

UNIVERSIDAD DE TARAPACÁ

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA



**DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UNA MINI
CENTRAL HIDRÁULICA PARA EL
APROVECHAMIENTO DEL AGUA DEL
EMBALSE CHIRONTA**

Memoria para optar al título de:

Ingeniera Civil Mecánica

Alumnas:

Andrea Ignacia Bozzo Valdés

Patricia Elizabeth Rauld Ojeda

Profesor Guía:

Eduardo Alberto Torres Ortiz

Profesor Informante:

Cristóbal Eduardo Castro Cruz

ARICA - CHILE

2020

AGRADECIMIENTOS

En conjunto queremos agradecer a nuestro profesor guía Don Eduardo Torres por apoyarnos durante este proceso, además de otorgar el seguimiento necesario a lo largo de estos meses. Conjuntamente agradecer a todos los profesores que estuvieron presentes en nuestra formación profesional y que fueron capaces de entregarnos las mejores herramientas, las cuales durarán toda nuestra vida como profesionales.

Andrea y Patricia.

Me gustaría agradecer a mis padres, Rossana y Luis, que estuvieron presentes en todos mis años de estudio y siempre apoyaron mis decisiones. De igual forma agradecer por toda la inversión que hicieron por mí y por tener confianza en que podría finalizar este proceso.

A mi compañera Patricia, por acompañarme en esta etapa final, por confiar en mí, por tenerme paciencia y por tener certeza de que podríamos finalizar este proyecto sin inconvenientes.

A Paula, hermana de Patricia, por ayudar en la finalización de este proyecto.

Andrea.

A mi bella familia, Héctor, Ximena, Luis, Nathalie, Paula y Camila que unidos han estado junto a mí entregándome todo su amor, apoyo y esfuerzo para poder superar mis obstáculos y de poco ir alcanzando mis sueños.

A mi Mami, mi ángel, que no pudo estar conmigo siempre, pero siempre estará en mi corazón y mis recuerdos.

A Neno, Rodrigo Bravo que estuvo conmigo todo el transcurso de mi educación universitaria enseñándome la música, el amor, la amistad y de su hermosa familia que me brindó un apoyo incondicional.

A mis amigos con los que compartí y seguiré compartiendo en las nuevas etapas que nos esperan.

A mi colega Andrea, con quién compartí estos largos meses de estudio e investigación, le quiero agradecer por ser una persona importante con la que puedo decir que cerramos juntas una etapa.

Patricia.

ÍNDICE

Resumen.....	1
Simbología.....	2
Introducción.....	3
1. Capítulo I: Antecedentes y Marco Teórico.....	6
1.1. Objetivos.....	6
1.1.1 Objetivo General.....	6
1.1.2. Objetivos Específicos.....	6
1.2. Marco Teórico.....	6
1.2.1. Máquinas Hidráulicas.....	6
1.2.2. Clasificación de Turbinas Hidráulicas.....	7
1.2.2.1. Turbinas de Acción.....	8
1.2.2.1.1. Turbinas Pelton.....	8
1.2.2.1.2. Turbinas Turgo.....	9
1.2.2.1.3. Turbinas de Flujo Cruzado.....	9
1.2.2.2. Turbinas de Reacción.....	9
1.2.2.2.1. Turbinas Francis.....	9
1.2.2.2.2. Turbinas Kaplan.....	10
1.2.2.2.3. Turbinas Hélice.....	11
1.2.2.3. Turbina Lucidpipe Power System.....	11
1.2.3. Consideraciones en la Elección de Turbinas.....	13
1.2.3.1. Altura o Salto.....	13
1.2.3.2. Número específico de revoluciones.....	14
1.2.3.3. Dirección del Flujo.....	15
1.2.3.4. Cavitación.....	15
1.2.4. Centrales Hidroeléctricas.....	16
1.2.4.1. Centrales de Agua Fluyente o de Pasada.....	16
1.2.4.2. Centrales de Embalse.....	16
1.2.4.3. Centrales de Acumulamiento por Bombeo.....	17
1.2.5. Componentes De Una Central Hidroeléctrica.....	18
1.2.5.1. Presa o Azud.....	19
1.2.5.2. Toma de Agua.....	19
1.2.5.3. Tubería Forzada.....	19
1.2.5.4. Edificio Central o Casa de Máquinas.....	20
1.2.5.5. Canal de Desagüe.....	20
1.2.5.6. Elementos Auxiliares.....	20
1.2.6. Centrales Hidroeléctricas más Grandes del Mundo.....	20

1.2.7. Centrales Hidroeléctricas más Grandes de Chile.....	22
1.2.8. Embalse Chironta.....	25
2. Capítulo II: Metodología del Proyecto.....	30
2.1. Antecedentes del Proyecto.....	30
2.2. Condiciones Ambientales.....	32
2.2.1. Temperatura.....	32
2.2.2. Precipitaciones.....	32
2.2.3. Caudal.....	32
2.3. Matriz de Generación.....	39
2.4. Cálculos Preliminares para la Elección de la Turbina.....	39
2.4.1. Gráficamente.....	40
2.4.2. Número Específico de Revoluciones.....	42
2.5. Potencia Hidráulica Bruta.....	42
2.6. Selección de Equipos.....	43
2.6.1. Turbina.....	43
2.6.2. Alternador.....	45
2.6.3. Unidad Hidráulica.....	46
2.6.4. Software Heros.....	47
2.6.5. Hardware Heros.....	49
2.6.6. Transformador.....	53
2.7. Propiedades de Material del Rodete.....	55
2.8. Calidad del Agua y Rodete.....	56
2.8.1. Sólidos Suspendidos Totales.....	57
2.8.2. pH.....	57
2.8.3. Sulfato.....	57
2.8.4. Temperatura Media del Agua.....	57
2.8.5. Saturación de Oxígeno.....	58
2.8.6. Conductividad Eléctrica.....	58
2.8.7. Cloruro.....	58
2.9. Medidas para Altas Concentraciones en el Agua.....	59
2.9.1. Cambio de Material del Rodete.....	59
3. Capítulo III: Cálculos de Diseño.....	62
3.1. Pérdidas de Carga en el Sistema.....	62
3.1.1. Pérdidas de Carga por Fricción.....	62
3.1.2. Pérdida de Cargas por Válvulas y Accesorios.....	66
3.1.3. Pérdida por Cambio de Sección.....	67

3.1.4. Pérdida de Cargas por Rejillas.....	70
3.1.5. Pérdidas por Uniones Soldadas.....	71
3.1.6. Resultados de Pérdidas Totales.....	72
3.2. Cavitación.....	73
3.3. Golpe de Ariete.....	75
3.4. Rendimientos y Generación Eléctrica.....	77
3.4.1. Cálculo de Potencia Nominal.....	77
3.4.2. Cálculo de Potencia de Salida.....	78
3.4.3. Cálculo de Energía Generada.....	78
3.4.4. Resultados de Potencias y Generación Eléctrica.....	78
3.5. Diseño de la Casa de Máquinas.....	79
4. Capítulo IV: Estudio de Impacto Ambiental.....	83
4.1. Normativa Chilena de Impacto Ambiental.....	83
4.1.1. Ruido y Vibración.....	83
4.1.2. Patrimonio Arqueológico y Cultural.....	84
4.1.3. Alteración de Paisaje.....	84
4.2. Identificación de los Elementos Afectados.....	87
4.2.1. Línea de Base Ambiental del Medio Físico.....	87
4.2.2. Línea de Base Ambiental del Medio Biótico.....	91
4.2.3. Línea de Base Ambiental del Medio Humano.....	93
4.2.4. Línea de Base Ambiental del Medio Construido.....	94
4.3. Evaluación del Impacto Ambiental.....	96
4.3.1. Impactos Ambientales.....	96
4.3.2. Matriz de Valoración de Impactos Ambientales.....	97
4.4. Medidas de Mitigación.....	100
4.5. Seguimiento Ambiental.....	102
5. Capítulo V: Análisis Económico y Evaluación de Datos.....	104
5.1. Costos de Inversión.....	104
5.1.1. Precio Equipos Mecánicos.....	104
5.1.2. Precio Equipos Eléctricos y de Control.....	104
5.1.3. Costos de Transporte, Supervisión y Puesta en Marcha.....	105
5.1.4. Costos de Construcción de Casa de Máquinas.....	105
5.1.5. Inversión Total.....	106
5.2. Simulación con el Software Retscreen.....	106
5.2.1. Software Retscreen.....	106
5.2.2.1. Ubicación.....	107

5.2.2.2. Instalación.....	108
5.2.2.3. Energía.....	109
5.2.2.4. Costos.....	112
5.2.2.5. Emisiones GEI.....	112
5.3. Análisis Financiero.....	113
5.3.1. Flujo de Caja.....	114
5.3.2. Evaluación Económica.....	115
5.4. Resultados de Evaluación de Datos.....	118
5.5. Riesgos.....	118
Conclusiones.....	121
Referencias.....	125
Anexo 1: Rango de los Parámetros de Calidad.....	129
Anexo 2: Superficie de una Casa de Máquinas.....	130
Anexo 3: Análisis Económico para Diferentes Centrales del Mundo.....	131
Anexo 4: Calidad del Agua Requerida para el Funcionamiento de la Turbina.....	132
Anexo 5: Propiedades Mecánicas del Acero Dúplex 2205.....	132

ÍNDICE DE TABLA

Tabla 1.1. Relación entre el tipo de turbina y el salto neto.....	13
Tabla 1.2. Parámetros de operación de Turbinas.....	15
Tabla 1.3. Centrales más grandes del mundo.....	22
Tabla 1.4. Centrales hidroeléctricas en Chile.....	22
Tabla 1.5. Empresas que operan en Chile.....	23
Tabla 2. 1. Porcentaje de aporte de aguas al río Lluta.....	33
Tabla 2. 2. Caudal medio diario promedio anual (m ³ /s) en los puntos de interés.	35
Tabla 2. 3. Caudales de Crecida (m ³ /s) en los puntos de interés del río Lluta...	36
Tabla 2. 4. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Sólidos Disueltos.....	37
Tabla 2. 5. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Sólidos Suspendedos.....	37
Tabla 2. 6. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Cianuro.....	37
Tabla 2. 7. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Fluoruro.....	38
Tabla 2. 8. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Estaño.....	38
Tabla 2. 9. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Coliformes Fecales.....	38
Tabla 2.10. Altura y Caudal para cada mes.....	39
Tabla 2. 11. Condición máximas y mínimas de caudal y altura.....	40
Tabla 2. 12. Número específico de revoluciones para diferentes velocidades del rotor.....	42
Tabla 2. 13. Potencia Hidráulica Bruta para meses críticos.....	43
Tabla 2. 14. Características de la turbina.....	44
Tabla 2. 15. Ficha técnica del alternador Global Hydro.....	46
Tabla 2. 16. Especificación Técnica del Hardware de control Heros.....	49
Tabla 2. 17. Especificación Técnica del Hardware de almacenamiento Heros..	49
Tabla 2. 18. Especificación Técnica del Panel de visualización Heros.....	50
Tabla 2. 19. Datos técnicos del armario de control.....	51
Tabla 2. 20. Composición química del acero dúplex 2205.....	60
Tabla 3. 1. Tramos del sistema a la turbina.....	64
Tabla 3. 2. Datos del Agua.....	64
Tabla 3. 3. Rugosidad de la Tubería.....	64
Tabla 3. 4. Pérdidas para los tramos 1, 2 y 3.....	65
Tabla 3. 5. Pérdidas para el tramo T.....	65
Tabla 3. 6. Pérdidas totales por fricción en la tubería.....	66
Tabla 3. 7. Pérdidas totales por válvulas.....	67
Tabla 3. 8. Ángulo de contracción vs coeficiente de pérdidas.....	69
Tabla 3. 9. Coeficiente de pérdidas por sección.....	69

Tabla 3. 10. Pérdidas de carga por cambio de sección.....	69
Tabla 3. 11. Áreas de entrada de agua.....	71
Tabla 3. 12. Pérdida de cargas por rejilla.....	71
Tabla 3. 13. Pérdida de carga por uniones soldadas.....	72
Tabla 3. 14. Pérdidas totales y altura neta.....	72
Tabla 3. 15. Datos ambientales del sector Chironta.....	73
Tabla 3. 16. Altura para evitar la cavitación.....	74
Tabla 3. 17. Presión en el rodete de la turbina.....	75
Tabla 3. 18. Datos del agua y la tubería.....	75
Tabla 3. 19. Presiones por golpe de ariete.....	76
Tabla 3. 20. Rendimientos de los componentes del sistema.....	78
Tabla 3. 21. Potencias y Generación eléctrica del sistema.....	79
Tabla 4.1. Niveles máximos permitidos por zona según el D.S. 146/98.....	83
Tabla 4.2. Usos de los suelos de la cuenca del río Lluta.....	90
Tabla 4.3. Especies de la fauna del río Lluta.....	92
Tabla 4.4. Especies de la fauna acuática del río Lluta.....	93
Tabla 4.5. Tipos y Cantidad de Hallazgos encontrados.....	95
Tabla 4.6. Listado de impactos ambientales.....	96
Tabla 5.1. Precios de equipos mecánicos.....	104
Tabla 5.2. Precios de equipos eléctricos.....	104
Tabla 5.3. Duración de la instalación.....	105
Tabla 5.4. Precios totales.....	106
Tabla 5. 5. Inversión total.....	114
Tabla 5. 6. Análisis económico.....	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Turbina Pelton de eje vertical.....	8
Figura 1.2. Turbina Francis de eje Horizontal.....	10
Figura 1.3. Tipos de turbina Francis.....	10
Figura 1.4. Turbina Kaplan de eje Vertical.....	11
Figura 1.5. Instalación de una turbina LucidPipe.....	11
Figura 1.6. Partes de la turbina LucidPipe.....	12
Figura 1.7. Montaje de 4 turbinas Lucid Pipe de 42” en serie.....	12
Figura 1.8. Diagrama para la elección de una turbina hidráulica.....	14
Figura 1.9. Diagrama de una central hidroeléctrica de pasada.....	16
Figura 1.10. Diagrama de una central hidroeléctrica de embalse.....	17
Figura 1.11. Diagrama de una central hidroeléctrica por bombeo.....	18
Figura 1.12. Tubería forzada Central Hidroeléctrica Misicuni.....	19
Figura 1.13. Central de las Tres Gargantas, China.....	21
Figura 1.14. Hidroeléctrica Itaipú, Brasil.....	21
Figura 1.15. Central hidráulica Angostura, Biobío.....	23
Figura 1.16. Presa de la Hidroeléctrica Angostura, Biobío.....	24
Figura 1.17. Caverna de máquinas, Angostura.....	24
Figura 1.18. Turbinas de la central hidráulica angostura, Biobío.....	25
Figura 1.19. Ubicación de Chironta.....	26
Figura 1.20. Pantalla de Hormigón del embalse Chironta.....	27
Figura 1.21. Túnel de Desviación al interior del cerro.....	27
Figura 1.22. Torres de Captación de las aguas en la base interior del embalse..	28
Figura 1.23. Portal de Salida del embalse Chironta.....	28
Figura 2.1. Disposición de la obra.....	30
Figura 2.2. Esquema del río Lluta y los ríos circundantes.....	33
Figura 2. 3. Curva de Variación Estacional en Lluta en Chapisca.....	34
Figura 2. 4. Curva de Variación Estacional en Lluta en Panamericana.....	35
Figura 2.5. Selección del tipo de turbina según diagrama.....	40
Figura 2. 6. Selección del tipo de turbina según diagrama para valores mínimos.....	41
Figura 2. 7. Selección del tipo de turbina según diagrama para valores máximos.....	41
Figura 2. 8. Turbina Global Hydro de eje horizontal.....	43
Figura 2. 9. Curva de eficiencia de la turbina.....	44
Figura 2. 10. Válvula mariposa.....	45

Figura 2. 11. Unidad Hidráulica.....	46
Figura 2. 12. Visualización del programa desde un computador.....	48
Figura 2. 13. Hardware Heros de I/O System.....	50
Figura 2.14. Armario de control de la turbina.....	52
Figura 2.15. Armario de control de la planta.....	52
Figura 2.16. Transformador.....	53
Figura 2.17. Transformador auxiliar.....	54
Figura 2.18. Cables de señal.....	54
Figura 2.19. Cables de potencia LV.....	54
Figura 2.20. Cables de potencia MV.....	55
Figura 3.1. Diagrama de Moody.....	63
Figura 3. 2. Plano de la sala de válvulas.....	68
Figura 3. 3. Curva de Cambio de Sección.....	68
Figura 3. 4. Plano de la torre de captación de agua e inicio del túnel.....	70
Figura 3. 5. Curva de rendimientos de la turbina para cada mes.....	77
Figura 3. 6. Curva de generación mensual de la turbina.....	79
Figura 3. 7. Plano casa de máquinas vista superior.....	80
Figura 3. 8. Plano casa de máquinas vista lateral.....	81
Figura 4. 1. Área de Influencia del Medio Perceptual.....	85
Figura 4.2. Río Lluta en Chironta.....	89
Figura 4.3. Ratón orejudo nativo de la cuenca del río Lluta.....	92
Figura 4.4. Paisaje del sector Chironta.....	95
Figura 4.5. Colores de los impactos ambientales.....	98
Figura 4.6. Matriz de valoración de impactos ambientales.....	98
Figura 5.1. Ubicación de la central en Chironta.....	107
Figura 5.2. Datos climatológicos de la ubicación seleccionada.....	108
Figura 5.3. Costo de producción de energía.....	108
Figura 5.4. Tarifa de exportación de electricidad.....	109
Figura 5.5. Características técnicas de la planta.....	109
Figura 5.6. Curva de la eficiencia de la turbina.....	110
Figura 5.7. Curva de duración de flujo y potencia.....	111
Figura 5.8. Pérdidas en el sistema y energía.....	111
Figura 5.9. Costos de la central.....	112
Figura 5.10. Emisiones GEI.....	113
Figura 5.11. Valores económicos y flujo de caja.....	116
Figura 5.12. Curvas de Flujo de caja.....	117

Figura 5.13. Análisis de sensibilidad y riesgos del proyecto.....	119
Figura 5.14. Curvas de Impacto.....	119
Figura 5.15. Curva de distribución en función del costo de producción de energía.....	120

RESUMEN

En los poblados aledaños a la ciudad de Arica existe una problemática relevante, en cuanto a energía, ya que, las comunidades no tienen acceso a la electricidad y actualmente hay poco interés en dar suministro debido a que la población es muy reducida.

Por lo mencionado anteriormente, se busca dar solución a estas problemáticas, con tal de mejorar la calidad de vida de los pobladores, algo que también se refleja en beneficios en sus trabajos, siendo estos enfocados en la agricultura y a la crianza de animales. Debido esto, actualmente está en construcción un embalse, que se espera entre en funcionamiento en marzo del 2022, para contribuir al aprovechamiento de las aguas para riego, por otro lado, siempre se busca generar electricidad con energías limpias y una forma de hacerlo es con la instalación de una hidroeléctrica que aprovecha el agua embalsada por la presa una vez finalizada su construcción y entre en operación.

Este proyecto que se basa en el diseño de una minicentral hidroeléctrica no sólo toma aspectos sobre los cálculos energéticos y de dimensionamiento, sino que también involucran estudios complementarios, tales como, análisis de impacto ambiental, esencial para determinar si las emisiones y contaminantes producidas en su construcción están dentro de los parámetros legales. Otro estudio indispensable es el estudio económico, que no solo consta de los costos y el establecimiento de la inversión inicial, sino que también incluye un análisis financiero, es decir, establece los criterios de evaluación de factibilidad de un proyecto, determinando de esta manera si es rentable su construcción y operación.

SIMBOLOGÍA

σ	Grado de reacción	[Adimensional]
H	Altura de salto	[m]
n_q	Número específico de revoluciones	[rpm]
n_s	Número específico de revoluciones para potencia	[rpm]
$H_{\max adm}$	Altura máxima admisible	[m]
Q	Caudal del flujo	[m/s]
N_B	Potencia Hidráulica	[W]
ρ	Densidad de fluido	[kg/m ³]
g	Aceleración de gravedad	[m/s ²]
H_B	Altura bruta	[m]
h	Pérdidas de carga en el sistema	[m]
f	Factor de fricción	[Adimensional]
v	Velocidad del fluido	[m/s]
ε	Rugosidad de tubería	[mm]
Re	Número de Reynolds	[Adimensional]
d	Diámetro interior de Tubería	[mm]
μ	Viscosidad del fluido	[kg/ms]
K	Coefficiente de pérdidas por accesorios	[Adimensional]
K_c	Coefficiente de pérdidas por el cambio de sección	[Adimensional]
K_t	Coefficiente de pérdidas que depende de rejillas	[Adimensional]
d_i	Diámetro interior menor	[mm]
D_i	Diámetro interior mayor	[mm]
t	Espesor de barras en rejilla	[mm]
b	Espacio entre barras en rejilla	[mm]
v_o	Velocidad de corriente delante	[m/s]
β	Ángulo de inclinación rejilla	[Grados]

INTRODUCCIÓN

Una de las fuentes de energía renovable más utilizada en el mundo es la hidroelectricidad, la cual se basa en el principio de conservación de la energía, siendo su funcionamiento principal el aprovechamiento de la energía potencial del agua ubicada a un punto superior respecto al punto de descarga. Si bien, la hidroelectricidad al provenir de una fuente limpia, que es el agua, no emite contaminantes hacia la atmósfera a diferencia de las energías provenientes de la combustión; siendo esto un punto clave para su utilización. Detrás de todo el proceso de la obtención de la energía hidroeléctrica es necesario contabilizar muchos factores para que el proyecto siga siendo amigable con el medio ambiente. Actualmente en Chile ya se trabaja con la generación de hidroelectricidad mediante centrales de embalses de gran envergadura, de pasada o centrales de bombeo, generando un aproximado de 6000 MW al año, aprovechando el recurso natural de los ríos para satisfacer la demanda de energía y proveer de electricidad para la población.

Si bien Chile es un país de múltiples escenarios geográficos, formado por climas desérticos en el Norte Grande del país o climas fríos y lluviosos en las zonas del sur, por tanto, las ciencias y tecnologías deben adaptarse a cada ambiente aprovechando su entorno para crecer como civilización y enriquecer la producción energética del país. Respecto a este último punto, hay lugares a lo largo del país que pueden ser más rentables para los proyectos de esta índole por sus climas lluviosos y abarcar grandes edificaciones para el aprovechamiento de energía, a diferencia de otras zonas del país tales como el Norte grande, en que la demanda de agua es más alta por su clima desértico. A pesar de estas limitaciones en la comuna de Arica, en la región de Arica y Parinacota, situada en la zona norte grande del país existen lugares enriquecidos con valles atravesados por ríos que desembocan en las playas tres meses al año y además en las zonas altiplánicas éstos se abastecen todo el año producto de la nieve en los volcanes y las intensas lluvias estivales.

Actualmente, a 70 km de la ciudad de Arica, se está construyendo un embalse para aumentar la productividad del valle de Lluta en cuanto a riego. Es el proyecto de mayor inversión de la región y tiene un gran potencial para una pequeña central hidroeléctrica cuya función principal sería abastecer a la comunidad adyacente al valle. La ciudad de Arica no presenta problemas de suministro de electricidad, pero no ocurre lo mismo para algunas zonas rurales o pueblos en los alrededores, por ese motivo una central hidráulica sería una buena solución.

En lo que respecta al diseño de una central hidroeléctrica hay mucho que considerar, tal como, la normativa chilena que rige para este tipo de plantas. Estas normas van enfocadas principalmente en el impacto que un proyecto de esta envergadura produce a nivel ambiental y social. Otro de los puntos importantes a considerar es el tipo y cantidad de turbinas, así como los parámetros para la toma de decisiones con relación a los equipos. Para ello es recomendable utilizar diferentes herramientas en cuanto a materia de diseño, tal como programas de ingeniería.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES Y MARCO

TEÓRICO

CAPÍTULO I: ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO

1.1. Objetivos

1.1.1 Objetivo General

Diseñar una mini central hidráulica para el aprovechamiento del recurso hídrico del embalse de Chironta, ubicado a 70 kilómetros de la ciudad de Arica, Chile.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Evaluar teóricamente el recurso hídrico del río Lluta.
- Modelar matemáticamente el diseño de una central hidráulica.
- Evaluar a través del programa RETScreen, herramienta de prediseño de proyectos reales.
- Evaluar el impacto ambiental del proyecto, tomando en cuenta las normas medioambientales del país.
- Realizar una evaluación económica del sistema, lo que incluye costos de los equipos y accesorios.
- Conclusiones respecto a la viabilidad del proyecto.

1.2. Marco Teórico

1.2.1. Máquinas Hidráulicas

Las turbinas son máquinas que generan trabajo mecánico, el cual es aprovechado para producir electricidad mediante un alternador. Para obtener este producto final, las energías que se generan por el movimiento de estas máquinas dependen de energías primarias, ya sean renovables, como la energía eólica, solar o hidráulica; o no renovables, como los combustibles fósiles o nucleares.

Su principio de funcionamiento nace por la idea de aprovechar la energía cinética de un fluido transformándola en energía mecánica. De acuerdo con el fluido de trabajo estas máquinas se clasifican en dos grandes grupos, turbinas para fluidos compresibles (gases) e incompresibles (líquidos).

Las turbinas para fluidos incompresibles son compuestas normalmente de ruedas con álabes o paletas y su funcionamiento se compone principalmente por la presión que

genera una corriente de un fluido, el cual provoca un movimiento rotacional del rodete. La corriente de fluido pasa por un canal de llegada o tubería forzada que lleva el flujo a presión. En la caja en espiral, esta presión se transforma en velocidad que será clave para el movimiento rotacional en el rodete, donde los álabes conectados en circunferencia alrededor de éste recibirán el impacto del chorro y además conducirán el fluido hasta el tubo de aspiración o conducto de desagüe, creando depresión a la salida. Esta energía de rotación puede ser utilizada para generar energía eléctrica a través del acople del eje a un generador, como es en el caso de las centrales hidroeléctricas. Cabe mencionar que este último tipo de plantas utilizan turbinas hidráulicas, precisamente las de interés para este proyecto.

1.2.2. Clasificación de Turbinas Hidráulicas

El funcionamiento de una turbina exige un desnivel o caída, permitiendo cambiar la energía potencial en cinética y energía de presión de un fluido, las que se convierten en trabajo mecánico en el rodete de la turbina. Tomando en cuenta lo anterior, para el aprovechamiento de la energía cinética de un fluido, las turbinas se clasifican según su tipo de salto, el cual puede ser por sistemas de láminas libres o sistemas presurizados.

En los sistemas de láminas libres se utilizan un tipo de máquinas que se caracterizan por tener un diseño que les permita el aprovechamiento del curso del canal sin interrupciones. Un tipo de máquina que opera en este sistema son las máquinas gravitacionales, las cuales aprovechan la energía geotérmica del fluido y así generan movimiento, por ejemplo, el tornillo de Arquímedes, o también las ruedas gravitacionales. Las máquinas hidrostáticas, a diferencia de las gravitacionales, aprovechan el desnivel para generar la energía a partir de la diferencia de presiones que actúan sobre la rueda, como la rueda hidrostática. Otra de las máquinas que operan en este sistema, son las cinéticas, las cuales aprovechan la velocidad del fluido para generar energía, como las ruedas hidráulicas.

Los sistemas presurizados o hidráulicos, a diferencia de los sistemas de láminas libres, utilizan un fluido bajo presión para el accionamiento de maquinarias presurizadas, y de esta manera se controla la cantidad exacta de flujo en la entrada sin desperdicio. En este grupo se identifican las máquinas clásicas o dinámicas.

Las maquinarias clásicas, o mejor conocidas como turbinas dinámicas se clasifican según su grado de reacción, el cual se define con la siguiente relación:

$$\sigma = \frac{\text{Altura de presión absorbida por el rodete}}{\text{Altura total absorbida por el rodete}}$$

De acuerdo con el valor obtenido se clasifica si la turbina es de acción, si el grado de reacción es cero, o de reacción si es distinto de cero.

1.2.2.1. Turbinas de Acción

Estas turbomáquinas tienen la particularidad de que el movimiento de reacción se produce por la acción directa del fluido sobre el rodete, donde el flujo constante pasa a través de un distribuidor con salidas a toberas aceleradoras para que impacte tangencialmente los álabes (también conocidas como cazoletas o cucharas, por su forma de una esfera a la mitad), las que producen el movimiento rotacional al estar acopladas al rodete, que no está totalmente sumergido. Son de admisión parcial y de carcasa ligera, ya que solo cumple la función de proteger y encauzar el fluido por un ducto de salida después de pasar por la máquina. Generalmente son usadas para saltos de gran altura y de poco caudal, demandan potencias relativamente bajas, y trabajan con altas velocidades a presión atmosférica. En esta categoría podemos identificar tres tipos de turbinas.

1.2.2.1.1. Turbinas Pelton

Es llamada así en honor a Lester A. Pelton, quien fue el diseñador del primer modelo de turbinas eficientes. Estas turbomáquinas operan con flujo tangencial, con grado de acción parcial, aprovechan los grandes desniveles a bajos caudales. Se componen de conducción de entrada, conductor que alimenta la turbina y la cámara de distribución que conduce el fluido por los distribuidores a los inyectores, donde impactará con las cazoletas o cucharas. El inyector tiene como función dirigir y regular el chorro, compuesto de toberas, aguja y deflector. El rodete consta de la rueda motriz y álabes o cazoletas, el número de álabes varía en función del diámetro de la rueda y del chorro. De acuerdo con de la altura y caudal estas máquinas son utilizadas en saltos de 40 hasta 1500 metros.



Figura 1.1. Turbina Pelton de eje vertical. Fuente: Website de Flovel Energy.

1.2.2.1.2. Turbinas Turgo

Estas turbinas de acción fueron diseñadas a partir de una modificación de las turbinas Pelton, son para saltos de desnivel medio, de 15 a 300 metros, y se diferencian por la forma de los álabes y la disposición de ellos.

1.2.2.1.3. Turbinas de Flujo Cruzado

Son comercialmente conocidas como turbinas Banki, ya que el flujo pasa transversal al eje. Su funcionamiento se basa en que el fluido entra por un distribuidor y se dirige a través de etapas de álabes. El flujo pasa en una primera etapa de álabes, atravesando el rodete, en donde se producirá el cambio en el sentido del flujo, para pasar a la otra etapa de álabes que será completamente de acción. Se utilizan para saltos de 1 a 200 metros.

1.2.2.2. Turbinas de Reacción

Las turbomáquinas de reacción son definidas de ese modo porque el movimiento se genera a la salida, operan con una carga hidrostática mucho menor, necesitando mayor cantidad de caudal, su diseño permite admitir un fluido con alta energía y extraer esa cantidad de movimiento, donde la presión actuará directamente en los álabes del rodete. La particularidad de esta máquina es que se componen de álabes fijos y/o ajustables, permitiéndole adaptar el flujo. Al estar totalmente sumergidas, las presiones en la carcasa aumentan, por ende, el diseño de ésta es más robusto.

Los tipos de turbinas de reacción más conocidas se diferencian según su flujo, ya sea meridional o axial. Entre los diseños más comunes se encuentran:

1.2.2.2.1. Turbinas Francis

Estas máquinas de reacción y de admisión total son las turbinas más frecuentadas debido a la gran variedad de diseños de operación en cuanto a las alturas de salto y caudal. Se compone de conducción de entrada, donde atraviesa el fluido para alimentar la caja de espiral, la cual está formada por la unión sucesiva de virolas troncocónicas en forma de espiral, su construcción le permite soportar las velocidades del fluido constante. Luego, el distribuidor tiene como función distribuir, controlar y cortar el flujo que fluye hacia el rodete. El anillo de distribución, palas, bielas, fusibles mecánicos y servomecanismos son elementos que forman parte del distribuidor.



Figura 1.2. Turbina Francis de eje Horizontal. Fuente: WEG.

En lo que respecta al rodete, como componente principal de la turbina, tiene la función de captar la energía del fluido y transformarla en energía cinética, impulsando el fluido fuera de la turbina mediante el difusor. Este elemento varía en función al número específico de revoluciones, a medida que aumenta, el componente radial disminuye y comienza a adquirir un componente mayormente axial. Según esta característica existen tipos de turbinas Francis: Lenta, normal, rápida y ultrarrápida. La particularidad de estas turbinas es que pueden reemplazar a las turbinas Pelton, si sus cargas hidrostáticas son altas, o reemplazar a las turbinas Kaplan, si sus cargas hidrostáticas son muy bajas.

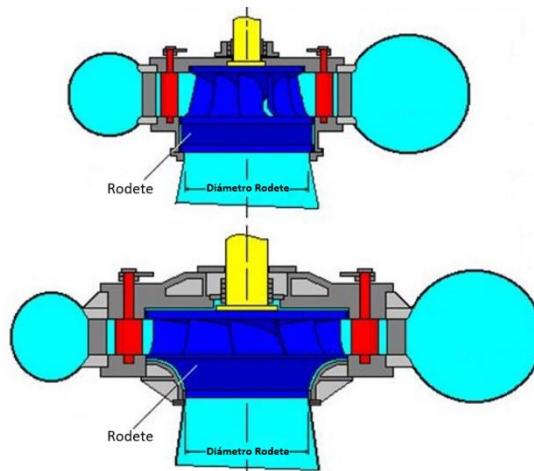


Figura 1.3. Tipos de turbina Francis. Fuente: 3D Warehouse

1.2.2.2.2. Turbinas Kaplan

Fueron diseñadas por Viktor Kaplan a principios del siglo XX, son turbinas de reacción y flujo axial, poseen un rendimiento excelente con carga parcial. Se caracterizan por tener álabes regulables en el rodete y en el distribuidor, también existen con álabes fijos en el distribuidor, llamándose semi-Kaplan. Sus órganos principales son la cámara de alimentación en forma de caracol, el distribuidor, rodete y el tubo de desfogue.

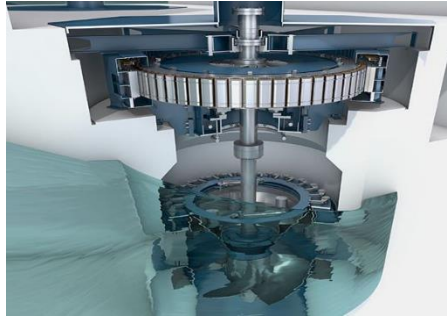


Figura 1.4. Turbina Kaplan de eje Vertical. Fuente: GE Renewable Energy.

1.2.2.2.3. Turbinas Hélice

Estas turbinas son muy similares a las turbinas Kaplan, pero la diferencia es que sus álabes en el rotor son fijos, su ángulo de inclinación no es ajustable. Por lo tanto, el caudal es regulado por medio de las aspas del distribuidor.

1.2.2.3. Turbina Lucidpipe Power System

Otro tipo de turbina que actualmente es una novedad es la creada por la empresa estadounidense LucidEnergy, la cual diseñó una turbina hidráulica para instalarse en el interior de los ductos de agua. Está pensada para ser usada en tuberías de agua potable de una ciudad debido a que el agua que contienen fluye a una presión considerable y debe reducirse antes de la entrega a los clientes, por eso mismo las turbinas LucidPipe son esféricas y giran cuando el agua pasa a través de ellas. Una de las principales ventajas energéticas de este sistema, es que funciona 24 horas al día los 7 días a la semana por debajo de ciudades y/o pueblos.



Figura 1.5. Instalación de una turbina LucidPipe. Fuente: Website de LucidEnergy.

El funcionamiento de estas turbinas se enfoca en los sistemas de abastecimiento de agua potable donde a medida que el agua fluye cuesta abajo, la gravedad crea presión en la tubería que normalmente se alivia mediante válvulas reductoras de presión. El Lucid Pipe System (LPS) se basa en la instalación de turbinas esféricas dentro de

tuberías de transporte de agua de un diámetro que puede ser entre 24” y 60”. Las turbinas giran a medida que el agua pasa a través de ellas, convirtiendo el exceso de presión en electricidad. Se pueden montar varias turbinas en serie para maximizar la producción de energía de forma tal que se genera electricidad a partir del exceso de presión en la tubería, reduciendo el trabajo realizado por las válvulas reductoras de presión.

LucidEnergy vende turbinas de eje vertical con un generador incorporado en la parte superior, capaz de convertir energía mecánica en energía eléctrica, la conexión entre la turbina y la tubería o ducto es mediante bridas, y en la parte interior se encuentran los rodamientos y sellos.



Figura 1.6. Partes de la turbina LucidPipe. Fuente: Website de Lucid Energy.

El montaje de turbinas en serie no requiere mucho espacio, ya que solo es necesario 4 veces el diámetro de la turbina como distancia entre cada una, es decir, una turbina de 42” debe tener una separación de 168” de otra turbina contando desde su eje.

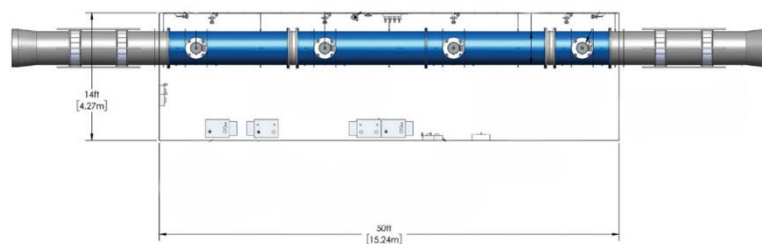


Figura 1.7. Montaje de 4 turbinas Lucid Pipe de 42” en serie. Fuente: Website de Lucid Energy.

Las principales ventajas de la utilización de este sistema son:

- Energía hidroeléctrica que no daña los ecosistemas.
- Puede generar energía constante durante 24 horas al día.

- Sin impacto en el suministro de agua, ya que están diseñadas para no contaminar las aguas y han sido certificadas por NSF.
- Convierte el exceso de presión en una fuente de ingresos a través de acuerdos de compra de energía con empresas locales.
- Proporciona energía conectada a la red o fuera de la red.

Este sistema de energía hidráulica ya ha sido instalado en dos ciudades estadounidenses, y los resultados del proyecto arrojaron 10 años de amortización, es decir, en 10 años es posible recuperar el 100% de la inversión inicial, donde el costo de electricidad está entre 0,05 y 0,12 dólares el KWh.

Para ser posible una instalación de este tipo se requieren algunas condiciones:

- Tuberías de suministro de agua alimentadas por gravedad.
- Tuberías grandes (de 24 "a 60" de diámetro).
- Exceso de presión disponible para ser eliminado.
- Reparación o instalación planificada de la tubería, o ubicación sobre el suelo.

1.2.3. Consideraciones en la Elección de Turbinas

1.2.3.1. Altura o Salto

En los criterios de selección de una turbina se debe considerar la altura de salto, distancia vertical medida desde la lámina de agua y el canal de descarga para turbinas de reacción o el eje de las toberas para una turbina de acción. Esta altura se considera como altura de salto bruto, ya que no incluye las pérdidas de carga, de lo contrario se hablaría de altura de salto neto. En la tabla a continuación se especifica, para cada tipo de turbina, la altura neta necesaria dentro de intervalos en los que puedan trabajar.

Tabla 1.1. Relación entre el tipo de turbina y el salto neto.

TIPO DE TURBINA	SALTO (m)
Kaplan y Hélice	$2 < H < 20$
Francis	$10 < H < 350$
Pelton	$50 < H < 1300$
Michell - Banki	$3 < H < 200$
Turgo	$50 < H < 250$

Fuente: Creación propia.

Al obtener la altura de salto y el caudal, según el siguiente diagrama, se puede definir el tipo de turbinas, ubicando el punto en el plano que nos entregarán los parámetros ya mencionados.

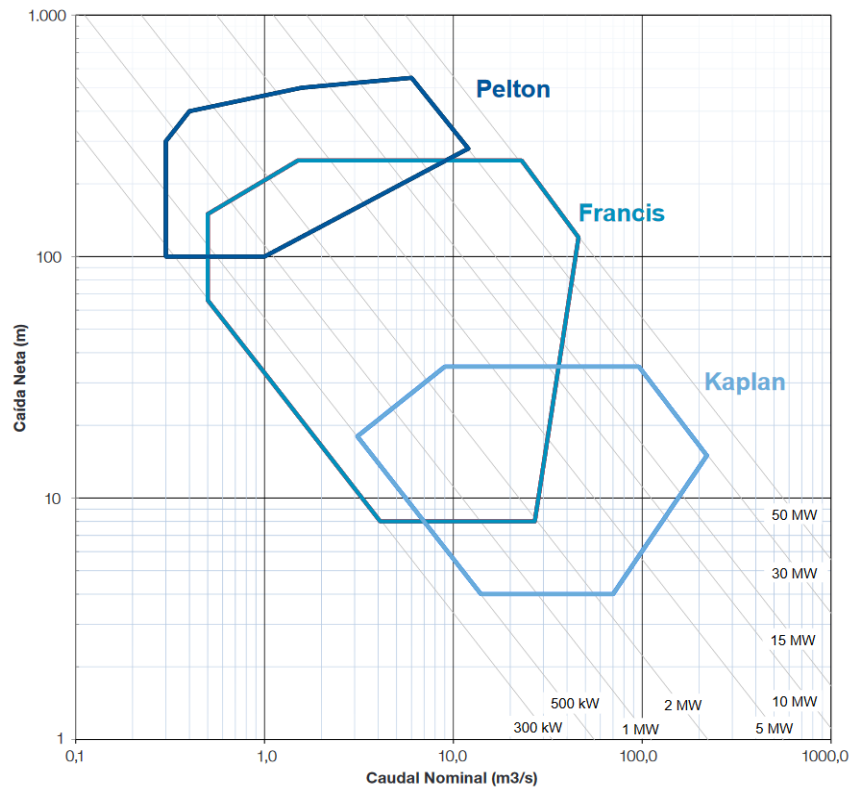


Figura 1.8. Diagrama para la elección de una turbina hidráulica. Fuente: WEG.

1.2.3.2. Número específico de revoluciones

Un criterio importante en el momento de elección es el cálculo del número específico de revoluciones (n_s), comprendiendo que nace de la idea de comparar la velocidad específica en turbinas de semejantes proporciones geométricas, pero diferente tamaño. Estas relaciones concluyen en la siguiente ecuación que algunos fabricantes toman como velocidad específica.

$$n_q = n \frac{Q^{1/2}}{H^{3/4}} \quad [1.1]$$

A sí mismo, del número específico de revoluciones que es calculado a partir de la potencia de una turbina, se comparan ambas características obteniendo la siguiente relación.

$$n_s = \sqrt{g} * n_q = 3,312 n_q \quad [1.2]$$

En la siguiente tabla se indican los números específicos de revoluciones para cada tipo de turbinas y su altura máxima admisible.

Tabla 1.2. Parámetros de operación de Turbinas.

TIPO DE TURBINA	n_s	n_q	$H_{m\acute{a}x}$ admisible (m)
Rueda Tangencial de una Boquilla	10 a 13	3 a 4	1800 a 1300
	12 a 20	4 a 6	1300 a 550
	20 a 30	6 a 9	550 a 300
Francis lenta	60 a 125	18 a 38	350 a 150
Francis normal	125 a 175	38 a 53	150 a 120
	175 a 225	53 a 68	120 a 80
Francis rápida	225 a 350	68 a 105	80 a 35
	350 a 450	105 a 135	35 a 20
	350 a 600	105 a 180	35 a 18
Hélice y Kaplan	600 a 800	180 a 240	18 a 12
	800 a 1000	240 a 300	12 a 5

Fuente: “Motores Hidráulicos”, L. Quantz.

1.2.3.3. Dirección del Flujo

Cuando el fluido se desplaza en el rodete en un plano perpendicular al eje, hablamos de máquinas radiales o tangenciales. Si el flujo entra con dirección paralela al eje, las máquinas se clasifican como axiales y se consideran máquinas diagonales. Cuando el fluido es desplazado en dirección mixta, radial y axial, en otras palabras, cada partícula de fluido se mueve en el rodete en una superficie de revolución que tiene el mismo eje de la máquina.

1.2.3.4. Cavitación

Uno de los aspectos importantes que se debe controlar en todo momento para cualquier máquina hidráulica es la cavitación, definida como un efecto hidrodinámico que se produce cuando se generan cavidades de vapor dentro del agua que está pasando por las turbinas. Cuando disminuye la presión del líquido se producen burbujas que viajan a zonas de mayor presión hasta menor presión. Durante este trayecto el vapor (burbujas) regresa al estado líquido de forma repentina, por eso las burbujas chocan sobre la superficie sólida y el elemento se puede dañar. Este efecto se suele producir principalmente en los álabes de la turbina y en el difusor.

1.2.4. Centrales Hidroeléctricas

Una central hidroeléctrica es una instalación para la generación de energía eléctrica mediante la manipulación de las aguas, a grandes rasgos esto se logra por medio de una turbina hidráulica cuyo eje está conectado a un generador, en algunos casos antes del generador va un acelerador de velocidad que busca aumentar las revoluciones por minuto del eje de la turbina. Existen diferentes tipos de centrales hidráulicas que dependen tanto del tipo de turbina como de las condiciones topológicas y climáticas del lugar, en general siempre se busca generar una mayor diferencia entre cotas ubicadas a diferente nivel, a esto se le llama salto natural o altura bruta, este último es precisamente el que da el potencial hidroeléctrico.

1.2.4.1. Centrales de Agua Fluyente o de Pasada

Una central de pasada es aquella en que no existe una acumulación apreciable de agua "corriente arriba" de las turbinas. En una central de este tipo las turbinas deben aceptar el caudal disponible del río sin alteraciones humanas, con sus variaciones de estaciones.

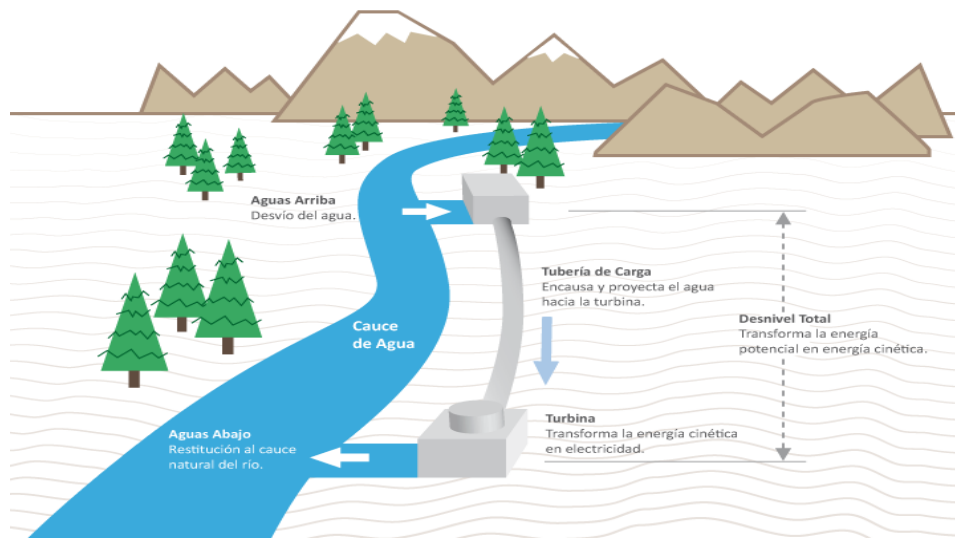


Figura 1.9. Diagrama de una central hidroeléctrica de pasada. Fuente: Página Web "Glenn Home Jerez".

1.2.4.2. Centrales de Embalse

En este tipo de proyecto se embalsa un volumen considerable de líquido "aguas arriba" de las turbinas mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales. El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas y el volumen de un embalse depende de la cantidad que puede hacerse pasar por las turbinas. La ventaja de esta instalación a diferencia de la anterior es que puede producir

energía eléctrica durante todo el año, aunque el río disminuye considerablemente la cantidad de agua en algunas temporadas, sumado a eso se debe tomar en cuenta que las centrales de embalse requieren una mayor inversión de capital que las de pasada, pero dan la posibilidad de aprovechar toda la energía posible y producir kilovatios-hora a menor costo.

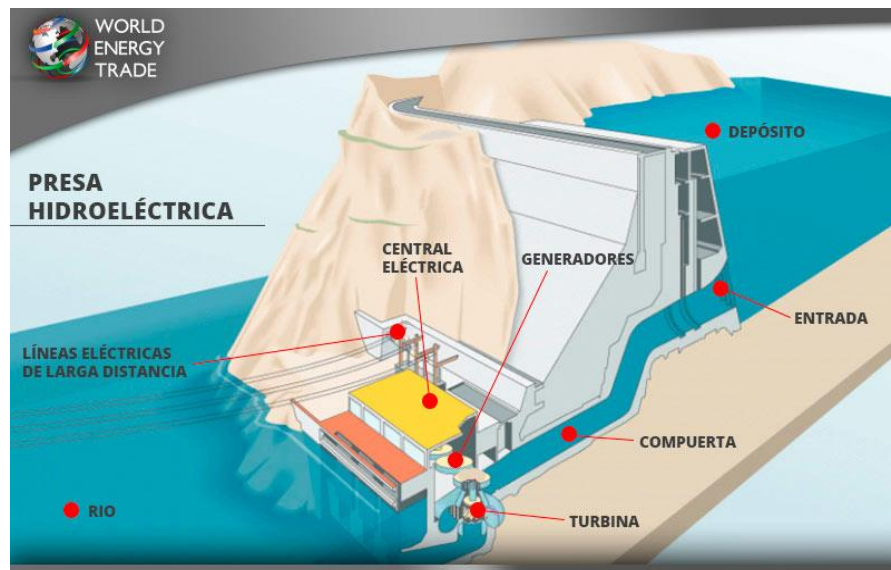


Figura 1.10. Diagrama de una central hidroeléctrica de embalse. Fuente: World Energy Trade.

1.2.4.3. Centrales de Acumulamiento por Bombeo

Las centrales de bombeo son un tipo especial de centrales hidroeléctricas que dan la posibilidad de un empleo más apropiado de los recursos hidráulicos de un país. Disponen de dos embalses situados a diferente nivel. Cuando la demanda de energía eléctrica alcanza su máximo nivel a lo largo del día, las centrales de bombeo funcionan como una central convencional generando energía, por lo cual dejan caer el agua almacenada en el embalse superior y esta hace girar el rodete de la turbina. Después el agua queda almacenada en el embalse inferior y durante las horas del día en la que la demanda de energía es menor, el agua es bombeada al embalse superior para que pueda hacer el ciclo nuevamente.

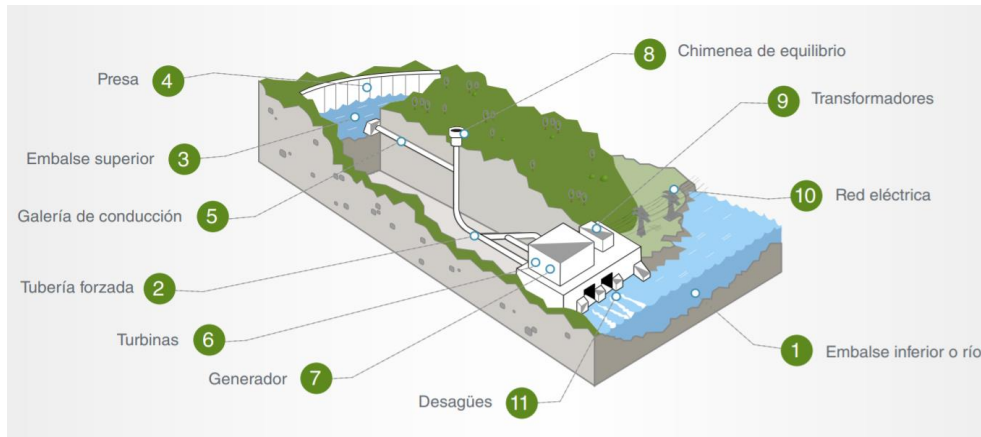


Figura 1.11. Diagrama de una central hidroeléctrica por bombeo. Fuente: Página web “El periódico de la energía”.

Una central hidroeléctrica por bombeo dispone de varias opciones en cuanto a equipos:

- Centrales de bombeo y generación por separado.
- Centrales con grupos cuaternarios, es decir, la central está equipada con grupos de motor-bomba para el bombeo desde el embalse inferior hasta el superior y de grupos de turbina-generador para la generación de electricidad cuando cae el agua.
- Centrales con grupos ternarios, como bien dice la palabra, se componen de 3 grupos bomba, motor- alternador síncrono y turbina.
- Centrales con grupos binarios, compuesta por motor-alternador y bomba-turbina.
- Centrales mixtas: grupos ternarios y convencionales.
- Centrales mixtas: grupos binarios y convencionales.

1.2.5. Componentes De Una Central Hidroeléctrica

Los principales componentes que conforman una central hidroeléctrica en general corresponden a las presas, las cuales cumplen con la acumulación del fluido proveniente de los caudales para ser dirigido a la casa de máquinas, a través de una tubería forzada, donde se encuentran las turbinas y el generador. A grandes rasgos, los siguientes componentes nombrados a continuación, se encuentran en cualquier central hidroeléctrica, pero de acuerdo con el tipo de aprovechamiento, los componentes varían con respecto a su aplicación en cada caso. Como componentes principales se tiene los siguientes.

1.2.5.1. Presa o Azud

Según el tipo de central, la presa o azud está situada para acumular el volumen del flujo de ríos o canales. Para el caso de los aprovechamientos de agua fluyente, no es necesario colocar presas, ya que su diseño permite que se aproveche la energía del caudal naturalmente. Para fuertes pendientes y aprovechamientos de media o alta caída, en estos casos se dispone de una presa de medianas dimensiones.

En otros tipos de centrales, como son las de embalse y acumulamiento por bombeo, el azud se sitúa para almacenar el fluido en embalses, así permite que el flujo de fluido sea dirigido sin interrupciones hacia la turbina, en otras palabras, se crean embalses para no depender de las variaciones del caudal del río respecto a su volumen de agua.

1.2.5.2. Toma de Agua

Son construcciones para dar lugar a la entrada del caudal, permitiendo dirigir el fluido a la casa de máquinas, esto a través de tuberías o canales. Puede variar según la posición de la presa con la central. Por ejemplo, en centrales separadas de la presa, se desvía el cauce del río por canales, o también el caso de centrales de pie de presa, la toma de agua se genera a una cota media de la presa y dirige el fluido por las tuberías forzadas que van directo a la casa de máquinas.

1.2.5.3. Tubería Forzada

Son tuberías de alta presión para conducir el fluido a las turbinas. Necesitan ser capaces de soportar las presiones que son generadas por la caída o salto.



Figura 1.12. Tubería forzada Central Hidroeléctrica Misicuni. Fuente: ENDE Corporation.

1.2.5.4. Edificio Central o Casa de Máquinas

Construcción también conocida como la casa, sala o caverna de máquinas, es el lugar donde se posicionan todos los elementos electromecánicos. Se encuentran las turbinas, generadores, los tableros de comando, transformadores y multiplicadores de velocidad, si es que aplica.

1.2.5.5. Canal de Desagüe

Son canales o tuberías ubicadas en la salida de la casa de máquinas, el fluido luego de producir el movimiento de la turbina es regresado a presión atmosférica a través del canal de desagüe o difusor, directamente al cauce del río o canal.

1.2.5.6. Elementos Auxiliares

Otros elementos que componen las centrales que varían en cuanto a cantidad y posición de acuerdo con el diseño o tipo de central. Corresponden a:

- Compuertas
- Rejas y limpiar rejas
- Caudalímetro
- Alumbrado
- Escala de peces, para evitar que la fauna acuática entre al sistema de generación
- Bombas, en caso de centrales por acumulación de bombeo
- Válvulas
- Cámara de carga, en caso de centrales de pasada

1.2.6. Centrales Hidroeléctricas más Grandes del Mundo

Si bien, la energía hidroeléctrica es la fuente de electricidad renovable más utilizada actualmente en el mundo, aproximadamente el 71% de toda la electricidad renovable generada en el planeta proviene de la energía hidroeléctrica al año 2016. China es el mayor productor de energía hidráulica, aunque también existen otros productores importantes alrededor del mundo, tales como, Estados Unidos, Brasil, Canadá, India y Rusia.

La presa de las Tres Gargantas en China, que retiene el río Yangtsé, es la presa más grande del mundo, en términos de producción de electricidad. La presa tiene 2.335

metros de largo y 185 metros de altura, y su planta tiene suficientes generadores para producir 22.500 megavatios de potencia.



Figura 1.13. Central de las Tres Gargantas, China. Fuente: Fundación Aqueae.

La presa de Itaipú ubicada en el cuenca de Plata del río Paraná, entre Brasil y Paraguay, es la segunda planta hidroeléctrica más grande del mundo con una capacidad productiva de 14.000 megavatios, en el año 2015 se convierte en la central de mayor producción de energía del planeta con 103.098.366 MWh al año, para lograr esto sus instalaciones cuentan con 20 turbinas de 700 MW, sumado a eso la presa tiene una altura de 196 metros con 7.700 metros de largo y la central posee una altura bruta de 120 metros.



Figura 1.14. Hidroeléctrica Itaipú, Brasil. Fuente: Revista digital “Sputnik”.

Otras centrales hidroeléctricas más grandes hasta el momento son las presentadas a continuación:

Tabla 1.3. Centrales más grandes del mundo

NOMBRE	UBICACIÓN	CAPACIDAD (MW)
Central Hidroeléctrica Simón Bolívar	Río Caroní, Venezuela	10.200
Presa de Tucuruí	Río Tocantins, Brasil	8.370
Presa Grand Coulee	Río Columbia, Estados Unidos	6.800
Central hidroeléctrica Sayano–Shúshenskaya	Río Yeniséi, Rusia	6.400

Fuente: Periódico digital “La Energía”.

1.2.7. Centrales Hidroeléctricas más Grandes de Chile

Puesto que en materia de energías renovables Chile no está muy avanzado, ya que las plantas de este tipo significan solo un 28% de producción de electricidad. Lamentablemente, la gran mayoría de centrales instaladas en el país ocupan combustibles fósiles en su funcionamiento.

Según el estudio del Ministerio de Energía, en Chile existe un potencial hidroeléctrico de 15.938 MW, donde el mayor potencial se encuentra en la cuenca del Biobío con un 18%, Baker con un 12% y Palena con un 11%.

Tabla 1.4. Centrales hidroeléctricas en Chile.

CUENCA	CAPACIDAD (MW)
Biobío	2.902
Baker	1.918
Palena	1.797
Pascua	1.694
Yelcho	1.403
Maule	1.368
Toltén	1.123
Valdivia	906
Aysén	848
Bueno	807
Cisnes	619
Puelo	552
TOTAL	15.937

Fuente: Ministerio de Energía, Estudio de Cuencas, 2016.

En Chile existen 7 compañías que producen electricidad utilizando la energía hidráulica, como:

Tabla 1.5. Empresas que operan en Chile.

EMPRESA	CANTIDAD DE CENTRALES HIDRÁULICAS INSTALADAS
AES Gener	5
Colbún	23
Enel	19
Engie	2
PacificHydro	5
Latin America Power	2
Statkraft	5

Fuente: WEC, World Energy Resources, Hydroelectric, 2016.

En Chile la hidroeléctrica Angostura es la más grande del país ubicada en la cuenca del río Biobío, aun así, su capacidad está muy por debajo de las grandes centrales de China y Brasil, con solo 323,8 MW.



Figura 1.15. Central hidráulica Angostura, Biobío. Fuente: Página web Colbún S.A.

Colbún es una empresa chilena dedicada a la generación de energía que abastece cerca del 20% del consumo de electricidad en la zona comprendida entre Taltal y Chiloé, posee 23 centrales, incluida la hidroeléctrica Angostura, la cual inició su construcción en el año 2004 y entró en operación en abril del 2014, y está ubicada en la octava región en la cuenca del río Biobío, la cual abastece de electricidad a la región cerca de un 38%, equivalente a 806 mil personas o 278 mil viviendas.

La central está compuesta por un túnel de desvío, la presa y un vertedero para el control de crecidas. En cuanto a la producción de electricidad posee 3 túneles de aducción, la caverna de máquinas subterránea, 3 unidades de generación, 3 túneles de evacuación para devolver el agua al río y un túnel de desagüe.

La presa tiene unas dimensiones de 50 metros de alto, largo de 160 metros y su embalse tiene una capacidad de contención de agua de máximo 641 hectáreas, está compuesta

por gravas y arenas compactadas y posee un muro de hormigón armado en el exterior. Hay que mencionar que el embalse Angostura es de mínima regulación lo que implica que su nivel de agua varía como máximo 1 metro, lo que permite disminuir los impactos ambientales y posibilitar el desarrollo del turismo en la ribera.



Figura 1.16. Presa de la Hidroeléctrica Angostura, Biobío. Fuente: Página web de Colbún S.A.

La caverna de máquinas tiene unas dimensiones de 59 metros de alto, 177 metros de largo y 30 metros de ancho, lo que la convierte en la más grande de Chile.



Figura 1.17. Caverna de máquinas, Angostura. Fuente: Página web de Colbún S.A.

La central Angostura tiene tres unidades generadoras compuestas por 3 turbinas de eje vertical tipo Francis, dos de 135 MW y una de 46 MW, esta configuración permite aprovechar de manera más eficiente el caudal afluente del río al embalse, el cual tiene una gran variabilidad entre invierno y verano. Luego de que el agua pasa por las turbinas es devuelta al río mediante túneles de descarga.



Figura 1.18. Turbinas de la central hidráulica angostura, Biobío. Fuente: Página web de Colbún S.A.

Finalmente, la energía producida por los generadores es conducida a la subestación eléctrica encapsulada GIS, la cual eleva la tensión de la electricidad a 220 KV para facilitar su transporte a través de las redes de alta tensión.

1.2.8. Embalse Chironta

El embalse Chironta es una obra hidráulica con fines de uso agrícola ubicada en la Cuenca del río Lluta, Región de Arica y Parinacota, Chile, a 70 kilómetros al noreste de Arica y 1700 metros sobre el nivel del mar. Su construcción se inició el año 2017 y se espera que entre en funcionamiento el año 2022. Sus principales ventajas en la región son:

- Embalsar una importante cantidad de agua.
- Las obras del proyecto permitirán satisfacer necesidades de riego en el valle del río Lluta, aumentando la superficie de riego de 1.450 a 2.900 ha con un 85% de seguridad.
- La construcción del embalse permitirá suplir el actual déficit de agua, permitiendo expandir la superficie actualmente cultivada, cambiar los patrones de cultivo y aumentar la productividad.
- La regulación de crecidas del río Lluta permitirá disminuir el riesgo de inundaciones.



Figura 1.19. Ubicación de Chironta Fuente: Google Maps.

Debido a que todos los años millones de litros provenientes del río Lluta desembocan en el mar, sustentan con agua la agricultura del valle, además de dar origen al humedal del río Lluta, catalogado como santuario de la naturaleza. La construcción del embalse Chironta se inicia para dar seguridad de riego al valle, mejorar la calidad del agua y resguardar sus predios del valle en épocas de crecidas del río debido al invierno altiplánico (enero-febrero).

Hasta el momento es el proyecto de mayor inversión de la región con un costo final estimado en US \$140 MM. El embalse Chironta tiene una superficie de inundación de 56 hectáreas, una capacidad de 17 millones m^3 de agua y una cota de coronamiento de 1.759 metros sobre el nivel del mar. Las obras principales del embalse son la presa de 101,4 metros de altura desde la fundación hasta la coronación, lo que le da una altura bruta de 79 metros, su longitud en la coronación es de 174 metros por 10 metros de ancho y con un ancho en la base (fundación) de 300 metros.

La presa es construida con arenas y gravas compactadas, con una pantalla de hormigón, que estará revestida por un relleno de concreto pobre con el fin de regularizar la superficie de la capa anterior. Sumando a esto, contará con hormigón extruido para facilitar la construcción de la pantalla de hormigón armado, esta última tiene un espesor variable, 30 cm en la parte superior y 50 cm en la base, cuyas fajas son de 15 metros de ancho cada una y además posee un muro de coronamiento, estos rellenos alcanzan los 2,3 millones de m^3 .

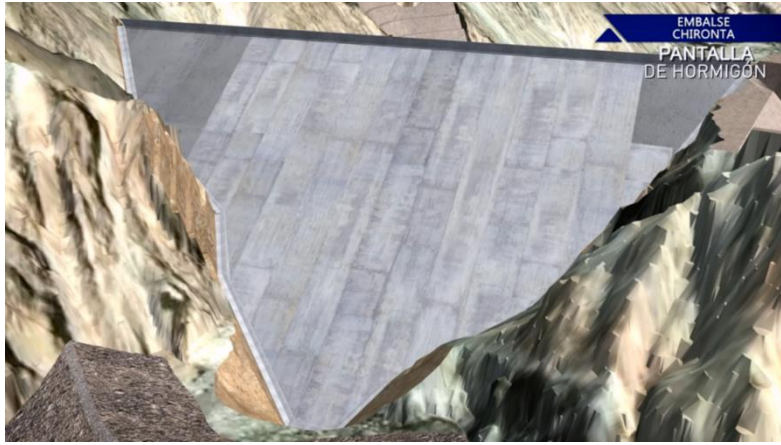


Figura 1.20. Pantalla de Hormigón del embalse Chironta. Fuente: Dirección de Obras Hidráulicas, Ministerio de Obras Públicas.

Otras obras que complementan la presa son el túnel de desviación de 473 metros de largo, ubicado al interior del cerro en la ladera sur, dando la vuelta desde un lado de la presa hasta al otro para desembocar en el río. Actualmente es usado para desviar el agua y continuar con la construcción, pero posteriormente se usará como vía de entrega regulada de agua para riego del valle, y es capaz de mantener un caudal de hasta 381 m³/s asociado a la crecida máxima registrada.

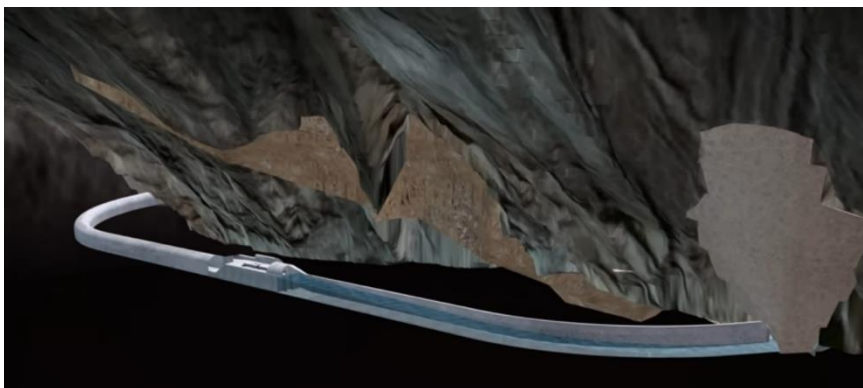


Figura 1.21. Túnel de Desviación al interior del cerro. Fuente: Dirección de Obras Hidráulicas, Ministerio de Obras Públicas.

Dentro de las obras de entrega de agua al río Lluta se encuentra una torre de captación de hormigón armado ubicada en el portal de entrada del túnel a una altura de 14 metros, con el fin de impedir el ingreso de material de arrastre hacia su interior.



Figura 1.22. Torres de Captación de las aguas en la base interior del embalse. Fuente: Dirección de Obras Hidráulicas, Ministerio de Obras Públicas.

La conducción de las aguas se hará mediante tuberías de acero de 1.600 milímetros de diámetro y una longitud de 297 metros, dicha tubería estará recubierta por hormigón. En el tramo posterior que corresponde al portal de salida o entrega del agua al río Lluta, se encuentran dos tuberías de 700 y 1.400 milímetros de diámetro. Se prevé que el portal de salida del agua al río Lluta será de un caudal de 2 m³/s y 13 m³/s en caso de vaciado del embalse.



Figura 1.23. Portal de Salida del embalse Chironta. Fuente: Dirección de Obras Hidráulicas, Ministerio de Obras Públicas.

El proyecto también consta de un evacuador de crecidas ubicado en la ladera norte de la angostura y constituido por un vertedero lateral que devuelve los excesos al río en periodos de aumento de agua, y está diseñado para evacuar un caudal máximo de 1.275 m³/s.

Adicionalmente el proyecto contempla la construcción de dos estaciones fluviométricas y una estación meteorológica, para monitorear las aguas antes y después del ingreso al embalse.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA DEL PROYECTO

CAPÍTULO II: Metodología del Proyecto

2.1. Antecedentes del Proyecto

Como se dijo anteriormente el proyecto consta del diseño de una presa para beneficiar la agricultura del valle de Lluta. Para ello el ministerio de obras públicas solicitó su diseño a empresas externas.

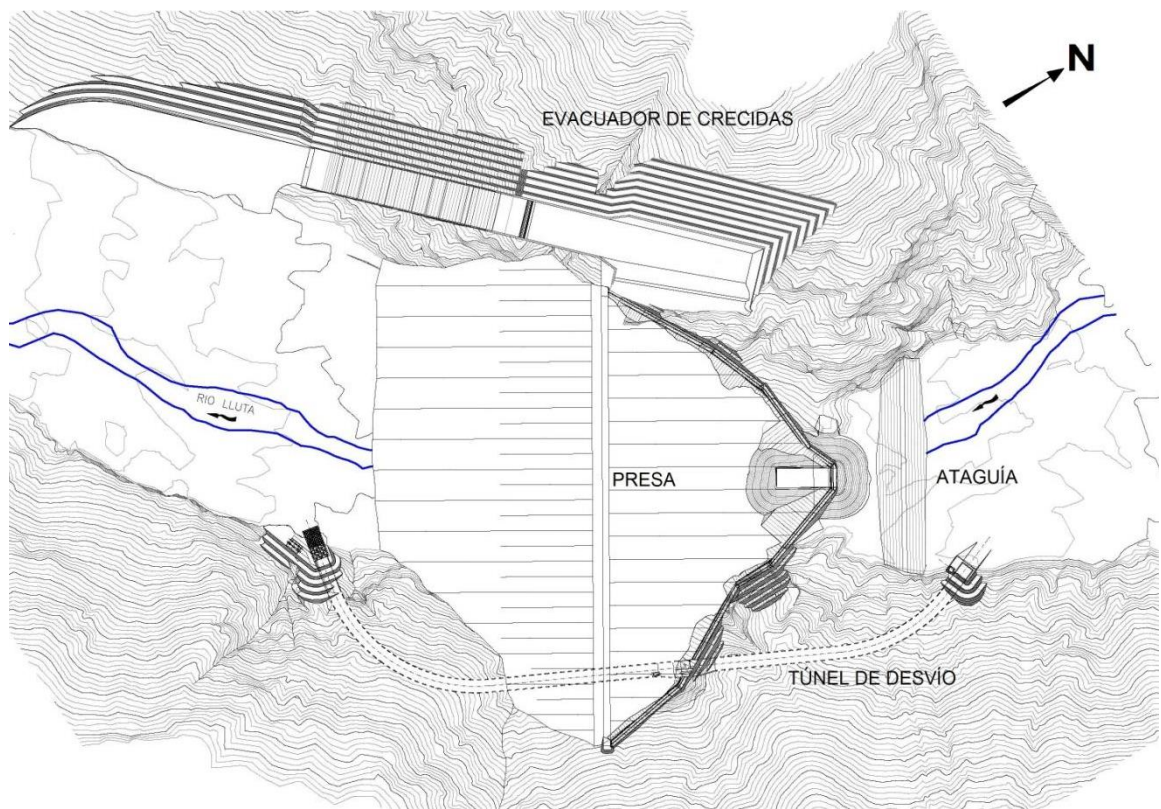


Figura 2.1. Disposición de la obra. Fuente: Ministerio de Obras Públicas.

La figura 2.1. Muestra la disposición de los componentes principales de la obra:

- Atagüa: Construida al comienzo de la obra para conducir el agua al túnel de desvío.
- Túnel de desvío: Canal de 8 metros de diámetro por donde pasa el agua para permitir la construcción de la presa y una vez finalizada, se utilizará como ducto de entrega de agua para riego. Posee una pendiente de 14 metros, un largo de 473 metros, una tubería de acero de 1.600 mm de un caudal máximo de 381 m³/s; obtenidos mediante un análisis a los caudales del sector con un periodo de retorno de 20 años. Y, en los últimos 297 metros, el túnel se compone de los siguientes elementos:

- Tubería de entrega de 1.600 mm (DN 1600) de diámetro y 297 m de largo, con sistema manual/motorizado para igualación de presiones, purga y aireación y control mecánico por sobre flujo.
- Válvula tipo mariposa de 1.600 mm (DN 1600) de diámetro, con accionamiento oleo hidráulico.
- Tableros eléctricos para iluminación, comandos y control de los equipos.
- Presa: Estructura fundamental de un embalse, se construirá de varios materiales, gravas compactadas y pantallas de hormigón. Tiene un largo total de 79 metros sin incluir la fundación y 71 metros útiles, es decir, el embalse puede llenarse un máximo de 71 metros; debido a que se consideran los efectos del movimiento de las aguas y asentamientos por sismos.
- Evacuador de Crecidas o Vertedero: Ubicado en la ladera norte en la parte superior de la presa con un largo de 70 metros. Para su diseño se ocupó un periodo de retorno de 10.000 años. Su función principal es evacuar el agua en caso de que el túnel de desvío no sea suficiente para grandes caudales en épocas de crecidas. Posee una cota máxima de 1.757 metros y un caudal máximo de 1.826 m³/s.
- Toma de Agua: Ubicada en el embalse aguas arriba, su función principal es permitir el paso del agua al túnel de desvío. Ya que, la calidad de ésta presenta muchos elementos de sedimentación, por lo tanto, la toma de agua consta de una torre de 14 metros que permite que los sedimentos se acumulen en el fondo del lecho, de esa manera entra el agua con menores impurezas.
- Salida del Agua: Ubicada en la base de la presa aguas abajo, su función es entregar agua al río para riego y para el humedal del río Lluta. Consta de los siguientes elementos:
 - 1 tubería de \varnothing 1.400 mm, con sistema manual/motorizado para igualación de presiones y purga de aire con válvula manual y de sobrepresión.
 - 1 tubería de \varnothing 700 mm, en paralelo, con sistema manual/motorizado para igualación de presiones y purga de aire con válvula manual y de sobrepresión.
 - 1 válvula de guardia tipo mariposa de \varnothing 1.400 mm en vía 1, con accionamiento electromecánico (actuador AUMA).
 - 1 válvula de guardia tipo mariposa de \varnothing 700 mm en vía 2, con accionamiento electromecánico (actuador AUMA).
 - 1 válvula difusora tipo Howell-Bunger de \varnothing 800 mm, con accionamiento electromecánico (actuador AUMA).

- 1 válvula difusora tipo Howell-Bunger de \varnothing 350 mm, con accionamiento electromecánico (actuador AUMA).

2.2. Condiciones Ambientales

Como es de esperarse en el proyecto del embalse Chironta se contempla un estudio de impacto ambiental realizado años antes del inicio de las obras por la empresa R & Q Ingeniería en el año 2012. De este estudio es necesario destacar varios puntos en cuanto a las condiciones climáticas y el impacto que estas producen en las aguas.

2.2.1. Temperatura

En relación con la temperatura media anual del sector, esta se sitúa alrededor de los 11,9 °C. Dependiendo de las estaciones se registra una temperatura máxima media en los meses de enero y febrero y una temperatura mínima media en el mes de junio (invierno), de 18,9 °C y 4,9 °C respectivamente. Cabe destacar que, aunque la temperatura media en el mes de junio no es muy baja es debido a que la temperatura promedio fluctúa entre los -10 °C y los -2,5 °C en la noche a los 12,9 °C en el día. Esto indica una oscilación térmica diaria de unos 14° C a 22° C.

2.2.2. Precipitaciones

Debido a las condiciones climáticas de la zona, las precipitaciones son de tan solo 44,1 mm al año, las lluvias se dan principalmente en los meses de mayo y agosto. Ahora bien, el río Lluta presenta altas crecidas a causa del llamado invierno altiplánico en los meses de enero y febrero, esto se produce por la influencia de grandes lluvias de la zona occidental del Amazonas, pero no en el sector en cuestión.

2.2.3. Caudal

El Río Lluta posee un área de cuenca 3.437 km²¹ y se abastece de agua mediante ríos más pequeños, el siguiente diagrama muestra la cantidad de ríos circundantes y sus nombres:

¹ Fuente: Banco Nacional de Aguas

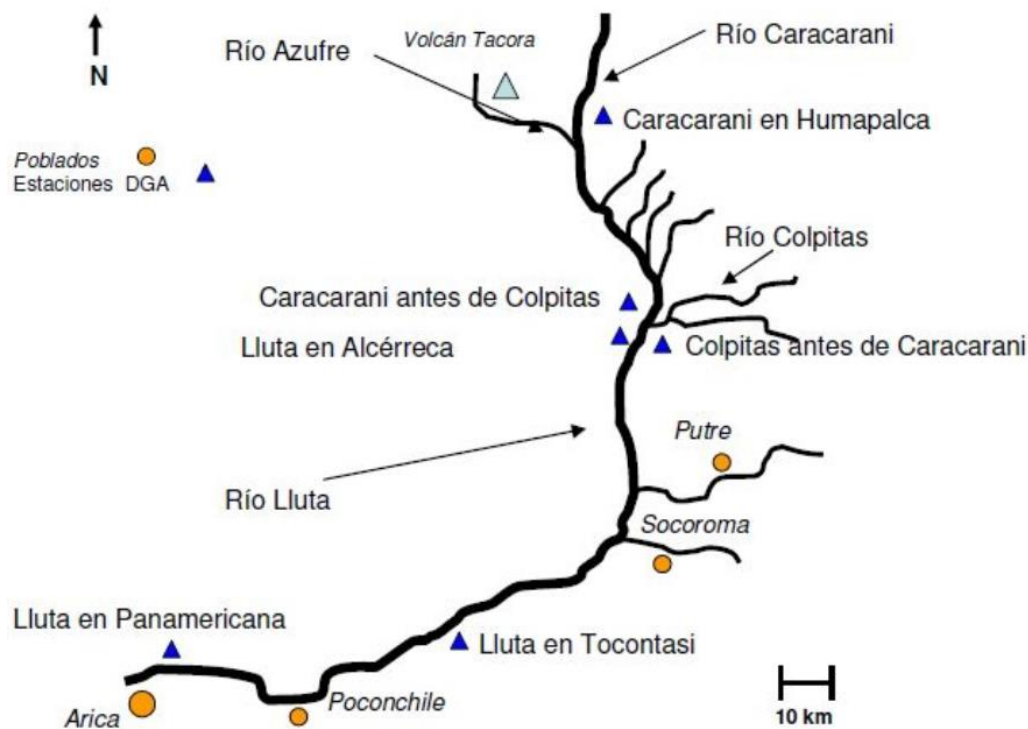


Figura 2.2. Esquema del río Lluta y los ríos circundantes. Fuente: DGA-DICTUC S.A. 2008.

Como se muestra en la imagen anterior existen 10 ríos principales que desembocan en el río Lluta y cada uno lo abastece de agua en proporciones diferentes:

Tabla 2. 1. Porcentaje de aporte de aguas al río Lluta.

RÍO	APORTE AL CAUDAL DEL RÍO LLUTA (%)
Caracarani	13
Azufre	7
Cascavillane, Teleschuño, Guancarane y Chusquiananta	28
Colpitas	28
Putre, Aroma y Socoroma	24

Fuente: DOH-Ingendesa S.A., 2004.

Anteriormente se mencionó las épocas del año de mayor precipitación debido al invierno altiplánico, mismo periodo en el que los recursos hídricos disponibles son mayores en los meses de enero, febrero y marzo, mientras que los caudales mínimos se registran en la temporada septiembre a diciembre. Respecto a esto es importante mencionar que existen 6 estaciones fluviométricas en el sector:

- Río Lluta en Alcérreca
- Río Lluta en Chapisca
- Río Lluta en Tocontasi
- Río Lluta en Panamericana
- Quebrada Caracarani en Humapalca
- Quebrada Colpitas en Alcérreca

En la estación fluviométrica “Lluta en Alcérreca”, el caudal medio mensual más alto ocurre en febrero, con un promedio de $4,5 \text{ m}^3/\text{s}$ y el más bajo corresponde a noviembre, con $1,1 \text{ m}^3/\text{s}$, obteniendo así un caudal medio anual de $2,3 \text{ m}^3/\text{s}$.

Como dato importante, en la crecida del año 2001 la estación fluviométrica “Lluta en Alcérreca” registró hasta un caudal de $360 \text{ m}^3/\text{s}$ y la estación “Lluta en Panamericana” registró un caudal máximo de $600 \text{ m}^3/\text{s}$. Este tipo de crecidas provoca daños desmedidos, afortunadamente se estima que el periodo de retorno es de 100 a 200 años.

Las dos curvas a continuación muestran precisamente los efectos del invierno altiplánico. Donde Pex corresponde a la probabilidad de excedencia y el costado izquierdo enseña el caudal disponible en m^3/s .

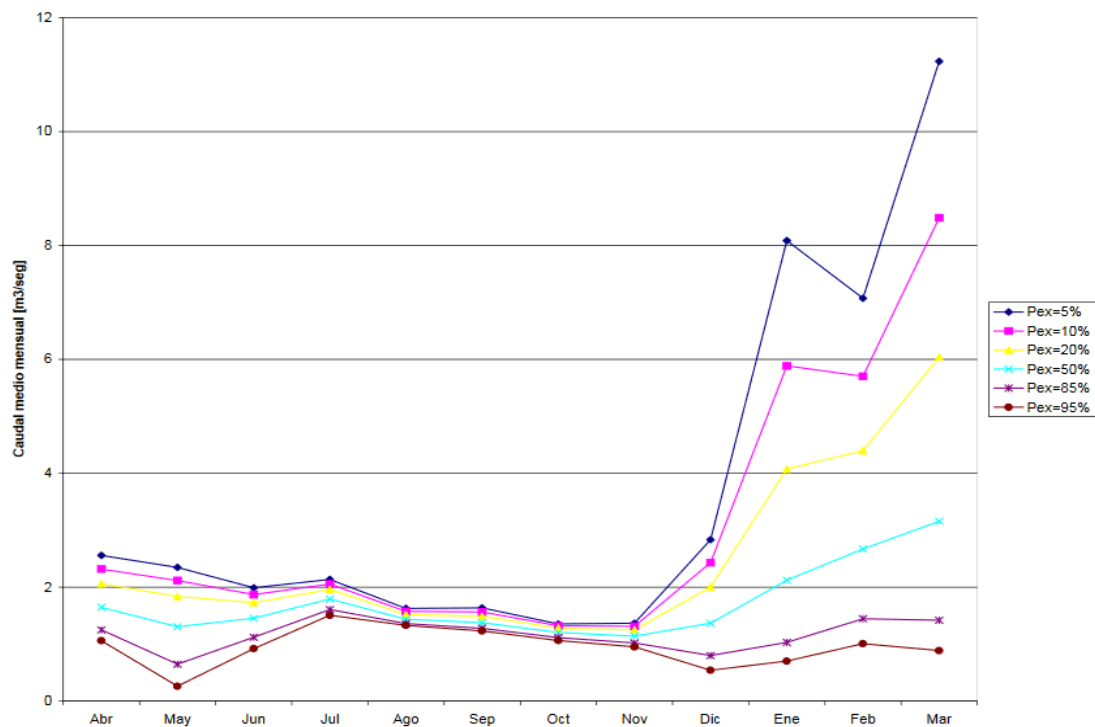


Figura 2. 3. Curva de Variación Estacional en Lluta en Chapisca. Fuente: Ministerio de Obras Públicas, 2003.

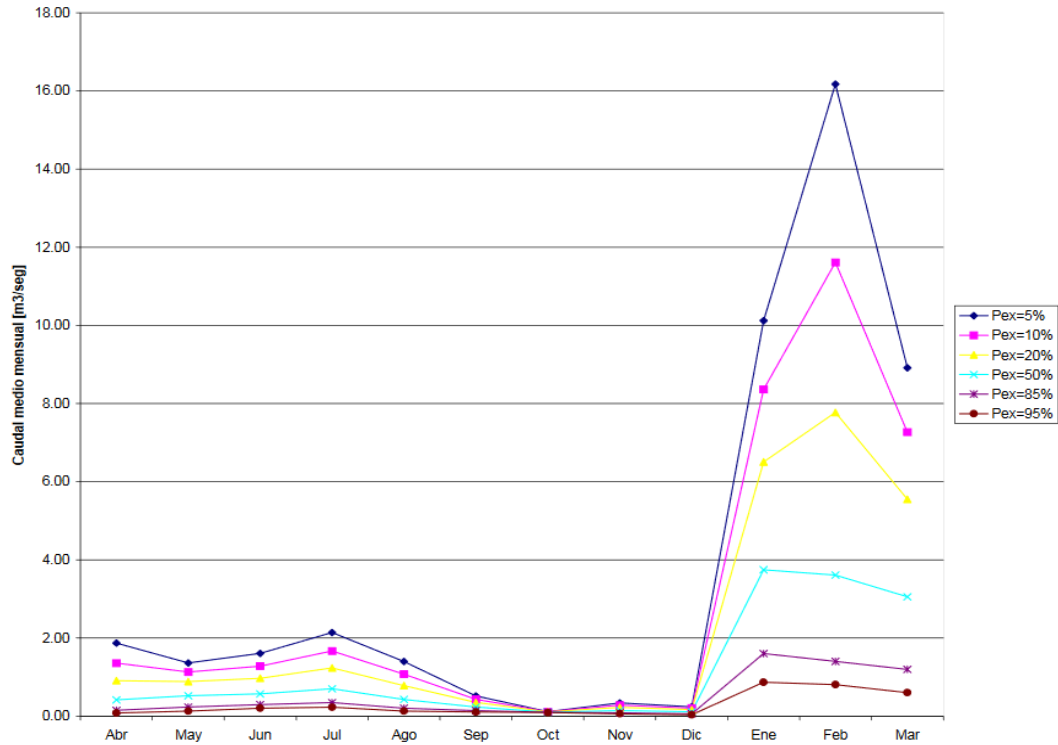


Figura 2. 4. Curva de Variación Estacional en Lluta en Panamericana. Fuente: Ministerio de Obras Públicas, 2003.

Hay que considerar que sólo se incluyen las curvas de las estaciones fluviométricas más cercanas al embalse, puesto que existen varias más en funcionamiento.

En relación con los caudales medios diarios para la situación actual (sin embalse) se ocuparon datos tomados por las estaciones fluviométricas DGA presentes en ese momento, para la situación futura (con embalse) se simularon los datos abarcando un periodo de 50 años desde enero de 1965 a diciembre de 2014.

Tabla 2. 2. Caudal medio diario promedio anual (m³/s) en los puntos de interés.

SITUACIÓN	MURO EMBALSE CHIRONTA	RÍO LLUTA EN TOCONTASI	RÍO LLUTA EN PUENTE POCONCHILE	RÍO LLUTA EN PANAMERICANA
Actual	2,09	2,23	1,88	1,21
Futura	2,04	2,18	1,8	1,11

Fuente: Dirección de Obras Hidráulicas, 2016.

En vista a los datos anteriores debido a una simulación, se comprueba que los caudales medios diarios no van a tener una gran variación, ya que la función del embalse es principalmente contener las crecidas del verano, y abastecer el valle con un caudal de agua constante, puesto que hoy en día experimenta muchas fluctuaciones.

En cuanto a las crecidas ya mencionadas anteriormente, se generaron caudales de crecidas asociados a periodos de retorno entre 2 a 100 años para la situación actual (sin embalse) y para la situación futura (con embalse) en los cuatro puntos de control hidrológico a lo largo del río Lluta.

Tabla 2. 3. Caudales de Crecida (m³/s) en los puntos de interés del río Lluta.

T (años)	MURO EMBALSE CHIRONTA	RÍO LLUTA EN TOCONTASI	RÍO LLUTA EN PUENTE POCONCHILE	RÍO LLUTA EN PANAMERICANA
2	54	54,9	25,1	17,2
10	193	196,7	96	64,2
50	564,5	574,7	367,6	273
100	772,4	785,4	540,2	404,8

Fuente: Dirección de Obras Hidráulicas, 2016.

2.2.4. Sedimentación

En el ámbito de la energía hidráulica la sedimentación afecta a la seguridad de las represas y reduce la producción, el almacenamiento, la capacidad de envío y la capacidad de atenuación de caudales de energía. Esto principalmente aumenta las cargas en la presa y en las compuertas, dañando los equipos mecánicos, como turbinas, debido a la abrasión que se produce en su interior.

Respecto al río Lluta, la dirección general de aguas realizó un estudio sobre la calidad del agua, donde establece sus componentes, el pH, conductividad eléctrica, sólidos suspendidos, coliformes fecales y oxígeno disuelto. En el ANEXO 1 se muestran los parámetros de calidad, donde la clase 0 indica el valor límite establecido por la Base de Datos Depurada (BDD), este valor se usa para compararlo con el valor máximo que alcanza el parámetro a estudiar. Es decir, se distinguen los parámetros de la clase 0, donde los valores mayores a dicho rango se clasifican en una clase superior. El caso del río Lluta existen 5 parámetros que exceden el límite de la clase 0 y son:

- Sólidos Disueltos

Tabla 2. 4. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Sólidos Disueltos

PUNTO DE MUESTREO	SÓLIDOS DISUELTOS (mg/L)	
	VALOR	CLASE
Río Lluta en Coronel Alcérreca	1490	3
Río Lluta aguas abajo Qda. Aromo	1640	4
Río Lluta en Chapisca	1550	4
Río Lluta en Poconchile	1920	4
Río Lluta en Panamericana	4000	4

Fuente: Muestreo Puntual CADE-IDEPE 2003, Dirección General de Aguas.

Tabla 2. 5. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Sólidos Suspendidos

PUNTO DE MUESTREO	SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES (mg/L)	
	VALOR	CLASE
Río Lluta en Coronel Alcérreca	21	0
Río Lluta aguas abajo Qda. Aromo	42	2
Río Lluta en Chapisca	50	2
Río Lluta en Poconchile	68	3
Río Lluta en Panamericana	16	0

Fuente: Muestreo Puntual CADE-IDEPE 2003, Dirección General de Aguas.

- Cianuro

Tabla 2. 6. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Cianuro

PUNTO DE MUESTREO	CIANURO ($\mu\text{g/L}$)	
	VALOR	CLASE
Río Lluta en Coronel Alcérreca	<3	0
Río Lluta aguas abajo Qda. Aromo	3	0
Río Lluta en Chapisca	18	3
Río Lluta en Poconchile	<3	0
Río Lluta en Panamericana	<3	0

Fuente: Muestreo Puntual CADE-IDEPE 2003, Dirección General de Aguas.

- Fluoruro

Tabla 2. 7. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Fluoruro

PUNTO DE MUESTREO	FLUORURO (mg/L)	
	VALOR	CLASE
Río Lluta en Coronel Alcérreca	0,5	0
Río Lluta aguas abajo Qda. Aromo	0,5	0
Río Lluta en Chapisca	0,8	1
Río Lluta en Poconchile	0,4	0
Río Lluta en Panamericana	0,8	1

Fuente: Muestreo Puntual CADE-IDEPE 2003, Dirección General de Aguas.

- Estaño

Tabla 2. 8. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Estaño

PUNTO DE MUESTREO	ESTAÑO ($\mu\text{g/L}$)	
	VALOR	CLASE
Río Lluta en Coronel Alcérreca	<10	<2
Río Lluta aguas abajo Qda. Aromo	70	4
Río Lluta en Chapisca	<10	<2
Río Lluta en Poconchile	20	2
Río Lluta en Panamericana	20	2

Fuente: Muestreo Puntual CADE-IDEPE 2003, Dirección General de Aguas.

- Coliformes Totales

Tabla 2. 9. Calidad del Agua Cuenca del río Lluta: Coliformes Fecales

PUNTO DE MUESTREO	COLIFORMES FECALES (NMP/100ml)	
	VALOR	CLASE
Río Lluta en Coronel Alcérreca	<2	0
Río Lluta aguas abajo Qda. Aromo	<2	0
Río Lluta en Chapisca	<2	0
Río Lluta en Poconchile	900	1
Río Lluta en Panamericana	500	1

Fuente: Muestreo Puntual CADE-IDEPE 2003, Dirección General de Aguas.

Los parámetros restantes no exceden el valor máximo y se consideran que pertenecen a la clase 0, por lo tanto, no superan el límite y no son un riesgo.

2.3. Matriz de Generación

Para seleccionar una turbina hidráulica son necesarios 2 parámetros importantes; la altura o caída y el caudal.

La única posibilidad de colocar una o dos unidades de generación es en las tuberías de salida del agua, es decir, la caída se produce en el ducto del túnel de desvío.

El Ministerio de Obras Públicas solicitó realizar un análisis complementario de factibilidad de una mini central hidráulica, de ello se obtienen los siguientes datos, que corresponden a la caída del agua, producto de la pendiente (14 metros), la torre de captación de agua (14 metros), el túnel de desvío (8 metros) y los efectos que ejercen los metros columna de agua en la presión y velocidad del fluido.

Tabla 2.10. Altura y Caudal para cada mes.

MES	H m	Q m ³ /s
Enero	55,52	2,28
Febrero	58,56	4,62
Marzo	60,74	4,51
Abril	60,97	1,65
Mayo	61,15	1,43
Junio	61,55	1,53
Julio	61,93	1,63
Agosto	62,15	1,50
Septiembre	61,96	1,41
Octubre	60,88	1,27
Noviembre	59,11	1,42
Diciembre	56,15	1,71

Fuente: Dirección de Obras Hidráulicas, Ministerio de Obras Públicas.

2.4. Cálculos Preliminares para la Elección de la Turbina

En la tabla 2.10 se muestran las alturas y caudales proyectados para cada mes, pero es necesario saber qué tipo de turbina hidráulica requiere el sistema, como se vio en el capítulo 2, todas estas máquinas trabajan a diferentes condiciones de operación.

Existen diversos parámetros para determinar el tipo de turbina, lo esencial es conocer la altura y el caudal.

2.4.1. Gráficamente

La elección de la turbina por la figura 1.8 muestra un diagrama para determinar el tipo de máquina en base a los parámetros mencionados anteriormente (caudal y altura), para ello se ocupan dichos valores considerados como un promedio anual mensual. Es decir, un caudal (Q) mensual de 2,08 m³/s y una altura bruta (H) mensual de 60,06 m.

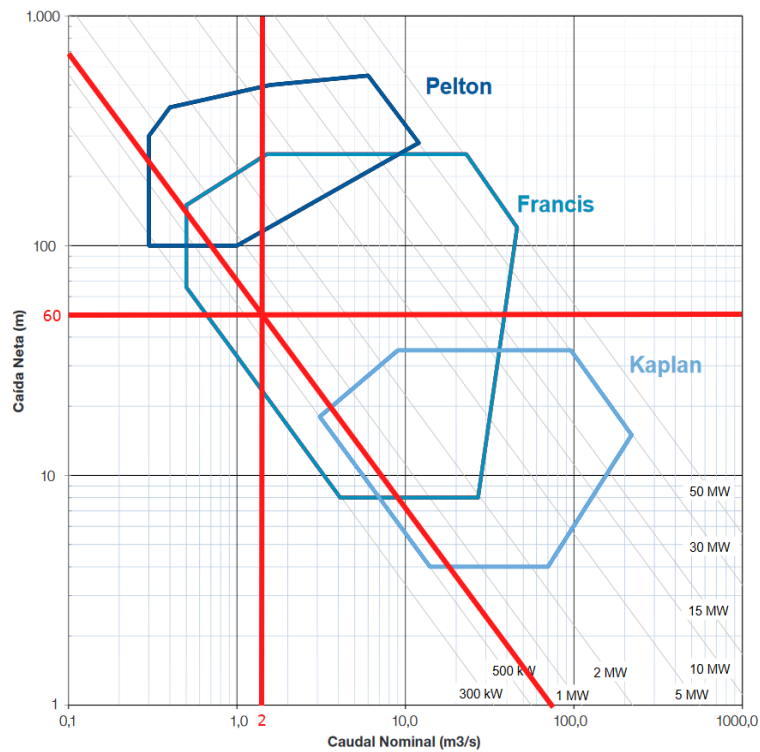


Figura 2.5. Selección del tipo de turbina según diagrama. Fuente: Creación Propia.

Según la ubicación de las condiciones de altura y caudal, la máquina que puede ser útil para el sistema es una Francis, con una o dos unidades de 500 o 1000 KW de potencia. Según los antecedentes de centrales similares al embalse Chironta, es común la utilización de una turbina de tipo Francis rápida.

Considerando que la figura anterior es para condiciones promedio, y existen valores de caudal y altura variable a lo largo del año. Entonces es necesario posicionarse en las condiciones menos favorables.

Tabla 2. 11. Condición máximas y mínimas de caudal y altura.

MES	H (m)	Q (m ³ /s)	CONDICIÓN
Febrero	58,56	4,62	Caudal Máximo
Agosto	62,15	1,5	Altura Máxima
Enero	55,52	2,28	Altura Mínima
Octubre	60,88	1,27	Caudal Mínimo

Fuente: Creación propia.

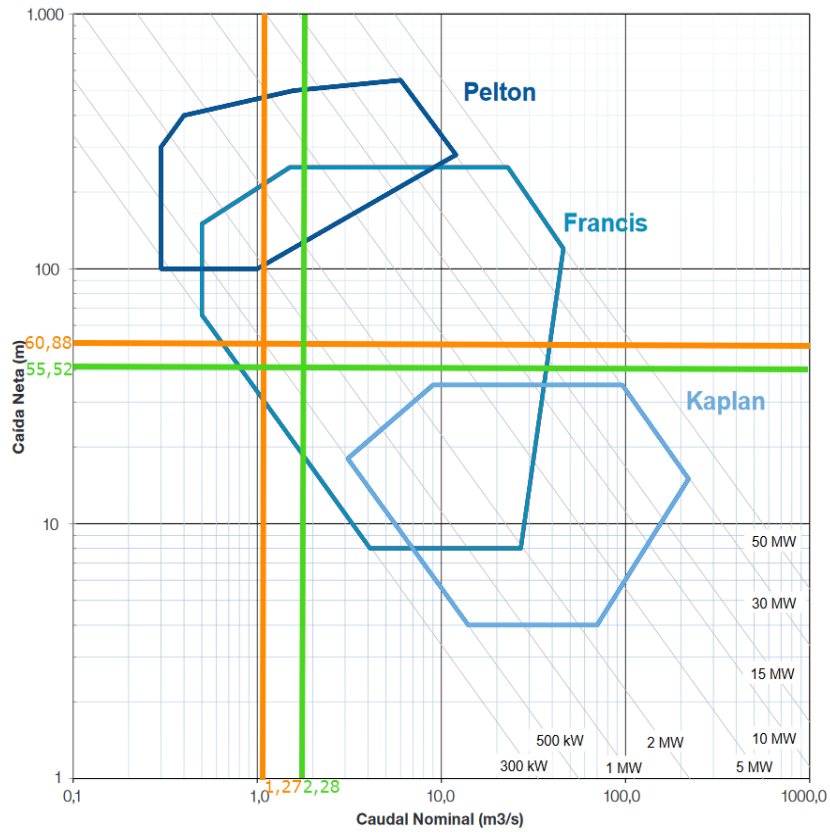


Figura 2. 6. Selección del tipo de turbina según diagrama para valores mínimos.

Fuente: Creación Propia.

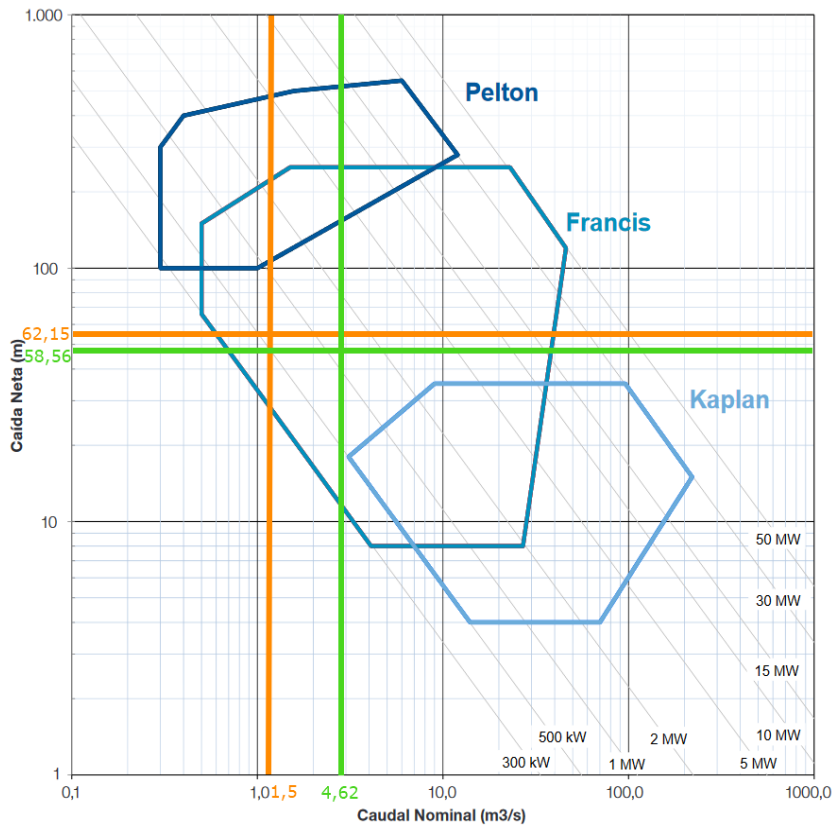


Figura 2. 7. Selección del tipo de turbina según diagrama para valores máximos.

Fuente: Creación Propia.

Según las nuevas curvas (Figura 2.6 y 2.7) la turbina más acertada en las mejores y peores condiciones continúa siendo una Francis.

2.4.2. Número Específico de Revoluciones

Considerando el criterio de cálculo del número específico de revoluciones, se pueden obtener los valores para la selección de turbinas, y posteriormente compararlos con la tabla 1.2. Puesto que, no está seleccionada la turbina, no hay un número de revoluciones definido, pero los valores según la velocidad sincrónica, de 750, 1.000 y 1.500 rpm, dan una idea más clara de las posibilidades. De las fórmulas 1.1. y 1.2. y utilizando el dato de 1.000 rpm, se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 2. 12. Número específico de revoluciones para diferentes velocidades del rotor.

MES	ALTURA BRUTA (m)	CAUDAL (m ³ /s)	1000 rpm	
			n _q	n _s
Enero	55,52	2,28	74,24	245,88
Febrero	58,56	4,62	101,54	336,29
Marzo	60,74	4,51	97,61	323,28
Abril	60,97	1,65	58,87	194,98
Mayo	61,15	1,43	54,69	181,12
Junio	61,55	1,53	56,29	186,43
Julio	61,93	1,63	57,83	191,54
Agosto	62,15	1,5	55,33	183,25
Septiembre	61,96	1,41	53,77	178,08
Octubre	60,88	1,27	51,71	171,25
Noviembre	59,11	1,42	55,90	185,14
Diciembre	56,15	1,71	63,75	211,14
MEDIA DEL AÑO			57,06	188,98

Fuente: Creación propia.

Según los cálculos y la tabla 1.2, la selección más acertada considerando el n_s y n_q por mes, es la turbina de tipo Francis normal para 1.000 rpm debido al número específico de revoluciones en el que se encuentra el rango de operación.

2.5. Potencia Hidráulica Bruta

De las siguientes ecuaciones se obtiene el potencial máximo de generación para las condiciones promedio de 60,06 metros y 2,08 m³/s.

$$N_B = \rho g H_B Q$$

$$N_B = 998 * 9,81 * 60,06 * 2,08 = 1223 \text{ KW}$$

El cálculo se realiza para los meses donde se encuentran las condiciones más cambiantes, ya que, la capacidad de la central también varía.

Tabla 2. 13. Potencia Hidráulica Bruta para meses críticos.

MES	CONDICIÓN	H (m)	Q (m ³ /s)	N _B (KW)
Febrero	Caudal Máximo	58,56	4,62	2648
Agosto	Altura Máxima	62,15	1,5	913
Enero	Altura Mínima	55,52	2,28	1239
Octubre	Caudal Mínima	60,88	1,27	757

Fuente: Creación propia.

Según la tabla 2.13 el mes de menor producción es octubre, con tan solo 757 KW y febrero el mes de mayor producción con 2648 KW, lo que evidencia las consecuencias de las variaciones de los caudales ocurridas en el año. Debemos mencionar también, que esta potencia es hidráulica y no debe ser confundida con la potencia eléctrica entregada a la red.

2.6. Selección de Equipos

En cuanto, a los equipos necesarios para la implementación de una hidroeléctrica, se realizó una cotización con la empresa austriaca Global Hydro, que recomendó equipos de diferente tipo desde: turbinas, generadores, transformadores, cableado, accesorios y softwares de control.

2.6.1. Turbina

La turbina seleccionada es una de tipo Francis normal, modelo FSPH 557 - 138 - 13 y posee una potencia de 1 MW.

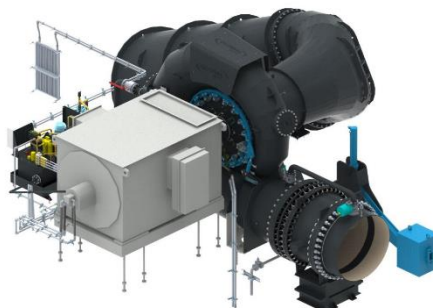


Figura 2. 8. Turbina Global Hydro de eje horizontal. Fuente: Global Hydro.

La turbina posee las siguientes características técnicas proporcionadas por la empresa:

Tabla 2. 14. Características de la turbina.

Altura Máxima	H_B	65 metros
Altura mínima	H_N	53 metros
Caudal máximo	Q_N	2,28 m ³ /s
Potencia nominal	P_T	1074 KW
Velocidad nominal	n_T	1000 rpm
Velocidad fuera de control	n_D	1940 rpm
Diámetro del rodete	D_2	557 mm
Cabezal de Succión	H_S	-2,1 metros
Material del rodete	-	X 3 CrNiMo 13 - 4

Fuente: Global Hydro.

Adicional a la tabla 2.14. la empresa también hizo entrega de curvas de eficiencia:

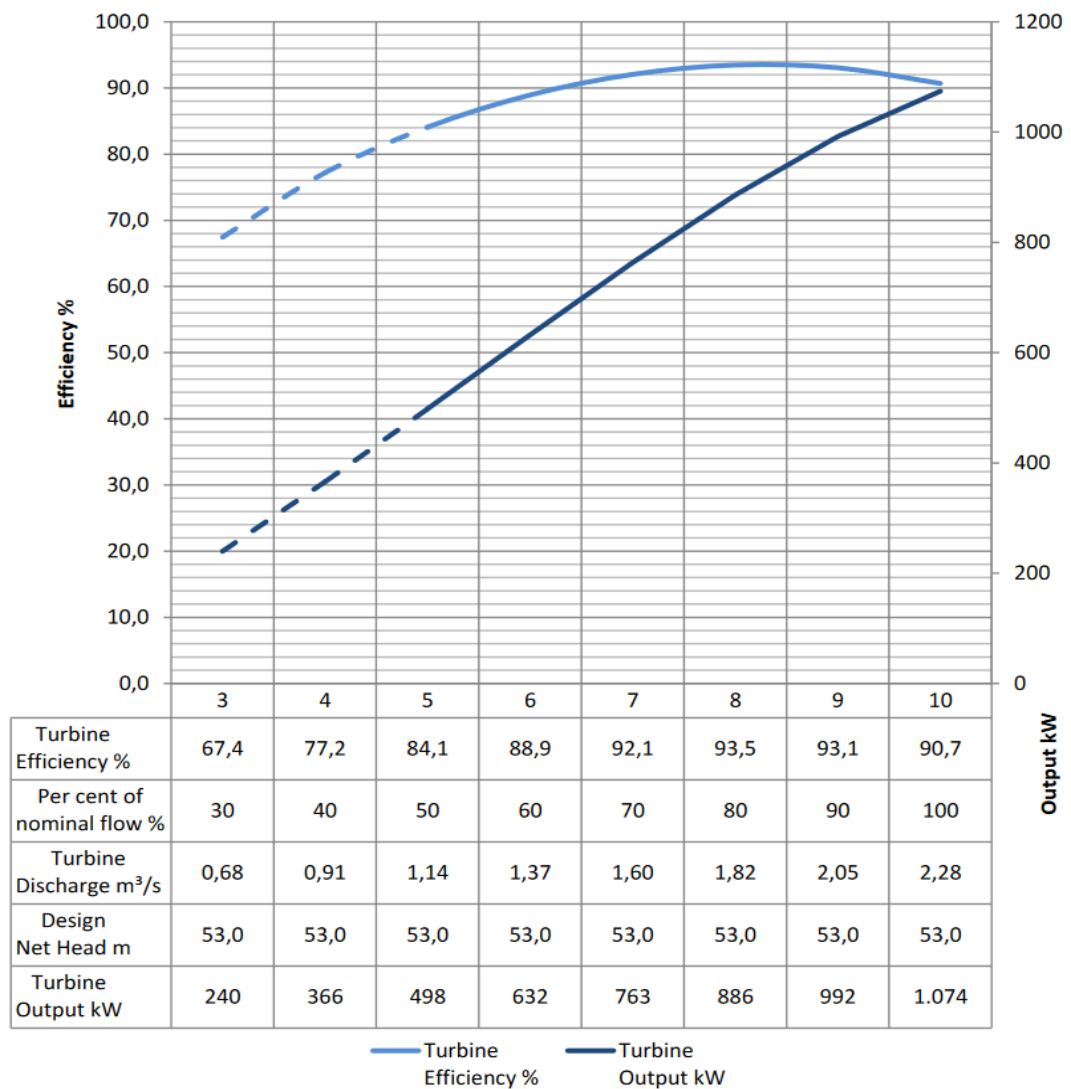


Figura 2. 9. Curva de eficiencia de la turbina. Fuente: Global Hydro.

Según la curva, se puede notar que la eficiencia máxima es 93,5%, pero 93,1% es la que se logra, cuando la turbina trabaja con un caudal de 2,05 m³/s. Por lo mismo es que en los meses de crecida, se utilizará un caudal de 2,05 m³/s hacia la turbina y el excedente continuará por la tubería de 800 mm, haciendo entrega al río mediante una válvula Howell-Bunger.

Adicionalmente, la turbina consta de una válvula mariposa de 800 mm y PN 10, es decir, soporta una presión máxima de 10 bares. Esta válvula se encuentra ubicada en la entrada del fluido a la turbina. Y evidentemente, se encarga de regular el caudal que ingresa a la turbina, así también mantenerla cerrada cuando la turbina no está en funcionamiento.

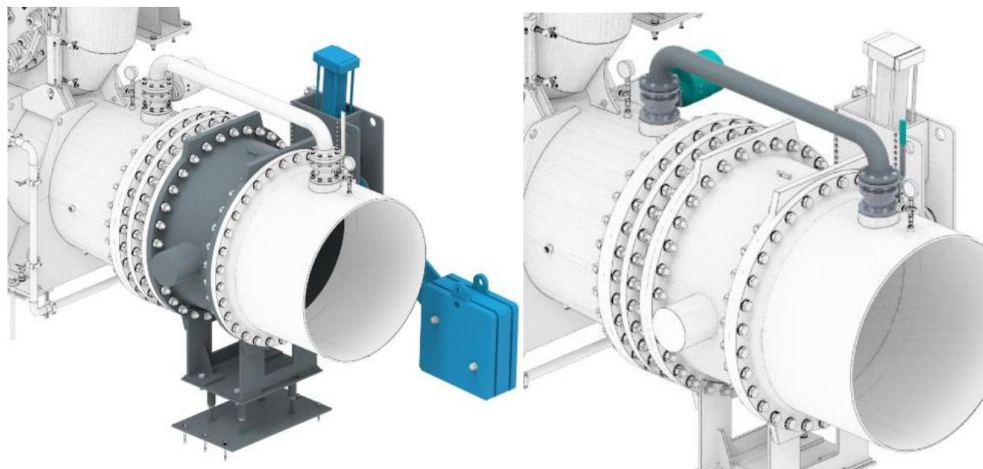


Figura 2. 10. Válvula mariposa. Fuente: Global Hydro.

Cómo se puede apreciar en la imagen, la válvula consta de un by-pass para equilibrar la presión de ambos lados y consta de un equipo con cierre eléctrico. Ciertamente este sistema va acoplado con bridas, para posibilitar el desmontaje en caso de mantenimiento.

2.6.2. Alternador

El alternador (también de la empresa Global Hydro) es un alternador síncrono de 3 fases, 1000 rpm y 1150 KVA. Posee ejes reforzados y extendidos, y rodamientos diseñados para cargas adicionales para el montaje directo a la turbina.

Tabla 2. 15. Ficha técnica del alternador Global Hydro.

Salida nominal	KVA	1150
Voltaje nominal	V	400
Velocidad	rpm	1000
Factor de potencia sobreexcitado	-	0,95
Temperatura ambiente	°C	40
Conexión	-	Estrella
Enfriamiento	-	IC01
Aspecto	-	Tipo de rodillo
Estándar de especificación	-	IEC 60034
Amortiguador bobinado	-	Para una carga desequilibrada del 10%
Salida del cable	-	Con tapa ciega de Al en la parte inferior
Temperatura de bobinado	-	2xPT100 por fase en el devanado del estator
Temperatura del cojinete	-	2xPT100 (intercambiable) por rodamiento
Detección de velocidad	-	2 sensores inductivos con rueda dentada
Conexión	-	Estrella
Eficiencia	%	95

Fuente: Global Hydro.

2.6.3. Unidad Hidráulica

La unidad hidráulica, es un componente que participa en el funcionamiento de la planta y se instala en el suelo, a un costado de la turbina. La cual, controla la turbina y la válvula de cierre, permitiendo el arranque de la planta por medio de una bomba manual.



Figura 2. 11. Unidad Hidráulica. Fuente: Global Hydro.

Consta de los siguientes componentes:

- Depósito de aceite con boca de llenado, indicador de nivel de aceite, flotador, interruptor, termostato y manómetro.

- Bomba de engranajes con motor eléctrico (400 V / 50 Hz).
- Bomba de mano.
- Filtro de alta presión.
- Presostato para control de bombas.
- Acumulador.
- Válvula de alivio de presión.
- Válvula de cierre de emergencia.
- Válvula de retención del acelerador.
- Colector de aceite.

2.6.4. Software Heros

En la actualidad, todos los sistemas son automáticos, principalmente en las centrales de generación de electricidad, por ende, se va a disponer de “armarios” para el control eléctrico, que permite el arranque de la turbina o controlar el caudal para obtener su máxima eficiencia. En este caso Global Hydro recomienda implementar diferentes softwares de control los cuales fabrica y vende en función del software Heros.

a) Software Heros “PLC Turbine”

Incluye un sistema de control completamente automático para que los reguladores de turbina hidráulicos y electromecánicos, que deben instalarse en el lugar para configurar un botón de inicio y parada, teniendo, como una alarma indicadora de fallas.

Funciones del Software:

- Secuencias de arranque y parada.
- Control de todas las unidades (unidad de turbina hidráulica, unidad de lubricación, unidad de refrigeración), así como también de equipos auxiliares.
- El software regula el alternador hasta la velocidad de sincronización. Por lo tanto, el alternador se conecta automáticamente a la red mediante el dispositivo de sincronización.
- La inteligencia del software del sistema incluye un sistema de auto optimización para poner en marcha la turbina de 0 a 100% dentro de un intervalo de tiempo.
- Modo paralelo a la red con regulación del nivel del agua, la turbina funciona con nivel de agua regulado, es decir, el caudal de agua será constante. En caso de entrada, se calcularán las pérdidas de los canales.

- Funcionamiento en paralelo a la red con modo de regulación de potencia, la turbina funciona con potencia regulada, por lo que, la potencia del alternador será constante y el nivel del agua varía.
- Vigilancia y protección, todos los sensores de la planta se supervisan continuamente y se comprueban sus valores. Si existe alguna diferencia con la operación estándar, se activa una alarma. Hay distintos tipos de sensores, los más habituales son los de monitoreo de temperatura. Si la temperatura sube, en primera instancia se generará una alerta de información. Si la temperatura sube por encima del nivel 2; la secuencia de parada se pondrá en marcha. Otro de los sensores importantes en instalaciones hidráulicas es el monitoreo del nivel del agua, cuando existe algún problema se da una alerta “nivel de agua demasiado alto”. Y si el nivel de agua disminuye, la turbina reduce su potencia, hasta que tiene que detenerse.
- Control de los valores de la temperatura de los cojinetes, temperatura de los devanados, velocidad, nivel del agua y valores hidráulicos.
- Monitoreo y evaluación de fallas.
- Parada rápida mecánica y eléctrica (sin exceso de velocidad) colocando una alarma.

b) Software Heros “Visualización”

La visualización del sistema de control puede iniciarse también en una oficina de control lejana, cada computador puede ser configurado para conectarse a la central eléctrica. Algo muy beneficioso cuando existen ingenieros que trabajan alejados de la central.



Figura 2. 12. Visualización del programa desde un computador. Fuente: Global Hydro.

Descripción del Software:


- Vigilancia y protección, el software muestra todas las advertencias y fallos generados por el PLC de la planta.
- Todas las alarmas se muestran con un texto autoexplicativo que incluye datos y valores en tiempo real, y además guarda un historial.
- Almacenamiento de datos y línea de tendencia, también la línea de tendencia se puede abrir como una tabla o un gráfico.
- Calendario de mantenimiento permitiendo al cliente obtener información periódica sobre el trabajo por hacer.

2.6.5. Hardware Heros

Dentro de los equipos o soportes físicos que requiere la planta, para el funcionamiento de los softwares. Se indican los siguientes:

- a) Hardware: Heros Controller, para el software Heros “PLC Turbine”:


Tabla 2. 16. Especificación Técnica del Hardware de control Heros.

Voltaje nominal	24 VDC	
Temperatura de trabajo	0 a 50 °C	
Enfriamiento	Pasivo	
Procesador	1,75 GHz	
DDR3-RAM	4 GB	
Ethernet RJ45	2 pcs	
USB	4 pcs	
Sistema Operativo	Windows 10 IoT Enterprise	

Fuente: Global Hydro.

- b) Hardware: Heros Almacenamiento, para ser usado en el almacenamiento de la base de datos Heros.

Tabla 2. 17. Especificación Técnica del Hardware de almacenamiento Heros.

Voltaje nominal	24 VDC	
Temperatura de trabajo	0 a 50 °C	
Enfriamiento	Pasivo	
Procesador	2,2 GHz	
DDR3-RAM	8 GB	
Ethernet RJ45	2 pcs	
USB	4 pcs	
Disco duro de 2 ½ pulg	320 GB	
Sistema Operativo	Windows embedded	

Fuente: Global Hydro.

- c) Hardware: Panel PC Heros, permite la visualización del sistema de control, e incluye un lápiz táctil.

Tabla 2. 18. Especificación Técnica del Panel de visualización Heros.

Tamaño	15,6 pulg
Temperatura de trabajo	0 a 50 °C
Tipo de procesador	Intel Celeron 2000E
Procesador	2,2 GHz
Núcleos	2
RAM	4 GB
Ethernet	2 pcs
USB	4 pcs
Disco duro	SSD



Fuente: Global Hydro.

- d) Hardware: I/O System Heros

Sistema I/O para obtener todos los datos de la turbina y sus equipos auxiliares, funciona con turbinas Kaplan, Francis y Pelton. Este hardware incluye:

- Sensores I/O de turbina.
- I/O de regulación de turbina hidráulica.
- Sensores de I/O del alternador.
- Entrada análoga para medición de potencia.



Figura 2. 13. Hardware Heros de I/O System. Fuente: Global Hydro.


- e) Medición del nivel de agua con FO-Ethernet

Equipo para la medición del nivel de agua, utilizable para nivel de agua superior, nivel de agua de cola y nivel de agua del vertedero.

Para llevar a cabo la medición del nivel de agua, el hardware incluye un sensor de presión electrónico, de alta precisión, no sensible al hielo y con protección contra sobretensión. Todo esto acoplado en un armario de control compuesto por:

- Entrada análoga (nivel de agua).
- Entradas digitales (estado del armario).
- Batería de reserva.
- Fusibles y protección contra sobretensiones.
- Convertidores de fibra óptica.

Tabla 2. 19. Datos técnicos del armario de control.

Voltaje nominal	400 VCA	
Frecuencia nominal	50/60 Hz	
Temperatura ambiente	35°C	
Voltaje de suministro necesario	400 V/ 50 Hz/ 16 A	

Fuente: Global Hydro.

f) Sistema de Alarma y Control Remoto

Usando una nube en línea, se instala una conexión VPN que asegura a la planta de energía y dentro del gabinete de control, Heros, se instala un portal de servicio VPN.

En caso de alarma o falla, se enviará un mensaje de texto. Los mensajes SMS son generados por el sistema Heros, que permite enviar hasta a 5 números de celular.

Incluye:

- 1 router LAN (GSM) a LAN.
- Licencia de software.
- Antena omnidireccional.
- Cable para antena de 5 m.

g) Armario de Control de la Turbina

Armario de 400 VAC y 24 VDC para incluir el control equipos y distribución para el generador. Toma las señales de los equipos mecánicos y eléctricos y transforma dichas señales para ser usadas en el sistema de regulador de la turbina.

Que consiste en:

- Armario de control de 1200 mm de largo, 600 mm de ancho y 2000 mm de largo.
- Placa de montaje lista para montar y cablear.
- Fuente de alimentación 400V/50Hz.
- Distribución 230 / 400VAC para todos los elementos de suministro de GLOBAL Hydro.
- Circuito de control de parada de la máquina.
- Relés de control.



Figura 2.14. Armario de control de la turbina. Fuente: Global Hydro.

h) Armario de Control de la Planta

Este armario está destinado al control de la totalidad de la planta, no solo la turbina y a diferencia del anterior que es más pequeño, con unas dimensiones de 800 mm de largo, 600 mm de ancho y 2000 mm de alto. Además, posee los mismos datos técnicos que el armario de control de turbina.

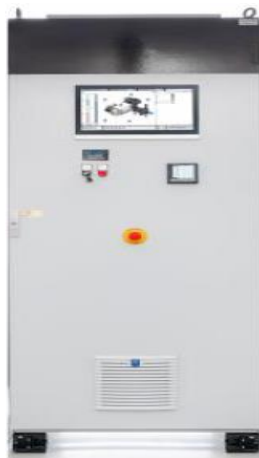


Figura 2.15. Armario de control de la planta. Fuente: Global Hydro.

2.6.6. Transformador

Estos equipos, ayudan a elevar la tensión de la energía eléctrica producida en los generadores para así poder ser utilizada y transportada a la red eléctrica. Su instalación es en celdas dentro de armarios al interior de la sala de control, donde se encuentran ubicados los equipos eléctricos.

La empresa Global Hydro recomienda un transformador tipo bloque de diseño conservador o hermético.

Su diseño incluye:

- Tornillos de drenaje.
- Tornillo de puesta a prueba a tierra.
- Termómetro.
- Frecuencia de 50/60 Hz.
- Conexión de tipo YNd5



Figura 2.16. Transformador. Fuente: Global Hydro

Además de utilizar equipos de transformación de altas tensiones, también la empresa mencionada anteriormente recomienda equipos eléctricos auxiliares que sirvan para fuentes de energía de baja tensión que son para alimentar los servicios auxiliares de la mini central como aire acondicionado, iluminación, sistemas de seguridad, entre otros.

El modelo recomendado es de diseño hermético e incluye:

- Voltaje secundario de 230/400V.
- Frecuencia de 50/60 Hz.
- Conexión de tipo Dyn5.
- Relé de protección hermético



Figura 2.17. Transformador auxiliar. Fuente: Global Hydro

2.6.7. Cables

La empresa Global Hydro incluye los componentes de conectividad, que contemplan tres tipos de cables generales.

Cables de señal: Son de control para conectar el equipo eléctrico al gabinete del software de control, HEROS. Se caracteriza por aislamiento del conductor de PVC, conductor de cobre, voltaje nominal de 300/500 voltios, voltaje de prueba 200V.



Figura 2.18. Cables de señal. Fuente: Global Hydro.

Cables de potencia LV: Son de alimentación de baja tensión para conectar unidades < 1000V. El conductor es de aluminio con aislamiento de PVC, tiene un revestimiento interior y una funda de PVC, su voltaje nominal es de 600/1000 voltios, voltaje de prueba 4000 voltios.

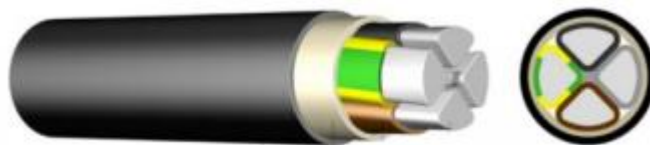


Figura 2.19. Cables de potencia LV. Fuente: Global Hydro.

Cables de potencia MV: Estos cables unipolares de media tensión para conectar unidades de MT con aislamiento, revestimiento de PE, con pantalla interior y exterior, un voltaje nominal de 6/10 kV, 12/20 kV, 18/30 kV.



Figura 2.20. Cables de potencia MV. Fuente: Global Hydro.

2.7. Propiedades de Material del Rodete

El material que es utilizado en la confección del rodete es acero inoxidable de tipo martensítico blando cromo níquel, específicamente el 1.4313 X 3 CrNiMo 13 - 4.

Este acero, como bien dice el nombre, es resistente a la corrosión, pero también se caracteriza por ser resistente a aguas con altos contenidos de sal, además, posee muy buenas propiedades mecánicas. Sus principales áreas de aplicación corresponden a la industria petroquímica, construcción de bombas y ruedas de turbinas.

Sus propiedades mecánicas a temperatura ambiente (20 °C) corresponden a:

- Límite elástico de 800 N/mm²
- Alargamiento de 10 %
- Resiliencia 40 J
- Dureza cuyo valor puede variar de 285 a 346 HB

Su composición química consta de:

- Carbono (0,05 %): Todos los aceros contienen en diferentes proporciones un porcentaje de carbono, el cual, dependiendo de su cantidad el acero estará más expuesto a formar carburos. Generalmente el carbono en aceros inoxidables es muy bajo, pero puede alcanzar hasta 0,6 %.
- Silicio (0,7 %): Este elemento sirve como desoxidante en las etapas de fabricación del acero, pero para porcentajes más altos de 0,3% permite aumentar la templabilidad, elevar sensiblemente el límite elástico y la resistencia a la fatiga.

- **Manganeso (1,5 %):** Este elemento es un desoxidante, que se añade a todos los aceros para eliminar las impurezas por el azufre en el proceso de fabricación, pero si su contenido de manganeso es relativamente mayor, aumentaría ligeramente la resistencia y mejoraría la templabilidad del acero.
- **Potasio (0,04 %):** Este elemento mejora moderadamente la templabilidad, además, de aumentar ligeramente la resistencia de los aceros con bajo porcentaje de carbono y mejorar ligeramente la resistencia a la corrosión.
- **Azufre (0,015 %):** Este elemento actúa como desoxidante, todos los aceros contienen, aunque sea, un pequeño porcentaje de azufre que junto al manganeso se formarán inclusiones de sulfuros de azufre, actuando como concentradores de tensiones y disminuyendo la cantidad de carburos en la etapa de fabricación.
- **Cromo (12 %):** Como bien es sabido, el cromo en grandes porcentajes en el orden de 10 a 20 %, le otorga al material resistencia a la corrosión y oxidación. Es por esa misma razón, que todos los aceros inoxidable contienen cromo en su composición química. Asimismo, éste añade al acero otras características importantes, tales como: aumento de la templabilidad, mejora de la resistencia al desgaste y la abrasión y aumenta la resistencia a altas temperaturas.
- **Níquel (3,5 %):** La principal característica de la adición de níquel en los aceros es el aumento de la resistencia y límite de elasticidad, sin disminuir la tenacidad. Otra característica del níquel es que le permite al acero permanecer en ambientes con agua salada y en ambientes con valores, tal como, rodets de turbinas a gas. Adicionalmente el níquel evita el crecimiento de grano en los tratamientos térmicos.
- **Molibdeno (0,3 %):** Pequeños porcentajes de molibdeno mejoran la resistencia a la tracción, la templabilidad y la resistencia al creep de los aceros.
- **Nitrógeno (0,02 %):** Pequeñas proporciones de nitrógeno conducen a un aumento del límite elástico.

2.8. Calidad del Agua y Rodete

Algunos de los factores que se deben tener en consideración, son los componentes disueltos en el agua que afectan directamente al material de rodete elaborado de acero inoxidable (X 3 CrNiMo 13 - 4). Por lo tanto, se hace necesario comprobar que estos compuestos presentes en agua no sobrepasan los parámetros señalados por el fabricante en la tabla del ANEXO 4.

Por medio de un estudio de calidad de agua en el año 2012, que cuenta con las limitaciones impuestas por la Norma Chilena 1333, y además de establecer todos los elementos y compuestos químicos del agua del río Lluta. Para lo anterior, se tomaron muestras en 8 estaciones para delimitar las partes del río aledañas y en contacto directo al embalse, pero existen solo dos estaciones que se contemplan en el agua que es conducida a la turbina.

- Estación 1, ubicada en el área de inundación del embalse.
- Estación 4, ubicada en la presa.

Como se expresó anteriormente, el estudio que contempla los valores de la calidad del agua fue realizado exactamente en el año 2012, siendo algo desfavorable, ya que, las concentraciones del agua cambian constantemente entre temporadas y más aún si hablamos de 9 años. Por lo que, es recomendable realizar estudios periódicos de los compuestos químicos presentes en el agua del río Lluta.

2.8.1. Sólidos Suspendidos Totales

Según el Global Hydro la turbina debe operar con una concentración máxima de sólidos suspendidos de 100 mg/l. Ahora bien, la estación 1 y 4 muestra una concentración 43 y 41 mg/l respectivamente, por lo que se puede concluir que no se superan los límites establecidos por el fabricante y no se ve afectado el material del rodete.

2.8.2. pH

Otro de los parámetros de interés que afectan en el material del rodete es el pH del agua que debe situarse en un rango de 5 a 9, por lo que la calidad del agua entra en el rango mencionado con un pH 8 para las estaciones de estudio.

2.8.3. Sulfato

Los sulfatos no deben superar los 300 mg/l en el agua que entra en directo contacto con la turbina. Para las estaciones mencionadas este parámetro se ubica muy cerca del límite establecido por el fabricante, a 292,2 mg/l para la estación 1, favorablemente no lo supera en ninguna estación.

2.8.4. Temperatura Media del Agua

La temperatura máxima medida se localiza en la estación 4 correspondiente al agua que circunda la presa, cuyo valor equivale a 21,3 °C, pero este valor es considerado un

estimado, siendo que la presa todavía sigue en construcción y no se puede registrar las temperaturas reales hasta que la etapa finalice, por lo que, su valor real puede variar sobre todo asumiendo que la cantidad del agua embalsada al ser muy grande, los rayos del sol sólo pueden calentar la superficie, no obstante no se calienta hasta la torre de toma de agua. Sin embargo, a lo largo de todo el año su temperatura se sitúa entre los 18 a 19 °C. No obstante, el fabricante recomienda como temperatura ideal de operación los 20 °C.

2.8.5. Saturación de Oxígeno

La empresa Global Hydro recomienda un mínimo de 85% de saturación de oxígeno disuelto en el agua, de modo que el agua que ingresa a la casa de máquinas debe superar dicho valor, positivamente los niveles de oxígeno presentes en el río Lluta están por sobre los establecidos por la NCh 1333, cuyos valores en ambas estaciones según el informe de evaluación de calidad de agua son equivalentes a 8,6 mg/l, que no solo es favorable para la operación de la turbina, sino que también es favorece para la biótica acuática.

2.8.6. Conductividad Eléctrica

Como bien es sabido, el agua presenta conductividad eléctrica que depende de los elementos presentes en ella, de modo que una alta concentración en sales significa una conductividad eléctrica alta. Para el caso en estudio la conductividad en las estaciones 1 y 4, superan el límite establecido por el fabricante que exige valores menores a 300 $\mu\text{S}/\text{cm}$ siendo esto esperable, ya que, el agua potable se encuentra entre 100 a 1000 $\mu\text{S}/\text{cm}$; y la conductividad del agua dura, correspondiente al río Lluta, que posee valores entre 1000 a 10000 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

2.8.7. Cloruro

Para el caso de los componentes de cloro presentes en el agua que entrarán a la turbina, al ser aguas no tratadas la existencia de cloro es muy común. El estudio realizado el 2012 muestra grandes cantidades de Cloro, siendo éstas de 366,15 mg/l, las cuales exceden por mucho los valores mínimos dispuestos por el fabricante de la turbina los cuales son de 50 mg/l.

2.9. Medidas para Altas Concentraciones en el Agua

Ante la problemática de algunos parámetros con altos valores en la composición del agua del río de Lluta, específicamente valores de conductividad eléctrica y cloruro, que exceden a lo recomendado por el fabricante, es necesario analizar la posibilidad de cambiar el material del rodete, debido a que este está en directo contacto con el agua.

En cuanto al material del rodete, se sostuvo conversaciones con la empresa Global Hydro y ellos fabrican con el material que desee el cliente, incluso han realizado proyectos de este tipo con agua de mar, por lo tanto, no existe ningún conflicto al sugerir otro tipo de acero. Aunque los ingenieros de Global Hydro también pueden dar sus recomendaciones.

2.9.1. Cambio de Material del Rodete

Una forma de solucionar el tema de las altas concentraciones presentes en el agua es tratarla con tal de reducir todos los elementos y compuestos presentes en ella, incrementando su dureza, tal como: cloro, boro, arsénico, sodio y sulfatos, los cuales generan un espacio favorable para el aumento de la conductividad eléctrica.

Aunque esta idea sólo es viable cuando se habla de sistema de recirculación de agua, ya que, para este caso en particular ésta sale del embalse para entrar a la turbina y luego retornar al río, además de implicar grandes y costosos equipos capaces de tratar volúmenes de agua de $2 \text{ m}^3/\text{s}$, también afecta directamente a la biodiversidad de la zona (no solo el sector de Chironta, sino también toda la zona que circunda el río), ya que, la biótica se alimenta de todos los sedimentos producidos por las altas concentraciones de elementos presentes en el agua.

Debido a que el rodete es el elemento principal para el funcionamiento de la turbina y se encuentra en constante contacto con el fluido utilizado, los fabricantes han dispuesto un material estándar que se acomode a la mayoría de las situaciones, pero que puede ser cambiado por otro dependiendo de las diferentes condiciones en el que se verá expuesto. Como se ha mencionado anteriormente, las condiciones del agua del río de Lluta presentan altas cantidades de Cloro y una alta conductividad eléctrica, las cuales perjudican el material acortando su vida útil. Una de las soluciones a este problema es escoger un material que se adecue mejor a las condiciones del agua.

El níquel es uno de los componentes importantes en aceros inoxidable, porque posee los mayores porcentajes para reforzar aún más la resistencia a la corrosión y al desgaste.

Por lo tanto, la fabricación de aceros altos en níquel ayudaría en parte a contrarrestar los efectos negativos de la presencia del cloro y una alta conductividad en el agua.

Un material recomendado que es capaz de resistir a altas concentraciones de cloruros es un acero inoxidable dúplex 2205, comúnmente asociado a una combinación, en cuanto a características, de acero inoxidable ferrítico y austenítico. Este acero posee altas concentraciones de níquel y cromo, además, de contener algunas propiedades similares (véase ANEXO 5) al acero martensítico propuesto inicialmente por Global Hydro.

Tabla 2. 20. Composición química del acero dúplex 2205.

Norma UNS	% C	% Mn	% Si	% Cr	% Ni	% Mo	% N	% P	% S
S31803	0,03	2	1	21 - 23	4,5 - 6,5	2,5 - 3,5	0,08 - 0,02	0,03	0,02

Fuente: Aceros Otero.

Según la composición química mostrada en la tabla anterior, se puede notar que dos elementos importantes varían en gran medida en la composición de un acero inoxidable, el níquel y cromo. Dicho esto, y junto con las propiedades que aporta cada elemento al material, obtenemos un acero resistente a altas concentraciones de cloruros debido a una alta proporción de níquel. Además, los altos porcentajes de cromo aportan al material una mayor resistencia a la conductividad eléctrica, ya que, el cromo protege al acero de la corrosión mediante la formación de óxido ferroso.

Como resultado, se tiene que el material del rodete debe ser acero inoxidable dúplex 2205 o similar, para evitar que el agua dura del río Lluta deteriore los álabes, de no ser así el acero martensítico descrito por Global Hydro vería acortada su vida útil y para contrarrestar su efecto se deberían realizar mantenciones seguidas en el rodete, algo que eleva en exceso los costos.

CAPÍTULO III

CÁLCULOS DE DISEÑO

CAPÍTULO III: Cálculos de Diseño

3.1. Pérdidas de Carga en el Sistema

Al trabajar con sistemas hidráulicos es necesario considerar las pérdidas de energía que afectan directamente la presión del flujo. Así es la energía que el fluido gasta por diversos factores como; la fricción, cambios de sección y el paso a través de accesorios (codos, válvulas, etc.). Por lo tanto, se hace necesario calcular las pérdidas de cargas de todo el sistema en cuestión para determinar la energía total que puede producir la turbina.

3.1.1. Pérdidas de Carga por Fricción

Las pérdidas más importantes son las generadas en el interior de las tuberías debido al rozamiento del agua con las paredes del ducto. Son las principales pérdidas en sistemas hidráulicos, y sus valores aumentan cuando las tuberías son muy largas, como para este caso en particular que el ducto mide 483 metros desde la captación de agua hasta la descarga del fluido en el río Lluta.

La pérdida de carga es calculada mediante la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$h = f \left(\frac{L}{D} \right) \frac{v^2}{2g}$$

Esta ecuación contempla la relación de las dimensiones geométricas de la tubería, la velocidad del fluido y el coeficiente de fricción, el cual su valor es obtenido por el diagrama de Moody (ver Figura 3.1). La segunda posibilidad es usar directamente la fórmula del coeficiente de fricción.

$$f = \frac{1,325}{\left(\ln \left(\frac{d}{3,7\varepsilon} + \frac{5,74}{Re^{0,9}} \right) \right)^2}$$

Además, es necesario calcular el número de Reynolds, para determinar ante qué tipo de fluido se tiene presente, laminar o turbulento.

$$Re = \frac{vd\rho}{\mu}$$

Para cálculos posteriores se determinó que, los valores obtenidos en el cálculo del número de Reynolds se encuentran en el orden de 10^5 , lo que da a conocer que el sistema trabaja con un fluido turbulento.

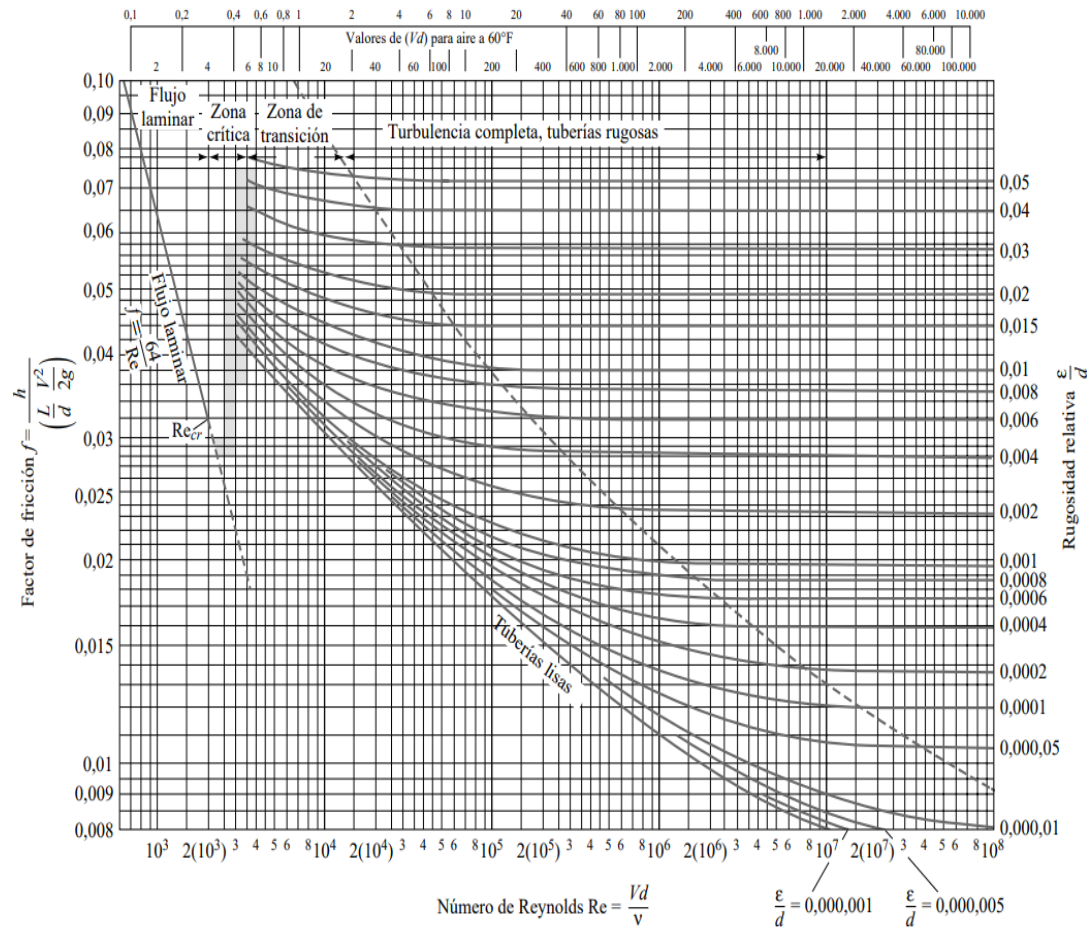


Figura 3.1. Diagrama de Moody. Fuente: Mecánica de Fluidos, Frank M. White, 5ta. edición.

Una vez obtenido un factor de fricción teórico, teniendo en cuenta el tipo de material de la tubería, se analiza un nuevo valor que se acomode más a las expectativas reales del sistema. Por esto es utilizada la siguiente fórmula de iteración:

$$f_{iterado} = \left(\frac{1}{-2 \log \left(\frac{\epsilon}{3,7d} + \frac{2,51}{Re \sqrt{f}} \right)} \right)^2$$

Debido a la configuración estructural del embalse, donde el agua sale al río mediante válvulas Howell-Bunger, o también llamadas, válvulas difusoras. Se hace esencial buscar la manera de conducir el agua a una casa de máquinas donde se ubicará la turbina. Para esto se adiciona una tubería de 800 mm de diámetro y 12 metros de largo desde la sala de válvulas, ubicada en la base de la presa aguas abajo hasta la casa de máquinas.

La conducción del fluido se divide en tramos que se diferencian por el tipo de material y dimensiones. Los cuales se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 3. 1. Tramos del sistema a la turbina.

Tramo	Material	Diámetro Interior mm	Espesor mm	Largo m	Área m ²
1	Hormigón	8000	-	176	50,27
2	Acero	1600	10	297	2,01
3	Acero	1400	8,6	13,586	1,54
4	Acero	800	10	7	0,5
T	Acero	800	10	12	0,5

Fuente: Creación propia.

Para calcular las velocidades, Re y coeficiente de fricción de cada tramo son necesarios los siguientes datos:

Tabla 3. 2. Datos del Agua.

Datos del Agua		
Densidad	998	kg/m ³
Viscosidad	0,001005	kg/m*s

Fuente: Creación propia a partir del libro “Mecánica de Fluidos”, Frank M. White.

Tabla 3. 3. Rugosidad de la Tubería.

Rugosidad de la Tubería (mm)	
Acero	0,046
Hormigón Liso	0,04

Fuente: Creación propia a partir del libro “Mecánica de Fluidos”, Frank M. White.

Posteriormente a los antecedentes y datos mencionados, en las siguientes tablas se muestran los resultados de pérdidas por fricción para cada tramo.

Pero, en comparación con los tres primeros tramos, las pérdidas por fricción calculadas para el tramo “T” (por donde se conduce el agua a la turbina), se efectúan con otros valores de caudal, ya que, la turbina seleccionada de la empresa Global Hydro posee una eficiencia máxima para un caudal de 2,05 m³/s, por lo tanto, para los meses de enero, febrero y marzo se utilizará dicho caudal y el excedente continuará por el tramo 4 (tubería de 800 mm) para hacer entrega al río mediante una válvula Howell-Bunger de 800 mm de diámetro.

Tabla 3. 4. Pérdidas para los tramos 1, 2 y 3.

MES	ALTURA BRUTA m	CAUDAL m ³ /s	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3
			8000 mm	1600 mm	1400 mm
			hf metros	hf metros	hf metros
Enero	55,52	2,28	0,000026	0,1926	0,0177
Febrero	58,56	4,62	0,000106	0,7908	0,0726
Marzo	60,74	4,51	0,000101	0,7536	0,0692
Abril	60,97	1,65	0,000013	0,1008	0,0093
Mayo	61,15	1,43	0,000010	0,0757	0,0070
Junio	61,55	1,53	0,000012	0,0867	0,0080
Julio	61,93	1,63	0,000013	0,0984	0,0090
Agosto	62,15	1,5	0,000011	0,0833	0,0077
Septiembre	61,96	1,41	0,000010	0,0736	0,0068
Octubre	60,88	1,27	0,000008	0,0597	0,0055
Noviembre	59,11	1,42	0,000010	0,0747	0,0069
Diciembre	56,15	1,71	0,000014	0,1083	0,0100

Fuente: Creación propia.

Por consiguiente, las pérdidas en el tramo T son:

Tabla 3. 5. Pérdidas para el tramo T.

MES	ALTURA BRUTA m	CAUDAL m ³ /s	hf (m) TRAMO T
Enero	55,52	2,05	0,2357
Febrero	58,56	2,05	0,2357
Marzo	60,74	2,05	0,2357
Abril	60,97	1,65	0,1527
Mayo	61,15	1,43	0,1147
Junio	61,55	1,53	0,1313
Julio	61,93	1,63	0,1490
Agosto	62,15	1,5	0,1262
Septiembre	61,96	1,41	0,1115
Octubre	60,88	1,27	0,0904
Noviembre	59,11	1,42	0,1131
Diciembre	56,15	1,71	0,1640

Fuente: Creación propia.

En definitiva, en la siguiente tabla se muestran los resultados de las pérdidas totales por fricción de todos los tramos del sistema. Es preciso tener presente que los cálculos anteriores deben considerar que la velocidad del fluido en cada tramo estudiado, a pesar de que no se muestran sus valores, no exceda 6 m/s, ya que, puede tener efectos perjudiciales como el aumento de las pérdidas, o visto de otra manera, afectará directamente a la reducción de la caída y de la energía obtenida.

Tabla 3. 6. Pérdidas totales por fricción en la tubería.

MES	hf total (metros)
Enero	0,446
Febrero	1,099
Marzo	1,059
Abril	0,263
Mayo	0,197
Junio	0,226
Julio	0,256
Agosto	0,217
Septiembre	0,192
Octubre	0,156
Noviembre	0,195
Diciembre	0,282

Fuente: Creación propia.

3.1.2. Pérdida de Cargas por Válvulas y Accesorios

Otra de las pérdidas importantes en un sistema hidráulico son las relacionadas con el gasto de energía del fluido al pasar por los accesorios, los cuales permiten dar la dirección de las tuberías y el dimensionamiento del sistema. Para ello se consideran pérdidas por válvulas, codos y cambios de secciones. Entre más accesorios existan mayor es la pérdida de presión.

Para el caso del sistema en cuestión, se trabajan con válvulas mariposa, las cuales están distribuidas por tramos. En el tramo 2 (tubería de 1600 mm) tiene una en la caverna de válvulas ubicada a aproximadamente a la mitad del túnel y una en el tramo 3 (tubería de 1400 mm).

Es esencial conocer el tipo de válvula para determinar el gasto energético, ya que, el coeficiente de pérdida por accesorios depende del tipo de válvula que se vaya a utilizar. Además, es necesario saber el porcentaje o grado de apertura de la válvula, puesto que ésta al estar abierta en su totalidad conforma la condición con menor pérdidas, de lo contrario si existe un mayor grado de apertura su pérdida aumenta considerablemente.

A pesar de que la válvula mariposa permite configurarse para distintos grados de apertura, el sistema diseñado para el embalse solo está pensado para utilizarlas en dos posiciones, abierta o cerrada, por lo tanto, se considerará un coeficiente de pérdidas de 0,6 para válvulas mariposa de la empresa española Hidromont.

La siguiente fórmula determina su valor, donde el componente k corresponde al coeficiente de pérdida de la válvula aportado por el fabricante.

$$h = k \frac{v^2}{2g}$$

Tabla 3. 7. Pérdidas totales por válvulas.

MES	ALTURA BRUTA m	CAUDAL m ³ /s	hv (m) TRAMO 2	hv (m) TRAMO 3	hv total (metros)
Enero	55,52	2,28	0,0393	0,0671	0,1064
Febrero	58,56	4,62	0,1615	0,2755	0,4369
Marzo	60,74	4,51	0,1539	0,2625	0,4164
Abril	60,97	1,65	0,0206	0,0351	0,0557
Mayo	61,15	1,43	0,0155	0,0264	0,0419
Junio	61,55	1,53	0,0177	0,0302	0,0479
Julio	61,93	1,63	0,0201	0,0343	0,0544
Agosto	62,15	1,5	0,0170	0,0290	0,0461
Septiembre	61,96	1,41	0,0150	0,0257	0,0407
Octubre	60,88	1,27	0,0122	0,0208	0,0330
Noviembre	59,11	1,42	0,0153	0,0260	0,0413
Diciembre	56,15	1,71	0,0221	0,0377	0,0599

Fuente: Creación propia.

3.1.3. Pérdida por Cambio de Sección

La unión de dos tramos de diferente diámetro genera una pérdida de presión debido al cambio de sección, que puede ser de tipo brusco o gradual. Cabe señalar que habrá mayores pérdidas si el cambio de sección es brusco, en comparación a utilizar un cambio gradual.

En el proyecto del embalse de Chironta, cada unión entre tramos tiene diferente estructura que afecta directamente a las pérdidas, tal como, se puede apreciar en la figura 3. 2, donde se muestra un plano de la sala de válvulas, del cual se obtuvo que el cono o difusor que conecta a la tubería de 1.400 mm con la de 800 mm, posee un ángulo de 24°.

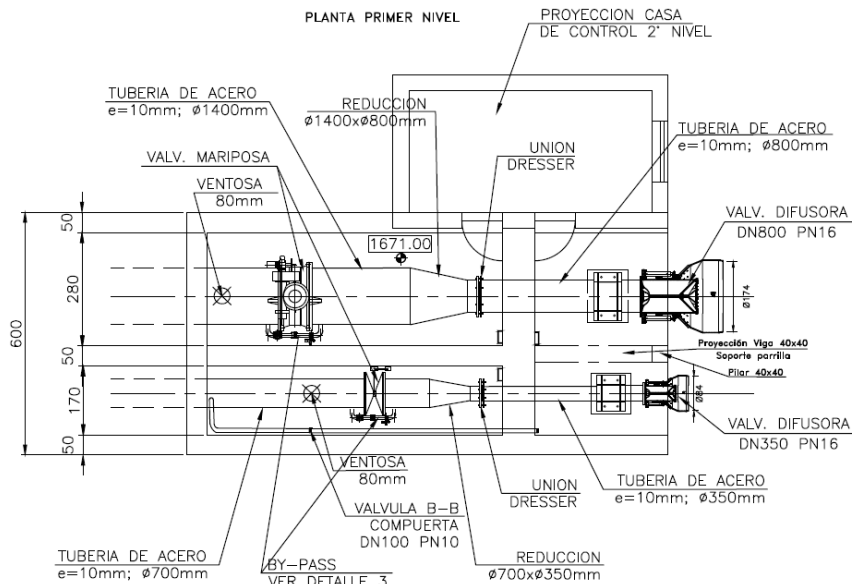


Figura 3. 2. Plano de la sala de válvulas. Fuente: Ministerio de Obras Públicas.

Los cálculos utilizados se basarán en la determinación de un coeficiente de pérdidas, K . Sea este factor determinado de dos formas: utilizando curvas de cambios de secciones, como se entrega a continuación o haciendo el cálculo para obtener valores más exactos. La siguiente curva representa el coeficiente de pérdidas en cambios de sección bruscos para los valores estudiados en la sección 1, de 8.000 mm a 1.600 mm.

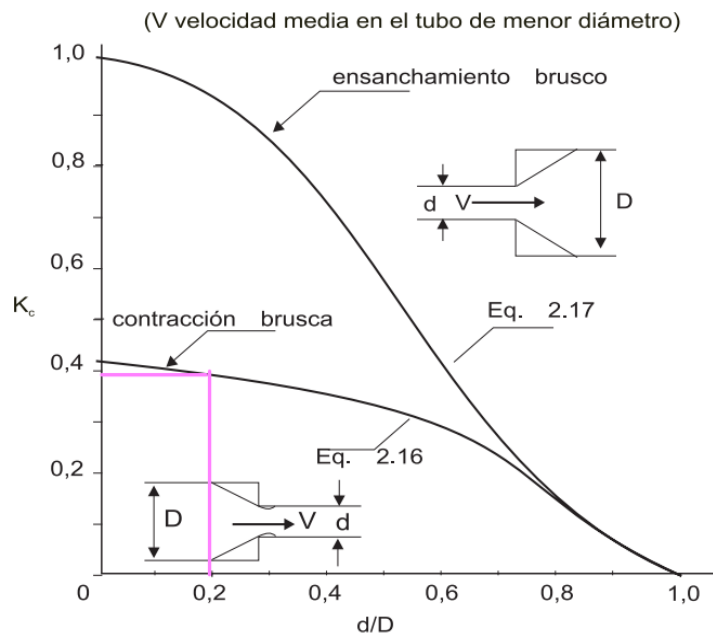


Figura 3. 3. Curva de Cambio de Sección. Fuente: creación propia en base al libro “Manual de la Pequeña Hidráulica”

La imagen anterior muestra un coeficiente de pérdida, K_c , aproximado de 0,4. Valor que se puede comprobar con la siguiente fórmula, obteniendo un resultado exactamente idéntico de $K_c = 0,4$.

$$K_c = 0,42 \left(1 - \frac{d^2}{D^2} \right)$$

Las otras dos secciones son de tipo gradual por lo que su valor se determina mediante una tabla.

Tabla 3. 8. Ángulo de contracción vs coeficiente de pérdidas.

Ángulo de Contracción	Kc'
30	0,02
45	0,04
60	0,07

Fuente: "Manual de la Pequeña Hidráulica"

Ya que se conocen los ángulos de los difusores es posible determinar el valor de los coeficientes de pérdidas interpolando. Por lo tanto:

Tabla 3. 9. Coeficiente de pérdidas por sección.

Sección	Diámetros (mm)	Tipo	Ángulo	kc
1	de 8000 a 1600 mm	Brusca	90	0,4
2	de 1600 a 1400 mm	Gradual	60	0,07
3	de 1400 a 800 mm	Gradual	24	0,012

Fuente: Creación Propia.

Ahora bien, para calcular los valores de las pérdidas de carga por cambio de sección se utiliza la fórmula de Darcy-Weisbach:

Tabla 3. 10. Pérdidas de carga por cambio de sección.

MES	hc (m) SECCIÓN 1	hc (m) SECCIÓN 2	hc (m) SECCIÓN 3	hc total (metros)
Enero	0,000042	0,0046	0,0013	0,0060
Febrero	0,000172	0,0188	0,0055	0,0245
Marzo	0,000164	0,0180	0,0052	0,0234
Abril	0,000022	0,0024	0,0007	0,0031
Mayo	0,000017	0,0018	0,0005	0,0023
Junio	0,000019	0,0021	0,0006	0,0027
Julio	0,000021	0,0023	0,0007	0,0031
Agosto	0,000018	0,0020	0,0006	0,0026
Septiembre	0,000016	0,0018	0,0005	0,0023
Octubre	0,000013	0,0014	0,0004	0,0019
Noviembre	0,000016	0,0018	0,0005	0,0023
Diciembre	0,000024	0,0026	0,0008	0,0034

Fuente: Creación propia.

Como era de esperarse las pérdidas son muy pequeñas, pero de todas formas es importante tener conocimientos de éstas.

3.1.4. Pérdida de Cargas por Rejillas

La torre de captación de agua se diseñó con la finalidad de disminuir el ingreso de sedimentación al ducto, ésta posee exactamente 14 metros de alto sumando 8 metros del túnel, puesto que, se ubica sobre éste. Pero para evitar el ingreso de cuerpos mayores, tal como, vegetación, piedras y fauna acuática se debe incorporar una rejilla en la parte superior de la torre.

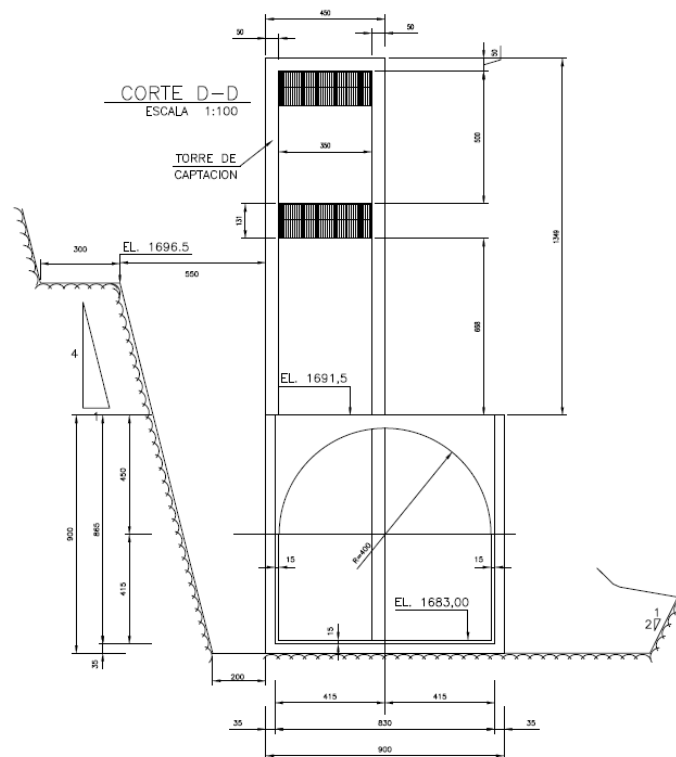


Figura 3. 4. Plano de la torre de captación de agua e inicio del túnel. Fuente: Ministerio de Obras Públicas.

Para el cálculo de pérdidas por la rejilla se utiliza la siguiente fórmula:

$$h_t = K_t \left(\frac{t}{b} \right)^{4/3} \left(\frac{v_0^2}{2g} \right) \text{sen} \beta$$

El coeficiente de pérdidas, K_t , es el que depende de la disposición de la rejilla, en este caso su valor es 2,4. Y considerando que $t = 12 \text{ mm}$ de espesor de la barra y $b = 75 \text{ mm}$ de espacio entre barras y sus dimensiones son de 3,5 metros de largo por 1,31 metros de alto. Según el plano la torre consta de 2 rejillas idénticas de 39 barras verticales y 1 barra horizontal.

La velocidad se puede calcular utilizando el área real de entrada, es decir, restando el área de las barras.

Tabla 3. 11. Áreas de entrada de agua.

Área total de entrada	4,585	m ²
Área rejilla (x2)	1,352	m ²
Área de 1/4 de túnel	12,566	m ²
Área real de entrada	15,799	m ²

Fuente: Creación propia.

En lo anterior se observa que existe una entrada de agua por ¼ de túnel (superior derecho), esto es para evitar la acumulación de sedimentos en la base interior del túnel de desvío.

Tabla 3. 12. Pérdida de cargas por rejilla.

MES	ALTURA BRUTA m	CAUDAL m ³ /s	VELOCIDAD m/s	Ht (metros)
Enero	55,52	2,05	0,1298	0,000179
Febrero	58,56	2,05	0,1298	0,000179
Marzo	60,74	2,05	0,1298	0,000179
Abril	60,97	1,65	0,1044	0,000116
Mayo	61,15	1,43	0,0905	0,000087
Junio	61,55	1,53	0,0968	0,000100
Julio	61,93	1,63	0,1032	0,000113
Agosto	62,15	1,5	0,0949	0,000096
Septiembre	61,96	1,41	0,0892	0,000085
Octubre	60,88	1,27	0,0804	0,000069
Noviembre	59,11	1,42	0,0899	0,000086
Diciembre	56,15	1,71	0,1082	0,000124

Fuente: Creación propia.

Como se puede notar, las pérdidas por la utilización de rejillas son muy pequeñas, no supera 1 metro columna de agua, a pesar de eso es recomendable realizar su cálculo para asegurarse de no tener problemas.

3.1.5. Pérdidas por Uniones Soldadas

Para las tuberías de acero del túnel que se fabrican con una medida estándar de 7 metros cada una, es imprescindible implementar un tipo de unión entre ellas. En este proyecto se utilizó la soldadura y se comprobó su calidad mediante radiografías, para así, asegurarse de que no existan grietas que puedan poner en riesgo el sistema.

Para el cálculo de pérdidas por uniones soldadas, también se utiliza la ecuación de Darcy-Weisbach y debido que el coeficiente de pérdidas por soldadura es muy pequeño ($k=0,08$), aun así, reside un aumento de los valores en las pérdidas totales, producto del largo de la tubería, puesto que implica una mayor cantidad de tramos soldados.

Tabla 3. 13. Pérdida de carga por uniones soldadas.

MES	TRAMO 2 hs	TRAMO 3 hs	TRAMO T hs	hs total
Enero	0,22022	0,01789	0,13564	0,3737
Febrero	0,90420	0,07345	0,13564	1,1133
Marzo	0,86166	0,07000	0,13564	1,0673
Abril	0,11533	0,00937	0,08787	0,2126
Mayo	0,08663	0,00704	0,06600	0,1597
Junio	0,09917	0,00806	0,07556	0,1828
Julio	0,11255	0,00914	0,08575	0,2075
Agosto	0,09532	0,00774	0,07262	0,1757
Septiembre	0,08422	0,00684	0,06417	0,1552
Octubre	0,06833	0,00555	0,05206	0,1259
Noviembre	0,08542	0,00694	0,06508	0,1574
Diciembre	0,12387	0,01006	0,09438	0,2283

Fuente: Creación propia.

3.1.6. Resultados de Pérdidas Totales

Dicho anteriormente, las pérdidas de cargas disminuyen la caída. Por lo que, para calcular la altura neta se restan el total de pérdidas obtenidas para cada mes a la altura bruta:

Tabla 3. 14. Pérdidas totales y altura neta.

MES	PÉRDIDAS TOTALES (m)	ALTURA NETA m	CAUDAL m^3/s
Enero	0,93	54,59	2,05
Febrero	2,67	55,89	2,05
Marzo	2,57	58,17	2,05
Abril	0,53	60,44	1,65
Mayo	0,40	60,75	1,43
Junio	0,46	61,09	1,53
Julio	0,52	61,41	1,63
Agosto	0,44	61,71	1,50
Septiembre	0,39	61,57	1,41
Octubre	0,32	60,56	1,27
Noviembre	0,40	58,71	1,42
Diciembre	0,57	55,58	1,71

Fuente: Creación propia.

3.2. Cavitación

La cavitación sucede cuando disminuye la presión por debajo de la presión de vaporización, esto trae muchas consecuencias negativas, una de las principales asociadas a turbinas es la erosión que se puede generar en los álabes del rodete. Lo que no solo es malo a nivel económico, ya que se deben cambiar o reparar los álabes, y debido al material de éstos los costos pueden llegar a ser bastante elevados, también es negativo a nivel operacional, ya que, para su reparación es necesario, evidentemente, detener el equipo, lo que implica una pérdida de generación de electricidad por un mediano periodo de tiempo. Además, de los ruidos y vibraciones que produce la cavitación.

Por ese mismo motivo es necesario analizar la cavitación en el sistema a diseñar. Para su cálculo lo primero es determinar la presión atmosférica en el lugar a instalar la turbina, que está directamente relacionada con los metros sobre el nivel del mar en el que se encuentre.

En el proyecto Chironta, la altura en la coronación es de 1759 m.s.n.m., y en la base de la presa, donde estará instalada la turbina es de 1699 m.s.n.m.

$$P = P_{atm} e^{-\left(\frac{Mgx}{RT}\right)}$$

La fórmula anterior relaciona la presión del lugar con la altura y algunos datos del aire:

Tabla 3. 15. Datos ambientales del sector Chironta.

M	masa molar del aire	28,96	g/mol
x	altura	1699	m
R	constante de los gases	8314	J/mol K
T	temperatura	291	K
g	aceleración de gravedad	9,81	m/s ²

Fuente: Creación propia.

Aplicando los datos en la fórmula, la presión en el sector Chironta equivale a 0,8299 bar o también 8,478 metros columna de agua.

Existe una fórmula para turbinas Francis que relaciona la velocidad específica de la turbina con el coeficiente de Thoma (adimensional):

$$\sigma_T = 7,54 \cdot 10^{-5} n_s^{1,41}$$

Para que una turbina no cavite como mínimo debe existir una altura “z_p” desde el eje del rodete hasta la lámina de agua del canal de descarga.

$$z_p = H_{atm} - H_{vap} - \sigma_T H$$

Donde la presión de vaporización del agua a 18°C es 0,0209 bar o 0,2130 metros columna de agua.

Por lo tanto, aplicando las fórmulas anteriores se tiene:

Tabla 3. 16. Altura para evitar la cavitación.

MES	ALTURA NETA (m)	σ_T	z _P (m)
Enero	54,59	0,1673	-0,8682
Febrero	55,89	0,1632	-0,8559
Marzo	58,17	0,1564	-0,8348
Abril	60,44	0,1289	0,4734
Mayo	60,75	0,1159	1,2232
Junio	61,09	0,1208	0,8819
Julio	61,41	0,1257	0,5472
Agosto	61,71	0,1179	0,9885
Septiembre	61,57	0,1131	1,2982
Octubre	60,56	0,1070	1,7871
Noviembre	58,71	0,1196	1,2442
Diciembre	55,58	0,1445	0,2362

Fuente: Creación propia.

Lo anterior significa que la lámina de agua debe estar a 0,87 m sobre el eje del rodete, es decir, el difusor se ubica dentro del agua del canal.

Al escoger -0,87 m como altura, se debe comprobar que la presión en el rodete en los meses donde, según cálculos, la altura es positiva, sea mayor a la presión de saturación. Esto es debido a que, si la presión es mayor a la presión de saturación, significa que cuando el agua pase por el rodete y disminuya su presión no se formarán burbujas, por lo que no existirá cavitación en el sistema.

Usando la ecuación de Bernoulli en el rodete y la salida del agua por el difusor, es posible calcular la presión en el rodete:

$$\frac{P_R}{\rho g} + \frac{v_R^2}{2g} + z_R - \Delta h_d = \frac{P_d}{\rho g} + \frac{v_d^2}{2g} + z_d$$

Donde el subíndice R y d, son por rodete y difusor, respectivamente. Y Δh_d son las pérdidas de carga en el difusor.

Tabla 3. 17. Presión en el rodete de la turbina.

MES	P en el rodete (m.c.a.)	P en el rodete (bar)
Enero	0,845	0,083
Febrero	0,845	0,083
Marzo	0,845	0,083
Abril	1,910	0,187
Mayo	2,398	0,235
Junio	2,185	0,214
Julio	1,957	0,192
Agosto	2,250	0,221
Septiembre	2,439	0,239
Octubre	2,709	0,266
Noviembre	2,418	0,237
Diciembre	1,765	0,173

Fuente: Creación propia.

Según la tabla 3.17. la turbina no cavita, ya que la presión en el rodete no excede la presión de saturación del agua a 18°C, por lo que no se forman burbujas.

3.3. Golpe de Ariete

Otro factor importante por analizar es el llamado “Golpe de Ariete”, que se genera cuando una válvula es cerrada demasiado rápido y se produce una sobre presión capaz de dañar el sistema. Por esa razón la válvula a analizar es la válvula mariposa de 800 mm de diámetro ubicada antes de la turbina:

Tabla 3. 18. Datos del agua y la tubería.

Módulo elasticidad del agua	K	2,1E+09	N/m ²
Diámetro interior de la tubería	D	800	mm
Módulo elasticidad del acero	E	2,1E+11	N/m ²
Espesor pared de la tubería	t	10	mm

Fuente: Creación propia.

Velocidad del sonido en la tubería:

$$c = \sqrt{\frac{K \times 10^{-3}}{1 + \frac{KD}{Et}}}$$

Según los datos de la tabla 3.18 y la fórmula, la velocidad del sonido al interior de la tubería es 1080,12 m/s.

El tiempo crítico, T, es el tiempo que demora la onda de presión en alcanzar la válvula en su recorrido ida y vuelta.

$$T = \frac{2L}{c}$$

L es el largo de la tubería, para este caso en particular equivale a 12 metros, desde la sala de válvulas hasta la turbina en la casa de máquinas. Por lo tanto, el tiempo crítico es 0,02 segundos.

Existe un valor empírico que demuestra que el tiempo mínimo de cierre de válvula para evitar una sobrepresión peligrosa es 10 veces mayor al tiempo crítico. Es decir, el tiempo mínimo de cierre de válvula es 0,22 segundos, por lo que, puede ignorarse la presión. Pero de todas maneras se puede calcular según las siguientes fórmulas:

$$P = \frac{c\Delta v}{g}$$

$$\Delta P = P_o \left(\frac{N_g}{2} \pm \sqrt{\frac{N_g^2}{4} + N_g} \right)$$

$$N = \left[\frac{LV_o}{gP_o t} \right]^2$$

Tabla 3. 19. Presiones por golpe de ariete.

MES	CAUDAL m ³ /s	P (m.c.a.)	N _g	ΔP (m.c.a.)	ΔP (bar)
Enero	2,05	449,04	0,1691	27,54	2,70
Febrero	2,05	449,04	0,1614	27,41	2,69
Marzo	2,05	449,04	0,1489	27,20	2,67
Abril	1,65	361,43	0,0894	20,97	2,06
Mayo	1,43	313,24	0,0664	17,81	1,75
Junio	1,53	335,14	0,0752	19,21	1,88
Julio	1,63	357,04	0,0845	20,63	2,02
Agosto	1,50	328,57	0,0708	18,76	1,84
Septiembre	1,41	308,85	0,0629	17,50	1,72
Octubre	1,27	278,19	0,0527	15,60	1,53
Noviembre	1,42	311,04	0,0701	17,75	1,74
Diciembre	1,71	374,57	0,1135	22,15	2,17

Fuente: Creación propia.

La presión P, es la sobrepresión cuando la onda en su camino de retorno llega a la válvula que está completamente cerrada, por lo que dicha presión equivale a la energía cinética del agua. Y ΔP es cuando, por el contrario, la válvula está parcialmente abierta, entonces solo una parte la energía cinética del agua se convertirá en sobrepresión.

3.4. Rendimientos y Generación Eléctrica

3.4.1. Cálculo de Potencia Nominal

De la información obtenida con base a lo calculado anteriormente, con el registro de los caudales y alturas mensuales disponibles se determina la potencia máxima mensual, un supuesto para conocer la generación eléctrica que producirá la turbina. Para esto, se procede a partir de la siguiente ecuación.

$$P = 9,81 * H_n * Q * \eta$$

Con base en la tabla 3.14, se obtienen los valores para el caudal y la altura neta. Se considera el valor 9,81 m/s² como la aceleración de gravedad y el término “η” que corresponde al rendimiento de la turbina será determinado en función de la curva mostrada en la figura 3.5.

Los valores obtenidos se presentan en la siguiente curva.

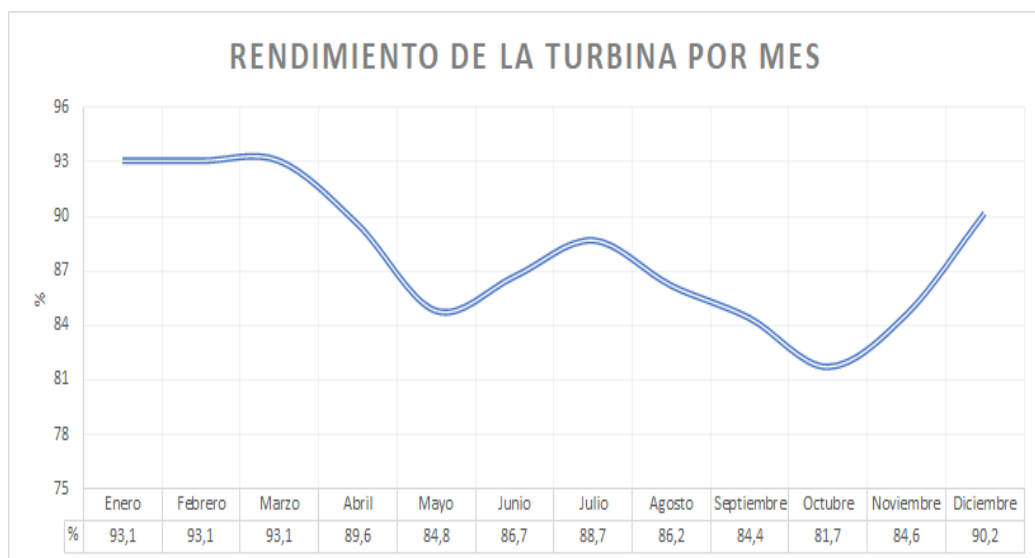


Figura 3. 5. Curva de rendimientos de la turbina para cada mes. Fuente: Creación propia.

3.4.2. Cálculo de Potencia de Salida

Para determinar la potencia de salida se utiliza la misma ecuación que la potencia nominal, pero en esta ocasión el término “ η ” representa la eficiencia global, el cual se determina en función de los rendimientos de cada equipo del sistema.

Tabla 3. 20. Rendimientos de los componentes del sistema.

EQUIPO	RENDIMIENTOS
Turbina	0,935
Alternador	0,95
Transformador	0,95
Eficiencia global	0,84

Fuente: Creación propia.

Para ellos se ha utilizado la información entregada por la empresa de diseño de turbinas Global Hydro, la cual proporciona especificaciones técnicas de los equipos. Para el caso de la turbina, se obtienen los valores de rendimiento mensual de la figura 3.5. En lo que respecta al alternador y transformador, su valor del rendimiento se entrega de la tabla 3.20.

Nótese que el rendimiento de la turbina varía cada mes dependiendo del caudal, por consiguiente, la eficiencia global también varía, y la eficiencia, mostrada en la tabla equivale al máximo, 84%, que representan los meses de enero, febrero y marzo.

3.4.3. Cálculo de Energía Generada

En la siguiente ecuación se generarán los valores para determinar la energía mensual a partir de la potencia de salida (P_i) y las horas en cada mes (t_i).

$$E_i = P_i * t_i$$

3.4.4. Resultados de Potencias y Generación Eléctrica

En base a los valores consignados se obtienen los siguientes resultados representados en la siguiente tabla para la potencia nominal y la potencia de salida, siendo esta última la potencia máxima susceptible que ha de entregarse al sistema eléctrico. Además, se tienen los valores para la generación eléctrica mensual en KWh y MWh.

Tabla 3. 21. Potencias y Generación eléctrica del sistema.

MES	P nominal	P Salida	Energía	
	KW	KW	KWh	MWh
Enero	1022,04	922,39	686258,15	686,26
Febrero	1046,34	944,33	634586,80	634,59
Marzo	1089,19	982,99	731346,53	731,35
Abril	876,50	791,05	569552,47	569,55
Mayo	722,67	652,21	485241,05	485,24
Junio	794,97	717,46	516574,73	516,57
Julio	870,98	786,06	584829,04	584,83
Agosto	782,73	706,41	525571,47	525,57
Septiembre	718,78	648,70	467065,59	467,07
Octubre	616,46	556,36	413928,51	413,93
Noviembre	691,94	624,48	449625,31	449,63
Diciembre	840,93	758,94	564650,32	564,65

Fuente: Creación propia.

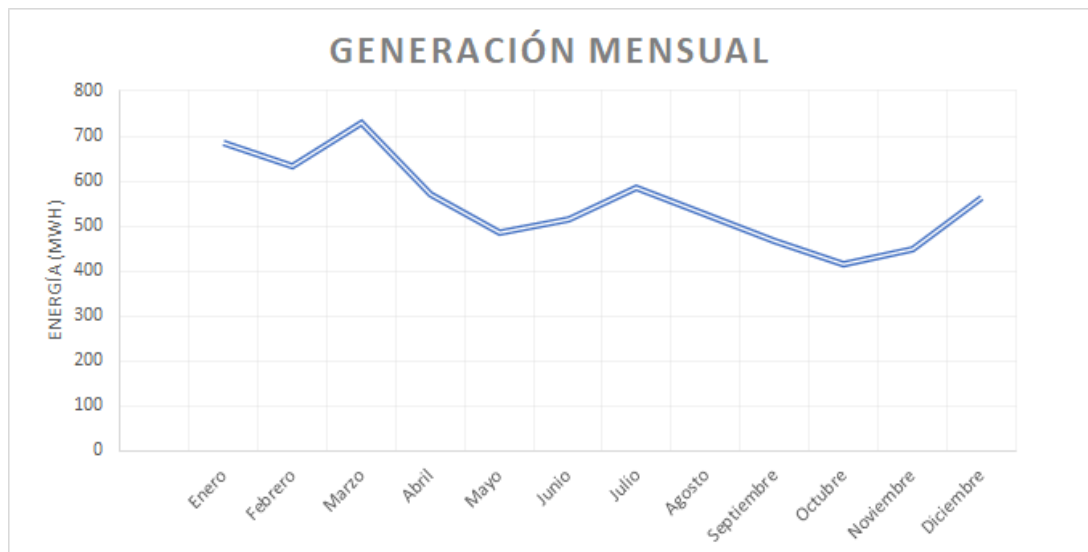


Figura 3. 6. Curva de generación mensual de la turbina. Fuente: Creación propia.

Según lo representado en la figura 3.6 los primeros meses del año generan mayor energía eléctrica, en vista de que el caudal es mayor en esas fechas. La máxima generación será en el mes de marzo con un valor de 732 MWh y la mínima será un 44% menos en el mes de octubre.

3.5. Diseño de la Casa de Máquinas

Esta estructura civil alberga los equipos electromecánicos, es el lugar donde se ubicará la turbina, el generador y todos los componentes eléctricos como los tableros de control,

transformadores, etc. El dimensionamiento de la casa de máquinas va a depender del tipo de turbina a utilizar. Sin embargo, por medio de la curva del ANEXO 2, se puede determinar el área de la obra con base a los valores de caudal y altura que posee la minicentral.

El área obtenida por medio de la figura para considerar una representación estimada de la casa de máquinas es de aproximadamente 100 m² considerando un valor medio de caudal y altura neta. Se constituye de una zona de generación, donde se posiciona la turbina, el generador y unidad hidráulica; una zona de control para almacenar los equipos eléctricos, armarios de control, etc. La sala de control muestra varios monitores con el esquema de toda la planta y sus mediciones en tiempo real, tales como, temperaturas, presiones, caudales, velocidades, entre otros.

El diseño de la casa de máquinas incluye, bodega, sala de equipos de emergencia, baños y patio de pruebas, donde se hará el montaje de la turbina y equipos, además está dimensionado para que ingrese un camión pequeño en caso de ser necesario el transporte de algún o algunos repuestos para mantenimiento.

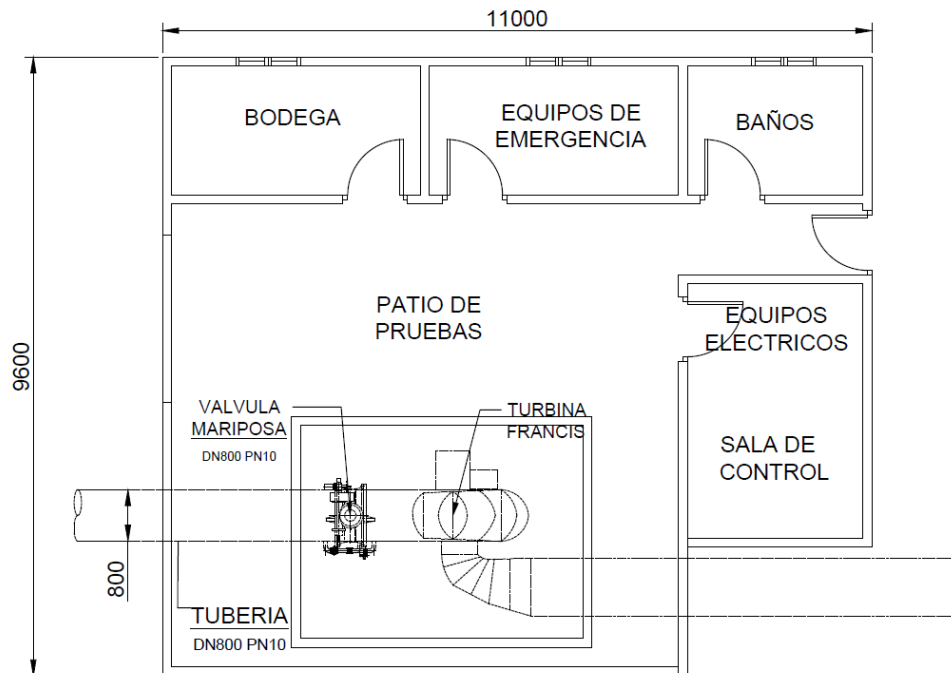


Figura 3. 7. Plano casa de máquinas vista superior. Fuente: Creación propia diseñada en Autocad.

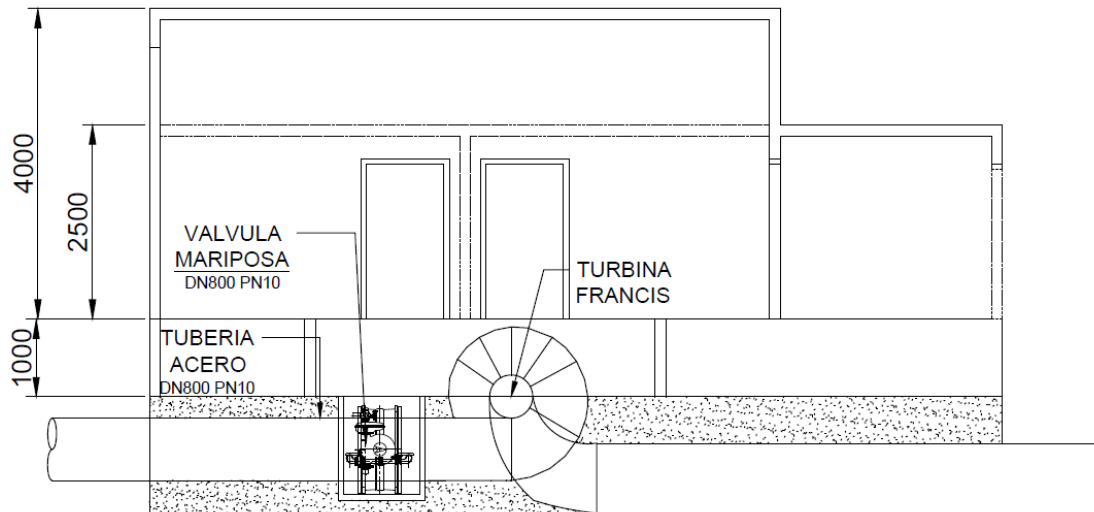


Figura 3. 8. Plano casa de máquinas vista lateral. Fuente: Creación propia diseñada en Autocad.

Como se ve en los planos, la sala de máquinas consta de dos pisos, esto es debido a que la altura de succión es negativa por lo que requiere obras de excavación. Sumado a eso, es favorable la existencia de dos pisos, ya que, si ocurre el caso donde exista una falla que lleve a alguna fuga, el agua solo inunda el primer piso y no el piso donde se encuentran los controles eléctricos.

CAPÍTULO IV

ESTUDIO DE IMPACTO

AMBIENTAL

CAPÍTULO IV: Estudio de Impacto Ambiental

4.1. Normativa Chilena de Impacto Ambiental

Un aspecto importante que considerar en el diseño de la mini central de energía hidráulica es el impacto que producirá ésta en el medio ambiente y social de la zona, durante el proceso de construcción e instalación revisados en el capítulo anterior. En consecuencia, la legislación chilena establece normativas de impacto ambiental que tienen por objetivo establecer regulaciones que promuevan la preservación del medio ambiente, evitando su daño a causa de contaminantes a partir de la generación de una actividad o proyecto; la conservación del patrimonio, entre otras. En lo que respecta a este proyecto, algunos de los elementos o criterios de evaluación son los siguientes.

4.1.1. Ruido y Vibración

El ruido es un tipo de contaminación ambiental, que no solo afecta a la comunidad cercana al lugar de estudio, sino que también altera los ecosistemas y la biodiversidad de la zona, como a reptiles, anfibios, mamíferos, aves y fauna acuática.

En cuanto al ruido y vibración del sector en cuestión el estudio de impacto ambiental realizado en 2012 consideró este punto, pero enfocado en los ruidos y vibraciones que se generan en la construcción de la presa, principalmente por las obras asociadas a las faenas, excavaciones, funcionamiento de maquinaria y de transporte.

En Chile se encuentra vigente el decreto supremo N°146/98 del Ministerio de Secretaría General de la Presidencia de la República (MINSEGPRES), que establece la norma de emisión de ruidos molestos generados por fuentes fijas. A continuación, se presenta una tabla que resume lo dicho del decreto:

Tabla 4.1. Niveles máximos permitidos por zona según el D.S. 146/98.

ZONA	CARACTERÍSTICAS	LÍMITE (dBA)
I	Habitacional y equipamiento a escala vecinal	45 dBA noche y 55 dBA día.
II	Mayor equipamiento a escala comunal y/o regional	50 dBA noche y 60 dBA día.
III	Similar a zona 2 pero enfocada a la industria inofensiva	55 dBA noche y 65 dBA día.
IV	Industria inofensiva y/o molesta	70 dBA las 24 horas.
Rural	Zona rural	10 dBA por sobre el nivel de ruido de fondo, las 24 horas.

Fuente: MINSEGPRES.

EL decibel A (dBA) es el nivel de presión sonora medido con el filtro de ponderación A. Cabe mencionar que en el país no existe una norma vigente específica para las faenas de construcción, sin embargo, se consideran con relación al tipo de actividad que se trata.

4.1.2. Patrimonio Arqueológico y Cultural

Un factor importante en cuanto al paisaje es el patrimonio arqueológico protegido por la ley 17.288 de Monumentos Nacionales, que establece que los monumentos nacionales quedan bajo la tuición y protección del Estado, los lugares, ruinas, construcciones u objetos de carácter histórico o artístico; los cementerios u otros restos de aborígenes, las piezas u objetos arqueológicos, paleontológicos o de formación natural, que existan bajo o sobre la superficie del territorio nacional o en la plataforma submarina de sus aguas y cuya conservación interesa a la historia, al arte o a la ciencia. En esta misma ley, específicamente en el artículo N° 38 se expresa que el que cause daño en un monumento nacional o afecte de cualquier modo su integridad será sancionado con pena de presidio menor en sus grados de medio a máximo y una multa.

En el área del embalse no se tienen antecedentes de estudios arqueológicos científicos, pero hay que considerar que la región de Arica y Parinacota posee una larga tradición arqueológica la que se extiende cerca de 9.000 años, lo que hace suponer la presencia de evidencias prehispánicas e históricas de distintas cronologías. Por ese motivo se hace necesario analizar la zona previa al inicio de las obras.

4.1.3. Alteración de Paisaje

El paisaje es un área de la superficie terrestre producto de la interacción de los diferentes factores presentes en ella y que tienen un reflejo visual en el espacio. Desde el punto de vista de los recursos naturales, este atractivo visual puede asumir la forma de capital, llamado “capital paisajístico”, es decir, tiene una especial relevancia en actividades de turismo al interior de un territorio. Por eso mismo es un factor importante en proyectos de gran inversión.

En Chile está vigente la ley 19.300 del año 1994 que establece las bases generales de medioambiente con la finalidad de estipular una regulación del derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental.

En el sector de interés se encuentran cuencas apreciables donde se localizan las obras del proyecto, la cual se describe como Macro unidad Cuenca Interior del Río Lluta.



Figura 4. 2. Área de Influencia del Medio Perceptual. Fuente: Estudio de Impacto Ambiental del Embalse Chironta, Ministerio de Obras Públicas.

La imagen anterior muestra lo que son las diferentes áreas que se encuentran en la zona de interés, así como el área de inundación del embalse Chironta y las vistas más importantes que tienen un “atractivo visual”.

Dentro de los principales componentes de un paisaje considerados en la zona aledaña al río Lluta son:

- Relieve, sobre el cual actúan los otros componentes.
- Agua, cursos de agua que actúan en el territorio.
- Vegetación y cobertura del suelo.
- Fauna, un elemento fundamental en ciertos paisajes como los humedales.

Existen diferentes parámetros a considerar en la evaluación de un paisaje, como lo es la visibilidad, definida como la percepción de profundidad de un observador con respecto al entorno. Y a su vez la visibilidad depende de algunos componentes:

- Tamaño de la cuenca (TCV).
- Forma de la cuenca (FCV).
- Compacidad (C), corresponde al porcentaje de la cuenca que se ve en el contorno, asumiendo vistas panorámicas y vistas simples.

Otro parámetro importante es la calidad visual que puede clasificarse en 3 niveles: alto, medio y bajo. Para ello es necesario valorar ciertos componentes, tales como:

- Relieve o topografía (R).
- Fauna (F).
- Vegetación (V).
- Presencia de cuerpos de agua (A).
- Acción Antrópica (AA).
- Entorno (E).
- Horizonte Visual (HV).

Otro parámetro importante que se debe analizar en un paisaje es la fragilidad visual, definida como el grado de alteración que el paisaje experimentaría ante la incidencia de determinadas actuaciones. Al igual que las categorías anteriores existen 3 niveles de fragilidad visual (alta, media y baja) y para determinar el valor es necesario analizar los siguientes componentes del paisaje, cuenca para este caso en particular:

- Pendiente (P).
- Unicidad del paisaje (UP).
- Visual (V).

La sensibilidad del paisaje es uno de los factores más importantes a considerar en un análisis de alteración del paisaje, puesto que integra los valores de visibilidad, calidad y fragilidad visuales. Mientras mayores son los valores de calificación de cada factor por separado, se define una sensibilidad más alta del medio perceptual, por lo tanto, su capacidad de absorción de impactos es menor.

Según el estudio de impacto ambiental desarrollado en 2012, la zona de estudio posee dos paisajes de interés:

- Macro unidad Cuenca Interior del Río Lluta.
- Microcuenca interior: Micro unidad Subcuenca Interior Sector Chironta.

En lo referido al embalse y la presa, el paisaje del área posee una moderada capacidad de absorción de impactos, razón por la cual se debe tener consideraciones especiales. A pesar de ello, hay que contemplar que el área de inundación del embalse aportará un elemento paisajístico, dado por el espejo de agua, con una superficie de aproximadamente 56 ha, que estará inserto en un sector altamente árido.

4.2. Identificación de los Elementos Afectados

En este capítulo no son evaluados los impactos que genera el embalse, puesto que, eso ya fue considerado en el proyecto que está siendo ejecutado hoy en día y ya fue revisado por el Ministerio de Obras Públicas. Por lo tanto, solo se enfoca en los impactos medioambientales que son producidos por la central.

Antes de desarrollar un análisis o estudio de impacto ambiental es necesario tener conocimiento sobre los diferentes tipos de medios que pueden ser afectados por una planta hidráulica, incluyendo su funcionamiento y construcción. Para ello se define lo siguiente:

4.2.1. Línea de Base Ambiental del Medio Físico

Cuando se habla de medio físico, se refiere al clima, meteorología, ruido, hidrología y geología (suelos). Para esto es necesario una caracterización para establecer los parámetros a evaluar.

- Condiciones climáticas y meteorológicas

Como se mencionó en el capítulo 2, el clima del sector Chironta es árido y cálido. Presenta escasas precipitaciones a lo largo del año, las cuales se limitan a las áreas superiores de la cuenca en el sector cordillerano, la precipitación media anual en la cuenca aumenta gradualmente desde 0,4 mm en el sector bajo (Poconchile) a 237,7 mm en el sector alto de la cuenca (Putre).

La temperatura media anual registrada en el sector bajo de la cuenca es de 19,1 °C y, en el sector alto es de 8,4 °C, por lo que la variabilidad que presenta la cuenca entre ambos sectores es de 10,7 °C. Pero en Chironta, la temperatura diurna y nocturna es muy cambiante, puede pasar fácilmente de los 24 °C durante el día a los -2 °C durante la noche.

En cuanto a la temperatura, esta cambia notablemente dependiendo del sector de la cuenca del río Lluta en donde se encuentre, aunque en el área de interés (sección baja de la cuenca) la temperatura media anual corresponde a 11,9 °C.

Las estaciones meteorológicas indican que la temperatura máxima se produce en los meses de verano, enero y febrero, con aproximadamente un valor de 18,9 °C y la temperatura mínima se ubica en el mes de junio (invierno) a 4,9 °C. Es importante mencionar que las temperaturas promedio fluctúan entre los -10 °C y los -2,5 °C en la

noche y 12,9 °C durante el día. Por lo que la oscilación térmica diaria es muy elevada en torno a 14 °C o 22° C.

En lo que respecta a las precipitaciones, estas son muy pequeñas de tan solo 44,1 mm anualmente, este fenómeno es producido por las condiciones climáticas de la zona, concretamente por la aridez. Sin embargo, las escasas lluvias se dan mayoritariamente entre los meses de mayo y agosto. Si bien las crecidas que presenta el río Lluta son bastante conocidas, aunque de lo contrario a lo que se podría pensar, estas no corresponden a las lluvias del sector, sino que son debidas al invierno altiplánico en los meses de enero, febrero y el comienzo de marzo.

- Calidad del aire

La calidad del aire hace referencia a la presencia o ausencia de contaminantes que sean nocivos para la salud humana o de los recursos naturales. Sobre este componente inciden diversos factores, tales como la emisión de contaminantes in situ, el transporte de contaminantes desde otras zonas, la estabilidad atmosférica y la radiación. En cuanto al área de influencia, dado el bajo tránsito vehicular, las condiciones de calidad del aire se pueden considerar muy buenas y no representan un riesgo importante para la población, pero estas han aumentado bastante desde el inicio de las obras civiles, por el uso de maquinaria pesada y la polución que se genera. Y una vez finalizado el embalse se espera que la contaminación continúe, aunque en menor medida, esto debido a que el proyecto contempla la construcción de una ruta de acceso al coronamiento de la presa para favorecer el turismo, lo que trae consigo un aumento de la polución vehicular.

- Recursos hídricos

En cuanto a las aguas del río Lluta, como se vio en las figuras 2.3. y 2.4, se mantienen relativamente constantes durante los meses de abril a diciembre, con alrededor de 2 m³/s, pero su caudal aumenta considerablemente a alrededor de 10 m³/s durante los meses de enero a marzo debido a las crecidas por las lluvias del sector altiplánico. Aunque estos datos corresponden al caudal sin embalse; con el embalse se pretende estabilizar el caudal, entre un mínimo de 1,27 m³/s a un máximo de 4,67 m³/s, con la finalidad de aumentar la productividad de riego del valle.

Los diferentes usos de los recursos hídricos de la zona son principalmente para la agricultura, aunque también el agua es usada para pesca recreativa, la que considera la captura de especies hidrobiológicas sin fines de lucro. Además de usos extractivos

como el riego, captación para agua potable, actividad industrial o minería, que se extraen o consumen en su lugar de origen.



Figura 4.2. Río Lluta en Chironta. Fuente: Ministerio de Obras Públicas.

El estudio de impacto ambiental (2012), en su análisis concluyó que el proyecto del embalse, en relación con los elementos del caudal, no afectan al sector de forma negativa o al humedal del río Lluta ubicado en su desembocadura. Es más, aunque el enfoque de este proyecto esté centrado en la instalación de una hidroeléctrica, no influye en el volumen de agua, ya que su turbina una vez que extrae el potencial hidráulico, el agua retorna al cauce del río, sin afectar su temperatura ni sedimentación.

- Condiciones geológicas y suelos

La información geológica de Chironta aporta dos clasificaciones de rocas: rocas del basamento y rocas cuaternarias. Las rocas del basamento las componen la formación Azapa, formación Oxaya, formación El Diablo y sus bloques deslizados en este orden ascendente. Las fisuras y fracturas se encuentran bien desarrolladas en la capa superior, y menos desarrolladas en la capa inferior. Por consiguiente, se consideran impermeables.

Adicional a lo anterior, en la cuenca existen formaciones que influyen en la calidad del agua, como rocas volcánicas del cuaternario, rocas volcánicas del oligoceno-mioceno, rocas volcánicas del mioceno inferior-medio y rocas sedimentarias del jurásico-neocomiano. Todos estos tipos de rocas tienen diferentes orígenes y aportan distintos elementos a los ríos, que afectan directamente a la sedimentación que llega al humedal del río Lluta y la cual es alimento para millones de aves que migran a la zona.

En cuanto a los suelos de la cuenca, existen 4 zonas: sección superior de la cuenca (alta cordillera), sección media de la cuenca (precordillera), sección baja del valle de la cuenca y la sección costera.

Para el estudio de impacto ambiental se evaluará sólo la zona de Chironta, equivalente a la sección baja de la cuenca. Esta está caracterizada por suelos con alta salinidad, producto de su defectuoso drenaje asociado a alta evapotranspiración, lo que permite ascenso por capilaridad de las sales de la napa. Posee una textura moderadamente fina (franco arcilloso a franco arcillo arenosa), una permeabilidad media y un riesgo de erosión moderado, dependiendo de precipitaciones.

La cuenca del río Lluta posee una superficie total de 337.800 hectáreas (Ha) y sus suelos están enfocados a diferentes usos:

Tabla 4.2. Usos de los suelos de la cuenca del río Lluta.

Usos del Suelo	Superficie (Ha)	Superficie (%)
Praderas	51.841	15
Terrenos agrícolas	7.606	2
Plantaciones forestales	0	0
Áreas urbanas e industriales	<156,25	0
Minería industrial	0	0
Bosque nativo y bosque mixto	0	0
Otros usos	157.296	47
Áreas sin vegetación	121.058	36

Fuente: Ministerio de obras públicas.

- Ruido

Actualmente en Chile existe una normativa para el ruido permitido en este tipo de obras, según la tabla 4.1 una planta hidráulica se ubica en la zona IV, que establece un máximo de 70 dB durante todo el día. Por lo tanto, es necesario evaluar la cantidad de ruido que se genera al operar la turbina y su construcción previa.

- Calidad del agua y sedimentos

En el capítulo 2 ya se detallan todos los componentes presentes en el agua de río Lluta, pero es importante destacar que un proyecto no puede afectar las aguas, debido a la sedimentación que se genera favorece a los ecosistemas, no solo los del sector Chironta, sino que también a todo el hábitat a lo largo de la cuenca, en especial al humedal en la costa, ya que existen millones de especies que migran y se alimentan de la sedimentación presente en las aguas.

De manera general el río Lluta satisface los requerimientos de calidad de agua de la NCh.1.333, salvo para los parámetros de arsénico, boro, cloruro, litio, sodio y sulfatos. Estos valores indican que las aguas del río Lluta no son adecuadas para el riego en

cultivos sensibles, la vida acuática y para el uso recreativo con contacto directo. Los pozos muestreados presentaron altas concentraciones de boro, cloruro, litio y sulfatos, superando los límites máximos establecidos para el uso de riego. Y los sedimentos del río Lluta se caracterizan por presentar bajos contenidos de materia orgánica, ausencia de inflamabilidad y corrosividad. La composición del fondo del río está compuesta principalmente por gravas gruesas y medianas. En cuanto a las fuentes contaminantes presentes en el área de estudio, existe un aumento en la concentración de sólidos suspendidos, debido a diferentes actividades.

4.2.2. Línea de Base Ambiental del Medio Biótico

El medio biótico corresponde a todo lo referido con seres vivos, ya sean plantas o animales. Este es uno de los puntos más importante a estudiar, ya que, un proyecto no puede contribuir a la disminución de flora y fauna del sector, y mucho menos a la extinción de especies. Por lo tanto, se definen los siguientes componentes del medio biótico de Chironta:

- Línea de Base Ambiental de Flora

Chile al ser un país extremadamente largo presenta ecosistemas muy variados, el territorio de la Estepa Altoandina, abarca el ecosistema del sector Chironta, y se encuentra en la Cordillera de los Andes árida y semiárida, extendiéndose desde el extremo norte, en el límite con Perú y Bolivia, hasta las montañas andinas de la VII Región. Los factores determinantes son la altitud y el relieve, siendo la aridez relativa, lo que determina una fisonomía particular de sus formaciones vegetales. Por lo tanto, en la forma de vida de las plantas existe una gran homogeneidad, aunque puede resumirse la existencia de tres tipos biológicos fundamentales: plantas pulvinadas o en cojín, las gramíneas cespitosas, pastos duros (coirones) y, los arbustos bajos de follaje lucido (tolas).

- Línea de Base Ambiental de Fauna Silvestre

Para el área específica de localización del proyecto no existen estudios recientes, salvo el estudio de prefactibilidad del embalse Chironta (DOH-Ingendesa, 2004). De acuerdo con este marco faunístico referencial se identificó un total de 81 especies de vertebrados terrestres con presencia potencial.

En general, el grupo con mayor riqueza de especies son las aves con 60, seguido por mamíferos con 12, reptiles con 8 y una de anfibios. La fauna potencial está conformada

predominantemente por especies nativas (98%), de las cuales 4 son clasificadas como endémicas y solo un 2% es introducida (2 especies).

Tabla 4.3. Especies de la fauna del río Lluta.

NOMBRE CIENTÍFICO	NOMBRE COMÚN	ORIGEN
<i>Anfibios</i>		
Rhinella spinulosa	Sapo espinoso	Nativo
Telmatobius marmoratus	Sapo espinoso	Nativo
<i>Reptiles</i>		
Microlophus tarapacensis	Corredor de tarapacá	Endémico
Tachymenis peruviana	Culebra peruana	Nativo
<i>Aves</i>		
Aeronautes andecolus	Vencejo chico	Nativo
Asthenes modesta	Canastero chico	Nativo
Buteo polyosoma	Aguilucho	Nativo
Caprimulgus longirostris decussatus	Gallina Ciega	Nativo
Elaenia albiceps modesta	Fío-fío peruano	Nativo
Falco sparverius	Cernícalo	Nativo
Geositta cunicularia	Minero	Nativo
Lptasthenura aegithaloides	Tijeral	Nativo
Passer domesticus	Gorrión	Exotico
Phrygilus fruticeti	Yal	Nativo
Turdus chiguanco	Zorzal negro	Nativo
Volatinia jacarina	Negrillo	Nativo
Xenospingus concolor	Pizarrita	Nativo
Zenaida auriculata	Tórtola	Nativo
Zenaida meloda	Paloma de alas blancas	Nativo
Zonotrichia capensis	Chincol	Nativo
<i>Mamíferos</i>		
Lycalopex culpaeus	Zorro culpeo	Nativo
Phylotys cf limatus	Ratón orejudo	Nativo
Rattus rattus	Rata negra	Exotico
Thylamys pallidior	Yaca del norte	Nativo

Fuente: Ministerio de obras públicas.



Figura 4.3. Ratón orejudo nativo de la cuenca del río Lluta. Fuente: Ministerio de Obras Públicas.

- Línea de Base Ambiental de Biótica Acuática

La biótica acuática es representada por la flora y fauna que existe dentro de la zona hídrica del valle de Lluta. El estudio hace referencia a todas las especies acuáticas potencialmente presentes en el río Lluta según referencias obtenidas por el Ministerio de Obras Públicas de Chile.

Para este punto se consideran dos áreas de influencia: directa e indirecta, la primera se enfoca en las cercanías del embalse hasta la desembocadura y la segunda en la cuenca del río Lluta. De lo anterior mencionado se obtiene un listado de todas las especies de la biótica acuática del área de influencia del proyecto.

Tabla 4.4. Especies de la fauna acuática del río Lluta.

GRUPOS	NOMBRE CIENTÍFICO	NOMBRE COMÚN
Peces	<i>Basilichthys semotilus</i>	Pejerrey del norte grande
	<i>Gambusia holbrooki</i>	Gambusia
Crustaceos	<i>Cryphiops caementarius</i>	Camarón de río del norte
Moluscos	<i>Physa peruviana</i>	-
	<i>Littoridina cumingii</i>	Caracol
	<i>Littoridina sp.</i>	Caracol
	<i>Physa chilensis</i>	-
	<i>Biomphalaria sp.</i>	-
Insectos	<i>Andesiops peruvianus</i>	-
	<i>Deceptiviosa sp.</i>	-
	<i>Aeshna sp.</i>	-
	<i>Lestes sp.</i>	-
	<i>Metrichia sp.</i>	-

Fuente: Ministerio de obras públicas.

En lo que respecta a la flora acuática se encontraron dos especies sumergidas dentro del área de estudio, Lamilla (*Cladophora aegagropila*) y Nostoc (*Nostoc verrucosum*). También hay que considerar que según su clase existen otras especies que son de igual forma consideradas en los estudios ambientales, los cuales son los macroinvertebrados bentónicos, macrocrustáceos, anfibios, fitoplancton, zooplancton y perifiton.

4.2.3. Línea de Base Ambiental del Medio Humano

Otro factor importante son las comunidades humanas que habitan el sector, por lo que se requiere una caracterización del medio socioeconómico y demográfico de la población del sector adyacente a la planta.

Existen 33 asentamientos humanos que componen la cuenca y todos corresponden a localidades rurales. El poblado de mayor importancia en cuanto al número de habitantes es Putre, ubicado a una altitud de 3.600 m s.n.m., con un número de habitantes de 2.765 según el censo de 2017.

En cuanto a las actividades económicas, no existe mucha variedad. Entre las que se llevan a cabo están el turismo, servicios y comercio, agricultura en la parte baja de la cuenca y muy poca actividad minera.

4.2.4. Línea de Base Ambiental del Medio Construido

Esta línea de base ambiental describe todos los elementos que representa el impacto generado por una obra civil, la cual corresponde a la construcción de la casa de máquinas, conexiones de las tuberías, excavación, entre otros; se centra en el cambio de paisaje y patrimonio cultural incluyendo los elementos naturales y artificiales que lo componen.

Este punto hace referencia a los efectos que causa la construcción e instalación de estas estructuras. Como es el cambio en el paisaje, y los asentamientos históricos los cuales pueden encontrarse en el lugar. Para esto, a continuación, se hace una descripción de estos parámetros para entender mejor su enfoque.

- Paisaje

El impacto que produce la central en el paisaje afecta directamente al entorno en cuanto a visualización estética, lo que puede generar la aceptación o rechazo de las personas a este cambio. El embalse provoca un embellecimiento del lugar si se considera como un proyecto más allá de su función principal, un método para fomentar el turismo, para esto es necesario que se empleen las condiciones necesarias para lograr este punto. Como el proyecto se centra en el diseño de una minicentral, el enfoque es hacia el tema de las construcciones en las zonas inferiores al embalse, la salida del río de las tuberías, lugar donde se construirá el espacio para los equipos. El diseño de ésta debe considerarse como un lugar que se mimetice con el sector, que incluye colores opacos, como se referencia en la fotografía.



Figura 4.4. Paisaje del sector Chironta. Fuente: Ministerio de Obras Públicas.

- Patrimonio Arqueológico

El embalse es un proyecto que trata de acumulación de agua, el cual ocasiona inundación en las zonas aledañas a éste. Debido a su función los estudios arqueológicos del lugar fueron analizados rigurosamente para que la evaluación incluya las labores constructivas, no solo por las zonas impactadas por la acumulación de agua, también las zonas aledañas que incluyan la alteración superficial y subsuperficial del terreno, lo que corresponde al muro de la presa y obras anexas, instalación de faenas y caminos de acceso.

A partir de la revisión de imágenes satelitales y la información generada en 2004 en el área de estudio, se planteó la realización de una prospección superficial, es decir, la primera etapa del análisis geológico de un territorio. Los trabajos de prospección superficial se realizaron en octubre del 2011. De este estudio se registraron un total de 23 evidencias patrimoniales en toda el área del proyecto, nueve (39,1%) se documentan en el área de inundación y presa, mientras que las restantes se emplazan en el área del camino de acceso (60,9%). En relación con la adscripción cultural, los hallazgos encontrados en la zona de estudio son los siguientes:

Tabla 4.5. Tipos y Cantidad de Hallazgos encontrados.

TIPO	CANTIDAD	PORCENTAJE
Asentamientos Históricos	12	52,2 %
Sitios Prehispánicos	5	21,7 %
Sitios Subactuales	4	17,5 %
Adscripción Mixta	1	4,3 %
Indeterminados	1	4,3 %

Fuente: Creación propia en base a los trabajos de prospección superficial (2011).

4.3. Evaluación del Impacto Ambiental

4.3.1. Impactos Ambientales

Se refiere a un proceso participativo y técnico-administrativo que se realiza para predecir, identificar, evaluar, valorar e interpretar las alteraciones que puede producir la acción de un aspecto ambiental sobre el medio ambiente producto por el proyecto de inversión de la mini central para el embalse de Chironta. Esta evaluación es realizada con el fin de tener un respaldo que garantice una aceptación de parte de los agentes administrativos enfocados en estos estudios. Esto significa realizar un análisis detallado de los impactos del ámbito social y ambiental basado en los aspectos ambientales referenciados anteriormente. Para generar la evaluación es necesario realizar los siguientes pasos:

- Elaborar lista de impactos describiendo el grado de gravedad durante la vida útil del proyecto.
- Agrupar los impactos de tipos similares para mejor análisis de impactos.
- Desarrollar una lista de medidas de mitigación con referente a los grupos de impactos ya compuestos.
- Identificar medidas de mitigación para reducir o eliminar los impactos identificados.

En vista de diseñar un aprovechamiento por embalse regulador, los impactos generados serán de forma cuantitativa y cualitativa. En consideración al primer punto para la evaluación, a continuación, se crea una lista representativa de los impactos describiendo los componentes y parámetros ambientales para cada medio (natural y humano).

Tabla 4.6. Listado de impactos ambientales

COMPONENTE AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL
	Medio físico
Atmósfera	Deterioro de la calidad de aire
	Emisión de polvos
	Aumentos de los niveles de ruido ambiental
Agua	Disminución del caudal disponible
	Alteración de la calidad fisicoquímica del agua
	Alteración de la dinámica fluvial
Suelos	Compactación del suelo
	Pérdida de corredores biológicos, hábitat y matriz de vegetación, fragmentación

	Alteración de las características fisicoquímicas del suelo
	Aumento en la ocurrencia de procesos erosivos, socavación y pérdida de suelo
Medio Biótico	
Flora y vegetación	Disminución en flora por contaminación en el aire
	Disminución en flora por caminos de asfalto y obras menores
Fauna	Intervención de especies en amenaza
	Alteración en los ciclos y rutas migratorias de los seres vivos
	Cambios en las fuentes de comida y agua
Biótica acuática	Cambio en la flora y fauna del sector por angostamiento de caudal
Medio humano	
Sociocultural	Aumento/disminución en la oferta de servicios públicos, espacio público y vivienda
	Aumento/disminución de la densidad de la población
	Potenciación de conflictos, manifestaciones y expectativas en la comunidad
Salud humana	Cambios en los recursos hídricos
	Material particulado en el aire
Medio construido	
Paisaje	Alteración del paisaje construido
	Pérdida de la calidad subjetiva del paisaje
Economía	Aumento en la tasa de empleo
	Afectación de las actividades económicas
Patrimonio cultural	Efectos y desgaste en patrimonio cultural

Fuente: Creación propia.

4.3.2. Matriz de Valoración de Impactos Ambientales

Una forma de analizar todos los impactos ambientales producidos es utilizando la llamada matriz de valoración, un método de valorización semicuantitativo, donde las columnas están destinadas a consignar un listado de acciones potencialmente generadoras de impacto. La matriz consiste en un cuadro de doble entrada en el que se disponen como filas los factores ambientales que pueden ser afectados y como columnas las acciones que vayan a tener lugar y que serán causa de los posibles impactos.

Cada cuadrícula de la matriz debe tener un color diferente que indica la magnitud del impacto y los distingue entre impactos positivos y negativos. Hay que señalar que puede ocurrir que la cuadrícula esté en blanco lo que significa que la acción produce impactos insignificantes sobre el medioambiente.

IMPACTOS POSITIVOS IMPACTOS NEGATIVOS



Figura 4.5. Colores de los impactos ambientales. Fuente: Creación Propia.

Para calcular la ponderación total de impactos ambientales, con el objeto de identificar las actividades y elementos más afectados, es necesario utilizar la siguiente fórmula:

$$Ponderación = impactos\ altos * 3 + impactos\ medios * 2 + impactos\ bajos * 1$$

Los resultados se muestran en la figura 4.6 en una matriz de valoración, la cual toma en consideración los componentes y acciones que generan los impactos ambientales más relevantes en lo que respecta al proyecto.

Componente ambiental	Acciones	FASE DE CONSTRUCCIÓN						FASE DE OPERACIÓN					Suma de impactos por componentes	
		Limpeza y nivelación del terreno	Construcción de campamentos temporales	Traslado de material y equipos	Excavación y fundaciones	Construcción de casa de máquinas	Montaje de equipos mecánicos y eléctricos	Funcionamiento de la turbina	Funcionamiento del generador	Transporte de electricidad por cables de alta tensión	Tránsito de funcionarios a terreno	Mantenciones	(+)	(-)
		Atmósfera	Nivel de Polvo	ALTO	BAJO	BAJO	ALTO	ALTO	BAJO					
	Nivel de ruido	ALTO		ALTO	ALTO	ALTO	BAJO	BAJO					0	16
	Calidad del aire			BAJO	BAJO	BAJO							0	3
Suelo	Compactación	ALTO	ALTO			ALTO							0	6
	Erosión						ALTO						0	2
	Acumulación de sustancias nocivas					BAJO							0	1
Flora y vegetación	Disminución por contaminación de aire			BAJO	BAJO	BAJO					BAJO		0	4
	Disminución por obra civil	BAJO			BAJO								0	2
Fauna	Intervenciones, alteraciones y cambios en su hábitat	BAJO			ALTO	BAJO				BAJO			0	5
Biótica acuática	Cambio de la flora y fauna						ALTO						0	2
Sociocultural y humano	Salud	BAJO			BAJO	BAJO	BAJO					BAJO	0	5
	Vivienda, espacios y servicios públicos						BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	12	0
	Aceptabilidad social del proyecto						ALTO	ALTO	ALTO				9	0
Paisaje	Alteraciones	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO		4	9
	Visibilidad	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	ALTO	ALTO						0	11
Economía	Turismo						BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	10	0
	Nivel de empleo	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	28	0
Suma de impactos por acciones		(+)	3	3	3	3	3	3	10	8	10	7	6	
		(-)	11	7	7	17	18	8	5	0	1	2	2	

Figura 4.6. Matriz de valoración de impactos ambientales. Fuente: Creación Propia.

Con respecto a lo obtenido por la matriz, podemos destacar los 3 impactos negativos más altos en función a las acciones o actividades realizadas, divididas en fases de construcción y operación, y además 3 impactos para lo que respecta a los elementos ambientales.

En lo que concierne a lo mencionado anteriormente, los impactos con mayor puntuación son los producidos dentro de la fase de construcción, principalmente por los efectos que produce la polución de polvos y ruidos molestos producto de la maquinaria en las etapas de limpieza y nivelación del terreno, las excavaciones y la construcción de la casa de máquinas, lo que afecta directamente el paisaje y la atmósfera. Además de ser elementos que pueden afectar de manera indirecta la salud de las personas con el pasar de los años. Para la parte visual del proyecto, en las etapas de construcción se estima que el paisaje se torna en un estado precario en la visualización estética del lugar, por lo que se estima que generará mayor impacto de rechazo por parte de la población o visitantes de la zona.

A continuación, se detallan 3 impactos ambientales que en este caso en particular no se consideraron:

Los efectos y desgastes que se pueden producir sobre los elementos arqueológicos, ya que, en la zona donde se construirá la casa de máquinas no se encontró ningún tipo de arqueología.

La disponibilidad y calidad del agua, si bien, el agua es uno de los impactos más importantes a tratar en un proyecto, en este caso el agua no será afectada de ninguna manera, debido a que el agua se desvía a la casa de máquinas y retorne al cauce del río, sin producir alteraciones en la temperatura ni en la sedimentación. Y en relación con la etapa de construcción, toda el agua necesaria para las obras es agua externa que es trasladada desde la ciudad hasta Chironta en camiones, por lo tanto, no contribuye a un impacto.

En referencia al impacto por el cambio de recursos hídricos, que en otras palabras significa una pérdida u obstrucción del caudal utilizado para el regadío de sus plantaciones, lo que en este proyecto no corresponde un factor negativo, puesto que no habrá una pérdida del volumen de las aguas por el aprovechamiento de su potencial.

4.4. Medidas de Mitigación

La mitigación hace referencia a las medidas de elusión, prevención, minimización, remediación y compensación, que se aplican a los impactos ambientales producidos por el proyecto y que han sido identificados con anterioridad. Las acciones prediseñadas para llevar a cabo los niveles de aceptación del proyecto con la disminución de los impactos negativos que son posibles en las fases de construcción y operación de la mini central hidroeléctrica serán descritas a continuación.

- **Ruido**

Para el caso del impacto ocasionado por ruidos durante la etapa de construcción, se debe considerar lo impuesto por la normativa referida en el punto 4.1, lo cual dicta que la obra no debe sobrepasar un número de decibeles permitidos, los que serán regulados por diferentes parámetros como: trabajar con maquinarias y vehículos silenciosos o que provoquen menos ruido y que tengan mantenciones periódicas de los silenciadores; ubicar la realización de actividades ruidosas lejos de los lugares sensibles; control del horario de funcionamiento de la fuente de ruido, determinando las horas del día en que la fuente funcionará; determinar el funcionamiento de la fuente de ruido cuando la dirección del viento sea contraria a la ubicación de la población receptora del ruido; y para lo que respecta a las áreas con fauna terrestre se tendrá control de la época del año de funcionamiento de las maquinarias, en consideración de los ciclos biológicos de la fauna. Las medidas de mitigación para los trabajadores corresponden al uso de los EPP necesarios para las obras que contengan mucho ruido.

Es importante recalcar que la comunidad más cercana al embalse de Chironta, queda a 7 kilómetros aproximadamente de la localidad donde se realizará la obra, dato que para estas medidas no es menos importante, ya que no estarán expuestos directamente a este tipo de impacto.

- **Polvos y calidad del aire**

Para la obra en etapa de construcción en las acciones de nivelación del terreno y excavación, es inevitable la existencia de partículas en suspensión, las medidas de mitigación de este impacto se efectuarán con: organizar las excavaciones y movimientos de suelos de modo de minimizar a lo estrictamente necesario el área para desarrollar estas tareas, evitar realizarlas en días muy ventosos. En caso de que las condiciones meteorológicas no favorezcan lo anterior es recomendable mantener el lugar humedecido para disminuir la polución.

Además de los polvos, la calidad del aire también es muy importante, y en la etapa de construcción la atmósfera del sector está constantemente expuesta al “smog” de la maquinaria. No ocurre lo mismo en la etapa de operación ya que no se ocupan combustibles fósiles, sólo el movimiento de las aguas. Una forma de mitigar este impacto es prohibir que los trabajadores se movilicen al sector en vehículos personales, solo será posible acceder a la obra mediante buses destinados exclusivamente para ellos. Además de evitar en lo posible la utilización de compuestos orgánicos volátiles (aerosoles, pinturas, disolventes), ya que estos se convierten fácilmente en vapores o gases que dañan la atmósfera.

- Paisaje

En este componente ambiental, el cual genera un impacto negativo por la visualización del entorno, se realiza una medida de mitigación que hace énfasis en la fase de construcción del proyecto, considerando lo siguiente: durante la construcción, se planificarán las etapas del proyecto, de forma tal que se utilice únicamente el área necesaria para la ejecución de las diferentes actividades del proyecto, tratando de aprovechar al máximo el espacio disponible y de minimizar el efecto neto que se producirá en el paisaje local y regional. Al finalizar los trabajos, en su totalidad o por sectores, todo sitio o parte del sitio debe ser restaurado para permitir su reinserción al medioambiente, mullir los suelos compactados por el paso de la maquinaria pesada, quitar las alcantarillas y otras obras temporales, entre otras acciones. Y evitar que la casa de máquinas sea de un color llamativo que altere la armonía del medioambiente.

- Responsabilidad social

En lo referido al área socio-cultural y humana, se pueden presentar posibles conflictos y manifestaciones ante la negativa de la comunidad a la construcción de una hidroeléctrica, para solucionar este inconveniente es recomendable realizar charlas previas al inicio de las obras para poner a la población en conocimiento sobre el funcionamiento del proyecto y sobre los impactos que van a tener en sus comunidades, en cuanto a economía, electricidad y turismo, tal como, los beneficios que trae el suministro eléctrico, ya que en este momento no existen líneas eléctricas hasta el sector y además de favorecer lo que son las tareas domésticas aumentando la capacidad de uso de electrodomésticos, y también se puede utilizar para automatizar los sistemas de riego de los pobladores, algo que incrementa todavía más la función de la presa.

Y adicionalmente es necesario generar espacios de consultas, para que los pobladores puedan aclarar sus dudas. Y así lograr la aceptabilidad social del proyecto.

4.5. Seguimiento Ambiental

Usualmente un estudio de impacto ambiental (EIA) incorpora un plan de seguimiento ambiental en el que se adjunta un plan de monitoreo que servirá para supervisar la efectividad de las medidas, que estipulan el orden de implementación, la forma, el tiempo, metodología, etc. Esta sección no incluye lo anterior, sino que menciona algunas recomendaciones para reducir los impactos producidos por la hidroeléctrica.

Recomendaciones:

- Ubicación de puntos o sitios de muestreo, medición, análisis y/o control con el objetivo de detectar alteraciones no previstas para adoptar nuevas medidas.
- Actualizar y aplicar nuevas medidas en el caso que las estipuladas no sean suficientes.
- Designar a personal capacitado e instrumentos o herramientas para asegurarse del correcto uso de los equipos y de que las medidas de mitigación estén siendo ejecutadas correctamente.
- Realizar informes de control y evaluación cada 3 meses donde se describirán las medidas adoptadas y el éxito de ésta a lo largo de la fase de construcción. Y en la fase de operación se entregarán informes anuales.
- En la fase de operación hacer cumplir el plan de mantenimiento preventivo de los equipos, con el fin de evitar algún desastre, como la inundación de la casa de máquinas.
- Diseñar un plan diario de supervisión ambiental, que incluye las medidas de mitigación y muestreo.

CAPÍTULO V

**ANÁLISIS ECONÓMICO Y
EVALUACIÓN DE DATOS**

CAPÍTULO V: Análisis Económico y Evaluación de Datos

5.1. Costos de Inversión

Dentro de los factores importantes a considerar en el diseño de un proyecto son los precios de los equipos, mano de obra y transporte. Siendo estos los factores que determinan la factibilidad del proyecto.

La empresa austriaca Global Hydro, ofrece un presupuesto con todos los precios:

5.1.1. Precio Equipos Mecánicos

Tabla 5.1. Precios de equipos mecánicos.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO TOTAL (EUR)
Turbina Francis	1	245.800,00
Generador con unidad de lubricación	1	196.500,00
Freno de disco	1	3.900,00
Válvula mariposa DN 800 PN 10	1	24.800,00
Unidad Oleo hidráulica	1	13.500,00
Documentación	1	3.500,00
Herramientas Especiales	1	6.800,00
TOTAL		494.800,00

Fuente: Global Hydro.

5.1.2. Precio Equipos Eléctricos y de Control

Tabla 5.2. Precios de equipos eléctricos.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO TOTAL (EUR)
Tablero de media tensión	1	49.300,00
Transformadores	1	68.700,00
Celda puesta a tierra del neutro del generador	1	5.100,00
Control	1	66.200,00
Toma de agua	1	8.700,00
Sistema scada	1	17.400,00
Material y cable para montaje	1	22.700,00
Control remoto/Mantenimiento remoto	1	3.200,00
Documentación y técnica	1	5.800,00
TOTAL		247.100,00

Fuente: Global Hydro.

5.1.3. Costos de Transporte, Supervisión y Puesta en Marcha

Para el caso de cualquier obra de construcción y montaje de equipos, se debe considerar la cantidad de personal requerida, las herramientas, maquinarias y equipos necesarios para ser utilizados en su labor y también el transporte de los equipos hidráulicos y eléctricos desde el lugar de diseño hasta el sector de ubicación para su uso. Para esto la empresa de diseño de turbinas nos provee el personal y costos de éstos de acuerdo con los siguientes parámetros, como la tarifa de hombres hora por equipo, considerando la siguiente tabla.

Tabla 5.3. Duración de la instalación.

EQUIPOS	DÍAS DE TRABAJO
Turbina	7
Generador síncrono	6
Sistema de refrigeración	3
Válvula mariposa	1
Unidad oleohidráulica	5
Equipo eléctrico: Supervisión	18
Equipo eléctrico: Puesta en marcha	15
Tiempo de viaje	6
TOTAL	61

Fuente: Global Hydro.

El personal que se encarga de la instalación proviene de Austria, por lo tanto, el “tiempo de viaje” incluye el tiempo que demoran en llegar a Chile y los costos de viaje. Además, los principales profesionales a cargo de la puesta en marcha y montaje son los siguientes:

- Montador mecánico
- Montador eléctrico
- Ingeniero para la puesta en marcha
- Ingeniero eléctrico para el generador

5.1.4. Costos de Construcción de Casa de Máquinas

La casa de máquinas es otro costo para tomar en cuenta, como se mencionó anteriormente, consta de dos pisos, uno subterráneo donde se ubica la turbina y otro superior donde se encuentran los controles eléctricos y los demás equipos, por lo tanto, esta configuración eleva un poco más los costos en comparación con una sala de máquinas de un solo piso. Según los valores de construcción en Chile por metros

cuadrados y considerando que la casa de máquinas posee 105 m², se tiene un costo estimado de 100.000 euros, que toma en cuenta, mano de obra, materiales y maquinaria necesaria para construcción, tal como excavadoras para las obras de fundación. Adicionalmente los costos de la construcción de la casa de máquinas incluyen las tuberías desde la sala de válvulas hasta la ubicación de la turbina, exactamente 12 metros de tuberías de acero de 800 mm de diámetro.

Importante hay que enfatizar que, en los costos por obra civil, el piso subterráneo es lo más costoso de la casa de máquinas, porque el tipo de enfierradora para estas estructuras es de una calidad superior, pero se ahorra bastante dinero en aspectos decorativos que para este uso industrial no son necesarios.

5.1.5. Inversión Total

A continuación, se muestran los costos totales para la instalación de la mini hidroeléctrica:

Tabla 5.4. Precios totales.

DESCRIPCIÓN	PRECIO (EUR)
Equipo mecánico	294.800,00
Equipo eléctrico y de control	247.100,00
Transporte y empaque CIF puerto de Chile	28.670,00
Supervisión y puesta en marcha	67.830,00
Casa de máquinas	100.000,00
TOTAL	738.400,00

Fuente: Global Hydro.

5.2. Simulación con el Software RetScreen

5.2.1. Software RetScreen

RETScreen es un programa canadiense que abarca el ámbito de gestión de diferentes tipos de energía limpia. Su función es evaluar los parámetros de una planta con la finalidad de analizar la viabilidad de proyectos en cuanto a eficiencia y rendimiento energéticos. Por último, el programa permite generar un informe con todos los datos y curvas necesarios.

Para este proyecto se utiliza la última versión RETScreen Expert, el cual se compone de 6 puntos importantes a evaluar:

- Instalación
- Energía
- Costos
- Emisiones
- Finanzas
- Riegos
- Aplicación del Software

Para la simulación de datos se aplicaron los siguientes componentes del software:

5.2.2.1. Ubicación

Los primeros pasos para crear la simulación es especificar la ubicación del proyecto. En cuanto a la búsqueda, el software incluye un mapa detallado de cualquier lugar del mundo, es más, una vez determinado el punto de referencia éste entrega datos tanto del lugar geográfico de la planta como de los datos meteorológicos, para ello utilizando la base de datos climatológicos aportados por la NASA, los que incluyen las medidas asociadas a temperaturas, humedad, precipitaciones para cada mes del año como es señalado en la figura 5.2.

Ubicación de datos meteorológicos Chile - Arica/Chacalluta Ubicación de la instalación Chile

Leyenda

- Ubicación de la instalación
- Ubicación de datos meteorológicos

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Ubicación de la instalación	Fuente
Latitud		-18,5	-18,3	
Longitud		-70,2	-69,8	
Zona climática		3B - Templado - Seca		
Elevación	m	58	1705	Suelo+NASA
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	12,8		Suelo - Mapa
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	26,4		Suelo
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	12,2		NASA

Figura 5.1. Ubicación de la central en Chironta. Fuente: Software RETScreen Expert.

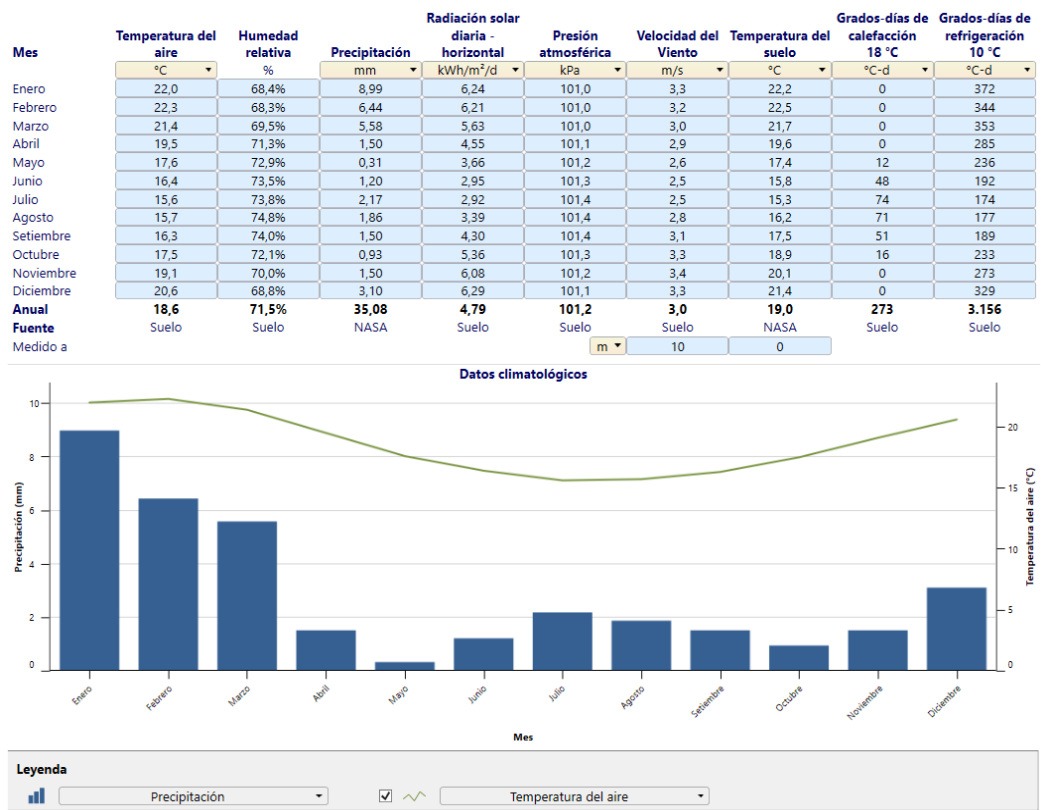


Figura 5.2. Datos climáticos de la ubicación seleccionada. Fuente: Software RETScreen Expert.

5.2.2.2. Instalación

En la etapa de instalación es necesario establecer el tipo de central de generación, si bien, el programa posibilita al usuario seleccionar cualquier tipo de central, para este caso, se colocó “Turbina hidráulica”.

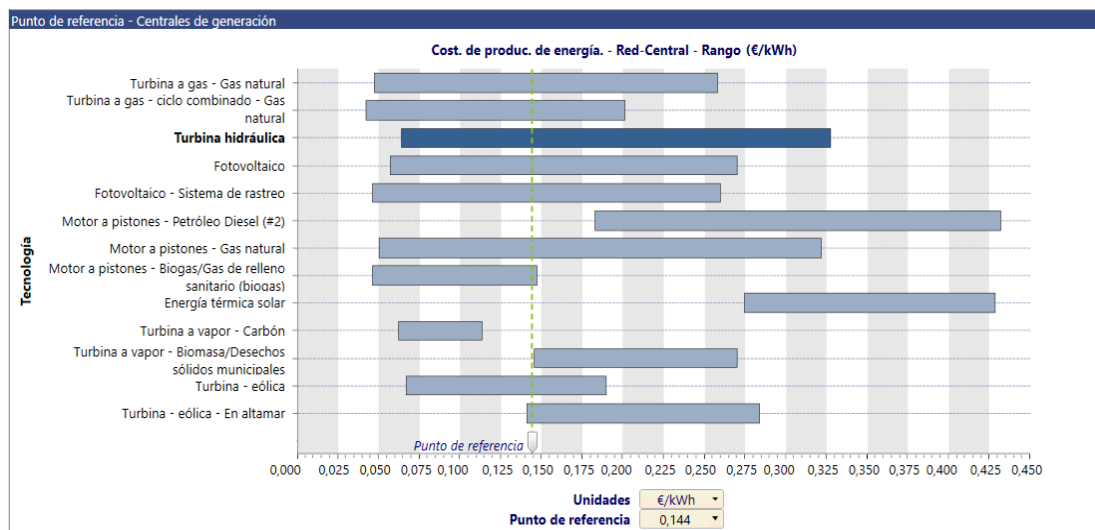


Figura 5.3. Costo de producción de energía. Fuente: Software RETScreen Expert.

La figura anterior muestra un diagrama comparativo en cuanto al costo de producción de energía para diferentes tecnologías, de tal forma que, sea más fácil observar que tan bueno es el rendimiento energético.

5.2.2.3. Energía

El programa RETScreen realiza un análisis energético de la central propuesta, para esto el primer paso para la evaluación energética es ingresar al sistema el tipo de combustible que va a emplear la instalación, pero para el caso de turbinas hidráulicas no es necesario, ya que, es un dato que no es usado en los cálculos posteriores. Pero si es necesario seleccionar el tipo de tarifa de exportación de electricidad, para este proyecto se utilizó una tarifa anual, es decir, que el precio durante todo el año se mantiene constante.

Electricidad	
Tipo	Tarifa de exportación de electricidad - anual +
Descripción	Tarifa de exportación de electricidad - anual
Tarifa - unidad	€/kWh
Tarifa - anual	0,034

Figura 5.4. Tarifa de exportación de electricidad. Fuente: Software RETScreen Expert.

A continuación, se especifican las características técnicas de la central a evaluar, que contempla un resumen de los antecedentes del proyecto.

Turbina hidráulica - Nivel 2		
Evaluación de recursos		
Proyecto Propuesto		Reservorio
Altura de caída bruta	m	60
Máximo efecto de agua de descarga	m	2
Flujo residual	m ³ /s	0,1
Porcentaje del tiempo disponible de flujo firme	%	100%
Flujo firme	m ³ /s	1,2
Turbina hidráulica		
Flujo de diseño	m ³ /s	2,05
Tipo		Francis +
Eficiencia de la turbina		Estándar
Número de turbinas		1
Fabricante		Global Hydro
Modelo		Francis
Coefficiente de diseño		4,5
Ajuste de eficiencia	%	2%
Eficiencia máxima de la turbina	%	93,1%
Flujo a máxima eficiencia	m ³ /s	1,7
Eficiencia de la turbina en flujo de diseño.	%	89,2%

Figura 5.5. Características técnicas de la planta Fuente: Software RETScreen Expert.

El programa construye una curva de eficiencia de la turbina con los datos obtenidos por el fabricante, en este caso, una turbina Francis Global Hydro de 1 MW de potencia.

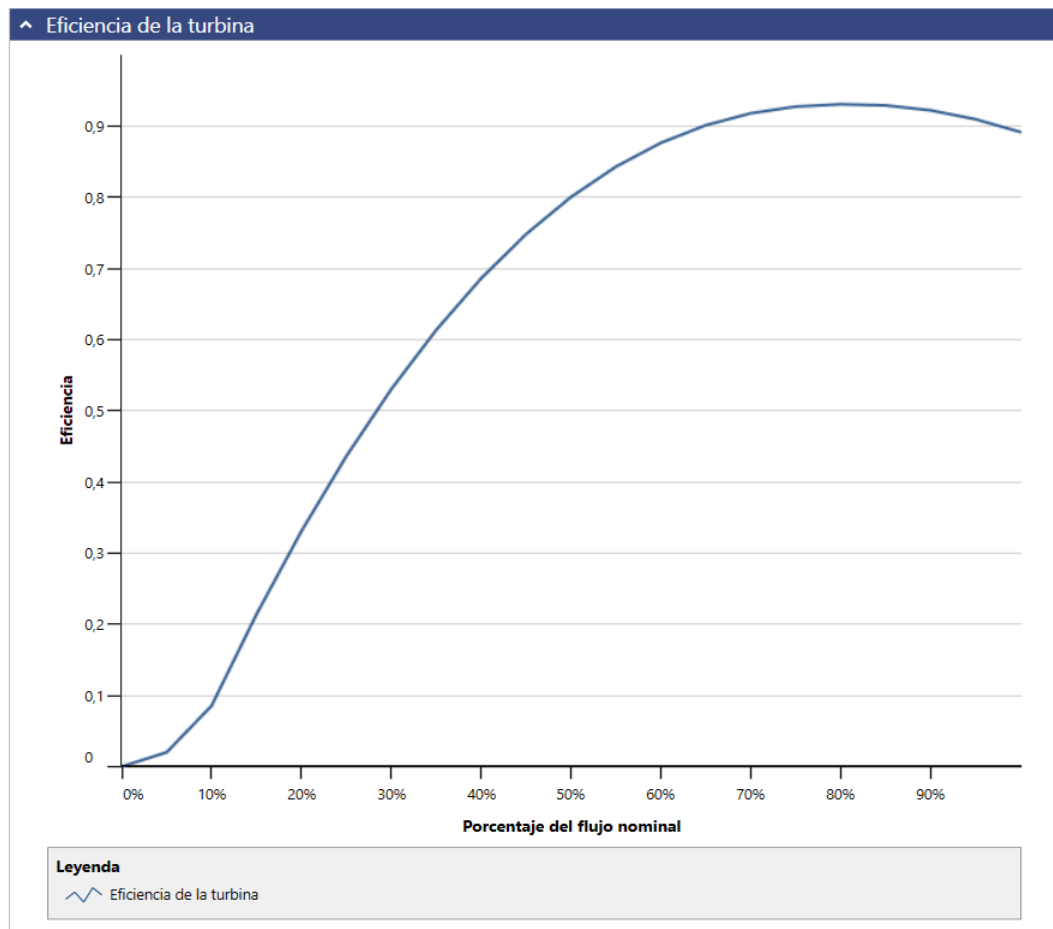


Figura 5.6. Curva de la eficiencia de la turbina. Fuente: Software RETScreen Expert.

Además, el programa construye una curva de duración de flujo y potencia, como se muestra en la figura siguiente. El flujo es medido en m^3/s y que corresponde al caudal máximo que se puede obtener del río y el tiempo que es expresado en porcentaje corresponde a la cantidad de días del año. De esta manera, la curva puede ser interpretada como, el 30% del tiempo del año es equivalente a 110 días y presenta un caudal de $2 \text{ m}^3/\text{s}$, expresamente referido a los meses de enero a marzo. uivalente a 110 días y presenta un caudal de $2 \text{ m}^3/\text{s}$, expresamente referido a los meses de enero a marzo.

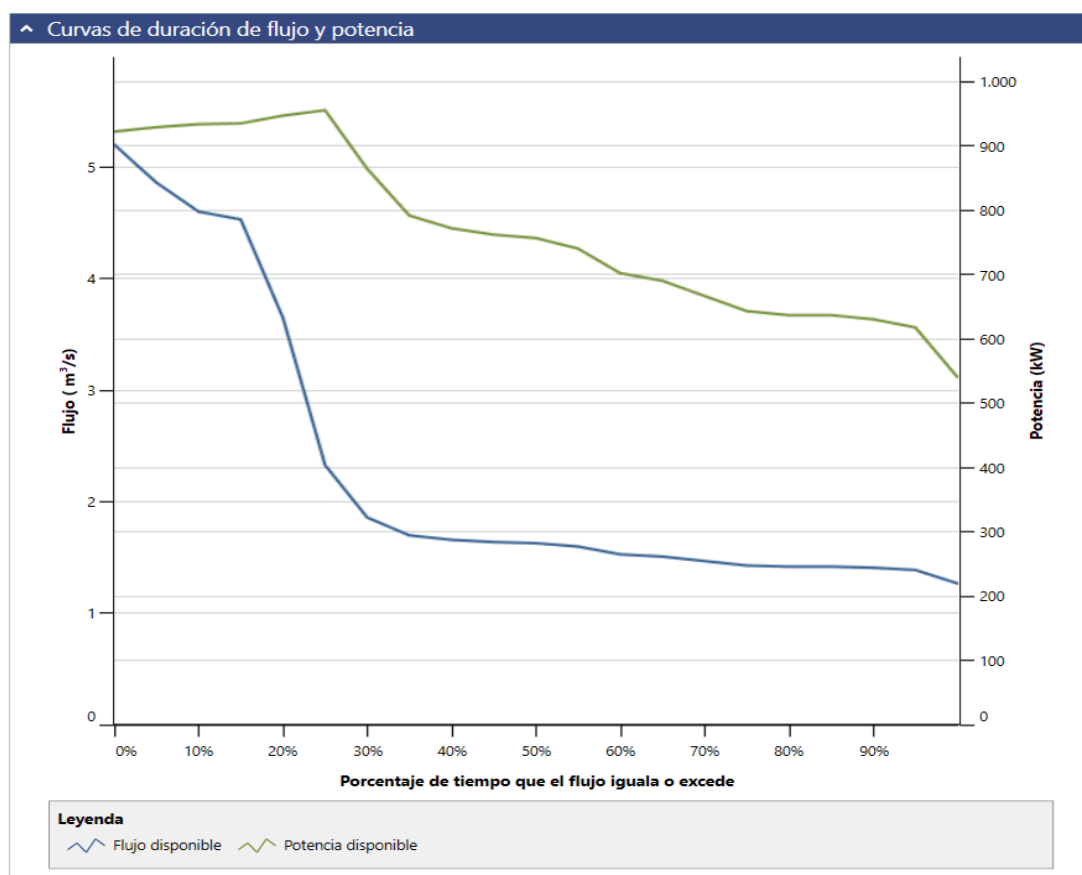


Figura 5.7. Curva de duración de flujo y potencia. Fuente: Software RETScreen Expert.

Además, el programa solicita un porcentaje de pérdidas que fue calculado considerando las pérdidas medias durante el año, detalladas en el capítulo 3.

La eficiencia del generador se consideró como 95% según el catálogo de Global Hydro.

Pérdidas		
Máximas pérdidas hidráulicas	%	4,55%
Pérdidas varias	%	2%
Eficiencia del generador	%	95%
Disponibilidad	%	90,25%
Resumen		
Capacidad de generación eléctrica	kW	956
Factor de ajuste de flujo disponible		1
Factor de planta	%	72,5%
Costos iniciales	\$	762.612
Costo de O y M (ahorros)	\$	30.504
Tarifa de exportación de electricidad		Tarifa de exportación de electricid
	\$/kWh	0,03
Electricidad exportada a la red	MWh	6.075
Ingresos por exportación de electricidad	\$	206.551

Figura 5.8. Pérdidas en el sistema y energía. Fuente: Software RETScreen Expert.

5.2.2.4. Costos

En esta sección se evalúan los costos totales de la construcción y montaje de una central hidráulica. Y se muestra el detalle de los costos especificados en el punto 5.1.

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto	Costos relat.
Estudio de factibilidad					
<input type="checkbox"/> Estudio de factibilidad	costo			€	-
Subtotal:				€	-
Desarrollo					
<input type="checkbox"/> Desarrollo	costo	1	€ 296.100	€	296.100
<input type="checkbox"/> Seguros	costo	1	€ 2.000	€	2.000
Subtotal:				€	298.100 39,1%
Ingeniería					
<input type="checkbox"/> Ingeniería	costo			€	-
Subtotal:				€	-
Sistema eléctrico de potencia					
Turbina hidráulica	kW	956	€ 257,11	€	245.802
Caminos-accesos	km			€	-
Línea de transmisión	km			€	-
Subestación	proyecto	1	€ 100.000	€	100.000
Mediciones de eficiencia energética				€	-
<input type="checkbox"/> Definido por el usuario	costo			€	-
Subtotal:				€	345.802 45,3%
Balance del sistema y misceláneos					
Repuestos	%			€	-
Transporte	proyecto	1	€ 28.670	€	28.670
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d	1	€ 67.830	€	67.830
<input type="checkbox"/> Definido por el usuario	costo			€	-
Contingencias	%	3,0%	€ 740.402	€	22.212
Intereses durante la construcción			€ 762.614	€	-
Subtotal:				€	118.712 15,6%
Costos iniciales totales				€	762.614 100,0%
Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto	
Operación y Mantenimiento					
<input checked="" type="radio"/> Mostrar datos				€	-
Partes y labor	proyecto	1	€ 30.504	€	30.504
<input type="checkbox"/> Definido por el usuario	crédito			€	-
Contingencias	%		€ 30.504	€	-
Subtotal:				€	30.504

Figura 5.9. Costos de la central Fuente: Software RETScreen Expert.

5.2.2.5. Emisiones GEI

Las emisiones de efecto invernadero son uno de los parámetros más estudiados por todo tipo de empresas, ya que hoy en día la ley establece un límite máximo para la liberación de sustancias dañinas a la atmósfera, así como también existen leyes para el manejo de residuos contaminantes.

La operación de una hidroeléctrica no produce emisiones que contaminen a la atmósfera, pero RETScreen permite realizar una comparación de “ahorro”, para este

caso en particular, con la instalación de una hidroeléctrica con las características mencionadas se evitan 0,441 toneladas de CO₂ por MWh, obteniendo así una reducción bruta de emisiones de 2.682 tCO₂ al año equivalentes a 1.152.201 litros de gasóleo no consumidos.

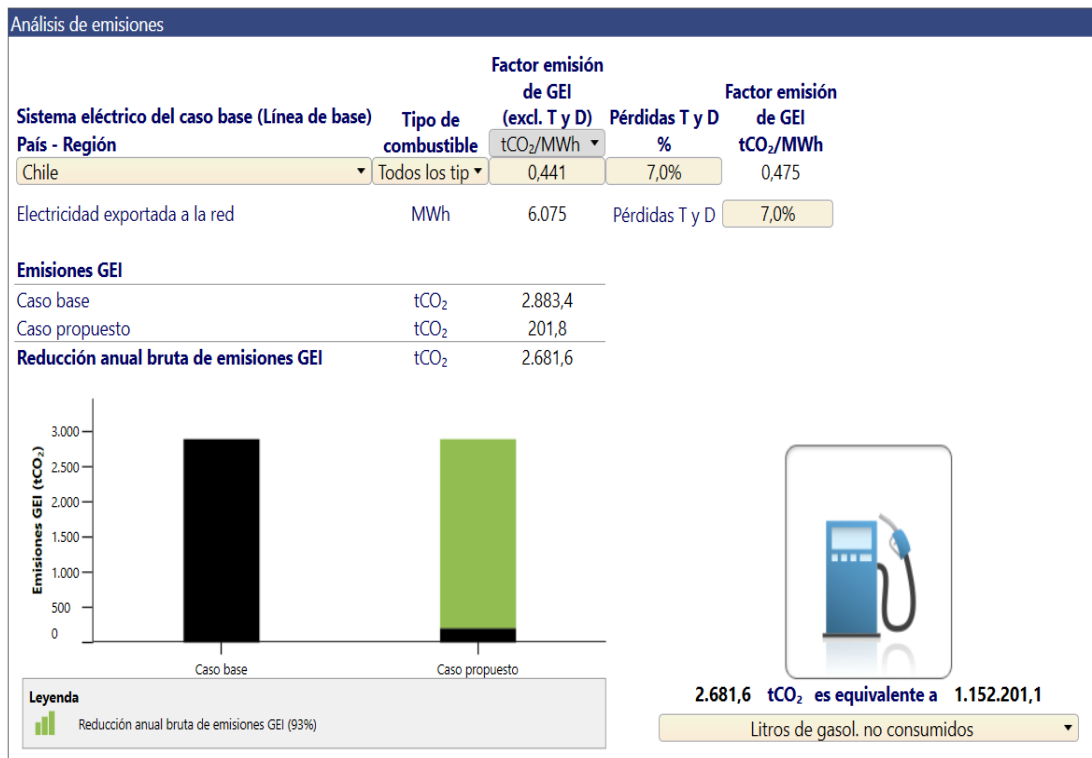


Figura 5.10. Emisiones GEI. Fuente: Software RETScreen Expert.

5.3. Análisis Financiero

Una vez que ya se tienen claros lo que son los precios de los equipos y el costo de las instalaciones, es necesario hacer un análisis económico para determinar la rentabilidad del proyecto, lo que lleva a establecer la factibilidad de éste.

Cabe recordar que las horas de funcionamiento de la turbina se considerarán como 24 horas al día para aprovechar al máximo del caudal, debido a que el embalse debe suministrar de agua al río constantemente, ya que, existe un compromiso ambiental que establece que el humedal del río Lluta no puede permanecer sin agua, por lo tanto, se define un caudal mínimo para preservar la flora y fauna del humedal, de 0,83 m³/s.

5.3.1. Flujo de Caja

El flujo de caja es un reporte que ayuda a identificar y clasificar los ingresos y egresos del capital. Para este caso se deben considerar algunos parámetros que se muestran en la siguiente tabla, en la cual se estiman los gastos de seguros e imprevistos.

Tabla 5. 5. Inversión total.

Seguros	2.000	EUR
Equipo Mecánico	294.800	EUR
Equipo eléctrico	247.100	EUR
Transporte	28.670	EUR
Supervisión y puesta en marcha	67.830	EUR
Obra civil	100.000	EUR
Suma	740.400	EUR
Imprevistos (3%)	22.212	EUR
Costo total EUR	762.612	EUR

Fuente: Creación propia.

En cuanto al inicio del proyecto hasta su finalización con la puesta en marcha se proyectan 3 años en total:

- Primer año: se estima un gasto de 50.670 euros, correspondientes a la gestión de seguros, permisos, transporte de equipos, maquinaria y difusión de proyecto a la comunidad.
- Segundo año: se estima un gasto de 203.915 euros, correspondientes al 60% de la obra civil y 50% del montaje.
- Tercer año: se estima un gasto de 508.027 euros, correspondientes al término de la obra civil y del montaje, incluyendo el pago total de los equipos eléctricos y mecánicos.

Lo siguiente para tener en cuenta, son los gastos anuales de operación y mantenimiento (O & M), equivalentes al funcionamiento de la planta, tales como, sueldos a ingenieros y mantenedores, gastos en herramientas y repuestos, además de todos los gastos que se requieran para la mantención y operación. Estos se suponen como un 4% de los costos por inversión, equivalentes a 30.504 euros anuales.

Para generar activos en este proyecto es necesario vender electricidad, para ello se realiza mediante la empresa CGE (Compañía General de Electricidad), la cual maneja tarifas de compra de energía, cuyo valor equivale a 30 pesos chilenos por el KWh.

5.3.2. Evaluación Económica

Como se mencionó anteriormente, para realizar un análisis económico es necesario conocer algunas fórmulas que permiten estudiar la factibilidad del proyecto. Dentro de las más importantes se encuentra el llamado “Valor Actual”, un dato necesario para estimar el coste-beneficio del proyecto y evaluar su rentabilidad, además de analizar los flujos de caja en un mismo periodo.

Existen 3 indicadores para la evaluación de proyectos, el VAN, el TIR y el R b/c, definidos como:

El valor actual neto (VAN) hace un cálculo referente a los ingresos obtenidos por año y las inversiones, sumando a ellas los gastos anuales. Obteniendo su valor con la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{i=3}^{i=30} \frac{R_i - (O_i + M_i)}{(1+r)^i} - \sum_{i=1}^{i=2} \frac{I_i}{(1+r)^i}$$

La tasa de rentabilidad interna (TIR), es obtenida mediante procesos iterativos para un VAN igual a cero, es decir, que busca un valor porcentual que corresponde a la tasa de interés o descuento (r), el cual es ingresado cada año para estimar la viabilidad del proyecto de inversión, pero considerando que el VAN sea igual a cero. Una vez calculado este valor, se puede evaluar si el proyecto es rentable o no, considerando lo siguiente:

$$r_{TIR} \geq r$$

La ratio beneficio costo hace una comparación entre el valor actual de la inversión y gastos durante del proyecto con el valor actual de los ingresos, para así obtener una razón entre los invertido y lo ganado. Para su cálculo se emplea la siguiente fórmula:

$$R_{b/c} = \frac{\sum_0^n \frac{R_i}{(1+r)^i}}{\sum_0^n \frac{(I_i + M_i + O_i)}{(1+r)^i}}$$

La herramienta RETScreen elabora un flujo de caja para el proyecto considerando la inflación de un país, pero desafortunadamente asume que la etapa de construcción tarda un año, que contrasta con lo mencionado anteriormente, debido a que se consideró que la construcción tardaría 3 años, esto fue incluyendo otros procesos extra, tales como,

solicitud de permisos de construcción, tiempo de revisión y aprobación del proyecto, difusión del proyecto a la comunidad, entre otros.

A continuación, se muestra el flujo de caja calculado mediante el programa, considerando que el proyecto cuenta con 30 años de vida útil. Además, se pueden observar los valores para VAN, TIR y R b/c.

Costos Ahorros Ingreso			Flujo de caja anuales		
Costos iniciales			Año	Antes-impuestos	Acumulado
Desarrollo	39,1%	€ 298.100	#	€	€
Sistema eléctrico de potencia	45,3%	€ 345.802	0	-762.614	-762.614
Balance del sistema y misceláneos	15,6%	€ 118.712	1	175.437	-587.177
Costos iniciales totales	100%	€ 762.614	2	174.815	-412.362
Flujo de caja anuales - Año 1			3	174.180	-238.182
Costos anuales/pagos de deuda			4	173.533	-64.650
Operación y Mantenimiento		€ 30.504	5	172.872	108.222
Pagos de la deuda		€ 0	6	172.199	280.421
Costos anuales totales		€ 30.504	7	171.512	451.933
Ahorros e ingresos anuales			8	170.811	622.743
Ingresos por exportación de electricidad		€ 206.551	9	170.096	792.839
Ingresos por reducción GEI		€ 0	10	169.367	962.206
Otros ingresos (costo)		€ 0	11	168.623	1.130.829
Ingresos por producción de EL		€ 0	12	167.865	1.298.694
Ingresos y ahorros anuales totales		€ 206.551	13	167.091	1.465.785
Flujo de efectivo neto anual - Año 1		€ 176.047	14	166.302	1.632.086
Viabilidad financiera			15	165.497	1.797.583
TIR antes de impuestos - capital	%	22,6%	16	164.676	1.962.259
TIR antes de impuestos - activos	%	22,6%	17	163.838	2.126.097
Pago simple de retorno del capital	año	4,3	18	162.984	2.289.081
Repago - capital	año	4,4	19	162.112	2.451.193
Valor Presente Neto (VPN)	€	1.137.472	20	161.224	2.612.417
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	101.039	21	160.317	2.772.734
Relación Beneficio-Costo		2,5	22	159.392	2.932.126
Cobertura - servicio de deuda			23	158.449	3.090.576
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂	-37,68	24	157.487	3.248.063
Cost. de produc. de energía.	€/kWh	0,017	25	156.506	3.404.569
			26	155.505	3.560.074
			27	154.484	3.714.558
			28	153.443	3.868.001
			29	152.381	4.020.382
			30	151.297	4.171.679

Figura 5.11. Valores económicos y flujo de caja. Fuente: Software RETScreen Expert.

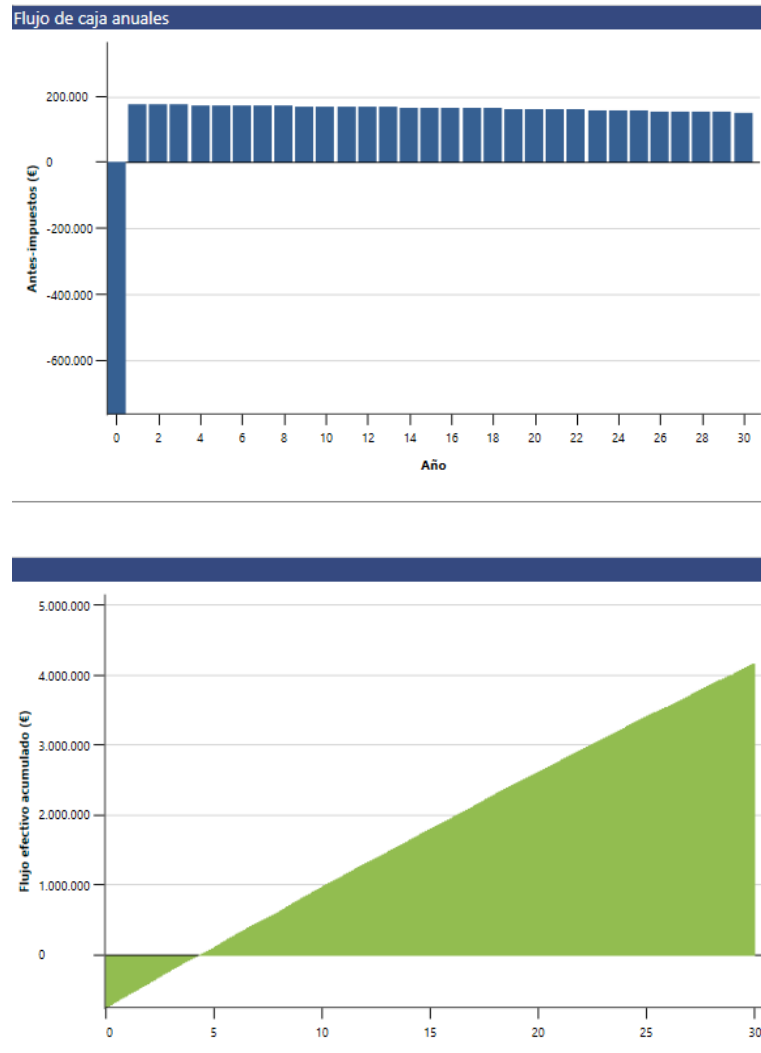


Figura 5.12. Curvas de Flujo de caja. Fuente: Software RETScreen Expert.

La figura 5.12 muestra, en la imagen superior, lo que corresponde al flujo de caja, donde se observa una barra con valores negativos, la cual corresponde a la inversión inicial realizada en la etapa de construcción. Las siguientes barras corresponden a los ingresos netos obtenidos a lo largo de 30 años.

En la imagen inferior, se muestra una curva que equivale al periodo de recuperación de la inversión, siendo de unos 4,42 años, es decir, que posterior a dicho periodo el proyecto comienza a generar ganancias.

Nótese que los valores arrojados por el programa consideran que la fase de construcción dura un año, esto afecta ligeramente al valor actual, ya que, la inversión inicial se realiza en un solo pago por lo que no se ve afectada por la tasa de descuento, sin embargo, se puede obtener un valor bastante acertado en cuanto a factibilidad.

5.4. Resultados de Evaluación de Datos

Como resultado de los cálculos previos y simulación a través del programa RETScreen, en la tabla a continuación se presentan los siguientes valores:

Tabla 5. 6. Análisis económico.

Caudal Nominal	m ³ /s	2,05
Salto	m	60
Tipo de Turbina	-	Francis
Potencia Instalada	KW	1000
Costo de Inversión	€	762612
Horas de Funcionamiento Anuales	hrs	8760
Energía Generada Anualmente	MWh	6629
Precio Medio de Venta por KWh	€	0,034
Ingresos Anuales	€	206551
Coste de O & M	€	30504
ANÁLISIS ECONÓMICO		
Inversión por KW instalado	€	1036
Inversión por KWh instalado	€	1,42
Periodo de Recuperación Simple	años	4,42
TIR	%	22,6
R b/c	-	2,5
VAN	€	1137472

Fuente: Creación propia.

Como referencia se puede tomar en cuenta que 1 euro es equivalente a 1,21 dólares.

Según la tabla anterior, se pueden notar los valores de interés, tal como, el TIR (tasa interna de rentabilidad) de 22,6 %, valor que significa que cada año se recupera en 22,6 % de la inversión, lo que lleva al cálculo de recuperación simple de 4,42 años, en otras palabras, en 30 años de vida útil del proyecto, 4,42 son para recuperar la inversión.

Otro dato importante es la ratio beneficio costo, su valor positivo y mayor que 1 indica que los beneficios son mayores que los costos y el proyecto debe ser considerado. Para el diseño de la planta en Chironta, el R b/c equivale a 2,5, es decir, que por cada euro invertido se ganan 2,5 euros.

5.5. Riesgos

La herramienta RETScreen también entrega un análisis de riesgos, el cual evalúa si la variabilidad del indicador financiero es aceptable o no, en las siguientes imágenes se puede observar la distribución de los posibles resultados:

Efectúe análisis sobre Valor Presente Neto (VPN)
Rango de sensibilidad 25%
Umbral 0 €

- Quitar análisis		Costos iniciales					€
Tarifa de exportación de electricidad		571.960	667.287	762.614	857.941	953.267	
€/MWh		-25,0%	-12,5%	0,0%	12,5%	25,0%	
25,50	-25,0%	746.798	651.472	556.145	460.818	365.491	
29,75	-12,5%	1.037.462	942.135	846.808	751.482	656.155	
34,00	0,0%	1.328.125	1.232.798	1.137.472	1.042.145	946.818	
38,25	12,5%	1.618.788	1.523.462	1.428.135	1.332.808	1.237.482	
42,50	25,0%	1.909.452	1.814.125	1.718.798	1.623.472	1.528.145	

- Quitar análisis		Costos iniciales					€
Operación y Mantenimiento		571.960	667.287	762.614	857.941	953.267	
€		-25,0%	-12,5%	0,0%	12,5%	25,0%	
22.878	-25,0%	1.434.430	1.339.104	1.243.777	1.148.450	1.053.124	
26.691	-12,5%	1.381.278	1.285.951	1.190.624	1.095.298	999.971	
30.504	0,0%	1.328.125	1.232.798	1.137.472	1.042.145	946.818	
34.317	12,5%	1.274.972	1.179.646	1.084.319	988.992	893.666	
38.130	25,0%	1.221.820	1.126.493	1.031.166	935.840	840.513	

Figura 5.13. Análisis de sensibilidad y riesgos del proyecto. Fuente: Software RETScreen Expert.

Para este análisis, se tiene la comparación establecida producto de la variación supuesta de los valores de tarifa de exportación de electricidad con los costos iniciales del proyecto. Se observa que el valor presente neto es positivo en cualquier escenario, lo que indica que la evaluación de las inversiones iniciales para dichas condiciones establecidas por el rango de sensibilidad continúa siendo factibles.

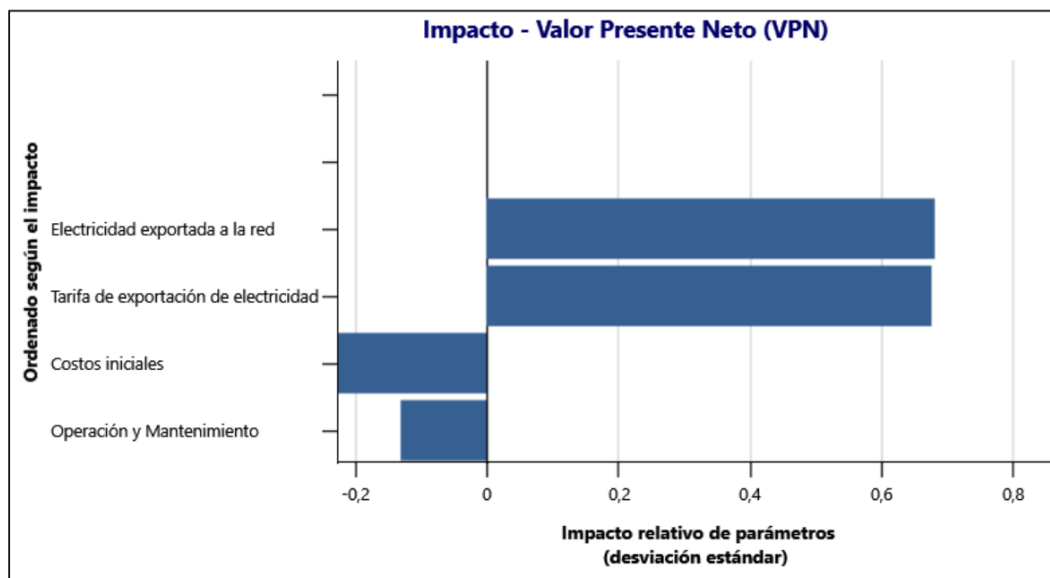


Figura 5.14. Curvas de Impacto. Fuente: Software RETScreen Expert.

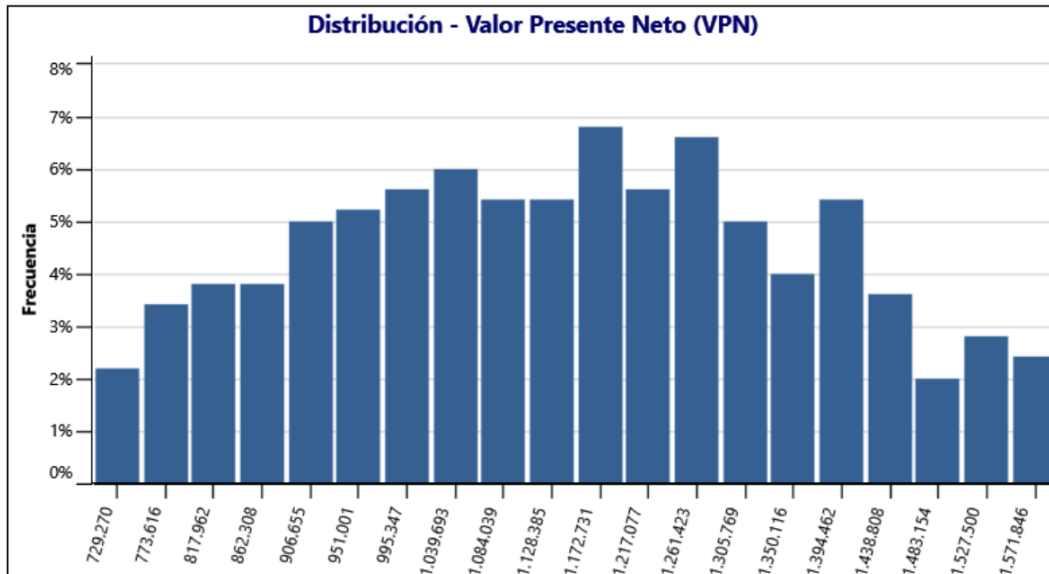


Figura 5.15. Curva de distribución en función del costo de producción de energía.

Fuente: Software RETScreen Expert.

En la figura 5.14 el gráfico de impacto muestra la contribución relativa en la incertidumbre en cada parámetro clave a la viabilidad del indicador financiero. Para el eje de las abscisas, los valores sin unidad de medida sirven para mostrar la fuerza del impacto relativo de los parámetros de entrada, determinando que si mayor es la barra horizontal mayor será el impacto. Y para el eje de las ordenadas, se posicionan parámetros que contribuyen al indicador financiero, ordenados de mayor a menor. Para este gráfico el indicador financiero corresponde al VPN y los parámetros de entrada con mayor contribución son la electricidad exportada a la red siguiendo la tarifa de exportación a la red.

Con respecto a la figura 5.15, se observa un histograma que proporciona una distribución de los posibles valores del indicador financiero (VAN) y la altura de cada barra representa la frecuencia en porcentaje, la cual es calculada por los valores que caen en el rango definido por el ancho de cada barra. Se puede observar que el indicador financiero cae dentro del intervalo de confianza, lo que representa la viabilidad del proyecto.

CONCLUSIONES

Un detalle para tener en cuenta es que debido a que las obras del embalse a la fecha no han terminado, están sujetas a modificaciones en las obras civiles, por lo que la sala de válvulas puede cambiar ligeramente en cuanto al diseño inicial mostrado en los planos, por lo tanto, hay que considerar que el diseño de este proyecto se basa en los planos actuales otorgados por el MOP.

De lo calculado en la etapa de diseño del proyecto, se obtuvo que el tipo de turbina más acertada para las condiciones de altura y caudal es una turbina Francis normal, se escogió una de eje horizontal, si bien, una turbina de eje vertical también es buena opción, fue rechazada, ya que su instalación y mantenimiento es un poco más compleja, debido a que el generador debe ubicarse sobre la turbina, no al costado como las turbinas de eje horizontal.

Como ya fue mencionado, en sistemas hidráulicos existe una velocidad máxima del flujo del agua al interior de la tubería de 6 m/s con la finalidad de evitar problemas de sobrepresión en algunos componentes, además una velocidad alta se relaciona con un aumento de pérdidas por fricción. Dicho lo anterior, fue un gran desafío asegurarse de cumplir la condición de velocidad, sobre todo, cuando existe una reducción de diámetro, algo bastante común en el diseño del embalse Chironta. Por lo tanto, se hizo necesario adecuar las dimensiones de las tuberías de la planta para no exceder a 6 m/s, la velocidad máxima calculada, es de 4 m/s en los meses donde existe mayor caudal (enero, febrero y marzo).

Con respecto a los valores obtenidos por pérdidas de cargas, lo que respecta a las pérdidas por cambios de sección y rejillas, se considera que sus valores son muy pequeños por lo que no se tomaron en cuenta en los cálculos, ya que no afecta a la pérdida de presión del sistema. Por ende, no interfiere en la generación de electricidad.

Si bien, el diseño de la planta contempla un sistema de monitoreo constante, también es recomendable el uso de instrumentos de medición para ejecutar mantenimientos preventivos, tales como, sensores para medir las vibraciones de los cojinetes del alternador en las posiciones radial y axial, esto con el fin de prevenir alguna falla.

El diseño de la casa de máquinas contempla dos pisos, como se vio anteriormente, esto es debido que, en primer lugar, si existe alguna falla que conlleve a una fuga contundente de agua, la idea es evitar que se inunde la sala de control donde están los equipos eléctricos a un piso superior de donde se encuentra la turbina. Y en segundo

lugar tiene un objetivo operacional, ya que, la turbina está ubicada en un piso subterráneo a una altura por debajo de la lámina de agua permitiendo que la máquina no cavite, puesto que la presión del rodete a esa altura no alcanza la presión de evaporación del agua a 18°C.

Como se vio al inicio del capítulo 3, la calidad del agua no es la mejor, ya que, presenta gran dureza y cantidad de componentes que si bien, favorecen la vida de la flora y fauna, es perjudicial para el material de la turbina. Es por ello, que la mejor opción es realizar un cambio de material, pasar de un acero inoxidable martensítico con concentraciones medias de níquel a un acero inoxidable dúplex de alta concentración de níquel y cromo. Evidentemente esto eleva ligeramente los costos de inversión, pero reduce considerablemente los costos por mantenciones, ya que el agua alta en cloruros y conductividad crean un ambiente que favorece la corrosión, por lo que los recambios de rodete serían algo habitual.

Según la tabla del ANEXO 3 se muestra los datos económicos de centrales ya instaladas en otras partes del mundo, por lo tanto, los datos calculados en el análisis económico estimado para la hidroeléctrica Chironta, se encuentran dentro de los parámetros habituales de: rentabilidad, beneficio/costo y años de recuperación de inversión. Haciendo de esto un proyecto factible.

La electricidad proveniente del aprovechamiento de las aguas se considera una energía limpia. Sin embargo, existen diferentes efectos ambientales producidos por la construcción de una central hidráulica. Entre los más comunes se pueden mencionar la alteración del paisaje y la modificación del ciclo de vida de la fauna y flora y si a eso se le incluyen los efectos que produce una presa sobre el medio ambiente, también se puede mencionar la existencia de una alteración del transporte de materiales aguas abajo, tal como, la sedimentación, que trae consigo nutrientes esenciales para la vida acuática y la vida de las aves. Es por ello por lo que se tomó especial atención en los efectos que produciría la construcción e instalación de una planta.

En cuanto al estudio de impacto ambiental el embalse ha demostrado ser un proyecto fiable para su realización pasando por todas las evaluaciones de los agentes reguladores. Para lo que respecta a la sala de máquinas o el diseño de la mini central hidroeléctrica en general, la obra se manifestará con mayores impactos en las fases de construcción, ya que estas actividades involucran un invasivo uso del espacio, despliegue de suelo, ruido por parte de las maquinarias, entre otros. Y según los análisis que se obtuvieron, referenciados por las evaluaciones del lugar otorgados por el MOP,

se llegó a la conclusión que en primer lugar, los ruidos, como los olores o contaminación del aire por polvo no genera impactos muy relevantes por ser una zona alejada de la civilización, pero los expertos recomiendan cierres perimetrales y medidas de regularización de las obras para que también se logre un menor impacto en el paisaje; en segundo lugar, y este punto hace referencia al ecosistema natural, el lugar mantiene una pequeña biodiversidad de animales, ya sea terrestre como acuática, por lo tanto, el impacto ambiental será regularizado para que el proyecto no produzca mayor invasión en su hábitat y así con el tiempo mantener la fauna, flora y la biótica acuática de la zona. Para finalizar, en tercer lugar, parte de lo que implica la evaluación del impacto ambiental es el diseño de planes de mitigación y mantener un seguimiento de éstos, por lo cual se ha considerado mencionar un listado de recomendaciones para llevar a cabo la importante labor de perpetuar el ambiente y todo lo que representa, como también fomentar la investigación y el turismo.

El software RETScreen es una herramienta totalmente gratuita que tiene como finalidad el estudio y análisis de proyectos de sistemas energéticos. Su programa está compuesto por una base de datos proveniente de varios grupos informadores como la NASA, y entrega análisis completos con una vasta lista de opciones para evaluar, considerando la ubicación geográfica, instalación, entre otras. Con este programa se ha logrado comparar la parte de análisis energético, llegando a la conclusión que los valores que entrega no varían tanto con los obtenidos por cálculos previos visto en el capítulo 3, siendo estos los valores de la potencia generada al año, y los de electricidad exportada a la red. Además producto de esta herramienta se ha obtenido información importante acerca de las emisiones de toneladas de CO₂ que no producirá la central, es decir, un ahorro importante en emisiones de gases que dañen la capa de ozono, como también entrega un análisis completo sobre los riesgos, siendo utilizado un rango de sensibilidad propuesto por el usuario para idear el proyecto y observar la variabilidad de éste con diferentes valores referidos a los costos de inversión o las tarifas por exportación de electricidad. Y, por último, una comparación importante entregada por el programa corresponde a los análisis financieros del proyecto, los cuales generan un respaldo a los cálculos obtenidos y confiabilidad del diseño económico seleccionado para determinar su fiabilidad.

Finalmente, todo lo calculado contribuye a establecer que el proyecto es rentable e incluso puede durar más de 30 años, aunque el diseño del embalse fue calculado considerando una vida útil de 50 años, ya que, la acumulación de sedimentos aguas arriba de la presa se vuelve un problema grave que evita que continúe su funcionamiento. Por lo que la planta generadora de electricidad puede durar como máximo 50 años si las condiciones son favorables.

REFERENCIAS

- [1] The Institution of Engineering and Technology (2016). *Hydroelectric Power*.
- [2] Ministerio de Energía. (2016). *Estudio de Cuencas*.
- [3] Mataix, C. (1986). *Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas*. Madrid, España: Ediciones del Castillo S.A.
- [4] Cengel, Y. A. & Cimbala, J. M. (2006). *Mecánica de Fluidos, fundamentos y aplicaciones*. Reno, Nevada-USA: McGraw-Hill Interamericana S.A.
- [5] Penche, C. (1998). *Manual de la pequeña hidráulica*. Comisión de las comunidades europeas: ESHA.
- [6] Fernández Diez, P. (s.f.). *Turbinas Hidráulicas*. Universidad de Cantabria. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. [En línea] Disponible en: <http://www.termica.webhop.info/>.
- [7] White, F. M. (2004). *Mecánica de Fluidos*. Madrid, España: McGraw-Hill Interamericana S.A. (5ta. Edición).
- [8] Gallego, J. (2006). *Caracterización de una turbina del tipo Francis utilizada por una empresa local de generación de energía*. Medellín, Colombia: Universidad EAFIT, Departamento de ingeniería mecánica.
- [9] Generadoras de Chile, A.G. *Energía Hidroeléctrica*. Santiago, Chile. [En Línea] Disponible en: <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-hidroelectrica>
- [10] ESHA (2006). *Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*. [En Línea] Disponible en: https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/313660/mod_resource/content/1/Gu%C3%ADa%20PCH%20ESHA%202006.pdf
- [11] WEC (2016). *World Energy Resources – Hydroelectric*.
- [12] Criollo Cabrera, X. L., & Quezada Damian, C. L. (2011). *Diseño de una mini central de energía hidroeléctrica en la planta de tratamiento de aguas residuales de la ciudad de cuenca*. Ecuador. [En Línea] Disponible en: http://www.cra.gov.co/apc-afiles/37383832666265633962316339623934/4._Sistemas_de_acueducto.pdf

- [13] Castro, A. (2006). *Minicentrales hidroeléctricas*. Madrid, España: Instituto de la Diversificación y Ahorro de la Energía. [En Línea] Disponible en: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_2.1.7_Minicentrales_hidroelectricas_125f6cd9.pdf
- [14] Bureau of Reclamation (2005). *Hydroelectric power*. US Department of the Interior. [En Línea] Disponible en: <https://www.usbr.gov/power/edu/pamphlet.pdf>
- [15] Espejo Marín, C., García Marín, R., Aparicio Guerrero, A. (2017). *El resurgimiento de la energía minihidráulica en España y su situación actual*. Murcia, España; Departamento de Geografía, Universidad de Murcia.
- [16] DOH, Gobierno de Chile. *Embalse Chironta*. [En Línea] Disponible en: <http://embalsechironta.cl/>
- [17] SMI ingenieros (2012). *Diseño Embalse Chironta, valle de Lluta Región de Arica y Parinacota*. Arica, Chile: Ministerio de Obras Públicas. TOMO II, "ESTUDIOS BASICOS".
- [18] SMI ingenieros (2012). *Diseño Embalse Chironta, valle de Lluta Región de Arica y Parinacota*. Arica, Chile: Ministerio de Obras Públicas. TOMO III, "DISEÑO DE LA PRESA Y SUS OBRAS ANEXAS".
- [19] SMI ingenieros (2012). *Diseño Embalse Chironta, valle de Lluta Región de Arica y Parinacota*. Arica, Chile: Ministerio de Obras Públicas. TOMO VIII, "MANUALES DE OPERACION Y DOCUMENTOS TECNICOS".
- [20] POCH ingenieros S.A. (2017). *ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS AL DISEÑO EMBALSE CHIRONTA*. Arica, Chile: Ministerio de obras Públicas.
- [21] SMI ingenieros (2012). *Diseño Embalse Chironta, valle de Lluta Región de Arica y Parinacota*. Arica, Chile: Ministerio de Obras Públicas. TOMO V, "PROYECTOS COMPLEMENTARIOS".
- [22] Quantz. L. *Motores Hidráulicos*. Barcelona, España: Gustavo Gili, S.A.
- [23] Global Hydro Energy. *Hidroeléctrica Chironta*, Austria.
- [24] Apraiz Barreiro, J. (1945). *Aceros Especiales*. Madrid, España: Dossat, S.A.

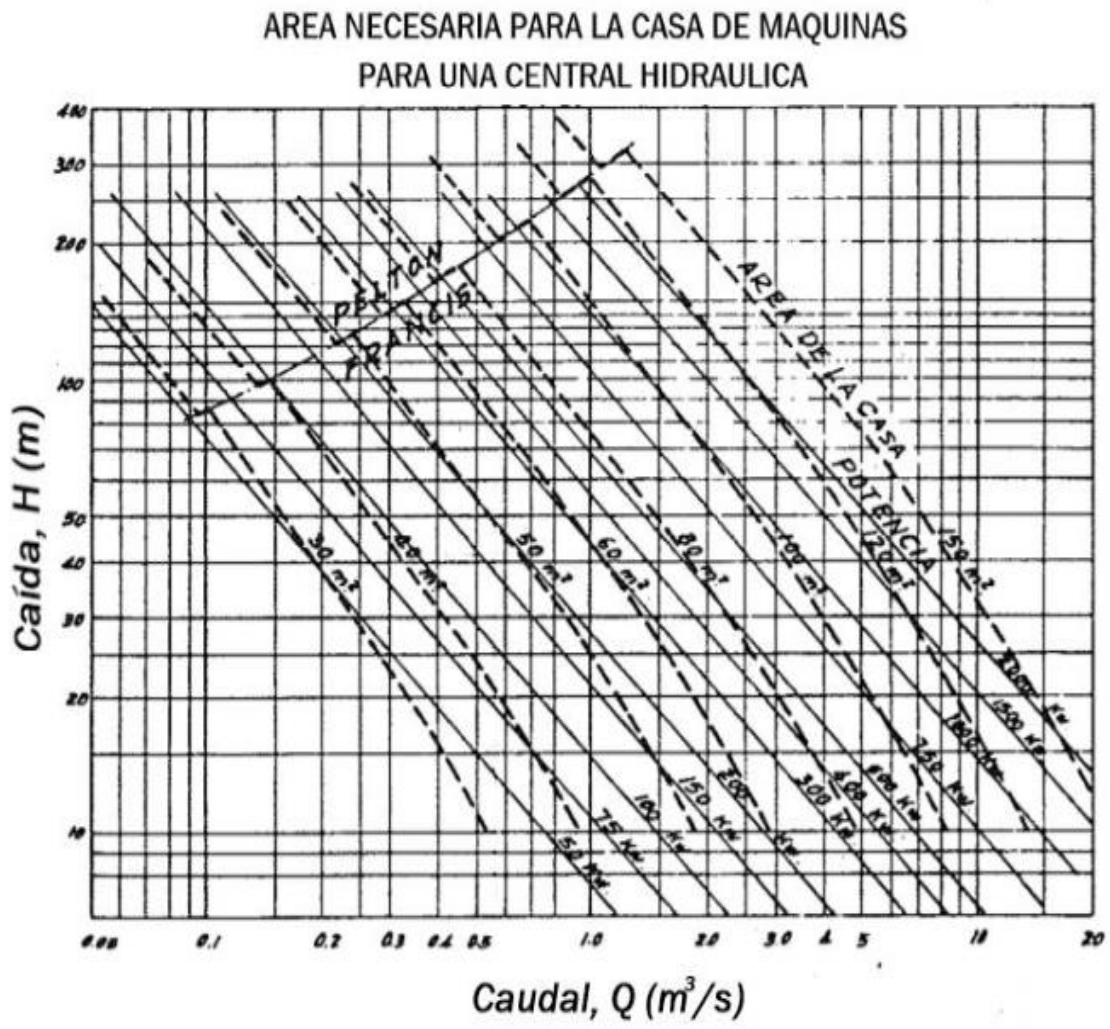
- [25] TURBINOX. *Tuberías y Características del Acero Inoxidable*. Madrid, España. [En Línea] Disponible en: <https://www.tubinox.com/>
- [26] Balseca, Y. & Telenchana, A. (2019). *Procedimiento de reparación e inspección del rodete Francis de la central hidroeléctrica san francisco mediante sustitución de material de los álabes por insertos metálicos prefabricados*. Chimborazo, Ecuador: Facultad de Ingeniería, Escuela superior politécnica de Chimborazo.
- [27] Aceros Otero. *Catálogo 2015*. [En Línea] Disponible en: <http://www.acerosotero.cl/>
- [28] GSI Ingeniería (2017). *Estudio de calidad del agua producto del Embalse Chironta región de Arica y Parinacota*. Arica, Chile: Ministerio de Obras Públicas.
- [29] Khakurel, N. (2015). *Analysis on effects and limitations of cavitation in design and operation of Francis turbine*. Jülich, Alemania: Aachen University of Applied Sciences. [En Línea] Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/309266080>
- [30] CNE Chile. *Guía de Apoyo para Desarrolladores de Proyectos mini hidroeléctricos*. [En Línea] Disponible en: <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2017/bpmfcir345a/doc/bpmfcir345a.pdf>
- [31] (1985). *Guía de Diseño de Obras Civil de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*. Bucaramanga, Colombia. [En Línea] Disponible en: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0125.pdf>
- [32] Ministerio de Salud. (1998). *Decreto Supremo N° 146 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República*. Gobierno de Chile.
- [33] Servicio de Evaluación Ambiental. *Decreto 38, Norma de Calidad, Ley 19.300*. Gobierno de Chile. [En Línea] Disponible en: <https://www.sea.gob.cl/documentacion/permisos-autorizaciones-ambientales/normativa-ambiental-aplicable>
- [34] Servicio de Evaluación Ambiental. *Decreto 12, Norma de Calidad, Ley 19.300*. Gobierno de Chile. [En Línea] Disponible en: <https://www.sea.gob.cl/documentacion/permisos-autorizaciones-ambientales/normativa-ambiental-aplicable>

- [35] R & Q Ingeniería (2012). *Estudio de Impacto Ambiental*. Chile: Ministerio de Obras Públicas, Gobierno de Chile.
- [36] Acuña, D. (2020). *Medio Ambiente*. Iquique, Chile: Universidad Arturo Prat, Iquique.
- [37] CADE-IDEPE (2004). *Diagnóstico y clasificación de los cursos y cuerpos de agua según objetivos de calidad de la cuenca del río Lluta*. Chile: Ministerio de Obras Públicas, Gobierno de Chile.
- [38] AMEC Ingeniería y desarrollo de proyectos (2014). *Estudio de sedimentos y calidad del agua embalse Chironta*. Arica, Chile: Ministerio de Obras Hidráulicas.
- [39] Oviedo-Ocaña, E. (2018). *Las Hidroeléctricas: efectos en los ecosistemas y en la salud ambiental*. Revista de la Universidad Industrial de Santander. Salud, vol. 50, núm. [En Línea] Disponible en: <https://www.redalyc.org/jatsRepo/3438/343856318001/html/index.html>
- [40] J. Martín, F. (2017). *Evaluación de algunas instalaciones hidráulicas andaluzas con la herramienta RETScreen*. Sevilla, España: Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla.
- [41] Sapag Chain, N. & Sapag Chain, R. (2008). *Preparación y Evaluación de Proyectos*. Bogotá, Colombia: McGraw-Hill Interamericana S.A.

ANEXO 1: Rango de los Parámetros de Calidad

PARÁMETROS	UNIDAD	CLASE 0
FISICOQUÍMICOS		
Conductividad Eléctrica	μS/cm	<600
DBO5	mg/L	<2
Color Aparente	Pt-Co	<16
Oxígeno Disuelto	mg/L	>7,5
pH	unidad	6,5 - 8,5
RAS	-	<2,4
Sólidos Disueltos	mg/L	<400
Sólidos Suspendidos	mg/L	<24
ΔTemperatura	°C	<0,5
INORGÁNICOS		
Amonio	mg/L	<0,5
Cianuro	μg/L	<4
Cloruro	mg/L	<80
Fluoruro	mg/L	<0,8
Nitrito	mg/L	<0,05
Sulfato	mg/L	<120
Sulfuro	mg/L	<0,04
METALES ESENCIALES		
Boro	mg/L	<0,4
Cobre	μg/L	<7,2
Cromo Total	μg/L	<8
Hierro	mg/L	<0,8
Manganeso	mg/L	<0,04
Molibdeno	mg/L	<0,008
Níquel	μg/L	<4,2
Selenio	μg/L	<4
Zinc	mg/L	<0,096
METALES NO ESENCIALES		
Aluminio	mg/L	<0,07
Arsénico	mg/L	<0,04
Cadmio	μg/L	<1,8
Estaño	μg/L	<4
Mercurio	μg/L	<0,04
Plomo	mg/L	<0,002
MICROBIOLÓGICOS		
Coliformes fecales	gérmenes/100 ml	<10
Coliformes totales	gérmenes/100 ml	<200

ANEXO 2: Superficie de una Casa de Máquinas



ANEXO 3: Análisis Económico para Diferentes Centrales del Mundo

País		Alemania	Francia	Irlanda	Portugal	España
Caudal nominal	m3/seg	0.3	0.6	15	2	104
Salto	m	47	400	3.5	117	5
Tipo de turbina		Francis	Pelton	Kaplan	Francis	Kaplan
Potencia instalada	kW	110	1.900	430	1.630	5.000
Costo de Inversión	ECU	486.500	1.297.400	541.400	1.148.000	5.578.928
Horas de funcionamiento	h	8.209	4.105	8.400	4.012	3.150
Energía generada anualmente	MWh	903	7.800	3.612	6.540	15.750
Precio medio por MWh	ECU	76,13	53,65	23,23	53,54	63,82
Ingresos anuales	ECU	68.732	418.443	83.907	350.128	1.005.320
Coste de O + M	ECU	19,850	51,984	25,176	22,960	157.751
Beneficio bruto	ECU	48,882	366,459	58,731	327,168	847.569
(O+M)/Inversión total	%	4,08%	4,01%	4,65%	2,00%	3,00%
Análisis económico						
Inversión por kW instalado	ECU	4,424	683	1,259	704	1.132
Inversión por MWh generado	ECU	538.86	166.34	149.89	175.55	354,2
Periodo de recuperación simple	años	9.95	3.54	9.22	3.51	6,61
TIR	%	9.36	14.25	10.25	28.31	13,17
Rb/c		1.10	2.52	1.15	2.83	1,40
VAN	ECU	61,941	2,559,546	112,867	2,294,295	2.456.232

ANEXO 4: Calidad del Agua Requerida para el Funcionamiento de la Turbina

FACTOR DE INFLUENCIA	UNIDAD	UMBRAL DE CALIDAD DEL AGUA
		<20 m: <200
		20 - 50 m: <150
Sólidos suspendidos totales	mg/l	50 - 100 m: <100
		100 - 300 m: <30
		> = 300 m: <5
Tamaño de la partícula en función del cabezal de la turbina	µm	<20-50 m: d _{ch} = 300
		<50-100 m: d _{ch} = 250
		<100-300 m: d _{ch} = 200
pH	-	5-9
Conductividad eléctrica	µS / cm	<300
Cloruro	mg/l	<50
Sulfato	mg/l	<300
Temperatura media del agua	°C	ideal<20
Saturación de oxígeno	%	>85

ANEXO 5: Propiedades Mecánicas del Acero Dúplex 2205

Norma UNS	S31803
Esfuerzo de Tracción	620 MPa
Esfuerzo de Fluencia	450 MPa
Elongación	25 %
Dureza	290 HB