



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO DE ORIGEN HÍDRICO PARA RESOLVER EL  
VERTIMIENTO DE ENERGÍA EN UNA PLANTA DE GENERACIÓN EÓLICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

ALAN ALBERTO MORENO RIVAS

PROFESOR GUÍA:  
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
WILLIAMS CALDERÓN MUÑOZ  
ÁLVARO VALENCIA MUSALEM

SANTIAGO DE CHILE

2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO  
POR: ALAN ALBERTO MORENO RIVAS  
FECHA: 2024  
PROF. GUÍA: RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

## **ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO DE ORIGEN HÍDRICO PARA RESOLVER EL VERTIMIENTO DE ENERGÍA EN UNA PLANTA DE GENERACIÓN EÓLICA**

En Chile, las pérdidas de energía causadas por vertimiento energético se estiman en alrededor de un 6 % del total anual generado por fuentes renovables. Este fenómeno se manifiesta cuando la producción de energía supera la demanda. La generación eólica, debido a su naturaleza intermitente y actual falta de infraestructura adecuada para el almacenamiento de energía, no está exenta de presentar vertimiento. Ante esta situación, la presente memoria de título busca proponer una solución de almacenamiento energético de origen hídrico, para una planta específica de generación eólica ubicada en Chile, determinando la factibilidad técnico-económica del proyecto propuesto.

Tras caracterizar el vertimiento energético de tipo eólico presente en el país, se seleccionó como objeto de estudio el parque eólico San Pedro de Dalcahue, ubicado en la Región de Los Lagos. Utilizando los valores de vertimiento que presentó esta central eólica durante el año 2023, se diseñó una central hidráulica de bombeo (CHB) colindante a este parque, con capacidad 1 [GWh] de almacenamiento. Se dimensionan los principales componentes mecánicos necesarios para desarrollar el proyecto, considerando el uso de una turbina Pelton con 15 [MW] de potencia nominal. Se estiman los costos de inversión y operación necesarios para la implementación de la CHB. Al comparar las situaciones con y sin el proyecto, se observa que la potencia media es 5,9 [MW] mayor en el caso con la instalación del proyecto, el que además hubiese almacenado un 19 % de la energía vertida en la central San Pedro durante el año 2023.

Se concluye que, si bien la instalación de una central hidráulica de bombeo es técnicamente viable en la ubicación seleccionada, no resulta económicamente factible con los ingresos proyectados por la venta de energía y potencia. Aunque los ingresos estimados superan los costos de operación, no son suficientes para recuperar la inversión inicial, lo que impide la viabilidad financiera del proyecto.

*“Water can flow, or it can crash.  
Be water, my friend”  
Bruce Lee*

# Agradecimientos

A mi familia, por su amor incondicional y constante apoyo en cada paso de mi camino.

A los profesores de la comisión, por su tiempo y contribución al desarrollo de este trabajo.

A los Gogos, por hacer que estos años en la universidad pasaran volando.

A mis amigos del colegio, por ayudar a despejarme de temas académicos y recordarme buenos momentos.

A Genaro y Karen, ya que las risas no faltaron.

Y a todas las personas que conocí durante mi estadía en Beauchef, puesto que aportaron en menor o mayor medida a equilibrar el sistema caótico del cosmos, haciendo posible la realidad tal y como la conocemos.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	1
1.3. Alcances . . . . .	2
1.4. Metodología . . . . .	2
1.4.1. Caracterización de vertimiento energético en centrales eólicas . . . . .	2
1.4.2. Selección y estudio planta eólica específica . . . . .	2
1.4.3. Diseño de propuesta de almacenamiento energético . . . . .	3
1.4.4. Desarrollo ingeniería básica . . . . .	3
1.4.5. Determinar costos físicos y de operación . . . . .	3
1.4.6. Comparación potencia disponible en las situaciones con y sin proyecto . . . . .	3
1.4.7. Factibilidad económica . . . . .	3
<b>2. Marco teórico</b>	<b>4</b>
2.1. Vertimiento energético . . . . .	4
2.2. Complemento entre centrales de generación eólica e hidráulicas . . . . .	5
2.3. Tecnologías de generación hidráulica . . . . .	6
2.4. Almacenamiento energético de origen hídrico . . . . .	8
2.4.1. Centrales hidráulicas de bombeo (CHB) . . . . .	8
2.4.2. Ubicación del almacenamiento . . . . .	10
2.5. Cálculos y dimensionamiento de componentes . . . . .	11
2.5.1. Sistemas de tuberías forzadas . . . . .	11
2.5.2. Turbomáquinas . . . . .	13
2.5.3. Conductos abiertos o canales . . . . .	13
2.5.4. Generadores eléctricos . . . . .	14
2.6. Costos . . . . .	14
2.6.1. Costos de inversión . . . . .	14
2.6.2. Costos de operación y mantenimiento (O&M) . . . . .	15
<b>3. Vertimiento energético en centrales de generación eólica</b>	<b>18</b>
3.1. Capacidad de generación eólica instalada en Chile . . . . .	18
3.1.1. Capacidad total a nivel nacional . . . . .	18

3.1.2.	Capacidad eólica por región . . . . .	19
3.1.2.1.	Año 2022 . . . . .	19
3.1.2.2.	Año 2023 . . . . .	19
3.2.	Vertimiento energético en centrales eólicas del Sistema Eléctrico Nacional . .	20
3.2.1.	Vertimientos año 2022 . . . . .	21
3.2.2.	Vertimientos año 2023 . . . . .	25
3.2.3.	Vertimientos año 2024 . . . . .	28
<b>4.</b>	<b>Selección y estudio planta eólica específica</b>	<b>29</b>
4.1.	Método de selección . . . . .	29
4.2.	Criterios de selección . . . . .	29
4.2.1.	Disponibilidad de recurso hídrico . . . . .	29
4.2.2.	Ubicación geográfica . . . . .	29
4.2.3.	Potencia planta eólica . . . . .	30
4.2.4.	Cantidad de vertimiento . . . . .	30
4.3.	Plantas eólicas con potencial de almacenamiento . . . . .	30
4.4.	Procedimiento de selección . . . . .	31
4.4.1.	Jerarquización de criterios . . . . .	31
4.4.2.	Jerarquización de alternativas . . . . .	32
4.4.3.	Resultados . . . . .	33
4.5.	Estudio de planta eólica seleccionada . . . . .	34
4.5.1.	Características . . . . .	34
4.5.2.	Prestaciones . . . . .	34
4.5.3.	Régimen de generación . . . . .	35
4.5.4.	Régimen de vertimiento . . . . .	36
<b>5.</b>	<b>Diseño de propuesta de almacenamiento energético</b>	<b>39</b>
5.1.	Tipo de central . . . . .	39
5.2.	Ubicación geográfica . . . . .	39
5.3.	Almacenamiento energético y potencia eléctrica . . . . .	41
5.3.1.	Potencia de bombeo . . . . .	41
5.3.2.	Potencia de generación . . . . .	41
5.4.	Caudales de diseño . . . . .	42
5.4.1.	Fuente hídrica . . . . .	42
5.4.2.	Caudal de bombeo y generación . . . . .	42
5.5.	Selección de tecnología de generación . . . . .	42
5.6.	Disposición de tuberías . . . . .	43
5.7.	Subestaciones eléctricas . . . . .	44
5.8.	Transmisión de la energía eléctrica . . . . .	45
5.9.	Componentes auxiliares . . . . .	45
5.9.1.	Válvulas principales . . . . .	45
5.9.2.	Estanque de compensación (Surge Tanks) . . . . .	46

5.9.3. Toberas (Nozzle) . . . . .	46
5.10. Diagrama conceptual . . . . .	46
<b>6. Ingeniería Básica</b>	<b>48</b>
6.1. Sistema de tuberías forzadas . . . . .	48
6.1.1. Pérdidas de carga . . . . .	48
6.1.2. Esfuerzos y material seleccionado . . . . .	50
6.2. Turbina . . . . .	52
6.2.1. Velocidad específica . . . . .	52
6.2.2. Inyector . . . . .	52
6.2.2.1. Velocidad en inyector . . . . .	52
6.2.2.2. Diámetro del chorro . . . . .	53
6.2.2.3. Dimensiones . . . . .	53
6.2.3. Rodete . . . . .	54
6.2.3.1. Coeficiente de velocidad periférica . . . . .	54
6.2.3.2. Diámetro característico . . . . .	54
6.2.4. Cucharas o cangilones . . . . .	54
6.2.5. Velocidad de embalamiento . . . . .	56
6.3. Generador . . . . .	56
6.4. Bombas . . . . .	57
6.4.1. Carga dinámica total (TDH) . . . . .	57
6.4.2. Carga neta de succión positiva disponible ( $NPSH_d$ ) . . . . .	58
6.4.3. Selección de equipo . . . . .	59
6.5. Motores eléctricos . . . . .	62
<b>7. Costos del proyecto</b>	<b>64</b>
7.1. Costos de inversión . . . . .	64
7.1.1. Terrenos . . . . .	64
7.1.2. Uso y derechos de agua . . . . .	64
7.1.3. Componentes de la central . . . . .	64
7.1.4. Costo total de inversión . . . . .	66
7.2. Costos de operación . . . . .	66
7.2.1. Costos de mantenimiento . . . . .	66
7.2.2. Costos de remuneraciones . . . . .	67
7.2.3. Costos administrativos . . . . .	68
7.2.4. Costo total de operación . . . . .	68
7.3. Costo nivelado de la energía (LCOE) . . . . .	68
<b>8. Comparación situaciones con y sin proyecto</b>	<b>69</b>
8.1. Puesta en marcha de la central . . . . .	69
8.1.1. Modo bombeo sin restricción horaria . . . . .	69
8.1.2. Modo bombeo con restricción horaria . . . . .	69

8.2. Potencia eléctrica disponible y vertimiento almacenado . . . . .	70
<b>9. Discusión</b>	<b>74</b>
9.1. Factibilidad técnica . . . . .	74
9.2. Factibilidad económica . . . . .	75
9.3. Reducción de emisiones por la implementación del proyecto . . . . .	77
9.4. Trabajos futuros . . . . .	77
<b>10. Conclusiones</b>	<b>79</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>81</b>
<b>Anexos</b>	<b>86</b>
A. Vertimiento energético en centrales de generación eólica . . . . .	86
A.1. Coeficientes estadísticos . . . . .	86
A.1.1. Correlación de Spearman . . . . .	86
A.1.2. Correlación de Pearson . . . . .	86
A.2. Centrales eólicas 2022 . . . . .	86
A.3. Centrales eólicas 2023 . . . . .	87
B. Selección y estudio planta eólica específica . . . . .	89
B.1. Coeficientes metodología AHP . . . . .	89
B.2. Régimen de generación . . . . .	89
C. Diseño de propuesta de almacenamiento energético . . . . .	91
C.1. Memoria de cálculo caudal de fuente hídrica . . . . .	91
C.2. Potencia óptima de bombeo . . . . .	93
D. Ingeniería básica . . . . .	94
D.1. Cálculo computacional Colebrook-White . . . . .	94
D.2. Memoria de cálculo pérdidas de carga en tubería forzada . . . . .	95
D.3. Catálogo motores eléctricos Siemens . . . . .	96
E. Costos de inversión del proyecto . . . . .	96
F. Comparación situaciones con y sin proyecto . . . . .	98
G. Factibilidad económica . . . . .	100
G.1. Ingresos por venta de energía y potencia . . . . .	100
G.2. Flujo de caja . . . . .	101



# Índice de Tablas

2.1.	Valores $L_e/D$ por tipo de componente . . . . .	13
2.2.	Correlaciones para costos de inversión en una CHB . . . . .	15
2.3.	Correlaciones para costos de mantención . . . . .	16
3.1.	Centrales eólicas con mayor vertimiento 2022 . . . . .	24
3.2.	Centrales eólicas con mayor vertimiento 2023 . . . . .	27
4.1.	Matriz de comparación de criterios . . . . .	31
4.2.	Matriz de comparación de alternativas, criterio 1 . . . . .	32
4.3.	Matriz de comparación de alternativas, criterio 2 . . . . .	33
4.4.	Matriz de comparación de alternativas, criterio 3 . . . . .	33
4.5.	Matriz de comparación de alternativas, criterio 4 . . . . .	33
4.6.	Puntajes obtenidos por cada alternativa . . . . .	33
5.1.	Datos reservorios de agua . . . . .	40
5.2.	Cantidad de horas de funcionamiento según potencia de generación . . . . .	41
5.3.	Valores posibles de velocidad específica . . . . .	43
5.4.	Datos ubicación tubería de succión de la central . . . . .	44
6.1.	Resultados obtenidos para ecuaciones de Swamee-Jain y Darcy-Weisbach . . . . .	50
6.2.	Esfuerzos calculados para la tubería, según el espesor a utilizar . . . . .	51
6.3.	Dimensiones cucharas/cangilones de turbina Pelton . . . . .	55
6.4.	Características requeridas para el generador . . . . .	57
6.5.	Pérdidas de carga consideradas en el sistema de bombeo . . . . .	58
7.1.	Costos componentes central propuesta . . . . .	65
7.2.	Costos de mantenimiento anual, por cada componente de la central . . . . .	67
7.3.	Remuneraciones consideradas para la operación de la central . . . . .	67
8.1.	Días necesarios para alcanzar potencia de generación nominal . . . . .	70
A.1.	Días y cantidad de vertimiento en cada central eólica, año 2022 . . . . .	87
A.2.	Días y cantidad de vertimiento en cada central eólica, año 2023 . . . . .	88
B.1.	Valores propios, índices y ratios de consistencia, por cada criterio utilizado . . . . .	89
B.2.	Valores estadísticos para generación eléctrica en central San Pedro I, año 2023 . . . . .	89
B.3.	Valores estadísticos para generación eléctrica en central San Pedro II, año 2023 . . . . .	90
C.1.	Ubicación considerada para el cálculo de caudal del río Coluco . . . . .	92
C.2.	Nº de horas según potencia disponible, centrales San Pedro I y II, año 2023. . . . .	93
D.1.	Resultados obtenidos para ecuaciones de Colebrook-White y Darcy-Weisbach . . . . .	95
E.1.	Avalúos fiscales de los terrenos a utilizar en el proyecto. . . . .	96

G.1.	Ingresos por venta de energía en mercado spot, año 2023 . . . . .	100
G.2.	Ingresos estimados de energía y potencia . . . . .	101
G.3.	Flujo de caja proyecto puro . . . . .	101
G.4.	VAN y TIR del proyecto . . . . .	102

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Rangos de caudal y altura según tipo de turbina . . . . .	7
2.2.	Rangos de velocidad específica según tipo de turbina . . . . .	8
2.3.	Esquema de central hidráulica de bombeo subterránea . . . . .	9
3.1.	Capacidad eólica instalada en Chile, período 2015-2023 . . . . .	18
3.2.	Capacidad eólica instalada por región, año 2022 . . . . .	19
3.3.	Capacidad eólica instalada por región, año 2023 . . . . .	20
3.4.	Vertimiento eólico acumulado mensual, año 2022 . . . . .	21
3.5.	Vertimiento eólico regional anual, año 2022 . . . . .	22
3.6.	Vertimiento eólico mensual por región, año 2022 . . . . .	23
3.7.	Vertimiento eólico nacional acumulado cada hora del día, octubre 2022 . . . . .	23
3.8.	Vertimiento eólico mensual de centrales con mayor aporte anual, año 2022 . . . . .	24
3.9.	Vertimiento eólico acumulado mensual, año 2023 . . . . .	26
3.10.	Vertimiento eólico regional anual, año 2023 . . . . .	26
3.11.	Vertimiento eólico regional mensual, año 2023 . . . . .	27
3.12.	Vertimiento eólico mensual de centrales con mayor aporte anual, año 2023 . . . . .	28
3.13.	Vertimiento eólico por región, acumulado hasta marzo 2024 . . . . .	28
4.1.	Generación parque eólico San Pedro de Dalcahue I y II, año 2023 . . . . .	35
4.2.	Generación acumulada por hora del día en central San Pedro I, año 2023 . . . . .	36
4.3.	Generación acumulada por hora del día en central San Pedro II, año 2023 . . . . .	36
4.4.	Vertimiento parque eólico San Pedro de Dalcahue I y II, año 2023 . . . . .	37
4.5.	Vertimiento acumulado por hora del día en central San Pedro I, año 2023 . . . . .	37
4.6.	Vertimiento acumulado por hora del día en central San Pedro II, año 2023 . . . . .	38
5.1.	Disposición de los reservorios de la central . . . . .	40
5.2.	Reservorios de la central propuesta . . . . .	40
5.3.	Disposición de las tuberías forzadas de la central . . . . .	43
5.4.	Disposición de las tuberías de succión para la central . . . . .	44
5.5.	Disposición de las líneas de transmisión de la central eólica San Pedro . . . . .	45
5.6.	Esquema de la central de almacenamiento propuesta . . . . .	46
5.7.	Cotas referenciales de altitud para la central propuesta . . . . .	47
6.1.	Dimensiones principales del inyector . . . . .	53
6.2.	Diagrama de turbina Pelton con 20 cucharas, con paso 18° . . . . .	55
6.3.	Dimensiones principales de las cucharas/cangilones . . . . .	56
6.4.	Gráfico de selección del modelo de bomba . . . . .	59

6.5.	Gráfico de selección de bombas RDLO, para frecuencia 50 Hz. . . . .	60
6.6.	Curvas características bomba RDLO 600, trabajando a 975 RPM . . . . .	61
6.7.	Curvas NPSH requerida por la bomba RDLO 600, trabajando a 975 RPM . .	61
6.8.	Potencia requerida por la bomba RDLO 600, trabajando a 975 RPM . . . . .	62
6.9.	Motor eléctrico Siemens 1RA4 . . . . .	63
7.1.	Porcentajes de costo por componente . . . . .	66
8.1.	Nivel de agua en el embalse a lo largo del tiempo, período año 2023 . . . . .	72
8.2.	Comparación potencia disponible hora a hora, período año 2023 . . . . .	72
8.3.	Comparación potencia disponible, promedio mensual año 2023 . . . . .	73
C.1.	Puntos considerados para el cálculo de caudal del río Coluco . . . . .	92
D.1.	Prestaciones motor eléctrico Siemens 1RA4 630-6HE según catálogo . . . . .	96
E.1.	Precio de mercado para derechos de agua no consuntivos . . . . .	97
E.2.	Precio CIF (en USD) cotizado para las tuberías forzadas . . . . .	97

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

El vertimiento energético se estima responsable de pérdidas energéticas equivalentes a un 6 % del total anual producido asociado a energías renovables. Este fenómeno ocurre al presentarse mayor producción que demanda energética, existiendo además un impedimento en la transmisión (comúnmente, capacidad de red insuficiente), por lo que se presenta un desaprovechamiento energético (pérdidas). A diferencia de la energía solar fotovoltaica, la energía eólica, al estar disponible tanto en horas diurnas como nocturnas, presenta una mayor susceptibilidad al vertimiento energético. Por ello, se propone como solución almacenar parte de la energía vertida mediante elevación de agua (energía potencial), para que a través de generación diferida pueda inyectarse esa energía a la red eléctrica.

### 1.2. Objetivos

El objetivo general de trabajo consiste en proponer una solución de almacenamiento energético de origen hídrico para una planta específica de generación eólica ubicada en Chile, determinando la factibilidad técnico-económica del proyecto propuesto.

Para ello, se establecen los siguientes objetivos específicos:

- Caracterizar el vertimiento de energía en plantas eólicas de generación eléctrica en Chile.
- Seleccionar una planta real y determinar sus características, prestaciones, régimen de funcionamiento y vertimiento.
- Proponer el diseño conceptual de una instalación de recuperación de parte de la energía vertida en base a almacenamiento de energía de origen hídrico.
- Realizar la ingeniería básica de la instalación.
- Determinar costos físicos y de operación.
- Comparar la potencia disponible en las situaciones con y sin proyecto.

## **1.3. Alcances**

Este trabajo se limita al estudio de vertimiento energético presente en centrales de generación eólica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Se excluyen de este estudio el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM).

Debido a la naturaleza multidisciplinaria de un proyecto de este tipo, los alcances de este trabajo se acotan al dimensionamiento de los componentes mecánicos del sistema propuesto, abarcando bombas, turbinas, generadores y tuberías necesarias para su funcionamiento. Para aspectos pertenecientes a trabajos de ingeniería civil, ingeniería eléctrica y control, entre otros, se realizarán estimaciones de costos y factibilidad en base a proyectos similares ya realizados tanto en Chile como en otras partes del mundo.

## **1.4. Metodología**

### **1.4.1. Caracterización de vertimiento energético en centrales eólicas**

Se recopilan datos sobre el vertimiento energético en plantas de generación eólica presentes en Chile, los cuales se encuentran disponibles a público en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional. Se ordenan y agrupan los datos recopilados utilizando el software Microsoft Excel, elaborando gráficos y tablas, según corresponda. Se procede identificando tendencias en los datos, examinando posibles patrones estacionales o ciclos de operación.

### **1.4.2. Selección y estudio planta eólica específica**

Habiendo cuantificado el vertimiento asociado a cada planta estudiada en la etapa anterior, se utiliza el método de Proceso Analítico Jerárquico (AHP) para seleccionar la central eólica a estudiar para la propuesta de almacenamiento energético. Esta selección se realiza en función de criterios tales como potencia eléctrica de la planta eólica, cantidad de energía vertida, disponibilidad de recurso hídrico y ubicación geográfica. Se presentan las posibles plantas eólicas a considerar en la selección. Teniendo definidos los criterios y alternativas de selección, se prosigue con el método de AHP, realizando una jerarquización de ambos. Utilizando el complemento XRealStats para Microsoft Excel, se calculan las ponderaciones resultantes del AHP, las que permiten asignar un puntaje a cada central eólica considerada, seleccionando aquella que obtiene la mayor puntuación.

Luego de realizada la selección, se caracteriza el funcionamiento de la planta seleccionada, analizando los datos asociados a esta. Se determina la generación energética, incluyendo régimen de producción y vertimiento de la central eólica, los que servirán para definir los parámetros de diseño de la etapa siguiente.

### **1.4.3. Diseño de propuesta de almacenamiento energético**

Para la central eólica seleccionada, se define un rango de funcionamiento a considerar para el diseño de almacenamiento energético. Se elige el diseño preliminar más adecuado para las condiciones del lugar donde se implementará el proyecto, desarrollando un esquema que represente el funcionamiento de la solución planteada.

### **1.4.4. Desarrollo ingeniería básica**

Se dimensionan los componentes y máquinas requeridas para implementar el diseño conceptual, realizando memorias de cálculo de estos dimensionamientos. Posteriormente, se seleccionan aquellos equipos y componentes que se encuentren disponibles en el mercado y sean idóneos para el uso planificado. Se detallan los insumos necesarios para el funcionamiento del proyecto, junto con las cantidades requeridas de estos.

### **1.4.5. Determinar costos físicos y de operación**

Se establecen los costos de inversión requeridos para el proyecto planteado (incluyendo costos físicos y de operación), mediante cotizaciones, uso de datos históricos en proyectos similares ya realizados, y/o uso de factores de estimación de costos, según corresponda.

### **1.4.6. Comparación potencia disponible en las situaciones con y sin proyecto**

Tomando como base los datos de vertimiento en el año 2023 para la central eólica seleccionada, se calcula el almacenamiento posible durante cada hora del año. Para esta energía almacenada, se estima una potencia disponible para generación mediante el nivel de agua presente en el embalse superior de la central propuesta. Se determina una potencia total disponible sumando el aporte de la central eólica con aquella disponible para generación en la central propuesta. Se compara esta suma con el caso sin proyecto (aporte de potencia únicamente del parque eólico).

### **1.4.7. Factibilidad económica**

En base al presupuesto requerido para inversión inicial y los costos de operación, se realizan flujos de caja para determinar indicadores de valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR), los que usarán para inferir sobre la viabilidad económica del proyecto.

# Capítulo 2

## Marco teórico

### 2.1. Vertimiento energético

El vertimiento energético, es una práctica que implica reducir o detener la generación eléctrica a pesar de tener capacidad disponible, siendo un desafío relevante tanto a nivel nacional como global en el ámbito de la generación de energía. Esta situación surge cuando la capacidad de producción supera la demanda o la capacidad de transporte, lo que provoca la pérdida de recursos energéticos [1]. Entre las posibles causas que provocan vertimiento energético se incluyen:

- Sobrecarga en la red de transmisión: La capacidad de la red de transmisión no es suficiente para transportar toda la energía generada desde las centrales eléctricas hasta los puntos de consumo.
- Falta de infraestructura de almacenamiento: En ausencia de infraestructuras de almacenamiento de energía a gran escala, la energía generada puede no ser utilizada si no hay una demanda inmediata.
- Variabilidad de fuentes renovables: En sistemas que dependen en gran medida de fuentes de energía renovable, como la solar o eólica, la generación puede exceder la demanda en momentos de alta producción, resultando en vertimiento.
- Problemas de coordinación en la operación del sistema: Deficiencias en la gestión de la operación del sistema eléctrico pueden llevar a situaciones en las cuales la generación excede la capacidad de la red.

Chile, al igual que muchos otros países, ha enfrentado este fenómeno, experimentando situaciones en las cuales la energía generada excede la infraestructura disponible para su distribución y almacenamiento. Nuestro país, que ha tenido un crecimiento significativo en la adopción de energías renovables, tiene al vertimiento energético como un tema de particular interés. La creciente incorporación de fuentes renovables, como la energía solar y eólica, ha llevado a momentos en los cuales la generación excede la demanda, especialmente en regiones



con altos niveles de recursos energéticos renovables.

La relación entre el vertimiento energético y las energías renovables es cada vez más relevante. A medida que las fuentes renovables intermitentes, como la solar y eólica, desempeñan un papel más significativo en la matriz energética global, la gestión eficiente de la energía generada se convierte en un factor determinante para el éxito de estas tecnologías. La capacidad de almacenar y distribuir la energía producida por fuentes renovables durante períodos de baja demanda es un desafío que afecta directamente la viabilidad y sostenibilidad de estas fuentes [1].

En Chile, durante el año 2022, se produjo un vertimiento de 800 [GWh] en energía solar fotovoltaica y 640 [GWh] en energía eólica. Si bien hubo mayores pérdidas en vertimiento solar, cabe mencionar que de la capacidad instalada en Chile a diciembre del año 2022 (33.218 [MW]) solo un 13 % corresponde a energía eólica, en contraposición al 23.8 % aportado mediante tecnología solar [2].

Se espera una tendencia al alza del vertimiento de energía, impulsado por el crecimiento de la potencia instalada en centrales de generación renovable no convencional, sumado a las limitaciones en infraestructura de transmisión eléctrica que se tienen actualmente en el país.

## **2.2. Complemento entre centrales de generación eólica e hidráulicas**

Además del vertimiento, factores como la estacionalidad y variabilidad a lo largo del año en producción eólica han propiciado el estudio de alternativas que ayuden a resolver estos problemas. Por ello, en países que además de recurso eólico poseen recursos hídricos, se ha propuesto almacenamiento energético a gran escala mediante energía potencial hidráulica.

Un ejemplo de ello, es el caso de Dinamarca y Noruega, cuyos territorios poseen recursos hídricos y producen energía eólica. Para estos países, se realizó un estudio sobre un sistema combinado eólico-hidráulico, cuyo complemento mutuo ayudaría a solucionar los problemas de almacenamiento y variabilidad en la producción. La simulación entregó como conclusión que es posible implementar un sistema combinado, con almacenamiento capaz de alcanzar un 90 % de eficiencia de ciclo, siempre y cuando se tenga suficiente capacidad de transmisión entre la central eólica y la central hídrica [3].

De la misma forma, en Brasil, cuya demanda energética se encuentra en aumento, se propone la instalación de plantas de generación eólica, las que se complementarán a las actuales centrales hidroeléctricas disponibles en el país, acción que según el estudio reduciría los períodos de baja disponibilidad de recurso energético, disminuyendo la variabilidad en el sistema eléctrico [4].

En Portugal, la empresa española Iberdrola construirá dos parques eólicos complementarios al complejo hidroeléctrico del Tâmega, convirtiéndola en una planta de generación híbrida, permitiendo el almacenamiento energético mediante bombeo de recurso hídrico durante períodos de menor consumo en la red eléctrica, gestionando la oferta y la demanda entre la hidroeléctrica y la eólica en función de la disponibilidad de ambos recursos [5].

## 2.3. Tecnologías de generación hidráulica

Para convertir la energía almacenada por las centrales hidroeléctricas en energía aprovechable, se utilizan turbinas hidráulicas, las cuales son dispositivos que transforman la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica. Existen varios tipos de turbinas hidráulicas, cada una diseñada para diferentes condiciones de operación, frecuentemente catalogadas según caudal y presión (altura neta) del agua. Entre las más utilizadas se encuentran las turbinas Pelton, Francis y Kaplan [6].

La turbina Pelton es un tipo de turbina de acción, la que convierte la energía cinética del agua en energía mecánica mediante el uso de una serie de cucharas o cangilones montados en la periferia de una rueda. El agua, lanzada por una o más boquillas, impacta en las cucharas y hace girar la rueda.

La turbina Francis es un tipo de turbina de reacción, lo que significa que aprovecha tanto la presión como la energía cinética del agua. El agua ingresa a la turbina radialmente y se desplaza a través de álabes curvados que la dirigen hacia la salida axial.

La turbina Kaplan o de flujo axial (Axial flow) también es una turbina de reacción. Tiene un diseño similar a una hélice con álabes ajustables, lo que le permite adaptarse a variaciones en el flujo de agua y mantener una alta eficiencia.

La turbina Banki (Cross flow) es otro tipo de turbina de acción. Está compuesta por un rotor en forma de tambor, formado por dos discos circulares paralelos conectados entre sí por una serie de álabes curvados, dispuestos de tal manera que permiten el paso del agua a través del rotor en un flujo cruzado.

Por lo general, se prefiere el uso de turbinas de acción en condiciones de bajo caudal (menor a  $10 [m^3/s]$ ) y gran altura neta (mayor a  $100 [m]$ ), mientras que las turbinas de reacción son utilizadas mayormente para mayores caudales y menor altura, tal como se muestra en la Figura 2.1.

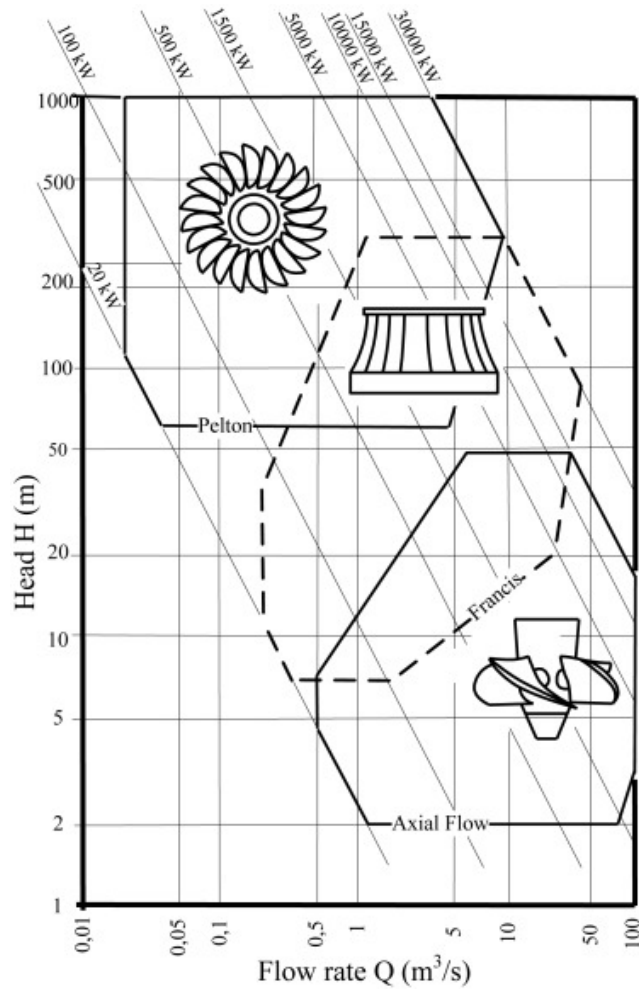


Figura 2.1: Rangos de caudal y altura según tipo de turbina. Fuente: Extraído de Singal et al. [6]

Uno de los criterios para seleccionar adecuadamente entre los diversos tipos de turbina hidráulica, es el de velocidad específica  $n_s$ , determinada por la ecuación 2.1:

$$n_s = n \times \frac{Q^{0.5}}{H^{0.75}} \quad (2.1)$$

donde  $n$  es la velocidad de rotación en [rev/min],  $Q$  el caudal en [ $m^3/s$ ] y  $H$  la altura (carga total) en [m]. Según este valor calculado, puede determinarse el tipo de turbina más apropiado para un proyecto hidráulico mediante un gráfico como el mostrado en la Figura 2.2 [6].

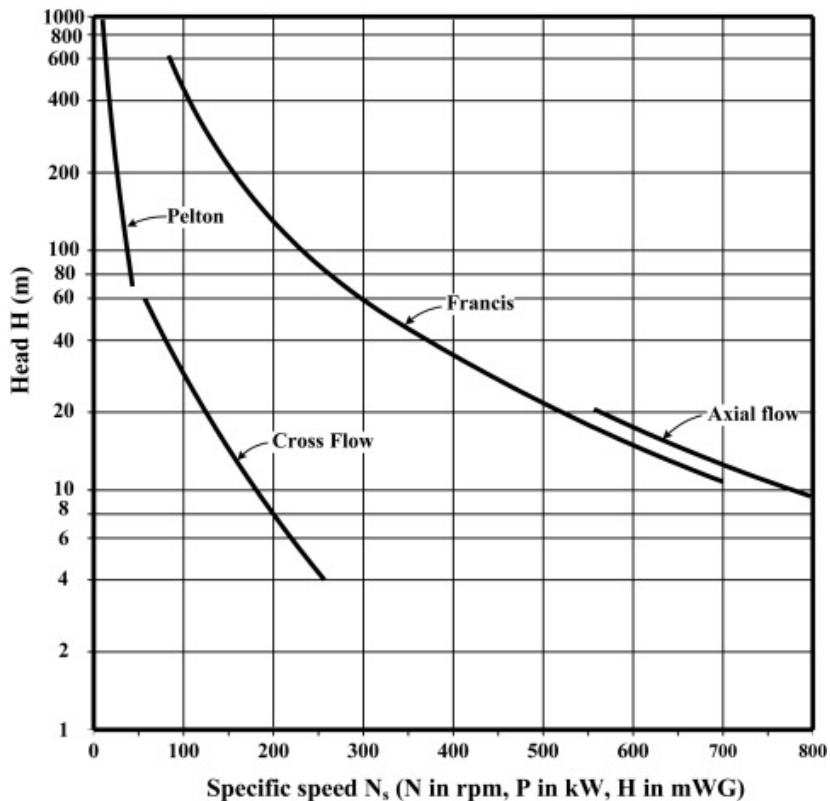


Figura 2.2: Rangos de velocidad específica según tipo de turbina. Fuente: Extraído de Singal et al. [6]

## 2.4. Almacenamiento energético de origen hídrico

### 2.4.1. Centrales hidráulicas de bombeo (CHB)

Una de las posibilidades del almacenamiento energético de origen hídrico radica en utilizar centrales hidráulicas de bombeo (CHB). Estas centrales, consumen energía en períodos de sobre-generación para elevar agua hacia represas o depósitos situados a mayor altura mediante el uso de bombas hidráulicas. Cuando se requiere el uso de esta energía potencial, se descarga el agua hacia las turbinas hidráulicas de la central, las que conectadas a un generador eléctrico, permiten la inyección de energía a la red.

En el esquema de la Figura 2.3, se desglosan los principales componentes de una CHB subterránea, mostrando la conexión entre el estanque superior e inferior mediante tuberías forzadas (penstock), pasando a través de una turbina (en este caso, de tipo Francis). También puede disponer de un estanque o torre piezométrica (surge tank), el que permite mantener constante la presión en las tuberías al producirse cambios en el flujo hidráulico, principalmente al inicio y final de las etapas de generación y bombeo.

Si bien es posible utilizar bombas y turbinas hidráulicas de forma independiente, también ha surgido el desarrollo de tecnologías como turbobombas reversibles, que unifican las tareas

de ambos equipos en uno solo. Esto es posible debido al diseño de los alabes giratorios, que permiten flujo en ambas direcciones, además de un rodete de bomba modificado para óptimo rendimiento cuando genera energía. De la misma forma, existen motogeneradores eléctricos, que pueden actuar tanto como motor impulsor de la bomba hidráulica y como alternador para generar electricidad.

A lo largo del tiempo, las CHB han demostrado ser una tecnología confiable y eficaz. La central hidroeléctrica de Hiwassee 2, ubicada en Estados Unidos, entró en operación en 1956 (actualmente sigue en funcionamiento), convirtiéndose en la primera turbobomba reversible de ese país utilizada con propósitos de almacenamiento energético. Esta turbina, con capacidad de 59.5 [MW] (80.000 [HP]), eficiencia de 88.4 % y diámetro de 266 pulgadas, fue aquella con el rodete más grande fabricado en su época. El proyecto, es considerado por la American Society of Mechanical Engineers (ASME) como un hito histórico para la ingeniería de ese país [7].

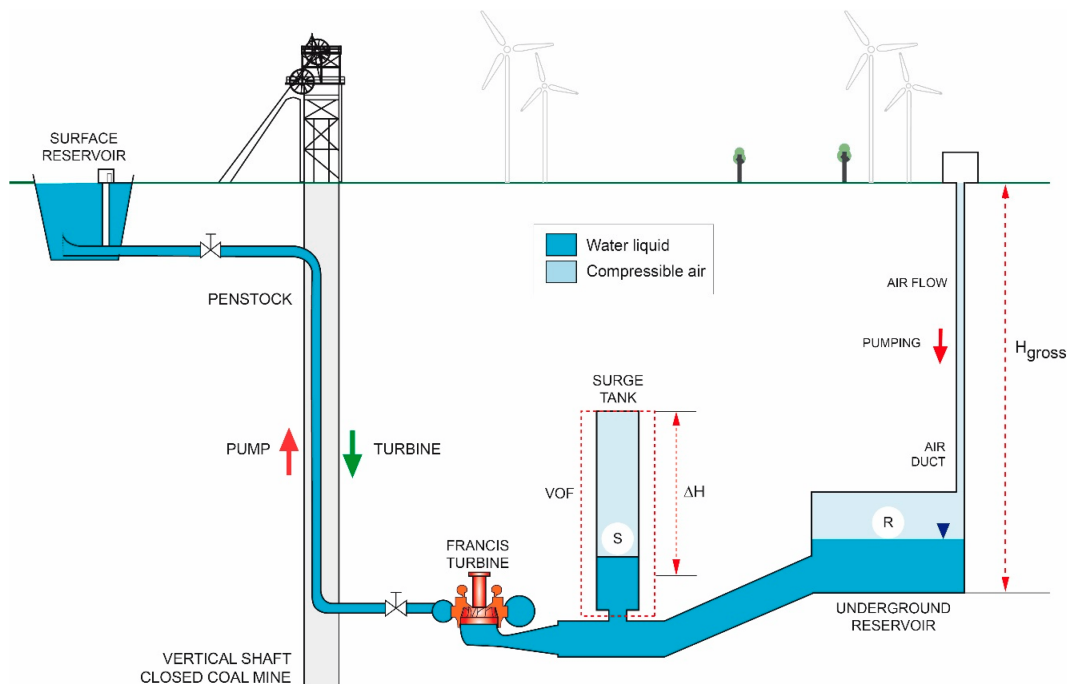


Figura 2.3: Esquema de central hidráulica de bombeo subterránea. Fuente: Extraído de Menéndez et. al. 2020. [8]

A día de hoy, las CHB continúan siendo una opción atractiva para garantizar la estabilidad en la generación de energía. La central de Gouvães en Portugal, perteneciente al complejo hidroeléctrico del Tâmega, comenzó su operación en el año 2022. Esta central cuenta con cuatro turbinas de tipo Francis reversibles, las que entregan 220 [MW] para 660 metros de altura y velocidad rotacional 600 [RPM] [9]. La descarga se realiza con un caudal de 160 [ $m^3/s$ ] para el uso de la turbina, mientras que para el bombeo el caudal es de 128 [ $m^3/s$ ].

Actualmente, existe la posibilidad de operar una turbobomba a velocidad variable, mediante el uso de motogeneradores asincrónicos, los que permiten además ajustar la capacidad del equipo a la potencia eléctrica disponible. Algunos fabricantes de turbobombas reversibles de velocidad variable son “General Electric Renewable Energy” y “Voith”.

En el caso de “Voith”, han fabricado turbobombas cuya velocidad específica  $n_s$  (ec. 2.1) varía entre el rango 25 a 60 para alturas entre 200 y 600 [m] [10].

## 2.4.2. Ubicación del almacenamiento

Encontrar sitios aptos para almacenamiento mediante CHB no es una tarea sencilla, incluso para ingenieros experimentados [11]. El primer requisito es encontrar lugares donde se puedan construir embalses que almacenen una gran cantidad de agua en comparación con la cantidad de roca y otros materiales utilizados para construir las paredes del embalse.

El segundo requisito es encontrar pares de sitios cercanos que tengan grandes diferencias de altitud  $H$  (head). El primer requisito se debe a que las tuberías y túneles que conectan los dos embalses son costosos, mientras que el segundo requisito se fundamenta en que al duplicar la altura  $H$  se duplica la capacidad de energía de almacenamiento, pero sin duplicar el costo del sistema.

Teniendo en cuenta estos requerimientos, es posible automatizar esta búsqueda aplicando algoritmos computacionales a sistemas de información geográfica (GIS), analizando las curvas de nivel presentes en un terreno. Un estudio realizado por Stocks et al. (2021), ha logrado encontrar 616.000 sitios potenciales ubicados alrededor del mundo (11.780 de estos ubicados en Chile) [12]. Estos sitios potenciales, disponen de datos como latitud, longitud y elevación del embalse, área del embalse en hectáreas, el volumen de agua del embalse en gegalitros, longitud y altura del muro de la presa en metros [13]. Para cada par de embalses superior e inferior se identifican las siguientes características:

- **Altura (en metros):** diferencia mínima de altitud entre los posibles embalses superior e inferior.
- **Distancia (en kilómetros):** distancia horizontal mínima entre los posibles embalses superior e inferior.
- **Pendiente (en %):** razón entre altura y distancia.

## 2.5. Cálculos y dimensionamiento de componentes

### 2.5.1. Sistemas de tuberías forzadas

Una tubería forzada (penstock en inglés) es un conducto cerrado que conduce agua hacia la turbina presente en la central hidráulica. Esta tubería debe soportar sobre-presiones y golpes de ariete. Al ser un flujo de agua en tubería, las pérdidas de carga pueden calcularse mediante la ecuación de Darcy-Weisbach [14]:

$$H_{loss} = fLV^2(2gD)^{-1} \quad (2.2)$$

donde:

- $H_{loss}$  son las pérdidas de carga (head loss) en [m].
- $f$  el coeficiente de fricción de la superficie interna de la tubería (depende del material).
- $L$  es el largo de la tubería en [m].
- $V$  es la velocidad promedio del flujo [ $m/s$ ].
- $g$  la constante gravitacional [ $m/s^2$ ].
- $D$  el diámetro de tubería en [m].

El factor de fricción  $f$ , en un flujo turbulento dentro de una tubería se puede calcular usando la ecuación de Colebrook-White (ec. 2.3), que es una fórmula implícita que relaciona el factor de fricción con el número de Reynolds  $Re$ , la rugosidad relativa de la tubería  $\epsilon$  y el diámetro de tubería  $D$ .

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log\left(\frac{\epsilon/D}{3.7} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}}\right) \quad (2.3)$$

Otra alternativa para obtener  $f$  es utilizar la ecuación de Swamee-Jain [15], entregando el valor de forma explícita mediante:

$$f = \frac{0.25}{\left[\log\left(\frac{\epsilon/D}{3.7} + \frac{5.74}{Re^{0.9}}\right)\right]^2} \quad (2.4)$$

El número de Reynolds para el flujo en tuberías, se obtiene de la expresión:

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} \quad (2.5)$$

con  $\rho$  la densidad del agua,  $v$  velocidad del flujo,  $D$  diámetro de tubería y  $\mu$  la viscosidad dinámica [16].

Según Kamran (2023), la ecuación 2.6 puede utilizarse para determinar el diámetro de la tubería forzada [17]:

$$D = 2.69 \times (n^2 \times Q^2 \times \frac{L}{H_g})^{0.1875} \quad (2.6)$$

donde  $D$  es el diámetro interno de la tubería,  $n$  el coeficiente de Manning (depende del material),  $Q$  es el caudal de diseño,  $L$  el largo de la tubería y  $H_g$  la altura bruta.

La velocidad del agua a través de la tubería esta dada por la ecuación 2.7, resultante de la transformación de energía potencial a energía cinética (caso ideal) [17]:

$$v = \sqrt{2gh} \quad (2.7)$$

donde  $v$  es la velocidad del agua,  $g$  es la aceleración gravitacional y  $h$  la altura inicial del agua desde el reservorio superior.

Para considerar las pérdidas al pasar el agua desde el reservorio hacia la tubería, se utiliza un coeficiente de descarga  $\mu_0$ , el que se multiplica por el valor obtenido para la velocidad en el caso ideal (ec. 2.7) para calcular la velocidad real de descarga [18]. Para un orificio circular en régimen turbulento se tiene la expresión:

$$\mu_o = 0.59 + \frac{5.5}{\sqrt{Re}} \quad (2.8)$$

Al entrar el agua a la tubería y atravesar válvulas u otro tipo de componentes, se produce una reducción en la altura bruta  $H_g$ , la que ocurre debido a pérdidas por fricción. En los casos de entrada a una tubería, y paso a través de una válvula, se tienen respectivamente las ecuaciones 2.9 y 2.10, para determinar estas pérdidas locales:

$$h_e = f_e \times \frac{v^2}{2g} \quad (2.9)$$

$$h_v = f_v \times \frac{v^2}{2g} \quad (2.10)$$

donde  $h_e$  son las pérdidas ocurridas a la entrada de la tubería,  $h_v$  las pérdidas por paso a través de válvula,  $f_e$  y  $f_v$  los coeficientes de fricción de entrada y de válvula, respectivamente. Para determinar estos coeficientes, es posible utilizar el método de longitud equivalente, el que considera una longitud  $L_e$  de una tubería recta que produce la misma pérdida de presión que el componente en cuestión, relacionando el coeficiente mediante la ecuación 2.11:

$$K = f \cdot \frac{L_e}{D} \quad (2.11)$$

donde  $K$  es el coeficiente de fricción del componente,  $f$  el coeficiente de fricción de Darcy-Weisbach, y  $L_e/D$  valores típicos tabulados por cada componente. En la Tabla 2.1, se presentan algunos de estos valores  $L_e/D$  [16].



Tabla 2.1: Valores  $L_e/D$  por tipo de componente. Fuente: Extraído de Mott, R. (2006) [16].

Componente <sup>a</sup>	$L_e/D$
Válvula mariposa	45
Válvula de pie	420
Válvula check	100
Válvula compuerta	8
Válvula angulo	150
Válvula globo	340
Codo estándar 90°	30
Codo estándar 45°	16
Tee (flujo ramal)	60

<sup>a</sup> Valores para válvulas completamente abiertas.

Las pérdidas se restan de la altura bruta para obtener la altura neta resultante (caso generación, ecuación 2.12) [17]:

$$H_{neta} = H_g - H_{loss} - h_e - h_v \quad (2.12)$$

## 2.5.2. Turbomáquinas

Es posible conocer la potencia teórica entregada por una turbina y la potencia teórica consumida por una bomba en [W] mediante:

$$P = \eta \rho g Q H_n \quad (turbinas) \quad P = \frac{\rho g Q H_n}{\eta} \quad (bombas) \quad (2.13)$$

Donde  $Q$  es el caudal en [ $m^3/s$ ],  $H_n$  la carga neta en [m],  $\eta$  es el rendimiento global de la turbina o bomba,  $\rho$  la densidad específica del agua en [ $kg/m^3$ ] y  $g$  la aceleración de gravedad en [ $m/s^2$ ].

## 2.5.3. Conductos abiertos o canales

Se consideran conductos abiertos aquellos cuya corriente no está completamente rodeada por un contorno sólido, teniendo una superficie libre a la presión atmosférica.

Para este tipo de conductos, en casos de flujo uniforme se utiliza la fórmula de Manning:

$$v = \frac{1}{n} R_h^{2/3} s^{1/2} \quad (2.14)$$

donde  $n$  es el coeficiente de rugosidad,  $R_h$  el radio hidráulico y  $s$  la pendiente  $\frac{z_1 - z_2}{L}$  del canal.

Se define el radio hidráulico como:

$$R_h = \frac{\text{área transversal}}{\text{perímetro mojado de la sección transversal}} \quad (2.15)$$

Los valores de  $n$  van desde 0,017 hasta 0,033 para piedra, mientras que para tierra se toman valores 0,018-0,030 [19].

## 2.5.4. Generadores eléctricos

Los generadores eléctricos se acoplan a las turbinas hidráulicas, convirtiendo la energía rotacional de la turbina en energía eléctrica. Un generador se compone de rotor y estator. La frecuencia eléctrica de los voltajes desarrollados en el estator depende de la velocidad síncrona y del número de polos, como se muestra en la ecuación 2.16.

$$N_T = \frac{120 \cdot f_e}{P} \quad (2.16)$$

Dado que el número de polos  $P$  es constante, la frecuencia del voltaje generado  $f_e$  depende de la velocidad de giro  $N_T$ . Si el flujo y la velocidad del agua que cae sobre la turbina cambian continuamente, se producen fluctuaciones en la frecuencia eléctrica. Para superar este problema, se utilizan variadores de frecuencia (VFDs). En los VFDs, la señal de corriente alterna variable se convierte en corriente continua y luego nuevamente en corriente alterna de frecuencia constante. Los generadores síncronos son ampliamente utilizados en plantas hidroeléctricas. Estos generadores se sincronizan con la red mediante la coincidencia de los voltajes de línea, la secuencia de fase, el ángulo de fase y la frecuencia [20].

## 2.6. Costos

### 2.6.1. Costos de inversión

La Comisión Nacional de Energía (CNE) proporciona un informe detallado que abarca los costos asociados con diversas tecnologías de generación de energía, así como consideraciones generales aplicables a todas las centrales de generación [21]. Entre estos costos, se consideran:

- Obras civiles:

Abarca todos los trabajos previos a la construcción, tales como movimientos de tierra, preparación del sitio, rellenos, excavaciones, instalaciones de faena, caminos y accesos, los que son de particular importancia para las centrales hidráulicas, ya sean de pasada o de embalse.

- Equipo electromecánico:

Estas partidas de costos están destinadas a describir las principales componentes eléctricas de las centrales generadoras, como la turbina, bombas, generador eléctrico y los

transformadores, así como sistemas de instrumentación, medición, protección y puesta a tierra, equipos de control, automatización, comunicación y servicios auxiliares, entre otros.

- Interconexión eléctrica:

El costo de la línea de transmisión, se calcula teniendo en cuenta la distancia entre la subestación de salida y la ubicación factible de conexión. Además del costo de la línea de transmisión, se deben contemplar los gastos asociados a la subestación de salida (elevadora) de la central.

En el estudio realizado por Haas et al. (2022), se presenta una metodología para detectar sitios económicamente atractivos para la implementación de una CHB, aplicada a modo de ejemplo para Chile, Perú y Bolivia. Se incluyen además correlaciones de costos para la instalación de una CHB, obtenidas de diversos autores [22]. Algunas de estas correlaciones se muestran en la Tabla 2.2:

Tabla 2.2: Correlaciones para costos de inversión en una CHB. Fuente: Extraído de Haas et al. (2022) [22].

Componente	Correlación costo <sup>a</sup>	Moneda
Reservorio	$C_{reservorio} = 7.88(10^6)E$	Euro 2011
Turbina	$C_{turbina} = 1.19P^{0.76}(10^6)$	USD 2005
Subestación eléctrica <sup>b</sup>	$C_{SE} = -0.0006Q_D^2 + 0.67Q_D - 6.95$	NOK 2010
Equipos electromecánicos	$C_{EM} = 3.91P^{0.66}(10^6)$	NOK 2010
Misceláneos	$C_{Misc} = 1000(-38.79 \log(Q_D) + 309.89)P$	USD 2010
Contingencias	$C_{Cont} = 0.16(Costos\ directos)$	USD 2015
Transmisión	$C_{Trans} = 0.72(10^6)L_{Linea}$	USD 2015
Caminos	$C_{EM} = 1500L_{Camino}(10^3)$	NOK 2010

<sup>a</sup>  $E$  representa la energía a almacenar en [GWh],  $P$  la potencia de la central en [MW],  $Q_D$  el caudal de descarga en [m<sup>3</sup>/s],  $L_{Linea}$  la longitud de las líneas de transmisión eléctrica en [km],  $L_{Camino}$  la extensión de los caminos en [km], y Costos directos la suma de los componentes mencionados en las filas superiores.

<sup>b</sup> Con un costo de inversión mínimo 20.000.000 NOK 2010.

### 2.6.2. Costos de operación y mantenimiento (O&M)

Los costos asociados a la operación de una planta hidroeléctrica dependen de los costos de reparaciones y mantenimiento  $R_c$ , las remuneraciones de empleados  $E_c$  y gastos administrativos  $A_c$ , como se muestra en la ecuación 2.17. En la literatura se estiman costos anuales de O&M con valores entre el 1% y el 3% del costo total de la instalación [23].

$$O_c = R_c + E_c + A_c \quad (2.17)$$

Los costos de mantenimiento pueden variar significativamente debido a la complejidad y la variedad de los componentes involucrados en la central. Sin embargo, diversos estudios han

desarrollado correlaciones entre costos y parámetros como potencia instalada y altura neta, con el fin de estimar de manera sencilla los costos asociados al mantenimiento de estas centrales. En la Tabla 2.3, se presentan las correlaciones desarrolladas por Kumar et al. (2022), para algunos de los componentes típicos de una central hidroeléctrica pequeña (potencia instalada menor a 50 [MW]) y de gran altura neta (mayor a 100 metros) [24].

Tabla 2.3: Correlaciones para costos de mantención. Fuente: Extraído de Kumar et al. (2022) [24].

Componente	Correlación de costo <sup>a</sup> (Rupia india/MW)
Turbina	$-6877+P*6391-H*46.93$
Válvula principal	$1184+P*594.6-H*1.849$
Generador	$1315+P*1986-H*12.39$
Rodamiento principal	$-3246+P*838.2-H*-2.691$
Gobernador	$1249+P*1015-H*6.464$
Sistema de lubricación	$992.5+P*593.4-H*3.501$
Panel de control	$-4229+P*2723-H*16.71$
Transformador	$-722+P*303.5+H*3.699$
Subestación eléctrica	$4849+P*362.7+H*1.059$
Remoción sedimentos	$1871+P*214.8+H*4.316$
Tubería forzada	$1988-P*112+H*8.882$
Compuertas	$-2809+P*1712-H*11.95$
Instalaciones auxiliares	$3606+P*493.4+H*1.279$

<sup>a</sup> Valor mensual, donde  $P$  representa la potencia en [MW] de la central y  $H$  la altura en [m].

Según Kumar et al. (2022) [24], entre los problemas comunes que originan y/o aumentan estos costos, se encuentran:

- Turbina Pelton: Erosión del rodete y la boquilla del inyector, adelgazamiento de la superficie, grietas en los álabes, obstrucción y fugas del sistema de enfriamiento.
- Válvula de entrada principal (MIV): Daño del O-ring y fugas del sello de goma.
- Generador: Fallo en el bobinado debido a fallos a tierra en el rotor y el estator, desgaste en el cepillo de carbón en el excitador, desgaste en los extremos motriz y no motriz debido al funcionamiento continuo y la acumulación de polvo en el aceite de enfriamiento.
- Gobernador: Mezcla de material externo en el aceite, desgaste de la válvula solenoide debido al envejecimiento.
- Sistema de lubricación (Oil pressure unit): Fallo del bobinado del motor debido al funcionamiento continuo, fugas debido a sellos rotos o tuberías perforadas.

- Panel de control: Mal funcionamiento de los componentes electrónicos debido a sobrevoltajes y fallos en relés, luces, módulos de la tarjeta del gobernador, interruptores, selectores y contactores.
- Transformador: Fallo del indicador de temperatura del aceite y del indicador de temperatura del bobinado.
- Subestación eléctrica: Oxidación de los interruptores debido a la humedad, quemado de interruptores debido a altos voltajes, quemado de pararrayos y aisladores debido a tormentas eléctricas, cables de energía defectuosos.
- Tubería forzada: Fugas en las juntas de expansión, sellos dañados, corrosión de la capa exterior de la tubería.

# Capítulo 3

## Vertimiento energético en centrales de generación eólica

### 3.1. Capacidad de generación eólica instalada en Chile

#### 3.1.1. Capacidad total a nivel nacional

Para contextualizar el vertimiento energético, se debe tener presente el aumento en la capacidad de generación eléctrica de tipo eólico que se ha dado en Chile durante los últimos años. Según datos del Coordinador Eléctrico Nacional <sup>1</sup> (CEN), la capacidad ha pasado de 137 [MW] en el año 2015 hasta 4.710 [MW] instalados el año 2023 (Figura 3.1) [25].

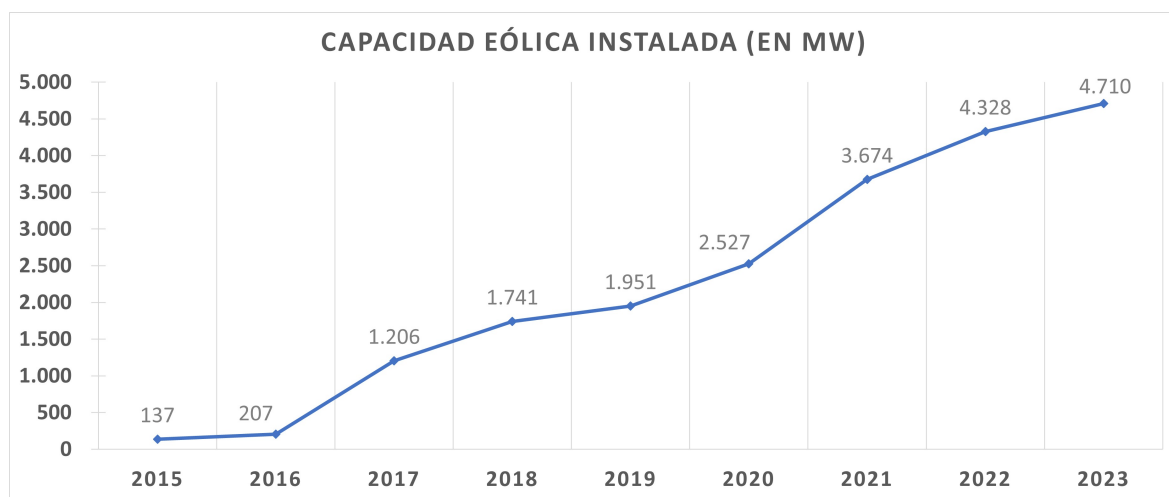


Figura 3.1: Capacidad eólica instalada en Chile, período 2015-2023. Fuente: Elaboración propia.

Considerando proyectos eólicos que aún se encuentran en desarrollo, se espera un aporte adicional de 6.040 [MW] de potencia instalada en los próximos años [26], por lo que a nivel

<sup>1</sup> Histórico de Capacidad Instalada, [ERNC por tecnología (desde 2016)], disponible en el [sitio web del CEN](#).

país se alcanzaría una capacidad eólica superior a 10 [GW]. Esta tendencia en el aumento de la capacidad eólica puede significar a su vez una mayor probabilidad de producir vertimiento energético, debido a límites en la infraestructura de transmisión eléctrica actual y la falta de opciones de almacenamiento energético para esta energía generada.

### 3.1.2. Capacidad eólica por región

#### 3.1.2.1. Año 2022

Durante este año, se tuvo un aumento del 17,8% con respecto al 2021 en la capacidad eólica instalada a nivel país (datos Figura 3.1). El desglose a nivel regional se realiza utilizando el listado de centrales eólicas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que presentan vertimiento<sup>2</sup>. La potencia eólica instalada por cada región del país y su respectivo aporte al total (en %) se presenta en la Figura 3.2. Se observa que los mayores aportes a la potencia instalada se encuentran en las regiones de Atacama (III) y Antofagasta (II), seguidas por las regiones de Coquimbo (IV) y La Araucanía (IX).

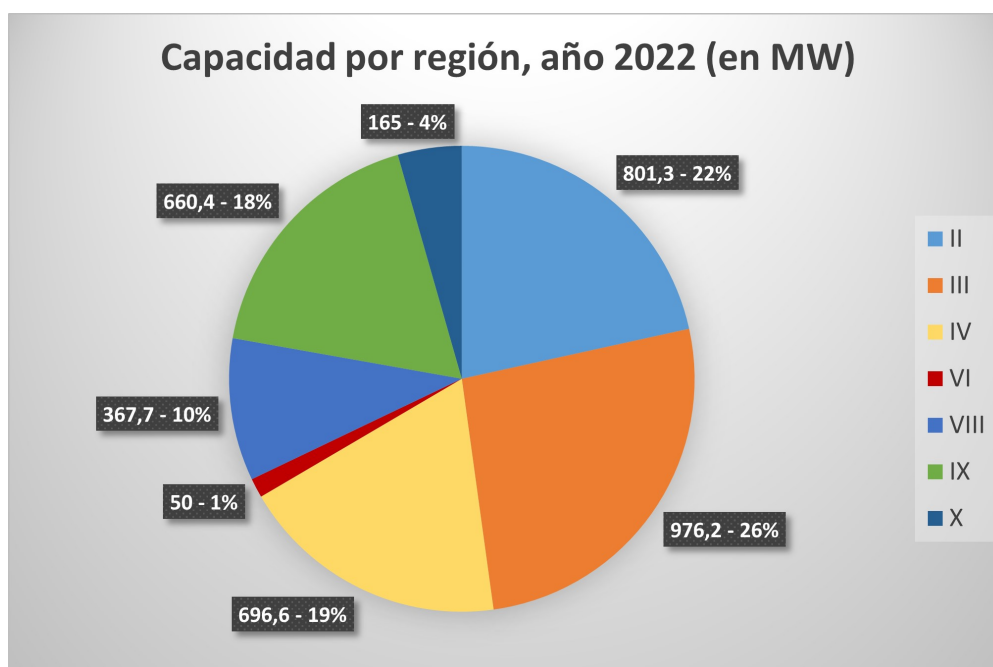


Figura 3.2: Capacidad eólica instalada por región, año 2022. Fuente: Elaboración propia.

#### 3.1.2.2. Año 2023

El 2023 presenció una consolidación aún mayor de la capacidad de producción eólica en Chile. El CEN registró<sup>3</sup> incrementos significativos en la potencia eólica instalada en casi todas

<sup>2</sup> Reducción de Energía Eólica y Solar durante la Operación en Tiempo Real, [Diciembre 2022](#), disponible en el [sitio web del CEN](#).

<sup>3</sup> Reducción de Energía Eólica y Solar durante la Operación en Tiempo Real, [Diciembre 2023 v2](#), disponible en el [sitio web del CEN](#).

las regiones que ya contaban con este tipo de ERNC, los que se presentan en la Figura 3.3. Se mantiene el predominio de las regiones (III) y (II) como mayores aportes al total instalado, seguidas esta vez por las regiones (IX) y (IV).

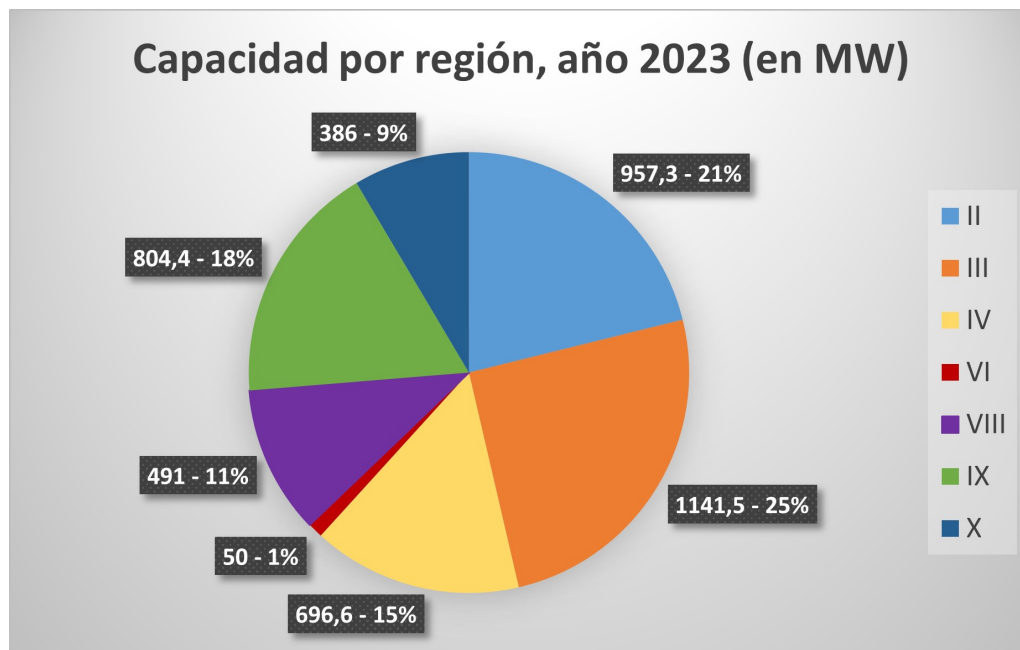


Figura 3.3: Capacidad eólica instalada por región, año 2023. Fuente: Elaboración propia.

Con respecto al año anterior, el mayor incremento de capacidad instalada se presentó en la región de La Araucanía (IX), con un 21,8%. La región de Antofagasta (II) presentó un crecimiento del 19,5% de potencia instalada, seguida de la región de Atacama (III), con un incremento de 16,9%. Aunque ha habido un aumento significativo en la capacidad de generación eólica en las regiones mencionadas, la proporción de contribución de cada región al total nacional ha permanecido en gran medida constante.

## 3.2. Vertimiento energético en centrales eólicas del Sistema Eléctrico Nacional

A partir del año 2022, el CEN ha recopilado y publicado datos sobre el vertimiento de energía proveniente de centrales eólicas y solares. Estos datos son obtenidos mediante el sistema SCADA<sup>4</sup> de cada central, los que cuantifican la cantidad de energía vertida cada hora a lo largo del año. Cabe mencionar que el CEN considera como vertimiento aquellos escenarios que requieren la aplicación de prorrata<sup>5</sup> para reducir la generación de unidades

<sup>4</sup> Siglas en inglés de Supervisory Control And Data Adquisition, sistema informático de monitoreo que permite recopilar y transmitir datos en tiempo real. [27]

<sup>5</sup> Procedimiento Interno - Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable, disponible en el [sitio web del CEN](#).



cuyo costo variable es cero (entre estas, centrales de generación eólica). Estos escenarios incluyen:

1. Desacoples del sistema de transmisión que producen costos marginales de energía cero debido a restricciones en líneas de transmisión.
2. Limitaciones de colocación de generación debido a una sobreoferta de energía.
3. Cualquier otro escenario de operación que requiera disminuir la generación por seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Para estos casos, se registra el vertimiento energético de las centrales eólicas afectadas, información que es publicada mensualmente para que sea accesible al público en general.

### 3.2.1. Vertimientos año 2022

Durante el año 2022, se registró un vertimiento total acumulado de 641,12 [GWh], según datos proporcionados por el CEN<sup>6</sup>. Esta cantidad es equivalente a un 6,8% del total de energía producida mediante centrales eólicas durante ese año (8.833,7 [GWh]<sup>7</sup>). Al desglosar este vertimiento mes a mes, se observan fluctuaciones significativas a lo largo del año (Figura 3.4). Durante los meses mayo, junio y julio, se registraron las temporadas con menor cantidad de vertimiento. Por otro lado, en septiembre, octubre y noviembre, se observaron alzas en la cantidad de energía vertida, posiblemente debido a una menor demanda energética y a una mayor disponibilidad de recursos renovables, como la energía solar.

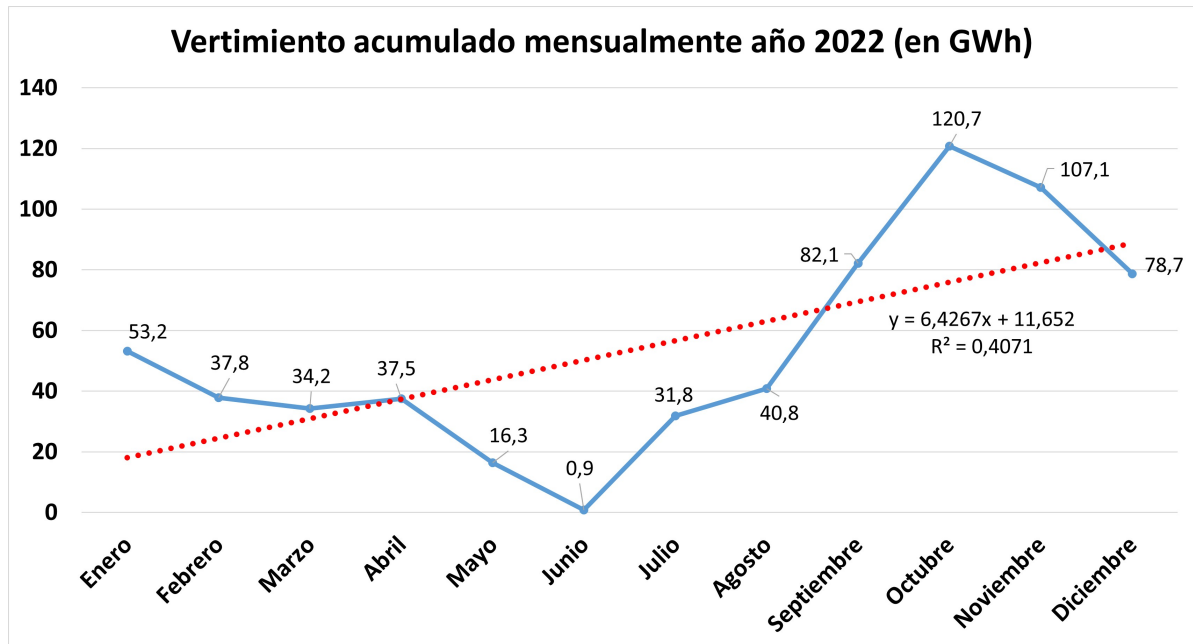


Figura 3.4: Vertimiento eólico acumulado mensual, año 2022. Fuente: Elaboración propia.

<sup>6</sup> Reducción de Energía Eólica y Solar durante la Operación en Tiempo Real, [Diciembre 2022](#), disponible en el [sitio web del CEN](#).

<sup>7</sup> Histórico Generación de Energía, [\[por tecnología \(desde 2000\)\]](#), disponible en el [sitio web del CEN](#).

Desglosando para cada región, se identifica que las regiones con mayor incidencia de vertimiento anual, ordenadas de manera descendente, fueron las regiones (II), (III), (IV), (IX), (VIII), (X) y (VI) (Figura 3.5). Esta secuencia de regiones se correlaciona positivamente con su respectiva contribución porcentual al total de potencia instalada a nivel nacional durante el año 2022, alcanzando un coeficiente de correlación de Spearman  $\rho = 0,964$  y un coeficiente de Pearson  $r = 0,947$ . En particular, la región de Antofagasta (II) emergió como la principal fuente de vertimiento, aportando aproximadamente el 30 % al total nacional, seguida por las regiones (III) con un 25 %, (IV) con un 17 %, (IX) con un 17 %, y (VIII) con un 8 %.

En el gráfico de la Figura 3.6, se presenta el detalle de vertimiento mensual acumulado para las regiones anteriormente mencionadas. En todas las regiones, el vertimiento producido en junio bajó drásticamente con respecto a los demás meses, para luego comenzar a aumentar conforme avanzaba el año.

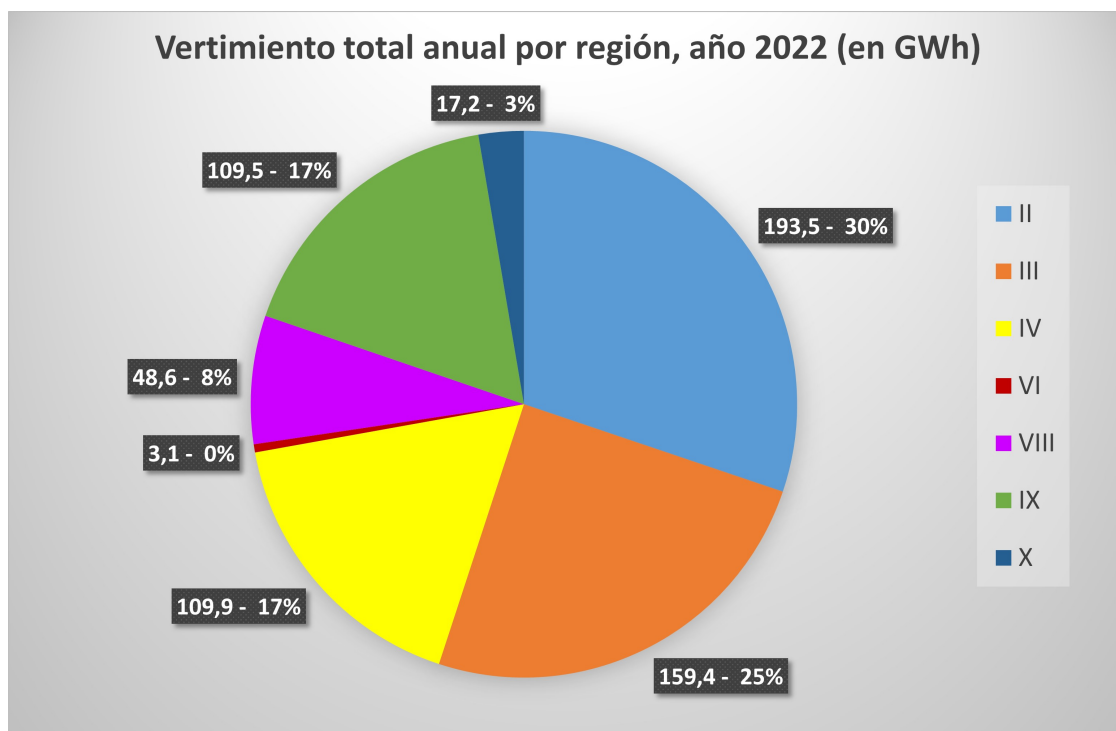


Figura 3.5: Vertimiento eólico regional anual, año 2022. Fuente: Elaboración propia.

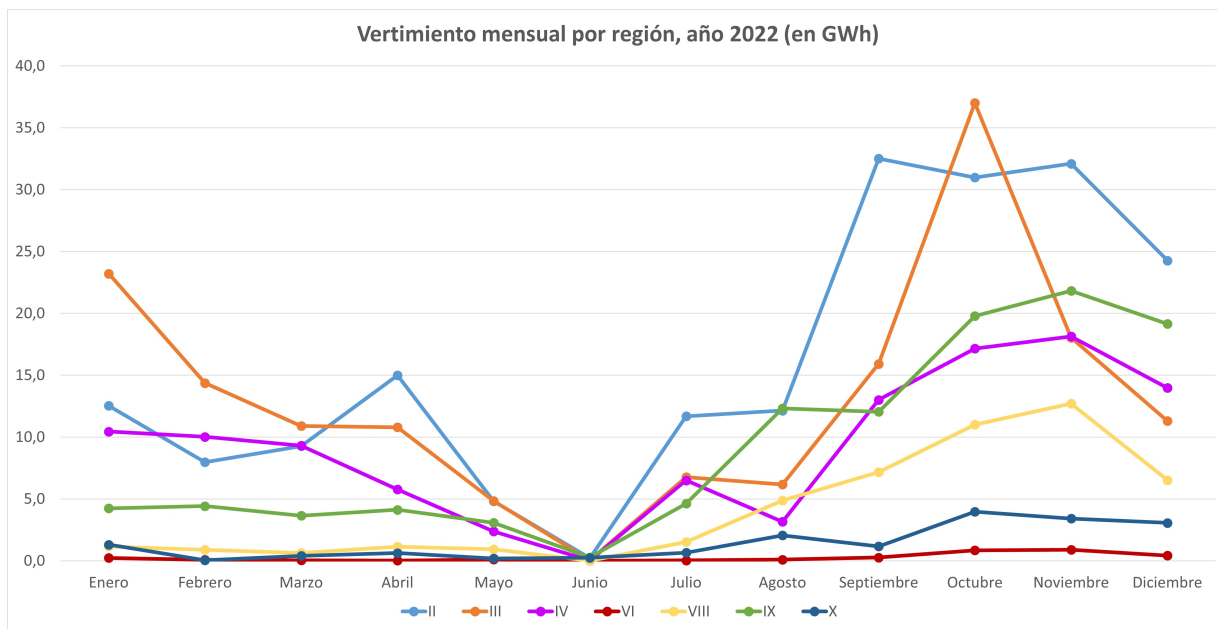


Figura 3.6: Vertimiento eólico mensual por región, durante el año 2022.  
Fuente: Elaboración propia.

Un patrón comúnmente observado en el comportamiento del vertimiento energético a lo largo del día muestra un aumento gradual al comenzar el amanecer, alcanzando su punto máximo durante las horas de la tarde (Figura 3.7), volviendo a decaer en las horas nocturnas. Esto puede deberse a la disponibilidad de energía solar durante este rango horario, la que al sumarse con la producción eólica, genera un superávit energético que al no poder ser almacenado, es vertido durante estas horas del día.

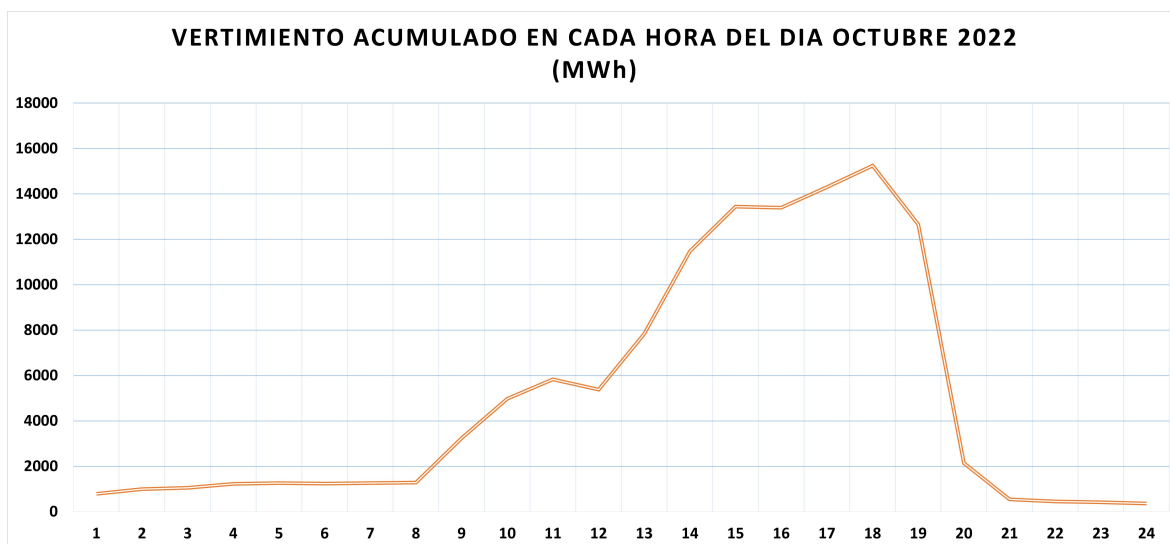


Figura 3.7: Vertimiento eólico acumulado cada hora del día durante octubre 2022, total a nivel nacional. Fuente: Elaboración propia.

Se encuentra una correlación positiva entre la cantidad de energía vertida anualmente y la potencia instalada por planta eólica, alcanzando coeficientes de correlación  $\rho = 0.848$

(Spearman) y  $r = 0.709$  (Pearson). Las 10 centrales eólicas con mayor cantidad de vertimiento acumulado anual, ordenadas de mayor a menor, se presentan en la Tabla 3.1. A modo de caracterizar la magnitud del vertimiento producido en un día, se calcula un promedio diario, como la razón entre el total vertido en el año y la cantidad de días efectivos que se presentó vertimiento en cada central. Para las 5 centrales con mayor vertimiento total, se presenta un gráfico de vertimiento acumulado mensual (Figura 3.8).

Tabla 3.1: Centrales eólicas con mayor vertimiento 2022. Fuente: Elaboración propia.

Región	Central	Capacidad instalada (MW)	Días con vertimiento	Promedio vertimiento diario (MWh)	Total Vertido (GWh)
II	PE-CERROTIGRE	184,8	176	377,1	66,4
IX	PE-RENAICO	88	168	305,5	51,3
III	PE-CABOLEONES-2	245	232	181,1	42,0
III	PE-CABOLEONES-3	192,5	249	154,1	38,4
II	PE-SIERRAGORDA	112	255	147,5	37,6
III	PE-SANJUAN	193,2	239	138,6	33,1
II	PE-TCHAMMA	157,5	218	142,2	31,0
II	PE-CALAMA	151	259	106,1	27,5
III	PE-SARCO	170	231	110,6	25,6
III	PE-CABOLEONES-1	175,5	222	91,3	20,3

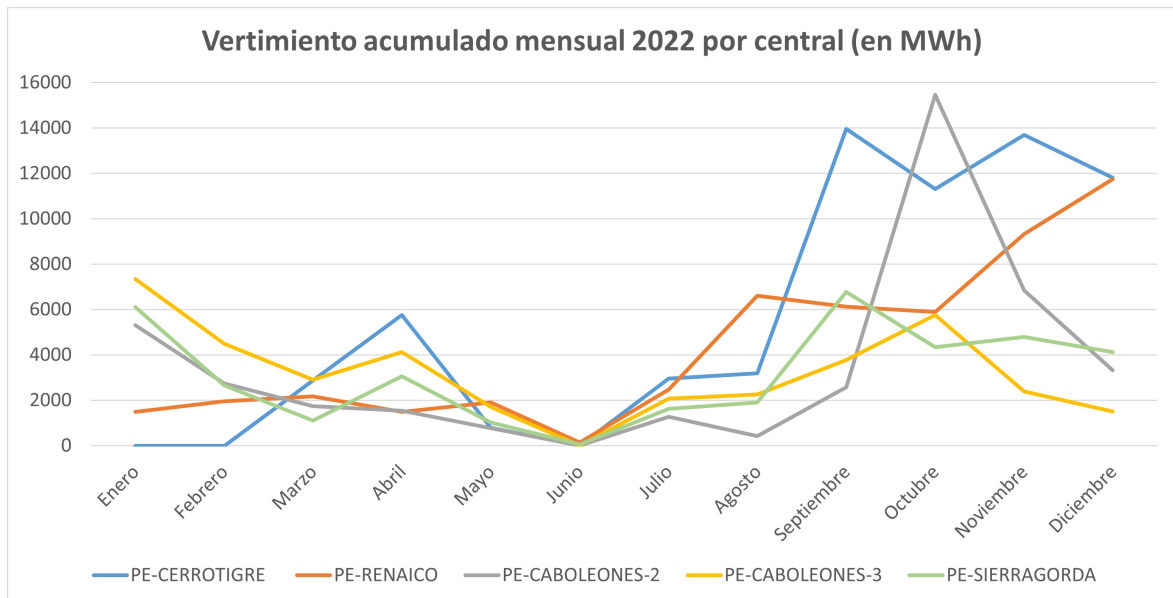


Figura 3.8: Vertimiento eólico mensual de centrales con mayor aporte anual, año 2022. Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.2. Vertimientos año 2023

En el año 2023, se produjo un vertimiento total acumulado de 804,26 [GWh]<sup>8</sup>, valor 25,4 % mayor que el año anterior. Dado que la potencia eólica instalada creció un 8,8 % a nivel nacional desde el 2022 al 2023, puede decirse que el vertimiento aumentó de forma no lineal a este incremento. Esta cantidad de vertimiento, representa un 8,2 % de la energía total producida mediante recursos eólicos durante el año, equivalente a 9.056,3 [GWh]<sup>9</sup>.

A diferencia del año 2022, no se produjeron caídas drásticas en el total vertido mensual a nivel nacional (Figura 3.9), manteniéndose en cantidades uniformes hasta el mes de agosto, momento en que el vertimiento comienza a incrementar hasta alcanzar un máximo en el mes de diciembre.

A nivel regional (Figura 3.10), se tuvo una caída en la cantidad de vertimiento en la región de Antofagasta (II), aún cuando en la región hubo un aumento en la potencia eólica instalada con respecto al año anterior. El aporte de esta región al vertimiento acumulado anual pasó de un 30 % a un 22 % del total nacional. Otra región con cambios considerables en la cantidad de vertimiento fue la región de Los Lagos (X), pasando de un aporte del 3 % de vertimiento acumulado anual a un 11 % del total nacional. Sin embargo, en esta última región, existió un aumento de 156 [MW] en la potencia eólica instalada, lo que explicaría el crecimiento del vertimiento durante este año. Las demás regiones mantuvieron estables sus aportes porcentuales al vertimiento acumulado anual, presentando variaciones menores a un 3 %.

Se mantiene una correlación positiva entre la potencia instalada por región y la cantidad de vertimiento acumulado anual presente en cada una, alcanzando un coeficiente de correlación de Spearman  $\rho = 0,964$  y Pearson  $r = 0.981$ .

---

<sup>8</sup> Reducción de Energía Eólica y Solar durante la Operación en Tiempo Real, **Diciembre 2023 v2**, disponible en el [sitio web del CEN](#).

<sup>9</sup> **Reporte Energético - Diciembre 2023**, disponible en el [sitio web del CEN](#)

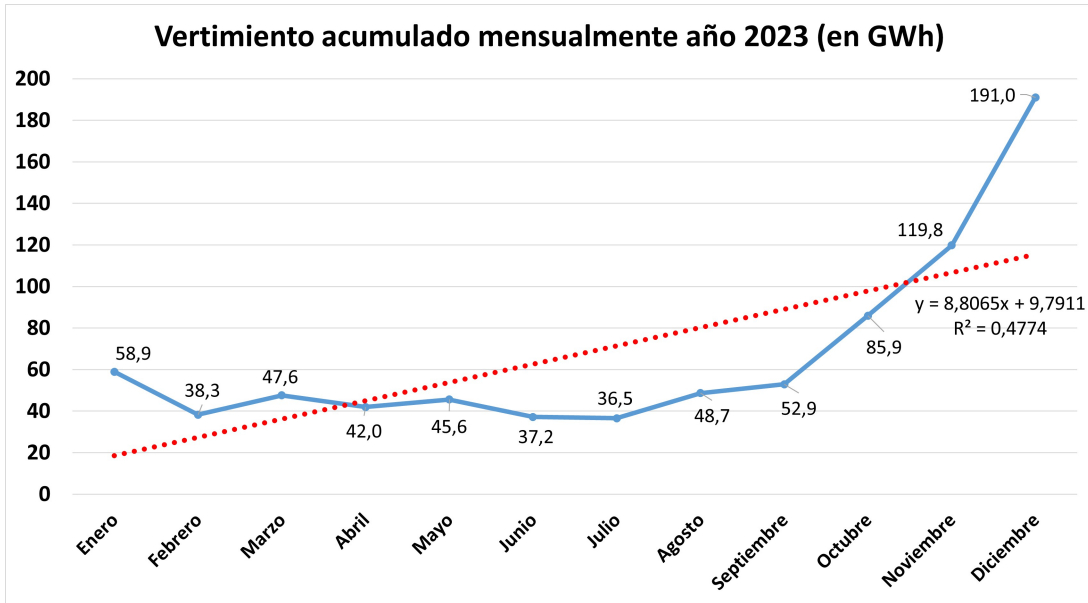


Figura 3.9: Vertimiento eólico acumulado mensual, año 2023. Fuente: Elaboración propia.

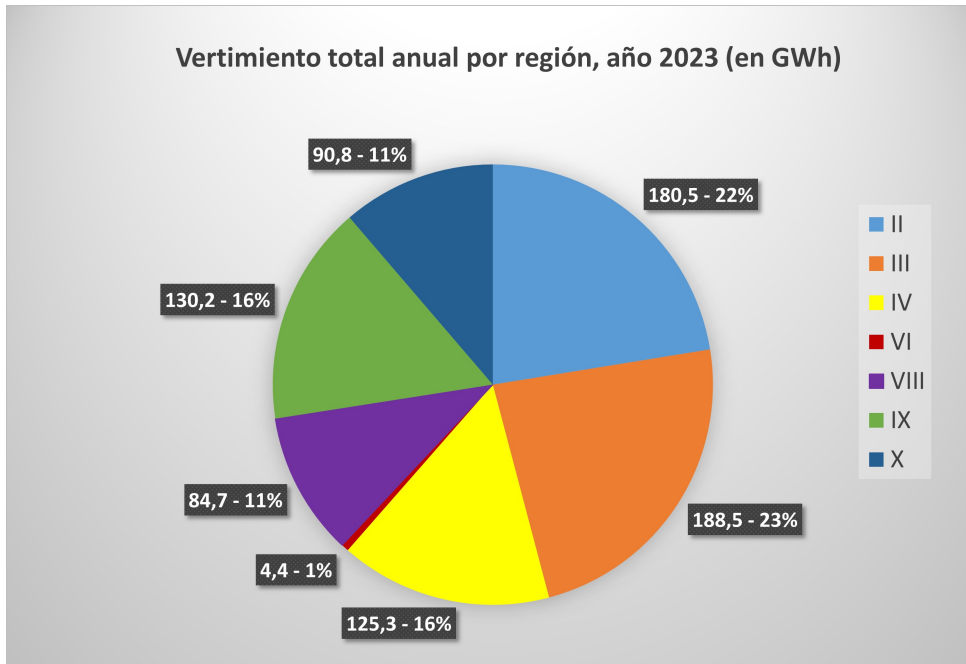


Figura 3.10: Vertimiento eólico regional anual año 2023. Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico de la Figura 3.11 se presenta la variación mensual en el vertimiento acumulado por región. Se observa que todas las regiones alcanzan su máximo nivel de vertimiento en los meses de noviembre y diciembre, iniciando un aumento continuo desde el mes de julio (a excepción de la región de Los Lagos (X), cuyo aumento inicia en septiembre).

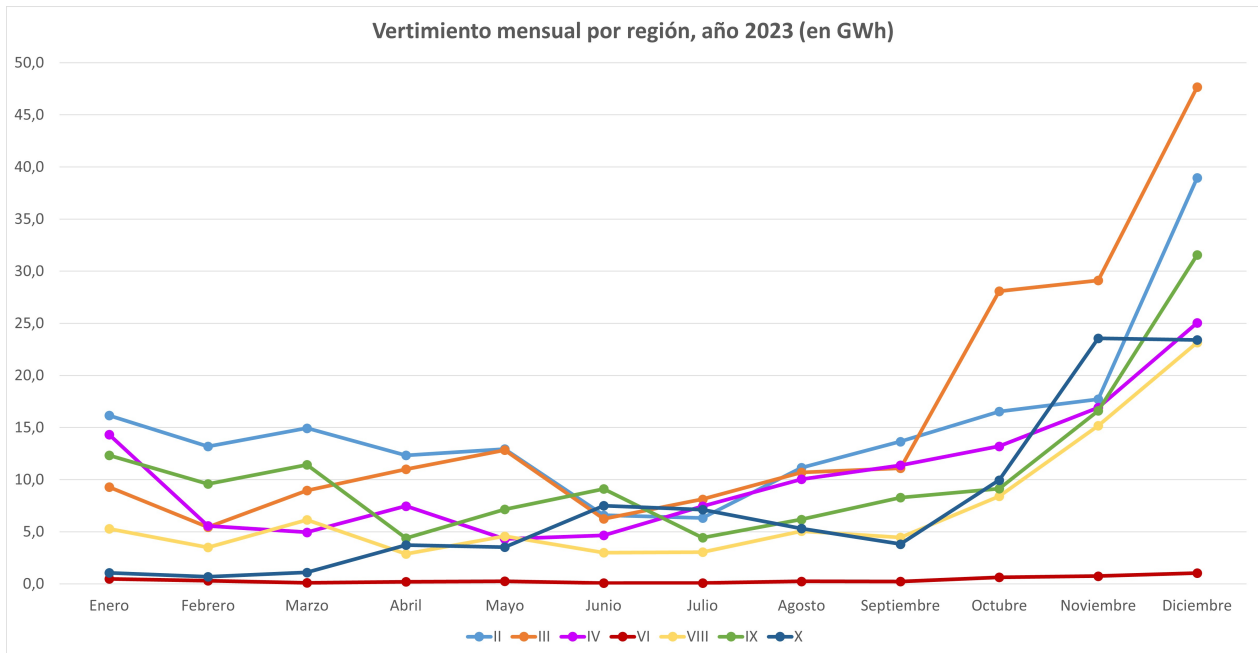


Figura 3.11: Vertimiento eólico regional mensual durante el año 2023. Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en el año anterior, se presenta una correlación positiva entre la cantidad de energía vertida anualmente y la potencia instalada por planta eólica, obteniendo coeficientes de correlación  $\rho = 0,736$  (Spearman) y  $r = 0,706$  (Pearson). Las 10 centrales eólicas con mayor cantidad de vertimiento, ordenadas de mayor a menor, se presentan en la Tabla 3.2. Con el fin de determinar la magnitud del vertimiento diario, se calcula un promedio dividiendo el total vertido en el año entre la cantidad de días efectivos en los que se produjo vertimiento en cada central. Para las 5 centrales con mayor vertimiento, se presenta un gráfico de vertimiento acumulado mensual (Figura 3.12).

Tabla 3.2: Centrales eólicas con mayor vertimiento 2023. Fuente: Elaboración propia.

Región	Central	Capacidad instalada (MW)	Días con vertimiento	Promedio vertimiento diario (MWh)	Total Vertido (GWh)
X	PE-PUELCHESUR	156	195	282,47	55,08
III	PE-CABOLEONES-2	245	322	164,58	52,99
III	PE-SANJUAN	193,2	318	160,89	51,16
II	PE-CERROTIGRE	184,8	326	126,84	41,35
IX	PE-RENAICO	88	258	158,38	40,86
II	PE-SIERRAGORDA	112	339	103,24	35,00
IV	PE-TALINAYORIENTE	90	285	113,54	32,36
III	PE-CABOLEONES-3	192,5	318	94,55	30,07
III	PE-SARCO	170	302	92,76	28,01
III	PE-CABOLEONES-1	175,5	313	83,85	26,24

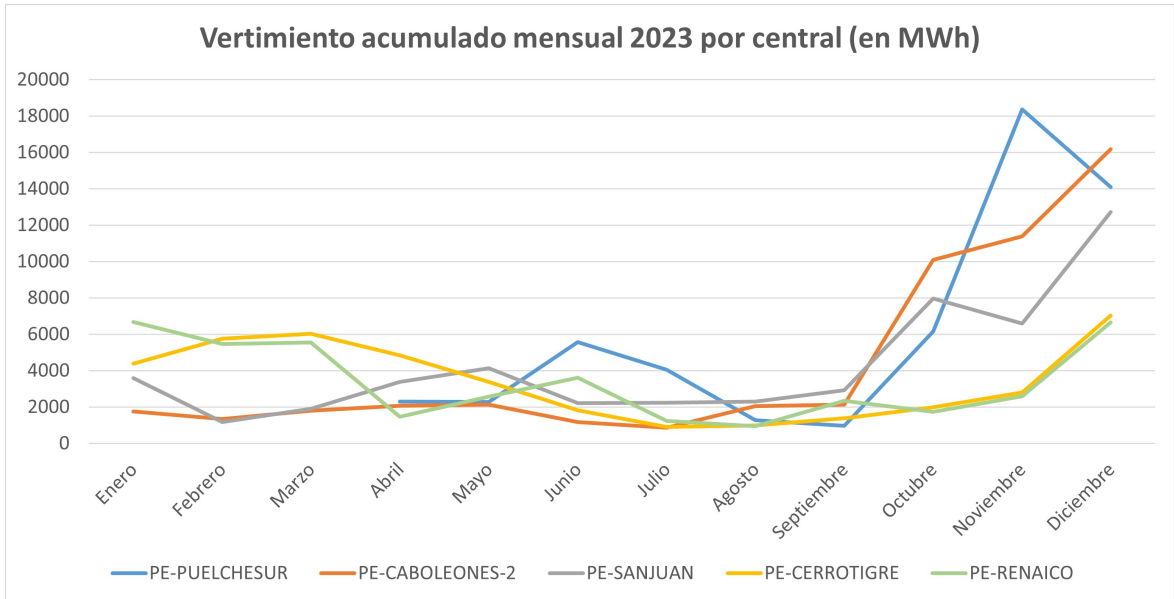


Figura 3.12: Vertimiento eólico mensual de centrales con mayor aporte anual, año 2023. Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3. Vertimientos año 2024

En lo que va del año, se ha presentado un vertimiento total igual a 382.71 [GWh]<sup>10</sup>, (acumulado desde enero hasta marzo 2024), cantidad que representa un 264 % del valor presentado el año anterior<sup>11</sup>, y un 305 % del mismo periodo en 2022<sup>12</sup>.

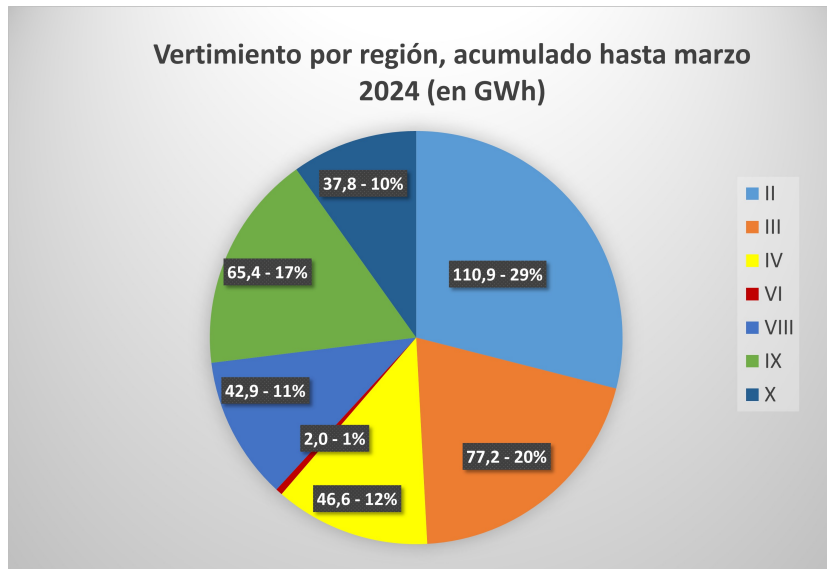


Figura 3.13: Vertimiento eólico por región, acumulado hasta marzo 2024. Fuente: Elaboración propia.

<sup>10</sup> Reducción de Energía Eólica y Solar durante la Operación en Tiempo Real, [Marzo 2024](#), disponible en el [sitio web del CEN](#).

<sup>11</sup> Desde enero 2023 hasta marzo 2023, se presentó un vertimiento acumulado de 144.78 [GWh].

<sup>12</sup> Desde enero 2022 hasta marzo 2022, se presentó un vertimiento acumulado de 125.18 [GWh].



# Capítulo 4

## Selección y estudio planta eólica específica

### 4.1. Método de selección

En la selección de la planta eólica a considerar para el almacenamiento energético, se utilizará el método de Proceso de Análisis Jerárquico (AHP). Este método es una técnica multicriterio para la toma de decisiones que permite descomponer un problema en una jerarquía de criterios, facilitando así la comparación y evaluación de diversas alternativas basadas en múltiples factores [28]. Basándose en los criterios y alternativas expuestos a continuación, se procede a realizar una jerarquización de estos, obteniendo una ponderación que permite calcular un puntaje para cada alternativa presentada, seleccionando aquella con mejor puntuación.

### 4.2. Criterios de selección

#### 4.2.1. Disponibilidad de recurso hídrico

La proximidad a un recurso hídrico, ya sea un río o un lago cercano, es fundamental para la construcción de una central hidráulica de bombeo debido a la necesidad de un suministro constante y confiable de agua. Esto contempla además el caso en que la cantidad de precipitaciones no compensen a las tasas de evaporación de agua durante el año, por lo cual sería necesario reponer las pérdidas de agua utilizando el recurso hídrico cercano. Para un sistema cerrado de CHB, se estima la necesidad de 1 gigalitro de agua por cada [GWh] de energía almacenada (considerando una diferencia de altura de 400 [m] entre los depósitos y una eficiencia de generación del 90 %) [11].

#### 4.2.2. Ubicación geográfica

La planta debe ubicarse en zonas cercanas que presenten una orografía adecuada, es decir, puntos con diferencias de altura cercanos entre sí, evitando pendientes pronunciadas, los que

además deben tener factibilidad para instalar los repositorios de agua.

Para considerar estos parámetros, se utilizan los datos resultantes del estudio realizado por “The Australian National University”, presentados en el proyecto “Global Pumped Hydro Atlas”, los que deben ser revisados caso a caso para determinar su potencial factibilidad. Se muestran sitios potenciales con diferencia de altura mínima de 100 [m] y máxima de 800 [m], volumen de agua mínimo de 1 gigalitro, pendiente mínima de 1:20 y proporción agua-roca (W/R) mínima 3 (proporciones altas de W/R son económicamente más competitivos) [13].

Otros factores a considerar, que afectan al aspecto económico del proyecto, son cercanía a las líneas de transmisión eléctrica, acceso mediante caminos o rutas y complejidad de las obras civiles a desarrollar [29].

### **4.2.3. Potencia planta eólica**

La operación de una central hidráulica de bombeo (CHB) debe considerar la capacidad mínima de generación que la central eólica puede suministrar para garantizar el funcionamiento óptimo del sistema de almacenamiento de energía. Para ello, se toma en cuenta el mínimo técnico de generación informado por el CEN, el cual representa la potencia mínima que la planta eólica puede generar de manera constante y confiable. Este mínimo técnico de generación debe ser capaz de suplir la demanda del potencial sistema de almacenamiento de la CHB durante los períodos en los que se presente vertimiento energético en el parque eólico.

### **4.2.4. Cantidad de vertimiento**

Se considerarán centrales cuya cantidad de energía vertida sea relevante de almacenar. Por ello, se priorizarán aquellas centrales con mayores vertimientos y que presenten un mayor promedio de vertimiento diario, ya que estas tienen un potencial significativo para contribuir a la estabilización de la red eléctrica al almacenar grandes volúmenes de energía excedente.

## **4.3. Plantas eólicas con potencial de almacenamiento**

Se identificaron las siguientes centrales con potencial de instalación de almacenamiento:

En la región de la Araucanía (IX), se ubica el parque eólico Renaico I, el cual durante dos años consecutivos se encuentra entre los cinco principales centrales con mayor vertimiento (años 2022 y 2023). Posee cercanía a los ríos Renaico, Vergara y al río Coihue O de las Animas (posible descarga como embalse inferior). En las zonas aledañas al cordón montañoso Alto Las Pircas, existe la posibilidad de ubicar una central con 2.6 [km] de distancia entre reservorios, altura bruta 510 [m] y almacenamiento de 1.8 gigalitros de agua, equivalentes a 2 [GWh].

La central eólica Puelche Sur, ubicada al norte del lago Llanquihue en la región de Los

Lagos (X), fue la central eólica con mayor cantidad de vertimiento acumulado el año 2023. Existe la posibilidad de instalar una CHB ubicada al sur del lago, utilizando este último como reservorio inferior, obteniendo así una diferencia de altura de al menos 396 [m], una distancia de 3.5 [km] entre estanques, pendiente del 11 % y almacenamiento de 2.4 gigalitros de agua (equivalentes a 2 [GWh]). La principal limitante de esta ubicación, es la lejanía que se tiene con la central eólica, que se encuentra al norte del lago. Por ello, esta alternativa requiere trazar como mínimo 25 [km] de líneas de transmisión, desde la CHB hasta el SEN, ubicado en las cercanías de la ciudad de Puerto Varas (subestación Puerto Varas).

La central eólica San Pedro de Dalcahue, ubicada en la isla de Chiloé, región de Los Lagos (X), añadió una segunda central colindante a la primera, alcanzando así 101 [MW] de potencia instalada. Ambas centrales se encuentran en las cercanías del nacimiento del río Coluco, el que puede utilizarse como embalse inferior para la construcción de una CHB. Esta propuesta incluye una altura bruta de 581 [m], mediante una separación de 3.9 [km] entre embalses, pendiente de 15 % y volumen de 1.6 gigalitros de agua, alcanzando así un almacenamiento de 2 [GWh].<sup>13</sup>

## 4.4. Procedimiento de selección

### 4.4.1. Jerarquización de criterios

Para llevar a cabo el proceso de jerarquización, cada criterio se compara de manera sistemática con los demás mediante una matriz de comparación por pares. Para valorar cada criterio, se utiliza la escala de Saaty (1 a 9)<sup>14</sup>.

Sean los criterios C1: Disponibilidad de recurso hídrico, C2: Ubicación geográfica, C3: Potencia planta eólica, C4: Cantidad de vertimiento, se realiza la matriz de comparación por pares, quedando de la siguiente forma (Tabla 4.1):

Tabla 4.1: Matriz de comparación de criterios. Fuente: Elaboración propia.

	C1	C2	C3	C4
C1	1	1	8	4
C2	1	1	4	3
C3	0,125	0,25	1	1
C4	0,25	0,333	1	1

La comparación se realiza comenzando en la primera fila, comparando con cada columna. Para el criterio C1, se tiene igual preferencia con respecto al criterio C2 (valor 1), es decir, la disponibilidad de recurso hídrico es tan importante como la geografía del lugar. Con respecto

<sup>13</sup> Greenfield PHES Global Atlas, RE100 Group, ANU.

<sup>14</sup> En esta escala, un valor de 1 representa igual preferencia, mientras que 9 representa extrema preferencia.

al siguiente criterio, C1 tiene mayor relevancia en comparación a C3 (valor 8), puesto que una planta de alta potencia sin cercanía a recursos hídricos hace inviable la implementación de una CHB. De la misma forma ocurre al comparar C1 con C4, pero en menor medida (valor 4), puesto que también se buscan oportunidades de almacenar grandes cantidades de energía vertida. Continuando con la fila siguiente, se compara C2 con C3 y C4 (valores 4 y 3), manteniendo preferencia por el criterio C2, debido a su necesidad para implementar una CHB. En la tercera fila, solo resta comparar C3 con C4, asumiendo igual preferencia entre ambos criterios.

Para calcular los valores inferiores a la diagonal de la matriz de comparación, se utilizan los inversos multiplicativos correspondientes a los valores superiores a la diagonal. Esto se debe a que la comparación entre dos criterios en un sentido tiene el valor recíproco cuando se realiza en el sentido opuesto.

#### 4.4.2. Jerarquización de alternativas

Para cada criterio, se elabora una matriz de comparación por pares de las alternativas. Se compara cada par de alternativas en función de su contribución relativa al criterio específico. Sean las alternativas A1: Parque eólico Renaico I, A2: Parque eólico Puelche Sur, A3: Parque eólico San Pedro de Dalcahue I y II, se tienen las siguientes matrices de comparación de alternativas:

Tabla 4.2: Matriz de comparación de alternativas, criterio 1. Fuente: Elaboración propia.

C1	A1	A2	A3
A1	1	1/6	1/5
A2	6	1	3
A3	5	1/3	1

Con respecto al criterio 1 (Tabla 4.2), es preferible A2 por sobre A1 y A3, debido a la gran cantidad de recurso hídrico que supone utilizar el lago Llanquihue. Se prefiere además A3 por sobre A1, debido a la factibilidad de obtener mayores recursos hídricos en la tercera alternativa.

Para el criterio 2 (Tabla 4.3), se asume igual preferencia entre A1 y A2, debido a que la propuesta de CHB para A1 presenta cercanía al SEN, pero difícil acceso mediante caminos, mientras que para A2 se tienen rutas de acceso ya construidas, pero lejanía a las líneas de transmisión del SEN. Se prefiere A3 por sobre A1 y A2, ya que se tienen caminos y líneas de transmisión ya construidas para el parque eólico, los que pueden utilizarse para el proyecto de CHB.

Tabla 4.3: Matriz de comparación de alternativas, criterio 2. Fuente: Elaboración propia.

<b>C2</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>A3</b>
<b>A1</b>	1	1	1/4
<b>A2</b>	1	1	1/9
<b>A3</b>	4	9	1

En el criterio 3 (Tabla 4.4), se ordenan las alternativas con la potencia instalada de cada central eólica, quedando A2 por sobre A3, y esta última por sobre A1.

Tabla 4.4: Matriz de comparación de alternativas, criterio 3. Fuente: Elaboración propia.

<b>C3</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>A3</b>
<b>A1</b>	1	1/3	1/2
<b>A2</b>	3	1	2
<b>A3</b>	2	1/2	1

Análogamente, se realiza el mismo procedimiento para el criterio 4 (Tabla 4.5), utilizando los valores de vertimiento 2023. De esta forma, se prefiere A2 por sobre A1, y A1 por sobre A3.

Tabla 4.5: Matriz de comparación de alternativas, criterio 4. Fuente: Elaboración propia.

<b>C4</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>A3</b>
<b>A1</b>	1	1/2	3
<b>A2</b>	2	1	4
<b>A3</b>	1/3	1/4	1

### 4.4.3. Resultados

En la Tabla 4.6, se muestran las ponderaciones para cada criterio (entre paréntesis), los puntajes por criterio para cada alternativa y el puntaje total ponderado. Dadas las consideraciones anteriormente mencionadas, la alternativa seleccionada es A3: Parque eólico San Pedro de Dalcahue I y II, con un puntaje de 0,435.

Tabla 4.6: Puntajes obtenidos por cada alternativa. Fuente: Elaboración propia.

	<b>C1</b> <b>(0.461)</b>	<b>C2</b> <b>(0.356)</b>	<b>C3</b> <b>(0.081)</b>	<b>C4</b> <b>(0.103)</b>	<b>Total</b>
<b>A1</b>	0,078	0,143	0,163	0,320	<b>0,133</b>
<b>A2</b>	0,635	0,109	0,540	0,558	<b>0,432</b>
<b>A3</b>	0,287	0,748	0,297	0,122	<b>0,435</b>

## 4.5. Estudio de planta eólica seleccionada

### 4.5.1. Características

Los parques eólicos San Pedro I y II se ubican en la cordillera de San Pedro de Dalcahue, en la isla de Chiloé, y tienen una potencia instalada de 36 y 65 [MW] (centrales I y II, respectivamente). Ambos parques se vinculan al SEN a través de la subestación (S/E) San Pedro (tensión provisional 110 [kV]), la que a su vez se conecta a la S/E Chiloé.

El parque San Pedro I cuenta con dos circuitos de media tensión (MT) de 30 [kV], los que son subterráneos hasta llegar al centro de control del parque. En este centro se instala el punto de facturación en el lado de alta tensión. La distribución de los dos circuitos de MT es la siguiente:

- Circuito 1-San Pedro I: 18 [MW], 9 aerogeneradores.
- Circuito 2-San Pedro I: 18 [MW], 9 aerogeneradores.

Ambos circuitos se conectan a la barra de 30 [kV] de la S/E San Pedro, desde donde evacúan su energía hacia el SEN mediante un transformador elevador de 30/110 [kV] con una capacidad de 40 [MVA].

El parque San Pedro II reúne tres circuitos de MT a 30 [kV], los cuales son subterráneos y llegan hasta el centro de control del parque. Los tres circuitos de MT se distribuyen de la siguiente forma:

- Circuito 1-San Pedro II: 20 [MW], 4 aerogeneradores.
- Circuito 2-San Pedro II: 25 [MW], 5 aerogeneradores.
- Circuito 3-San Pedro II: 20 [MW], 4 aerogeneradores.

Estos circuitos se conectan en la barra de 30 [kV] de la S/E San Pedro, utilizando un transformador elevador de 30/110 [kV] de 75 [MVA] para evacuar su energía hacia el SEN.

### 4.5.2. Prestaciones

El parque eólico San Pedro I está compuesto por 18 aerogeneradores Gamesa modelo G90 con una potencia unitaria de 2000 [kW], generando un total de 36 [MW] brutos. Según informa el fabricante de los aerogeneradores, el valor mínimo de potencia activa que permite la operación estable de los aerogeneradores es del 5% de la capacidad nominal, es decir, aproximadamente 100 [kW]. El mínimo técnico<sup>15</sup> de operación de la planta completa es de

---

<sup>15</sup> Según el [Anexo Técnico: Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras](#) dispuesto por la CNE, se entiende por Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía en forma continua.

1.88 [MW], según informe<sup>16</sup> presentado al CEN.

Por otro lado, el parque eólico San Pedro II cuenta con 13 aerogeneradores Gamesa G128 de 5 [MW], del tipo de rotor tripala a barlovento, alcanzando así 65 [MW] de potencia instalada. El mínimo técnico de San Pedro II es de 3.9 [MW] para la planta completa.<sup>17</sup>

De esta forma, se tiene una potencia mínima de operación de 5.78 [MW] considerando ambas plantas (I y II), cuya transmisión eléctrica utiliza las líneas “San Pedro de Dalcahue - Chiloé” a 110 [kV] (código LT028-T0003), con 22,12 [km] de longitud desde la central hasta la S/E Chiloé.

### 4.5.3. Régimen de generación

Los valores de generación energética para las plantas eólicas San Pedro I y II durante el año 2023 se presentan en la Figura 4.1. Cabe destacar que, durante los meses de enero y febrero, San Pedro I no generó energía al SEN<sup>18</sup>. Considerando la cantidad de energía generada en el año 2023 por cada central (65.84 [GWh] aportado por San Pedro I y 119.2 [GWh] por San Pedro II), ambas plantas eólicas presentaron un factor de planta de 0.209 durante ese año.

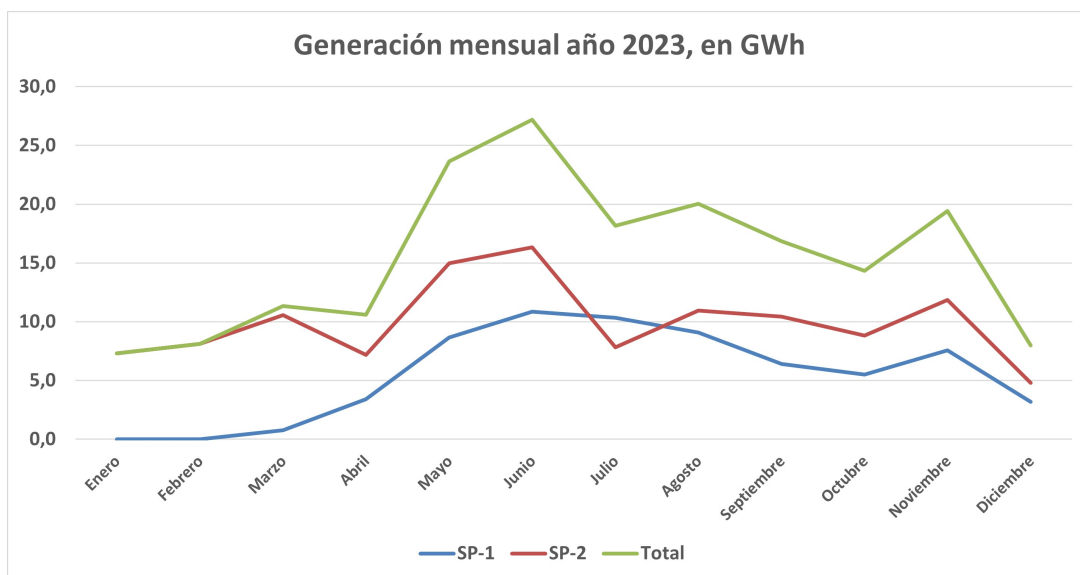


Figura 4.1: Generación parque eólico San Pedro de Dalcahue I y II durante el año 2023. Fuente: Elaboración propia.

Analizando la variabilidad temporal de la generación de energía eólica, se encontraron patrones en la distribución horaria de la producción. Los datos obtenidos y graficados a lo largo de diferentes momentos del día, desde la hora 1 hasta la hora 24, indican una tendencia de mayor generación durante los periodos nocturnos. Específicamente, se observa que la

<sup>16</sup> Informe de Mínimo Técnico: Parque Eólico San Pedro I, por TRANSANTARTIC ENERGIA, año 2021.

<sup>17</sup> Informe Mínimos Técnico Parque Eólico San Pedro II, por TRANSANTARTIC ENERGÍA, año 2018.

<sup>18</sup> Según los datos otorgados por el CEN, Gráficos y Datos-Operación Real-Generación Real, en el [sitio web](#).

producción de energía alcanza su máximo entre las 21:00 horas y las 8:00 horas del día siguiente, lo que ocurre tanto en la central San Pedro I (Figura 4.2) como en San Pedro II (Figura 4.3).



Figura 4.2: Generación acumulada por hora del día durante el año 2023, central San Pedro I. Fuente: Elaboración propia.

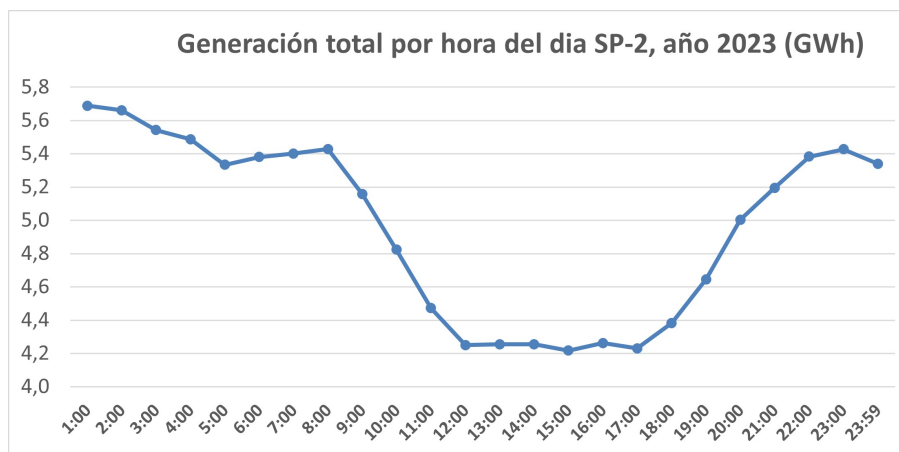


Figura 4.3: Generación acumulada por hora del día durante el año 2023, central San Pedro II. Fuente: Elaboración propia.

#### 4.5.4. Régimen de vertimiento

En el año 2023, los parques eólicos San Pedro I y II presentaron los vertimientos mostrados en la Figura 4.4.

En total durante el año, se presentó un vertimiento de 18.52 [GWh] (7.96 y 10.56 [GWh], para San Pedro I y II, respectivamente). En el caso de San Pedro II, el CEN no reportó vertimientos durante el período de enero-junio. El máximo vertimiento total ocurrió durante el mes de diciembre, alcanzando 4.92 [GWh], siendo también el mes de máximo vertimiento de San Pedro II (en el caso de San Pedro I, este ocurre el mes de abril, con 1.08 [GWh]).



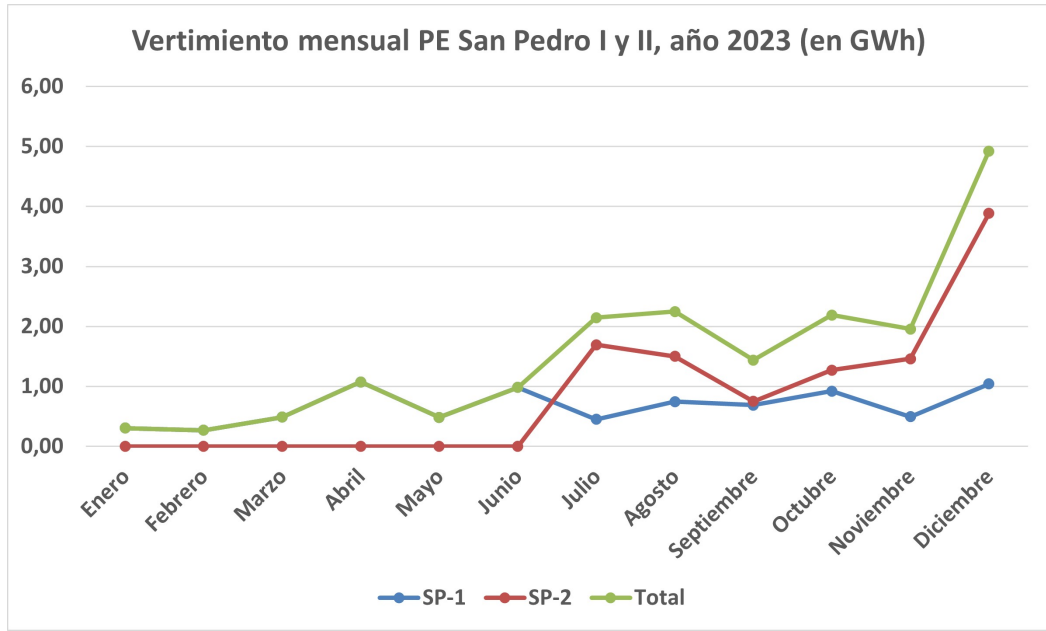


Figura 4.4: Vertimiento parque eólico San Pedro de Dalcahue I y II durante el año 2023. Fuente: Elaboración propia.

Al estudiar la variabilidad temporal del vertimiento energético, se identifican patrones específicos en la distribución horaria de este fenómeno. Los datos representados gráficamente a lo largo de las 24 horas del día, muestran una tendencia a un mayor vertimiento durante las horas diurnas. En particular, se aprecia que el vertimiento de energía alcanza valores máximos entre las 9:00 y las 18:00 horas, observándose esta tendencia tanto en la central San Pedro I (Figura 4.5) como en San Pedro II (Figura 4.6).



Figura 4.5: Vertimiento acumulado por hora del día durante el año 2023, central San Pedro I. Fuente: Elaboración propia.



Figura 4.6: Vertimiento acumulado por hora del día durante el año 2023, central San Pedro II. Fuente: Elaboración propia.

# Capítulo 5

## Diseño de propuesta de almacenamiento energético

### 5.1. Tipo de central

Se propone la implementación de una central hidráulica de bombeo (CHB), denominada de ciclo abierto o convencional, en la cual el reservorio situado a menor altitud recibe continuamente aportes provenientes del caudal de un río. Este suministro hídrico entrega mayor flexibilidad al sistema [29]. Se implementará un sistema cuaternario en la central, es decir, las unidades de turbina, bomba, generador y motor estarán configuradas como componentes independientes.

### 5.2. Ubicación geográfica

Dada la selección de las centrales eólicas San Pedro de Dalcahue I y II, la CHB propuesta se ubica en las cercanías de esta planta eólica. El embalse superior se encuentra de forma colindante al parque eólico, mientras que el reservorio inferior se ubica a 3.9 [km] de distancia, en el curso alto del río Coluco (Figura 5.1).

El reservorio superior consiste en un embalse artificial, el cual es creado mediante la construcción de una represa, aprovechando las características naturales del relieve presente en la zona (Figura 5.2.a). El reservorio inferior se ubica empleando la afluencia del río Coluco, permitiendo un suministro continuo de agua para el sistema de bombeo (Figura 5.2.b). Existe además la posibilidad de represar el río Coluco, medida que se implementaría como acondicionamiento para el caso de bajos caudales en el río. Sin embargo, para el desarrollo de este trabajo, se asume que el río es capaz de suplir la demanda hídrica sin necesidad de construir una represa. Los datos correspondientes a estos reservorios se presentan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Datos reservorios de agua. Fuente: RE100 Group, Australian National University.

Reservorio	Latitud	Longitud	Elevación [m]	Área [ha]	Volumen agua [ $m^3$ ]	Altura represa [m]	Largo represa [m]	Volumen represa [ $m^3$ ]
Superior	-42.2606	-73.8806	651	15	1600000	24,5	306	400000
Inferior	-42.2203	-73.8672	70	15	1700000	20,4	215	200000



Figura 5.1: Disposición de los reservorios de la central. Fuente: RE100 Group, Australian National University.

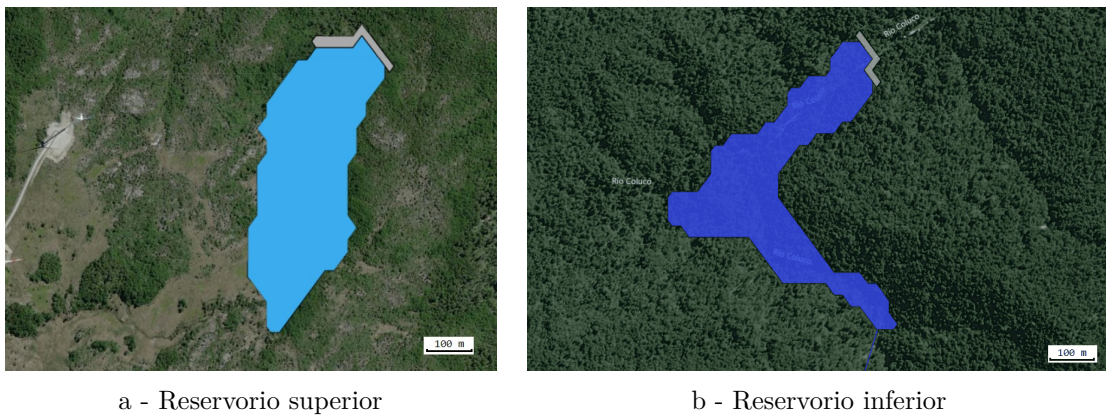


Figura 5.2: Reservorios de la central propuesta. Fuente: RE100 Group, Australian National University.

### 5.3. Almacenamiento energético y potencia eléctrica

Para las características y disposición de los reservorios de agua, el almacenamiento energético estimado mediante  $E = \eta\rho VgH$  (eficiencia de generación  $\eta$ , densidad  $\rho$  y volumen de agua  $V$ , altura  $H$ ) es de máximo 2 [GWh] [13]. Sin embargo, dado el potencial estimado de vertimiento anual, y a los mayores costos que implica construir una represa capaz de almacenar mayores cantidades de energía, se decide almacenar como máximo 1 [GWh].

#### 5.3.1. Potencia de bombeo

Para determinar la potencia eléctrica óptima en la operación de bombeo, maximizando el aprovechamiento del vertimiento producido por ambas centrales eólicas, se llevó a cabo una comparación en un rango de potencias factible. Este análisis abarcó un rango de 5 [MW] (mínimo técnico de potencia entregada por ambas centrales, San Pedro I y II) hasta 35 [MW], con incrementos de 0.5 [MW]. El objetivo fue encontrar una potencia óptima, que permita almacenar la mayor cantidad posible de energía vertida por las centrales eólicas.

Utilizando los datos de vertimiento para el año 2023, se determinó una potencia de bombeo óptima igual a 12.5 [MW], la que permitiría aprovechar un total de 6.8 [GWh] de energía anualmente, almacenando así 5.44 [GWh] (considerando una eficiencia del 80%, resultante del proceso de bombeo). Un rango en torno a este óptimo de potencia, de 9 a 15 [MW], obtiene cantidades similares de energía estimada a almacenar (Anexo C.2).

#### 5.3.2. Potencia de generación

La potencia de generación de la CHB está directamente vinculada al caudal de agua suministrado a la turbina (ecuación 2.13 para turbinas). A medida que el caudal aumenta, la potencia generada por la turbina también incrementa. No obstante, la cantidad de horas durante las cuales se puede mantener esta potencia depende igualmente del caudal, dado que el embalse superior se vacía a medida que el agua se utiliza para la generación de electricidad. Los valores estimados para estas variables<sup>19</sup> se presentan en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Cantidad de horas de funcionamiento según potencia de generación. Fuente: Elaboración propia.

<b>Potencia [MW]</b>	150	75	37,5	30	15	12,5	6,25
<b>Nº de horas</b>	6	12	24	30	60	72	144
<b>Caudal requerido [<math>m^3/s</math>]</b>	34	17	8,5	6,8	3.4	2,8	1,4

Debido a los altos caudales necesarios para operar a potencias más elevadas, se prefiere trabajar con potencias de generación cercanas a 12.5 [MW], hasta un valor máximo de 15 [MW]. De esta forma, se requieren diámetros menores para las tuberías forzadas, lo que

<sup>19</sup> Almacenamiento de 1 [GWh], asumiendo eficiencia del 90% y altura neta 500 [m].

reduce las complicaciones técnicas y los costos asociados con la instalación y mantenimiento de estas infraestructuras.

## 5.4. Caudales de diseño

### 5.4.1. Fuente hídrica

Actualmente, no se dispone de datos hidrológicos correspondientes al río Coluco, que se utilizará como fuente y repositorio inferior de agua. Para estimar el caudal disponible en dicho río, se considera una profundidad entre 3 y 6 metros, con un ancho promedio de 14 metros [30]. Utilizando la fórmula de Manning (ecuación 2.14), se calcula una velocidad del río de 11.9 [m/s] (Anexo C.1). Con este valor, se tiene una estimación de caudal de 747.5 [ $m^3/s$ ] entregado por el río.

### 5.4.2. Caudal de bombeo y generación

El caudal aproximado de bombeo<sup>20</sup> es de 1.86 [ $m^3/s$ ] para una potencia de 12.5 [MW]. Sin embargo, el valor real puede ser menor para la potencia mencionada, si se consideran también las pérdidas de presión asociadas al transporte a través de las tuberías.

El caudal mínimo que debe pasar por la turbina<sup>21</sup> para generar los 12.5 [MW] de diseño es de 2.8 [ $m^3/s$ ], y de 3.4 [ $m^3/s$ ] para alcanzar la generación máxima de 15 [MW]. Cabe destacar que, estos valores requeridos pueden ser mayores, al considerar además las pérdidas de carga presentes en las tuberías forzadas.

Ambos valores de caudal se determinarán de forma más exacta en la etapa siguiente, habiendo dimensionado pérdidas asociadas a las tuberías.

## 5.5. Selección de tecnología de generación

Considerando el criterio de velocidad específica  $N_s$  (ec. 2.1), se determina que en la mayoría de los casos, para el caudal de generación propuesto<sup>22</sup>, se obtienen valores  $N_s$  menores a 30. Por ello, se sigue la recomendación de utilizar una turbina Pelton por sobre una turbina Francis (gráfico Figura 2.2).

---

<sup>20</sup> Asumiendo una eficiencia 80 % de la bomba.

<sup>21</sup> Asumiendo una eficiencia 90 % de la turbina.

<sup>22</sup> Para la potencia máxima, 3.4 [ $m^3/s$ ], con altura neta 495 [m].

Tabla 5.3: Valores posibles de velocidad específica, según la velocidad de giro del eje del generador sincrónico de 50 [Hz]. Fuente: Elaboración propia.

Nº Polos	Velocidad giro [RPM]	Velocidad específica $N_s$
48	125	2,21
24	250	4,41
12	500	8,83
8	750	13,24
4	1500	26,48
2	3000	52,96

## 5.6. Disposición de tuberías

La disposición propuesta para las tuberías de la central hidráulica de bombeo consiste en una instalación que inicia a una altura de 650 metros sobre el nivel del mar, desde el reservorio superior, y desciende hasta los 110 metros a lo largo de un trayecto de 3.950 metros hasta llegar a la sala de máquinas. Una representación en 3D, con el perfil de elevación de las tuberías, se presenta en la Figura 5.3. Se deben llevar a cabo movimientos de tierra para eliminar pendientes pronunciadas y nivelar irregularidades del terreno.

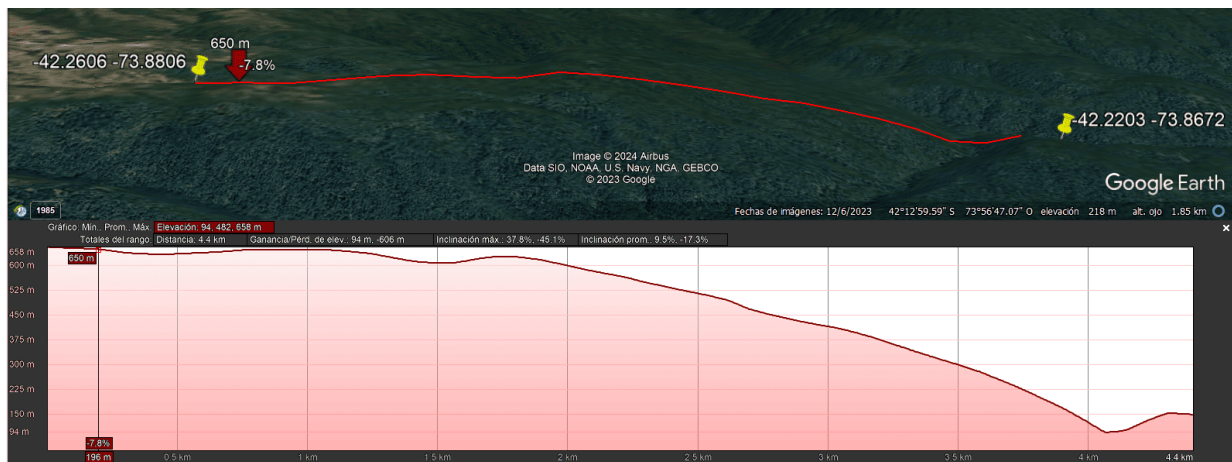


Figura 5.3: Disposición de las tuberías forzadas de la central, con su perfil de elevación. Fuente: Google Earth Pro.

Las tuberías de succión requeridas para el bombeo de agua, se deben instalar con la respectiva captación de agua a una altura superior a la presente en la sala de máquinas, donde las bombas se encuentran a una altura de 110 [m]. Por ende, se decide que la altura de succión sea de 20 [m] por encima de la sala de máquinas, aprovechando la pendiente que presenta el río Coluco en esta zona geográfica. El recorrido de esta tubería, tendrá una extensión de 415 [m]. Las coordenadas para ambos puntos de conexión, se presentan en la Tabla 5.4. La ubicación en el mapa, con su respectivo perfil de elevación, se presenta en la Figura 5.4.

Tabla 5.4: Datos ubicación tubería de succión de la central. Fuente: Elaboración propia.

Ubicación	m.s.n.m.	Latitud	Longitud
Captación de agua	130	42°13'43.88"S	73°51'56.66"O
Sala de máquinas	110	42°13'34.25"S	73°52'7.20"O



Figura 5.4: Disposición de las tuberías de succión para la central, con su perfil de elevación. Fuente: Google Earth Pro.

La descarga desde el sistema de bombas, se conecta hacia la tubería forzada, que servirá para transportar el agua desde el río, pasando por la sala de máquinas, hasta el embalse superior.

## 5.7. Subestaciones eléctricas

Para transmitir la energía generada por la CHB hacia el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través de las líneas disponibles, se requiere una subestación eléctrica que eleve el voltaje hasta 110 [kV]. Además, será necesaria otra subestación, que reduzca los 110 [kV] salientes de la subestación San Pedro, a una tensión menor para la operación del sistema de bombeo de la central.

Adicionalmente, se requiere una subestación que suministre baja tensión a otros servicios de la central, como salas de control, oficinas, bodegas, y demás instalaciones auxiliares.



## 5.8. Transmisión de la energía eléctrica

La energía generada por la CHB debe ser transportada desde el generador hasta una subestación elevadora. Posteriormente, esta subestación elevadora debe conectarse a las líneas de transmisión existentes del sistema. Estas líneas de transmisión están conectadas actualmente desde la subestación San Pedro, perteneciente a la central eólica, hasta la subestación Chiloé, perteneciente al SEN. La disposición de estas líneas con estas dos últimas subestaciones se muestra en la Figura 5.5.



Figura 5.5: Disposición de las líneas de transmisión de la central eólica San Pedro, con las actuales subestaciones conectadas. Fuente: Energía Maps, Comisión Nacional de Energía.

Estas líneas de transmisión, denominadas tramo San Pedro de Dalcahue - Chiloé (identificación CEN: LT028-T0003), pertenecen a la empresa Alba SpA, tienen una extensión de 22.12 [km], operando a 110 [kV]. Entraron en operación el año 2014, para conectar la central eólica con el antiguo Sistema Interconectado Central (SIC), ahora SEN.

## 5.9. Componentes auxiliares

### 5.9.1. Válvulas principales

Al trabajar con tuberías forzadas de gran extensión, el extremo inferior (de alta presión), debe contar con una válvula de cierre para interrumpir el suministro de agua. Esto permite el desagüe de la turbina para inspección y mantenimiento sin necesidad de desaguar la tubería forzada. Por ello, se propone el uso de válvulas esféricas, las que se han fabricado con diámetros de hasta 4.6 metros y utilizado para alturas netas de hasta 1.200 metros [31].

## 5.9.2. Estanque de compensación (Surge Tanks)

En una instalación con gran altura neta, cuya tubería forzada es muy extensa, un cambio rápido en la tasa de flujo a través de la turbina puede provocar aumentos de presión conocidos como golpe de ariete. Para minimizar los efectos de estas diferencias de presión, el sistema de conductos de agua puede requerir uno o más estanques de compensación (torres piezométricas). Este último, absorbe las fluctuaciones de presión al permitir que el agua entre o salga del depósito. Esto reduce la velocidad de los cambios de presión en los conductos de agua, disminuyendo así el riesgo de daños por golpe de ariete y estabilizando el flujo dentro del sistema hidráulico.

## 5.9.3. Toberas (Nozzle)

Las turbinas Pelton, al ser turbinas de impulso, requieren de un chorro de agua de alta velocidad dirigido hacia las cucharas del rotor para generar energía. Las toberas de tipo needle nozzle (conocidas en español como inyector con válvula de aguja), permiten controlar el flujo de agua, al ajustar el tamaño y dirección del chorro. De esta forma, se busca maximizar la conversión de la energía cinética del agua en energía mecánica rotacional, reduciendo las pérdidas y mejorando la eficiencia global de la turbina.

## 5.10. Diagrama conceptual

En la Figura 5.6, se presenta en forma esquemática el diseño propuesto para la central, con una disposición de  $n$  bombas en serie para alcanzar la altura de bombeo requerida.

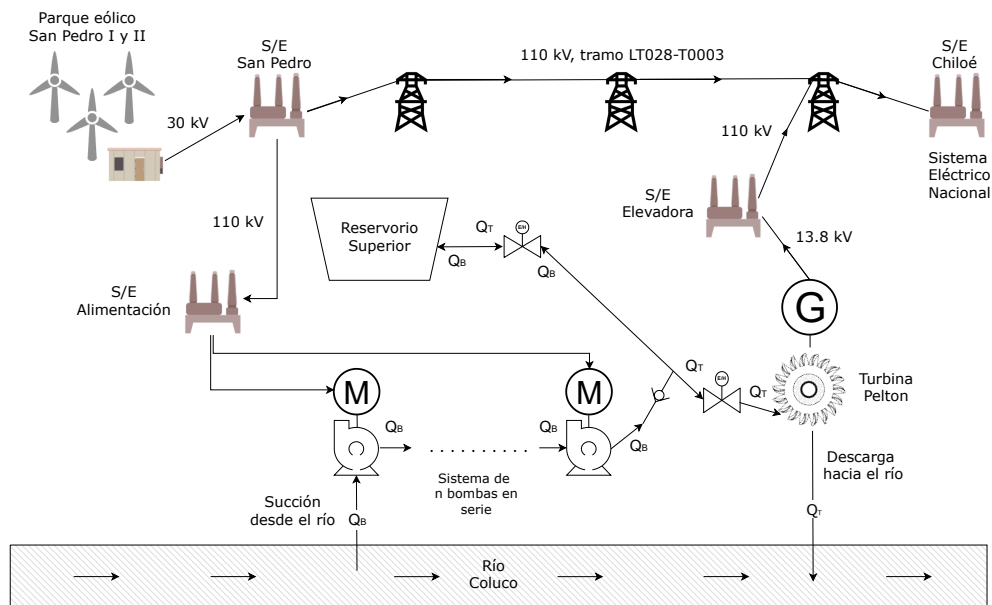


Figura 5.6: Esquema de la central de almacenamiento propuesta. Fuente: Elaboración propia.

Las cotas referenciales de altitud, se muestran en la Figura 5.7. Se asume una altura de volumen muerto  $h_m = 2$  [m], y altura de volumen inactivo  $h_i = 2$  [m], quedando así el nivel mínimo de operación para el embalse a 654 m.s.n.m.

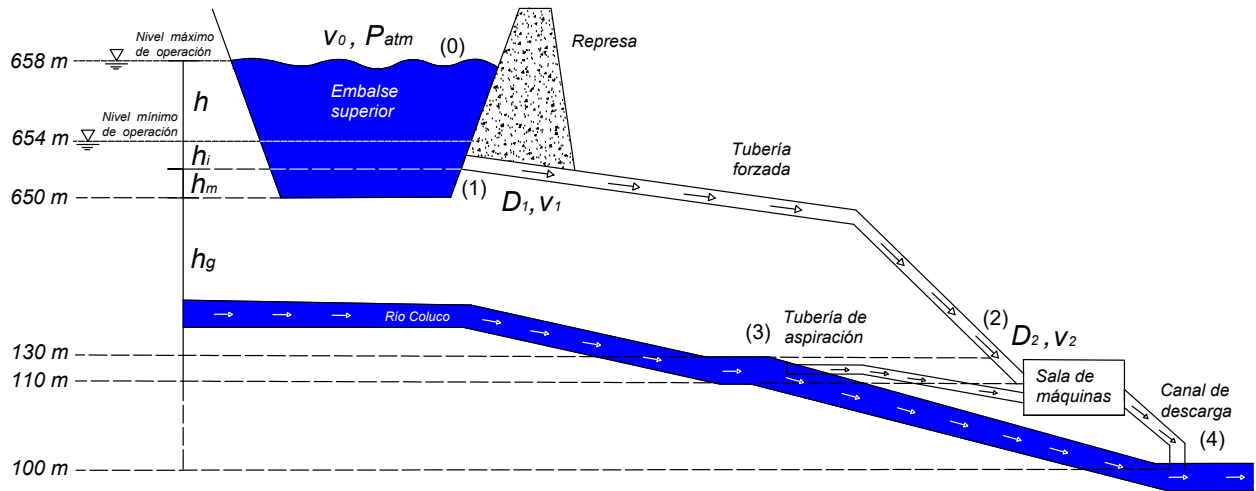


Figura 5.7: Cotat referenciales de altitud para la central propuesta. Fuente: Elaboración propia.

# Capítulo 6

## Ingeniería Básica

### 6.1. Sistema de tuberías forzadas

Se conocen como datos la altura disponible del embalse (540 [m]), nivel del agua en la represa a altura máxima 548 [m], altura mínima 544 [m], y el largo de la tubería  $L = 3950$  [m].

Para un rango de potencia hasta 15 [MW], se calculan los posibles diámetros mínimo y máximo que cumplan con el requisito de velocidad máxima de flujo  $v_{f,max} = 10$  [m/s] dentro de la tubería (para evitar problemas de cavitación) [32]. De esta forma, se evalúa un diámetro mínimo de 0,66 [m] para la tubería, hasta un máximo de 1,27 [m] (valor recomendado por la ecuación 2.6). Considerando estos valores, se estudian los diámetros 0.7, 0.8, 0.9, 1, 1.2 y 1.4 metros (ofrecidos comercialmente), considerando ahora pérdidas de carga.

#### 6.1.1. Pérdidas de carga

Para calcular las pérdidas de carga en una tubería utilizando la ecuación de Darcy-Weisbach (ec. 2.2), se requieren como parámetros la longitud de la tubería  $L$ , el factor  $f$ , la velocidad del flujo  $V$  y el diámetro de la tubería  $D$ .

La velocidad promedio del fluido en la tubería se obtiene a partir del teorema de Torricelli (ec. 2.7), multiplicada por un coeficiente de descarga, obtenido de la ecuación 2.8. Al trabajar con un flujo completamente turbulento ( $Re \gg 4000$ ), el coeficiente de descarga alcanza un valor  $\mu_o = 0,592$ . De esta forma, la velocidad del flujo se calcula mediante:

$$v_f = \mu_o \cdot \sqrt{2gh} = 0,592 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot h} \quad (6.1)$$

con  $h$  el nivel de agua presente en el embalse (valor mínimo 1 [m] y máximo 5 [m]) y  $g$  la aceleración de gravedad.

Para un diámetro de tubería  $D$ , se obtiene un caudal máximo promedio  $Q_{max} = v_f \cdot \frac{\pi D^2}{4}$ , y el número de Reynolds  $Re = \frac{\rho v_f D}{\mu}$ , con densidad  $\rho = 1000$  [kg/m<sup>3</sup>] y viscosidad dinámica  $\mu = 0.001$  [Pa s] para el agua.

Utilizando el mismo diámetro, conociendo el número de Reynolds se calcula el coeficiente  $f$ , a través de la ecuación 2.3 (fórmula de Colebrook-White), o la ecuación 2.4 (fórmula de Swamee-Jain). En el primer caso, se calcula iterando computacionalmente a través del código D.1, variando los parámetros  $v_f$  y  $D$ , según corresponda. En el segundo caso (ec. 2.4), el valor se calcula directamente de la fórmula. En ambos casos, se utiliza  $\epsilon = 0,00004572$  [m], que es la rugosidad absoluta de un acero comercial ( $150 \times 10^{-6}$  [ft]) [33].

Conociendo el valor de  $f$ , se utiliza la ecuación 2.2 para obtener  $H_{loss}$ , considerando  $L = 3950$  [m]. El porcentaje de pérdida de carga se calcula mediante la expresión  $H_{ratio} = \frac{H_{loss}}{H_g}$ , utilizando la altura bruta  $H_g = 540 + h_m + h_i + h$  [m] (con  $h_m = 2$  [m] la altura del volumen muerto del embalse,  $h_i = 2$  [m] la altura inactiva y  $h$  el nivel de agua presente en el embalse).

Las pérdidas de carga  $h_e$  asociadas a la entrada de la tubería, se calculan con la ecuación 2.9, con un coeficiente de fricción  $f_e = 1.0$ , que es el caso de una tubería proyectando hacia adentro [33]. Para las pérdidas  $h_v$  asociadas a válvulas, se utiliza la ecuación 2.10, requiriendo conocer el factor  $f_v$ . Mediante el método de longitud equivalente representativa (L/D), para una válvula de bola reprimida (Trunnion-Mounted ball valve) completamente abierta, se tiene  $f_v = 150 \cdot f$  [33]. Se multiplica el valor obtenido por la cantidad de válvulas presentes en este sistema, en este caso, 2 válvulas principales.

Para obtener la potencia máxima esperada a generar, se utiliza la ecuación 2.13 para turbinas, considerando  $\eta = 90\%$ ,  $Q = Q_{max}$  y  $H_n = H_g - H_{loss} - h_e - h_v$ .

Para los diámetros estudiados, se descartan aquellos que, pese a cumplir con la primera condición impuesta para velocidad de flujo ( $v_{f,max} < 10$  [m/s]), no cumplen con el criterio de pérdidas de carga  $H_{ratio} = \frac{H_{loss}}{H_g} \leq 15\%$  [32]. Se selecciona el diámetro  $D = 1$  [m], dado que este es el menor diámetro posible que cumple con ambas condiciones establecidas.

Los valores obtenidos mediante este método, para el diámetro seleccionado  $D = 1$  [m], se muestran en la Tabla 6.1, calculados mediante la fórmula de Swamee-Jain. Se obtuvieron resultados similares al trabajar con la fórmula de Colebrook-White, presentando únicamente variaciones numéricas mínimas que no afectan a la selección del diámetro (Anexo Tabla D.1).

De estos resultados, se espera una altura neta  $H_n$  máxima de 526.5 [m] (alcanzada para un nivel de agua en el embalse de 1 metro), y  $H_n$  mínima de 464.4 [m] (nivel de agua en embalse igual a 5 metros).

Tabla 6.1: Parámetros obtenidos para  $D = 1$  [m], mediante ecuaciones de Swamee-Jain y Darcy-Weisbach. Fuente: Elaboración propia.

Nivel agua embalse (m)	$v$ (m/s)	$Q_{max}$ ( $m^3/s$ )	Re	f	$H_{loss}$ (m)	$H_{ratio}$	$h_e$ (m)	$h_v$ (m)	$P_{max}$ Turbina (MW)
1	2,62	2,06	2,6,E+06	0,01152	15,9	3 %	0,4	1,2	9,6
1,2	2,87	2,26	2,9,E+06	0,01144	19,0	3 %	0,4	1,4	10,4
1,4	3,10	2,44	3,1,E+06	0,01138	22,1	4 %	0,5	1,7	11,2
1,6	3,32	2,61	3,3,E+06	0,01134	25,1	5 %	0,6	1,9	11,9
1,8	3,52	2,76	3,5,E+06	0,01129	28,1	5 %	0,6	2,1	12,5
2	3,71	2,91	3,7,E+06	0,01126	31,2	6 %	0,7	2,4	13,1
2,2	3,89	3,05	3,9,E+06	0,01123	34,2	6 %	0,8	2,6	13,7
2,4	4,06	3,19	4,1,E+06	0,01120	37,2	7 %	0,8	2,8	14,2
2,6	4,23	3,32	4,2,E+06	0,01117	40,2	7 %	0,9	3,1	14,7
2,8	4,39	3,45	4,4,E+06	0,01115	43,2	8 %	1,0	3,3	15,2
3	4,54	3,57	4,5,E+06	0,01113	46,2	8 %	1,1	3,5	15,6
3,2	4,69	3,68	4,7,E+06	0,01111	49,2	9 %	1,1	3,7	16,0
3,4	4,84	3,80	4,8,E+06	0,01109	52,2	10 %	1,2	4,0	16,4
3,6	4,98	3,91	5,0,E+06	0,01108	55,2	10 %	1,3	4,2	16,8
3,8	5,11	4,01	5,1,E+06	0,01106	58,2	11 %	1,3	4,4	17,1
4	5,24	4,12	5,2,E+06	0,01105	61,2	11 %	1,4	4,6	17,4
4,2	5,37	4,22	5,4,E+06	0,01103	64,2	12 %	1,5	4,9	17,8
4,4	5,50	4,32	5,5,E+06	0,01102	67,1	12 %	1,5	5,1	18,1
4,6	5,62	4,42	5,6,E+06	0,01101	70,1	13 %	1,6	5,3	18,4
4,8	5,75	4,51	5,7,E+06	0,01100	73,1	13 %	1,7	5,6	18,6
5	5,86	4,61	5,9,E+06	0,01099	76,1	14 %	1,8	5,8	18,9

### 6.1.2. Esfuerzos y material seleccionado

Para calcular los esfuerzos a los que se verá sometida la tubería, se debe definir una presión de diseño  $P_D$ . Considerando una presión total dentro de la tubería  $P_{total} = P_{atm} + P_{estática} + P_{dinámica}$ , se determina como presión de diseño  $P_D = P_{total}$ . Estas variables toman los valores siguientes:

- La presión atmosférica, asumida para condición 0 m.s.n.m. (para sobredimensionar este valor),  $P_{atm} = 101325$  [Pa].
- La presión estática en la tubería, para la cual se considera la altura bruta máxima  $H_g = 548$  [m],  $P_{estática} = \rho g H_g = 5375880$  [Pa].
- La presión dinámica, para la velocidad máxima saliente del reservorio  $v = 5.86$  [m/s] (nivel de agua en el embalse igual a 5 metros),  $P_{dinámica} = \frac{1}{2} \rho v^2 = 17405$  [Pa].
- La presión total, como la suma de las presiones anteriores,  $P_{total} = 5494610$  [Pa].

Se considera además un factor de seguridad  $F_s = 2.5$ . Este factor incluye las condiciones de golpe de ariete, provocados tanto en operación normal (sobre-presión de un 25 % la presión estática de diseño, en el caso de turbinas Pelton) como en emergencias (un 100 % mayor a la presión estática) [34].

En el caso de una tubería circular con fluido a presión uniforme (envolvente cilíndrica de paredes delgadas), se calculan los esfuerzos de tracción tangencial y tracción longitudinal mediante las ecuaciones 6.2 y 6.3, respectivamente:

$$\sigma_1 = \frac{PD}{2t} \quad (6.2)$$

$$\sigma_2 = \frac{PD}{4t} \quad (6.3)$$

donde  $P$  es la presión interna de la tubería en [MPa],  $D$  el diámetro interno en [mm] y  $t$  el espesor de la tubería en [mm].

El tercer esfuerzo principal  $\sigma_3$  es la presión radial, cuyo valor varía entre  $P$  en la cara interior de la envolvente y cero en la exterior. Sin embargo, este valor es despreciable con respecto a  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$  en paredes de envolvente delgada [35]. Al despreciar este tercer esfuerzo principal, el esfuerzo equivalente de Von Mises queda dado por la expresión:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1\sigma_2} \quad (6.4)$$

Se tienen los siguientes esfuerzos calculados (Tabla 6.2), según el espesor a utilizar en las paredes de la tubería (haciendo  $P = F_s \cdot P_D = 13.74$  [MPa] y  $D = 1000$  [mm]):

Tabla 6.2: Esfuerzos calculados para la tubería, según el espesor a utilizar.  
Fuente: Elaboración propia.

Espeor [mm]	$\sigma_1$ [MPa]	$\sigma_2$ [MPa]	$\sigma_{eq}$ [MPa]
15	457,9	228,9	396,5
16	429,3	214,6	371,8
17	404,0	202,0	349,9
18	381,6	190,8	330,4
19	361,5	180,7	313,1
20	343,4	171,7	297,4
21	327,1	163,5	283,2
22	312,2	156,1	270,4
23	298,6	149,3	258,6
24	286,2	143,1	247,8
25	274,7	137,4	237,9

Entre los aceros utilizados en la industria hidroeléctrica, se encuentra el acero al carbono de grado S355J2, cuya aplicación se remonta al año 1950 [36]. Este material, si bien tiene un límite elástico mínimo  $\sigma_{y,min} = 355$  [MPa], puede alcanzar los valores  $\sigma_y = 385$  [MPa] y resistencia a la tracción  $\sigma_R = 531$  [MPa] [37]. Para un espesor  $t = 20$  [mm], se cumple que  $\max\{\sigma_1, \sigma_2, \sigma_{eq}\} \leq \sigma_{y,min}$ . Por ello, se selecciona como espesor de tubería  $t = 20$  [mm], utilizando como material acero de grado S355J2.

A este valor  $t$ , se debe adicionar un margen que considere las pérdidas de material ocasionadas por abrasión y/o corrosión, aumentando la vida útil de la tubería. Se establece un espesor adicional de 5 [mm], teniendo en total 25 [mm] en la pared de tubería. Este espesor adicional no se considera en los cálculos de esfuerzos en la tubería.

Para el diámetro y espesor total considerado, es posible encontrar en el mercado fabricantes que ofrecen tuberías de hasta 12 metros de longitud. Tomando en cuenta esta medida, se requieren al menos 332 unidades de tubería para cubrir la distancia entre el reservorio superior y la sala de máquinas.

## 6.2. Turbina

Para dimensionar la turbina Pelton a utilizar, se consideran los valores de caudal nominal  $Q = 3.57$  [ $m^3/s$ ] y altura neta nominal  $H_n = 495$  [m] (nivel de agua en el embalse igual a 3 metros).

### 6.2.1. Velocidad específica

El rango de eficiencia máxima para una turbina Pelton simple (1 rodete, 1 chorro), se encuentra para valores de  $n_s$  entre 8 y 27 (límites prácticos) [38]. Dentro de este rango, se selecciona el mayor valor de  $n_s$  posible (a fin de minimizar el tamaño de la turbina), dado por la ecuación:

$$n_s = \frac{N_T CV^{1/2}}{H_n^{5/4}} \quad (6.5)$$

Donde  $CV = \frac{\eta \rho g H_n Q \cdot 10^6}{0.7457} = 20922.8$  [CV] es la potencia en caballos de vapor. Ya que  $N_T$  es la velocidad de giro de la turbina en [RPM], cuyos valores posibles son discretos y dependen de la cantidad de polos presentes en el generador (ec. 2.16), se tiene una velocidad específica máxima  $n_s = 26.55$ , con  $N_T = 428.57$  [RPM] (generador de 14 polos).

### 6.2.2. Inyector

#### 6.2.2.1. Velocidad en inyector

Para el coeficiente de tobera/inyector, se utiliza el valor  $C_{vt} = 0.98$ , considerando que los valores típicos fluctúan entre 0,97 y 0,99 [38]. Con ello, se obtiene una velocidad de salida



del agua en el inyector:

$$c_1 = C_{vt} \cdot \sqrt{2gH_n} = 0.98 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 495} = 96.6 \text{ [m/s]}$$

### 6.2.2.2. Diámetro del chorro

Para el caudal  $Q$  conocido, el diámetro de chorro producido en el inyector se calcula mediante la expresión:

$$d_0 = \sqrt{\frac{4Q}{\pi c_1}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3.57}{\pi \cdot 96.6}} = 0.2169 \text{ [m]} = 216.9 \text{ [mm]}$$

Este valor calculado se aproxima a 0.22 [m], considerando que la boca de la tobera deberá soportar un diámetro máximo de chorro  $d_{0,max} = 220$  [mm].

### 6.2.2.3. Dimensiones

El diámetro de salida del inyector, se calcula en base al diámetro de chorro  $d_0$ , mediante la expresión:

$$d = \frac{d_0}{C_c}$$

Asumiendo un coeficiente de contracción  $C_c = 0.8$ , se tiene un diámetro  $d = 275$  [mm], el cual soporta el valor de  $d_{0,max}$  esperado.

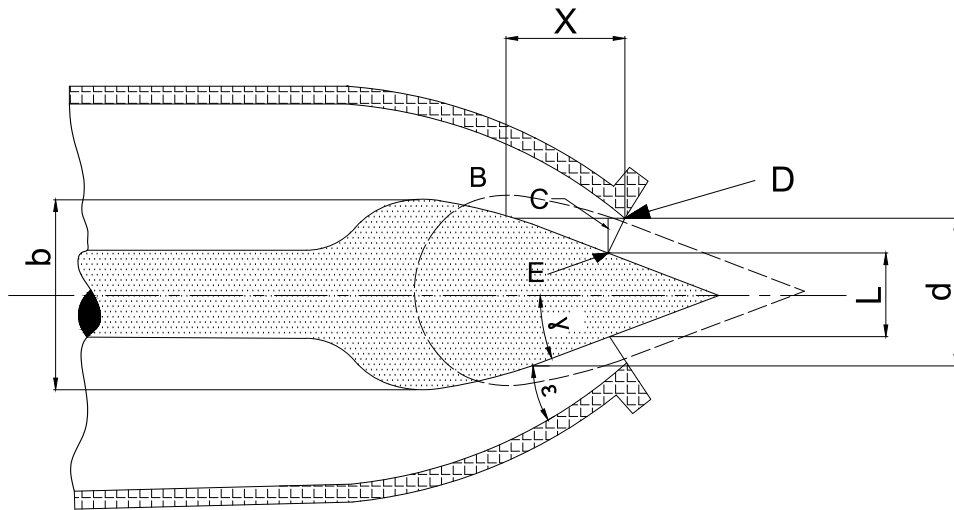


Figura 6.1: Dimensiones principales del inyector. Fuente: Adaptado de Ma-taix, C., “Turbomáquinas” [38].

Los ángulos deben encontrarse en un rango  $20^\circ \leq \gamma \leq 30^\circ$  y  $30^\circ \leq \epsilon \leq 45^\circ$ . Por ello, se consideran los valores  $\gamma = 25^\circ$  y  $\epsilon = 45^\circ$ .

El diámetro del bulbo, es  $b = 350$  [mm], estando dentro de los valores recomendados

$$b = (1.25 - 1.30)d.$$

### 6.2.3. Rodete

#### 6.2.3.1. Coeficiente de velocidad periférica

Para la condición de eficiencia máxima, debe cumplirse que  $c_1 = 2 \cdot u$ , con  $u$  la velocidad tangencial de las cucharas de la turbina, calculada como:

$$u = \phi \sqrt{2gH_n}$$

El coeficiente de velocidad periférica es  $\phi = 0,49$  para la condición de eficiencia máxima, por lo que  $u_{max} = 48.29$  [m/s]. Sin embargo, en la práctica, este coeficiente  $\phi$  toma valores entre 0,44 y 0,46. A continuación, se seguirá utilizando el valor teórico con el fin de sobredimensionar levemente la potencia tolerada por la turbina.

#### 6.2.3.2. Diámetro característico

El diámetro principal depende de la velocidad tangencial  $u$  y la velocidad de rotación  $N_T$  del eje de la turbina. Se calcula mediante la fórmula:

$$D = \frac{\phi \sqrt{2gH_n}}{\pi N_T} = \frac{0.49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 495}}{\pi \frac{428.57}{60}} = 2.15 [m] \approx 2.2 [m]$$

Para este diámetro característico, se tiene la relación de diámetros  $\delta = \frac{d_0}{D} = \frac{0.22}{2.2} = 0.1$ . Este valor cumple con la recomendación  $\delta \leq 0.1$  como parámetro de diseño para lograr un buen rendimiento de turbina [38].

### 6.2.4. Cucharas o cangilones

La cantidad  $z$  de cucharas, se determina utilizando la fórmula de Taygun (ec. 6.6):

$$z = 15 + \frac{1}{2\delta} = 15 + \frac{1}{2 \cdot 0.1} = 20 \quad (6.6)$$

Al requerirse 20 cucharas en la turbina, se tiene un paso  $\theta = \frac{2\pi}{z} = 0,3142 = 18^\circ$ . La disposición de los álabes para este valor de  $\theta$ , se muestra en el esquema de la Figura 6.2.

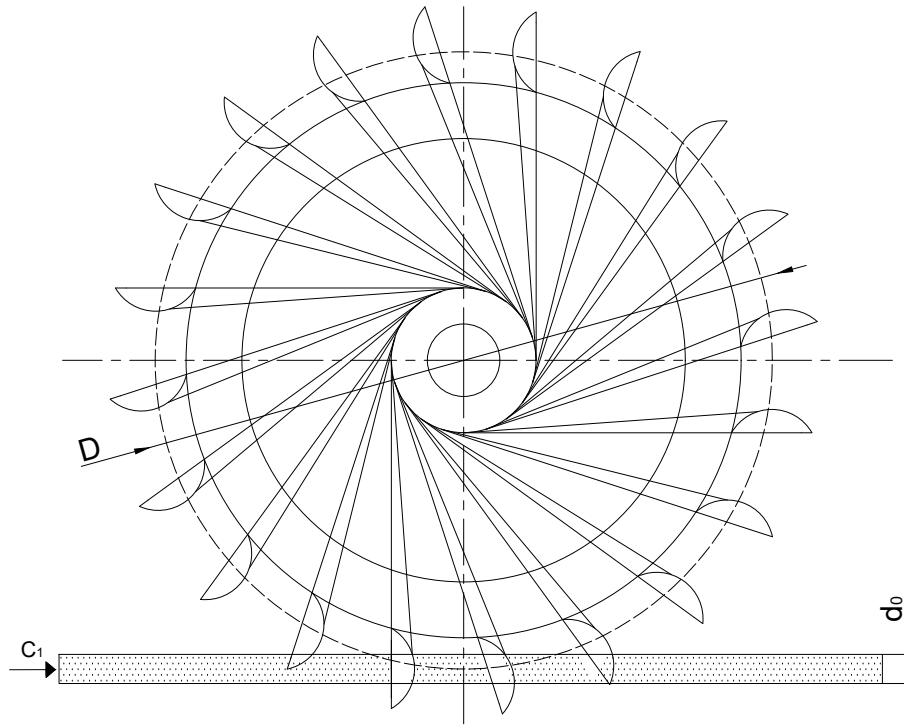


Figura 6.2: Diagrama de turbina Pelton con 20 cucharas, con paso  $18^\circ$ .  
Fuente: Elaboración propia.

Para determinar las dimensiones las cucharas, se utilizan las relaciones empíricas presentes en la Tabla 6.3, la que además muestra los valores adoptados para estas. Las dimensiones a las que se hace referencia en la tabla, se presentan en la Figura 6.3. Para los ángulos mencionados en la misma figura (sección A-A), se adopta  $\alpha = 10^\circ$  y  $\beta = 8^\circ$ .

Tabla 6.3: Dimensiones cucharas. Fuente: Adaptado de Mataix, C. [38].

Dimensión	Relación empírica	Valor adoptado
$\gamma$	96 a $105^\circ$	$100^\circ$
$m_1$	$(0.18 \text{ a } 0.20) d_0$	0.04 [m]
$m$	$(0.95 \text{ a } 1.05) d_0$	0.22 [m]
$B$	$(2.80 \text{ a } 3.20) d_0$	0.66 [m]
$L$	$(2.30 \text{ a } 2.80) d_0$	0.55 [m]
$T$	$(0.60 \text{ a } 0.90) d_0$	0.15 [m]
$S$	$(1.1 \text{ a } 1.2) d_0$	0.25 [m]

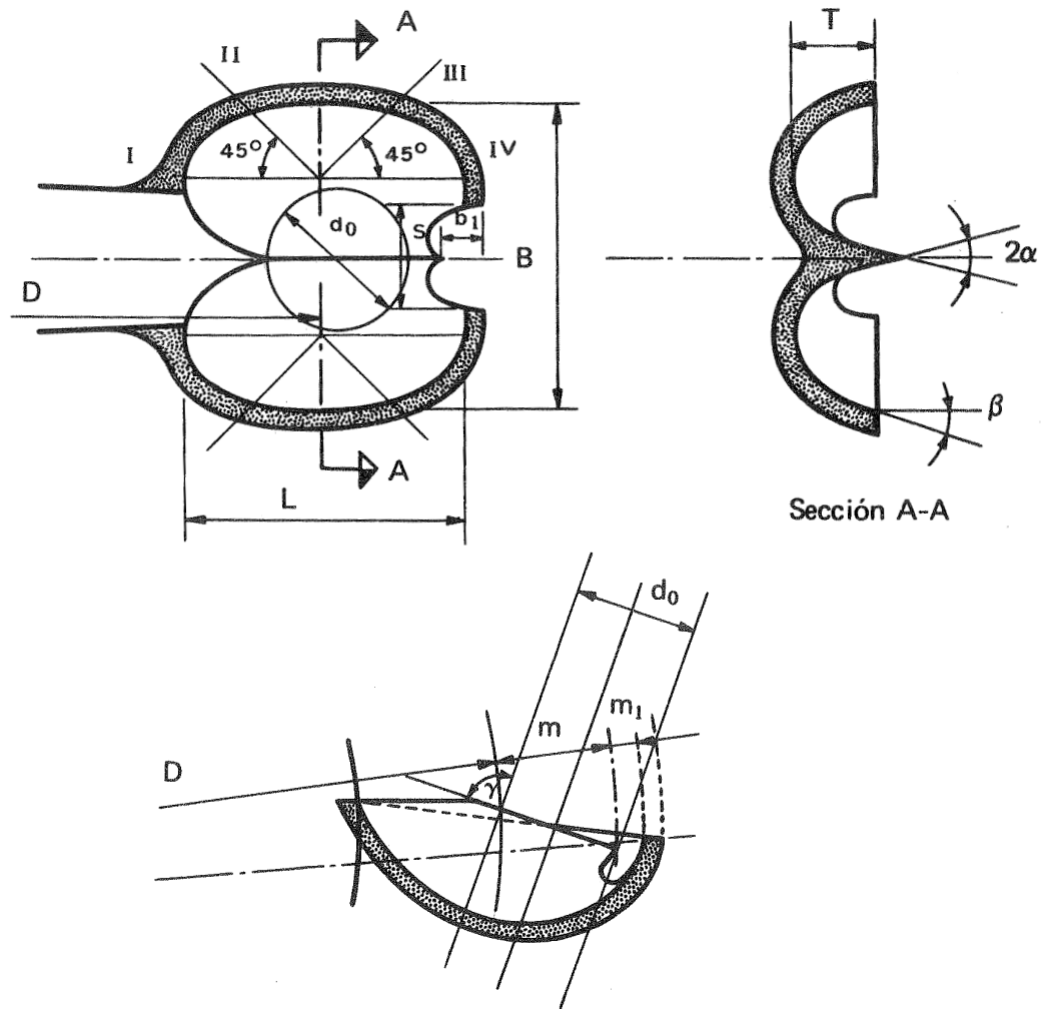


Figura 6.3: Dimensiones principales de las cucharas. Fuente: Mataix, C., “Turbomáquinas” [38].

### 6.2.5. Velocidad de embalamiento

Para una turbina Pelton, se estima un valor  $N_e \approx 1.9 \cdot N_T$ , que es la velocidad a la cual giraría el eje de la turbina en caso de desconexión del generador eléctrico [6]. De esta forma, se tiene una velocidad de embalamiento estimada  $N_e = 814.3$  [RPM].

## 6.3. Generador

Las características principales del generador eléctrico requerido se presentan en la Tabla 6.4. El voltaje de salida depende de lo ofrecido por cada fabricante, pudiendo llegar a 13,8 [kV] en el caso de generadores para centrales hidroeléctricas pequeñas [39].

Tabla 6.4: Características requeridas para el generador. Fuente: Elaboración propia.

<b>Datos de placa generador</b>	
Tipo generador	Sincrónico
Disposición	Horizontal
Unidades	1
Nº de polos	14
Velocidad nominal	429 [RPM]
Frecuencia	50 [Hz]
Potencia nominal	15 [MW]
Factor Potencia	0.95
Potencia aparente	15.8 [MVA]

## 6.4. Bombas

### 6.4.1. Carga dinámica total (TDH)

Para la selección de bombas, se debe conocer la carga dinámica total (ec. 6.7), cuyo valor permite seleccionar una bomba que pueda proporcionar el flujo y la presión necesarios para el correcto funcionamiento del sistema.

$$TDH = (z_2 - z_1) + \frac{p_2 - p_1}{\rho g} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} + \text{Perdidas} \quad (6.7)$$

- La diferencia de alturas ( $z_2 - z_1$ ) es igual a la resta entre la altura bruta  $H_g$  máxima 548 [m] (nivel de embalse lleno, para considerar el caso de mayor carga) y la elevación de la toma de agua en el río (20 [m] sobre la casa de máquinas), con un valor de 528 [m].
- Los puntos de succión  $p_1$  (toma del río) y de descarga  $p_2$  (superficie del embalse) se encuentran a presión atmosférica, por lo que se asume  $p_1 = p_2$ .
- La velocidad promedio del fluido en la entrada  $v_1$  y salida  $v_2$  se asumen iguales a la razón entre el caudal de paso y el área de entrada/salida en la bomba  $Q/A$  (continuidad de fluido incompresible en tuberías). Para un caudal de 1.75 [ $m^3/s$ ], se tiene  $v_1 = 4.55$  [m/s] y  $v_2 = 6.19$  [m/s] (diámetro de entrada 0.7 [m] y salida 0.6 [m]).
- Para las pérdidas de carga, se consideran aquellas presentes en la línea de succión, línea de descarga y paso a través de tuberías forzadas (penstock). Los valores utilizados, se muestran en la Tabla 6.5. Se tiene una pérdida de carga total de 42.7 [m].

Tabla 6.5: Pérdidas de carga consideradas en el sistema de bombeo. Fuente: Elaboración propia.

Sección	Componente	Cantidad	Coefficiente K	Pérdidas [m]
Succión D = 0,7 [m] f = 0,011796	Válvula de pie	1	4,95	5,22
	Tubería	415 [m]	-	7,37
	Codo 45°	2	0,19	0,40
	Válvula mariposa	1	0,53	0,56
	Codo 90°	2	0,35	0,75
Descarga D = 0,6 [m] f = 0,011958	Válvula mariposa	9	0,54	9,46
	Tubería	8 [m]	-	0,31
	Difusor 45°	4	0,33	2,58
	Válvula check	1	1,20	2,33
	Tee	1	0,72	1,40
Descarga (penstock) D = 1 [m] f = 0,011602	Tubería	3950 [m]	-	11,60
	Codo 45°	1	0,19	0,05
	Válvula bola	1	1,74	0,44
	Salida	1	1,00	0,25
			<b>Total</b>	<b>42,7</b>

De esta forma, la carga dinámica total TDH que debe elevar el sistema de bombas es de 571.6 [m].

#### 6.4.2. Carga neta de succión positiva disponible ( $NPSH_d$ )

Para una bomba que impulsa un fluido ubicado por encima de la línea de succión, se calcula la carga neta de succión positiva disponible mediante la expresión:

$$NPSH_d = h_{sp} + h_s - h_f - h_{vp} \quad (6.8)$$

- La carga de presión estática (absoluta) del fluido en el depósito  $h_{sp} = 101325$  [Pa], por encontrarse el río a presión atmosférica.
- La diferencia de elevación entre la toma de agua y la entrada de succión a la bomba  $h_s = 20$  [m] (valor positivo al encontrarse la captación de agua por encima del nivel de la bomba).
- Las pérdidas de carga en la línea de succión  $h_f = 14.3$  [m].
- La carga de presión de vapor a la temperatura de bombeo (asumida 10°C), para una presión de vapor (absoluta)  $p_{vp} = 1228$  [Pa] y peso específico del fluido  $\gamma = 9804$  [N/m<sup>3</sup>] [16]:

$$h_{vp} = p_{vp}/\gamma = 0.1253 \text{ [m]}$$

Considerando estos valores, para la instalación propuesta se tiene una carga neta de succión positiva disponible  $NPSH_d = 15.9$  [m].

### 6.4.3. Selección de equipo

Una de las empresas que ofrecen bombas centrífugas de alta capacidad, es el fabricante KSB. Según el catálogo de esta empresa, se ofrecen como opciones para el caudal de diseño y TDH calculado los mostrados en la Figura 6.4.

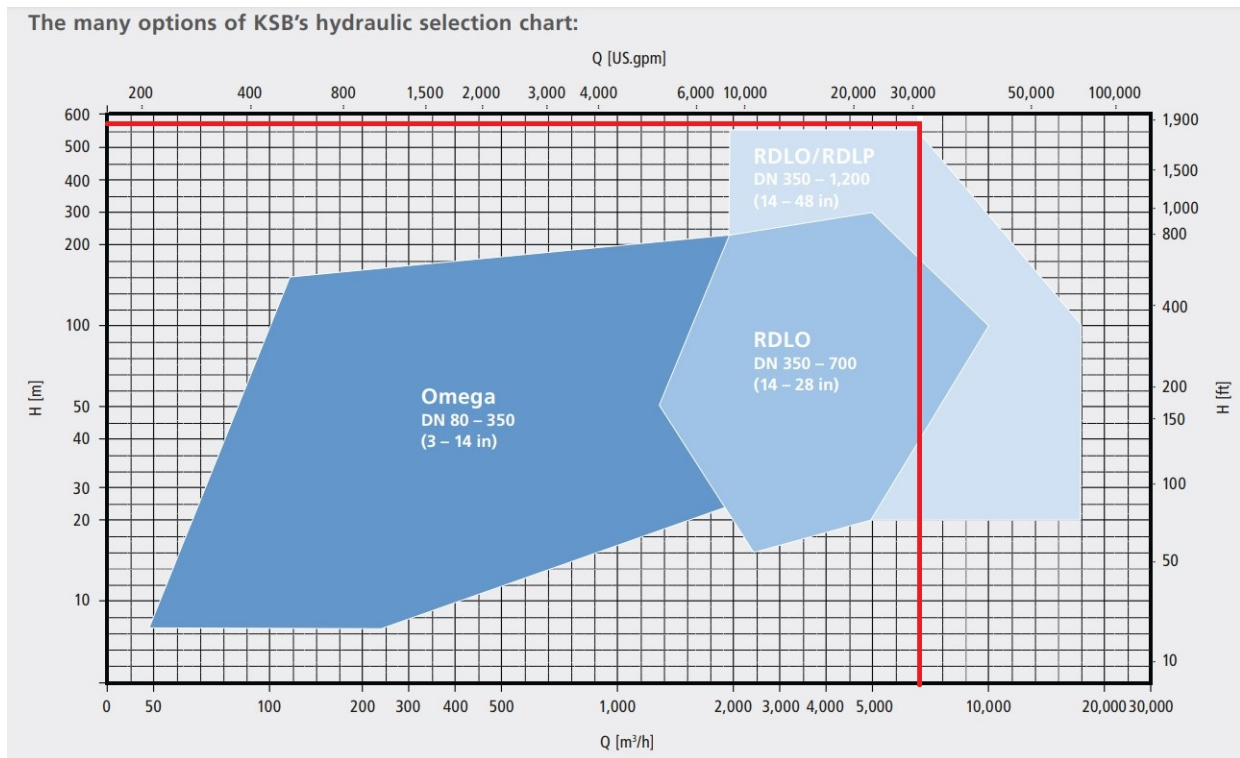


Figura 6.4: Gráfico de selección del modelo de bomba. Fuente: KSB Group.

Entre los equipos estandarizados comercializados por KSB, no se dispone de una unidad que cumpla con los requisitos de caudal y carga en un solo dispositivo. Si bien la empresa fabrica bombas a pedido que pueden satisfacer requerimientos más elevados, no se cuenta con información adicional sobre este servicio específico. Por ello, se propone la instalación de bombas en serie, las cuales, para el caudal de diseño establecido, contribuyen individualmente a satisfacer la carga dinámica total (TDH) requerida [40].

Para el caudal de diseño, el modelo de bomba RDLO es el que mejor satisface este primer requerimiento, presentando además un mayor rango de acción a diversas alturas. Según el gráfico de selección para este tipo de bomba (Figura 6.5), el modelo RDLO 600-1075 es aquel que presenta mayor altura disponible para el caudal de diseño, realizando un trabajo óptimo a 165 [m] de carga.

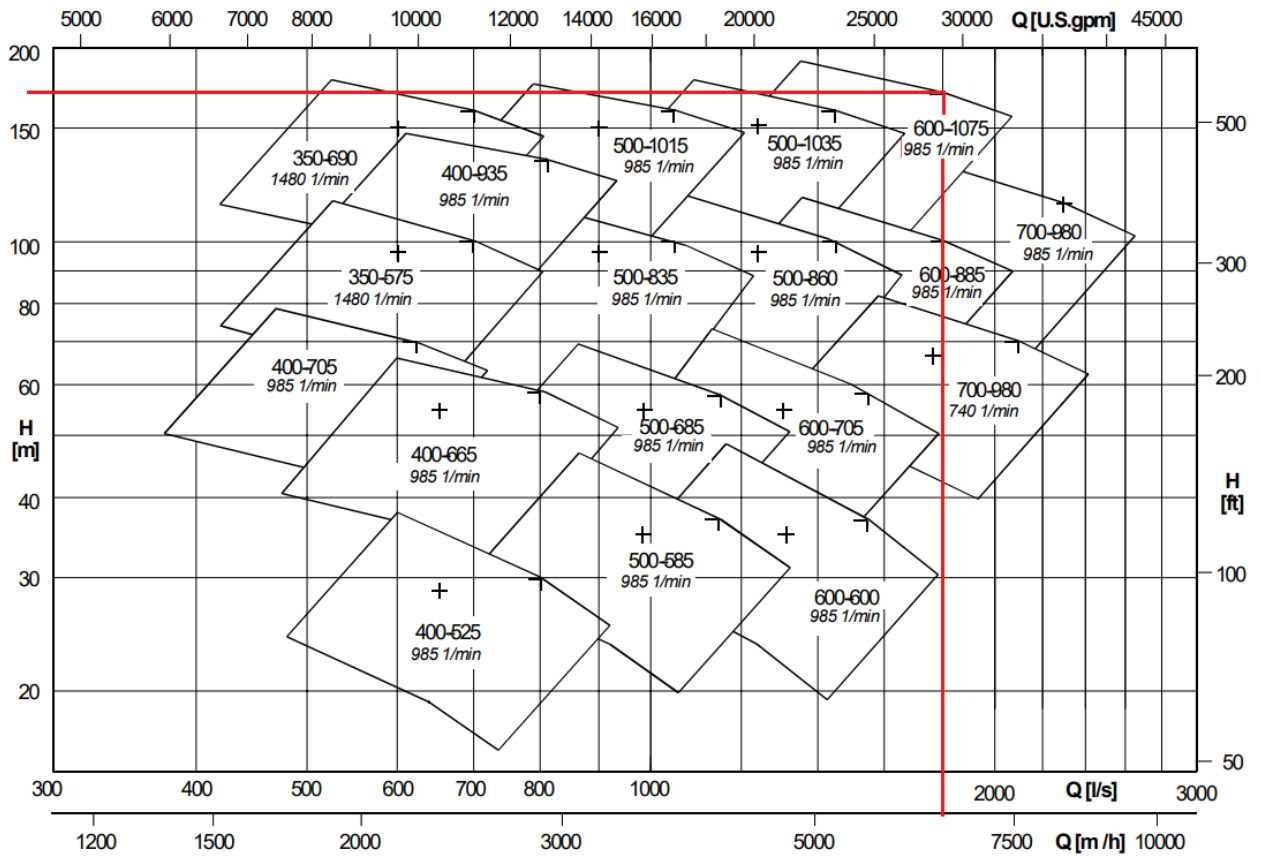


Figura 6.5: Gráfico de selección de bombas RDLO, para frecuencia 50 [Hz].  
Fuente: KSB Group.

Las curvas características de la bomba RDLO 600-1075, para una velocidad de giro de 975 [RPM], se muestran en la Figura 6.6. Se decide trabajar con un caudal  $Q = 1750$  [l/s], debido a que en este valor se trabaja con un rendimiento óptimo de la bomba, cercano al 90 %.



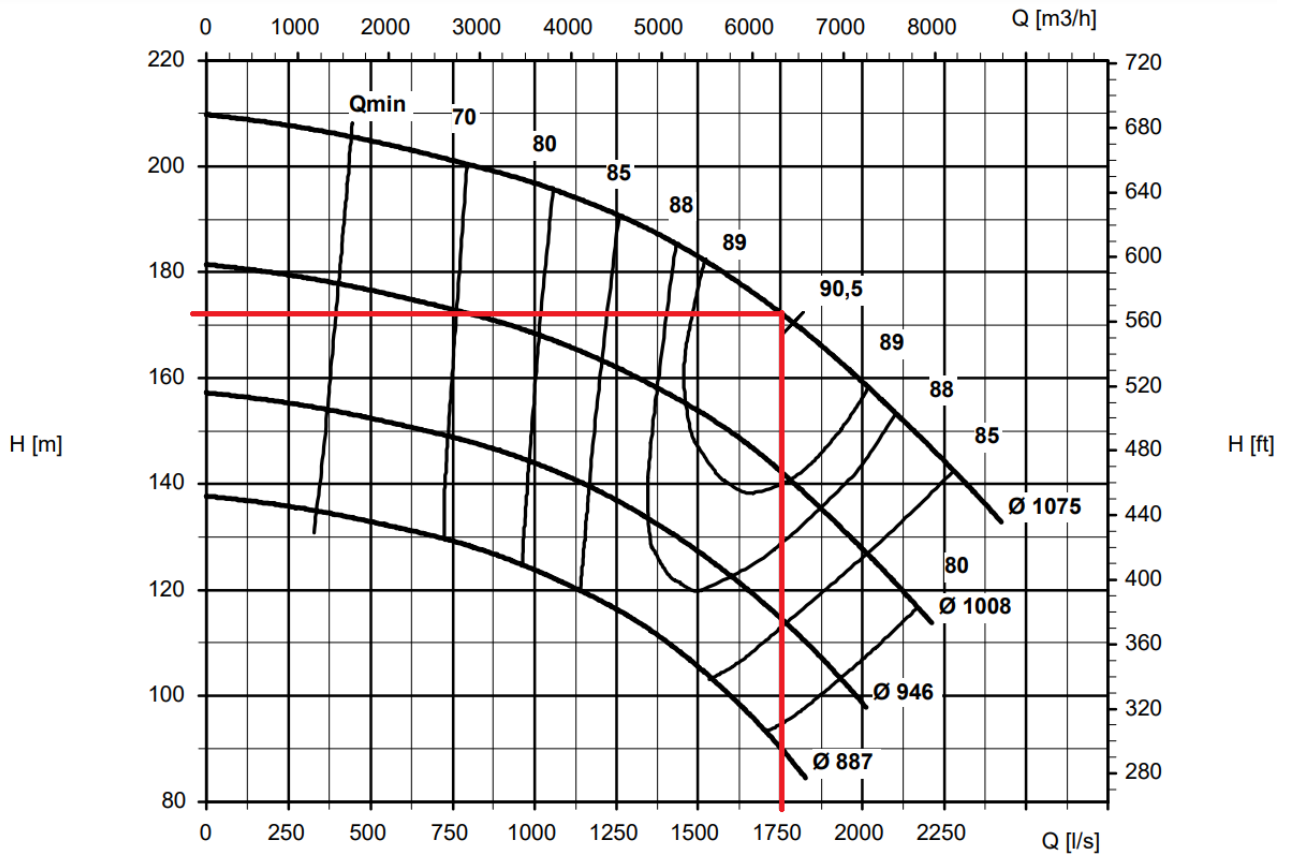


Figura 6.6: Curvas características bomba RDLO 600, trabajando a 975 [RPM]. Fuente: KSB Group.

Para este modelo de bomba, se requieren 4 unidades acopladas en serie, logrando así suplir el requerimiento de TDH para el caudal de diseño.

La carga neta de succión positiva requerida por la bomba, se muestra en la Figura 6.7:

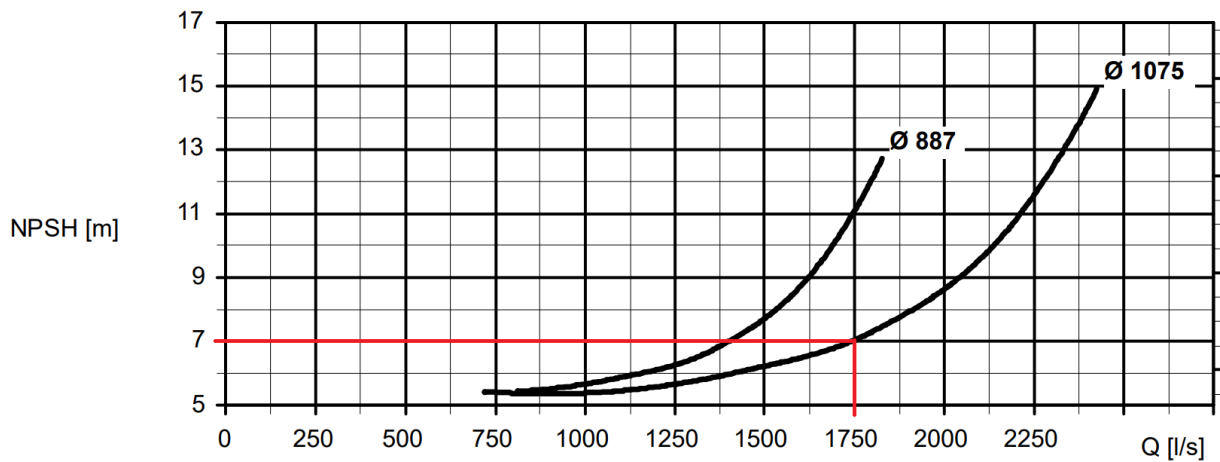


Figura 6.7: Curvas NPSH requerida por la bomba RDLO 600, trabajando a 975 [RPM]. Fuente: KSB Group.

Para nuestro  $NPSH_d$ , se cumple el requerimiento:

$$NPSH_d \geq NPSH + S \quad (6.9)$$

con  $NPSH = 7$  [m] para el caudal especificado (obtenido del gráfico), y una distancia  $S = 3.3$  [m] (valor dado por el fabricante, para un rodete de material G-CuSn10 y con diámetro  $\phi = 1075$  [mm]). El margen entre el valor requerido y disponible es  $M = 5.6$  [m], siendo  $NPSH_d$  un 54 % mayor al valor requerido.

La potencia de entrada requerida por cada bomba según la norma ISO 2548, se muestra en la Figura 6.8. Para el caudal especificado, se requiere una potencia mínima de 3300 [kW].

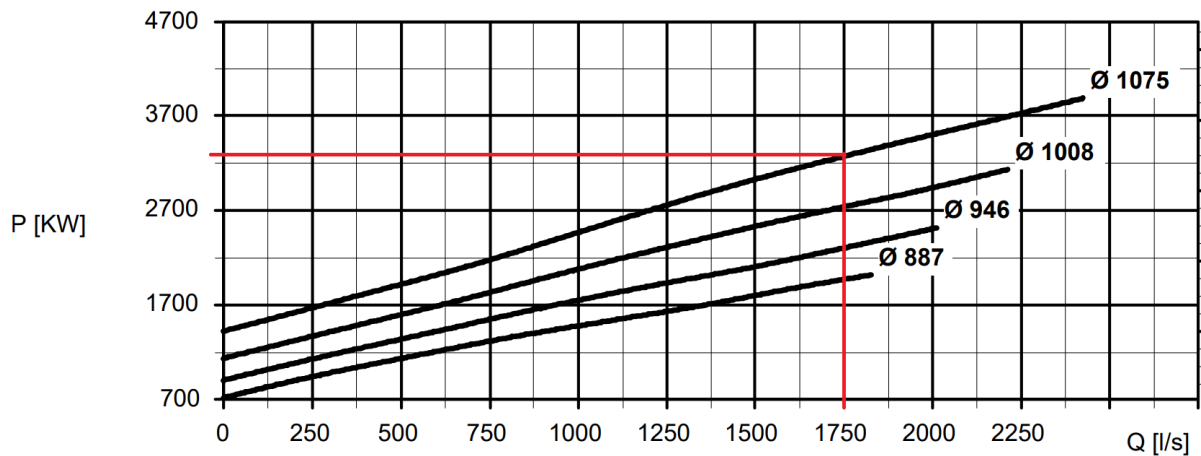


Figura 6.8: Potencia en [kW] requerida por la bomba RDLO 600, trabajando a 975 [RPM]. Fuente: KSB Group.

## 6.5. Motores eléctricos

Para el tipo de bombas seleccionadas, se requieren 4 unidades de motores eléctricos, cada uno con una potencia mínima de 3300 [kW]. En el manual de instalación de las bombas RDLO, para el modelo 600-1075 se especifica compatibilidad con motores Siemens modelo 1RA4 630-6HE, el cual consiste en un motor eléctrico de inducción con rotor jaula de ardilla enfriado por aire (Figura 6.9).

Según el catálogo de Siemens (Anexo D.1), este motor es alimentado a una tensión entre 6 y 9 [kV] en su versión de 50 [Hz], siendo capaz de suministrar 3600 [kW] de potencia nominal. Al ser un motor de 6 polos, este rota a 993 [RPM]. Para alimentar las 4 unidades, se requiere un total de 14.400 [kW] de potencia.

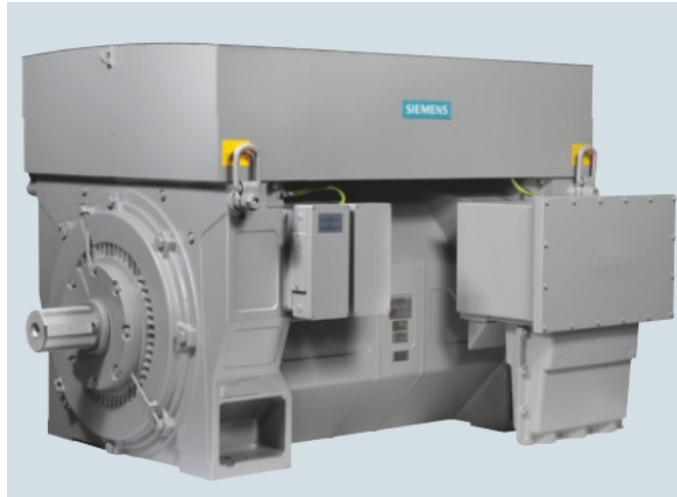


Figura 6.9: Motor eléctrico Siemens 1RA4. Fuente: Siemens AG.

# Capítulo 7

## Costos del proyecto

### 7.1. Costos de inversión

#### 7.1.1. Terrenos

Los terrenos requeridos para la construcción de la central hidráulica de bombeo, son considerados por el Servicio de Impuestos Internos como predios agrícolas, con roles prediales 394, 396, 397, 398, 399 y 400 [41]. Se tiene un avalúo fiscal de 525.679.155 CLP, considerando todos los predios mencionados. Se asume como valor comercial una cantidad de 15 veces este avalúo, alcanzando así un costo  $C_{terreno} = 7.885.187.325$  CLP en terrenos para el desarrollo del proyecto.

#### 7.1.2. Uso y derechos de agua

Se debe solicitar un derecho de aprovechamiento de aguas superficiales (no consuntivo) a la Dirección General de Aguas para la extracción de recurso hídrico desde el río Coluco. En el caso de que este derecho haya sido otorgado con anterioridad a un tercero, se deberá adquirir comercialmente el derecho de aprovechamiento de aguas a esta persona (natural o jurídica). El precio por [l/s] de agua, se encuentra en el mercado a 138.521 CLP (equivalentes a 3.68 UF)<sup>23</sup>, en la región de Los Lagos. Para el caudal de bombeo de 1.8 [m<sup>3</sup>/s] requerido, se considera entonces un costo  $C_{Agua} = 249.337.485$  CLP.

#### 7.1.3. Componentes de la central

Los costos para los componentes de la central, se presentan en la Tabla 7.1. Estos valores son estimados según las correlaciones presentadas en la Tabla 2.2. Se considera además:

- El costo de las tuberías, se obtuvo mediante cotización a un fabricante ubicado en China, cuyo valor CIF incluye el envío hasta Puerto Montt. A este valor CIF, se debe adicionar el impuesto de arancel aduanero (6 %) y el IVA (19 %). Se asume un costo adicional de un 1 % para transporte hasta la ubicación del proyecto, y un 50 % adicional para

---

<sup>23</sup> Precio equivalente para derecho no consuntivo, en la provincia de Chiloé, julio del 2024, ver Anexo E.1.

instalación y mano de obra.

- Los costos misceláneos incluyen puentes-grúa, sistemas de enfriamiento y drenajes [22].
- Se considera un margen de 10 % de los costos directos (represa, turbina, subestaciones, equipos eléctricos, tuberías y costos misceláneos) para contingencias.
- Las líneas de transmisión eléctrica (hacia y desde la central) y los caminos consideran una extensión de 4 [km].

De esta forma, el costo de componentes  $C_{componentes}$  es de 74.057.706 USD. Este costo de inversión total para los componentes, se encuentra dentro del rango esperable para proyectos hidroeléctricos pequeños (1300 a 8000 [USD/kW]) [23]. El aporte porcentual de cada componente al total  $C_{Componentes}$  se muestra en el gráfico de la Figura 7.1.

Tabla 7.1: Costos componentes central propuesta. Fuente: Elaboración propia.

Ítem	Costos (USD 2024) <sup>a</sup>
Represa	\$ 11.452.839
Turbina y bombas	\$ 26.985.194
Subestaciones eléctricas	\$ 5.493.324
Equipos electromecánicos	\$ 3.207.541
Tuberías	\$ 6.268.455
Misceláneos	\$ 6.230.563
Contingencias	\$ 5.963.792
Transmisión eléctrica	\$ 7.632.000
Caminos	\$ 823.999
<b>Total</b>	<b>\$ 74.057.706</b>

<sup>a</sup> Se consideran reajustes por inflación, de un 33,34 % para el Euro (período 2011-2024), para el dolar un 60.8 % (período 2005-2024), 44 % (2010-2024), 32.5 % (2015-2024), y 47.67 % para el NOK (2010-2024). Las equivalencias utilizadas fueron 1 Euro = 1.09 USD, y 1 NOK = 0.093 USD.

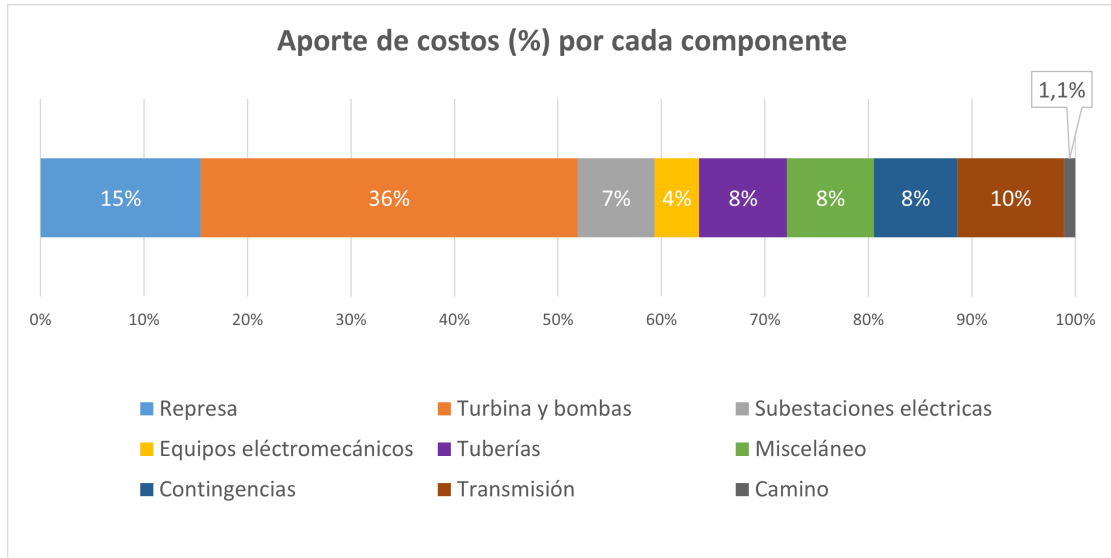


Figura 7.1: Porcentajes de costo por componente. Fuente: Elaboración propia.

#### 7.1.4. Costo total de inversión

Con los costos de inversión detallados anteriormente, se calcula el costo total  $C_{inversion}^{24}$ , mediante la ecuación 7.1:

$$C_{inversion} = C_{Terrenos} + C_{Agua} + C_{Componentes} = 82.813.922 \text{ [USD]} \quad (7.1)$$

## 7.2. Costos de operación

### 7.2.1. Costos de mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) para una central hidroeléctrica, se enfocan principalmente en sobrellevar problemas ocasionados por los sedimentos y cavitación, los que se pueden presentar al transportar el agua a través de la central [23]. Para los costos de mantenimiento, se determinaron los valores<sup>25</sup> mostrados en la Tabla 7.2, obtenidos mediante las correlaciones de costos presentadas en la Tabla 2.3, para centrales hidroeléctricas pequeñas (potencia instalada menor a 50 [MW]) y de gran altura neta (mayor a 100 metros) [24]. Se tiene entonces un total  $R_c = 460.585$  USD anuales por gastos en reparaciones y mantenimiento para la central propuesta.

<sup>24</sup> La equivalencia utilizada corresponde a 1 USD = 929 CLP.

<sup>25</sup> Considerando una potencia nominal  $P = 15$  [MW], altura máxima  $H = 548$  [m] y la conversión de 1 Rupia india igual a 0.012 USD.

Tabla 7.2: Costos de mantenimiento anual, por cada componente de la central. Fuente: Elaboración propia.

<b>Componente</b>	<b>Costo Anual (USD 2024)</b>
Turbina	\$ 136.664
Válvula principal	\$ 19.634
Generador	\$ 52.521
Rodamiento principal	\$ 23.332
Gobernador	\$ 27.933
Sistema de lubricación	\$ 17.226
Panel de control	\$ 59.311
Transformador	\$ 12.652
Subestación eléctrica	\$ 23.479
Remoción sedimentos	\$ 16.110
Tubería forzada	\$ 11.179
Compuertas	\$ 35.256
Instalaciones auxiliares	\$ 25.289
<b>Total</b>	<b>\$ 460.585</b>

## 7.2.2. Costos de remuneraciones

En la Tabla 7.3, se detallan los sueldos considerados por cada trabajador según su cargo. La cantidad de trabajadores se reparte en turnos de trabajo diurnos y nocturnos. El costo total anual asociado a remuneraciones es entonces  $E_c = 373.305$  USD.

Tabla 7.3: Remuneraciones consideradas para la operación de la central. Fuente: Elaboración propia.

<b>Cargo</b>	<b>Nº Trabajadores</b>	<b>Sueldo mensual bruto (CLP)</b>	<b>Costo anual (USD 2024)<sup>a</sup></b>
Ingeniero de planta	4	\$ 1.500.000	\$ 77.503
Operadores	4	\$ 900.000	\$ 46.502
Jefe mantenimiento	1	\$ 2.000.000	\$ 25.834
Prevencionista de riesgos	2	\$ 1.100.000	\$ 28.418
Técnico mecánico/eléctrico	10	\$ 1.000.000	\$ 129.171
Aseo industrial	2	\$ 700.000	\$ 18.084
Guardias seguridad	2	\$ 600.000	\$ 15.501
Gerente de operaciones	1	\$ 2.500.000	\$ 32.293
<b>Total</b>			<b>\$ 373.305</b>

<sup>a</sup> La equivalencia utilizada corresponde a 1 USD = 929 CLP.

### 7.2.3. Costos administrativos

Entre estos costos, se considera el pago de impuesto territorial, calculados para el año 2024 como un 0.4% del total del avalúo de los terrenos utilizados [41], alcanzando de esta forma un costo anual de 2.263 USD. Para los gastos asociados a seguros de propiedad, de responsabilidad civil y ambiental, se asume un valor anual igual al 0.15% de la inversión inicial, equivalente a 124.221 USD. Así, el costo administrativo anual considerado es  $A_c = 126.484$  USD.

### 7.2.4. Costo total de operación

El gasto anual total de operación de la central se calcula mediante la ecuación 2.17, alcanzando el valor de la ecuación 7.2:

$$C_{operacion} = R_c + E_c + A_c = 960.374 \text{ [USD]} \quad (7.2)$$

## 7.3. Costo nivelado de la energía (LCOE)

Conociendo los costos de inversión y de operación asociados a un proyecto energético, es posible calcular un indicador denominado costo nivelado de la energía (LCOE). En su forma simple, consiste en calcular el costo promedio total de construir y operar una central eléctrica y dividirlo entre la energía total a ser generada durante su vida útil. El valor se calcula utilizando la expresión:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (7.3)$$

donde  $I_0$  son los costos de inversión inicial,  $A_t$  los costos anuales de operación en el año  $t$ ,  $i$  la tasa de descuento<sup>26</sup>, y  $E_t$  la energía generada en el año  $t$ . Para los costos definidos anteriormente, se obtiene un valor  $LCOE = 2,13$  [USD/kWh].

---

<sup>26</sup> Definida por la Ley General de Servicios Eléctricos como 7% para el período 2024-2027, presentada en [Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de descuento a que se refiere el artículo 118° de la Ley General de Servicios Eléctricos](#).



# Capítulo 8

## Comparación situaciones con y sin proyecto

### 8.1. Puesta en marcha de la central

Para que el embalse alcance su nivel nominal de agua (3 metros), se deben bombear  $900.000 [m^3]$  de agua (volumen estimado mediante la superficie  $15 [ha]$  del embalse y  $6 [m]$  de altura desde el fondo del reservorio). Esto resulta en 143 horas de operación de bombeo a caudal  $Q_B = 1.75 [m^3/s]$ , con un costo energético de  $2059.2 [MWh]$ .

#### 8.1.1. Modo bombeo sin restricción horaria

Considerando los datos de vertimiento del año 2023, suponiendo que se hubiese puesto en marcha la central el día 01 de enero a primera hora, el nivel del embalse alcanzaría el valor nominal de 3 metros el día 09 de agosto a las 21:00 horas (luego de transcurridos 221 días desde la puesta en marcha). Esto ocurre bajo los siguientes supuestos:

1. Antes de alcanzar el nivel deseado en el embalse, solo se realiza el modo bombeo (no se genera energía mediante la turbina Pelton).
2. El modo de bombeo puede ser utilizado durante cualquier hora del día.
3. Si el vertimiento que se presenta a una hora dada entrega la potencia requerida para el bombeo de la central, se bombean  $6300 [m^3]$  durante esa hora.
4. La central se encuentra disponible cuando se requiere (no hay paradas de planta por mantenimiento/reparación).

#### 8.1.2. Modo bombeo con restricción horaria

Si se restringe el horario en que se permite el bombeo de agua, aumenta el tiempo requerido para alcanzar la altura nominal en el embalse. Esta restricción puede ocurrir en virtud

del Artículo 72°-2 de la Ley 20.936<sup>27</sup>, quedando la decisión de operación reservada al Coordinador Eléctrico Nacional.

Considerando en este caso solo el primer, tercer y cuarto supuesto del modo sin restricción horaria, se tienen las fechas estimadas para alcanzar el nivel nominal del embalse aquellas presentadas en la Tabla 8.1. Es preciso mencionar que, para horarios aún más acotados que el de la primera fila de la tabla (6 horas de extensión), no se consigue alcanzar la altura de 3 metros en el embalse en el lapso de todo el año 2023.

Tabla 8.1: Cantidad de días necesarios para alcanzar almacenamiento con potencia de generación nominal. Fuente: Elaboración propia.

Horario permitido bombeo	Fecha y Hora	N° días transcurridos
13:00 - 19:00	24-12-2023 13:00	358
12:00 - 19:00	09-12-2023 17:00	343
12:00 - 20:00	04-12-2023 14:00	338
11:00 - 20:00	26-11-2023 19:00	330
10:00 - 20:00	09-11-2023 14:00	313
09:00 - 20:00	28-10-2023 11:00	300
08:00 - 20:00	17-10-2023 15:00	290
07:00 - 20:00	12-10-2023 07:00	284
06:00 - 20:00	13-09-2023 19:00	256
05:00 - 20:00	02-09-2023 14:00	245

## 8.2. Potencia eléctrica disponible y vertimiento almacenado

La potencia eléctrica sin el proyecto de almacenamiento, es únicamente la aportada por la central eólica. Se considera el valor promedio de potencia disponible, calculado como:

$$P_{Eolica,i} = \frac{E_{Gen,i} + E_{Vertida,i}}{1 \text{ Hora}} \quad (8.1)$$

donde:

- $P_{Eolica,i}$  es la potencia media disponible [MW] en la central eólica durante la hora  $i$ .
- $E_{Gen,i}$  es la energía generada [MWh] por la central eólica durante la hora  $i$ .
- $E_{Vert,i}$  es la energía vertida [MWh] por la central eólica durante la hora  $i$ .

<sup>27</sup> *Obligación de Sujetarse a la Coordinación del Coordinador.* Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema, en adelante "los coordinados", estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente. (Última Versión - 09-FEB-2017).

Se calcula la potencia eléctrica disponible con el proyecto mediante la fórmula 8.2, sumando a la potencia de la central eólica la potencia disponible para generar en la turbina hidráulica:

$$P_{DispCP,i} = P_{Eolica,i} + P_{Turbina,i} \quad (8.2)$$

donde:

- $P_{DispCP,i}$  es la potencia media disponible [MW] con el proyecto implementado, durante la hora  $i$ .
- $P_{Turbina,i}$  es la potencia disponible para generación en la turbina [MW] durante la hora  $i$ .

La potencia disponible para generación en la turbina Pelton depende del nivel de agua presente en el embalse. La evolución de este nivel a lo largo del periodo considerado (año 2023), se muestra en la Figura 8.1, cuyo cálculo computacional (código F.1) asume las siguientes condiciones:

- El punto cero de referencia es el punto superior de la entrada de agua hacia las tuberías. Por ende, el nivel de agua en el embalse es -3 metros si este se encuentra completamente vacío, y 1 metro al alcanzar el nivel mínimo de operación (Figura 5.7).
- Se tiene restricción horaria en ambos modos de la central (bombeo/generación). Para el modo de bombeo, el rango horario permitido es 08:00-20:00 (periodo de mayor vertimiento a lo largo del día), mientras que en modo generación, el horario corresponde a 21:00-07:00 (horario de mayor demanda energética).
- La central opera únicamente en modo bombeo hasta alcanzar un nivel inicial de 3 metros en el embalse.
- El modo generación opera si el nivel de embalse se encuentra por sobre los 3 metros de altura. Si el nivel baja de los 3 metros, se realiza únicamente bombeo hasta alcanzar nuevamente este valor nominal.

El gráfico de la Figura 8.2 muestra el resultado del cálculo para las ecuaciones 8.1 y 8.2, con una resolución de datos (potencia disponible) por cada hora del año 2023. La potencia disponible con el proyecto comienza a diferenciarse de la situación sin proyecto en el mes de agosto (tercer día del mes), cuando el embalse alcanza el nivel mínimo de operación (1 metro).

A nivel anual, se tiene un aumento en la potencia promedio de 5.9 [MW] en la situación con el proyecto implementado. Una comparación de potencia promedio en ambas situaciones, se detalla para cada mes del año 2023 en la Figura 8.3.



Figura 8.1: Nivel de agua en el embalse a lo largo del tiempo (periodo año 2023). Fuente: Elaboración propia.

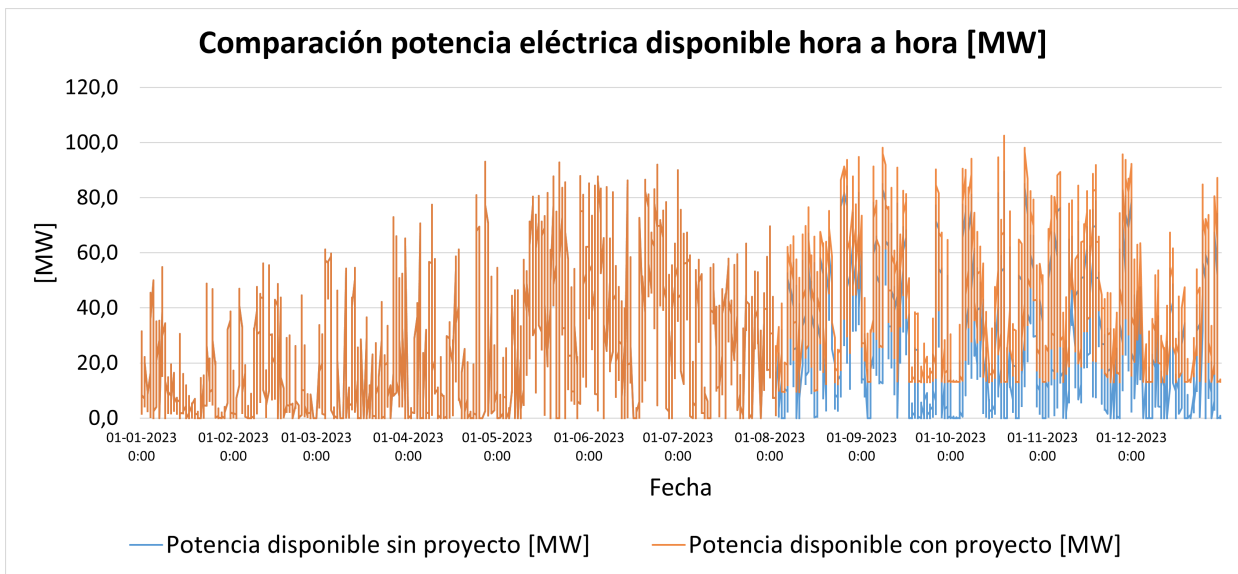


Figura 8.2: Comparación situaciones con y sin proyecto, para la potencia disponible hora a hora (período año 2023). Fuente: Elaboración propia.

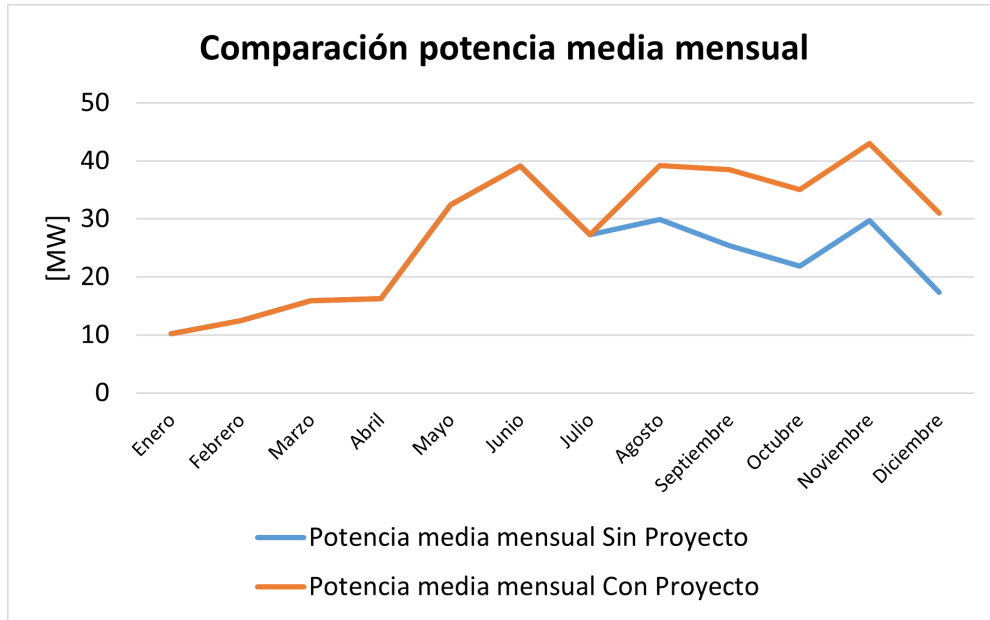


Figura 8.3: Comparación situaciones con y sin proyecto, para la potencia disponible promedio mensual. Fuente: Elaboración propia.

Para las condiciones mencionadas anteriormente, la implementación del proyecto hubiese almacenado un total de 3512,2 [MWh] durante el año 2023, de un total de 18237,3 [MWh] de energía asociada al vertimiento energético de la central eólica. Este valor representa un aprovechamiento del 19,3 % del total de energía vertida en el parque eólico San Pedro de Dalcahue I y II (año 2023).

# Capítulo 9

## Discusión

### 9.1. Factibilidad técnica

El sistema propuesto incluye una turbina Pelton de un solo jet con una capacidad nominal de 15 [MW], potencia de bombeo de 14.4 [MW], altura nominal de 495 [m] y una tubería forzada de 1 [m] de diámetro y 4 [km] de longitud.

La implementación de una central hidráulica de bombeo con turbinas Pelton, utilizando la misma tubería forzada tanto para generación como bombeo, ha sido realizada con éxito en otros proyectos de ingeniería. La central hidroeléctrica de Koralpe, en Austria, ejecutó un proyecto de expansión en el año 2008 para convertir la central tradicional (con una turbina Pelton) en una central de bombeo, aprovechando las tuberías forzadas existentes [42].

La longitud de la tubería forzada es posiblemente el aspecto más crítico del proyecto propuesto, impactando significativamente en las pérdidas por fricción. Si bien la instalación de una tubería forzada de 4 [km] de longitud requiere una evaluación detallada del terreno, así como consideraciones geotécnicas y de ingeniería civil, se han realizado múltiples proyectos alrededor del mundo con extensiones superiores a 2 [km] y pendientes pronunciadas. Una de ellas es el caso de la central hidroeléctrica Gorona del Viento, ubicada en la isla El Hierro, España. Esta central cuenta con una tubería de 2.57 [km] de extensión y diámetro 1 [m], transportando un caudal máximo de 2 [ $m^3/s$ ] [43]. De igual forma, en la central Koralpe mencionada con anterioridad, se disponen 3.2 [km] de tubería forzada, con un diámetro nominal de 2 [m] [42].

Si bien es frecuente la instalación de bombas en serie, una alternativa potencialmente más factible para la implementación de la central hidráulica de bombeo es la disposición de bombas en paralelo con menor caudal. Al utilizar múltiples bombas más pequeñas en paralelo, el sistema puede operar con mayor flexibilidad, permitiendo ajustar la capacidad de bombeo según las necesidades instantáneas de la red eléctrica. Además, el uso de múltiples bombas mejora la confiabilidad y disponibilidad del sistema, ya que el fallo de una sola bomba no

resultaría en una interrupción total del servicio. No obstante, la optimización detallada de un sistema con bombas en paralelo, queda fuera del alcance de este trabajo. Otra opción, consiste en utilizar una única bomba en el sistema de almacenamiento, que para las condiciones de altura neta y caudal, suele ser de flujo radial multietapa. Voith es una de las empresas que ha fabricado este tipo de bombas para centrales hidráulicas de bombeo [44]. Sin embargo, al ser diseños específicos para cada proyecto (productos no estandarizados), no se dispone de mayor información al respecto.

Debido a la disponibilidad en el mercado de tecnologías que cumplen con los requisitos de diseño impuestos para el proyecto, además del historial exitoso de implementaciones similares en proyectos previos, se estima que la propuesta de almacenamiento energético es técnicamente factible desde un punto de vista mecánico.

## 9.2. Factibilidad económica

La rentabilidad de la central depende de los ingresos que puede percibir por la venta de energía y de potencia. Para el análisis, se consideran dos casos, venta exclusivamente a clientes regulados (con precios fijos, denominados *precios de nudo*) y venta a través del sistema de despacho del coordinador (con precio variable para la energía, denominado *precio marginal instantáneo*). Se desprecian posibles ingresos por servicios complementarios (SSCC)<sup>28</sup>. Los costos variables para la operación de la planta se asumen nulos.

- Venta de energía y potencia a clientes regulados:

Se consideran los precios de nudo de energía y potencia en la S/E Chiloé<sup>29</sup>, 47,058 [CLP/kWh] y 7.529,84 [CLP/kWh/mes] respectivamente. Estimando con estos precios, en conjunto con la energía generada por la turbina (991 [MWh]), y la potencia media adicional (5.9 [MW]) entregadas por la implementación del proyecto durante el primer año, el beneficio a obtener sería 579.747.150 [CLP]. Para los años siguientes, se considera la venta total de la energía almacenada (3512 [MWh]), con una potencia media de operación 15 [MW] de la CHB, por lo que el beneficio anual asciende a 1.520.638.896 [CLP] (1.636.855 [USD]).

- Venta de energía y potencia en el mercado spot:

Se considera el valor de venta de la energía, igual al costo marginal entregado por hora en la barra de conexión (S/E Chiloé 110 [kV])<sup>30</sup>. Para la generación estimada para el año 2023, se espera un ingreso de 46.318 [USD] por ventas de energía, mientras que para el año 2024 en adelante, se estima un total anual de 204.513 [USD] por el mismo concepto

---

<sup>28</sup> Por ejemplo, control de frecuencia, control de tensión, control de contingencias y/o planes de recuperación de servicio.

<sup>29</sup> Comisión Nacional de Energía, Resolución Exenta N°83, [Comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional](#), disponible en el [sitio web de la CNE](#).

<sup>30</sup> Costos marginales, disponible en el [sitio web del CEN](#).

(Anexo Tabla G.1). Los ingresos por venta de potencia, dependen del precio de nudo mencionado anteriormente (fijado semestralmente), por lo que se estiman beneficios anuales totales de 533.112.672 [CLP] (año 2023) y 1.355.371.200 [CLP] (año 2024 en adelante).

Para el caso con mayores ingresos (mercado spot, Anexo Tabla G.2), se realiza un flujo de caja de proyecto puro (Anexo Tabla G.3), el que asume condiciones optimistas (ingresos aumentan un 5% año a año, costos de operación se mantienen constantes en el tiempo). Aún con estas consideraciones, el proyecto no logra recuperar la inversión inicial (horizonte de 35 años), obteniendo un valor negativo para el VAN y una TIR menor a la tasa de descuento (Anexo Tabla G.4), indicando que el proyecto no es rentable. En el caso del flujo de caja de proyecto financiado, los ingresos no son capaces de cubrir el pago de las cuotas para pagar el préstamo, generando pérdidas en lugar de beneficios, haciendo que el proyecto no sea viable.

Considerando estos antecedentes, se concluye que el proyecto no es económicamente rentable bajo las condiciones actuales. Por lo tanto, se recomienda explorar otras alternativas de almacenamiento energético que ofrezcan una mayor viabilidad financiera y que se ajusten mejor a las condiciones del mercado, con el fin de asegurar la sostenibilidad económica del proyecto.

Por lo general, los proyectos hidroeléctricos convencionales suelen tener un costo [\$/kWh] más bajo que otras tecnologías de almacenamiento a gran escala. Esto se debe a la amortización que tiene el costo de inversión y operación de estas centrales, a lo largo de una extensa vida útil, que puede superar los 50 años. En el caso particular de la CHB propuesta, se consideró una vida útil de 35 años. Esto debido a que, la central eólica tiene una vida útil esperada entre 20 a 25 años, lo que no permite realizar una proyección mayor para recuperar la inversión monetaria. Aún así, si el proyecto fuera capaz de almacenar 28.1 [GWh] anuales (8 veces la cantidad proyectada actualmente), entraría a competir con otras tecnologías de almacenamiento con un costo nivelado LCOE de 0.266 [USD/kWh].

Diversos estudios han determinado costos promedio de almacenamiento y generación energética para otras tecnologías. Una de ellas, que también se encuentra en auge en Chile, es el almacenamiento mediante hidrógeno. Se estiman costos de 0.207 [Euros/kWh] para generación mediante turbina de hidrógeno y 0.284 [Euros/kWh] para celdas de combustible de hidrógeno [45]. Para el caso de baterías de gran capacidad de almacenamiento (BESS), se alcanzan costos de 0.157 [Euros/kWh] para baterías de Li-ion [46]. En los tres casos, este valor es mucho menor al LCOE calculado para la central hidráulica de bombeo. Sin embargo, es preciso destacar que, comparar los valores del LCOE entre distintos proyectos de generación energética muchas veces implica imprecisión, debido a las diversas consideraciones y metodologías empleadas en cada estudio individual. Los supuestos financieros como la tasa de descuento, el costo del capital y los incentivos fiscales pueden diferir considerablemente entre estudios, lo que impacta directamente en los valores del LCOE.



### 9.3. Reducción de emisiones por la implementación del proyecto

La implementación del proyecto, considerando una producción energética anual de 3.512.000 [kWh], evitaría la emisión anual de 3.336 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, al comparar la misma cantidad de energía generada mediante centrales térmicas a carbón, y de 2.634 toneladas anuales de CO<sub>2</sub> si se compara con una producción energética realizada mediante la combustión de petróleo. Esto debido a que, en general, el carbón y el petróleo emiten por cada [kWh] producido un total de 1000 y 800 [g] de CO<sub>2</sub>, respectivamente, mientras que la energía hidroeléctrica, menos de 50 [g] de CO<sub>2</sub> por cada [kWh] producido [23].

### 9.4. Trabajos futuros

Entre los trabajos de ingeniería a realizar a futuro, se encuentran:

Verificación mediante simulación computacional del modelo fluidodinámico (Computational Fluid Dynamics), para así modelar con mayor precisión los fenómenos de fricción y turbulencia dentro de las tuberías, identificando áreas críticas donde se producen mayores pérdidas de carga. Con los datos obtenidos de las simulaciones (bajo distintas condiciones operativas), es posible optimizar el diseño de las tuberías, ajustando parámetros como el diámetro, el material, y la curvatura de las mismas para minimizar las pérdidas de carga. Además, verificar las velocidades máximas del fluido presente en las tuberías, para evitar cavitación y desgastes excesivos provocados por erosión.

Efectuar un estudio de sedimentación, para así determinar una altura adecuada para el volumen muerto (la porción del embalse reservada para acumular sedimentos transportados por el agua), la que debe estar dimensionada para una vida útil específica del reservorio superior. De esta forma, se garantiza su operatividad durante el período proyectado sin necesidad de intervenciones de emergencia.

Realizar un análisis de sensibilidad del LCOE, estudiando una variación de los costos asociados a mantenimiento, ya que durante los primeros años de operación, la infraestructura y los equipos, al ser nuevos, generalmente requieren menos inversión en mantenimiento preventivo y correctivo. Este ajuste en los costos podría influir significativamente en la rentabilidad del proyecto, ya que una disminución en los gastos de mantenimiento puede aumentar el margen de beneficio.

Se deben determinar con mayor precisión los costos del proyecto asociados a la transmisión eléctrica, realizando un dimensionamiento adecuado de las líneas y calculando las pérdidas

asociadas al transporte de energía (para estimar costos asociados a la energía no entregada), considerando el costo de los materiales, construcción, derecho de paso y la instalación de la infraestructura. Además, se tienen que precisar costos operativos y de mantenimiento, relacionados a actividades de inspección, reparación y sustitución de este tipo de componentes, los que pueden aumentar el LCOE del proyecto propuesto.

Comparación con otros tipos de alternativas de almacenamiento a gran escala, como pueden ser las BESS (Battery Energy Storage System). En Chile, este tipo de almacenamiento se encuentra en auge. En el año 2023, se contaba con 124 MW de potencia instalada a nivel país [47], y recientemente, se inauguró la central BESS Coya, propiedad de ENGIE Chile, con capacidad instalada de 139 MW (almacenamiento de 638 MWh) [48]. En el caso de almacenamiento mediante BESS para parques eólicos, se tiene como ejemplo la central La Cabaña, en la región de La Araucanía, la cual cuenta con un sistema BESS de ion-litio con capacidad de 34.3 [MW] [49]. Debido a las prestaciones similares en el ámbito de la generación energética, este tipo de tecnología se presenta como una competencia atractiva al proyecto de almacenamiento de origen hídrico propuesto.

# Capítulo 10

## Conclusiones

En función de los datos analizados, se concluye que los mayores vertimientos energéticos de origen eólico se ubican en el norte de Chile, particularmente en las regiones II y III, abarcando casi un 50 % del total anual acumulado a nivel nacional. Se tiene una correlación positiva entre potencia instalada de las centrales eólicas y vertimiento asociado a estas últimas.

Se identificaron 3 posibilidades de ubicación para la instalación de una central hidráulica de bombeo (CHB), correspondientes a los parques eólicos Renaico, San Pedro de Dalcahue y Puelche Sur. Estas centrales eólicas presentan una oportunidad de aprovechar valores considerables de vertimiento energético. Para la instalación en la central eólica seleccionada (San Pedro de Dalcahue), se dimensiona una CHB con capacidad de generación 15 [MW] (a través de una turbina Pelton de 1 chorro) y 14,4 [MW] de bombeo. El costo de inversión requerido para el proyecto de CHB propuesto se estima en 83.000.000 [USD], mientras que los costos anuales de operación alcanzan un valor estimado de 960.000 [USD].

Con los valores de vertimiento 2023 para la central eólica San Pedro de Dalcahue I y II, se requiere un tiempo mínimo de 8 meses para alcanzar el valor nominal de generación 15 [MW] en la CHB. Aún considerando este tiempo requerido, la potencia disponible con la implementación del proyecto aumenta en promedio 5.9 [MW] durante el año 2023, en comparación a la situación sin proyecto. La implementación de la CHB hubiese almacenado un total de 3512,2 [MWh] durante el año 2023, lo que representa un aprovechamiento del 19,3 % del total de energía vertida por el parque eólico San Pedro de Dalcahue I y II en ese año.

Dada la disponibilidad en el mercado de tecnologías que cumplen con los requisitos de diseño establecidos para el proyecto, junto con el historial exitoso de implementaciones similares en proyectos anteriores, se estima que la propuesta de implementar una CHB para almacenar energía del parque eólico San Pedro es técnicamente viable desde el punto de vista mecánico.

Si bien el proyecto puede cubrir los costos operativos mediante las ventas de energía y

potencia eléctrica, los ingresos generados no son suficientes para recuperar la inversión inicial ni para cumplir con los pagos de un posible financiamiento. A pesar de las condiciones optimistas consideradas, tanto el flujo de caja del proyecto puro como el financiado presentan indicadores económicos (VAN y TIR) desfavorables. Dado lo anterior, se determina que no es económicamente factible almacenar la energía vertida por la central eólica San Pedro utilizando almacenamiento por bombeo. Debido a esto, se recomienda explorar alternativas de almacenamiento energético que ofrezcan mayor rentabilidad y se ajusten mejor a las condiciones del mercado, con el fin de asegurar la sostenibilidad financiera del proyecto.

Se requieren mayores estudios para determinar si es rentable almacenar la energía vertida utilizando centrales hidráulicas de bombeo, analizando otras centrales eólicas y diferentes tecnologías de generación (por ejemplo, turbinas reversibles, o la operación de bombas como turbinas).

# Bibliografía

- [1] Bird, L., Lew, D., Milligan, M., Carlini, E.M., Estanqueiro, A., Flynn, D., Gomez-Lazaro, E., Holttinen, H., Menemenlis, N., Orths, A., Eriksen, P.B., Smith, J.C., Soder, L., Sorensen, P., Altiparmakis, A., Yasuda, Y., Miller, J, “Wind and solar energy curtailment: A review of international experience”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 577–586, 2016, [doi:10.1016/j.rser.2016.06.082](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.082).
- [2] Proyecto H2in, “Análisis de caso – Energía vertida en Chile (Período 2018-2022)”, 2023. [en línea] «<https://h2in.cl/reporte-analisis-de-caso-energia-vertida-en-chile-periodo-2018-2022/>» [consulta: 20 octubre 2023].
- [3] Sørensen, B., “A combined wind and hydro power system”, *Energy Policy*, vol. 9, Issue 1, pp. 51–55, 1981, [doi:10.1016/0301-4215\(81\)90207-X](https://doi.org/10.1016/0301-4215(81)90207-X).
- [4] Schmidt, J., Cancelli, R., Pereira, A.O., “The effect of windpower on long-term variability of combined hydro-wind resources: The case of brazil”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 131–141, 2016, [doi:10.1016/j.rser.2015.10.159](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.159).
- [5] Iberdrola, “Tâmega: uno de los mayores proyectos hidroeléctricos realizados en Europa en los últimos 25 años”, 2024. [En línea] «<https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-hidroelectrica/central-tamega-gigabateria>» [consulta: 05 julio 2024].
- [6] Singal, S. K., Goel, V., Nautiyal, H., y Papantonis, D. E., “Elements of small hydro-power: mechanical equipment” *En*: “Small Hydropower: Design and Analysis”, cap. 5, p. 127. Elsevier, 2023, [doi:10.1016/C2021-0-00789-6](https://doi.org/10.1016/C2021-0-00789-6).
- [7] American Society of Mechanical Engineers, “HIWASSEE DAM UNIT 2 REVERSIBLE PUMP-TURBINE (1956). A National Historic Mechanical Engineering Landmark”, 1981. [en línea] «<https://www.asme.org/wwwasmeorg/media/resourcefiles/aboutasme/who%20we%20are/engineering%20history/landmarks/67-hiwassee-dam.pdf>» [consulta: 25 octubre 2023].
- [8] Menéndez, J.; Fernández-Oro, J.M.; Galdo, M.; Loredó, J., “Transient Simulation of Underground Pumped Storage Hydropower Plants Operating in Pumping Mode”, *Energies*, vol. 13, no. 7:1781, 2020, [doi:10.3390/en13071781](https://doi.org/10.3390/en13071781).
- [9] Vera Rodriguez, J.C., Richter, W., De la Torre Abietar, L., Nicolet, C., “Design of the tailrace surge tank of Gouvães Pumped Storage Hydropower Plant”, *Proc. of HYDRO*

- 2019 Conference. October 14-16, 2019, in Porto, Portugal [en línea] «[https://www.poversion-eng.ch/Profile/Publications/pdf/HYDRO\\_2019\\_1\\_Vera.pdf](https://www.poversion-eng.ch/Profile/Publications/pdf/HYDRO_2019_1_Vera.pdf)» [consulta: 25 noviembre 2023].
- [10] Voith, “Pumped storage machines - Reversible pump turbines, Ternary sets and Motor-generators”, 2023. [En línea] «[https://voith.com/corp-en/11\\_06\\_Broschuere-Pumpe-d-storage\\_einzeln.pdf](https://voith.com/corp-en/11_06_Broschuere-Pumpe-d-storage_einzeln.pdf)» [consulta: 25 octubre 2023].
- [11] Blakers, A., Stocks, M., Lu, B. y Cheng, C., “A review of pumped hydro energy storage”, *Progress in Energy*, vol. 3, n<sup>o</sup>2, 2021, doi:10.1088/2516-1083/abeb5b.
- [12] Stocks, M., Stocks, R., Lu, B., Cheng, C. y Blakers, A., “Global atlas of closed-loop pumped hydro energy storage”, *Joule*, vol. 5, pp. 270–284, 2021, doi:10.1016/j.joule.2020.11.015.
- [13] 100 % Renewable Energy Group, Australian National University, “Pumped Hydro Energy Storage Atlases.”, 2024. [en línea] «[https://re100.eng.anu.edu.au/pumped\\_hydro\\_atlas/](https://re100.eng.anu.edu.au/pumped_hydro_atlas/)» [consulta: 10 abril 2024].
- [14] Kumar, A., *Hydropower—Basics and its role in achieving energy sustainability for the developing economies*. En: *Renewable Energy and Sustainability - Prospects in the Developing Economies*, cap. 5, pp. 107–134. Elsevier, 2022, doi:10.1016/B978-0-323-88668-0.00014-0.
- [15] Leon, A. y Zhu, L., “A dimensional analysis for determining optimal discharge and penstock diameter in impulse and reaction water turbines”, *Renewable Energy*, vol. 71, pp. 609–615, 2014, doi:10.1016/j.renene.2014.06.024.
- [16] Mott, R., “Mecánica de fluidos”, Sexta edición, cap. 10, 11 y 13, pp. 281–297. Pearson - Prentice Hall, 2006.
- [17] Kamran, M., *Energy sources and technologies*. En: *Fundamentals of Smart Grid Systems.*, cap. 2, pp. 23–69. Academic Press, 2023, doi:10.1016/B978-0-323-99560-3.00010-7.
- [18] Idel’chik, I.E., “Handbook of Hydraulic Resistance”, cap. 1, p. 23. Israel Program for Scientific Translations, 1960.
- [19] Mataix, C., *Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas*. Segunda Edición. Ediciones del Castillo. Madrid, España, 1986.
- [20] Kamran, M., *Hydro energy*. En: *Renewable Energy Conversion Systems.*, cap. 6, pp. 193–219. Academic Press, 2021, doi:10.1016/B978-0-12-823538-6.00007-5.
- [21] Comisión Nacional de Energía, “Informe de costos de tecnologías de generación.”, 2023. [en línea] «<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/05/Rex-N201-aprueba-IT-costos-tecnologia-gx-2023-002.pdf>» [consulta: 25 abril 2024].
- [22] Haas, J., Prieto-Miranda, L., Ghorbani, N., y Breyer, C., “Revisiting the potential of pumped-hydro energy storage: A method to detect economically attractive sites”, *Re-*

- newable Energy, vol. 181, pp. 182–193, 2022, doi:10.1016/j.renene.2021.09.009.
- [23] Kumar, K. y Saini, R.P., “Economic analysis of operation and maintenance costs of hydropower plants”, Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 53, parte C, p. 102704, 2022, doi:10.1016/j.seta.2022.102704.
- [24] Kumar, R., Singal, S.K., Dwivedi, G. y Kumar Shukla, A., “Development of maintenance cost correlation for high head run of river small hydro power plant”, International Journal of Ambient Energy, vol. 43, no. 1, pp. 3124–3137, 2022, doi:10.1080/01430750.2020.1804447.
- [25] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), [en línea] «<https://www.coordinador.cl/>» [consulta: 20 marzo 2024].
- [26] Generadoras de Chile, “Cómo avanza la energía eólica en Chile por región”, 2023. [en línea] «<https://generadoras.cl/prensa/como-avanza-la-energia-eolica-en-chile-por-region>» [consulta: 30 marzo 2024].
- [27] Pérez-López, E. “Los sistemas SCADA en la automatización industrial”. Tecnología en Marcha. Vol. 28, N° 4, Octubre - Diciembre 2015. Pág 3-14., [en línea] «<https://www.scielo.sa.cr/pdf/tem/v28n4/0379-3982-tem-28-04-00003.pdf>» [consulta: 31 marzo 2024].
- [28] Saaty, T., “How to make a decision: The analytic hierarchy process”, European Journal of Operational Research, vol. 48, pp. 9–26, 1990, doi:10.1016/0377-2217(90)90057-I.
- [29] Domfeh, M., Diawuo, F., Akpoti, K., Antwi, E. y Kabo-dah, A., “Lessons for pumped hydro energy storage systems uptake. En: Pumped Hydro Energy Storage for Hybrid Systems.”, cap. 9, pp. 137–154. Academic Press, 2023, doi:10.1016/B978-0-12-818853-8.00012-1.
- [30] González, C., “Biodiversidad Vegetal Acuática de los Humedales del río Chepu (Chiloé, Región de Los Lagos, Chile). 2005. Facultad de Ciencias, Universidad Austral de Chile”, [En línea] «<http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2005/fcg643b/doc/fcg643b.pdf>» [consulta: 15 mayo 2024].
- [31] American Society of Mechanical Engineers, Hydro Power Technical Committee, “The Guide to Hydropower Mechanical Design”. HCI Publications, 1996.
- [32] Alqahtani, B., Yang, J., y Paul, M. C., “Design and performance assessment of a pumped hydro power energy storage connected to a hybrid system of photovoltaics and wind turbines”, Energy Conversion and Management, vol. 293, p. 117444, 2023, doi:10.1016/j.enconman.2023.117444.
- [33] Baumeister, T., Avallone, E. y Baumeister III, T., “MARKS Manual del Ingeniero Mecánico. Volumen I”, cap. 3, pp. 57–60. McGraw-Hill, 1984. ISBN 968-451-641-X.
- [34] Gordon, J. y Murray, D., “Material selection for penstocks”, Hydro Review, pp. 80–85, Fall 1985. [En línea] «<https://www.ieahydro.org/media/180b28a0/Material-Selection-for-Penstocks.pdf>» [consulta: 15 junio 2024].

- [35] Morley, A., Resistencia de materiales, cap. 11, pp. 404–405. Editorial Labor, 1943.
- [36] García, J.L., “Comportamiento estructural de tuberías forzadas y blindajes en saltos hidroeléctricos, propuestas de diseño y cálculo”, 2013. [En línea] «[https://oa.upm.es/22073/1/Jose\\_Garcia\\_Valdeolivas.pdf](https://oa.upm.es/22073/1/Jose_Garcia_Valdeolivas.pdf)» [consulta: 05 julio 2024].
- [37] Ślęzak, T. y Śnieżek, L., “A comparative lcf study of s960ql high strength steel and s355j2 mild steel”, Procedia Engineering, vol. 114, pp. 78–85, 2015, doi:10.1016/j.proeng.2015.08.044. ICSI 2015 The 1st International Conference on Structural Integrity Funchal, Madeira, Portugal 1st to 4th September, 2015.
- [38] Mataix, C., “Turbomáquinas hidráulicas: Turbinas hidráulicas, bombas, ventiladores”, cap. 13, pp. 717–772. Editorial ICAI, 1975.
- [39] Voith, “Small Hydro Generators”, 2024. [En línea] «[https://voith.com/corp-en/Voith\\_Small\\_Hydro\\_Generator.pdf](https://voith.com/corp-en/Voith_Small_Hydro_Generator.pdf)» [consulta: 05 julio 2024].
- [40] Karassik, I., Messina, J., Cooper, P., y Heald, C., “Pump Handbook”, 4ta edición en inglés, cap. 2, p. 2.162. McGraw Hill, 2008.
- [41] Servicio de Impuestos Internos, “Avalúos y Contribuciones de bienes raíces - Mapas Digitales”, 2024. [En línea] «<https://www4.sii.cl/mapasui/internet/#!/contenido/index.html>» [consulta: 05 julio 2024].
- [42] Nackler, K., “Kraftwerk Koralpe – Upgrading zum Pumpspeicherkraftwerk”. En: “Wasserkraftprojekte”, cap. 4.4, p. 363–372. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2013, doi:10.1007/978-3-658-00996-0\_47.
- [43] Martínez-Lucas, G., Sarasúa, J. I., Sánchez-Fernández, J. A., y Wilhelmi, J. R., “Power-frequency control of hydropower plants with long penstocks in isolated systems with wind generation”, Renewable Energy, vol. 83, pp. 245–255, 2015, doi:10.1016/j.renene.2015.04.032.
- [44] Voith, “Pumps - Tailormade solutions for water applications”, 2024. [En línea] «[https://voith.com/corp-de/12\\_06\\_Pumpenbroschuere.pdf](https://voith.com/corp-de/12_06_Pumpenbroschuere.pdf)» [consulta: 25 mayo 2024].
- [45] Martínez de León, C., Ríos, C., Molina, P., y Brey, J., “Levelized cost of storage (lcos) for a hydrogen system”, International Journal of Hydrogen Energy, vol. 52, pp. 1274–1284, 2024, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.07.239.
- [46] Cristea, M., Tîrnovan, R.-A., Cristea, C., y Făgărășan, C., “Levelized cost of storage (lcos) analysis of bess in romania”, Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 53, p. 102633, 2022, doi:10.1016/j.seta.2022.102633.
- [47] Electrominería, “Esta es la realidad de las baterías BESS en Chile”, 2023. [En línea] «<https://electromineria.cl/esta-es-la-realidad-de-las-baterias-bess-en-chile/>» [consulta: 11 julio 2024].
- [48] Engie Chile, “Inicia su operación comercial el sistema de almacenamiento más grande de América Latina”, 2024. [En línea] «<https://www.engie.cl/inicia-su-operacion-comer>



cial-el-sistema-de-almacenamiento-mas-grande-de-america-latina/» [consulta: 11 julio 2024].

[49] ENEL Chile, “Parque Eólico La Cabaña ”, 2024. [En línea] «<https://www.enel.cl/es/conoce-enel/nuestras-centrales/parque-eolico-la-cabana.html>» [consulta: 11 julio 2024].

# Anexos

## Anexo A. Vertimiento energético en centrales de generación eólica

### A.1. Coeficientes estadísticos

Los coeficientes de correlación, se calculan a partir de los datos presentes en las tablas A.1 y A.2, utilizando las ecuaciones siguientes:

#### A.1.1. Correlación de Spearman

Se obtiene mediante:

$$\rho = 1 - \frac{6 \sum (Rx_i - Ry_i)^2}{n(n^2 - 1)} \quad (\text{A.1})$$

donde se suma sobre todos los pares de datos,  $n$  es el número de pares de datos,  $(Rx_i - Ry_i)$  son las diferencias de rangos para cada par de datos.

#### A.1.2. Correlación de Pearson

Se obtiene mediante:

$$r = \frac{\sum (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum (X_i - \bar{X})^2 \sum (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (\text{A.2})$$

donde  $\bar{X}$  y  $\bar{Y}$  son las medias de los conjuntos de datos  $X$  e  $Y$  respectivamente.

### A.2. Centrales eólicas 2022

El listado completo de las centrales consideradas para el año 2022, se presenta en la tabla A.1.

Tabla A.1: Días y cantidad de vertimiento en cada central eólica, año 2022.  
Fuente: Elaboración propia.

Región	Central	Potencia instalada (MW)	Días con vertimiento	Promedio vertimiento diario (MWh)	Total Vertido (GWh)
II	PE-TCHAMMA	157,5	218	142,2	31,0
II	PE-SIERRAGORDA	112	255	147,5	37,6
II	PE-VALLEDELOSIENTOS	90	279	71,1	19,8
II	PE-CERROTIGRE *	184,8	176	377,1	66,4
II	PE-CALAMA	151	259	106,1	27,5
II	PE-TALTAL	106	246	45,6	11,2
III	PE-SARCO	170	231	110,6	25,6
III	PE-CABOLEONES-1	175,5	222	91,3	20,3
III	PE-CABOLEONES-2	245	232	181,1	42,0
III	PE-CABOLEONES-3	192,5	249	154,1	38,4
III	PE-SANJUAN	193,2	239	138,6	33,1
IV	PE-PUNTACOLORADA	20	215	12,1	2,6
IV	PE-ELARRAYAN	115	210	53,8	11,3
IV	PE-TALINAYPONIENTE	61	160	45,2	7,2
IV	PE-TALINAYORIENTE	90	217	91,4	19,8
IV	PE-PUNTASIERRA	80	194	55,1	10,7
IV	PE-LOSCURUROS	109,6	208	94,3	19,6
IV	PE-MONTEREDONDO	48	213	39,4	8,4
IV	PE-PUNTAPALMERAS	45	219	31,0	6,8
IV	PE-CANELA	18	219	12,7	2,8
IV	PE-CANELA-2	64	206	60,2	12,4
IV	PE-TOTAL	46	211	38,9	8,2
VI	PE-LAESTRELLA	50	140	22,0	3,1
VIII	PE-NEGRETE	36	112	46,2	5,2
VIII	PE-LOSOLMOS	110	153	73,7	11,3
VIII	PE-LOSBUENOSAIRE	24	159	16,4	2,6
VIII	PE-LAESPERANZA	10,5	157	6,8	1,1
VIII	PE-CUEL	33	100	34,5	3,5
VIII	PE-ALENA	86,2	97	162,5	15,8
VIII	PE-MESAMAVIDA	68	104	89,3	9,3
IX	PE-RENAICO	88	168	305,5	51,3
IX	PE-MALLECONORTE *	137,85	134	75,4	10,1
IX	PE-MALLECOSUR	135,15	167	90,9	15,2
IX	PE-SANGABRIEL	183	163	94,0	15,3
IX	PE-LAFLOR	32,4	152	63,7	9,7
IX	PE-TOLPANSUR	84	165	47,9	7,9
X	PE-AURORA	129	147	65,1	9,6
X	PE-SANPEDRO	36	131	57,9	7,6

### A.3. Centrales eólicas 2023

El listado completo de las centrales consideradas para el año 2023, se presenta en la tabla A.2.

Tabla A.2: Días y cantidad de vertimiento en cada central eólica, año 2023.  
Fuente: Elaboración propia.

Región	Central	Potencia instalada (MW)	Días con vertimiento	Promedio vertimiento diario (MWh)	Total Vertido (GWh)
II	PE-TCHAMMA	157,5	307	47,7	14,6
II	PE-SIERRAGORDA	112	339	103,2	35,0
II	PE-VALLEDELOSVENTOS	90	345	67,8	23,4
II	PE-CERROTIGRE	184,8	326	126,8	41,4
II	PE-CALAMA	151	310	83,2	25,8
II	PE-TALTAL	106	310	51,1	15,8
II	PE-LLANOSDELVIENTO	156	188	130,3	24,5
III	PE-SARCO	170	302	92,8	28,0
III	PE-CABOLEONES-1	175,5	313	83,8	26,2
III	PE-CABOLEONES-2	245	322	164,6	53,0
III	PE-CABOLEONES-3	192,5	318	94,6	30,1
III	PE-SANJUAN	193,2	318	160,9	51,2
III	PE-ATACAMA	165,3	6	10,4	0,06
IV	PE-PUNTACOLORADA	20	208	9,2	1,9
IV	PE-ELARRAYAN	115	279	64,2	17,9
IV	PE-TALINAYPONIENTE	61	259	47,6	12,3
IV	PE-TALINAYORIENTE	90	285	113,5	32,4
IV	PE-PUNTASIERRA	80	259	42,1	10,9
IV	PE-LOSCURUROS	109,6	278	67,9	18,9
IV	PE-MONTEREDONDO	48	233	14,2	3,3
IV	PE-PUNTAPALMERAS	45	264	18,7	4,9
IV	PE-CANELA	18	269	6,2	1,7
IV	PE-CANELA-2	64	279	42,7	11,9
IV	PE-TOTAL	46	255	35,9	9,2
VI	PE-LAESTRELLA	50	256	17,1	4,4
VIII	PE-NEGRETE	36	263	21,5	5,6
VIII	PE-LOSOLMOS	110	252	61,4	15,5
VIII	PE-LOSBUENOSAIRE	24	255	15,1	3,9
VIII	PE-LAESPERANZA	10,5	258	8,2	2,1
VIII	PE-CUEL	33	245	38,0	9,3
VIII	PE-ALENA	86,2	193	68,2	13,2
VIII	PE-MESAMAVIDA	68	253	34,0	8,6
VIII	PE-LOMASDEDUQUECO	58,8	178	62,7	11,2
VIII	PE-CAMPO-LINDO	64,5	172	89,2	15,3
IX	PE-RENAICO	88	258	158,4	40,9
IX	PE-MALLECONORTE	137,85	257	71,7	18,4
IX	PE-MALLECOSUR	135,15	253	79,1	20,0
IX	PE-SANGABRIEL	183	261	91,5	23,9
IX	PE-LAFLOR	32,4	189	67,9	12,8
IX	PE-TOLPANSUR	84	243	46,1	11,2
IX	PE-RENAICO-2	144	74	39,8	2,9
X	PE-AURORA	129	249	68,9	17,2
X	PE-SANPEDRO	36	228	34,9	8,0
X	PE-SANPEDRO-2	65	127	83,2	10,6
X	PE-PUELCHESUR	156	195	282,5	55,1

## Anexo B. Selección y estudio planta eólica específica

### B.1. Coeficientes metodología AHP

Tabla B.1: Valores propios, índice de consistencia (CI) y ratio de consistencia (CR), con  $RI = 0.58$ , por cada criterio utilizado. Fuente: Elaboración propia.

	$\lambda_{max}$	CI	CR
<b>Criterio 1</b>	3,094	0,047	0,081
<b>Criterio 2</b>	3,074	0,037	0,063
<b>Criterio 3</b>	3,009	0,005	0,008
<b>Criterio 4</b>	3,018	0,009	0,016

### B.2. Régimen de generación

Tabla B.2: Valores estadísticos, energía generada en San Pedro I durante el año 2023 (MWh). Fuente: Elaboración propia.

Generación San Pedro I (MWh)						
Mes	Total	Promedio diario	Mediana	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
Enero	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0
Marzo	776	34	0	55	0	188
Abril	3.421	115	69	122	0	452
Mayo	8.657	347	349	176	39	647
Junio	10.865	357	378	161	4	613
Julio	10.345	295	253	223	0	700
Agosto	9.095	317	327	150	33	621
Septiembre	6.412	195	164	175	0	549
Octubre	5.501	199	182	130	11	468
Noviembre	7.575	215	194	166	1	507
Diciembre	3.192	79	45	109	0	393

Tabla B.3: Valores estadísticos, energía generada en San Pedro II durante el año 2023 (MWh). Fuente: Elaboración propia.

<b>Generación San Pedro II (MWh)</b>						
<b>Mes</b>	<b>Total</b>	<b>Promedio diario</b>	<b>Mediana</b>	<b>Desv. Est.</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Enero	7.318	236	177	207	13	853
Febrero	8.117	304	232	258	12	901
Marzo	10.575	360	281	309	0	1.193
Abril	7.186	222	112	230	0	753
Mayo	14.987	593	623	292	69	1.076
Junio	16.340	527	523	252	8	919
Julio	7.830	174	149	123	8	458
Agosto	10.940	405	371	218	32	922
Septiembre	10.451	323	201	305	0	944
Octubre	8.826	316	235	237	16	831
Noviembre	11.861	341	290	266	3	809
Diciembre	4.790	119	66	170	0	647

## Anexo C. Diseño de propuesta de almacenamiento energético

### C.1. Memoria de cálculo caudal de fuente hídrica

Utilizando como puntos de referencia los mostrados en la Figura C.1, cuyos datos se muestran en la Tabla C.1, se calcula la pendiente del río Coluco:

$$s = \frac{z_1 - z_2}{L} = \frac{100 [m] - 90 [m]}{250 [m]} = 0.04$$

El radio hidráulico (ec. 2.15), considerando una profundidad promedio del río 4.5 [m] y ancho promedio 14 [m], obtiene el valor:

$$R_h = \frac{4.5 \cdot 14}{14 + 2 \cdot 4.5} = 2.74$$

Para un coeficiente de rugosidad  $n = 0.033$  (terreno pedregoso), se obtiene una velocidad del río mediante la fórmula de Manning (ec. 2.14):

$$v = \frac{1}{0.033} 2.74^{2/3} 0.04^{1/2} = 11.9 [m/s]$$

Con la velocidad calculada, el ancho y la profundidad promedio del río, se estima un caudal:

$$Q = 11.9 [m/s] \cdot 4.5 [m] \cdot 14 [m] = 747.5 [m^3/s]$$

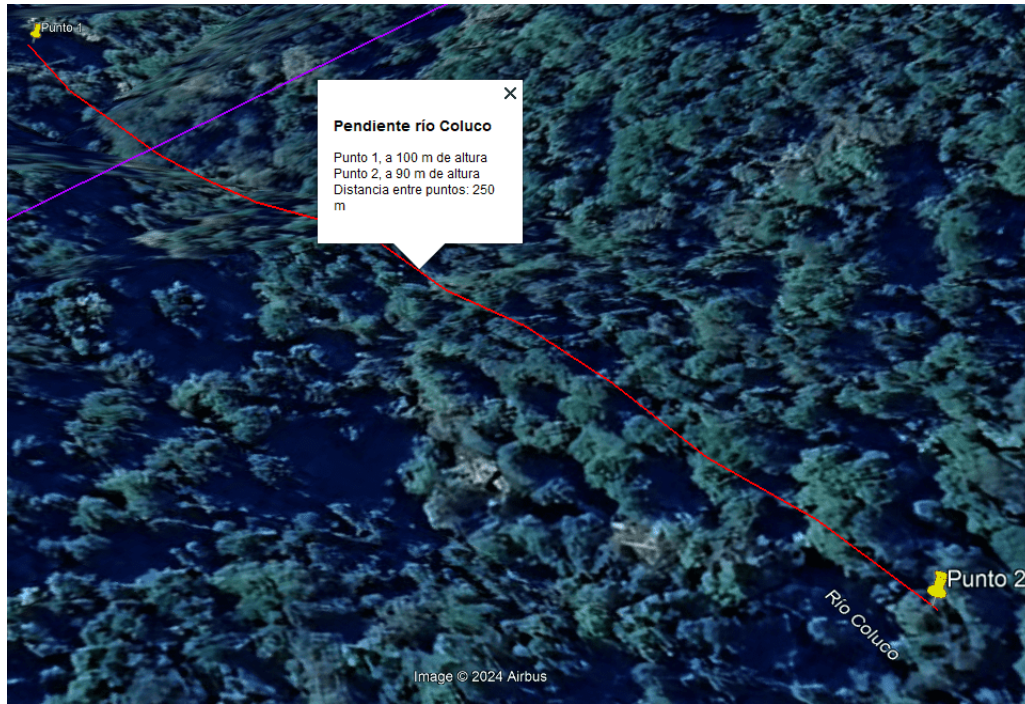


Figura C.1: Puntos considerados para el cálculo de caudal del río Coluco.  
 Fuente: Extraído de Google Earth Pro.

Tabla C.1: Ubicación geográfica de los puntos considerados para el cálculo de caudal del río Coluco. Fuente: Elaboración propia.

	Altitud [m.s.n.m.]	Latitud	Longitud
Punto 1	100	42°13'34.19"S	73°52'0.98"O
Punto 2	90	42°13'31.47"S	73°52'11.11"O



## C.2. Potencia óptima de bombeo

La cantidad de energía a almacenar (Tabla C.2), se calcula como  $E_i = P_i \cdot \sum_i^n H_i$ , donde  $P_i$  es la potencia de bombeo, la que se multiplica por la cantidad de horas  $H_i$  en las que se presenta una potencia disponible mayor o igual a  $P_i$ . Notar que las potencias  $P_i$  se encuentran ordenadas de menor a mayor, por lo que  $P_1 < P_2 < \dots < P_n$ .

Tabla C.2: Cantidad de horas según potencia disponible durante vertimientos 2023, considerando ambas centrales eólicas San Pedro I y II. Fuente: Elaboración propia.

Potencia (MW)	Cantidad horas	Energía a almacenar (MWh)	Potencia (MW)	Cantidad horas	Energía a almacenar (MWh)
5	45	5220	20,5	14	5227,5
5,5	42	5494,5	21	12	5061
6	42	5742	21,5	6	4923,5
6,5	52	5947,5	22	8	4906
7	39	6041	22,5	10	4837,5
7,5	35	6180	23	17	4715
8	26	6312	23,5	10	4418
8,5	27	6485,5	24	3	4272
9	33	6624	24,5	3	4287,5
9,5	35	6678,5	25	9	4300
10	26	6680	25,5	6	4156,5
10,5	25	6741	26	11	4082
11	29	6787	26,5	4	3869
11,5	26	6762	27	7	3834
12	17	6744	27,5	14	3712,5
12,5	38	6812,5	28	3	3388
13	19	6591	28,5	1	3363
13,5	13	6588	29	19	3393
14	21	6650	29,5	18	2891
14,5	12	6583	30	7	2400
15	19	6630	30,5	3	2226,5
15,5	13	6556,5	31	21	2170
16	20	6560	31,5	6	1543,5
16,5	11	6435	32	5	1376
17	14	6443	32,5	3	1235
17,5	16	6387,5	33	2	1155
18	15	6282	33,5	2	1105,5
18,5	26	6179	34	2	1054
19	15	5852	34,5	1	1000,5
19,5	20	5713,5	35	28	980
20	18	5460			

## Anexo D. Ingeniería básica

### D.1. Cálculo computacional Colebrook-White

Código D.1: Código en lenguaje de programación Python 3, para calcular iterativamente el factor  $f$  de la ecuación de Colebrook-White.

```
1 import math
2
3 # Parámetros
4
5 rho = 1000 # densidad del agua (kg/m3)
6 mu = 0.001 # viscosidad dinamica del agua (Pa s)
7 v = 2.13 # velocidad flujo del agua (m/s)
8
9 epsilon = 0.00004572 # Rugosidad tuberia (m)
10 D = 1.3 # Diametro tuberia (m)
11
12 Re = rho*v*D/mu # Numero de Reynolds
13
14 # Estimación inicial
15 f = 0.2
16
17 # Tolerancia y número máximo de iteraciones
18 tolerance = 1e-6
19 max_iterations = 100
20 iteration = 0
21
22 while iteration < max_iterations:
23     iteration += 1
24     f_old = f
25     term1 = epsilon / D / 3.7
26     term2 = 2.51 / (Re * math.sqrt(f))
27     f = 1 / (-2 * math.log10(term1 + term2))**2
28     if abs(f - f_old) < tolerance:
29         break
30
31 print(f"Factor de fricción (f) después de {iteration} iteraciones: {f}")
```

## D.2. Memoria de cálculo pérdidas de carga en tubería forzada

Tabla D.1: Parámetros obtenidos para  $D = 1$  [m], mediante ecuaciones de Colebrook-White y Darcy-Weisbach. Fuente: Elaboración propia.

Nivel agua embalse (m)	$v_f$ (m/s)	$Q_{max}$ (m <sup>3</sup> /s)	Re	f	$H_{loss}$ (m)	$H_{ratio}$	$h_e$ (m)	$h_v$ (m)	$P_{max}$ Turbina (MW)
1	2,62	2,06	2,6,E+06	0,01146	15,9	3 %	0,4	1,2	9,6
1,2	2,87	2,26	2,9,E+06	0,01138	18,9	3 %	0,4	1,4	10,4
1,4	3,10	2,44	3,1,E+06	0,01132	21,9	4 %	0,5	1,7	11,2
1,6	3,32	2,61	3,3,E+06	0,01127	25,0	5 %	0,6	1,9	11,9
1,8	3,52	2,76	3,5,E+06	0,01123	28,0	5 %	0,6	2,1	12,5
2	3,71	2,91	3,7,E+06	0,01119	31,0	6 %	0,7	2,4	13,1
2,2	3,89	3,05	3,9,E+06	0,01116	34,0	6 %	0,8	2,6	13,7
2,4	4,06	3,19	4,1,E+06	0,01113	37,0	7 %	0,8	2,8	14,2
2,6	4,23	3,32	4,2,E+06	0,01110	40,0	7 %	0,9	3,0	14,7
2,8	4,39	3,45	4,4,E+06	0,01109	43,0	8 %	1,0	3,3	15,2
3	4,54	3,57	4,5,E+06	0,01106	45,9	8 %	1,1	3,5	15,6
3,2	4,69	3,68	4,7,E+06	0,01104	48,9	9 %	1,1	3,7	16,0
3,4	4,84	3,80	4,8,E+06	0,01102	51,9	9 %	1,2	3,9	16,4
3,6	4,98	3,91	5,0,E+06	0,01101	54,9	10 %	1,3	4,2	16,8
3,8	5,11	4,01	5,1,E+06	0,01099	57,8	11 %	1,3	4,4	17,1
4	5,24	4,12	5,2,E+06	0,01098	60,8	11 %	1,4	4,6	17,5
4,2	5,37	4,22	5,4,E+06	0,01097	63,8	12 %	1,5	4,8	17,8
4,4	5,50	4,32	5,5,E+06	0,01096	66,7	12 %	1,5	5,1	18,1
4,6	5,62	4,42	5,6,E+06	0,01095	69,7	13 %	1,6	5,3	18,4
4,8	5,75	4,51	5,7,E+06	0,01093	72,7	13 %	1,7	5,5	18,6
5	5,86	4,61	5,9,E+06	0,01093	75,6	14 %	1,8	5,7	18,9

### D.3. Catálogo motores eléctricos Siemens

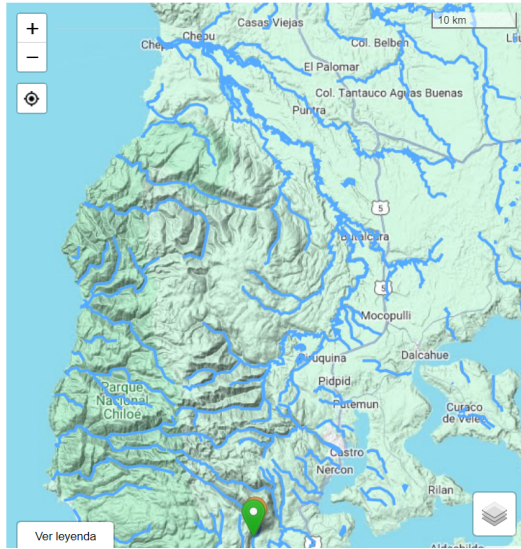
Motors for line operation Air-cooled motors														
H-compact PLUS 1RA4, 1RA6, 1RP6 and SIMOTICS HV M 1RA7														
Selection and ordering data (continued)														
Rated power  IEC  kW	High voltage motor H-compact PLUS  Article No.	Speed  rpm	Rated current		Efficiency		Power factor		Torque  Nm	Break-down torque  [·]	Locked-rotor torque  [·]	Locked-rotor current  [·]	Moment of inertia	
			$I_{rated}$ at 10 kV A	4/4 load %	3/4 load %	4/4 load cos $\varphi$	3/4 load cos $\varphi$	$T_B/T_{rated}$					$T_{LR}/T_{rated}$	$I_{LR}/I_{rated}$
<b>9 ... 11 kV, 50 Hz</b>														
6-pole														
820	1RA6 450-6HJ	990	59	95.2	95.7	0.85	0.83	7909	2.45	0.90	5.15	28	340	
920	1RA6 452-6HJ	990	65	95.2	95.8	0.86	0.85	8874	2.40	0.95	5.10	32	400	
1000	1RA6 454-6HJ	990	70	95.4	96.0	0.86	0.85	9645	2.40	0.95	5.10	35	460	
1150	1RA6 456-6HJ	991	81	95.8	96.3	0.86	0.84	11081	2.45	0.85	5.15	41	560	
1450	1RA6 500-6HJ	990	102	95.5	96.3	0.86	0.86	13986	2.15	0.70	4.55	56	830	
1650	1RA6 502-6HJ	989	114	95.6	96.4	0.87	0.86	15931	2.10	0.70	4.50	61	910	
1850	1RA6 504-6HJ	989	128	95.7	96.5	0.87	0.87	17862	2.10	0.70	4.65	68	1020	
2020	1RA6 506-6HJ	990	140	95.9	96.6	0.87	0.86	19484	2.20	0.70	4.65	76	1140	
2500	1RA6 560-6HJ	991	170	96.2	96.7	0.88	0.87	24090	2.05	0.70	4.85	107	1060	
2800	1RA6 562-6HJ	992	190	96.5	96.9	0.88	0.87	26953	2.15	0.70	5.00	118	1160	
3150	1RA6 564-6HJ	992	215	96.6	97.0	0.88	0.88	30322	2.10	0.70	4.75	131	1280	
3430	1RA6 566-6HJ	992	230	96.7	97.1	0.89	0.88	33018	2.25	0.80	5.10	145	1420	
3600	1RA4 630-6HE	993	250	96.7	96.9	0.86	0.84	34622	2.20	0.63	5.00	183	1200	
4000	1RA4 632-6HE	993	275	96.8	97.0	0.87	0.85	38469	2.10	0.64	5.00	202	1500	
4400	1RA4 634-6HE	993	300	97.0	97.1	0.87	0.86	42316	2.20	0.66	5.20	223	1750	
4800	1RA4 636-6HE	994	330	97.1	97.2	0.87	0.86	46117	2.30	0.71	5.50	246	2000	

Figura D.1: Prestaciones motor eléctrico Siemens 1RA4 630-6HE según catálogo. Fuente: Siemens AG.

## Anexo E. Costos de inversión del proyecto

Tabla E.1: Avalúos fiscales de los terrenos a utilizar en el proyecto. Fuente: Servicio de Impuestos Internos.

Rol Predial	Comuna	Dirección o Nombre de la Propiedad	Reavalúo	Destino	Avalúo Total
143-394	Dalcahue	Fundo San Pedro PC 4 - 12 B	RAV Agrícola 2024	Agrícola	\$ 92.904.499
143-396	Dalcahue	Fundo San Pedro PC 5 - 2	RAV Agrícola 2024	Agrícola	\$ 120.958.013
143-397	Dalcahue	Fundo San Pedro PC 5 - 3	RAV Agrícola 2024	Agrícola	\$ 96.402.080
143-398	Dalcahue	Fundo San Pedro PC 5 - 4	RAV Agrícola 2024	Agrícola	\$ 80.152.901
143-399	Dalcahue	Fundo San Pedro PC 5 - 5	RAV Agrícola 2024	Agrícola	\$ 58.169.145
143-400	Dalcahue	Fundo San Pedro PC 5 - 6	RAV Agrícola 2024	Agrícola	\$ 77.092.517



**En venta** DERECHOS DE APROVECHAMIENTO DE AGUAS ID: 00368-109-10

## 800,00 l/s Río Dongo

**\$ 110.816.660**  
**UF 2.947,00** (precio propuesto)

Equivalentes por l/s a \$ 138.521 | UF 3,68

**QUIERO COMPRAR**

CONTACTO@AGUACIRCULAR.CL | +56 2 3245 0940 | +56 2 3245 0940

NATURALEZA SUPERFICIAL Y CORRIENTE

USO NO CONSUNTIVO

EJERCICIO PERMANENTE Y CONTINUO

EJERCICIO EVENTUAL Y DISCONTINUO

CAPTACIÓN GRAVITACIONAL

TÍTULO INDEFINIDO PERFECTO

> CUENCA  
Islas Chiloé y circundantes

> PROVINCIA  
Chiloé

> REGIÓN  
Los Lagos

> COMUNA  
Chonchi

Figura E.1: Precio de mercado para derechos de agua no consuntivos en la provincia de Chiloé, Región de Los Lagos, julio 2024. Fuente: Extraído de sitio web [Aguacircular](http://Aguacircular).



**BOER KING STEEL GROUP**  
**TIANJIN BOER KING STEEL PIPE CO.,LTD**  
**BOER KING STEEL IMP&EXP CO.,LTD**

Office: No. 602, Liandong U Valley, Shuanggang Town, Jinnan District, Tianjin  
 Tel: +86 22.28577880 - Website: Boerking.com  
 Mobile: +86

QUOTATION SHEET

Buyer:  
 Contact: Mr. Alan Moreno  
 Company: San Pedro Hydro Power Company  
 Mail:  
 Phone: +56 9

Seller: Boer king steel  
 Contact:  
 Mobil: +86  
 Mail: exportsale2@boerking.com

Date: JUL. 19, 2024

No.#	Description	Size	Quantity	Unit Weight	Total Weight	CIF PUERTO MONTT	Total Amount
		mm	pcs	kg/pc	ton	USD/PC	(USD)
1	EN10210 S355J2H SEAMLESS STEEL PIPES, DESIGNATION BK, WITH VANISH PAINTING AND END PROTECTORS	OD1050X 25(WT.)X12M	332	7583	2518	\$9,880.00	\$3,280,160.00
<b>TOTAL:</b>					2518		\$3,280,160.00
<b>TOTAL CIF PUERTO MONTT BY CONTAINERS:</b>							\$3,280,160.00

Figura E.2: Precio CIF (en USD) cotizado para las tuberías forzadas, incluyendo transporte hasta Puerto Montt, Región de Los Lagos.

## Anexo F. Comparación situaciones con y sin proyecto

Código F.1: Código en lenguaje de programación Python 3, para simular la operación de la central propuesta y comparar las potencias disponibles con y sin proyecto.

```
1 import csv
2 import math
3
4 # Parametros
5
6 potencia_bombero=14.4 # Potencia requerida para funcionar
7 h_bombero=(8,20) # Horario permitido bombeo
8
9 with open('Datos.csv', newline='') as Datos:
10     lector_csv = csv.reader(Datos, delimiter=',')
11
12     # La primera fila contiene los encabezados, se omite
13     next(lector_csv)
14
15     # Inicia las listas para las columna deseadas
16     horas = []
17     vertido = []
18     generado = []
19
20     almacenada = [0]
21     gen_turbina = [0]
22     m3_turb = [0]
23     m3_bombero = [0]
24     vol_embalse = [0] # Volumen inicial
25     nivel_embalse = [-3] # Nivel inicial
26     pot_disp_turbina = [0]
27
28     # Especifica el índice de la columna (la primera columna es el índice 0)
29     indice_horas = 1
30     indice_gen = 2
31     indice_vert = 3
32     # Itera sobre las filas y extrae el valor de la columna
33     for fila in lector_csv:
34         horas.append(int(fila[indice_horas]))
35         generado.append(float(fila[indice_gen]))
36         vertido.append(float(fila[indice_vert]))
37
38     for x in range(1,8760):
39         hora=horas[x]
```

```

40 if hora>=h_bombeeo[0] and hora<=h_bombeeo[1]: # Horario de bombeo
41     gen_turbina.append(0)
42     m3_turb.append(0)
43     if vertido[x]>=potencia_bombeeo:
44         almacenada.append(12.96) # MWh almacenados
45         m3_bombeeo.append(6300) # Caudal nominal durante 1 hora de bombeo
46         vol_embalse.append(vol_embalse[x-1]+6300)
47         nivel_embalse.append((vol_embalse[x]/150000)-3)
48         if nivel_embalse[x]<1:
49             pot_disp_turbina.append(0)
50         else:
51             pot_disp_turbina.append(0.9*1000*9.81*(492+nivel_embalse[x])*(0.7854*0.592*
↪ math.sqrt(2*9.81*nivel_embalse[x]))/1000000)
52     else:
53         almacenada.append(0)
54         m3_bombeeo.append(0)
55         vol_embalse.append(vol_embalse[x-1])
56         nivel_embalse.append((vol_embalse[x]/150000)-3)
57         if nivel_embalse[x]<1:
58             pot_disp_turbina.append(0)
59         else:
60             pot_disp_turbina.append(0.9*1000*9.81*(492+nivel_embalse[x])*(0.7854*0.592*
↪ math.sqrt(2*9.81*nivel_embalse[x]))/1000000)
61     else: # Horario de generaci3n
62         almacenada.append(0) # No se almacena energia
63         m3_bombeeo.append(0) # No se bombea agua
64         if nivel_embalse[x-1]<1:
65             gen_turbina.append(0)
66             m3_turb.append(0)
67             vol_embalse.append(vol_embalse[x-1])
68             pot_disp_turbina.append(0)
69             nivel_embalse.append((vol_embalse[x]/150000)-3)
70         elif nivel_embalse[x-1]<3:
71             gen_turbina.append(0)
72             m3_turb.append(0)
73             vol_embalse.append(vol_embalse[x-1])
74             nivel_embalse.append((vol_embalse[x]/150000)-3)
75             pot_disp_turbina.append(0.9*1000*9.81*(492+nivel_embalse[x])*(0.7854*0.592*
↪ math.sqrt(2*9.81*nivel_embalse[x]))/1000000)
76         else:
77             gen_turbina.append(0.9*1000*9.81*(492+nivel_embalse[x-1])*(0.7854*0.592*
↪ math.sqrt(2*9.81*nivel_embalse[x-1]))/1000000)
78             m3_turb.append(0.7854*0.592*
↪ math.sqrt(2*9.81*nivel_embalse[x-1])*3600)
79             vol_embalse.append(vol_embalse[x-1]-m3_turb[x])
80             nivel_embalse.append((vol_embalse[x]/150000)-3)

```

```

81     pot_disp_turbina.append(0.9*1000*9.81*(492+nivel_embalse[x])*(0.7854*0.592*
↪ math.sqrt(2*9.81*nivel_embalse[x]))/1000000)
82
83 # Abrir el archivo en modo de escritura ('w') y crear el escritor CSV
84 with open('Resultados.csv', mode='w', newline='') as Resultados:
85     escritor_csv = csv.writer(Resultados)
86     escritor_csv.writerow(['Almacenada MWh', 'Gen_turbina MWh', 'm3_turb', 'm3_bombeo
↪ ', 'vol_embalse', 'nivel_embalse', 'pot_disp_turbina'])
87 # Escribir cada elemento de la lista como una nueva fila en el archivo CSV
88 for fila in zip(almacenada, gen_turbina, m3_turb, m3_bombeo, vol_embalse,
↪ nivel_embalse, pot_disp_turbina):
89     escritor_csv.writerow(fila) # Cada fila contiene elementos de las listas

```

## Anexo G. Factibilidad económica

### G.1. Ingresos por venta de energía y potencia

La estimación de ingresos para el año 2024 (mediante mercado spot), utiliza los datos del año 2023, presente en la Tabla G.1.

Tabla G.1: Ingresos esperados por venta de energía, según costo marginal promedio de la subestación Chiloé, año 2023. Fuente: Elaboración propia.

Mes	Mercado Spot 2023 (S/E Chiloé)		
	Energía a generar (MWh)	CMg promedio (USD/MWh)	Ganancia estimada (USD)
Enero	0,0	201,9	\$ -
Febrero	13,0	219,5	\$ 2.844
Marzo	0,0	209,9	\$ -
Abril	337,0	162,3	\$ 54.690
Mayo	90,7	140,5	\$ 12.746
Junio	90,7	86,6	\$ 7.859
Julio	544,3	48,5	\$ 26.421
Agosto	479,5	38,7	\$ 18.579
Septiembre	194,4	32,8	\$ 6.379
Octubre	337,0	36,0	\$ 12.119
Noviembre	337,0	23,6	\$ 7.961
Diciembre	1088,6	50,4	\$ 54.914
		<b>Total</b>	<b>\$ 204.513</b>



Tabla G.2: Ingresos estimados de energía y potencia, según venta exclusiva a cada segmento. Fuente: Elaboración propia.

		Venta energía	Venta potencia	Total
2023	Clientes regulados [CLP]	\$ 46.634.478	\$ 533.112.672	\$ 579.747.150
	Clientes regulados [USD]	\$ 50.199	\$ 573.856	\$ 624.055
	Mercado Spot [USD]	\$ 46.318 <sup>a</sup>	\$ 573.856	\$ 620.174
2024	Clientes regulados [CLP]	\$ 165.267.696	\$ 1.355.371.200	\$ 1.520.638.896
	Clientes regulados [USD]	\$ 177.898	\$ 1.458.957	\$ 1.636.856
	Mercado Spot [USD]	\$ 204.513	\$ 1.458.957	\$ 1.663.470

<sup>a</sup> Valor determinado a través del costo marginal hora a hora presente en la S/E Chiloé (año 2023) y la generación de energía durante esa misma hora.

## G.2. Flujo de caja

Tabla G.3: Flujo de caja proyecto puro en [USD], caso optimista (ingresos crecientes y costos operacionales constantes en el tiempo). Fuente: Elaboración propia.

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		\$ 620.174	\$ 1.663.470	\$ 1.746.644	\$ 1.833.976	\$ 1.925.674
Costos operacionales		\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374
Perd. Ejercicio anterior		\$ -	\$ -340.200	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad antes de impuestos		\$ -340.200	\$ 362.896	\$ 786.270	\$ 873.602	\$ 965.300
Impuesto primera cat. (27%)		\$ -	\$ -97.982	\$ -212.293	\$ -235.872	\$ -260.631
Utilidad despues de impuestos		\$ -340.200	\$ 264.914	\$ 573.977	\$ 637.729	\$ 704.669
Perd. Ejercicio anterior		\$ -	\$ 340.200	\$ -	\$ -	\$ -
<b>Flujo operacional</b>		\$ -340.200	\$ 605.114	\$ 573.977	\$ 637.729	\$ 704.669
Inversion	\$ -82.813.922					
Préstamo						
Amortizacion préstamo						
<b>Flujo capitales</b>	\$ -82.813.922	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<b>Flujo de caja</b>	\$ -82.813.922	\$ -340.200	\$ 605.114	\$ 573.977	\$ 637.729	\$ 704.669

6	7	8	9	10	11	12	13	14
\$ 2.021.958	\$ 2.123.056	\$ 2.229.209	\$ 2.340.669	\$ 2.457.703	\$ 2.580.588	\$ 2.709.617	\$ 2.845.098	\$ 2.987.353
\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 1.061.584	\$ 1.162.682	\$ 1.268.835	\$ 1.380.295	\$ 1.497.329	\$ 1.620.214	\$ 1.749.243	\$ 1.884.724	\$ 2.026.979
\$ -286.628	\$ -313.924	\$ -342.585	\$ -372.680	\$ -404.279	\$ -437.458	\$ -472.296	\$ -508.876	\$ -547.284
\$ 774.956	\$ 848.758	\$ 926.249	\$ 1.007.616	\$ 1.093.050	\$ 1.182.756	\$ 1.276.948	\$ 1.375.849	\$ 1.479.695
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 774.956	\$ 848.758	\$ 926.249	\$ 1.007.616	\$ 1.093.050	\$ 1.182.756	\$ 1.276.948	\$ 1.375.849	\$ 1.479.695
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 774.956	\$ 848.758	\$ 926.249	\$ 1.007.616	\$ 1.093.050	\$ 1.182.756	\$ 1.276.948	\$ 1.375.849	\$ 1.479.695

15	16	17	18	19	20	21	22	23
\$ 3.136.721	\$ 3.293.557	\$ 3.458.235	\$ 3.631.146	\$ 3.812.704	\$ 4.003.339	\$ 4.203.506	\$ 4.413.681	\$ 4.634.365
\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 2.176.347	\$ 2.333.183	\$ 2.497.861	\$ 2.670.772	\$ 2.852.330	\$ 3.042.965	\$ 3.243.132	\$ 3.453.307	\$ 3.673.991
\$ -587.614	\$ -629.959	\$ -674.422	\$ -721.109	\$ -770.129	\$ -821.601	\$ -875.646	\$ -932.393	\$ -991.978
\$ 1.588.733	\$ 1.703.223	\$ 1.823.438	\$ 1.949.664	\$ 2.082.201	\$ 2.221.364	\$ 2.367.486	\$ 2.520.914	\$ 2.682.014
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 1.588.733	\$ 1.703.223	\$ 1.823.438	\$ 1.949.664	\$ 2.082.201	\$ 2.221.364	\$ 2.367.486	\$ 2.520.914	\$ 2.682.014
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 1.588.733	\$ 1.703.223	\$ 1.823.438	\$ 1.949.664	\$ 2.082.201	\$ 2.221.364	\$ 2.367.486	\$ 2.520.914	\$ 2.682.014

24	25	26	27	28	29	30	31	32
\$ 4.866.083	\$ 5.109.388	\$ 5.364.857	\$ 5.633.100	\$ 5.914.755	\$ 6.210.493	\$ 6.521.017	\$ 6.847.068	\$ 7.189.421
\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 3.905.709	\$ 4.149.014	\$ 4.404.483	\$ 4.672.726	\$ 4.954.381	\$ 5.250.119	\$ 5.560.643	\$ 5.886.694	\$ 6.229.047
\$ -1.054.542	\$ -1.120.234	\$ -1.189.210	\$ -1.261.636	\$ -1.337.683	\$ -1.417.532	\$ -1.501.374	\$ -1.589.407	\$ -1.681.843
\$ 2.851.168	\$ 3.028.780	\$ 3.215.273	\$ 3.411.090	\$ 3.616.698	\$ 3.832.587	\$ 4.059.270	\$ 4.297.287	\$ 4.547.205
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 2.851.168	\$ 3.028.780	\$ 3.215.273	\$ 3.411.090	\$ 3.616.698	\$ 3.832.587	\$ 4.059.270	\$ 4.297.287	\$ 4.547.205
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 2.851.168	\$ 3.028.780	\$ 3.215.273	\$ 3.411.090	\$ 3.616.698	\$ 3.832.587	\$ 4.059.270	\$ 4.297.287	\$ 4.547.205

33	34	35
\$ 7.548.893	\$ 7.926.337	\$ 8.322.654
\$ -960.374	\$ -960.374	\$ -960.374
\$ -	\$ -	\$ -
\$ 6.588.519	\$ 6.965.963	\$ 7.362.280
\$ -1.778.900	\$ -1.880.810	\$ -1.987.816
\$ 4.809.619	\$ 5.085.153	\$ 5.374.464
\$ -	\$ -	\$ -
\$ 4.809.619	\$ 5.085.153	\$ 5.374.464
\$ -	\$ -	\$ -
\$ 4.809.619	\$ 5.085.153	\$ 5.374.464

Tabla G.4: Indicadores económicos del proyecto, para el flujo de caja mostrado en la Tabla G.3, con tasa de descuento 7%. Fuente: Elaboración propia.

<b>VAN</b>	<b>\$-60.377.963,93</b>
<b>TIR</b>	<b>0 %</b>