

**ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON  
MICROTURBINAS EN LA RED DE DRENAJE AGUAS LLUVIA EN  
LA CIUDAD DE PUERTO MONTT**

Habilitación presentada para optar al título de

**Ingeniera Ambiental**

MAKCARENA SOFÍA SANTIBÁÑEZ MOSCOSO

PROFESOR GUÍA: DR. PEDRO ARRIAGADA SANHUEZA

ING. GUSTAVO REY HERNÁNDEZ

Concepción (Chile), 2025

## “ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON MICROTURBINAS EN LA RED DE DRENAJE AGUAS LLUVIA EN LA CIUDAD DE PUERTO MONTT.”

Profesor Guía: Dr. Pedro Arriagada Sanhueza



Profesor Comisión: Dra. Marcela Salgado Vargas



Profesor Comisión: Dr. Victor Parra Ramírez



**CONCEPTO: APROBADO CON DISTINCIÓN MÁXIMA**

Conceptos que se indica en el Título

- ✓ Aprobado por Unanimidad : (En Escala de 4,0 a 4,9)
- ✓ Aprobado con Distinción (En Escala de 5,0 a 5,6)
- ✓ Aprobado con Distinción Máxima ( En Escala de 5,7 a 7,0)

**Concepción, marzo 2025**

## DEDICATORIA

A:

Mis papás, Susana y Enrique, por su apoyo incondicional en cada etapa de mi vida y formarme como la persona que soy.

Mi hermano Diego, por ser mi ejemplo a seguir, guiarme y motivarme a seguir mis sueños y metas.

Mi pareja Fabricio, por estar presente a pesar de la distancia cada día y creer en mí más de lo que yo misma hacía.

A mi abuelo Juan Ramon y mi tía Cecilia, por darme ánimos y alentarme a seguir adelante.

Mis amigos que me entregó la universidad, Javiera, Maritza, Francisca y Maximiliano, por cada palabra de aliento, y por compartir los buenos y difíciles momentos durante la carrera.

Mis amigas de la vida, Victoria, Valentina y Fernanda, por apoyarme y confiar en mí durante todos estos años.

Mi fiel amigo perruno Sparky, por desconectarme de mis preocupaciones con sus paseos y carisma.

Todo quien formo parte de este camino en estos años.

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, quiero agradecer a mi profesor guía, Dr. Pedro Arriagada, por darme la oportunidad de desarrollar este proyecto y confiar en mí, por su disposición, paciencia, por sus palabras de apoyo y aliento cada vez que las necesitaba, por todo el aprendizaje y enseñanzas que me transmitió no solo para desarrollar esta tesis, si no que para la vida.

A mi profesor co-guía, Gustavo Rey, por también guiarme y por compartir sus conocimientos.

A mis profesores comisión, por su disposición, compromiso y retroalimentaciones entregadas para seguir mejorando cada vez.

Agradezco a la Facultad de Ciencias Ambientales, a cada docente, por la tremenda vocación que tienen, por los conocimientos y enseñanzas entregadas, a todos los funcionarios; administrativos, secretarias y auxiliares, por su disposición y carisma de siempre estar dispuestos a ayudarnos. Y a todos mis compañeros con los cuales compartí durante este periodo académico.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>VI</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>VII</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>IX</b>
<b>1. ANTECEDENTES .....</b>	<b>1</b>
1.1 Transición energética.....	1
1.1.1 Combustible Fósil a Renovable .....	1
1.1.2 Energía renovable en Chile .....	4
1.2 Centrales Hidroeléctricas.....	7
1.3 Proyectos hidroeléctricos en redes de drenaje.....	12
1.4 Oportunidad de implementación en Puerto Montt .....	15
1.4.1 Oportunidad de implementación como iniciativa municipal .....	17
<b>2. PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>19</b>
<b>3. OBJETIVOS .....</b>	<b>19</b>
3.1 Objetivo General.....	19
3.2 Objetivos Específicos.....	19
<b>4. METODOLOGÍA.....</b>	<b>20</b>
4.1 Área de estudio.....	20
4.2 Determinar el(los) colector(es) óptimo(s) en la red de drenaje de aguas lluvia en la ciudad de Puerto Montt, considerando criterios de caudal de diseño, potencia bruta y características del uso de suelo.....	21
4.2.1 Criterios para seleccionar lugar del proyecto .....	21
4.2.2 Selección colectores área de estudio.....	22

4.2.3	Determinación caudal de diseño .....	24
4.2.4	Determinación de la potencia bruta.....	26
4.2.1	Selección del(los) colector(es) óptimo(s) .....	27
4.3	Determinar la generación anual para un sistema de microturbinas en la red de drenaje aguas lluvia en la ciudad de Puerto Montt .....	27
4.3.1	Selección de la microturbina .....	27
4.3.2	Estimación de la energía .....	30
4.4	Caracterizar la población aledaña al proyecto, identificando los requerimientos legales para la implementación como iniciativa municipal en la ciudad de Puerto Montt. ....	32
4.4.1	Caracterización población aledaña .....	32
4.4.2	Identificación requerimientos legales .....	33
<b>5.</b>	<b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....</b>	<b>35</b>
5.1	O.E.1: Determinar el(los) colector(es) óptimo(s) para el sistema de microturbinas.....	35
5.1.1	Determinación del caudal de diseño .....	35
5.1.2	Determinación de la potencia bruta.....	41
5.1.3	Selección del(los) colector(es) óptimo(s) .....	42
5.2	O.E.2 Determinar la generación anual del sistema de microturbinas .....	46
5.3	O.E.3 Caracterizar a la población aledaña e identificar los requerimientos legales.....	49
5.3.1	Caracterización de la población aledaña .....	49
5.3.2	Identificación requerimientos legales .....	56
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>59</b>
<b>7.</b>	<b>CONTRIBUCIÓN ODS .....</b>	<b>61</b>

<b>8.</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>62</b>
<b>9.</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>67</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Selección colectores área de estudio .....	22
Tabla 2: Resumen especificaciones Microturbinas .....	28
Tabla 3: Eficiencias de turbina Francis, Pelton y Turgo .....	29
Tabla 4 : Resumen información de caudal de diseño .....	40
Tabla 5: Resumen información potencia bruta .....	41
Tabla 6: Resumen selección colectores .....	44
Tabla 7: Datos calculo caudal de diseño y potencia bruta colectores “S” y “U” .....	45
Tabla 8: Extracto resultados microturbina Turgo de 3 kW con un 9% de excedencia .....	47
Tabla 9: Indicador de rentabilidad PRI (años).....	48
Tabla 10: Indicadores región de Los Lagos y comuna de Puerto Montt.....	49
Tabla 11: Contribución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible .....	61

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Participación en las emisiones de CO <sub>2</sub> del sector eléctrico a nivel Mundial en 2023.....	2
Figura 2: Inversión mundial en el sector eléctrico por tecnología .....	3
Figura 3: Evolución nacional de la generación de electricidad por fuente .....	4
Figura 4: Desarrollo hidroeléctrico nacional .....	6
Figura 5: Clasificación Centrales Hidroeléctricas .....	7
Figura 6: Esquema de las partes que componen una central de embalse .....	8
Figura 7: Esquema básico de una central hidroeléctrica de pasada.....	9
Figura 8: Esquema general de una central hidroeléctrica de bombeo.....	10
Figura 9: Esquema de central hidroeléctrica en red de drenaje de aguas lluvias .....	12
Figura 10: Esquema niveles de terrazas .....	16
Figura 11: Red de aguas lluvia ciudad de Puerto Montt .....	20
Figura 12: Área de estudio.....	24
Figura 13: Diagrama selección microturbina .....	28
Figura 14: Delimitación Polígonos de Thiessen.....	36
Figura 15: Análisis de consistencia estación Puerto Montt y Tepual .....	36
Figura 16: Gráfico de curva superación de precipitaciones .....	37
Figura 17: Grafico curva de duración de caudales colector “3B_1” .....	38
Figura 18: Grafico curva de duración de caudales colector “S” .....	38
Figura 19: Grafico curva de duración de caudales colector “U” .....	39

Figura 20: Grafico comparativo potencia bruta.....	41
Figura 21: Usos de suelo por colector.....	43
Figura 22: Curva duración de caudal unión colectores “S” y “U” .....	45
Figura 23: Prediseño infraestructura .....	46
Figura 24: Caudal de diseño v/s Energía generada .....	47
Figura 25: Área a nivel local del sistema de microturbinas.....	51
Figura 26: Grafico distribución por sexo.....	52
Figura 27: Grafico de población por grupos de edad.....	52
Figura 28: Distribución pueblos indígenas .....	53
Figura 29: Distribución población extranjera .....	53
Figura 30: Materialidad de la vivienda.....	54
Figura 31: Cartografía vulnerabilidad área a nivel local.....	55

## RESUMEN

El crecimiento urbano y el cambio climático han incrementado la necesidad de soluciones energéticas sostenibles. La generación de energía eléctrica utilizando los flujos de agua que circulan por las redes de drenaje de aguas lluvia es una alternativa emergente y respetuosa con el medioambiente, ya que aprovecha un recurso que no está siendo utilizado. En esta investigación, se evaluó la opción de implementar este sistema de generación en la ciudad de Puerto Montt debido a las abundantes lluvias y desniveles presentes en el lugar.

Para ello, se analizó la factibilidad técnica y normativa de implementar microturbinas en la red de drenaje como una iniciativa municipal, determinando el colector más adecuado, la tecnología óptima y la generación de energía.

Se emplearon datos pluviométricos y topográficos procesados con ArcGIS y Excel para la determinación del caudal de diseño, selección de microturbina y estimación de la energía anual generada por el potencial proyecto. Se aplicó el método de superación de precipitaciones y fórmula racional para la estimación del caudal de diseño, y el método de bandas de caudales propuesto por la Guía ESHA (2006) para la estimación de la energía.

Los resultados indicaron que la mejor alternativa es la unión de los colectores S y U, debido a su mayor caudal combinado y menores restricciones legales/ambientales. La microturbina Pelton de 5 kW fue identificada como la opción más adecuada, con un tiempo de recuperación de inversión de 0,88 años. Además, la implementación del proyecto podría asegurar un abastecimiento eléctrico de un 10% a 50 hogares de la población aledaña. Sin embargo, el análisis normativo mostró que este tipo de iniciativas no se encuentra legisladas en Chile por lo que existe un vacío legal para su aplicación.

## **1. ANTECEDENTES**

### **1.1 Transición energética**

#### **1.1.1 Combustible Fósil a Renovable**

La energía eléctrica constituye un pilar fundamental para el funcionamiento de las sociedades, ya que facilita la implementación de nuevas industrias, avances tecnológicos y crecimiento económico que contribuye a mejorar las condiciones de vida en el planeta. (Banco Mundial, 2024; IEA, 2024). A pesar de esa importancia, 733 millones de personas en el mundo no tienen acceso a energía eléctrica, con proyecciones de mejora limitada al año 2030 (Naciones Unidas, 2024a).

Durante décadas, los combustibles fósiles han sido la principal fuente de energía eléctrica. Sin embargo, su combustión genera grandes cantidades de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) hacia la atmósfera. Estos gases contribuyen de manera significativa al cambio climático, generando impactos negativos en el bienestar humano y el medio ambiente (IEA,2024; Naciones Unidas, 2024a).

En la actualidad, la generación de electricidad representa la mayor fuente de emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel mundial con alrededor de un 40% del total de las emisiones en 2022 (Ember, 2023). En 2023, estas emisiones aumentaron un 1%, alcanzando 14.153 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Como se observa en la Figura 1, China fue el mayor emisor, con 39% del total global, seguido por EE.UU. (11%) e India (9,9%). Además, el conjunto de otras economías, que individualmente aportan 2% o menos, representaron el 28% de las emisiones del sector eléctrico (Ember, 2024).

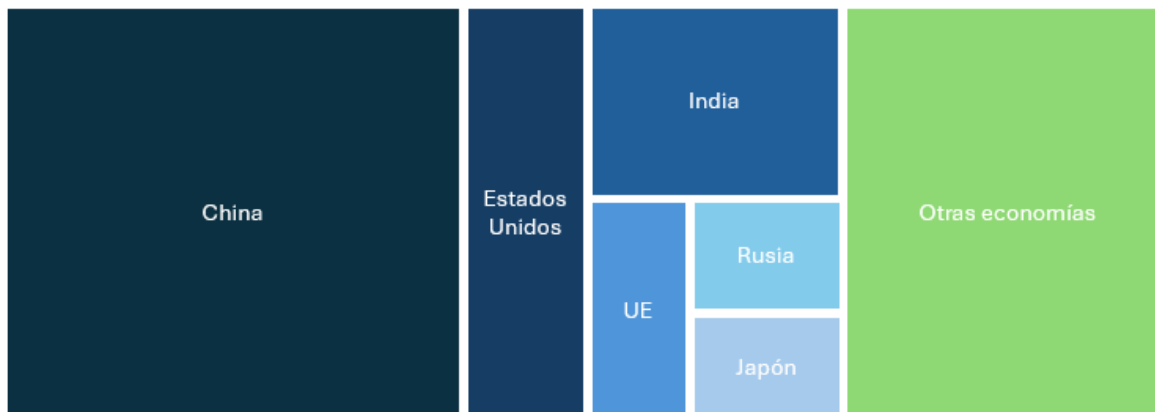


Figura 1: Participación en las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico a nivel Mundial en 2023

Fuente: Ember, 2024

Aunque actualmente es la mayor fuente de emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel mundial, el sector energético también desempeña un papel crucial en la transición hacia emisiones netas cero. Para ello, se han implementado diversas políticas y acuerdos internacionales que buscan reducir el impacto ambiental de la generación de electricidad.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), aprobada en Nueva York en 1992 y abierta a la firma durante la "Cumbre de la Tierra de Río", sentó las bases para la cooperación internacional en la lucha contra el cambio climático, estableciendo el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas, reconociendo que los países desarrollados tienen una mayor responsabilidad en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (UNFCCC, 1992).

Como parte de los esfuerzos derivados de la CMNUCC, en 2015 se adoptó el Acuerdo de París, en el que 196 países acordaron limitar el aumento de la temperatura global por debajo de 2°C, con esfuerzos para no superar 1,5°C, en comparación con los niveles preindustriales. Para lograrlo, cada nación presenta sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), definiendo estrategias específicas para reducir emisiones y fomentar la transición energética (UNFCCC, 2015). Este acuerdo ha promovido las inversiones en

energías renovables, tecnologías de captura de carbono y la descarbonización del sector energético (IEA, 2024).

Bajo este panorama, las inversiones en combustibles fósiles han mostrado un importante descenso, con una cifra estimada de 106 mil millones de dólares en 2023 en comparación con los 154 mil millones de dólares en el año 2017 (Figura 2). Mientras que las energías renovables han crecido de manera sostenida en estos últimos años, en el período 2011-2016, la inversión era de 331 mil millones de dólares en comparación con la cifra estimada de 659 mil millones de dólares en 2023 (Figura 2), lo que representa un incremento del 99% en aproximadamente una década (IEA, 2024).

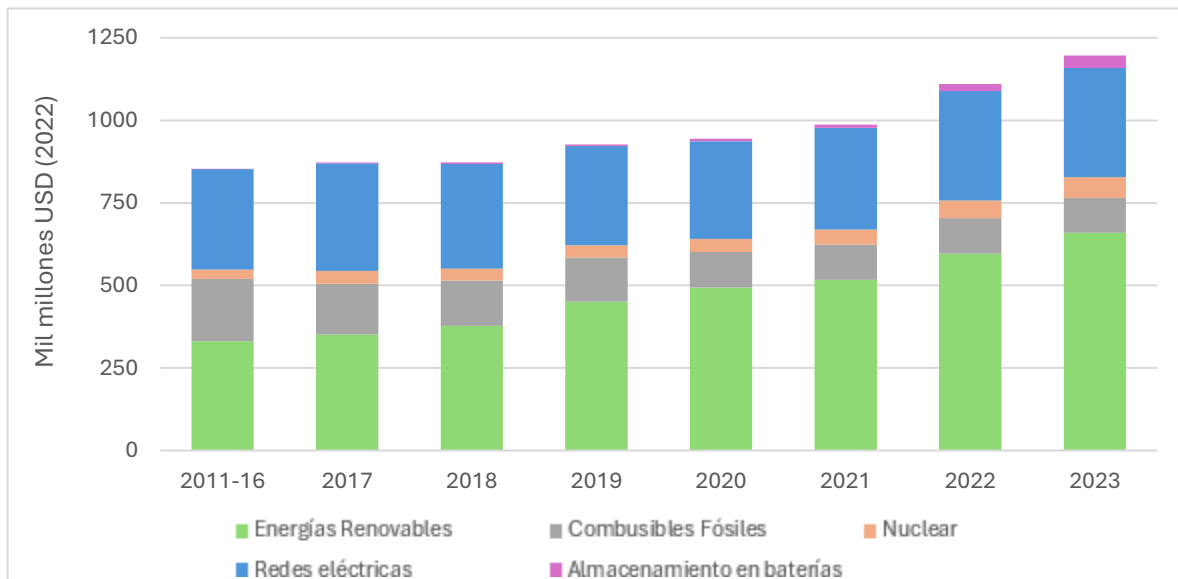


Figura 2: Inversión mundial en el sector eléctrico por tecnología

Fuente: IEA, 2023

Se proyecta que para 2025, las energías renovables representarán más de un tercio de la producción eléctrica mundial. Con un importante crecimiento de la demanda en economías avanzadas como China, Estados Unidos y la Unión Europea (IEA, 2024).

### 1.1.2 Energía renovable en Chile

Chile ha experimentado una transformación significativa en su matriz energética en las últimas décadas, lo que se observa en la Figura 3. Entre 1996 y 2020, predominaba el uso de fuentes fósiles, en estos últimos años se ha reducido significativamente, alcanzando un 36% en el 2023.

En el caso de las energías renovables, la energía hidráulica tuvo una importante participación a fines del siglo pasado (cerca de 70%) la cual se ha reducido hasta un 29% en el 2023, siendo las energías solar y eólica las que más han aumentado su participación en la matriz con un 35% en la actualidad. Esto se explica en parte por las condiciones geográficas privilegiadas del país, que incluyen la radiación solar más alta del mundo y fuertes vientos que recorren de norte a sur (MinEnergía, 2024).

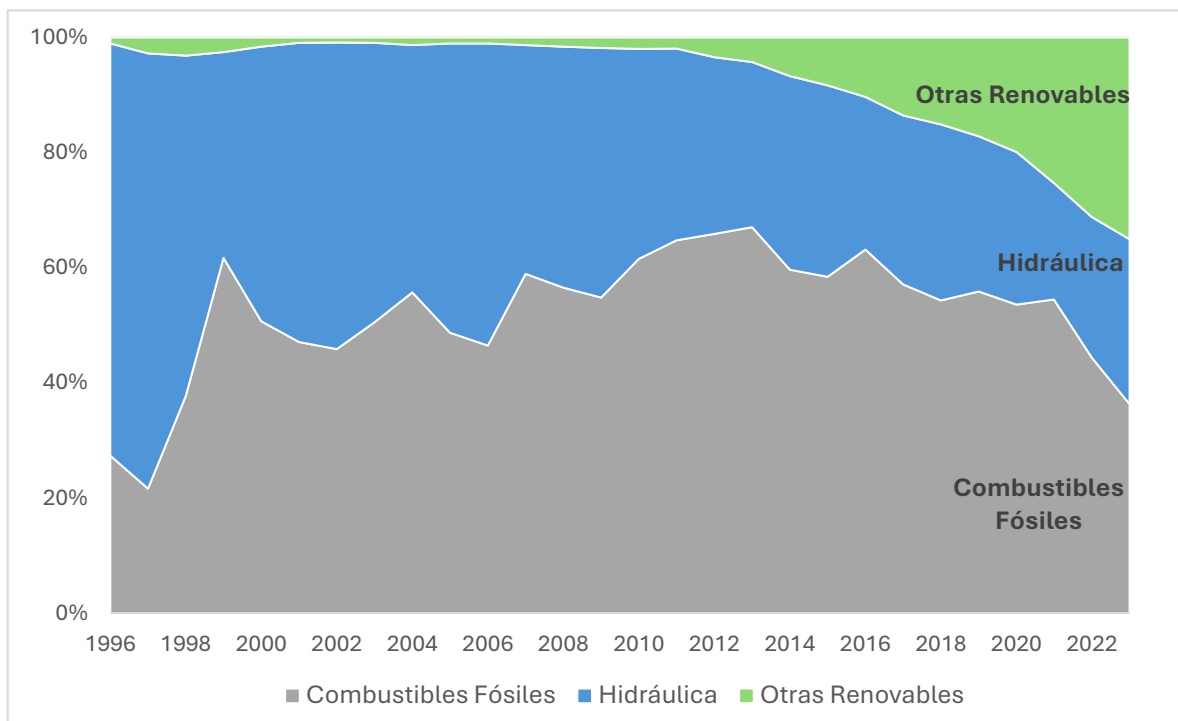


Figura 3: Evolución nacional de la generación de electricidad por fuente

Fuente: Elaboración propia con datos de CNE, 2024b

La matriz energética de Chile ha experimentado una transformación significativa en las últimas décadas. En este contexto, la Ley 20.257, promulgada en 2008, ha sido un instrumento clave para fomentar la incorporación de energías renovables no convencionales (ERNC) en el sistema eléctrico nacional.

Esta ley estableció un marco regulatorio que obligó a las empresas eléctricas que retiran energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales de los sistemas eléctricos a acreditar que un porcentaje de la energía suministrada provenía de fuentes ERNC. Los proyectos deben ser de aprovechamiento de energía eólica, solar, geotérmica, de los mares, de biomasa o pequeñas centrales hidroeléctricas (<20 MW).

Inicialmente, se estableció un requerimiento del 5% para los años 2010 a 2014, con un aumento gradual del 0,5% anual hasta alcanzar el 10% en 2024 para ciertos contratos. Posteriormente, una modificación en 2013 elevó la meta para los nuevos contratos del 20% en cuanto al aporte de energías renovables en el sistema eléctrico para el año 2025. Además, la ley penaliza a las generadoras que no cumplan con la normativa, imponiendo una multa de 0,4 UTM por cada megawatt hora (MWh) no generado a partir de ERNC.

Para incentivar su desarrollo, se han implementado programas de financiamiento, como el programa CRECE ERNC del Fondo de Fomento de la Región de Los Ríos, que otorga subsidios para el desarrollo de proyectos con ERNC, facilitando la inversión y la implementación de nuevas tecnologías en el sector energético (Fomento Los Ríos, 2019).

En el caso de la energía hidroeléctrica, pilar en esta transición, presenta un desarrollo hidroeléctrico nacional que ha sido marcado por dos grandes hitos (Figura 4). El primero entre 1985-1998, se caracterizó por la construcción de un gran número de grandes centrales hidroeléctricas (>20 MW). Sin embargo, en el período siguiente, la construcción de estas instalaciones disminuyó debido a la mayor sequía registrada en el siglo pasado

en el país (1998), la que generó una crisis de generación eléctrica, en la que el gobierno debió recurrir al racionamiento programado de electricidad, ya que por falta de lluvias no se contaba con el recurso hídrico suficiente para abastecer la demanda eléctrica.

El segundo hito inició en el año 2008 con la promulgación de la Ley N° 20.257, que obligó a las empresas eléctricas que retiran energía de los sistemas eléctricos interconectados a demostrar que al menos un 10% de su consumo eléctrico provenía de fuentes renovables, esta medida permitió consolidar una oferta base para el sector de ERNC. Como resultado se observa un importante crecimiento de proyectos de mini hidroeléctricas (<20 MW), con la construcción de 30 proyectos en el periodo 2008-2012, una cifra cinco veces mayor a la registrada en las dos décadas anteriores. En base a los resultados positivos obtenidos con la aplicación de la Ley N° 20.257, en el año 2013, se realizó una modificación a la ley que aumento a un 20% el consumo eléctrico mínimo proveniente de fuentes renovables, acelerando aún más el desarrollo de tecnologías con ERNC, en el caso de la pequeña hidroeléctrica se construyeron 75 proyectos entre 2013 y 2024 (CNE, 2024a).

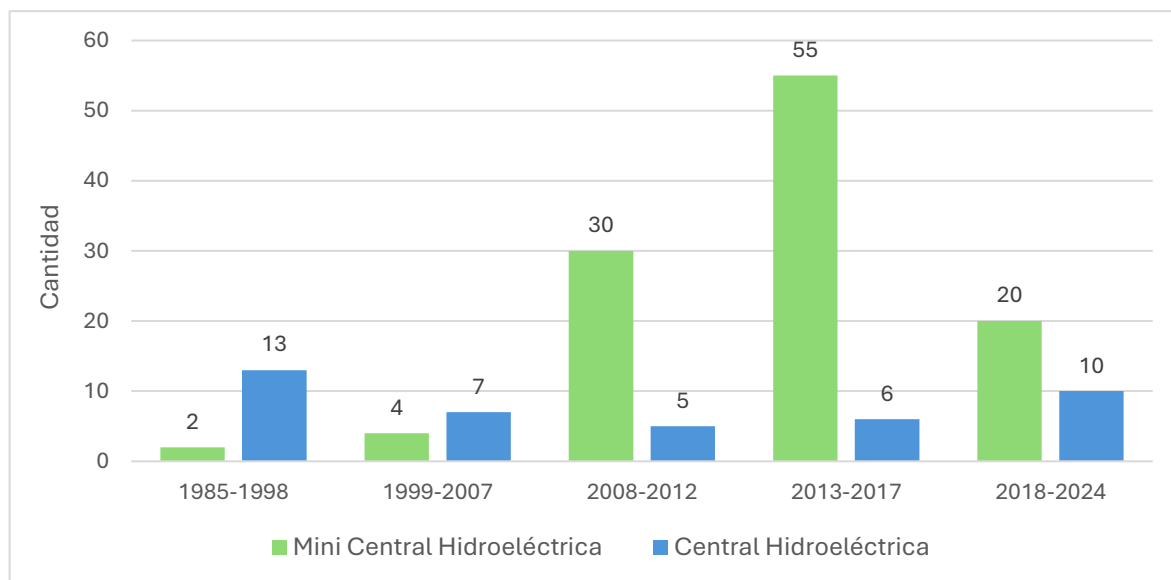


Figura 4: Desarrollo hidroeléctrico nacional

Fuente: CNE, 2024a

## 1.2 Centrales Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas son instalaciones que aprovechan la energía potencial y/o cinética del agua para generar electricidad. Existen diversas clasificaciones de las centrales hidroeléctricas (Figura 5) según su potencia generada, abarcando desde pequeñas instalaciones de baja capacidad hasta grandes centrales capaces de abastecer ciudades enteras. Además, pueden clasificarse según su modo de funcionamiento, distinguiéndose entre centrales de embalse, de pasada y de bombeo (Paish, 2002; WEC, 2016).

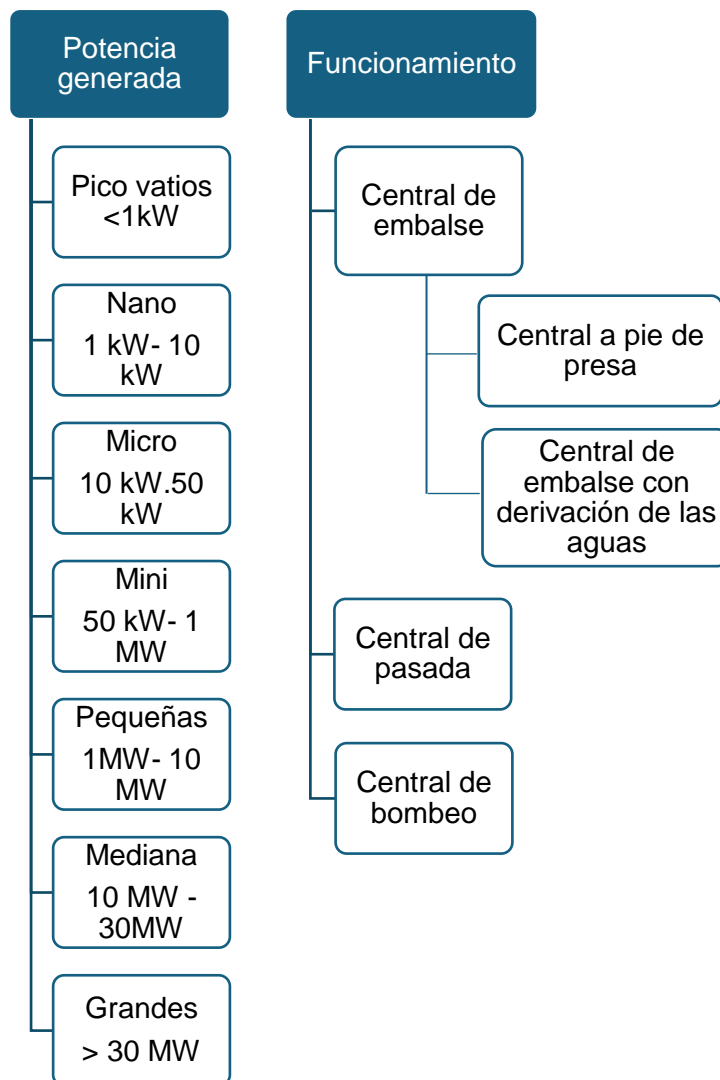


Figura 5: Clasificación Centrales Hidroeléctricas

Fuente: Paish, 2002; WEC, 2016

Las centrales de embalse funcionan mediante un mecanismo de una presa para almacenar el agua del río, la que es liberada de manera controlada según los requerimientos del sistema, aprovechando la diferencia de altura para generar electricidad (WEC, 2016). En la Figura 6, se muestra un esquema básico de las partes que componen una central de embalse, donde el agua es retenida en el embalse (1) mediante una presa (2). Desde allí, es conducida a través de una tubería forzada (3) hasta una turbina (4), que convierte la energía hidráulica en energía mecánica. Posteriormente, esta energía es transformada en electricidad por un generador eléctrico (5) y finalmente se transmite a la red eléctrica (6).

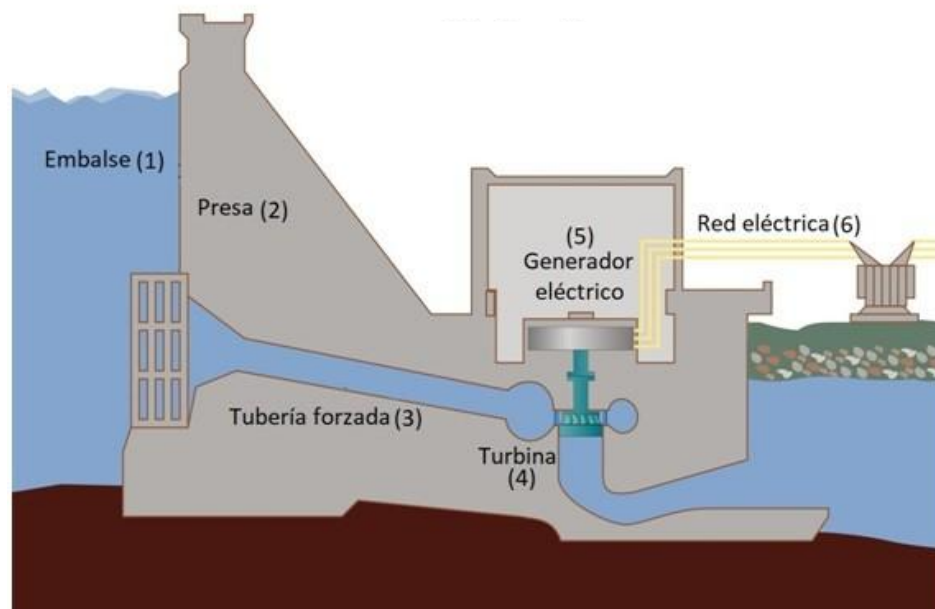


Figura 6: Esquema de las partes que componen una central de embalse

Fuente: IngeOexpert, 2018

Este tipo de proyecto ofrece beneficios como la gran capacidad de generación de energía, apoyo a la agricultura y atractivo turístico, pero a su vez genera importantes impactos ambientales, como lo son la fragmentación de canales, degradación de la calidad del agua, desplazamiento de comunidades y cambios en la disponibilidad de recursos. Este tipo de

problemáticas ha influido en que se han dejado de construir este tipo de proyectos (Abbasi & Abbasi, 2011).

A diferencia de las centrales de embalse, las centrales de pasada aprovechan el flujo natural del agua a través de un río o canal, sin almacenar agua para ajustar la generación según la demanda, en temporada de muchas lluvias la generación aumenta, y en épocas de sequías disminuye de forma considerable. Como se observa en la Figura 7, el curso de agua es desviado parcialmente en la toma de agua, regulando el caudal sin detener completamente su flujo, luego es conducida hasta la turbina, transformando la energía potencial en energía mecánica. Esta energía se transfiere a la sala de máquinas, donde un generador la convierte en energía eléctrica. Finalmente, el agua es devuelta al curso del río, sin alterar significativamente su caudal (WEC, 2016).

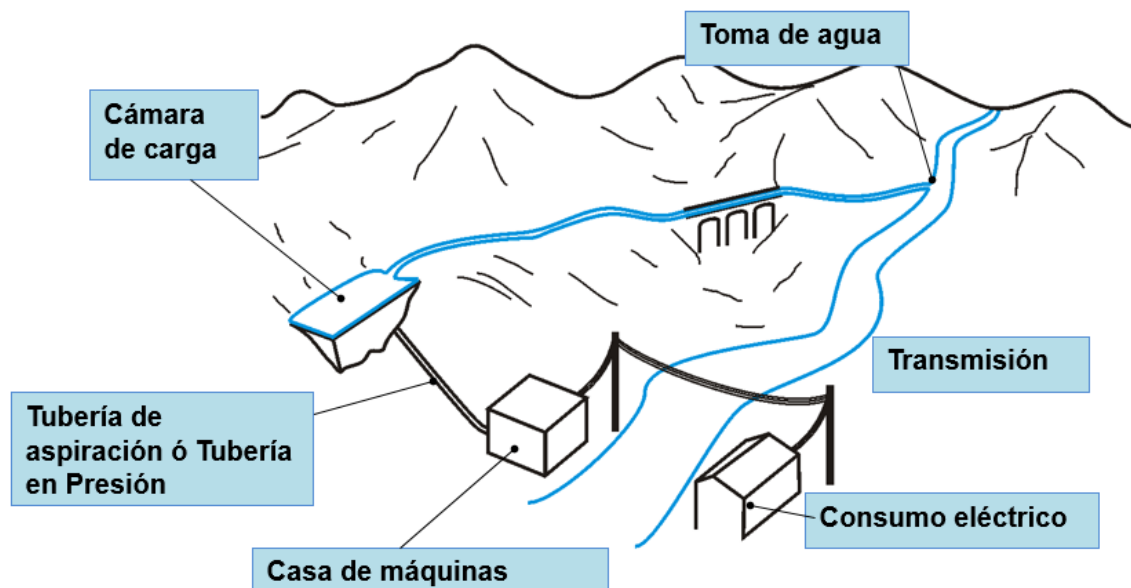


Figura 7: Esquema básico de una central hidroeléctrica de pasada.

Fuente: Castillo, 2014

Aunque este tipo de proyecto puede generar impactos, como la alteración del régimen de flujo y la fragmentación del hábitat debido al agotamiento del agua en los tramos de

derivación, que afecta la migración y reproducción de peces, también ofrece un gran potencial para implementar medidas de mitigación tanto estructurales como no estructurales que apoyen el desarrollo (Kuriqi *et al.*, 2021).

Las centrales de bombeo operan con dos embalses a diferentes alturas. Durante las horas de alta demanda, el agua del embalse superior (1) es turbinada hacia el embalse inferior (11), generando electricidad de manera similar a una central de embalse. En cambio, en períodos de baja demanda, cuando la electricidad es más económica, se acciona una bomba que eleva el agua desde el embalse inferior (11) hasta el superior (1) a través de la tubería forzada (5) y la galería de conducción (3), permitiendo almacenar energía para su uso posterior (Moreno, 2012). Si bien estas centrales comparten los mismos impactos ambientales que las de embalse, su principal ventaja radica en la capacidad de almacenamiento de energía en momentos de baja demanda, lo que contribuye a la estabilidad del sistema eléctrico y permite mitigar la intermitencia de las fuentes renovables (Yurter *et al.*, 2024).



Figura 8: Esquema general de una central hidroeléctrica de bombeo.

Fuente: Moreno, 2012

Además de estos tres tipos de centrales, se tienen las pequeñas centrales hidroeléctricas, también llamadas "mini hidroeléctricas". En Chile deben tener una potencia instalada de hasta 20 MW para considerarse en esta categoría, pero este valor varía en otros países. Estas instalaciones aprovechan cauces medianos o pequeños y, en su mayoría, operan como centrales de pasada, utilizando el flujo natural del agua sin necesidad de grandes embalses (Okot, 2013).

Si bien estos sistemas no generan emisiones atmosféricas ni gases de efecto invernadero durante su operación, pueden presentar problemas ambientales. Uno de los principales es el caudal ecológico mínimo ( $Q_{\min}$ ), el cual debe mantenerse entre la captación y la restitución del agua para garantizar la estabilidad ecológica del cauce. La alteración del  $Q_{\min}$  puede provocar fragmentación de hábitats, afectación de la biodiversidad acuática y modificaciones en la dinámica de sedimentos, problemas similares a los que enfrentan las centrales de pasada (Kucukali, 2014; Kelly, 2019; Comino *et al.*, 2019; Okot, 2013). Sin embargo, las medidas de mitigación aplicadas en las centrales de pasada también pueden ser implementadas en estos sistemas para minimizar sus impactos ambientales (Kuriqi *et al.*, 2021).

Dentro de la categoría de mini hidroeléctricas, existe una subclasificación basada en la potencia instalada: los proyectos "micro hidroeléctricos", que tienen una capacidad máxima de 50 kW (Paish, 2002), y según normativa chilena de 100 kW. Estas centrales generalmente aprovechan pequeños cursos de agua y requieren obras civiles de menor envergadura, lo que facilita su instalación en zonas rurales o de difícil acceso. Además, han surgido iniciativas de proyectos micro hidroeléctricos en entornos urbanos, lo que amplía su potencial de aplicación (Carta *et al.*, 2009).

En este contexto surge la alternativa innovadora de generación eléctrica a través de las redes de drenaje aguas lluvia en ciudades. Este enfoque busca aprovechar el flujo de agua

en infraestructuras ya existentes, como sistemas de alcantarillado y canales pluviales, para generar electricidad de manera sostenible.

### 1.3 Proyectos hidroeléctricos en redes de drenaje

Los sistemas hidroeléctricos instalados en conductos de aguas lluvias, representan una solución innovadora y sostenible, con un impacto ambiental reducido, ya que se aprovechan infraestructuras urbanas existentes (Punys & Jurevicius, 2022).

Estas redes están reguladas por la Ley 19.525, que tiene por objetivo asegurar que los centros poblados cuenten con una infraestructura adecuada para manejar el flujo de agua durante las precipitaciones.

En la Figura 9 se presenta de manera conceptual el funcionamiento de una pequeña central hidroeléctrica integrada a una red de drenaje de aguas lluvia. Este tipo de sistema incluye elementos clave como las áreas de captación, piscinas de retención, turbinas y sistemas de distribución de la electricidad.

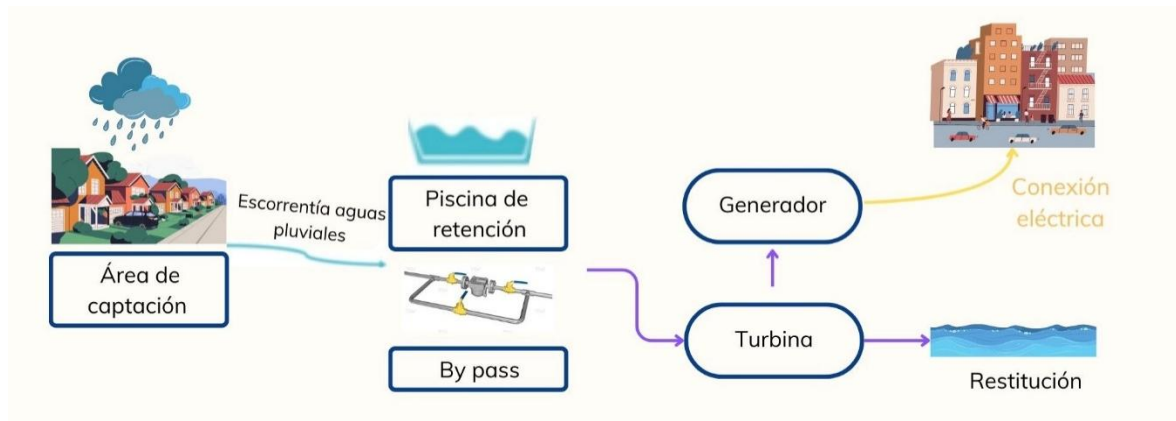


Figura 9: Esquema de central hidroeléctrica en red de drenaje de aguas lluvias

Fuente: Adaptado de Costa, Fenner & Kapetas, 2018

El mecanismo comienza con la recolección del agua en las áreas de captación, como calles y techos, que son dirigidas a los colectores que se encuentran de manera subterránea,

desde donde puede ser almacenada temporalmente en piscinas de retención para regular el flujo y filtrar sedimentos, o ser desviada directamente a la turbina mediante un bypass para mantener un caudal constante. Tanto desde las piscinas como desde el bypass, el agua es dirigida hacia la turbina en forma de energía cinética y potencial la cual es convertida en energía mecánica, que posteriormente es transformada en electricidad mediante un generador (Bailey & Bass, 2009). Finalmente, la electricidad generada es conectada al sistema y distribuida a la red local, abasteciendo viviendas cercanas o instalaciones específicas.

Diversos autores han explorado la factibilidad de implementar proyectos hidroeléctricos en redes de drenaje de aguas lluvia. Por ejemplo:

- **Bailey & Bass (2009)** realizan un estudio de viabilidad de un proyecto hidroeléctrico en infraestructura de drenaje de aguas lluvias en Portland, Oregón, Estados Unidos. Este se realizó en dos áreas de estudio en la zona, que presentaban caudales variables de 0,006 m<sup>3</sup>/s a 0,05 m<sup>3</sup>/s y alturas de 12 a 35 metros y turbinas con eficiencia del 70%. Dentro de los resultados se obtuvieron potencias de 1,33 a 5,4 kW. Se concluye que la continuidad del flujo de agua es el principal factor limitante, debido a la baja disponibilidad de agua durante largos períodos del año, lo que genera un bajo factor de capacidad y altos costos de instalación y mantenimiento por lo tanto, no es un proyecto viable económicamente.
- **Kamal et al. (2014)** evalúan la viabilidad de la generación de microcentrales eléctricas dentro de una infraestructura de aguas pluviales, en el cual se modificó el estanque que tenía actualmente en Kuala, Lumpur, Malasia. El caso de estudio se evaluó con un caudal mínimo de 0,025 m<sup>3</sup>/s y uno máximo de 24,2 m<sup>3</sup>/s, altura de tres metros y una eficiencia de la turbina del 70%, obteniendo resultados de 0,5 a 498 kW. Se concluye que tiene viabilidad técnica al lograr una producción

energética considerable cuando los caudales eran elevados, no menciona temas económicos.

- **Costa et al. (2018)** evalúan el potencial de recuperación de energía de los vertidos de aguas pluviales de dos sitios de estudio, en Herefordshire, Reino Unido con un pequeño estanque de retención y en Oregón, Estados Unidos. El primer presenta un caudal máximo de  $0,00028 \text{ m}^3/\text{s}$ , una altura de 4,2 metros y una turbina tubular, generando una potencia estimada de 0,09 kW. El segundo caso se evaluó con un caudal máximo de  $0,035 \text{ m}^3/\text{s}$ , una altura de 448 metros y una turbina Pelton o de flujo cruzado, generando una potencia estimada de 10,6 kW. Se determinó que, aunque la tecnología es funcional, el bajo caudal y la variabilidad del flujo limitan la producción energética, con tasas de recuperación del 3% y 14%, por lo que se concluye que no son proyectos viables económicamente.
- **Duan & Gao (2019)** diseñan medidas de control del riesgo de inundaciones y evalúan la viabilidad y capacidad del desarrollo hidro energético para sistemas urbanos de drenaje de aguas pluviales bajo el cambio climático, con un caso de estudio en Tung Chung, Hong Kong. Contemplaron caudales variables de  $0,027 \text{ m}^3/\text{s}$  a  $2,918 \text{ m}^3/\text{s}$ , una altura de 5,5m y una eficiencia de la turbina del 70%. Se simularon escenarios con y sin piscinas de retención, variaciones climáticas, obteniendo valores de generación entre 1 y 110 kW. Se concluye que tiene viabilidad técnica ya que el sistema puede generar energía de manera eficiente al contemplar estanques de retención, no se menciona tema económico.

La principal limitación identificada por los autores es la variabilidad en el flujo de agua, lo que afecta la eficiencia de los proyectos y la rentabilidad económica. Aunque la generación de energía mediante microturbinas en sistemas de drenaje de aguas lluvias es técnicamente viable, su implementación enfrenta desafíos económicos significativos

debido a la intermitencia del flujo y la baja recuperación de inversión en escenarios de caudales reducidos.

#### **1.4 Oportunidad de implementación en Puerto Montt**

La ciudad de Puerto Montt, situada en la región de Los Lagos en el sur de Chile, ofrece un escenario favorable para la implementación de un proyecto de generación eléctrica mediante microturbinas en su red de drenaje. Sus características pluviométricas y el relieve del terreno hacen de esta ciudad un lugar idóneo.

Las condiciones meteorológicas de Puerto Montt se caracterizan por un clima suave y moderado, con precipitaciones incluso durante los meses más secos. Según el sistema Köppen-Geiger, el clima se clasifica como Cfb, templado lluvioso cálido sin estación seca (Climate data, 2024 ;PUC, 2024). En cuanto a la precipitación media anual esta supera los 1.600 mm y llueve un promedio de 150 días al año (Dirección Meteorológica de Chile, 2023).

Además, contempla un sistema de cuatro terrazas de abrasión, como se puede ver en la Figura 10, que están separadas entre sí por laderas escarpadas y quebradas, que están entre los 10 y los 107 m.s.n.m. (Rovira, 2009; Saavedra, 2007).

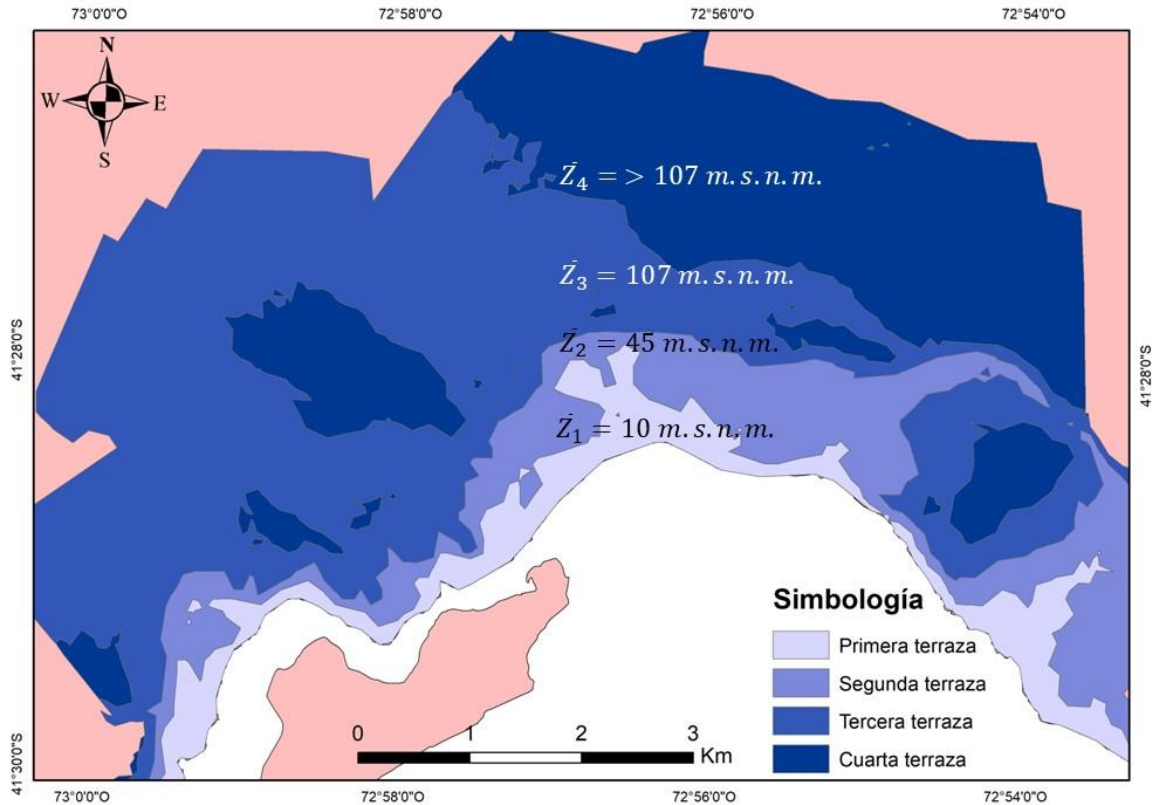


Figura 10: Esquema niveles de terrazas

- Primera terraza (10 m.s.n.m.): Se extiende desde Angelmó hasta Pelluco, con su mayor amplitud en el centro de la ciudad. Está compuesta por depósitos glacio-fluviales, relleno artificial y acumulaciones de arena en la costa.
- Segunda terraza (45 m.s.n.m.): Predomina en el sector central y Pichipelluco, formada por depósitos aluviales de escombros y material granular de rocas graníticas y volcánicas.
- Tercera terraza (107 m.s.n.m.): Constituye parte de la plataforma continental, con una leve inclinación hacia el norte. Su subsuelo está compuesto por grava de tamaño medio y grueso, junto con arcilla y sedimentos conglomerados.
- Cuarta terraza (más de 107 m.s.n.m.): Se extiende de oriente a poniente y conforma la plataforma continental en el norte de la ciudad. Se caracteriza por suelos

deforestados desde la colonización, con escaso espesor y mal drenaje, lo que limita su aptitud para ciertos usos.

Este análisis se basa inicialmente en el estudio realizado por Gutiérrez (2024), en donde se identificaron zonas potenciales de implementación considerando aspectos normativos, espaciales e hidráulicos, con base en el Plan Maestro de Aguas Lluvias 2002 de la ciudad.

El proceso metodológico incluyó la selección de tramos viables dentro de la red de drenaje mediante tres filtros, el primero asociado a la altura de caída (mínimo 2 metros), el segundo relativo a la pendiente (mayor al 5%) y por último se seleccionaron los tramos de colectores cuya diferencia de cotas estaba dentro del 25% superior.

Se identificaron 37 colectores con potencial de implementación. Posteriormente, se estimaron los caudales de diseño y la potencia hidráulica disponible en cada tramo. Las potencias estimadas variaron entre 0,5 kW y 27 kW, dependiendo del tramo evaluado.

Se concluyó que la red de drenaje de Puerto Montt tiene un potencial real para la generación hidroeléctrica a pequeña escala, especialmente en las zonas con mayor disponibilidad de agua y desniveles acentuados.

#### **1.4.1 Oportunidad de implementación como iniciativa municipal**

Los municipios desempeñan un papel fundamental en la planificación y ejecución de proyectos orientados a la sustentabilidad. En Puerto Montt, la implementación de generación hidroeléctrica en la red de drenaje de aguas lluvias puede integrarse en estrategias de eficiencia energética y uso de energías renovables, contribuyendo a la descentralización energética promovida a nivel nacional (Ministerio de Energía, 2012a).

El Ministerio de Energía impulsa la descentralización y el desarrollo energético en regiones y comunas, con el objetivo de que los beneficios de la energía lleguen a más personas, especialmente en zonas aisladas y rurales (Ministerio de Energía, 2022b). La incorporación

de infraestructura hidroeléctrica en la gestión municipal del agua se alinea con estas políticas, facilitando una transición energética sostenible y contribuyendo al desarrollo local mediante el aprovechamiento de recursos hídricos existentes.

## **2. Pregunta de Investigación**

En ciudades con precipitaciones significativas, como Puerto Montt, los sistemas de drenaje de aguas lluvia pueden representar una fuente de energía aprovechable a través de microturbinas. Por lo que es de interés analizar el comportamiento del sistema de drenaje de aguas lluvia para implementar proyectos con microturbinas, con el fin de evaluar su eficiencia y viabilidad. En este contexto, surge la siguiente pregunta de investigación: ¿Cuánta energía a la escala anual se puede producir en la ciudad de Puerto Montt con microturbinas en un sistema de drenaje aguas lluvia?

## **3. Objetivos**

### **3.1 Objetivo General**

Estimar la generación de energía eléctrica anual con microturbinas en la red de drenaje aguas lluvia, como parte de una iniciativa municipal en la ciudad de Puerto Montt.

### **3.2 Objetivos Específicos**

1. Determinar el(los) colector(es) óptimo(s) en la red de drenaje de aguas lluvia en la ciudad de Puerto Montt, considerando criterios de caudal de diseño, potencia bruta y características del uso de suelo.
2. Determinar la generación anual para un sistema de microturbinas en la red de drenaje aguas lluvia en la ciudad de Puerto Montt.
3. Caracterizar la población aledaña al proyecto, identificando los requerimientos legales para la implementación como iniciativa municipal en la ciudad de Puerto Montt.

## 4. METODOLOGÍA

### 4.1 Área de estudio

La ciudad de Puerto Montt está ubicada en la décima región de Los Lagos, provincia de Llanquihue, en la zona sur del país, con una superficie de aproximadamente 1.673 km<sup>2</sup> y un uso de suelo predominante de bosques. Según el censo del 2017 presentaba una población de 245.902 habitantes (INE, 2017).

El área de drenaje de la ciudad de Puerto Montt se encuentra delimitada en el Plan Maestro de Aguas Lluvia de Puerto Montt año 2002 y posee una superficie de 45 km<sup>2</sup> (Figura 11). La red de drenaje y evacuación de aguas lluvias de la ciudad de Puerto Montt abastece a 170.000 habitantes aproximadamente y su red primaria tiene una longitud de alrededor de 75 km.

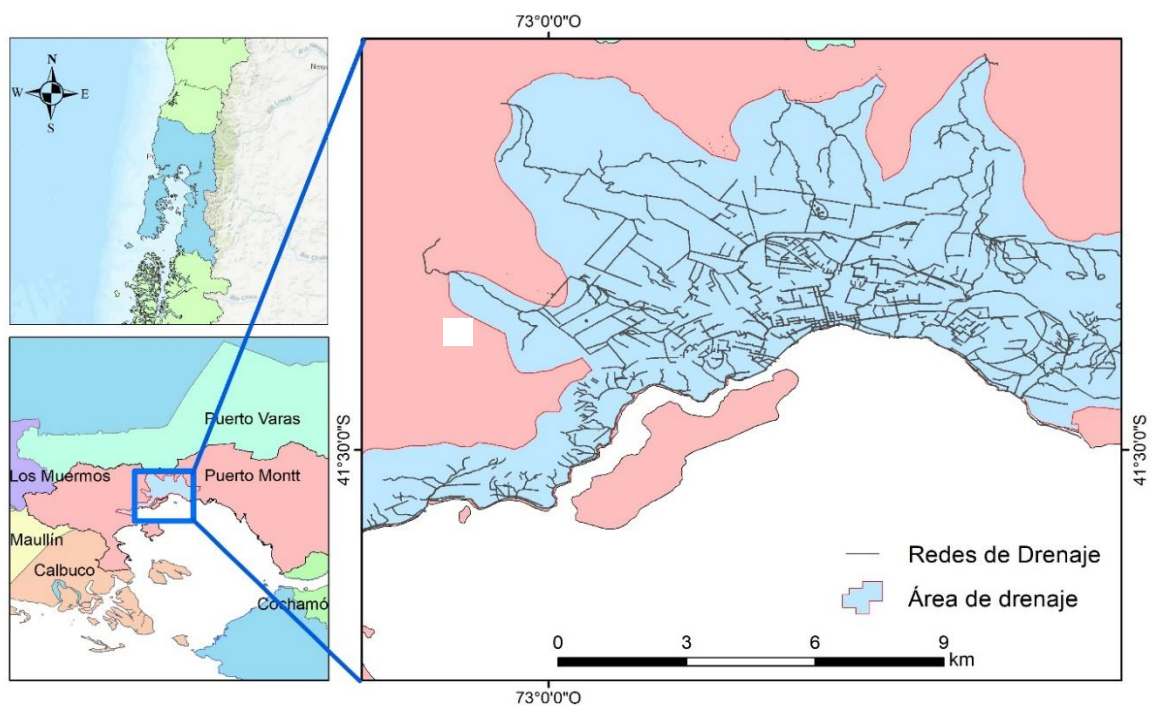


Figura 11: Red de aguas lluvia ciudad de Puerto Montt

Fuente: Plan Maestro de Aguas Lluvias de la ciudad de Puerto Montt, 2002

## **4.2 Determinar el(los) colector(es) óptimo(s) en la red de drenaje de aguas lluvia en la ciudad de Puerto Montt, considerando criterios de caudal de diseño, potencia bruta y características del uso de suelo**

### **4.2.1 Criterios para seleccionar lugar del proyecto**

Según lo mencionado en los estudios previos, se destaca la importancia de considerar distintos parámetros al seleccionar el sitio para proyectos hidroeléctricos, incluyendo la altura de caída de agua, pendiente, caudal, cantidad de precipitación, calidad del agua y uso de suelo. Los siguientes factores son cruciales para determinar la viabilidad y eficiencia de las instalaciones:

- Se recomienda que la altura de caída de agua sea superior a dos metros para optimizar la eficiencia en la generación de energía (Bailey & Bass, 2009; Costa, 2018; Kamal *et al.*, 2014).
- La pendiente de caída de agua debe ser mayor al 5% para asegurar un flujo adecuado (CNR, 2020).
- Para mantener una carga hidráulica constante, se aconseja la construcción de piscinas de retención (Bailey & Bass, 2009; Costa, 2018; Kamal *et al.*, 2014).
- Se requiere una cantidad de precipitación anual promedio superior a 1.000 mm para asegurar un flujo adecuado de agua (Bailey & Bass, 2009; Costa, 2018; Kamal *et al.*, 2014).
- La calidad del agua debe ser evaluada para evitar daños por sólidos y aceites que puedan provocar erosión en la turbina (Bailey & Bass, 2009; Kamal *et al.*, 2017).
- El uso de suelo debe ser compatible con la construcción, asegurando estabilidad, cumplimiento normativo y estar fuera de zonas de inundación.
  - Según el Plan Regulador Comunal (PRC), las nuevas instalaciones deben localizarse en áreas destinadas a actividades productivas.

- La Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente exige que proyectos con localización en o próxima a poblaciones sean evaluados por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).
- En zonas próximas a de desembocadura y áreas marítimas, es obligatorio tramitar concesiones marítimas conforme al Reglamento sobre Concesiones Marítimas.
- Si el proyecto se localiza en un área de bosque nativo, se debe cumplir con la Ley N° 20.283, que impone estrictas restricciones para su intervención, incluyendo la obtención de permisos ambientales sectoriales y la realización de compensaciones obligatorias.

#### 4.2.2 Selección colectores área de estudio

Esta investigación comienza con los 37 colectores identificados por Gutiérrez (2024) según criterios de altura y pendiente del Plan Maestro de Aguas Lluvias de la ciudad de Puerto Montt, 2002, con el cálculo de sus respectivas potencias (Tabla 1). De los cuales, se seleccionaron los diez colectores con las mayores potencias brutas para este estudio, en donde se filtraron los colectores no existentes en base a la actualización del Plan Maestro Puerto Montt, 2024.

Tabla 1: Selección colectores área de estudio

Colector	Sector	Potencia (kW)	Selección
R	Centro	16,35	✓
4K_1	Rural	5,99	✓
S	Centro	5,74	✓
Z (inferior)	Centro	5,23	✓
N	Estero Pichipelluco	4,88	✓
7F_3	Rural	4,53	✗
C_U	Centro	3,92	✓

Colector	Sector	Potencia (kW)	Selección
3A_1	Centro	3,80	✓
4M_1	Rural	3,43	✗
5F_1	Rural	2,85	✗
AL	Centro	2,58	✓
4I_1	Rural	2,24	✗
3B_1	Centro	1,90	✓
4G_1	Rural	1,65	✗
4B_1	Rural	1,01	✓
BF	Rural	0,98	-
AN	Centro	0,97	-
4H_1	Rural	0,96	-
BK	Rural	0,89	-
1J_2	Estero Pichipelluco	0,82	-
4A_1	Rural	0,78	-
7F_1	Rural	0,71	-
4F_1	Rural	0,66	-
4C_1	Rural	0,66	-
3C_1	Centro	0,58	-
6A2_1	Centro	0,55	-
4L_1	Rural	0,46	-
3D_1	Centro	0,45	-
3O_1	Centro	0,43	-
4E_1	Rural	0,36	-
3E_1	Centro	0,35	-
AP	Centro	0,33	-
3I_1	Centro	0,32	-
6B3_1	Rural	0,26	-
3G_1	Centro	0,23	-
4N_1	Rural	0,17	-
AA	Estero Lobos	0,13	-

Fuente: Gutiérrez, 2024

Los colectores “AL”, “R”, “S” y “U” están ubicados en el sector aledaño al Muelle Puerto Montt; en el centro, cerca de la escultura “Sentados frente al mar”, se encuentran los colectores “3B\_1”, “3\_A”, “Z inferior”, “N”; mientras que los colectores “4K\_1” y “4B\_1” están próximos a la Playa Pelluco (Figura 12). Estos colectores presentan diferencias de cota

que varían entre los 13 y 94 m, y capacidades hidráulicas que oscilan entre 0,01 y 4,95 m<sup>3</sup>/s.

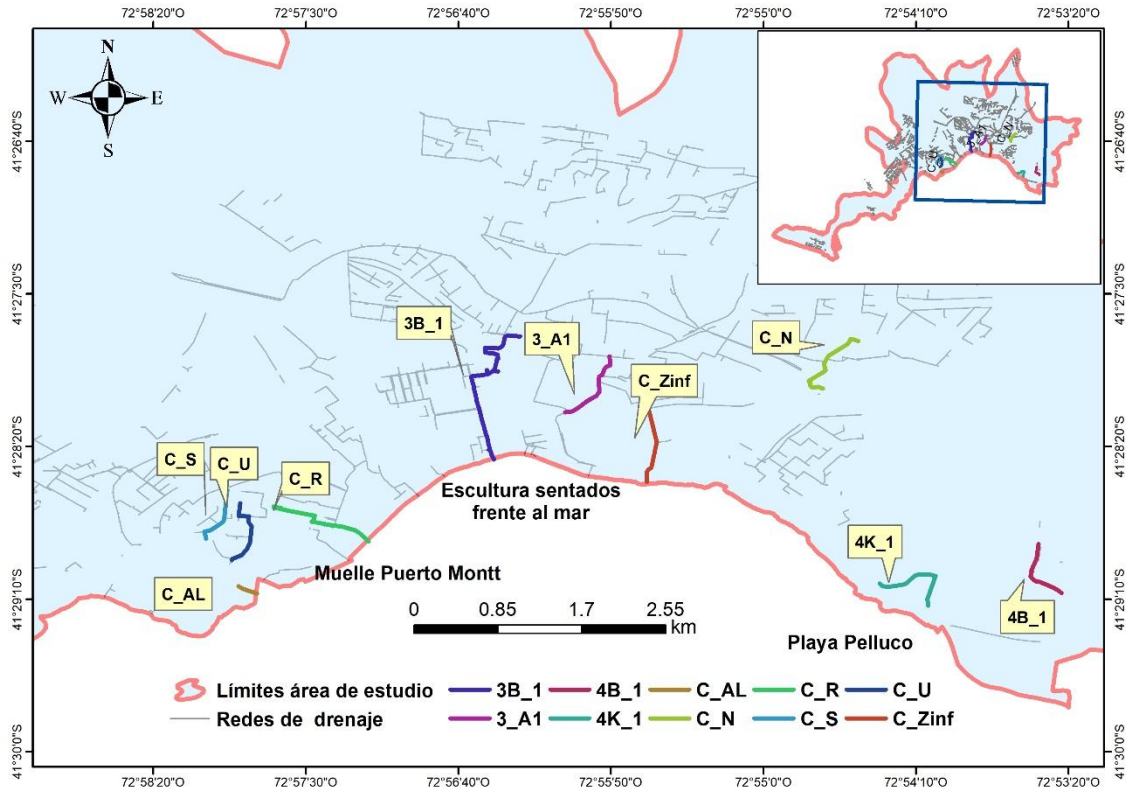


Figura 12: Área de estudio

Fuente: Gutierrez,2024; Plan Maestro de Aguas Lluvias de la ciudad de Puerto Montt, 2024

Para la recopilación de datos, se utilizaron las bases de datos disponibles en la Mapoteca Digital de la Dirección General de Aguas (DGA) y el Explorador Climático del Centro de Ciencia del Clima y Resiliencia (CR<sup>2</sup>). Estos datos correspondientes al periodo de 1994-2023, incluyen registros diarios de precipitación que permiten caracterizar adecuadamente las condiciones climáticas de la zona.

#### 4.2.3 Determinación caudal de diseño

Con los datos ya recopilados, se construyeron los polígonos de Thiessen para delimitar las áreas de influencia de las estaciones pluviométricas en el área de estudio. Este análisis

permitió seleccionar la estación Puerto Montt debido su proximidad al área de análisis y la cantidad de registros durante el periodo evaluado.

Ya seleccionada la estación principal, se realizó un análisis de consistencia de datos mediante la técnica de curva doble acumulada. Este procedimiento comparó los datos de la estación Puerto Montt con los registros de una estación cercana, con el objetivo de identificar posibles inconsistencias y validar la fiabilidad de la serie temporal utilizada.

Los datos ya validados se utilizaron para construir la curva de superación de precipitaciones, la cual representa la frecuencia con la que las precipitaciones superan una cantidad determinada en un año promedio (Bailey & Bass, 2009).

Para ello, se realizó un análisis estadístico basado en los siguientes umbrales de precipitación: 0,1; 0,5; 1; 2; 3; 4; 5; 10; 30; 60 y 90 mm. Se calculó la frecuencia acumulada anual para cada umbral y, a partir de estos valores, se obtuvo la media de cada uno, la cual fue utilizada para la representación gráfica de la curva. En Puerto Montt, aunque se caracteriza por tener un clima templado lluvioso, existen días sin precipitaciones, por lo que la curva no llega hasta los 365 días.

Para calcular los caudales asociados a los eventos de precipitación, se utilizó el grafico previamente elaborado en conjunto con el método racional (Ecuación 1). Con esto, se generaron los gráficos de Curva de Duración de Caudales para cada uno de los colectores, que representa el porcentaje del tiempo en que el caudal en un cauce excede un valor específico.

$$Q = C \cdot I \cdot A \quad (1)$$

Donde:

Q = caudal en (m<sup>3</sup>/s)

C = coeficiente de escorrentía

I = intensidad de precipitación en (mm/hora)

A = superficie de drenaje en (km<sup>2</sup>)

Para ajustar los datos de la Curva de Duración de Caudales, se aplicaron diferentes líneas de tendencia como la lineal, exponencial, logarítmica y polinómica. Se seleccionó la tendencia logarítmica como la que mejor representa el comportamiento de los datos, permitiendo calcular el caudal correspondiente al 33% de excedencia que es el valor que recomiendan distintos autores, mediante la ecuación ajustada.

#### 4.2.4 Determinación de la potencia bruta

Para el cálculo de la potencia bruta, se extrajo la información de elevación para cada colector desde un modelo de elevación digital (DEM) SRTM de Earth Explorer. Se calculó la diferencia de cotas entre tramos con el software ArcGIS.

El cálculo de la potencia se hizo según el método de la Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica (ESHA, 2006), utilizando las Ecuaciones 2 y 3. Este cálculo permitió estimar el potencial energético de cada colector de manera individual.

$$P_B = \gamma \cdot Q \cdot \Delta h \quad (2)$$

$$\Delta h = z_2 - z_1 \quad (3)$$

Donde:

- P<sub>B</sub>: potencia bruta estimada en (kW)
- $\gamma$ : peso específico del agua (9800 (N/m<sup>3</sup>))
- Q: caudal en (m<sup>3</sup>/s)
- $\Delta h$ : diferencia de cotas por tramo en (m)
- z: elevación en (m)

#### **4.2.1 Selección del(los) colector(es) óptimo(s)**

Para evaluar la aptitud del terreno asociado a los colectores para la construcción de infraestructura, se realizó un análisis geoespacial empleando Catastros de Uso de Suelo y Vegetación 2018 mediante ArcGIS. Esto permitió determinar posibles restricciones relacionadas con el uso del suelo.

En áreas donde se identificaron colectores cercanos, se evaluó la posibilidad de unir sus caudales. Para ello, se calculó el caudal combinado y la potencia bruta del sistema unificado. Este análisis permitió determinar si la integración de colectores podría incrementar la eficiencia energética.

Finalmente, se seleccionó la alternativa más adecuada considerando el caudal, la potencia bruta obtenida y el uso de suelo. Con la mejor alternativa seleccionada se realizó el prediseño de la infraestructura en el software Google Earth, en este se contempló los colectores seleccionados, área de drenaje, trazado de aducción y descarga.

### **4.3 Determinar la generación anual para un sistema de microturbinas en la red de drenaje aguas lluvia en la ciudad de Puerto Montt**

#### **4.3.1 Selección de la microturbina**

En base al diagrama de selección de turbinas (Figura 13), se analizaron las distintas opciones disponibles en función del caudal de diseño y la altura de caída.

Para ello, se analizó la compatibilidad de cada turbina con las condiciones del sitio de estudio, comparando el caudal disponible y la altura neta de caída con los límites operativos de cada tecnología. Se estudiaron las turbinas Pelton, Turgo, Francis, Francis de Pozo y de Flujo Cruzado, observando en qué intervalos de caudal y altura trabajan de manera eficiente.

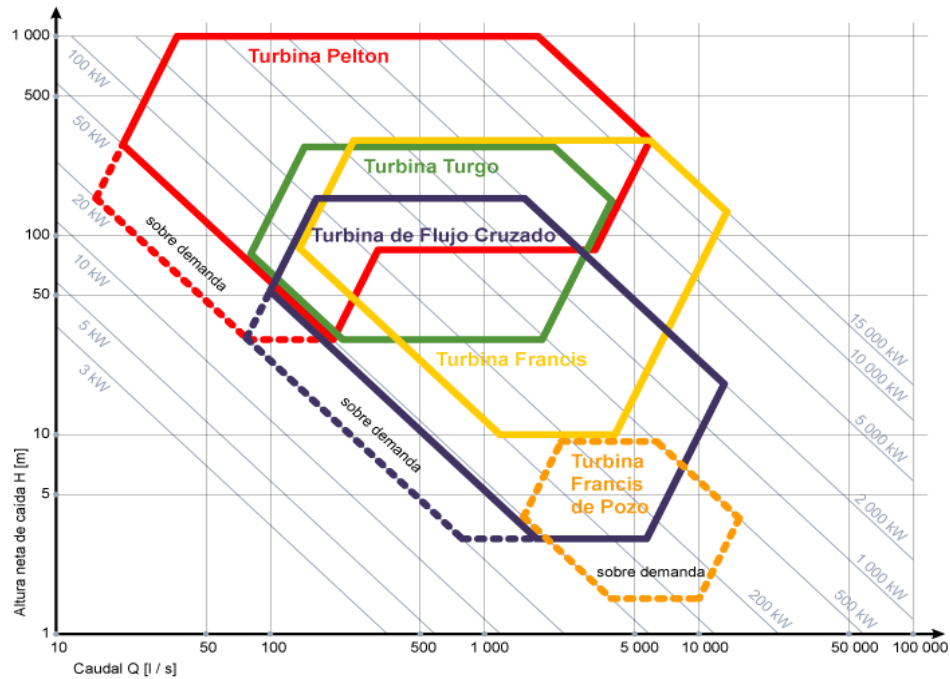


Figura 13: Diagrama selección microturbinas

Fuente: WKV, s.f.

A partir del análisis se identificaron las siguientes turbinas como candidatas potenciales Pelton, Turgo y Francis, las cuales presentan eficiencias del 85% al 95% en su punto óptimo.

En la Tabla 2 se resumen las especificaciones de las microturbinas consideradas en el estudio, incluyendo su capacidad de caudal, salto neto y costo de inversión.

Tabla 2: Resumen especificaciones Microturbinas

Tipo turbina	Caudal (L/s)	Salto neto (m)	Costo inversión
Pelton 5 kW	8-25	10-50	\$1.225.265
Pelton 3-50 kW	8-140	20-120	\$3.701.286
Turgo 3 kW	14-40	8-40	\$2.470.588
Turgo 5 kW	15-50	6-30	\$2.384.203
Turgo 10 kW	15-70	6-50	\$3.450.382
Francis 3-100 kW	5-200	5-150	\$4.626.607

Fuente: Alibaba y Amazon

Para cada caudal medio identificado, se determinó el rendimiento ( $\eta$ ) de la turbina correspondiente utilizando las tablas de eficiencia de turbinas Francis, Pelton y Turgo (Tabla 3). Estas tablas fueron obtenidas a partir de la Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica (ESHA, 2006). Adicionalmente, se consideró una eficiencia del generador del 94%, según el Manual para el desarrollo de pequeños proyectos hidroeléctricos basado en la experiencia noruega (SWEACO, 2011).

Tabla 3: Eficiencias de turbina Francis, Pelton y Turgo

Turbina Francis		Turbina Pelton		Turbina Turgo	
% Q	$\eta$ (eficiencia %)	% Q	$\eta$ (eficiencia %)	% Q	$\eta$ (eficiencia %)
30	72,1	10	81,4	10	80,1
35	76,6	20	88,4	20	89,2
40	80,2	30	89,7	30	91,3
45	83,3	40	90	40	92,5
50	85,9	50	90,1	50	92,6
55	87,9	60	90,2	60	92,7
60	89,5	70	90,3	70	92,8
65	90,5	80	90,4	80	93
70	91,3	90	90,5	90	92,9
75	91,8	100	90,5	100	92,7
80	92				
85	92,1				
90	91,8				
95	91,3				
100	90,3				

Fuente: ESHA, 2006

### 4.3.2 Estimación de la energía

La estimación de la energía para este estudio consideró la base hidrológica, que contempla la variabilidad de lluvias que afectan los caudales y la topografía debido a las diferencias de elevación (SWECO, 2011). Con esta base definida, se utilizaron modelos complementarios de precipitación y caudal, como el Método Racional y la Curva de Duración de Caudales (FDC), que permiten estimar el caudal máximo de escorrentía superficial durante un evento de precipitación y, con esta información, determinar las capacidades de captación (SWECO, 2011).

El cálculo de la energía anual se realizó según el método propuesto por la Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica (ESHA, 2006), dividiendo el área de la curva de duración de caudales en bandas verticales con una anchura de 0,5%. La contribución energética de cada banda se obtuvo mediante la siguiente ecuación:

$$E = \sum_i^t W \cdot Q_m \cdot \Delta z \cdot \eta_{turbina} \cdot \eta_{generador} \cdot \gamma \cdot i \quad (4)$$

Donde:

- E: energía anual por banda en (kWh)
- W =anchura de la banda (= 0,005 para todas las bandas menos la última que tiene un valor de 0,00275)
- $Q_m$ : caudal medio en (m<sup>3</sup>/s)
- $\Delta z$ : elevación en (m)
- $\eta_{turbina}$  = rendimiento de la turbina, en función del Q medio
- $\eta_{generador}$  = rendimiento del generador
- $\gamma$ : peso específico del agua (9.800 (N/m<sup>3</sup>))
- t: número de horas en un año (8.760 h)

Posteriormente se realizó un proceso iterativo, en el cual se ajustó el caudal de diseño previamente calculado. Este ajuste consistió en incrementos (35%, 37%, 39%, etc.) y decrementos (31%, 29%, 27%, etc.) del porcentaje de excedencia en intervalos de un 2%. Además, se complementó con la disponibilidad comercial de microturbinas acorde al salto neto y la variabilidad de caudal del sistema.

Las pérdidas de carga regulares y singulares asociadas a cada colector fueron despreciadas debido a las cortas distancias de conducción, considerándose insignificantes.

La energía anual se determinó como la suma de las contribuciones de las bandas contempladas en el rango de caudales en que funciona cada microturbina.

Por último, la selección de la microturbina y el caudal de diseño óptimo se realizaron empleando el indicador económico periodo retorno de inversión (PRI), el cual sólo consideró el costo de la microturbina. Se utilizó la Ecuación 5, con un precio medio de mercado Sistema Eléctrico Nacional (PMM SEN) de \$99.

$$PRI = \frac{I}{G \cdot P} \quad (5)$$

Donde:

- PRI: Período de recuperación de la inversión (años).
- I: Inversión inicial en la instalación de la microturbina (\$).
- G: Energía anual generada por la microturbina (kWh/año).
- P: Precio medio de mercado del Sistema Eléctrico Nacional (PMM SEN) (\$/kWh).

#### **4.4 Caracterizar la población aledaña al proyecto, identificando los requerimientos legales para la implementación como iniciativa municipal en la ciudad de Puerto Montt.**

##### **4.4.1 Caracterización población aledaña**

Con el propósito de identificar las características socioeconómicas y demográficas de la población aledaña al área de implementación del proyecto de microturbinas, se realizó una caracterización en dos niveles: nivel comunal y nivel local. Este último se definió en base al área de drenaje que comprende(n) el(los) colector(es) del proyecto.

Los datos fueron obtenidos de la Biblioteca del Congreso Nacional, microdatos del Censo 2017, y se complementaron con información georreferenciada consultada en el visor de mapas del INE y el Visor Comunal de la Municipalidad de Puerto Montt (SECPLAN, 2020).

Para establecer un contexto a nivel macro para la implementación del proyecto, se realizó un diagnóstico general de las condiciones de vulnerabilidad de la comuna de Puerto Montt. Se analizaron indicadores que reflejan la situación socioeconómica general de Puerto Montt como la tasa de pobreza, personas carentes de servicios básico, hogares hacinados y tasa de desocupación.

En un nivel más específico, se realizó un análisis a nivel de manzanas urbanas, identificadas a través del visor de mapas del INE, focalizándose en aquellas que se encuentran en el radio del área de drenaje del proyecto, ya que permite obtener datos representativos sobre la población expuesta a posibles beneficios o impactos del sistema.

Para esta etapa, se trabajó con variables demográficas y socioeconómicas más detalladas que permiten caracterizar a la población potencial beneficiaria del proyecto. Los indicadores considerados fueron el índice etario, dependencia demográfica, índice de

adultos mayores, población indígena, población extranjera, ruralidad, y materialidad de las viviendas.

Además, se obtuvo el índice de vulnerabilidad a partir del Visor Comunal de la Municipalidad de Puerto Montt, que considera dos componentes metodológicos:

- Precariedad física: Condiciones estructurales de las viviendas, evaluando su estado de conservación y posibles signos de deterioro.
- Total de personas del 40% más vulnerable: Proporción de la población que se encuentra dentro del tramo del 40% más vulnerable según clasificación socioeconómica.

#### **4.4.2 Identificación requerimientos legales**

Para identificar los requerimientos legales asociados a la implementación de microturbinas en la red de drenaje de aguas lluvia, se llevó a cabo una revisión bibliográfica orientada a recopilar información relevante del marco normativo vigente en Chile.

Esta revisión tuvo como propósito analizar las regulaciones aplicables como iniciativa municipal a mini proyectos hidroeléctricos que utilizan aguas lluvias como recurso, así como identificar posibles vacíos o modificaciones en la legislación que puedan afectar su factibilidad legal.

Se consultó la Biblioteca del Congreso Nacional y la página web oficial de la Municipalidad de Puerto Montt, con el objetivo de encontrar los requerimientos específicos y antecedentes locales relacionados con la planificación territorial, para la implementación de este tipo de iniciativas.

Las fuentes normativas revisadas incluyeron:

- **Código de Aguas (D.F.L. N° 1.122)**, que regula el uso y aprovechamiento de los recursos hídricos.
- **Decreto Supremo N° 50/2015**, condiciones técnicas que deberán cumplirse en el proyecto, construcción y operación de las obras a que se refiere el artículo 294 del Código de Aguas.
- **Ley N° 19.300** sobre Bases Generales del Medio Ambiente, que regula la evaluación ambiental de proyectos y su impacto.
- **Decreto Supremo N° 40/2013**, que detalla los procedimientos para la Evaluación de Impacto Ambiental.
- **Ley N° 19.525**, que reglamenta sistemas de evacuación y drenaje de aguas lluvias.
- **Decreto Supremo N° 88/2019**, reglamento para medios de generación de pequeña escala.
- **Plan Regulador Comunal**, que orienta el uso del suelo y la planificación territorial de Puerto Montt.
- **Plan de Desarrollo Comunal (PLADECO)**, que establece planificación del desarrollo comunal.

## **5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

En esta sección se muestran los análisis enfocados en cada uno de los objetivos específicos planteados. Cada subsección aborda la interpretación de los datos recolectados y los relaciona con el objetivo general de estimar la generación de energía que podría obtenerse mediante el uso de microturbinas en el sistema de drenaje de aguas lluvias en Puerto Montt.

### **5.1O.E.1: Determinar el(los) colector(es) óptimo(s) para el sistema de microturbinas**

#### **5.1.1 Determinación del caudal de diseño**

En base a la delimitación de los polígonos de Thiessen (Figura 14) se obtuvo que el área de drenaje de la ciudad de Puerto Montt (delimitada en rojo), se encuentra mayoritariamente dentro del polígono de la estación Puerto Montt, lo que indica que sus datos son los más representativos para estimar la precipitación en el área de estudio. Una pequeña parte del área de drenaje se encuentra dentro del polígono de la estación Tepual, cuya influencia es menor. Sin embargo, dada su cercanía y la inexistencia de otras estaciones activas, sus registros se utilizaron para verificar la calidad y consistencia de los datos de la estación Puerto Montt.

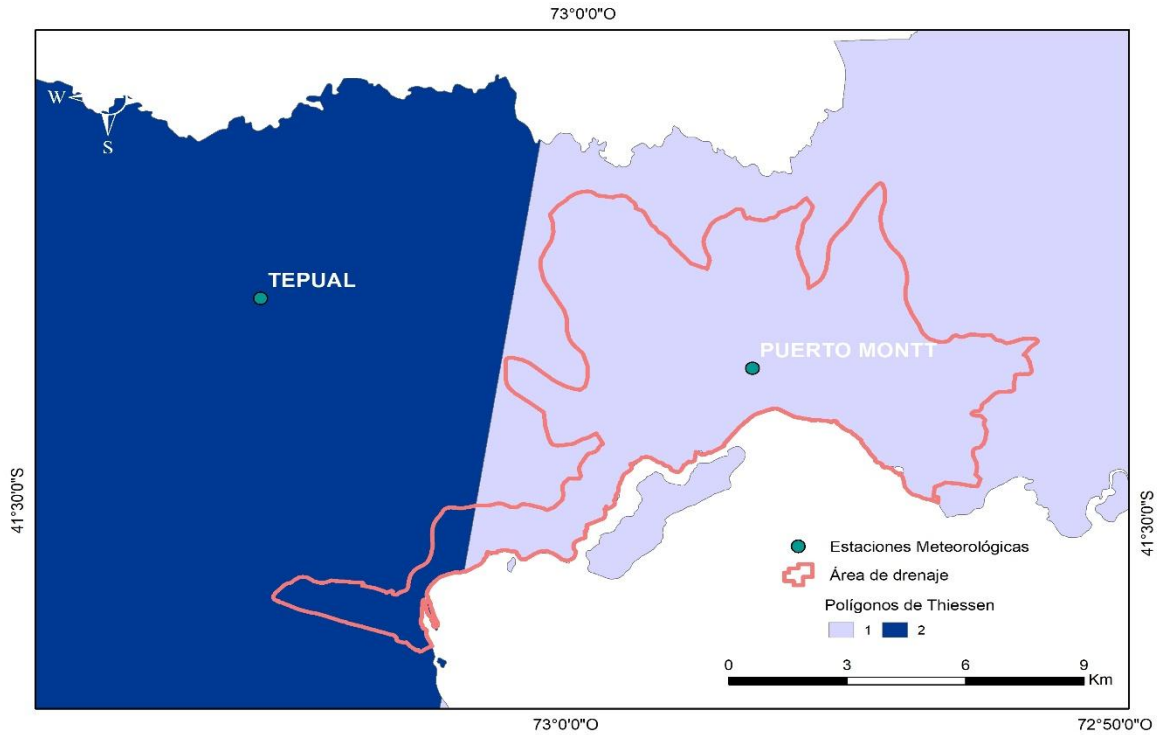


Figura 14: Delimitación Polígonos de Thiessen

En la Figura 15, se observa una correlación lineal significativa entre ambas estaciones. Esto confirma que los datos registrados por la estación de Puerto Montt son consistentes y no requieren ajustes adicionales.

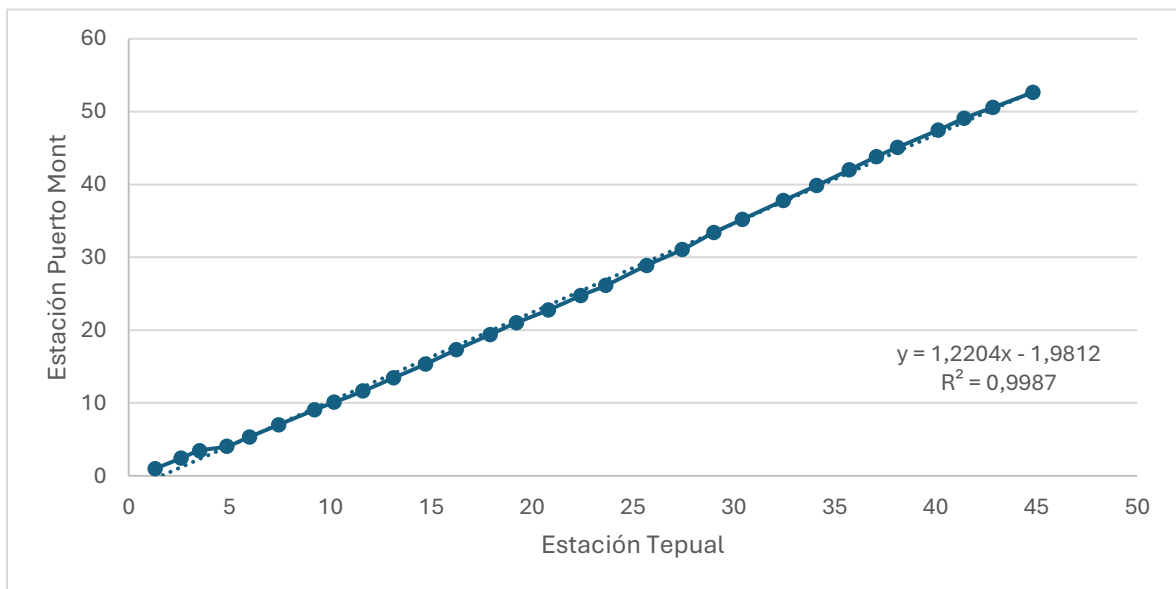


Figura 15: Análisis de consistencia estación Puerto Montt y Tepual

Como se observa en la Figura 16, las precipitaciones medias diarias son superiores a 1 mm durante 170 días al año, mientras que exceden los 5 mm en aproximadamente 95 días al año. Además, se observa que hay precipitaciones medibles ( $\geq 0,1$  mm) en aproximadamente 215 días al año, lo que implica que un año típico tiene alrededor de 150 días sin lluvias mensurables. Por otro lado, los eventos de lluvia extrema, superiores a 50 mm, ocurren en promedio 3 veces al año.

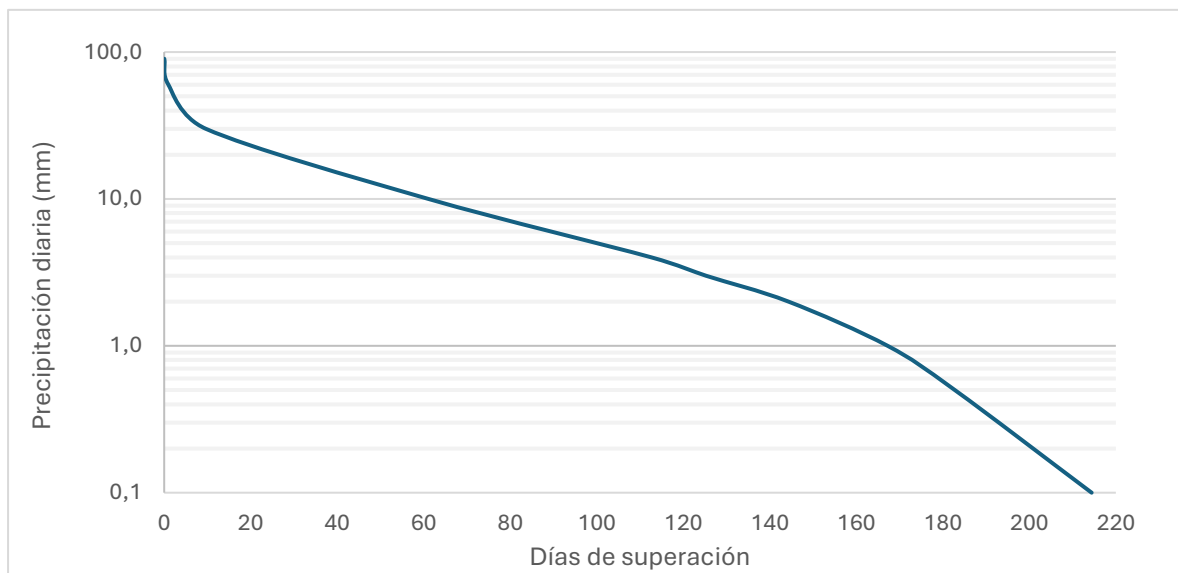


Figura 16: Gráfico de curva superación de precipitaciones

A partir del gráfico de superación de precipitaciones, se generaron las curvas de duración de caudales para los 10 colectores estudiados (Anexo A). Estas curvas permiten comprender su comportamiento hidrológico. Como ejemplo, las Figuras 17, 18 y 19 presentan la Curva de Duración de Caudales de los colectores “3B\_1”, “S” y “U” respectivamente.

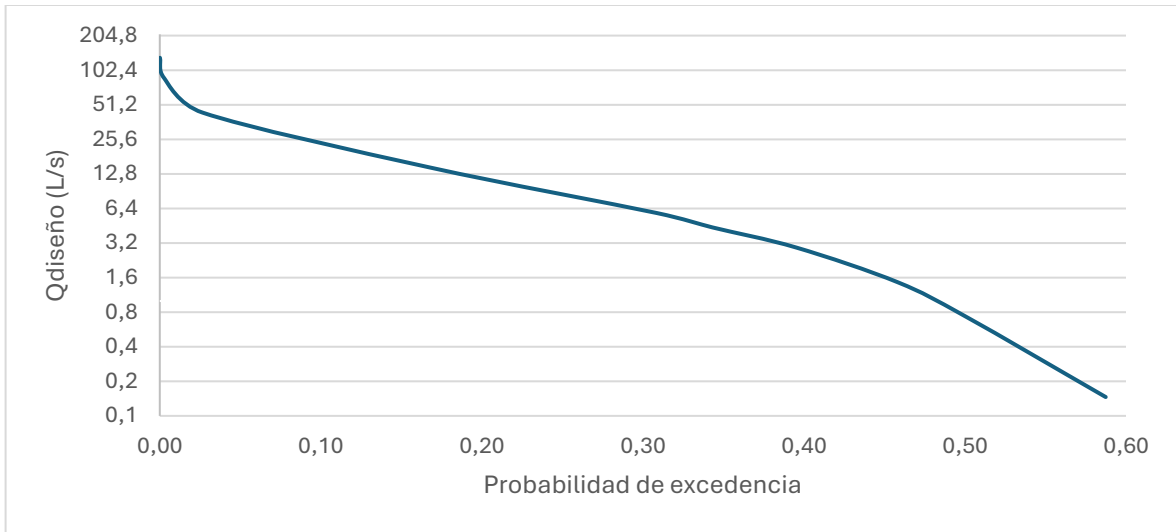


Figura 17: Grafico curva de duración de caudales colector "3B\_1"

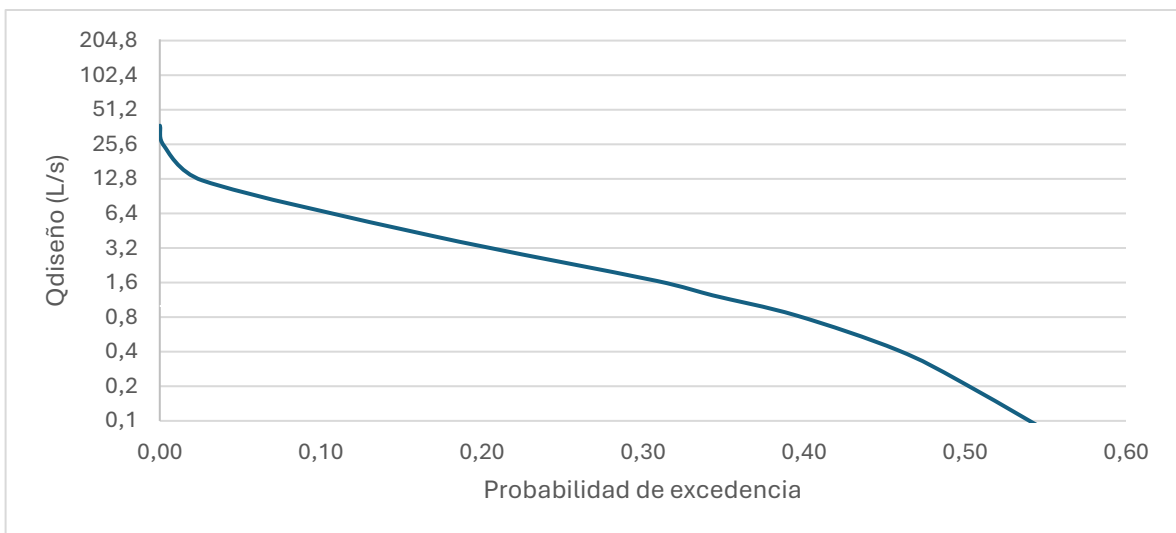


Figura 18: Grafico curva de duración de caudales colector "S"

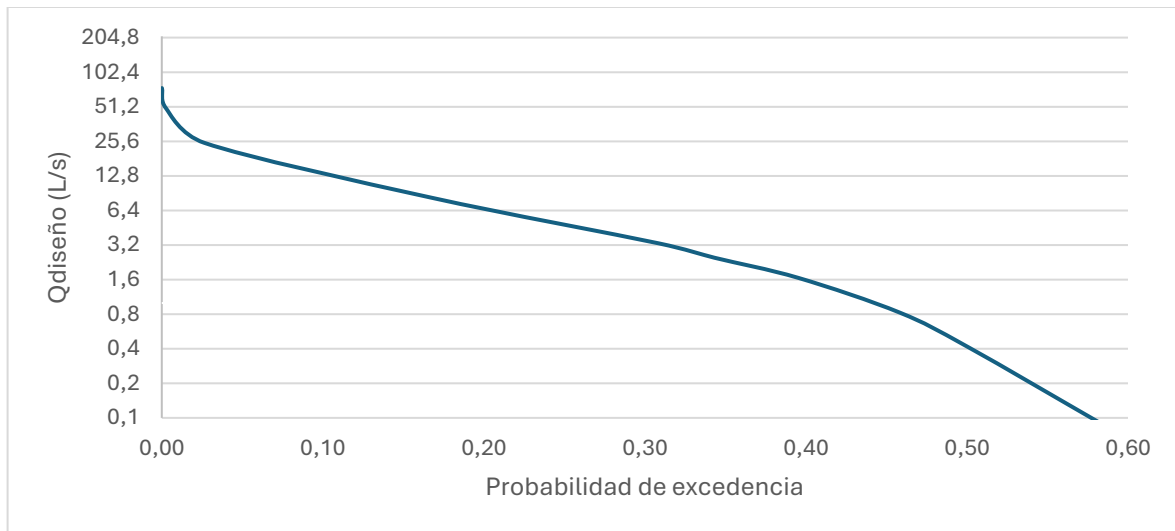


Figura 19: Grafico curva de duración de caudales colector "U"

Para el colector "3B\_1", se determinó que el caudal asociado al 33% de excedencia es de 6,7 L/s, mientras que el caudal correspondiente al 10% de excedencia, que refleja eventos menos frecuentes pero importantes, es de 25,8 L/s. Por otro lado, el 50% de excedencia, con un valor de 0,8 L/s, representa caudales mucho más frecuentes pero bajos. En la Figura 17, se observa que este colector presenta un rango de caudales más amplio, con valores más elevados en comparación con los otros colectores.

Para el colector "S", se determinó que el caudal asociado al 33% de excedencia es de 1,3 L/s, mientras que el caudal correspondiente al 10% de excedencia, es de 6,4 L/s. Por otro lado, el 50% de excedencia, con un valor de 0,2 L/s. En la Figura 18, se observa que este colector mantiene caudales más bajos en toda la distribución.

Para el colector "U", se determinó que el caudal asociado al 33% de excedencia es de 3,8 L/s, mientras que el caudal correspondiente al 10% de excedencia es de 14,5 L/s. Por otro lado, el 50% de excedencia, con un valor de 0,8 L/s. En la Figura 19, se observa que este colector presenta una tendencia intermedia en comparación con los otros dos, con caudales moderadamente estables en la mayor parte de su rango.

La Tabla 4 permite visualizar la variación de los caudales de diseño entre los colectores, las diferencias en los caudales de diseño se explican, en gran medida, por el área de drenaje que abarca cada colector. El colector 4B, con el caudal más alto de 14 L/s, tiene la mayor área de drenaje con 0,77 km<sup>2</sup>, lo que contribuye significativamente a su mayor disponibilidad hídrica. En contraste, el colector S, con un área de drenaje de solo 0,07 km<sup>2</sup>, presenta el menor caudal de 1,3 L/s.

Tabla 4 : Resumen información de caudal de diseño

Colector	Área de drenaje (km <sup>2</sup> )	Coefficiente escorrentía	Q diseño (L/s)
3B_1	0,28	0,45	6,7
4B_1	0,77	0,37	14
R	0,13	0,57	3,6
Z (inferior)	0,18	0,53	5,0
N	0,11	0,53	2,7
U	0,14	0,51	3,8
4K_1	0,16	0,35	2,9
3A_1	0,08	0,52	1,9
AL	0,10	0,50	2,4
S	0,07	0,51	1,3

### 5.1.2 Determinación de la potencia bruta

A partir de los caudales de diseño calculados previamente, se estimó la potencia bruta para cada colector utilizando datos de elevación obtenidos mediante un modelo de elevación digital (DEM). La Tabla 5 presentan los resultados obtenidos, estos permiten identificar los colectores con mayor potencial energético.

Tabla 5: Resumen información potencia bruta

Colector	Q diseño (L/s)	H(m)	P (kW)
3B_1	6,7	94	6,18
4B_1	14	31	4,26
R	3,6	80	2,83
Z (inferior)	5,0	47	2,31
N	2,7	69	1,83
U	3,8	27	1,01
4K_1	2,9	30	0,85
3A_1	1,9	21	0,45
AL	2,4	16	0,38
S	1,3	13	0,17

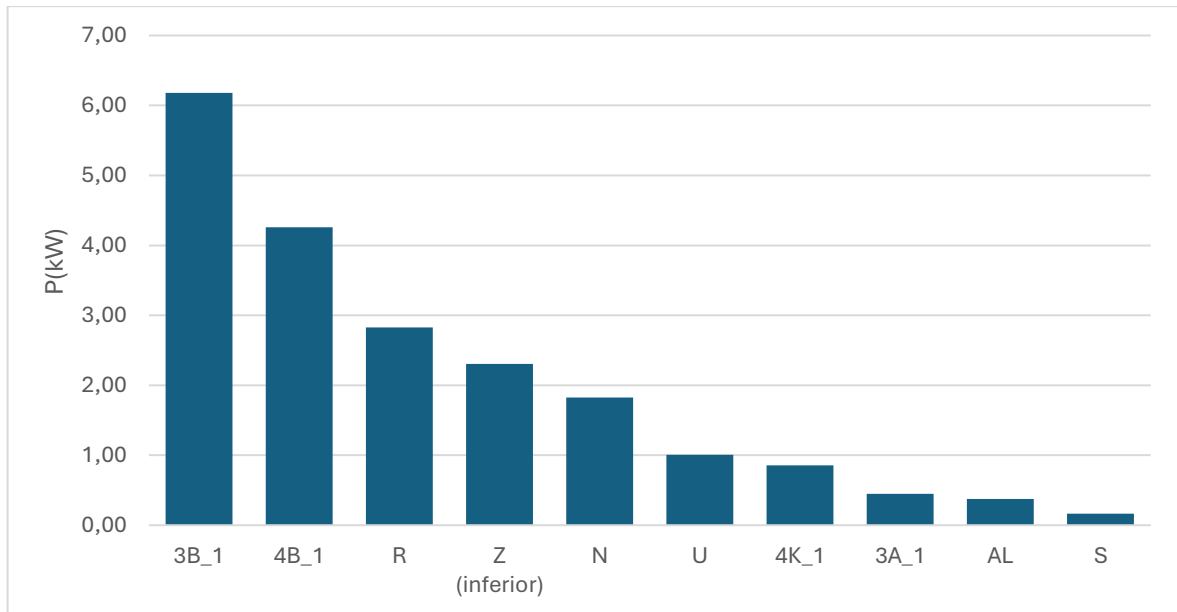


Figura 20: Grafico comparativo potencia bruta

En la Figura 20 se observa que el colector “3B\_1” tiene la potencia bruta más alta, alcanzando los 6,18 kW, seguido por el colector “4B\_1” con 4,26 kW. En contraste, el colector “S” muestra la potencia bruta más baja, con un valor de solo 0,17 kW. Esta diferencia está directamente relacionada con las variaciones en las alturas disponibles y los caudales de diseño de cada colector (Tabla 5).

Colectores como el “3B\_1” y el “R”, con alturas de 94 m y 80 m respectivamente, logran valores de potencia significativamente mayores, incluso cuando sus caudales de diseño no son los más altos. Si bien, el colector “4B\_1” tiene el mayor caudal de diseño con 14 L/s, su potencia bruta es menor que la del colector “3B\_1”, debido a que este último posee una altura mucho mayor de 94 m frente a 31 m.

Por otro lado, colectores con caudales pequeños, como el colector “S” con 1,3 L/s y alturas bajas de 13 m, generan potencias significativamente reducidas, lo que resalta la importancia de ambos factores, altura y caudal, en el cálculo de la potencia bruta.

### **5.1.3 Selección del(los) colector(es) óptimo(s)**

La selección del colector óptimo considera una integración de los resultados previos (caudal de diseño y potencia bruta) junto con las características del uso de suelo, que se observan en la Figura 21.

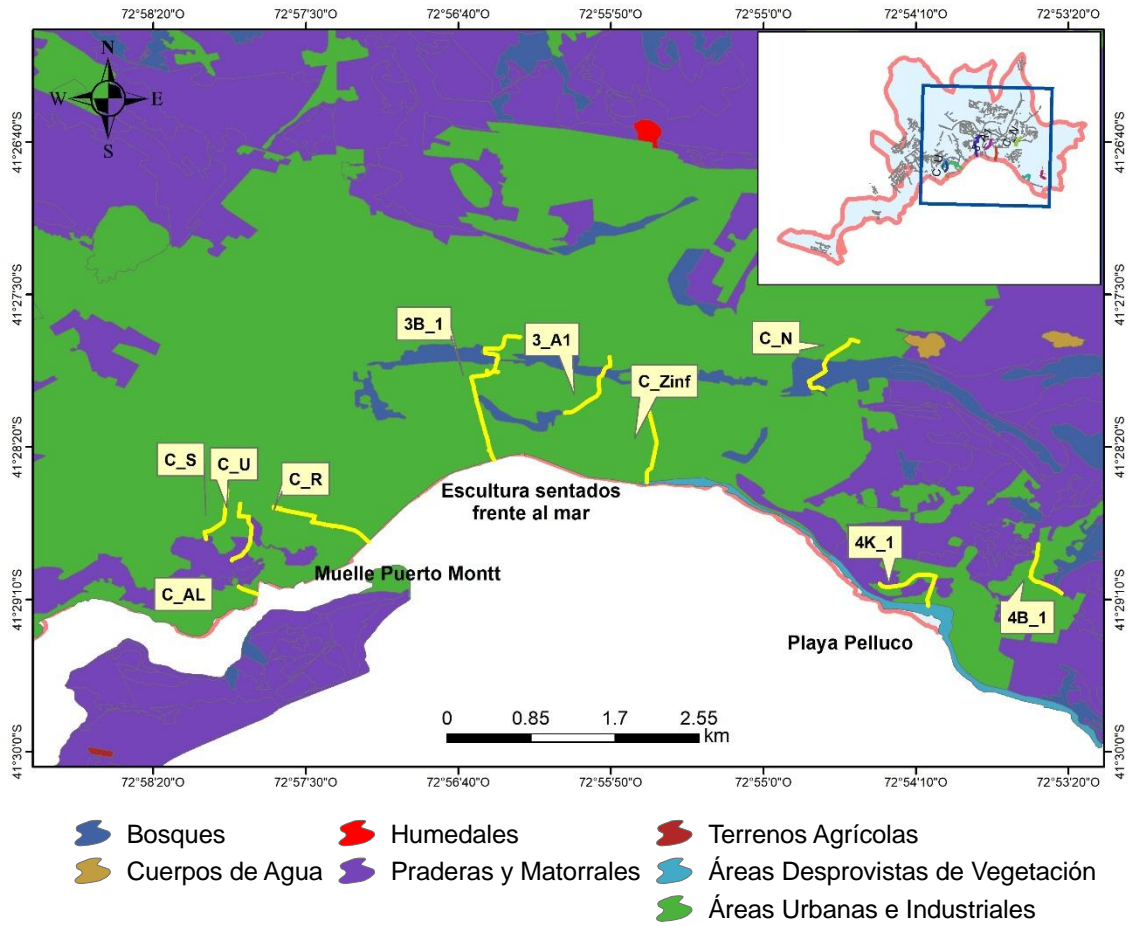


Figura 21: Usos de suelo por colector

El análisis cartográfico del uso de suelo permitió identificar las restricciones específicas de cada colector, considerando su ubicación en áreas urbanas, bosques nativos, desembocaduras y matorrales. Esto se complementó con la Tabla 6, que resume la relación entre los valores de caudal y potencia bruta, así como las características del uso de suelo y la viabilidad ambiental de cada colector.

Tabla 6: Resumen selección colectores

Colector	Q diseño (L/s)	P (kW)	Uso de suelo	Selección
3B_1	6,7	6,18	Bosque nativo	x
4B_1	14	4,26	Ciudades, Pueblos, Zonas Industriales	x
R	3,6	2,83	Ciudades, Pueblos, Zonas Industriales	x
Z (inferior)	5,0	2,31	Ciudades, Pueblos, Zonas Industriales	x
N	2,7	1,83	Bosque nativo	x
U	3,8	1,01	Matorral	✓
4K_1	2,9	0,85	Matorral	✓
3A_1	1,9	0,45	Bosque nativo	x
AL	2,4	0,38	Ciudades, Pueblos, Zonas Industriales	x
S	1,3	0,17	Matorral	✓

Según los criterios ambientales establecidos, el colector “4B\_1”, ubicado en una zona urbana de Puerto Montt con uso de suelo “Ciudades, Pueblos y Zonas Industriales”, presenta posibles restricciones normativas y sociales conforme al Plan Regulador Comunal (PRC) y la Ley N° 19.300 debido a su proximidad al Colegio San Javier. Asimismo, los colectores que se ubican en zonas de desembocadura, como los colectores “Z” y “AL”, requieren cumplir con las disposiciones del Reglamento sobre Concesiones Marítimas. Finalmente, el colector “3B\_1”, emplazado en un área de bosque nativo, está sujeto a la Ley N° 20.283, que impone restricciones y obligaciones específicas para su intervención.

Ante estas limitaciones, se consideró la integración de los colectores “S” y “U”, en la que su área de drenaje comprende un uso de suelo principalmente de matorrales. Esta unión, utilizando los datos de cálculo presentados en la Tabla 7 permiten generar un caudal combinado de 4,2 L/s con un 33% de excedencia como se observa en la Figura 22, mientras que el caudal correspondiente al 10% de excedencia, es de 17,3 L/s. Por otro

lado, el 50% de excedencia, con un valor de 0,5 L/s. Se obtuvo una potencia bruta de 3,01 kW, que si bien es inferior a la del colector 3B\_1, aun así se destaca por sobre los otros colectores que presentan mayores restricciones para su uso.

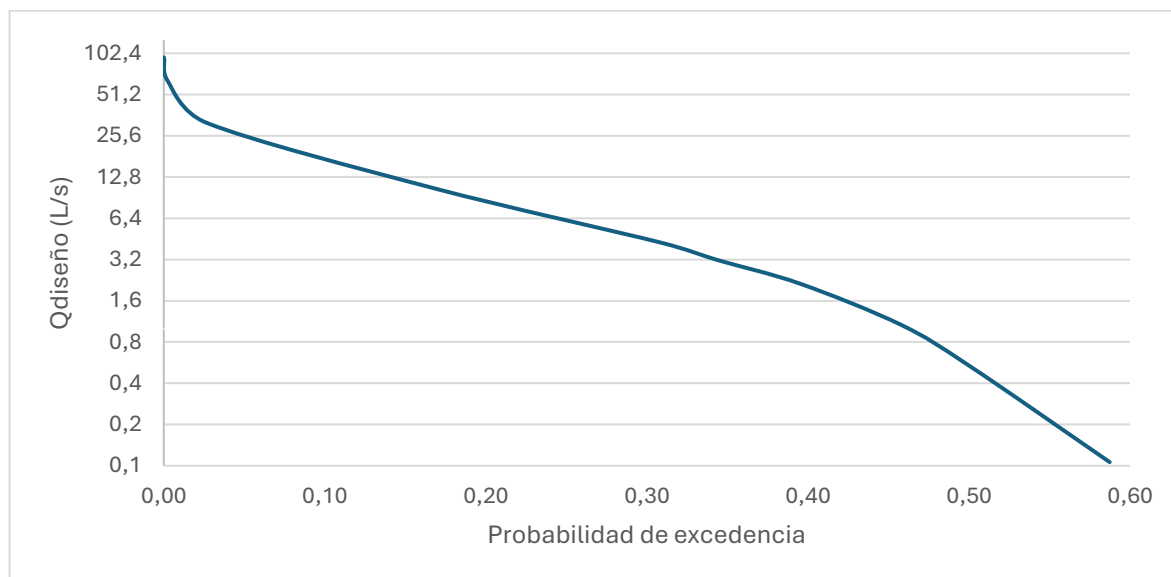


Figura 22: Curva duración de caudal unión colectores “S” y “U”

Tabla 7: Datos calculo caudal de diseño y potencia bruta colectores “S” y “U”

Colector	“S” y “U”
Área de drenaje (km <sup>2</sup> )	0,18
Coefficiente esorrentía	0,51
Q diseño (l/s)	4,2
H (m)	73
P (kW)	3,01

Ambos colectores estan comprendidos principalmente en áreas de matorrales que, en general, presentan pocas restricciones ambientales significativas. No obstante, la diversidad de especies vegetales en la zona requiere una evaluación cuidadosa. Entre las

especies más representativas se encuentran Chusquea quila (quila), Aristotelia chilensis (maqui) y Fuchsia magellanica (chilco). Cualquier intervención en esta zona deberá cumplir con las normativas ambientales establecidas por la Ley N° 19.300 y el DS 40, reglamento del SEIA. A pesar de estas consideraciones, esta alternativa destaca como la opción más viable tanto técnica como ambiental, debido a su caudal combinado, potencia bruta y la ausencia de restricciones críticas.

Finalmente, en la Figura 23 se presenta el prediseño de la infraestructura para esta alternativa. Este diseño incluye el trazado de las conducciones de aducción y descarga, cámaras de carga y la ubicación de la minicentral.

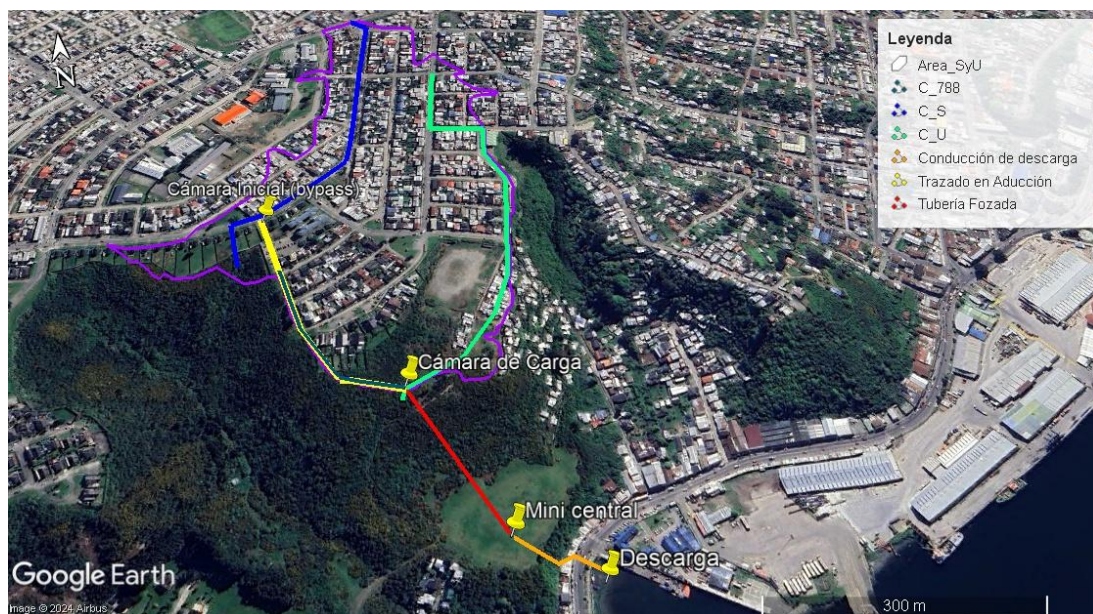


Figura 23: Prediseño infraestructura

## 5.2 O.E.2 Determinar la generación anual del sistema de microturbinas

Se consideraron tecnologías de tipo Pelton, Turgo y Francis, con potencias nominales que varían desde 3 kW hasta 100 kW. A modo de ejemplo, la Tabla 8 muestra un extracto de los resultados obtenidos para la microturbina Turgo de 3 kW con un 9% de excedencia, donde se presenta la energía generada para las primeras y últimas bandas del análisis.

Tabla 8: Extracto resultados microturbina Turgo de 3 kW con un 9% de excedencia

% Q	Q	P <sub>exc</sub>	Dias	$\eta$	E(kWh)
11	0,0019	0,405	148	0,810	
11	0,0021	0,400	146	0,810	
12	0,0022	0,395	144	0,820	
13	0,0024	0,390	142	0,830	
14	0,0025	0,385	141	0,840	
...	...	...	...	...	...
88	0,0163	0,110	40	0,930	453,42
91	0,0168	0,105	38	0,929	467,29
94	0,0173	0,100	37	0,929	482,37
97	0,0179	0,095	35	0,929	498,25
100	0,0185	0,090	33	0,927	277,92

La microturbina Turgo de 3kW opera entre los 14-18,5 L/s, con una generación anual de energía de 4250,1kWh y un factor de planta del 14%.

El gráfico en la Figura 24 visualiza la energía anual generada por cada tipo de microturbina en función del caudal de diseño.

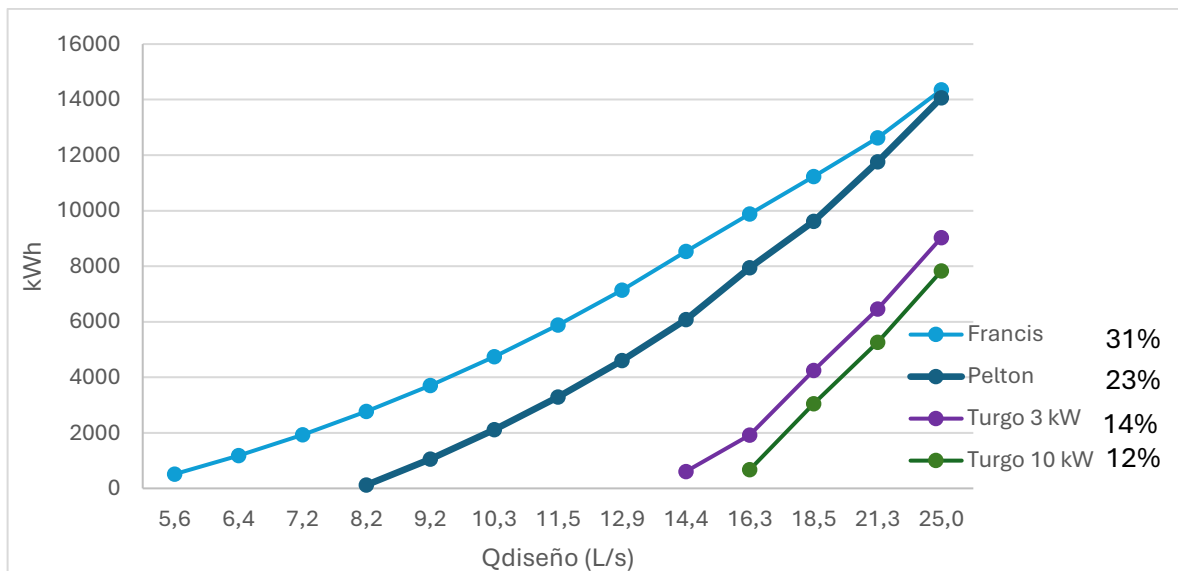


Figura 24: Caudal de diseño v/s Energía generada

El cálculo del indicador de rentabilidad PRI en años (Tabla 9), permitió evaluar la viabilidad económica de cada turbina, considerando la energía generada y el precio medio de mercado (PMM SEN) de \$99 por kWh.

Tabla 9: Indicador de rentabilidad PRI (años)

Tipo de Turbina	Costo inversión	Energía generada (kWh/año)	Costo por kWh (CLP/kWh)	PRI (años)
<b>Pelton 5 kW</b>	\$1.225.265	14.067	\$3,5	0,88
<b>Pelton 3-50 kW</b>	\$3.701.286	14.067	\$10,5	2,49
<b>Turgo 3 kW</b>	\$2.470.588	9.029	\$10,9	2,78
<b>Turgo 5 kW</b>	\$2.384.203	7.828	\$12,2	3,09
<b>Turgo 10 kW</b>	\$3.450.382	7.828	\$17,6	4,47
<b>Francis 3-100 kW</b>	\$4.626.607	14.350	\$12,9	3,27

Las microturbinas seleccionadas se ven limitadas por los caudales mínimos y máximos operativos. A medida que aumenta la potencia nominal de la turbina, los valores de caudal mínimo y máximo requeridos también incrementan, restringiendo su adaptación al recurso hídrico disponible en el sitio de estudio.

La microturbina Francis genera la mayor cantidad de energía anual dentro de un amplio rango de caudales y cuenta con un factor de planta del 31%. Sin embargo, esta opción está subestimada en el contexto del proyecto debido a que su caudal máximo operativo (200 L/s) supera ampliamente la disponibilidad del sitio (25 L/s), limitando significativamente su aprovechamiento real.

Por su parte, las microturbinas Turgo presentan un rendimiento energético intermedio, y además tienen tiempos de recuperación elevados que las hacen menos viables desde una perspectiva económica.

En cuanto a las microturbinas Pelton, se observó que la opción con potencia nominal de 3-50 kW también está subestimada debido a que su caudal máximo de operación es de 140 L/s, lo que excede el recurso hídrico disponible.

Por estas razones, la microturbina Pelton de 5 kW es la opción más adecuada para el proyecto. Con un caudal de diseño de 25 L/s, esta turbina opera eficientemente en el rango de caudales disponibles, con una generación máxima de 14.067 kWh, alcanzando un factor de planta del 23%. Además, presenta el menor tiempo de recuperación de inversión con 0,88 años. En comparación con la turbina Francis, que genera la mayor cantidad de energía, la diferencia en generación es mínima (283 kWh), mientras que el tiempo de recuperación de la inversión es casi cuatro veces menor, lo que la posiciona como la alternativa más rentable y eficiente para las condiciones específicas del sistema.

### 5.3 O.E.3 Caracterizar a la población aledaña e identificar los requerimientos legales

#### 5.3.1 Caracterización de la población aledaña

A nivel comunal, se analizaron indicadores clave para evaluar la situación socioeconómica de Puerto Montt, como la tasa de pobreza, el acceso a servicios básicos y el hacinamiento habitacional. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 10.

Tabla 10: Indicadores región de Los Lagos y comuna de Puerto Montt

Indicador	Región (%)	Comuna (%)	Fuente
Tasa de pobreza	7	6,5	CASEN,2022
Personas carentes de servicios básicos	23,5	12,6	SIIS-T MDS,2022
Hogares hacinados	8,6	8,4	SIIS-T MDS,2022

Indicador	Región (%)	Comuna (%)	Fuente
Tasa de desocupación	4,7	N/A	INE,2024

Puerto Montt presenta una tasa de pobreza del 6,5%, ligeramente inferior al promedio regional del 7%. Esto indica que la proporción de población en situación de vulnerabilidad es menor en comparación con otras comunas de la región.

Un 12,6% de las viviendas en Puerto Montt carecen de acceso regular a servicios esenciales como agua potable, electricidad o saneamiento. Esta cifra es significativamente más baja que el promedio regional, que alcanza el 23,5%, lo que posiciona a Puerto Montt como una comuna con mejor infraestructura básica en relación con otras áreas de la región.

El hacinamiento habitacional afecta al 8,4% de los hogares en Puerto Montt, un porcentaje muy similar al promedio regional del 8,6%. Esto refleja que el hacinamiento sigue siendo una problemática tanto a nivel local como regional.

En términos de empleo, la tasa de desocupación regional fue del 4,7% en el trimestre de septiembre a noviembre de 2024, considerablemente más baja que el promedio nacional del 8,2% durante el mismo período. Esto sugiere una mayor estabilidad laboral en la región de Los Lagos.

En cuanto al análisis a nivel local, basado en el Censo 2017, contempló un radio de 500 m que representa el área de drenaje del proyecto (Figura 25), que abarca 66 manzanas, las que fueron estudiadas considerando aspectos demográficos, sociales y de acceso a servicios básicos.

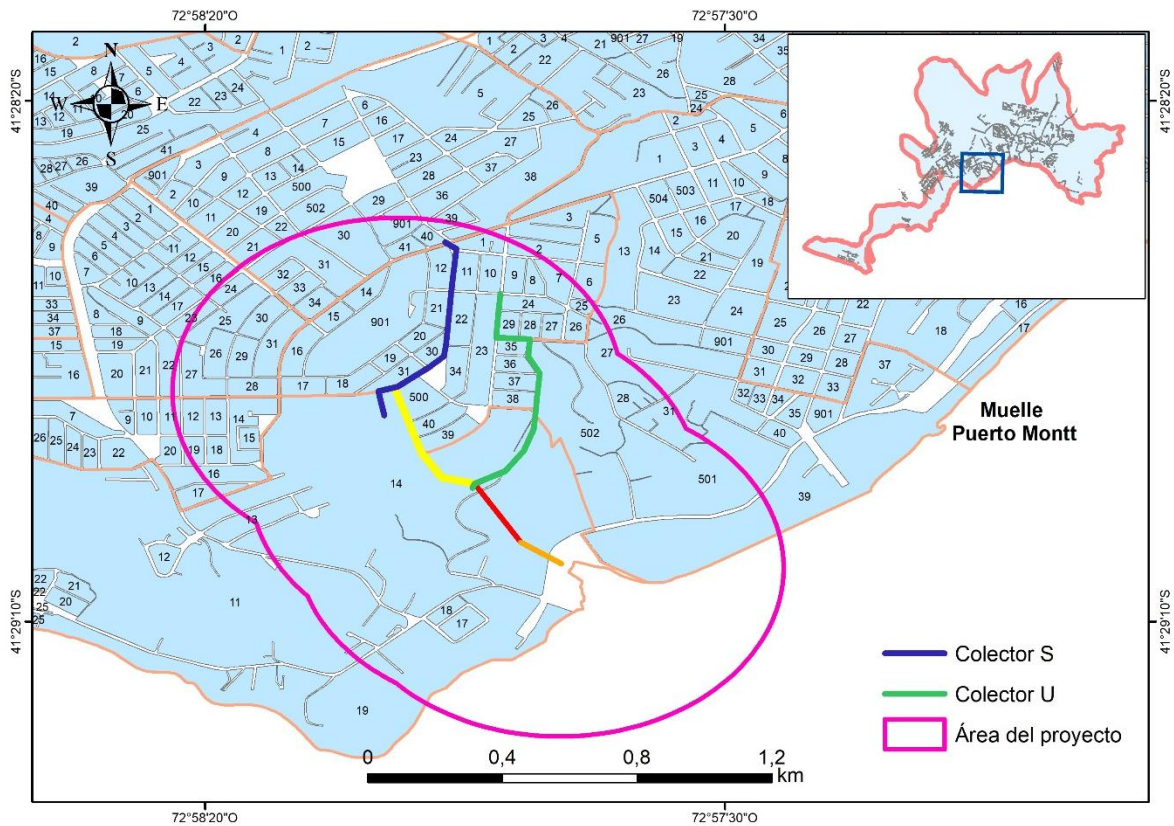


Figura 25: Área a nivel local del sistema de microturbinas

El radio del estudio contempla 2.308 viviendas con una población de 6.463 personas, este considera parte de los distritos censales 2 y 3, Angelmó y Mirasol respectivamente.

La distribución por sexo (Figura 26) muestra una población equilibrada, con un 49,2% de hombres y un 50,8% de mujeres, lo que refleja una proporción casi igualitaria en la composición de género.

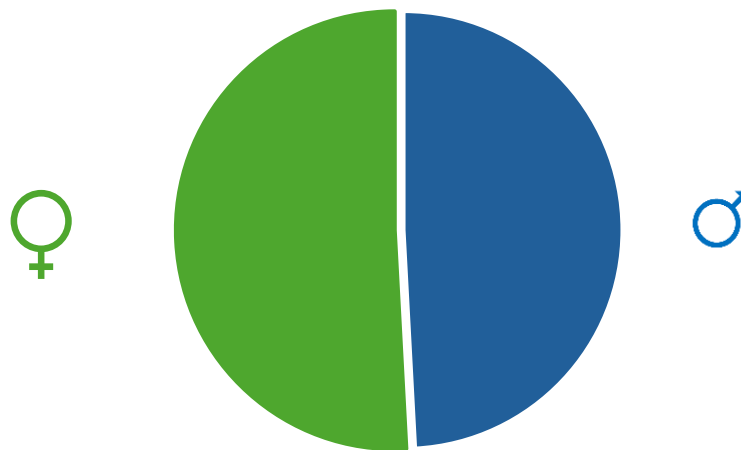


Figura 26: Grafico distribución por sexo

En cuanto a la distribución etaria (Figura 27) el 17% corresponde a menores de 15 años, el 69,3% a personas en edad productiva (15-64 años) y el 13,6% a adultos mayores.

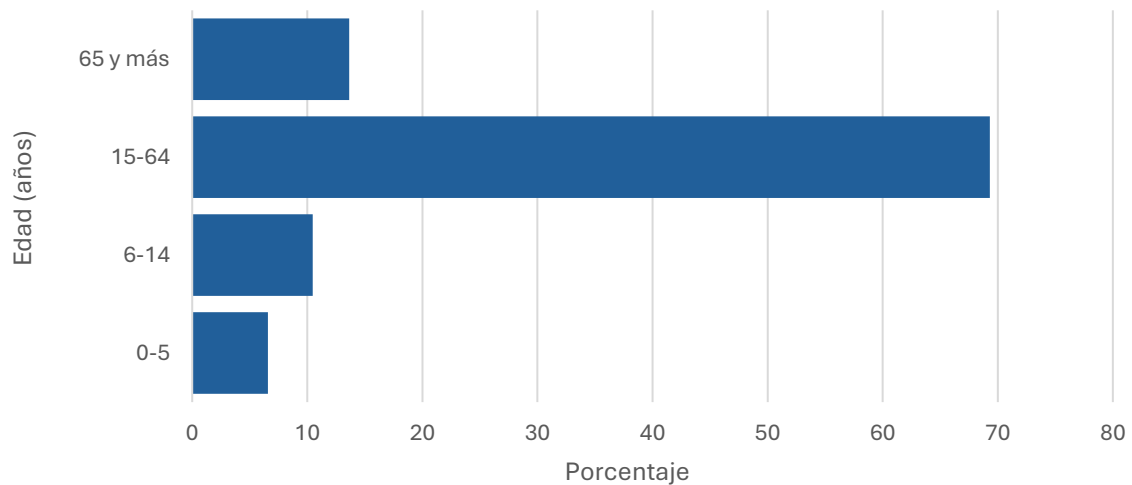


Figura 27: Grafico de población por grupos de edad

Estos valores evidencian un predominio de la población activa, con un índice de dependencia demográfica del 44,3%, lo que significa que, por cada 100 personas en edad productiva, hay aproximadamente 44 personas dependientes (menores de 15 años y mayores de 65 años). El índice de adultos mayores, correspondiente al 13,6%, destaca la

importancia de este grupo de la población debido a que pueden presentar mayor sensibilidad a los cambios en su entorno.

En cuanto a la diversidad cultural, el 22,2% de la población pertenece a pueblos originarios (Figura 28), destacando su relevancia social en la zona. Por otro lado, la población extranjera (Figura 29) representa solo un 1,5%, lo que refleja un entorno predominantemente local.

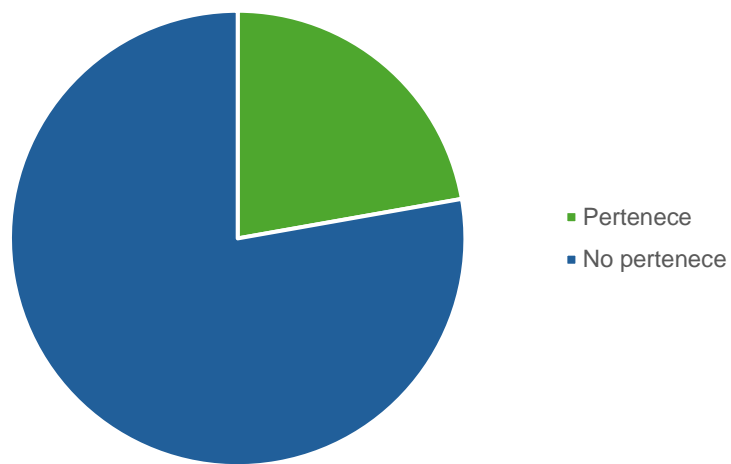


Figura 28: Distribución pueblos indígenas

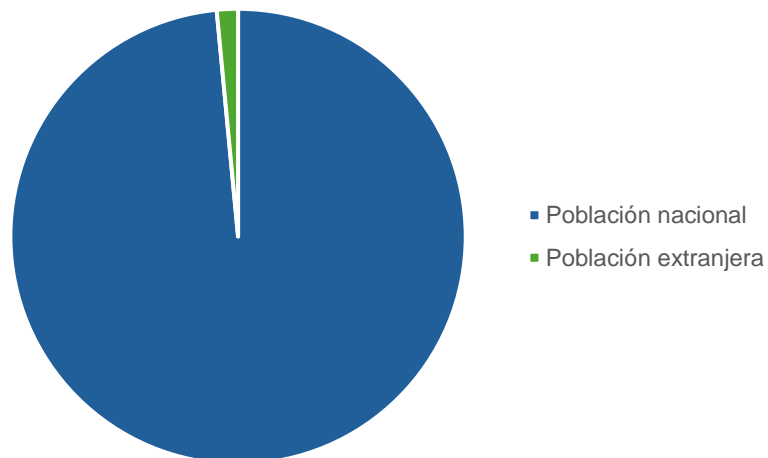


Figura 29: Distribución población extranjera

La totalidad de la población del área del proyecto se encuentra en zonas urbanas, sin presencia de comunidades rurales.

La materialidad de las viviendas en el área muestra que un 68,5% de las viviendas cuentan con materialidad aceptable, mientras que un 25,3% presentan materialidad recuperable y un 6,2% materialidad irrecuperable, como se observa en la Figura 30. En cuanto al desglose de materiales de los muros exteriores, cubierta del techo y del piso se encuentran en el Anexo B.

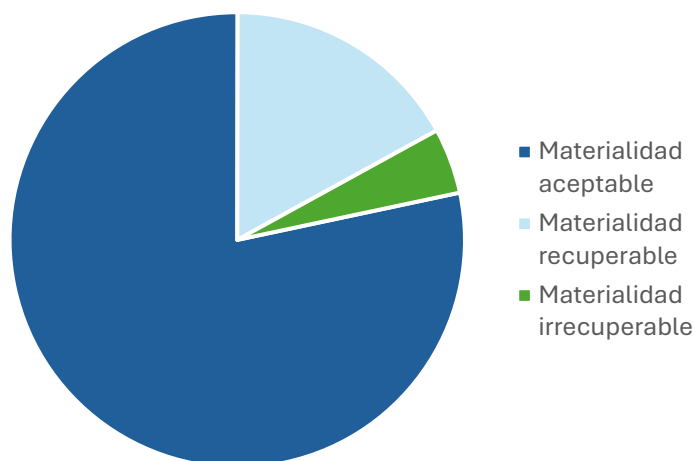


Figura 30: Materialidad de la vivienda

Este análisis es relevante para el proyecto, ya que indica un bajo porcentaje de viviendas con materialidad irrecuperable, las que podrían ser más susceptibles a posibles impactos derivados de la implementación, como vibraciones o ruido.

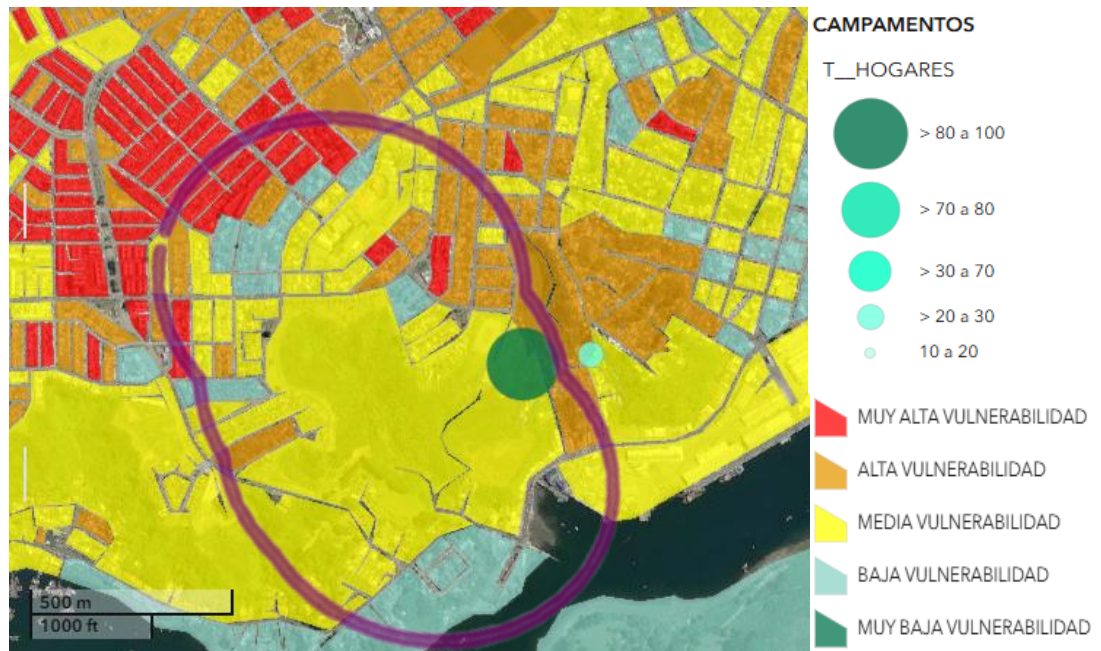


Figura 31: Cartografía vulnerabilidad área a nivel local

Fuente: Visor comunal Municipalidad de Puerto Montt, 2020

La Figura 31 muestra la distribución de los niveles de vulnerabilidad, especialmente a nivel local. Se observa que gran parte del área evaluada presenta niveles de vulnerabilidad media y alta, lo que evidencia condiciones socioeconómicas desfavorables. Además, dentro del radio del proyecto, se identifica un sector con presencia significativa de un campamento “Ladera Angelmó”, que presenta entre 80-100 hogares. Sin embargo, debido a restricciones normativas, el proyecto no podría beneficiar directamente a estas viviendas.

Según el Informe final de usos de la energía de los hogares Chile, 2018, se tiene un consumo residencial promedio de 2.074 kWh por vivienda al año, por lo que este tipo de proyecto podría suministrar de forma anual un 10% de energía a aproximadamente 50 viviendas, que presentan un nivel medio-alto de vulnerabilidad. Para cifras más concretas del área de estudio se requieren estudios más específicos.

### 5.3.2 Identificación requerimientos legales

La presente revisión bibliográfica recopila información relevante del marco normativo vigente en Chile, enfocada en los requerimientos legales para la Implementación de este tipo de proyecto como iniciativa municipal.

**Código de Aguas (D.F.L. N° 1.122)**, según el artículo 10, establece que las aguas lluvias pertenecen al propietario del predio donde precipitan, siempre que no se mezclen con cauces naturales y estas pueden almacenarse mientras no perjudiquen a terceros.

El artículo 47 define un sistema de drenaje como los cauces naturales o artificiales que colectan aguas para desecar terrenos o reducir niveles freáticos. El artículo 54 y 55, se complementan al dictaminar que el uso de derrames o drenajes por terceros es un acto de tolerancia, que no genera derechos por uso, estos deben ser adquiridos mediante escritura pública.

Por último, el artículo 294 establece que cualquier modificación estructural en sistemas de drenaje o embalses, si supera los límites técnicos señalados, requerirá aprobación previa de la Dirección General de Aguas (DGA).

Por tanto, el uso de estas aguas es del dueño, sin necesidad de obtener derechos de aprovechamiento, salvo que se mezclen con recursos hídricos naturales. Al ser utilizada por terceros, esto es simplemente bajo la autorización del dueño, sin el otorgamiento de derechos legales sobre las aguas. La aprobación de la DGA sobre modificación estructural será requerida si supera los límites técnicos establecidos.

**El Decreto 50/2015**, complementa el artículo 294 del Código de Aguas al establecer los siguientes requisitos técnicos específicos para la construcción o modificación de obras hidráulicas que deben ser aprobadas por la DGA.

- Embalses superiores a 50.000 m<sup>3</sup> o con muros mayores de 5 metros.

- Acueductos que conduzcan más de dos metros cúbicos por segundo.
- Acueductos cercanos a zonas urbanas que conduzcan más de medio metro cúbico por segundo.

En base a la infraestructura a construir o modificar en el proyecto de microturbinas para la captación o almacenamiento de aguas lluvias, no requeriría la aprobación según estos numerales.

**Ley N° 19.300 y Decreto Supremo N° 40/2013**, exige que los proyectos que son susceptibles de causar impacto ambiental, como modificaciones a sistemas de drenaje urbanos que deban someterse a autorización establecida en el artículo 294 del Código de Aguas y centrales generadoras de energía mayores a 3 MW se sometan al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

En el caso de las microturbinas, no supera los límites técnicos señalados de modificaciones a sistemas de drenaje urbano por lo que no sería necesario someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

**Ley N° 19.525**, en el artículo 1 y 2, asigna la responsabilidad de la gestión del sistema de drenaje urbano al Ministerio de Obras Públicas (MOP) a través de la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH) para la red primaria, el cual desarrolla los Planes Maestros. Esto es relevante en el caso que el proyecto incluya una modificación en la red de drenaje de Puerto Montt, para su aprobación e integración en los planes de infraestructura existentes.

**Decreto Supremo N° 88/2019**, regula los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), lo que incluye sistemas como las microturbinas, siempre que su capacidad no supere los 9.000 kW. Establece mecanismos simplificados para la conexión de estos sistemas a la red eléctrica y garantiza la valorización de la energía inyectada a precios estabilizados, fomentando la viabilidad económica del proyecto.

**Plan Regulador Comunal**, señala que la estructura natural de quebradas y el borde costero de la ciudad, deben ser tratados como parques urbanos, integradores. Además, enfatiza la importancia de regular la rentabilidad del suelo y la constructibilidad en función de la armonía con el entorno, la higiene y salubridad pública, así como la eficiencia energética.

**Plan de Desarrollo Comunal (PLADECO)**, promueve estudios territoriales y estrategias ambientales para sustentar decisiones urbanas. A través de la participación ciudadana se destaca la importancia del resguardo ambiental, asignando un 22% de prioridad al cuidado del entorno natural y un 18% a la generación de conciencia medioambiental.

En síntesis, de acuerdo con la normativa, es legalmente factible la implementación de microturbinas en la red de drenaje de aguas lluvias en Puerto Montt, debido a las siguientes consideraciones: no se especifica directamente alguna limitación a nivel municipal, el proyecto no implica la extracción de agua de cauces naturales, por lo que no se requiere solicitar derechos de aprovechamiento según el Código de Aguas. Sin embargo, cualquier modificación a la infraestructura de drenaje deberá ser aprobada por el Plan Maestro de Drenaje de Aguas Lluvias de la DOH. Adicionalmente, el Plan Regulador Comunal enfatiza la protección de quebradas y bordes costeros, por lo que sería necesario evaluar su relación con el emplazamiento del proyecto.

A pesar de que la normativa actual no prohíbe este tipo de iniciativas, se requerirá un análisis legal más detallado en etapas futuras del proyecto debido al actual vacío legal presente en la legislación actual.

## 6. CONCLUSIONES

El presente estudio tuvo como objetivo general la estimación la generación de energía eléctrica anual con microturbinas en la red de drenaje aguas lluvia, como parte de una iniciativa municipal en la ciudad de Puerto Montt.

Se determinó que la unión de los colectores S y U es la mejor alternativa, debido a su mayor caudal combinado (4,2 L/s), altura de caída (73 m.s.n.m.) y menores restricciones ambientales debido que su área de drenaje comprende un uso de suelo principalmente de matorrales.

En términos de generación energética, la microturbina Pelton de 5 kW es la opción más adecuada, ya que opera eficientemente dentro del rango de caudales disponibles, tiene una generación máxima de 14.067kWh y el menor tiempo de recuperación de inversión de 0,88 años. La generación de energía está limitada por el bajo caudal disponible, con un caudal máximo de 25 L/s en la unión de colectores "S" y "U", lo cual está condicionado por la infraestructura actual, que no fue diseñada para este propósito. Sin embargo, si las futuras modificaciones se planificaran considerando la generación hidroeléctrica, con zonas con pendientes significativas y con un uso de suelo compatible, se podrían generar mejoras sustanciales en la producción de energía, permitiendo un aprovechamiento más eficiente del recurso hídrico sin comprometer la funcionalidad del sistema de drenaje.

En base a la caracterización de la población aledaña se evidenció un sector con vulnerabilidad media y alta, una población mayoritariamente en edad productiva, con una proporción significativa de adultos mayores. Esto resalta la importancia de considerar la aceptación social y el impacto en la calidad de vida de los habitantes. Además, se estima que la iniciativa podría suministrar anualmente hasta un 10% de energía a aproximadamente 50 viviendas.

Desde el punto de vista normativo, se determinó que la implementación del sistema no contempla prohibiciones explícitas, solo necesitaría la aprobación por el Plan Maestro de Drenaje de Aguas Lluvias de la DOH debido a cualquier alteración que se haga a la infraestructura de drenaje.



Para futuras investigaciones, se recomienda contactar con proveedores para obtener curvas de eficiencia específicas basadas en el caudal de diseño y el salto neto del proyecto, ya que la eficiencia de las turbinas fue calculada con datos teóricos. Además, es fundamental destacar que los PRI fueron determinados considerando solo los costos de las turbinas, por lo que se sugiere estimar el costo de la infraestructura completa para obtener valores más representativos del proyecto.

Se recomienda además evaluar la normativa eléctrica y el modelo de negocio municipal para futuros estudios de este tipo de proyectos, debido a que esta investigación se enfocó en estimar la cantidad de energía que podría ser eventualmente suministrada a la población aledaña.

En el contexto de la sustentabilidad de los proyectos energéticos, se sugiere llevar a cabo estudios que analicen los potenciales impactos ambientales de esta tecnología, con el fin de identificarlos e implementar medidas de mitigación, reparación y/o compensación adecuadas si corresponde.

## 7. CONTRIBUCIÓN ODS

Tabla 11: Contribución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Icono	Objetivo	Contribución
	Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna	Ayudar a reducir la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con la meta 7.2 <sup>1</sup> .
	Lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles	Creación de ciudades más sostenibles, promoviendo el uso eficiente de los recursos hídricos y la generación de energía local, alineándose con la meta 11.6 <sup>2</sup> .

Fuente: Naciones Unidas, 2024b

<sup>1</sup> Meta 7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas. (ODS, 2024)

<sup>2</sup> Meta 11.6 De aquí a 2030, reducir el impacto ambiental negativo per cápita de las ciudades, incluso prestando especial atención a la calidad del aire y la gestión de los desechos municipales y de otro tipo. (ODS, 2024)

## 8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Abbasi, T., & Abbasi, S. A. (2011). Small hydro and the environmental implications of its extensive utilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 2134–2143. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.050>
2. Bailey, T., & Bass, R. (2009). Hydroelectric feasibility study: an assessment of the feasibility of generating electric power using urban stormwater in Oregon city.
3. Banco Mundial. (2024). *Energía*. Banco Mundial. <https://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview>
4. Carta, J. A., Calero, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.-A. (2009). *Centrales de Energías Renovables Generación Eléctrica con energías renovables*. Pearson Educación.
5. Castillo F. (2014). *Pre-factibilidad técnico-económica de instalar una micro-central hidroeléctrica en el fundo “Los Pinos”*. Tesis presentada para optar al título de Ingeniero Civil en Obras Civiles. Universidad Austral de Chile. <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2014/bmfccic352p/doc/bmfccic352p.pdf>
6. Clime data. (2024). *Clima Puerto Montt*. Clime data. [https://es.climate-data.org/america-del-sur/chile/x-region-de-los-lagos/puerto-montt-1214/#google\\_vignette](https://es.climate-data.org/america-del-sur/chile/x-region-de-los-lagos/puerto-montt-1214/#google_vignette)
7. Comisión Nacional de Energía. (2024a). *Capacidad instalada de generación*. Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>
8. Comisión Nacional de Energía. (2024b). *Generación Bruta*. Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>
9. Comisión Nacional de Riego. (2020). *Manual de diseño de proyectos microhidroeléctricos en obras de Riego*. Comisión Nacional de Riego.

10. Comino, E., Dominici, L., Ambrogio, F., & Rosso, M. (2019). Mini-hydro power plant for the improvement of urban water-energy nexus toward sustainability – A case study. *Journal of Cleaner Production*, 119416. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119416>
11. Costa, J., Fenner, R. A., & Kapetas, L. (2018). Assessing the potential for energy recovery from the discharge of storm water run-off. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Engineering Sustainability*, 1–11. <https://doi.org/10.1680/jensu.18.00035>
12. Dirección Meteorológica de Chile. (2023). *Servicios climáticos de la Dirección Meteorológica de Chile*. Dirección Meteorológica de Chile. <https://climatologia.meteochile.gob.cl/>
13. Duan, H.-F., & Gao, X. (2019). Flooding Control and Hydro-Energy Assessment for Urban Stormwater Drainage Systems under Climate Change: Framework Development and Case Study. *Water Resources Management* 33:3523–3545 <https://doi.org/10.1007/s11269-019-02314-8>
14. Ember. (2023). *Global Electricity Review 2023*. Ember.
15. Ember. (2024). *Global Electricity Review 2024*. Ember.
16. ESHA. (2006). *Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*. European Small Hydropower Association.
17. Gutiérrez, L. (2024). *Análisis exploratorio de generación eléctrica con microturbinas en una red de drenaje de aguas lluvia en la ciudad de Puerto Montt*. Tesis presentada para optar al título de Ingeniera Ambiental. Universidad de Concepción. <https://repositorio.udec.cl/handle/11594/730>
18. International Energy Agency. (2023). *Global investment in the electricity sector by technology, 2000-2023*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-investment-in-the-electricity-sector-by-technology-2000-2023>
19. International Energy Agency. (2024). *Electricity 2024 Analysis and forecast to 2026*. International Energy Agency.

20. In-Data SpA, CDT. (2019). *Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018*. Corporación de desarrollo tecnológico In-Data SpA.
21. IngeOexpert (2018). *Cómo funciona una central hidroeléctrica y cuál es su estructura interna*. IngeOexpert. <https://ingeoexpert.com/2018/03/22/como-funciona-una-central-hidroelectrica/>
22. Kamal, N. A., Park, H., & Shin, S. (2014). Assessing the viability of microhydropower generation from the stormwater flow of the detention outlet in an urban area. *Water Science & Technology: Water Supply*, 14 (4): 664–671. <https://doi.org/10.2166/ws.2014.022>
23. Kelly, S. (2019). Megawatts mask impacts: Small hydropower and knowledge politics in the Puelwillimapu, Southern Chile. *Energy Research & Social Science*, 54, 224–235. . <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.04.014>
24. Kucukali, S. (2014). Environmental risk assessment of small hydropower (SHP) plants: A case study for Tefen SHP plant on Filyos River. *Energy for Sustainable Development*, 19, 102–110. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2013.12.010>
25. Kuriqi, A., Pinheiro, A. N., Sordo-Ward, A., Bejarano, M. D., & Garrote, L. (2021). Ecological impacts of run-of-river hydropower plants—Current status and future prospects on the brink of energy transition. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 142, 110833. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110833>
26. Ministerio de Energía. (2012a). *Estrategia nacional de energía 2012-2030*. Ministerio de Energía
27. Ministerio de Energía. (2012b). *Descentralización y desarrollo local*. Ministerio de Energía. <https://participaconenergia.minenergia.cl/es-CL/projects/descentralizacion-y-desarrollo-local>

28. Moreno F. (2012). *Estudio numérico de los fenómenos transitorios aplicados a una central hidráulica de bombeo puro*. Memoria presentada para optar al título de Ingeniero Industrial. Universidad de Sevilla. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5120/direccion/Memoria%252F>
29. Naciones Unidas (2024a). *Energías renovables: energías para un futuro más seguro*. Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>
30. Naciones Unidas (2024b). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Naciones Unidas. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
31. Okot, D. K. (2013). Review of small hydropower technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, 515–520. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.006>
32. Pontificia Universidad Católica de Chile. (2024). *Clasificación climática de Wladimir Köppen*. Pontificia Universidad Católica de Chile. [https://www7.uc.cl/sw\\_educ/geografia/cartografiainteractiva/Inicio/Paginas/Untitled-1.htm](https://www7.uc.cl/sw_educ/geografia/cartografiainteractiva/Inicio/Paginas/Untitled-1.htm)
33. Paish, O. (2002). Micro-Hydropower: Status and Prospects. *Journal of Power and Energy*, 216, 31-40. <http://dx.doi.org/10.1243/095765002760024827>
34. Punys, P., & Jurevičius, L. (2022). Assessment of Hydropower Potential in Wastewater Systems and Application in a Lowland Country, Lithuania. *Energies*, 15 (14), 5173. <https://doi.org/10.3390/en15145173>
35. Rovira, A. (2009). La construcción de una metrópoli regional: el caso de Puerto Montt, centro urbano intermedio del sur de Chile
36. Saavedra, D. (2007). *Análisis y evaluación de vulnerabilidad a amenazas naturales y socioeconómicas en la ciudad de Puerto Montt y sus áreas de expansión*. Memoria presentada para optar al título de Geógrafo. Universidad de Chile. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/101079>

37. Secretaría Comunal de Planificación. (2020). *Visor comunal Municipalidad de Puerto Montt*. ArcGis.  
<https://www.arcgis.com/apps/dashboards/00ea0e46c2ae4a58800b601ee5180701>
38. SWECO (2011). *Desarrollo de pequeños proyectos hidroeléctricos basado en la Experiencia Noruega*.
39. United Nations Framework Convention on Climate Change (1992). *Qué es la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. UNFCCC.  
<https://unfccc.int/es/process-and-meetings/que-es-la-convencion-marco-de-las-naciones-unidas-sobre-el-cambio-climatico>
40. United Nations Framework Convention on Climate Change. (2015). *Acuerdo de París*. UNFCCC. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>
41. World Energy Council (2016). *World Energy Resources – Hydroelectric*
42. Yurter G., Nadar E. & Kocaman A. (2024). The impact of pumped hydro energy storage configurations on investment planning of hybrid systems with renewables. *Renewable Energy*, Volume 222, 2024, 119906, ISSN 0960 1481,  
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119906>

## 9. ANEXOS

### 9.1 Anexo A

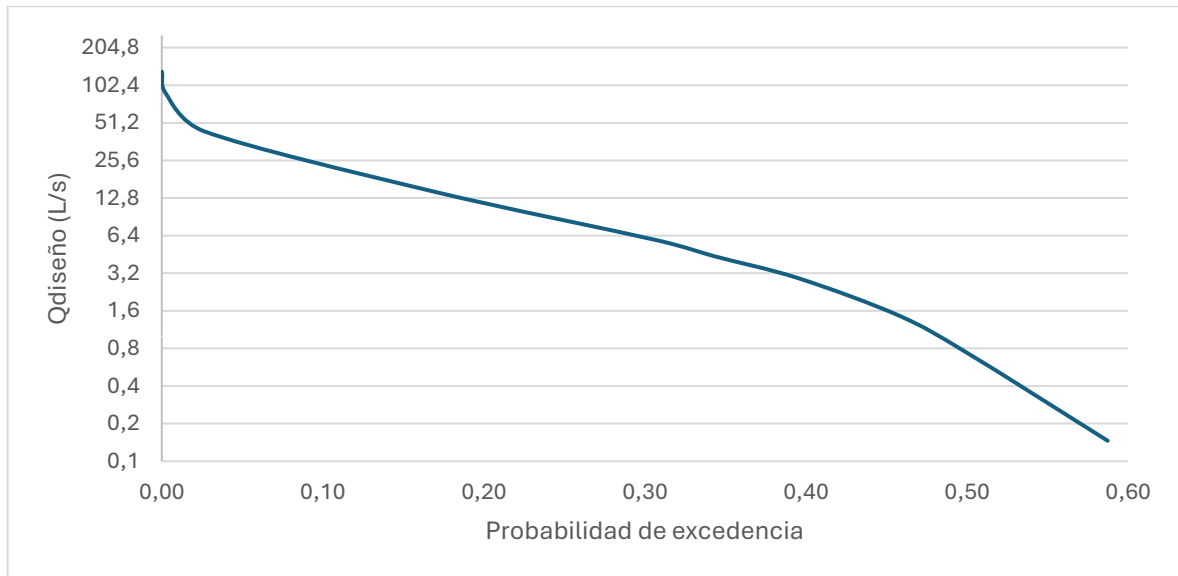


Figura 1: Curva de duración caudales Colector "3B\_1"

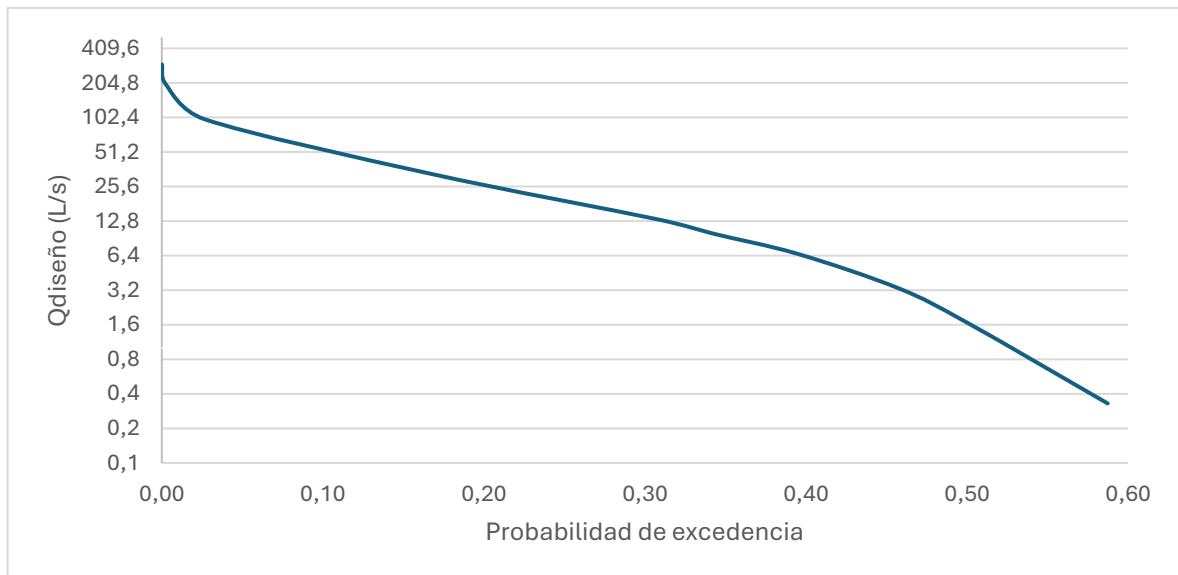


Figura 2: Curva de duración caudales Colector "4B\_1"

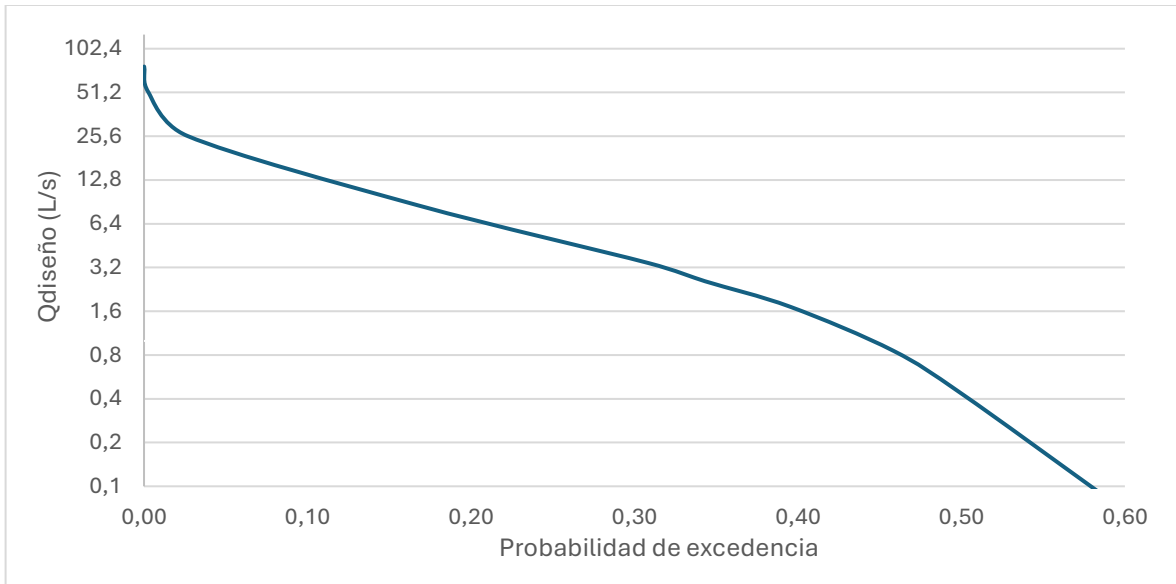


Figura 3: Curva de duración caudales Colector "R"

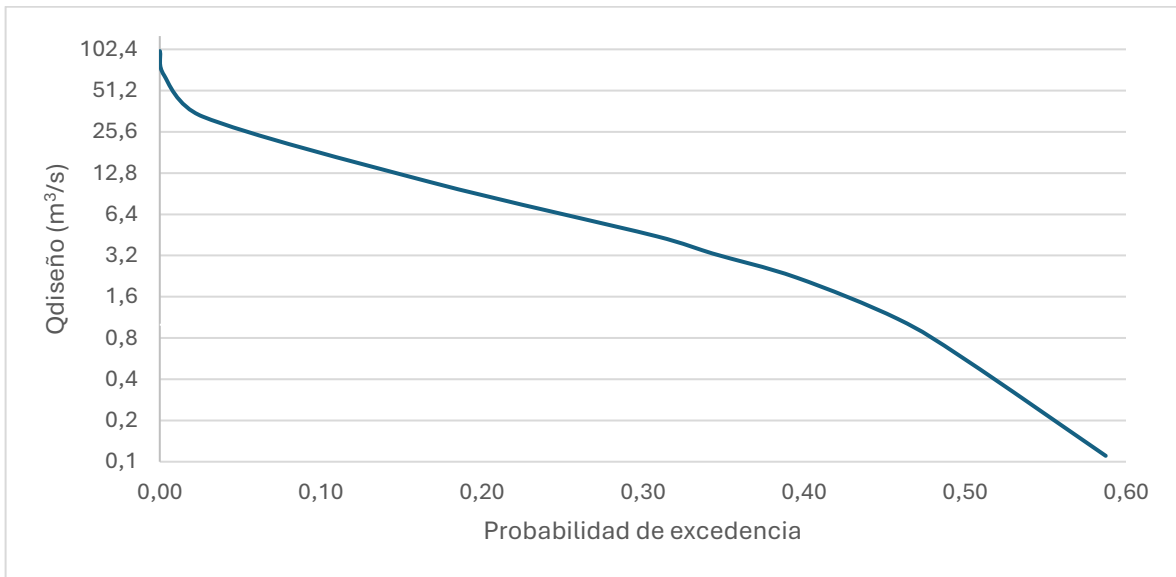


Figura 4: Curva de duración caudales Colector "Z inferior"

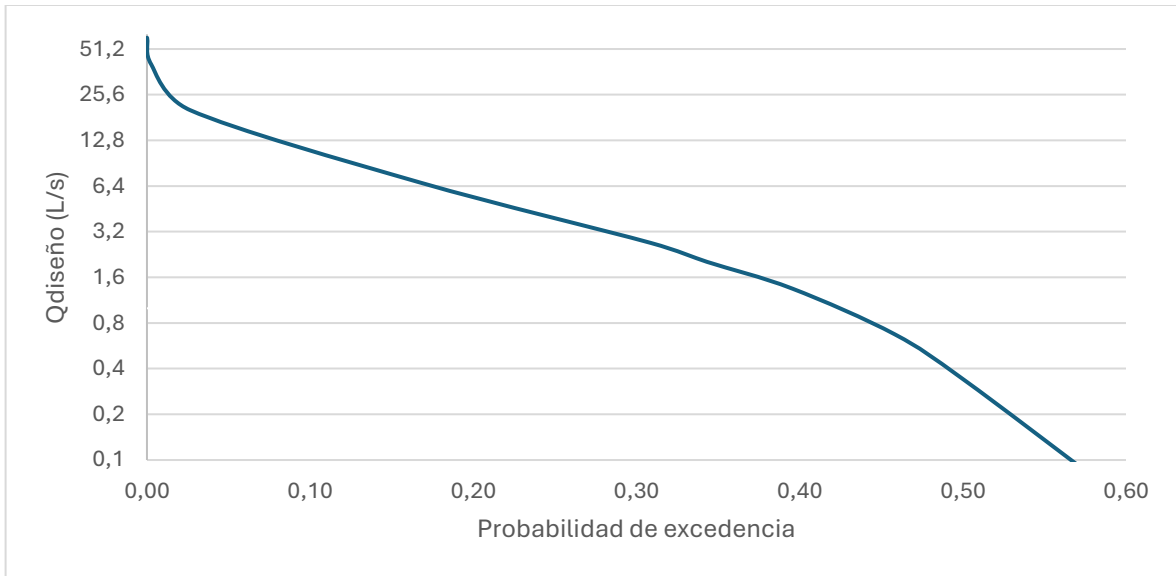


Figura 5: Curva de duración caudales Colector "N"

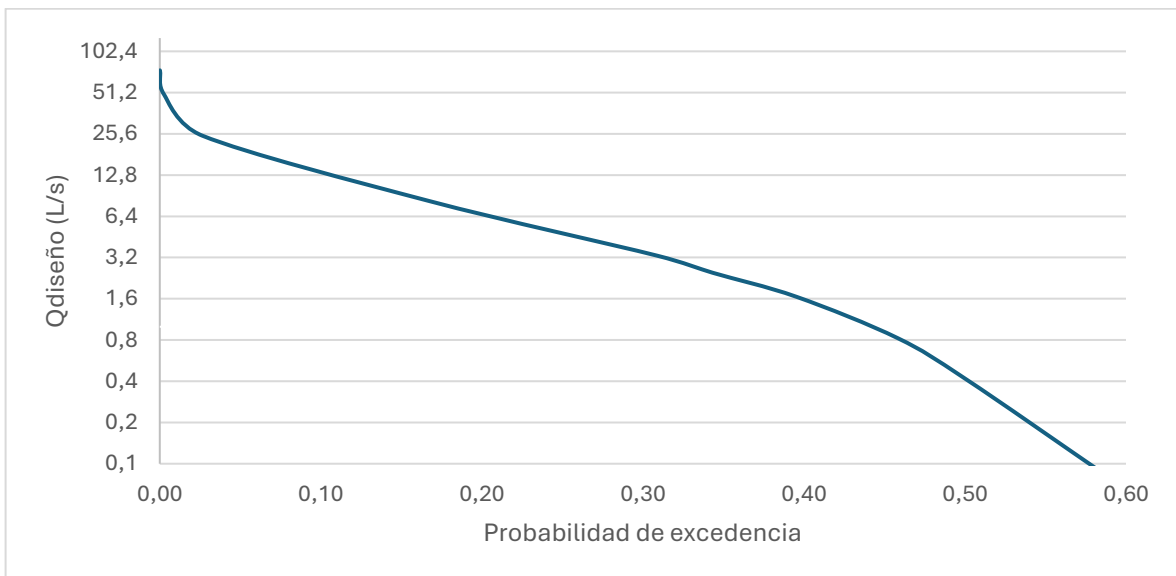


Figura 6: Curva de duración caudales Colector "U"

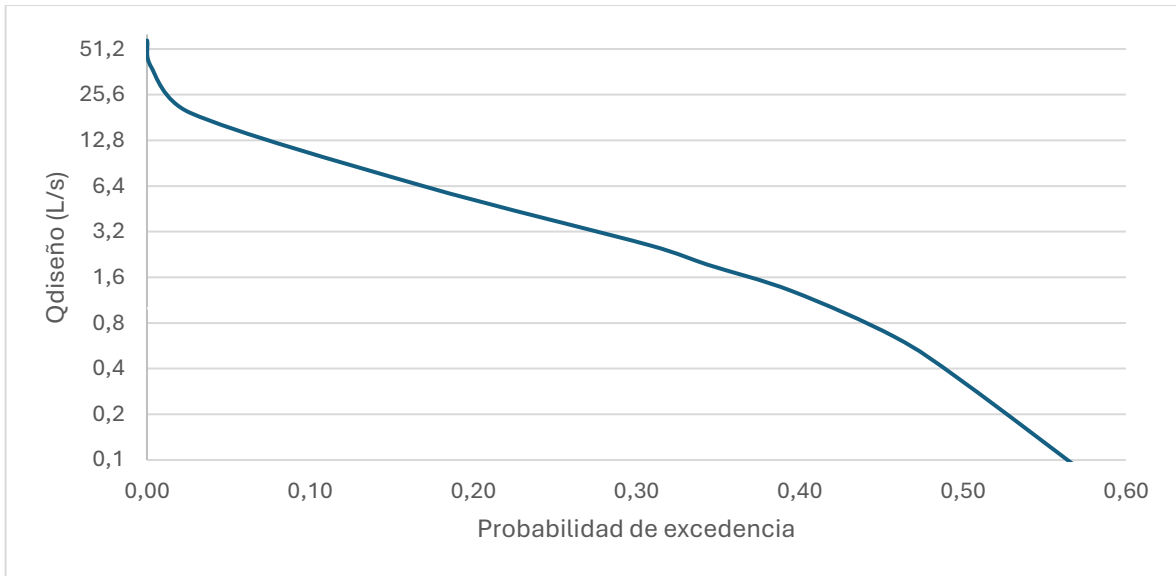


Figura 7: Curva de duración caudales Colector "4K\_1"

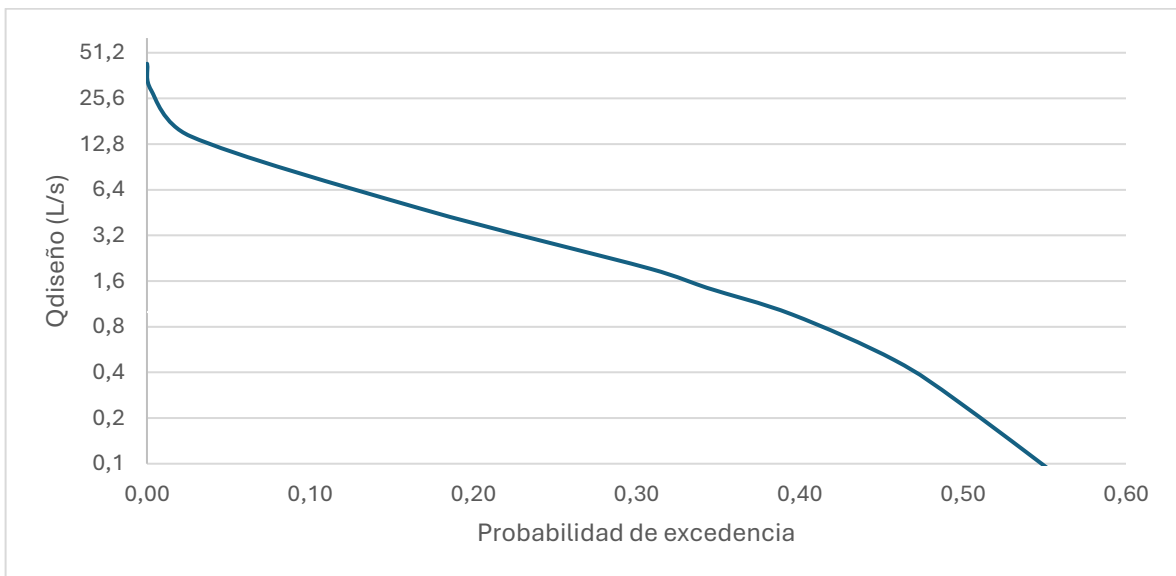


Figura 8: Curva de duración caudales Colector "3A\_1"

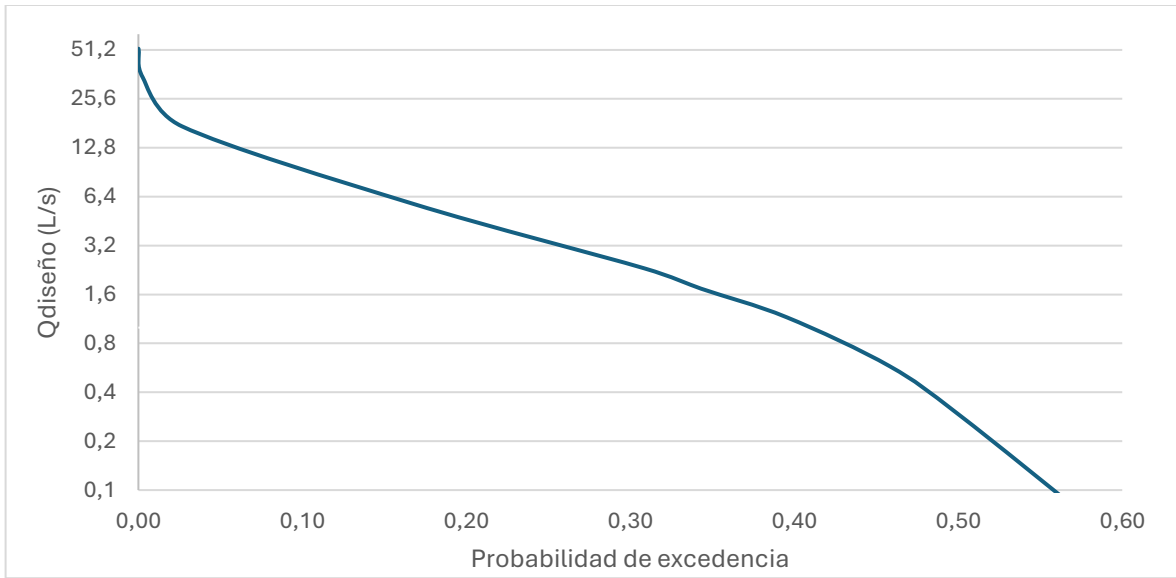


Figura 9: Curva de duración caudales Colector "AL"

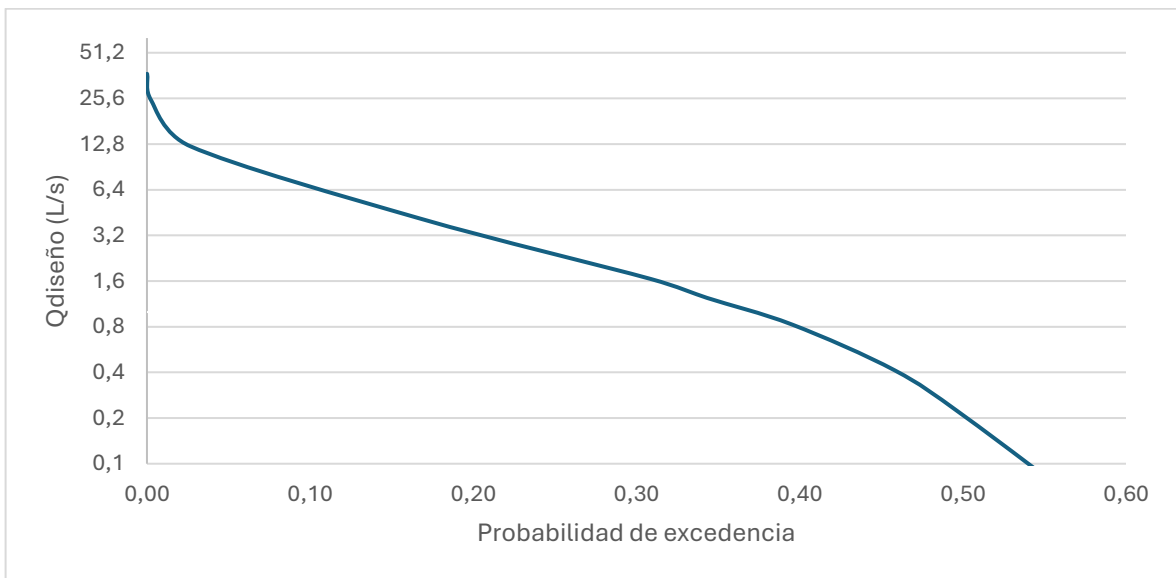


Figura 10: Curva de duración caudales Colector "S"

## 9.2 Anexo B

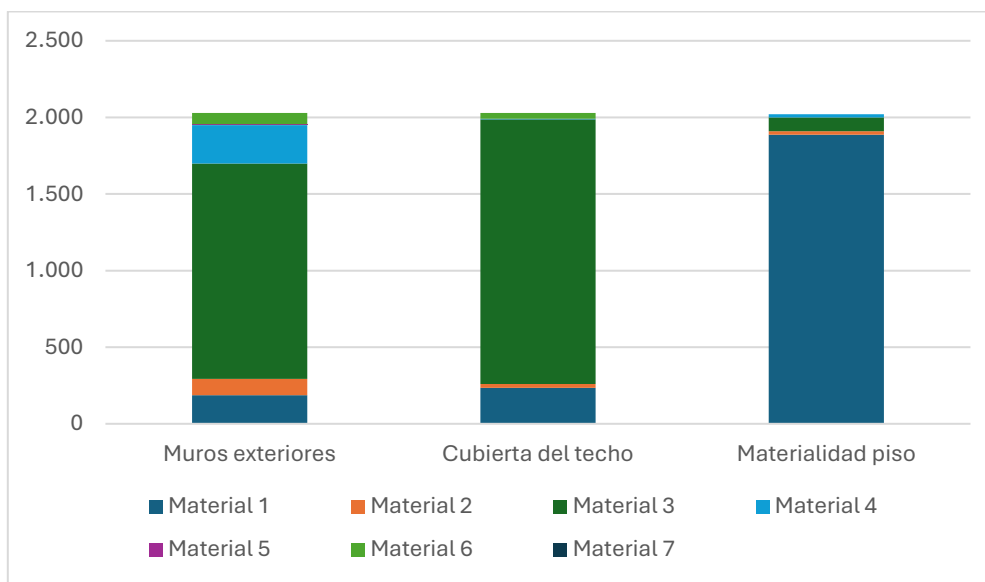


Figura 12: Desglose de materiales de viviendas

Fuente: Microdatos Censo,2017

Tabla 4: Clasificación de materiales

	Muros exteriores	Cubierta del techo	Piso
<b>Material 1</b>	Hormigón armado	Tejas o tejas de arcilla, metálicas, de cemento, de madera, asfálticas o plásticas	Parquet, piso flotante, cerámico, madera, alfombra, flexit, cubrepiso u otro similar; sobre radier o vigas de madera.
<b>Material 2</b>	Albañilería: bloque de cemento, piedra o ladrillo	Techo de losa hormigón	Radier sin revestimiento
<b>Material 3</b>	Tabique forrado por ambas caras (madera o acero)	Planchas metálicas de zinc, cobre, etc. O fibrocemento (tipo pizarreño)	Baldosa de cemento
<b>Material 4</b>	Tabique sin forro interior (madera u otro)	Fonolita o plancha de fieltro embreado	Capa de cemento sobre tierra

	Muros exteriores	Cubierta del techo	Piso
<b>Material 5</b>	Adobe, barro, quincha, pirca u otro artesanal tradicional	Paja, coirón, totora o caña	Tierra
<b>Material 6</b>	Materiales precarios (lata, cartón, plástico, etc.)	Materiales precarios (lata, cartón, plástico, etc.)	
<b>Material 7</b>		Sin cubierta sólida del techo	

Fuente: Microdatos Censo,2017