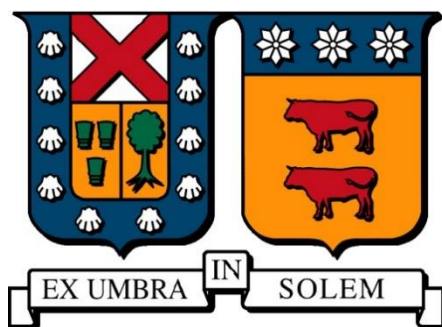


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO – CHILE



**“PROPUESTA DE MICRO CENTRAL HIDROELÉCTRICA
DE PASADA EN RÍO CLARO, RENGO.”**

DIEGO ARIEL CÁDIZ LOBO

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA: ING. RAFAEL MENA YANSSEN
PROFESOR CORREFERENTE: MG. ING. JAIME ESPINOZA SILVA

Noviembre de 2019

RESUMEN

Se ha estudiado la posibilidad de aprovechar el recurso hídrico del Río Claro para la generación de energía eléctrica, ya que, a pesar de que este cauce posee caudales medios mensuales superiores a 8 [m³/s] durante gran parte del año, no cuenta con centrales de generación de energía eléctrica. Durante la recopilación de información fluviométrica surge por parte de la Junta de Vigilancia de la primera sección del Río Claro de Rengo, el antecedente no menor de la existencia de derechos de agua no consuntivos sobre un tramo de este cauce que no están siendo utilizados.

Ante esta situación se ha recopilado información hidrológica de los últimos 30 años del Río Claro, aprovechando la cercanía entre el lugar donde se poseen derechos no consuntivos y la estación fluviométrica Hacienda Las Nieves, para posteriormente medir pendiente y estudiar la mejor ubicación para la central hidroeléctrica de pasada, con la finalidad de seleccionar la turbina apropiada.

Este análisis se plantea que con 1,72 [m] de altura neta y con un caudal de 2,8 m³/s, una turbina de vórtice gravitacional tendría una potencia instalada de 30 [kW], con un factor de planta de 48% y una energía media anual de 125,89 [MWh]. Ante este potencial se realiza un estudio técnico económico, a partir de dos modalidades de negocio, uno amparado en el marco de Pequeño Medio de Generación Distribuida y otro bajo NETBILLING, analizándolas con un horizonte de 20 años, siendo la segunda alternativa la recomendada, ya que, este tipo de central es capaz de generar ahorros en el pago por energía consumida por sobre los \$13.154.707 anuales, con una inversión de \$6.125.934 por kilo Watt de potencia instalada, y un periodo de recuperación de la inversión de 12,35 años.

ABSTRACT

Has been studied the possibility to use the Río Claro's hydraulic resources to generate electrical energy, cause/as, this river has average monthly flows greater than 8 [m³/s] during a large part of the year, and doesn't have any electrical power generation plant. During the recopilation fluvimetric information process, emerged from "Junta de Vigilancia del Río Claro de Rengo" about existence of non-consumptive water rights in a stretch of the river and they aren't been used.

In this situation, has been collected hidrologic Rio Claro's information of last 30 years, profiting the proximity between the place where JVRCCR has non-consumptive water rights and the fluvimetric station Hacienda Las Nieves, for later to measure the slope and study the best ublication for the hydroelectric power plant, with the purpose to select the apropiate turbine.

this analysis proposes that with net head of 1,72 [m] and 2,8 [m³/s], a gravitational vortex turbine would have 30 [kW] of power installed, plant factor of 48% and average annual energy of 125,89 [MWh]. In this scenario, an economic technical study is carried out, from two business modalities, one covered by Small Means of Distributed Generation (Pequeño Medio de Generación Distribuida, PMGD) and another under netbilling, analyzing them with a horizon of 20 years, recommending the second alternative, because, this kind of plant is able to generate annual savings in energy consumed up to \$13.154.707, with a inversion of \$6.125.934 for kilowatt of power installed, and payback of 12,35 years.

GLOSARIO

<i>SIC</i>	: Sistema interconectado central.
<i>SING</i>	: Sistema interconectado del norte grande.
<i>SEA</i>	: Sistema eléctrico de Aysén.
<i>SEM</i>	: Sistema eléctrico de Magallanes.
<i>CNE</i>	: Comisión nacional de energía.
<i>SEC</i>	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
<i>CDEC</i>	: Centro de despacho económico de carga.
<i>ERNC</i>	: Energía renovable no convencional.
<i>DGA</i>	: Dirección general de aguas.
<i>MOP</i>	: Ministerio de Obras Públicas.
<i>CNR</i>	: Comisión Nacional de Riego
<i>CA</i>	: Código de Aguas.
<i>DAA</i>	: Derechos de aprovechamiento de aguas.
<i>DNC</i>	: Derechos no consuntivos.
<i>DAANC</i>	: Derechos de aprovechamientos de aguas no consuntivos.
<i>JVRCR</i>	: Junta de Vigilancia Río Claro de Rengo.
<i>PMGD</i>	: Pequeños medios de generación distribuidos, centrales con excedentes de potencia inferiores a 9 MW.
<i>PMG</i>	: Pequeños medios de generación, centrales con excedentes de potencia inferiores a 9 MW.
<i>CGE</i>	: Compañía general de electricidad.
H_b	: Altura bruta.
H_n	: Altura neta.
d_{canal}	: Pérdida de altura debido al desnivel del canal.
Q_{mm}	: Caudal medio mensual.
Q_{mmd}	: Caudal medio mensual disponible
Q_{eco}	: Caudal ecológico.
Q_{mmu}	: Caudal medio mensual útil.
Q_d	: Caudal de diseño.
Q_{mmt}	: Caudal medio mensual turbinable.

η_T	: Eficiencia de la turbina.
η_G	: Eficiencia del generador.
η_{trans}	: Eficiencia de transmisión.
ρ	: Densidad del agua.
g	: Aceleración de gravedad.
P	: Potencia.
P_m	: Potencia media.
P_{mm}	: Potencia media mensual.
E	: Energía.
E_{mm}	: Energía media mensual.
E_{ma}	: Energía media anual
FP	: Factor de planta.
l	: Largo de barras de reja gruesa.
s	: Diámetro de barras de reja gruesa.
a	: Separación entre barras de reja gruesa.
α	: Ángulo de inclinación reja gruesa respecto de la horizontal.
A_t	: Área total de la reja.
A_s	: Área total de las barras de la reja gruesa.
A_f	: Área necesaria de flujo
n	: Número de barras
c	: Coeficiente de mayoración por efectos de la colmatación $c=1,5-2$.
k	: Coeficiente de contracción de la vena de agua $k=0,9$ para barras circulares.
V_a	: Velocidad de aproximación.
b	: Base reja gruesa.
d_{rg}	: Altura reja gruesa.
v_c	: Velocidad del agua en el canal.
R_h	: Radio hidráulico.
i	: Pendiente del canal.
N	: Número de Manning.

INDICE GENERAL

RESUMEN	II
ABSTRACT	III
GLOSARIO	IV
INDICE GENERAL	VI
INDICE DE FIGURAS	IX
INDICE DE TABLAS	X
CAPITULO I	1
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Objetivos específicos	3
CAPITULO II	4
2 MARCO TEÓRICO	4
2.1 Situación energética	4
2.2 ERNC	5
2.3 Minicentrales hidráulicas de pasada	7
2.4 Legislación	9
2.4.1 Ley 19.940 (Ley corta I)	9
2.4.2 Ley 20.018 (Ley corta II)	10
2.4.3 Ley 20.257	10
2.4.4 Ley 20.571 (Ley de Medición Neta)	12
2.4.5 Ley 20.698	12
2.4.6 Ley 21.118	13
2.5 Derechos de aprovechamiento de aguas (DAA)	14
CAPITULO III	16
3 ANTECEDENTES GENERALES	16
3.1 Ubicación del proyecto	16
3.2 Altura	18
3.3 Caudales históricos	18
CAPITULO IV	19
4 ANALISIS Y RESULTADOS	19
4.1 DETERMINACIÓN DE ALTURA NETA	19
4.1.1 Determinación del lugar óptimo para la central hidroeléctrica.	19
4.1.2 Altura bruta	21

4.1.3	Altura neta	21
4.2	CAUDALES	23
4.2.1	Caudal medio mensual	23
4.2.2	Caudal medio mensual disponible	24
4.2.3	Caudal mínimo ecológico	24
4.2.4	Caudal medio mensual utilizable	24
4.2.5	Caudal de diseño	25
4.2.6	Caudal medio mensual turbinable	26
4.3	SELECCIÓN DE EQUIPOS	27
4.3.1	Turbina	27
4.3.2	Generador	30
4.3.3	Inversor de corriente	31
4.4	CÁLCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA GENERADA	32
4.4.1	Potencia Instalada	32
4.4.2	Potencia Media	32
4.4.3	Factor de Planta	33
4.4.4	Energía media anual generada	34
4.5	OBRAS CIVILES	36
4.5.1	Obras de captación	36
4.5.1.1	Rejas de captación	36
4.5.1.2	Malla o reja fina	39
4.5.1.3	Aliviadero	39
4.5.1.4	Compuerta	41
4.5.2	Obra de conducción	42
4.5.3	Piscina de rotación	47
4.5.4	Caseta de control	48
4.6	CONECTIVIDAD	50
4.6.1	Acceso	50
4.6.2	Conexión a línea eléctrica	51
4.7	EVALUACIÓN ECONÓMICA	53
4.7.1	Estimación de Ingresos	53
4.7.1.1	Alternativa 1: Venta de energía y potencia.	53
4.7.1.2	Alternativa 2: Autogeneración.	56
4.7.2	Estimación de costos	56
4.7.2.1	Equipos electromecánicos	58
4.7.2.2	Obras civiles	59
4.7.2.3	Operación y mantenimiento	62
4.7.2.4	Conectividad eléctrica	62
4.7.3	Flujo de caja	63
CAPITULO V		71
5	CONCLUSION	71
6	ANEXOS	74
6.1	Caudales medio mensuales [15].	74
6.2	Curva de duración de caudales	76

6.3	Perfil de Río Claro de acuerdo al caudal medio mensual y geometría del lecho del río en zona de abducción.	77
6.4	Resumen de resultados obtenidos con HEC-RAS.	82
6.5	Criterios específicos de rugosidad en canales revestidos [18].	83
6.6	Precios de nudo de corto plazo. [23]	84
REFERENCIAS		85

INDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1 Distribución geográfica de sistemas interconectados de Chile.</i>	
<i>Fuente:www.energiaabierta.cl[1]</i>	<i>4</i>
<i>Ilustración 2 Esquema de una cantral hidroelectrica de pasada. Fuente:</i>	
<i>www.goodenergy.cl</i>	<i>8</i>
<i>Ilustración 3 Mapa político Región de O´Higgins. Fuente: www.educarchile.cl.....</i>	<i>16</i>
<i>Ilustración 4 Vista satelital de Rengo. En detalle localidades de Popeta, Las Nieves y</i>	
<i>Laguna Los Cristales. Fuente: Google earth.</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 5 Vista satelital de ubicación de proyecto y localidad de Las Nieves. Fuente:</i>	
<i>Google Earth</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 6 Corte transversal de un escurrimiento en curva. Fuente: Mery,2013.....</i>	<i>19</i>
<i>Ilustración 7 Influencia de la curvatura según Haber-Mass. Fuente: CNR, 2014.</i>	<i>20</i>
<i>Ilustración 8 Vista satelital de la zona de estudio. Fuente: Google Earth.</i>	<i>20</i>
<i>Ilustración 9 Vista satelital de zona elegida para la captación. Fuente: Google Earth.....</i>	<i>21</i>
<i>Ilustración 10 Esquema para determinación de altura neta. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>22</i>
<i>Ilustración 11 Campo de utilización distintas turbinas. Fuente: IDAE.....</i>	<i>28</i>
<i>Ilustración 12 Reja de captación. Fuente: Mery, 2013.....</i>	<i>37</i>
<i>Ilustración 13 Aliviadero y compuertas de control. Fuente: Coz, 1995.</i>	<i>40</i>
<i>Ilustración 14 Vista superior y lateral de aliviadero. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>41</i>
<i>Ilustración 15 Vista en planta piscina de rotación. Fuente: Zotlöeterer.</i>	<i>48</i>
<i>Ilustración 16 Vista en corte sección A-A piscina de rotación. Fuente: Zotlöeterer.</i>	<i>48</i>
<i>Ilustración 17 Trazado de obras civiles sobre plano satelital. Fuente: Elaboración propia.</i>	
<i>.....</i>	<i>49</i>
<i>Ilustración 18 Camino rural de acceso a zona de Proyecto Micro hidroeléctrico.....</i>	<i>50</i>
<i>Ilustración 19 Ruta de acceso.</i>	<i>51</i>
<i>Ilustración 20 Líneas de baja (rojo) y media (amarillo) tensión cercana a la central.</i>	
<i>Fuente:www.sec.cl.....</i>	<i>51</i>
<i>Ilustración 21 Distancia entre instalaciones de micro central y punto de empalme.</i>	<i>52</i>
<i>Ilustración 22 Perfil de Río Claro mes de enero en zona de abducción.</i>	<i>77</i>
<i>Ilustración 23 Perfil de Río Claro mes de febrero en zona de abducción.</i>	<i>77</i>
<i>Ilustración 24 Perfil de Río Claro mes de marzo en zona de abducción.</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 25 Perfil de Río Claro mes de abril en zona de abducción.</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 26 Perfil de Río Claro mes de mayo en zona de abducción.</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 27 Perfil de Río Claro mes de junio en zona de abducción.</i>	<i>79</i>
<i>Ilustración 28 Perfil de Río Claro mes de julio en zona de abducción.....</i>	<i>79</i>
<i>Ilustración 29 Perfil de Río Claro mes de agosto en zona de abducción.</i>	<i>79</i>
<i>Ilustración 30 Perfil de Río Claro mes de septiembre en zona de abducción.</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 31 Perfil de Río Claro mes de octubre en zona de abducción.....</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 32 Perfil de Río Claro mes de noviembre en zona de abducción.</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 33 Perfil de Río Claro mes de diciembre en zona de abducción.</i>	<i>81</i>

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Dominio de DANC en poder de JVRCCR. Fuente: Elaboración propia [16].	19
Tabla 2 Resumen caudales medios mensuales en m^3/s . Fuente: Elaboración propia.	23
Tabla 3 Caudal disponible no aprovechado por JVRCCR en m^3/s . Fuente: DGA [16]	24
Tabla 4 Caudal ecológico mensual en m^3/s . Fuente: DGA [16]	24
Tabla 5 Caudal medio mensual útil en m^3/s . Fuente: Elaboración propia.	24
Tabla 6 Caudal medio mensual turbinable. Fuente: Elaboración propia.	26
Tabla 7 Tabla de resumen cálculo de potencia y energía media. Fuente: Elaboración propia.	35
Tabla 8 Dimensionamiento de canal de conducción en función de la velocidad. Fuente: Elaboración propia	44
Tabla 9 Costos de construcción canal. Fuente: Elaboración propia.	44
Tabla 10 Ingresos no percibidos por pérdida de carga alternativa PMGD. Fuente: Elaboración propia.	45
Tabla 11 Ingresos no percibidos por pérdida de carga alternativa Autoconsumo. Fuente: Elaboración propia.	46
Tabla 12 Resumen dimensionamiento canal. fuente: Elaboración propia.	47
Tabla 13 Diámetro de piscina de rotación. Fuente: Zotlöeterer.	47
Tabla 14 Resumen de estimación de ingresos alternativa PMGD. Elaboración propia.	53
Tabla 15 Estimación de ahorro por autogeneración. Fuente: Elaboración propia.	56
Tabla 16 Resumen de estimación de costos alternativa PMGD. Fuente: Elaboración propia.	57
Tabla 17 Estimación de costos alternativa autogeneración. Fuente: Elaboración propia.	57
Tabla 18 Caudales medios mensuales a adquirir. Fuente: Elaboración propia.	58
Tabla 19 Caudales turbinables tras adquisición. Fuente: Elaboración propia.	59
Tabla 20 Estimación de costos de equipos electromecánicos. Fuente: Elaboración propia.	59
Tabla 21 Detalle de costos de Obras Civiles. Fuente: Elaboración propia.	61
Tabla 22 Estimación de costos de conexión eléctrica PMGD. Fuente: Elaboración propia.	62
Tabla 23 Tarifa de conexión PMGD. Fuente: CGE [26]	62
Tabla 24 Estimación de costos de conexión eléctrica autogeneración. IVA inc.. Fuente: Elaboración propia.	63
Tabla 25 Tarifa de conexión equipamiento generación domiciliaria. Fuente: CGE [27]	63
Tabla 26 Depreciación de activos. Fuente: SII.	64
Tabla 27 Flujo de caja PMGD (1). Elaboración propia.	65
Tabla 28 Flujo de caja PMGD (2). Elaboración propia.	66
Tabla 29 Flujo de caja PMGD (3). Elaboración propia.	67
Tabla 30 Flujo de caja Autogeneración (1). Elaboración propia.	68
Tabla 31 Flujo de caja Autogeneración (2). Elaboración propia.	69
Tabla 32 Flujo de caja Autogeneración (3). Elaboración propia.	70
Tabla 33 Caudales medios mensuales históricos. Fuente: DGA [20]	75

CAPITULO I

1 INTRODUCCIÓN

El constante crecimiento de la población y los incrementos de las capacidades productivas del sector industrial conlleva un aumento de la demanda energética, haciendo importante la necesidad de buscar alternativas para satisfacerlas. Considerando que nuestra matriz energética está conformada en un 54,13% por centrales termoeléctricas [1], para las cuales nuestro país debe adquirir a fuentes extranjeras la energía primaria, nos pone en un escenario complejo, sin ir más lejos, la última crisis energética ocurrió entre el año 2007 y 2008, período en que se sufrió de una sequía inusual a nivel nacional reduciendo el aporte de energía eléctrica por parte de las hidroeléctricas, sumado a que en el país vecino azotaba una ola de frío, lo que hizo aumentar la demanda de gas con fines de calefaccionar los hogares; trayendo consigo una reducción en las cantidades de gas natural suministrada por dicho país, y que obligó a Chile a tomar medidas de racionamiento del uso de Electricidad [2].

Si bien con el paso de los años trajo consigo un gran número de fuentes energéticas, principalmente centrales térmicas, seguidas de hidráulicas y por último energías renovables no convencionales ERNC, hoy en día, Chile aún se encuentra en un escenario que dependemos en su mayoría de proveedores internacionales de energía primaria, carbón, petróleo y gas natural. Sin embargo, mantenerse en ese escenario es innecesario, ya que, dado el importante potencial que posee el país en materia de energías renovables [3], como lo son hídrica, eólica, geotermia, mareomotriz y solar, se puede y se debe trabajar en la reducción gradual de fuentes de electricidad basadas en combustibles fósiles, permitiendo también, llegar a tener una matriz energética más amigable con el medio ambiente.

Actualmente la matriz energética chilena cuenta con una potencia instalada de 23.389,25 [MW] de los cuales el 20,98% corresponde a ERNC (mini hidráulica de pasada 637 [MW], Biomasa 463 [MW], solar 1769 [MW], eólica 1306 [MW]) [1].

Por mini central hidroeléctrica se refiere a toda aquella cuyo potencia instalada sea inferior a 1 MW, sin embargo, se usa el termino micro central para aquella que tenga potencia nominal inferior a 100 kW [4].

A nivel mundial la rápida expansión de las ERNC como fuentes principales de energía se debe principalmente a los avances tecnológicos que han reducido su costo y también a la creciente conciencia ambiental de la población. En el caso de Chile, existen factores adicionales que han

fomentado las inversiones en ERNC. Más específicamente, el aumento en el consumo de energía, la alta dependencia energética de fuentes externas, el creciente costo de la energía importada y el fracaso de grandes proyectos de energía debido a preocupaciones ambientales han jugado un papel positivo y significativo.

De acuerdo con New Energy Finance Climascopes elaborado por Bloomberg New Energy Finance y el Banco Interamericano de Desarrollo, Chile se posiciona dentro de los países más atractivos de América Latina para invertir en energías renovables, aumentando de 1,3 a 3,2 mil millones de dólares en un año, periodo 2014-2015 [5].

Con miras al futuro surgen metas energéticas para los años 2035 y 2050 en los cuales se proyecta alcanzar el 60% y 70% respectivamente de participación de las ERNC en la matriz energética nacional [6], logrando una máxima utilización de la infraestructura, logrando un desempeño eficiente del sistema, privilegiando los nuevos desarrollos con tecnologías bajas en emisiones y que sean costo-eficientes.

Debido a la geografía y clima de chileno, es posible visualizar con buenos ojos la creación de plantas geotérmicas, o también dada su extensa costa, utilizar la energía mareomotriz para obtener energía eléctrica de manera limpia, y no olvidar la energía solar, que sin lugar a dudas, es la que cada día está más cerca del sector industrial y de los mismos habitantes, que han visto una buena manera para reducir sus costos de electricidad instalando paneles fotovoltaicos en los techos de sus casas. Por último, y gracias también a la geografía, se cuenta con una importante fuente hídrica, con gran número de ríos que hacen posible la generación de electricidad a partir de centrales hidroeléctricas de embalse o de pasada.

Las centrales hidroeléctricas de pasadas generan electricidad de manera limpia, ya que, como resultado de este proceso no se emiten gases que contaminen la atmósfera, ni se incrementa la temperatura del agua utilizada en el proceso y que luego es devuelta al cauce del río y por último, tampoco altera el ecosistema con grandes construcciones de embalses. Para este tipo de centrales es importante el caudal que se extrae del río, y la diferencia de altura entre la aducción y la altura a la que se ubica la turbina.

Dada las metas impuestas por el gobierno para los años 2035 y 2050, surge la intención de evaluar el potencial que posee la comuna de Rengo en el que es el principal afluente del Río Cachapoal. En el Río Claro de Rengo se aprecian puntos favorables para proponerlo como una posible fuente hídrica para una micro central de pasada, como lo es la pendiente, los caudales medios disponibles como derechos no consuntivos y que no están siendo utilizados, y por último, la

cercanía que presenta a líneas eléctricas y a una estación fluviométrica de la Dirección General de Aguas, DGA, quien facilita su base de datos evitando o ahorrando la realización de estudios hidrológicos.

Es por ello que, en el presente trabajo de título se expone un estudio sobre la factibilidad técnica para la construcción de una micro central de pasada, estudiando las mejores condiciones para llevarlo a cabo en ámbitos de caudales y desnivel, sin dejar de lado las normativas ambientales y leyes de fomento a las ERNC.

1.1 Objetivos específicos

El objetivo del presente trabajo de título es la realización de un estudio del potencial hídrico para una central de micro generación eléctrica para el río Claro de Rengo con derechos de aguas no consuntivos no utilizados.

Los objetivos específicos que permitirán el desarrollo del tema son los siguientes:

- Analizar normativas legales, medioambientales y energéticas relacionadas al proyecto.
- Determinar un caudal de diseño a partir de los derechos no consuntivos disponibles del río Claro de Rengo, y la estadística de caudales proporcionados por la Dirección General de Aguas (DGA)
- Selección y diseño de equipos electromecánicos y obras civiles.
- Valoración y análisis económico del proyecto.

CAPITULO II

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Situación energética

Un sistema eléctrico es un conjunto de instalaciones interconectadas entre sí, que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica. Hasta el 21 de noviembre del año 2017, el sistema interconectado estaba conformado por cuatro sistemas independientes, los cuales se dividían a lo largo del país, mencionándolos de norte a sur, se contaba con el Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, el cual es una red compuesta por centrales generadoras, líneas de transmisión y vías de distribución que abastecía de energía desde Arica (XV Región de Arica y Parinacota), hasta Taltal (II Región de Antofagasta). El Sistema Interconectado Central (SIC) era el encargado de abastecer de energía desde Taltal (II Región de Antofagasta), hasta la Isla Grande de Chiloé (X Región de los Lagos). Por último, en la zona extrema sur se encuentran el SEA y SEM, Sistema Eléctrico de Aysén y Sistema Eléctrico de Magallanes respectivamente, que entre ambos no superan el 1 % de la capacidad instalada del país.

Desde noviembre del año 2017, se unificaron los dos sistemas eléctricos más grandes, dando paso un nuevo Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [7], logrando abarcar cerca de 3.100 [km] de la longitud del país, esto quiere decir, desde Arica a Chiloé, trayendo consigo, abastecer a casi el 96% de la población del país, además de los beneficios propios de la implementación de seguridad asociada a cortes de suministros, ya que se espera que ocurran en menor frecuencia, y que, de existir fallas la respuesta para subsanar sea más veloz. Otros beneficios que afloran son la reducción de los costos de la energía, el aumento de la eficiencia en la entrega del servicio y reducir el impacto que generan las variaciones del precio de los combustibles fósiles.



Ilustración 1 Distribución geográfica de sistemas interconectados de Chile. Fuente: www.energiaabierta.cl[1]

Esta modificación eleva al sistema interconectado como uno de los más extensos del mundo, permitiendo aprovechar el alto potencial energético por parte de las ERNC, y vender energía en el futuro a los países vecinos de Perú y Argentina.

Actualmente la matriz energética chilena cuenta con una potencia instalada de 23.389,25 [MW]¹ de los cuales el 54,13% corresponde a energía proveniente de termoeléctricas alimentadas con combustibles fósiles, (gas natural, carbón y diesel). Otro 24,89% aportado por Hidroeléctricas de embalse y de pasada. Y, por último, un 20,98% correspondiente a ERNC [1].

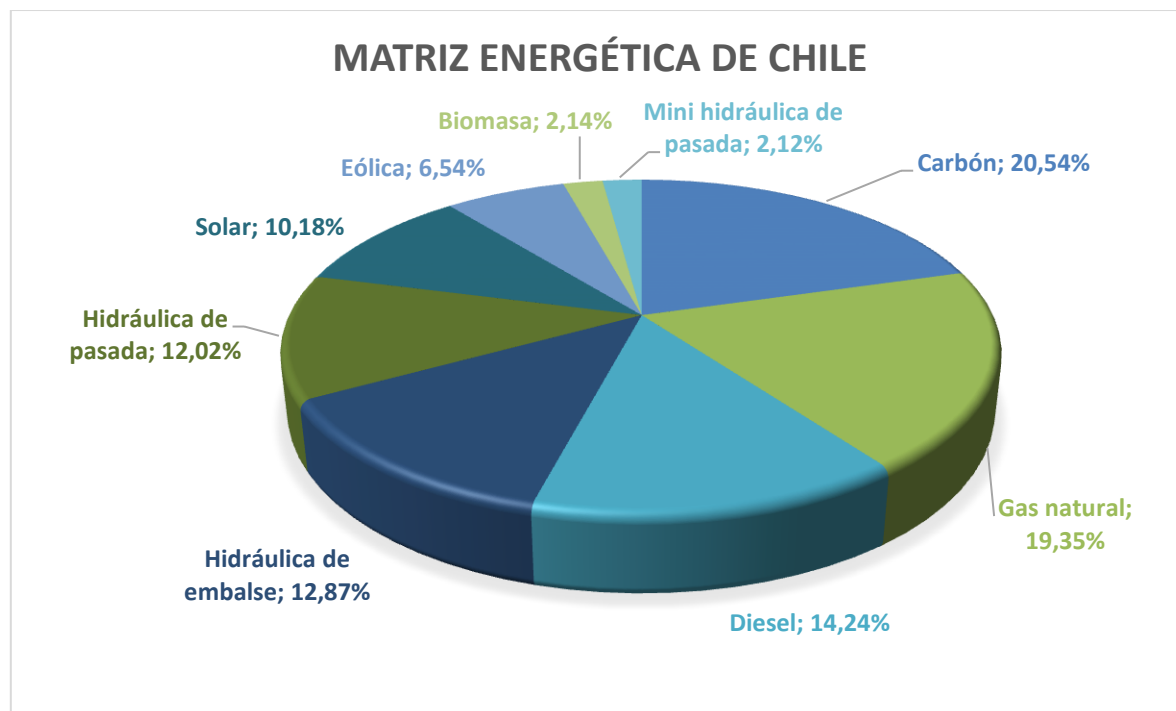


Gráfico 1 Matriz energética de Chile. Fuente: elaboración propia.

2.2 ERNC

Como Energía Renovable se define a aquella que no se consume ni agota a escala humana, además de que, en sus procesos de transformación y aprovechamiento de energía útil generan impactos ambientales significativamente inferiores que aquellas producidas por las fuentes energéticas convencionales. Este tipo de energía se clasifica en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten.

¹ Nota: La capacidad instalada neta no considera los sistemas de “Los Lagos” (7 MW) e “Isla de Pascua” (4 MW). Tampoco está incluida la central de Gas Natural localizada en Salta (Argentina), interconectada al SING (380 MW).

En Chile, la legislación vigente [10] reconoce como medios de generación renovables no convencionales ERNC a aquellos cuya fuente de energía primaria sea:

- La energía de la biomasa
- Energía hidráulica, cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW.
- Energía geotérmica.
- Energía solar.
- Energía eólica.
- Energía mareomotriz.

Estas fuentes generadoras de energía eléctrica se distribuyen a lo largo del país de acuerdo con las condiciones climáticas que favorecen y hacen más competitivos estos proyectos.

La totalidad de la capacidad de energía eléctrica instalada en ERNC es de 4906,47 [MW], cercanos al 20,98% de la totalidad de la matriz energética chilena [1], alcanzando 6 años antes la meta estipulada por el estado para el año 2025 [12]; los cuales quedan repartidos de la siguiente manera:

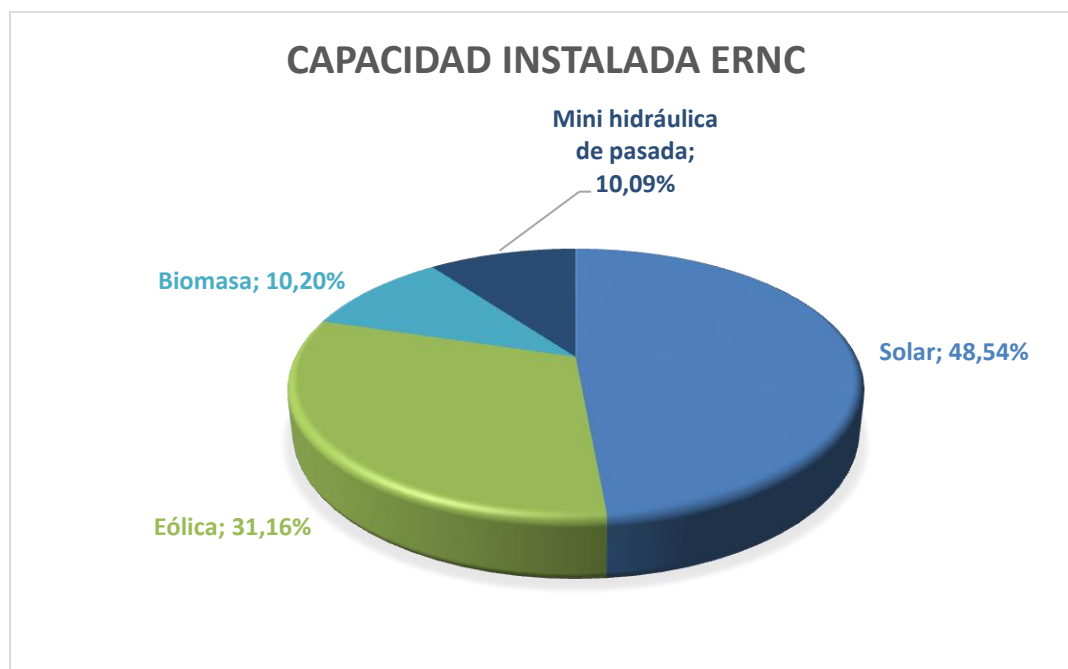


Gráfico 2 Capacidad instalada ERNC. Fuente: elaboración propia.

Mientras que la meta para el año 2050 es del 70%, buscando como objetivo, contar con una matriz energética más amigable con el medio ambiente y con menores emisiones de CO₂ y material particulado, precios más competitivos y una mayor capacidad de sobreponerse ante las variaciones de precio de la energía primaria proveniente desde el extranjero como lo son los combustibles fósiles.

Para ello, el país debe asignar recursos para mejorar la competitividad, remover barreras de mercado y mejorar esquemas regulatorios.

Las proyecciones realizadas por el Centro de Innovación y Fomento de Energías Sustentables (CIFES) [3], Chile cuenta con un potencial bruto para la instalación de tecnologías solares cercanas a los 100.000 [MW], concentrado en la zona norte del país, no obstante, se espera que para el año 2025, 20.000 [MW] se incorporen a la matriz energética proveniente de esta fuente. Además, para el mismo año se estima un potencial bruto de 16.000 [MW] en el país de energía geotérmica. Sin embargo, existen barreras para la implementación de la tecnología, como la escasa identificación y catastro de las fuentes disponibles, el alto costo de inversión y los riesgos involucrados en su desarrollo.

2.3 Mini y micro centrales hidráulicas de pasada

Su funcionamiento se basa en extraer una porción del caudal de un río mediante una estructura de hormigón denominada bocatoma, la cual, además de redireccionar parte del agua, también se encarga de impedir el ingreso de objetos como piedras, ramas y/o troncos de árboles que arrastra el río y que pueden dañar el sistema de tuberías o canal obstruyendo el libre flujo del fluido al interior de las estos, lo cual sería perjudicial para el funcionamiento de la minicentral.

Una vez separado el caudal deseado, es llevado hasta una caseta denominada “casa de máquinas” comúnmente, donde se encuentra la turbina, equipo electromecánico encargado de aprovechar la energía cinética del agua para comenzar a girar, y gracias a un eje común, transmitir dicho movimiento rotatorio al generador, el cual transforma esta energía mecánica en energía eléctrica, para posteriormente, cederla al sistema eléctrico de distribución.

Posterior a impactar los álabes de la turbina, el agua es dirigida por canales hacia el río nuevamente, lo que se denomina restitución. Cabe destacar que al fluido no se incorporan agentes físicos, químicos ni biológicos, por lo tanto, la calidad del agua no se ve alterada y su temperatura es la misma a la que se encontraba antes de ingresar por la bocatoma. Estos son puntos importantes por considerar, ya que no afecta la biodiversidad del lugar, habitantes de todas las ciudades por la que pasa el Río Claro y actividades agrícolas ni ganaderas.

Cabe mencionar, que entre mayor sea la diferencia de altura entre la bocatoma de succión y la turbina (energía potencial), el agua alcanzará una mayor velocidad, y consigo mayor energía cinética.

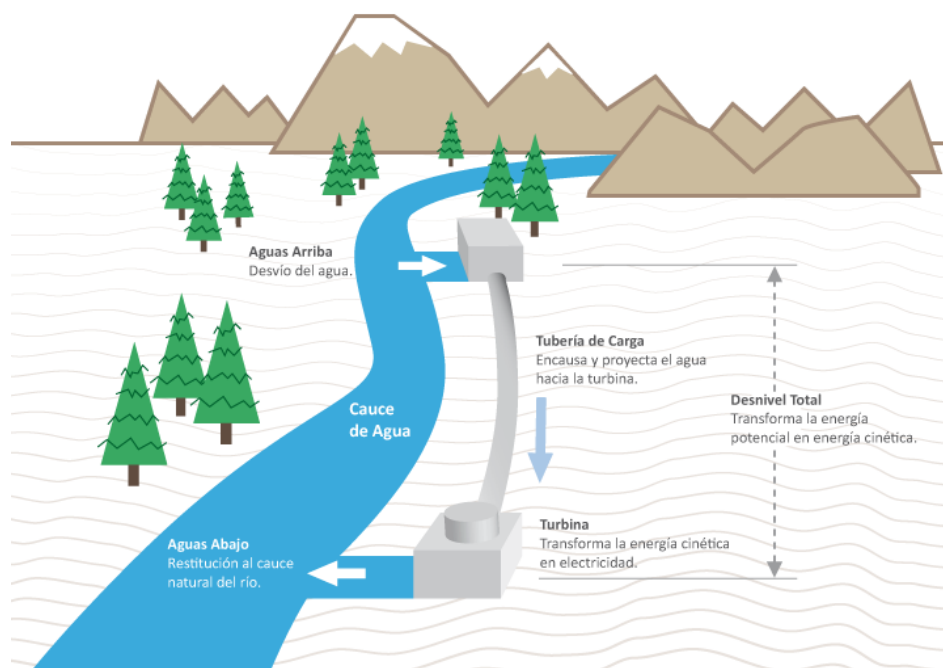


Ilustración 2 Esquema de una cantral hidroelectrica de pasada. Fuente: www.goodenergy.cl

La totalidad de la energía producida por las mini y micro centrales hidroeléctricas durante año 2018 asciende a 1.844 [GWh], alcanzando un máximo en noviembre, y si bien las lluvias ya han cesado, otro factor que incide en los caudales, y por ende en la generación, es el deshielo de la nieve acumulada en la cordillera, el cual se refleja en el periodo octubre - enero.

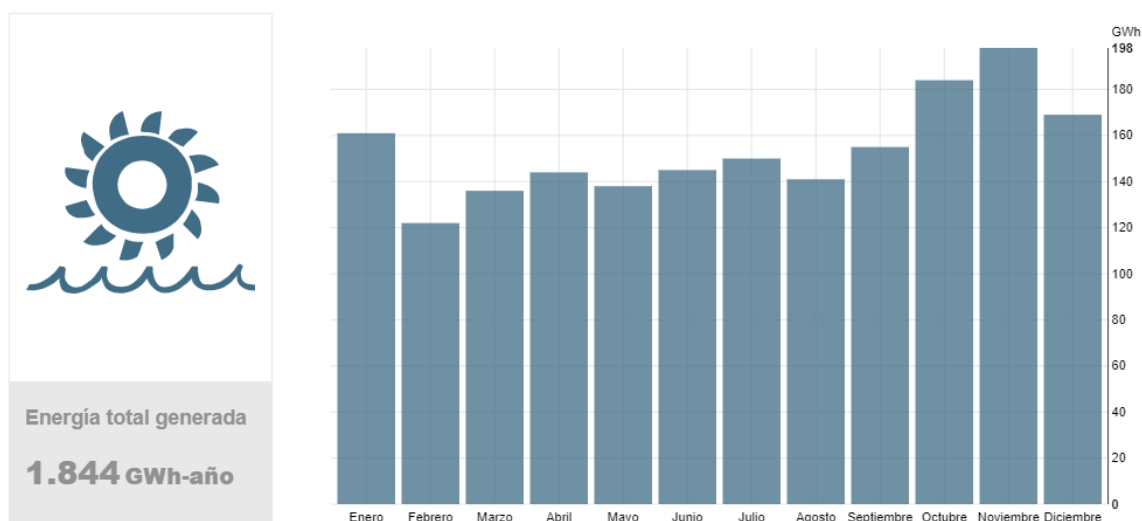


Gráfico 3 Energía total generada por mini y micro centrales hidráulicas de pasada. Fuente: www.energiabierta.cl [1]

2.4 Legislación

La legislación chilena cuenta con diversas leyes que fomenten la inversión y posterior incorporación al sistema interconectado de centrales eléctricas que provengan de ERNC, las cuales se detallan a continuación.

2.4.1 Ley 19.940 (Ley corta I)

La ley 19.940, oficializada en marzo de 2004, se titula “Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica la Ley General de Servicios Eléctricos, LGSE”

Esta ley, realiza modificaciones con respecto al transporte o transmisión de energía eléctrica de manera de darle un carácter público. Con respecto a las ERNC, las principales modificaciones son las siguientes:

Artículo 1°

Artículo 71-5: Menciona que las instalaciones de sistemas de transmisión troncal o subtransmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorio.

Los sistemas adicionales estarán sometidos al régimen de acceso abierto sólo cuando hagan uso de las servidumbres bajo amparo de la LGSE y las que usen bienes nacionales de uso público.

Los propietarios de los sistemas mencionados anteriormente no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado cuando el CDEC determine que existe capacidad técnica de transmisión.

Artículo 71-11: Menciona que el valor anual de la transmisión por tramo de cada sistema de transmisión troncal se fijará cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. De esta manera se tiene que los valores de los peajes estén determinados periódicamente por un agente externo a la propietaria del sistema de transmisión.

Artículo 3°

Crea un panel de expertos independiente y técnico que se encarga de definir controversias ocurridas en el sector eléctrico. Este panel de expertos definirá las discrepancias generadas tanto entre empresas como con las autoridades. Este organismo da confianza a inversionistas respecto a las leyes que rigen el mercado eléctrico.

Artículo 4°

13) Menciona que todos los propietarios de medios de generación tienen derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia.

Además, los concesionarios de servicio público y las empresas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público deben permitir la conexión, a sus instalaciones de distribución, de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 MW, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

2.4.2 Ley 20.018 (Ley corta II)

La ley 20.018 [9], oficializada en mayo de 2005, se titula “Modifica el marco normativo del sector eléctrico”.

Esta ley tiene por objetivo principal incentivar la inversión en generación de energía. Esto se realiza principalmente definiendo licitaciones competitivas que aseguren los precios de la energía por un tiempo determinado.

La ley busca generar condiciones de estabilidad en las condiciones de mercado. De manera de hacer frente a la incertidumbre de la situación del mercado del gas natural de esos años.

Además, se busca fortalecer el marco regulatorio vigente de manera de garantizar una acción eficaz del mercado y la autoridad frente a riesgos de abastecimiento debidos a la incertidumbre del mercado del gas natural y con esto fortalecer los mecanismos de enfrentar contingencias eléctricas.

La normativa obliga a las empresas distribuidoras a asegurar el suministro eléctrico. Para esto las empresas distribuidoras se ven obligadas en comprar grandes bloques de potencia dando así un respaldo a las empresas generadoras.

El Decreto Supremo 244 establece condiciones de conexión y con esto la posibilidad para un PMGD o un PMG de optar a vender la energía a régimen de precio estabilizado (precio nudo) y establece ciertas exenciones del pago por el uso del sistema troncal.

2.4.3 Ley 20.257

La ley 20.257 [10], oficializada en abril de 2008, se titula “Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable no convencionales”

Es principalmente una ley de fomento a las ERNC. Exige a las empresas generadoras que suministran energía al SING y SIC, con capacidad instalada mayor a 200 [MW], a generar un 10% de energía con fuentes no convencionales o con centrales hidroeléctricas menores a 40 [MW]. Este 10% puede ser generación propia o contratada. Esta exigencia comienza en un 5% para el periodo 2010 a 2014, para luego incrementar en 5% anual a partir del año 2015.

De esta manera se tiene un 10% de la generación de energía nacional con fuentes de energía no convencionales (ERNC) para el año 2024 y las multas por incumplimiento de esta obligación, correspondiente a 0,4 UTM por cada MWh de déficit, y 0,6 UTM para aquellos que en un plazo de 3 años vuelvan a incurrir en el incumplimiento.

Además, introduce las siguientes definiciones:

aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.

2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.

3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.

4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los

sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

ab) Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.

ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento."

2.4.4 Ley 20.571 (Ley de Medición Neta)

La ley 20.571 [11], también conocida como generación distribuida, 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, generando descuentos en las facturas subsiguientes y reajustados al IPC. Si dentro de un periodo determinado, aun queda un remanente por descontar, las concesionarias deberán pagar a los clientes regulados.

En caso de que esta energía inyectada provenga de ERNC, podrá ser considerada por las empresas generadoras con capacidad instalada superior a 200 [MW] para cumplir con las obligaciones establecidas en la ley 20.257, previo acuerdo entre las partes.

La capacidad de generación instalada por cliente no puede superar los 100 [kW] para hacer uso de la Ley 20.571.

2.4.5 Ley 20.698

En 2013 entra en vigor la nueva Ley 20.698 [12], cuyo objetivo es fomentar la participación de fuentes de energía renovable no convencional. El mecanismo principal de esta ley consiste en exigir a las empresas generadoras a certificar que cierto porcentaje de la energía retirada por sus clientes finales corresponda a energía renovable no convencional en los sistemas sobre 200 MW,

estableciendo multas de no cumplirse la obligación. La cuota obligatoria a contar del 2025 es de un 20%, es decir, 10% superior a la fijación de cuota impuesta por la Ley 20.257 celebrada en 2007. Adicionalmente, el Estado realiza licitaciones anuales de la energía renovable no convencional necesaria para alcanzar la cuota obligatoria, que aseguran contratos de 10 años con un mecanismo de estabilización de precio y en que solo pueden participar los proyectos que oferten precios menores al establecido en la licitación.

2.4.6 Ley 21.118

En el 2018 se hicieron modificaciones a la ley 20.571, siendo reemplazada por la Ley 21.118, la cual entrega mayores garantías a los consumidores y establece condiciones que deben cumplir los clientes que decidan incorporar equipos de generación a sus domicilios o industrias, a continuación, se enumeran las principales modificaciones.

- Se aumenta de 100 a 300 [kW] la capacidad instalada de los equipamientos de generación domiciliaria.
- El traspaso de un saldo de excedentes favorables a otra dirección (donde la boleta eléctrica esté con el mismo Rut para ambos lugares) que esté dentro del área de concesión de la misma distribuidora eléctrica.
- El descuento de los excedentes a la boleta del mes sea para todos los cargos de la distribuidora y no solamente a la energía consumida, como era con la ley 20.571.
- La existencia de sistemas de generación eléctrica para autoconsumo en comunidades o en propiedades conjuntas (edificios, condominios, comunidades en zonas rurales).
- Para poder recibir pagos de los excedentes de energía de un proyecto con esta nueva Ley Netbilling, se debe demostrar que el proyecto sea netamente para autoconsumo. Solamente pueden evitar estas restricciones los clientes residenciales que presenten una potencia conectada de hasta 20 [kW] y las personas jurídicas sin fines de lucro con una potencia conectada de hasta 50 [kW].

Esto busca entregar una forma de limitar proyectos que buscan vender sus excedentes de energía y que sea un beneficio para los consumidores que opten por este tipo de tecnología para su autoconsumo. En caso de que el cliente cumpla con estas restricciones y no traspase sus excedentes de energía a otra instalación, la distribuidora después de 5 años de no poder descontar estos excedentes de su boleta los convertirá en un ahorro para todos los usuarios de la misma comuna.

2.5 Derechos de aprovechamiento de aguas (DAA)

De acuerdo con la legislación chilena, el agua es un bien nacional de uso público respecto del cual se otorga a los privados un Derecho de Aprovechamiento de Aguas. Los DAA son derechos reales que recaen sobre las aguas y que permiten a su titular extraer y usar el caudal específico de agua que se señala en la respectiva resolución de la Dirección General de Aguas (DGA), organismo que los otorga.

Los DAA son de dominio del titular y están protegidos por la Constitución política de la República, pudiendo ser objeto de enajenación o gravámenes de la misma manera que los bienes raíces inscritos.

De acuerdo con el artículo 1 del Código de Aguas (CA) [14], las aguas se dividen en marítimas y terrestres, pero las disposiciones de éste sólo son aplicables a las aguas terrestres que pueden ser de naturaleza superficial o subterránea. Por su parte, los DAA son clasificados por el CA de acuerdo a sus características esenciales, que determinan la forma de ejercicio del mismo.

De esta manera, conforme a la terminología utilizada por el CA, un DAA puede ser consuntivo o no consuntivo; de ejercicio permanente o de ejercicio eventual y de ejercicio continuo, discontinuo o alternado.

- Aguas superficiales y subterráneas: Son aguas superficiales aquellas que se encuentran naturalmente a la vista del hombre. Éstas pueden ser a su vez, corrientes si escurren por cauces naturales o artificiales, o detenidas, si se acumulan en depósitos naturales o artificiales como lagos, lagunas, estanques o embalses. Son aguas subterráneas aquellas que están ocultas en el seno de la tierra y no han sido alumbradas.
- Derechos consuntivos y no consuntivos: Consuntivos son aquellos derechos que facultan a su titular para consumir totalmente las aguas en cualquier actividad. Por su parte, son DAA no consuntivos son aquellos que permiten emplear el agua sin consumirla y obligan a restituirla en la forma que lo determine el acto de adquisición o de constitución del DAA.
- Derechos de ejercicio permanente y derechos de ejercicio eventual: De ejercicio permanente, son aquellos que facultan a su titular para usar el agua en la dotación que corresponda, salvo que la fuente de abastecimiento no contenga la cantidad suficiente para satisfacer íntegramente todos los DAA de ejercicio permanente que existan en dicha fuente, en cuyo caso la captación de dichos DAA debe reducirse a prorrata. Los demás son de ejercicio eventual, entendiendo por aquellos los que sólo facultan para usar el agua en las

épocas en que el caudal matriz tenga un sobrante después de abastecidos los DAA de ejercicio permanente y los DAA de ejercicio eventual constituidos con anterioridad.

- Derechos de ejercicio continuo, de ejercicio discontinuo o alternado: Los DAA de ejercicio continuo permiten usar el agua en forma ininterrumpida durante las 24 horas del día, los 365 días del año; los de ejercicio discontinuo sólo permiten usar el agua durante determinados períodos; y los derechos de ejercicio alternado son aquellos en que el uso del agua se distribuye entre dos o más personas que se turnan sucesivamente.

Entre las obligaciones adquiridas por el titular destacan dos, de acuerdo a lo establecido por el inciso 1° del artículo 129 bis 1 de la Ley N° 20.017 [14] de 2005, que introdujo modificaciones en el Código de Aguas, se señala que:

“Al constituir los derechos de aprovechamiento de aguas, la Dirección General de Aguas velará por la preservación de la naturaleza y la protección del medio ambiente, debiendo para ello establecer un caudal ecológico mínimo, el cual sólo afectará a los nuevos derechos que se constituyan, para lo cual deberá considerar también las condiciones naturales pertinentes para cada fuente superficial”.

Otra obligación está relacionada con el pago por el uso de las aguas, la Ley N° 20.017 estipula el pago de una patente anual a beneficio fiscal para los Derechos de Aprovechamiento de Aguas respecto de los cuales (1) su titular no haya construido las obras de captación y de restitución de sus respectivos DAA y (2) el no uso de las aguas sobre las cuales se posee un DAA. Éstos estarán afectos al pago en la proporción no utilizada de sus respectivos caudales.

CAPITULO III

3 ANTECEDENTES GENERALES

3.1 Ubicación del proyecto

El río Claro de Rengo, está ubicado en la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins, nace en la Laguna de los Cristales, a 2.282 msnm en la cordillera de los Andes. En su curso superior, se presenta encajonado por los cerros Los Portezuelos y Piedra Lisa, hasta empezar a desarrollar un valle entre las localidades de Las Nieves, Popeta y La Chimba. Hacia su curso medio, se abre en la depresión intermedia al extremo norte de la ciudad de Rengo, conformando un amplio valle que es drenado por varios arroyos, como los esteros Pichiguao, Tipaume y el canal Apalta. Se dirige hacia el oeste flanqueado por el sur por el cordón de Nancura y la cuesta Requegua, que separan la cuenca de Rancagua de la ciudad de San Vicente de Tagua Tagua, donde el cauce del río Claro se apega hasta llegar a la zona de Pencahue Bajo, donde se emplaza la confluencia con el río Cachapoal.

La cuenca del río Claro provee directamente de agua para potabilización y riego a las comunas de Rengo, Requínoa, Malloa, Quinta de Tilcoco y San Vicente de Tagua Tagua.



Ilustración 3 Mapa político Región de O'Higgins. Fuente: www.educarchile.cl

En la Ilustración 3 muestra un mapa político de la región del Libertador Bernardo O'higgins, donde la comuna de Rengo está designada con el número 17, y se puede observar como el Río Claro cruza a lo ancho la comuna, en el cuadrante mencionado anteriormente.

En la Ilustración 4, de izquierda a derecha se observan la localidad de Popeta, Las Nieves y por último la Laguna Los Cristales.

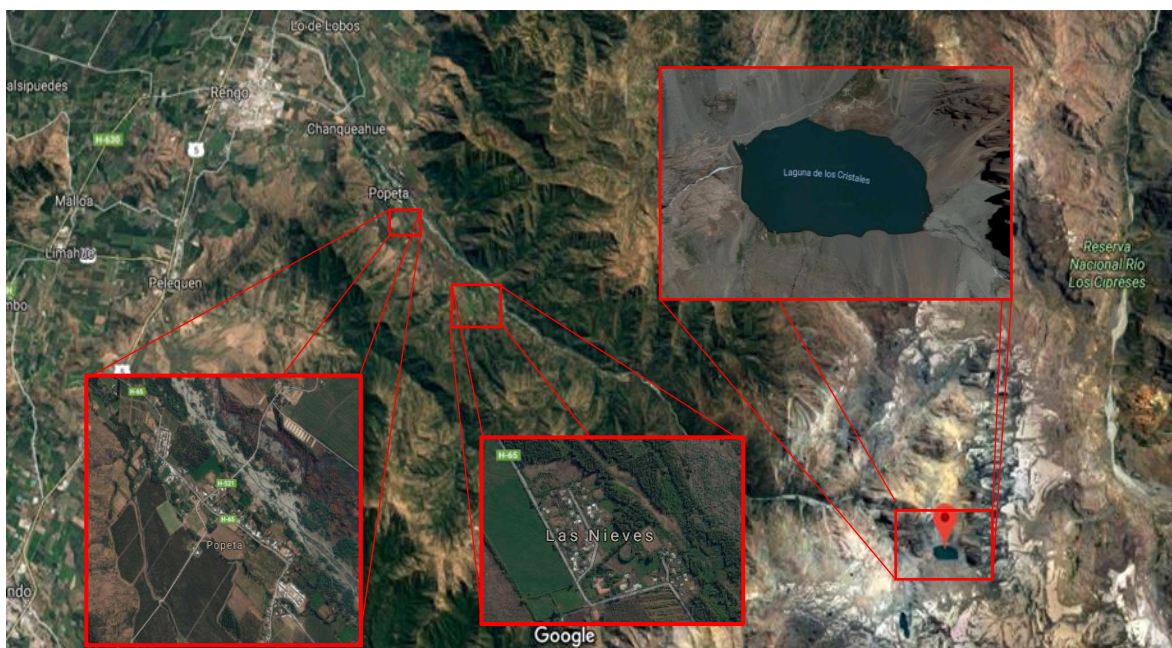


Ilustración 4 Vista satelital de Rengo. En detalle localidades de Popeta, Las Nieves y Laguna Los Cristales. Fuente: Google earth.

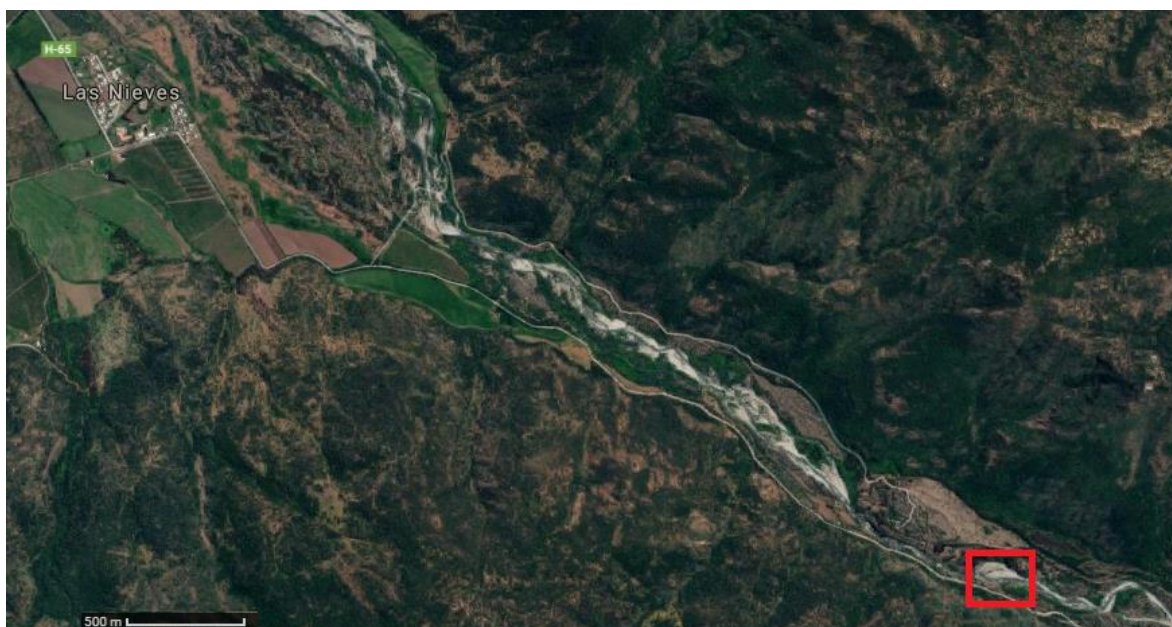


Ilustración 5 Vista satelital de ubicación de proyecto y localidad de Las Nieves. Fuente: Google Earth

La distancia comprendida entre Las Nieves y la zona de estudio es de 4,4 [km].

La zona de análisis está comprendida entre las latitudes $34^{\circ}29'47.46''\text{S}$ y $70^{\circ}42'10.38''\text{O}$ que correspondería a la entrada a obra de toma y $34^{\circ}29'46.91''\text{S}$ y $70^{\circ}42'12.64''\text{O}$ para la restitución, separados por una distancia de 60 [m].

3.2 Altura

La ubicación de la toma lateral se encuentra a los 723 m.s.n.m. mientras que la estación pluviométrica Hacienda las Nieves, desde la que se obtienen los datos de interés para el análisis de este proyecto de micro generación, se encuentra a los 720 m.s.n.m.

3.3 Caudales históricos

La base de datos a la que se puede acceder a través de la plataforma virtual de la entidad gubernamental de Dirección Generales de Aguas [15], es a partir del año 1964 y de manera mensual, los cuales pueden ser revisados en el ANEXO 6.1.

Con la mencionada estadística histórica es posible estimar los promedios de caudales medios mensuales, concepto que será explicado en el Capítulo 4.2 y permiten tomar decisiones frente al diseño de la micro central hidroeléctrica.

CAPITULO IV

4 ANALISIS Y RESULTADOS

4.1 DETERMINACIÓN DE ALTURA NETA

4.1.1 Determinación del lugar óptimo para la central hidroeléctrica.

La selección de un lugar indicado para el emplazamiento de la micro central de generación viene dada en primer lugar, por los puntos superior e inferior de dominio de los derechos de aguas no consuntivos, los cuales se presentan en la Tabla 1 y fueron extraídos desde el Inventario público de extracciones autorizadas de aguas superficiales [16].

Límite	Latitud	Longitud
Límite superior (Captación)	34°29'49.27"S	70°42'1.40"O
Límite inferior (Restitución)	34°29'20.77"S	70°42'55.00"O

Tabla 1 Dominio de DANC en poder de JVRCCR. Fuente: Elaboración propia [16].

Luego, se considera un lugar que favorezca la extracción de caudal desde el río, para ello se deben tomar consideraciones como si la toma se ubica al costado del cauce, en un tramo recto o en un tramo curvo. Debido a la condición sinusoidal natural del río Claro en el tramo comprendido entre las coordenadas de la Tabla 1, se debe elegir el lugar óptimo de la curva, pues presenta una ventaja por sobre un tramo recto, ya que, al ubicar la toma en el costado externo de la curvatura del río, el agua adquiere una mayor velocidad, lo que favorece en la cantidad de caudal que ingresa a las obras de captación.

Otra característica que favorece a la construcción del canal de derivación en una curva es que el material rocoso que arrastra el río tiende a acumularse en la parte interna del río, zona de menor velocidad como indica la Ilustración 6.

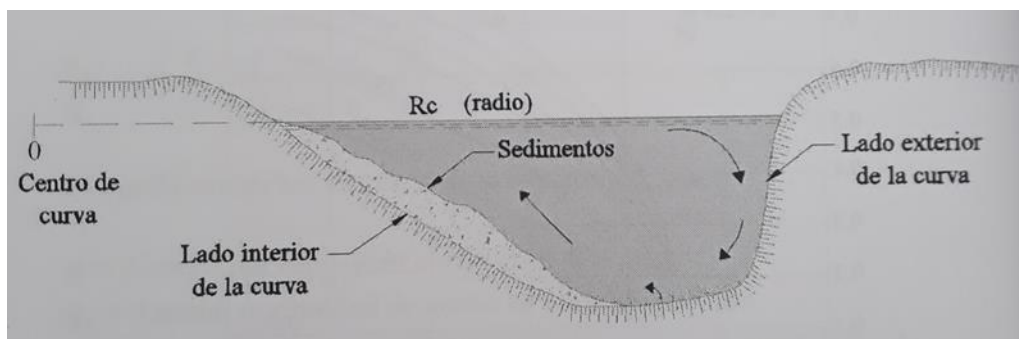


Ilustración 6 Corte transversal de un escurrimiento en curva. Fuente: Mery,2013.

El hecho de que los sedimentos se acumulen en la parte interna favorece en que estos no se acumulen excesivamente en las rejillas de protección de la toma, ya que, de no ser así, provocaría una reducción en el área efectiva de captación, llegando a impedir el cumplimiento del caudal solicitado para operar la turbina de manera óptima.

De acuerdo con la Ilustración 7 la ubicación óptima para el canal de derivación es en la parte externa de la curvatura y donde ésta comienza, reduciendo el gasto sólido que ingresa a la toma a un 5% del total transportado y aumentando el gasto líquido.

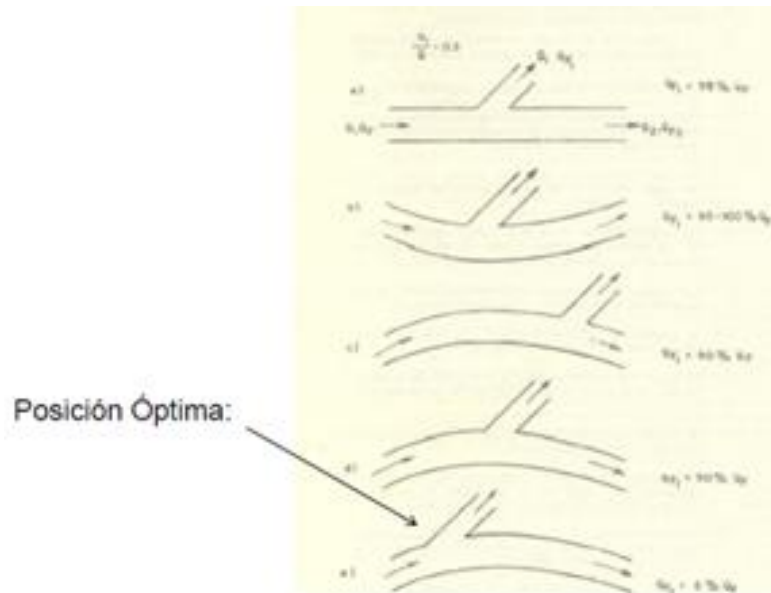


Ilustración 7 Influencia de la curvatura según Haber-Mass. Fuente: CNR, 2014.

La Ilustración 8 muestra la zona que se seleccionó como apta para emplazamiento de la central de micro generación, y su ubicación en relación a los límites entre los cuales se puede hacer uso de los derechos de aguas no consuntivos. Posteriormente en la Ilustración 9 se muestra una vista satelital donde se emplazará la construcción del canal de derivación, utilizando para ello, flechas de color rojo, las cuales muestran la dirección del curso del Río Claro, para posteriormente dividirse en dos, una siguiendo la curva y otra el canal de derivación. Además, se puede distinguir la similitud con el caso óptimo sugerido por Haber-Mass, Ilustración 7.



Ilustración 8 Vista satelital de la zona de estudio. Fuente: Google Earth.



Ilustración 9 Vista satelital de zona elegida para la captación. Fuente: Google Earth.

4.1.2 Altura bruta

Las obras pertenecientes al proyecto de la central hidráulica de pasada comienzan con las obras de aducción, la cual, como se ha comentado anteriormente, es la encargada de direccionar el cuerpo de agua hacia el canal de conducción para luego ser utilizado en el accionamiento de la turbina. Ésta se encontrará en las coordenadas $34^{\circ}29'47.46''\text{S}$ y $70^{\circ}42'10.38''\text{O}$.

Más abajo, 60 [m], se realizará la restitución de aguas posterior al paso por la turbina, en las coordenadas $34^{\circ}29'46.91''\text{S}$ y $70^{\circ}42'12.64''\text{O}$.

La diferencia de cotas existentes entre el punto de captación de aguas para el proyecto de minicentral hidroeléctrica de pasada, y el punto de descarga hacia la turbina, se denomina altura bruta, y fue determinada en terreno con un nivel topográfico arrojando como resultado una altura bruta de 1,81 [m], lo que se traduce en una pérdida de altura del 3%.

4.1.3 Altura neta

En el punto anterior se analizó y se midió la altura bruta del proyecto, sin embargo, al llevar esto a la práctica, dicha altura en términos de presión de carga con que llega el cuerpo de agua a la descarga es menor, debido a las pérdidas por fricción entre el fluido y las paredes del canal, a mayor velocidad del agua, largo y perímetro mojado en las paredes del canal, las pérdidas son mayores.

La altura neta es una medida mucho más útil que la altura bruta y junto con el caudal de diseño, se utilizan para determinar la potencia de salida y los equipos electromecánicos del sistema.

Se considera como mes de referencia a septiembre, donde, según las simulaciones realizadas con el software HEC RAS, el eje hidráulico del río es de 0,91 [m], fijando este punto como el más alto del agua, o sea cota 1,81 [m] mientras que la cota de nivel de descarga corresponde a 0 [m]. Se establece a los 0,9 [m] el fondo del canal de captación.

Como se mencionó anteriormente, a la altura bruta se le debe restar la pérdida de carga producto de la pendiente que tiene el canal de conducción hacia la turbina, dando paso a la formula siguiente:

$$H_n = H_b - d_{canal} - d_{comp} \quad (1)$$

$$H_n = 1,81 - 0,07 - 0,08$$

$$H_n = 1,66 [m]$$

Donde:

H_n : Altura neta.

H_b : Altura bruta. ($H_b = H_2 - H_4$)

d_{canal} : Pérdida de altura debido al desnivel del canal. Ver sección 4.5.2. ($d_{canal} = H_2 - H_3$)

d_{comp} : Pérdida de altura debido al paso por la compuerta. Ver sección 4.5.2.

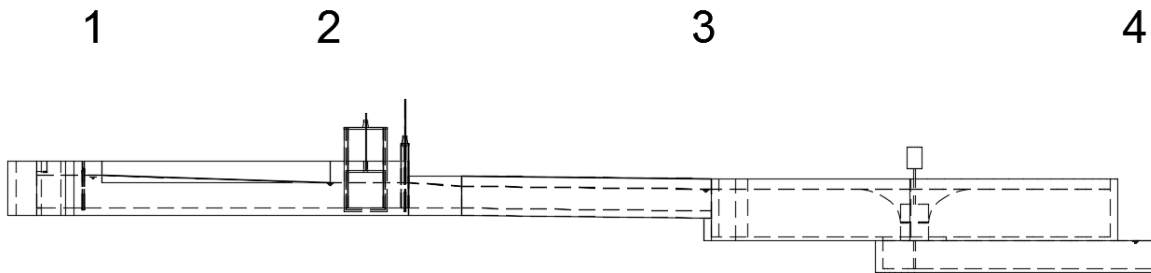


Ilustración 10 Esquema para determinación de altura neta. Fuente: Elaboración propia.

4.2 CAUDALES

4.2.1 Caudal medio mensual

Dada la cercanía entre la zona de estudio y la estación fluviométrica Hacienda Las Nieves, se considera como válida la información suministrada por la Dirección General de Aguas [15] en cuanto a los caudales medios mensuales, ya que, de existir una mayor distancia entre ambos puntos, se debe incurrir en la realización de estudios hidrológicos que consideren otras variables influyentes en el caudal del río, como las precipitaciones, evaporación y desviaciones debido a canales.

De acuerdo con la información suministrada por la Dirección General de Aguas [15], se recoge el histórico de caudales medios mensuales (hidrograma) correspondientes a los últimos 30 años. Para efectos de estimación de caudales ecológicos, el MOP recomienda la utilización de a lo menos 25 años para calcular el promedio medio mensual, para este estudio y a criterio del autor, se considerarán 30 años, cumpliendo así con el mínimo mencionado.

A continuación, se presenta una tabla resumen de los promedios de los caudales medios mensuales considerando el periodo 1988 a 2017. Para más información ver ANEXO 6.1.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Qmm	8,96	6,02	4,10	3,46	5,42	10,20	9,36	9,70	8,96	8,43	10,46	11,30

Tabla 2 Resumen caudales medios mensuales en m³/s. Fuente: Elaboración propia.

Además, con los valores obtenidos anteriormente, se elabora el grafico de variación estacional, Gráfico 4.

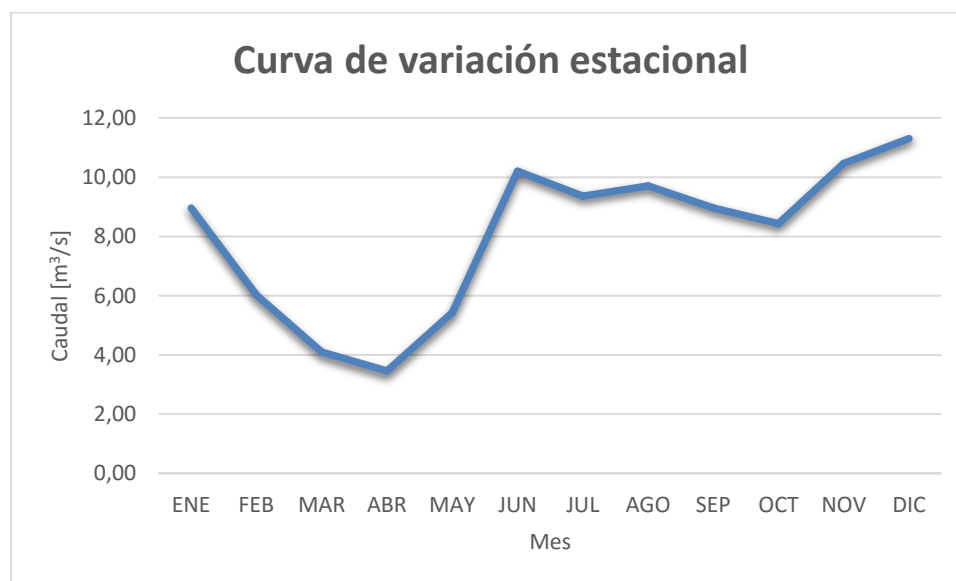


Gráfico 4 Curva de variación estacional para Río Claro en zona de estudio. Fuente: Elaboración propia.

4.2.2 Caudal medio mensual disponible

La Junta de Vigilancia del Río Claro Rengo, cuenta con derechos no consuntivos eventuales inscritos desde el año 2011 en el Conservador de Bienes Raíces, los cuales se encuentran afectos de pago de patente por no uso. El caudal sujeto a pago de patente es 2.698,46 [l/s] y el pago asociado es de 474,93 UTM [16].

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Qmmd	1,40	0	0	0	0,82	12,19	6,25	3,19	3,73	0	1,73	5,97

Tabla 3 Caudal disponible no aprovechado por JVRRCR en m³/s. Fuente: DGA [16]

4.2.3 Caudal mínimo ecológico

El caudal mínimo ecológico en el flujo necesario para asegurar el mantenimiento y sustentabilidad de cada una de las especies presentes en el ecosistema que involucra al cause en cuestión.

El caudal ecológico se debe resguardar en el cauce ante todo evento y priorizando su disposición. Luego, toda vez que el cauce tenga un caudal superior al caudal ecológico, y se respeten los derechos permanentes de terceros, la bocatoma podrá captar las aguas [14].

Para los derechos de aguas pertenecientes a la JVRRCR también están estipulados los caudales ecológicos mensuales, y se presentan a continuación.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Qeco	0,50	0,50	0,40	0,26	0,16	0,23	0,25	0,23	0,04	0,37	0,50	0,48

Tabla 4 Caudal ecológico mensual en m³/s. Fuente: DGA [16]

4.2.4 Caudal medio mensual utilizable

El caudal medio mensual utilizable se refiere a la cantidad de caudal que se podrá destinar mensualmente para la generación de energía, y viene a ser resultado del caudal medio mensual y sus respectivas restricciones ya mencionadas en la sección anterior, como lo es el caudal ecológico, y es en base a éste que se comienza a determinar el caudal de diseño y posteriormente potencia instalada, potencia media y factor de planta, conceptos importantes a la hora de seleccionar los equipos electromecánicos involucrados.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Qmmd	1,40	0,00	0,00	0,00	0,82	12,19	6,25	3,19	3,73	0,00	1,53	5,97
Qeco	0,50	0,50	0,40	0,26	0,16	0,23	0,25	0,23	0,04	0,37	0,50	0,48
Qmmu	0,90	0,00	0,00	0,00	0,66	11,96	6,00	2,96	3,69	0,00	1,03	5,49

Tabla 5 Caudal medio mensual útil en m³/s. Fuente: Elaboración propia.

4.2.5 Caudal de diseño

El caudal de diseño es el máximo caudal con el que puede operar una planta hidroeléctrica dependiendo de las condiciones propias del río o la potencia requerida de la instalación, por lo tanto, es de relación directa con la inversión total, ya que un gran caudal conlleva obras y equipos de mayores magnitudes.

Debido a la poca diferencia de altura entre el punto de abducción y restitución, además de caudales mensuales utilizable muy variables de mes en mes, dificulta la selección de una tecnología apropiada para este proyecto, por lo que la selección de un caudal de diseño queda sujeto a la disponibilidad de una turbina y el mejor desempeño de la micro central de generación.

El caudal de diseño determinado es de 2,8 [m³/s], correspondiente al caudal de óptimo funcionamiento de una turbina de vórtice gravitacional de 30 [kW], Este tema se profundiza en la sección 4.3.1. En el gráfico 5 se puede apreciar que el caudal utilizable es inferior al de diseño en los meses de enero, mayo y noviembre, recordar que en los meses de febrero, marzo y octubre no se puede realizar extracción de caudal, sin embargo, estos meses presentan caudales medios mensuales superiores al de diseño, lo que hace pensar en una posible adjudicación de DNC a futuro, significando solo en un aumento de ingresos y no de inversión por ampliación de estructuras o equipos.

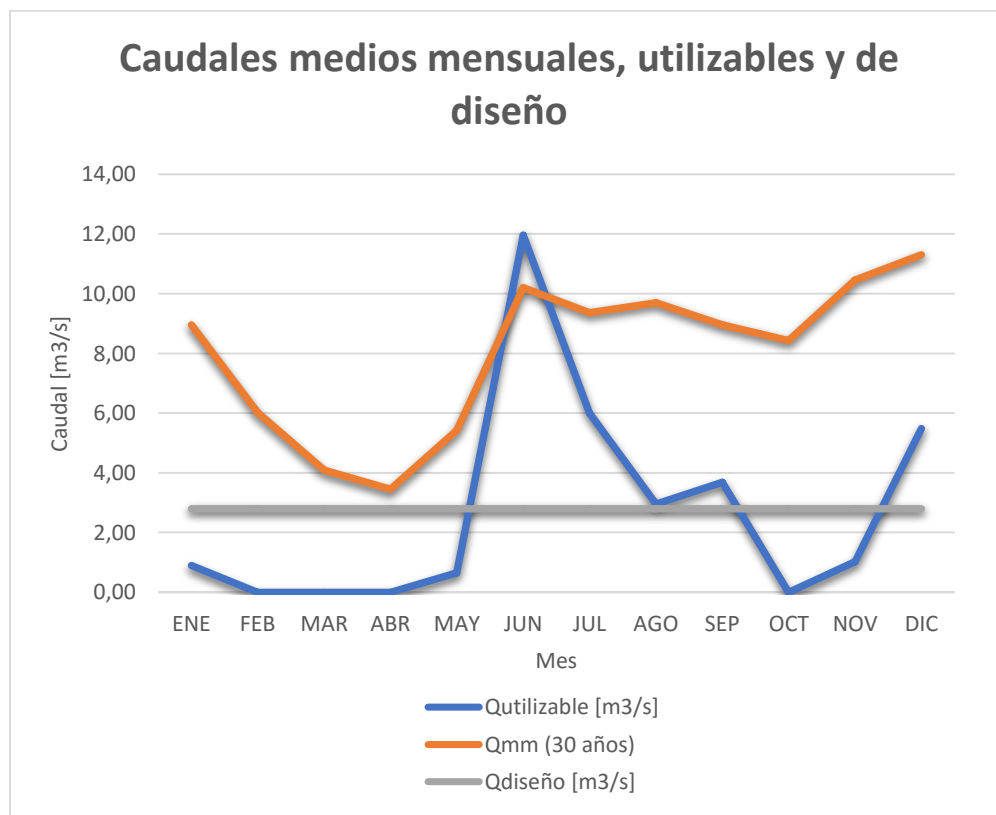


Gráfico 5 Caudales medios mensuales, utilizables y de diseño. Fuente: Elaboración propia.

4.2.6 Caudal medio mensual turbinable

Por caudal medio mensual turbinable se define como aquel que se estima que será utilizado para generar electricidad, corresponde al mínimo valor entre el caudal medio mensual disponible y el caudal de diseño.

$$Q_{mmt(i)} = \begin{cases} Q_{mmd(i)}, & Q_{mmd(i)} < Q_d \\ Q_d, & Q_{mmd(i)} \geq Q_d \end{cases}$$

Con la función anterior se genera la Tabla 6.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Qmmu	0,90	0,00	0,00	0,00	0,66	11,96	6,00	2,96	3,69	0,00	1,03	5,49
Qd	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
Qmmt	0,90	0,00	0,00	0,00	0,66	2,80	2,80	2,80	2,80	0,00	1,03	2,80

Tabla 6 Caudal medio mensual turbinable. Fuente: Elaboración propia.

4.3 SELECCIÓN DE EQUIPOS

4.3.1 Turbina

Una turbina hidráulica es una turbo máquina hidráulica, en la cual el trabajo mecánico proviene de la variación de la cantidad de movimiento del agua al fluir a través de un sistema de álabes rotativos. Normalmente esta energía de rotación se utiliza para transformarla en energía eléctrica, mediante la conexión del eje de la turbina al eje de un generador en las centrales hidráulicas.

Las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos grandes grupos de acuerdo a las condiciones de operación, de acción o de reacción.

- *Turbinas de acción:* Las turbinas de acción son aquellas en que la energía hidráulica se transforma en energía cinética mediante un flujo de agua a alta velocidad que, a presión atmosférica, choca con los álabes del rodete. Ello equivale a decir que la presión del agua a la salida del difusor es la misma que la existente a la salida del rodete y en donde la carcasa que la envuelve no debe soportar mucha presión, pero si evitar salpicadura de agua y accidentes. Entre éstas destacan Pelton, Cross-flow y Turgo.
- *Turbinas de reacción:* Las turbinas de reacción son aquellas en que la energía hidráulica se aprovecha como energía cinética y también como presión. A diferencia de las turbinas de acción, la carcasa juega un papel importante en su funcionamiento, ya que regula la entrada de agua al distribuidor. En este tipo de turbina, la presión del agua a la entrada al rodete es distinta que a la de salida del mismo.

Las turbinas de la presente clasificación se dividen en dos tipos: las Francis y las de hélice (Kaplan, de corriente diagonal, de corriente recta y tubular).

La elección de la turbina se basa principalmente en la eficiencia que esta puede alcanzar con la relación existente entre el caudal y la altura neta. No existen límites fijos en relación al paso de un tipo de turbina a otro, dejando áreas en las que la elección se tiene que basar en elementos secundarios como características físicas que faciliten la instalación, mantención y operación, y factores económicos.

En la Ilustración 11 se muestra un diagrama típico de selección de turbina de acuerdo a los parámetros ya mencionados de altura neta y caudal disponible, para el caso de este estudio, se dispone de 1,66 [m] de altura neta, ver sección 4.1.3. Para el caudal exige una labor distinta, como se dispone de un rango muy amplio de caudales, abarcando desde 0,66 a 11,96 [m³/s], se obtiene un rango o una horizontal casi cortante al campo de operación de las turbinas de flujo cruzado, por lo que se procede a contactar empresas fabricantes y distribuidoras de esta tecnología, y posteriormente determinar el caudal de diseño de acuerdo a los equipos disponibles.

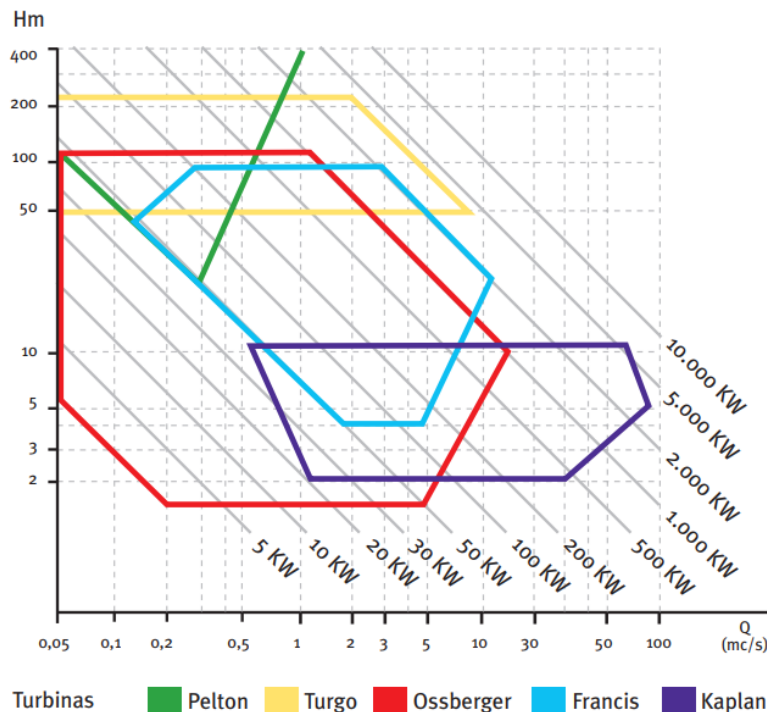


Ilustración 11 Campo de utilización distintas turbinas. Fuente: IDAE.

Frente a la solicitud de información técnica y económica de turbinas de flujo cruzado a diversas empresas fabricantes y comercializadoras, se obtiene como respuesta, que no poseen equipos para las condiciones solicitadas o simplemente no se obtiene respuesta. Ante la dificultad de obtener información técnica y valores referenciales de turbinas, se comienzan a estudiar otras turbinas como lo es la de vórtice gravitacional y la de tornillo de Arquímedes, cuyos funcionamientos y obras civiles exigidas difieren entre sí, sin embargo, hasta este punto ya se puede vislumbrar que la central de micro generación tiene una potencia estimada cercana a los 30 [kW].

Finalmente, y gracias al catálogo de proveedores mini hidro, de la Comisión Nacional de Riego [19], se logra contactar a diversas empresas, obteniendo la respuesta de especificaciones técnicas y económicas por parte de VIVEST ENERGIAS RENOVABLES S.A., ofreciendo una turbina de origen austriaco, de vórtice gravitacional de 30 kW, para altura neta inferior a 2 [m] y caudal de 2,8 [m³/s].

Las plantas de generación eléctrica a partir de vórtices gravitacionales constan de un canal de conducción, elementos de control y seguridad como compuertas, y una piscina de rotación, la cual a su entrada generalmente posee una reducción en su sección de transporte hidráulico con la finalidad de aumentar la velocidad del fluido antes de cambiar su dirección. Estas plantas son capaces de aprovechar pequeños saltos, desde 0,7 hasta 2 metros de altura y caudales que van desde

los 0,05 a los 20 [m³/s], y cuya construcción es sencilla y de bajo costo, ya que no requiere la utilización de cámara de carga o represas, por lo que facilita su aplicación en localidades aisladas.

Debido a su simplicidad constructiva y operativa, esta obra puede estar ubicada tanto a un costado del río como inmersa en su cauce, o si las condiciones son óptimas, se pueden ubicar varias unidades en serie o en paralelo sin significar una amenaza para peces, ya que la baja velocidad de rotación de la turbina, 40 [rpm] aproximadamente, no los golpea y permite que su paso sea a favor o a contra flujo.

Su funcionamiento se basa en aprovechar la energía cinética que alcanza el fluido al salir de esta piscina de rotación por un orificio en el fondo de ésta, similar a los remolinos que se forman en los lavaderos al ser descargados.

El rango de aplicación de las turbinas Zotlöterer se presenta en el Gráfico 6.

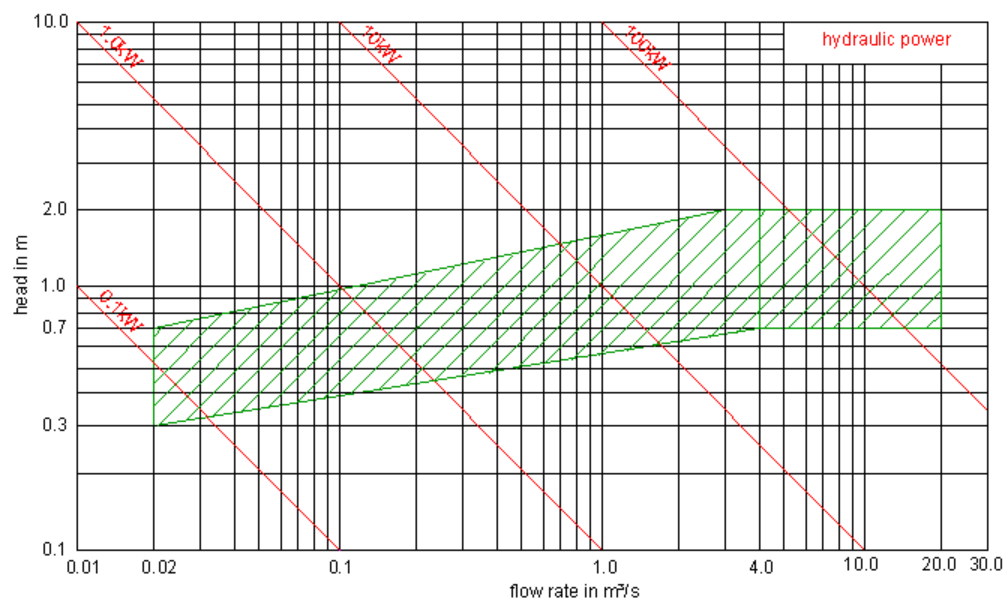


Gráfico 6 Rango de aplicación de turbinas Zotlöterer. Fuente: Zotlöterer.

La curva de eficiencia de la turbina se considera de gran importancia, ya que al tener caudales variables, la eficiencia no será constante, variando en función del caudal turbinable, en el Gráfico 7 Se aprecia que ésta está en función de la relación del caudal turbinable y el de diseño. Con esta información es posible calcular la potencia y energía media mensual, alcanzando su mínima eficiencia el mes de mayo, donde el caudal turbinable es 0,66 [m³/s], y su correspondiente eficiencia del 34% aproximadamente. Y alcanzando una eficiencia máxima de 75% para los meses junio, julio, agosto, septiembre y diciembre.

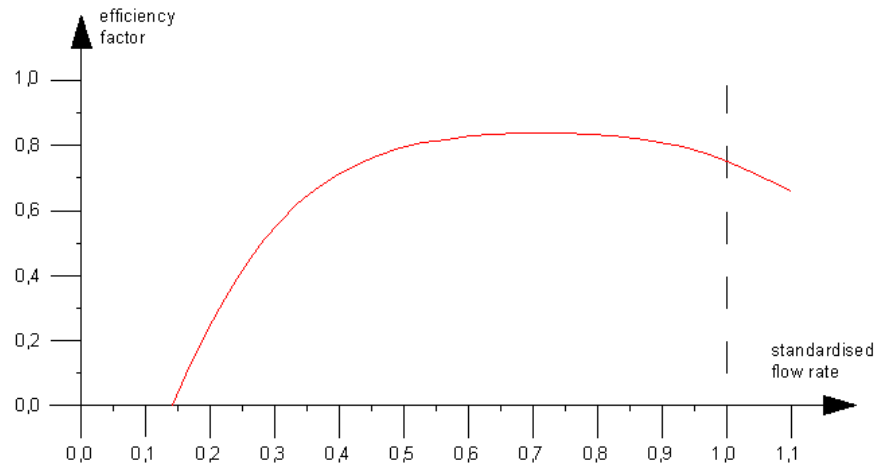


Gráfico 7 Curva de eficiencia turbina de vórtice gravitacional Zotlöterer. Fuente: Zotlöterer.

4.3.2 Generador

El generador es el equipo que transforma la energía mecánica que recibe de la turbina en energía eléctrica, basando su funcionamiento en la Ley de Faraday. Además, los generadores pueden ser síncronos o asíncronos.

Los generadores síncronos convierten la energía mecánica en energía eléctrica a partir de una velocidad constante conocida como velocidad de sincronismo. Por otra parte, los generadores asíncronos convierten la energía mecánica en energía eléctrica a partir de una velocidad de giro del par mecánico comunicado al rotor diferente a la de sincronismo. Son más simples y menos costosos que los motores eléctricos de generadores síncronos, por lo que su uso se ha vuelto cada vez más común.

De acuerdo a la información entregada por VIVEST, el generador incluido en el kit, es un generador asíncrono y tiene una curva característica como la del Gráfico 8, cuyo modelo es el D180L de color azul en la gráfica, e indica que para generar los 30 [kW] el eje debe alcanzar las 1350 [rpm].

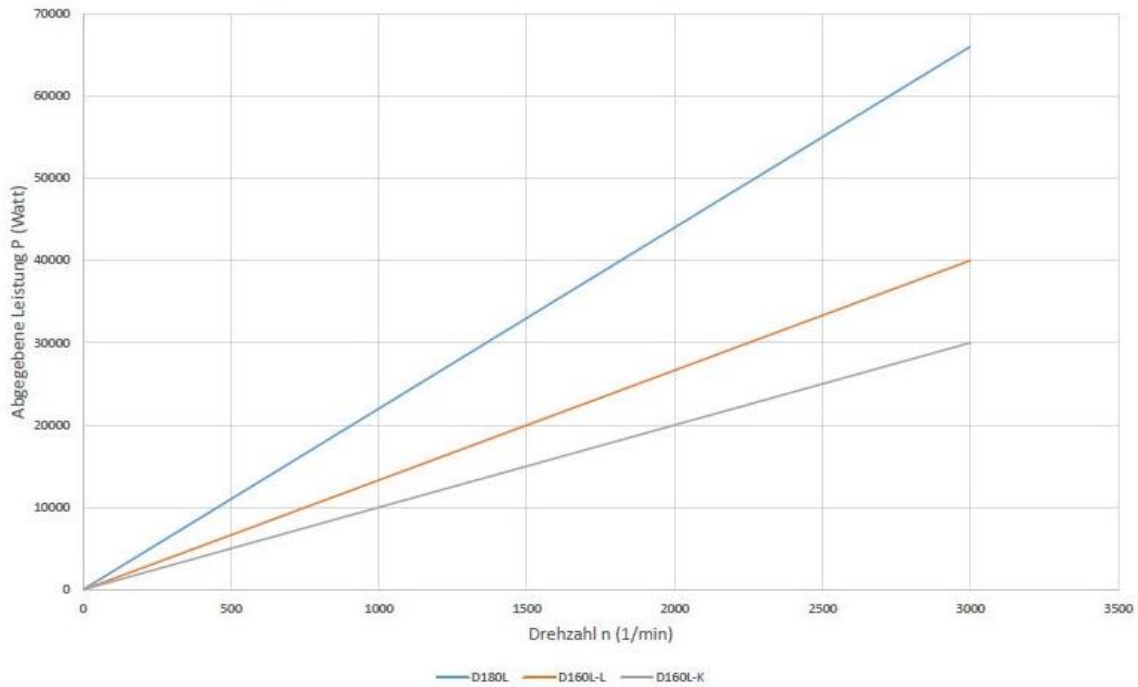


Gráfico 8 Curva característica generador eléctrico. Fuente: vivest energía renovable.

4.3.3 Inversor de corriente

El inversor de corriente es el equipo que permite conectar la salida del generador a la línea de transmisión, para ello requiere de pasar la corriente continua generada por el alternador a corriente alterna.

Este equipo es parte del kit ofrecido.

4.4 CÁLCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA GENERADA

4.4.1 Potencia Instalada

Con las informaciones básicas de las condiciones hidrológicas y geográficas del lugar de estudio, como lo son los niveles de caudales alcanzados durante el año y la altura neta, se procede a buscar información técnica de los equipos turbina, generador y transformador, específicamente la eficiencia, con la finalidad de dimensionar la capacidad y potencial de la central.

La potencia instalada es la máxima potencia con que se diseña una central generadora de energía eléctrica y que puede producir de manera continua, su cálculo es el siguiente:

$$P_{ins} = Q_d * H_n * \rho * g * \eta_T * \eta_G * \eta_{trans} \text{ [kW]} \quad (2)$$

Con:	η_T	= 0,75	(eficiencia de turbina a Q_d)
	η_G	= 0,95	(eficiencia del generador)
	η_{trans}	= 0,97	(eficiencia de transmisión)
	ρ	= $1 \left[\frac{ton}{m^3} \right]$	(densidad del agua)
	g	= $9,81 \left[\frac{m}{s^2} \right]$	(aceleración de gravedad)
	Q_d	= $2,8 \left[\frac{m^3}{s} \right]$	(caudal de diseño)
	H_n	= $1,66 [m]$	(altura neta)

Dando como resultado una potencia instalada o nominal de 31,51 [kW], no obstante, de acuerdo con la información entregada por Vivest Energías Renovables S.A. la potencia nominal del kit es 30 [kW], por lo tanto, esta última es la considerada como potencia instalada.

4.4.2 Potencia Media

A diferencia de la potencia instalada, la potencia media es la estimación de potencia promedio que se alcanzaría en un periodo determinado, considerando las fluctuaciones de caudal otorgados por el afluente, horas totales de funcionamiento y detenciones por mantención. Esta central tiene limitaciones de uso de caudal para los meses de febrero, marzo, abril y octubre, por lo tanto, se considera que en esos meses se llevan a cabo las labores de mantenimiento de rejas, canal, y equipos electromecánicos, por lo que, el cálculo de potencia media se llevará a cabo considerando sólo las variaciones de caudales, para ello se sumaran las potencias medias calculadas mensualmente, utilizando la fórmula de Potencia instalada, pero reemplazando el caudal de diseño (Q_d) por el caudal medio mensual turbinable (Q_{mm}), como lo indica la ecuación (3).

$$P_{m(anual)} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \eta_T * \eta_G * \eta_{trans} * \rho * g * Q_{mmt(i)} * H_{n(i)}}{12} \quad (3)$$

Con:	$\eta_{T(i)}$	= 0,75	(eficiencia de turbina)
	η_G	= 0,95	(eficiencia del generador)
	η_{trans}	= 0,99	(eficiencia de transmisión)
	ρ	= 1 $[\frac{ton}{m^3}]$	(densidad del agua)
	g	= 9,81 $[\frac{m}{s^2}]$	(aceleración de gravedad)
	$Q_{mmt(i)}$	= 0,66 – 2,8 $[\frac{m^3}{s}]$	(caudal medio mensual turbinable)
	$H_{n(i)}$	= 1,66 [m]	(altura neta mensual)

La eficiencia de la turbina varía de acuerdo al porcentaje de caudal turbinable en relación al caudal de diseño como lo indica la curva de eficiencia que se presenta en la sección 4.3.1.

La altura neta no varía de acuerdo a la altura de los caudales del río, ya que todas las alturas obtenidas de la simulación realizada con el programa HEC RAS, dan cuenta de ser superiores a la altura de desborde del aliviadero a excepción del mes de mayo. Ver ANEXO 6.4.

El valor de la potencia media anual da como resultado 14,29 [kW], el detalle mensual se presenta en la

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Qmm [m3/s]	8,96	6,02	4,10	3,46	5,42	10,20	9,36	9,70	8,96	8,43	10,46	11,30
Qdis [m3/s]	1,40	0,00	0,00	0,00	0,82	12,19	6,25	3,19	3,73	0,00	1,53	5,97
Qeco [m3/s]	0,50	0,50	0,40	0,26	0,16	0,23	0,25	0,23	0,04	0,37	0,50	0,48
Qmmu [m3/s]	0,90	0,00	0,00	0,00	0,66	11,96	6,00	2,96	3,69	0,00	1,03	5,49
Qturb [m3/s]	0,90	0,00	0,00	0,00	0,66	2,80	2,80	2,80	2,80	0,00	1,03	2,80
Qd [m3/s]	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
Qturb/Qd	32%	0%	0%	0%	24%	100%	100%	100%	100%	0%	37%	100%
η_T	59%	0%	0%	0%	34%	75%	75%	75%	75%	0%	68%	75%
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Hb [m]	1,81	1,66	1,54	1,50	1,63	1,81	1,81	1,81	1,81	1,78	1,81	1,81
Pérdidas [m]	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Pmm [kW]	7,97	0,00	0,00	0,00	3,00	30,00	30,00	30,00	30,00	0,00	10,51	30,00
Emm [MWh]	5,93	0,00	0,00	0,00	2,23	21,60	22,32	22,32	21,60	0,00	7,57	22,32

Tabla 7.

4.4.3 Factor de Planta

El factor de planta de una instalación generadora de energía eléctrica es un índice que permite medir el grado de utilización de la misma en un periodo determinado de tiempo, para ello

considera la potencia media generada versus la potencia máxima, o de diseño. Un factor de planta bajo indica que el grupo generador ha estado operando muy por debajo de las condiciones de diseño, esto se puede deber a ineficiencias de operaciones, detenciones por mantenimiento, fallas, o por disminución en los caudales o limitaciones a usos de estos. Mientras que, un factor de planta equivalente a 1 habla de una alta eficiencia de operación.

La manera de calcular este índice es mediante la siguiente fórmula:

$$FP = \frac{\text{Potencia media}}{\text{Potencia instalada}} \quad (4)$$

$$FP = \frac{14,29}{30}$$

$$FP = 0,48$$

El factor de planta obtenido para la central de micro generación eléctrica para la comuna de Rengo alcanza el 48%, debido principalmente a que existen 4 meses en que no se registra generación, ya que no existen derechos de aprovechamiento para esos meses.

4.4.4 *Energía media anual generada*

Además de los factores analizados y que definen la magnitud de una central hidroeléctrica, existe la energía media o energía media anual generada, e indica la energía que es capaz de generar en un año de acuerdo a los caudales disponibles.

$$E_{ma} = \sum_1^{12} P_{mm(i)} * t_{(i)} * 24 \quad (5)$$

Con: $P_{mm(i)}$: Potencia media

$t_{(i)}$: Días del mes

La energía media anual generada es de 125,9 [MWh] y esta planta trabajando a plena capacidad los 12 meses del año puede llegar a generar 262,8 [MWh].

A continuación, se presenta una tabla resumen con los cálculos efectuados, potencia media, energía media anual generada y su gráfico respectivo.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Q_{mm} [m ³ /s]	8,96	6,02	4,10	3,46	5,42	10,20	9,36	9,70	8,96	8,43	10,46	11,30
Q_{dis} [m ³ /s]	1,40	0,00	0,00	0,00	0,82	12,19	6,25	3,19	3,73	0,00	1,53	5,97
Q_{eco} [m ³ /s]	0,50	0,50	0,40	0,26	0,16	0,23	0,25	0,23	0,04	0,37	0,50	0,48
Q_{mmu} [m ³ /s]	0,90	0,00	0,00	0,00	0,66	11,96	6,00	2,96	3,69	0,00	1,03	5,49
Q_{turb} [m ³ /s]	0,90	0,00	0,00	0,00	0,66	2,80	2,80	2,80	2,80	0,00	1,03	2,80
Q_d [m ³ /s]	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
Q_{turb}/Q_d	32%	0%	0%	0%	24%	100%	100%	100%	100%	0%	37%	100%
η_T	59%	0%	0%	0%	34%	75%	75%	75%	75%	0%	68%	75%
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
H_b [m]	1,81	1,66	1,54	1,50	1,63	1,81	1,81	1,81	1,81	1,78	1,81	1,81
Pérdidas [m]	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
P_{mm} [kW]	7,97	0,00	0,00	0,00	3,00	30,00	30,00	30,00	30,00	0,00	10,51	30,00
E_{mm} [MWh]	5,93	0,00	0,00	0,00	2,23	21,60	22,32	22,32	21,60	0,00	7,57	22,32

Tabla 7 Tabla de resumen cálculo de potencia y energía media. Fuente: Elaboración propia.

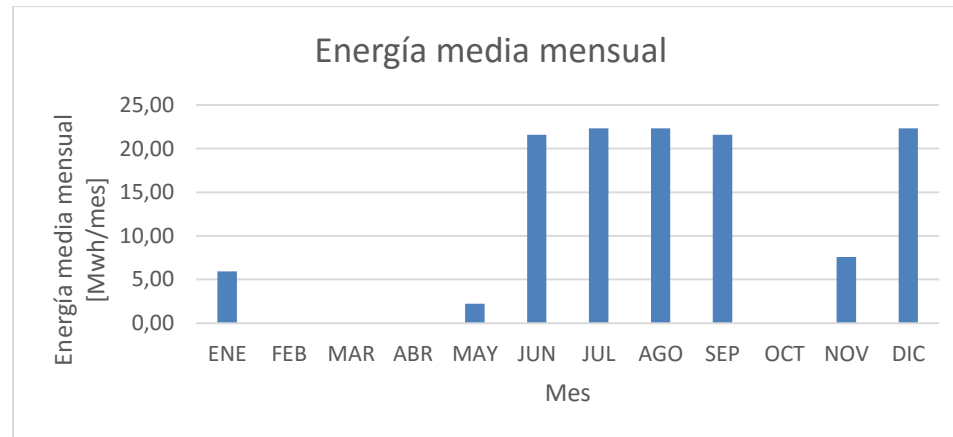


Gráfico 9 Energía media mensual. Fuente: Elaboración propia.

4.5 OBRAS CIVILES

4.5.1 Obras de captación

Las obras de captación también pueden ser conocidas como bocatomas, estructuras de captación de cabecera, “headworks” o “intakes”, siendo construidos con mayor frecuencia de hormigón, otros materiales utilizados pueden ser madera y acero. Siendo su principal función derivar parcial o totalmente el caudal que escurre por un río o canal para suministrar áreas de riego o generación de energía en centrales hidroeléctricas.

Para garantizar el correcto escurrimiento, la integridad del canal de conducción y los equipos electromecánicos estas estructuras deben contar con rejas y/o mallas que impidan el acceso de cuerpos flotantes y piedras, dimensionadas para suministrar el caudal de diseño a pesar de estar obstruida parte de la entrada por la acumulación de piedras o ramas.

A modo de control del caudal, también se requiere de compuertas que impidan completa o parcialmente el acceso del agua hacia la piscina de rotación.

Para efecto de este estudio, la captación abarca hasta la compuerta de acceso, involucrado reja gruesa, reja fina, aliviadero y una compuerta que tendrá una doble función, la de evacuar en periodos de limpieza las pequeñas piedras que se infiltren en las obras y complementar la labor de evacuar agua en tiempos de avenidas.

De acuerdo con las condiciones geográficas del lugar, la captación se orienta con un ángulo de 20° entre el eje del escurrimiento del río y el eje de la bocatoma.

4.5.1.1 Rejas de captación

Este tipo de estructura es de suma importancia en obras de toma, ya que impiden el ingreso de cuerpos de gran tamaño hacia tuberías, entradas de túneles o canales de aducción que alimentan pequeñas o medianas centrales hidroeléctricas, y que podrían, en el peor de los casos obstruir totalmente el área de transporte, además, sirven de protección de las paredes ante la erosión y de los equipos electromecánicos ante fallas críticas producto de atascamiento o golpes.

En captaciones mediante canales de derivación de un curso superficial es recomendable la instalación de por lo mínimo dos rejas con un metro de separación entre ellas y con diferente espaciado entre barras. Para facilitar esta misma labor se indica que estas rejas deben formar un ángulo entre 65 y 85° con la horizontal, además, indica que la distancia entre rejas debe ser como mínimo 0,8 m, dando espacio así a una pequeña cámara de limpieza entre ellas [20].

La primera reja debe de ser gruesa, resistente a la embestida de ramas, troncos y piedras de gran tamaño, es por eso que se recomienda sean fabricadas de barras metálicas, cuyas secciones pueden ser rectangulares, circulares o hidrodinámicas, de largo “l”, espesor “s” y separación “a”,

ver Ilustración 12. La distancia entre barras “a” debe ser entre 7,5 a 15 [cm] en el caso de ríos con gravas gruesas o medianas y 2 a 4 [cm] para gravas finas.

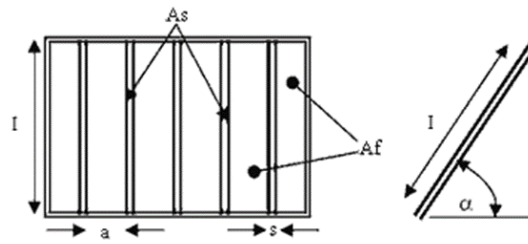


Ilustración 12 Reja de captación. Fuente: Mery, 2013.

Debido a la acumulación de materiales en las rejillas, se requiere de constante limpieza y retiro de estos. Para rejillas de menor tamaño como es este caso, esta labor se puede llevar a cabo de forma manual, mientras que para mayores dimensiones o al estar sometidas a la retención de un mayor gasto sólido, se requiere de sistemas mecánicos más sofisticados.

Considerando las recomendaciones anteriores, y los cálculos son los siguientes:

$$A_t = A_s + A_f \quad (6)$$

Siendo:

$$A_f = \frac{c Q_d}{k V_a} \quad (7)$$

$$A_s = n s l \quad (8)$$

Donde:

- A_t : Área total de la reja [m²]
- A_s : Área total de las barras metálicas [m²]
- A_f : Área necesaria de flujo [m²]
- n : Número de barras
- s : Ancho de cada barra [m]
- l : Longitud de cada barra [m]
- c : Coeficiente de mayoración por efectos de la colmatación $c=1,5-2$
- k : Coeficiente de contracción de la vena de agua $k=0,9$ para barras circulares
- Q_d : Caudal de diseño [m³/s]
- V_a : Velocidad de aproximación [m/s]

La velocidad de aproximación V_a se obtiene mediante el programa HecRas, el cual, entre otras funciones, a partir del perfil del río, caudal, pendiente y coeficiente de Manning permite

estudiar el comportamiento del río en un determinado lugar. Además, este programa se utilizó para conocer los niveles que alcanzaría el río a diferentes caudales (caudales medios mensuales), permitiendo calcular las dimensiones de largo y alto que debe tener el área de acceso para garantizar el ingreso de agua hacia el canal de conducción.

Los resultados de mencionada simulación se presentan en el ANEXO 6.3 y el ANEXO 6.4 contiene una tabla resumen de valores obtenidos.

Para el dimensionamiento del área efectiva, se considera la información del mes de diciembre, ya que este mes presenta dos condiciones que permiten elegirlo por sobre los demás, es el mes con mayor caudal medio mensual y velocidad de escurrimiento, lo que implica un mayor gasto sólido, obligando a que la condición de mayoración por colmatación sea cumplida a cabalidad. Además, es un mes en el cual se debe garantizar el caudal de diseño, $2,8 \text{ [m}^3/\text{s]}$.

El coeficiente “c” se considera 1,5, ya que las labores de limpieza de la reja gruesa se realizarán de manera periódica y por encontrarse en el inicio de la curvatura del río. Además, reducir las dimensiones con un factor 1,5 en vez de 2 traería consigo una reducción de costos constructivos de esta obra.

Otras consideraciones son la altura de la toma (d_{rg}), 1 [m], un ángulo de inclinación entre la reja y la horizontal de 80° , y una separación entre las barras (a) de 0,075 [m].

Reemplazando los valores en la ecuación (6):

$$A_f = \frac{1,5 * 2,8}{0,9 * 1,94} \quad (9)$$

$$A_f = 2,4 \text{ m}^2 \quad (10)$$

Este cálculo considera A_f como una sección transversal al río, por lo tanto, se debe hacer la corrección para la inclinación de 20° (entre eje del río y captación) de la siguiente manera:

$$A_r = \frac{A_f}{\cos(\beta)} \quad (11)$$

$$A_r = 2,56 \text{ m}^2$$

Luego, se calcula el número de barras necesarias, para ello, se divide A_r por el alto que tendrá la toma, que como se mencionó anteriormente, será de 1 m, obteniendo así el largo basal efectivo b_f 2,56 m, que dividido por la longitud de separación entre barra (a), se obtiene número de barras igual a 34.

$$n = \frac{2,56}{0,075} \quad (12)$$

$$n = 34,13$$

A continuación, se procede a calcular A_s según la ecuación (8), considerando un diámetro de barra (s) de 20 [mm] y con n igual a 34.

$$A_s = 34 * 0.02 * 1 \quad (13)$$

$$A_s = 0,68 \text{ m}^2$$

Finalmente, el largo basal total del enrejado grueso (b) es:

$$b = \frac{A_t}{d_{rg}} \quad (14)$$

$$b = 3,2$$

4.5.1.2 Malla o reja fina

Como se mencionó anteriormente, la reja gruesa busca contener las embestidas de cuerpos de grandes dimensiones, sin embargo, dada su separación entre barras, no impide el acceso a pequeñas piedras u otro cuerpo de menor tamaño, por lo que se utilizara una cuya separación entre barras es de 3 [cm], ancho 0,3 [cm] y una altura de 1 [m] fabricada en tres secciones, a modo de facilitar su retiro cuando se realicen acciones de limpieza.

Esta reja fina no posee inclinación respecto a la vertical y está a una distancia de 1 [m] de la reja gruesa.

4.5.1.3 Aliviadero

Un aliviadero [21], al igual que las compuertas se consideran obras de control y seguridad, ya que permiten que el caudal excedente en tiempos de avenidas abandone las instalaciones, evitando así, rebalses o que llegue caudal superior al de diseño a la turbina, provocando daños.

Es utilizado en conjunto con una compuerta, como se aprecia en la Ilustración 13 con la letra (A), y cuyo caudal debe ser restituido al cauce natural del río. Esta obra consiste principalmente en una reducción de la altura en su muro de contención lateral, con la finalidad de que cuando las aguas superen el tirante de diseño, se provoque un desborde controlado. Cuando este aliviadero no es capaz de evacuar las aguas, se usa la compuerta (A) de manera complementaria.

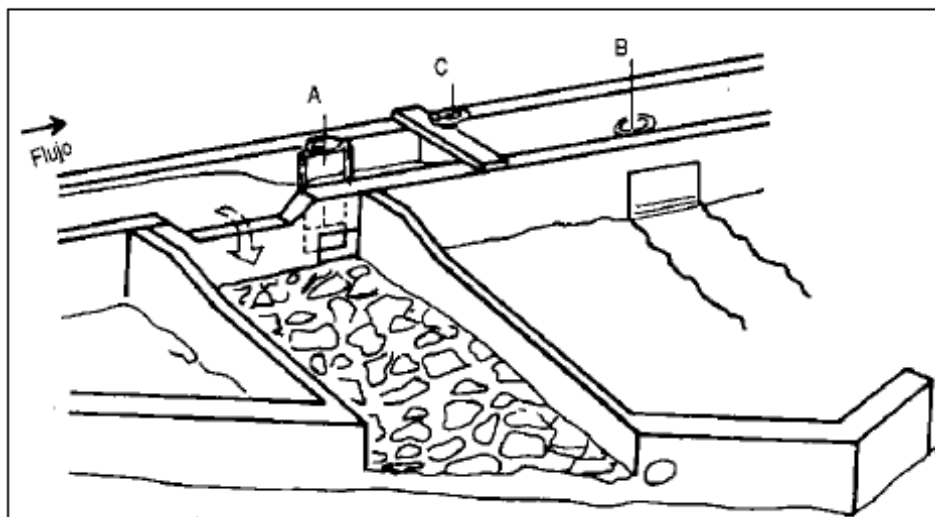


Ilustración 13 Aliviadero y compuertas de control. Fuente: Coz, 1995.

En periodos de mantención, la compuerta (A) es útil para retirar piedras que se han acumulado en el fondo.

Para dimensionar el aliviadero, se considera la información correspondiente al mes de septiembre, ya que éste, tiene un caudal medio mensual menor entre todos los meses a los cuales se les exige $2,8 \text{ [m}^3/\text{s]}$, menor velocidad de escurrimiento y por ende requiere una altura mayor para garantizar el caudal de diseño.

El aliviadero tendrá una altura de muro de desborde de $0,9 \text{ [m]}$ ya que se trata de aprovechar el tirante hidráulico que posee el río, actuando solo cuando se produzcan avenidas. El caudal de acceso hacia el canal de conducción estará controlado por la compuerta (C) de la Ilustración 13, debido a que el ancho en este tramo es de $3,2 \text{ [m]}$, y que el canal de conducción se diseñó con un ancho de $1,8 \text{ [m]}$ (detalle en sección 4.5.2.), se opta por un par de compuertas de ancho de $0,9 \text{ [m]}$ para una mejor operación. Por último, el largo del aliviadero es de 5 [m] .

En la sección anterior, se dimensionó la reja de captación obedeciendo a un factor de mayoración por colmatación, por lo tanto, en esta sección se considera que por dicho acceso entra agua sin resistencia de escombros, ya que en este punto no hay sistema de control y sería el caso más desfavorable para las obras civiles. El otro caso extremo es que no ingrese agua, sin embargo, éste no provoca daños, sino que solo la detención de la turbina, problema que se logra solucionar mediante limpieza.

Por último, para la compuerta lateral señalada con la letra (A) en la Ilustración 13, se diseña de $1 \text{ [m}^2]$ (1 metro de alto por 1 metro de ancho), y para el borde libre se usa el mismo criterio que para canales, $0,3 \text{ [m]}$ como mínimo.

A continuación, en la Ilustración 14 se muestra una vista superior y lateral de la totalidad de la obra de captación haciendo énfasis en las dimensiones del aliviadero que se detallaran en párrafos anteriores.

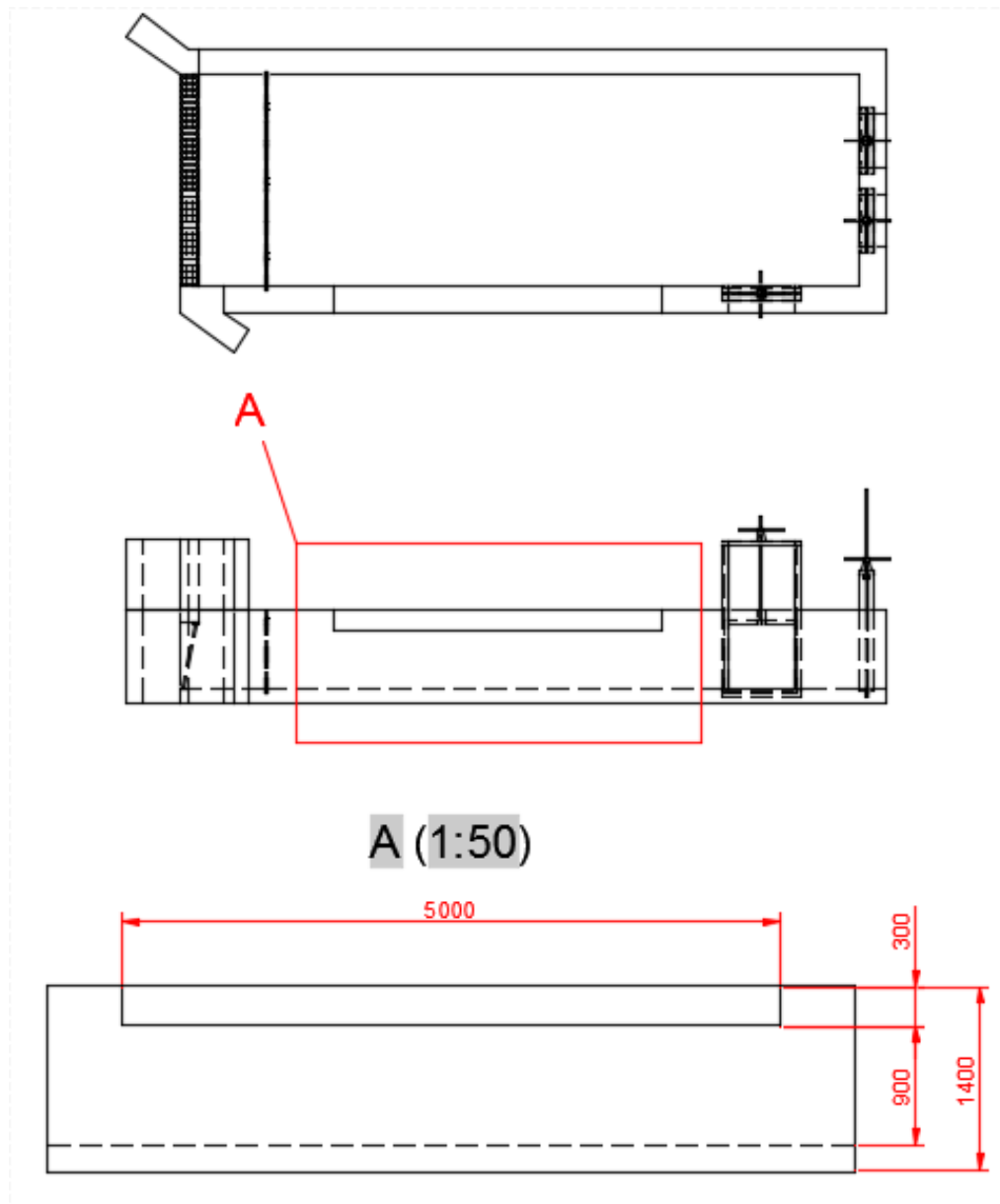


Ilustración 14 Vista superior y lateral de aliviadero. Fuente: Elaboración propia.

4.5.1.4 Compuerta

La compuerta tiene la función de regular el ingreso de agua a las instalaciones, ya sea disminuir parcial o totalmente el caudal extraído del río. Esta extracción se regula mediante el levantamiento de la plancha de acero, ubicada de manera transversal al flujo de agua y al inicio del

canal de conducción. Dicho levantamiento es posible mediante el accionamiento de un volante ubicado en la parte superior, como lo indica la Ilustración 13 con letra (C).

El control de paso de agua hacia el canal de conducción estará a cargo de dos compuertas de iguales dimensiones con la finalidad de facilitar el izaje, la cual es de 0,8 [m] de ancho y logrando una apertura máxima de 1 [m].

4.5.2 Obra de conducción

Obra de conducción es aquella estructura que permite el correcto transporte hidráulico entre dos lugares, en este proyecto, está contemplada entre la toma de captación y la piscina de rotación y será un canal abierto con geometría rectangular, una pendiente en el lecho de 0,2% y una longitud de 35 m, diseñado para un caudal de 2,8 [m³/s].

El rango de velocidad [18] para el cual se diseña un canal abierto depende de cómo ésta afecta en las paredes, ya que una velocidad de agua excesivamente alta, superior a 3 [m/s], erosiona las paredes del canal con mayor rapidez, acortando la vida útil, mientras que una velocidad baja, inferior a 0,76 [m/s], permite la proliferación de vegetación, aumentando las pérdidas de carga y trabajos de mantención para estas obras. La velocidad de diseño del canal se seleccionará de acuerdo a una iteración de velocidades comprendidas en el rango mencionado, ya que una velocidad baja implica una menor pérdida de carga, pero una mayor dimensión del canal, aumentando la inversión, mientras que una alta velocidad significa mayor pérdida y menor inversión.

Además, se considera el criterio de tirante hidráulico en el canal es la mitad del ancho basal [20].

Con estas consideraciones y con la formula (15) se calcula la pendiente que debe tener el canal para mantener una velocidad constante bajo un régimen de transporte subcrítico:

$$v_c = \frac{R_h^{\frac{2}{3}} i^{\frac{1}{2}}}{N} \quad (15)$$

Donde:

v_c : Velocidad del agua en el canal

R_h : Radio hidráulico

i : Pendiente del canal

N : Número de Manning

Con:

$$R_h = \frac{\text{área}}{\text{perímetro}} \quad (16)$$

El número de Manning utilizado corresponde a un canal de hormigón terminado con lechada, o sea $n = 0,015$ (Ver ANEXO 6.5). Por último, se considera un borde libre que debe existir entre el nivel normal del agua y el borde superior de la pared del canal, cuya función es evitar el rebalse de las aguas cuando sobrepase los niveles de diseño. Esta distancia debe ser un 30% de la altura máxima del agua para caudales superiores a $2 \text{ [m}^3\text{/s]}$, con un mínimo de $0,3 \text{ [m]}$ y un máximo de $0,5 \text{ [m]}$ [18].

A continuación, en la Tabla 8 se presentan los valores característicos calculados del canal, en ella se han calculado los valores característicos a intervalos de velocidad de $0,2 \text{ [m/s]}$. Posteriormente se presentan en la Tabla 9 los costos asociados a la construcción de canales con las dimensiones exigidas para cada velocidad. Por último, en la Tabla 10 se calculan los ingresos que se dejan de percibir en el primer año debido la pérdida de carga de cada canal bajo la alternativa de Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD). Con toda esta información se procede a elaborar el Gráfico 10. Luego se realiza el mismo procedimiento para la alternativa de Autogeneración.

En Gráfico 10 y Gráfico 11 se puede apreciar con rojo el marcador de la alternativa económicamente óptima para cada alternativa, siendo una velocidad de $2,4 \text{ [m/s]}$ para PMGD y $1,8 \text{ [m/s]}$ para Autoconsumo. Se opta por una velocidad cercana a los $1,8 \text{ [m/s]}$, correspondiendo a una dimensión de ancho de canal de $1,76 \text{ [m]}$, sin embargo, por facilidad constructiva se opta por aproximar esta dimensión a $1,8 \text{ [m]}$, recalculando la velocidad como $1,73 \text{ [m/s]}$, para más detalle, se presenta un resumen con los valores calculados en la Tabla 12.

Perfil rectangular	Velocidad [m3/s]										
	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0
Área [m ²]	2,80	2,33	2,00	1,75	1,56	1,40	1,27	1,17	1,08	1,00	0,93
Tirante [m]	1,18	1,08	1,00	0,94	0,88	0,84	0,80	0,76	0,73	0,71	0,68
Base [m]	2,37	2,16	2,00	1,87	1,76	1,67	1,60	1,53	1,47	1,41	1,37
Perímetro mojado [m]	4,73	4,32	4,00	3,74	3,53	3,35	3,19	3,06	2,94	2,83	2,73
Radio Hidráulico [m]	0,59	0,54	0,50	0,47	0,44	0,42	0,40	0,38	0,37	0,35	0,34
Pendiente	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,00	0,005	0,006	0,007	0,008
Desnivel [m]	0,02	0,03	0,04	0,06	0,08	0,10	0,13	0,16	0,20	0,25	0,30
Borde libre [m]	0,35	0,32	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Altura canal [m]	1,54	1,40	1,30	1,24	1,18	1,14	1,10	1,06	1,03	1,01	0,98
Perímetro Total [m]	5,44	4,97	4,60	4,34	4,13	3,95	3,79	3,66	3,54	3,43	3,33
Área armadura [m2]	190,50	173,90	161,00	151,96	144,47	138,13	132,68	127,93	123,73	119,99	116,64
Área transversal [m2]	4,81	4,11	3,60	3,26	2,99	2,77	2,59	2,44	2,30	2,19	2,09
Volumen de Hormigón [m3]	38,10	34,78	32,20	30,39	28,89	27,63	26,54	25,59	24,75	24,00	23,33
Volumen Excavación [m3]	168,30	143,75	126,00	114,09	104,66	97,00	90,63	85,26	80,65	76,65	73,14

Tabla 8 Dimensionamiento de canal de conducción en función de la velocidad. Fuente: Elaboración propia

		Velocidad [m3/s]										
		1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0
Excavación	\$ 2.524.493	\$ 2.156.200	\$ 1.890.000	\$ 1.711.280	\$ 1.569.876	\$ 1.454.945	\$ 1.359.509	\$ 1.278.866	\$ 1.209.727	\$ 1.149.723	\$ 1.097.101	
Compactación	\$ 159.761	\$ 147.854	\$ 138.600	\$ 131.140	\$ 124.961	\$ 119.734	\$ 115.237	\$ 111.315	\$ 107.854	\$ 104.771	\$ 102.002	
Moldaje	\$ 113.750	\$ 113.750	\$ 113.750	\$ 113.750	\$ 113.750	\$ 113.750	\$ 113.750	\$ 113.750	\$ 113.750	\$ 113.750	\$ 113.750	
Armadura	\$ 308.987	\$ 282.066	\$ 261.142	\$ 246.476	\$ 234.328	\$ 224.051	\$ 215.209	\$ 207.497	\$ 200.693	\$ 194.632	\$ 189.187	
Hormigón	\$ 3.053.946	\$ 2.787.858	\$ 2.581.055	\$ 2.436.100	\$ 2.316.031	\$ 2.214.456	\$ 2.127.068	\$ 2.050.845	\$ 1.983.596	\$ 1.923.687	\$ 1.869.874	
Total Costos	\$ 6.160.938	\$ 5.487.728	\$ 4.984.547	\$ 4.638.745	\$ 4.358.946	\$ 4.126.936	\$ 3.930.773	\$ 3.762.272	\$ 3.615.620	\$ 3.486.563	\$ 3.371.913	

Tabla 9 Costos de construcción canal. Fuente: Elaboración propia.

	Velocidad [m3/s]											
	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	
Pérdida de energía anual [MWh/año]	1,66	2,71	4,08	5,83	7,98	10,57	13,63	17,19	21,28	25,93	31,17	
Ingresos no percibidos por energía [\$/MWh]	\$ 68.347	\$ 111.139	\$ 167.646	\$ 239.353	\$ 327.676	\$ 433.975	\$ 559.558	\$ 705.691	\$ 873.602	\$ 1.064.485	\$ 1.279.504	
Potencia no aprovechada [kW]	0,28	0,46	0,69	0,99	1,36	1,80	2,32	2,92	3,62	4,41	5,30	
Ingresos no percibidos por Potencia no aprovechada [\$/kW]	\$ 1.410	\$ 2.292	\$ 3.458	\$ 4.937	\$ 6.759	\$ 8.952	\$ 11.542	\$ 14.556	\$ 18.020	\$ 21.957	\$ 26.392	
Total Pérdidas	\$ 69.757	\$ 113.432	\$ 171.104	\$ 244.290	\$ 334.435	\$ 442.927	\$ 571.100	\$ 720.248	\$ 891.622	\$ 1.086.442	\$ 1.305.896	

Tabla 10 Ingresos no percibidos por perdida de carga alternativa PMGD. Fuente: Elaboración propia.

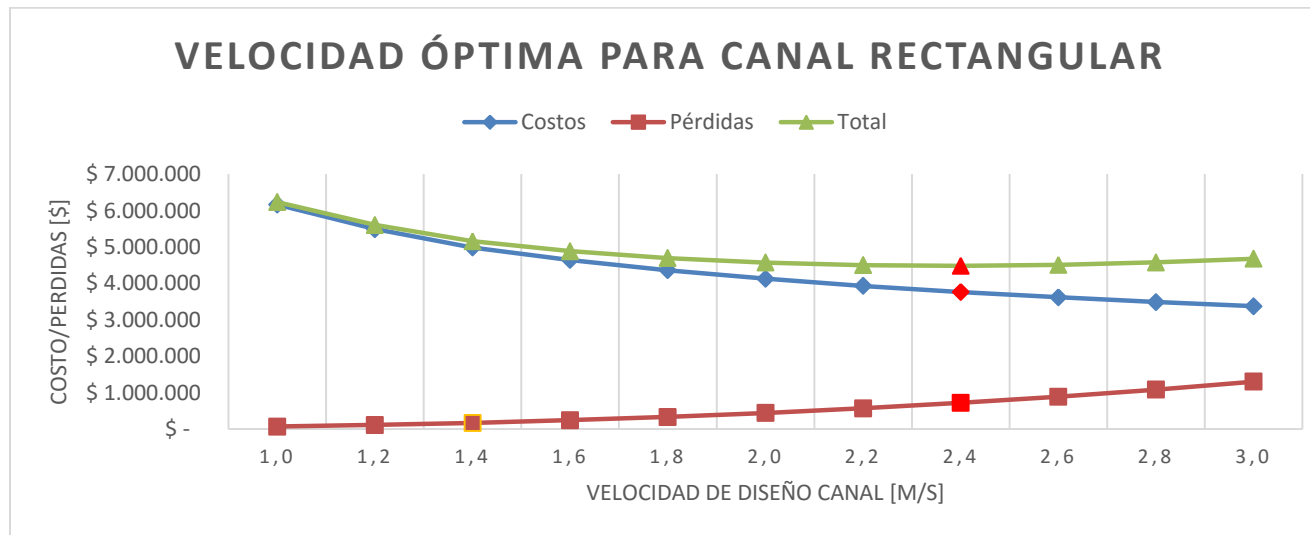


Gráfico 10 Velocidad óptima para canal rectangular alternativa PMGD. Fuente: Elaboración propia.

	Velocidad [m3/s]										
	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0
Pérdida de energía anual [MWh/año]	1,66	2,71	4,08	5,83	7,98	10,57	13,63	17,19	21,28	25,93	31,17
Ingresos no percibidos por energía [\$]	\$ 173.975	\$ 282.902	\$ 426.737	\$ 609.264	\$ 834.089	\$ 1.104.670	\$ 1.424.338	\$ 1.796.315	\$ 2.223.727	\$ 2.709.613	\$ 3.256.936
Potencia no aprovechada [kW]	0,28	0,46	0,69	0,99	1,36	1,80	2,32	2,92	3,62	4,41	5,30
Total Pérdidas	\$ 173.975	\$ 282.902	\$ 426.737	\$ 609.264	\$ 834.089	\$ 1.104.670	\$ 1.424.338	\$ 1.796.315	\$ 2.223.727	\$ 2.709.613	\$ 3.256.936

Tabla 11 Ingresos no percibidos por perdida de carga alternativa Autoconsumo. Fuente: Elaboración propia.

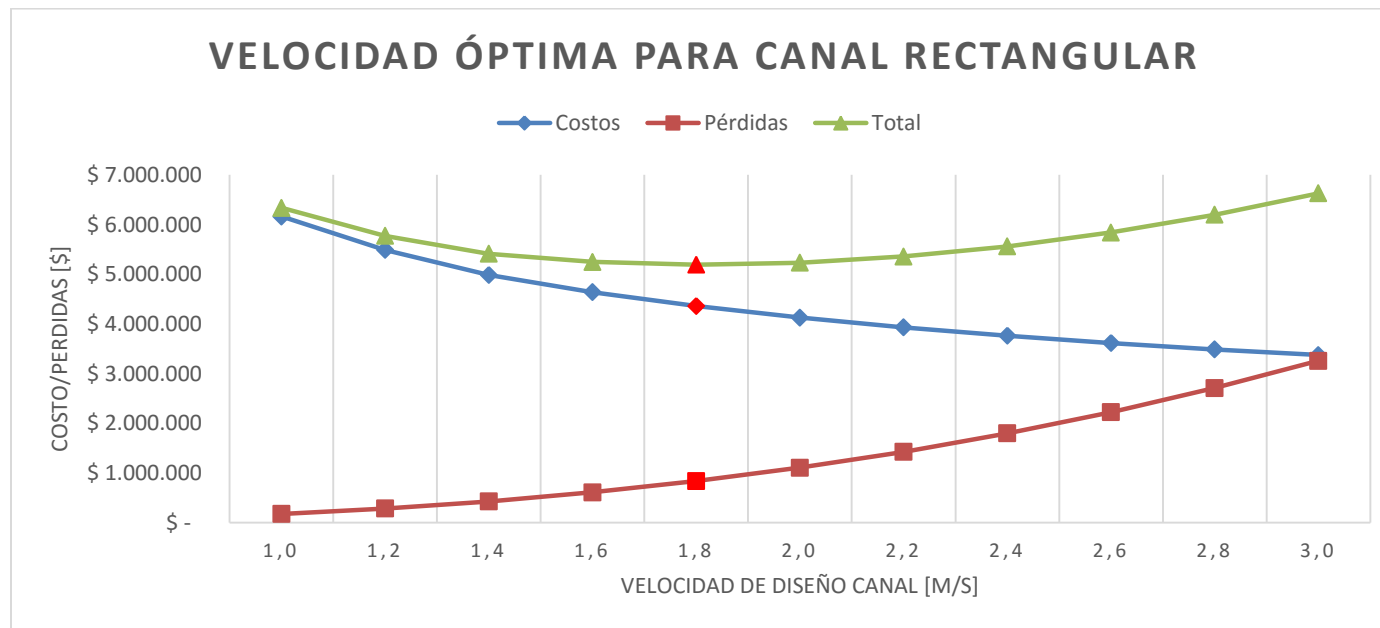


Gráfico 11 Velocidad óptima para canal rectangular alternativa Autoconsumo. Fuente: Elaboración propia.

Velocidad [m/s]	1,73
Área [m²]	1,62
Tirante [m]	0,90
Base [m]	1,80
Perímetro mojado [m]	3,60
Radio hidráulico [m]	0,45
Pendiente	0,002
Desnivel [m]	0,07
Borde libre [m]	0,30
Altura canal [m]	1,20
Perímetro total [m]	4,20
Área de armadura [m²]	147,00
Área transversal [m²]	3,08
Volumen de hormigón [m³]	29,40
Volumen de excavación [m³]	107,80

Tabla 12 Resumen dimensionamiento canal. fuente: Elaboración propia.

Con la velocidad de 1,73 [m/s] se calcula la pérdida de carga debido al paso del agua por la compuerta, y que es útil para la determinación de altura neta. Para ello se utiliza la siguiente formula:

$$d_{comp} = k \frac{v_c^2}{2g} \quad (17)$$

Donde k es el coeficiente de entrada o salida de compuerta y es igual a 0,5 (totalmente abierta) [20]. Finalmente, las pérdidas por la compuerta son de 0,076 [m].

4.5.3 Piscina de rotación

Una planta hidroeléctrica de vórtice gravitacional consta de un depósito cilíndrico en cuyo centro se sitúa una turbina. El agua ingresa de forma tangencial por la parte superior del depósito y saliendo por el fondo tras accionar la turbina, creándose un vórtice (remolino) en el centro del depósito donde, además, la velocidad es mayor.

De acuerdo a la empresa Zotlöeterer, fabricante de la turbina de vórtice gravitacional, indica que el diámetro de la piscina de rotación debe ser de 11 [m] para el modelo de turbina de 30 [kW], sin embargo, no se facilitan mayores detalles constructivos, por lo que para la estimación de costo se considera un espesor de pared de 0,2 [m].

	Altura neta [m]	Flujo [m³/s]	Diámetro de piscina de rotación [m]
Kit 1 kW GWVPP	~0,8	~0,25	~3,3
Kit 5 kW GWVPP	~1,2	~0,7	~4,7
Kit 10 kW GWVPP	~1,5	~1,2	~6,0
Kit 20 kW GWVPP	~1,7	~2,0	~9,0
Kit 30 kW GWVPP	~2,0	~2,7	~11,0

Tabla 13 Diámetro de piscina de rotación. Fuente: Zotlöeterer.

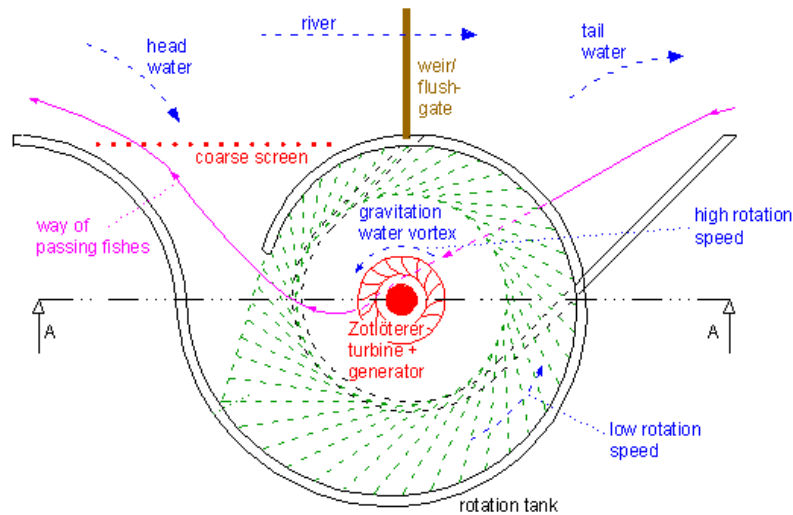


Ilustración 15 Vista en planta piscina de rotación. Fuente: Zotlöterer.

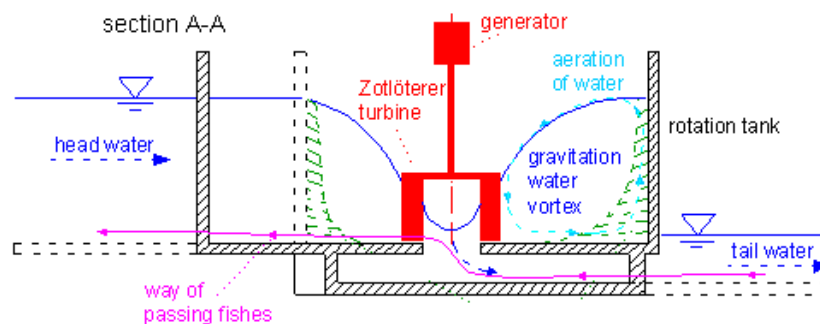


Ilustración 16 Vista en corte sección A-A piscina de rotación. Fuente: Zotlöterer.

4.5.4 Caseta de control

Para efectos de este proyecto, la caseta de control hace referencia a una caseta donde se ubica el inversor de corriente y el gabinete de control del equipo electromecánico a modo de resguardo de las condiciones climatológicas, además de guardar las herramientas de limpieza y mantención de las rejas y canal.

Finalmente se presenta una imagen satelital, donde se ha superpuesto o dibujado las obras civiles a modo de referencia, ya que no es finalidad de este estudio la generación de planos constructivos.



Ilustración 17 Trazado de obras civiles sobre plano satelital. Fuente: Elaboración propia.

4.6 CONECTIVIDAD

4.6.1 Acceso

A la zona de construcción se accede desde la carretera 5 sur, desde el norte y sur, por la rotonda de acceso principal a la ciudad de Rengo, ubicada a 114 [km] al sur de la ciudad de Santiago y a 28 km al sur de Rancagua. Una vez en la rotonda se debe tomar dirección hacia el oriente por la avenida Ernesto Riquelme, la cual cuenta con una amplia calzada, lo que no presentaría mayores inconvenientes a camiones con materiales o equipos para desempañar las labores de construcción, sin embargo, se debe pasar por un paso bajo nivel, cuya altura máxima es de 4,5 [m]. Luego, la Av. Ernesto Riquelme cambia de nombre, por Av. Alonso de Ercilla, hasta interceptar a la calle Cauplicán, donde se debe tomar dirección hacia el norte, y en calle Los Césares, ruta H-65, iniciar rumbo hacia la cordillera. En el sector de El Baluarte, el asfalto llega a su fin, comenzando un camino rural y angosto, como se muestra en la *Ilustración 18*, pero no es impedimento para el paso de camiones, ya que, en este sector existe numerosos fundos agrícolas, por ende, camiones cargados bins de frutas transitan habitualmente por esta vía.



Ilustración 18 Camino rural de acceso a zona de Proyecto Micro hidroeléctrico.

A continuación, se muestra un mapa con la ruta para llegar a la zona de construcción de las obras.

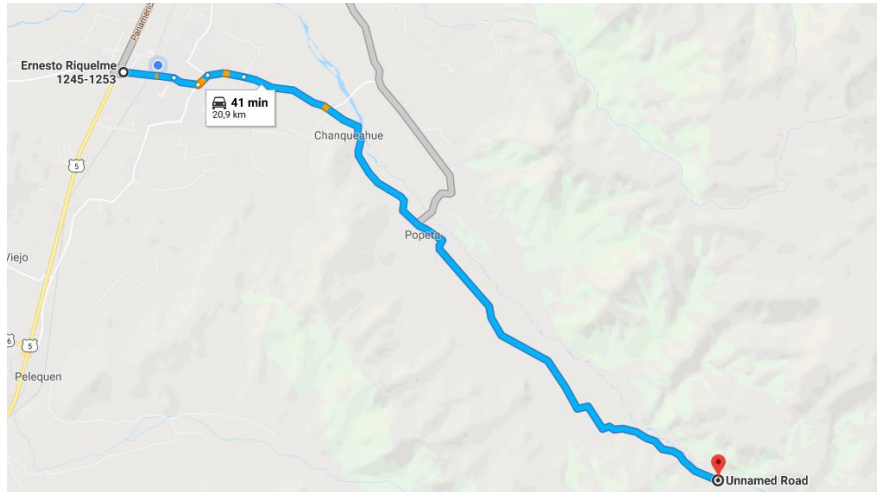


Ilustración 19 Ruta de acceso.

4.6.2 Conexión a línea eléctrica

De acuerdo con la información entregado por la SEC, existen dos puntos posibles de conexión, uno de baja tensión ubicado a tan solo 275 [m] de distancia (línea recta) de la ubicación del proyecto de micro generación y a 630 m sorteando obstáculos geográficos. Existe otro punto de conexión a 900 [m] para una conexión de media. Debido a la envergadura de esta central, se opta por la primera opción.

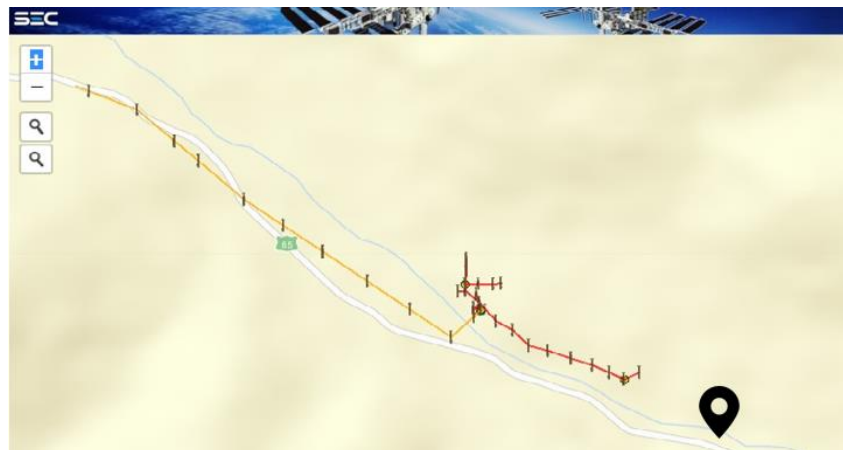


Ilustración 20 Líneas de baja (rojo) y media (amarillo) tensión cercana a la central. Fuente: www.sec.cl.



Ilustración 21 Distancia entre instalaciones de micro central y punto de empalme. Fuente: Elaboración propia a partir de información de SEC.

4.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.7.1 Estimación de Ingresos

En esta sección se presentan dos alternativas de negocio frecuentes en este tipo de centrales y son fomentadas por las últimas leyes promulgadas en el marco de transformación o diversificación de la matriz energética chilena. La primera alternativa está enfocada en la comercialización de la potencia y totalidad o excedentes de la energía eléctrica generada a empresas distribuidoras, además de los bonos de carbono y ERNC a generadoras que deban cumplir con la cuota exigida en la Ley 20.698 o directamente a las empresas distribuidoras.

La segunda alternativa, está en el marco de la ley de Facturación Neta, el cual permite a pequeñas empresas, industrias y domiciliarios a instalar una fuente de generación eléctrica para autoconsumo, a modo de reducir el consumo desde la línea de distribución, permitiendo que aquellos periodos en los que se genera más energía de la que se consume la empresa distribuidora, pague al usuario estos excedentes al mismo valor de venta que cancelan éstos.

4.7.1.1 Alternativa 1: Venta de energía y potencia.

Dentro de los ingresos de la micro central hidroeléctrica se mencionan cuatro factores, siendo los directos la venta de energía y de potencia, sin embargo, los dos restantes aparecen como resultado de las políticas nacionales de fomentar las fuentes energéticas a partir de ERNC, como lo es la venta de certificados y bonos de carbono.

A continuación, se presenta una tabla resumen con los ingresos estimados, y posteriormente se detalla cada uno de los ítems mencionados anteriormente.

ESTIMACION DE INGRESOS				
ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	P UNITARIO	PRECIO
Venta de energía	[MWh/año]	125,89	\$ 41.051	\$ 5.167.894
Venta de Potencia	[kW]	14,29	\$ 4.979	\$ 853.787
Venta de certificado ERNC	[MW]	125,89	\$ 8.879	\$ 1.117.774
TOTAL				\$ 7.139.454

Tabla 14 Resumen de estimación de ingresos alternativa PMGD. Elaboración propia.

4.7.1.1.1 Venta de Energía

La venta de la energía se refiere a los ingresos que se percibirán por transar la totalidad de la energía generada durante un año. A diferencia de las centrales térmicas, las centrales a base de ERNC son prioridad en el mercado eléctrico chileno, por lo que, para satisfacer la demanda, el CDEC permite el ingreso al sistema a las centrales cuyo valor de energía es más barato, para

posteriormente habilitar el ingreso de las centrales térmicas o cuyo precio de la energía es más elevado y satisfacer la demanda, quedando en casos trabajando a una capacidad inferior a su nominal. Es por ello que, el cálculo de ingresos por venta se realiza con la energía media generada anual multiplicado por el valor de venta por MWh generado. Éste dependerá del contrato que se celebre entre las partes, y para ello existen 3 alternativas:

- PPA (contrato de compra de energía): éste es un tipo de contrato libre, el vendedor decide a quien o quienes venderles, estipulando la cantidad a transar, el precio y duración del contrato. Si los compradores de dicha energía son más de uno, no necesariamente el precio de venta por kWh debe ser el mismo.
- Venta a precio estabilizado (precio nudo): El precio estabilizado al que pueden vender su energía los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) en el mercado Spot y corresponde “al precio de nudo de la energía aplicable a las inyecciones de los PMGD que sean fijados mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el artículo 103 de la Ley” (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2006). Este precio lo calcula cada semestre la CNE en los meses de abril y octubre y corresponde a un promedio ponderado de los costos marginales esperados de corto plazo indexados a ciertos parámetros.
- Venta a costo marginal instantáneo: Cuando se habla del precio de la energía a costo marginal, se entiende que es el precio en las ventas de energía en el Mercado Spot (mercado solo de generadores) correspondiente al costo marginal horario (valoración por producción horaria calculada por el CDEC) del nodo donde se inyecta o retira dicha energía. En este mercado, el generador vende o compra según lo que puede despachar y lo que comprometió en sus contratos fuera del Mercado Spot, no existiendo un acuerdo previo entre los oferentes ni demandantes. Ello provoca que el generador no posea una rentabilidad cierta por ventas de energía, pero que tenga la libertad de contraer un PPA.

Es importante resaltar que los contratos para venta de energía deben estudiarse cuidadosamente con tal de no asumir riesgos innecesarios por ser un generador deficitario y tener que cubrir la generación faltante comprometida en el mercado Spot.

Para la venta de energía se utiliza la segunda alternativa enunciada, a precio nudo de corto plazo, con valores estipulados por CNE [24], el cual es de 41.051 [\$/MWh/mes] para el nudo correspondiente a Rapel 220. Ver ANEXO 6.6.

4.7.1.1.2 Venta de Potencia

Es el ingreso que se percibe por la capacidad de la central y depende básicamente del tipo de central de que se trate.

Precio por venta de potencia es de 4.979 [\$/kW/mes] (Ver ANEXO 6.6) y el cálculo de ingresos por venta de potencia anual es el siguiente:

$$\text{Ingreso anual} = P_{ins} * FP * \text{Precio de venta} * \text{meses} \quad (18)$$

$$\text{Ingreso anual} = 30 * 0,48 * 4.979 * 12$$

$$\text{Ingreso anual} = 857.718 \left[\frac{\$}{\text{año}} \right]$$

4.7.1.1.3 Venta de certificados ERNC

La ley 20.257 [10] busca que el aporte por parte de energía renovable no convencional vaya incrementando con el paso de los años, es por ello que ésta exige a todas las empresas generadoras de energía eléctrica conectadas al sistema interconectado, aportaran un porcentaje de su total generado a base de ERNC. Para el año 2015 se exigía un 5%, y cada año incrementa esta cuota en 0,5%, para lograr llegar al año 2025 a un 10%. Posteriormente, la ley 20.698 [12] aumentó dicha cuota a un 20%. A diciembre del año 2018 se logró alcanzar el 20,7% de la matriz energética, alcanzando 6 años antes la meta.

Las empresas que tengan excedentes en la generación de ERNC, pueden vender dichos “créditos” a empresas que no estén cumpliendo con la normativa, cuyo precio se establecerá de mutuo acuerdo entre las partes.

Se considera el precio promedio de los certificados ERNC como 13 [USD/MWh] en base a proyectos de similar envergadura.

$$\text{Ingreso anual} = \text{Energía anual} * \text{Precio de venta} \quad (19)$$

$$\text{Ingreso anual} = 125,89 * 8.879$$

$$\text{Ingreso anual} = 1.117.774 [\$]$$

Tasa de cambio 1 [USD] = 683 [\$] (8 de mayo de 2019).

4.7.1.1.4 Venta de Bonos de Carbono

Con la finalidad de reducir las cantidades de emisiones de carbono al medio ambiente, surge en el protocolo de Kioto un mecanismo que permite transar los excedentes entre las emisiones máximas permitidas y las generadas durante un tiempo determinado, siendo vendidos a empresas que sobrepasen sus límites.

Para acceder a entrar a este mercado, y negociar libremente, se debe certificar los bonos de carbono, cuya certificación es anual y debido a la envergadura de la central en estudio, no es viable, dicho en otras palabras, la certificación tiene un costo mayor (cercano a los 70.000 [USD] [22]) al que se obtiene por la venta, por lo que no se contabilizará este ítem en la estimación de ingresos.

4.7.1.2 Alternativa 2: Netbilling.

En este caso, no se habla de ingreso propiamente tal, sino que se considera como un beneficio o ahorro producto de la energía no consumida y/o comprada a la distribuidora.

Esta alternativa está enfocada en la generación de energía eléctrica para suplir las propias necesidades energéticas, en el marco de la ley de facturación neta, esta posibilidad está orientada en instalaciones domiciliarias, empresas o pequeñas empresas, quienes tienen la posibilidad de implementar algún medio de generación eficiente, y que los excedentes entre lo generado y el consumo en un determinado periodo de tiempo sean valorizados al mismo precio de venta por parte de la empresa distribuidora al cliente, esto para aquellos clientes que poseen contratos bajo régimen tarifario BT2, ya que, para clientes BT1, la valorización es menor. Además, se tiene la limitante que, al ser de carácter domiciliario o pequeña industria, no permite que los clientes, instalen tecnologías de generación que excedan en demasía los niveles de consumo, evitando el lucro bajo esta ley de fomento a la generación distribuida.

Como se mencionó anteriormente la evaluación de ingresos se llevará a cabo con el valor de energía en sector tarifario BT2, ya que para un BT1 no se justifica el tamaño del equipo generador. Este valor es de 104.494 [\$/kWh] a la fecha del 1 de mayo de 2019 y lo facilita CGE en su página web [25].

ESTIMACION DE AHORRO DE ENERGIA				
ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	P UNITARIO	PRECIO
Venta de energía	[MWh/año]	125,89	\$ 86.954	\$ 10.946.604
Cargo por uso de sist. trans.	[MWh/año]	125,89	\$ 17.148	\$ 2.158.755
Cargo por servicio público	[MWh/año]	125,89	\$ 392	\$ 49.349
TOTAL				\$ 13.154.707

Tabla 15 Estimación de ahorro por autogeneración. Fuente: Elaboración propia.

4.7.2 Estimación de costos

En la presente sección se expondrán y detallan todos los costos asociados a la ejecución del proyecto, desde el costo asociado a la adquisición de DNC a la JVRRCR, obras civiles, equipamiento electromecánico, conexión eléctrica a una línea de baja tensión y en último lugar operación y mantenimiento.

La inversión inicial para la alternativa de PMGD asciende a los 6,9 [MM\$/kW] correspondiendo un 63,7% de la inversión a la compra y envío del kit electromecánico. A continuación, se presenta en la Tabla 16, y en el Gráfico 12 la distribución de costos.

RESUMEN DE COSTOS PMGD	
ITEM	PRECIO
Equipos Electromecánicos	\$ 131.855.403
Conectividad Eléctrica	\$ 30.734.237
Obras Civiles	\$ 24.793.704
Compra de DNC	\$ 16.300.621
OP & MTTO	\$ 763.000
Imprevistos (10% obras civiles)	\$ 2.479.370
TOTAL	\$ 206.926.336

Tabla 16 Resumen de estimación de costos alternativa PMGD. Fuente: Elaboración propia.

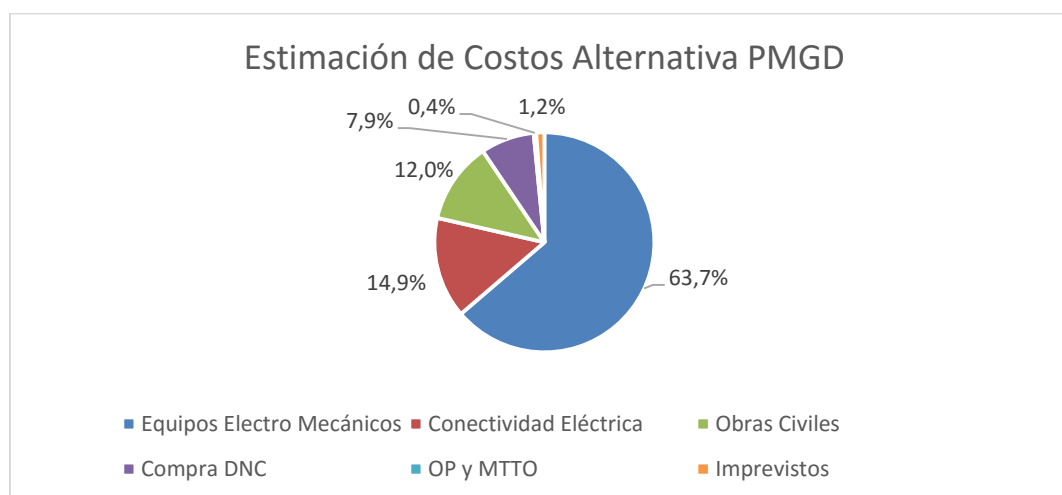


Gráfico 12 Distribución de costos alternativa PMGD. Fuente: Elaboración propia.

Mientras que el resumen de costos para la alternativa de Netbilling queda de la siguiente manera:

RESUMEN DE COSTOS NETBILLING	
ITEM	PRECIO
Equipos Electromecánicos	\$ 131.855.403
Conectividad Eléctrica	\$ 7.585.911
Obras Civiles	\$ 24.793.704
Compra de DNC	\$ 16.300.621
OP & MTTO	\$ 763.000
Imprevistos (10% obras civiles)	\$ 2.479.370
TOTAL	\$ 183.778.009

Tabla 17 Estimación de costos alternativa autogeneración. Fuente: Elaboración propia.

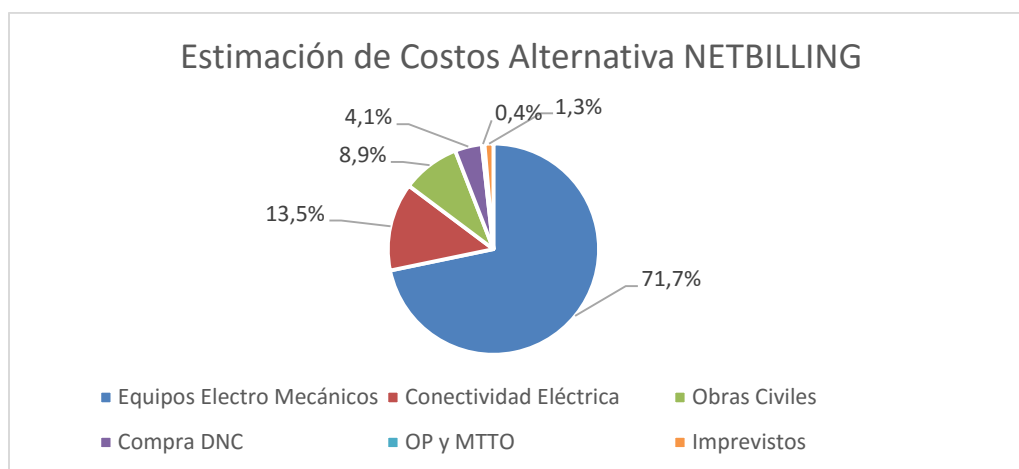


Gráfico 13 Distribución de costos alternativa autogeneración. Fuente: Elaboración propia.

4.7.2.1 Compra de Derechos No Consuntivos

Las alternativas que se están estudiando en el presente trabajo de título implican la formación de una empresa dedicada a la venta de energía eléctrica bajo la catalogación de Pequeño Medio de Generación Distribuido y otra en marco de la ley de Netbilling y generación residencial o pequeña empresa, ambas imposibilitan o limitan a que la JVRRCR, haga uso de las facultades que otorga la ley para llevar a cabo una de estas opciones, es por ello que se basa este estudio como una propuesta para el propietario del terreno que se determinó para el estudio. También, es posible la realización de este estudio enfocado a terceros interesados en invertir en una central hidroeléctrica, sin embargo, el hecho de adquirir o concesionar el terreno en análisis, eleva los costos de inversión inicial y pone en riesgo la viabilidad del proyecto.

De acuerdo con la información solicitada en Conservador de Bienes Raíces, el terreno de interés está comprendido en “Hijuelas B Hacienda Las Nieves”, propiedad inscrita a nombre de Inversiones Talhuen Ltda. Por consiguiente, es esta empresa el destinatario de este estudio y quien debería adquirir los DNC.

En la transferencia de DNC el precio se fija de mutuo acuerdo entre las partes, para este caso se valorará de acuerdo al precio que pagó JVRRCR, solicitando los caudales medios mensuales de la siguiente forma [28]:

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Qmm [m3/s]	1,40	0,00	0,00	0,00	0,81	3,03	3,05	3,03	2,84	0,00	1,54	3,28

Tabla 18 Caudales medios mensuales a adquirir. Fuente: Elaboración propia.

Manteniendo la exigencia de caudales ecológicos mencionados en la sección 4.2.3, los caudales turbinables serían:

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Qmm [m3/s]	1,40	0,00	0,00	0,00	0,81	3,03	3,05	3,03	2,84	0,00	1,54	3,28
Qeco [m3/s]	0,5	0,00	0,00	0,00	0,16	0,23	0,25	0,23	0,04	0,00	0,5	0,48
Qtur [m3/s]	0,90	0,00	0,00	0,00	0,65	2,80	2,80	2,80	2,80	0,00	1,04	2,80

Tabla 19 Caudales turbinables tras adquisición. Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con el acta de remate, en el cual JVRRCR se adjudica los DNC, se estima un valor proporcional para el metro cúbico por segundo en UF, y se calcula con el valor actual (8 de mayo de 2019), dando como resultado un costo de \$13.698.000 (sin IVA).

4.7.2.2 Equipos electromecánicos

La estimación de los costos por concepto de adquisición de equipos electromecánicos se realiza en base a la cotización realizada a la empresa Vivest Energías Renovables S.A. quien aparece en el Catálogo de proveedores Mini Hidro de ministerio de energía.

Vivest Energías Renovables S.A. ofrece un kit de 30 kW por un valor de 128.000 [EUR] y un envío de 9.000 [EUR], el cual se detalla a continuación:

ESTIMACION DE COSTOS DE EQUIPOS ELECTROMECHANICOS		
ITEM	CANTIDAD	PRECIO
Turbina 30 kW	1,00	\$ 97.664.000
Reductor / amplificador	1,00	
Generador	1,00	
Inversor de Potencia	1,00	
Envío*	1,00	\$ 6.867.000
TOTAL		\$ 104.531.000

Tabla 20 Estimación de costos de equipos electromecánicos. Fuente: Elaboración propia.

La tasa de cambio utilizada corresponde a 1 [EUR] = 763 [\$], correspondiente al día 8 de mayo 2019 y los valores no incluyen IVA ni derecho de “Ad valorem”, por lo tanto, el valor final de los equipos es \$131.855.403.

4.7.2.3 Obras civiles

Los costos totales por concepto de obras civiles se dividen en cinco ítems, los cuales son la instalación de faena, las obras de captación, obras de conducción, piscina de rotación y caseta. El primer concepto considera todas aquellas actividades previas a la construcción, como lo es la delimitación de la zona de trabajo, recepción de contenedores habilitados para oficinas, bodegas, baños o casetas de vigilancia. La delimitación para excavaciones, retiro de vegetación y designación de un lugar para el acopio de basura.

Mientras que, para los costos constructivos, estos se deben principalmente a costos de excavación y de hormigón (incluido en este valor los costos de mano de obra).

Por último, la caseta corresponde a una cotización por un pequeño cuarto de dimensiones de 1,2 x 1,2 x 2,2 m con la finalidad de ofrecer protección al gabinete eléctrico.

En la Tabla 21, se presenta un resumen de cada una de las categorías mencionadas para dar paso al total de costo por obras civiles.

INSTALACIÓN DE FAENA				
ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	TOTAL
Contenedor bodega	mes	\$ 4,00	\$ 120.000	\$ 480.000
Contenedor oficina	mes	\$ 4,00	\$ 150.000	\$ 600.000
Contenedor baño	mes	\$ 4,00	\$ 220.000	\$ 880.000
Transporte de contenedores	un	\$ 6,00	\$ 150.000	\$ 900.000
Replanteo, trazado y niveles	un	\$ 1,00	\$ 150.000	\$ 150.000
Vigilancia	mes	\$ 4,00	\$ 800.000	\$ 3.200.000
Total Costos				\$ 6.210.000

COSTO CAPTACIÓN				
ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	TOTAL
Excavación y Limpieza	m3	\$ 39,45	\$ 15.000	\$ 591.719
Compactación	m2	\$ 43,83	\$ 1.650	\$ 72.321
Moldaje	m2	\$ 12,50	\$ 4.550	\$ 56.875
Armadura	m2	\$ 53,97	\$ 1.622	\$ 87.535
Hormigón	m3	\$ 21,59	\$ 80.157	\$ 1.730.340
Reja Gruesa	un	\$ 1,00	\$ 200.000	\$ 200.000
Reja Fina	un	\$ 1,00	\$ 400.000	\$ 400.000
Compuerta	un	\$ 3,00	\$ 200.000	\$ 600.000
Total Costos				\$ 3.738.790

COSTO CANAL				
ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	TOTAL
Excavación y Limpieza	m3	\$ 107,79	\$ 15.000	\$ 1.616.895
Compactación	m2	\$ 101,50	\$ 1.650	\$ 167.475
Moldaje	m2	\$ 33,33	\$ 4.550	\$ 151.667
Armadura	m2	\$ 154,84	\$ 1.622	\$ 251.150
Hormigón	m3	\$ 23,23	\$ 80.157	\$ 1.861.726
Total Costos				\$ 4.194.876

COSTO PISCINA				
ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	TOTAL
Excavación y Limpieza	m3	\$ 255,18	\$ 15.000	\$ 3.827.638
Compactación	m2	\$ 41,81	\$ 1.650	\$ 68.993
Moldaje	m2	\$ 25,00	\$ 4.550	\$ 113.750
Armadura	m2	\$ 123,55	\$ 1.622	\$ 200.391
Hormigón	m3	\$ 24,71	\$ 80.157	\$ 1.980.607
Total Costos				\$ 6.191.379

CASETA				
ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	TOTAL
Caseta	un	\$ 1,00	\$ 500.000	\$ 500.000
Total Costos				\$ 500.000

TOTAL	\$ 20.835.045			
--------------	----------------------	--	--	--

Tabla 21 Detalle de costos de Obras Civiles. Fuente: Elaboración propia.

4.7.2.4 Operación y mantenimiento

De acuerdo a la información entregada por la empresa fabricante de esta turbina, Zotlöterer, los costos de operación y mantenimiento ascienden a los 1000 [EUR] anuales. Este bajo valor se debe a que este tipo de estructuras no requiere de elementos o sistemas sofisticados de regulación de caudal o limpieza, además, el bajo número de piezas móviles reduce su mantención principalmente a labores de lubricación.

Por lo tanto, los costos de operación y mantenimiento, llevados a moneda nacional alcanzan los \$763.000 anuales en promedio. Tasa de cambio usada corresponde a la fecha del 8 de mayo de 2019.

4.7.2.5 Conectividad eléctrica

Como se mencionó en el capítulo 9 sección 4.6.2, la distancia entre la central y el punto de conexión línea de baja tensión es de 630 metros y cuyo costo por kilómetro de tendido eléctrico es de \$10.000.000 (valor sin IVA). Otro ítem que se debe considerar son los estudios de ingeniería que la empresa distribuidora de electricidad CGE debe llevar a cabo y que bordean los \$19.527.090 (valor sin IVA). Alcanzando un total de \$30.734.237 (IVA incluido).

ESTIMACION DE COSTOS POR CONECTIVIDAD ELECTRICA PMGD				
ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	P UNITARIO	PRECIO
Línea para conectividad	[km]	0,63	\$ 10.000.000	\$ 6.300.000
Ingeniería	[UF]	705,00	\$ 27.698	\$ 19.527.090
TOTAL				\$ 25.827.090

Tabla 22 Estimación de costos de conexión eléctrica PMGD. Fuente: Elaboración propia.

Los estudios de ingeniería se detallan a continuación:

ACTIVIDADES		Precio en UF s/IVA
1	Revisión de estudios realizados por el interesado con un tercero.	150
2	Revisión de PMGD INS.	105
3	Elaboración de estudios técnicos por parte de la distribuidora.	
3.1	Estudio de Flujo de Potencia.	225
3.2	Estudio de Cortocircuitos.	90
3.3	Estudio de Protecciones.	135
4	Adecuaciones de red (son determinados una vez realizados los estudios técnicos correspondientes y varían según el impacto del PMGD en las redes de la distribuidora).	N.E.

Tabla 23 Tarifa de conexión PMGD. Fuente: CGE [26]

Para autogeneración, los costos son los siguientes:

ESTIMACION DE COSTOS POR CONECTIVIDAD ELECTRICA AUTOGENERACION				
ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	P UNITARIO	PRECIO
Línea para conectividad	[km]	0,63	\$ 11.900.000	\$ 7.497.000
Tramitación	[UF]	3,21	\$ 27.698	\$ 88.910
TOTAL				\$ 7.585.910

Tabla 24 Estimación de costos de conexión eléctrica autogeneración. IVA inc.. Fuente: Elaboración propia.

Cuyos valores fueron obtenidos desde la Tabla 25.

ACTIVIDADES		Precio en UF c/IVA
1	Respuesta a Solicitud de Información Formulario 1.	0,73
2	Respuesta a Solicitud de Información Formulario 3 con presentación de Formulario 1 Previamente.	
2.1	Cuando el Equipo de Generación < capacidad Instalada Permitida.	0,06
2.2	Cuando el Equipo de Generación > capacidad Instalada Permitida.	0,86
3	Respuesta a Solicitud de Información Formulario 3 sin presentación de Formulario 1 Previamente.	
3.1	Cuando el Equipo de Generación > Capacidad Instalada Permitida.	0,92
3.2	Monto a devolver en caso de que Equipo de Generación < Capacidad Instalada Permitida (en caso de que exista pago previo).	0,81
4	Cambio de medidor a medidor bidireccional (no incluye equipo de medida). El precio debe ser acorde al servicio regulado de esta actividad.	
4.1	Medidor Bidireccional Monofásico en B.T.	0,64
4.2	Medidor Bidireccional Trifásico en B.T. sin indicación de demanda.	1,17
4.3	Medidor Bidireccional Trifásico en B.T. con indicación de demanda.	1,31
4.4	Costos de reprogramación de medidor unidireccional a bidireccional (solo energía).	0,25
5	Supervisión puesta en servicio Equipo de Generación.	0,86

Tabla 25 Tarifa de conexión equipamiento generación domiciliaria. Fuente: CGE [27]

4.7.3 Flujo de caja

Una vez determinada la inversión se procede a evaluar el flujo de caja para ambas alternativas o modelos de negocio con un horizonte de 20 años, simulando la generación esperada año a año por medio de los caudales útiles y considerando invariables los valores unitarios de venta de potencia, energía y bonos para el caso de la alternativa de venta de energía y potencia, y los valores de la energía, cargos por sistema de transmisión y cargos por servicio, para la alternativa de autoconsumo.

Para ello se toman como consideración una tasa de descuento del 10%, además los activos del proyecto son depreciados de acuerdo a los periodos establecidos por el Servicio de Impuestos Internos (S.I.I.), cuyos valores son presentados en la Tabla 26. Dado que el presupuesto de la micro central ha sido calculado en base a los componentes principales que representan la mayor parte de la

inversión, se ha añadido un 10% adicional sobre el presupuesto de obras civiles e instalación de faena para absorber los gastos no previstos en el presupuesto.

Se considera un incremento del 3% en el valor de la energía, ya que ésta se reajusta anualmente de acuerdo a la variación del IPC, y este porcentaje es el valor promedio de los últimos 10 años.

Cabe mencionar que los costos operacionales no se desglosan debido a que son solo una estimación facilitada por el fabricante de la turbina.

DEPRECIACIÓN	AÑOS
Captación	10
Canal	18
Piscina de circulación	20
Eq. electromecánico	10
Casa de máquinas	20

Tabla 26 Depreciación de activos. Fuente: SII.

Los flujos de caja se presentan en las tablas siguientes, y cada uno se dividió en tres periodos de igual año por motivo de presentación.

PERIODO (años)		0	1	2	3	4	5	6
Ingresos		\$ -	\$ 7.139.454	\$ 7.353.638	\$ 7.574.247	\$ 7.801.474	\$ 8.035.518	\$ 8.276.584
Costos operacionales		\$ -	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)
Depreciación	Captación	\$ -	\$ (444.916)	\$ (444.916)		\$ (444.916)	\$ (444.916)	\$ (444.916)
	Canal	\$ -	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)
	Piscina de circulación	\$ -	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)
	Eq electromecánico	\$ -	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)
	Casa de máquinas	\$ -	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)
Utilidad		\$ -	\$ (7.929.467)	\$ (7.715.284)	\$ (7.049.759)	\$ (7.267.447)	\$ (7.033.403)	\$ (6.792.337)
Impuesto (27 %)		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad Neta		\$ -	\$ (7.929.467)	\$ (7.715.284)	\$ (7.049.759)	\$ (7.267.447)	\$ (7.033.403)	\$ (6.792.337)
Depreciación	Captación	\$ -	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ -	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ 444.916
	Canal	\$ -	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328
	Piscina de circulación	\$ -	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387
	Eq electromecánico	\$ -	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540
	Casa de máquinas	\$ -	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750
Inversión	Compra DNC	\$ (16.300.621)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Instalación de faena	\$ (7.389.900)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Captación	\$ (4.449.160)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ (4.991.902)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Piscina de circulación	\$ (7.367.741)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Eq electromecánico	\$ (131.855.403)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Caseta	\$ (595.000)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Conectividad eléctrica	\$ (30.734.237)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Imprevistos	\$ (2.479.370)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Capital de trabajo	\$ (763.000)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
F.N.O.		\$ (206.926.336)	\$ 6.376.454	\$ 6.590.638	\$ 6.811.247	\$ 7.038.474	\$ 7.272.518	\$ 7.513.584
V.A.N.		(\$144.790.220)						
T.I.R.		-2,8%						

Tabla 27 Flujo de caja PMGD (1). Elaboración propia.

PERIODO (años)		7	8	9	10	11	12	13
Ingresos		\$ 8.524.881	\$ 8.780.628	\$ 9.044.047	\$ 9.315.368	\$ 9.594.829	\$ 9.882.674	\$ 10.179.154
Costos operacionales		\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)
Depreciación	Captación	\$ (444.916)	\$ (444.916)	\$ (444.916)	\$ (444.916)	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)
	Piscina de circulación	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)
	Eq electromecánico	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)
Utilidad		\$ (6.544.040)	\$ (6.288.293)	\$ (6.024.875)	\$ (5.753.553)	\$ 8.156.364	\$ 8.444.209	\$ 8.740.689
Impuesto (27 %)		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (2.202.218)	\$ (2.279.936)	\$ (2.359.986)
Utilidad Neta		\$ (6.544.040)	\$ (6.288.293)	\$ (6.024.875)	\$ (5.753.553)	\$ 5.954.146	\$ 6.164.273	\$ 6.380.703
Depreciación	Captación	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328
	Piscina de circulación	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387
	Eq electromecánico	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750
Inversión	Compra DNC	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Instalación de faena	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Captación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Piscina de circulación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Eq electromecánico	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Conectividad eléctrica	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Imprevistos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Capital de trabajo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Tabla 28 Flujo de caja PMGD (2). Elaboración propia

PERIODO (años)		14	15	16	17	18	19	20
Ingresos		\$ 10.484.529	\$ 10.799.065	\$ 11.123.037	\$ 11.456.728	\$ 11.800.430	\$ 12.154.443	\$ 12.519.076
Costos operacionales		\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)
Depreciación	Captación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ -	\$ -
	Piscina de circulación	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)
	Eq electromecánico	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)
Utilidad		\$ 9.046.064	\$ 9.360.600	\$ 9.684.572	\$ 10.018.263	\$ 10.361.965	\$ 10.993.306	\$ 11.357.939
Impuesto (27 %)		\$ (2.442.437)	\$ (2.527.362)	\$ (2.614.834)	\$ (2.704.931)	\$ (2.797.730)	\$ (2.968.192)	\$ (3.066.643)
Utilidad Neta		\$ 6.603.627	\$ 6.833.238	\$ 7.069.737	\$ 7.313.332	\$ 7.564.234	\$ 8.025.113	\$ 8.291.295
Depreciación	Captación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ -	\$ -
	Piscina de circulación	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387
	Eq electromecánico	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750
Inversión	Compra DNC	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Instalación de faena	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Captación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Piscina de circulación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Eq electromecánico	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Conectividad eléctrica	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Imprevistos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Capital de trabajo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Tabla 29 Flujo de caja PMGD (3). Elaboración propia.

PERIODO (años)		0	1	2	3	4	5	6
Ingresos		\$ -	\$ 13.154.707	\$ 13.549.348	\$ 13.955.829	\$ 14.374.504	\$ 14.805.739	\$ 15.249.911
Costos operacionales		\$ -	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)
Depreciación	Captación	\$ -	\$ (444.916)	\$ (444.916)	\$ (444.916)	\$ (444.916)	\$ (444.916)	\$ (444.916)
	Canal	\$ -	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)
	Piscina de circulación	\$ -	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)
	Eq electromecánico	\$ -	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)
	Casa de máquinas	\$ -	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)
Beneficio		\$ -	\$ (1.914.214)	\$ (1.519.573)	\$ (1.113.092)	\$ (694.418)	\$ (263.182)	\$ 180.990
Depreciación	Captación	\$ -	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ 444.916
	Canal	\$ -	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328
	Piscina de circulación	\$ -	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387
	Eq electromecánico	\$ -	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540
	Casa de máquinas	\$ -	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750
Inversión	Compra DNC	\$ (16.300.621)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Instalación de faena	\$ (7.389.900)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Captación	\$ (4.449.160)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ (4.991.902)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Piscina de circulación	\$ (7.367.741)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Eq electromecánico	\$ (131.855.403)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Caseta	\$ (595.000)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Conectividad eléctrica	\$ (7.585.911)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Imprevistos	\$ (2.479.370)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Capital de trabajo	\$ (763.000)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
F.N.O.		\$ (183.778.009)	\$ 12.391.707	\$ 12.786.348	\$ 13.192.829	\$ 13.611.504	\$ 14.042.739	\$ 14.486.911
V.A.N.		(\$52.800.953)						
T.I.R.		5,94%						

Tabla 30 Flujo de caja Autogeneración (1). Elaboración propia.

PERIODO (años)		7	8	9	10	11	12	13
Ingresos		\$ 15.707.408	\$ 16.178.631	\$ 16.663.989	\$ 17.163.909	\$ 17.678.826	\$ 18.209.191	\$ 18.755.467
Costos operacionales		\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)
Depreciación	Captación	\$ (444.916)	\$ (444.916)	\$ (444.916)	\$ (444.916)	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)
	Piscina de circulación	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)
	Eq electromecánico	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ (13.185.540)	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)
Beneficio		\$ 638.487	\$ 1.109.709	\$ 1.595.068	\$ 2.094.988	\$ 16.240.361	\$ 16.770.726	\$ 17.317.002
Depreciación	Captación	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ 444.916	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328
	Piscina de circulación	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387
	Eq electromecánico	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ 13.185.540	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750
Inversión	Compra DNC	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Instalación de faena	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Captación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Piscina de circulación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Eq electromecánico	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Conectividad eléctrica	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Imprevistos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Capital de trabajo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Tabla 31 Flujo de caja Autogeneración (2). Elaboración propia.

PERIODO (años)		14	15	16	17	18	19	20
Ingresos		\$ 19.318.131	\$ 19.897.675	\$ 20.494.605	\$ 21.109.443	\$ 21.742.727	\$ 22.395.008	\$ 23.066.859
Costos operacionales		\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)	\$ (763.000)
Depreciación	Captación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ (277.328)	\$ -	\$ -
	Piscina de circulación	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)	\$ (368.387)
	Eq electromecánico	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)	\$ (29.750)
Beneficio		\$ 17.879.666	\$ 18.459.210	\$ 19.056.140	\$ 19.670.978	\$ 20.304.262	\$ 21.233.871	\$ 21.905.722
Depreciación	Captación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ 277.328	\$ -	\$ -
	Piscina de circulación	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387	\$ 368.387
	Eq electromecánico	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750	\$ 29.750
Inversión	Compra DNC	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Instalación de faena	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Captación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Canal	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Piscina de circulación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Eq electromecánico	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Casa de máquinas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Conectividad eléctrica	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Imprevistos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Capital de trabajo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Tabla 32 Flujo de caja Autogeneración (3). Elaboración propia.

CAPITULO V

5 CONCLUSION

En el estudio del potencial hidroeléctrico de un río, además de las consideraciones de altura y caudales, es de suma importancia contar con la tecnología acorde a las condiciones geográficas y magnitudes de caudales, siendo imprescindible un estudio hidrológico del cauce en estudio o contar con una fuente de datos fiable de mediciones de caudales, como fue en este caso, que la ubicación del proyecto se encontraba a tan solo 200 [m] de distancia de la estación fluviométrica Hacienda Las Nieves.

La turbina de vórtice gravitacional permite aprovechar la pequeña diferencia de altura existente en la zona de estudio y usar parte de los caudales medios mensuales que actualmente no se está utilizando, sin embargo, no se logra utilizar la totalidad de estos derechos de aguas no consuntivos, ya que los flujos del cauce son muy amplios, mayor al rango de operación de la turbina. Considerando un caudal de diseño de 2,8 [m³/s] permite la opción de analizar una central de generación hidroeléctrica bajo dos alternativas de comercialización de la energía eléctrica generada o reducción de los costos por concepto de compra de la misma. La primera alternativa se basa en la construcción de la central y formación de empresa dedicada a la venta energía y potencia eléctrica, que luego de realizar el análisis económico y proyección de ingresos, arroja un VAN negativo de \$144.790.220, TIR de -2,8% y que además no se logra recuperar la inversión total de \$206.926.336 en un horizonte de 20 años, razón por la cual es descartada.

La segunda alternativa analizada corresponde a la Netbilling, una alternativa que se basa en la implementación de un sistema de generación con la finalidad de reducir los costos asociados a la compra de energía por parte pequeñas industrias o empresas a distribuidoras eléctricas. Bajo esta alternativa se visualizan dos principales diferencias a la primera alternativa, la cual es el valor de la energía inyectada, ya que en el primer caso el precio nudo de energía es inferior al precio que la distribuidora valoriza el kilo Watt hora, generando ahorros eléctricos anuales muy por sobre los ingresos que se podrían percibir bajo el modelo PMGD, siendo \$7.139.454 y \$13.154.707 en el primer año para alternativa 1 y 2 respectivamente. Otra diferencia importante es el costo asociado a la conectividad eléctrica, ya que al establecer una empresa PMGD se debe solicitar estudios de ingeniería a la empresa CGE distribución, los cuales ascienden a los \$19.527.090 (sin IVA), mientras que los costos asociados a la conexión de un medio de generación son tan solo \$138.490, ya que se remite solo a tramitaciones y supervisiones menores, reduciendo la inversión inicial en un

11,2% de una alternativa a otra. En el caso de PMGD el valor es alto porque contempla a todo tipo de central cuya potencia instalada sea inferior a 9 MW.

Ambas alternativas descartan la posibilidad de que la Junta de Vigilancia del Río Claro de Rengo sea el ejecutor de este tipo de proyecto, ya que como se mencionó el modelo PMGD no es viable, aun sin considerar la compra o concesión del terreno. A su vez, no se puede entrar en el formato de Netbilling, ya que su consumo no amerita un nivel tan alto de producción de energía como lo hace este tipo de turbina de vórtice gravitacional. Por otra parte, la segunda alternativa estudiada se ve limitada en el interés que puede generar en inversores distintos de Inversiones Talhuen Ltda., ya que, aún siendo propietario del terreno en cuestión, debe incurrir en la adquisición de derechos de agua no consuntivos y cumplir con condiciones como empresas, fabricas u oficinas en otras direcciones, pero conectadas la misma empresa de distribución eléctrica CGE para poder ejercer el descuento en el pago por consumo de energía eléctrica.

Resumiendo, el Río Claro de Rengo tiene un potencial hidroeléctrico, a escala micro, siendo la mejor opción para utilizar los derechos de aguas no consuntivos un modelo de reducción de costos en marco de la ley de Netbilling y que bajo las condiciones operacionales, meses que incluso no opera y otros en los que se hace de manera parcial, la micro central hidroeléctrica alcanza un factor de planta de 48% con una inversión total de \$183.778.009, 6.125.934 [\$/kW] de potencia instalada, y un periodo de recuperación de la inversión de 12,3 años, si este tipo de proyecto se evalúa con una tasa de descuento de 10%, valor típico exigido para este tipo de proyectos, se obtiene un VAN negativo de \$52.800.953 y un TIR de 5,94%. Este último indicador quiere decir que el proyecto es rentable en el horizonte de evaluación, pero a una menor tasa que la exigida, es decir, que, si al proyecto se le exigiera un 5,94% como tasa de descuento y no un 10%, el VAN se hace cero, siendo rentable para porcentajes menores al mencionado. Sin embargo, como se indicó anteriormente, esa exigencia es para proyectos dedicados a la venta de energía eléctrica y aquí se utilizó para comparar ambas alternativas, siendo el principal beneficio, la reducción en la factura por consumo de energía eléctrica cercano a los 17 millones de pesos anuales en promedio, considerando alzas en el precio de la energía reajustables al 3% anual.

Por último, se debe mencionar que el sector que se estudió tiene características muy atractivas y que le dan una ventaja comparativa en relación a otros sectores que se quisieran analizar y que no se deben pasar por alto:

- La disponibilidad de recursos de aguas no consuntivos que no están siendo utilizados.
- La diferencia de altura entre posibles puntos de abducción y restitución, que, si bien es baja, es suficiente para generar energía eléctrica con turbinas de vórtice gravitacional.

- La cercanía a la línea de baja tensión y Estación Fluviométrica Hacienda Las Nieves, perteneciente a la Dirección General de Aguas, quienes facilitan la base de datos de caudales medios.
- De acuerdo con el historial de caudales medios mensuales, se tienen 8,96 [m³/s] en enero, 5,42 [m³/s] en mayo y 10,46 [m³/s] en noviembre, lo que permite pensar en la posibilidad de adjudicar nuevos DNC para los meses que se tenga menos de 2,8 [m³/s] como caudal utilizable, ya que, con tan solo lograr que los meses de enero, mayo y noviembre se alcance el caudal de diseño, da como resultado un VAN negativo de \$4.123.967, un TIR de 9,71% y una tasa de retorno de inversión de 9,43 años. Indicando que las condiciones hídricas no son un impedimento para lograrlo.

6 ANEXOS

6.1 Caudales medio mensuales [15].

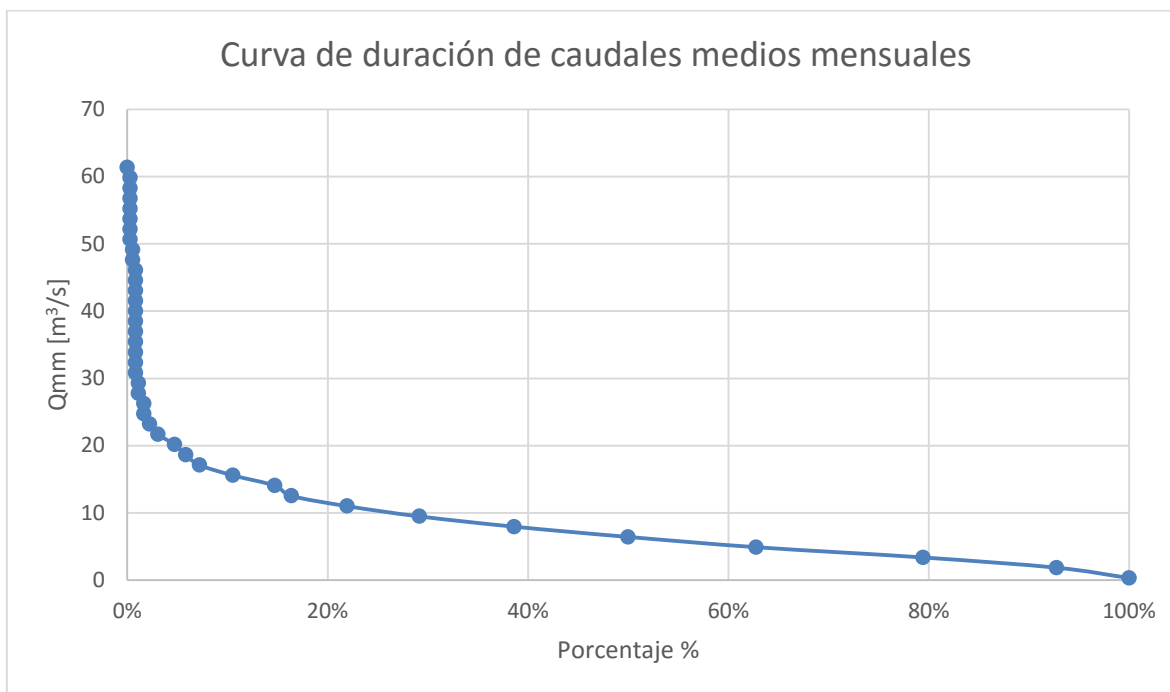
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1964	18,13	9,02	4,54	2,48	1,63	2,11	2,59	2,57	5,71	6,53	7,67	7,42
1965	6,51	3,62	2,52	9,44	6,16	7,31	10,91	18,40	7,96	10,52	16,64	15,09
1966	15,83	7,94	4,10	4,83	2,69	5,28	9,65	5,64	8,86	10,66	14,20	12,57
1967	12,95	8,43	4,47	2,05	2,16	2,24	2,43	3,40	5,24	9,14	10,15	11,24
1968	5,65	3,71	2,28	1,56	1,22	0,98	0,88	0,99	1,42	1,42	2,49	2,51
1969	2,61	1,92	1,33	0,90	3,24	9,28	5,93	7,11	4,83	4,60	8,51	13,29
1970	6,18	3,23	1,92	1,13	1,03	1,82	4,03	4,14	4,80	6,69	10,24	8,68
1971	4,30	2,59	1,56	1,07	1,41	2,28	7,83	7,05	5,34	10,35	14,09	10,22
1972	6,61	3,03	-	1,18	11,21	21,15	6,24	16,35	13,08	10,75	12,89	19,15
1973	18,26	11,41	5,77	1,99	5,17	4,03	10,50	-	-	-	13,59	12,20
1974	9,10	6,11	3,70	1,55	8,30	6,87	5,45	5,14	5,03	8,50	11,12	10,84
1975	9,46	4,98	2,95	2,70	2,61	2,37	6,85	5,90	6,39	7,88	10,11	12,80
1976	8,25	4,84	2,81	1,42	1,27	10,62	4,97	3,09	3,13	8,24	11,00	8,20
1977	7,11	5,00	4,76	1,20	3,03	5,13	18,92	10,34	9,03	12,81	16,57	13,03
1978	9,92	6,20	4,30	3,87	1,93	2,94	24,22	8,45	8,98	12,30	18,24	20,35
1979	11,52	7,54	4,86	4,97	3,69	2,51	4,63	9,43	11,64	10,56	12,17	13,57
1980	12,29	8,84	5,81	13,48	17,05	12,35	17,11	10,63	7,43	9,34	12,80	10,50
1981	11,57	8,54	5,01	4,73	15,24	10,71	6,26	6,21	5,37	6,30	8,91	6,88
1982	6,57	4,53	4,53	3,27	5,66	25,94	26,03	12,95	18,95	14,74	18,72	27,28
1983	22,11	15,23	8,33	4,80	3,55	2,93	7,33	6,92	7,14	11,52	15,81	12,16
1984	10,06	6,24	5,37	2,78	3,66	3,54	14,62	9,83	12,58	17,64	18,66	23,15
1985	14,64	9,91	6,48	5,10	3,71	3,00	5,60	2,72	2,85	8,20	8,43	10,85
1986	6,89	5,20	4,22	5,38	9,06	21,30	5,85	10,58	7,45	10,36	9,93	12,50
1987	8,50	8,52	5,13	3,89	2,41	27,90	18,74	8,07	8,75	12,83	17,19	15,84
1988	12,29	10,70	4,97	4,45	2,54	2,44	3,14	10,00	4,26	6,77	9,04	9,31
1989	6,32	5,42	4,51	2,62	2,37	1,83	1,89	9,36	10,20	9,01	11,81	11,00
1990	7,25	5,56	4,10	3,69	2,27	1,47	1,79	2,43	7,05	5,40	5,77	6,49
1991	5,51	3,55	2,98	2,82	11,60	9,45	19,00	8,59	19,00	8,87	16,90	11,17
1992	10,87	6,89	5,41	4,59	17,20	16,20	6,43	4,30	7,27	10,50	14,5	15,40
1993	10,30	5,99	4,93	7,80	11,90	23,60	16,20	9,30	8,08	8,80	11,90	16,40
1994	12,50	7,63	5,86	3,45	4,38	7,11	16,50	8,26	8,06	8,50	10,70	13,00
1995	8,18	6,72	4,15	6,42	4,47	9,04	7,34	8,40	15,19	10,81	10,8	12,50
1996	7,20	5,99	4,50	3,40	1,77	2,84	3,50	4,88	4,08	4,70	4,86	3,63
1997	4,01	3,54	3,31	2,90	5,33	29,90	11,70	21,90	27,00	15,00	14,40	20,20
1998	17,70	11,70	7,63	7,04	3,60	3,51	1,98	1,33	1,59	2,45	2,64	3,31
1999	3,99	3,97	4,19	1,83	1,38	1,72	2,26	3,16	11,21	10,40	11,04	10,51
2000	7,74	5,34	3,57	2,53	1,71	19,23	22,62	8,44	15,40	15,21	16,09	22,07

2001	15,09	7,98	3,69	3,07	5,53	6,95	17,40	21,49	14,67	10,52	10,63	20,28
2002	13,26	7,38	5,24	3,39	7,21	10,81	10,20	26,48	14,93	11,96	16,47	21,34
2003	20,93	11,62	7,70	5,23	3,53	10,46	7,17	3,90	5,18	7,22	9,53	9,95
2004	7,77	5,60	4,55	9,27	2,70	4,18	4,39	5,76	7,36	5,21	7,28	7,32
2005	6,20	5,14	4,09	2,73	5,69	23,30	9,92	15,91	9,76	7,74	12,12	16,56
2006	13,26	8,34	4,04	3,35	4,43	10,57	18,79	12,29	7,66	12,71	14,84	14,53
2007	11,18	5,91	4,12	2,55	2,10	1,35	3,36	2,78	4,29	5,99	6,38	6,73
2008	5,06	5,36	3,01	1,79	20,79	61,35	46,88	50,61	8,85	10,15	17,31	12,60
2009	9,54	6,2	4,2	3,76	4,87	8,86	9,25	8,29	15,63	6,60	5,99	9,88
2010	11,43	7,2	5,52	3,42	2,48	2,14	2,89	2,70	3,06	3,77	8,49	5,48
2011	5,00	3,26	1,92	1,21	0,82	0,99	2,27	5,59	7,03	6,98	7,07	6,84
2012	3,87	2,59	1,52	1,11	8,23	17,25	15,82	5,91	6,83	8,86	16,37	15,53
2013	14,69	6,41	3,33	1,67	1,70	3,06	2,28	3,55	5,20	3,84	5,58	5,61
2014	3,76	1,44	0,96	1,38	8,07	2,79	1,94	3,67	6,70	7,03	8,45	7,61
2015	4,47	2,85	1,30	0,32	0,36	0,62	3,54	13,05	5,55	14,46	8,28	5,91
2016	3,68	6,29	4,47	3,51	11,51	9,35	7,47	5,08	3,67	4,99	8,89	8,24
2017	5,74	4,16	3,12	2,35	2,12	3,74	2,96	3,61	4,04	8,48	9,75	9,70

Tabla 33 Caudales medios mensuales históricos. Fuente: DGA [20]

ANEXO 2

6.2 Curva de duración de caudales mensuales



ANEXO 4

6.3 Perfil de Río Claro de acuerdo al caudal medio mensual y geometría del lecho del rio en zona de abducción.

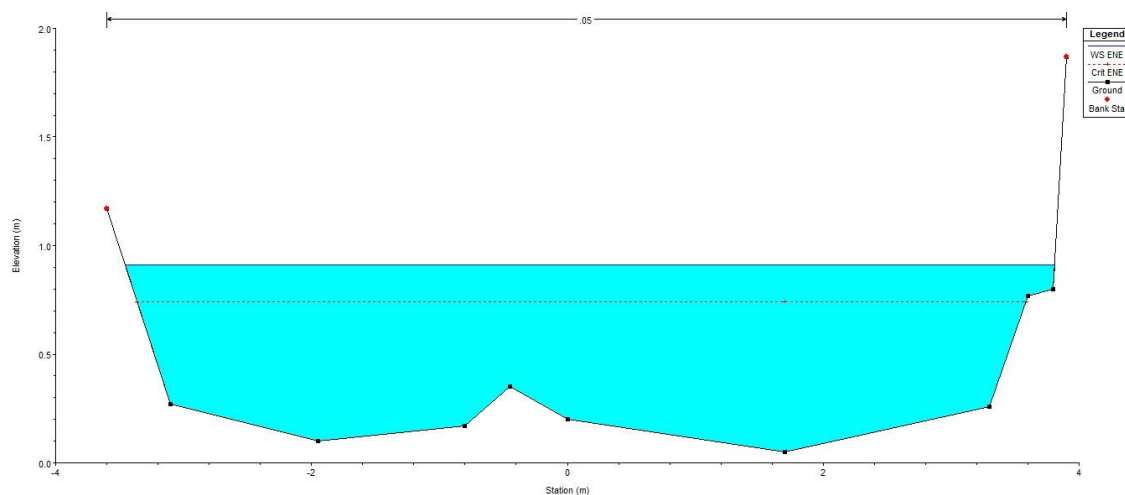


Ilustración 22 Perfil de Río Claro mes de enero en zona de abducción.

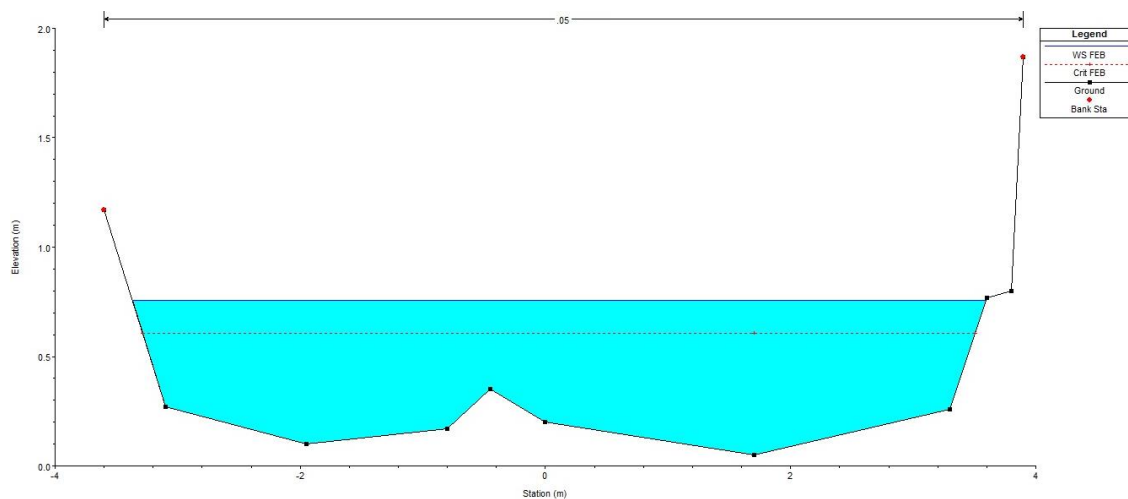


Ilustración 23 Perfil de Río Claro mes de febrero en zona de abducción.

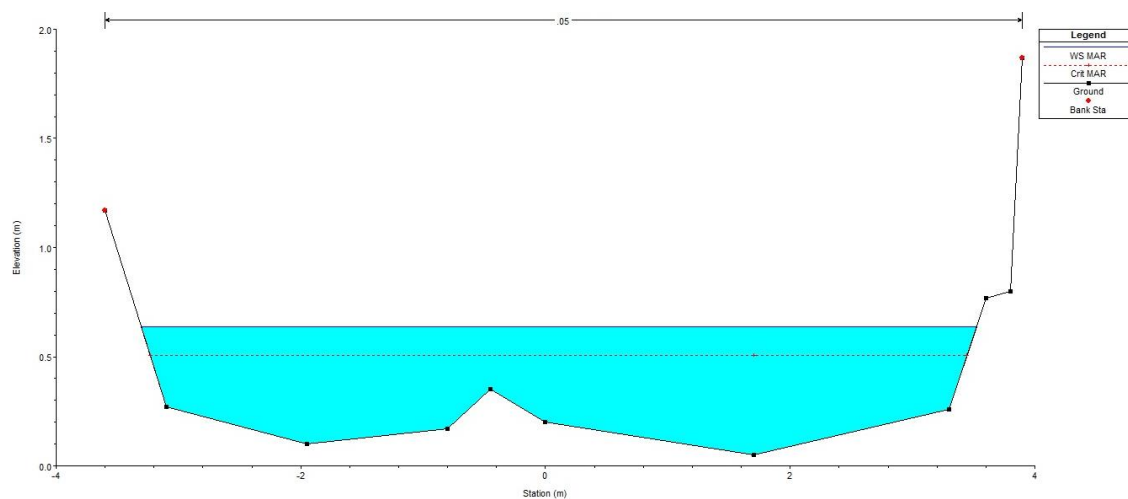


Ilustración 24 Perfil de Río Claro mes de marzo en zona de abducción.

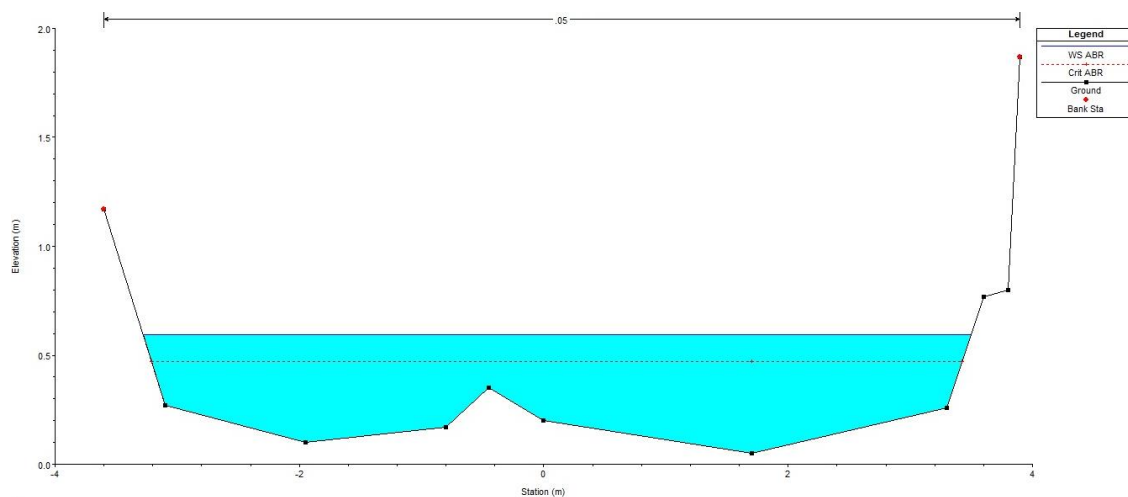


Ilustración 25 Perfil de Río Claro mes de abril en zona de abducción.

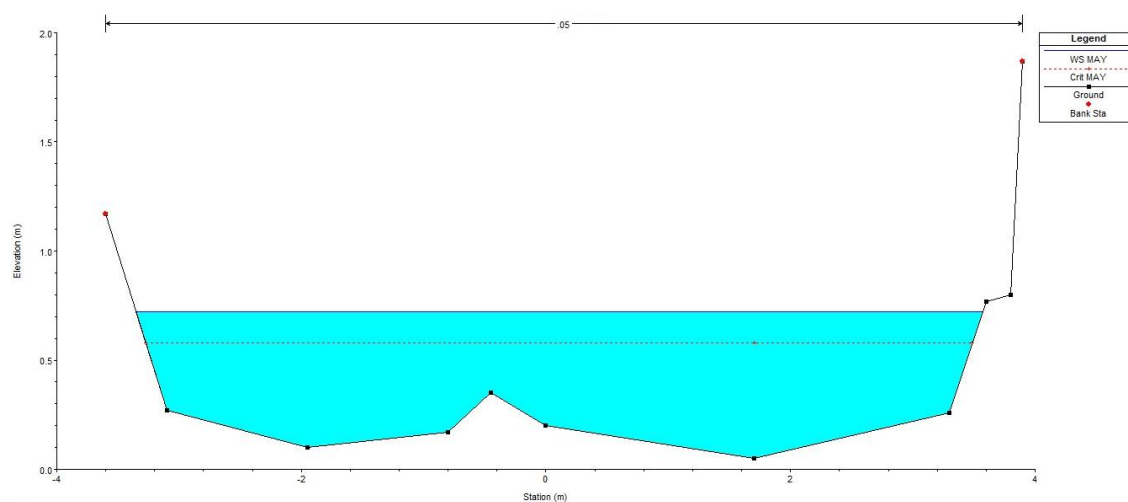


Ilustración 26 Perfil de Río Claro mes de mayo en zona de abducción.

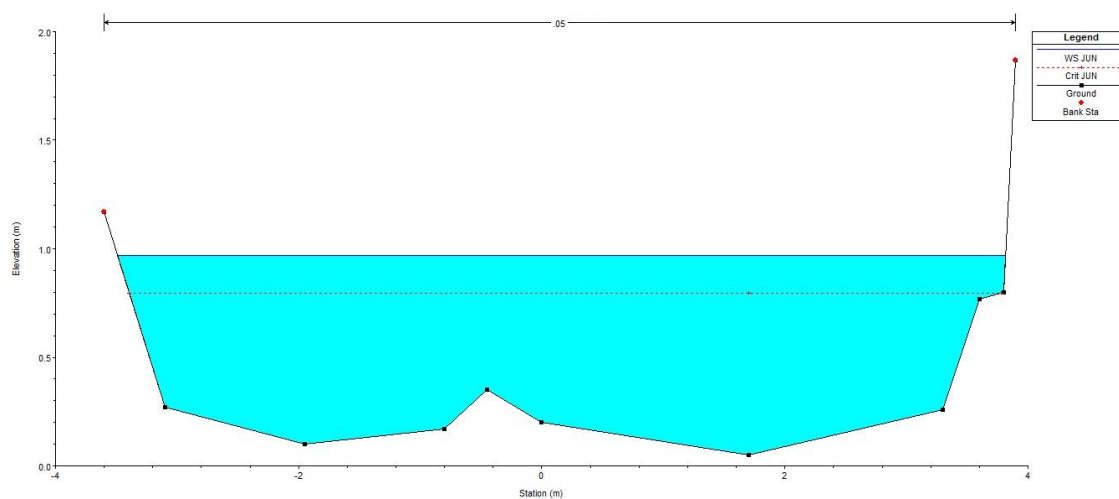


Ilustración 27 Perfil de Río Claro mes de junio en zona de abducción.

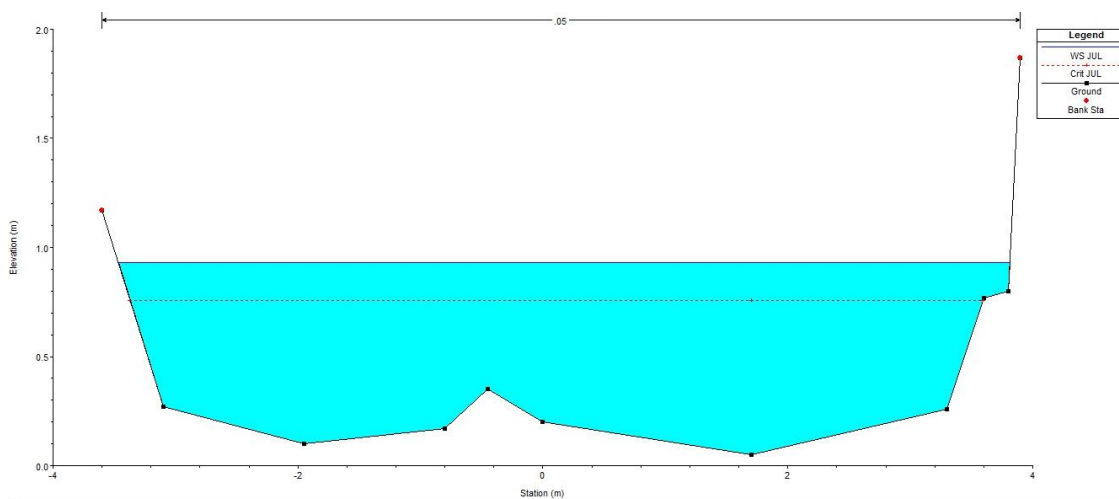


Ilustración 28 Perfil de Río Claro mes de julio en zona de abducción.

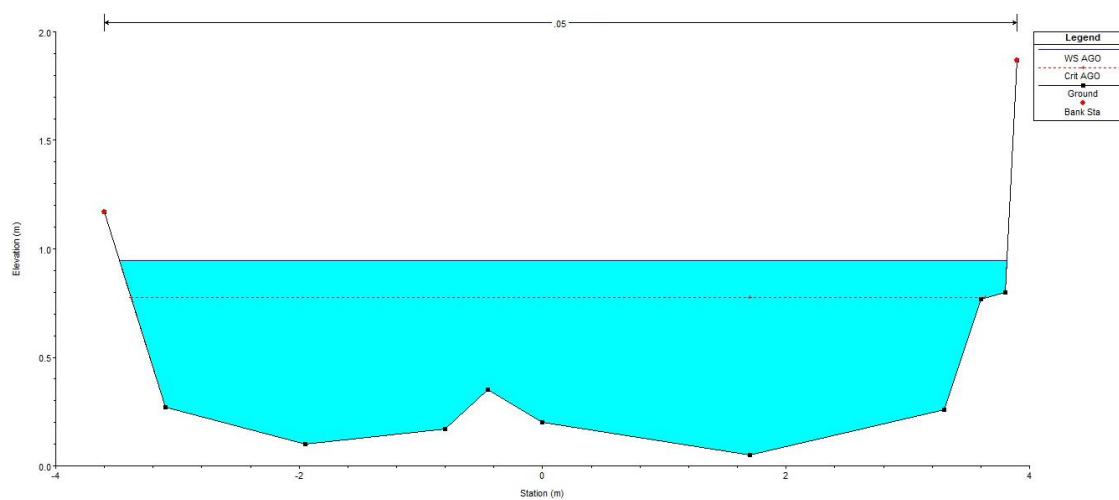


Ilustración 29 Perfil de Río Claro mes de agosto en zona de abducción.

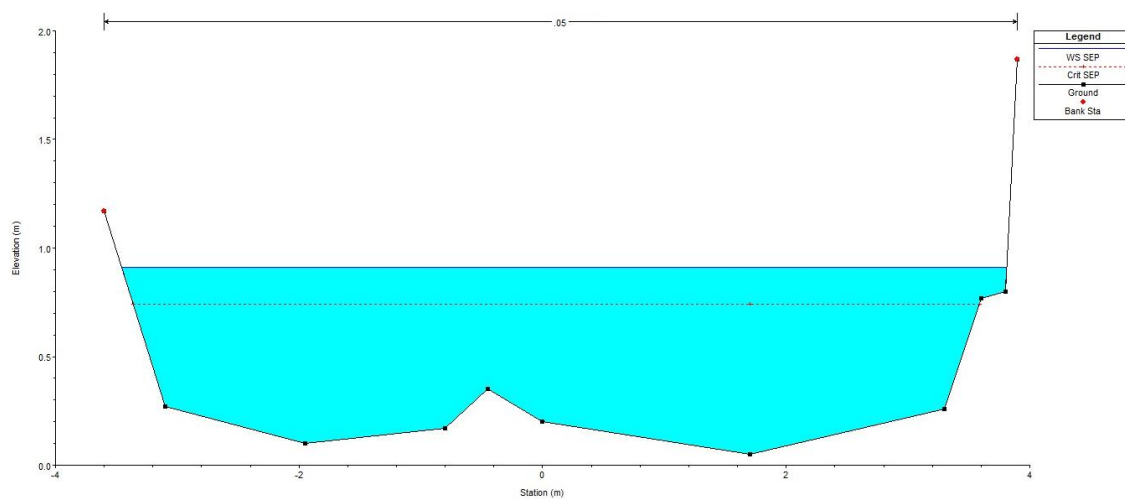


Ilustración 30 Perfil de Río Claro mes de septiembre en zona de abducción.

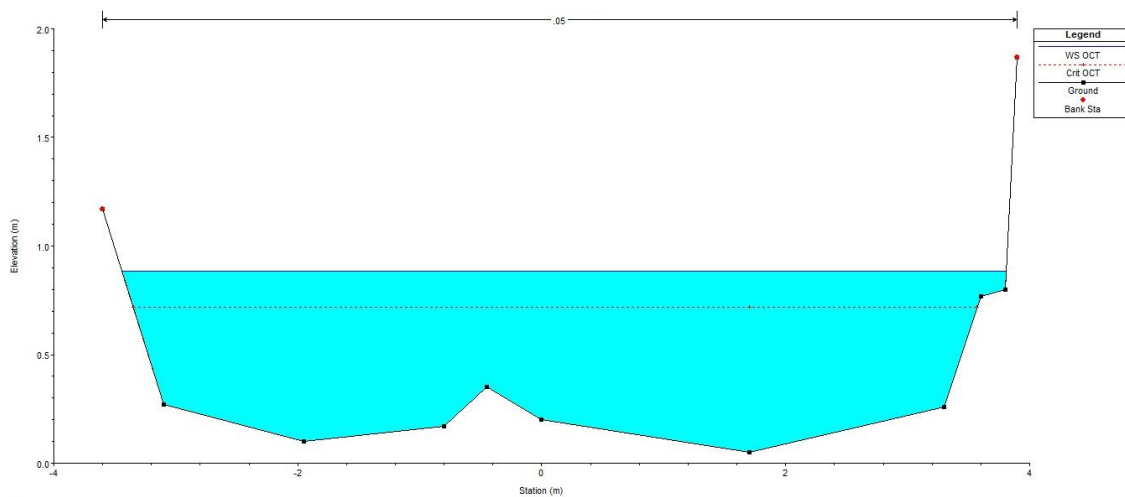


Ilustración 31 Perfil de Río Claro mes de octubre en zona de abducción.

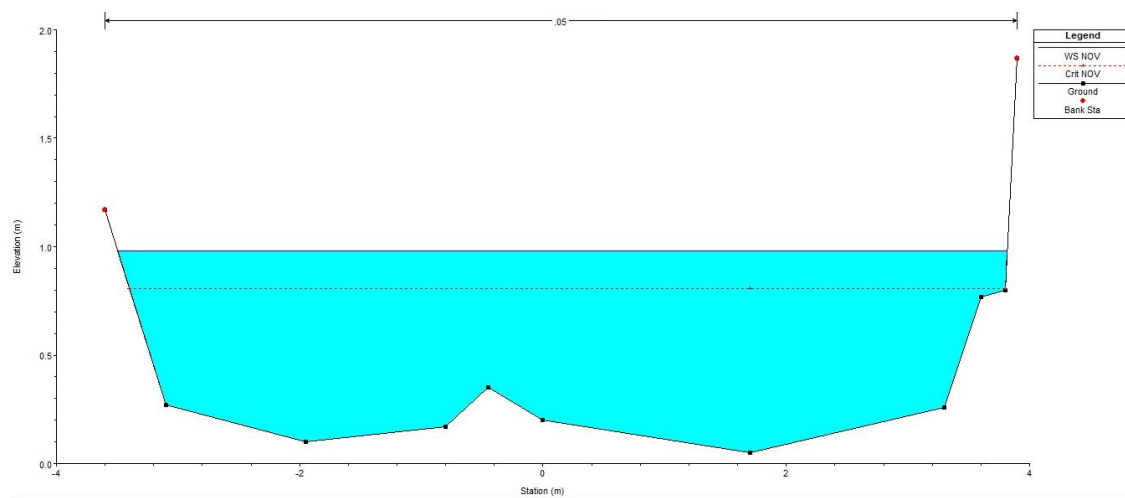


Ilustración 32 Perfil de Río Claro mes de noviembre en zona de abducción.

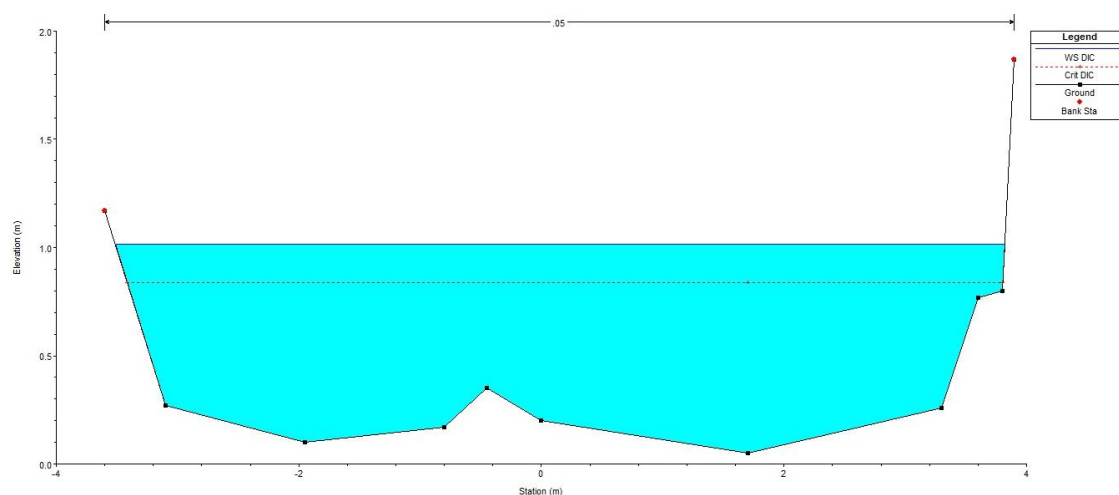


Ilustración 33 Perfil de Río Claro mes de diciembre en zona de abducción.

ANEXO 5

6.4 Resumen de resultados obtenidos con HEC-RAS.

Mes	Caudal Medio Mensual	Tirante Hidráulico	Tirante Crítico	Velocidad Agua	Área Transporte	Ancho Superficie	Froude
	(m ³ /s)	(m)	(m)	(m/s)	(m ²)	(m)	
ENE	8.96	0.91	0.74	1.78	5.04	7.27	0.68
FEB	6.02	0.76	0.61	1.53	3.94	6.96	0.65
MAR	4.1	0.64	0.51	1.31	3.12	6.83	0.62
ABR	3.46	0.6	0.47	1.22	2.83	6.78	0.6
MAY	5.42	0.72	0.58	1.47	3.69	6.92	0.64
JUN	10.2	0.97	0.8	1.87	5.47	7.3	0.69
JUL	9.36	0.93	0.76	1.81	5.18	7.28	0.68
AGO	9.7	0.95	0.78	1.83	5.3	7.29	0.69
SEP	8.96	0.91	0.74	1.78	5.04	7.27	0.68
OCT	8.43	0.88	0.72	1.74	4.85	7.25	0.68
NOV	10.46	0.98	0.81	1.88	5.55	7.31	0.69
DIC	11.3	1.02	0.84	1.94	5.82	7.34	0.7
TR20	39.59	1.94	1.66	3.12	12.7	7.5	0.76
TR50	48.18	2.16	1.86	3.36	14.36	7.5	0.77
TR100	54.62	2.32	2	3.52	15.52	7.5	0.78

ANEXO 6

6.5 Criterios específicos de rugosidad en canales revestidos [18].

DESCRIPCIÓN	MÍNIMO	MEDIO	MÁXIMO
Superficie metálica			
Superficie de acero lisa sin pintar	0,011	0,012	0,014
Superficie de acero pintada	0,012	0,013	0,017
Superficie corrugada	0,021	0,025	0,030
Cemento			
Superficie muy limpia	0,010	0,011	0,013
Mortero	0,011	0,013	0,015
Madera			
Cepillada sin tratar	0,010	0,012	0,014
Cepillada tratada con creosota	0,011	0,012	0,015
Sin cepillar	0,011	0,013	0,015
Planchas con listones	0,012	0,015	0,018
Revestida con papel impermeable	0,010	0,014	0,017
Superficie de hormigón			
Terminada con llana	0,011	0,013	0,015
Terminada con lechada	0,013	0,015	0,016
Con grava en el fondo	0,015	0,017	0,020
Sin terminar	0,014	0,017	0,020
Con Shotcrete liso	0,016	0,019	0,023
Con Shotcrete ondulado	0,018	0,022	0,025
Sobre roca excavada pareja	0,017	0,020	-
Sobre roca excavada irregular	0,022	0,027	-

6.6 Precios de nudo de corto plazo. [23]

NUDO	POTENCIA [US\$/kW/MES]	ENERGIA [US\$/MWh]	POTENCIA [\$/kW/MES]	ENERGIA [\$/MWh]
Tarapacá 220	8,9351	72,581	5.391,91	43,799
Lagunas 220	8,7875	71,875	5.302,82	43,373
Crucero 220	8,4685	69,833	5.110,33	42,141
Encuentro 220	8,4615	69,782	5.106,09	42,110
Atacama 220	8,4430	69,722	5.094,95	42,074
Diego de Almagro 220	7,9451	67,000	4.794,49	40,431
Carrera Pinto 220	8,0767	67,139	4.873,89	40,515
Cardones 220	8,2626	67,482	4.986,07	40,722
Maintencillo 220	8,1684	65,962	4.929,21	39,805
Punta colorada 220	8,4222	71,209	5.082,37	42,971
Pan de Azúcar 220	8,4375	69,200	5.091,59	41,759
Los Vilos 220	8,4103	68,095	5.075,19	41,092
Nogales 220	8,4884	68,299	5.122,32	41,215
Quillota 220	8,5071	68,234	5.133,59	41,176
Polpaico 220	8,4553	68,190	5.102,34	41,149
Lampa 220	8,4536	67,545	5.101,32	40,760
Cerro Navia 220	8,3993	67,495	5.068,54	40,730
Chena 220	8,3203	66,463	5.020,90	40,107
Candelaria 220	8,1285	64,091	4.905,13	38,676
Colbún 220	7,9986	62,776	4.826,76	37,882
Alto Jahuel 220	8,1820	65,608	4.937,40	39,591
Melipilla 220	8,3645	67,676	5.047,53	40,839
Rapel 220	8,2507	68,027	4.978,90	41,051
Itahue 220	7,8730	64,087	4.750,95	38,673
Ancoa 220	7,8755	63,458	4.752,49	38,294
Charrua 220	7,7253	62,048	4.661,82	37,443
Hualpén 220	7,7703	61,823	4.688,97	37,307
Temuco 220	7,8339	63,087	4.727,39	38,070
Los Ciruelos 220	7,6739	59,458	4.630,84	35,880
Valdivia 220	7,6263	66,161	4.602,12	39,925
Barro Blanco 220	7,5335	65,957	4.546,09	39,802
Puerto Montt 220	7,8027	66,902	4.708,53	40,372
Lagunillas 220	7,7745	61,246	4.691,53	36,959

REFERENCIAS

- [1] ENERGÍA ABIERTA, *Capacidad instalada* [en línea]
<<http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>> [consulta: 11 de marzo de 2019].
- [2] CENTRAL ENERGÍA, *La historia detrás de la crisis de 2008* [en línea]
<<http://www.centralenergia.cl/2009/12/01/la-historia-detras-de-la-crisis-de-2008/>> [consulta: 11 de marzo de 2019].
- [3] SANTANA, Christian, *Energías renovables en Chile* [en línea] Santiago, Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
< http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Estudios/Potencial_ER_en_Chile_AC.pdf > [consulta: 11 de marzo de 2019].
- [4] MINISTERIO DE ENERGÍA, *Ficha técnica mini/micro central hidráulica* [en línea] Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
<<https://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/09/fichas-tecnologicas-micro-central-hidraulica.pdf>> [consulta: 11 de marzo de 2019].
- [5] MINISTERIO DE ENERGÍA, *Energías renovables* [en línea]
<<http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>> [consulta: 12 de marzo de 2019].
- [6] MINISTERIO DE ENERGÍA, *Energía 2050, política energética de Chile* [en línea]
<<http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2016/07/Resumen-Ejecutivo-de-la-Politica.pdf>> [consulta: 12 de marzo de 2019].
- [7] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL, *Sistema eléctrico nacional* [en línea]
<<https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>> [consulta: 15 de marzo de 2019].
- [8] Ley N°19.940. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago. 13 de marzo de 2004.
- [9] Ley N°20.018. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago. 19 de mayo de 2005.
- [10] Ley N°20.257. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago. 1 de abril de 2008.
- [11] Ley N°20.571. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago. 22 de marzo de 2012.
- [12] Ley N°20.698. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago. 22 de octubre de 2013.
- [13] Ley N°21.118. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago. 17 de noviembre de 2018.
- [14] Ley N°20.017. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago. 16 de junio de 2005.
- [15] DIRECCIÓN GENERAL DE AGUAS, *Caudales medios mensuales* [en línea]
<<http://snia.dga.cl/BNAConsultas/reportes>> [consulta: 18 de enero de 2018]

- [16] DIRECCIÓN GENERAL DE AGUAS, *Inventario público de extracciones autorizadas de aguas superficiales* [en línea]
<<http://www.dga.cl/administracionrecursoshidricos/inventarioextracciones/Paginas/default.aspx>>
[consulta: 24 de enero de 2018]
- [17] DIRECCIÓN GENERAL DE AGUAS, *Resolución D.G.A. exenta N° 3430* [en línea]
<http://www.dga.cl/legislacionynormas/resoluciones/Resoluciones/Resolucion_2018.pdf>
[consulta: 24 de enero de 2018]
- [18] COMISIÓN NACIONAL DE RIEGO. *Criterios de diseño de obras de riego* [diapositivas]. Santiago. Ministerio de Agricultura. Publicación, 2014.
- [19] COMISIÓN NACIONAL DE RIEGO. *Catálogo de proveedores Mini Hidro*. [en línea]
<http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/Minerg/Cat%C3%A1logo%20proveedores.pdf>
[Consulta: 5 de septiembre de 2019]
- [20] MERY, Horacio. *Hidráulica aplicada a diseño de obras*. Chile, Ril Editores, 2013.
- [21] COZ, Federico; SÁNCHEZ, Teodoro; RAMÍREZ, Javier. *Manual de mini y micro centrales hidráulicas*. Perú, Intermediate Tecnology Development Group, 1995.
- [22] European Small Hydropower Association. *Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*. ESHA, 2006.
- [23] TELLO, Pablo. *Guía de apoyo para desarrolladores de proyectos minihidroeléctricos*. Chile, Centro de Energías renovables, 2011.
- [24] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGIA. *Fijación de precios de nudo promedio del sistema eléctrico nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial*. Ministerio de energía. 2018.
- [25] CGE, *Tarifas de Suministro CGE Retroactivas – Mayo 2019* [en línea] <<http://www.cge.cl/wp-content/uploads/2019/05/Publicacion-CGE-Suministro-Retroactivos-2019-05-01.pdf>>
[consulta: 5 de junio de 2019]
- [26] CGE, *Conexión Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)* [en línea]
<<http://www.cge.cl/productos-y-servicios/pmgd/>> [consulta: 20 de mayo de 2019]
- [27] COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD, *Tarifas para Conexión de Equipamiento de Generación Residencial* [en línea] <<http://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifas-generacion-residencial/>> [consulta: 20 de mayo de 2019]
- [28] MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS, *Acta de remate 2115* [en línea]
<<http://www.dga.cl/administracionrecursoshidricos/rematesdeaguas/Remates%20Realizados/acta2115.pdf>> [consulta: 12 de agosto de 2019]

