UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
VALPARAISO - CHILE

DISEÑO DE UN SISTEMA HIDROELÉCTRICO DE BAJA ESCALA PARA SATISFACER LA DEMANDA DE CONSUMO ELÉCTRICO DE UNA VIVIENDA UBICADA EN VALDIVIA, CHILE.

ISIDORA FERNANDA BERRÍOS GALDAMES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA	:	RODRIGO DEMARCO B.
PROFESOR CORREFERENTE	:	ANDRÉS FUENTES C.

ABRIL 2018

El alma del mundo es alimentada por la felicidad de las personas. O por la infelicidad, la envidia, los celos. Cumplir su leyenda personal es la única obligación de los hombres. Todo es una sola cosa. Y cuando quieres alguna cosa, todo el universo conspira para que realices tu deseo . . .

Paulo Coelho, El Alquimista.

RESUMEN EJECUTIVO

En Chile, los grandes sistemas interconectados logran abastecer de energía eléctrica a la mayor parte del territorio. Estos presentan una capacidad instalada de generación eléctrica neta al año 2017 de 22.840,91 (MW) . Del total, 17.334 (MW) corresponden al SIC y 5.341 (MW) al SING, mientras que los sistemas de Aysén y Magallanes tienen 62 (MW) y 104 (MW) de capacidad respectivamente. Adicionalmente se encuentran los sistemas medianos de Los Lagos, Cochamó y Hornopirén y los sistemas aislados de Isla de Pascua y San Pedro de Atacama, entre otros. Un 56,34 % de la energía eléctrica de nuestro país proviene de combustibles fósiles, un 27,07 % de la hidráulica convencional y solo un 16,06 % tiene su origen en ERNC.

La matriz energética está pasando por una importante transición hacia el uso de ERNC. Estas se están expandiendo más rápido de lo que se pensaba y se espera que para antes del 2025 se cumpla la meta de generar el 20 % de la electricidad a partir de ERNC. Esta transición se debe principalmente a los avances tecnológicos que han reducido el costo de inversión de los proyectos de ERNC,la creciente conciencia ambiental y, además, la existencia de un gran potencial de fuentes de ERNC producto de la geografía de nuestro país. También, factores adicionales como el aumento en el consumo de electricidad, la alta dependencia de los combustibles fósiles de la matriz energética, el aumento del costo de la energía importada y el fracaso de grandes proyectos de energía debido a preocupaciones ambientales han fomentado las inversiones en este tipo de tecnologías.

Por otra parte, existen lugares aislados en nuestro país que no cuentan con suministro de energía eléctrica. En este tipo de comunidades generalmente se satisface la demanda de electricidad mediante el uso de generadores que necesitan de combustible para su funcionamiento. Este es el caso de los habitantes de Cadillal Alto, Valdivia, quiénes no tienen acceso a la red eléctrica y deben suplir su consumo eléctrico con el uso de un generador a diésel.

Este lugar al sur de nuestro país está inserto en medio de la selva costera valdiviana, la que se encuentra protegida por CONAF y por TNC (The Nature Conservancy). Debido al entorno en el que viven los habitantes y, considerando el escenario auspicioso para el desarrollo de proyectos de ERNC, nace la motivación de implementar una solución que les permita a los individuos satisfacer su consumo eléctrico con los recursos propios de la zona. Cadillal Alto cuenta con esteros que descienden desde el monte y desembocan en el río Chaihuín, por lo que se propone la generación de electricidad a partir de un sistema hidroeléctrico de baja escala, el que debe ser capaz de satisfacer la demanda diaria de una vivienda de la zona y proporcionar la continuidad del servicio las 24 horas del día.

Para el proyecto se realizan las mediciones de los principales parámetros de diseño: la demanda de electricidad de la vivienda, el caudal (Q) y la altura disponible (H) y luego se determina el potencial hidroeléctrico del sitio. Como resultado de las mediciones se tiene que la demanda de electricidad de la vivienda es de $3,1\left(\frac{kWh}{dia}\right)$, con una potencia máxima instalada de $1092\,(W)$; el caudal para la temporada estival, comprendida entre los meses de enero a marzo, corresponde a $1,26\left(\frac{L}{s}\right)$, mientras que para invierno (considerado de abril a diciembre), el caudal promedio disponible es de $5,07\left(\frac{L}{s}\right)$. La altura bruta del sitio es, en promedio, 40 metros. Con estos parámetros, se determina que el potencial hidroeléctrico teórico, de verano e invierno, es de $256\,(W)$ y $947\,(W)$ respectivamente, pudiendo producir un total de $184\left(\frac{kWh}{mes}\right)$ con el flujo de verano y $682\left(\frac{kWh}{mes}\right)$ con el flujo de invierno.

Debido a las condiciones variables del caudal disponible, se selecciona una turbina tipo Pelton del fabricante PowerSpout, modelo PLT-28, la que puede ser conectada a un banco de baterías de 24 V_{cc}. Esta turbina está compuesta de 2 inyectores, trabaja en un rango de caudales que oscilan entre los $0,1$ y $10\left(\frac{L}{s}\right)$, pudiendo obtener entre $50\,(W)$ y $1500\,(W)$ (1.200 - 36.000 $\left(\frac{Wh}{dia}\right)$) de potencia.

Para conducir el agua a presión desde la toma hasta la turbina se contempla la utilización de una tubería de polietileno de alta densidad, específicamente una tubería HDPE-PE100-C6. Se escoge esta tipo de tubería (en vez de una hecha en PVC) principalmente porque son más fáciles de instalar considerando las características geográficas del sitio, pueden ser expuestas a la intemperie sin necesidad de enterrarlas o recubrirlas, presentan un bajo coeficiente de fricción que permite disminuir las pérdidas de altura debido a la circulación del agua al interior del tubo y tienen una vida útil superior a los 50 años.

En cuanto a la determinación de las pérdidas de carga, se utilizan dos modalidades: la primera es a través del diagrama de Moody y la determinación del coeficiente de fricción f a partir de la fórmula 3.21, y la segunda, es a través de la fórmula experimental de Hazen-Williams 3.27. Las dos metodologías señaladas anteriormente, conducen a resultados similares. Por un lado, con el diagrama de Moody se determina que la pérdida es de $1,75\,(m)$, mientras que con Hazen-Williams es de $1,68\,(m)$.

Para captar el recurso hídrico se propone la utilización de una caja de acero inoxidable, fabricada con planchas perforadas que impidan el ingreso de agentes extraños que puedan dañar el funcionamiento del sistema. Esta debe estar posicionada a una profundidad suficiente para que la entrada de la tubería de presión quede completamente sumergida, evitando el ingreso de aire hacia la tubería. La casa de máquinas debe albergar a la turbina y a los elementos que permiten el almacenamiento y distribución de la energía eléctrica generada. En cuanto al almacenamiento de la energía eléctrica producida se diseña el banco de baterías con un día de autonomía, con el objetivo de permitir realizar mantenciones de los elementos que componen la micro central. Se seleccionan 4 baterías de ciclo profundo, con una capacidad de descargada de hasta un 30 % de su capacidad, de $12\,V_{cc}$ y $33\,Ah$. También, se escoge un inversor de carga $2\,kW$ de potencia nominal, el que permite el funcionamiento de los electrodomésticos de la vivienda.

La inversión para llevar a cabo el proyecto es de \$3.739.490. La tarifa de electricidad para el factor de planta de la micro central (28 %) es de $157\left(\frac{\$}{kWh}\right)$, valor que irá disminuyendo a medida que aumente el consumo de electricidad en la vivienda y mejore su factor de planta.

Finalmente se realiza un análisis energético-económico utilizando el software Retscreen. El primer y segundo escenario tienen como objetivo comparar el costo que tendría producir la misma cantidad de energía eléctrica que genera la micro central diariamente, a partir del generador a diesel. La demanda de electricidad diaria es de $6,1\left(\frac{kWh}{dia}\right)$ y $22,7\left(\frac{kWh}{dia}\right)$ para el escenario uno y dos respectivamente. Con el tercer escenario se quiere representar la realidad en el consumo eléctrico chileno, por lo que se asume una demanda eléctrica diaria de $7,5\left(\frac{kWh}{dia}\right)$.

Como resultado se obtiene que la tarifa de electricidad, para cualquier escenario, es menor trabajando con la micro central en vez de producir con el generador. En el caso base, para los tres escenarios, se tiene que el costo de la electricidad es en promedio $516\left(\frac{\$}{kWh}\right)$, mientras que en el caso propuesto los valores son sustancialmente distintos. La tarifa de electricidad para los escenarios uno, dos y tres es de $469\left(\frac{\$}{kWh}\right)$, $171\left(\frac{\$}{kWh}\right)$ y $72\left(\frac{\$}{kWh}\right)$. Además de producir energía a un costo menor, la implementación de la micro central ayudaría a la reducción de gases de efecto invernadero, al poder reemplazar el consumo de combustible; también permite proporcionar un servicio estable y continuo de abastecimiento de energía eléctrica en un lugar aislado.

Índice de Contenidos

1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN **1**

2. OBJETIVOS **3**
2.1. Objetivo General . . . 3
2.2. Objetivos Específicos . . . 3

3. MARCO TEÓRICO **4**
3.1. Antecedentes Matriz Energética Chilena . . . 4
3.1.1. Matriz Eléctrica Chilena . . . 5
3.1.2. Energías Renovables No Convencionales (ERNC) . . . 6
3.2. La Energía Hidroeléctrica . . . 7
3.2.1. Importancia de la Microgeneración en Áreas Rurales . . . 8
3.3. Tipos de Minicentrales Hidroeléctricas . . . 8
3.3.1. Centrales Integradas en Redes de Agua . . . 9
3.3.2. Centrales a Pie de Presa . . . 10
3.3.3. Centrales de Agua Fluyente . . . 11
3.4. Planificación y Evaluación de un Sistema de Microhidrogeneración . . . 12
3.5. Determinación de la Demanda . . . 12
3.5.1. Estimación de la Demanda Actual . . . 12
3.6. Evaluación del Recurso Energético . . . 14
3.6.1. Potencial Hidroeléctrico Teórico . . . 14
3.6.2. Determinación de la Altura o Salto . . . 15
3.6.2.1. Método de Manguera de Nivelación . . . 16
3.6.2.2. Método de Manguera y Manómetro . . . 18
3.6.2.3. Método del Nivel de Carpintero y Tablas . . . 19
3.6.2.4. Método del Nivel de Ingeniero . . . 20
3.6.3. Determinación del Caudal . . . 20
3.6.3.1. Método de la Solución de la Sal . . . 21
3.6.3.2. Método del Recipiente . . . 24
3.6.3.3. Método del Área y Velocidad . . . 25
3.6.3.4. Medidores de Corriente o Correntómetros . . . 27
3.7. Obras Civiles . . . 27
3.7.1. Obras de Toma . . . 29
3.7.2. Casa de Máquinas . . . 29
3.7.3. Tubería de Presión . . . 30
3.7.3.1. Materiales . . . 30
3.7.3.2. Diseño Hidráulico . . . 31
3.7.3.3. Diámetro de la Tubería . . . 37
3.7.3.4. Golpe de Ariete . . . 38
3.8. Almacenamiento y Distribución de la Energía . . . 39
3.9. Turbinas Hidráulicas . . . 40

3.9.1. Clasificación de las Turbinas Hidráulicas . . . 40
3.9.1.1. Características de Funcionamiento Turbinas Tipo Pelton . . . 42
3.9.2. Selección de la Turbina . . . 44
3.9.2.1. Método Gráfico . . . 44
3.9.2.2. Números Específicos de Revoluciones . . . 46

4. Diseño de Micro Central Hidroeléctrica en Cadillal Alto 48
4.1. Localización del Proyecto . . . 48
4.2. Caracterización de la Localidad . . . 49
4.3. Requerimiento Energético . . . 50
4.4. Parámetros de Diseño . . . 51
4.4.1. Medición del Caudal Disponible . . . 51
4.4.2. Medición de la Altura Bruta . . . 52
4.4.3. Medición de la Longitud de la Tubería . . . 53
4.5. Obras Civiles . . . 54
4.5.1. Obra de Toma . . . 54
4.5.2. Tubería Frozada . . . 54
4.5.2.1. Selección del Material . . . 54
4.5.2.2. Determinación del Diámetro de la Tubería . . . 55
4.5.2.3. Cálculo de las Pérdidas por Fricción . . . 55
4.5.3. Casa de Máquinas . . . 63
4.6. Selección de la Turbina . . . 64
4.7. Almacenamiento de la Energía . . . 66
4.8. Análisis Energético y Económico . . . 69

5. Conclusiones 76

Bibliografía 79

A. ANEXOS 81
A.1. Colectores de Admisión . . . 81
A.2. Medición del Caudal Disponible . . . 81
A.3. Medición de la Altura Aprovechable . . . 84
A.4. Medición Longitud de la Tubería de Presión . . . 86
A.5. Pérdidas de Carga Localizadas . . . 86
A.6. Potencial Hidroeléctrico . . . 88
A.7. Características Turbina PLT Powerspout . . . 88
A.8. Especificaciones tuberías HDPE . . . 89
A.9. Casa de Máquinas . . . 90
A.10. Costo Anual Equivalente . . . 92

Índice de Tablas

3.1. Clasificación según potencia de generación (Fuente: Elaboración Propia) . . . 9
3.2. Estimación de la demanda para poblaciones según número de habitantes . . . 13
3.3. Cálculo demanda consumo eléctrico . . . 13
3.4. Determinación del consumo específico . . . 14
3.5. Modelo de tabla de registro de datos . . . 18
3.6. Registro de datos y cálculo de caudal. . . . 25
3.7. Valores del factor de corrección k . . . 27
3.8. Valores de k para accesorios de tuberías fabricados con HDPE . . . 37
3.9. Límites máximos y mínimos de la relación de diámetros . . . 44
3.10. Clasificación turbinas hidráulicas según N_s . . . 46
3.11. Límite del número máximo de revoluciones para turbinas tipo Pelton de múltiples inyectores. 47

4.1. Consumo de energía eléctrica vivienda Cadillal Alto . . . 50
4.2. Resumen de las mediciones de caudal en $\left(\frac{L}{s}\right)$ . . . 52
4.3. Resumen de las mediciones de la altura bruta . . . 53
4.4. Medicón de la longitud mediante estacas . . . 53
4.5. Medicón de la longitud mediante pasos . . . 53
4.6. Costo de fabricación del colector de admisión . . . 54
4.7. Estimación del diámetro de la tubería en milímetros . . . 55
4.8. Diámetro interno tubería de presión . . . 55
4.9. Velocidad de circulación en $\left(\frac{m}{s}\right)$ . . . 56
4.10. Determinación del tipo de régimen a partir del número de Reynolds . . . 56
4.11. Cálculo rugosidad relativa . . . 56
4.12. Valores del coeficiente de fricción f . . . 56
4.13. Pérdida de carga (m) por fricción . . . 57
4.14. Pérdida de carga (m) según Hazen-Williams . . . 57
4.15. Valores de k para accesorios de polietileno de alta densidad . . . 58
4.16. Pérdidas de carga localizadas (m) en el sistema de tubería . . . 58
4.17. Pérdida de altura total en el sistema de tubería . . . 58
4.18. Presión transitoria (m.c.a.) que debe soportar el sistema según las condiciones de caida y caudal 59
4.19. Presión tansitoria total a la que se someterá el sistema (bar) . . . 59
4.20. Valor teórico del espesor para cada alternativa de tubería . . . 59
4.21. Potencia generada a la salida de la turbina (W) . . . 60
4.22. Costo de inversión de cada alternativa para tubería de presión . . . 60
4.23. Costo unitario de los elementos que conforman el sistema de tubería . . . 61
4.24. Costo total de cada alternativa para la tubería forzada . . . 61
4.25. Factor de planta de invierno y verano para distintos diámetros de tubería . . . 61
4.26. Costo de generación de electricidad en verano e invierno $\left(\frac{\$}{kWh}\right)$ . . . 62
4.27. Factor de planta de la micro central hidroeléctrica . . . 62

4.28. Costo de generación de la electricidad $\left(\frac{\$}{kWh}\right)$ para distintos diámetros de tubería 62
4.29. Valores de N_s obtenidos bajo los distintos caudales de funcionamiento 66
4.30. Determinación de la cantidad de baterías de ciclo profundo y su costo 67
4.31. Energía almacenada por el banco de baterías 68
4.32. Precio de compra de los elementos del sistema de almacenamiento y distribución. 68
4.33. Inversión total micro central hidroeléctrica 69
4.34. Especificaciones técnicas generador Honda EP2500cx 69
4.35. Tarifa de electricidad del caso base y propuesto escenario 1 71
4.36. Capacidad de generación eléctrica micro central escenario 1 71
4.37. Reducción de emisiones de GEI anual escenario 1 72
4.38. Tarifa de electricidad del caso base y propuesto escenario 2 72
4.39. Capacidad de generación eléctrica micro central escenario 2 73
4.40. Reducción de emisiones de GEI anual escenario 2 73
4.41. Tarifa de electricidad del caso base y propuesto escenario 3 73
4.42. Tarifa de suministro eléctrico comuna de Corral, Valdivia 74
4.43. Reducción de emisiones de GEI anual escenario 3 74

A.1. Medición 1 de caudal con el método del recipiente 82
A.2. Medición 2 de caudal con el método del recipiente 82
A.3. Medición 3 de caudal con el método del recipiente 83
A.4. Medición 1 altura bruta 84
A.5. Medición 2 altura bruta 85
A.6. Medición de la longitud de la tubería de presión. 86
A.7. Pédida de carga (m) a la entrada de la tubería 86
A.8. Pérdida de carga (m) conector entrada rosca 87
A.9. Pérdida de carga (m) en válvula mariposa 87
A.10. Pérdida de carga (m) copla conectora 87
A.11. Pérdida de carga (m) Tee derivadora 87
A.12. Pérdida de carga (m) reductor excéntrico 87
A.13. Pérdida de carga (m) codos 88
A.14. Pérdida de carga (m) enlace 3 piezas para cada entrada de válvula 88
A.15. Potencia teórica disponible según altura y caudal 88
A.16. Producción diaria de energía eléctrica 88
A.17. Costo anual equivalente para sistema de tuberías 92

Índice de Figuras

3.1. Consumo de Energía Final en Teracalorías . . . 5
3.2. Esquema general central tipo embalse . . . 10
3.3. Esquema general central agua fluyente . . . 11
3.4. Altura entre la cámara de caga y la turbina . . . 16
3.5. Medición de la altura con una manguera de nivelación . . . 17
3.6. Medición de altura usando manguera y manómetro . . . 18
3.7. Calibración del manómetro . . . 19
3.8. Determinación de altura con nivel de carpintero . . . 20
3.9. Determinación de caudal a través de una solución de sal . . . 21
3.10. Área bajo la curva y factor de correción . . . 23
3.11. Tipos de gráficos obtenidos . . . 24
3.12. Medición del caudal mediante un recipiente de volumen conocido . . . 24
3.13. Cálculo de la velocidad media del agua . . . 26
3.14. Determinación del área del cauce . . . 26
3.15. Distintos esquemas de micro centrales hidráulicas . . . 28
3.16. Esquema general de instalación de un colector de admisión . . . 29
3.17. LNE y LAM para flujo sin friccón en un conducto . . . 32
3.18. LNE y LAM para flujo viscoso en el interior de un conducto . . . 34
3.19. Diagrama de Moody para el coeficiente de fricción en conductos de paredes lisas y rugosas . 35
3.20. Clasificación de los distintos modelos de turbinas según altura y caudal de trabajo . . . 41
3.21. Rendimiento de diferentes turbinas bajo condiciones de caudal variable . . . 42
3.22. Diagrama de selección de turbinas hidráulicas . . . 45

4.1. Ubicación Cadillal Alto (Fuente: https://earth.google.com) . . . 48
4.2. “Características del Terreno” (Fuente:Elaboración Propia) . . . 49
4.3. Diseño estándar de la base de soporte para turbina Pelton PowerSpout . . . 63
4.4. Ejemplo turbina Pelton Powerspout de dos inyectores . . . 64
4.5. Diagrama de selección turbinas según caudal y altura . . . 65
4.6. Diagrama de conexión eléctrica turbina Pelton PowerSpout . . . 68

A.1. Pantalla y guías en ángulo . . . 81
A.2. Caja de acero inoxidable . . . 81
A.3. Otros ejemplos en acero inoxidable . . . 81
A.4. Características generales turbinas Pelton Powerspout . . . 89
A.5. Dimensiones tubería HDPE-Duratec PE 100 (norma ISO 4427) . . . 89
A.6. Ejemplo de fijación de la base de la turbina . . . 90
A.7. Ejemplo de fijación de la base de la turbina . . . 90
A.8. Ejemplo de fijación de la base de la turbina . . . 91
A.9. Banco de baterías dentro de un cajón con ventilación . . . 91

1 | PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La demanda por electricidad está intrínsecamente relacionada con la evolución de la tecnología. En etapas iniciales de desarrollo económico, el aumento del ingreso familiar permite la adquisición de bienes y servicios para satisfacer las necesidades básicas de la población. En continuidad con el desarrollo, la iluminación, refrigeración de alimentos, televisión y otras necesidades consideradas actualmente como "básicas"dan lugar a nuevos bienes y servicios más prescindibles para la sociedad, como por ejemplo uso de consolas de video juegos, sistemas de aire acondicionado, entre otros. A pesar de la incorporación y desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes que permiten que el consumo de electricidad a nivel residencial pueda regularse e incluso disminuir, en Chile la demanda por energía eléctrica ha ido en aumento a medida que nuestro país se acerca al desarrollo (Dirección de Planificación y Desarrollo, 2015).

Por otro lado, el mercado eléctrico chileno está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución, las cuales son llevadas a cabo por empresas privadas que son regularizadas y fiscalizadas por el gobierno. Además, existen 2 principales sistemas interconectados: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abastece desde Arica hasta la localidad de Coloso y el Sistema Interconectado Central (SIC), que provee de electricidad desde Taltal hasta Quellón (Isla de Chiloé). También encontramos los Sistemas Medianos (SSMM) de Aysén, el cual está compuesto por 5 sistemas medianos (Palena, Cochamó, Aysén, Carrera y Hornopirén) y de Magallanes, que corresponde a 4 subsistemas medianos (Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams) (Ministerio de Energía, 2009).

Según la Asociación Gremial de Generadoras de Chile (2017), la capacidad instalada total eléctrica neta y la generación eléctrica bruta se han incrementado en promedio en un 6,8 % y un 3,6 % respectivamente durante los últimos 10 años, siendo esta a fines del año 2016 de 22.772 MW (sin considerar los Sistemas medianos de Aysén y Magallanes, cuyo aporte es inferior al 1 % en la generación de energía eléctrica). De estos, el SIC posee una potencia instalada de 17.576 MW mientras que el SING tiene una capacidad de 5.196 MW. Además, la generación eléctrica bruta de los sistemas en conjunto al año 2016 corresponde a 73.372 GWh, lo que representa un aumento del 1,65 % respecto del año anterior y del 44,5 % con respecto del año 2005.

Finalmente, como avala el “Informe de Previsión de Demanda 2015-2030” realizado por la Comisión Nacional de Energía (2015), el consumo eléctrico para el SIC aumentaría en un 72,98 % en el período 2015-2030 mientras que para el SING esta cifra corresponde a un 93,76 % para el mismo periodo de evaluación. De acuerdo a lo expuesto anteriormente, es evidente el aumento de la demanda por electricidad en los próximos años y, si bien los sistemas eléctricos logran abastecer a la mayor parte del territorio nacional, aún existen zonas que carecen de este servicio básico afectando la calidad de vida de su población.

Esta es la situación que enfrentan los habitantes de Cadillal Alto, una localidad inserta en la reserva de la selva valdiviana, ubicada aproximadamente a 11,8 km al sureste de Chaihuín, Valdivia. Debido al difícil acceso a esta zona se presentan serios problemas de conectividad y suministro de servicios básicos como lo es la electricidad, por lo que para satisfacer parte de la demanda las familias cuentan con generadores eléctricos en base a combustible. Por otro lado, existe una familia que se abastece de energía solar obtenida a partir de paneles fotovoltaicos y que es almacenada en baterías, permitiendo una autonomía de 8 horas en verano mientras que este valor se reduce a alrededor de 4 horas en invierno. Dado que en el corto plazo no existe un proyecto que permita la conexión de esta localidad a la red eléctrica cabe preguntarse ¿Qué tipo de recursos existentes en la zona podrían utilizarse para obtener energía limpia y amigable con el medio

ambiente?, ¿Cómo se podrían utilizar dichos recursos para obtener electricidad con una autonomía mayor a la actual?.

2 | OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

Diseñar un sistema hidroeléctrico de baja escala para satisfacer la demanda de consumo eléctrico de una vivienda ubicada en Cadillal Alto en la ciudad de Valdivia, Chile.

2.2. Objetivos Específicos

1. Evaluar el recurso hídrico disponible y su potencial de generar energía.
2. Evaluar la altura de caída y aprovechable.
3. Definir las características geográficas del sitio donde se situará el sistema hidroeléctrico.
4. Selección del diámetro y material de la tubería a presión.
5. Selección de turbinas, generadores, sistema de almacenamiento y elementos de control.
6. Evaluación energética-económica del proyecto.

3 | MARCO TEÓRICO

3.1. Antecedentes Matriz Energética Chilena

El suministro energético es fundamental para el funcionamiento de nuestra sociedad actual y la vida de las personas. La energía es una fuente necesaria para el desarrollo de las actividades relacionadas al comercio, producción de bienes y servicios, transporte; así como también, el uso de artefactos eléctricos, de calefacción y cocina.

En el contexto mundial y nacional, la producción energética y el consumo durante los últimos 40 años se han duplicado. Los principales factores que determinan este aumento corresponden, entre otros, al crecimiento económico mundial, el incremento de la capacidad productiva de los países, el crecimiento en el sector de transporte y el aumento de la población mundial (Ministerio de Energía, 2015b). Durante este período en el abastecimiento de energía primaria, se observa que los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) han ido perdiendo participación en la matriz energética, dando paso a una mayor presencia de las energías renovables y la energía nuclear.

Particularmente en Chile, según el Balance Nacional de Energía (BNE) la matriz energética primaria muestra una alta participación del petróleo crudo (30,22 % al año 2017). No obstante, como se menciona anteriormente, esta tendencia ha ido a la baja si se comparan las cifras del año 2000 (correspondiente al 41 % del total). Otros energéticos de la matriz primaria son el carbón (24,72 %); la biomasa y leña (23,87 %); gas natural (13,32 %) y la hidroelectricidad (6,65 %). Es importante señalar que las importaciones de los principales combustibles primarios mencionados anteriormente (carbón, petróleo y gas natural) equivalen al 80,7 % del total de las importaciones nacionales (en toneladas), mientras que la biomasa y la hidroelectricidad son el principal energético local (Comisión Nacional de Energía, 2016b). Asimismo la participación de la electricidad se ha visto aumentada en la matriz secundaria o de consumo final, pasando desde un 19,2 % al año 2010 a un 22,13 % de participación en la matriz al año 2016, pero aún continúa por debajo de los derivados del petróleo.

En la figura 3.1 se observa que la oferta total representa al consumo de la matriz energética primaria, mientras que el disponible total corresponde al consumo final de energía. Este último se descompone en cinco grandes sectores, a saber: Comercial, Público y Residencial (CPR), Industrial y Minero y Transporte.

El sector que abarca la industria y la minería, fue el mayor consumidor de energía al año 2016, con un 40 % del consumo final del país; esta cifra se descompone, a su vez, en un 24 % para el sector industrial y el 16 % a la minería. El sector transporte fue el segundo mayor consumidor de energía, con un 35 % del consumo final. El 99 % de esta energía provino de derivados del petróleo (principalmente de diésel y gasolina asociadas al transporte caminero). Finalmente, el 21,22 % del total del consumo final correspondió a el sector comercial, público y residencial. En este sector la electricidad es la fuente más usada cuya participación es cercana al 34 % del total, seguida muy de cerca por la biomasa, principalmente leña, con una participación del 32 % del consumo final. En términos totales, los tres energéticos que tuvieron mayor participación en el consumo final fueron: derivados del petróleo (56 %), electricidad (22 %) y leña y biomasa (15 %), según BNE.

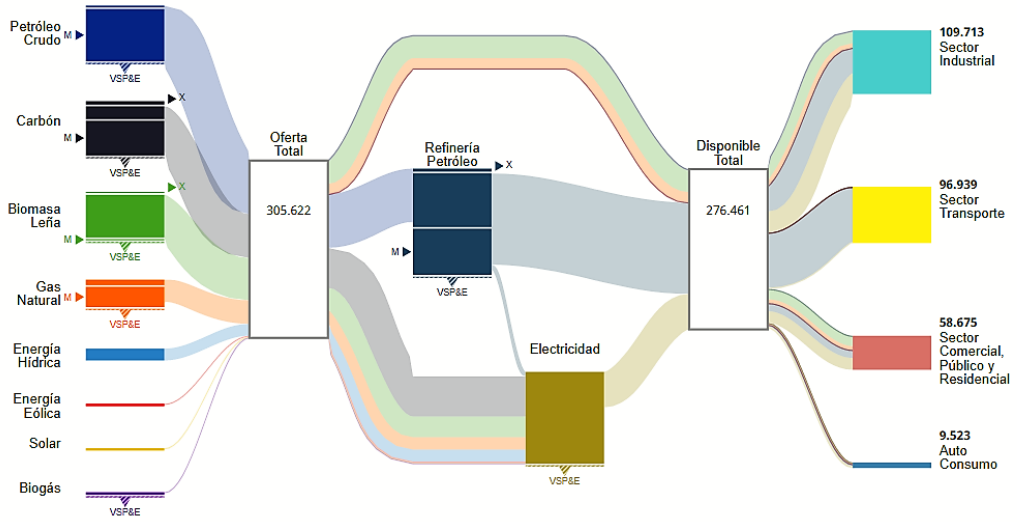

Figura 3.1: Consumo de Energía Final en Teracalorías

3.1.1. Matriz Eléctrica Chilena

El aumento en el porcentaje de la electricidad en el consumo energético total, ha propiciado un crecimiento considerable en la generación de energía eléctrica. En el mercado eléctrico chileno se diferencian las actividades de generación, transmisión y distribución, las cuales son llevadas a cabo por empresas privadas y su regulación y fiscalización están a cargo de estamentos gubernamentales. En Chile existen los siguientes sistemas eléctricos:

- Sistema Interconectado del Norte Grande(SING).
- Sistema Interconectado Central (SIC).
- Sistema Eléctrico de Aysén (SEA).
- Sistema Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM).
- Sistema Eléctrico de Los Lagos y Sistema Eléctrico Isla de Pascua.

Estos presentan una capacidad instalada de generación eléctrica neta al año 2017 de **22.840,91 (MW)** . Del total, **17.334 (MW)** corresponden al SIC y **5.341 (MW)** al SING, mientras que los sistemas de Aysén y Magallanes tienen **62 (MW)** y **104 (MW)** de capacidad respectivamente. Adicionalmente se encuentran los sistemas medianos de Los Lagos, Cochamó y Hornopirén y los sistemas aislados de Isla de Pascua y San Pedro de Atacama, entre otros. Un 56,34 % de la energía eléctrica de nuestro país proviene de combustibles fósiles, un 27,07 % de la hidráulica convencional y solo un 16,06 % tiene su origen en ERNC (Comisión Nacional de Energía, 2016b).

Si bien el porcentaje de generación mediante el uso de ERNC es bajo en comparación con las otras fuentes de obtención, “La obligación exigida por las leyes N° 20.257 y N° 20.698 para este período consiste en 244,44 GWh de generación con origen en ERNC; sin embargo, la inyección a la matriz eléctrica fue de 807,58 GWh, un 344,32 % superior al valor exigido Comisión Nacional de Energía (2016a). Con la introducción de estas leyes, creadas con el fin de asegurar y diversificar la matriz energética dando énfasis en las ERNC, ha aumentado el número de proyectos de generación no convencional especialmente los referidos a energía solar, eólica, mini hidro y bioenergía.

3.1.2. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Existen diversas definiciones sobre las energías renovables, una de ellas es la desarrollada por la Asociación de Industrias de Energías Renovables de Texas (TREIA) (Ulloa et al., 2008), la cual señala:

"Energía renovable corresponde a cualquier energía que es regenerada en un corto periodo de tiempo y obtenida directamente del Sol (como térmica, fotoquímica o fotoeléctrica), indirectamente del Sol (como el viento, hidroeléctrica, energía fotosintética obtenida de la biomasa) o por algún otro movimiento natural y mecanismos del ambiente (como geotérmica o mareomotriz). Las energías renovables no incluyen las derivadas de combustibles fósiles, de desechos de combustibles fósiles o de desechos de origen inorgánico"

Por otro lado en Chile, según la Ley N° 20.257 que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) con respecto a la generación de energía eléctrica con fuentes de ERNC, define en el artículo 225 letra bb) a las ERNC como todas aquellas que generan energía eléctrica a partir de medios de generación renovables no convencionales, es decir, los que presentan cualquiera de las siguientes características Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (2017):

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 (kW).
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.

De acuerdo a lo anterior, las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en escala humana; entre estas encontramos a la energía eólica, solar, biomasa, mareomotriz, geotérmica e hidráulica a pequeña escala. Además, dependiendo de su forma de aprovechamiento, las ERNC pueden generar impactos ambientales significativamente inferiores en comparación con las fuentes convencionales de energía.

En el año 2013, en nuestro país, se dio un paso fundamental en esta materia: se publicó la ley 20.698, la cual establece que al año 2025, el 20 % de la energía comercializada debe provenir de fuentes renovables no covencionales e introduce mecanismos de licitación de bloques de ERNC para apoyar el cumplimiento de esta nueva meta. Dentro este marco de referencia auspicioso para la introducción de las ERNC en la matriz eléctrica, cabe señalar la importancia que tiene para nuestro país contar con fuentes de energías que sean limpias y seguras, pues según datos del Balance Nacional de Energía en Chile se importa el 80,7 % de la energía primaria (Ministerio de Energía, 2016), por lo que somos un país dependiente de las condiciones internacionales de precios y de las restricciones de abastecimiento que se produzcan por motivos políticos, climáticos y/o de mercado. Incluso en los escenarios más optimistas de demanda de energía, en Chile se requerirá reemplazar la estructura de producción energética y suplir las necesidades nacionales para sostener

estándares de desarrollo y calidad de vida de los habitantes, con una matriz energética más económica y más segura, utilizando la producción con recursos propios.

La hidroelectricidad es una fuente de energía renovable que se produce con recursos propios, otorgándole seguridad a la demanda nacional. De igual forma, distintos estudios (desde la creación de las primeras políticas de desarrollo hidroeléctrico) han señalado que el país cuenta con una riqueza única en cuanto a recursos hídricos para desarrollar energía, así como también existe abundancia de otros recursos naturales en distintas zonas del país para desarrollar energía solar, eólica u otro tipo de energías renovables (Ministerio de Energía, 2015a). Es por esto que la política energética chilena al año 2050 promueve la alta penetración de las ERNC en la matriz eléctrica y el desarrollo hidroeléctrico sustentable.

3.2. La Energía Hidroeléctrica

La hidroelectricidad es un tipo de energía que se obtiene a partir de la transformación de la energía potencial y cinética del agua en energía eléctrica. La energía potencial disponible, en ríos u otros cauces, se debe a la diferencia de altura entre dos puntos por los cuales circula el agua; cuando el fluido se pone en movimiento entre esos dos puntos, la energía potencial se transforma en energía cinética durante su caída. Esta energía cinética es transferida a los dispositivos electromecánicos que se encargan finalmente de transformarla en energía eléctrica útil (González et al., 2013). En la práctica, la energía hidroeléctrica puede obtenerse a partir de cualquier masa de agua en movimiento. Tal puede ser el caso de la corriente de un río, como la corriente que discurre por un arroyo o tubo originada por una diferencia de altura. En ambos casos, la energía potencial del agua se transforma en energía cinética, y esta es la aprovechable. Por el recurso que le da origen, se considera una fuente de energía renovable, limpia y autóctona.

El conjunto de instalaciones e infraestructura para aprovechar dicho potencial se denomina **"Central hidroeléctrica"**. La cantidad de potencia y energía disponible para este tipo de generación depende de la existencia de un caudal apropiado y de una diferencia de cota (altura) que permita que la velocidad del agua al caer sea suficiente para el funcionamiento de los elementos electromecánicos (turbina y generador) (González et al., 2013). Los aprovechamientos hidroeléctricos actuales son extraordinariamente diversos, y las tecnologías desarrolladas para la transformación de la energía contenida en una masa de agua también. Es por esto que las centrales hidroeléctricas responden a diversos criterios de clasificación, el más evidente es el tamaño medido por la potencia instalada, pero la altura neta de caída, el caudal o la presencia o no de embalse también constituyen características definitorias de una central.

Existen macro centrales con potencias instaladas de varios GW como la planta alimentada por la presa de las Tres Gargantas en el río Yangtsé en China, cuya capacidad instalada corresponde a 22,5 (GW), convirtiéndose en la mayor instalación hidroeléctrica de embalse convencional con 32 grandes turbinas en funcionamiento. El complejo Itaipú, en el río Paraná, entre Brasil y Paraguay, que consta de 20 unidades generadoras y cuya potencia instalada es de 14(GW). Las turbinas y los generadores utilizados en este tipo de centrales son de diseño específico para cada proyecto concreto, siendo necesaria la realización de estudios y ensayos muy rigurosos con el objetivo de garantizar la fiabilidad y el rendimiento para maximizar la producción de electricidad (IDAE, 2006).

Particularmente en Chile, las centrales hidroeléctricas pueden tener tamaños muy diferentes dependiendo de su potencia instalada, por ejemplo: según Central Energía existen centrales comunitarias o locales de menos de 1(MW) hasta grandes sistemas hidroeléctricos como Ralco, la central de embalse de mayor potencia en Chile con 763,8 (MW) de potencia instalada. Sin embargo, no basta solo con que el origen de esta energía sea de una fuente renovable, mas bien en Chile para que una central hidroeléctrica sea considerada como ERNC debe poseer una potencia instalada menor a 20(MW); a este tipo de centrales se le conoce como Mini Hidro (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2017).

Además de los aprovechamientos mini hidráulicos, existen saltos en el rango de los kWs, generalmente para el abastecimiento de una pequeña comunidad en lugares aislados de la red. Se habla de micro plantas hidroeléctricas que están por debajo de los 100(kW) y de pico plantas de hasta 5(kW), que pueden estar o no conectadas a la red. En estos casos, la turbina y el alternador se suministran como un bloque unitario de

fabricación en serie por lo que solo se requiere de una pequeña obra civil para su instalación. En instalaciones aisladas es frecuente la utilización de un sistema de generación complementario para las variaciones que se presentan de forma estacional, como por ejemplo la generación a partir de paneles fotovoltaicos (IDAE, 2006).

3.2.1. Importancia de la Microgeneración en Áreas Rurales

Los sistemas eléctricos interconectados han resuelto el abastecimiento de los centros urbanos y han penetrado parcialmente en las áreas rurales. Sin embargo, aún existen áreas geográficas sin servicio eléctrico y la población rural que las habita se encuentra con índices de necesidades sociales básicas insatisfechas, con niveles de actividad económica de subsistencia e incluso en situación de precariedad (Fredy Landa Quimbita, 2010). Estas áreas rurales con pobladores alejados de las redes de distribución eléctrica y con requerimientos energéticos insatisfechos, representan el escenario idóneo en donde la hidrogeneración a pequeña escala puede convertirse en una solución viable siempre que se cuente con los recursos hídricos locales suficientes.

La demanda de energía eléctrica en áreas rurales se caracteriza por bajos niveles de consumo y grandes áreas de dispersión. Los requerimientos de electricidad son básicamente domésticos y en menor escala productivos. Los usos domésticos atienden a necesidades de iluminación, conservación de alimentos, calentamiento de agua, TV y algunos electrodomésticos como la radio o un computador. Dentro de las aplicaciones productivas podemos encontrar el bombeo de agua para riego, accionamiento de motores y maquinarias, utilización de herramientas, etc. En consecuencia, los requerimientos de energía para una familia rural oscilan entre los 200(W) y 2.000(W) de potencia eléctrica; esta demanda energética está directamente relacionada con la calidad de vida de las personas (Fredy Landa Quimbita, 2010). Una de las ventajas más importantes de una pico central hidroeléctrica, a diferencia de otras fuentes renovables, es que puede generar energía en forma continua las 24 horas del día a menos que se trate de casos excepcionales como la escasez de agua. Este tipo de centrales se diseñan para satisfacer la máxima demanda, de modo que estos sistemas la mayor parte del tiempo generan más energía de la que se demanda, esto ocurre especialmente en zonas rurales donde su uso es normalmente para iluminación, el funcionamiento de algunos electrodomésticos y pequeñas actividades como molienda de granos, soldadura, carpintería, entre otros.

Como señala Fredy Landa Quimbita (2010), en muchos países existe una necesidad creciente de suministro de energía para áreas rurales. Con frecuencia la hidrogeneración a pequeña escala constituye una alternativa a la solución del problema de suministro eléctrico en regiones aisladas. Al ser un sistema aislado es posible ahorrar en los costos asociados a las líneas de transmisión y, por otro lado, los sistemas que integran la red están dotados de equipamiento costoso y de un gran número de recursos humanos para su buen funcionamiento.

Aunque no existe consenso unificado respecto de la potencia máxima instalada que puede tener una central para ser calificada como mini hidro, en Chile se considera como tal aquellas que no sobrepasen los 20(MW). Hay países como Portugal, España, Irlanda, entre otros, en los que el límite es más bajo, considerándose así a las minicentrales como aquellas que no superen los 10(MW) de potencia instalada (IDAE, 2006). La potencia instalada no constituye un criterio básico que permita diferenciar una minicentral de una central hidroeléctrica convencional. Una minicentral no es una central convencional a escala reducida, pues estas obedecen a principios distintos que repercuten finalmente en el diseño tanto de la obra civil como del equipamiento a utilizar.

3.3. Tipos de Minicentrales Hidroeléctricas

El objetivo de un tipo de aprovechamiento hidroeléctrico es convertir la energía potencial de una masa de agua situada en un punto - el más alto del aprovechamiento- en energía eléctrica, disponible en un punto más bajo donde se sitúa la sala de máquinas. La potencia obtenida en una central es proporcional al caudal utilizado y a la altura neta del salto. Las centrales hidroeléctricas y, dentro de ellas, las minicentrales hidroeléctricas, están muy condicionadas por las características que presente el lugar donde serán emplazadas,

por lo que al momento de diseñar una instalación se debe tener en cuenta que la topografía del terreno va a influir tanto en la obra civil como en la selección de la maquinaria (Penche, 2006).

Existen diversos criterios para clasificar una minicentral hidroeléctrica, como por ejemplo el utilizado por el Ministerio de Energía el cual se presenta en la siguiente tabla:

Tamaño	Potencia (kW)
Picocentrales	0,2 a 5
Micro centrales	< 100
Minicentrales	101 - 2.000
Pequeñas centrales	2.001 - 20.000

Tabla 3.1: Clasificación según potencia de generación
(Fuente: Elaboración Propia)

Dada la clasificación que se presenta en la tabla 3.1, la construcción de una picocentral hidroeléctrica podría satisfacer la necesidad de energía eléctrica de una familia rural (Fredy Landa Quimbita, 2010). Es importante conocer esta diferenciación a la hora de escoger los equipos electromecánicos utilizados para la generación, pues en las picocentrales hidroeléctricas utilizan tecnologías en las cuales la turbina y el generador se presentan como un solo bloque unitario, mientras que en centrales de mayor envergadura se utilizan de forma separada.

Otra clasificación utilizada comúnmente es según el emplazamiento de la central hidroeléctrica; se pueden distinguir tres tipos:

1. Centrales integradas a redes de agua.
2. Centrales a pie de presa.
3. Centrales de agua fluyente.

3.3.1. Centrales Integradas en Redes de Agua

Es factible integrar una minicentral hidroeléctrica con una red de agua existente o en construcción. Este tipo de aprovechamientos tienen la ventaja de que mucha de las estructuras ya existen, reduciéndose su costo de inversión y dejando el impacto ambiental adicional nulo. Según Penche (2006) y Federico Coz y Muñoz (2010) Se contemplan dentro a las redes de distribución de agua potable, los canales de irrigación y las estaciones de tratamientos de aguas residuales.

1. **Centrales en canales de irrigación:** se distinguen dos tipos de centrales en este grupo:
   a) Aquellas que utilizan el desnivel existente en el propio canal. A través de una tubería forzada (paralela al canal de riego) se conduce el agua hasta la sala de máquinas, devolviéndolo posteriormente a su curso normal en el canal.
   b) Aquellas que aprovechan el desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano. La central se instala cercana al río y se turbinan las aguas excedentes en el canal.
2. **Centrales en sistemas de alimentación de agua potable:** la conducción de agua potable a una ciudad se suele plantear como una tubería a presión que conduce el agua desde un embalse a la estación de tratamiento, a cuya entrada, un sistema de válvulas especialmente concebidas para ello se encargan de disipar la energía hidrostática, que en muchos casos es importante. Existe la posibilidad de disipar esa energía mediante una turbina que la emplea en generar energía eléctrica. En todo caso, previendo el cierre de la turbina – para mantenimiento o para evitar eventualmente su empalamiento- es necesario prever un circuito paralelo con válvulas disipadoras.
3. **Centrales en sistemas de regulación de aguas residuales:** dependiendo de la topología de la estación de tratamiento de aguas residuales, la central puede ubicarse aguas arriba o aguas abajo de la estación.

En el primer caso es necesario hacer pasar las aguas grises a través de un sistema de rejillas y una instalación de decantación para eliminar los sólidos; en el segundo caso, se trata de una instalación prácticamente convencional.

3.3.2. Centrales a Pie de Presa

Es aquel aprovechamiento hidroeléctrico en que se tiene la posibilidad de almacenar las aportaciones de un río, de las precipitaciones y del deshielo mediante un embalse. La existencia de un embalse regulador permite independizar, dentro de ciertos límites, la producción de electricidad del caudal natural del río que lo alimenta. La característica principal de este tipo de instalaciones es que cuentan con la capacidad de regular los caudales de salida del agua, que será turbinada en los momentos que se precise (Federico Coz y Muñoz, 2010).

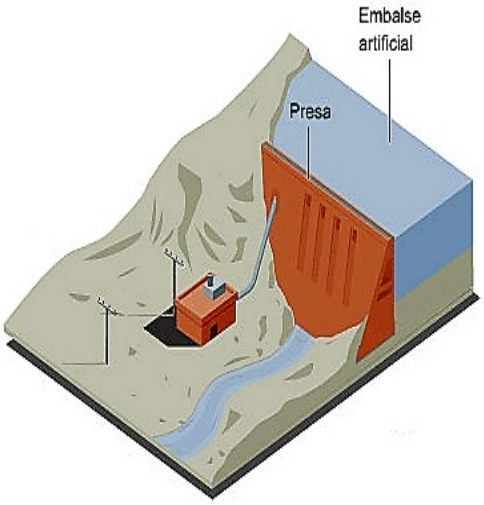

Figura 3.2: Esquema general central tipo embalse

Una minicentral hidroeléctrica no puede permitirse la construcción de un gran embalse, dado el elevado costo de la presa y de sus instalaciones anexas. Sin embargo, si existen embalses construidos para otros usos -riegos, alimentación de agua potable, regulación de caudal, etc.- se puede generar electricidad con los caudales excedentes, o con los desembalses para riegos y abducción de agua, e incluso con el caudal ecológico que está obligado a mantener el embalse. En estos casos, el volumen de agua almacenada para una minicentral es pequeño, permitiendo por ejemplo producir energía eléctrica un número de horas durante el día, y llenándose el embalse durante la noche (Penche, 2006) .

Las obras e instalaciones necesarias para construir una minicentral al pie de una presa existente son:

- Adaptación y construcción de las conducciones de la presa a la minicentral.
- Toma de agua con compuerta y reja.
- Tubería forzada hasta la central.
- Casa de máquinas y equipo electromecánico.
- Subestación y línea eléctrica.

Los sistemas hidroeléctricos de embalse tiene la desventaja de ser más costosos debido al tipo de instalaciones que deben emplearse y, además, la utilización de una presa puede generar problemas tales como: inundación de terrenos fértiles, evacuación de poblados y alteración de la flora y fauna acuática si no se toman las medidas de protección adecuadas.

3.3.3. Centrales de Agua Fluyente

Son aquellas instalaciones hidroeléctricas en las que mediante una obra de toma se desvía parte del caudal de un río o cauce y, a través de canales o conducciones, se lleva a la central donde será turbinada. Una vez obtenida la energía eléctrica el agua es devuelta nuevamente a su cauce natural. La característica común de todas las centrales de agua fluyente es que dependen de la hidrología de la zona pues al no tener un embalse que les permita regular el caudal turbinado, éste es muy variable. Por lo tanto, la central hidroeléctrica trabaja mientras el caudal que circula por el río o cauce supere al mínimo técnico de la(s) turbina(s) instalada(s) y deja de funcionar cuando desciende por debajo de ese valor (Penche, 2006).

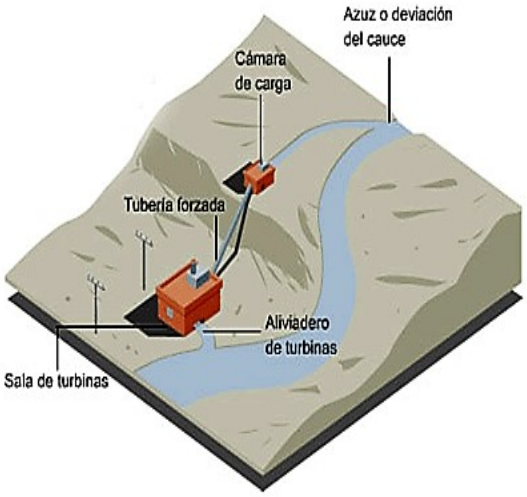

Figura 3.3: Esquema general central agua fluyente

La gran mayoría de los sistemas de microhidrogeneración son del tipo de derivación. La figura 3.3 muestra los principales componentes de un sistema típico. Básicamente, el proceso de generación de energía de este tipo de centrales consiste en la construcción de un pequeño azud o presa en la toma con el objetivo de elevar su cota y facilitar su entrada al canal o tubería de derivación. El agua desviada se conduce hasta la cámara de carga, lugar de donde sale la tubería forzada por la que fluye el agua para ser turbinada en el punto más bajo de la central. Estas centrales cuentan con un salto útil prácticamente constante y su potencia depende directamente del caudal que circule por el río o cauce. Los sistemas de derivación de caudal son preferibles desde el punto de vista de daños ambientales, dado que las características estacionales del flujo aguas abajo no son afectadas y tampoco hay necesidad de inundar los valles o terrenos ubicados aguas arriba Federico Coz y Muñoz (2010). Dependiendo del emplazamiento donde se sitúe la central, será necesario la construcción de todos o solo algunos de los siguientes elementos:

- Azud.
- Toma.
- Canal de derivación.
- Cámara de carga.
- Tubería Forzada.
- Casa de máquinas y equipamiento electromecánico.
- Canal de descarga.
- Subestación y línea eléctrica.

3.4. Planificación y Evaluación de un Sistema de Microhidrogeneración

El diseño de un sistema hidroeléctrico de baja escala es un proceso complejo e iterativo, durante el cual se comparan los aspectos económicos, técnicos y ambientales de los distintos esquemas posibles para determinar y escoger la mejor solución de acuerdo al contexto en donde se desarrollará el proyecto. Las soluciones factibles están condicionadas, además de los factores anteriormente mencionados, por la topografía de terreno y por la sensibilidad ambiental de la zona. Es por esto que no existe una única metodología para el diseño de una minicentral, sin embargo, es posible indicar los pasos fundamentales para elaborar el diseño hidroeléctrico Federico Coz y Muñoz (2010).

El procedimiento que se utilizará es el desarrollado en el "Manual de Pequeña Hidráulica", el cual se compone de los siguientes pasos:

1. Descripción de la cantidad de energía requerida, para qué se usa (uso doméstico y/o negocios productivos) y cuándo se necesita. Es posible incorporar los requerimientos de demanda futura de corto plazo.
2. Establecer el potencial hidroenergético del lugar escogido para calcular la producción de energía.
3. Mapa o croquis del terreno: para lograr la identificación topográfica del lugar, incorporando la distancia y disposición de la casa y de posibles actividades futuras.
4. Identificación del uso del cauce objeto de estudio: determinar si forma parte de algún sistema de irrigación actual o de planificación futura.
5. Evaluación preliminar del costo de las posibles soluciones.
6. Análisis financiero de la opción escogida.

3.5. Determinación de la Demanda

El análisis de la demanda de consumo eléctrico es un aspecto importante para el diseño de un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico, que debe arrojar como resultado el consumo actual de los individuos o la población a la que se desea suministrar energía.

Para estimar la demanda de una población rural, no es posible aplicar los métodos tradicionales como lo son la extrapolación de la demanda anterior o la elaboración de modelos econométricos en base a indicadores nacionales. Esto se debe principalmente a que en la mayoría de los casos los individuos se encuentran alejados de los grandes servicios interconectados o incluso sin servicio eléctrico alguno, por lo tanto, cada localidad prevista para la electrificación necesita de una evaluación particular de su potencial de desarrollo y su futura demanda de energía eléctrica.

3.5.1. Estimación de la Demanda Actual

En pequeños sistemas rurales aislados, la estimación del consumo de energía eléctrica se realiza en base a la potencia instalada, es decir, a la demanda máxima de potencia. A continuación se describen tres métodos diferentes para determinar la demanda de consumo eléctrico:

1) Método de Nasoki
   Es un método empírico basado en el análisis de experiencias pasadas, por lo que puede servir para realizar una estimación rápida de la demanda actual de una población. Se asume en el método que el rango en el que se encuentra la potencia instalada per cápita depende del número de habitantes, por lo que, para determinar la demanda según este método, se promedia el valor más alto y el más bajo de los rangos establecidos por poblaciones.

La tabla 3.2 contiene la demanda de energía eléctrica en función del número de habitantes:

Número de habitantes	Demanda (kW)
500 a 1.000	15 - 35
1.000 a 2.000	35 - 80
2.000 a 4.000	80 - 180
4.000 a 10.000	180 - 500
10.000 a 20.000	500 - 1.200

Tabla 3.2: Estimación de la demanda para poblaciones según número de habitantes

Por ejemplo, al estimar la demanda de una población que asciende a 800 habitantes se tiene:

$$Demanda\,Actual = \frac{(15 + 35)}{2} = 25\ (kW) \tag{3.1}$$

Este valor referencial puede ser corregido acorde a las características sociales de la comunidad en cuestión (ingresos, acceso a mercados, negocios, industria, etc.)

2) Método 2
Es un método desarrollado por soluciones prácticas , el cual considera cuatro tipo de cargas:

   a) Demanda doméstica: corresponde a la demanda residencial, la que se estima entre 250 y 400 $\left(\frac{W}{vivienda}\right)$. Se toma en cuenta la ubicación geográfica, tamaño promedio de las viviendas, número y tipo de focos a utilizar, electrodomésticos, etc.

   b) Demanda institucional: se estima una potencia en base a las instituciones existentes (escuelas, centros de salud, municipios, iglesias, etc.

   c) Demanda industrial: se basa en las industrias y su posible tecnificación con el apoyo de la energía eléctrica (bodegas, hoteles, carpitenrías, aserraderos). En pequeños lugares rurales, esta demanda es mínima o nula; sin embargo, al considerarla permitiría que los indviduos puedan incorporar y desarrollar nuevas actividades comerciales.

   d) Alumbrado público: carga que corresponde al número de luminarias que se quiere instalar para este tipo de servicio.

Toda la información puede ser recopilada en la tabla 3.3 en la que se incluyen los factores de simultaneidad y uso. Como se sabe, no todas las demandas se producen de manera simultánea y es claro que de acuerdo al grado de desarrollo de la comunidad el consumo industrial podría estar o no presente. Finalmente, a la mayor potencia hallada se le debe añadir las pérdidas asociadas a la transmisión de esta energía (normalmente se consideran valores entre el 5 % y el 10 %), lo que permite determinar la demanda actual a considerar en el diseño.

Tipo de Carga	fs	fu	Potencia (kW)
Doméstica			
Institucional			
Industrial			
Alumbrado Público			
		Total	

Tabla 3.3: Cálculo demanda consumo eléctrico

donde:

- Factor de simultaneidad fs: es la posibilidad de que un número de usuarios utilicen el mismo equipo en el mismo momento; su valor oscila entre 0 y 1.

- Factor de uso fu: corresponde a la intensidad en el uso de los equipos. Al igual que el anterior, varía entre 0 y 1.

3) Método REA
El método *"Rural Electricity Administration"* de los Estados Unidos, se basa en dos factores:

1) Factor A: representa al número de familias beneficiadas.

$$Factor\,A = N \times [1 - 0,4 \times N + 0,4 \times \left(N^2 + 40\right)^{0,5}] \tag{3.2}$$

donde N es el número de familias beneficiadas por categoría.

2) Factor B: representa al consumo específico por beneficiario.

$$Factor\,B = 0,005925 \times \left(C_{esp}\right)^{0,885} \tag{3.3}$$

donde C_{esp} es el consumo específico eléctrico mensual por beneficiario, el cual se puede determinar como se muestra en el siguiente ejemplo:

Descripción	Potencia Instalada (kWh)	Tiempo uso (h)	$\frac{kWh}{dia}$
Iluminación	0,16	8	1,28
Radio	0,2	3	0,6
TV	0,35	5	1,75
Refrigerador	0,036	24	0,864
Total	0,746	-	4,494

Tabla 3.4: Determinación del consumo específico

Tomando los datos de la tabla 3.4, el consumo específico se determina de la siguiente manera:

$$C_{esp} = 4,494\,\frac{kWh}{dia} \times 30\,días = 134,82\,\frac{kWh}{mes} \tag{3.4}$$

Por otro lado, la demanda inicial se obtiene multiplicando ambos factores:

$$Potencia\,máxima = Factor\,A \times Factor\,B \quad (kW) \tag{3.5}$$

Finalmente, el consumo de energía anual se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$E = 12 \times N \times C_{esp} \left(\frac{kWh}{año}\right) \tag{3.6}$$

3.6. Evaluación del Recurso Energético

3.6.1. Potencial Hidroeléctrico Teórico

Para poder cuantificar la potencia que es posible obtener de un recurso hidráulico es necesario medir el caudal disponible y la altura de caída aprovechable. Se trata de un sistema de conversión de energía, en donde se toma energía en forma de caudal y salto determinados para entregar posteriormente energía en forma de electricidad. El caudal es una masa de agua que circula, en un tiempo determinado, por una sección del cauce y el desnivel (o salto neto) es la distancia vertical que recorre la masa de agua, medida desde la toma del agua hasta la restitución de la misma aguas abajo (García y Liz, 2011).

Ningún sistema de conversión puede entregar la misma cantidad de energía útil como la que absorbe, porque una parte de esa energía se pierde en el sistema mismo. El agua durante su caída puede seguir el cauce natural, en cuyo caso la potencia se disipará en fricción o turbulencia o puede circular a través de una tubería que contenga una turbina instalada en su extremidad. En este segundo caso la masa de agua disipará su potencia en fricción para poder circular por la tubería y en atravesar los álabes de la turbina, por lo que es este último componente de la energía potencial el que permite accionar la turbina y así generar energía eléctrica (Federico Coz y Muñoz, 2010). La relación descrita anteriormente puede ser expresada de la siguiente manera:

$$Potencia\ de\ entrada\ =\ Potencia\ de\ salida\ +\ perdidas \tag{3.7}$$

o también:

$$Potencia\ de\ salida\ =\ Potencia\ de\ entrada\ \times\ eficiencia\ del\ sistema \tag{3.8}$$

La ecuación 3.8 representa a la potencia neta o útil entregada dada la eficiencia total del sistema. La potencia neta, P_{neta}, depende directamente de la potencia disponible en el sistema hidráulico, P_h, y de la eficiencia de conversión de los elementos que componen el sistema, representado por η_o. Reescribiendo los términos:

$$P_{neta}\ =\ P_h\ \times\ \eta_o \quad (W) \tag{3.9}$$

La potencia hidráulica total disponible en el sistema o potencia de entrada, $P_h\,(W)$, es la energía potencial contenida en la masa de agua, la cual es proporcional al salto neto, $H_n\,(m)$, y caudal turbinado $Q\,(\frac{m^3}{s})$, según la siguiente relación:

$$P_h\ =\ \rho\, g\, Q\, H_n \quad (W) \tag{3.10}$$

donde ρ es la densidad del agua, cuyo valor en el SI es de $1000\,(\frac{kg}{m^3})$ y la aceleración de gravedad $\vec{g}$ equivalente a $9{,}81\,(\frac{m}{s^2})$. Finalmente, al reemplazar la ecuación 3.10 en 3.9, se obtiene la relación general que describe la potencia útil que será capaz de otorgar el sistema hidroeléctrico de acuerdo a las características de su diseño.

$$P_{neta}\ =\ \eta_o\, \rho\, g\, Q\, H_n \quad (W) \tag{3.11}$$

El término η_o, engloba las diferentes pérdidas producidas dentro del sistema, ya sean por fricción a lo largo de la tubería, por la ineficiencia de los equipos electromecánicos o la construcción de la obra civil o por el transporte de la energía producida hacia el consumidor final. La eficiencia total del sistema (η_o) en realidad varía entre un 40 % y un 60 %. Sin embargo, es frecuente estimar la potencia neta en forma rápida asumiendo este valor como un 50 % Federico Coz y Muñoz (2010).

Para valorar el recurso hídrico es necesario conocer la evolución del caudal a lo largo del año, pues un solo valor instantáneo del caudal no constituye una medida significativa y, también, la máxima altura disponible dada las condiciones geográfica del emplazamiento hidroeléctrico.

3.6.2. Determinación de la Altura o Salto

La altura neta es una de las magnitudes fundamentales para el diseño de una minicentral hidroeléctrica. Esta altura debe ser la máxima permitida por la topografía del terreno, pues cuanto mayor sea la altura, mayor será el potencial energético para un mismo caudal. Sin embargo, se debe tener en cuenta los límites que marcan la viabilidad de la inversión junto con los daños ambientales colaterales.

A continuación, se definen los siguientes conceptos representados en la figura 3.4 (Celso Dávila y Quiroz, 2010):

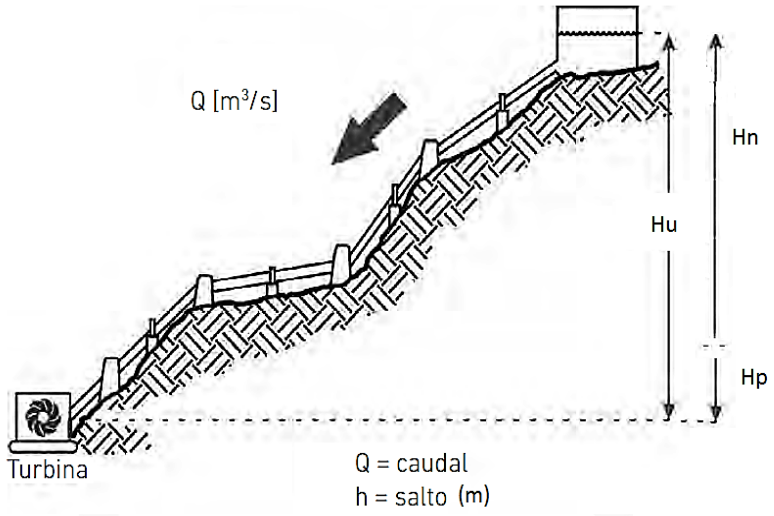

Figura 3.4: Altura entre la cámara de caga y la turbina

1. Altura Útil (Hu): es el desnivel existente entre la superficie libre del agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe en la turbina.
2. Altura Neta (Hn): es la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones. Representa la máxima energía que se podrá transformar en trabajo en el eje de la turbina.
3. Pérdidas de carga (Hp): son las pérdidas por fricción del agua contra las paredes de la tubería forzada, más las pérdidas ocasionadas por la turbulencia, al cambiar de dirección el flujo, al pasar a través de una rejilla o de una válvula, etc. Se miden como pérdidas de presión (o altura de salto) y se calculan mediante fórmulas derivadas de la dinámica de fluidos.

Los mapas con curvas de nivel sirven para hacer una primera estimación del salto disponible y pueden utilizarse para estudios preliminares de una micro centra hidroeléctrica. No obstante, para una determinación más correcta y exacta es necesario realizar un levantamiento topográfico de la zona; por lo general, se requiere de errores menores al 5 %, puesto que la caída es un parámetro importante en el diseño. Asimismo, también se puede suponer que las pérdidas de carga son del orden del 5 % al 10 % del salto bruto Celso Dávila y Quiroz (2010).

Existen diferentes técnicas para medir la altura de un aprovechamiento hidroeléctrico, a continuación se describen los métodos prácticos más comunes para la determinación de la altura. La utilización de cualquiera de estos depende de los materiales y equipos que se puedan llevar o encontrar en el lugar de evaluación.

3.6.2.1. Método de Manguera de Nivelación

Este método se basa en el principio de los vasos comunicantes y es recomendado especialmente para lugares con pequeñas alturas; es económico y razonablemente preciso y poco propenso a errores. En la figura 3.5 se muestra el principio del método. Se recomienda eliminar las burbujas de aire en la manguera, pues podrían conducir a errores.

Se recomienda realizar dos o tres pruebas separadas para que los resultados obtenidos sean correctos y confiables. De ser posible, se deben contrastar los resultados usando otros métodos (Celso Dávila y Quiroz, 2010).

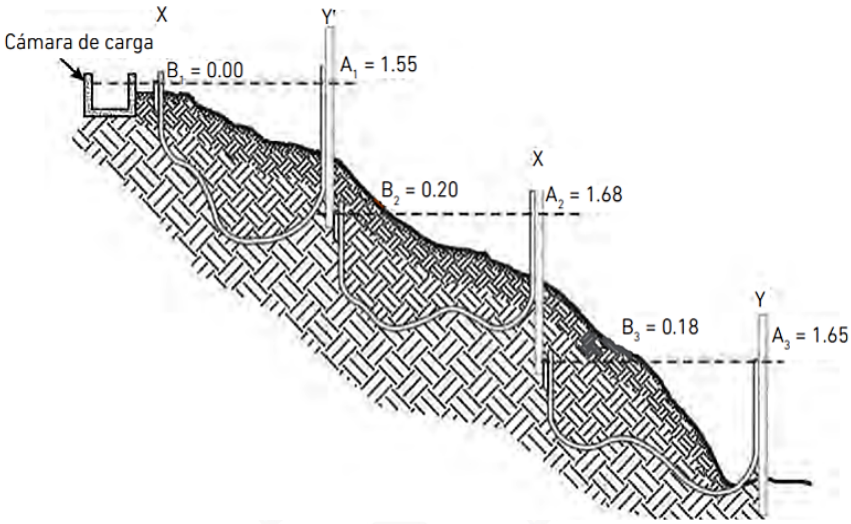

Figura 3.5: Medición de la altura con una manguera de nivelación

a) **Equipamiento**

- 1 manguera transparente de 4 a 10 (mm) de diámetro.
- 2 listones de madera graduados en centímetros. También puede pegarse una cinta métrica en los listones o usar directamente una huincha para medir.
- 2 tapones de madera o similar para tapar la manguera en ambos extremos.
- Estacas para marcar.
- Papel y lápiz para anotar las mediciones.
- 1 balde con agua para llenar la manguera.
- 2 personas (mínimo).

b) **Procedimiento**

1) Llenar la manguera con agua, teniendo cuidado que no queden burbujas de aire en su interior. Tapar los extremos de la manguera para poder trasladarla mientras se realicen las mediciones.

2) Seleccionar el tramo a recorrer, de arriba hacia abajo desde la futura cámara de carga o de abajo hacia arriba partiendo de la futura casa de máquinas. Para explicar el procedimiento, se asume el inicio en la futura cámara de carga.

3) La persona X coloca una estaca en B_1, haciendo coincidir el nivel de agua en la futura cámara de carga con un extremo de la manguera. A continuación, la persona Y se traslada cuesta abajo con el otro extremo de la manguera buscando el equilibrio del agua. Una vez que se haya estabilizado el nivel del agua en ambos extremos, la persona Y registra la lectura con el listón graduado o la cinta métrica en A_1. Enseguida, se coloca una estaca en B_2.

4) Para obtener la siguiente lectura, la persona Y permanece en su lugar y la persona X se desplaza cuesta abajo; una vez obtenido nuevamente el equilibrio del agua dentro de la manguera en ambos extremos, la persona X mide la altura A_2 y la persona Y, la lectura B_2.

5) Repetir el proceso hasta llegar al lugar definido para la futura casa de máquinas. Registrar los datos teniendo en cuenta el modelo sugerido en la siguiente tabla 3.5:

$A(m)$	B (m)	$H_n = A - B\ (m)$
$A_1 = 1,5$	$B_1 = 0,1$	$H_1 = 1,4$
$A_2 = 3$	$B_2 = 0,5$	$H_2 = 2,5$
:	:	:
A_n	B_n	H_n
Total	$\varnothing$	$H_u = \Sigma H_n$

Tabla 3.5: Modelo de tabla de registro de datos

3.6.2.2. Método de Manguera y Manómetro

Este es probablemente el mejor de los métodos simples disponibles, sin embargo tiene riesgos asociados. Los dos posibles errores a cometer son la mala calibración del manómetro y la presencia de burbujas en la manguera. Para evitar el primer error se debe calibrar el medidor antes y después de cada prueba en el lugar (ver figura 3.7). Para evitar lo segundo se debe utilizar una manguera de plástico transparente que permita ver si existen burbujas en el interior a eliminar.

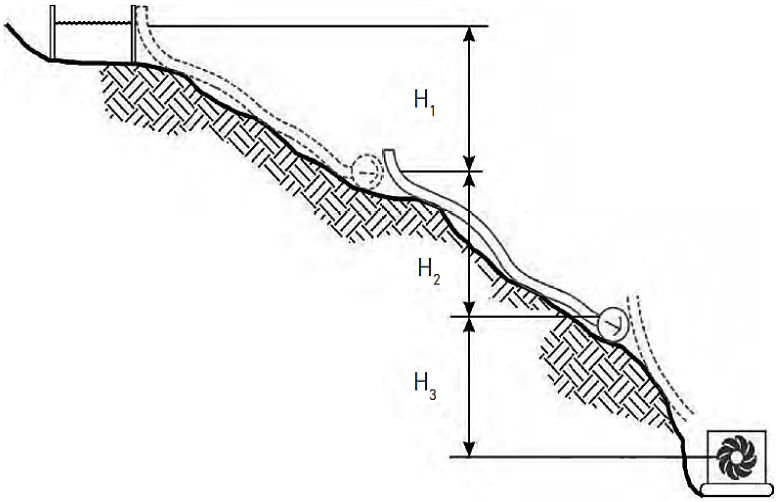

Figura 3.6: Medición de altura usando manguera y manómetro

Se recomienda utilizar de preferencia mangueras con diámetros entre los 6 y 8 mm, ya que otros diámetros más delgados pueden permitir el ingreso de burbujas de aire mientras que las mangueras más gruesas resultan más pesadas (Celso Dávila y Quiroz, 2010).

a) **Equipamiento**

- Manguera plástica transparente de diámetro entre 6 y 8 mm. El manómetro debe ajustarse a la manguera para evitar pérdidas de agua; mangueras con más de 20 m de longitud son, por lo general, difíciles de transportar cuando están llenas de agua.
- Manómetro de precisión.
- Curva de calibración (seguir procedimiento mostrado en la figura 3.7).
- Huincha para medir.
- Para construir la curva de calibración se puede utilizar Microsof Excel o papel milimetrado.

b) **Procedimiento**

1) Calibrar el manómetro.

2) Anotar las mediciones de cada tramo (ver figura 3.6).

3) Convertir cada medición en su verdadera magnitud usando la curva de calibración. Un lectura del manómetro en kPa o PSI, se puede convertir a una caída en metros, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$H(m) = \frac{P(kPa)}{9,8} \tag{3.12}$$

o también:

$$H(m) = P(PSI) \times 0,7045 \tag{3.13}$$

donde P es la presión medida en el manómetro.

4) Una vez obtenidas las alturas parciales, se suman para obtener el total.

c) **Calibración del Manómetro**

a) Medir cuidadosamente una distancia vertical, se puede utilizar la medida de la altura de una escalera, las ventanas o el techo de una casa.

b) Tomar al menos cinco lecturas como se indica en la imagen 3.7, logrando abarcar en lo posible desde la menor magnitud hasta máxima.

c) Graficar los resultados en un sistema de coordenadas, en donde el eje de las abscisas representa a la presión medida en el manómetro mientras que el eje de las ordenadas corresponde a la altura vertical utilizada para dicha medición.

d) Unir los puntos obtenidos de las mediciones mediante una regresión lineal y obtener la ecuación de la recta que representa a la curva de calibración.

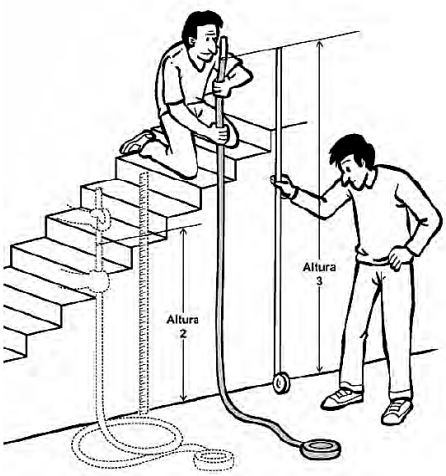

Figura 3.7: Calibración del manómetro

3.6.2.3. Método del Nivel de Carpintero y Tablas

Corresponde al mismo principio utilizado en el método de la manguera de nivelación. La diferencia radica en que la horizontalidad está establecida por un nivel de carpintero o de burbuja colocado en una tabla de madera fija, en vez del establecido por el agua. La figura 3.8 muestra el principio del funcionamiento. En pendientes suaves este método es muy lento, pero es apropiado en fuertes pendientes si se trata de pequeñas caídas (Celso Dávila y Quiroz, 2010).

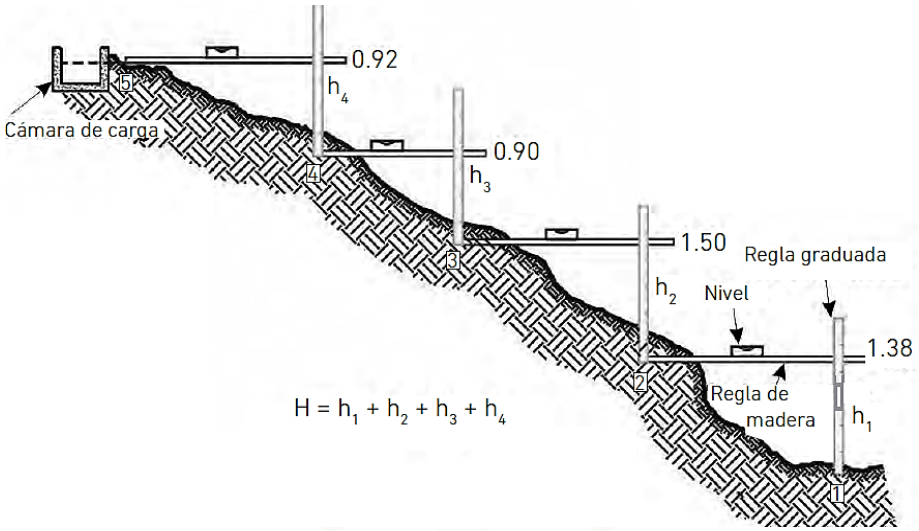

Figura 3.8: Determinación de altura con nivel de carpintero

a) **Equipamiento**

- Nivel de carpintero. Es importante calibrar el nivel de carpintero para obtener resultados óptimos.
- 3 listones de madera.
- 1 huincha de 5 (m).
- Lápiz y papel.
- 3 personas (mínimo).

b) **Procedimiento**

- Se sigue el mismo procedimiento descrito en el método de nivelación con manguera (ver figura 3.8).

3.6.2.4. Método del Nivel de Ingeniero

El nivel de ingeniero tiene una precisión de $\pm 1(mm)$; pero es un dispositivo caro y pesado, y requiere de operadores calificados para su utilización. Por lo general, los errores que se producen están asociados a largas series de cálculos que hay que efectuar. Debido a que es un método comúnmente utilizado, los equipos que se emplean se pueden arrendar fácilmente y a precios razonables. Con este instrumento, las distancias pueden ser medidas simultáneamente, pero no es apropiado para lugares tupidos de árboles Federico Coz y Muñoz (2010).

3.6.3. Determinación del Caudal

Dado que el caudal de un río o cuenca varía a lo largo del año, realizar una medición del caudal instantáneo resulta un registro aislado cuya utilidad es relativamente pequeña. En el mejor de los casos, las autoridades hidrológicas podrán haber instalado una estación de aforos en el tramo del cauce en el que piensa emplazarse el aprovechamiento hidroeléctrico, con lo que se podrá disponer de una serie temporal de caudales.

Particularmente en Chile, el Ministerio de Obras Públicas (MOP) junto a su Dirección General de Aguas (DGA), cuenta con la plataforma ARCGIS online donde se puede encontrar la Red Hidrometeorológica, compuesta por redes de estaciones de: fluviometría, calidad de aguas, meteorología, niveles de pozos, sedimentométricas y lagos y embalses de las principales cuencas de nuestro país.

Sin embargo, dado el tamaño de los cauces sobre los que se construyen los sistemas hidroelécticos de baja escala, es difícil encontrar registros de caudales para el tramo objeto de estudio. Para solucionar este problema, se recolectan datos propios a partir de mediciones instantáneas de caudal; de ser posible y si el proyecto lo amerita, se debe buscar especialistas en el tema de tal forma que se pueda obtener una medida certera del caudal en cuestión. (Penche, 2006).

Para este caso, existen métodos prácticos para medir el caudal instantáneo de un determinado río o riachuelo. Lo ideal es hacer mediciones a diario, aunque también se ocupan mediciones semanales y mensuales. Es importante que estas mediciones se realicen en temporada de sequía (ausencia de lluvia), ya que es el tiempo más crítico e ideal para el diseño de un proyecto hidroenergético.

3.6.3.1. Método de la Solución de la Sal

Este método es fácil de usar y bastante preciso. Las mediciones bien efectuadas darán errores menores al 5 %, pudiendo realizar las estimaciones de potencia y cálculos posteriores. El principio de este método (ver figura 3.9) se basa en el cambio de la conductividad del agua ($\Omega^{-1} = 1\,S$), al cambiar el grado de concentración de la sal. Así, si se disuelve una masa de sal (M) en un balde y se vierte esta mezcla en una corriente de agua, dando tiempo necesario para que se diluya, se provocará un incremento de la conductividad que puede ser medido a través de un equipo llamado conductivímetro (Federico Coz y Muñoz, 2010).

Dicho incremento de la conductividad dura un cierto periodo de tiempo y no es uniforme durante ese lapso, es decir, habrán pequeños incrementos al inicio y al final del paso de la concentración de sal, mientras que habrá un máximo en una situación intermedia.

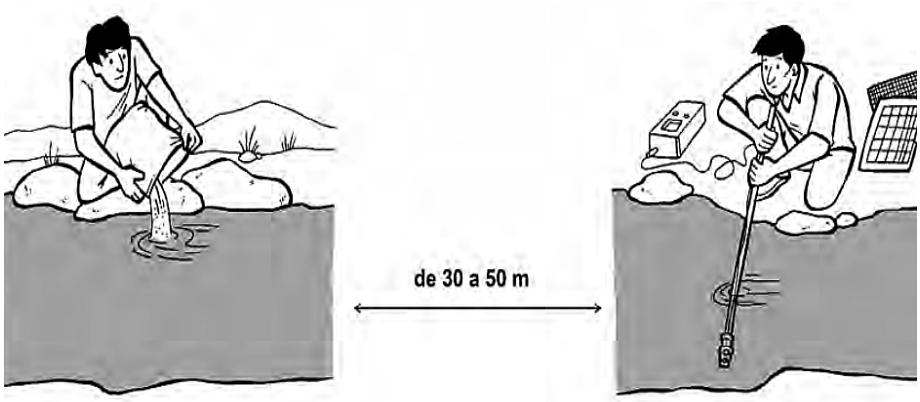

Figura 3.9: Determinación de caudal a través de una solución de sal

Al realizar mediciones de conductividad en Siemens (S) o microsiemens (μS) en intervalos cortos de tiempo (como por ejemplo 5 segundos), desde el inicio del paso de la concentración de sal hasta el paso total de la misma y luego se grafica conductividad (μS) versus tiempo (t), se encuentra una curva de distribución más o menos uniforme.

Por otro lado, se puede demostrar matemáticamente que el caudal del río o quebrada en cuestión puede ser calculado según la ecuación 3.14 , que relaciona el caudal con la masa de sal y el área bajo la curva obtenida y corregida por un factor k.

$$Q = k\left(\frac{M}{A}\right) \tag{3.14}$$

donde:
$Q = caudal\left(\frac{L}{s}\right)$
$M = masa\,de\,sal\,(mg)$
$k = factor\,de\,conversión\left(\frac{\mu S}{(mg/L)}\right)$

a) **Equipamiento**

- Conductivímetro.
- Cronómetro.
- Sal de mesa.
- Balde de 10 litros.
- Termómetro.
- Balanza con precisión en gramos.
- Bolsas plásticas.
- Lápiz y papel.
- 2 personas (mínimo).

b) **Procedimiento**

1) Realizar indagaciones sobre el caudal aproximado. Es conveniente ver el río o cauce antes de planear las mediciones para llevar las cantidades adecuadas de sal. La recomendación a usar es aproximadamente 1 (gr) de sal por cada 1 $\left(\frac{L}{s}\right)$.
2) Tomar una cierta cantidad de sal de mesa y secarla con el objetivo de eliminar el error del peso por humedad. Luego pesar pequeñas cantidades en bolsitas plásticas siguiendo la regla anteriormente mencionada.
3) Medir la temperatura del agua y registrarla.
4) Seleccionar un tramo del río o quebrada (no menor a 30 metros) observando que exista una velocidad superficial uniforme, libre de obstáculos (piedras, hojas, ramas, remolinos, etc.).
5) Disolver las bolsitas de sal en un balde de 10 litros de capacidad, llenarlo con agua hasta $\frac{3}{4}$ para evitar el derrame de la solución al momento de la disolución.
6) Seleccionar el tramo de aplicación de la solución y el de la ubicación del medidor de conductividad. La distancia entre ambos puede estar comprendida entre los 30 m y 40 m.
7) Introducir el sensor del conductivímetro dentro del agua para medir la conductividad base. Tener listo el cronómetro y preparar el registro para tomar los datos.
8) Indicar a la persona que está colaborando a verter la solución de sal en el punto indicado, registrar los valores de la conductividad cada 5 segundos.

c) **Procesamiento de datos**

1) Graficar la conductividad versus el tiempo.
2) Calcular el área bajo la curva y trazar una línea recta que une la conductividad base (primer punto) con el último punto registrado (ver figura 3.10).
3) Encontrar el factor de corrección k (ver figura 3.10).
4) Utilizar la ecuación 3.14.

d) **Recomendaciones**

- El valor k varía con la temperatura, por lo que es importante conocer la temperatura del agua en el momento de la medición.
- Si el medidor de conductividad se satura, cambiar la escala de medición.
- Si el paso de la concentración de sal es muy rápido, usar una distancia mayor.
- El gráfico resultante debe tener una forma más o menos regular como lo indica la imagen *e)* de la figura 3.11.
- Tener precaución con las unidades al momento de realizar los cálculos.

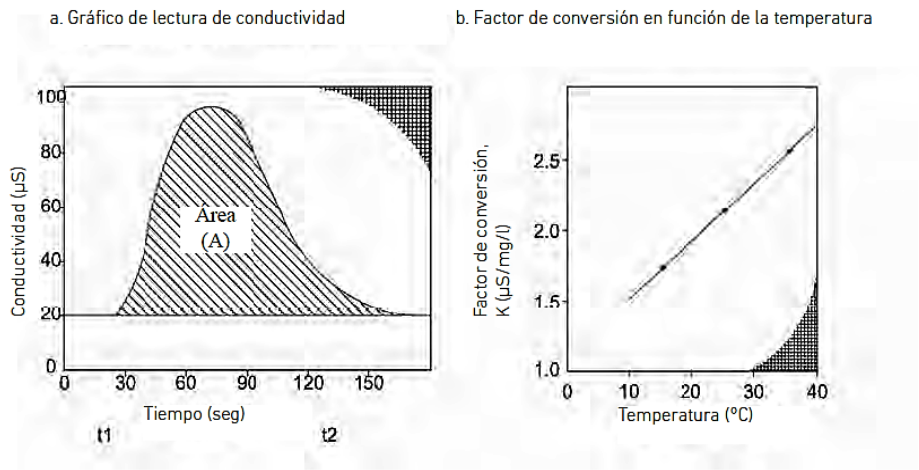

Figura 3.10: Área bajo la curva y factor de correción

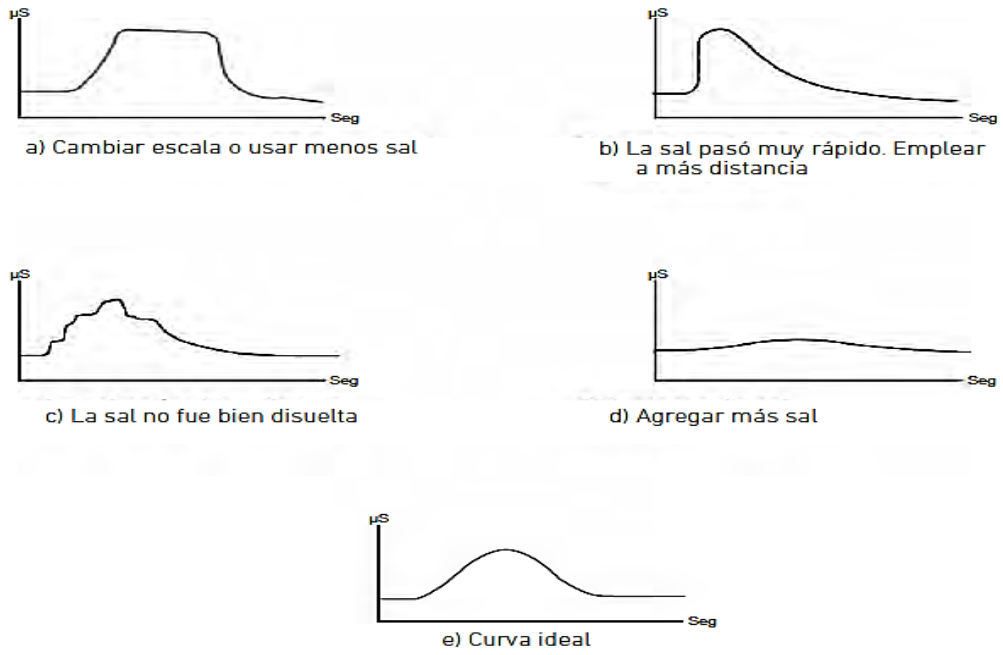

Figura 3.11: Tipos de gráficos obtenidos

3.6.3.2. Método del Recipiente

Es una manera simple de medir el caudal, especialmente si se trata de pequeños ríos o cauces. Este método consiste básicamente en desviar todo el caudal a medir hacia un balde o barril de volumen conocido y anotar el tiempo en que se tarda en llenarlo. El caudal se obtiene dividiendo el volumen del recipiente por el tiempo de llenado. La desventaja de ese método es que requiere que todo el caudal sea desviado, por lo que a menudo es necesaria la construcción de una pequeña presa temporal (Dávila et al., 2010).

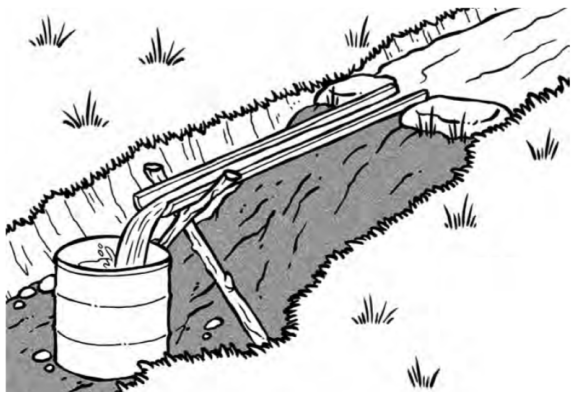

Figura 3.12: Medición del caudal mediante un recipiente de volumen conocido

a) **Equipamiento**

- Balde o recipiente de volumen conocido.
- Cronómetro.
- Lápiz y papel.

- 2 personas (mínimo).

b) **Proedimiento**

1) Para medir la totalidad del caudal, se debe identificar una zona del cauce en donde exista un pequeño salto o realizar la construcción de una pequeña presa temporal.
2) Posicionar el balde de volumen conocido bajo el cuadal a medir, como se muestra en la figura 3.12.
3) Cronometrar el tiempo de llenado del recipiente.
4) Registrar los datos como se muestra en la tabla 3.6 y calcular el caudal del cauce, dividiendo el volumen por el tiempo de llenado.

Medición	Tiempo (s)	Volumen (L)	$Q\left(\frac{L}{s}\right)$
1	t_1	V	Q_1
2	t_2	V	Q_2
3	t_3	V	Q_3
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
n	t_n	V	Q_n

Tabla 3.6: Registro de datos y cálculo de caudal.

5) Determinar el caudal promedio a partir de los datos obtenidos.

3.6.3.3. Método del Área y Velocidad

Este método se basa en el principio de continuidad. Este principio establece que para un fluido de densidad constante que circula a través del área de una sección conocida, el producto de dicha área por la velocidad media serán constantes (Dávila et al., 2010):

$$Q = A \times V \tag{3.15}$$

donde:

$Q = caudal \left(\frac{m^3}{s}\right)$

$V = velocidad\, media \left(\frac{m}{s}\right)$

$A = área \left(m^2\right)$

a) **Equipamiento**

- Elemento flotante, puede ser una pequeña botella de plástico, hoja o rama de árbol, etc.
- Cronómetro.
- Huincha de medir.
- Regla o tabla graduada.
- 2 personas (mínimo).

b) **Procedimiento**

1) Seleccionar un tramo uniforme del cauce donde el agua fluya sin turbulencias y que no tenga piedras u obstáculos que impidan el libre flujo del agua. Se recomienda una longitud del tramo de 10 a 20 metros.

2) Como se observa en la figura 3.13, en el tramo seleccionado ubicar dos puntos: A (de inicio) y B (de llegada) y medir la distancia de separación. Una persona se ubica en el punto A y la otra en el punto B, con el cronómetro.

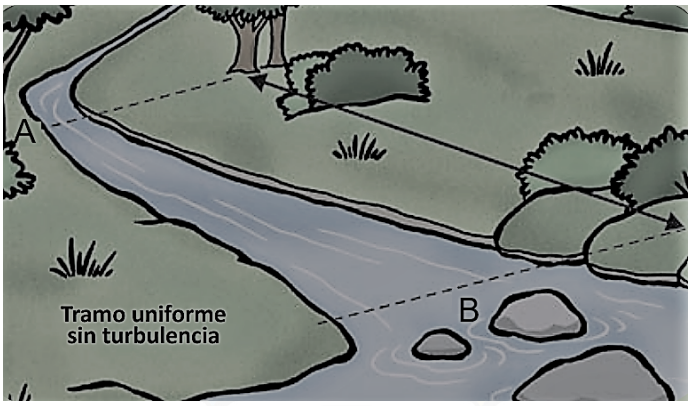

Figura 3.13: Cálculo de la velocidad media del agua

3) Medir y registrar el tiempo que se demora en recorrer el flotador la distancia comprendida entre A y B. Se recomienda realizar al menos 3 mediciones con el objetivo de establecer un tiempo promedio de recorrido.

4) Calcular la velocidad media del agua mediante la siguiente fórmula:

$$V = \frac{distancia\ (A - B)}{t_{prom}} \tag{3.16}$$

5) Para medir el área de la sección transversal, en el tramo previamente seleccionado, ubicar la sección del cauce cuya profundidad sea uniforme a lo ancho.

6) Dividir el ancho del cauce en al menos tres partes (ver figura 3.14) y medir la profundidad en cada punto, para luego obtener un promedio.

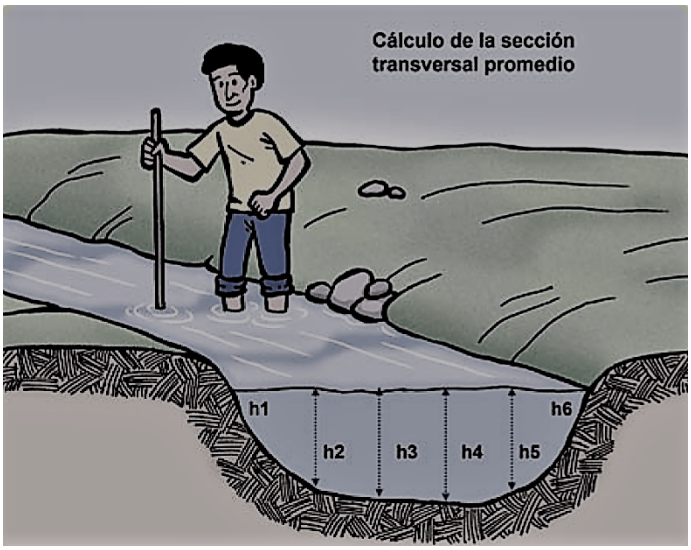

Figura 3.14: Determinación del área del cauce

7) Una vez calculada la profundidad promedio se debe medir el ancho del cauce. Finalmente el área de la sección transversal, se determina como sigue:

$$A = Ancho \times profundidad\ promedio \tag{3.17}$$

Tipo de cauce	Factor
Canal revestido en concreto, profundidad del agua mayor a 15cm	0,8
Canal de tierra, profundidad del agua mayor a 15 cm	0,7
Río o riachuelo, profundidad del agua mayor a 15 cm	0,5
Ríos o canales de tierra, profundidades menores a 15 cm	0,5 a 0,15

Tabla 3.7: Valores del factor de corrección k

3.6.3.4. Medidores de Corriente o Correntómetros

Los correntómetros consisten en un mango con una hélice conectada al final. Esta hélice rota libremente y un contador mecánico registra el número de revoluciones, la velocidad de rotación está relacionada con la velocidad del agua. Los medidores de corriente son suministrados con una fórmula que relaciona la velocidad de rotación del instrumento con la velocidad de la corriente. Generalmente estos aparatos son utilizados para medir corrientes cuya velocidad oscile entre $1,2\,a\,5\left(\frac{m}{s}\right)$, con un margen de error del $2\,\%$ (Dávila et al., 2010).

3.7. Obras Civiles

La obra civil engloba las infraestructuras e instalaciones necesarias para derivar, conducir y restituir el agua turbinada, así como para albergar los equipos electromecánicos y el sistema eléctrico general y de control. Un pequeño aprovechamieno hidroeléctrico incluye un número de estructuras, cuyo diseño viene condicionado por el tipo de esquema del sistema (pie de presa o agua fluyente), las condiciones del sitio de emplazamiento, la compra y disponibilidad de los materiales, entre otros. Dependiendo de las características del proyecto, será necesario para la micro centra , la construcción de todos o solo algunos de los siguientes elementos (Klauss Jorde y Unger, 2009):

- Azud.
- Toma.
- Canal de derivación.
- Cámara de carga.
- Tubería Forzada.
- Casa de máquinas y equipamiento electromecánico.
- Canal de descarga.

- Subestación y línea eléctrica.

No todas las micro centrales hidroeléctricas se componen de los mismo elementos ni están estructuradas de la misma manera. La figura 3.15 se muestran algunos de los esquemas utilizados para diferentes condiciones de altura; las imágenes inferiores muestran dos configuraciones distintas para centrales que presenten una gran caída.

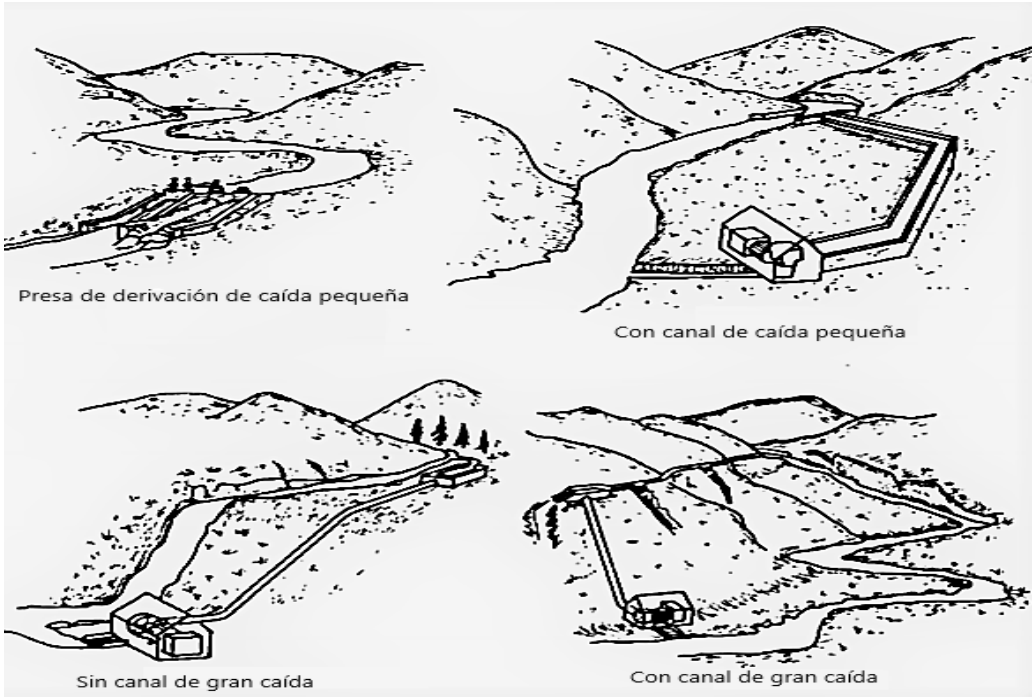

Figura 3.15: Distintos esquemas de micro centrales hidráulicas

La tubería forzada es uno de los elementos principales en la conducción del agua hacia la turbina; su uso resulta ser considerablemente más caro que el de un canal abierto, por lo que en el diseño es importante conseguir que la tubería sea lo más corta según las condiciones del proyecto. La principal desventaja de utilizar un canal abierto es que está expuesto a un mayor riesgo de bloqueo, pérdida por filtraciones, deterioro o colapso y, además, la construcción de un canal en una pendiente escarpada puede resultar muy complejo y costoso.

Para el diseño y selección de los componentes es necesario tener en cuenta una serie de factores esenciales (Coz et al., 2012):

1. **Sedimento:** el agua de un cauce o río puede acarrear consigo partículas que pueden producir un bloqueo en la toma de agua, dañar considerablemente la turbina, así como su rápido desgaste, si es que no son extraídas antes de que el agua ingrese a la tubería de presión.

2. **Avenidas:** una avenida es la elevación del nivel de un curso de agua por sobre su nivel medio. Las aguas de avenidas acarrean gran cantidad de material e incluso hacen que piedras de gran tamaño rueden a lo largo de la cuenca, pudiendo dañar el sistema.

3. **Turbulencia:** el efecto de la turbulencia en el flujo de agua puede ocasionar la erosión de las estructuras, pérdidas de energía y acarreo de sedimentos.

4. **Pérdidas de carga:** la potencia que entrega la turbina depende en gran medida de la presión con la que el agua ingresa a la turbina. Para lograr una mayor cantidad de energía, es necesario disminuir las pérdidas de carga (presión o altura) que se originan por el paso del agua a través de la tubería, canales, accesorios de la tubería, etc.

5. **Golpe de Ariete:** si el flujo de agua se detiene bruscamente (por ejemplo, a causa de un cierre brusco de una válvula cerca de la turbina), se originarán sobrepresiones muy altas llamadas golpes de ariete. La tubería debe ser lo suficientemente resistente como para no romperse cuando esto suceda.

3.7.1. Obras de Toma

Como su nombre lo indica, son todas las estructuras necesarias que permitan captar el recurso hídrico y conducirlo hacia la tubería de presión. A diferencia de las centrales hidroeléctricas a gran escala, las estructuras de toma para una micro central dependen mucho de las características físicas del sitio donde se emplazará, por lo que deben ser fabricadas para adaptarse a cada sitio.

Los siguientes ejemplos muestran distintas formas para diseñar la toma de agua, mediante la utilización de un colector de admisión . El colector de admisión tiene como objetivo dejar entrar el agua dentro de la tubería forzada y evitar la entrada de elementos extraños (hojas, arena, piedras, ramas, etc.) que puedan dañar tanto la tubería como a la turbina. Se pueden comprar pantallas de admisión como las que se muestran en las figuras A.1, A.2 y A.3, sin embargo, son lo suficientemente sencillas de confeccionar para adaptarse al sitio (PowerSpout, 2015).

Se recomienda instalar el colector aprovechando la existencia de un pequeño salto en el cauce y darle pendiente a la pantalla de filtro, para que la propia corriente del agua fluya, se lleve las hojas, piedras y ramas y limpie la rejilla. El agua y arenas finas caerán dentro del colector. Para evitar la entrada de agentes externos se recomienda instalar en la entrada del tubo otro tubo agujereado con una malla más fina. Se debe prever un sistema fácil de limpieza de la cámara del colector, pues, a medida que transcurra el tiempo, este quedará lleno de hojas y otros elementos (Cook, 2013).

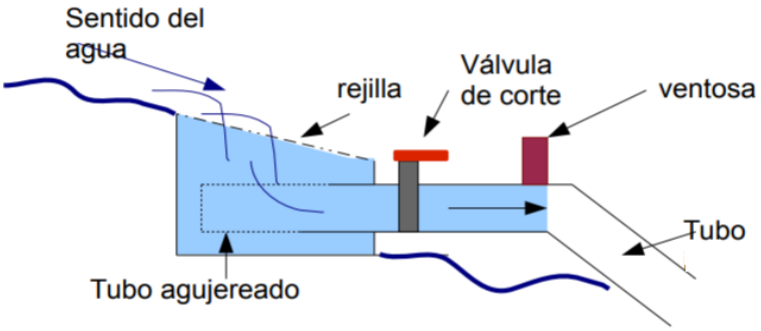

Figura 3.16: Esquema general de instalación de un colector de admisión

En la figura 3.16 se aprecia la configuración en la toma de agua. De instalarse una válvula de corte en la entrada en la tubería, se recomienda complementarla con la incorporación de una salida de aire (como una ventosa), para así evitar el colapso de la tubería debido a los fenómenos transitorios. La válvula de corte permite evitar la entrada de la suciedad al tubo al momento de realizar las actividades de limpieza y mantenimiento del colector de admisión.

3.7.2. Casa de Máquinas

La casa de máquinas alberga al grupo de generación, almacenamiento y control de la energía eléctrica producida en la central. Esta estructura debe considerar en su diseño la salida del agua de la turbina y el retorno de esta a la corriente del cauce (PowerSpout, 2015).

3.7.3. Tubería de Presión

Son tuberías encargadas de transportar el agua a presión hasta la turbina. Debido a que el costo de esta tubería puede representar gran parte del presupuesto de toda la micro central, es importante optimizar su diseño para reducir no solo los costos de mantenimiento e inversión, si no que también las pérdidas de carga a lo largo de ella.

Las tuberías forzadas pueden ser instaladas sobre o bajo tierra, según sea la naturaleza de este, el material utilizado para la tubería, las condiciones climáticas y las exigencias medioambientales del entorno. Por ejemplo, una tubería de pequeño diámetro en PVC puede instalarse extendiéndola por sobre el terreno siguiendo su pendiente; en cambio, las grandes tuberías de acero pueden enterrarse siempre y cuando el terreno no sea muy rocoso y, en ocasiones, aún cuando lo sea, si los requisitos medioambientales lo exigen.

Una tubería forzada se caracteriza por el material empleado en su construcción, diámetro y espesor de pared y el tipo de unión previsto para su instalación. A continuación, se presentan algunas recomendaciones para la selección de la tubería (Dávila et al., 2010):

1. Características del terreno donde se emplazará.
2. Considerar las diferentes clases de materiales existentes en el mercado, su costo, los tipos de uniones que utilizan, las presiones que soportan y los espesores de pared disponibles.
3. El diámetro se selecciona tratando de obtener el menor costo y las menores pérdidas de altura producto de la fricción del agua con las paredes de la tubería.
4. Para una serie de materiales y diámetros, calcular las pérdidas de carga por fricción cuidando que se encuentren entre 4 % y 1 %. Tabular los resultados obtenidos.
5. El espesor de pared se calcula para resistir la máxima presión hidráulica interna incluyendo el golpe de ariete, en caso de existir un cierre brusco del paso del agua a la tubería.
6. Calcular los costos de cada una de las opciones, inclyendo los elementos accesorios (fittings).

3.7.3.1. Materiales

Los materiales frecuentemente utilizados en las tuberías de presión son (Coz et al., 2012):

1. **Acero comercial:** este material ha sido uno de los más usados para la fabricación de tuberías de presión. Se confeccionan a partir de planchas de acero soldadas, en distintos diámetros y espesores, y se unen mediante bridas, soldaduras o juntas mecánicas. Las tuberías de acero que son enterradas corren el riesgo de corroerse, pero si están protegidas con una capa de pintura u otra capa protectora pueden durar hasta 20 años.
2. **Policloruro de Vinilo:** las tuberías hechas de PVC son una de las más utilizadas en micro centrales hidroeléctricas. Es relativamente económica, se produce en distintos diámetros que van hasta los 400 (mm) y es apta para altas presiones (100 a 150 m). Es liviana y fácil de transportar e instalar; tiene un factor de pérdidas por fricción bajo y es resistente a la corrosión.

   Sin embargo, puede ser dañada por golpes o impactos de rocas. La principal desventaja es que el PVC se deteriora al ser expuesto a la radiación UV, la cual raja la tubería afectando seriamente su resistencia. Es por esto que deben estar siempres protegidas de la luz solar directa ya sea enterrándola, cubriéndola con vegetación o pintándola. Estas tuberías pueden unirse mediante disolventes o a través de conexiones mecánicas (fittings).
3. **Polietileno de Alta Densidad:** las tuberías fabricadas con este material son una buena alternativa frente a las de PVC. Son particularmente útiles para pequeños aprovechamientos debido a su fácil instalación, tienen un coeficiente de fricción bajo, son resistentes a la corrosión y no se deterioran cuando están expuestas a la luz solar. Estas tuberías suelen unirse calentando los extremos y fusionándolos a presión o a través de uniones mecánicas.

4. **Cemento:** las tuberías hechas de cemento reforzado con fibra de asbesto son frágiles y adecuadas para trabajar a una presión moderada. Son más pesadas, tienen una apreciable pérdida por fricción y su transporte e instalación requiere de cuidado.

3.7.3.2. Diseño Hidráulico

El diseño de la tubería forzada forma parte de la ingeniería hidráulica, la cual se fundamenta en la mecánica de los fluidos pese a que en muchas ocasiones, ante la imposibilidad de abordar un problema concreto mediante métodos matemáticos, se utilicen relaciones empíricas. Aún no existe un análisis general del movimiento de los fluidos, por lo que existen numerosas soluciones específicas conocidas, gran cantidad de datos experimentales y teoría adecuada para ciertos casos particulares.

1. **Ecuación de Bernoulli**
   El estudio del flujo sin fricción proporciona una relación muy utilizada entre la presión, la velocidad y la altura conocida como la *la ecuación de Bernoulli*. Pese a que la ecuación de Bernoulli tiene numerosas aplicaciones, se debe ser muy cuidadoso y tener en cuenta sus restricciones, ya que todos los fluidos son viscosos y, por lo tanto, tienen asociados los efectos de la fricción. La ecuación de Bernoulli para un flujo estacionario, incompresible, sin pérdidas por fricción, sin adición de calor y sin trabajo motor entre las secciones 1 y 2 (aguas arriba y aguas abajo respectivamente) (White, 2011):

$$\frac{p_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1 = \frac{p_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2 = h = cte \quad (m) \tag{3.18}$$

   donde:
   $h = energia\ total$
   $z = elevación\ de\ la\ linea\ de\ corriente\ sobre\ un\ plano\ de\ referencia$
   $p = presión$
   $\rho = densidad\ del\ fluido$
   $V = velocidad\ de\ la\ linea\ de\ corriente$
   $g = aceleración\ de\ gravedad$

   La energía total en el punto 1 es la suma de la energía potencial z_1, la energía de presión $\frac{p_1}{\gamma}$ y la energía cinética $\frac{v_1^2}{2g}$. Una interpretación visual muy útil e importante de la ecuación 3.18 se obtiene a partir de la representación de dos líneas de flujo: la línea de nivel de energía (LNE) y la línea de altura motriz (LAM). La LNE, también conocida como línea de carga o alturas totales, muestra la altura de la constante de bernoulli $h = \frac{p}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} + z$ la cual, en un flujo sin fricción y sin aplicación de calor o trabajo, es una línea de nivel constante. La LAM, conocida como línea de cargas o alturas piezométricas, es la alura a la que subiría el líquido en un tubo piezométrico. Esta línea indica el nivel correspondiente a la altura geométrica más la de presión $\frac{p}{\rho g} + z$, es decir, la LNE menos la altura de velocidad $\frac{V^2}{2g}$ (White, 2011).

   La figura 3.18 muestra las líneas LNE y LAM para un flujo sin fricción en un conducto. En este caso particular, la LNE es constante (no hay pérdidas por fricción) y la LAM asciende debido a una disminución de la velocidad. En condiciones no ideales de flujo, la LNE descendería lentamente debido a las pérdidas por fricción asociada a la circulación dentro del conducto y disminuiría bruscamente por pérdidas localizadas, ya sea una válvula u otra obstrucción, o debido a la extracción de trabajo (como una turbina).

2. **Regímenes de flujo**
   No todas las partículas del flujo viajan a la misma velocidad dentro de un conducto. El regímen en función del número de Reynolds (ecuación 3.19) depende de la velocidad, la geometría y de las

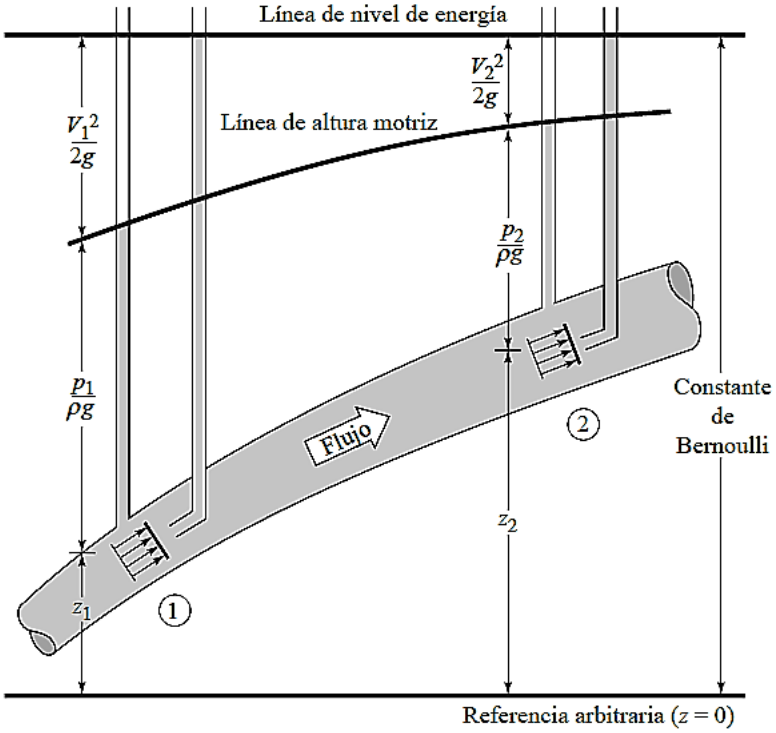

Figura 3.17: LNE y LAM para flujo sin friccón en un conducto

propiedades del fluido, distinguiéndose dos tipos: flujo laminar y flujo turbulento. Valores moderados de R_e corresponden a flujo laminar, mientras que valores altos de R_e suelen estar asociados a flujo turbulento. El flujo laminar está caracterizado por un movimiento lento y viscoso, con variaciones suaves, mientras que el flujo turbulento se caracteriza por fuertes fluctuaciones aleatorias superpuestas a un flujo medio que también experimenta variaciones suaves con el tiempo (White, 2011).

3. **Caudal**
   El caudal de un sistema es una medida del volumen de fluido que pasa por un punto del sistema por unidad de tiempo. Éste puede ser obtenido a partir del producto entre el área transversal a la dirección del flujo y su velocidad media 3.15.

4. **Viscosidad**
   La viscosidad es una medida cuantitativa de la resistencia de un fluido a fluir. En otros términos, la viscosidad determina la velocidad a la que se deforma el fluido cuando se le aplica un esfuerzo cortante dado. En el agua el movimiento es más difícil que en el aire, ya que la viscosidad del agua es unas 50 veces mayor que la del aire; el aceite SAE 30 es 300 veces más viscosa que el agua y, a su vez, la glicerina es 5 veces más viscosa que el aceite SAE 30. Como se puede observar, exiten fluidos en un amplio rango de viscosidades (White, 2011).

5. **Número de Reynolds**
   Es un número adimensional que determina el comportamiento de los fluidos. Osborne Reynolds observó en el siglo pasado que, cuando se hace circular agua con un hilo de tinta en un tubo de cristal, a una velocidad suficientemente baja, el fluido exhibe un comportamiento laminar. Si se aumenta la velocidad, llega un momento en el que el hilo de tinta se rompe bruscamente, pasando a convertirse en flujo turbulento. Reynolds encontró que el punto de transición de flujo laminar a flujo turbulento venía determinado por un número adimensional R_e (número de Reynolds), el que se determina a partir de

(White, 2011):

$$R_e = \frac{\rho V L}{\mu} = \frac{VL}{\nu} \tag{3.19}$$

donde V y L representan la velocidad y longitud características del flujo, μ es la viscosidad absoluta del fluido. Como μ y ρ entran como cociente en este parámetro, dicha división tiene significado propio y se denomina viscosidad cinemática ν. Se ha encontrado experimentalmente que, en un fluido que circula por un tubo de sección circular y paredes lisas, la transición de flujo laminar a flujo turbulento ocurre aproximadamente cuando R_e alcanza el valor de 2000. En realidad esta transición no siempre ocurre exactamente para $R_e = 2000$, mas bien varía con las condiciones en las que se realiza el experimento, de tal modo que, más que un punto de transición, es una zona de transición.

Se pueden encontrar los siguientes comportamientos White (2011):

$0 < R_e < 1$, movimiento laminar, lento, altamente viscoso.
$1 < R_e < 100$, laminar, fuerte dependencia del número de Reynolds.
$100 < R_e < 10^3$, laminar.
$10^3 < R_e < 10^4$, transición a la turbulencia.
$10^4 < R_e < 10^6$, turbulento, moderada dependencia del número de Reynolds.
$, R_e > 10^6$, turbulento, débil dependencia del número de Reynolds.

Por otro lado, la viscosidad de un fluido que circula por el interior de un conducto, hace que éste experimente una pérdida de energía h_f (altura) debido a: la fricción con las paredes del tubo y a la disipación viscosa como consecuencia de la fricción interna del flujo. La fricción contra las paredes viene condicionada por la rugosidad del material del conducto y por el gradiente de velocidad en sus proximidades ($\frac{v^2}{2g}$). Por lo tanto, al incrementar la velocidad del flujo (turbulencia), aumenta así el número de Reynolds y, en consecuencia, la fricción.

Al aplicar la ecuación de Bernoulli a un fluido real en dos posiciones de su recorrido se ve que:

$$\frac{p_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1 = \frac{p_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2 + h_f \tag{3.20}$$

el término h_f que aparece en el segundo miembro de la igualdad, representa a la cantidad de energía perdida en el tramo 1-2, como consecuencia de la fricción del fluido contra las paredes del tubo y en menor medida de la fricción interna debida a la turbulencia. En la siguiente figura se muestran la LNE y LAM para un fluido real; a diferencia de la figura 3.18 la LNE no se mantiene en un nivel constante y decrece debido a las pérdidas de energía por las razones anteriormente expuestas.

6. **Pérdida de carga por fricción**

El problema que se plantea en la ingeniería hidráulica de los fluidos reales es como evaluar h_f. Para ello se utiliza la metodología de los volúmenes de control, a través de la cual Darcy y Weibasch derivaron la siguiente ecuación, válida tanto para flujos laminares como turbulentos, circulando en conductos de sección transversal arbitraria (White, 2011):

$$h_f = f\frac{L}{d}\frac{V^2}{2g}, \quad f = f\left(R_e, \frac{\varepsilon}{d}\right) \tag{3.21}$$

donde f es el coeficiente de friccón de Darcy (adimensional), L yd la longitud y el diámetro del conducto respectivamente, ε es la altura de la rudosidad de la pared, la que adquiere importancia cuando el flujo es turbulento. Si el conducto no es de sección circular, d se calcula como el cociente entre el área de la sección y la cuarta parte del perímetro.

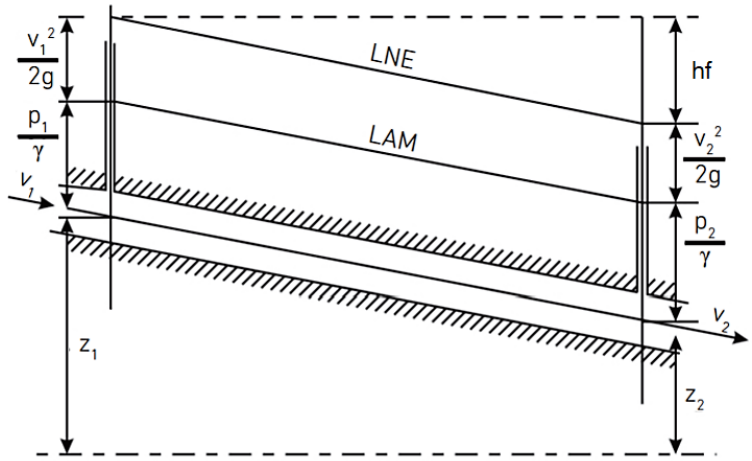

Figura 3.18: LNE y LAM para flujo viscoso en el interior de un conducto

El coeficiente de fricción depende del régimen del flujo, es decir, si este es laminar o turbulento. Se considera que el flujo es laminar cuando el número de Reynolds es menor que 2.000 Si el flujo es laminar, el factor de fricción se calcula directamente mediante la ecuación (White, 2011):

$$f = \frac{64\,\nu}{Vd} = \frac{64}{R_e} \tag{3.22}$$

Como se ve en la ecuación 3.22, f en régimen laminar, es independiente de la rugosidad de las paredes e inversamente proporcional a R_e. El hecho de que f disminuya al aumentar R_e, no debe llevar al equívoco de pensar que la fricción disminuye con la velocidad, la pérdida de carga se obtiene sustituyendo el valor obtenido de f en la ecuación 3.21, obteniéndose:

$$h_f = \frac{32\nu LV}{gd^2} \tag{3.23}$$

Así, la pérdida de carga en un flujo laminar es proporcional a la velocidad del flujo e inversamente proporcional al cuadrado del diámetro del conducto.

Se observa que incluso para valores de $R_e >> 2000$, correspondientes a un régimen francamente turbulento, en las inmediaciones de la pared del tubo existe una capa de fluido muy delgada, conocida como subcapa laminar, cuyo espesor disminuye al aumentar Re. Se dice que un tubo es hidráulicamente liso cuando su rugosidad es inferior al espesor de esa subcapa. En tubos hidráulicamente lisos el factor de fricción no viene afectado por la rugosidad del tubo. Von Karman, utilizando la ecuación logarítmica de la capa límite, encontró la siguiente ecuación que permite calcular f en este régimen:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2\log\frac{R_e\sqrt{f}}{2,1} \tag{3.24}$$

Para valores muy altos de Reynolds, el espesor de la subcapa disminuye significativamente. Cuando este espesor es muy bajo, se observa que el factor de fricción es independiente de R_e y depende exclusivamente de la rugosidad relativa $\frac{\varepsilon}{d}$. En este régimen el tubo es hidráulicamente rugoso y Von

Karman dedujo que, para este caso, el factor f se podía expresar por la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2\log\left(\frac{3,7}{\frac{d}{\varepsilon}}\right) \tag{3.25}$$

Entre estas dos situaciones, el tubo no es ni completamente liso ni completamente rugoso. Para cubrir esta zona de transición, Colebrook y White combinaron la ecuación para tubos lisos con la del flujo dominado por la rugosidad, para obtener:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2\log\frac{\frac{\varepsilon}{d}}{3,7} + \frac{2,51}{R_e\sqrt{f}} \tag{3.26}$$

Estas formulas son difíciles de resolver a mano, por lo que Moody, en 1944, las representó gráficamente en lo que se conoce como diagrama de Moody de la pérdida de carga. Este diagrama es probablemente la figura más útil y conocida en la mecánica de fluidos. Es fiable si se aceptan errores inferiores el 15 % en cálculos de diseño. Puede ser utilizada para conductos circulares y no circulares, y también para flujos en canales abiertos (White, 2011).

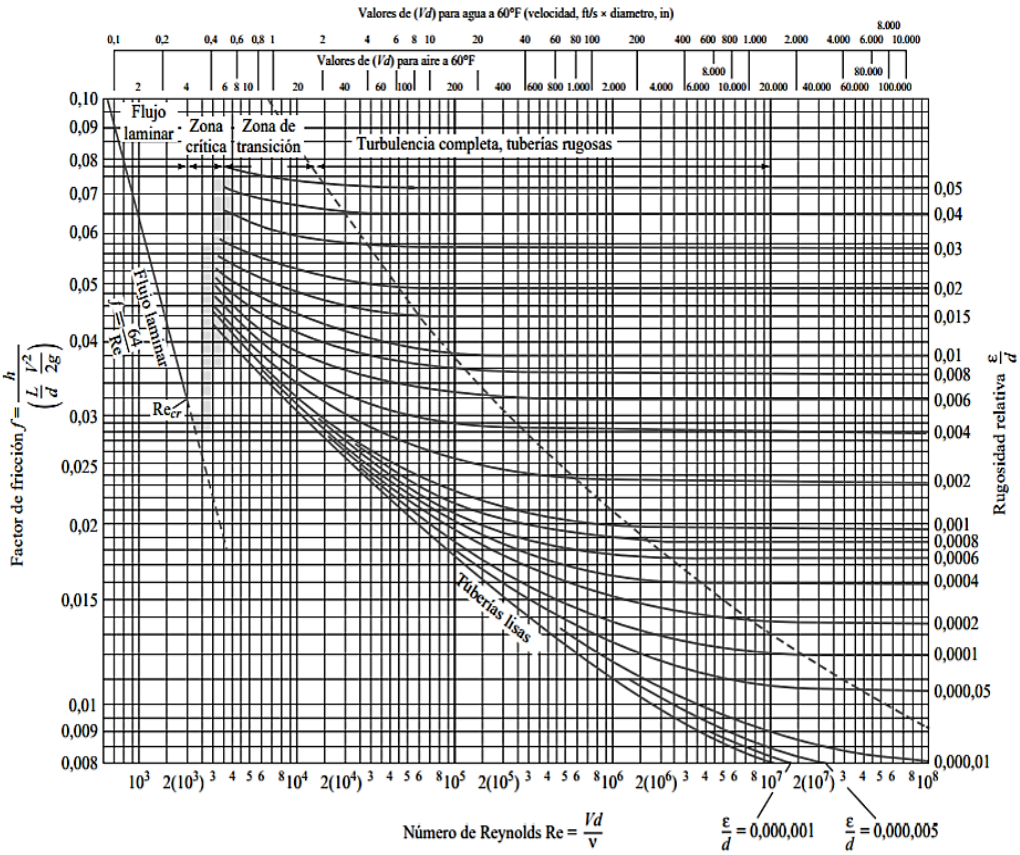

Figura 3.19: Diagrama de Moody para el coeficiente de fricción en conductos de paredes lisas y rugosas

En el eje de las abscisas se encuentra el valor de R_e, en el de las ordenadas el valor del coeficiente de fricción f y las curvas corresponden al valor de la rugosidad relativa $\frac{\varepsilon}{d}$. Además, en el diagrama de la figura 3.19, se observan las siguientes zonas:

- Una zona laminar en la que f es una función lineal del número de Reynolds.
- Una zona crítica, en la que el régimen no es ni turbulento ni laminar, y en la que no se encuentran valores de f.
- Una zona de transición en la que f depende del número de Reynolds y de la rugosidad ε.
- Una zona correspondiente al tubo hidráulicamente liso.
- Una zona plenamente turbulenta, en la que f depende solamente del valor de la rugosidad ε.

Fórmulas Empíricas

A lo largo de la historia se han desarrollado un gran número de fórmulas empíricas. Se basan en conocimientos intuitivos los que permiten deducir que la resistencia al paso de un flujo por un tubo es:

- Independiente de la presión del agua.
- Linealmente proporcional a la longitud.
- Inversamente proporcional a una potencia determinada del diámetro.
- Proporcional a una potencia determinada de la velocidad.
- Está influida por la rugosidad de las paredes si el régimen es turbulento.

Una fórmula muy utilizada para determinar la pérdida de carga que se genera por la circulación de agua (o flujo) a través de las tuberías es la desarrollada por Hazen-Williams, la que permite determinar directamente los valores de la pérdida de carga h_f con una muy buena aproximación, sin la necesidad de incurrir en cálculos iterativos (Duratec, 2016):

$$h_f = 10,67 \left(\frac{Q}{C}\right)^{1,852} \frac{L}{d^{4,87}} \ (m) \tag{3.27}$$

donde C es el coeficiente de rugosidad, el que depende del material de fabricación de la tubería o conducto. El uso de la ecuación 3.27 tiene que estar limitado a ciertas características del fluido y del flujo:

- El fluido debe ser agua a temperatura ambiental.
- El diámetro debe ser superior o igual a 50 mm.
- La velocidad de circulación del agua en el interior de la tubería debe ser inferior a los 3 $\left(\frac{m}{s}\right)$.

7. **Pérdidas Singulares**

En cualquier sistema de tuberías, además de la pérdida de carga por fricción a lo largo de aquéllas, existen pérdidas menores o localizadas debidas a:

a) Entrada o salida de tuberías.

b) Ensanchamiento o contracción brusca.

c) Curvas, codos, tes, y otros accesorios.

d) Válvulas, abiertas o parcialmente cerradas.

e) Ensanchamiento o contracciones graduales.

Las pérdidas no tienen por qué ser pequeñas; por ejemplo, una válvula parcialmente cerrada puede ocasionar más pérdidas que una tubería muy larga. Como la configuración del flujo en estos elementos es muy compleja, la teoría que existe es bastante pobre. Generalmente, las pérdidas se miden experimentalmente y se correlacionan con parámetros del flujo; los datos, especialmente en válvulas, dependen además del diseño de cada fabricante (White, 2011). Estas pérdidas se calculan a partir de un coeficiente adimensional k, obtenido experimentalmente como el cociente entre la pérdida de carga

(h_m) a través del elemento y la altura cinética o de velocidad $\left(\frac{v^2}{2g}\right)$ del sistema de tuberías. El valor del coeficiente k varía de acuerdo al tipo de accesorio, material y fabricante:

$$h_m = k\frac{v^2}{2g} \ (m) \tag{3.28}$$

La siguiente tabla muestra un resumen de coeficientes de pérdidas de carga para accesorios de uso frecuente en sistemas de tuberías:

Accesorio	k
Válvula de globo, abierta	10
Válvula en ángulo, abierta	5
Válvula de compuerta, abierta	0,2
Válvula de compuerta, con 75 % apertura	1 - 1,15
Válvula de compuerta, semi abierta	5,6
Codo de 45°	0,4 - 0,42
Retorno (curva U)	2,2
Tee en sentido recto	0,3
Tee con salida vertical	1,8
Copla Unión	0,3
Entrada recta a tope	0,5
Entrada con boca acampanada	0,1
Entrada con tubo reentrando	0,9

Tabla 3.8: Valores de k para accesorios de tuberías fabricados con HDPE

Una tubería puede tener varias pérdidas localizadas. Como todos los términos están referidos a $\frac{V^2}{2g}$ se puede efectuar la suma de todos ellos si el diámetro de la tubería es constante o, si el diámetro cambia, las pérdidas hay que sumarlas separadamente, ya que el término $\frac{v^2}{2g}$ cambiará también:

$$h_p = h_f + \sum h_m \tag{3.29}$$

Una vez obtenida la pérdida de carga total, es posible obtener la altura neta con la que trabajará el sistema, basta con restar a la altura aprovechable el valor total de las pérdidas de carga para así poder estimar el potencial hidroeléctrico del sistema.

3.7.3.3. Diámetro de la Tubería

El diámetro es el resultado de un compromiso entre costo y pérdida de carga. El diagrama de Moody puede ser utilizado prácticamente para resolver todos los problemas relacionados a flujos con fricción en conductos. Muchos de los problemas necesitan de iteraciones y repetición de cálculos porque el diagrama de Moody es esencialmente un diagrama de pérdidas de carga, es decir, se suponen conocidas todas las demás variables, se calcula R_e, entrando al diagrama se obtiene f y con él se determina la pérdida de carga h_f. Sin embargo, el diagrama de Moody es especialmente complicado cuando se desconoce el diámetro d del tubo ya que éste aparece en los tres términos por lo que se debe recurrir a la iteración. Si bien no hay un criterio unificado para determinar el diámetro óptimo de la tubería, existen algunas alternativas y fórmulas experimentales para estimar su valor.

Un criterio simple para determinar el diámetro de una tubería, es el de limitar las pérdidas de carga a un determinado porcentaje del salto bruto o limitar la velocidad de circulación a una recomendada. Otra

forma de estimar el diámetro es a través de fórmulas experimentales, como por ejemplo, la fórmula de Bresse. Esta relaciona directamente el diámetro de la tubería con el caudal (Vasquez, 2015):

$$d = 1,88\sqrt{\frac{Q}{V}}\ (m) \tag{3.30}$$

El problema principal de este tipo de fórmulas es que arroja resultados muy grandes para el diámetro, sin embargo, constituyen una buena aproximación para poder probar dentro de un rango acotado.

Selección del diámetro de la tubería de presión

1) Establecer la caída bruta y el valor del caudal de diseño del sistema.
2) Seleccionar un material, tomar un diámetro tentativo d, determinar el diámetro interno consultando los catálogos de fabricantes.
3) Medir o calcular la longitud de la tubería.
4) Encontrar el coeficiente de friccón f a través del diagrama de Moody.
5) Calcular la pérdida de carga h_f debida a la fricción.
6) Calcular la velocidad del agua dentro de la tubería:

$$V = \frac{4Q}{\pi d^2} \tag{3.31}$$

7) Determinar las pérdidas singulares, en las secciones de entrada, codos, válvulas y otros accesorios. Calcular la pérdida de carga total del sistema.
8) Si h_f no se encuentra dentro del 3 y el 11 % del total de la caída neta, seleccionar un diámetro de tubería más adecuado y repetir los pasos anteriores.

3.7.3.4. Golpe de Ariete

El golpe de ariete es un término usado para describir un aumento momentáneo de presión de corta duración al interior de las tuberías. Tales aumentos de carga ocurren cuando el equilibrio es perturbado por rápidas variaciones en las condiciones del flujo, como en la apertura y cierre de válvulas, paradas y partidas en bombas o cuando el fluido sufre un rápido cambio de dirección (por ejemplo en codos) en las partidas de las bombas. El golpe es tanto mayor en magnitud cuanto mayor es la velocidad media del fluido y mayor la distancia entre el golpe y la fuente del mismo, y sus efectos pueden causar graves daños al sistema de tuberías. Esta presión transitoria se suma a la presión normal de funcionamiento.

Para prevenir o mitigar sus efectos, es necesario escoger el espesor de tubería adecuado para soportar la presión de trabajo y las presiones que podrían causar los efectos transitorios. A continuación se presenta un método recomendado para el cálculo del espesor de la tubería (Coz et al., 2012):

1) La presión transitoria puede expresarse como caída de agua:

$$\Delta h = \frac{a\,\Delta V}{g} \tag{3.32}$$

donde a es la velocidad de la onda de presión que depende del material, del diámetro y del espesor de la pared de la tubería, V es la velocidad del agua. Una aproximación simple se haría empleando los siguientes valores:

- Tubería de acero, $a = 900\left(\frac{m}{s}\right)$

- Tubería de hierro fundido, $a = 1250 \left(\frac{m}{s}\right)$
- Tuberías de polietileno y PVC, $a = 350 \left(\frac{m}{s}\right)$

2) Calcular la caída total en la tubería cuando ocurren golpes de ariete:

$$H_t = h_p + \Delta h \tag{3.33}$$

3) Calcular en milímetros el espesor teórico de pared (Duratec, 2016):

$$e = \frac{PN\, d_{ext}}{2\sigma_s + PN} \tag{3.34}$$

donde:
$PN = presión\, nominal\ (MPa)$
$d_{ext} = diámetro\, exterior\, (mm)$
$\sigma_s = tensión\, de\, diseo\ (MPa)$

4) Seleccionar el espesor de pared más delgado disponible y que exceda el valor teórico calculado.

3.8. Almacenamiento y Distribución de la Energía

Los proyectos asociados a la obtención de energía eléctrica a partir de fuentes de ERNC pueden ser conectados, para satisfacer el consumo doméstico, de dos formas diferentes: directamente a la red eléctrica (On Grid) o aislados de la red (Off Grid) (Acevedo, 2016).

Sistemas On Grid

Su principal característica es que la instalación está conectada directamente a la red, de manera que mientras se genere energía, si la potencia consumida en ese momento es menor a la que la turbina está suministrando, se inyecta energía a la red eléctrica, en caso contrario, la energía faltante es proporcionada por la red.

Su objetivo es producir electricidad en complemento a la recibida de la red eléctrica, sin contar con elementos de almacenamiento, ya que toda la energía producida se consume al inyectar los excedentes a la red. Para la inyección a la red se utiliza un sistema de medición bidireccional que entrega el balance entre la energía generada y la consumida.

Los equipos que se utilizan para este tipo de conexiones son principalmente: inversor de corriente, cables, conductores y protecciones, sistema de soporte y el medidor bidireccional.

Una de las ventaja de este sistema es el menor costo de implementación ya que en general solo es necesario contar el grupo generador y el inversor acorde. La principal desventaja es que ante cortes la luz el sistema deja de generar energía eléctrica ya que el equipo denominado inversor necesita energía de la red publica para funcionar.

Sistemas Off Grid

Las instalaciones Off Gid se implementan en forma independiente a red eléctrica y son altamente útiles en sitios remotos en donde el suministro eléctrico no llega o es muy costoso de implementar. Son ideales para pequeñas instalaciones rurales, sistemas de telecomunicación remotos, casas de campo o playa.

Como estos sistemas satisfacen directamente la demanda energética independientemente de la red eléctrica, requieren de un elemento almacenador de energía, generalmente una batería, que es un elemento

crítico de una instalación aislada. Si deja de funcionar la micro central, el consumo es cubierto por el banco de baterías.

Su principal ventaja es que el sistema es 100 % autónomo; su desventaja es el mayor costo de implementación ya que es necesario agregar baterías y controlador de carga al conjunto.

3.9. Turbinas Hidráulicas

Para transformar la energía contenida en un fluido en energía mecánica se utilizan diferentes tipos de máquinas. Las turbinas hidráulicas son turbomáquinas que aprovechan las variaciones de energía cinética que experimenta un fluido a su paso por los álabes de la máquina.

Los elementos principales que componen una turbina hidráulica son los siguientes Coz et al. (2012):

1. **Distribuidor:** es un elemento estático, cuyas funciones son dirigir el agua hacia el rodete y acelerar el flujo de agua al transformar (total o parcialmente) la energía potencial del agua en energía cinética.
2. **Rodete:** es el órgano fundamental de una turbina hidráulica ya que se encarga de la transformación de la energía hidráulica en mecánica. Consta de un disco provisto con un sistema de álabes, el cual gira, accionado por el flujo de agua, a cierta velocidad angular.
3. **Carcasa:** es el elemento externo que tiene como función general cubrir y soportar las partes de la turbina.
4. **Tubo de aspiración:** este elemento se utiliza principalmente en las turbinas de reacción; se instala a continuación del rodete y tiene como función recuperar una parte de la energía cinética correspondiente a la velocidad residual del agua en la salida del rodete, a partir de un diseño del tipo difusor.

3.9.1. Clasificación de las Turbinas Hidráulicas

Las turbinas hidráulicas pueden clasificarse según distintos criterios (Dávila et al., 2010):

1) La dirección del flujo a través del rodete: Este tipo de clasificación determina la forma o geometría del rodete:
   - *a*) Turbinas de flujo tangencial.
   - *b*) Turbinas de flujo radial.
   - *c*) Turbinas de flujo semi-axial.
   - *d*) Turbinas de flujo axial.
2) Grado de admisión del rodete
   - *a*) Turbinas de admisión parcial.
   - *b*) Turbinas de admisión total.
3) Grado de reactividad
   - *a*) Turbinas de acción: el agua mueve la turbina por golpe directo sobre los álabes del rodete, por lo que toda la energía cinética con la que llega el agua a la turbina es utilizada para su giro. La energía de presión que el agua posee su entrada, al ser dirigida directamente hacia el rodete, se convierte totalmente en energía cinética (movimiento). La presión a la entrada y a la salida es la misma.
   - *b*) Turbinas de reacción: el agua mueve la turbina, no por golpe directo, sino por la reacción que provoca su salida sobre el rodete. Estas turbinas utilizan la energía cinética y de presión para mover el rodete, siendo la presión del agua a la salida menor que a la entrada.
4) Altura y caudal de trabajo

a) Turbinas de pequeñas caídas y grandes caudales:

b) Turbinas de medianas caídas y medianos caudales: la turbina más conocida en este grupo es la Francis, seguida de la turbina Michell-Banki (flujo transversal).

c) Turbinas de grandes caídas y pequeños caudales: dentro de este grupo, los dos modelos más conocidos son la turbina tipo Pelton y Turgo.

Como se aprecia anteriormente existen diversas maneras de clasificar a las turbinas hidráulicas, sin embargo las dos últimas son las que comúnmente se utilizan. Dentro del grupo de turbinas de grandes caídas y pequeños caudales, solo se encuentran turbinas de acción; en las de medianas caídas y medianos caudales, se encuentran tanto de acción como reacción; y en las de pequeñas caídas y grandes caudales se hallan las de reacción, aunque en la actualidad se están desarrollando nuevos modelos que trabajan con alturas físicas cero, también denominadas turbinas de río (estas utilizan la altura dinámica del agua contenida en la velocidad del agua). Todos los modelos de turbinas desarrolladas (exceptuando la de río) se encuentran dentro de uno de los tres grupos antes mencionados. La figura 3.20 muestra los distintos tipos de turbinas clasificadas de acuerdo al grupo al que pertenece.

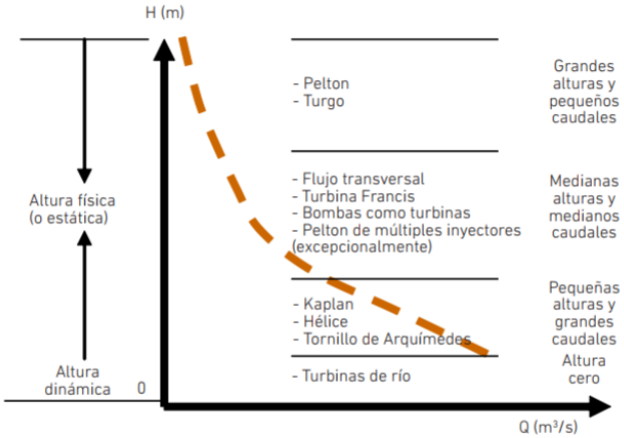

Figura 3.20: Clasificación de los distintos modelos de turbinas según altura y caudal de trabajo

El rendimiento de una turbina mide la capacidad que tiene ésta de convertir en energía mecánica la energía contenida en una masa de agua a cierta altura. Las turbinas operan dentro de un rango de caudales (que depende del modelo y el fabricante), por lo que su rendimiento varía de acuerdo a las condiciones de trabajo. En la figura 3.21 se observan las curvas de rendimiento de cada modelo de turbina; particularmente las turbinas tipo Pelton y Turgo operan eficientemente bajo las diferentes condicones de caudal, mientras que la curva de rendimiento de la turbina tipo Kaplan y hélice es más sensible frente a las variaciones de caudal.

Debido a su comportamiento variable con respecto a las condiciones de aplicación la turbina se convierte en el elemento central del equipo electromecánico, por lo que es importante realizar una buena selección del tipo de turbina a utilizar ya que esto redundará en los costos y en el rendimiento de la micro centra hidroeléctrica.

Turbinas de grandes caídas y pequeños caudales

1) **Turbinas Pelton**
Es el modelo más antiguo de turbinas y uno de los más utilizados en el mundo. Esta máquina hidráulica funciona por el impacto del chorro de agua sobre sus álabes, definiéndose así como una turbina de acción, de flujo tangencial y de admisión parcial. Opera eficientemente en condiciones de grandes santos y bajos caudales, y también cuando trabaja a caudales parciales. Las turbinas Pelton se pueden utilizar en grandes y pequeñas centrales, debido a la sencillez de su fabricación, fácil montaje y altos rendimientos

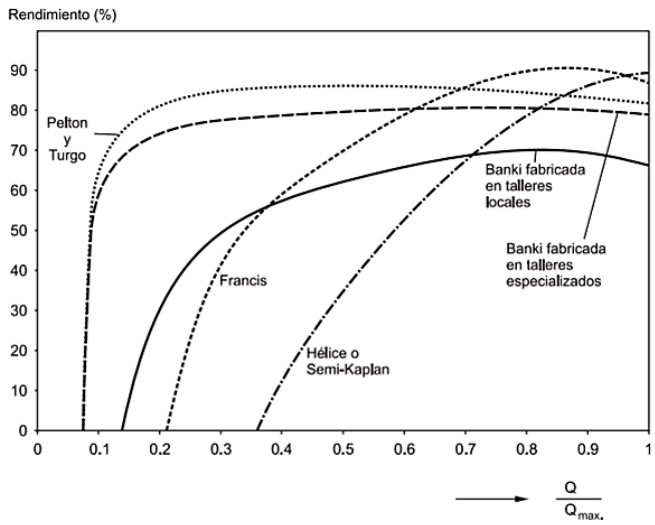

Figura 3.21: Rendimiento de diferentes turbinas bajo condiciones de caudal variable

en comparación con los otros tipos de turbina. Su distribuidor está compuesto por uno o varios inyectores, los que pueden llegar a seis. El rodete es de adimisión parcial y consta de un disco provisto de una serie de cucharas (álabes) adosadas en su periferia. La turbina tipo Pelton puede instalarse con el eje horizontal con 1 o 2 inyectores, y con el eje vertical con 3 a 6 inyectores. En la actualidad se fabrican micro, mini y picoturbinas Pelton de múltiples inyectores.

2) **Turbinas Turgo**
El funcionamiento de esta turbina se asemeja al de la turbina Pelton, con la diferencia de que su diseño permite la llegada de un chorro de mayor sección de salida y, por lo tanto, la llegada de mayor caudal al álabe. Es una turbina de acción, de flujo axial y de admisión parcial. El distribuidor se compone de un inyector tipo Pelton, que proyecta un chorro de agua inclinado, el que incide simultáneamente sobre varios álabes. El rodete es similar a la mitad de uno tipo Pelton, es de admisión parcial y puede instalarse con el eje horizontal y vertical. Por lo general, se emplea en pequeñas centrales hidroeléctricas ofreciendo una buena eficiencia de operación a cargas parciales, escaso riesgo de cavitación y buena tolerancia a la erosión.

3.9.1.1. Características de Funcionamiento Turbinas Tipo Pelton

1. **Velocidad de giro de la turbina**

   La velocidad de ingreso del agua en la turbina se obtiene a partir de la ecuación:

$$v_{ch} = 0,97\sqrt{2gH_n} \tag{3.35}$$

   La velocidad tangencial de una turbina Pelton se calula en base a la velocidad de ingreso del chorro de agua. En teoría, la velocidad tangencial óptima de la turbina debe ser la mitad de la velocidad de ingreso del chorro de agua; sin embargo, los ensayos experimentales han demostrado que las velocidades de rendimiento óptimo son ligeramente menores, por lo que se recomienda utilizar la siguiente relación (Ferrada, 2012):

$$v_t = 0,45\ a\ 0,48 v_{ch} \tag{3.36}$$

Por otro lado, la velocidad tangencial también puede expresarse como:

$$v_t = \frac{2\pi\, r\, N}{60} \tag{3.37}$$

donde:
v_{ch} = *velocidad del agua a la salida del inyector* $\left(\frac{m}{s}\right)$
g = *aceleración de gravedad* $\left(\frac{m}{s^2}\right)$
H_n = *altura neta* (m)
r = *radio de la turbina Pelton* (m)

2. **Dimensionamiento preliminar de una turbina Pelton**

Se han estudiado ciertos parámetros que permiten determinar el desempeño de una turbina tipo Pelton. Estos son la relación de diámetros (δ) y el número específico de revoluciones (n_s), que se muestran en las ecuaciones 3.38 y 3.39 respectivamente (Ferrada, 2012).

$$\delta = \frac{d_f}{D_r} \tag{3.38}$$

con:
d_f = *diámetro del inyector* (m)
D_r = *diámetro Pelton* (m)

$$N_s = N\left(\frac{\sqrt{P_{eje}}}{H_n^{\frac{5}{4}}}\right) \tag{3.39}$$

donde:
N_s = *número específico de revoluciones*
N = *velocidad de rotación de la turbina* $(r.p.m.)$
P_{eje} = *Potencia en el eje de la turbina* (kW)
H_n = *salto neto*

El término P_{eje} se refiere a la cantidad de energía que la turbina es capaz de transformar en energía mecánica según la ecuación 3.10. Esta capacidad de conversión depende de la eficiencia de la turbina, la que varía según las condiciones de caudal, altura, modelo y fabricante (Ferrada, 2012).

$$P_{eje} = \eta \times P_h \quad (W) \tag{3.40}$$

Para estimar el diámetro del rodete D_r, se recomienda utilizar la siguiente expresión:

$$D_r = \frac{240\, d_f}{n_s} \quad (m) \tag{3.41}$$

El diámetro del inyector d_f se obtiene según la ecuación 3.42; esta ecuación considera que el flujo de agua a la salida tiene forma cilíndrica.

$$d_f = \sqrt{\frac{4Q}{\pi\, v_{ch}}} \quad (m) \tag{3.42}$$

En centrales hidroeléctricas que operan con turbinas tipo Pelton es común la utilización de más de un inyector, las ventajas de utilizar múltiples inyectoes son (Ferrada, 2012):

- Al aumentar las subdivisiones del caudal (número de inyectores), la turbina aumenta de velocidad, con lo cual se reduce su tamaño y al mismo tiempo se puede escoger un generador de mayor velocidad y así reducir el costo del grupo electromecánico. Por ejemplo, si se utiliza un solo inyector de gran caudal, los álabes que componene el rodete serán muy grandes haciendo que el rodete gire a una menor velocidad; en cambio, si se divide en chorros parciales de menor diámetro, los álabes serán más pequeños y finalmente el rodete alcanzará una mayor velocidad de rotación.
- Un mayor número de inyectores facilita una regulación más sencilla de caudal en épocas de estiaje y lluvias.

La principal desventaja de usar múltiples inyectores es que las pérdidas en el distribuidor aumentan. No existe un dato exacto que permita determinar el número óptimo de inyectores, ya que en las pérdidas interfieren otros factores que es necesario analizar caso por caso; sin embargo, para centrales cuyas potencias sean inferiores a los 100 (kW), se recomienda no utilizar más de 3 inyectores.

Por otro lado, si la relación de diámetros δ es excesivamente pequeña ocurre que el flujo de agua va a tener que recorrer un trayecto demasiado largo entre la salida del inyector y el rodete. Debido a lo anterior, una recomendación muy importante a considerar es que δ sea del orden de 0,11. La tabla 3.9 muestra los resultados obtenidos experimentalmente que permiten determinar límites de buen funcionamiento de las turbinas tipo Pelton.

Límite de Aplicación	Relación de diámetros δ
Límite mínimo (mal rendimiento)	0,01
Límite mínimo práctico (buen rendimiento)	0,003
Límite máximo (mal rendimiento)	0,14
Límite máximo práctico (buen rendimiento)	0,11

Tabla 3.9: Límites máximos y mínimos de la relación de diámetros

3.9.2. Selección de la Turbina

La selección de una turbina para un caso particular debe realizarse en base a los siguientes criterios:

- Características del lugar donde se instalará la micro central hidroeléctrica.
- Altura bruta disponible (desnivel existente entre la cámara de carga y la casa de máquinas).
- Caudal disponible para ser turbinado.
- Probabilidad de que la turbina trabaje a caudales parciales.

Como se ha mencionado, cada turbina tiene condiciones adecuadas de altura y caudal para obtener el mejor funcionamiento. Por este motivo se han desarrollado algunas técnicas que permiten hacer una selección rápida de acuerdo a las condiciones físicas del lugar de la instalación (altura y caudal), incluyendo diagramas o tablas donde se consigna el tipo de turbina y su campo de aplicación.

3.9.2.1. Método Gráfico

Se puede realizar una selección rápida de la turbina utilizando el diagrama de la figura 3.22 en la que aparecen las diversas turbinas ubicadas por zonas de aplicación referidas al salto neto, caudal, potencia y una eficiencia promedio.

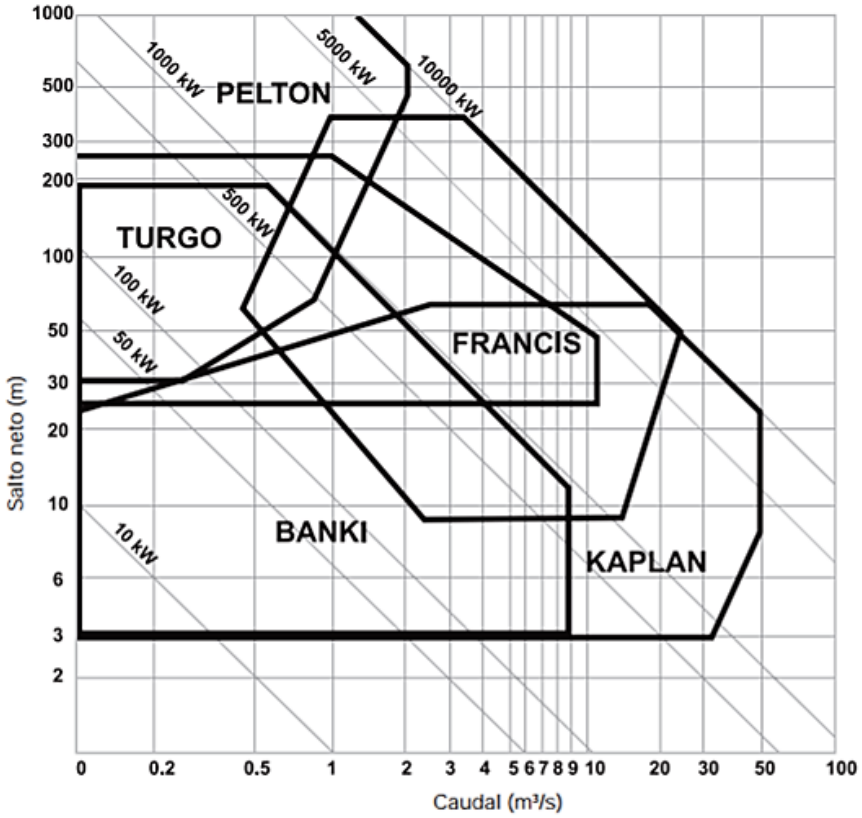

Figura 3.22: Diagrama de selección de turbinas hidráulicas

Este diagrama se basa en la ecuación 3.10, de la cual se despeja la altura neta, quedando:

$$H_n = \frac{P}{\rho g \eta} \times \frac{1}{Q} \tag{3.43}$$

aplicando logaritmos:

$$\log H_n = \log \frac{P}{\rho g \eta} - \log Q \tag{3.44}$$

Asumiendo una eficiencia promedio se obtiene una relación lineal entre H_n y Q para una potencia constante P en coordenadas logarítmicas. Como se puede observar, en el diagrama se halla graficado la correspondencia de caudal y altura para los diferentes tipos de turbinas utilizando la relación logarítmica anteriormente descrita; en el eje de las abscisas se encuentra el caudal en metros cúbicos por segundo y en el eje de las ordenadas al salto neto en metros.

Una vez conocidos estos dos parámetros de una situación cualquiera, es posible seleccionar a priori el tipo de turbina que le corresponde al sitio en cuestión. Cada tipo de turbina tiene un área de trabajo donde opera adecuadamente desde el punto de vista de la eficiencia. Por otro lado, en el diagrama de la figura 3.22 existen zonas que se superponen entre diferentes tipos de turbina; en estas zonas se estima que ambos tipos funcionan adecuadamente, por lo que se podría decidir por cualquiera de los dos o tres tipos de turbinas que correspondan. Sin embargo, la decisión final se toma en base a aspectos más prácticos, como por ejemplo, la disponibilidad en el mercado, costos de transporte, facilidad de la instalación, entre otros (Dávila et al., 2010).

3.9.2.2. Números Específicos de Revoluciones

El diseño y construcción de una turbina requiere de la solución de una serie de problemas que, por lo general, deben resolverse en forma experimental mediante la utilización de modelos. El objetivo de estos modelos es saber el comportamiento de la turbina bajo condiciones variables de altura y caudal, a través de simulaciones hechas en un amplio rango para cada uno de los parámetros indicados.

El modelo permite verificar los cálculos teóricos antes de construir un prototipo real y señalar las mejoras necesarias para obtener el comportamiento deseado. Las relaciones entre el modelo y el prototipo requieren del establecimiento de las leyes de semejanza (geométrica, cinemática y dinámica) de cuyo análisis se obtienen una serie de números característicos; entre ellos, los números específicos de revoluciones son los que mejor expresan la semejanza entre el prototipo y el modelo.

Estos números son los siguientes (Ferrada, 2012):

1. Números específicos de revoluciones de potencia

$$N_s = N\left(\frac{\sqrt{P_{eje}}}{H_n^{\frac{5}{4}}}\right) \tag{3.45}$$

2. Número específico de revoluciones de caudal

$$N_q = N\left(\frac{\sqrt{Q}}{H^{\frac{3}{4}}}\right) \tag{3.46}$$

donde:
N_s , N_q = *número especifico de revoluciones*
N = *velocidad de rotación de la turbina* $(r.p.m.)$
Q = *caudal de la turbina* $\left(\frac{m^3}{s}\right)$
H_n = *altura neta* (m)
P = *potencia al eje de la turbina* (kW)

Ambos parámetros pueden ser usados indistintamente, sin embargo, para las turbinas hidráulicas lo más común es el uso de N_s. Hoy en día, gracias a los trabajos experimentales desarrollados en el pasado, existe un amplio abanico de gráficos y tablas relacionadas con la semejanza de las turbinas; en la tabla 3.10 se presenta un resumen de los rangos de aplicación de los distintos tipos de turbinas según N_s.

Tipo de Turbina	Rango N_s
Pelton	4 - 27
Turgo	20 - 56
Flujo Transversal	20 - 170
Francis	45 - 300
Kaplan y Hélice	255 - 300

Tabla 3.10: Clasificación turbinas hidráulicas según N_s

Observaciones:

1. Los valores de la tabla 3.10 están en unidades del SI. Los números específicos representan a las velocidades de rotación de una turbina prototipo, cuyo modelo semejante opera bajo parámetros unitarios.

2. La importancia práctica de los números específicos radica en su utilidad como criterio de clasificación cuantitativo de las turbinas. Establecen una serie de valores que definen la geometría del rodete, cuando se reemplazan los valores reales de N, Q o P y H_n para el punto de máxima eficiencia.

3. En el caso de las turbinas Pelton de varios inyectores, existe una distinción para N_s según el número de inyectores, como se muestra en la siguiente tabla:

Turbina Pelton	Descripción	N_s máximo
simple	1 rodete, 1 inyector	27
doble	1 rodete, 2 inyectores; o 2 rodetes, 1 inyector	34
cuádruple	1 rodete, 4 inyectores; o 2 rodetes, 2 inyectores por rodete	48
séxtuple	1 rodete, 6 inyectores	59

Tabla 3.11: Límite del número máximo de revoluciones para turbinas tipo Pelton de múltiples inyectores.

Al observar los valores de la tabla 3.11, se aprecia un incremento en el valor de N_s a medida que aumenta el número de inyectores. Dicho de otro modo, cuando aumenta el número de subdivisiones de caudal, la turbina aumenta de velocidad, con lo cual reduce su tamaño y en consecuencia se puede escoger un generador de mayor velocidad y reducir el costo de los equipos electromecánicos.

4. Las turbinas que se han utilizado con mayor frecuencia en pequeños aprovechamientos hidráulicos en sitios aislados son del tipo Pelton y de flujo transversal.

4 | Diseño de Micro Central Hidroeléctrica en Cadillal Alto

4.1. Localización del Proyecto

La generación de electricidad en una localidad rural a partir del aprovechamiento de los recursos hídricos presentes en la zona, representa un desafío desde el punto de vista técnico, económico y ambiental. Primero es necesario describir el entorno en donde se llevará a cabo el proyecto.

Cadillal Alto pertenece a la comuna de Corral, en la costa de la Provincia de Valdivia, XIV Región de Los Ríos. La comunidad de Cadillal Alto se encuentra a unos 37 kilómetros al sur-este de Corral, específicamente en 39°98'23.94"S y 73°31'05.3"E, emplazada en la ribera del río Chaihuín hacia el interior de la Cordillera de la Costa. Esta comunidad se encuentra inserta en el corazón de la selva costera valdiviana en medio de dos áreas silvestres protegidas, el Parque Nacional Alerce Costero (Corporación Nacional Forestal, CONAF) y la Reserva Costera Valdiviana (The Nature Conservancy, TNC).

Figura 4.1: Ubicación Cadillal Alto
(Fuente: https://earth.google.com)

Los bosques templados lluviosos de tipo Valdiviano se desarrollan bajo condiciones geográficas y climáticas muy particulares. La existencia de un relieve de considerable altura, como lo es la cordillera de la costa, en un área de clima templado con gran influencia oceánica provoca un considerable aumento de las precipitaciones y una relativa estabilidad climática. Esta gran extensión de bosque templado sostiene hasta 2.000 toneladas métricas de materia viva por hectárea, produciendo madera, follaje, frutos, hojarasca, musgos y líquenes que sirven de alimento a innumerables especies de insectos, mamíferos, aves y reptiles.

Finalmente, en esta zona se encuentra la cuenca del Río Chaihuín y otras subcuencas, que son el hábitat de múltiples especies de flora y fauna y que se mantienen gracias a la existencia del bosque y viceversa.

Este contexto ambiental motiva a idear soluciones que permitan satisfacer la demanda de energía eléctrica en forma sustentable, continua y eficiente, con el objetivo de generar un bajo impacto en el ecosistema. Actualmente las energías renovables se han posicionado como alternativas plenamente competitivas y eficaces para cubrir las necesidades de la demanda energética.

4.2. Caracterización de la Localidad

El reconocimiento del terreno se realiza luego de 4 visitas al sector, durante el año 2017 principalmente en temporada estival, con el objetivo de evaluar los diferentes recursos disponibles en la zona. Tras recorrer el sector se determina que el principal recurso para producir electricidad en forma continua es el agua que desciende por los esteros que bañan la región y que desembocan en el río Chaihuín. Por otro lado, se recolecta información relevante acerca de la demanda energética de la vivienda y sobre el sistema actual de generación en base a diésel.

El terreno objeto de estudio se encuentra en Cadillal Alto. Es un campo cuya extensión asciende a 62,8 hectáreas, las que son utilizadas principalmente para actividades de ganadería, agricultura y recolección de leña para uso doméstico y para la venta.

Figura 4.2: "Características del Terreno"
(Fuente:Elaboración Propia)

En la figura 4.2 es posible observar las características topográficas del terreno que en total se compone de 65 hectáreas. En primer lugar se aprecia la cuenca del río Chaihuín que representa el límite sur del campo, a continuación le sigue una extensión de 130 (m) terreno plano formado principalmente por "Hualve" que corresponde a un bosque pantanoso de temo-pitra caracterizado por la elevada humedad asociada al río Chaihuín, los esteros, riachuelos y las depresiones donde se acumula agua. La superficie final está formada por 162 (m) de bosque nativo en relieve y corresponde al límite norte del campo, a través de la cual descienden esteros y arroyos que desembocan finalmente en el río.

En esta extensa zona geográfica hay 4 viviendas, 2 galpones y 3 domos turísticos, que suman un total de 13 habitantes. Los recursos básicos como el agua y la calefacción para la vivienda son obtenidos a partir de los recursos disponibles, es decir, el agua es conducida desde vertientes que se encuentran a gran altura a través de cañerías especiales para soportar los cambios de presión producidos por el aumento de caudal en invierno, mientras para la calefacción y la cocina de alimentos se utiliza principalmente leña de eucalipto. Es

importante señalar que en todas las casas hay una cocina a gas, pero que se utiliza en determinadas ocasiones debido a la dificultad para adquirir los balones de gas licuado. La disponibilidad del recurso eléctrico es uno de los principales obstáculos que se enfrenta ya que no hay un sistema de distribución de energía eléctrica que llegue a Cadillal Alto. Este problema es resuelto mediante el uso de generadores eléctricos en base a bencina, que proporcionan electricidad a las viviendas principalmente para iluminación en la noche y el funcionamiento de herramientas y de algunos artefactos electrodomésticos (Tv, radio y lavadora).

Si bien existe solución para la obtención de electricidad y energía (gas) esta no es la más óptima para la localidad estudiada, porque para comprar estos recursos es necesario movilizarse al menos hasta Chaihuín, el pueblo más cercano ubicado a unos 15 km en dirección noroeste. La conectividad entre estas dos zonas es mediante el Río Chaihuín o por un camino de tierra sinuoso, empleándose un tiempo mínimo de viaje de 1 hora por río y 25 minutos en automóvil. Otro factor a considerar es el precio del combustible y las condiciones de entrega de este producto. Por ejemplo, el precio del litro de gasolina de 95 octanos en una bencinera de la comuna de Corral asciende a $784 (Comisión Nacional de Energía, 2017), mientras que en Chaihuín este valor puede superar los $1.000 por litro de combustible. A lo anterior se suman las inadecuadas condiciones de venta del combustible, pues es almacenado en botellas de bebidas desechables en una vivienda de la zona y no en una estructura adecuada como una bencinera. En consecuencia, no existe un sistema de abastecimiento eléctrico continuo, por lo que se utiliza la generación en situaciones específicas en las que se necesite. Esta situación determinante impide que en cada vivienda se cuente con un refrigerador para conservar y almacenar alimentos, bebidas e incluso medicamentos. Es por este motivo que se quiere implementar un sistema hidroeléctrico que permita otorgar una disponibilidad continua de electricidad para satisfacer la demanda de una vivienda particular situada en Cadillal Alto.

4.3. Requerimiento Energético

El sistema hidroeléctrico se diseña en base a la potencia máxima instalada en la vivienda, considerando en su diseño el total de las pérdidas y la eficiencia de conversión del sistema de forma adicional a requerimiento útil del usuario. La potencia total instalada en la vivienda se presenta en la siguiente tabla:

Artefacto	W	cantidad	$\frac{hr}{dia}$	$\frac{kWh}{dia}$	kWh/mes	$P_{ins}\,kW$
TV LED 50”	248	1	5	1,24	37,2	248
Ampolletas	7	7	10	0,49	14,7	49
Refrigerador Samsung A+	30	1	24	0,71	21,25	29,514
Lavadora Electrolux 7 kg	210	1	0,285	0,06	1,796	210
Equipo de Música Samsung	500	1	1	0,5	15	500
Celular	5	2	1	0,01	0,3	10
Notebook	45	1	3	0,14	4,05	45
Total				3,14	94,3	1092

Tabla 4.1: Consumo de energía eléctrica vivienda Cadillal Alto

Esta tabla, muestra los elementos que conformarían el consumo eléctrico a satisfacer a partir de la hidrogeneración. Si bien actualmente la vivienda no cuenta con un refrigerador funcionando las 24 horas, es importante considerar su consumo a la hora del diseño ya que uno de los objetivos de la implementación de este sistema consiste en proporcionar energía contínua a la vivienda y así poder mantener en funcionamiento un refrigerador, un electrodoméstico básico para el desarrollo de la vida diaria.

La tabla 4.1 se compone de siete columnas:

1) La primera columna corresponde al tipo de artefacto.

2) La segunda representa el consumo de energía eléctrica (W) del artefacto.

3) La tercera es la cantidad de elementos por artefacto en la vivienda.

4) La cuarta corresponde a las horas diarias de funcionamiento del equipo eléctrico. En el caso de la lavadora, como no se trata de un electrodoméstico que se ocupe a diario, se prorratean las horas de funcionamiento mensual en los días del mes (se considera un promedio de 30 días por mes).

5) La quinta columna es el consumo diario de energía en kWh.

6) La sexta columna corresponde al consumo mensual de energía en kWh.

7) La última columna, representa al consumo eléctrico máximo en kW que debiese satisfacer el sistema hidroeléctrico en el caso de que todos los artefactos funcionaran al mismo tiempo.

Como se puede observar, la micro central hidroeléctrica debe ser capaz de generar al menos $3,2\left(\frac{kWh}{dia}\right)$ para satisfacer los niveles de consumo de electricidad. Sin embargo, se diseña el sistema en base a la potencia máxima de acuerdo a las condiciones de altura y caudal del sitio, pues esto permitiría utilizar al menos todos los equipos al mismo tiempo.

Actualmente se utiliza un generador en base a bencina para dotar de energía eléctrica a la casa. El generador se enciende en momentos específicos; por ejemplo, para encender las ampolletas en las noches, ver un rato de televisión o escuchar música, para cargar las baterías de algunos artefactos como el notebook o los celulares, para lavar, etc. Pese a que en promedio el generador se utiliza entre unas 3 o 4 horas al día, el valor que se invierte en combustible asciende a alrededor de $120.000 mensual, esto sin considerar los costos del viaje para adquirirlo, el tiempo que debe emplearse y la dificultad para acceder al servicio.

4.4. Parámetros de Diseño

Para determinar la cantidad de energía aprovechable según las condiciones de altura y caudal del sitio, es necesario realizar las mediciones correspondientes para cada parámetro. Se efectuaron tres mediciones de caudal en distntas épocas del año 2017, con el objetivo de conocer el caudal en temporada estival y en invierno. Se realizaron dos mediciones para el caso de la altura de caida disponible y de la longitud de la tubería, esta medición considera la longitud y altura comprendida entre la futura casa de máquinas con la toma del flujo aguas arriba.

4.4.1. Medición del Caudal Disponible

Para medir el caudal se utiliza el método del recipiente. Estas mediciones fueron realizadas el 27 de enero, 24 de agosto y el 6 de octubre del 2017, utilizando el mismo recipiente para las tres mediciones. Los elementos utilizados se describen a continuación:

a) **Equipamiento**

- Balde de 27,67 litros.
- Cronómetro.
- Lápiz y papel.
- 3 personas.

b) **Procedimiento**

1) Se escoge el sitio aguas arriba donde ocurre la toma de agua para el ingreso a la tubería. Para facilitar la medición y no tener que desviar el agua hacia el balde, se escoge un tramo del estero que presente un pequeño salto (alrededor de 1,5 m).

2) La persona número 1 se posiciona con el balde bajo la caída de agua. Esta persona es la encargada de iniciar la medición.

3) Las personas 2 y 3 se encargan de medir y registrar el tiempo de llenado del barril.

4) Una vez registrados los datos, se procede al cálculo del caudal .

A continuación se muestra el resumen de los resultados obtenidos a partir de las tablas A.1, A.2, A.3:

Fecha	Medición	Q_{prom}	Q_{disp}	Q_e
27-01-2017	1	1,401	1,262	0,140
24-08-2017	2	5,636	5,072	0,564
06-10-2017	3	4,70	4,231	0,470

Tabla 4.2: Resumen de las mediciones de caudal en $\left(\frac{L}{s}\right)$

La tabla 4.2 muestra el caudal promedio, el caudal ecológico y el caudal disponible medido en el estero. Al tratarse de una zona rural, rodeada por dos reservas que protegen la selva Valdiviana (flora y fauna), es necesario respetar el caudal mínimo que se necesita para no alterar la biodiversidad. La defición más aceptada a nivel mundial del caudal ecológico, es la desarrollada en la Declaración de Brisbane realizada el año 2007, donde se señala que: los caudales ecológicos o ambientales son los flujos de agua, el momento de su aplicación y la calidad de las aguas precisos para mantener los ecosistemas de agua dulce y de los estudarios, así como los medios de subsistencia y bienestar de las personas que dependen del ecosistema. En Chile, según el DS N°14 del Ministerio del Medio Ambiente, en su artículo 3° considera como fórmula de cálculo del caudal ecológico el criterio del 10 % del caudal medio anual.

Como es de esperarse en una de las regiones más lluviosas de Chile, el caudal de invierno supera hasta en 4 veces el de temporada estival. Parece tentador pensar que no es viable el proyecto debido al escaso caudal de verano, sin embargo, la energía eléctrica generada por el sistema no solo depende de este parámetro, sino también de la altura disponible.

4.4.2. Medición de la Altura Bruta

La medición de la altura aprovechable se realiza con el método de la manguera de nivelación, realizando un total de 2 mediciones (A.4 y A.5 respectivamente), el procedimiento se detalla a continuación:

a) **Equipamiento**

- 6 metros de manguera transparente.
- Huincha para medir la altura.
- Estacas para marcar.
- Papel y lápiz para anotar las mediciones.
- 1 balde con agua para llenar la manguera.
- 2 personas.

b) **Procedimiento**

1) Se selecciona partir la medición desde la futura casa de máquinas hasta la toma del cauce aguas arribas.
2) La persona 1 coloca una estaca en B_1, haciendo coincidir el nivel de agua con el nivel en el que estará situada la turbina con un extremo de la manguera. A continuación, la persona 2 se traslada cuesta arriba con el otro extremo de la manguera buscando el equilibrio del agua. Una vez que se haya estabilizado el nivel del agua en ambos extremos, la persona 2 registra la lectura en A_1. Enseguida, se coloca una estaca en B_2.
3) En la segunda lectura la persona 2 permanece en su lugar y la persona 1 se desplaza cuesta arriba; una vez obtenido nuevamente el equilibrio del agua dentro de la manguera en ambos extremos, la persona 1 mide la altura A_2 y la persona 2, la lectura B_2.

4) Se repite el proceso hasta llegar al lugar definido para la toma de agua. Los datos son registrados y se reitera el mismo procedimiento cuesta abajo.

Los resultados promedios obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Medición	Altura (m)
1	40,02
2	39,91
e %	0,275
Promedio	39,97

Tabla 4.3: Resumen de las mediciones de la altura bruta

La altura bruta disponible para el sistema es, en promedio, 40 (m), siendo el error porcentual entre las mediciones realizadas inferior al 1 %. Este valor se ve afectado por las pérdidas que se originen en la tubería de presión y sus accesorios debido a la circulación del agua a través de ella. Si bien es inevitable que se generen pérdidas, es posible atenuarlas o minimizarlas escogiendo el material adecuado a las condiciones del sitio y el diámetro y espesor de la tubería que represente el equilibrio entre el costo y la pérdida de carga.

4.4.3. Medición de la Longitud de la Tubería

La medición de la longitud de la tubería se realiza en dos oportunidades (ver tabla A.6): la primera se lleva a cabo a través del conteo del número de pasos que separan la futura casa de máquinas y la toma del agua y, la segunda, se realiza en conjunto con la de la altura disponible. Para esta última se aprovecha la marca proporcionada por las estacas clavadas en el inciso anterior, obteniéndose:

Medición	Longitud (m)
1	81,5
2	81,6
Promedio	81,6

Tabla 4.4: Medicón de la longitud mediante estacas

En el caso de la medición a través de pasos, se considera un valor promedio de 33 $\left(\frac{cm}{paso}\right)$:

Pasos	Longitud (m)
240	79,2
248	81,8
Promedio	80,5

Tabla 4.5: Medicón de la longitud mediante pasos

Los valores observados en las tablas 4.4 y 4.5 se asemejan entre sí, pese a que fueron medidos con dos métodos distintos. Por lo tanto, se requieren de al menos unos 80 metros de tubería para conducir el agua desde la toma aguas arriba hacia la turbina dentro de la sala de máquinas.

La selección de la tubería (diámetro, espesor y material) debe estar orientada a minimizar en lo máximo posible las pérdidas de altura originadas por la fricción del agua con las paredes de la tubería. El material, el espesor y el diámetro a escoger deben ser aptos para resistir las condiciones climáticas y geográficas del sitio, y las sobrepresiones que puedan originarse por los fenómenos transitorios como el golpe de ariete.

4.5. Obras Civiles

4.5.1. Obra de Toma

La obra de toma consiste en una caja fabricada en acero inoxidable (ver imagen A.2). Sus características se detallan a continuación:

- Las dimensiones del colector de admisión $200\,X\,300\,X\,400\,mm^3$. Debe tener una perforación circular a 100 milímetros desde la base, que permita la conexión con la tubería de presión.
- Se requiere un total de $0,52\,m^2$ de placa de acero inoxidable perforada.
- Para unir las caras de la caja se necesitan $2,4\,m$ de perfil angular.
- 36 tornillos de acero inoxidable.
- Fitting de acero inoxidable para conexión del colector con la tubería de presión, de $75\,mm$ de diámetro interior.

Los materiales necesarios para su construcción se presentan a continuación:

Elemento	$\frac{\$}{u}$
Plancha perforada acero inoxidable 300 X 1000 X 2,0	$70.000
Perfil Angular 6 m longitud, 300 X 300 x 5,0	$15.030
Tornillos acero 12 X 12	$20.000
Mano de Obra	$30.000
Total	$135.030

Tabla 4.6: Costo de fabricación del colector de admisión

Este es el valor máximo a pagar si es que se decide comprar los materiales, lamentablemente no existen en el comercio planchas de acero de menor tamaño, ni tampoco los perfiles angulares. Una solución alternativa consiste en enviar a fabricar a un taller mecánico el colector de admisión, reduciendo su costo a $80.000.

4.5.2. Tubería Frozada

4.5.2.1. Selección del Material

El material se escoge teniendo en cuenta las condiciones geográficas y climáticas del sitio, la presión a la que estará sometida el sistema, la vida útil, facilidad en la instalación y la oferta en el mercado. La compleja accesibilidad a Cadillal Alto, ya sea por la lejanía a la ciudad y por las condiciones del camino y el terreno, restringe en sí la utilización de materiales como el acero y el concreto. Este tipo de materiales requieren de maquinaria y de personal calificado para su instalación, lo que repercute directamente en un aumento del costo del sistema en general. Debido a lo anterior, es que se necesita de un material que sea fácil de transportar e instalar, que pueda soportar las condiciones climáticas a las que estará expuesta y que cuyas pérdidas por friccón sean mínimimas.

Las tuberías fabricadas en PVC y polietileno de alta densidad (HDPE PE100) son una buena alternativa para el sitio en cuestión. Ambas presentan bajos coeficientes de fricción en comparación con tuberías hechas de concreto, lo que permitirá una reducción considerable de las pérdidas de altura; son relativamente económicas, existen en variados diámetros y están diseñadas para soportar altas presiones. Una diferencia importante entre las tuberías de PVC y las HDPE, es que las primeras son altamente sensibles a la radiación UV, por lo que es necesario enterrarlas, taparlas con vegetación o pintarlas para que no se deterioren. Considerando lo

expuesto anteriormente, se escoge el polietileno de alta densidad como material para la tubería de presión debido a:

1) Para propósitos prácticos, las tuberías HDPE son químicamente inertes, por lo que los químicos naturales del suelo no pueden atacarlas o causarles degradación. No permiten el crecimiento, ni son afectadas por algas, bacterias u hongos.
2) La vida útil estimada tradicionalmente para las tuberías de HDPE es superior a 50 años para el transporte de agua a temperatura ambiente.
3) Se pueden unir mediante termofusión, electrofusión y por medios mecanicos.
4) Su resistencia y flexibilidad permiten a la tubería absorber sobrepresiones, vibraciones y tensiones causadas por movimientos del terreno. Pueden deformarse sin daño permanente, permitiendo que sean instaladas sin problemas en terrenos con obstáculos, ya que pueden colocarse en forma serpenteada, respetando ciertas tolerancias de curvatura (radios mínimos).
5) Las tuberías de HDPE están protegidas contra la degradación que causan los rayos UV al ser expuestas a la luz directa del sol, ya que contienen un porcentaje de negro de humo, que además, le otorga el color negro a estas tuberías.

4.5.2.2. Determinación del Diámetro de la Tubería

Al no existir un criterio unificado para la determinación directa del diámetro, este se estima a partir de dos métodos distintos: la fórmula experimental de Bresse (d_1) y para velocidades de circulación de $0,3\left(\frac{m}{s}\right)$ (d_2) y $0,6\left(\frac{m}{s}\right)$ (d_3), obteniéndose los siguientes resultados:

	d_1	d_2	d_3
1	79,8	51,7	73,2
2	160	103,8	146,7
3	146,2	94,8	133,9

Tabla 4.7: Estimación del diámetro de la tubería en milímetros

Los valores contenidos en la tabla 4.7 se comparan con catálogos de fabricantes de tuberías de HDPE. A partir de ellos, se determina que los valores disponibles en el mercado similares a los calculados son: $63\,mm$, $75\,mm$, $90\,mm$ y $110\,mm$. Las especificaciones se encuentran en la figura A.5.

4.5.2.3. Cálculo de las Pérdidas por Fricción

A continuación, se detalla el procedimiento utilizado para determinar las pérdidas de carga para los 4 diámetros tentativos en el sistema de tubería:

Pérdida a lo largo de la tubería de presión

1) Se determina el diámetro interno de la tubería HDPE PE100-C6.

d_{ext} (mm)	Espesor (mm)	d_{int} (mm)	d_{int} (m)
63	2,3	60,7	0,0607
75	2,8	72,2	0,0722
90	3,3	86,7	0,0867
110	4	106	0,106

Tabla 4.8: Diámetro interno tubería de presión

Con este valor, se procede a calcular el área de la tubería y así poder determinar la velocidad de circulación a partir de la ecuación de continuidad 3.15.

2) Velocidad de circulación en el interior de la tubería para los distintos regímenes de caudal.

	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,44	0,31	0,21	0,14
V_2	1,75	1,24	0,86	0,58
V_3	1,46	1,03	0,72	0,48

Tabla 4.9: Velocidad de circulación en $\left(\frac{m}{s}\right)$

3) El número de Reynolds se calcula para el valor de la viscosidad cinemática del agua a 10 grados celsius: $1,31 \times 10^{-6}\,\frac{m_2}{s}$.

	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	19.079	16.040	13.358	10.926
V_2	76.710	64.492	53.706	43.928
V_3	63.981	53.790	44.794	36.638

Tabla 4.10: Determinación del tipo de régimen a partir del número de Reynolds

De acuerdo a los resultados obtenidos, las condiciones a las que circula el agua determinan que se trata de un fluido en régimen turbulento. Para determinar las pérdidas de carga por fricción, se utiliza el diagrama de Moody (3.19). El valor de la rugosidad absoluta para tuberías HDPE es de $0,015\,(mm)$.

4) La rugosidad relativa se determina a partir del cociente entre la rugosidad absoluta y el diámetro interior de la tubería.

$\frac{\varepsilon}{d}$	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
0,0015	0,000025	0,000021	0,000017	0,000014

Tabla 4.11: Cálculo rugosidad relativa

Una vez obtenidos los valores de R_e y de la rugosidad relativa, se puede determinar el coeficiente de fricción f para cada caso.

5) Coeficiente de fricción se obtiene a partir del diagrama de Moody.

	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,0275	0,028	0,0295	0,03
V_2	0,019	0,0198	0,0202	0,021
V_3	0,0195	0,02	0,021	0,022

Tabla 4.12: Valores del coeficiente de frición f

Con el valor de f es posible determinar la pérdida de carga debido a la frición del agua contra las paredes de la tubería a partir de la ecuación 3.21.

6) Pérdida de carga por fricción asociada a cada diámetro de tubería.

Las pérdidas de carga son bajas en comparación con la altura total disponible. Para el caso de una tubería de $63\,(mm)$ de diámetro, el valor máximo de pérdida corresponden a $3,9\,(m)$ lo que representa un 10 % de la altura total. Las tuberías de $75\,(mm)$, $90\,(mm)$ y $110\,(mm)$ generan una menor pérdida, las que representan un 4,3 %, 1,7 % y 0,6 % del total de la atura disponible.

	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,36	0,15	0,07	0,02
V_2	3,99	1,75	0,71	0,27
V_3	2,9	1,23	0,52	0,19

Tabla 4.13: Pérdida de carga (m) por fricción

Además de la metodología utilizada para la determinación de las pérdidas a lo largo de la tubería, la fórmula experimental desarrollada por Hazen-Williams permite determinar su valor directamente, según la ecuación 3.27:

$C = 150$	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,29	0,13	0,05	0,02
V_2	3,9	1,68	0,69	0,26
V_3	2,8	1,20	0,49	0,19

Tabla 4.14: Pérdida de carga (m) según Hazen-Williams

Al observar los resultados obtenidos a partir de dos métodos distintos, se constata una semejanza en las cifras, siendo el diámetro de 63 (*mm*) el que genera un mayor número de pérdidas. Si bien, la alternativa de 110 (*mm*) parece la más adecuada al generar menos pérdidas en comparación con las otras, antes de tomar una decisión se debe tener en cuenta las pérdidas localizadas y la relación entre el costo y la cantidad de energía generada.

Pérdidas Localizadas

Los accesorios necesarios para la instalación del sistema de tubería son:

- Entrada de la tubería, desde la toma de agua.
- Copla conectora tubería (1).
- Conector entrada rosca (1).
- Válvula mariposa (3).
- Conector de 3 piezas para válvulas (3).
- Tee derivadora (1).
- Reducción (1).
- Codos (2).

Los valores del coeficiente k para los accesorios de polietileno de alta densidad se presentan en la siguiente tabla:

Accesorio	k
Válvula de globo, abierta	10
Válvula en ángulo, abierta	5
Válvula de compuerta, abierta	0,2
Válvula de compuerta, con 75 % apertura	1 - 1,15
Válvula de compuerta, semi abierta	5,6
codo de 45°	0,48
Retorno (curva U)	2,2
Tee en sentido recto	0,3
Tee con salida vertical	1,8
Copla Unión	0,3
Entrada recta a tope	0,5
Entrada con boca acampanada	0,1
Entrada con tubo reentrando	0,9
Válvula mariposa	0,45
Reducción	0,82
Enlace roscado	0,54

Tabla 4.15: Valores de k para accesorios de polietileno de alta densidad

Con los valores de k se obtienen las pérdidas localizadas para los 4 diámetros tentativos, a partir de la fórmula 3.28:

	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,20	0,10	0,05	0,02
V_2	3,25	1,62	0,78	0,35
V_3	2,26	1,13	0,54	0,24

Tabla 4.16: Pérdidas de carga localizadas (m) en el sistema de tubería

La tabla 4.16 muestra las pérdidas ocasionada por la circulación del agua a través de los accesorios que componen el sistema de tubería. Al igual que las pérdidas por fricción, los accesorios para una tubería de 63 *mm* de diámetro generan un mayor número de pérdidas en comparación al resto de las alternativas y, también, la tubería de 110 *mm* es la que induce a un menor porcentaje de pérdidas. Los cálculos de las pérdida de cada accesorio se encuentran en las tablas A.7, A.8, A.9, A.10, A.11, A.12 y A.13 respectivamente.

Pérdida Total en el Sistema

Las pérdidas de carga total en el sistema se obtiene a partir de 3.29. La tabla 4.17 muestra los resultados finales obtenidos para tuberías de igual material pero de distinto diámetro:

	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,56	0,25	0,11	0,05
V_2	7,25	3,37	1,50	0,62
V_3	5,12	2,36	1,06	0,44

Tabla 4.17: Pérdida de altura total en el sistema de tubería

Para los tres diámetros, el mayor porcentaje de pérdida se produce cuando el caudal está en régimen turbulento (invierno), representando un 18 %, 8,4 %, 3,7 % y 1,5 %, respectivamete del total de la altura aprovechable.

Por otro lado, la tubería de 63 (*mm*) de diámetro es la que produce la mayor cantidad de pérdidas totales para cada condición del régimen, por lo que se considera descartar esta opción ya que las pérdidas superan el 11 % recomendado.

La elección final del diámetro de la tubería se efectúa de acuerdo a la relación existente entre el costo de la alternativa versus la cantidad de energía efectivamente producida.

Golpe de Ariete

Para corroborar que la clase y el espesor escogido para la tubería de presión de la micro central son consistentes con los ofrecidos en el mercado, se debe calcular la presión total de trabajo H_t a partir de 3.32 y 3.33. Los resultados se resumen en la siguiente tabla:

Presión transitoria m.c.a.			
d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
15,55	10,99	7,62	5,10
62,54	44,20	30,65	20,51
52,16	36,87	25,57	17,10

Tabla 4.18: Presión transitoria (m.c.a.) que debe soportar el sistema según las condiciones de caida y caudal

De acuerdo a la tabla 4.18, la máxima presión transitoria (bar) según la fórmula 3.33 y, de acuerdo al valor del diámetro de la tubería, corresponde a:

d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
6,31	4,45	3,08	2,06
6,98	4,76	3,21	2,11
6,77	4,66	3,17	2,09

Tabla 4.19: Presión tansitoria total a la que se someterá el sistema (bar)

Para el diámetro exterior de 63 (*mm*) se requiere de una tubería HDPE100 de clase superior a 6 (bar) (por ejemplo, una tubería HDPE100-C8) para poder soportar las presiones transitorias que pudieran darse. Al escoger una tubería de otra clase, el costo y los valores del espesor cambian y, por ende, la velocidad de circulación del agua dentro del tubo, siendo necesario recalcular los parámetros de diseño. Además, según los cálculos efectuados, el diámetro de 63 (*mm*) es el que ocasiona un mayor número de pérdidas de altura (18 % del total) superando el 11 % recomendable; por lo tanto, se descarta definitivamente la utilización de una tubería de dicho diámetro.

En cambio, las alternativas restantes se encuentran por debajo de la presión de 6 (bar), pudiendo escoger para los diámetros de 90 (*mm*) y 110 (*mm*) una tubería de clase inmediatamente inferior (HDPE100-C4). Los espesores teóricos de las alternativas se calculan de acuerdo a la ecuación 3.34, obteniéndose:

Espesor (mm)		
d_{75}	d_{90}	d_{110}
2,71	3,25	3,98

Tabla 4.20: Valor teórico del espesor para cada alternativa de tubería

Se aprecia una consistencia al comparar los valores de la tabla 4.20 con los de la figura A.5, corroborando así que la elección de tuberías de igual clase (C6) pero de distinto diámetro pueden satisfacer la demanda de generación de energía.

Finalmente, para determinar qué tipo de diámetro de la tubería conviene seleccionar, es necesario estimar la cantidad de energía producida por el sistema versus el costo de inversión de cada alternativa.

Potencial Hidroeléctrico

El potencial hidroeléctrico teórico (ver tabla A.15) y el aprovechable se obtienen a partir de las ecuaciones 3.10 y 3.11; la densidad del agua corresponde a $999,91\left(\frac{kg}{m^3}\right)$,la aceleración de gravedad es

de $9,81\left(\frac{m}{s^2}\right)$ y la eficiencia de conversión del grupo generador es de un 52 % (la eficiencia de la turbina corresponde a un 74 % y la del generador un 70 %.)

Con los parámetros anteriores se obtiene el potencial hidroeléctrico aprovechable:

Potencia (W)	d_75	d_90	d_110
Q_1	256	256	257
Q_2	947	995	1018
Q_3	812	840	853

Tabla 4.21: Potencia generada a la salida de la turbina (W)

La tabla 4.21 muestra la potencia que es posible obtener a la salida de la turbina, para distintos diámetros de tubería y regímenes de caudal, sin tomar en cuenta las pérdidas debido al almacenamiento y distribución. Por ejemplo, si se escoge una tubería de diámetro exterior de 75 mm, el grupo generador otorga al sistema en promedio una potencia de 256 (W) en verano y 947 (W) en invierno. Si la micro turbina trabaja las 24 horas del día, será capaz de producir un total de $6,1\left(\frac{kWh}{dia}\right)$ en verano y $22,7\left(\frac{kWh}{dia}\right)$ en invierno (ver tabla A.16).

La demanda de electricidad diaria corresponde a $3,1\left(\frac{kWh}{dia}\right)$. Al comparar la demanda con los valores de producción diaria contenidos en la tabla A.16, es claro que el sistema puede satisfacer la totalidad de la energía eléctrica requerida bajo cualquier condición de caudal y diámetro de tubería. Es importante recordar que esta demanda de electricidad es en base a las características particulares del consumo actual de la vivienda y que, probablemente, no coincida con una casa promedio ubicada en la ciudad. Esta holgura permite a los habitantes poder adquirir electrodomésticos o herramientas de uso común (juguera, secador de pelo, taladro, etc.) y acceder a la electricidad en el momento en que se desee.

Selección Diámetro de la Tubería

La selección del diámetro de la tubería se reliza en base al costo de producción de la energía eléctrica. Para su determinación, en una primera instancia, se utiliza el costo de inversión en el sistema de tuberías (tubería HDPE y accesorios de conexión).

La siguiente tabla muestra el costo por metro lineal y total para tuberías HDPE-C6 para una longitud promedio de 81 metros y distintos diámetros:

d_{ext}	Espesor	$\frac{\$}{m}$	Total
75	2,8	\$ 2.582	\$ 210.523
90	3,3	\$ 3.098	\$ 252.628
110	4	\$ 3.787	\$ 308.765

Tabla 4.22: Costo de inversión de cada alternativa para tubería de presión

Los costos asociados a los accesorios para acoplar la tubería a la obra de toma y a la turbina:

Finalmente, el costo de invertir solo en la tubería de presión corresponde a:

El criterio de decisión sobre el diámetro de la tubería se basa en el costo unitario de la energía producida por el sistema de tuberías:

$$costo\,unitario = \frac{Costo\,anual\,total}{Energia\,útil\,consumida\,por\,ano} \tag{4.1}$$

Accesorios	Cantidad	$\frac{\$}{u}$	Total
Válvula mariposa	3	$ 54.128	$ 162.384
Manómetro Glicerina	1	$ 3.700	$ 10.900
Tee derivadora	1	$ 12.848	$ 12.848
Codos	2	$ 3.263	$ 6.526
Copla unión	1	$ 2.959	$ 3.258
Conector entrada rosca	1	$ 12.766	$ 12.766
Reductor excéntrico	1	$ 1.528	$ 1.528
Total		$ 98.392	$ 210.210

Tabla 4.23: Costo unitario de los elementos que conforman el sistema de tubería

Costo total tubería de presión	
d_{75}	$ 420.733
d_{90}	$ 462.838
d_{110}	$ 518.975

Tabla 4.24: Costo total de cada alternativa para la tubería forzada

La energía útil consumida anualmente depende del factor de planta (FP) y de la capacidad de la potencia instalada (P_{ins}). Considerando que un año tiene 8760 horas, se tiene:

$$costo\,unitario = \frac{C_{anual}}{P_{ins} \times 8760 \times FP} \tag{4.2}$$

El factor de planta es la relación existente entre la potencia usada y la potencia instalada. Para este caso, la potencia usada según la demanda de electricidad es de $3,2\left(\frac{kWh}{dia}\right)$, mientras que la potencia instalada depende del diámetro de la tubería, como se muestra en la tabla A.16.

El factor de planta se calcula para invierno y verano. Para su determinación se considera lo siguiente:

- La temporada de verano tiene una duración de 3 meses.
- La temporada de invierno tiene una duración de 9 meses.
- Cada mes tiene un promedio de 30 días.
- La demanda de energía eléctrica es de $3,2\left(\frac{kWh}{dia}\right)$.
- La demanda de energía eléctrica aumenta en un 50 % en invierno.
- La micro central funciona las 24 horas del día.

La siguiente tabla resume los factores de plantas de invierno y verano, para los distintos diámetros de tubería:

Factor de planta 1	d_{75}	d_{90}	d_{110}
Verano	0,51	0,51	0,51
Invierno	0,21	0,20	0,19

Tabla 4.25: Factor de planta de invierno y verano para distintos diámetros de tubería

De acuerdo a la tabla 4.25 el factor de planta en invierno es más bajo que el de verano. Esto se debe a que el consumo de energía eléctrica es mucho menor en comparación con la potencia instalada de la micro central. Cabe recordar que las características de consumo eléctrico de la vivienda (ver tabla 4.1) son bien particulares y específicas, y está por debajo del consumo promedio de una vivienda conectada a la red eléctrica.

Para determinar el costo de la energía eléctrica es necesario conocer el costo anual de la instalación del sistema de tuberías, el que se obtiene a partir de:

$$CAUE = VP\left(\frac{(1+d)^h\, d}{(1+d)^h - 1}\right) \tag{4.3}$$

donde el valor presente (VP) representa al costo total de inversión en la tubería de presión, d es la tasa de rentabilidad y h es el horizonte de evaluación del proyecto. La tasa de rentabilidad para este tipo de proyectos oscila entre el 10 % y el 15 %. Como se trata de un proyecto que no está pensado para que inversionistas lo financien, para determinar el CAUE se utiliza la tasa de inflación anual del año 2017 correspondiente a un 2,3 % y un horizonte de evaluación de 15 años, tiempo de vida útil del conjunto generador (ver tabla A.17). Se calcula el costo de la energía para invierno y verano, los resultados se muestran a continuación:

Costo Energía 1	d_{75}	d_{90}	d_{110}
Verano	9,7	9,4	9,2
Invierno	24,1	24,2	24,3

Tabla 4.26: Costo de generación de electricidad en verano e invierno $\left(\frac{\$}{kWh}\right)$

También, es posible calcular un factor de planta único que represente el funcionamiento de la micro central en cualquier época del año, bajo las condiciones de consumo de energía eléctrica de la vivienda. Este nuevo factor de planta toma en cuenta el período de tiempo en el que los caudales están disponibles; para la temporada estival, se considera que el caudal está disponible 3 de los 12 meses del año, mientras que para el de invierno el caudal está disponible los 9 meses restantes, obteniéndose:

	d_{75}	d_{90}	d_{110}
Factor de planta 2	0,284	0,276	0,272

Tabla 4.27: Factor de planta de la micro central hidroeléctrica

Según la tabla anterior, el diámetro de 75 *mm* es el que mejor factor de planta presenta. Este se puede interpretar como que la micro central funciona durante todas las horas del año a un 28 % de su capacidad. Si bien este factor de planta es bajo, a medida que aumente el consumo eléctrico en los próximos años en la vivienda irá mejorando.

El costo de generación de electricidad para este factor de planta corresponde a:

	d_{75}	d_{90}	d_{110}
Costo energía 2	17,6	17,3	17,2

Tabla 4.28: Costo de generación de la electricidad $\left(\frac{\$}{kWh}\right)$ para distintos diámetros de tubería

Los costos de generación de electricidad de las tablas 4.26 y 4.28 y el potencial hidroeléctrico disponible (tabla 4.21) son muy similares entre una alternativa y otra. Como no existe una diferencia notoria entre los costos de generación, se elige un diámetro de 75 *mm* por presentar un factor de planta mayor.

4.5.3. Casa de Máquinas

La casa de máquinas que albergará a la turbina Powerspout, al banco de baterías y a los elementos de control debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Debe estar emplazada en un sitio donde no exista peligro de inundación.
- La base de la turbina se puede colocar sobre una estructura de madera o de hormigón. Se debe asegurar que ésta esté fija antes del inicio de la operación de la micro central.
- Situar la turbina de 50 - 100 mm por encima del nivel del suelo. Asegurar que existan las condiciones adecuadas para restituir el agua al cauce.
- Las turbinas hidráulicas hacen un poco de ruido, por lo que se recomienda instalar la turbina al menos una distancia de 30 metros de una casa habitada (si es al aire libre). Si esta distancia no es posible, se sugiere la construcción de una estructura cerrada, que permita aislar el ruido. Si existe vegetación alrededor de la casa de máquinas, esto ayudará a reducir drásticamente el ruido que genera.
- Debe tener espacio suficiente para albergar tanto a la turbina como al banco de baterías y los elementos de control, ya que se recomienda situar la turbina lo más cerca posible del banco de baterías para reducir las pérdidas y el costo del cable.
- Debe ser cerrada para evitar el ingreso de animales.

La casa de máquinas se fabricará con madera reutilizada y con madera extraída del mismo sitio. En su interior debe contener un mesón de madera para fijar la base de la turbina, de altura mínima de 1 metro y que permita la salida del agua de la turbina y su restitución al cauce.

Existen diversas formas para fijar la turbina a la base, como las que se muestran en las figuras A.6, A.7 y A.8. En el manual de instalación de las turbinas PoweSpout, se encuentra estructura de fijación estándar para las turbinas tipo Pelton (figura 4.3). Esta estructura está diseñada para su fabricación en madera y considera en su diseño un orificio de corte de 160 X 390 mm para la descarga de agua.

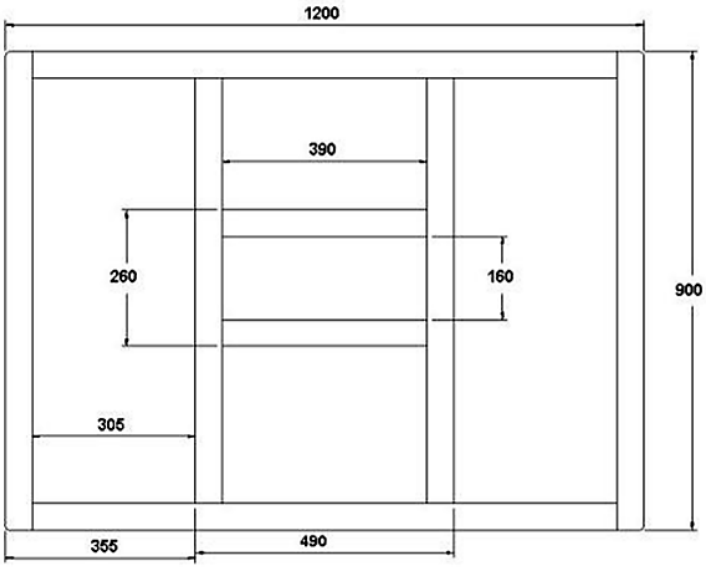

Figura 4.3: Diseño estándar de la base de soporte para turbina Pelton PowerSpout

Además, debe contener una caja o cajón con ventilación que permita albergar al banco de baterías (ver figura A.9). También debe limpiar el entorno a la casa de máquinas, para evitar la caída de árboles sobre la estructura que puedan dañar al sistema. Una casa de máquinas de estas características puede ser construida por los habitantes de Cadillal Alto. Su costo de construcción se avalúa en $50.000, puesto que no es necesario la compra y el traslado de la materia prima.

4.6. Selección de la Turbina

En Chile, desde el año 2015, Ministerio de energía ha buscado impulsar el desarrollo de proyectos eléctricos con abastecimiento de ERNC. Para facilitar la información sobre la oferta de equipos y servicios de generación hidroelétrica de pequeña escala, el Ministerio de Energía ha elaborado un catálogo de proveedores MiniHidro. Dentro de este catálogo existe una amplia gama de turbinas que varían de acuerdo a sus características de funcionamiento. Cabe recordar que las turbinas que se utilizan para generar energía en pequeños aprovechamientos hidroeléctricos se suministran en un solo bloque de generación, es decir, la turbina y el generador vienen acoplados y dispuestos en una sola carcasa. Dicho esto, las turbinas PowerSpuout dentro de sus productos ofrecen una solución fácil y económica de obtener electricidad.

Figura 4.4: Ejemplo turbina Pelton Powerspout de dos inyectores

1) **Motivación**

- De acuerdo a las características geográficas y de acceso al sitio, se necesita de un grupo generador fácil de transportar en un vehículo, liviano para ser trasladado e instalado por un número reducido de personas y simple de conectar a la tubería de presión. Dentro de los modelos de PowerSpout se encuentran microturbinas tipo Pelton, Turgo (modelos conectados a tuberías de presión) y Low Head (modelo de canal abierto), las cuales trabajan en un amplio rango de caudales y alturas dependiendo de las condiciones del proyecto.
- La altura aprovechable del sitio (H_b) es de $39,9\,(m)$ y el caudal disponible varía según la estación del año: para verano corresponde a $1,2\left(\frac{L}{s}\right)$ y para el invierno asciende a $5\left(\frac{L}{s}\right)$. Se trata de un sitio de gran altura y pequeño, por lo tanto la turbina escogida debe trabaja bajo esas condiciones y, además, funcionar a cargas parciales debido a la variabilidad del caudal.
- La turbina tipo Pelton es la que mejor se adapta a las condiciones del sitio. Tiene un peso de $23\,(kg)$, sus dimensiones son de $470 \times 400 \times 430\,mm$. Trabaja en un rango de altura dinámica desde los 3 a los 130 metros, y con caudales que oscilan entre los $0,1$ y $10\left(\frac{L}{s}\right)$, pudiendo obtener entre $50\,(W)$ y $1500\,(W)$ (1.200 - 36.000 $\left(\frac{Wh}{dia}\right)$) de potencia; además, se pueden cargar bancos de baterías con distintos voltajes de salida o ser conectadas directamente al inversor.
- Las turbinas tipo Pelton de Powerspout se diferencian en su voltaje de salida y en el número de inyectores (1 o 2) de la turbina. Las turbinas con la nomenclatura 14, 28 o 56 son las indicadas para conectarse directamente al banco de baterías de 12, 24 o 48Vcc respectivamente.

- Una ventaja significativa que presentan este tipo de turbinas, es que se puede conectar en paralelo más de una unidad (dependerá de las condiciones de Q y H), lo que hace que el sistema hidroeléctrico sea escalable.
- Las turbinas están fabricadas en un 60 % con materiales reciclados, producen poco ruido al estar al aire libre, el que se puede atenuar construyendo una casa de máquinas que permita albergar tanto a la turbina como al banco de baterías.

A continuación, se presentan los criterios de selección que avalan la elección de la turbina tipo Pelton.

2) **Selección Gráfica**
Este diagrama muestra la producción estimada de cada microturbina para 1, 2, 5 y 10 equipos conectados en paralelo.

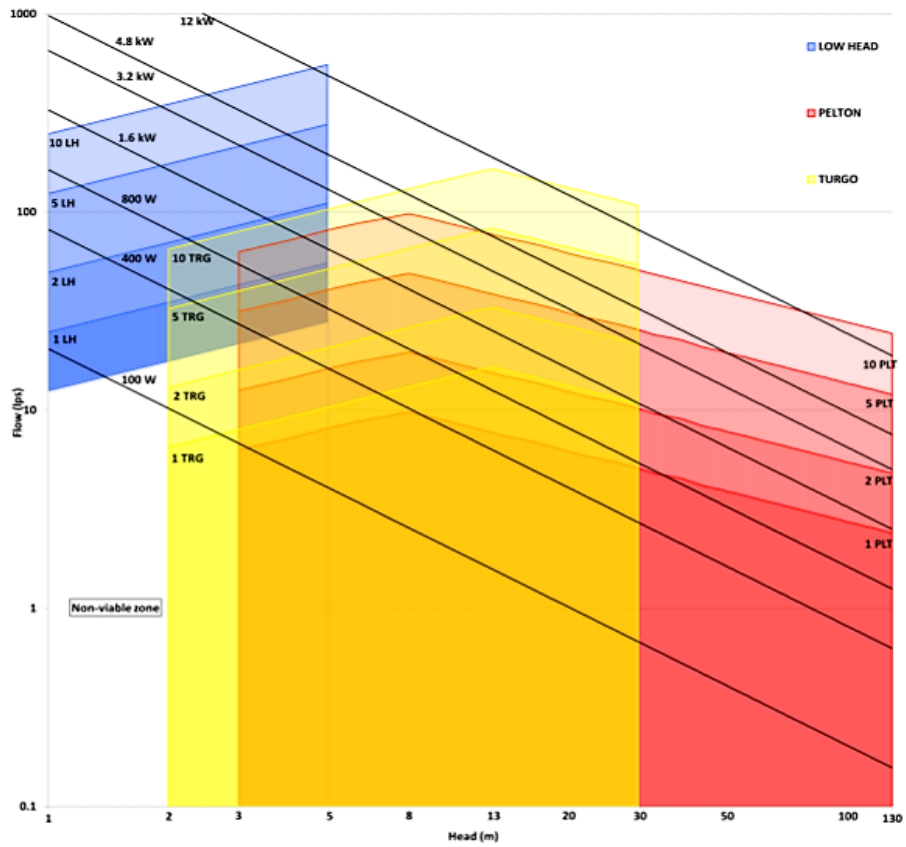

Figura 4.5: Diagrama de selección turbinas según caudal y altura

En la figura 4.5 las líneas de color rojo representan a las turbinas pelton, las amarillas a las turbinas Turgo y las azules a las turbinas Low Head. En el eje de las abscisas se encuentra la altura aprovechable en metros, mientras que en el eje de las ordenadas el caudal disponible en litros por segundos. Al entrar al gráfico con los datos medidos del sitio se ve claramente que la zona de aplicación corresponde a la de color rojo, es decir, a 1 turbina tipo Pelton.

3) **Selección a partir de N_s**
Según los valores de la tabla 3.10, el valor de N_s para que represente a una turbina tipo Pelton debe ser entre 4 y 27. Para determinar el valor del número específico de revoluciones se ocupan las ecuaciones 3.35, 3.36 y 3.37, obteniéndose los siguientes resultados:

Al comparar los resultados obtenidos con los de la tabla 3.10, se constata que la elección realizada sobre el tipo de turbina es la correcta. Los números específicos para los distintos valores de caudal (invierno y

	P_{eje} (kW)	H_n	V_{ch}	V_t	N	N_s
Q_1	0,26	39,7	27,1	13,0	856	4,3
Q_2	0,95	36,6	26,0	12,5	822	8,9
Q_3	0,81	37,6	26,3	12,6	833	8,1

Tabla 4.29: Valores de N_s obtenidos bajo los distintos caudales de funcionamiento

verano) se encuentran dentro de los rangos establecidos para este tipo de turbinas.

4.7. Almacenamiento de la Energía

La turbina Pelton Powerspout produce tensión a corriente continua. Por esta razón hay que adaptar esta tensión a las necesidades de producción. Así se podrán conectar a un banco de baterías o a red directa, mediante los reguladores e inversores adecuados.

Como el sector de Cadillal Alto no cuenta con una conexión directa a la red eléctrica, se debe implementar una conexión aislada y autónoma. Existen distintas turbinas Pelton PowerSpout, las que se diferencian en su voltaje de salida (PLT-14, PLT-28, PLT-56 y PLT-80),las que pueden cargar bancos de baterías de 12, 24 y 48 V_{cc} respectivamente. El voltaje de salida de la turbina es un 5 % superior a la tensión del banco de baterías, para compensar las pérdidas de tensión en el cable. Así para un banco de baterías de 12 V_{cc}, se utilizará la PLT-14 (14 son los Volt de producción). Para un banco de baterías de 24 V_{cc}, se utilizará la PLT-28. En 48V se utilizará la turbina PLT-56. El modelo PLT-80 está pensado para dar 80 V_{cc} y se utilizará si la distancia entre la turbina y el banco de baterías es muy elevada.

Conexión Directa o Mediante Regulador MPPT

Una parte vital de los sistemas de baterías es el regulador de carga. Este dispositivo protege a la batería mediante la regulación de la corriente alimentada en ella, a fin de limitar el aumento de la tensión de la batería a un límite máximo particular. Esta regulación se realiza automáticamente según el tipo de batería, de la temperatura y de su estado de carga. Hay dos tipos de controlador para elegir: regulador de carga estándar con capacidad de desviación (PWM) y regulador de carga al punto de máxima potencia MPPT.

Regulador de carga de derivación (Pulse Width Modulation)

Se instala cuando la turbina está conectada directamente a la batería (banco de baterías). Su función es cargar las baterías y desviar el exceso de corriente a una carga de calentamiento conocido como carga de derivación.

Regulador del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia

El controlador de seguimiento del punto de máxima potencia, es un dispositivo que se encuentra entre la turbina y el banco de baterías, y convierte el voltaje para permitir que el grupo generador entregue su potencia máxima. Además, su función de control de carga que limita la corriente de la turbina cuando el voltaje de la batería alcanza su set-point para la carga óptima. Esto se traduce en una tensión aún mayor de la turbina que puede causar daño si no se ha ajustado debidamente mediante un derivador.

Ventajas y desventajas de los PWM frente controladores MPPT:

- Menor costo.
- Instalación más sencilla.
- Proporciona una salida de calentamiento útil para poder calentar agua o para otros usos.
- Pérdidas internas menores al 1 %.

Desventajas:

- La turbina debe funcionar al voltaje del banco de baterías, por lo que a menudo es necesario regular manualmente las rpm (cerrando las llaves de paso).
- Las rpm generalmente no están optimizadas. Los flujos discontinuos de caudal, pueden variar la potencia producida y la tensión suministrada a la batería.
- Si por algún motivo falla la derivación, el controlador PWM no tiene opción de desviar la tensión, ni de cortarla, provocando una sobrecarga severa del banco de baterías. Los reguladores MPPT si tienen un relé interno capaz de abrir circuito y proteger el banco de baterías. Vale la pena considerar si el bajo costo de un regulador tipo PWM, respecto a un MPPT compensa el riesgo de estropear el banco de baterías o la propia turbina.

Ejemplos de reguladores de carga de derivación verificados por PowerSpout son:

1. Power Master PM60.
2. Morningstar TS60.
3. Xantrex C40.

Ejemplos de reguladores de carga MPPT verificados por PowerSpout son:

1. Outback FM80 MPPT.
2. Victron 150/70 MPPT.
3. Midnite Solar Clasic.

Finalmente, los elementos seleccionados para el almacenamiento y la distribución de la micro central son:

- Turbina tipo pelton modelo PLT-28 V_{cc}, la que permite cargar un banco de baterías de 24 V_{cc}.
- Batería de ciclo profundo, debido a su eficiencia y larga vida útil.
- Regulador de seguimiento de máxima potencia MPPT.
- Inversor de corriente cc a ca.
- Cables y elementos de control.

El banco de baterías se diseña para tener un día de autonomía, por lo que deberá ser capaz de almacenar $3,14\left(\frac{kWh}{dia}\right)$. En la siguiente tabla se muestran distintas alternativas para satisfacer dicha demanda:

Voltaje	Ah	N° teórico	N° Baterías	$\frac{\$}{u}$	$ Total
12	33	3,97	4	$ 59.000	$ 236.000
12	44	2,98	3	$ 79.990	$ 239.970
12	55	2,38	3	$ 89.000	$ 267.000
12	75	1,75	2	$ 153.990	$ 307.980
12	90	1,46	2	$ 129.000	$ 258.000
12	100	1,31	2	$ 176.000	$ 352.000

Tabla 4.30: Determinación de la cantidad de baterías de ciclo profundo y su costo

La energía almacenada en las baterías en el sistema en general se muestra en la tabla 4.31:

Todas las alternativas anteriormente expuestas satisfacen la totalidad del consumo eléctrico de la vivienda. Además, según la tabla 4.1, la potencia máxima a consumir si se encuentran todos los artefactos encendidos es de 1092 (W). Considerando lo anterior, para este proyecto no sería conveniente escoger baterías por sobre los 44 Ah mientras no aumente la potencia instalada en la vivienda porque, también, subirían los costos de inversión.

Voltaje	Ah	Energía Batería (Wh)
12	33	396
12	44	528
12	55	660
12	75	900
12	90	1.080
12	100	1.200

Tabla 4.31: Energía almacenada por el banco de baterías

Un banco de baterías de 33 (Ah) y 44 (Ah) almacenan la misma cantidad de energía, siendo la primera alternativa la de menor costo de implementación. Se necesitan 4 baterías de estas características, cada par conectado en serie y posteriormente en paralelo, para obtener una tensión de 24 (V), 66 (Ah) y poder conectarla a la turbina PLT-28.

El siguiente diagrama de cableado muestra las conexiones para sistemas que incluyen reguladores del tipo MPPT:

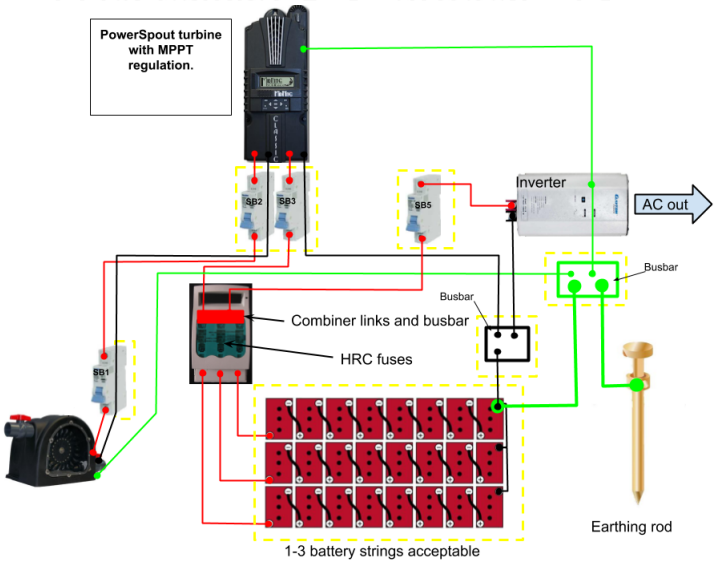

Figura 4.6: Diagrama de conexión eléctrica turbina Pelton PowerSpout

La siguiente tabla resume el costo inversión de los elementos que componen el sistema de almacenamiento y distribución. Las baterías seleccionadas tienen una vida útil de 5 años, siendo necesario reinvertir en este ítem.

Elemento	$/u
Baterías	$236.000
Inversor	$359.990
Controlador de carga (MPPT)	$459.990
Cable	$40.800
Cajas de bloqueo SB1, SB2, SB3 y SB5	$23.702
Busbar (2)	$22.052
Combiner box	$66.173
Subtotal	$1.208.707

Tabla 4.32: Precio de compra de los elementos del sistema de almacenamiento y distribución.

La inversión total para implementar la micro central hidroeléctrica en Cadillal Alto se presenta en la tabla 4.33.

Turbina	$1.162.880
Casa de maquinas	$50.000
Colector de Admisión	$80.000
Tubería de Presión	$420.733
Almacenamiento y Distribución	$1.208.707
Instalación Eléctrica	$250.000
SubTotal	$3.172.321
Contingencias (3 %)	$95.170
Reinversión Baterías	$472.000
Inversión Total	**$ 3.739.490**

Tabla 4.33: Inversión total micro central hidroeléctrica

La inversión total es de $3.739.490 para implementar la micro central hidroeléctrica. Considerando un factor de planta de un 28 %, la tarifa de electricidad es de 157 $\frac{\$}{kWh}$, un bajo costo tomando en cuenta que el factor de planta es malo. Este costo de la electricidad puede disminuir a medida que el factor de planta mejore, es decir, al disminuir la brecha entre la energía eléctrica consumida y la producida. Si se piensa en factores de planta cercanos al 60 % (alcanzado cuando el consumo de energía eléctrica se acerca al de una vivienda en la ciudad), la tarifa de electricidad se puede reducir a 74 $\frac{\$}{kWh}$, precio menor incluso que el ofertado por las distribuidoras de electricidad en nuestro país.

4.8. Análisis Energético y Económico

Se realiza un análisis para la generación de electricidad mediante el software Retscreen, el cual permite realizar una comparación energética y económica entre el tipo de generación actual (caso base) y la generación propuesta a partir de la hidroelectricidad.

1. **Caso Base**

   La electricidad en Cadillal Alto se obtiene a partir de un generador diesel, cuyas especificaciones se detallan a continuación:

Generador Honda EP2500cx	
Potencia Máxima	2.200 W / 10 Amp
Potencia Nominal	2.000 W / 9 Amp
Voltaje	220 V AC
Frecuencia	50 Hz
Depósito Combustible	14,5 L
Autonomía	12 Hrs. Plena carga

Tabla 4.34: Especificaciones técnicas generador Honda EP2500cx

   Las características del consumo eléctrico de los habitantes de Cadillal Alto es muy distinta a los consumidores habituales en la ciudad. El generador se acciona cuando se requiere ocupar la energía, es decir, para iluminación en la noche, utilizar la lavadora, ver televisión, escuchar música y la carga de dispositivos electrónicos. Exceptuando la iluminación nocturna, el resto de las actividades no se realizan diariamente, ni mucho menos por períodos prolongados de tiempo.

   Esto se debe principalmente a la disponibilidad y el precio del combustible en la zona. Una vivienda compuesta de dos individuos, en promedio, consume $120.000 mensuales en combustible en verano y

en invierno este valor puede llegar a triplicarse. Este valor es excesivamente alto considerando que ni siquiera hay instalado un refrigerador dentro de la vivienda (ni el resto de las viviendas de la zona). Bajo estas condiciones, no es viable pensar en utilizar este electrodoméstico de primera necesidad, ya que el costo del combustible aumentaría aún más. El valor del combustible se considera en $784.

2. **Caso Propuesto**

   El caso propuesto es generar electricidad a partir la construcción de una micro central a filo de agua en Cadillal Alto. La altura total disponible corresponde a $39,9\,(m)$ y el caudal es de $5,072\left(\frac{L}{s}\right)$ y $1,26\left(\frac{L}{s}\right)$ en invierno y verano respectivamente. La longitud de la tubería, desde la toma aguas arriba y la casa de máquinas aguas abajo, es de $81,53\,(m)$. La turbina seleccionada es tipo Pelton modelo PLT-28 de 2 inyectores, la cual incorpora al generador dentro de su estructura siendo una sola unidad de generación; la eficiencia del grupo generador es de un 56 %.

   El sistema está fuera de la red eléctrica, por lo que es un sistema aislado y está diseñado para un día de autonomía. Para almacenar la energía generada se propone un banco de 4 baterías de ciclo profundo, cuya tensión es $12\,(V)$, eficiencia igual a un 95 % y la máxima profundidad de descarga asciende a un 30 %. El voltaje de salida de la turbina y del banco de baterías es en corriente continua, por lo que se necesita de un inversor de corriente CC/AC para poder accionar los elementos de consumo eléctrico. Para ello se escoge un inversor de 2000 (W), con conversión de 24 V_{cc} a 220/230 V_{ca}; soporta peak de partidas de hasta un 300 % de su valor nominal y su rendimiento es de 98 %. Para proteger al banco de baterías, se utiliza un controlador de carga tipo Victron MPPT, con selector automático de voltaje (12V, 24V o 48V) y 70 Amperes de corriente nominal.

   La tubería de presión tiene un diámetro exterior de $75\,(mm)$ y está fabricada en polietileno de alta densidad. Las pérdidas de carga por fricción y las localizadas, arrojan una pérdida de altura de un 8,4 % del total. Se consideran un 15 % de pérdidas varias (distribución y almacenamiento de la energía, obras de toma, entre otros.)

3. Los costos asociados a implementar el caso propuesto se resumen en la tabla 4.33.

A partir de los casos expuestos anteriormente, se analizan distintos escenarios de generación y consumo de la energía:

1) Se considera el caudal de verano de $1,26\left(\frac{L}{s}\right)$. La demanda de electricidad diaria para el caso base y propuesto es de $6,14\left(\frac{kWh}{dia}\right)$.

2) Se considera el caudal de invierno de $5,072\left(\frac{L}{s}\right)$. La demanda de electricidad diaria para el caso base y propuesto es de $22,7\left(\frac{kWh}{dia}\right)$.

3) Se considera el caudal de invierno de $5,072\left(\frac{L}{s}\right)$. La demanda de electricidad diaria para el caso base y propuesto es de $7,5\left(\frac{kWh}{dia}\right)$.

Con los escenarios anteriores se quiere analizar la producción y el costo de la energía a partir de la micro central hidroeléctrica y comparar los resultados con los del caso base y las tarifas actuales de distribución eléctrica.

El primer y segundo escenario tienen como objetivo comparar el costo que tendría producir la misma cantidad de energía eléctrica que genera la micro central diariamente, a partir del generador a diesel. El tercer escenario representa a la realidad en el consumo eléctrico chileno. Una vivienda de 4 individuos conectada a la red eléctrica consume, en promedio, entre 200 y 250 kWh al mes. Asumiendo que este valor es de $225\left(\frac{kWh}{mes}\right)$, la demanda eléctrica diaria se estima en $7,5\left(\frac{kWh}{dia}\right)$.

1) Escenario 1

a) Generación de Energía

La micro central hidroeléctrica, con las condiciones de caudal y altura para la temporada estival, puede llegar a producir un máximo de $6,14\left(\frac{kWh}{dia}\right)$. La micro central puede operar con este caudal durante todo el año, pudiendo generar en total $2,24\left(\frac{MWh}{año}\right)$ de energía eléctrica.

Como el escenario apunta a consumir la totalidad de la energía eléctrica producida, el factor de planta para esta situación debiese ser cercano a uno. Sin embargo, sabemos que en la práctica la micro central opera con un factor de planta menor, por lo tanto, para determinar el costo de la energía eléctrica generada por la micro central, se utiliza el factor de planta de la tabla 4.27 para un diámetro de $75\,mm$.

La tarifa de electricidad, del caso base y el propuesto, se resumen en la siguiente tabla:

Tarifa de electricidad caso base	$518\left(\frac{\$}{kWh}\right)$
Tarifa de electricidad caso propuesto	$469\left(\frac{\$}{kWh}\right)$

Tabla 4.35: Tarifa de electricidad del caso base y propuesto escenario 1

Pese al bajo factor de planta de la micro central, es más costoso producir la misma cantidad de energía eléctrica con el generador a diesel, teniendo que desembolsar un total de $1.160.267 anuales en combustible para satisfacer dicha demanda. Esto significaría gastar alrededor de $97.000 mensuales en concepto de electricidad, mucho más que lo que se pagaría por el mismo consumo a una distribuidora de energía eléctrica.

Por otro lado, la capacidad de generación de electricidad, la eficiencia y el flujo de máxima eficiencia calculado por el software Retscreen son:

Capacidad de generación eléctrica (W)	258
Eficiencia máxima de la turbina	73,13 %
Flujo a máxima eficiencia $\frac{L}{s}$	0,84

Tabla 4.36: Capacidad de generación eléctrica micro central escenario 1

El potencial hidroeléctrico calculado en la tabla 4.21 indica que la micro central bajo las mismas condiciones genera un total de $256\,(W)$, valor cercano al calculado por el software. Con esta potencia calculada por el software, se puede producir un máximo de $6,14\left(\frac{kWh}{dia}\right)$.

Para este caso, el caudal de diseño que maximiza el funcionamiento de la turbina es $0,84\left(\frac{L}{s}\right)$. La turbina Pelton seleccionada puede operar con un caudal mínimo de $0,5\left(\frac{L}{s}\right)$, por lo que puede operar bajo estas condiciones.

b) Emisiones GEI

El consumo de energía ha aumentado continuamente debido al crecimiento sostenido de la población mundial y el aumento del nivel de vida de la población, lo que ha llevado al desarrollo de muchos países.

El desarrollo de cada país va acompañado de una sólida matriz energética, la cual debe permitir el funcionamiento del sector industrial, comercial y residencial. Esta energía es generada en un 80 % a

partir de combustibles fósiles (petróleo gas y carbón), los cuales emiten CO_2 (entre otros), durante la combustión.

Todo este exceso de gases de efecto invernadero producidos a escala humana, están acrecentando el efecto invernadero. Dicho esto, es necesario combatir el efecto invernadero para evitar un cambio climático irreversible. Los gases de efecto invernadero son: CO_2, H_2O, CH_4, O_3 y N_2O. Estos gases provienen de fuentes naturales (explosión de volcanes, evaporación de los océanos, entre otros.) y de la actividad humana.

Hoy en día es común escuchar hablar sobre la reducción de la huella de carbono. La huella de carbono es la cantidad total de GEI producidos directa o indirectamente para mantener las actividades humanas, expresada en toneladas de dióxido de carbono equivalentes (CO_2.)

A continuación se presenta la estimación del potencial de reducción de GEI, en toneladas de CO_2, al obtener la electricidad a partir de la micro central hidroeléctrica:

Proyecto de Generación Eléctrica	
Emisiones GEI Caso Base tCO_2	3,6
Emisiones de GEI Caso Propuesto tCO_2	0
Reducción Anual Bruta tCO_2	3,6

Tabla 4.37: Reducción de emisiones de GEI anual escenario 1

Según la tabla 4.37 la reducción anual bruta de GEI corresponde a $3,6\,tCO_2$, equivalentes a 1.547 litros de gasolina no consumidos.

2) Escenario 2

a) Generación de Energía

La micro central hidroeléctrica, bajo este régimen de caudal, puede producir un máximo de $22,7\left(\frac{kWh}{dia}\right)$. Este caudal solo está disponible 9 meses del año, por lo que se podría generar un total de $6,13\left(\frac{MWh}{año}\right)$ de energía eléctrica.

Como el escenario apunta a consumir la totalidad de la energía eléctrica producida, el factor de planta para esta situación no debiese sobrepasar el 75 %, debido a que existen tres meses del año en los que no se podría generar electricidad. Al igual que en el escenario 1, la micro central opera con un factor de planta menor, por lo que se determina el costo de la energía eléctrica con el factor de planta de la tabla 4.27 para un diámetro de 75 *mm*.

La tarifa de electricidad del caso base y propuesto se resumen en la siguiente tabla:

Tarifa de electricidad caso base	$514\left(\frac{\$}{kWh}\right)$
Tarifa de electricidad caso propuesto	$171\left(\frac{\$}{kWh}\right)$

Tabla 4.38: Tarifa de electricidad del caso base y propuesto escenario 2

Según los resultados de la tabla 4.38 y pese al bajo factor de planta, el costo de producción de energía eléctrica con el generador es tres veces mayor en comparación con el de la micro central hidroeléctrica. Además, para poder generar esta cantidad de energía eléctrica, es necesario gastar un total de $4.262.616 anuales en combustible, superando incluso al monto de inversión de la misma micro central. Este costo de la energía eléctrica podría disminuir a medida que mejore el factor de planta, es decir, cuando disminuya la brecha entre la potencia consumida y la potencia instalada.

La capacidad de generación de electricidad, la eficiencia y el flujo de máxima eficiencia calculado por el software Retscreen son:

Capacidad de generación eléctrica (W)	1.067
Eficiencia máxima de la turbina	75,1 %
Flujo a máxima eficiencia $\frac{L}{s}$	3,4

Tabla 4.39: Capacidad de generación eléctrica micro central escenario 2

La generación de electricidad con el caudal de invierno es 1067 (W). En general, la capacidad de generación eléctrica calculada por el software difiere poco al compararla con los valores teóricos de la tabla 4.21. El flujo que maximiza el rendimiento de la turbina es de $3,4\left(\frac{L}{s}\right)$ y cuyo potencial hidroeléctrico de 667 (W), pudiendo producir alrededor de $16\left(\frac{kWh}{dia}\right)$.

b) Emisiones GEI

La estimación del potencial de reducción de GEI, en toneladas de CO_2, para el escenario 2 se presenta a continuación:

Proyecto de Generación Eléctrica	
Emisiones GEI Caso Base tCO_2	13,4
Emisiones de GEI Caso Propuesto tCO_2	0
Reducción Anual Bruta tCO_2	13,4

Tabla 4.40: Reducción de emisiones de GEI anual escenario 2

Según la tabla 4.40 la reducción anual bruta de GEI corresponde a $13,4\,tCO_2$, equivalentes a 5.580 litros de gasolina no consumidos.

3) Escenario 3

La demanda eléctrica diaria se estima en $7,5\left(\frac{kWh}{dia}\right)$, consumo que se acerca a la realidad de una vivienda conectada a la red de distribución. Para determinar el costo de la energía eléctrica, es necesario recalcular el factor de planta que represente el funcionamiento de la micro central en cualquier período. Este nuevo factor considera que la micro central opera con el caudal de verano y de invierno, durante 3 y 9 meses respectivamente. Bajo estas condiciones, la micro central alcanza un factor de planta igual al 62 %.

En la siguiente tabla, se muestran las tarifas de electricidad del caso base y propuesto:

Tarifa de electricidad caso base	$517\left(\frac{\$}{kWh}\right)$
Tarifa de electricidad caso propuesto	$72\left(\frac{\$}{kWh}\right)$

Tabla 4.41: Tarifa de electricidad del caso base y propuesto escenario 3

Para satisfacer esta demanda de consumo eléctrico, los individuos deberían desembolsar $1.415.049 anuales en combustible, es decir, alrededor de $118.000 mensuales.

Siguiendo con el ejemplo, el grupo SAESA es el encargado de la distribución de energía eléctrica entre las provincias de Cautín y Palena, abasteciendo a más de 365 mil clientes. La tarifa de suministro eléctrico para la comuna de Corral al primero de junio del 2017 se resume en la siguiente tabla (De et al., 2017):

Tarifa BT 1		
Comuna		Corral
Cargo fijo	$\frac{\$}{cliente}$	1.116,46
Cargo Energía base	$\frac{\$}{kWh}$	138,831
Cargo Energía Adicional Invierno	$\frac{\$}{kWh}$	190,179
Cargo Único por uso Sistema Troncal	$\frac{\$}{kWh}$	1,479

Tabla 4.42: Tarifa de suministro eléctrico comuna de Corral, Valdivia

De acuerdo a los datos de la tabla 4.42, el valor mensual de una cuenta de electricidad en la comuna de Corral, con un consumo promedio de 225 $\left(\frac{kWh}{mes}\right)$ asciende a $32.686, lo que equivale a desembolsar un total de $392.234 anuales en energía eléctrica.

Al comparar las tres opciones, es claro que el costo de la electricidad más bajo corresponde a la producción con la micro central hidroeléctrica, con un valor de 72 $\left(\frac{\$}{kWh}\right)$. La micro central bajo estas condiciones, produce electricidad a un costo considerablemente más bajo en comparación al caso base y al precio ofertado por las distribuidoras de electricidad.

a) Emisiones GEI

Proyecto de Generación Eléctrica	
Emisiones GEI Caso Base tCO_2	4,4
Emisiones de GEI Caso Propuesto tCO_2	0
Reducción Anual Bruta tCO_2	4,4

Tabla 4.43: Reducción de emisiones de GEI anual escenario 3

Como se aprecia en la tabla anterior, este escenario contribuye a una mayor reducción de GEI. Anualmente es posible disminuir un total de $4,4\,tCO_2$, equivalentes a 1.934 litros de gasolina no consumidos.

Si analizamos la realidad, los habitantes de Cadillal Alto compran el litro de combustible a un valor mayor o igual a $1.000. Con este precio del combustible, la tarifa de producción es de $658 $\left(\frac{\$}{kWh}\right)$ y el costo total anual asciende a 1.826.050. Bajo esta perspectiva, es más conveniente producir electricidad con la micro central hidroeléctrica que con el generador, pudiendo recuperar la inversión en un tiempo menor a 3 años desde la implementación.

Además de los factores financieros mencionados anteriormente, existen otros elementos que son incluso más importantes que generar energía a un buen precio:

- La micro central es capaz de proporcionar energía limpia y en forma continua a la vivienda, a diferencia del generador. Este último se utiliza en momentos específicos en los que se requiere el consumo eléctrico, por lo que se debe salir de la vivienda y accionarlo manualmente cada vez que se necesite. La continuidad del servicio es una de las principales ventajas que tiene el sistema hidroeléctrico, porque permite incorporar a la vivienda un refrigerador y, así, almacenar los alimentos. Además, evitaría el uso de velas para iluminar cuando el generador no esté en

funcionamiento.

- La baja la posibilidad que en el corto plazo pueda llegar la red eléctrica a la zona. Esto se debe a: el escaso número de habitantes en Cadillal Alto, la lejanía al punto de distribución más cercano y la necesidad de organización de la comunidad. Esta última es vital, ya que requiere de la colaboración de todos los habitantes para formular un proyecto de acceso a la red eléctrica, el que se debe ser entregado al Municipio para ser evaluado.
- La disponibilidad, el precio y las condiciones de venta del combustible para el generador. Para comprar el combustible es necesario ir hacia Chaihuín, el pueblo más cercano a Cadillal Alto. Además, el precio del litro de bencina asciende a $1.000; es comercializado en una vivienda de la zona y es entregado en botellas de plástico desechables.

5 | Conclusiones

De acuerdo a los parámetros estudiados, es posible generar energía eléctrica para satisfacer la demanda de una vivienda ubicada en Cadillal Alto a partir de los recursos disponibles. La demanda de electricidad de la vivienda evaluada es de $3,1\left(\frac{kWh}{dia}\right)$, con una potencia máxima instalada de $1092\,(W)$. Esta demanda se satisface mediante un generador, el que se utiliza en los momentos específicos en los que se requiera electricidad. Esta producción de energía eléctrica está condicionada por la disponibilidad y el precio del combustible en la zona, y tiene como consecuencia directa que no se pueda disponer de la electricidad 24/7, como sería en el caso de una vivienda con conexión a la red eléctrica.

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica se propone una micro central hidroeléctrica, cuya capacidad de generación depende principalmente de las condiciones de altura neta y régimen de caudal, siendo este último parámetro variable a lo largo de las estaciones del año. Para la temporada estival, comprendida entre los meses de enero a marzo, el caudal promedio aprovechable corresponde a $1,26\left(\frac{L}{s}\right)$, mientras que para invierno (considerado de abril a diciembre), el caudal promedio disponible es de $5,07\left(\frac{L}{s}\right)$. La altura bruta del sitio es, en promedio, 40 metros.

De acuerdo a los parámetros de diseño (H y Q) el potencial hidroeléctrico teórico aprovechable , de verano e invierno, es de $256\,(W)$ y $947\,(W)$ respectivamente, pudiendo producir un total de $184\left(\frac{kWh}{mes}\right)$ con el flujo de verano y $682\left(\frac{kWh}{mes}\right)$ con el flujo de invierno. Con los resultados anteriores, es posible satisfacer la totalidad de la demanda de energía eléctrica de la vivienda y, además, otorgar la continuidad del servicio las 24 horas del día.

La provisión de energía eléctrica, proveniente de fuentes renovables, permite mejorar la calidad de vida y promover el desarrollo. Este acceso continuo a la electricidad provee a los habitantes de nuevas posibilidades, como la instalación de un refrigerador, permite acceso al uso de múltiples aparatos y máquinas que facilitan y simplifican sus tareas cotidianas, nuevas formas de entretenimiento y comunicación y da pie para el desarrollo económico de la comunidad, fomentando oportunidades de emprendimiento en el sector del turismo rural.

Por otro lado, las características geográficas del sitio, el caudal y la altura disponible condicionan la elección del material de la tubería de presión. El sitio por donde desciende la tubería de presión es un monte compuesto de bosque nativo, de tierra densa y compacta debido a la humedad y las precipitaciones y de gran pendiente. En un principio se evalúa la posibilidad de tuberías de PVC para la conducción del agua desde la toma hasta la turbina, ya que presentan un coeficiente de fricción bajo (al igual que las tuberías HDPE), el costo por metro lineal es más barato en comparación con tuberías de polietileno de alta densidad y existen en un amplio número de diámetros y presiones. Sin embargo, esta opción es descartada ya que su rigidez impide su instalación fácil a lo largo del terreno, deben ser enterradas o cubiertas de pintura para protegerlas de la radiación UV, y si se dejan a la intemperie corren el riesgo de romperse por la caída de ramas o árboles. Las tuberías de polietileno de alta densidad pueden instalarse con facilidad en este tipo de geografías; tienen bajo un coeficiente de fricción, no son sensibles a la radiación UV (por lo que se pueden instalar a la intemperie) y,

además, los mismos habitantes de Cadillal Alto las utilizan para el transporte del agua a alta presión para sus viviendas.

Una de las dificultades presentadas es la determinación del diámetro para la tubería de presión. Como no existe un criterio unificado para determinar el diámetro óptimo, se realizan los cálculos de las pérdidas de carga y el potencial hidroeléctrico teórico para tuberías de 63 mm, 75 mm, 90 mm y 110 mm, siendo la tubería de 63 mm la que presenta más pérdidas de altura con un 18 % del total, seguida de un 8 %, 4 %, y 2 % para tuberías de 75 mm, 90 mm y 110 mm respectivamente. En cuanto a la capacidad de generación de estas tres alternativas (ver tabla 4.21), no existe una diferencia notoria entre tuberías de 75 mm, 90 mm y 110 mm. Debido a lo anterior, se determina que la mejor alternativa para este proyecto es una tubería de diámetro de 75 mm, por presentar un costo de electricidad más bajo y el factor de planta más alto.

La selección de la turbina depende de las condiciones de altura y caudal. En este caso, se trata de un proyecto de gran altura y bajo caudal, el que además es variable a lo largo del año. Una turbina tipo Pelton es la que mejor se ajusta a estas condiciones, ya que puede operar con un amplio rango de caudales y su rendimiento es mejor, en comparación a otros modelos cuando trabaja a cargas parciales. Dicho esto, se selecciona una turbina tipo Pelton del fabricante PowerSpout, modelo PLT-28, la que puede ser conectada a un banco de baterías de 24 V_{cc}. Esta turbina está compuesta de 2 inyectores, tiene un peso de 23 (kg),trabaja en un rango de altura dinámica desde los 3 a los 130 metros, y con caudales que oscilan entre los 0, 1 y 10 $\left(\frac{L}{s}\right)$, pudiendo obtener entre 50 (W) y 1500 (W) (1.200 - 36.000 $\left(\frac{Wh}{dia}\right)$) de potencia. Debido a sus características y dimensiones, puede ser instalada con facilidad y tiene una vida útil superior a 15 años.

En cuanto al almacenamiento de la energía eléctrica producida se diseña el banco de baterías con un día de autonomía, con el objetivo de permitir realizar mantenciones de los elementos que componen la micro central. Se seleccionan 4 baterías de ciclo profundo, con una capacidad de descargada de hasta un 30 % de su capacidad, de 12 V y 33 A. La vida útil de las baterías es de 5 años, por lo que es necesario reinvertir en este ítem considerando que la vida útil de la turbina es de 15 años. El inversor escogido es de 2 kW de potencia nominal, el que permite el funcionamiento de electrodomésticos como una lavadora, hervidor, entre otros, y de herramientas de trabajo (taladros, sierras eléctricas, etc.).

Para captar el recurso hídrico se propone la utilización de una caja de acero inoxidable, fabricada con planchas perforadas que impidan el ingresode agentes extraños que puedan dañar el funcionamiento del sistema. Esta debe estar posicionada a una profundidad suficiente para que la entrada de la tubería de presión quede completamente sumergida, evitando el ingreso de aire hacia la tubería. La casa de máquinas debe albergar a la turbina y a los elementos que permiten el almacenamiento y distribución de la energía eléctrica generada; además, debe ser cerrada para evitar el ingreso de animales y para prevenir que caídas de ramas u otros elementos puedan dañar al grupo generador. Uno de los factores más importantes que se debe considerar en su diseño es la incorporación de una estructura que permita restituir el agua a su cauce natural.

La inversión para llevar a cabo el proyecto es de $3.739.490, siendo la turbina y el almacenamiento y la distribución los elementos que se llevan la mayor parte de la inversión, con un 63 % del total. La tarifa de electricidad para el factor de planta de la micro central (28 %) es de 157 $\left(\frac{\$}{kWh}\right)$, valor que irá disminuyendo a medida que aumente el consumo de electricidad en la vivienda y mejore su factor de planta.

Chile es el país con los precios de la electricidad más elevados en comparación con los vecinos de la región, seguido muy de cerca por Colombia. Actualmente, el valor de la electricidad en nuestro país asciende, en promedio, a 0, 171 $\left(\frac{USD}{kWh}\right)$ (alrededor de 124 $\left(\frac{\$}{kWh}\right)$), mientras que en Colombia el precio que se paga en electricidad es de 0, 164 $\left(\frac{USD}{kWh}\right)$. Venezuela y Perú son, en ese orden, los dos países latinoamericanos en los que menos se paga en electricidad. En Venezuela el valor es de 0, 031 $\left(\frac{USD}{kWh}\right)$ y en Perú 0, 074 $\left(\frac{USD}{kWh}\right)$; el costo de la electricidad de los países puede explicarse a través de distintos factores: por ejemplo, el costo de la electricidad en Colombia es elevado, pero en general este país es carísimo en todo, principalmente por la presencia de oligopolios y la ineficiencia de sus mercados. En Venezuela, el precio pagado es más bajo

porque existe un subsidio por parte del Gobierno de un 80 % de la tarifa final.

Para el año 2021 en nuestro país se reducirá el precio de la electricidad en un 25 % del valor actual. Es decir, se pagarán alrededor de 90 $\left(\frac{\$}{kWh}\right)$. Para ese entonces,se espera que el factor de planta de la micro haya aumentado, alcanzando un 60 %. Bajo estas condiciones, la tarifa de electricidad de la micro central se reduce a 74 $\left(\frac{\$}{kWh}\right)$, precio menor en comparación al que ofertarán las distribuidoras nacionales.

Finalmente, el análisis de los escenarios de generación permite concluir que el sistema actual de abastecimiento de electricidad produce a un costo mayor que el de la micro central, aún cuando genere en los momentos específicos de consumo. El acceso a la energía eléctrica a partir de la micro central permite reemplazar el consumo de combustible, proporciona un servicio estable y continuo de electricidad en un lugar aislado y es amigable con el medio ambiente, ayudando a reducir la producción de gases de efecto invernadero causados por la utilización del generador en base a combustible.

Bibliografía

Acevedo, Fabio (2016). *Diseño de una Instalación Fotovoltaica con Capacidad para 3 Kilovatios*. PhD thesis, Universidad Nacional Abierta y a Distancia. 3.8

Asociación Gremial de Generadoras de Chile (2017). Enero 2017 Boletín del Mercado Eléctrico S ECTOR Generación. 1

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (2017). INTRODUCE MODIFICACIONES A LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS RESPECTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES. 3.1.2, 3.2

Celso Dávila, David Vilar, Gilberto Villanueva y Quiroz, Luis (2010). *Manual para la evaluación de la demanda, recursos hídricos, diseño e instalación de microcentrales hidroeléctricas*. Av. Jorge Chávez 275, Miraflores. 3.6.2, 3.6.2, 3.6.2.1, 3.6.2.2, 3.6.2.3

Comisión Nacional de Energía (2015). INFORME DE PREVISIÓN DE DEMANDA 2015-2030 SIC-SING. 1

Comisión Nacional de Energía (2016a). REPORTE MENSUAL ERNC. 3.1.1

Comisión Nacional de Energía (2016b). *REPORTE MENSUAL SECTOR ENERGÉTICO*. Technical report. 3.1, 3.1.1

Comisión Nacional de Energía (2017). Bencina en Línea. 4.2

Cook, Ryan (2013). Simply Green : Coanda Power Systems for Small Hydro. (pp. 1–13). 3.7.1

Coz, Federico; Sánchez, Teodoro; Viani, Bruno; Segura, Jorge; Rodríguez, Luis; Miranda, Homero; Castromonte, Eusebio; Guerra, Jaime; Quiroz, Luis; Gaitán, José; y Muñoz, Ismael (2012). Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas. 3.7, 3.7.3.1, 3.7.3.4, 3.9

Dávila, Celso; Vilar, David; Villanueva, Gilberto; y Quiroz, Luis (2010). *Manual para la Evaluación de la Demanda, Reursos Hídricos, Diseño e Instalación de Microcentrales Hidroeléctricas*. Technical report, Soluciones Prácticas, Perú. 3.6.3.2, 3.6.3.3, 3.6.3.4, 3.7.3, 3.9.1, 3.9.2.1

De, D F L N; Economía, Ministerio De; Reconstrucción, Fomento; De, D S N N; Decretos, Los; N, N; y Energía, Ministerio De (2017). Tarifas de Suministro Eléctrico - 01 de Junio de 2017. (pp. 2016–2018). 3

Dirección de Planificación y Desarrollo (2015). Estudio de Previsión de Demanda 2015-2035 (2050). 2035(2050). 1

Duratec (2016). Tuberías y Fittings HDPE. 6, 3

Federico Coz, Teodoro Sánchez, Bruno Viani Jorge Segura Luis Rodríguez Homero Miranda Eusebio Castromonte Jaime Guerra Luis Quiroz José Gaitán Luis Moreno y Muñoz, Ismael (2010). *Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: una guía para el desarrollo de proyectos*. Intermediate Technology Development Group, Av. Jorge Chávez 275, Lima 18, Perú, 3 edición. 3.3.1, 3.3.2, 3.3.3, 3.4, 3.6.1, 3.6.1, 3.6.2.4, 3.6.3.1

Ferrada, Lorena (2012). *Diseño de rodete de turbina hidráulica tipo pelton para microgeneración*. PhD thesis, Universidad de Chile. 1, 2, 2, 3.9.1.1, 3.9.2.2

Fredy Landa Quimbita, Luis Llanganate Quinatoa (2010). Diseño y construcción de una pico central hidroeléctrica. Master's thesis, Escuela politécnica del Ejército, Latacunga. 3.2.1, 3.3

García, Daniel y Liz, Fernando (2011). *Microcentral con red aislada (2): Preliminares*. Technical Report 2, ISF Aragón. 3.6.1

González, José A C; Pérez, Roque C; Santos, Antonio C; y Gil, Manuel A C (2013). *Centrales de energías renovables*. 3.2

IDAE (2006). Minicentrales hidroeléctricas. In *Manuales de Energías Renovables*, volume 7 (pp. 180). 3.2, 3.2.1

Klauss Jorde, Ekart Hartmann y Unger, Heinz (2009). *Good and Bad of Mini Hydro Power*, volume 1. The ASEAN Centre for Energy. 3.7

Ministerio de Energía (2009). LAS ERNC EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO. 1

Ministerio de Energía (2015a). Base para la planificación territorial en el desarrollo hidroeléctrico futuro. (pp.$\tilde{7}$4). 3.1.2

Ministerio de Energía (2015b). Energía 2050: Política Energética de Chile. 3.1

Ministerio de Energía (2016). AGENDA DE ENERGÍA: UN DESAFÍO PAÍS, PROGRESO PARA TODOS. 3.1.2

Penche, Celso (2006). *Layman's Guide*. European Small Hydropower Association, 5 edición. 3.3, 3.3.1, 3.3.2, 3.3.3, 3.6.3

PowerSpout (2015). PowerSpout (Pelton Hydraulic Pump) PHP System Design and Installation Manual. 3.7.1, 3.7.2

Ulloa, Hernán; Rudnick, H; y Salidas, Hernaldo (2008). *Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile*. PhD thesis. 3.1.2

Vasquez, Vinicio (2015). *Estudio y diseño de un sistema micro-hidroeléctrico para generación y abastecimiento de energía eléctrica mediante energía renovable para una vivienda típica del sector de Sinincay perteneciente al Cantón*. PhD thesis, Universidad Politécnica Salesiana. 3.7.3.3

White, Frank M (2011). *Mecánica de Fluidos*. España, 5 edición. 1, 1, 2, 4, 5, 5, 6, 6, 6, 7

A | ANEXOS

A.1. Colectores de Admisión

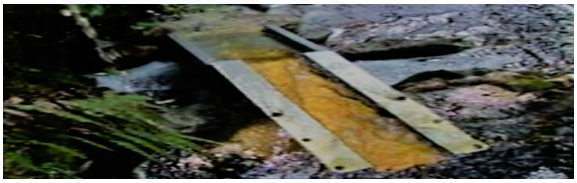

Figura A.1: Pantalla y guías en ángulo

Figura A.2: Caja de acero inoxidable

Figura A.3: Otros ejemplos en acero inoxidable

A.2. Medición del Caudal Disponible

Medición 1	27-01-2017
Medición 2	24-08-2017
Medición 3	06-10-2017

Medición 1

Medición 1	$t_1\,(s)$	$t_2\,(s)$	L	$Q_1\,\frac{L}{s}$	$Q_2\,\frac{L}{s}$
1	20,41	20,67	27,67	1,356	1,339
2	19,35	19,12	27,67	1,430	1,447
3	19,67	20,19	27,67	1,407	1,370
4	21,24	21,3	27,67	1,303	1,299
5	18,78	19,23	27,67	1,473	1,439
6	19,16	18,92	27,67	1,444	1,462
7	20,87	19,41	27,67	1,326	1,426
8	19,03	19,28	27,67	1,454	1,435
9	19,63	20,73	27,67	1,410	1,335
10	19,32	19,1	27,67	1,432	1,449
Prom	19,746	19,795	27,67	1,403	1,400
Fecha	27-01-2017	Q ecológico (10 %)		0,140	0,140
		Q aprovechable		1,263	1,260

Tabla A.1: Medición 1 de caudal con el método del recipiente

Medición 2

Medición 2	$t_1\,(s)$	$t_2\,(s)$	L	$Q_1\,\frac{L}{s}$	$Q_2\,\frac{L}{s}$
1	5,10	5,13	27,67	5,4228	5,3948
2	5,39	5,28	27,67	5,1336	5,2388
3	4,63	4,70	27,67	5,9785	5,8931
4	5,69	5,62	27,67	4,8592	4,9234
5	4,56	4,61	27,67	6,0703	6,0002
6	5,21	5,07	27,67	5,3145	5,4550
7	4,89	4,61	27,67	5,6613	6,0016
8	4,66	4,36	27,67	5,9324	6,3434
9	4,88	4,92	27,67	5,6665	5,6194
10	4,67	4,70	27,67	5,9293	5,8817
Prom	4,97	4,90	27,67	5,5968	5,6751
Fecha	24-08-2017	Q ecológico (10 %)		0,560	0,568
		Q aprovechable		5,037	5,108

Tabla A.2: Medición 2 de caudal con el método del recipiente

Medición 3

Medición 3	$t_1\,(s)$	$t_2\,(s)$	L	$Q_1\,\frac{L}{s}$	$Q_2\,\frac{L}{s}$
1	6,12	6,15	27,67	4,519	4,496
2	6,36	6,23	27,67	4,351	4,440
3	5,69	5,78	27,67	4,861	4,791
4	6,86	6,77	27,67	4,033	4,086
5	5,27	5,33	27,67	5,251	5,190
6	6,23	6,07	27,67	4,444	4,561
7	5,91	5,57	27,67	4,683	4,964
8	5,66	5,29	27,67	4,891	5,230
9	5,96	6,01	27,67	4,641	4,602
10	5,52	5,57	27,67	5,012	4,972
Prom	5,96	5,88	27,67	4,668	4,733
Fecha	06-10-2017	Q ecológico (10 %)		0,467	0,473
		Q aprovechable		4,202	4,260

Tabla A.3: Medición 3 de caudal con el método del recipiente

A.3. Medición de la Altura Aprovechable

Medición 1

Tramo	Altura A (m)	Altura B (m)	Diferencia
1	0	1,67	1,67
2	0,23	1,62	1,39
3	0,05	1,68	1,63
4	0,16	1,67	1,51
5	0,17	1,67	1,5
6	0,15	1,66	1,51
7	0,08	1,64	1,56
8	0,12	1,65	1,53
9	0,17	1,65	1,48
10	0,23	1,56	1,33
11	0,21	1,58	1,37
12	0,08	1,64	1,56
13	0,1	1,65	1,55
14	0,06	1,6	1,54
15	0,07	1,63	1,56
16	0,21	1,58	1,37
17	0,15	1,59	1,44
18	0,22	1,62	1,4
19	0,12	1,63	1,51
20	0,27	1,5	1,23
21	0,1	1,67	1,57
22	0,18	1,69	1,51
23	0,13	1,58	1,45
24	0,19	1,66	1,47
25	0,2	1,65	1,45
26	0,13	1,61	1,48
27	0,16	1,61	1,45
Total 1			40,02

Tabla A.4: Medición 1 altura bruta

Medición 2

Tramo	Altura A (m)	Altura B(m)	Diferencia
27	0	1,63	1,63
26	0,15	1,62	1,47
25	0,1	1,64	1,54
24	0,21	1,6	1,39
23	0,13	1,63	1,5
22	0,16	1,68	1,52
21	0,12	1,64	1,52
20	0,21	1,58	1,37
19	0,26	1,61	1,35
18	0,2	1,58	1,38
17	0,16	1,64	1,48
16	0,14	1,6	1,46
15	0,09	1,63	1,54
14	0,05	1,61	1,56
13	0,11	1,67	1,56
12	0,21	1,6	1,39
11	0,16	1,59	1,43
10	0,19	1,63	1,44
9	0,1	1,66	1,56
8	0,23	1,55	1,32
7	0,08	1,65	1,57
6	0,18	1,66	1,48
5	0,17	1,56	1,39
4	0,12	1,67	1,55
3	0,14	1,61	1,47
2	0,19	1,62	1,43
1	0,05	1,66	1,61
Total 2			39,92

Tabla A.5: Medición 2 altura bruta

A.4. Medición Longitud de la Tubería de Presión

Medición 1

Tramo	Longitud 1	Longitud 2
1	2,83	2,87
2	3,11	3,03
3	2,87	2,96
4	2,99	3,11
5	3	3
6	2,99	2,98
7	2,94	2,98
8	2,97	3,13
9	3,02	3,15
10	3,17	3,12
11	3,13	3,02
12	2,94	3,04
13	2,95	2,96
14	2,96	2,94
15	2,94	2,94
16	3,13	3,11
17	3,06	3,07
18	3,1	3,06
19	2,99	2,94
20	3,27	3,18
21	2,93	2,93
22	2,99	3,02
23	3,05	3,11
24	3,03	2,95
25	3,05	3,03
26	3,02	3,07
27	3,05	2,89
Total	81,48	81,59
Promedio		81,535

Tabla A.6: Medición de la longitud de la tubería de presión.

A.5. Pérdidas de Carga Localizadas

Entrada de la Tubería

Pérdida de carga entrada tubería (m)				
	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,0048	0,0024	0,0012	0,0005
V_2	0,0783	0,0391	0,0188	0,0084
V_3	0,0545	0,0272	0,0131	0,0059

Tabla A.7: Pédida de carga (m) a la entrada de la tubería

Conector Entrada Rosca

Pérdida de carga conector entrada rosca)				
	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,0029	0,0015	0,0007	0,0003
V_2	0,0470	0,0235	0,0113	0,0051
V_3	0,0327	0,0163	0,0079	0,0035

Tabla A.8: Pérdida de carga (m) conector entrada rosca

Válvula Mariposa

Pérdida de carga Válvula				
	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,0484	0,0242	0,0116	0,0052
V_2	0,7830	0,3912	0,1881	0,0842
V_3	0,5447	0,2721	0,1309	0,0586

Tabla A.9: Pérdida de carga (m) en válvula mariposa

Copla Conectora

Pérdida de carga copla conectora tubería				
	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,0029	0,0015	0,0007	0,0003
V_2	0,0470	0,0235	0,0113	0,0051
V_3	0,0327	0,0163	0,0079	0,0035

Tabla A.10: Pérdida de carga (m) copla conectora

Tee derivadora

Pérdida de carga Tee derivadora				
	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,0174	0,0087	0,0042	0,0019
V_2	0,2819	0,1408	0,0677	0,0303
V_3	0,1961	0,0980	0,0471	0,0211

Tabla A.11: Pérdida de carga (m) Tee derivadora

Reductor Excéntrico

Pérdida de carga reductor excéntrico				
	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,0079	0,0040	0,0019	0,0009
V_2	0,1284	0,0642	0,0309	0,0138
V_3	0,0893	0,0446	0,0215	0,0096

Tabla A.12: Pérdida de carga (m) reductor excéntrico

Codos

Pérdida de carga codos				
	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V1	0,0046	0,0023	0,0011	0,0005
V2	0,0752	0,0376	0,0181	0,0081
V3	0,0523	0,0261	0,0126	0,0056

Tabla A.13: Pérdida de carga (m) codos

Enlace 3 piezas

Pérdida de carga enlace 3 piezas				
	d_{63}	d_{75}	d_{90}	d_{110}
V_1	0,0052	0,0026	0,0013	0,0006
V_2	0,0846	0,0422	0,0203	0,0091
V_3	0,0588	0,0294	0,0141	0,0063

Tabla A.14: Pérdida de carga (m) enlace 3 piezas para cada entrada de válvula

A.6. Potencial Hidroeléctrico

Potencial Hidroeléctrico Teórico

	Potencial Hidroeléctrico Teórico (W)		
	d_{75}	d_{90}	d_{110}
Q_1	491	493	494
Q_2	1821	1914	1958
Q_3	1561	1615	1640

Tabla A.15: Potencia teórica disponible según altura y caudal

Energía Producida a lo Largo del Día

	Energía producida $\left(\frac{kWh}{dia}\right)$		
	d_{75}	d_{90}	d_{110}
Q_1	6,1	6,2	6,2
Q_2	22,7	23,9	24,4
Q_3	19,5	20,1	20,5

Tabla A.16: Producción diaria de energía eléctrica

A.7. Características Turbina PLT Powerspout

CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Tipo de Runner	Rodete Pelton
Potencia	100 – 1200W. Máxima 1600W
Voltaje	12, 24, 48, 80, 170 y 200 V
Inyectores	1 ó 2, rango de 2 a 25mm cada uno
Flujo máximo de agua	10 l/s
Número de spoons en el rotor	20
Ancho Pelton spoon	70 mm
Longitud de spoon	62 mm
Diámetro máx. del inyector	25 mm
Diámetro exterior del rodete	290 mm
Material del rodete Pelton	GF30 Nylon 230 mm PCD
Pelton spoons	GF 30 Nylon
Envolvente de la turbina	Plástico LDPE 6 mm
Rodamientos	6005-2Z 52mm ID 25mm / 6205-2Z OD 47mm 25mm
Rango de altura estática	3 a 160 m
Rango de altura dinámica	3 a 130 m
Caudal máximo	8-10 l/s
Caudal mínimo	0.05 l/s
Inyectores suministrados	1 Set
Rectificador	100 A
Dimensiones	470 x 400 x 430 mm
Peso	23kg
Garantía	3 años. Ampliable a 8 años Rodete Pelton garantizado para 5 años de duración

Figura A.4: Características generales turbinas Pelton Powerspout

A.8. Especificaciones tuberías HDPE

DIÁMETRO NOMINAL D	DIÁMETRO NOMINAL EQUIVALENTE 1)	RELACIÓN DIMENSIONAL ESTÁNDAR SDR 2)											
		SDR 41		SDR 27,6		SDR 21		SDR 17		SDR 13,6		SDR 11	
		PRESIÓN NOMINAL PN 3)											
		PN 4		PN 6		PN 8		PN 10		PN 12,5		PN 16	
mm	pulgadas	Espesor mínimo mm	Peso medio Kg/m	Espesor mínimo mm	Peso medio Kg/m	Espesor mínimo mm	Peso medio Kg/m	Espesor mínimo mm	Peso medio Kg/m	Espesor mínimo mm	Peso medio Kg/m	Espesor mínimo mm	Peso medio Kg/m
16	3/8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
20	1/2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
25	3/4	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,3	0,17
32	1	–	–	–	–	–	–	2,3 4)	0,23	2,4	0,24	3,0	0,28
40	1 1/4	–	–	–	–	2,3 4)	0,29	2,4	0,30	3,0	0,36	3,7	0,44
50	1 1/2	–	–	2,3 4)	0,37	2,4	0,38	3,0	0,46	3,7	0,56	4,6	0,68
63	2	–	–	2,3	0,47	3,0	0,59	3,8	0,73	4,7	0,89	5,8	1,07
75	2 1/2	–	–	2,8	0,66	3,6	0,84	4,5	1,03	5,6	1,26	6,8	1,51
90	3	2,3	0,68	3,3	0,94	4,3	1,20	5,4	1,49	6,7	1,82	8,2	2,18
110	4	2,7	0,96	4,0	1,38	5,3	1,80	6,6	2,21	8,1	2,68	10,0	3,23
125	5	3,1	1,25	4,6	1,80	6,0	2,32	7,4	2,83	9,2	3,45	11,4	4,20
140	5 1/2	3,5	1,57	5,1	2,24	6,7	2,91	8,3	3,55	10,3	4,33	12,7	5,24
160	6	4,0	2,03	5,8	2,91	7,7	3,81	9,5	4,65	11,8	5,66	14,6	6,86
180	6	4,4	2,52	6,6	3,72	8,6	4,78	10,7	5,89	13,3	7,18	16,4	8,83
200	8	4,9	3,12	7,3	4,57	9,6	5,94	11,9	7,25	14,7	8,84	18,2	10,90

Figura A.5: Dimensiones tubería HDPE-Duratec PE 100 (norma ISO 4427)

A.9. Casa de Máquinas

Ejemplos de fijación turbinas tipo Pelton

Figura A.6: Ejemplo de fijación de la base de la turbina

Figura A.7: Ejemplo de fijación de la base de la turbina

Figura A.8: Ejemplo de fijación de la base de la turbina

Ejemplo Almacenamiento Banco de Baterías

Figura A.9: Banco de baterías dentro de un cajón con ventilación

A.10. Costo Anual Equivalente

	VP	CAUE
d_{75}	\$ 420.733	\$ 33.483
d_{90}	\$ 462.838	\$ 36.834
d_{110}	\$ 518.975	\$ 41.302

Tabla A.17: Costo anual equivalente para sistema de tuberías