



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Víctor Andrés Cabrera Elgueta

Estudio de factibilidad técnica-económica para la instalación de una mini-central hidroeléctrica

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 11 de abril de 2019



Estudio de factibilidad técnica-económica para la instalación de una mini-central hidroeléctrica

Víctor Andrés Cabrera Elgueta

Informe Final para optar al título de Ingeniero Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Werner Jara Montecinos
Profesor Guía

Sr. Javier Riedemann Aros
Segundo Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann
Secretario Académico

Valparaíso, 11 de abril de 2019

*Felicidad no es hacer lo que uno quiere,
Sino, querer lo que uno hace*

Jean Paul Sartre.

Agradecimientos

A mis padres Víctor Cabrera y Rosa Elgueta, por su apoyo incondicional y darme la oportunidad de ser un profesional.

A cada uno de la gran familia porteña Cabrera Rojas, gracias por dejarme ser parte de ellos y por todo su amor entregado.

A toda la familia de Graneros, que siempre han estado presentes, y gracias a Ricardo Cabrera, gestor de esta idea de proyecto.

A Tammy por los momentos lindos y Bayron gracias por todo tu apoyo como amigo y futbolístico. (Son mi cable a tierra).

A los profesores por su enseñanza y la mejor de las disposiciones.

Finalmente agradecer a todos mis amigos que se fueron forjando durante estos años.

Gracias a todos ustedes que me ayudan a crecer día a día

Valparaíso, 11 de abril de 2019

Víctor Cabrera Elgueta

Resumen

El siguiente documento describe el tema “Estudio de factibilidad técnica-económica para la instalación de una mini-central hidroeléctrica”. Como modelo de estudio se presenta, la restauración del sistema de generación de energía, ubicado en el sector La Compañía de la comuna de Graneros, Sexta Región, Chile.

El desarrollo consta de la elaboración de distintos capítulos que están implicados para la ejecución de este tipo de proyecto, de modo, que en el primero se presentan los objetivos que se esperan cumplir una vez finalizado el estudio y se da a conocer la justificación y descripción del proyecto.

Posteriormente se define lo que es la energía hidroeléctrica y se clasifican los tipos de centrales, su funcionamiento y la importancia que ha repercutido desde su implementación a nivel mundial. Además, se evalúan los parámetros comprendidos para el cálculo de la producción de energía eléctrica pronosticada en un año.

El tercer y cuarto capítulo se definen los equipos electromecánicos que permiten el óptimo funcionamiento. Asimismo, se expone el criterio utilizado para la elección de la turbina hidráulica y generador eléctrico. Adicionalmente, en el cuarto capítulo, se describe el sistema de control y protección que debe cumplir el generador para su conexión al sistema interconectado.

El quinto capítulo se realizan una serie de cálculos eléctricos teóricos, tales como la intensidad de salida del transformador, corriente de cortocircuito, sección del conductor y caída de voltaje, estos parámetros mencionados son evaluados al lado de baja y media tensión.

El sexto capítulo se detallan las obras civiles necesarias para albergar una mini-central hidroeléctrica.

El séptimo capítulo se describen las leyes que regulan este tipo de proyecto, como también los permisos y requerimientos necesarios para llevarlo a cabo. Considerando que el Gobierno de Chile ha promulgado distintas leyes, enfocadas principalmente a las obras de ERNC.

Finalmente, el octavo capítulo se desarrolla el análisis económico del proyecto, con datos y valores cotizados de empresas nacionales y extranjeras, que determinan la rentabilidad del proyecto. Y se analizan distintos escenarios de estudio para la toma de una mejor decisión.

Palabras claves: mini-central hidroeléctrica, energía hidroeléctrica, turbina hidráulica, factibilidad, ingreso por energía, energía renovable no convencionales.

Abstract

The following document describes the topic "Technical-economic feasibility study for the installation of a mini-central hydroelectric". As a study model is presented, the restoration of the power generation system, located in the sector The company of the commune of Graneros, Sixth Region, Chile.

The development consists of the elaboration of all the chapters that are implied for the execution of this type of project, the way of work, the way of work, the way of work, the way of work, the writing and the description. of the project.

Then define what hydroelectric energy is and classify the types of plants, their operation and the importance that has affected their global level. In addition, the parameters included for the calculation of predicted electricity production in one year are evaluated.

The third and fourth chapters define the electromechanical equipment that allows the best operation. Likewise, the criterion used for the choice of the hydraulic turbine and electric generator is presented. In addition, the fourth chapter describes the control system and the protection that the generator must fulfill for its connection to the interconnected system.

The fifth chapter is a series of theoretical electrical calculations, such as the intensity of the transformer output, the short circuit current, the conductor section and the voltage drop, these parameters are evaluated next to the low and medium voltage.

The sex in the chapter details the civil works necessary to house a mini-central hydroelectric.

The seventh chapter describes the laws that regulate this type of project, as well as the permits and requirements to carry it out. The Chilean government has enacted laws, mainly focused on the NCRE works.

Finally, the eighth chapter has become the economic analysis of the project, with data and quoted values of national and foreign companies, which determine the profitability of the project. The different study studies are analyzed to make a better decision.

Keywords: mini-hydroelectric power station, hydroelectric power, hydraulic turbine, feasibility, energy by income, non-conventional renewable energy.

Índice general

Introducción	1
1 Antecedentes generales.....	3
1.1 Justificación del proyecto	3
1.2 Descripción del proyecto	3
1.3 Objetivo general.....	4
1.4 Objetivos específicos.....	4
2 Energía hidroeléctrica	5
2.1 Historia	5
2.2 Principio del funcionamiento de una central hidroeléctrica	6
2.3 Clasificación de las centrales hidroeléctricas	6
2.4 Energía hidroeléctrica en Chile.....	9
2.5 Energía generada	10
2.5.1 Caudal	11
2.5.2 Salto neto	12
2.5.3 Aceleración gravitacional.....	12
2.5.4 Rendimientos de los equipos a utilizar.....	13
2.5.5 Cálculo de la potencia y energía.....	13
3 Turbinas hidráulica	15
3.1 Clasificación de las turbinas hidráulicas.....	15
3.2 Tipos de turbina hidráulica	16
3.3 Elección de la turbina hidráulica	19
3.3.1 Criterio por diagrama con rangos de aplicación	19
4 Conexión del generador al sistema interconectado.....	21
4.1 Generador eléctrico	21
4.1.1 Generador asincrónico o de inducción	21
4.1.2 Generador sincrónico	22
4.2 Generador conectado a la red de potencia infinita	23
4.3 Condiciones de acoplamiento a una red de potencia infinita.....	24
4.4 Funcionamiento de una máquina síncrona conectada a una red de potencia infinita	25

4.4.1 Efecto de la variación de excitación.....	25
4.4.2 Efecto de la variación del par mecánico (regulador de velocidad).....	26
4.5 Transformador elevador	26
4.6 Tablero eléctrico	27
4.7 Protecciones del sistema.....	27
4.7.1 Relés de protección.....	28
4.6.1.1 Relé de sobreintensidad controlada por tensión (51 V).....	28
4.6.1.2 Relé de sobretensión de tierra (59GN).....	28
4.6.1.3 Relé de potencia inversa (32)	28
4.6.1.4 Relé de subextracción (40)	29
4.6.1.5 Relé de sobreintensidad de secuencia negativa o de corriente desbalanceada (46)	29
4.6.1.6 Relé de campo de tierra (64)	29
4.6.1.7 Relé diferencial de generador y transformador (87G y 87T)	29
4.6.1.8 Relé de bloqueo del generador y transformador (86G y 86T)	29
4.6.1.9 Relé de subtensión del generador (27)	29
4.6.1.10 Relé de protección de rodamientos (38).....	29
4.6.1.11 Relé de protección contra vibraciones (39).....	29
4.6.1.12 Relé de voltaje de secuencia de fase (47)	29
4.6.1.13 Relé de sobrecorriente del transformador de excitación (51E)	29
4.6.1.14 Relé de sobretensión del generador (59)	30
4.6.1.15 Relé de frecuencia (81)	30
4.6.1.16 Relé de sobrecorriente del transformador (50 / 51T).....	30
4.6.1.17 Relé de presión súbita del transformador (63T)	30
4.6.1.18 Relé de protección de punto caliente del transformador (49T).....	30
4.8 Diagrama unilineal	31
5 Cálculos eléctricos	33
5.1 Instalación en media tensión	33
5.1.1 Descripción de la instalación en M.T.	33
5.1.2 Intensidad en M.T.	33
5.1.3 Corriente de cortocircuito de M.T.....	34
5.2 Instalación en baja tensión.....	34
5.2.1 Descripción de la instalación de B.T.....	34
5.2.2 Intensidad en B.T.	34
5.2.3 Conductor eléctrico en B.T.	35
5.2.4 Corriente de cortocircuito de B.T.....	35
5.2.5 Caída de tensión en B.T.....	35
6 Obras civiles	36
6.1 Obras de captación	36
6.1.1 Bocatomas o Marco partidor	36
6.1.2 Aliviaderos	37
6.1.2.1 Compuertas	37

6.1.3 Desarenadores.....	37
6.2 Obras de conducción	37
6.2.1 Canal de conducción	37
6.2.2 Cámara de carga.....	38
6.2.3 Rejilla anti-residuos	38
6.2.4 Tubería forzada	38
6.2.5 Válvulas	38
6.2.6 Canal de desagüe o canal de restitución	40
6.3 Sala de máquinas	40
6.4 Obras de transmisión y de distribución eléctrica	40
6.5 Resumen de obras civiles.....	41
7 Leyes que regulan el proyecto	42
7.1 Código del Agua	42
7.1.1 Inscripción del Derecho de Aprovechamiento de Agua	43
7.1.2 Pago de patente por no uso de derechos adquiridos	43
7.1.3 Autorizaciones requeridas de la Dirección General de Aguas (DGA)	43
7.2 Normativa ambiental	44
7.2.1 Resumen de evaluación ambiental	45
7.3 Ley general de servicios eléctricos	45
7.3.1 Marco legal para energías renovables no convencionales (ERNC)	45
7.3.2 Modificación Decreto Supremo N° 244 (DS 244 2015)	47
8 Análisis económico del proyecto.....	49
8.1 Costos.....	49
8.1.1 Costos directos	49
8.1.2 Costos indirectos.....	49
8.2 Ingresos de un proyecto de mini-central.....	50
8.2.1 Factor de planta.....	50
8.2.2 Ingreso por energía	50
8.2.3 Ingreso por potencia.....	52
8.2.4 Venta de energía y potencia.....	53
8.2.4.1 Venta al Mercado Spot	53
8.2.4.1 Venta por Contrato	53
8.3 Consideraciones para la evaluación económica.....	53
8.4 Análisis de sensibilidad	54
8.5 Evaluación económica del proyecto.....	54
Discusión y conclusiones.....	58
Bibliografía.....	61
A Cotización de equipos.....	64

B Flujo de caja del proyecto.....74

Introducción

La disponibilidad de la energía desde hace varios años, ha sido esencial para la humanidad, que cada vez demanda más recursos energéticos para cubrir las necesidades de consumo y bienestar. Las energías renovables que provienen de fuentes inagotables en la escala de tiempos del ser humano, como es, el sol, el viento, no emiten gases de efecto invernadero, entre otros beneficios, por esta razón la energía representa uno de los pilares que sustentan la construcción de un sistema de desarrollo sostenible.

Las sociedades modernas han comprendido la necesidad de cambiar las tendencias energéticas de cara al futuro, para evitar problemas medioambientales serios como el cambio climático, la lluvia acida o el agujero de la capa de ozono que son provocados entre otras causas, por el aumento de las emisiones de CO₂, que a lo largo de los últimos años han causado las energías basadas en los combustibles fósiles como el carbón, gas natural y el petróleo. Esto ha impulsado que cada vez se incline más hacia la adopción de medidas que protejan el planeta.

Así lo refleja las actuales políticas nacionales y los acuerdos y tratados internacionales que incluyen como objetivo prioritario un desarrollo sostenible que no comprometa los recursos naturales de las futuras generaciones.

El Gobierno de Chile ha promulgado distintas leyes, enfocadas principalmente a las obras de energías renovables no convencionales, para incentivar a los empresarios en sus procesos de producción. Esto, con el fin de que Chile no dependa de una sola fuente de abastecimiento energético, tal es el caso que se espera que, en el año 2050, el 90% provenga de las fuentes de energías verdes. [1]

Actualmente, las energías renovables han dejado de ser tecnologías caras y minoritarias para ser plenamente competitivas y eficaces de cara a cubrir necesidades de la demanda. Dentro de estas energías renovables se encuentra la energía hidroeléctrica, que ocupa un papel fundamental, ya que es capaz de dar respuesta a la demanda máxima de los sistemas eléctricos, además de tratarse de una energía autóctona con poca dependencia exterior en comparación con el petróleo, cuyo precio fluctúa enormemente por la situación de inestabilidad de los países productores.

Las centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 5 MW son denominadas pequeñas centrales [2], que al igual que las grandes centrales instaladas, están muy condicionadas por las

características que presente el lugar donde vayan a ser ubicadas. Entre las consideraciones que hay que tener en cuenta, es la topografía del terreno, que va influir tanto en la obra civil como en la selección de la maquinaria. Las principales ventajas de las centrales pequeñas es que son respetuosa con el medio ambiente, porque los impactos que genera son pequeños, incluso muchos son evitables si se toman las medidas adecuadas (escalas para peces, caudal ecológico, soterramiento de tuberías, etc.) y recalcar que la inversión es inferior.

Los principales sistemas de control en una central hidroeléctrica, están asociado con las secuencias de arranque y parada, el voltaje, frecuencia, potencia activa y reactiva. Típicamente, para las centrales pequeñas, suelen incluir sistemas de control automático, operados desde una ubicación fuera del sitio. Este tipo de operación requiere el uso de equipos de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) y un enlace de comunicación entre la unidad generadora y el punto de control remoto.

El presente proyecto tiene como objetivo el estudio de la factibilidad técnica-económica de un aprovechamiento hidroeléctrico, que para su elaboración se considera la restauración del sistema de generación de energía ubicado en el sector La Compañía de la comuna de Graneros, Sexta Región, Chile.

Entre sus características posee un canal proveniente del río Cachapoal con un recurso hídrico de rango 1.5 a 5 m³/s, generando una potencia máxima estimada de 200 kW, cuyo potencial clasifica en las mini-centrales hidroeléctricas.

1 Antecedentes generales

El presente capítulo se describen los principales objetivos que se esperan cumplir una vez finalizado el proyecto en estudio. Para esto, se definen las metas, se presentan la justificación y la descripción del proyecto.

1.1 Justificación del proyecto

En la actualidad el uso de las energías renovables va en aumento, se definen por ser fuentes de energía limpias, inagotables y crecientemente competitivas. Estas características hacen que, frente a la preocupación en el mundo por lo temas medioambientales, su utilización comienza a ser cada día más expandida.

Se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático ni emisiones contaminantes.

En Chile la apuesta a largo plazo está centrada en generar las condiciones aceptables para el desarrollo de utilización de energías renovables. En un esfuerzo gubernamental permanente se está fomentando el uso y desarrollo de estas fuentes de energía.

El proyecto a presentar se caracteriza por hacer uso de las energías renovables (escaso impacto ambiental) y la restauración de un espacio patrimonial para la zona.

1.2 Descripción del proyecto

En el año 1650, en una gran extensión de tierras en Villa La Compañía de Graneros, a los pies del cerro, se erigió una gran casona patronal, propiedad de los jesuitas. Tras su expulsión de Chile en el año 1767, la vivienda fue adquirida por el Conde de la Conquista, Mateo de Toro y Zambrano, personaje relevante de la historia nacional, siendo este, su lugar de veraneo.

Entre sus particularidades, el recinto colonial, posee una conexión directa al primer Molino construido en el país. Cuya función principal era la producción de harina a través de la molienda del trigo, que era distribuido para el consumo de la comunidad y diferentes lugares del país.

En sus comienzos este molino utilizaba el recurso hídrico de los canales para el funcionamiento del sistema de poleas que se requería en el proceso de la molienda y el sistema de transporte del producto.

Este sistema con el tiempo fue dejado de lado ya que en los meses de invierno el caudal del canal no traía agua por lo tanto se detenía la producción por completo.

En el siglo XX, para aumentar la producción, se aprovecha el mismo sistema hídrico proveniente del río Cachapoal, donde parte del flujo de agua se deriva hacia el canal la compañía (terreno de interés para el estudio), para el procesamiento de este caudal y convertirlo en energía eléctrica. Actualmente el estado de los equipos principales como son la turbina hidráulica y generador eléctrico se encuentra deteriorados y en nulo funcionamiento, mientras que las obras civiles se observan en buen estado y solo resta realizar una respectiva mantención.

Por esta razón, la meta propuesta del proyecto, es analizar los costos asociados a la restauración, elección de los equipos electromecánicos y presentar las posibles variantes de ingresos que se pueden obtener.

1.3 Objetivo general

Estudio, análisis y cálculo técnico económico sobre la restauración del sistema de generación de energía ubicado en el sector La Compañía de la comuna de Graneros, Sexta Región, Chile.

1.4 Objetivos específicos

- Desarrollar un marco teórico referente a generación eléctrica a través de turbina hidráulica, tipos de generadores utilizados en esta aplicación, sistema de control y protección
- Realizar estudio sobre el caudal disponible, capacidad generación (potencia), velocidad de operación, frecuencia, operación conectado a la red eléctrica
- Estudio de costos asociados para la restauración, costos de operación y utilidades
- Analizar la viabilidad del proyecto (VAN, TIR).

2 Energía hidroeléctrica

La hidroelectricidad se basa en el principio de conservación de la energía, aprovechando el potencial del agua cuando se encuentra a una altura superior respecto a un punto de descarga. La hidroelectricidad, al provenir del agua, es una fuente limpia, por lo cual no emite contaminantes a diferencia de otras fuentes que queman combustibles. [3]

Básicamente la energía hidroeléctrica es la generada por la fuerza del movimiento del agua a través de su cauce, y que inicialmente mediante una maquina primaria transforma esta energía potencial y cinética en energía mecánica (turbina) la que posteriormente es transformada por una maquina secundaria (generador) en energía eléctrica, que luego puede ser transportada hasta sus centros de consumo. El conjunto de obras permite el aprovechamiento de la energía anteriormente mencionada reciben el nombre de central hidroeléctrica o hidráulica.

2.1 Historia

Los antiguos romanos y griegos aprovechaban ya la energía del agua; utilizaban ruedas hidráulicas para moler trigo. Sin embargo, la posibilidad de emplear esclavos y animales de carga retraso su aplicación generalizada hasta el siglo XII. Durante la edad media, las grandes ruedas hidráulicas de madera desarrollaban una potencia máxima de cincuenta caballos.

La hidroelectricidad tuvo mucha importancia durante la revolución industrial. Impulso las industrias textiles y los talleres de construcción de máquinas a principios del siglo XIX. Aunque las máquinas de vapor ya estaban perfeccionadas, el carbón era escaso y la madera poco satisfactoria como combustible. La energía hidráulica ayudo al crecimiento de las nuevas ciudades industriales que se crearon en Europa y América hasta la construcción de canales del siglo XIX.

La primera central hidroeléctrica se construyó en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña. El renacimiento de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del perfeccionamiento de la turbina hidráulica y debido al aumento de la demanda de electricidad a principios del siglo XX. En 1920 las centrales hidroeléctricas generaban ya una parte importante de la producción total de electricidad. [4]

2.2 Principio del funcionamiento de una central hidroeléctrica

Los distintos desniveles que a lo largo de los ríos se presentan, producen que se pueda aprovechar la energía potencial y cinética de las masas de aguas que circulan por ello, con el fin de llevar a cabo una conversión hidroeléctrica, por medios de turbinas hidráulicas, que tienen como objetivo convertir las energías que contiene el agua en energía mecánica, para accionar el generador eléctrico.

Todo este proceso de conversión de la energía se lleva a cabo a través de una central hidroeléctrica. Cuando se va poner en marcha una instalación de este tipo hay que tener en cuenta que la topografía del terreno va influir tanto en la obra civil como en la selección de la maquinaria. [4]

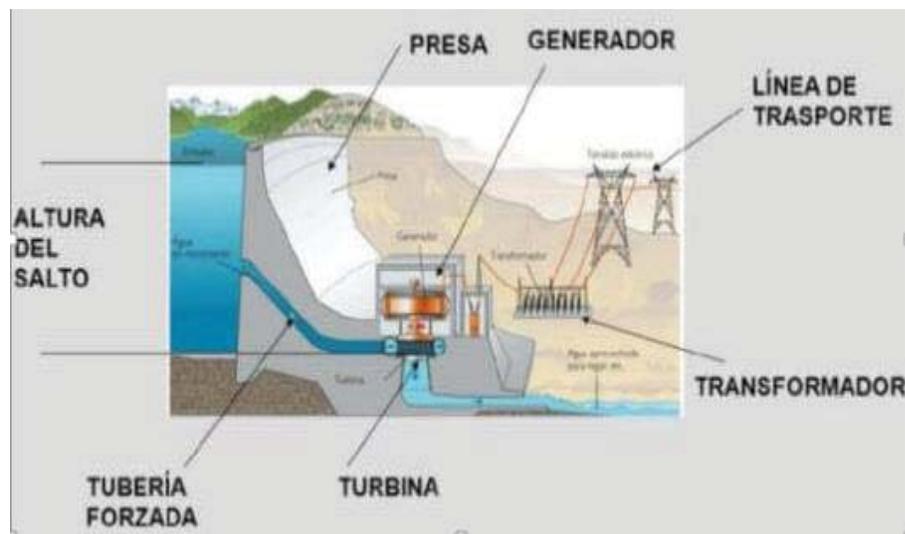


Figura 2-1: Funcionamiento básico de una central hidroeléctrica (fuente: <https://www.envinergy.com>)

2.3 Clasificación de las centrales hidroeléctricas

Según el emplazamiento de la central

Los tipos de centrales hidroeléctricas son variados, ya que, en todos los casos, la construcción debe subordinarse a la especial situación del río, embalse, etc. Cuya energía se pretende aprovechar.

Las principales centrales construidas en Chile se clasifican en 2 tipos.

a) Central de pasada

Es aquella que desvía parte del agua de un río mediante una toma a través de un canal que se lleva hasta las turbinas. Una vez obtenida la energía eléctrica el agua se devuelve al río.

Dentro de este grupo hay diversas formas de realizar el proceso de generación de energía. La característica común a todas las centrales de agua fluyente es que depende directamente de la

hidrología, ya que no tienen capacidad de regulación del caudal turbinado y este es muy variable. Estas centrales cuentan con un salto útil prácticamente constante y su potencia depende directamente del caudal que pasa por el río.

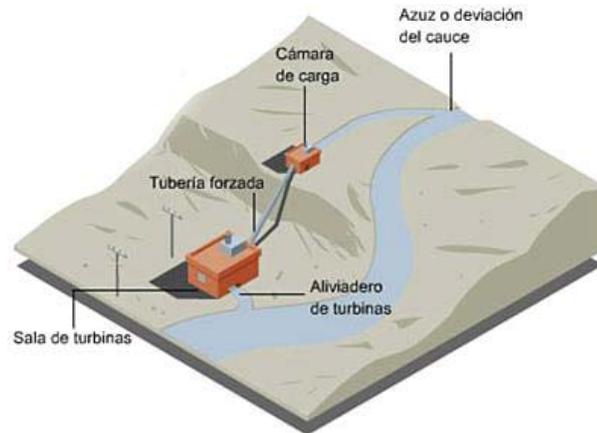


Figura 2-2: Central hidroeléctrica de pasada (fuente: <https://ecovive.com>)

b) Central de embalse

Es aquel aprovechamiento en el que existe la posibilidad de construir un embalse en el cauce del río para almacenar las aportaciones de éste, además del agua procedente de las lluvias y del deshielo. La característica principal de este tipo de instalaciones es que cuentan con la capacidad de regulación de los caudales de salida del agua, que será turbinada en los momentos que se precise. Esta capacidad de controlar el volumen de producción se emplea en general para proporcionar energía durante las horas punta de consumo.



Figura 2-3: Central hidroeléctrica de embalse (fuente: <https://pulso.com>)

Según su altura de salto

a) Centrales de baja presión: Sus saltos hidráulicos son inferiores a 20 metros. Cada máquina se alimenta de un caudal que puede superar los $300 \text{ m}^3/\text{s}$. Las turbinas utilizadas son de tipo Francis y especialmente Kaplan.

b) Centrales de media presión: Aquellas que poseen saltos hidráulicos de entre 20 a 200 metros aproximadamente, utilizan caudales de $200 \text{ m}^3/\text{s}$. Las turbinas utilizadas son Francis y Kaplan, y en ocasiones Pelton para saltos grandes.

c) Centrales de alta presión: Aquí se incluyen aquellas centrales en las que el salto hidráulico es superior a los 200 metros de altura. Los caudales desalojados son relativamente pequeños $20 \text{ m}^3/\text{s}$ por máquina. Situadas en zonas de alta montaña, y aprovechan el agua de torrentes, por medio de conducciones de gran longitud. Utilizan turbinas Pelton y Francis.

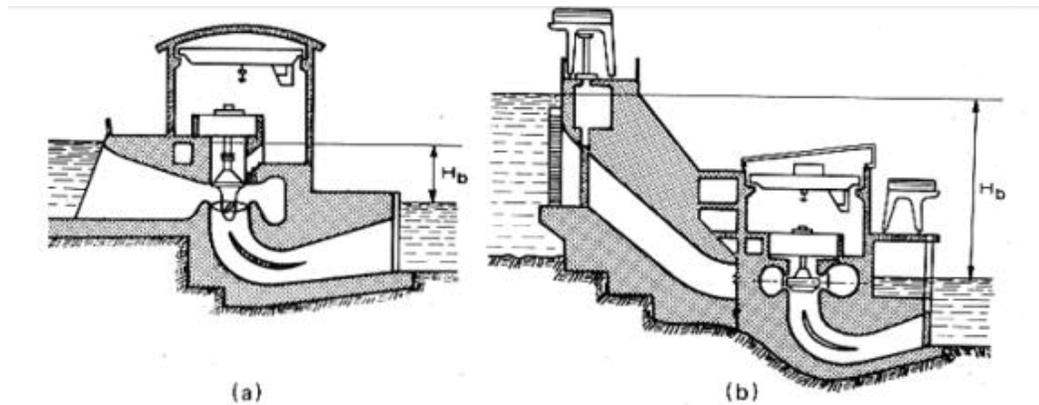


Figura 2-4: Central de baja y media presión respectivamente (fuente: <http://www.uca.edu.sv>)

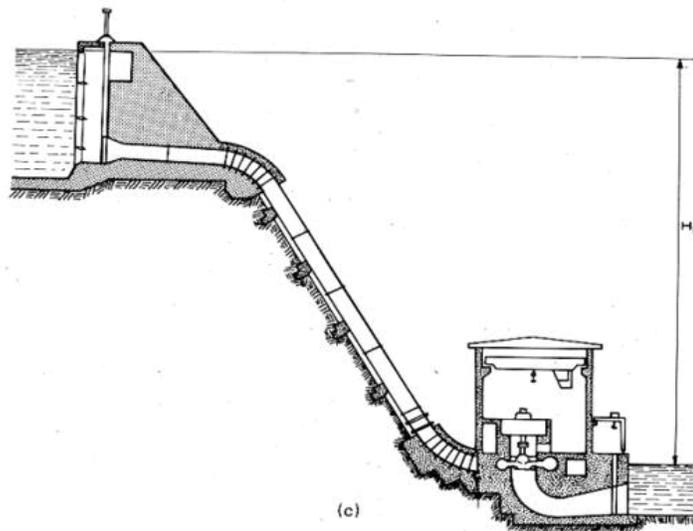


Figura 2-5: Central de alta presión (fuente: <http://www.uca.edu.sv>)

Según su potencia

Lo límites de esta clasificación son convencionales y relativos, según las posibilidades hidroeléctricas de cada país o región. La tabla 2-1 muestra la clasificación según la potencia de acuerdo a las recomendaciones de la Agencia de Energía Brasileña Eletrobrás y la Organización Latino Americana de Energía (OLADE). [2]

Tabla 2-1: Clasificación de Central Hidroeléctrica según su potencia (fuente: OLADE)

Potencia [kW]	Tipo
0-50	Micro-central
50-500	Mini-central
500-5000	Pequeña central

2.4 Energía hidroeléctrica en Chile

La energía hidráulica convencional, utilizada para la generación eléctrica, es una de las principales fuentes de abastecimiento energético en Chile. La abundancia de este recurso en gran parte del país y el relieve del territorio, permitió que tempranamente se utilizara la energía del agua para producir electricidad.

Aunque desde el siglo XIX el potencial hidráulico de los ríos chilenos ya se había utilizado en la molienda del trigo y algunas fábricas, es en las postrimerías de éste cuando se dio un paso adelante al construir turbinas generadoras de electricidad. La primera central hidroeléctrica chilena se construyó durante 1897 en Chilivilingo, para iluminar las minas de Lota.

Se presenta en la figura 2-6 y tabla 2-2, los porcentajes de generación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), según los tipos de centrales.

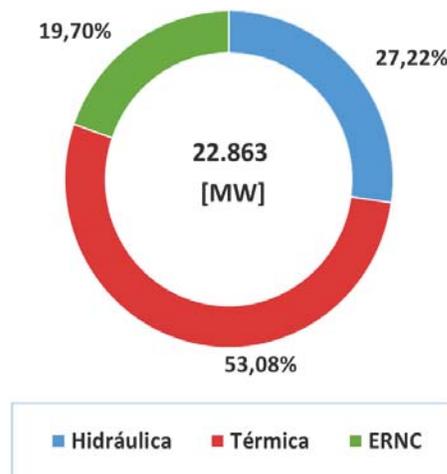


Figura 2-6: Generación de energía compuesta por el SEN (fuente: CNE)

Tabla 2-2: Porcentaje de generación según el tipo de central (fuente: CNE)

Tecnología	[MW]
● ERNC	4.492
● Biogas	59
● Biomasa	322
● Biomasa-Petróleo N°6	88
● Eólica	1.413
● Geotérmica	24
● Mini Hidráulica Pasada	471
● Solar	2.115
● Termoeléctrica	12.135
● Carbón	4.040
● Carbón - Petcoke	694
● Cogeneración	18
● Fuel Oil Nro. 6	142
● Gas Natural	4.380
● Petcoke	63
● Petróleo Diesel	2.784
● Propano	14
● Hidroeléctrica	6.236
● Hidráulica Embalse	3.420
● Hidráulica Pasada	2.815
Total	22.863

2.5 Energía generada

En esta sección, se calcula la energía eléctrica estimada del proyecto en estudio, el cual este valor y parámetros previos a este, determina la elección de los equipos electromecánicos a utilizar.

La obtención de esta energía se requiere de un caudal de agua y una diferencia de altura (conocida como “salto”) para producir potencia útil. Se trata de un sistema de conversión de energía, es decir, se toma energía potencial con la caída de salto, sumado al caudal que transcurre y se entrega en forma de electricidad o energía mecánica en el eje. Ningún sistema de conversión puede entregar la misma cantidad de energía útil como la que absorbe, pues una parte de la energía se pierde en el sistema en forma de fricción, calor, ruido, etc.

Para determinar la potencia generada se debe utilizar la siguiente ecuación [5]:

$$P = \rho \cdot Q \cdot g \cdot h \cdot \eta \quad (W) \quad (2-1)$$

Donde

P : Potencia hidráulica de la turbina en Watts.

ρ : Densidad del agua (1000 kg/m³).

Q : Caudal en m³/s.

g : Aceleración de gravedad de la tierra (9.81 m/s^2)

h : Diferencia de altura o salto neto en metros

η : Eficiencia de la turbina (%)

Se analiza cada variable contenida en la fórmula de la potencia.

2.5.1 Caudal

En dinámica de fluidos, caudal es la cantidad de líquido que circula a través de una sección del ducto (tubería, cañería, oleoducto, río, canal) por unidad de tiempo. En este caso la variable del caudal es necesaria para el cálculo de la potencia eléctrica, también por el hecho de que este dato determina el tipo de fabricación de la turbina hidráulica.

Para el cálculo del caudal de este proyecto, se obtuvo información en la oficina de Asociación de Canalistas la Compañía, que es; Organización de Usuario del Agua (OUA) que son definidas como "aquellas entidades reglamentadas en el Código de Aguas, y que tienen por objeto, administrar las fuentes de aguas y las obras a través de las cuales éstas son extraídas, captadas y/o conducidas".

La Asociación de canales la Compañía la compone tres canales: canal Rafaelino, Cerpa y Compañía, en el cual este último es el utilizado para el sistema hidráulico. Estos son derivados del río Cachapoal (río de Chile ubicado en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins), que en conjunto tienen un porcentaje que llega del río del 13.37%, de acuerdo a ese porcentaje se divide las áreas.

Un ejemplo: si el Río Cachapoal en un día de verano conduce $100 \text{ m}^3/\text{s}$, se puede obtener $13.37 \text{ m}^3/\text{s}$ de agua y eso se divide en partes igual para los tres canales.

Se debe tener en consideración que el caudal es periódicamente variable en los distintos meses del año, y esto va depender de la cantidad de agua que aporta el río. A continuación, se presenta el caudal en el transcurso del año para el canal de la Compañía.

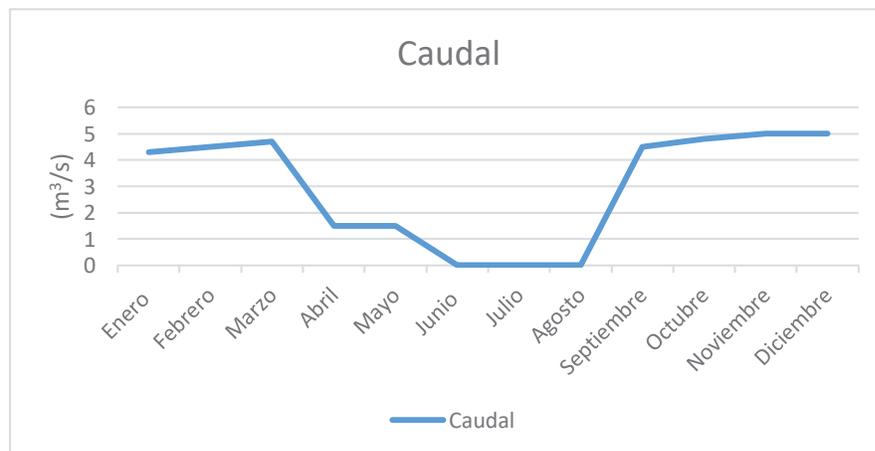


Figura 2-7: Caudal del canal la compañía durante el periodo de un año

Apreciar de la figura 2-7, que durante el desarrollo de los meses de septiembre a marzo se desarrolla el mayor flujo de caudal, con un rango de 3.5 a 5 m³/s, mientras el mínimo caudal es entre abril y mitad de mayo con 1.5 m³/s.

Observar que durante los meses de junio a agosto el flujo de agua se detiene, debido a la mantención de limpieza que se hace del canal, esto se debe a que el recurso hídrico se utiliza para el riego, por tratarse de zona agrícola.

2.5.2 Salto neto

El salto neto “h” es la energía que por kg de agua se pone a disposición de la turbina. Al observar la figura 2-8, la nomenclatura utilizada en saltos con turbinas, y el respectivo cálculo de salto neto que se obtiene de la diferencia de niveles entre la cámara de carga (Z_m) y el canal de fuga a la salida del tubo de aspiración (Z_a) ($h = Z_m - Z_a$). El proyecto en estudio tiene un salto neto de 4.6 metros.

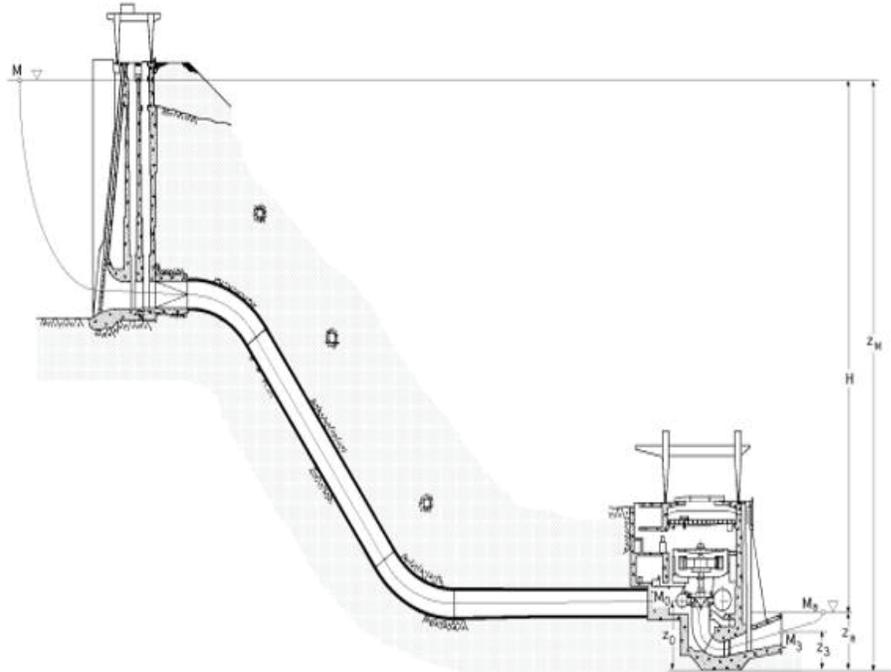


Figura 2-8: Nomenclatura utilizada en saltos con turbinas (fuente: <http://files.pfernandezdiez.es>)

2.5.3 Aceleración gravitacional

La aceleración gravitacional está implicada en la fórmula para el cálculo de la potencia, debido a que en el proceso de la generación de electricidad de un sistema hidráulico está asociado la energía potencial, relacionada que cuando el flujo de agua se moviliza de un punto de referencia a otro estará en condiciones de acumular energía. Este valor normalmente se representa con la letra “g”. que en este caso es constante con $g: 9,81 \text{ m/s}^2$.

2.5.4 Rendimientos de los equipos a utilizar

Anteriormente mencionado no toda la potencia es aprovechable, pues existen pérdidas debidas al transporte del agua y al rendimiento de turbinas y generadores, por lo que para corregir el error se introduce un coeficiente de rendimiento. En la tabla 2-3 se muestra el rendimiento de la turbina.

2.5.5 Cálculo de la potencia y energía

Con los parámetros ya definidos y sus respectivos valores, se procede hacer el cálculo de la potencia generada del sistema hidráulico, uso de la ecuación (1-1). Se tomará en cuenta dos opciones: con su caudal mínimo y caudal máximo.

Primer caso, se calcula con el caudal mínimo $1.5 \text{ m}^3/\text{s}$.

- $P = 9,81 \cdot 1000 \cdot 1.5 \cdot 4.6 \cdot 0.81 \text{ (W)}$
- $P = 54828 \text{ (W)}$

El segundo caso será con el caudal máximo $5 \text{ m}^3/\text{s}$.

- $P = 9,81 \cdot 1000 \cdot 5 \cdot 4.6 \cdot 0.88 \text{ (W)}$
- $P = 198554 \text{ (W)}$

Tabla 2-3: Potencia mecánica de la turbina generada con distinto caudal.
(Fuente: Rendimiento de la turbina Kaplan entregado por el fabricante)

P [kW]	Q [m ³ /s]	[%]
200	5	88,8
191.7	4.77	89.11
178.41	4.43	89.31
164.87	4.09	89.41
150.79	3.75	89.21
136.31	3.41	88.71
121.58	3.06	87.91
106.84	2.72	86.91
92.3	2.38	85.81
77.55	2.04	84.11
62.7	1.7	81.61
55.1	1.5	81.15

Para determinar la energía generada del sistema, se calcula multiplicando la potencia y el tiempo en funcionamiento. Considerando las pérdidas eléctricas y mecánicas dentro del grupo turbina-generador, se tiene una potencia de salida en los terminales del generador eléctrico de 182 kW (dato entregado por el fabricante de la turbina), para el periodo de bajo caudal se estimará una potencia de salida del generador eléctrico de 40 kW, de modo que al año se tiene una producción generada de:

- Energía producida de septiembre a marzo: $182 \text{ kW} \cdot 5040 \text{ h} = 917.3 \text{ MWh}$
- Energía de abril a mediados de mayo: $40 \text{ kW} \cdot 1080 \text{ h} = 43.2 \text{ MWh}$
- Energía total anual: 960.5 MWh

Del capítulo presente se concluye que, la potencia queda condicionada por los parámetros de caudal y salto neto que están directamente proporcional, con una correcta base de información de estas variables nos llevara a la toma de decisión de la maquinaria a utilizar. También el modelo de estudio, se clasifica como una mini-central hidroeléctrica de pasada, con una potencia generada máxima de 200 kW.

3 Turbinas hidráulica

La turbina es el corazón del sistema de la energía hidráulica, donde se convierte la potencia del agua, en la fuerza de rotación que acciona el generador. Podría decirse que es el componente más importante en el sistema, debido a que su eficiencia determina la cantidad de electricidad que se genera.



Figura 3-1: Funcionamiento de una turbina hidráulica (fuente: <http://www.areatecnologia.com>)

3.1 Clasificación de las turbinas hidráulicas

La mayoría de las turbinas caen en uno de los dos tipos principales:

Las Turbinas de Reacción: Trabajan completamente sumergidas en el agua, y se utilizan normalmente en baja caída (presión) pero con sistemas de caudal alto. Estas incluyen las turbinas Francis, Kaplan y de Hélice.

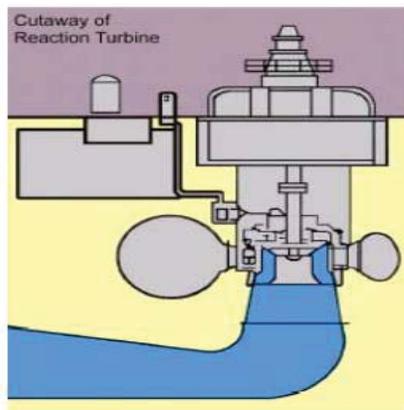


Figura 3-2: Turbina hidráulica de reacción (fuente: <http://www.uca.edu.sv/>)

Las Turbinas de acción: Operan en la superficie, impulsadas por uno o más chorros que generan una alta velocidad de los álabes. Las turbinas de acción se utilizan normalmente con sistemas que poseen altas caídas y que utilizan boquillas o inyectores para producir los chorros de alta velocidad. Estas incluyen las turbinas Pelton y Turgo. [6]

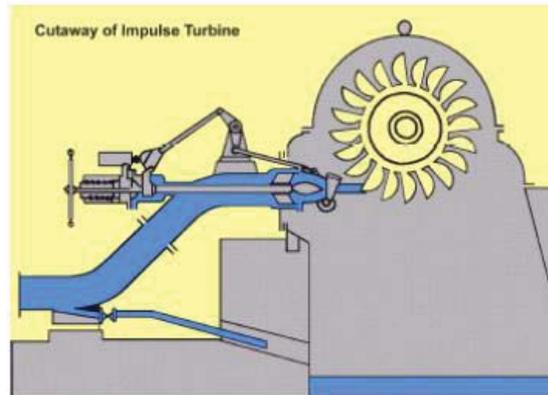


Figura 3-3: Turbina hidráulica de acción (fuente: <http://www.uca.edu.sv/>)

3.2 Tipos de turbina hidráulica

Turbina Francis: Esta turbina se adapta muy bien a todo tipo de salto y caudales, cuenta con un rango de utilización muy grande. Se caracteriza por recibir el fluido de agua en dirección radial, y a medida que esta recorre la máquina hacia la salida se convierte en dirección axial.

El rendimiento de las turbinas Francis es superior al 90% en condiciones óptimas de funcionamiento. Permite variaciones de caudales entre el 40% y el 105% del caudal de diseño, y en salto entre 60% y el 125%.

Los elementos que componen este tipo de turbinas son los siguientes:

- Distribuidor: Contiene una serie de álabes fijos y móviles que orientan el agua hacia el rodete
- Rodete: Formado por una corona de paletas fijas, con una forma tal que cambian la dirección del agua de radial a axial.
- Cámara de entrada: Puede ser abierta o cerrada, y tiene forma espiral para dar una componente radial al flujo del agua
- Tubo de aspiración o de salida de agua: Puede ser recto u oblicuo, cumple la función de mantener la diferencia de presiones necesaria para el buen funcionamiento de la turbina.

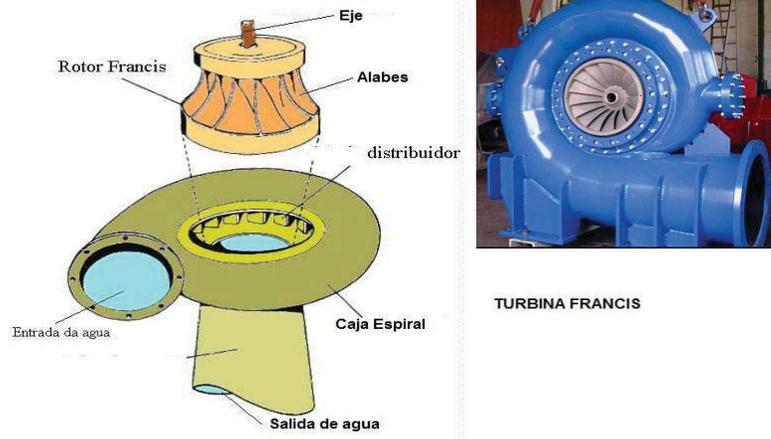


Figura 3-4: Turbina hidráulica Francis (fuente: <http://www.areatecnologia.com>)

Turbina Pelton: Esta turbina se emplea en saltos elevados que tienen poco caudal. Está formada por un rodete (disco circular) y móvil con álabes (cazoletas) de doble cuenco. El chorro de agua entra en la turbina dirigido y regulado por uno o varios inyectores, incidiendo en los álabes y provocando el movimiento de giro de la turbina.

La potencia se regula a través de los inyectores, que aumentan o disminuyen el caudal de agua. En las paradas de emergencia se emplea un deflector que dirige el chorro directamente al desagüe, evitando el embalamiento de la máquina. Esto permite un cierre lento de los inyectores, sin golpes de presión en la tubería forzada.

Estas turbinas tienen una alta disponibilidad y bajo coste de mantenimiento, además de que su rendimiento es bastante alto (superior al 90% en condiciones de diseño: presenta una curva de rendimiento bastante plana con un rendimiento superior al 80% para un caudal del 20% del nominal).

Las posibilidades que ofrece este tipo de máquina hacen que sea muy apropiada para operarse con carga parcial, además permite una amplia variación de caudales en su funcionamiento. Se puede instalar con eje horizontal o vertical, y con uno o varios inyectores. Por lo general se combinan: eje horizontal en las máquinas con uno o dos inyectores, y eje vertical en las máquinas con más de dos inyectores. Esta última encarece el coste del generador.

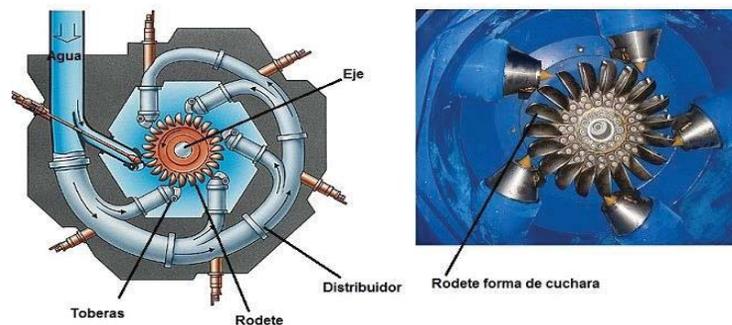


Figura 3-5: Turbina hidráulica Pelton (fuente: <http://www.areatecnologia.com>)

Turbinas Hélice, Semikaplan y Kaplan: Las instalaciones con turbina hélice se componen básicamente de una cámara de entrada abierta o cerrada, un distribuidor fijo, un rodete con 4 o 5 palas fijas en forma de hélice de barco y un tubo de aspiración.

Las turbinas Kaplan y Semikaplan son variantes de la hélice con diferentes grados de regulación. Ambas poseen el rodete con palas ajustables que les proporciona la posibilidad de funcionar en un rango de mayor de caudales. La turbina Kaplan incorpora un distribuidor regulable que le da un mayor rango de funcionamiento con mejores rendimientos, a cambio de una mayor complejidad y un coste más elevado.

El rendimiento de esta última es de aproximadamente el 90% para el caudal nominal y disminuye a medida que nos alejamos de él. Este tipo de turbina se emplean generalmente para: saltos pequeños y caudales variables o grandes.

¿Cuándo se usa un tipo u otro?. En función de las características del aprovechamiento y de los aspectos técnicos y económicos.

- Para una central de tipo fluyente, con un salto prácticamente constante y un caudal muy variable, es aconsejable la utilización de una turbina Kaplan o Semikaplan.
- La turbina de hélice se utiliza en centrales con regulación propia que funciona con caudal casi constante entre unos niveles máximo y mínimo de embalse.

La variación admitida en el salto en estos tres tipos de turbinas es del 60% al 140% del diseño, y en caudal, del 40% al 105% del caudal nominal para hélice, del 15% al 110% para las Kaplan, situándose la Semikaplan entre ambas.



Figura 3-6: Turbina hidráulica Kaplan (fuente: <http://www.areatecnologia.com>)

Turbina de flujo cruzado: También conocida como doble impulsión, Ossberger o Banki-Michell. Está constituida por un inyector de sección rectangular provisto de un álabe longitudinal que regula y orienta el caudal que entra en la turbina, y un rodete de forma cilíndrica, con sus múltiples palas dispuestas como generatrices y soldadas por los extremos a discos terminales.

El primer impulso se produce cuando el caudal entra en la turbina orientado por el álabe del inyector hacia las palas del rodete. Cuando este caudal ya ha atravesado el interior del rodete proporciona el segundo impulso, al salir del mismo y caer por el tubo de aspiración. Este tipo de

turbinas tienen un campo de aplicación muy amplio, ya que se pueden instalar en aprovechamientos con saltos comprendidos entre 1 y 200 metros con un rango de variación de caudales muy grandes.

La potencia unitaria que puede instalar está limitada aproximadamente a 1 MW. El rendimiento máximo es inferior al de las turbinas Pelton, siendo aproximadamente 85%, pero tiene un funcionamiento con rendimiento prácticamente constante para caudales de hasta 1/16 del caudal nominal.

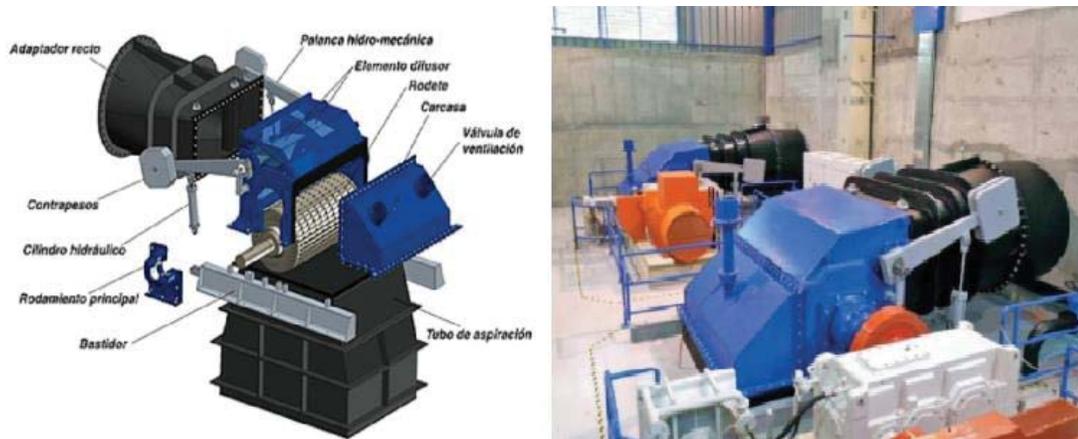


Figura 3-7: Turbina hidráulica Ossberger (fuente: www.hnsa.com)

3.3 Elección de la turbina hidráulica

Una vez determinada la altura neta y el caudal de diseño, se determina la turbina que se utilizara de modo de aprovechar de la mejor manera el recurso hídrico. El criterio para la selección de la turbina es el siguiente.

3.3.1 Criterio por diagrama con rangos de aplicación

Este criterio permite determinar que turbina se puede utilizar a partir del salto neto y del caudal de diseño. Se presenta en la figura 3-8 los rangos de aplicación de las diferentes turbinas. Recordar que el salto neto es de 4,6 metros, mientras que el caudal de diseño es entre 1.5 a 5 m³/s.

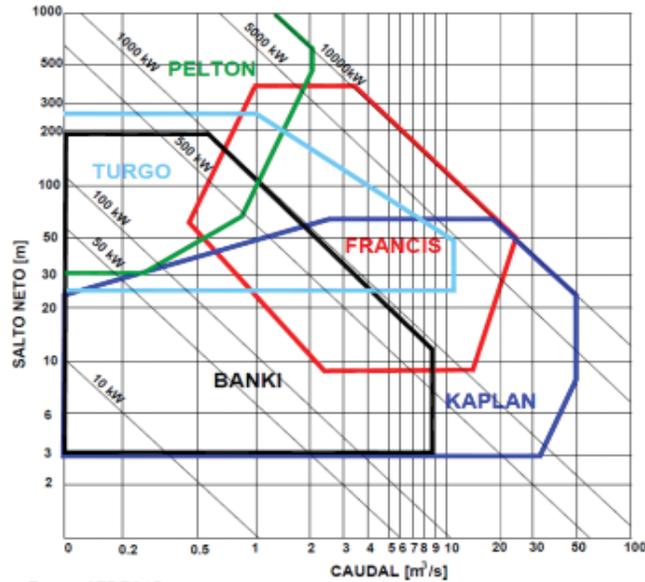


Figura 3-8: Campo de utilización de los diferentes tipos de turbinas (fuente: www.miem.gub.u)

A partir de la figura 3-8, se determina que la turbina a utilizar dado el recurso hídrico puede ser la turbina Kaplan o bien la turbina Michell-Banki (Ossberger). Para el caso del proyecto en estudio, se optó por la turbina Kaplan, debido a su elevado rendimiento y menor costo comparado con la turbina Ossberger (Apéndice A).

En consecuencia, la selección de la turbina queda sujeta a las características hidrologías del canal, como también de las infraestructuras ya existentes. Por lo tanto, la potencia hidráulica está limitada a los parámetros recién mencionados.

Las empresas proveedoras de estos equipos, ofrecen esta maquinaria y sus equipos complementarios en un solo pack, y presentan la posibilidad de trabajar en ciertos rangos de caudal, permitiendo obtener distintas potencias para un mismo modelo.

4 Conexión del generador al sistema interconectado

4.1 Generador eléctrico

Los generadores son máquinas eléctricas rotativas que se acoplan directa o indirectamente a los rodets de la turbina. La función de este componente, es transformar en energía eléctrica la energía mecánica suministrada por la turbina.

Desde el punto de vista mecánico, los generadores están formados por dos componentes: estator y rotor. El estator es la parte fija exterior de la máquina, allí se encuentran las bobinas que, inducidas, producen la corriente eléctrica. Este estator va colocado sobre una carcasa metálica que le sirve como soporte. El rotor es el componente móvil que gira dentro del estator y provoca un campo magnético inductor que genera el anterior bobinado inducido. [7]

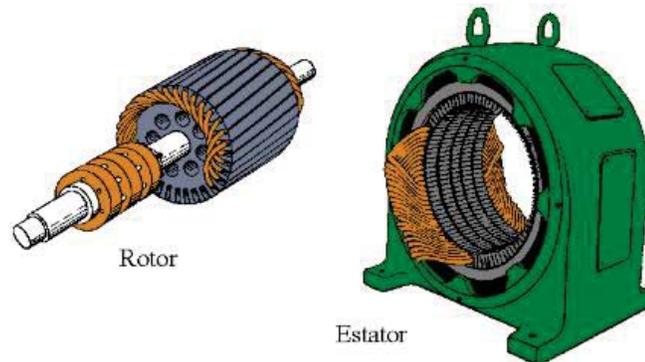


Figura 4-1: Componentes del generador eléctrico (fuente: <http://dfs.uib.es>)

Se describe los dos tipos de generadores más utilizados en las mini centrales hidroeléctricas.

4.1.1 Generador asincrónico o de inducción

La teoría establece que cualquier generador se puede utilizar como motor y viceversa. Es una alternativa viable entonces tomar un motor común de inducción para la generación de electricidad. Sin embargo, se debe tomar en cuenta dos consideraciones fundamentales. Primero,

este debe ser excitado con un voltaje, esto se hace generalmente mediante una conexión a la red eléctrica o cuando se va a arrancar la unidad, hay que excitar las bobinas con un pulso de corriente DC de manera que éste pueda girar. En segundo lugar, es necesario que el elemento motriz, en este caso la turbina hidráulica, comunicado al rotor, produzca una velocidad de giro ligeramente mayor a la velocidad sincrónica, de modo de convertir la potencia mecánica en potencia eléctrica.

Este tipo de generadores se pueden emplear en mini centrales hidroeléctricas, siempre que la potencia instalada sea inferior a 200 kW, sin embargo, presenta un fenómeno conocido como deslizamiento lo que provoca que la eficiencia del generador asincrónico sea entre un 2% y un 4% inferior al de los generadores sincrónicos. [8]

4.1.2 Generador sincrónico

Este generador realiza el proceso de conversión de energía mecánica a energía eléctrica a una velocidad constante denominada velocidad de sincronismo (ecuación 4-1), originando en la corriente alterna la frecuencia sincrónica normalizada (50 Hz Chile).

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} \quad (4-1)$$

Donde p es el número de pares de polos de la máquina.

Las máquinas síncronas, como cualquier otro convertidor electromecánico de la energía, están sometidas al principio de reciprocidad electromagnética, pudiendo funcionar tanto en régimen generador como en régimen motor. Sin embargo, en la práctica de las instalaciones eléctricas es más frecuente su empleo como generadores, para producir energía eléctrica de corriente alterna (también llamado alternadores). [9]

Destacar que en la actualidad la mayoría de las mini centrales hidroeléctricas utilizan generadores sincrónicos para transformar la energía mecánica en energía eléctrica, ya que, por una parte, los generadores asíncronos deben alcanzar una velocidad superior a la velocidad de sincronismo para lograr la excitación y esta diferencia de velocidad produce pérdidas en el cobre del rotor.

Además de esto, los generadores sincrónicos son preferibles a los motores de inducción, ya que, estos últimos no están diseñados para la generación de electricidad y, por lo tanto, tienden a dar problemas cuando se utilizan con cargas altas a la red de suministro de energía eléctrica, se corre el peligro de sufrir caídas de voltaje o pérdida de excitación en el momento del arranque, proporcionando un factor de potencia bajo y perdiendo una gran cantidad de la energía disponible, además de que no son idóneos para su aplicación en sistemas aislados. [5]

En adelante, cuando mencionemos el uso del término generador, se hará referencia al generador sincrónico, que es el escogido para el estudio del presente proyecto.

Dependiendo de la aplicación, los generadores síncronos tienen características constructivas bastante diferentes en su rotor, puede ser de:

- El rotor de polos lisos, son utilizados en los sistemas de turbo generación en donde el eje de la maquina es movido por una turbina de vapor que gira a gran velocidad, esto implica que se necesiten pocos números de polos en su rotor, generalmente de 2 polos. El rotor se construye con un diámetro pequeño con referencia a su larga longitud, esto es así, para reducir las fuerzas centrifugas en los devanados del rotor. Se pueden construir sistemas maquinas que suministran hasta 1500 MVA de potencia.
- Si se trabaja a velocidades más bajas, como es el caso de las centrales hidroeléctricas, se utilizan maquinas con rotor de polos salientes, las velocidades que se manejan en las centrales hidroeléctricas con las caídas de aguas están comprendidas en un rango de 100 a 800 r.p.m., lo que implica la utilización de altos números de polos para producir la frecuencia sincrónica. El rotor se construye con un diámetro grande y longitud pequeña. Se han construido generadores de este tipo que generan 60 MVA de potencia.

Por otro parte, el material del rotor de polos salientes puede ser de dos tipos:

- Electroimán: consiste en una bobina de alambre aislado envuelto alrededor de un núcleo de hierro. Se usan en aplicaciones en las que se necesita un campo magnético variable.
- Imanes permanentes: es un material que puede ser imantado y que es capaz de generar un campo magnético persistente, a diferencia de los imanes temporales que generan un campo magnético sólo mientras está activa la fuerza o energía externa que lo genera.

La principal ventaja de un electroimán sobre un imán permanente es que, el campo magnético puede ser rápidamente manipulado en un amplio rango controlando la cantidad de corriente eléctrica. Sin embargo, se necesita una fuente continua de energía eléctrica para mantener el campo. En aplicaciones donde no se necesita un campo magnético variable, los imanes permanentes suelen ser superiores. Además, es posible fabricar imanes permanentes que producen campos magnéticos más fuertes que un electroimán de tamaño similar.

Se presenta las características relevantes del generador sincrónico:

Tabla 4-1: Datos del generador (fuente: entregados por el fabricante)

Generador sincrónico	
Capacidad nominal (kW)	182
Voltaje salida (V)	380
Factor de potencia	0.8
Velocidad de rotación (rpm)	300
Clase de aislamiento	F

4.2 Generador conectado a la red de potencia infinita

Se dice que un generador esta acoplado a una red de potencia infinita cuando la potencia del alternador a conectar es muy pequeña comparada con la de los alternadores de la red. Esto

significa que los ajustes que se hagan sobre los reguladores del generador no van a modificar características de la red.

Por lo tanto, el valor eficaz de la tensión y la frecuencia en la red de potencia infinita van a permanecer inmutables, no se modifican, aunque se cambien los ajustes del alternador. Además, va a ser capaz de absorber o suministrar toda la potencia, tanto activa como reactiva que el generador quiere enviarle o demandarle, respectivamente. [10]

4.3 Condiciones de acoplamiento a una red de potencia infinita

En el momento del acoplamiento a la red de potencia infinita los valores instantáneos de las tensiones del generador y de la red deben ser iguales. Esto conlleva que entre las tensiones del alternador y de la red se cumplan estas condiciones:

- La tensión del generador debe tener un valor eficaz igual a la tensión de la red y sus fases deben coincidir
- Las frecuencias de ambas tensiones deben ser iguales
- Igualdad de ángulos de fases
- Las secuencias de fases del alternador y la red deben ser idénticas.

La última condición se verifica cuando se pone en marcha el alternador por primera vez y no hace falta volver a comprobarla. Las demás condiciones se verifican cada vez que se realiza la maniobra de acoplamiento a la red, denominada sincronización y para ello se necesitan una serie de aparatos de medida. Entre estos, están los sincronoscopios, instrumentos destinados a indicar cuando dos tensiones alternas tienen la misma frecuencia y están en fase.

En las modernas instalaciones se emplean sincronoscopios electrónicos, la desventaja de esto es su elevado costo, en cambio las mini-centrales de bajo presupuesto utilizan unas columnas de sincronización, compuesta por un brazo saliente y giratorio del cuadro general de la central (ver figura 4-2). Su función es permitir la conexión correcta en paralelo de dos generadores, o de un generador con la red eléctrica.

En el caso de generadores sincrónicos, los ajustes máximos del equipo de sincronización automática asignada por la norma técnica de conexión y operación de un PMGD de M.T. serán los siguientes:

- Diferencia de tensión $\Delta V < \pm 10\%$.
- Diferencia de frecuencia $\Delta f < \pm 0.5\%$.
- Diferencia de ángulo de fase $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$. [11]



Figura 4-2: Equipo de sincronización para el acoplamiento a la red (fuente: <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com>)

4.4 Funcionamiento de una máquina síncrona conectada a una red de potencia infinita

4.4.1 Efecto de la variación de excitación

Para controlar la potencia reactiva suministrada a la red, el generador síncrono dispondrá de un control de excitación, que tiene como objetivo principal abastecer y ajustar automáticamente la corriente de campo para mantener la tensión de salida del generador de acuerdo a valores predeterminados dentro de la curva de operación.

Los sistemas de excitación pueden ser calificados en tres categorías:

- Sistema de excitación DC: Utilizan un generador de corriente continua como fuente de excitación para proveer corriente al rotor de la máquina.
- Sistema de excitación AC: Utilizan un generador de corriente alterna como fuente de excitación. Esta excitatriz es rectificadora, con el fin de proveer de corriente continua al rotor del generador principal.
- Sistema de excitación estático: Es un sistema en el cual todas las componentes son estáticas (es decir, no rotan). La excitación de este sistema proviene del generador principal, a través de un transformador de bajada. Esta corriente es finalmente rectificadora por un puente rectificador, los cuales finalmente proveen de corriente al campo a través de anillos rozantes.

El controlador electrónico que determina el control de excitación es el regulador de tensión, ya que éste compara el voltaje medido del generador con el valor de referencia y ajustan la salida del excitador para reducir la diferencia a cero. [12]

4.4.2 Efecto de la variación del par mecánico (regulador de velocidad)

La potencia activa suministrada por una máquina síncrona conectada a una red de potencia infinita procede de la potencia mecánica suministrada por la turbina. En régimen permanente y considerando despreciables las pérdidas mecánicas y eléctricas del sistema, la potencia eléctrica generada coincidirá con la potencia mecánica suministrada por la turbina, la cual depende a su vez de la entrada de agua a la misma, que viene gobernada por la regulación de velocidad. [13]

La regulación de velocidad, se logra variando el caudal que entra a la turbina. El controlador electrónico que cumple con este propósito es el gobernador hidráulico, que tiene la función local de mantener bajo control la velocidad de rotación de los generadores. En cuanto a su función sistémica, esta tiene que ver con mantener el balance de potencia activa instantáneo del sistema, accionando la válvula de energía primaria (agua, vapor, gas, petróleo) para variar la consigna de potencia activa de cada generador.

Cuando el gobernador hidráulico sufre un déficit en el balance de potencia, lo que se traduce en más demanda que generación, se manifiesta como una reducción de la energía cinética de las máquinas rotatorias, lo que conlleva una disminución en la velocidad de rotación de tales máquinas. Ante esta situación, el gobernador mide la velocidad de rotación de las máquinas y aumenta la potencia de salida, volviendo el sistema al balance. [14]

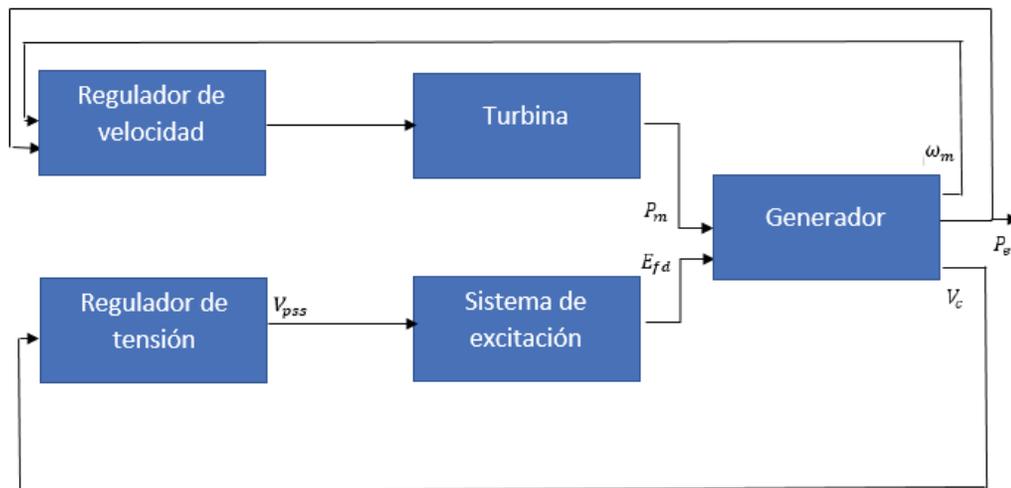


Figura 4-3: Diagrama básico de control del generador eléctrico

4.5 Transformador elevador

El transformador se usa para hacer coincidir la tensión del generador con la tensión del sistema. La calificación en kVA está determinada por clasificación del generador o generadores conectados. Los transformadores de aceite se utilizan para instalaciones al aire libre, pero generalmente no para la instalación en interiores en la casa de máquinas debido al costo adicional de proporcionar la contención de aceite requerida y protección.

Especificaciones del transformador a utilizar (datos entregados por el fabricante, más detalle en el apéndice A.8).

- Transformador Trifásico Elevador.
- Refrigeración: Aceite mineral.
- Potencia: 250 kVA.
- Tensión Primaria: 380-220 Volts.
- Conexión Primaria: Estrella.
- Tensión Secundaria: 15.000 Volts.
- Conexión Secundaria: Delta.
- Tap en primario: +/-2.5% y +/-5%.
- Impedancia: 5% +/- 10%.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Elevación de temperatura: 65° C
- Montaje: Aéreo.

4.6 Tablero eléctrico

Son cajas metálicas que contienen los instrumentos de medición y las palancas de seccionamiento. Además de esto, en su interior contienen los elementos de control, protección y cableado, esto, con la finalidad de evitar contacto de las personas encargadas de operación y mantenimiento con las partes con tensión y para proteger los artefactos del polvo, la humedad y de los objetos extraños.

Las palancas de seccionamiento son elementos de conexión y desconexión del generador hacia los receptores. Estos deben considerar facilidad de conexión y desconexión manual, desconexión automática por sobrecarga o cortocircuito y por mala operación o avería de los equipos. [15]

4.7 Protecciones del sistema

Como toda instalación que va dar suministro de electricidad, la mini-central hidroeléctrica debe cumplir con las obligaciones impuestas por las compañías distribuidoras, a mantener entre un límite muy estrecho la seguridad y la calidad del servicio. Tal que éstas, deben estar protegidas contra daños mecánicos, eléctricos, hidráulicos y térmicos que puede ocurrir como resultado de condiciones anormales en la planta o en el sistema de utilidad para el cual la planta es eléctricamente conectada.

Las condiciones de funcionamiento anormales que puedan surgir se deben detectar automáticamente y se deben tomar medidas correctivas en una manera oportuna para minimizar el impacto. Entre los dispositivos que se deben instalar, se indican los siguientes: relés (que utilizan cantidades eléctricas), sensores de temperatura, presión o líquido, sensores de nivel, y contactos mecánicos operados por fuerza centrífuga, etc. Los recién mencionados son utilizados en la detección de anomalías condiciones y aislar el equipo afectado lo más rápido posible, para minimizar la extensión del daño y aún retenga la cantidad máxima de equipo en servicio. Entre

las consideraciones de mal funcionamiento de la planta se localizan los siguientes problemas de equipos eléctricos. [16]

Generador

- Condiciones eléctricas anormales.
- Devanado del estator de alta temperatura.
- Baja frecuencia.
- Problemas con los cojinetes.
- Fuego.
- Excesiva vibración.
- Falla de enfriamiento.
- Sobrevelocidad.

Transformador principal

- Falla de aislamiento.
- Alta temperatura.
- Nivel de aceite anormal.
- Fuego.

Dispositivo de distribución y bus del generador

- Falla eléctrica
- Falla mecánica
- Pérdida de poder de control

4.7.1 Relés de protección

La figura 4-4 ilustra una disposición típica de relés de protección para una pequeña unidad hidroeléctrica de generador síncrono. Lo siguiente es una breve discusión de los relés proporcionados. [16]

4.6.1.1 Relé de sobreintensidad controlada por tensión (51 V)

Proporciona protección de sobrecorriente del estator del generador.

4.6.1.2 Relé de sobretensión de tierra (59GN)

El dispositivo 59GN se aplica para proporcionar protección de falla a tierra del generador.

4.6.1.3 Relé de potencia inversa (32)

Esta protección actúa cuando cortocircuitos entre espiras provocan disminuciones en la tensión generada. Esta disminución provoca una suma fasorial diferente de cero, tanto de las corrientes, como de las tensiones. También puede actuar cuando una falla en la turbina produzca una motorización del generador.

4.6.1.4 Relé de subextracción (40)

Funciona cuando se alcanza una determinada tensión o un valor muy por debajo de lo normal, debido a una falla de la corriente de excitación de la máquina, la cual produce un rápido sobrecalentamiento en el rotor.

4.6.1.5 Relé de sobreintensidad de secuencia negativa o de corriente desbalanceada (46)

Este relé detecta las corrientes de fase desequilibradas que causan el calentamiento del rotor. Esta protección es particularmente importante cuando se usan fusibles en los principales circuitos de potencia.

4.6.1.6 Relé de campo de tierra (64)

Detecta cualquier puesta a tierra en alguna de las espiras ya sea del rotor o del estator.

4.6.1.7 Relé diferencial de generador y transformador (87G y 87T)

Se activa al alcanzar un cambio porcentual o de fase o de corriente o cualquier otra cantidad eléctrica

4.6.1.8 Relé de bloqueo del generador y transformador (86G y 86T)

Estos relés de bloqueo, cuando funcionan, están dispuestos para disparar el interruptor de circuito del generador o el contactor y detener rápidamente la turbina.

4.6.1.9 Relé de subtensión del generador (27)

Este relé detecta una condición de bajo voltaje.

4.6.1.10 Relé de protección de rodamientos (38)

Funciona con una temperatura de cojinete excesiva.

4.6.1.11 Relé de protección contra vibraciones (39)

Funciona en condiciones mecánicas anormales, como la vibración.

4.6.1.12 Relé de voltaje de secuencia de fase (47)

Este relé no permitirá el cierre del interruptor del generador a menos que la rotación de fase sea adecuada.

4.6.1.13 Relé de sobrecorriente del transformador de excitación (51E)

Este relé proporciona protección de sobrecarga para el transformador de excitación conectado a la unidad.

4.6.1.14 Relé de sobretensión del generador (59)

Este dispositivo proporciona protección contra sobretensiones de la máquina.

4.6.1.15 Relé de frecuencia (81)

Se instala un relé de sobrefrecuencia como protección de sobrevelocidad de respaldo a los interruptores de velocidad mecánicos. El funcionamiento por debajo de la frecuencia a la tensión nominal puede provocar un calentamiento excesivo.

4.6.1.16 Relé de sobrecorriente del transformador (50 / 51T)

Este relé proporciona protección de sobrecarga para el transformador de la unidad. También se puede considerar una copia de seguridad del transformador relé diferencial.

4.6.1.17 Relé de presión súbita del transformador (63T)

Este dispositivo se puede aplicar a transformadores de aceite. Funciona con aumentos repentinos en la presión del gas como resultado de fallas internas.

4.6.1.18 Relé de protección de punto caliente del transformador (49T)

Esto se puede aplicar y cablear, generalmente para alarmar, según la temperatura del bobinado.

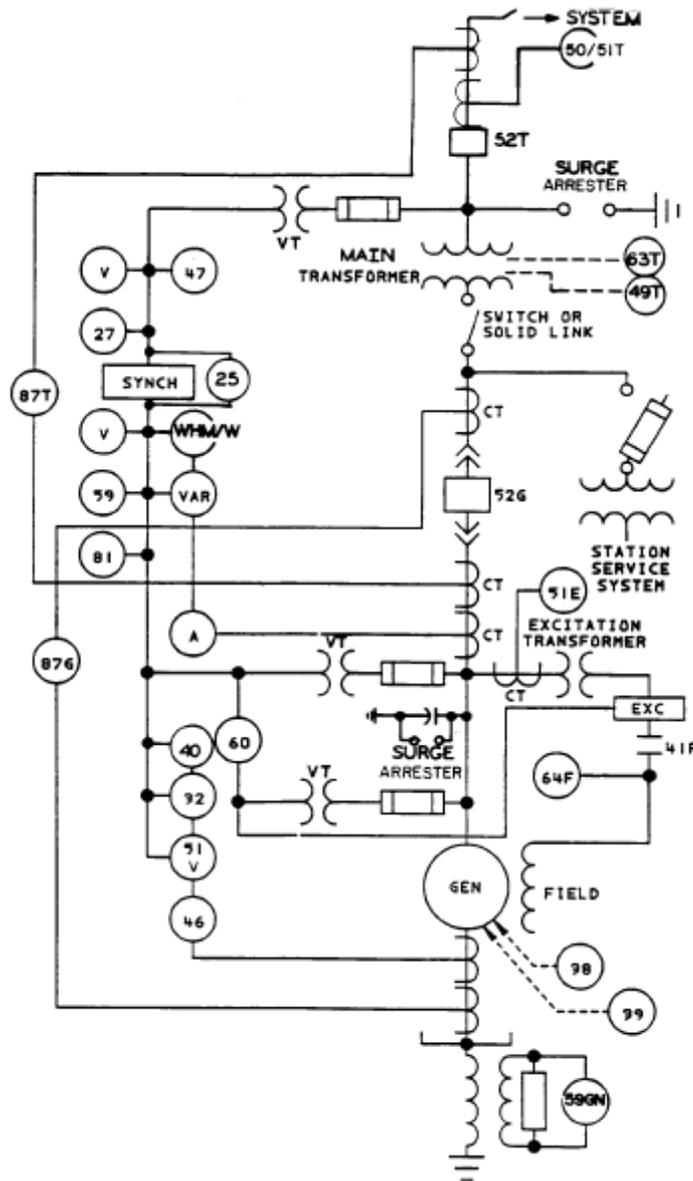


Figura 4-4: Diagrama unilíneal, de las protecciones instaladas en una mini-central, de un generador sincrónico de una sola unidad generadora (Fuente: ANSI/IEEE, *IEEE Guide for AC Generator Protection*)

4.8 Diagrama unilíneal

Con los datos de placa del transformador de potencia y del generador sincrónico se realiza el diagrama unilíneal del sistema conectado a la red de media tensión, a través del programa Digsilent Power Factory 15.1.

Este diagrama consta de dos barras con el fin de conectar los equipos (transformador de potencia y generador sincrónico), una de media tensión con 15 kV, que es el voltaje de la red eléctrica a conectarse a la potencia infinita y la otra barra de baja de tensión con 0.38 kV, que es el voltaje de los bornes de salida del generador eléctrico.

Para insertar los datos que entrega la red de media tensión, se agrega el componente “external grid”, que en este caso se cambió el título del componente por “red de la compañía eléctrica” (capítulo 5 se realiza respectivos cálculos con los datos entregados).

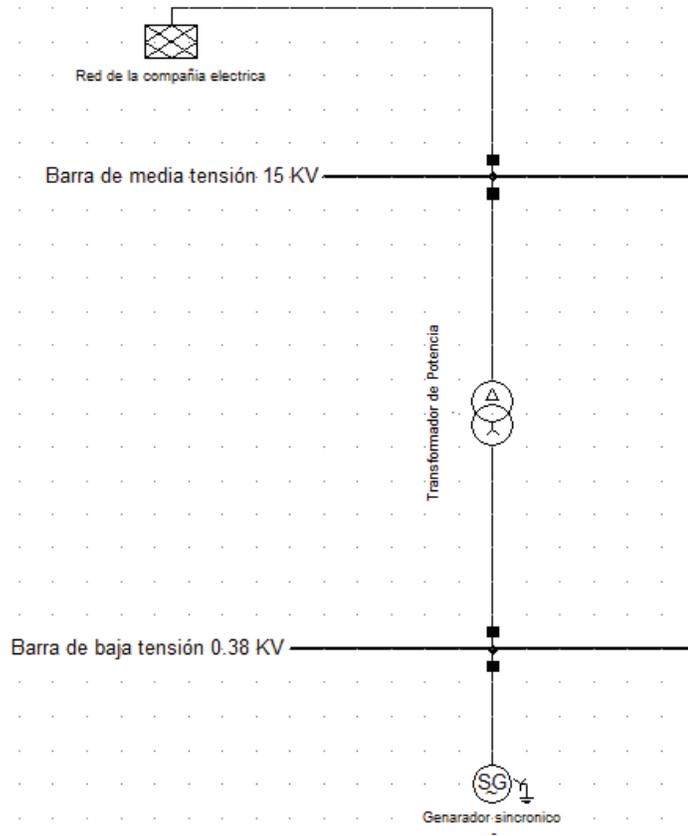


Figura 4-5: Diagrama unilineal, modelado en Digsilent

5 Cálculos eléctricos

El análisis de cálculo realizado en este capítulo, proporciona información de las intensidades de salida del transformador, corriente de cortocircuito, sección del conductor y caída de voltaje, estos parámetros evaluados al lado de baja y media tensión [17] [18] [19]. Permitiendo un posterior estudio para:

- Diseñar y seleccionar los aparatos de corte (interruptores automáticos, equipos de conexión, etc.).
- Determinar los ajustes de los dispositivos de protección del sistema (fusibles, relés, etc.).

5.1 Instalación en media tensión

5.1.1 Descripción de la instalación en M.T.

Debido a que se trata de una mini-central con una potencia superior a 100 kW, la interconexión con la red de distribución se realizará en M.T. a la tensión de 15 kV, regulada por la Compañía General de Electricidad (CGE).

Con el propósito de entregar la energía producida en dicha mini-central, sobre la red de M.T. será necesario la utilización de un transformador para elevar la tensión de salida del generador, de los 380 V hasta 15 kV, instalando los sistemas de protección necesarios para la interconexión.

La línea eléctrica de media tensión, aérea, que debe unir el centro de transformación de la instalación con la red de distribución de la compañía suministradora, no es necesario calcular, ya que en los límites de la propiedad pasa una línea de media tensión donde se podrá realizar la interconexión.

5.1.2 Intensidad en M.T.

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_s} \text{ (A)} \quad (5-1)$$

S : Potencia del transformador en kVA

V_s : Tensión secundaria en kV

I_s : Intensidad secundaria en A

En este caso, la tensión secundaria es de 15 kV y la potencia del transformador es de 250 kVA. Una vez sustituidos estos valores en la ecuación, se obtiene una corriente secundaria en los bornes del transformador: $I_s = 9.62$ A.

5.1.3 Corriente de cortocircuito de M.T.

El estudio de cortocircuitos tiene como objetivo verificar que, ante la conexión del PMGD, no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del alimentador de distribución. Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red, la cual se obtuvo por la compañía suministradora. Se utiliza la siguiente expresión:

$$I_{CC\ M.T.} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_s} \text{ (kA)} \quad (5-2)$$

S_{cc} : Potencia de cortocircuito de la red en MVA

V_s : Tensión de la red en kV

$I_{CC\ M.T.}$: Corriente de cortocircuito en kA

La potencia de cortocircuito de la red es de 500 MVA, la tensión de la red es de 15 kV. Sustituyendo en la ecuación de arriba se obtiene un valor de intensidad de cortocircuito de: $I_{CC\ M.T.} = 19.245$ kA.

5.2 Instalación en baja tensión

5.2.1 Descripción de la instalación de B.T.

En el interior de la sala de máquinas que queda a cargo del cuadro de B.T., se instalarán los paneles de mando, protección y control del generador, la turbina, el panel de protecciones de la interconexión y el panel de servicios auxiliares.

5.2.2 Intensidad en B.T.

La intensidad primaria en baja tensión en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_p} \text{ (A)} \quad (5-3)$$

S : Potencia del transformador en kVA

V_p : Tensión primaria en kV

I_p : Intensidad primaria en A

La potencia del transformador es de 250 kVA y la tensión en el primario es de 380 V. Sustituyendo los valores, se obtiene la intensidad en los bornes de baja tensión del transformador, cuyo valor es: $I_p = 379.83$ A.

5.2.3 Conductor eléctrico en B.T.

La sección del conductor eléctrico, queda condicionado por el cálculo de la intensidad en baja tensión, por lo tanto, se extrajo de la NCH Elec. 4/2003, la tabla N° 8.7 con las intensidades admisibles para los conductores (apéndice A.4). De tal modo que la intensidad es de 380 A y la sección arrojada es de 150 mm², ahora bien, por el catalogo del fabricante de conductores (General Cable Cocesa), el conductor a utilizar es de calibre 350 AWG/kcmil, con sección de 177 mm².

5.2.4 Corriente de cortocircuito de B.T

Para el cálculo de la corriente en el lado de baja tensión viene se utiliza la siguiente expresión:

$$I_{CC\ B.T.} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_p \cdot Ecc} \text{ (kA)} \quad (5-4)$$

S : Potencia del transformador en kVA

V_s : Tensión primaria en V

Ecc : Tensión de cortocircuito del transformador en %

$I_{CC\ B.T.}$: Corriente de cortocircuito en kA

La tensión porcentual del cortocircuito del transformador es de 4%, y la tensión asignada de 380 V, se obtiene una corriente de cortocircuito en el lado de baja tensión de 9.49 kA.

5.2.5 Caída de tensión en B.T.

Para cumplir con la normativa técnica, se ejecuta el cálculo de caída de tensión, que deberá estar dentro del rango de -7.5% a +7.5%. El tramo de línea tiene una longitud de 35 metros y se considera del generador al transformador de potencia

$$CT = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot I_p \cdot L \cdot \cos\phi}{Sc} \text{ (V)} \quad (5-5)$$

CT : Caída de tensión en V

ρ : Resistividad del conductor, cobre $\rho = 0.018 \text{ } (\Omega \cdot \text{mm}^2)/\text{m}$

L : Longitud de la línea en metros

I_p : Corriente primaria en A

Sc : Sección del conductor en mm²

La caída de tensión es de 1.87 V, lo que en porcentaje equivale a 0.005 %. Se comprueba que la caída de tensión es admisible para el lado de baja tensión.

6 Obras civiles

Las obras civiles comprenden las infraestructura e instalaciones necesarias para derivar, conducir y restituir el agua que entra a la turbina, así como para situar los equipos electromecánicos y el sistema eléctrico general y de control.

Los trabajos de construcción de una mini-central hidroeléctrica son muy reducidas en comparación con las grandes centrales hidroeléctricas, y sus impactos en el medio ambiente pueden ser minimizados si se desarrollan las medidas correctas necesarias para ello.

Las obras civiles de este proyecto a realizar se componen de los siguientes elementos, algunos de los cuales ya están construidos y solo queda perfeccionarlo o repararlos. Se dividen en cuatro grupos: obras de captación, obras de conducción, sala de máquinas y obras de transmisión. Y se detallan a continuación. [5]

6.1 Obras de captación

Las obras de captación permiten tomar el agua de los ríos y conducirla aprovechando la fuerza de gravedad. Estas deben considerar los principios de calidad del agua y la seguridad de las instalaciones.

6.1.1 Bocatomas o Marco partidior

Para desviar el agua del río se puede utilizar una bocatoma o un marco partidior. El primero de estos, es un conjunto de obras que se ejecutan para la extracción de aguas del río, mientras que el marco partidior es una obra que permite dividir las aguas de un río o canal.

Las bocatomas y los marco partidiores tienen dos funciones principales: la primera de estas es garantizar un flujo constante de agua independiente de las fluctuaciones del caudal de río y, por otra parte, deben impedir, hasta donde sea posible, el ingreso de materiales sólidos, tales como piedras y ramas, de modo de proteger el resto del sistema.

6.1.2 Aliviaderos

El aliviadero es una abertura a través de la cual se hace circular el agua. La función de este componente es evacuar caudales superiores a los del diseño, ya que los excedentes de agua podrían ocasionar daños irreversibles al sistema. Dichos excedentes de aguas son devueltos al río.

6.1.2.1 Compuertas

Controla el caudal que debe pasar dentro de las posibilidades de capacidad de la conducción y para interrumpir la entrada de agua y proceder al vaciado, limpieza o reparación de las conducciones.



Figura 6-1: Compuerta en mal estado (fuente: terreno de análisis del proyecto)

6.1.3 Desarenadores

la función de este componente es eliminar pequeñas partículas de materiales sólidos en suspensión transportadas en el agua que se desvía del río y que pueden provocar un rápido desgaste de la turbina. Esto se logra reduciendo la velocidad del agua, de modo que las partículas de arenas o piedras se asienten en el fondo, para ser posteriormente removidas.

6.2 Obras de conducción

Estas obras comienzan luego de la toma de agua desde el río y terminan en el ingreso a la sala de máquinas. Este grupo está integrado por los componentes que se detallan a continuación.

6.2.1 Canal de conducción

El canal es un componente importante de las obras civiles de una central hidráulica, su principal función es conducir el flujo de agua a procesar, desde la bocatoma hasta la cámara de carga, pasando por los desarenadores y otros mecanismos que pueden construirse en el trayecto. [20]

6.2.2 Cámara de carga

Este componente tiene como finalidad generar las condiciones adecuadas para que se produzca el flujo diseñado. En general, este componente evita el ingreso de aire y, además, genera la carga hidráulica al sistema. El agua proveniente del canal que transporta el agua desde la bocatoma, ingresa a la cámara de carga, la cual tiene tres vías de evacuación: el vertedero, el descargador y la alimentación. El vertedero es un sistema mediante el cual se eliminan los excedentes de caudal que no serán turbinados. El descargador de fondo permite el vaciado y la limpieza de partículas sedimentadas, y, la alimentación se realiza mediante una malla de filtrado o rejillas, a la tubería de presión que traslada el agua a la turbina.

6.2.3 Rejilla anti-residuos

Una rejilla de entrada que impide el paso de los cuerpos flotantes o en suspensión que podrían dañar las tuberías o las turbinas. Están formadas por barrotes metálicos o de concreto y el espaciado entre ellos puede oscilar entre 3 y 20 cm.



Figura 6-2: Reja anti-residuos en mal estado (fuente: terreno de análisis del proyecto)

6.2.4 Tubería forzada

Es la tubería que se encarga de llevar el agua desde la cámara de carga hasta la turbina, es decir, la conducción de alimentación de la turbina. Debe estar preparada para soportar las altas presiones a las que está sometida.

6.2.5 Válvulas

Las válvulas controlan el paso de agua en la tubería forzada. Existen diferentes tipos de válvulas dependiendo del uso que se les dé. Las válvulas utilizadas en una mini central hidroeléctrica son: válvulas de compuerta y de mariposa.

Las válvulas de compuertas son las más utilizadas y constan básicamente de un disco metálico que baja y sube a voluntad. A presiones elevadas, se precisa de una fuerza importante para

operarlas, es por esto que, por lo general, van acompañadas de una pequeña válvula que permite conectar el lado de alta presión de la tubería, con el de baja presión, de modo de igualar las presiones y facilitar la apertura de la válvula de compuerta. En la figura 6-3, se muestra una válvula compuerta.

La otra válvula utilizada es la de mariposa. Esta válvula es, básicamente, una extensión de la tubería, dentro de la cual se coloca un disco en forma de lente montado en un eje central. Para la operación de esta válvula no se requiere de una fuerza importante. En la figura 6-4 se muestra una válvula mariposa.

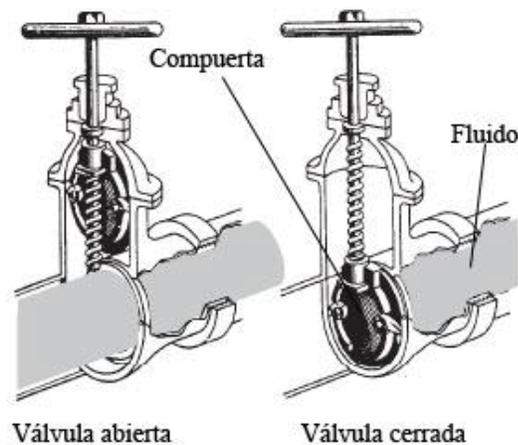


Figura 6-3: Válvula compuerta (fuente: <http://procesosbio.wikispaces.com>)



Figura 6-4: Válvula mariposa (fuente: <https://cematic.com>)

6.2.6 Canal de desagüe o canal de restitución

Las aguas turbinadas salen por los tubos de aspiración de la turbina y son conducidas hacia la Infraestructura (canal de desagüe) que se utiliza para dirigir el agua hasta el canal matriz en el punto conveniente.

6.3 Sala de máquinas

La sala de máquinas es un recinto donde se aloja el equipo que hace la conversión de energía hidráulica a mecánica y de mecánica a eléctrica. Este equipamiento electromecánico está constituido por una turbina, un sistema de transmisión, un generador, un sistema de regulación de velocidad y un tablero de control. Estos componentes se muestran en la figura 6-5.



Figura 6-5: Componentes de la sala de máquinas de una central hidroeléctrica (fuente: <http://cef.uca.edu.sv>)

Tabla 6-1: Dimensionamiento de la sala de máquinas (fuente: terreno de análisis del proyecto)

Dimensionamiento de la sala de máquinas
Largo 11 (m)
Ancho 7 (m)
Alto 13 (m)

6.4 Obras de transmisión y de distribución eléctrica

El sistema de distribución, se puede dividir entre las líneas de transmisión y las redes de distribución. La línea de transmisión empieza desde la salida del sistema de generación y transformación de energía, hasta la subestación de llegada en la comunidad que se desea abastecer. A la salida de esta subestación, indican las redes de distribución, las cuales se dividen en dos subsistemas: el subsistema de distribución primaria y el subsistema de distribución secundaria. El primero está formado por la línea de alimentación de las subestaciones de

distribución, mientras que el subsistema de distribución secundaria está formado por las redes de alumbrado público y las de servicio particular.

6.5 Resumen de obras civiles

Con los elementos presentados y su respectivo funcionamiento, se concluye que, para la elaboración de una óptima marcha de inicio a este proyecto, se tienen que llevar a cabo las siguientes reposiciones, debido a un pésimo estado material, como son: las compuertas (número de compuertas 3, una de mayor dimensionamiento), la reja anti-residuos, tubería forzada y válvulas.

7 Leyes que regulan el proyecto

Existen tres leyes que regulan la construcción de una mini-central hidroeléctrica en Chile, estas leyes son:

- El Código de Aguas
- La Normativa Ambiental
- Ley General de Servicios Eléctricos

7.1 Código del Agua

La Ley General de Servicios Eléctricos, en el Artículo 2° señala que la generación de energía eléctrica, a partir de Derechos de Aprovechamientos del Agua (DAA), se rigen, por las disposiciones del Código del Agua. [21].

El marco legal y normativo en Chile, considera el agua como un bien nacional de uso público y como un bien económico. Esto quiere decir que, si bien los recursos hídricos se reconocen como un patrimonio colectivo de los chilenos, su gestión y manejo queda sujeto a los criterios de libre mercado y a las normas de la propiedad privada.

Según la constitución chilena, los DAA de los particulares, reconocidos por la ley, otorgan a los titulares la propiedad sobre estas. Estos derechos son otorgados en forma gratuita y a perpetuidad, si es que se cumplen tres requisitos;

- Si hay agua donde se está solicitando el derecho
- Que no se interponga con derechos de terceros otorgados previamente
- Que se justifique el fin para el que se utilice

El Código de Aguas, establece dos categorías de derechos de acceso: consuntivos (consumo del agua sin que esta pueda volver a utilizarse) y no consuntivos (uso del agua, sin ser consumida, y devuelta, posteriormente, a su cauce). Este último, es el caso de los derechos concedidos para los proyectos hidroeléctricos. [5]

7.1.1 Inscripción del Derecho de Aprovechamiento de Agua

Para desarrollar el proyecto de la mini central hidroeléctrica, se debe contar con dos registros que acrediten el DAA:

- Inscripción de propiedad de Aguas en el Conservador de Bienes Raíces.
- Inscripción de los DAA en el Catastro Público de Aguas, que lleva la Dirección General de Aguas.

Para la inscripción de los DAA, se deben señalar ciertos aspectos o características esenciales del derecho, tales como: nombre del titular, ubicación del álveo, ubicación de la captación y restitución del agua, caudal. Además de esto, se deberá especificar si el ejercicio será permanente o eventual (solo se utilizará el cauce del río en épocas en que el canal matriz tenga un sobrante), continuo o discontinuo (solo en determinados periodos).

Como se mencionó anteriormente, los titulares de los DAA, tienen la propiedad sobre estas. Esto implica que la destinación o uso de obras de aprovechamiento para el desarrollo de un proyecto de generación eléctrica, es de exclusiva decisión del titular del derecho. [5]

7.1.2 Pago de patente por no uso de derechos adquiridos

La ley 20.017, que modifica el código de aguas, establece el pago de una patente por el no uso de derechos de aguas adquiridos, esta establece que:

Para los derechos de aguas no consuntivos de ejercicio permanente respecto de los cuales su titular no haya construido obras señaladas en su solicitud, estarán afectos, en la proporción no utilizada de sus respectivos caudales, al pago de una patente anual a beneficio fiscal.

Para derechos de aguas ubicados entre la I y X Región, en los primeros cinco años la patente equivale en UTM a:

$$UTM = 0,33 \cdot Q \cdot H \quad (7-1)$$

Donde Q representa el caudal m³/s y H el desnivel en metros.

Entre los años sexto y décimo el valor de dicha patente se multiplicará por 2 y desde el undécimo por 4.

En todos aquellos casos en que el desnivel sea menor a 10 metros, el valor del factor H será igual a 10 metros. [22]

7.1.3 Autorizaciones requeridas de la Dirección General de Aguas (DGA)

El DGA es el organismo del Estado que se encarga de promover la gestión y administración del recurso hídrico en un marco de sustentabilidad, interés público y asignación eficiente, como también proporcionar y difundir la información generada por su red hidrométrica y la contenida en el Catastro Público de Aguas con el objeto de contribuir a la competitividad del país y mejorar

la calidad de vida de las personas. De modo que es de gran importancia acreditar la titularidad de los derechos de aprovechamientos de aguas que permitan su uso legítimo en esta actividad económica para el aprovechamiento de los recursos hídricos que serán indispensables para el desarrollo de la generación eléctrica.

Existen acciones que requieren autorización expresa dada por la DGA. Estas se detallan a continuación:

- Modificación en los cauces naturales o artificiales (Art. 41 y 71).
- Autorización de construcción, modificación, cambio y unificación de bocatomas (Art. 151).
- Construcción de obras mayores (Art. 294). [20]

Para el caso del proyecto a desarrollar, el derecho del agua pertenece a la Asociación de Canalistas La Compañía (ubicado en la comuna de Graneros) que está compuesta por tres canales: canal Rafaelino, Cerpa y Compañía, este último mencionado es el utilizado para el sistema de generación de energía.

7.2 Normativa ambiental

En lo relativo a la Normativa Ambiental, se debe verificar la pertinencia de ingreso del proyecto al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Los proyectos que deben ser sometidos a la evaluación de impacto ambiental, solo podrán iniciar su construcción una vez que tengan una aprobación ambiental favorable.

A continuación, se enumeran un listado de proyectos que deben ingresar al SEIA:

- Proyectos de generación de energía eléctrica con una capacidad mayor a 3 MW (NO CALIFICA).
- Proyectos que se localicen en parques nacionales o en área de protección oficial (NO CALIFICA).
- Proyectos que incluyan la modificación de algún proyecto a actividad ya ejecutado (NO CALIFICA).
- Proyectos que incluyan líneas de transmisión de alto voltaje y subestaciones con una tensión mayor a 23 kilovoltios (NO CALIFICA).

En caso de tener que ingresar al SEIA (o en caso de incorporarse voluntariamente), se debe analizar si corresponde que el proyecto se evalúe mediante una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o mediante un Estudio de Impacto Ambiental (EIA). El primero de estos mecanismos, tiene por finalidad declarar y acreditar que se están cumpliendo las normas pertinentes. En el segundo (EIA), se identifica los efectos que el proyecto genera y propone los mecanismos para hacerse cargo de los efectos.

Deberán evaluarse por medio del Estudio de Impacto Ambiental, todos aquellos proyectos que presenten al menos uno de los siguientes efectos:

- Riesgos para la salud de la población
- Efectos adversos significativos para la cantidad o calidad de los recursos naturales
- Reasentamientos de comunidades humanas
- Localización próxima a poblaciones, recursos o áreas protegidas
- Alteración significativa del valor paisajístico
- Alteración de monumentos. [5]

7.2.1 Resumen de evaluación ambiental

El presente proyecto no debería presentar una declaración de impacto ambiental, de la misma forma no requiere un estudio de impacto ambiental, ya que no califica en ninguno de los ítems mencionados, debido a que el recurso hídrico es obtenido de un canal natural ya existente, las líneas de transmisión son de 23 kV o menores, la potencia generada es menor a 3 MW e importante señalar que el proyecto no interviene el medioambiente, y tampoco a la comunidad residente del lugar.

7.3 Ley general de servicios eléctricos

7.3.1 Marco legal para energías renovables no convencionales (ERNC)

Desde el año 2004 la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante (LGSE), ha tenido distintas modificaciones, debido a que en Chile es necesario que tenga una matriz energética diversificada y sin dependencia exclusiva de una sola fuente.

Algunas de estas modificaciones abordan directamente el desarrollo de las ERNC, porque buscan el equilibrio en crear condiciones que incentiven a los privados y por otro parte, invertir y lograr un precio justo para los diferentes tipos de consumidores, las que se presentan a continuación:

7.3.1.1 Ley 19.940 modificada (Ley corta I, 2004)

Es la primera ley en Chile con propósito de incentivar los medios de generación de ERNC a través de incentivos económicos para su despacho e inserción regulada de pequeñas centrales en el mercado eléctrico, algunos de sus alcances más relevantes son:

- Permite y regula la participación de pequeños generadores en el mercado eléctrico permitiendo optar a estabilización de precios de energía o a venderla a costo marginal
- Garantiza acceso de generadoras bajo los 9 MW a las redes de distribución
- Libera de pago de peaje por transmisión troncal a las generadoras de medios no convencionales bajo 9 MW
- Reducción en peajes de transmisión troncal a generadoras de medios no convencionales entre 9 y 20 MW.

7.3.1.2 Ley 20.018 modificada (Ley Corta II, 2006)

La Ley Corta II obliga a las empresas de distribución a comprar bloques de potencia, de esta forma, se disminuye en gran parte el riesgo al invertir en generación. Si se toma en consideración

los beneficios de las ERNC aplicados por la Ley Corta I, la generación no convencional se convierte en una opción muy atractiva.

Por otra parte, se aplican restricciones a las plantas generadoras de energía a gas, que en ese entonces era una de las principales fuentes energéticas del país, abriendo las puertas para que nuevos medios de generación entren al mercado.

El principal objetivo de esta ley es promover la inversión en medios de generación ERNC, adecuando el mercado eléctrico, dentro de los aspectos destacables en esta ley están:

- Derecho a los propietarios de generadores de ERNC para conectarse a la red directamente desde instalaciones de una empresa distribuidora
- Inyección de excedentes de energía libres de peaje de transmisión bajo el 5% del suministro de clientes regulados de las distribuidoras
- Norma licitación de suministro de parte de las distribuidoras por bloques de energía según su tipo de demanda
- Define los precios de venta de energía y potencia de generadores en licitaciones.

7.3.1.3 Ley ERNC (ley 20.257, 2008)

Esta ley introduce, en el DFL N°4, o sea la Ley General de Servicios Eléctricos, una obligación de inyecciones por medios de generación renovables no convencionales, que se aplica a las empresas eléctricas que efectúan retiros de electricidad. Sus principales puntos son:

- Se definen ERNC aquellas generadas por “centrales hidroeléctricas pequeñas, o a proyectos que aprovechen la energía eólica, la solar, la geotérmica, la de los mares o la de la biomasa, es decir, aquellas tecnologías que utilicen fuentes renovables, produzcan un bajo impacto ambiental y que aún no se han desarrollado significativamente en el país”.
- Obligación de acreditar que se ha generado un 5% de ERNC para empresas comercializadoras con capacidad instalada superior a 200MW, independientemente si se vende a distribuidoras o clientes libres.
- Creciente porcentaje de retiros provenientes de ERNC, de 0,5% anual desde el año 2015, llegando a 10% al año 2024.
- Para empresas que retiren energía de sistemas de más de 200MW deben de acreditar que 10% de dicha energía provenga de ERNC.

7.3.1.4 Ley 20.571 (Ley de Medición Neta o Net Metering)

La ley 20.571, oficializada en marzo de 2012, se titula “Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales”

Artículo 149 bis: Menciona que los usuarios finales sujetos a fijación de precios que dispongan de un equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tienen derecho a inyectar la energía generada a la red

de distribución. Las inyecciones de energía realizadas para los usuarios finales serán valorizadas al mismo precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados.

Este año la Ley pasó a la Cámara de Diputados, acogiendo parte de las modificaciones propuestas por una moción parlamentaria, en la que se aprobó el cambio de la capacidad de generación instalada por cliente que ahora es hasta los 300 kW, contrario a los 100 kW de cuando se dio inicio a la Ley. Con el fin de apoyar el desarrollo de proyectos de autoconsumo mayores, que benefician principalmente a actividades productivas. [23]

7.3.2 Modificación Decreto Supremo N° 244 (DS 244 2015)

Se define un Pequeño medio de Generación Distribuida (PMGD), en el Decreto Supremo N° 244, como medios de generación instalados en sectores de clientes finales de los sistemas de distribución eléctrica (residencias, empresas o industrias) que cumplan con las siguientes condiciones:

- Deben conectarse a instalaciones de empresas concesionarias de distribución o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
- Los excedentes de potencia deben ser menores o iguales a 9.000 kW y mayores a 100 kW.

No se limita el tipo de tecnología utilizada para generar, sin embargo, sea cual fuese el tipo de generador usado se debe de cumplir tanto el procedimiento de aprobación y conexión del PMGD como las normas técnicas correspondientes en conjunto con las indicaciones que el ente coordinador correspondiente (CDEC o Coordinador Nacional) estipule para su funcionamiento.

Una vez aprobado y funcionando el PMGD, los dueños deben vender la energía y potencia inyectadas a la red de distribución optando, en acuerdo con la empresa distribuidora a una de las siguientes modalidades de venta de excedentes:

- a) Venta de energía a costo marginal (horario) y potencia a precio nudo, referidos a la barra de subestación de distribución primaria.
- b) Regulación de precios de energía estipulado por la distribuidora, es decir, el precio nudo de corto plazo de la barra troncal asociada a la subestación de distribución primaria. Potencia vendida a precio nudo.

Todo PMGD funciona en modo auto-despacho, es decir que el dueño de este decide la cantidad de energía que inyecta a la red, la cual es remunerada por la empresa distribuidora, considerando limitaciones horarias a las que se llegue acuerdo con ella.

La idea de promover los PMGD es dar apoyo a los consumidores de forma directa, al no pasar por líneas desde los centros de generación o líneas de transmisión, logrando así no solo estabilizar la relación generación-demanda, sino también incurrir en menores pérdidas de transmisión y aliviar la creciente carga del sistema de transmisión. [24]

7.3.2.1 Proceso de conexión a la red

Para lograr la realización de un PMGD se debe seguir un proceso de intercambio de información entre el o los interesados y la empresa distribuidora de energía eléctrica correspondiente, el cual se hace a través de formularios establecidos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Cada formulario se denomina F# donde # corresponde al número que identifica su orden dentro del proceso. Los formularios pueden corresponder a documentos enviados por el interesado en conectar un PMGD o a las respuestas de la distribuidora junto a solicitudes de información y estudios de parte de la empresa distribuidora, a continuación se resumen de los formularios mencionados:

- F1 (interesado): Datos del interesado e información básica del PMGD (potencia, energía anual, nivel tensión, tipo de tecnología, ubicación).
- F2 (distribuidora): Antecedentes de la red de distribución, solicitudes de otros PMGD.
- F3 (interesado): Solicitud de conexión a la red (SCR) con información más detallada del PMGD y definición de éste como de impacto significativo o no significativo (INS).
- F4 (distribuidora): Respuesta a SCR, indicación del impacto del PMGD y petición de los estudios técnicos necesarios.
- F5 (interesado): Conformidad del SCR, aceptación del nivel de impacto del PMGD y de estudios solicitados.
- F6A (interesado): Entrega de estudios técnicos hechos por terceros.
- F6B (distribuidora): Resultados de los estudios recibidos.
- F7 (distribuidora): Informe de criterios de conexión (ICC). Entrega los costos de conexión (con y sin PMGD), el factor de referencia (FR) para la compra de energía al PMGD.
- F8 (interesado): Aceptación del ICC. [11]

8 Análisis económico del proyecto

La puesta en marcha de una mini central está sujeta a una condición determinante, que es el análisis económico del proyecto, ya que, en la mayor parte de proyectos hidroeléctricos en pequeña o gran escala la inversión inicial es alta.

A continuación, se procede a realizar el estudio de rentabilidad económica, cuyas conclusiones determinaran la viabilidad para el desarrollo del proyecto o, en su defecto, la desestimación de éste.

8.1 Costos

Los costos asociados a las centrales hidroeléctricas dependen en gran medida de la localización y las condiciones geográficas, características que influyen significativamente en el costo de las obras civiles a construirse y en consecuencia en la inversión inicial.

Para el caso del proyecto en estudio, los costos asociados a las obras civiles son menores, debido a que la mayoría se encuentran en óptimo estado y solo resta hacerle una respectiva mantención (capítulo 6). Por lo que el mayor costo es en los equipos electromecánicos.

8.1.1 Costos directos

Estos costos incorporan la adquisición, construcción y puesta en marcha de los equipos necesarios para llevar a cabo el proyecto. Se consideran los siguientes elementos:

- Equipos hidromecánicos
- Equipos electromecánicos
- Equipos de transformación
- Equipos de protección y control

8.1.2 Costos indirectos

Toda inversión ajena en relación con la obra física, se considera como costos indirectos tales como:

- Ingeniería y Administración
- Mantenimiento
- Imprevistos
- Gastos en patentes
- Permisos.

8.2 Ingresos de un proyecto de mini-central

Los propietarios u operadores de los PMGD, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia establecidas en la ley.

Todo PMGD operará con autodespacho, lo que implica que el propietario es el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado, sin perjuicio de lo anterior, este podrá acordar con la empresa distribuidora la limitación horaria de sus inyecciones de energía, a continuación, se presenta el cálculo para estos dos ingresos.

8.2.1 Factor de planta

Dentro de la evaluación económica se debe considerar un valor fundamental para realizar los ingresos futuros que se podrán obtener para la central. El factor de planta (también llamado factor de capacidad neto o factor de carga) de una central eléctrica es el cociente entre la energía media generada durante un periodo (generalmente de forma anual) y la energía generada si se trabaja a plena carga durante ese mismo periodo, conforme a los valores nominales de placa de identificación de los equipos. Este factor es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

$$\text{Factor de planta} = \frac{\text{Energía media generada en un año}}{\text{Energía nominal en un año}} \quad (8-1)$$

La producción de energía media generada en un año es de: 960.5 MWh (ver capítulo 2). Mientras que la energía nominal en un año se obtiene de la multiplicación de potencia del generador en sus bornes, por las horas correspondientes en un año, se calcula de la siguiente manera:

- Potencia nominal anual = 182 kW · 8760 h = 1594 MWh.

Por lo que:

$$\text{Factor de planta} = \frac{960.5 \text{ [MWh]}}{1594 \text{ [MWh]}} = 0.60 \text{ [-]}$$

8.2.2 Ingreso por energía

Los ingresos por venta de energía, corresponden a los obtenidos por el generador al vender la energía inyectada al sistema y se paga ya sea al costo marginal de producción del sistema o al

monto pactado en caso de los contratos libres. El pago por energía está dado por la siguiente ecuación:

$$\text{pago energia} = PI \cdot FP \cdot \text{Precio Energía [US\$/MWh]} \cdot 6120 [h] \quad (8-2)$$

Dónde

PI: Potencia instalada

Fp: Factor de planta

6120: Horas anuales. [4]

El costo marginal es el precio a utilizar en la valorización de transferencias de energía entre empresas generadoras. Su unidad de cálculo es en dólares por MegaWatt por hora (US\$/MWh). El valor entregado para la barra a conectarse (Graneros 15 kV), corresponde al promedio mensual de los costos marginales del periodo entre los meses de febrero a noviembre del 2018 [25]. Con un valor de promedio anual de costo marginal de 72 [US\$/MWh] (valor del dólar \$ 669, visto el 19 de noviembre 2018).

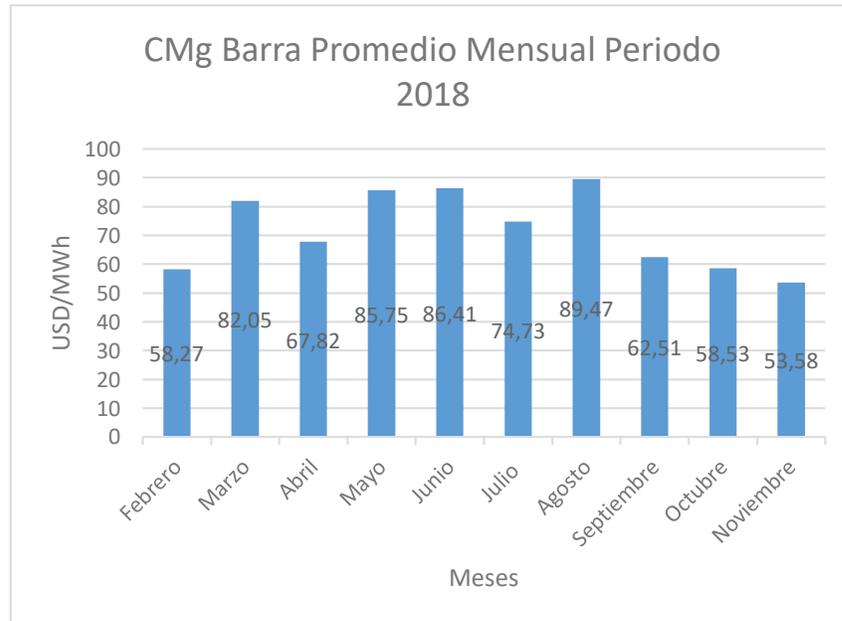


Figura 8-1: Costo marginal del promedio mensual del periodo entre los meses de febrero a noviembre del año 2018 de la barra de Graneros (Fuente: Aplicación CDEC-SIC, Costo Marginal)

Tabla 8-1: Datos relevantes para el ingreso por energía

Potencia instalada [KW]	Factor de planta	Horas anuales [h]	Valor de energía [US\$/MWh]	Valor de energía [US\$/kWh]	Ingreso de energía [US\$]	Ingreso de energía [Pesos \$]
182	0.6	6120	72	0.072	48118	32.190.867

8.2.3 Ingreso por potencia

El propósito del pago por potencia, es asegurar el suministro de energía en el tiempo que permite satisfacer la máxima demanda y así mejorar la confiabilidad del sistema. Para que un medio de generación obtenga ingresos a través de la venta de potencia, es necesario determinar su potencia firme. Ésta se determina según la potencia que la unidad puede aportar con elevada probabilidad en las horas de máximas exigencia del sistema, esto bajo condiciones normales de operación.

En definitiva, la potencia que genera una mini central hidroeléctrica de pasada está asociada a variables hidrológicas y a las indisponibilidades propias de la tecnología. Las variables hidrológicas son las que presentan mayor incertidumbre producto de la variabilidad del recurso hídrico.

En el proyecto en estudio, el cálculo de la potencia firme, se toma en consideración las disponibilidades tecnológicas con un 95% y para la variabilidad del caudal con un 70%. Lo que indica que por problemas tecnológicos se tiene un 5% de incertidumbre, mientras que los caudales se estiman con un 30% de error. El cálculo de la potencia firme tiene la siguiente expresión:

$$PF = PI \cdot FP \cdot 95\% \cdot 70\% \quad (8-3)$$

Dónde

PF: Potencia firme

PI: Potencia instalada

FP: Factor de planta. [4]

Finalmente, el pago por potencia está dado por la ecuación 8-4, cuyos valores se entregan en la tabla 8-2, en la que se detalla las distintas variables requeridas para el cálculo.

$$\text{Ingreso por potencia} = PF [kW] \cdot \text{Precio potencia punta [US$/kW/mes]} \quad (8-4)$$

Para el valor de la potencia, se usa un valor referencial, obtenido del informe de fijación de precios de nudo de corto plazo [26], el que es elaborado semestralmente, este pertenece al segundo semestre de 2018 y tiene un precio básico de potencia punta de 5.148,11 [\$/kW/mes] en el SEN. Se toma en consideración una contratación de la tarifa de 12 meses.

Tabla 8-2: Datos relevantes para el ingreso por potencia

Potencia instalada [kW]	Potencia firme [kW]	Factor de planta	Meses	Potencia [\$/kW/mes]	Ingreso de potencia [Pesos \$]
182	72.6	0.6	12	5.148,11	4.485.033

8.2.4 Venta de energía y potencia

Con los cálculos obtenidos de ingreso por energía y potencia, y anteriormente mencionado en el capítulo 7 sobre las leyes que regulan las ERNC. Se presentan las distintas maneras de venta para obtener los ingresos de esta generación.

8.2.4.1 Venta al Mercado Spot

Los propietarios de medios de generación tienen la libertad de conectar sus proyectos al sistema interconectado, existiendo sólo restricciones técnicas propias de cualquier planta industrial, de calidad y la confiabilidad del servicio. Al conectarse al sistema, existe la opción de vender la energía producida al costo marginal horario – precio spot – y a recibir un ingreso por cada Watt de potencia firme reconocida. El sistema de precios que considera la venta de energía a costo marginal de generación y la remuneración de la potencia firme, está concebido para cubrir los costos variables de operación, así como los costos de inversión y costos fijos.

Se entiende como mercado Spot, aquel en el que la entrega y pago del bien negociado se efectúan al momento de la transacción, hecha al contado, y sin plazo. Son estas características las que hacen que se cree una incertidumbre en los generadores debido a las posibles variaciones en el precio de la energía. El precio de la energía en el mercado Spot está determinada por el costo marginal, definido como el promedio en el tiempo de los costos de producir una unidad más de energía kWh operando a mínimo costo. [27]

8.2.4.1 Venta por Contrato

Se establece un contrato de venta de energía, a precios de mercado libre, entre la empresa generadora y la empresa distribuidora o los grandes clientes industriales. En este mercado, los precios y las condiciones de suministro dependen de las características de los clientes finales y sus exigencias, no existiendo regulación por parte del Estado. Cabe señalar que la legislación categoriza a los clientes no regulados como aquellos que consumen una potencia mayor o igual a 2 MW. El asegurar un ingreso estable a lo largo del tiempo, hace que los generadores vean en este tipo de venta de energía una opción segura para su negocio. [27]

8.3 Consideraciones para la evaluación económica

Para este análisis se pronostica el resultado económico del proyecto con una vida útil de 25 años considerando:

- Tasa de descuento del 10% acorde con este tipo de proyectos, tal como se menciona en el informe técnico definitivo de fijación de precios. [26]
- Remuneraciones: se considera la contratación de una persona, que será el encargado de la mantención y operación de los equipos, puede tratar sobre un simple cambio de aceite, etc.
- En cuanto al valor de la remuneración se estima que al operario se le cancelara un monto de \$500.000 semestrales, ya que éstas se harán una o dos veces al año, a lo largo de todo el periodo de evaluación.
- Para la evaluación se utilizará una tasa de retorno (TIR) mínima aceptable de un 10%.
- Tasa de impuesto primera categoría 27%.
- Se considera el proyecto sin préstamos a bancos, donde la inversión se realiza con recursos propios del inversionista.
- la depreciación se evalúa de forma lineal tal como se muestra en la ecuación 8-5. En las obras civiles se considera una vida útil de 50 años con un valor residual del 10%. Para el caso de los equipos hidromecánicos, electromecánicos, se considera una vida útil de 25 años y su valor residual es estimado en un 20% del valor inicial.

$$\text{Depreciación lineal} = \sum_{i=1}^n \frac{(I_i - V_r)}{n_i} \quad (8-5)$$

Dónde

I_i : Inversión en el activo i

V_r : Valor residual del activo

n_i : Número de años a depreciar el activo (25 años)

8.4 Análisis de sensibilidad

Un aspecto importante en la evaluación de proyectos es la sensibilización que se puede realizar a las variables principales que conforman los ingresos, ya que de éstas se pueden obtener datos de proyección en el VAN, esto permite tomar decisiones frente a cambios que se puedan producir en las condiciones iniciales. Se presentan las variables a considerar en la evaluación económica:

- Costo de inversión (cotización en Chile y China)
- Ingreso por energía
- Ingreso por potencia

8.5 Evaluación económica del proyecto

En la figura 8-2 se presenta la metodología que tiene la evaluación económica del proyecto, que consiste en un flujo de caja que considera los costos e ingresos, en el que los indicadores, que son el VAN y el TIR, indicara la rentabilidad del proyecto.

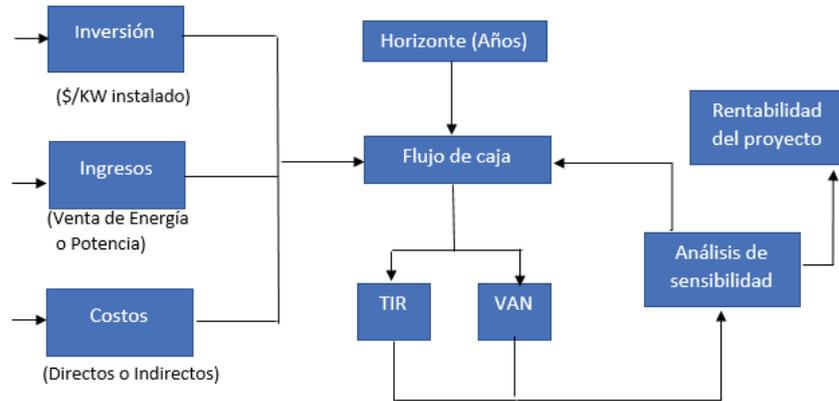


Figura 8-2: Metodología para el desarrollo de la evaluación económica

Primer escenario: se realiza la evaluación económica, considerando una inversión en distintas empresas distribuidoras de equipos para proyectos hidroeléctricos e ingresos al costo marginal de la energía.

En las tablas 8-3 y 8-4, se presenta las cotizaciones realizadas más relevantes para la puesta en marcha del proyecto, observar que los equipos cotizados del grupo turbina-generador se realizó en dos países distintos (Chile y China), para posteriormente comparar entre los distintos precios (Tabla 8-5). Como se ha mencionado, los costos de las obras civiles son inversiones menores, ya que existe una infraestructura que se puede utilizar, por lo tanto, su inversión se estima en un valor de \$20.000.000, que será utilizada para la reparación y mantenimiento de las infraestructuras dañadas.

Tabla 8-3: Costos directos asociados al proyecto, grupo turbina-generador cotizados en Chile

Detalle	Costo de inversión en pesos \$	% de inversión
Obras civiles	\$20.000.000	6.9%
Turbina Hidráulica Kaplan, Generador eléctrico, caja multiplicadora, sistema de control, gobernador hidráulico (cotización en Chile)	\$260.921.641	90.1%
Transformador de potencia	\$4.998.000	1.7%
Equipos de protección	\$3.648.230	1.3%
Total	\$289.567.871	100%

Tabla 8-4: Costos directos asociados al proyecto, grupo turbina-generador cotizados en China

Detalle	Costo de inversión en pesos \$	% de inversión
Obras civiles	\$20.000.000	22.5%
Turbina Hidráulica Kaplan, Generador eléctrico, caja multiplicadora, sistema de control, gobernador hidráulico (cotización en China)	\$60.558.330	67.9%
Transformador de potencia	\$4.998.000	5.5%
Equipos de protección	\$3.648.230	4.1%
Total	\$89.204.560	100%

El otro tipo de costo contemplado para este tipo de proyectos son los costos indirectos, que al igual que el costo de las obras civiles, se estimaran su valor en \$20.000.000.

Tabla 8-5: Inversión inicial

Detalle	inversión en pesos \$
Inversión inicial (equipos cotizados en Chile)	\$309.567.871
Inversión inicial (equipos cotizados en China)	\$109.204.560

A continuación se muestran los resultados de los indicadores utilizados en esta sección, las tablas y los flujos de caja en detalle se presenta en el apéndice B tablas B-1 y B-2.

Tabla 8-6: Evaluación económica: primer escenario, equipos cotizados en China

Indicadores	Mini-central Molino
VAN [CLP]	11.165.728
TIR	12%
PAYBACK [años]	5.1

Tabla 8-7: Evaluación económica: primer escenario, equipos cotizados en Chile.

Indicadores	Mini-central Molino
VAN [CLP]	-174.853.865
TIR	-2%
PAYBACK [años]	[-]

De las tablas 8-6 y 8-7 se concluye, que categóricamente se desestima la adquisición de los equipos cotizado en Chile, debido a que éstos tienen un costo demasiado elevado, y la inversión inicial no se recupera en el periodo de evaluación del proyecto.

Mientras que la evaluación económica desarrollada con los equipos cotizados en China es notablemente más rentable, ya que se recupera su inversión a partir del quinto año de su puesta en marcha y se obtienen utilidades por el ingreso de costo marginal de energía vendida.

La siguiente variable de sensibilidad del proyecto se realizan con los equipos cotizados de China.

Segundo escenario: se realiza la evaluación económica, considerando ingresos por potencia vendida (apéndice B, tabla B-3).

Tabla 8-8: Evaluación económica: segundo escenario, ingresos por venta de potencia.

Indicadores	Mini-central Molino
VAN [CLP]	-100.055.235
TIR	-14%
PAYBACK [años]	[-]

En el segundo escenario, no conviene realizar una inversión para generar ingresos por la potencia, ya que el indicador económico VAN es negativo y la inversión inicial no se recupera durante el periodo de evaluación.

Respecto al capítulo desarrollado se concluye que; la selección de los equipos a utilizar debe estar asociados a los costos de inversión y tiempo estimado del capital económico invertido.

Por lo tanto, la adquisición de equipos e instrumentos se realiza con preferencia a los procedentes de China, ya que, presenta ventajas comparativas en los costos en relación a los equipos cotizados en el mercado nacional.

Como también el ingreso debe ser por la venta de energía a costo marginal, ya que, de esta forma se obtienen utilidades en los plazos esperados.

Discusión y conclusiones

Mediante esta Tesis se analizan y estudian los pasos que se deben seguir para realizar un proyecto hidroeléctrico, a través del aprovechamiento de un cauce de agua disponible (ubicado en el sector La Compañía de la comuna de Graneros, Sexta Región, Chile), para transformarlo en una mini-central hidroeléctrica utilizando parte de la infraestructura existente consiguiendo así incentivar el desarrollo y gestión eficiente del recurso hídrico desde un punto de vista económico y tecnológico, de forma que permita aumentar la producción de energía eléctrica de una manera limpia y sostenible.

Las mini-centrales hidroeléctricas son una alternativa muy atractiva en el desarrollo de aprovechamiento del recurso hídrico, ya que tienen una inversión inicial pequeña y menores tiempo de construcción, en comparación con las grandes centrales. Esto se debe a que las obras civiles que necesitan es sencilla y que pueden instalarse directamente en diferentes tipos de infraestructuras ya realizadas, reduciendo los costos y ampliando la viabilidad de los proyectos. Destacándose también por su impacto ambiental mínimo producido por estas instalaciones.

Con el modelo de estudio del sistema de generación de energía proyectado para la elaboración como mini-central, se demuestra la viabilidad de este de aprovechamiento, a través de los indicadores económicos como son el VAN, TIR y el retorno de la inversión evaluada en años con el Payback.

Destacar del análisis económico, sin duda, la inversión inicial condiciona la ejecución del proyecto, ya que, de acuerdo, a los elevados costos de los equipos cotizados en el mercado nacional, la inversión no se recupera dentro del periodo de evaluación (25 años), mientras que con las cotizaciones de equipos realizadas en China ésta se recupera al cabo del transcurso del quinto año, con un costo de inversión de \$109.204.560.

Se tiene que tener en consideración que las empresas especializadas en ventas de equipos para los proyectos hidroeléctricos, las ofertas de sus equipos están sujetos a compras de pack, lo que condiciona al momento de la adquisición. Es importante destacar que, para el desarrollo del flujo de caja, se considera la depreciación de dichos equipos, ya que se obtienen ahorros tributarios.

El modelo de evaluación económico, se aplicó 2 opciones de negocio, por venta de energía a precio marginal y venta por potencia firme, donde se descarta tajantemente la venta por potencia

firme, ya que no cumple con los ingresos suficientes para obtener utilidades. Mientras que la venta por energía a precio marginal es sin duda la mejor opción, ya que los datos arrojados por los indicadores VAN y TIR son valores bastante aceptables, 11.165.728 y 12% respectivamente, obteniendo utilidades a partir dentro del quinto año.

Lo que respecta al tema técnico se concluye lo siguiente:

- La turbina hidráulica se podría decir que es el componente más importante, debido a que su eficiencia determina la planta de generación, por tal razón es trascendental su correcta elección y diseño, partiendo de que, en inicio se conocen únicamente los parámetros de caída y caudal de un determinado sitio, dependiendo de estas variables la potencia disponible en el eje.
- La potencia del generador, está condicionada a la potencia útil de la turbina, que, al momento de realizar un correcto cálculo de la energía generada, se tiene que considerar las pérdidas mecánicas y eléctricas.
- El uso de los controladores electrónicos como son el gobernador hidráulico y el regulador de voltaje, permite la automatización asociada a este tipo de centrales, posibilita optimizar el funcionamiento de las instalaciones, mejorando el rendimiento y confiabilidad entre otros, lo que junto a una de supervisión hacen del conjunto un proceso más rentable y fiable.
- Las modernas tecnologías aplicadas a los sistemas de protección permiten el desarrollo de equipos con altas prestaciones como los relés digitales, agrupando en un mismo dispositivo varias funciones de protección, medida, comunicación y autodiagnóstico, para obtener beneficios y eficacia, optimizando tiempo, recurso y espacio.

Para analizar las condiciones del proyecto se realiza un breve estudio FODA.

Fortalezas:

- Aprovechar las obras civiles existentes, reduciendo costos.
- Conexión directa a la red de distribución, ya que existe una línea de media tensión.
- atractiva rentabilidad en el corto plazo
- aprovechamiento del recurso hídrico del lugar

Oportunidades:

- Impulsa el desarrollo y gestión eficiente del recurso hídrico
- Mínimo impacto ambiental para la comunidad
- Cumplimiento de política nacional de ERNC

Debilidades:

- Incertidumbre del valor de precio de venta de energía y potencia en el tiempo
- Falta de estudio para los costos de obras civiles e indirectos
- Incertidumbre en el comportamiento de la hidrología para los próximos años

Amenazas:

- Potencia límite de transformador a conectarse (ante conexión de otro generador)
- Posible baja de precios de la energía por licitación de ERNC
- Indisponibilidad del recurso hídrico

Trabajo a futuro

Como se señaló dentro del proyecto, se recomienda hacer el diseño y selección de los aparatos de corte, y determinar los ajustes de los dispositivos de protección, como también el dimensionamiento del sistema de puesta a tierra, en base a la medición de resistividad del terreno.

Queda pendiente la simulación requeridas para la evaluación del impacto del PMGD en la red eléctrica, por medio de estudios de: flujo potencia, cortocircuito y estudio de protección eléctricas.

Completar el estudio de análisis económico, detallando los costos respectivos para la reparación y mantención de las obras civiles y especificar los costos indirectos, como también la debida documentación para la conexión del generador a la red eléctrica.

Bibliografía

- [1] Revistaei, «Electricidad, la Revista Energética de Chile,» 03 Julio 2017. [En línea]. Available: <http://www.revistaei.cl/2017/06/27/en-2050-el-90-de-la-energia-chilena-seria-de-fuentes-renovables/>. [Último acceso: 10 Diciembre 2018].
- [2] Carlos Cardozo, «Centrales Hidroeléctricas, componentes basicos de un proyecto hidroeléctrico,» 25 Julio 2011. [En línea]. Available: http://www.olade.org/sites/default/files/Parte_I.pdf. [Último acceso: 17 Mayo 2019].
- [3] Generadoras de Chile, «www.generadoras.cl,» 2017. [En línea]. Available: <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-hidroelectrica>. [Último acceso: 20 Abril 2018].
- [4] Esteban Eduardo Robles Quiroga, «Estudio para el diseño de una central hidroeléctrica de pasada a los pies del embalse Santa Juana y su conexion al SIC,» PUCV, Valparaíso, 2013.
- [5] Paulina Gonzalez, «Modelo de apoyo en la toma de decisiones para la implementación de micro centrales hidroeléctricas en zonas rurales,» PUCV, Valparaíso, 2015.
- [6] Canyon Hydro, «Guide to Hidropower,» 2004. [En línea]. Available: http://www.canyonhydro.com/guide_sp/HydroGuide04_sp.html. [Último acceso: 10 Diciembre 2018].
- [7] Grupo electrógeno, «Grupoelectrogeno,» 13 Noviembre 2017. [En línea]. Available: <http://grupoelectrogeno.net/partes-generator-electrico/>. [Último acceso: 7 Agosto 2018].
- [8] Josué Fonseca Barboza, Roberto Batista Fernández, «Generadores y sistema de control en micro y mini centrales hidroeléctricas de 1KW a 1MW,» 10 Diciembre 2006. [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/document/71390580/pexcelentet>. [Último acceso: 10 Octubre 2018].

-
- [9] Jesus Fraile Mora, Máquinas Eléctricas, Madrid: Concepción Fernandez Madrid, 2003.
- [10] Miguel Angel Rodriguez Pozueta, «La máquina sincrónica funcionando en red de potencia infinita y en paralelo con otras,» 2014. [En línea]. Available: <https://personales.unican.es/rodrigma/PDFs/Maq.%20sincrona%20en%20red%20y%20en%20paralelo.pdf>. [Último acceso: 12 Septiembre 2018].
- [11] Comisión Nacional de Energía de Chile, «Norma Técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión,» Julio 2016. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTCO-07-2016.pdf>. [Último acceso: 13 Octubre 2018].
- [12] Jose Ignacio Rosales Garrido, «Determinación de parametros de regulador de tensión, regulador de velocidad y PPS de unidades generadoras de central hidroeléctrica Carena,» Diciembre 2016. [En línea]. Available: <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/143567/Determinaci%C3%B3n-de-par%C3%A1metros-de-regulador-de-tensi%C3%B3n-regulador-de-velocidad-y-PSS-de-unidades-generadoras.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. [Último acceso: 15 Agosto 2018].
- [13] Esha, «Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica,» Esha, 2006. [En línea]. Available: <https://www.yumpu.com/es/document/read/13434331/guia-para-el-desarrollo-de-una-pequena-central-hidroeléctrica-ehsa>. [Último acceso: 9 Julio 2018].
- [14] Revistaie «Electricidad. La Revista Energética de Chile,» 06 Noviembre 2018. [En línea]. Available: <http://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/la-relevancia-los-controladores-electronicos-la-operacion-hidroeléctrica/>. [Último acceso: 02 Diciembre 2018].
- [15] Teodoro Sanchez Federico Coz, «Manual de Mini y Micro Centrales Hidráulicas,» Febrero 1995. [En línea]. Available: http://www.cedecap.org.pe/uploads/biblioteca/archivos_grandes/002_microhidrocentrales.pdf. [Último acceso: 26 Julio 2018].
- [16] ANSI/IEEE, «IEEE Guide for AC Generator Protection.,» Febrero 2006. [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4109950/>. [Último acceso: 10 Agosto 2018].
- [17] Nestor Gutierrez Fernandez, «Minicentral Hidroeléctrica, "Calculos hidraulicos y electricos,» 28 Enero 2002. [En línea]. Available: <Downloads/Minicentral%20hidroeléctrica.pdf>. [Último acceso: 21 Julio 2018].
- [18] IDOM, «"Proyecto de ejecución", Calculo de media tensión,» Julio 2010. [En línea]. Available: https://www.zaragoza.es/contenidos/contratos/bomberos/TOMO_04_ANEJO_MEDIA_TENSION/15436_Memoria_MT.pdf. [Último acceso: 15 Julio 2018].

-
- [19] ABB, «Cuaderno de aplicaciones técnicas n° 2 Subestaciones transformadoras MT/BT: teoría y ejemplos del cálculo de cortocircuitos,» [En línea]. Available: <https://edoc.site/1txa007101g0701ct2pdf-pdf-free.html>. [Último acceso: 13 Julio 2018].
- [20] Javier Gho Barba, «Manual para la presentación de proyectos de riego con fuentes de energía no convencionales microhidros a los concursos de la Ley 18.450,» 12 Mayo 2015. [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/document/328852019/Manual-Proyectos-de-Riego-Con-ERNC-Microhidros-a-Concursos-Ley-18-450-Version-2>. [Último acceso: 5 Julio 2018].
- [21] Biblioteca Nacional del Congreso de Chile, «Ley general de servicios eléctricos,» 5 Febrero 2007. [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171>. [Último acceso: 7 Mayo 2018].
- [22] Biblioteca Nacional del Congreso de Chile, «Modifica el código de agua,» 16 Junio 2005. [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=239221>. [Último acceso: 7 Mayo 2018].
- [23] Biblioteca Nacional del Congreso de Chile, «Introduce modificaciones a la Ley general de servicios eléctricos respecto a la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales,» 13 Octubre 2013. [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212>. [Último acceso: 10 Mayo 2018].
- [24] Biblioteca Nacional del Congreso de Chile, «Decreto 244,» 30 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=246461>. [Último acceso: 10 Mayo 2018].
- [25] CDEC-SIC, «Aplicación CDEC-SIC», Costo marginal de las barras en el sistema interconectado, Santiago, 2018.
- [26] Comisión Nacional del Congreso de Energía de Chile, «Fijación de precios de nudo corto plazo,» [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>. [Último acceso: 10 Septiembre 2018].
- [27] Víctor Arnaldo Lazo Benavides, «Estudio y diseño de una microcentral hidroeléctrica en los canales de regadío de la precordillera de la región del Maule» Valparaíso: PUCV, 2016.
- [28] S.E.C., «Electricidad instalaciones de consumo en baja tensión,» Octubre 2003. [En línea]. Available: http://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_normastecnicas/Norma4_2003.pdf. [Último acceso: 14 Septiembre 2018].

A Cotización de equipos

Una vez descrita la estructura del sistema de generación y sus correspondientes protecciones y controles, se detallan las características y precios de los equipos a utilizar.

A.1 Turbina hidráulica

Se cotizó distintas turbinas dentro del mercado nacional y extranjero (específicamente China). Los equipos a seleccionar deben cumplir con las condiciones del terreno, por esto y los aparatos complementarios que se entregan en la cotización, se eligió la empresa Mantex S.A., y Small Hydro Turbine ubicada en las Condes, Santiago de Chile y China respectivamente. Se detalla los equipos ofertados por la empresa.

- Turbina Kaplan
- Gobernador hidráulico
- Caja multiplicadora
- Generador eléctrico
- Tablero de potencia
- Sistema de control
- Armario de baja de tensión y sincronización
- Sensores de nivel y temperatura

La primera cotización tiene un costo estimado de EUR \$ 340.000, el cambio en pesos chilenos es de \$260.921.641 (valor del euro \$767, visto el 19 noviembre 2018). Mientras que la cotizada en China tiene un valor de US\$ 69.940, el cambio en pesos chilenos es de \$46.789.860, a esto se le tiene que sumar el traslado, que será vía marítima, más el IVA y agregarle el traslado del puerto de San Antonio a la ciudad de destino (Graneros), e imprevisto que pueda suceder.

Tabla A-1: Costos asociados del equipo cotizado en China

Detalle	Costo \$
Conjunto de equipo cotizados en China	\$46.789.860
IVA 19%	\$8.890.073
Traslado (vía marítima)	\$878.397
Varios	\$4.000.000
Total	\$60.558.330

A.2 Transformador de potencia

El transformador de potencia se cotizo en la empresa Transformadores Mora S.A. ubicada en San Isidro, Santiago, Chile. El transformador tiene los siguientes accesorios incluidos.

- Aisladores de BT y MT ubicados en tapa superior.
- Cambiador de taps accionamiento exterior, sin tensión.
- Indicador de nivel de Líquido Refrigerante.
- Indicador de Temperatura.
- Pack de Radiadores sólidamente soldados al estanque.
- Niple llenado de Líquido Refrigerante.
- Cáncamos de Izaje
- Conexión a tierra.
- Placa de características.

Tiene un valor total de \$ 4.998.000 CLP.

A.3 Equipos de protección

Para entregar una seguridad a los equipos y al personal administrativo, se cotizo dos relés de protección el SEL-700G Y SEL 787 para el uso del generador eléctrico y transformador respectivamente, de la empresa Schweitzer Engineering Laboratories.

A.3.1 Relé de protección del generador

El SEL-700G adecuado para la protección de generadores industriales y de empresas suministradoras de energía, con autosincronizador, módulos flexibles de entradas y salidas y comunicaciones avanzadas. Proporciona una solución completa de protección y sincronización para generadores síncronos para eliminar la complejidad y el costo de paquetes unitarios de sincronizador. Precio USD 2500, el cambio a pesos chilenos \$ 1.673.500 CLP (valor del dólar \$ 669, visto el 19 de noviembre 2018).



Figura A-1: SEL-700G

A.3.2 Relé de protección del transformador

El SEL-787 adecuado para la protección de transformadores. Entre sus características se incluyen automatización y flexibilidad avanzadas; puertos de comunicaciones Ethernet de cobre o fibra, unitarios o duales; datos de administración de activos; y modernización fácil de la mayoría de los relés electromecánicos. Precio USD 2950, el cambio a pesos chilenos \$ 1.974.730 CLP



Figura A-2: SEL-787

A.4 Conductor para el lado de B.T.

Para la sección del conductor se extrajo de la NCH Elec. 4/2003, la tabla N° 8.7 con las intensidades admisibles para conductores. [28]

Tabla N° 8.7
Intensidad de Corriente Admisible para Conductores Aislados
Fabricados según Normas Europeas. Secciones Milimétricas.
Temperatura de Servicio: 70° C; Temperatura Ambiente: 30° C.

Sección nominal [mm ²]	Corriente admisible Amperes [A]		
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
0,75	-	12	15
1	11	15	19
1,5	15	19	23
2,5	20	25	32
4	25	34	42
6	33	44	54
10	45	61	73
16	61	82	98
25	83	108	129
35	103	134	158
50	132	167	197
70	164	207	244
95	197	249	291
120	235	291	343
150	-	327	382
185	-	374	436
240	-	442	516
300	-	510	595
400	-	-	708
500	-	-	809

Grupo 1: Conductores monopolares en tuberías.

Grupo 2: Conductores multipolares con cubierta común; cables planos, cables móviles, portátiles y similares.

Grupo 3: Conductores monopolares tendidos libremente al aire con un espacio mínimo entre ellos igual al diámetro del conductor.

Figura A-3: Intensidades admisibles para conductores de B.T.

El conductor elegido para la instalación en baja tensión es del tipo superflex monoconductor de calibre 350 AWG/kcmil, de la empresa General Cable Cocesa. Su aplicaciones y usos son para circuitos de alimentación y distribución de subestaciones, instalaciones comerciales e industriales.

SUPERFLEX MONOCONDUCTOR VERSIONES ESTÁNDAR Y TC- CALIBRES AWG/kcmil

Calibre AWG/kcmil	Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislamiento mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Resistencia máx. a 20 °C CC Ω/km	Capacidad de corriente A		
							Ducto enterrado (1) Temp. amb. 20 °C	Direct. enterrado (2) Temp. amb. 20 °C	Aire libre (3) Temp. amb. 40 °C
14	2,08	1,9	0,7	6,5	66	8,59	26	40	-
12	3,31	2,4	0,7	6,9	82	5,41	40	53	-
10	5,26	3,0	0,7	7,6	107	3,41	51	69	-
8	8,37	3,8	0,7	8,5	142	2,14	64	108	66
6	13,3	4,7	0,7	9,4	195	1,37	85	139	89
4	21,2	6,0	0,9	11,1	287	0,862	111	180	117
2	33,6	7,7	0,9	13,0	433	0,544	146	231	158
1	42,4	8,7	1,0	14,1	505	0,429	168	261	185
1/0	53,5	9,4	1,0	14,9	598	0,344	193	297	214
2/0	67,4	10,7	1,1	16,5	745	0,273	220	337	247
3/0	85	11,7	1,1	17,7	949	0,217	252	384	287
4/0	107	12,9	1,2	20,3	1.220	0,172	290	434	335
250	127	13,8	1,2	21,3	1.340	0,146	319	472	374
350	177	17,4	1,6	24,9	1.834	0,105	387	569	464
500	253	20,8	1,7	28,9	2.499	0,0735	471	690	580
750	380	25,2	2,0	34,5	3.683	0,0495	585	847	747
1000	507	29,8	2,2	40,0	5.121	0,0371	670	980	879

Figura A-3: Conductores eléctricos para instalaciones de B.T.

A.5 Cotización equipos en China

Proposal of Kaplan turbine		
Hydraulic Equipment and Quotation of ### HPP		
Items	Proposal 1	
Unit capacity(KW)	200kW	
Number of sets	1	
Turbine Model	ZDK400-LH-120	
Rated head(m)	4,6	
Maximum head(m)		
Minimum head(m)		
Diameter of runner(cm)	120	
Rated output(KW)	198	
Rated discharge(m ³ /s)	5	
Rated rotary speed(r/min)	300	
Full output efficiency(%)	88	
Peak efficiency(%)	89	
The suction height of turbine(m)		
Governor Model	SHQ-1000	
Generator Model	SF160-20/990	
Rated capacity(KVA/KW)	182 kW	
Rated voltage(V)	380	
Rated current(A)		
Rated power factor (cosφ)	0,8	
Rated rotary speed(r/min)	300(f=50Hz)	
Insulation Class	F/F	
Excitation mode	Brushless excitation	
Quotation of Hydro Generating Equipment (USD)		
Unit price of turbine	Stainless steel blade	35.800
Unit price of generator		27.400
Unit price of Governor		3.300
Unit price of integrated control panel (Including excitation, temperature measurement, unit braking, protection, grid parallel and main		3.440
Unit price of automation components		Included
Spare parts and special tools		
Cost of package and freight fee to Guangzhou or Shenzhen Port		
Unit price of one set		69.940
Total price		69.940

A.6 Cotización turbina Kaplan (Chile)

Victor Cabrera
CHILE



Dear Mr. Cabrera,

your site may be utilised at the following conditions:

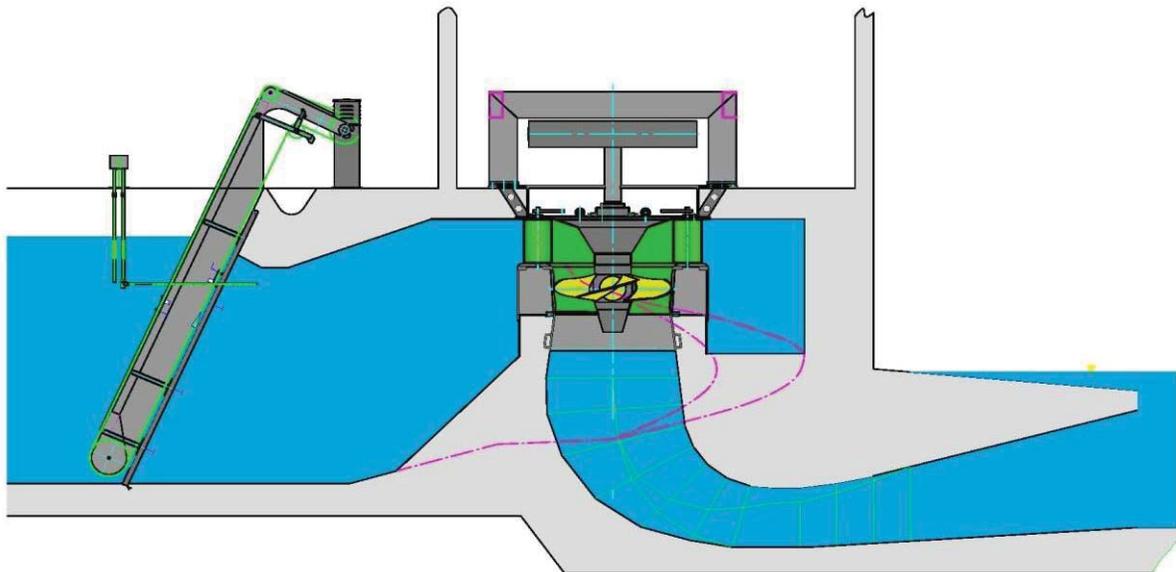
Hn (Net head)	4,60 meters
Q (Flow rate)	5,00 m ³ /sec.

To use this energy-potential, we recommend the installation of one double - regulated Kaplan-turbine type TD 4 -, four runner blades and a runner diameter of 1260 mm.

On the basis of the above-mentioned values a

Power output at the turbine shaft of	200 kW
Power output at the generator terminals of	182 kW

is possible.



OSSBERGER GmbH + Co. KG

Postfach 425 D-91773 Weissenburg/Germany
Phone: +49(0)9141/977-0 Fax: +49(0)9141/977-20 E-Mail: info@ossberger.de

Budgetary Quote No.	S-6-11175-1
Project:	Cabrera
Page:	1 / 2
	19.09.2018

**Performance of the turbine:**

TURBINE		TD 4 -	126
D (m):	1,26	n (min ⁻¹):	247
P	Q	ETA	
(kW)	(m ³ /s)	(%)	
200,00	5,00	88,80	
191,70	4,77	89,11	
178,41	4,43	89,31	
164,87	4,09	89,41	
150,79	3,75	89,21	
136,31	3,41	88,71	
121,58	3,06	87,91	
106,84	2,72	86,91	
92,30	2,38	85,81	
77,55	2,04	84,11	
62,70	1,70	81,61	
55,10	1,5	81,15	

Scope of Delivery:

- Straight conical draft tube part up to approx. 0.5 x runner diameter after runner center
- Governor (hydraulic)
- Speed increaser
- Generator
- Power switchboard incl. SCADA

Operating mode: Synchronous operation**Cost Estimate:** EUR **340.000** ,-- net, CIF seaport CHILE (Incoterms 2010), seaworthy packing included, pipes unpacked, without erection, duty unpaid.

Our long experience stands for a tailor-made solution and an excellent functional quality as the preconditions for the rentability of your investment.

A.7 Cotización turbina Ossberger (Chile)

19th September, 2018

Dear Mr. Cabrera,



your site may be utilised at the following conditions:

Hn (Net head)	4,6	meters
Q (Flow rate)	5000	l/sec.

With these values a

Power output at the turbine shaft of	180	kW
Power output at the generator terminals of	162	kW

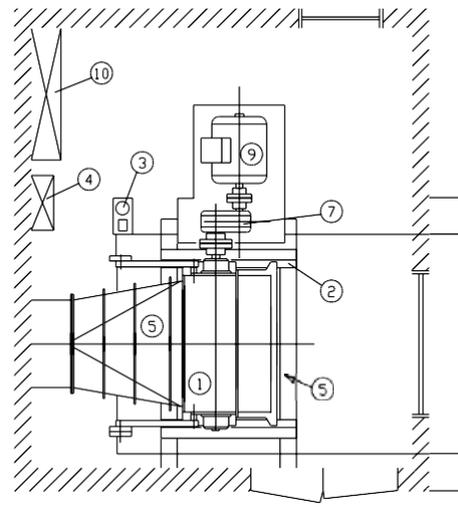
can be achieved. For a complete machine unit of an automatically regulated OSSBERGER hydro power station **feeding into an existing current supply grid system** investments of:

EUR 380.000,--

need to be expected.

Scope of Delivery:

- ① OSSBERGER Turbine SH 1.303/18 g
- ② Base frame (in two pieces)
- ③ Governor (hydraulic)
- ⑤ Reducer / Draft tube
- ⑦ Gearbox with couplings
- ⑨ Generator asynchronous
- Power switchboard with SCADA



Prices: net, **CIF seaport CHILE (Incoterms 2010)**, seaworthy packing included, pipes unpacked, without erection, duty unpaid.

Our long experience stands for a tailor-made solution and an excellent functional quality as the preconditions for the rentability of your investment.

A.8 Cotización del transformador

Transformadores Mora S.A.

San Isidro 1849 Santiago

Teléfono 2 2912 1041

Fax

Cotización

CONTACTO TELEFONICO

Atn. Victor Cabrera

Cotización N° : 2961

Emisión : 31/10/2018

Vencimiento : 31/10/2018

Fono :

Fax :

Item	Código	Unid.	Cantidad	Precio Unit.	Total \$
<input type="checkbox"/>	001 18240-015 TRAFO TRIFASICO 200 KW / 250 KVA		1	\$ 4,200,000	4,200,000

Neto	\$ 4,200,000
IVA	\$ 798,000
Total	\$ 4,998,000

Observaciones:

Transformadores Mora S.A.

San Isidro 1849

Telefono 2 2912 1041

Garantía : 12 meses, para hacer efectiva, el material debe ser trasladado por el cliente a nuestra fábrica ubicada en San Isidro 1849, Santiago.

TRANSFORMADORES MORA SA NO SE RESPONSABILIZA POR AQUELLOS EQUIPOS QUE SE ENCUENTREN EN NUESTRAS BODEGAS POR MAS DE 120 DÍAS DESDE SU INGRESO, LOS CUALES SE DECLARAN ABANDONADOS AL PASO DE ESTE PLAZO, Y SERÁN PUESTOS A LA VENTA A FIN DE COSTEAR EL BODEGAJE.

ES DEBER DEL CLIENTE SOLICITAR INFORMACIÓN DE SUS EQUIPOS TRANSCURRIDOS 15 DÍAS SIN NOTICIAS, LO ANTERIOR DEBIDO A LA POSIBLE IMPOSIBILIDAD DE COMUNICARNOS.

Transformador Trifásico Elevador

Potencia : 200 KW / 250 KVA
Refrigeración : Aceite Mineral.
Tensión Primaria : 380 - 220 Volts
Conexión Primaria : Estrella
Tensión Secundaria : 15.000 Volts
Conexión Secundaria : Delta
Tap en primario: +/-2.5% y +/-5%
Impedancia : 5% +/- 10%
Frecuencia : 50 Hz
Elevación de temperatura: 65° C
Polaridad : Sustractiva
Montaje : Aéreo

Accesorios Incluidos :

Aisladores de BT y MT ubicados en tapa superior.
Cambiador de taps accionamiento exterior, sin tensión.
Indicador de nivel de Líquido Refrigerante.
Indicador de Temperatura.
Pack de Radiadores sólidamente soldados al estanque.
Niple llenado de Líquido Refrigerante.
Cáncamos de Izaje
Conexión a tierra.
Placa de características.

Pruebas y Ensayos :

Razón de transformación en cada uno de sus enrollados.
Resistencia de aislación.
Resistencia de enrollados.
Entrega Protocolo de Pruebas.

Plazo de entrega : 20 a 25 días hábiles.

Forma de pago : 50% anticipo, saldo contra entrega.

Material puesto en nuestras bodegas de San Isidro 1849, Santiago.

Transformadores Mora SA
Rut : 78.303.460-3
San Isidro N° 1849, Santiago.
Fono : 2 2912 1000

B Flujo de caja del proyecto

El presente índice tiene el objetivo de confección de las planillas de flujo de caja para el desarrollo de los distintos escenarios presentados en el informe.

Tabla B-1. a: Flujo de caja para a 25 años, para el primer escenario de la evaluación económica (Equipos cotizados en China e ingresos por venta de energía al costo marginal)

Periodo	0	1	2	3	4	5
Año	2019	2019	2020	2021	2022	2023
Inversión [CLP]	-109.204.560					
Generación anual [MWh]		960.5	960.5	960.5	960.5	960.5
Ventas por energía [CLP]		32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867
Costos de operación y mantenimiento		1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
Depreciación obras civiles		720.000	720.000	720.000	720.000	720.000
Depreciación equipos electromecánicos		1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
Resultado operacional antes de impuesto		28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001
Impuesto 1° categoría (27%)						
Depreciación						
FLUJO DE CAJA REAL	109.204.560	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001
FLUJO DE CAJA DESCONTADO POR VP	-109.204.560	25.939.092	23.580.993	21.437.266	19.488.424	17.716.749
SUMA PARCIALES	-109.204.560	-83.265.468	-59.684.476	-38.247.210	-18.758.786	-1.042.037
VAN	11.165.728					
TIR %	12%					
Plazo recuperación capital	5.1	años				

B Flujo de caja del proyecto

Tabla B-1. b: Flujo de caja para a 25 años, para el primer escenario de la evaluación económica (Equipos cotizados en China e ingresos por venta de energía al costo marginal)

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5
32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867
1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000
1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001
17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796
2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866
20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656
11.596.358	10.542.144	9.583.767	8.712.516	7.920.469	7.200.426	6.545.842	5.950.765	5.409.787	4.917.988
10.554.321	21.096.465	30.680.232	39.392.747	47.313.216	54.513.642	61.059.484	67.010.250	72.420.036	77.338.024
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5
32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867
1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000
1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001
17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796	17.975.796
2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866	2.657.866
20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656	20.543.656
4.470.898	4.064.453	3.694.957	3.359.052	3.053.684	2.776.076	2.523.705	2.294.278	2.085.707	1.896.097
81.808.922	85.873.375	89.568.332	92.927.384	95.981.068	98.757.144	101.280.849	103.575.127	105.660.834	107.556.931

B Flujo de caja del proyecto

Tabla B-2. a: Flujo de caja para a 25 años, para el primer escenario de la evaluación económica (Equipos cotizados en Chile e ingresos por venta de energía al costo marginal)

Periodo	0	1	2	3	4	5
Año	2019	2019	2020	2021	2022	2023
Inversión [CLP]	-309.567.871					
Generación anual [MWh]		960.5	960.5	960.5	960.5	960.5
Ventas por energía [CLP]		32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867
Costos de operación y mantenimiento		1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
Depreciación obras civiles		720.000	720.000	720.000	720.000	720.000
Depreciación equipos electromecánicos		1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
Resultado operacional antes de impuesto		28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001
Impuesto 1° categoría (27%)						
Depreciación						
FLUJO DE CAJA REAL	-309.567.871	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001
FLUJO DE CAJA DESCONTADO POR VP	-309.567.871	25.939.092	23.580.993	21.437.266	19.488.424	17.716.749
SUMA PARCIALES	-309.567.871	-283.628.779	-260.047.787	-238.610.521	-219.122.097	-201.405.348
VAN	-174.853.865					
TIR %	-2%					
Plazo recuperación capital	[-]	años				

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5
32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867
1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000
1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001
28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001
16.106.135	14.641.941	13.310.856	12.100.778	11.000.707	10.000.643	9.091.493	8.264.994	7.513.631	6.830.574
-185.299.213	-170.657.272	-157.346.416	-145.245.639	-134.244.932	-124.244.289	-115.152.795	-106.887.801	-99.374.170	-92.543.597

B Flujo de caja del proyecto

Tabla B-2. b: Flujo de caja para a 25 años, para el primer escenario de la evaluación económica (Equipos cotizados en Chile e ingresos por venta de energía al costo marginal)

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5
32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867	32.190.867
1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000
1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001
28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001	28.533.001
6.209.612	5.645.102	5.131.911	4.665.374	4.241.249	3.855.681	3.505.164	3.186.513	2.896.830	2.633.482
-86.333.984	-80.688.882	-75.556.971	-70.891.598	-66.650.349	-62.794.668	-59.289.504	-56.102.991	-53.206.161	-50.572.679

Tabla B-3. a: Flujo de caja para a 25 años, para el segundo escenario de la evaluación económica (Ingreso por potencia)

Periodo	0	1	2	3	4	5
Año	2019	2019	2020	2021	2022	2023
Inversión [CLP]	-109.204.560					
Generación anual [MWh]		960.5	960.5	960.5	960.5	960.5
Ventas por potencia [CLP]		4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033
Costos de operación y mantenimiento		1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
Depreciación obras civiles		720.000	720.000	720.000	720.000	720.000
Depreciación equipos electromecánicos		1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
Resultado operacional antes de impuesto		1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
Impuesto 1° categoría (27%)						
Depreciación						
FLUJO DE CAJA REAL	-109.204.560	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
FLUJO DE CAJA DESCONTADO POR VP	-109.204.560	1.761.696	1.601.542	1.455.947	1.323.589	1.203.262
SUMA PARCIALES	-109.204.560	-107.442.864	-105.841.321	-104.385.374	-103.061.786	-101.858.523
VAN	-100.055.235					
TIR %	-14%					
Plazo recuperación capital	[-]	años				

B Flujo de caja del proyecto

Tabla B-3. b: Flujo de caja para a 25 años, para el segundo escenario de la evaluación económica (Ingreso por potencia)

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5
4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033
1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000
1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
1.093.875	994.432	904.029	821.844	747.131	679.210	617.464	561.331	510.301	463.910
-100.764.648	-99.770.217	-98.866.188	-98.044.344	-97.297.212	-96.618.002	-96.000.538	-95.439.208	-94.928.907	-94.464.997
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5	960.5
4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033	4.485.033
1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000	720.000
1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866	1.937.866
421.736	383.396	348.542	316.857	288.051	261.865	238.059	216.417	196.743	178.857
-94.043.261	-93.659.865	-93.311.322	-92.994.466	-92.706.414	-92.444.549	-92.206.490	-91.990.073	-91.793.330	-91.614.473