOS LAGOS	PALENA
HP DONGUIL	0,3	2011	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP EL MANZANO	4,9	2008	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP TRUFULTRUFUL	0,8	2009	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP RIO TRUENO	5,6	2010	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP ALLIPEN	2,6	2012	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP RIO PICOIQUEN	19,6	2015	ARAUCANÍA	MALLECO
HP EL CANELO	6,0	2012	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP MAISAN	0,6	2013	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP CARILAFQUEN	19,8	2016	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP MALALCAHUELLO	9,2	2016	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP TRAILELFU	2,5	2015	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP MOLINERA VILLARRICA	0,6	2016	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP EL AGRIO	2,5	2016	ARAUCANÍA	MALLECO
HP SANTA ELENA	2,8	2018	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP MSA-I	3,0	2018	ARAUCANÍA	CAUTÍN
HP COSAPILLA	0,5	2020	ARICA Y PARINACOTA	PARINACOTA
HP CHAPIQUIÑA	10,9	1967	ARICA Y PARINACOTA	PARINACOTA
HP RIO HUASCO	5,1	2013	ATACAMA	HUASCO

Tabla A.2: Proyectos hidroeléctricos de pasada en Chile que estén en operación, pruebas o construcción parte 2. Elaboración propia, según [39].

Nombre Central	Potencia Neta [MW]	Año Puesta en Servicio	Región	Provincia
HP QUILLECO	70,8	2007	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP RUCUE	178,4	1998	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP ABANICO	93,0	1948	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP PALMUCHO	32,0	2007	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP MAMPIL	55,0	2000	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP PEUCHEN	85,0	2000	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP LAJA I	34,4	2015	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP EL DIUTO	3,3	2011	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP RENAICO	6,3	2013	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP QUILLAILEO	0,8	2014	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP LLAUQUERO	1,8	2015	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP ALTO RENAICO	1,4	2018	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP BOQUIAMARGO	1,1	2014	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP LOS PADRES	2,2	2014	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP BUREO	2,2	2015	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP MUNILQUE	0,6	2015	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP MUNILQUE II	0,6	2015	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP EL MIRADOR	3,0	2015	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP RIO MULCHEN	3,0	2016	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP CALIBORO	1,4	2017	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP LA BIFURCADA	0,2	2017	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP LA VIÑA - ALTO LA VIÑA	0,6	2017	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP MELO	3,0	2017	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP SANTA ISABEL	1,5	2017	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP EL BRINCO	0,3	2022	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP CENTRAL EL ATAJO	1,3	2020	BÍO BÍO	BÍO BÍO
HP LA PALOMA	4,6	2010	COQUIMBO	LIMARÍ
HP PUCLARO	5,6	2008	COQUIMBO	ELQUI
HP LOS MOLLES	18,0	1952	COQUIMBO	LIMARÍ
HP RUCATAYO	59,5	2012	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP DONGO	6,0	2010	DE LOS LAGOS	CHILOÉ
HP CAPULLO	12,0	1995	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP LA ARENA	6,8	2011	DE LOS LAGOS	LLANQUIHUE
HP CALLAO	3,3	2012	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP NALCAS	6,8	2012	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP MC1	9,0	2013	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP MC2	3,2	2013	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP PULELFU	9,0	2016	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP COLLIL	7,0	2014	DE LOS LAGOS	CHILOÉ
HP LOS COLONOS	0,6	2014	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP MARIA ELENA	0,3	2014	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP ENSENADA	1,2	2013	DE LOS LAGOS	LLANQUIHUE
HP EL COLORADO	2,0	2016	DE LOS LAGOS	LLANQUIHUE
HP CHANLEUFU II	3,4	2016	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP CUCHILDEO	0,8	2008	DE LOS LAGOS	PALENA
HP PALMAR	8,7	2020	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP CORRENTOSO	8,5	2020	DE LOS LAGOS	OSORNO
HP MC3	2,8	2023	DE LOS LAGOS	OSORNO

Tabla A.3: Proyectos hidroeléctricos de pasada en Chile que estén en operación, pruebas o construcción parte 3. Elaboración propia, según [39].

Nombre Central	Potencia Neta [MW]	Año Puesta en Servicio	Región	Provincia
HP LICAN	18,0	2011	DE LOS RÍOS	RANCO
HP PULLINQUE	51,4	1962	DE LOS RÍOS	VALDIVIA
HP CHILCO	0,2	2020	DE LOS RÍOS	RANCO
HP DOÑA HILDA	0,4	2010	DE LOS RÍOS	RANCO
HP PEHUI	1,1	2001	DE LOS RÍOS	RANCO
HP LOS CORRALES	0,8	2010	DE LOS RÍOS	RANCO
HP RECA	1,7	2011	DE LOS RÍOS	VALDIVIA
HP MUCHI	1,0	2011	DE LOS RÍOS	RANCO
HP CONTRA	0,3	2013	DE LOS RÍOS	RANCO
HP LOS CORRALES II	1,0	2013	DE LOS RÍOS	RANCO
HP PICHILONCO	1,2	2014	DE LOS RÍOS	RANCO
HP DON WALTERIO	3,0	2013	DE LOS RÍOS	RANCO
HP LAS FLORES	1,6	2015	DE LOS RÍOS	RANCO
HP EL ARRAYAN	0,2	2013	DE LOS RÍOS	RANCO
HP CURILEUFU	0,2	2015	DE LOS RÍOS	RANCO
HP TRANQUIL	3,0	2016	DE LOS RÍOS	VALDIVIA
HP PIUTEL	0,6	2017	DE LOS RÍOS	VALDIVIA
HP LOS PORTONES	2,0	2017	DE LOS RÍOS	RANCO
HP CUMBRES	18,0	2019	DE LOS RÍOS	RANCO
HP MOCHO	14,9	2021	DE LOS RÍOS	RANCO
HP LOS PORTONES	0,2	2022	DE LOS RÍOS	RANCO
HP SAUZAL	80,5	1948	OHIGGINS	CACHAPOAL
HP LA CONFLUENCIA	163,2	2011	OHIGGINS	COLCHAGUA
HP LA HIGUERA	155,0	2011	OHIGGINS	COLCHAGUA
HP CHACAYES	112,0	2011	OHIGGINS	COLCHAGUA
HP SAN ANDRES	40,3	2014	OHIGGINS	COLCHAGUA
HP EL PASO	60,0	2016	OHIGGINS	COLCHAGUA
HE CONVENTO VIEJO	16,1	2019	OHIGGINS	COLCHAGUA
HP PANGAL	37,0	1919	OHIGGINS	CACHAPOAL
HP SAUZALITO	11,3	1959	OHIGGINS	CACHAPOAL
HP COYA	12,0	2008	OHIGGINS	CACHAPOAL
HP DOS VALLES	4,5	2019	OHIGGINS	COLCHAGUA
HP PALACIOS	3,0	2019	OHIGGINS	COLCHAGUA
HP LA COMPAÑIA II	2,6	2020	OHIGGINS	CACHAPOAL
HP CORRALES	3,0	2022	OHIGGINS	COLCHAGUA
HP PUNTA DEL VIENTO	3,0	2022	OHIGGINS	COLCHAGUA
HP SAN IGNACIO	37,0	1996	MAULE	LINARES
HP ISLA	70,0	1963	MAULE	TALCA
HP CURILLINQUE	92,0	1993	MAULE	TALCA
HP LOMA ALTA	40,0	1997	MAULE	TALCA
HP LOS HIERROS	25,1	2014	MAULE	LINARES
HP LA MINA	37,2	2018	MAULE	TALCA
HP ANCOA	24,7	2018	MAULE	LINARES
HP DIGUA	24,0	2021	MAULE	LINARES
HP MARIPOSAS	6,3	2011	MAULE	TALCA
HP CHIBURGO	19,4	2007	MAULE	LINARES

Tabla A.4: Proyectos hidroeléctricos de pasada en Chile que estén en operación, pruebas o construcción parte 4. Elaboración propia, según [39].

Nombre Central	Potencia Neta [MW]	Año Puesta en Servicio	Región	Provincia
HP SAN CLEMENTE	5,9	2010	MAULE	TALCA
HP OJOS DE AGUA	9,0	2008	MAULE	TALCA
HP LIRCAY	19,0	2009	MAULE	TALCA
HP PURISIMA	0,4	2012	MAULE	CURICO
HP PROVIDENCIA	14,2	2013	MAULE	TALCA
HP ROBLERIA	4,0	2013	MAULE	LINARES
HP LOS HIERROS II	6,0	2015	MAULE	LINARES
HP DOSAL	0,3	2015	MAULE	TALCA
HP CUMPEO	5,8	2016	MAULE	CURICO
HP EL GALPON	1,3	2016	MAULE	TALCA
HP LA MONTAÑA	3,0	2016	MAULE	CURICÓ
HP RIO COLORADO	16,5	2017	MAULE	TALCA
HP LA MONTAÑA II	1,9	2017	MAULE	CURICO
HP ALFALFAL	178,0	1991	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP MAITENES	27,0	1923	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP QUELTEHUES	49,0	1928	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP PUNTILLA	21,8	1926	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP FLORIDA II	19,9	1993	METROPOLITANA	SANTIAGO
HP ALFALFAL II	264,0	2022	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP LAS LAJAS	146,3	2022	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP EL RINCON	0,3	2007	METROPOLITANA	SANTIAGO
HP EYZAGUIRRE	1,9	2003	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP AUXILIAR DEL MAIPO	5,1	1962	METROPOLITANA	MAIPO
HP LOS BAJOS	5,5	1944	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP LOS MORROS	3,1	1930	METROPOLITANA	MAIPO
HP MALLARAUCO	3,4	2011	METROPOLITANA	MELIPILLA
HP VOLCAN	13,0	1944	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP CARENA	10,0	1943	METROPOLITANA	MELIPILLA
HP GUAYACAN	12,0	2011	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP FLORIDA	6,0	1909	METROPOLITANA	SANTIAGO
HP FLORIDA III	2,5	1999	METROPOLITANA	SANTIAGO
HP LAS VERTIENTES	1,9	2013	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP EL LLANO	1,9	2013	METROPOLITANA	CORDILLERA
HP ARRAYAN	1,2	2017	METROPOLITANA	SANTIAGO
HP ITATA	20,0	2016	ÑUBLE	DIGUILLIN
HP EL PINAR	11,6	2022	ÑUBLE	DIGUILLÍN
HP CAVANCHA	2,6	2010	TARAPACÁ	IQUIQUE
HP ALTO HOSPICIO	1,1	2010	TARAPACÁ	IQUIQUE
HP EL TORO N°2	1,1	2010	TARAPACÁ	IQUIQUE
HP SANTA ROSA	1,3	2015	TARAPACÁ	IQUIQUE
HP BLANCO	53,0	1993	VALPARAÍSO	LOS ANDES
HP JUNCAL	29,2	1994	VALPARAÍSO	LOS ANDES
HP LOS QUILOS	39,9	1943	VALPARAÍSO	LOS ANDES
HP CHACABUQUITO	25,7	2002	VALPARAÍSO	LOS ANDES
HP HORNITOS	61,0	2008	VALPARAÍSO	LOS ANDES
HP SAUCE ANDES	1,4	1909	VALPARAÍSO	LOS ANDES
HP JUNCALITO	1,5	1994	VALPARAÍSO	LOS ANDES
HP EL TARTARO	0,1	2010	VALPARAÍSO	SAN FELIPE

Apéndice B

Matriz de Criticidad y Factores ponderados de criterios a evaluar por el modelo de criticidad total por riesgo

A continuación, se presentan las tablas de ponderación y evaluación de criticidad de los componentes, calificados como críticos, medio críticos y no críticos [41]:

Tabla B.1: Modelo de Criticidad Total por Riesgo Parte 1 [41].

Frecuencia de fallas	Valor
Frecuente: Mayor a 2 eventos al año	4
Promedio: 1 y 2 eventos al año	3
Bueno: entre 0,5 y 1 evento al año	2
Excelente: menos de 0,5 eventos al año	1
Impacto operacional	Valor
Pérdidas de producción superiores al 75 %	10
Pérdidas de producción entre el 50 % y el 74 %	7
Pérdidas de producción entre el 25 % y el 49 %	5
Pérdidas de producción entre el 10 % y el 24 %	3
Pérdidas de producción menor al 10 %	1
Impacto en costes de mantenimiento	Valor
Costes de reparación, materiales y mano de obra superiores a 10.000 dólares	2
Costes de reparación, materiales y mano de obra inferiores a 10.000 dólares	1

Tabla B.2: Modelo de Criticidad Total por Riesgo Parte 2 [41].

Impacto por flexibilidad operacional	Valor
No se cuenta con unidades de reserva para cubrir la producción, tiempos de reparación y logística muy grandes	4
Se cuenta con unidades de reserva que logran cubrir de forma parcial el impacto de producción, tiempos de reparación y logísticas intermedios	2
Se cuenta con unidades de reserva en línea, tiempos de reparación y logística pequeños	1
Impacto en seguridad, higiene y ambiente	Valor
Riesgo alto de pérdida de vida, daños graves a la salud del personal y/o incidente ambiental mayor (catastrófico) que exceden los límites permitidos	8
Riesgo medio de pérdida de vida, daños importantes a la salud y/o incidente ambiental de difícil restauración	6
Riesgo mínimo de pérdida de vida y afección a la salud (recuperable en el corto plazo) y/o incidente ambiental menor (controlable), derrames fáciles de contener y fugas repetitivas	3
No existe ningún riesgo de pérdida de vida, ni afección a la salud, ni daños ambientales	1

Además, se presenta la matriz de criticidad, calificados como críticos, medio críticos y no críticos:

FRECUENCIA	4	MC	MC	C	C	C
	3	MC	MC	MC	C	C
	2	NC	NC	MC	C	C
	1	NC	NC	NC	MC	C
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

Figura B.1: Matriz de criticidad propuesta por el modelo CTR [41].

Apéndice C

Ejemplos de Caudal, Generación e Ingresos de PMGD en los últimos años

A continuación, se presentan ejemplos de centrales PMGD hidroeléctricas de pasada específicos, en los que se analiza su caudal, generación e ingresos en los últimos años.

- **Central Hidroeléctrica de Pasada Río Huasco**

Tabla C.1: Datos de la Central Hidroeléctrica de Pasada Río Huasco. Elaboración propia, según [1]

Nombre	Potencia Instalada	Comuna	Año
HP Río Huasco	5,1 [MW]	Vallenar	2013

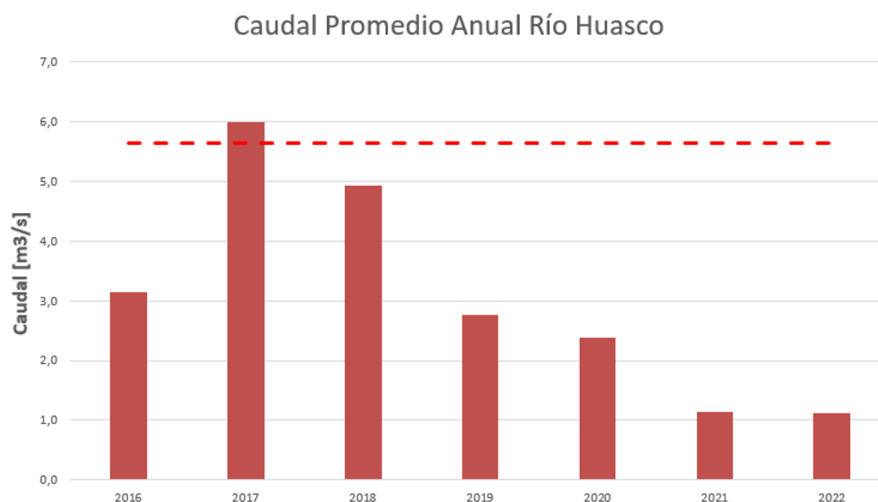


Figura C.1: Caudal promedio anual del Río Huasco [1].

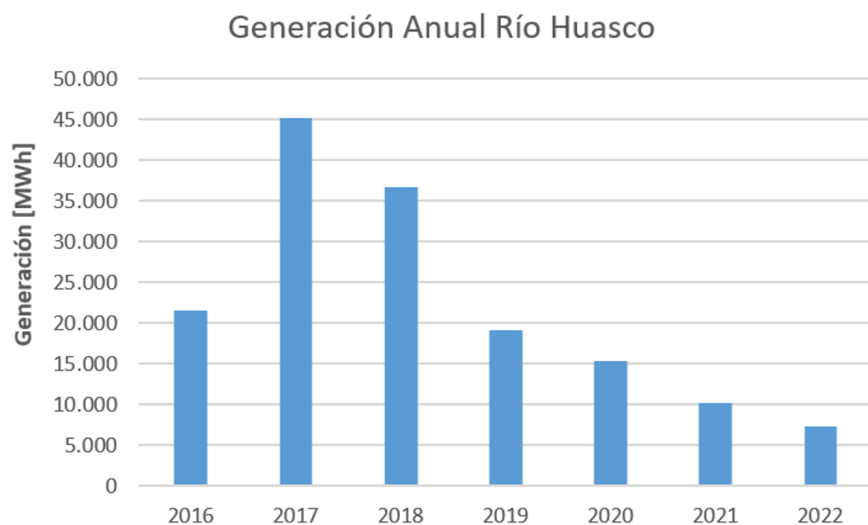


Figura C.2: Generación anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Río Huasco [1].

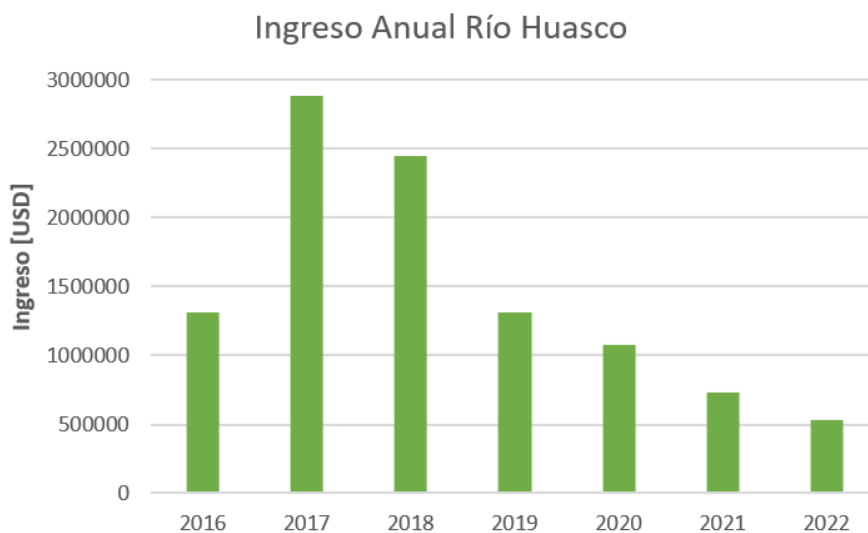


Figura C.3: Ingresos anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Río Huasco [43].

▪ **Central Hidroeléctrica de Pasada Río Puclaro**

Tabla C.2: Datos de la Central Hidroeléctrica de Pasada Puclaro. Elaboración propia, según [1]

Nombre	Potencia Instalada	Comuna	Año
HP Puclaro	5,4 [MW]	Vicuña	2008

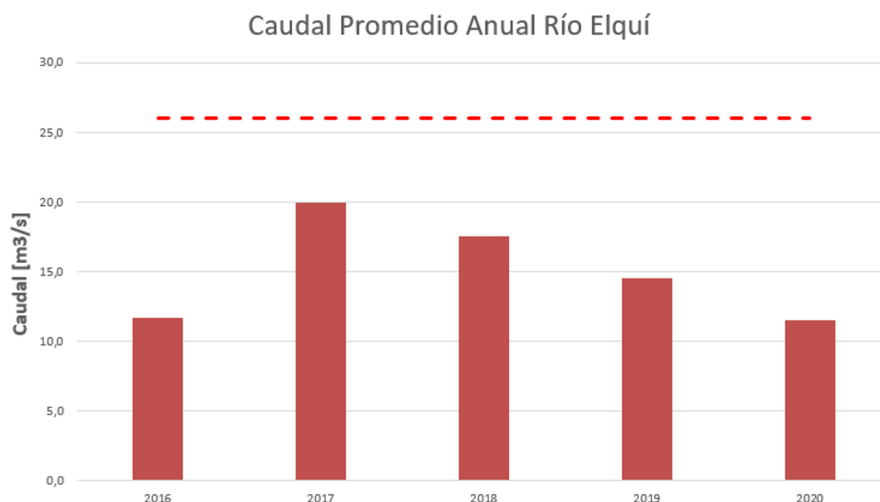


Figura C.4: Caudal promedio anual del Río Elquí [1].

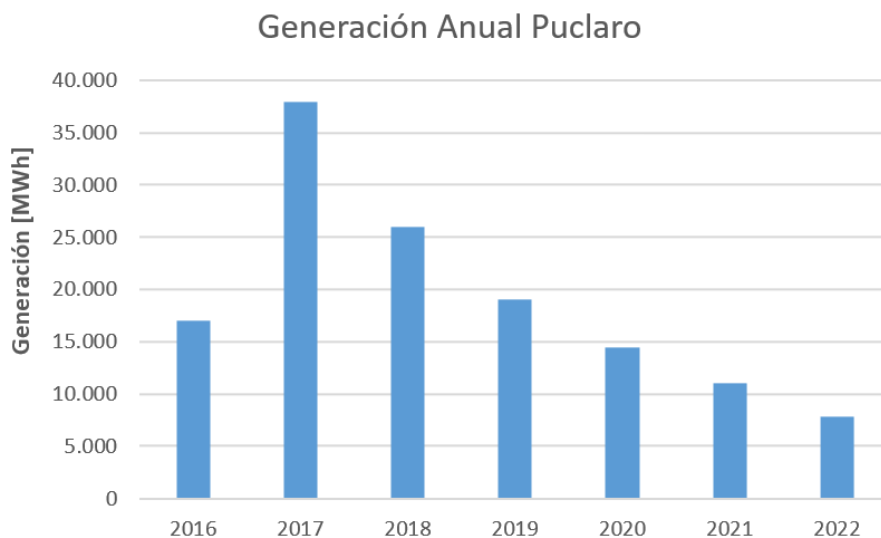


Figura C.5: Generación anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Puclaro [1].

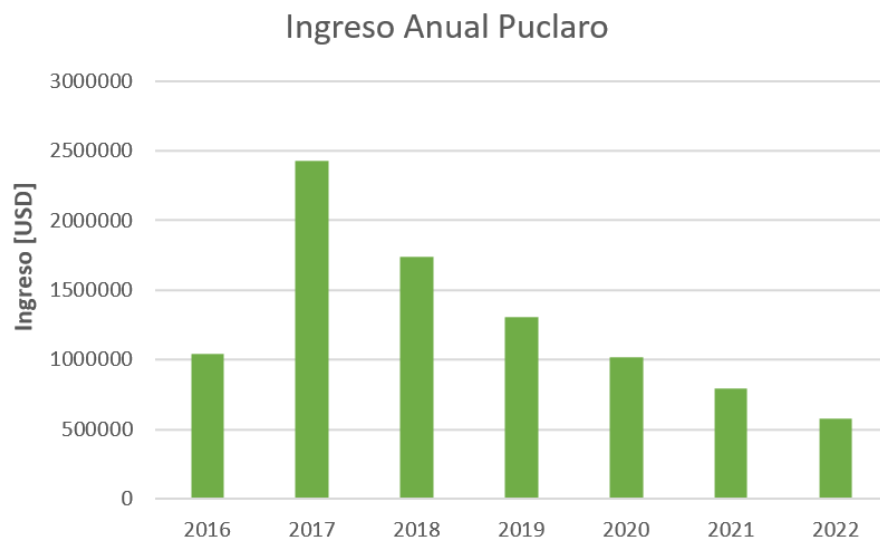


Figura C.6: Ingresos anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Puclaro [43].

■ **Central Hidroeléctrica de Pasada Auxiliar del Maipo**

Tabla C.3: Datos de la Central Hidroeléctrica de Pasada Auxiliar del Maipo. Elaboración propia, según [1]

Nombre	Potencia Instalada	Comuna	Año
HP Auxiliar del Maipo	5,1 [MW]	San Bernardo	1962

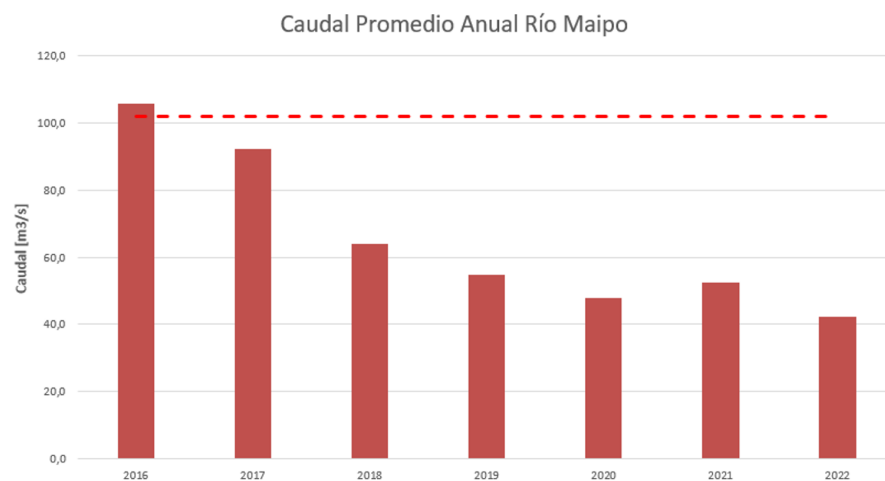


Figura C.7: Caudal promedio anual del Río Maipo [1].

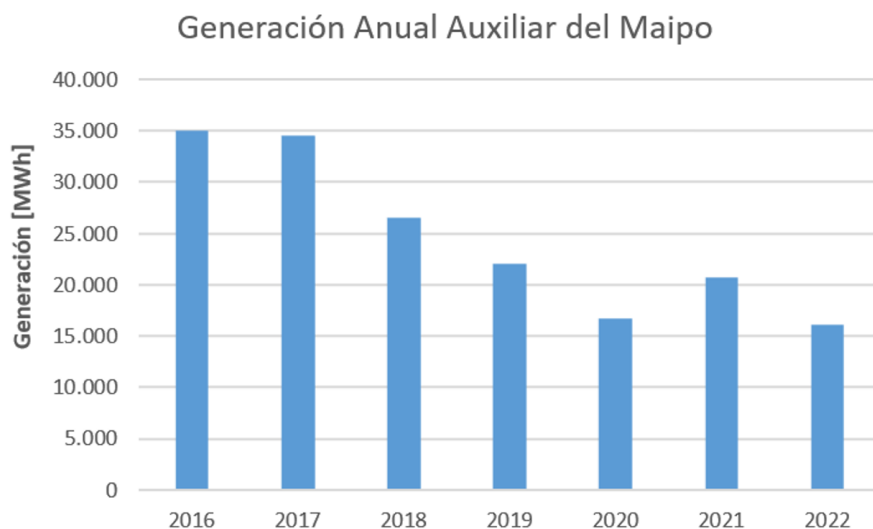


Figura C.8: Generación anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Auxiliar del Maipo [1].

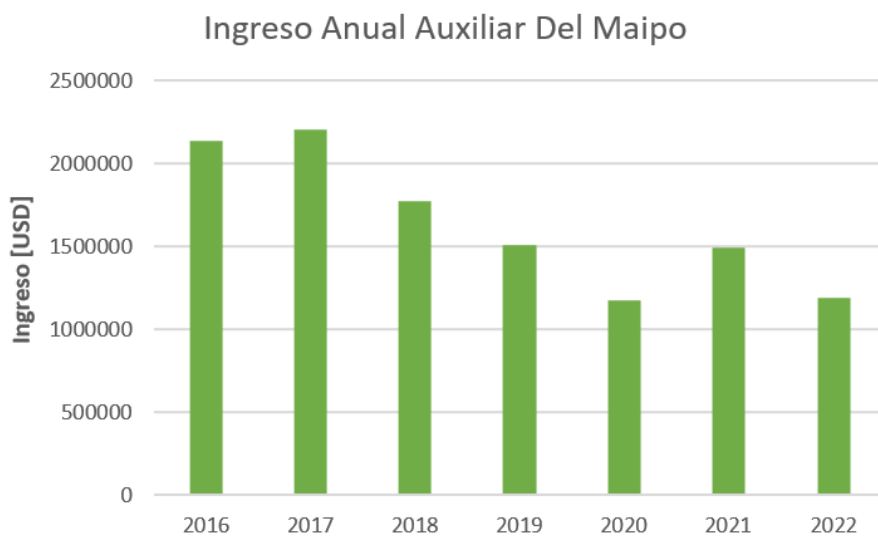


Figura C.9: Ingresos anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Auxiliar del Maipo [43].

■ Central Hidroeléctrica de Pasada Sauzalito

Tabla C.4: Datos de la Central Hidroeléctrica de Pasada Sauzalito. Elaboración propia, según [1]

Nombre	Potencia Instalada	Comuna	Año
HP Sauzalito	11,2 [MW]	Machalí	1959

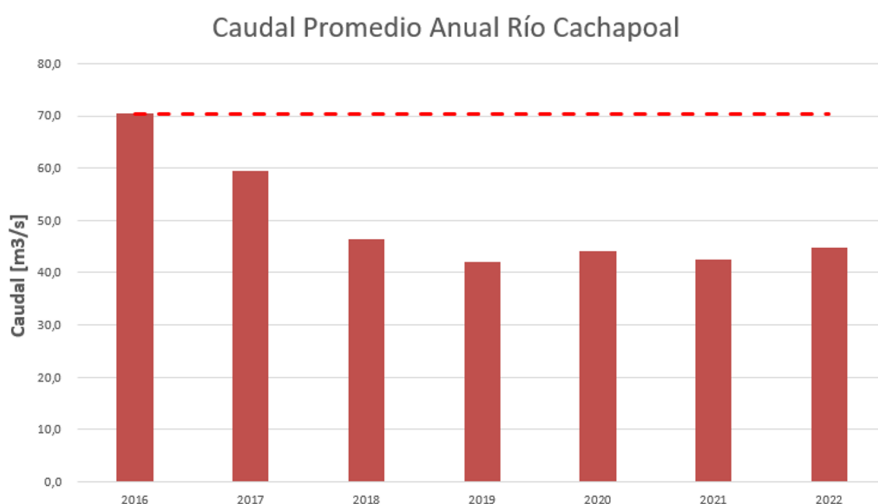


Figura C.10: Caudal promedio anual del Río Cachapoal [1].

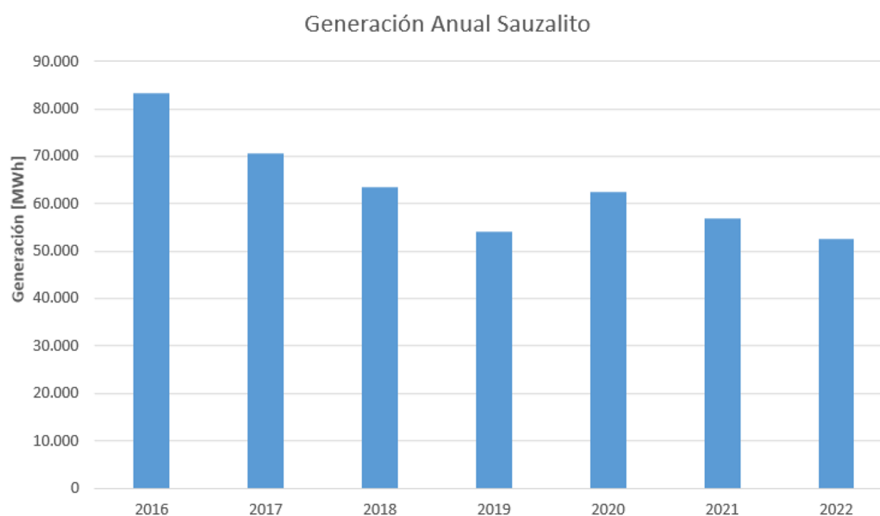


Figura C.11: Generación anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Sauzalito [1].

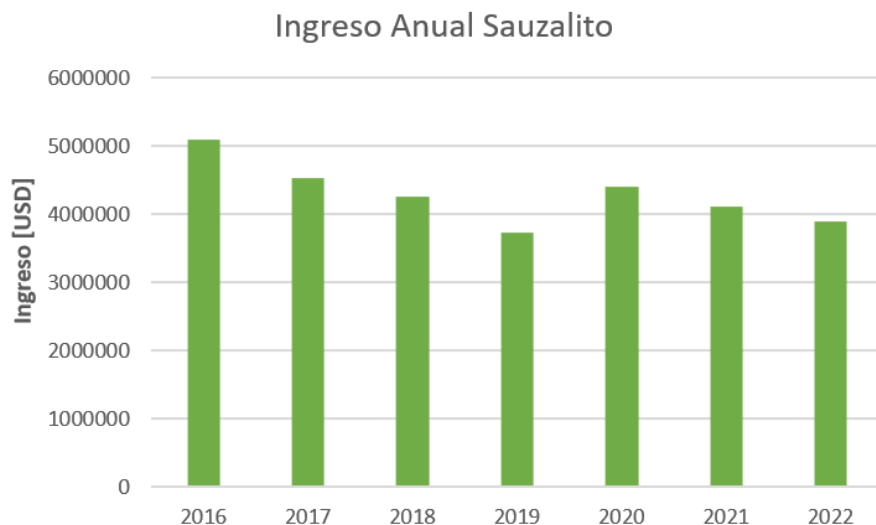


Figura C.12: Ingresos anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Sauzalito [43].

■ **Central Hidroeléctrica de Pasada Callao**

Tabla C.5: Datos de la Central Hidroeléctrica de Pasada Callao. Elaboración propia, según [1]

Nombre	Potencia Instalada	Comuna	Año
HP Callao	3,3 [MW]	Osorno	2012

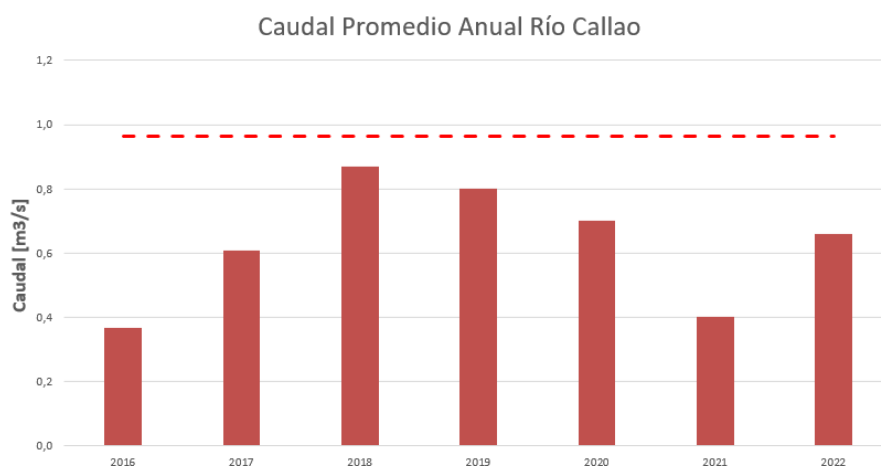


Figura C.13: Caudal promedio anual del Río Callao [1].

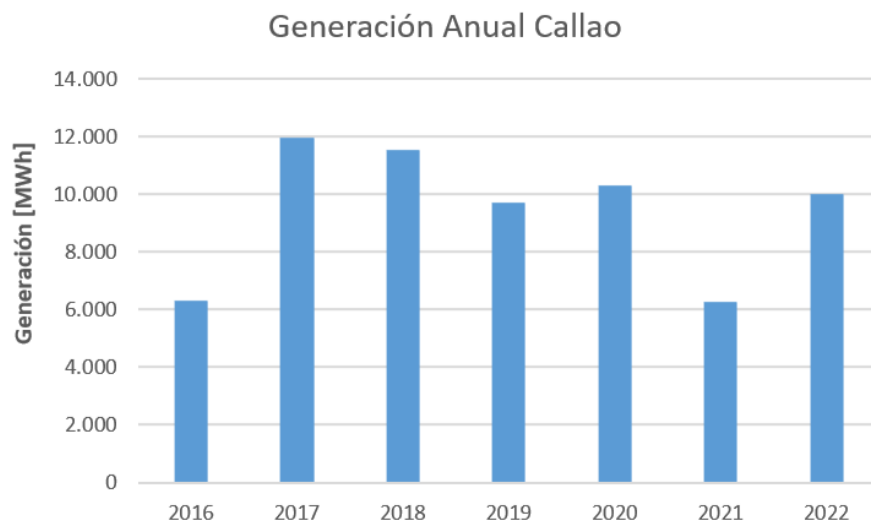


Figura C.14: Generación anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Callao [1].

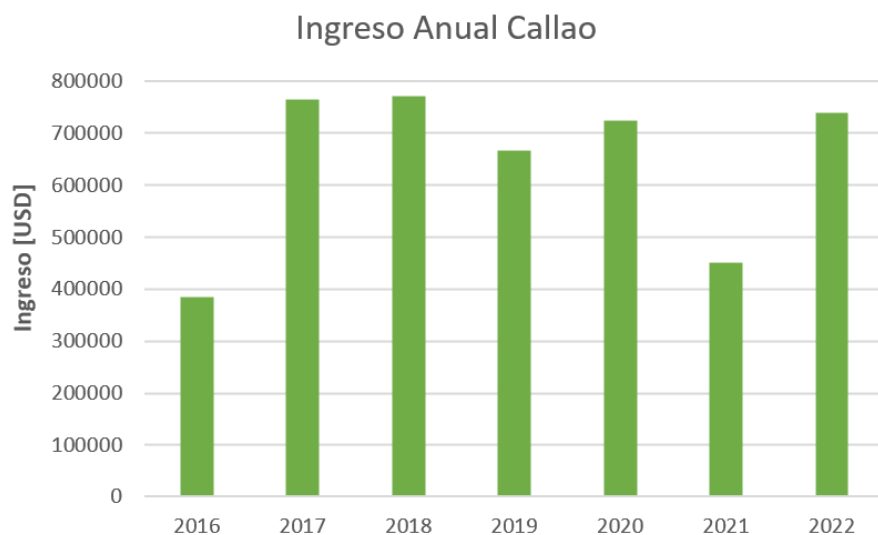


Figura C.15: Ingresos anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Callao [43].

Apéndice D

Visita Técnica realizada con EnorChile S.A

El día 15 de febrero durante la mañana, se realizó una visita a las dos centrales hidroeléctricas de pasada pertenecientes a la empresa Carbomet Energía S.A, la cual es una empresa de generación, distribución y transmisión de energía eléctrica, propiedad del Grupo Molymet.

Carbomet Energía S.A cuenta con 2 centrales minihidro de pasada en la ribera norte del río Maipo, siendo estas PMGD HP LOS BAJOS y PMGD HP AUXILIAR DEL MAIPO, donde la primera tiene una potencia instalada de 5,6 MW en base a una turbina, mientras que la segunda tiene una potencia instalada total de 5,0 MW, en base a 3 turbinas.

En esta sección se detalla lo explicado durante la visita, ya sea, infraestructura, distribución estimativa del personal, maquinaria, entre otros.

D.1. Localización y Entrada en Operación

Como ya se mencionó anteriormente, ambas centrales se encuentran en la ribera del río Maipo, distanciadas por 6 km de distancia. A continuación, se muestra una imagen representativa de la distancia entre centrales:



Figura D.1: Ubicación centrales.

- **PMGD HP LOS BAJOS:** Comuna Pueblo Alto. Año 1941 entrada en operación.
- **PMGD HP AUXILIAR DEL MAIPO:** Comuna San Bernardo. Año 1962 entrada en operación.

D.2. Información Técnica

El presente punto detalla la información técnica recopilada en la visita, ya sea, principales características técnicas de la central, tipo de máquina, vida útil, entre otros.

D.2.1. PMGD HP LOS BAJOS

En primer lugar, se tiene la máquina Turbina – Generador el cual tiene las siguientes características técnicas:



Figura D.2: Máquina Turbina - Generador.

- Turbina hidráulica (Francis horizontal).
- Marca LEFFEL.
- Fabricación en el año 1941.
- Potencia nominal de 6000 kVA.

Además, la tubería de aducción:



Figura D.3: Tubería de Aducción.

- 142,44 [m] de largo.
- 2,30 [m] de diámetro.

También dentro de la sala de máquinas, se tiene el fondo de aceites:



Figura D.4: Fondo de Aceites.

Por último, también se tienen los rodetes. Estos son fabricados por ellos mismos dentro de la planta, por lo que suavizan los costos en gran medida.



Figura D.5: Fondo de Aceites.

- Dos años de vida útil (en promedio).
- Se proyecta hacer rodetes con características específicas según estación del año (invierno y verano), para mayor eficiencia.

D.2.2. PMGD HP AUXILIAR DEL MAIPO

Esta central cuenta con tres unidades generadoras, es decir, tres máquinas Turbina – Generador las cuales tienen las siguientes características técnicas:



Figura D.6: Unidades Generadoras.

- Unidad 1:
 - Turbina hidráulica (Francis horizontal).
 - Marca GARBE LAHMEYER.
 - Fabricación en el año 1956.
 - Potencia nominal de 2000 kVA.
- Unidad 2:
 - Turbina hidráulica (Francis horizontal).
 - Marca GARBE LAHMEYER.
 - Fabricación en el año 1956.
 - Potencia nominal de 2000 kVA.
- Unidad 3:
 - Turbina hidráulica (Francis horizontal).
 - Marca BOVING.
 - Fabricación en el año 1985.
 - Potencia nominal de 2329 kVA.

Además, cuenta con dos tuberías de aducción. La primera corresponda a la Unidad 1 y 2, mientras que la otra a la Unidad 3.



Figura D.7: Tubería de Aducción.

- Tubería Unidad 1 y 2:
 - 2,4 [m] de largo.
 - 1,5 [m] de diámetro.

- Tubería Unidad 3:
 - 2,45 [m] de diámetro.

Por último, cada unidad generadora contaba con un transformador respectivo (dos ubicados dentro de la sala y otro afuera):



Figura D.8: Transformadores.

D.3. Operación e Ingresos

Para la operación de la central, se tienen 30 operarios lo cuales se distribuyen de la siguiente manera:

- Jefe de Planta.
- Supervisor de Planta.
- 2 Operarios en canales 24/7 (día y noche). Turnos de 7x7. Un total de 8 operarios.
- 2 Operadores de sala. 1 para cada central.
- 1 Prevencionista.
- 2 Soldadores (Mantención). Turno de día.
- Encargado de compuertas.
- Operadores para limpieza de canales (Mantención).

Las centrales ya pagaron sus créditos y en el último año se encuentran operando su negocio mediante precio estabilizado, ya que los años anteriores se mantenía operando por contrato. Como proyecto a corto plazo y largo plazo, la empresa espera automatizar lo mayor posible el sistema, ya que al ser una central de antigüedad no cuenta con sistemas modernos dentro de su funcionamiento.

D.4. Nueva Regulación

Por nuevas normativas solicitadas del DGA, es necesario tener un dispositivo “CAPTAHYDRO”, el cual permite medir el caudal, volumen y estado del río. Estas mediciones son en tiempo real cada 15 minutos, entregándole mayor información a la DGA, para un futuro informe semestral de la calidad del río en cuestión.



Figura D.9: Dispositivo “CAPTAHYDRO”.

Apéndice E

Ejemplo de PMGD con Costo Marginal en comparación con Precio Estabilizado

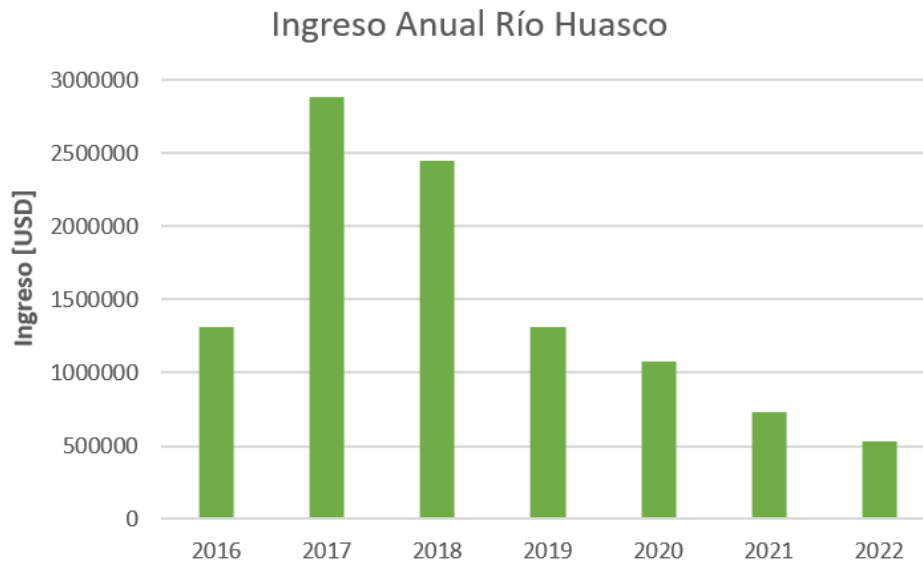
En esta sección, se realiza la comparación entre los ingresos con costo marginal y con precio estabilizado. Se utilizarán como ejemplos las 4 centrales vistas en el Apéndice C, donde se compararán sus ingresos en los últimos años. Para esto, mediante un código en python, se realizó una aproximación de los costos marginales anuales, los cuales se entregan a continuación:

Tabla E.1: Aproximación de los costos marginales en los últimos años. Elaboración propia, según [1]

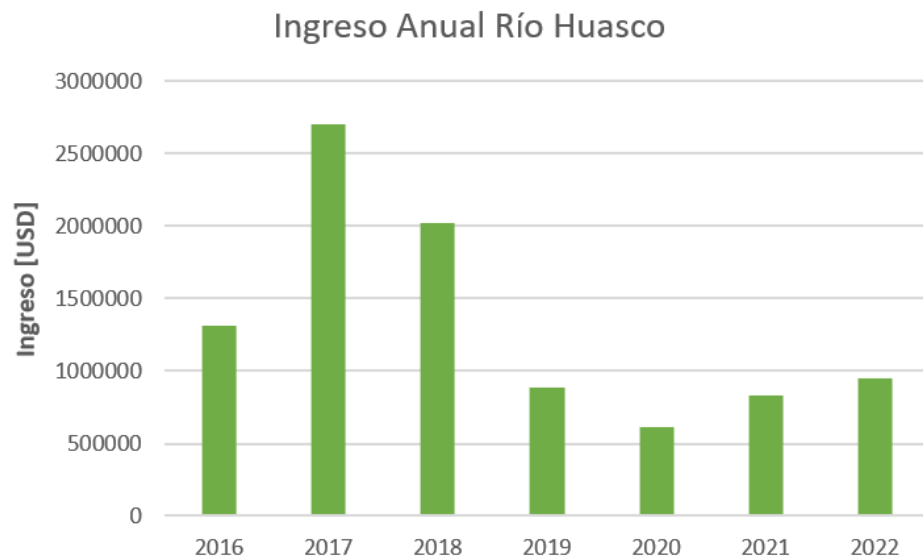
Año	CMg [USD/MWh]
2016	61
2017	60
2018	55
2019	46
2020	40
2021	81
2022	131

De esta manera, es posible comparar los ingresos de las siguientes centrales con las gráficas que se muestran a continuación:

▪ Central Hidroeléctrica de Pasada Río Huasco



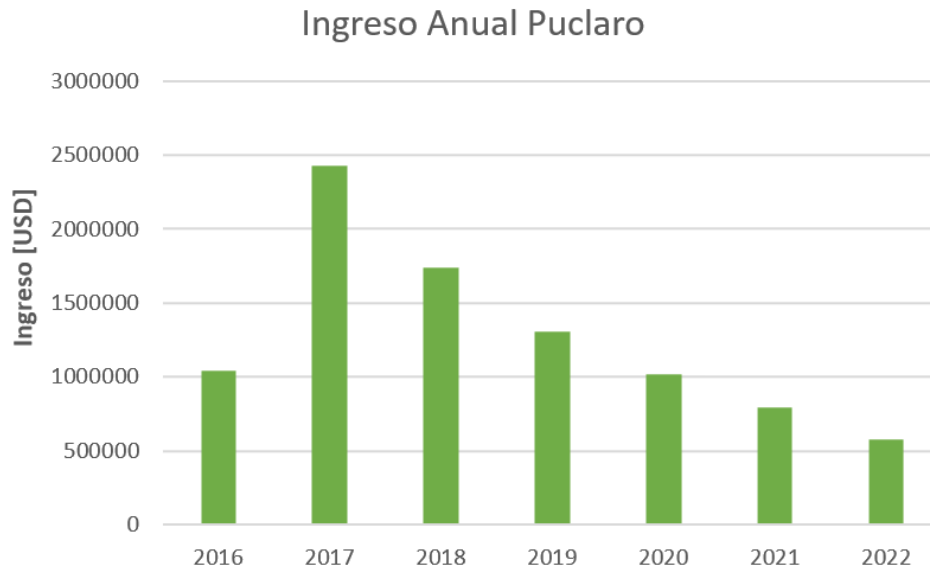
(a) Con Precio Estabilizado



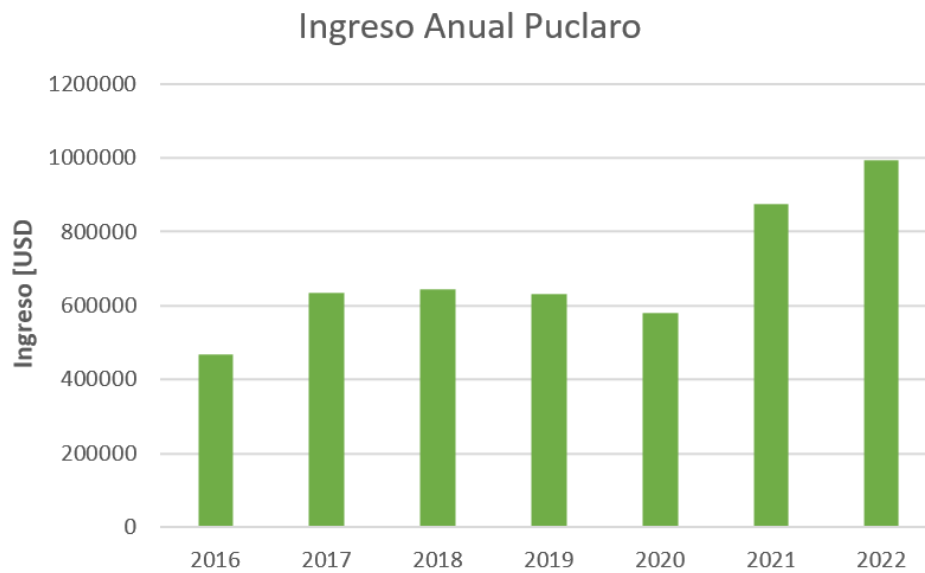
(b) Con Costo Marginal

Figura E.1: Comparación del ingreso anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Río Huasco [43].

▪ **Central Hidroeléctrica de Pasada Río Puclaro**



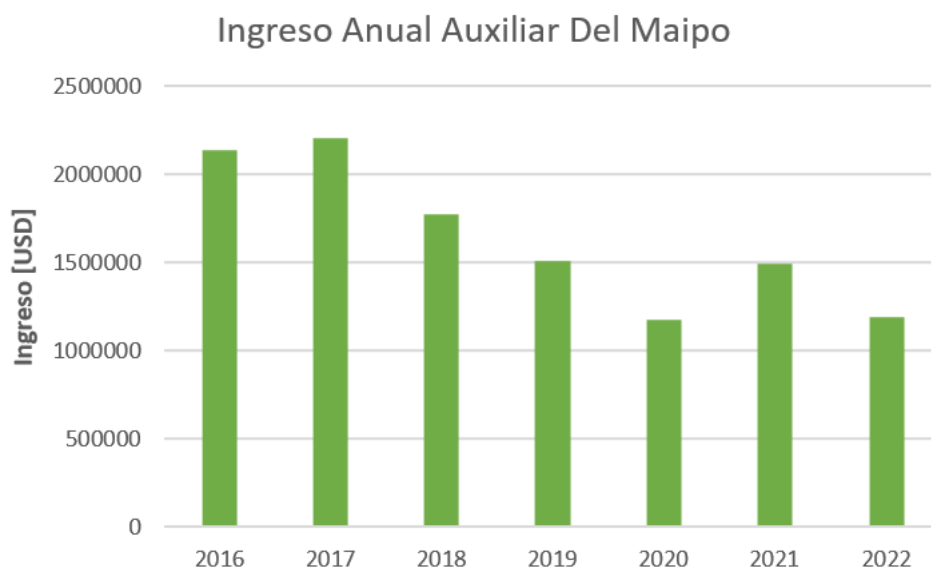
(a) Con Precio Estabilizado



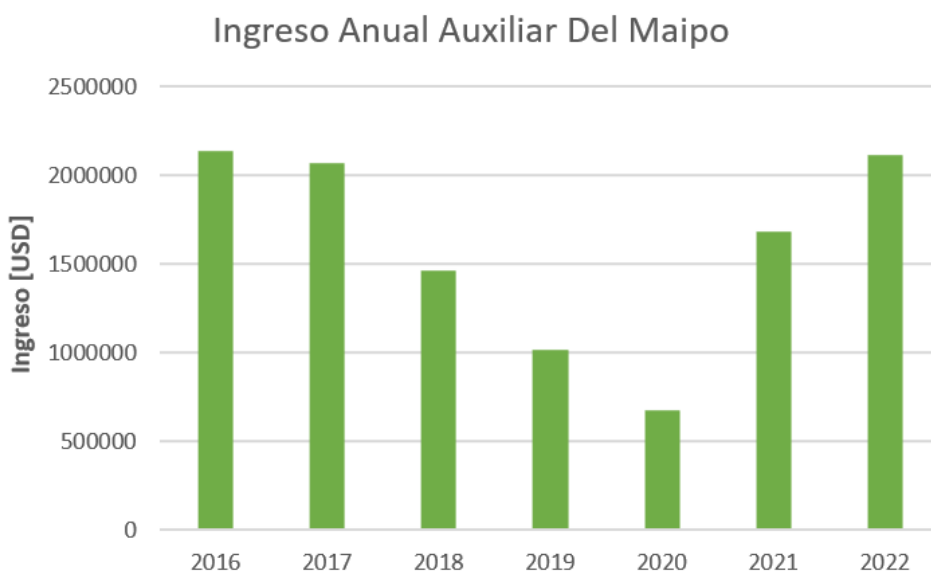
(b) Con Costo Marginal

Figura E.2: Comparación del ingreso anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Río Puclaro [43].

▪ **Central Hidroeléctrica de Pasada Auxiliar del Maipo**



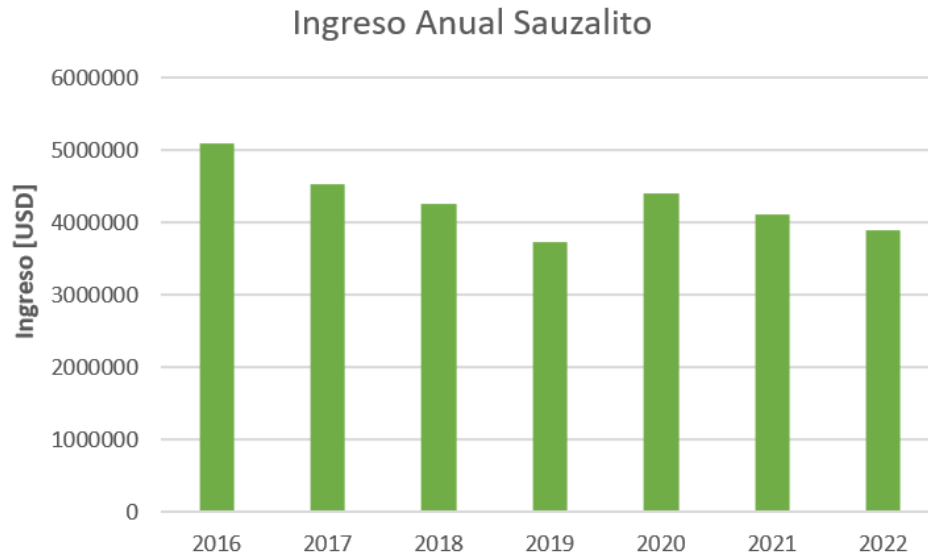
(a) Con Precio Estabilizado



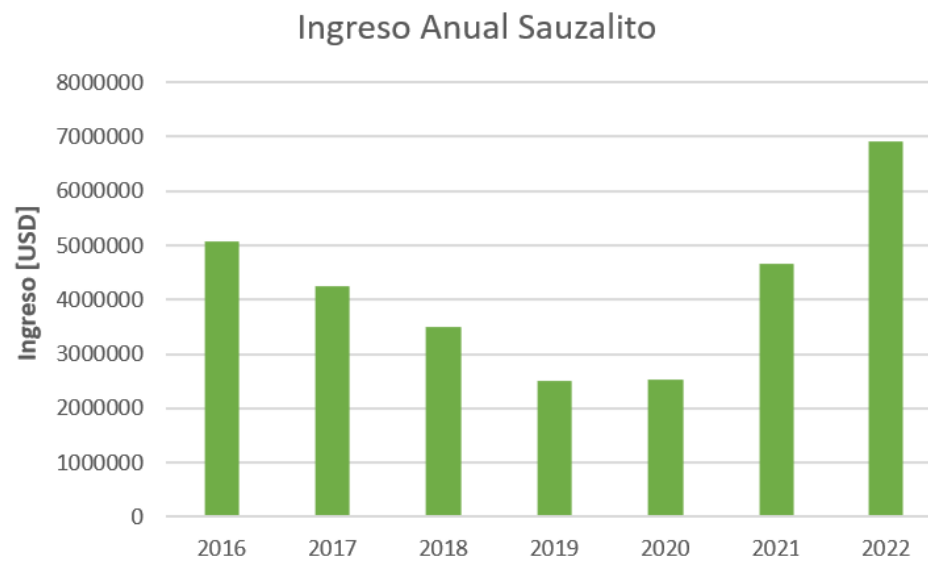
(b) Con Costo Marginal

Figura E.3: Comparación del ingreso anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Auxiliar del Maipo [43].

▪ Central Hidroeléctrica de Pasada Sauzalito



(a) Con Precio Estabilizado



(b) Con Costo Marginal

Figura E.4: Comparación del ingreso anual promedio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Sauzalito [43].

Referencias

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). *Reporte, Estadísticas y Plataforma*. (2023). URL: <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>.
- [2] Comisión Nacional de Energía (CNE). *Anuario Estadístico de Energía*. (2021). URL: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/AnuarioEstadisticoEnergia2021.pdf>.
- [3] Ministerio de Energía. *Reporte de proyectos en Construcción e Inversión en el Sector Energía mes de febrero de 2023*. (2023). URL: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/reportes_de_proyectos_-_febrero_2023.pdf.
- [4] Generadoras de Chile. *Generación Eléctrica en Chile*. (2022). URL: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile#:~:text=A%5C%20diciembre%5C%20de%5C%202022%5C%20cuenta,9%5C%2C8%5C%25%5C%20petr%5C%C3%5C%B3leo/>.
- [5] Dirección General de Aguas (DGA). *Pronóstico de Caudales de Deshielo Temporada de Riego 2022-2023*. (2023). URL: https://dga.mop.gob.cl/DGADocumentos/Informe_Pronostico_Caudales_Deshielo_Periodo_2022-2023.pdf.
- [6] Dirección General de Aguas (DGA). *Información Pluviométrica, Fluviométrica, Estado de Embalses y Aguas Subterráneas*. (2023). URL: https://dga.mop.gob.cl/productosyservicios/informacionhidrologica/Informacin%5C%20Mensual/Informe_Marzo_2023.pdf.
- [7] Dr. Álvarez, Ricardo. “*El Sistema Eléctrico Chileno*”. Universidad Técnica Federico Santa María, (2022).
- [8] Zurita O. Danilo. “*Potencia de Suficiencia*”. Universidad Técnica Federico Santa María, (2023).
- [9] Lima R. José Luis. “*Funcionamiento y Competencia en el Mercado de Servicios Complementarios en el Sistema Eléctrico Nacional*”. Investigaciones CeCo, (2022).
- [10] Zurita O. Danilo. “*Nuevo Régimen de Servicios Complementarios*”. Comisión Nacional de Energía, (2018).
- [11] Zurita O. Danilo. “*Conceptos Básicos*”. Universidad Técnica Federico Santa María, (2023).
- [12] Zurita O. Danilo. “*Tarificación Transmisión*”. Universidad Técnica Federico Santa María, (2023).
- [13] Zurita O. Danilo. “*Tarificación Distribución*”. Universidad Técnica Federico Santa María, (2023).
- [14] Internacional Organization for Standardization. “*Gestión de activos - Resumen, principios y terminología*”. ISO 55000:2014, (2014).

- [15] The Institute of Asset Management. *Gestión de activos: Una Anatomía*. (2015). URL: <https://theiam.org/media/2908/iam-gesti%C3%B3n-de-activos-una-anatom%C3%ADa-anatomy.pdf>.
- [16] Oliverio García Palencia. *Gestión de activos en busca de la excelencia operacional*. (2015). URL: <https://es.slideshare.net/OliverioGarciaPalencia/16-gestin-de-activos-en-busca-de-la-excelencia-operacional-ppt-seminario-naval-2015>.
- [17] Internacional Organization for Standardization. “*Gestión de activos – Sistemas de gestión - Requerimientos*”. ISO 55001:2014, (2014).
- [18] INTEDYA - International Dynamic Advisors. *Guía rápida de aplicación de ISO 55001:2015 Sistema de Gestión de Activos*. (2016). URL: <https://www.intedya.com/productos/GuiaRapidaISO55001V.0.pdf>.
- [19] Robinson Montoya Marín. *Implementación ISO 55000*. (2019). URL: https://bibliotecadigital.udea.edu.co/bitstream/10495/15653/1/MontoyaRobinson_2019_ImplemetacionIso.pdf.
- [20] Ministerio de Energía, Superintendencia de Electricidad y Combustibles. “*Resolución 31876 Exenta - Requisitos del Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas, mediante Pliego Técnico Normativo - RPTD N° 17*”. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, (2020).
- [21] Comisión Nacional de Energía (CNE). *Informe de Costos de Tecnologías de Generación*. (2020). URL: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>.
- [22] SEA - Servicio de Evaluación Ambiental. *Guía para la Descripción de Centrales de Generación de Energía Hidroeléctrica*. (2021). URL: https://sea.gob.cl/sites/default/files/imce/archivos/2021/03/12/guia_centrales_hidroelectricas_pdf_publicacion_compressed.pdf.
- [23] Prudencio, Gabriel. “*Guía de Operación y Mantenimiento*”. Ministerio de Energía, (2018).
- [24] Omaña C. Cesar Enrique. *Desarrollo, Seguimiento y Control de un Proyecto*. (2016). URL: https://oa.upm.es/44255/1/PFC_CESAR_ENRIQUE_OMA%C3%91A_CAMACHO.pdf.
- [25] NAMA CHILE. “*Ficha Técnica - Tecnología Mini Hidroeléctrica*”. Energías Renovables para Autoconsumo, (2020).
- [26] Endesa Fundación. *Central hidroeléctrica*. (2018). URL: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-renovables/central-hidroelectrica>.
- [27] Ministerio de Energía (MEN). *Microhidro*. (2016). URL: https://autoconsumo.minenergia.cl/?page_id=74#:~:text=Los%20componentes%20de%20una%20central,v%C3%A1lvulas%20%20tableros%20de%20fuerza%20y.
- [28] Comisión Nacional de Energía. “*Reporte Capacidad Instalada*”. CNE, (2023).
- [29] Internacional Organization for Standardization. “*Gestión de activos – Sistemas de gestión – Directrices para la aplicación de la Norma ISO 55000*”. ISO 55002:2018, (2018).

- [30] Comisión Nacional de Energía (CNE). *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. (2020). URL: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>.
- [31] Comisión Nacional de Energía (CNE). *Norma Técnica de Coordinación y Operación*. (2021). URL: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/08/NT-de-Coordinacion-y-Operacion-del-SEN.pdf>.
- [32] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. *DFL 4 - Ley General de Servicios Eléctricos*. (2009). URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=258171&f=2010-02-01&p=>.
- [33] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. *Ley 19300 - Bases Generales del Medio Ambiente*. (2023). URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=30667>.
- [34] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. *Ley 20701 - Procedimiento para otorgar Conseciones Eléctricas*. (2013). URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1055073&f=2013-10-14>.
- [35] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. *Decreto 88 - Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala*. (2022). URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1150437>.
- [36] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. *Decreto 327 - Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos*. (2016). URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=124102&f=2016-12-30>.
- [37] Briceño, Eduardo. “Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas”. Soluciones Prácticas - ITDG, (2018).
- [38] Francisco Martínez Moseco. *El Mantenimiento en una Central Hidroeléctrica*. (2020). URL: <https://predictiva21.com/el-mantenimiento-en-una-central-hidroelectrica/>.
- [39] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). *INFOTÉCNICA - Instalaciones en Operación*. (2023). URL: <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/centrales>.
- [40] Ministerio de Energía. “Reporte de proyectos en Construcción e Inversión en el Sector Energía mes de junio de 2023”. División de Desarrollo de Proyectos, (2023).
- [41] Parra, Carlos. Crespo, Adolfo. “Técnicas de Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicadas en el proceso de Gestión de Activos”. Nota técnica 5: Métodos de Análisis de Criticidad y Jerarquización de Activos, (2012).
- [42] Comisión Nacional de Energía (CNE). *Informe de Costos de Tecnologías de Generación*. (2023). URL: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/05/ICTG-Mayo-2023.pdf>.
- [43] Comisión Nacional de Energía (CNE). *Determinación de Precios Estabilizados*. (2023). URL: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/09/ITP-Precio-Estabilizado-Sep2023.pdf>.