

INFORME SOCIO-TÉCNICO
**INVESTIGACIÓN
GENERACIÓN POR
MICROCENTRALES
HIDROELÉCTRICAS EN
LA REGIÓN DE AYSÉN**

BIP 40047172-0



INFORME SOCIO-TÉCNICO

INVESTIGACIÓN GENERACIÓN POR MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA REGIÓN DE AYSÉN

BIP 40047172-0

3

7

13

23

35

43

47

Índice

Introducción

1.1 Metodología

Contexto Regional

2.1 Hidrografía de la Región de Aysén

2.2 Sistema Eléctrico de la Región de Aysén

¿Qué es una Microcentral Hidráulica?

3.1 Componentes Principales de una MCH

3.2 Tipos de turbinas

3.3 Costos de implementación (CAPEX) y operación (OPEX)

Contexto normativo

4.1 Ley Netbilling

4.2 Derechos de Agua

Anteproyectos de Microcentrales Hidráulicas para la Región de Aysén

5.1 Anteproyectos en SM Palena

5.2 Anteproyectos en SM Aysén

5.3 Anteproyectos en SM Carrera

Conclusiones: Oportunidades y Desafíos

Bibliografía

Financia:



Ejecuta:



Colaboran:



Introducción

Hoy en día es común encontrarse con viviendas que tienen paneles fotovoltaicos instalados en sus techos o en sus terrenos, o incluso con turbinas eólicas de pequeña escala. La disminución de los costos de la tecnología para generación eléctrica renovable ha permitido una rápida descentralización de la energía, migrando de una lógica de megaproyectos de ingeniería a preguntarnos: ¿Cuántos paneles necesito para electrificar mi casa?

Esta pregunta puede parecer trivial hoy en día, pero le ha dado una mirada totalmente distinta a la forma en la que vemos el suministro eléctrico, pasando de ser solo clientes a ser dueños de nuestra propia energía. La Región de Aysén cuenta con la una de las tarifas de suministro eléctrico más caras del país, dado por una matriz energética intensa en el uso de diésel y una compleja transmisión que tiene sus centros de generación alejados de sus polos de consumo, es decir, la energía generada debe recorrer muchos kilómetros para ser suministrada, generando pérdidas importantes en el camino.

La Ley Netbilling, promulgada en 2018 y formalmente denominada como “Ley de Generación Distribuida para Autoconsumo”, ha impulsado la incorporación de sistemas de generación renovable de pequeña escala, superando los 383 MW de capacidad conectada en el país, de los cuales solo 0,67 MW se encuentran en la Región de Aysén.

Esta normativa permite que instalaciones con potencia igual o inferior a 300 kW inyecten sus excedentes de energía al sistema eléctrico y los descuenten de boletas futuras, facilitando así la compensación de diferencias estacionales o diarias de generación, como las que se presentan entre invierno y verano, o entre el día y la noche en el caso de la energía solar. Además, otorga la opción de aplicar estos descuentos en otros puntos de consumo, lo que se conoce como descuentos remotos y, en el caso que sean varios beneficiados: propiedad conjunta.

Las fuentes solares y eólicas han sido las de mayor preponderancia en proyectos de generación distribuida. La sequía que ha afectado al país durante las últimas décadas ha visto un declive en la generación hidráulica, razón por la cual no existen muchos proyectos hidroeléctricos de estas características acogidos al esquema Netbilling. Sin embargo, la Región de Aysén tiene una ventaja única en esta materia, con grandes cuencas y una extensa red hidrográfica que configuran una belleza paisajística sin igual, y que puede ser aprovechable de manera responsable y coherente con los ecosistemas regionales y su valor escénico.

En este contexto, las micro centrales hidroeléctricas son una expresión tangible de cómo la energía puede producirse de manera limpia, descentralizada y coherente con el territorio que la alberga. Se trata de sistemas capaces de generar electricidad a partir del flujo natural de ríos y arroyos, captando parte del caudal, haciéndolo pasar por una turbina y devolviéndolo luego al cauce. Por su escala y diseño de pasada, no requieren grandes embalses ni alteraciones profundas del paisaje, lo que las convierte en una alternativa compatible con entornos de alto valor ambiental como los de la Región de Aysén.

Incluso, la capacidad técnica para desarrollar proyectos de microcentrales hidroeléctricas no es una aspiración futura, sino una realidad que se ha forjado en décadas de experiencia territorial. Instaladores locales han diseñado, construido y mantenido decenas de sistemas en entornos de difícil acceso, adaptando cada proyecto a las particularidades de los ríos y comunidades a las que sirven.

La combinación de estos elementos abre la posibilidad de generar electricidad de manera autónoma, reducir los costos de suministro e impulsar el desarrollo de actividades intensivas en consumo eléctrico, como la calefacción eléctrica para contribuir a la descontaminación o la climatización de invernaderos para mantener la producción en invierno, hoy limitada por los altos precios de la energía.

Este estudio explora el potencial de la microgeneración hidráulica —inferior a 300 kW— para ser conectada a la red bajo una lógica de propiedad conjunta, en la que un grupo de personas sea propietario y beneficiario de un mismo proyecto de generación renovable. Se presentan once anteproyectos desarrollados a partir de prospecciones en terreno y de encuentros con vecinos y vecinas de diversas localidades a lo largo de los tres Sistemas Medianos de la Región: Aysén, Palena y General Carrera. Además, se exploran las principales barreras y desafíos para avanzar hacia la descarbonización de la matriz energética y el fortalecimiento de la soberanía energética.

Objetivo General

Estudiar la disponibilidad del recurso hídrico para la microgeneración de hidroelectricidad asociativa, contribuyendo al cambio de la matriz energética existente y a la descontaminación.

Objetivos Específicos

- Estudiar en gabinete cuencas y subcuencas hidrográficas de la Región de Aysén para identificar sectores con potencial de generación hidroeléctrica.
- Identificar a los dueños de los predios con potencial de generación hidroeléctrico para explicar la propuesta y buscar opciones de asociatividad.
- Conocer los derechos de agua no consuntivos en los puntos seleccionados.
- Desarrollar proyectos de ingeniería básica considerando costos y potencia a generar.

1.1 Metodología

La metodología utilizada en este estudio combinó análisis técnico, levantamiento territorial y diálogo comunitario, con el propósito de que cada propuesta de micro central hidroeléctrica esté sustentada tanto en la realidad física del lugar como en los requisitos normativos y operativos que exige su implementación.

El punto de partida fue una revisión exhaustiva de información existente. Se analizaron registros hidrológicos históricos, cartografía detallada y datos de la infraestructura eléctrica regional, junto con el marco normativo aplicable bajo la Ley Netbilling y la propiedad conjunta. Este ejercicio

permitió preseleccionar emplazamientos con condiciones favorables, considerando factores como la disponibilidad y regularidad del recurso hídrico, la cercanía a puntos de conexión y la accesibilidad para su construcción y operación.

Posteriormente, el equipo se desplegó en terreno para validar y complementar la información recopilada. Se seleccionaron 11 sitios distribuidos en la región para realizar mediciones de caudal y confirmar altura bruta. También se evaluaron las características topográficas y se inspeccionaron las condiciones de captación y restitución al cauce. Este trabajo permitió precisar la factibilidad técnica de cada alternativa e identificar las particularidades del entorno —accesos, áreas protegidas, usos actuales del agua— que podrían influir en el diseño final.

A partir de estos insumos se elaboraron anteproyectos técnicos, estimando potencia instalada, energía anual, componentes principales y selección de equipos. Se evaluaron los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como la rentabilidad esperada en el marco regulatorio vigente. Todo esto con un enfoque adaptado a la escala de microgeneración, buscando soluciones realistas y replicables en otras localidades de la región.

Paralelamente, se llevó a cabo un proceso de relacionamiento con actores locales, con el objetivo de levantar información sobre las particularidades de cada punto en estudio, redes y organizaciones sociales presentes, además de evaluar el potencial de asociatividad en cada uno de estos puntos. Para ello, se llevaron a cabo entrevistas en profundidad con los propietarios de los terrenos u organizaciones sociales presentes en la localidad que pudieran sentar las bases de un modelo asociativo. Paralelamente, se realizaron entrevistas con expertos en la Ley Netbilling e implementación de proyectos de generación renovable asociativo, con el fin de conocer experiencias, desafíos y oportunidades para el caso de Aysén. Por último, se llevaron a cabo talleres abiertos a la comunidad donde se presentaron los principales resultados del estudio, incluidas las potencias estimadas de generación y ubicación de las obras. Adicionalmente se realizó una inducción sobre elementos clave para la implementación del proyecto, incluidos aspectos técnicos y normativos. Los intercambios con la comunidad fueron un insumo valioso para priorizar proyectos que estuvieran alineados con sus necesidades y fortalecer su viabilidad social.

Finalmente, se sistematizaron las barreras y oportunidades detectadas durante el proceso, abarcando aspectos técnicos, económicos, normativos y sociales. Esta mirada integral permitió proponer proyectos técnicamente viables y trazar un camino realista para su implementación en el contexto particular de la Región de Aysén.





**Contexto
Regional**

Con el objetivo de comprender cabalmente la situación regional actual en esta materia, es imperante recorrer y entender la hidrografía de la región y la configuración del sistema eléctrico, cuyo funcionamiento dista del resto del país ya que enfrenta particularidades geográficas, ambientales y técnicas que convierten al Sistema Eléctrico de Aysén en un sistema único a nivel nacional.

2.1 Hidrografía de la Región de Aysén

La hidrografía de la región de Aysén se caracteriza por ríos caudalosos alimentados por deshielos y lluvias abundantes. Destacan las cuencas del río Palena con un caudal medio de 700 m³/s, el río Aysén con 628 m³/s y el río Baker, el más caudaloso de Chile, con 875 m³/s. Estos ríos tienen regímenes mixtos de alimentación, es decir, alimentan sus cauces tanto del derretimiento de nieve y glaciares (régimen nival), como de la lluvia (régimen pluvial). La región incluye también los ríos Cisnes, Bravo, y Pascua, cada uno con características específicas y relevancia en la geografía y economía local.

Estos ríos conforman las 7 principales cuencas de la región: Río Palena, Río Cisnes, Río Aysén, Río Baker, Río Bravo y Río Pascua. Sin embargo, la División General de Aguas (DGA) hace también una división de las zonas costeras, elevando a un total de 9 las cuencas (Figura 1), siendo esta última la clasificación utilizada en el estudio para tener concordancia con los datos disponibles.

Estas cuencas se dividen en múltiples subcuencas y estas, en sub-subcuencas, cada una con características particulares que influyen en la disponibilidad y calidad del recurso hídrico, siendo vitales para la generación de energía, el suministro de agua potable, la agricultura y la preservación de la biodiversidad. La gestión sostenible de estas cuencas es esencial para enfrentar los desafíos del cambio climático, promover el desarrollo regional y mejorar la calidad de vida de sus habitantes.

A nivel oficial, se reconocen 9 cuencas hidrográficas, las que se pueden observar en la Figura 1, junto a una descripción de estas:



Figura 1. Cuencas Hidrográficas en la Región de Aysén.

- 1. Río Palena y Costeras Límite Décima Región:** El río Palena es uno de los principales cursos de agua en el norte de Aysén, extendiéndose desde la Cordillera de los Andes hasta el Océano Pacífico. Sus cuencas costeras limitan con la región de Los Lagos y presentan una gran diversidad de paisajes, incluyendo bosques, fiordos y canales.
- 2. Costeras e Islas entre Río Palena y Río Aysén:** Esta área comprende múltiples cuencas pequeñas y medianas, con ríos que desembocan en el Pacífico y que se encuentran intercalados con islas y fiordos. Es una zona de alta pluviosidad y de importante biodiversidad, por lo tanto, relevante para su conservación y el desarrollo de actividades productivas sostenibles.
- 3. Archipiélagos de Las Guaitecas y de los Chonos:** Estos archipiélagos están conformados por una compleja red de islas, canales y fiordos que son característicos de la región sur de Chile. Sus cuencas son pequeñas y fragmentadas, con ríos cortos y de rápida escorrentía.
- 4. Cuenca del Río Aysén:** Es uno de los ríos más importantes de la región, con un cauce que atraviesa la ciudad de Puerto Aysén antes de desembocar en el fiordo de Aysén. Su cuenca se caracteriza por ser una de las más intervenidas debido a la presencia de infraestructura urbana y actividades industriales. Es un río de gran importancia cultural y económica para la región.
- 5. Costeras e Islas entre Río Aysén y Río Baker y Canal General Martínez:** Esta zona abarca una serie de cuencas costeras y fluviales que se extienden entre los ríos Aysén y Baker, incluyendo áreas insulares. Estas cuencas están caracterizadas por la presencia de ríos pequeños y moderados con una alta biodiversidad acuática y terrestre.
- 6. Cuenca del Río Baker:** Es el río más caudaloso de Chile y una de las principales fuentes de agua dulce de la región de Aysén. Se extiende desde el Lago General Carrera hasta el Océano Pacífico. La cuenca del Baker también es un punto de interés para la conservación debido a su rica biodiversidad y paisajes de gran valor escénico.
- 7. Costeras e Islas entre Río Baker y Río Pascua:** Esta área comprende una serie de cuencas pequeñas entre los ríos Baker y Pascua, que incluyen diversas islas y fiordos. Son cuencas de menor tamaño y con alta pluviosidad, son ideales para la conservación de ecosistemas acuáticos y terrestres.
- 8. Costeras entre Río Pascua Límite Regional y Archipiélago Guayeco:** Esta zona incluye varias cuencas fluviales y costeras ubicadas en el extremo sur de la región de Aysén, abarcando áreas insulares como el Archipiélago Guayeco. La zona es remota y de difícil acceso, lo cual ha permitido mantener en gran parte su estado prístino.
- 9. Cuenca del Río Pascua:** Ubicado en el sur de la región, el río Pascua es conocido por su gran caudal y su potencial hidroeléctrico. Este río fluye desde el Lago O'Higgins hasta el Océano Pacífico, y su cuenca es una de las más vírgenes de Chile, con un entorno natural que ofrece tanto desafíos como oportunidades para el desarrollo energético y la conservación.

2.2 Sistema Eléctrico de la Región de Aysén

El sistema eléctrico de la región de Aysén está condicionado a características propias de la región, como lo son su baja densidad poblacional y sus complejas condiciones geográficas.

A nivel nacional, la normativa vigente distingue 3 tipos de sistemas eléctricos: 1) El sistema eléctrico nacional (SEN); 2) Los Sistemas Medianos (SSMM), definidos por tener una capacidad instalada entre 1,5 [MW] y 200 [MW]; y 3) Los sistemas aislados, aquellos con potencia instalada inferior a 1,5 [MW]. Cada uno de ellos con una normativa específica para su funcionamiento (a excepción de los sistemas aislados que se entienden como clientes no regulados).

En el caso de la Región de Aysén, existen 4 sistemas medianos y 9 sistemas aislados: SM Carrera, SM Aysén, SM Cisnes (en trámite), y SM Carrera. En la Figura 2 se pueden ver sus principales características como capacidad y proporción de energías renovables en cada sistema.

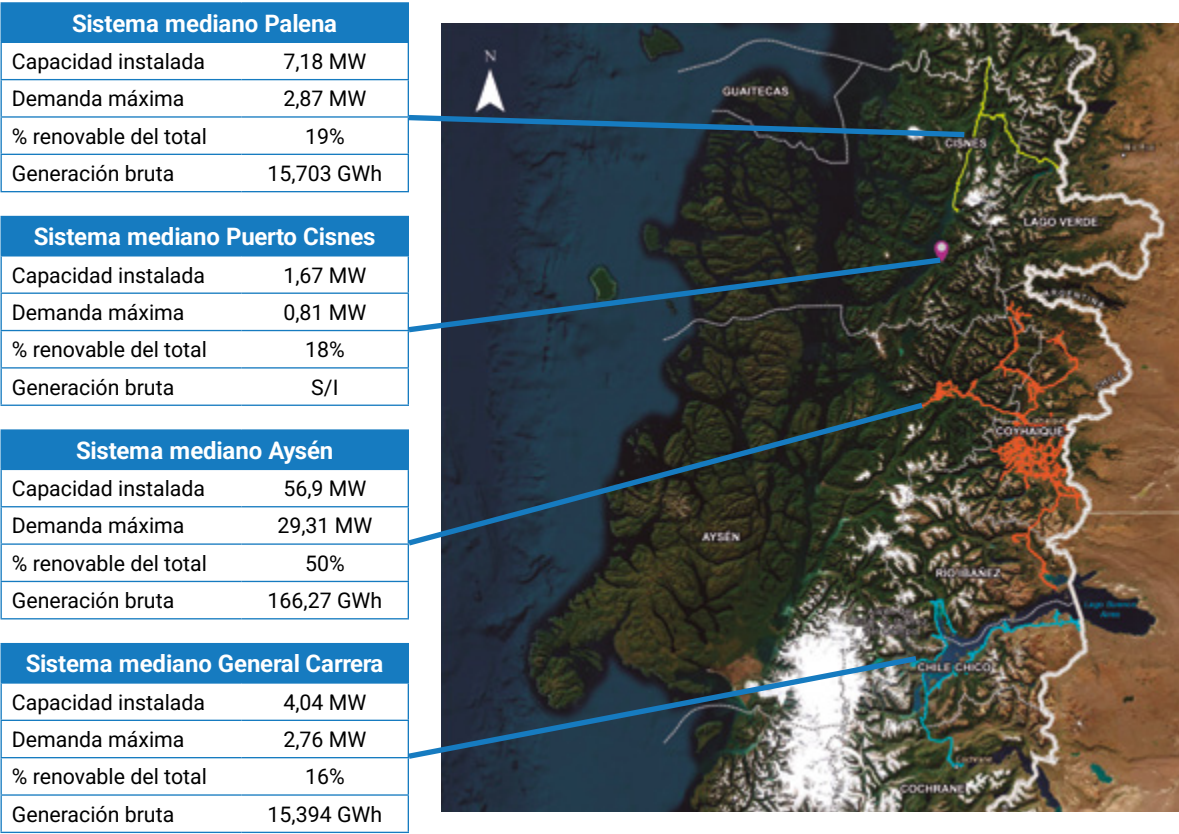


Figura 2. Composición Sistema Eléctrico de Aysén. Fuente: SEDA

Históricamente, la Región de Aysén – y al igual como ocurrió en el resto del país – comenzó su desarrollo energético mediante la construcción de centrales hidroeléctricas. Sin embargo, durante la última década, el aumento de la demanda energética regional se ha abastecido mediante la incorporación de generación en base a diésel, con un menor costo de inversión, pero mayor costo de operación. Esto se ha traducido en altas tarifas eléctricas, considerando que el Sistema Eléctrico de Aysén no está incorporado a todos los mecanismos de estabilización de tarifas que rigen en el SEN.

Como se observa en la Figura 3, desde el año 2002, la potencia instalada en generación hidráulica ha aumentado en un 30,2%, pasando de 19,4 [MW] a 25,4 [MW], mientras que la potencia instalada en base a diésel aumentó en un 988%, pasando de 3,9 [MW] a 42,9 [MW].

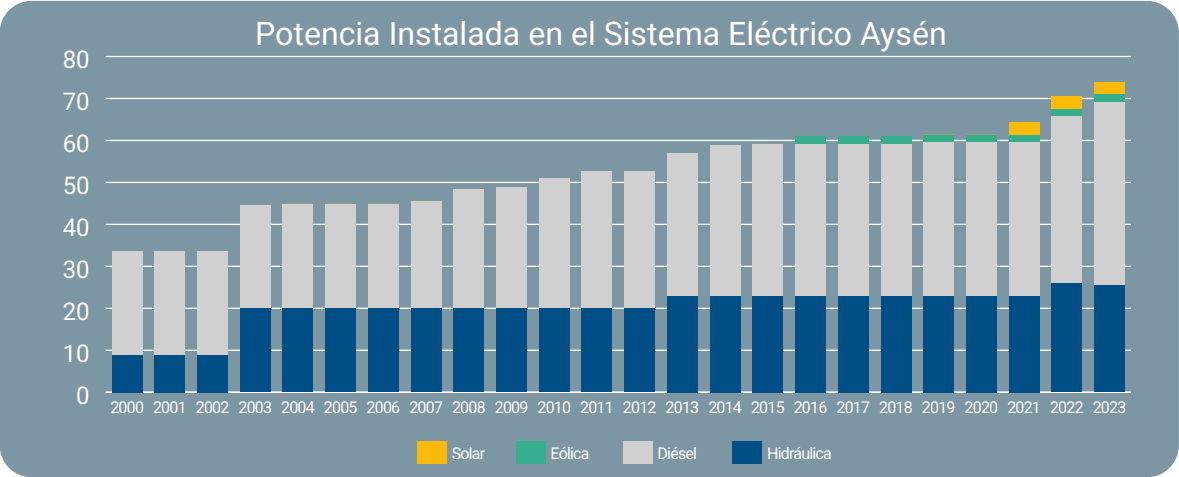


Figura 3. Potencia Instalada histórica en la Región de Aysén. Fuente: Elaboración propia en base a datos de Energía Abierta.

En términos de generación (Gx) se observa una tendencia similar, aunque menos marcada en términos porcentuales.

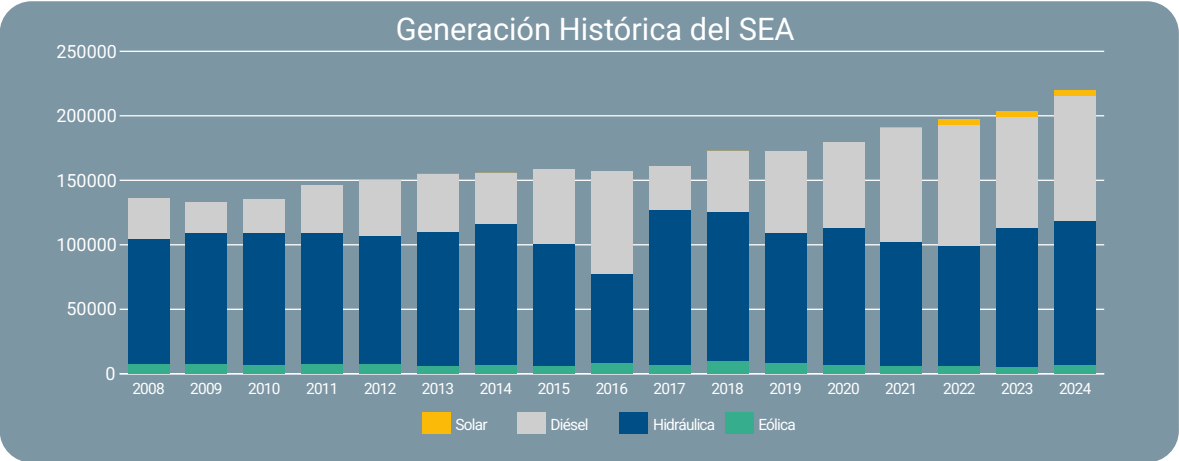


Figura 4. Generación histórica [kWh] en la Región de Aysén. Fuente: Elaboración propia en base a datos de Energía Abierta.

Este fenómeno (aumento de generación diésel) es aún más evidente cuando se observa la cantidad de combustible consumido por cada uno de los sistemas medianos, donde se muestra un aumento del volumen de diésel quemado en los últimos 5 años, especialmente en el Sistema Mediano de Aysén, el de mayor consumo en la Región.

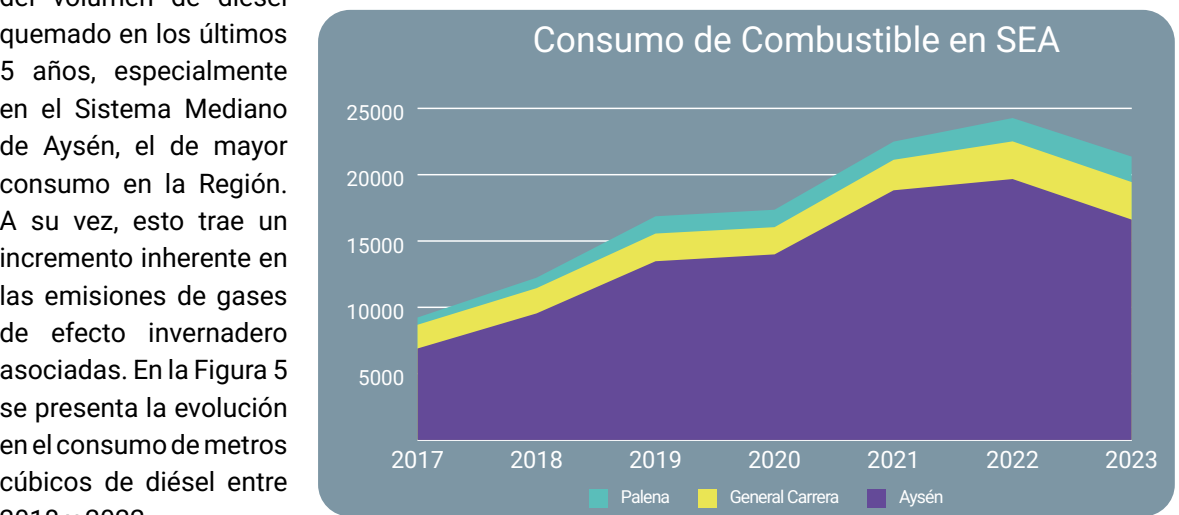


Figura 5. Consumo de Diésel [m3] en los Sistemas Eléctricos de Aysén. Fuente: elaboración propia en base a datos de Energía Abierta.

Esto no solo tiene una implicancia económica, sino que también tiene efectos ambientales y en la huella de carbono del sistema. Para graficarlo, se revisó el factor de emisión calculado por el Ministerio de Energía y se comparó con el factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este factor representa la cantidad de gases de efecto invernadero emitidos a la atmosfera por unidad de energía generada, y se suele representar en toneladas de CO2 equivalente por MegaWatt/hora [tCO2eq/MWh].

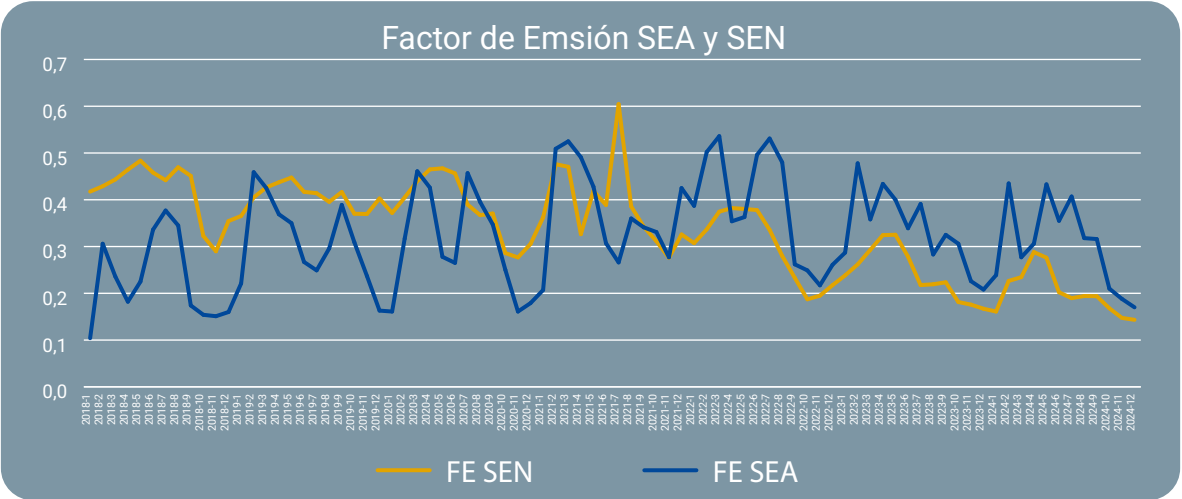


Figura 6. Factor de emisión promedio [tCO2eq/MWh] en el Sistema Eléctrico Aysén (SEA) y en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Energía Abierta.

Este factor permite identificar la intensidad de emisión de una matriz energética particular, dada su configuración y distribución de tecnologías de generación. Dada la coyuntura mundial, en términos del avance del cambio climático, se esperaría una tendencia a la baja, en concordancia con los esfuerzos gubernamentales en avanzar en políticas de descarbonización. Sin embargo, en la Figura 6 se puede observar como el factor de emisión del Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) se ha mantenido por sobre el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) desde el 2021. Al ver la evolución del SEA, se presenta una ligera alza a nivel histórico, lo cual contrasta con la disponibilidad de recursos renovables en la región para generación de energía.

Este fenómeno se debe principalmente al aumento del uso de diésel para generación, dado su menor costo y complejidad de implementación. Sin embargo, esto implica un mayor costo operativo que repercute directamente en las tarifas del suministro eléctrico y, por lo tanto, en el desarrollo económico de la región, disuadiendo la instalación y el desarrollo de industrias que requieren un suministro económico, constante y confiable de energía.

En este contexto, la generación distribuida asociativa se presenta como una oportunidad para reducir los costos de operación de nuevos emprendimientos o industrias, aumentar la fiabilidad del sistema y reducir las tarifas eléctricas tanto para las comunidades como para el sector productivo.



¿Qué es una Microcentral Hidráulica?

Una micro central hidroeléctrica (MCH) es una instalación que aprovecha la energía potencial y cinética del agua de un arroyo o río para producir electricidad mediante un esquema de pasada: se capta una fracción del caudal, se conduce hasta una turbina acoplada a un generador y luego el agua se restituye al cauce sin formar grandes embalses. Por su escala y modo de operación, el impacto ambiental es acotado, al no requerir inundación de valles ni modificaciones mayores sobre el cauce.

En términos constructivos, una MCH integra obras civiles (bocatoma, desarenador, canal de aducción, cámara de carga, tubería de presión, sala de máquinas y canal de restitución), equipos electromecánicos (turbina, generador, regulador, válvulas y tableros) y el sistema eléctrico (transformador, conexión a red y medidor bidireccional cuando aplica Netbilling). En la Figura 7 se presenta gráficamente los elementos principales que componen un proyecto de micro central hidroeléctrica.

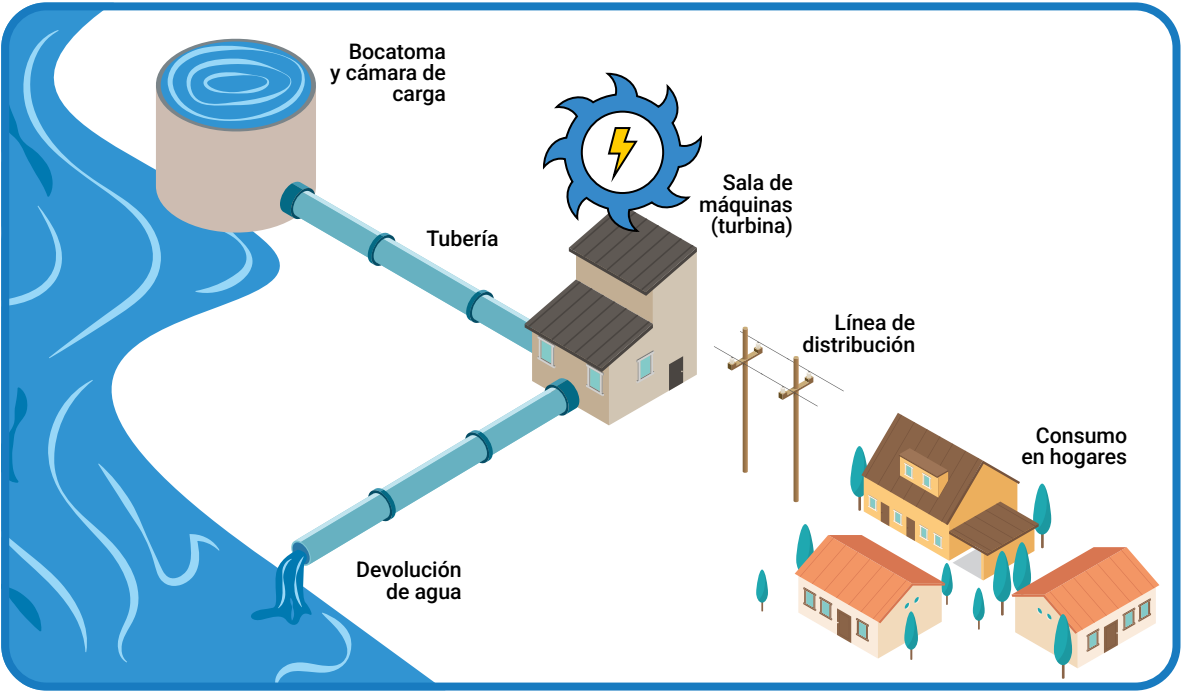


Figura 7. Componentes micro central hidroeléctrica de pasada. Fuente: Elaboración propia.

3.1 Componentes Principales de una MCH

Bocatoma

La bocatoma es la estructura de captación que permite derivar una fracción del caudal de un río, estero o quebrada hacia un sistema hidráulico de generación. Su función principal es garantizar que el agua ingrese con el menor contenido posible de sedimentos gruesos, materiales flotantes y sólidos en suspensión que puedan dañar las conducciones o las turbinas. Existen diversos tipos: bocatomas de azud bajo con rejillas, tomas laterales con barras Coanda, o estructuras de tirolesa en zonas de fuerte pendiente. Su diseño debe considerar la estabilidad estructural frente a crecidas, facilidad de limpieza y operación, caudal ecológico remanente en el cauce, y compatibilidad con el régimen hidrológico de la microcuenca. En contextos encajonados y boscosos, se privilegian soluciones compactas, ancladas a roca y con mínima huella ambiental.



Cámara de Carga

La cámara de carga es un volumen intermedio entre la conducción inicial (canal o tubería de aducción) y la tubería en presión. Su propósito es estabilizar el flujo, laminarlo y actuar como pulmón hidráulico para atenuar variaciones de caudal. También permite separar sedimentos finos mediante desarenadores integrados y garantizar que el agua llegue a la tubería en condiciones seguras y controladas. En micro centrales de alta caída, estas cámaras suelen ser estructuras compactas, con compuertas de seguridad, vertederos de alivio y accesos de mantenimiento. En quebradas estrechas y con limitaciones de espacio, se diseñan cámaras de carga empotradas en la ladera o incluso integradas al trazado de la conducción. Su correcto dimensionamiento es crítico para evitar cavitación y golpes de ariete en la tubería en presión.

Tubería en Presión



Las tuberías en presión son las conducciones cerradas que transportan el agua desde la cámara de carga hasta las turbinas de la sala de máquinas. Operan bajo presiones significativas y deben estar diseñadas para resistir tanto las cargas hidrostáticas como los transitorios hidráulicos (golpe de ariete, sobrepresiones, vacío parcial). Sus materiales habituales son acero, acero revestido o polietileno de alta densidad (HDPE), según caudal, presión y condiciones del terreno. El trazo de la tubería busca optimizar la caída neta minimizando pérdidas por fricción, curvaturas y accesorios. En terrenos encajonados, las tuberías se disponen enterradas o ancladas a la roca, con bloques de anclaje en cambios de pendiente. Su fiabilidad es clave para la continuidad del servicio y la seguridad de la central.

Sala de Máquinas



La sala de máquinas es la edificación o recinto donde se ubican las turbinas hidráulicas, generadores y sistemas auxiliares de la central. Su función es transformar la energía hidráulica en energía mecánica y, posteriormente, en energía eléctrica. En micro centrales de pasada, la sala de máquinas suele localizarse en la cota más baja de la conducción, inmediatamente después de la tubería en presión, aprovechando al máximo el salto hidráulico disponible. Además de albergar la turbina-generator, incluye sistemas de control, válvulas de admisión, mecanismos de seguridad, protecciones eléctricas y, en ocasiones, equipos de desvío de emergencia. El diseño arquitectónico debe contemplar accesibilidad para operación y mantenimiento, ventilación adecuada y medidas de seguridad laboral y ambiental.

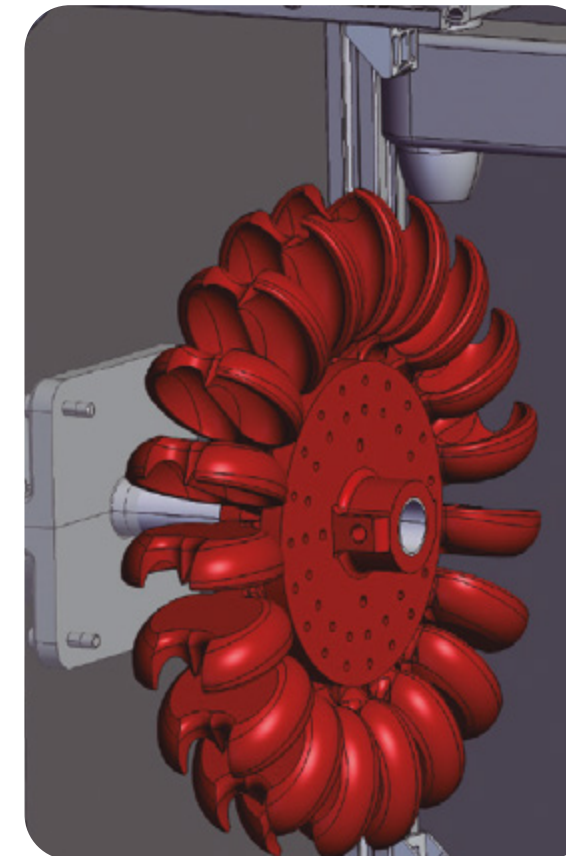
Canal de Devolución

El canal de devolución (o canal de restitución) es la obra hidráulica que conduce el agua procedente de la turbina desde la sala de máquinas hasta su punto de reintegración en el cauce natural. Su objetivo es asegurar que el recurso hídrico vuelva al río en condiciones adecuadas, sin provocar erosiones ni alteraciones bruscas. Su diseño considera la disipación de energía, la protección de márgenes y la estabilidad del lecho, especialmente en zonas de pendiente pronunciada. Un buen canal de devolución debe minimizar pérdidas, evitar socavaciones y garantizar que el caudal ecológico se mantenga aguas abajo. También es la estructura que asegura la compatibilidad ambiental y legal del proyecto, al demostrar que el agua utilizada retorna al sistema hídrico.

3.2 Tipos de turbinas

En micro centrales se emplean turbinas de **acción (impulso)** y de **reacción**, similares a las de centrales mayores pero adaptadas para su uso a una escala reducida. Las turbinas de acción convierten toda la presión del agua en velocidad antes de impactar en el rodete (operan a presión atmosférica), mientras que las de reacción operan con el rodete sumergido aprovechando también la presión del agua. Las turbinas más utilizadas son del tipo **Pelton, Turgo y Michell-Banki (flujo cruzado)**. Cada una se describe a continuación:

Turbina Pelton



La turbina de impulso tipo Pelton funciona al transformar la presión en velocidad mediante inyector, que dirigen chorros tangenciales de agua contra cucharas en el rodete. El flujo cambia casi 180° y el agua se descarga a presión atmosférica, generando el giro.

Su mayor ventaja es la alta eficiencia en saltos grandes con caudales reducidos, además de un diseño simple y robusto, tolerancia a sedimentos finos y facilidad para modular la potencia abriendo o cerrando inyector.

Las limitaciones aparecen en saltos bajos (menores a 50 m) donde el chorro pierde efectividad, y en caudales muy grandes, donde el número de inyector no puede crecer indefinidamente. También requiere dispositivos de protección contra golpes de ariete.

Las condiciones óptimas se dan en grandes caídas, donde es posible operar con grandes presiones y caudales más bajos en comparativa con otras turbinas, lo que la hace habitual en quebradas de montaña y en micro centrales rurales aisladas.

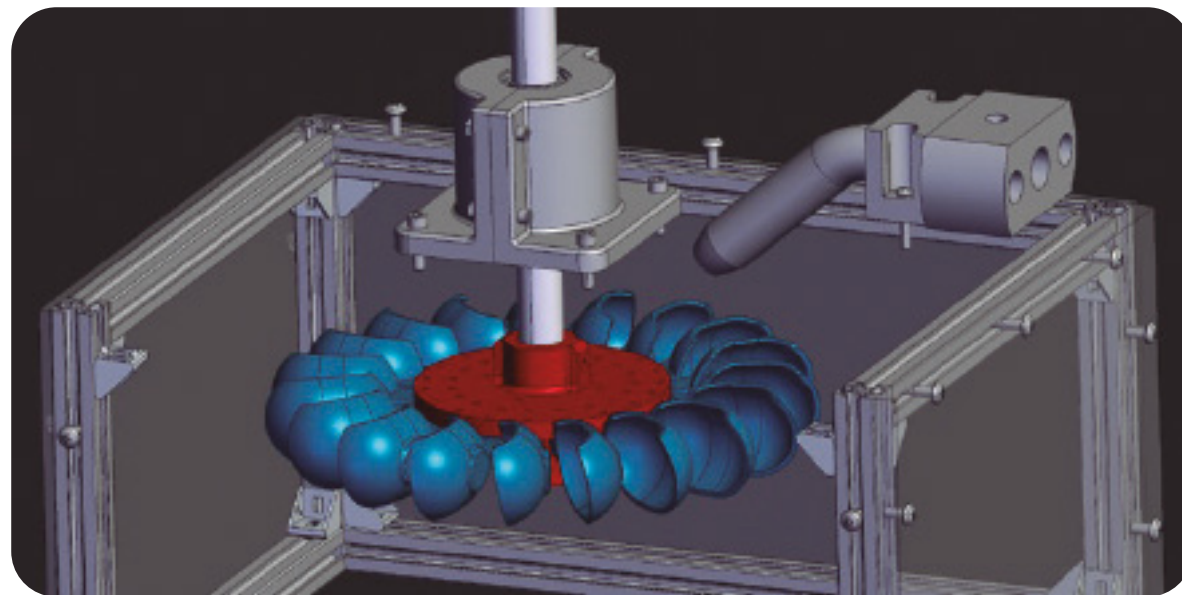
Turbina Turgo

La turbina Turgo es una variante de acción derivada de la turbina Pelton. El chorro de agua incide oblicuamente sobre las paletas del rodete, las atraviesa y sale por el lado opuesto, entregando energía solo por impulso sin cambio de presión.

Su principal ventaja es que resulta más compacta y económica que una turbina Pelton, ya que gira a mayor velocidad específica, admite más caudal para un mismo diámetro de rodete y permite generadores más pequeños. Además, alcanza eficiencias superiores al 90% en diseños óptimos y puede operar con 2 o 3 inyectores.

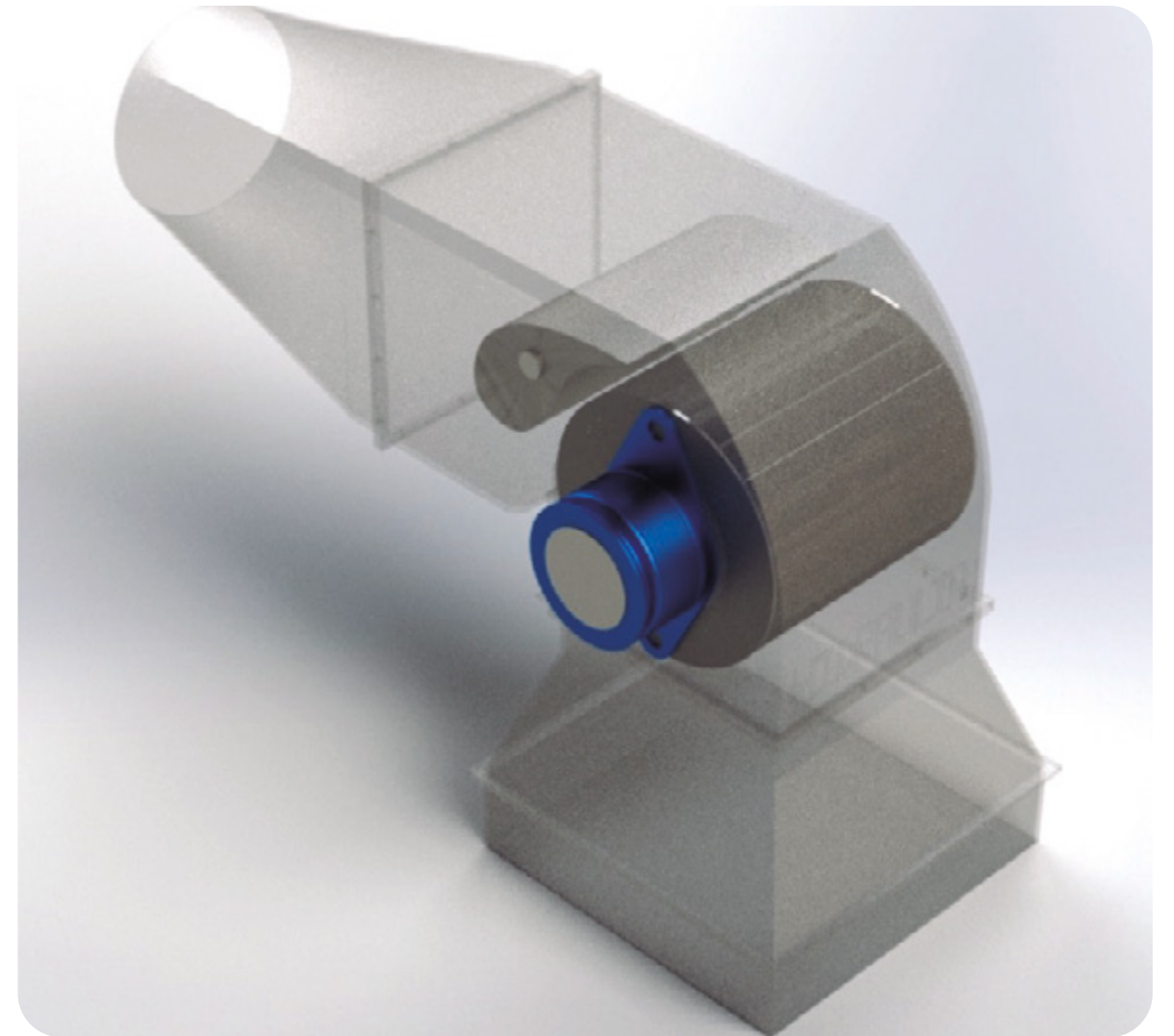
Entre sus limitaciones destaca que cubre un rango intermedio: no es la mejor opción para saltos extremadamente altos (donde domina la turbina Pelton) ni para saltos muy bajos (donde son más adecuadas las turbinas Francis o Kaplan). Su eficiencia disminuye en caídas muy grandes y es más sensible al desgaste por sedimentos.

Las condiciones óptimas se encuentran en saltos medios, entre 15 y 100 metros de altura, con caudales moderados (10 a 100 litros por segundo), entregando potencias desde unos cientos de vatios hasta cerca de 100 kW. Es especialmente útil en sitios donde una turbina Pelton sería demasiado lenta y una turbina Francis no funcionaría por falta de caudal.



Turbina Michell-Banki (Flujo cruzado)

La turbina Michell-Banki, también llamada de flujo cruzado u Ossberger, es una máquina de acción en la que un chorro ancho y rectangular atraviesa un rodete cilíndrico de álabes curvos dos veces: primero de fuera hacia dentro y luego de dentro hacia fuera. Durante ambos pasos la presión se mantiene constante, y la energía se extrae solo por impulso hasta que el agua se descarga devuelta al cauce, a presión atmosférica.



Su mayor ventaja es la simplicidad y robustez: es económica, puede fabricarse localmente, no sufre cavitación¹ y tolera sedimentos gracias a sus pasos amplios. Mantiene un rendimiento razonable (60 a 80%) en un amplio rango de caudales, incluso operando con solo un 20 a 30% del diseño, lo que la hace muy flexible. La regulación es sencilla mediante una única tobera ajustable.

Entre sus limitaciones, presenta una eficiencia máxima menor que las turbinas Pelton o Francis (5 a 10 puntos porcentuales más baja), no resulta adecuada en saltos muy altos (>50 m) y suele restringirse a potencias menores a 1 MW. En sistemas sin regulación avanzada, tiende a trabajar a caudal completo o por escalones, y su geometría rectangular exige un buen balanceo para evitar vibraciones.

Las condiciones óptimas son saltos bajos a medios (entre 2 y 50 metros) y caudales pequeños a moderados (de unos pocos litros por segundo hasta 1 a 2 m³/s por unidad). Es habitual en micro centrales de decenas de kilowatts hasta algunos cientos de kW, aprovechando cursos de agua de montaña, arroyos o canales de riego con variabilidad estacional.

¹ Formación y colapso de burbujas de vapor en el fluido (agua) por cambios bruscos de presión dentro de la turbina, que reduce el rendimiento de la máquina, daña el rodete por abrasión e incluso puede provocar fallas catastróficas.

Otras tecnologías

Tipos de turbinas comunes, pero usualmente usadas en proyecto más grandes, son las turbinas Francis y Kaplan, ya que a nivel micro presentan ciertas limitaciones: la primera requiere un diseño más complejo y costoso en pequeña escala (carcasa en espiral, distribuidor, regulador), pierde eficiencia si se aleja mucho de su caudal de diseño y no es adecuada para saltos muy bajos (<10 m) por riesgo de cavitación. Además, al tener más componentes móviles, demanda mayor mantenimiento que turbinas de acción simples. Mientras que las turbinas Kaplan suelen ser muy eficientes a grandes caudales, implicando su uso con grandes potencias.

Por otro lado, además de las turbinas mencionadas, existen otras tecnologías particulares para microgeneración como, por ejemplo: Tornillos de Arquímedes, apropiados para saltos inferiores a los 5 metros con flujos moderados, o Turbinas Hidrocinéticas, que permiten aprovechar la velocidad del cauce sin necesariamente contar con una diferencia de altura evidente. Sin embargo, las turbinas enumeradas (Pelton, Turgo y Banki) cubren la mayoría de las aplicaciones en el rango de potencia bajo los 300 kW con una mejor eficiencia que las últimas mencionadas.

3.3 Costos de implementación (CAPEX) y operación (OPEX)

La construcción de una micro central hidroeléctrica requiere una inversión inicial significativa en obras civiles y equipamiento, pero sus costos de operación son bajos una vez en marcha, ya que el “combustible” es el agua de un curso continuo. A continuación, se describen los costos de capital (CAPEX) y de operación anual (OPEX) esperables en micro centrales en Chile, diferenciados por rango de potencia. Cabe señalar que no se incluyen permisos ni estudios ambientales, y que las cifras corresponden a valores referenciales derivados de experiencias recientes en el país, reflejado en miles de pesos chilenos (MCLP).

Microcentrales de 0,5 a 25 kW

0,5 a 25 kW En los sistemas más pequeños el costo unitario por kW suele ser elevado debido a las desventajas de escala: obras como la bocatoma, la tubería de conducción o los tableros básicos cuestan casi lo mismo para una planta de 5 kW que para una de 50 kW. Un proyecto pico-hidro de menos de 10 kW, orientado al autoconsumo, puede costar entre 5.000 y 10.000 MCLP/kW instalado. En potencias cercanas a 25 kW, con trabajo local y componentes estándar, el costo puede reducirse a unos 4.000 MCLP/kW. Estos valores incluyen la bocatoma, la conducción, una caseta simple con turbina (típicamente turbinas Turgo o Banki), generador y tablero de control o inversor.

En cuanto al OPEX, es muy bajo en términos absolutos. Comprende tareas de limpieza periódica en la reja de captación, lubricación de cojinetes y verificaciones eléctricas. Con frecuencia, es el propio usuario quien realiza el mantenimiento básico. Los gastos anuales suelen estimarse en un 1 a 3% de la inversión inicial, lo que en un proyecto de 50.000 MCLP representa entre 500 y 1.000 MCLP al año. Si la planta es aislada de la red (off-grid), habría que sumar el costo de baterías e inversores, aunque aquí se consideran solo esquemas conectados a la red de distribución.

Microcentrales de 25 a 100 kW

25 a 100 kW En este rango, el costo por kW disminuye respecto de las plantas más pequeñas, aunque se mantiene más alto que en centrales mayores. Proyectos en torno a 50 kW suelen tener un costo de entre 3.000 y 6.000 MCLP/kW instalado, dependiendo de las características del sitio y de las obras necesarias. Por ejemplo, una central de 50 kW con bocatoma en río, 200 metros de tubería a presión y turbina Banki puede demandar entre 200.000 y 250.000 MCLP. En términos generales, las microcentrales bajo 100 kW tienden a ser más costosas por la falta de economías de escala, aunque los costos se optimizan si se aprovecha infraestructura existente, como caídas de agua en canales de riego o sistemas de agua potable rural.

El OPEX sigue siendo reducido y se estima en torno al 2% del CAPEX anual. Para un proyecto de 300.000 MCLP, equivaldría a unos 6.000 MCLP al año, cubriendo inspecciones regulares, limpieza de sedimentadores, supervisión remota y horas de trabajo para ajustes menores. A medida que aumenta la potencia, conviene considerar seguros y repuestos, así como provisiones para mantenimientos mayores cada 5 a 10 años (por ejemplo, reemplazo de un rodete). A pesar de esto, los costos variables de estas plantas son casi nulos y los costos fijos bajos, lo que se traduce en una generación competitiva una vez amortizada la inversión.

Microcentrales de 100 a 300 kW

100 a 300 kW En el tramo superior de la microgeneración, los costos específicos tienden a bajar y se acercan a los de proyectos mini hidroeléctricos. En este rango, los valores suelen fluctuar entre 2.000 y 4.000 MCLP/kW. Por ejemplo, una central de alrededor de 180 kW asociada a un canal de riego u otra obra existente puede alcanzar un costo de 500.000 MCLP, equivalente a cerca de 2.700 MCLP/kW instalado.

Este tipo de proyectos generalmente invierte en turbinas de mejor calidad y obras civiles más duraderas, lo que asegura un buen desempeño a lo largo del tiempo. Aunque el costo unitario aún es superior al de centrales de varios megawatts, se mantiene competitivo para instalaciones rurales o asociadas a infraestructura hidráulica existente. La conexión a la red es un componente relevante del CAPEX en este rango, especialmente si requiere transformadores elevadores, protecciones y sistemas de telecontrol. Sin embargo, por lo general es posible integrarse en media tensión existente, lo que reduce la inversión.

El OPEX continúa en la misma proporción de alrededor del 2% del CAPEX anual, aunque en algunos casos pueden lograrse eficiencias adicionales mediante servicios compartidos o supervisión remota. Para un proyecto de 500.000 MCLP, esto equivale a unos 10.000 MCLP anuales, que cubren la supervisión técnica, mantenimiento preventivo de turbinas y equipos eléctricos, limpieza de obras de captación y provisión para eventualidades. En el país es frecuente que microcentrales sobre 100 kW sean tele controladas y visitadas solo para mantenciones programadas, lo que reduce los gastos operativos. Considerando que la vida útil de estas instalaciones supera los 30 años, los costos de operación acumulados resultan menores en comparación con la inversión inicial.

En definitiva, el CAPEX es el factor determinante del costo nivelado de la energía en la micro hidroelectricidad: una vez amortizada la inversión, el costo por kWh

generado puede reducirse a casi cero. Esto refuerza la importancia de contar con apoyos financieros iniciales, como subsidios o créditos preferenciales, para hacer viables los proyectos en entornos rurales.

Consideraciones especiales

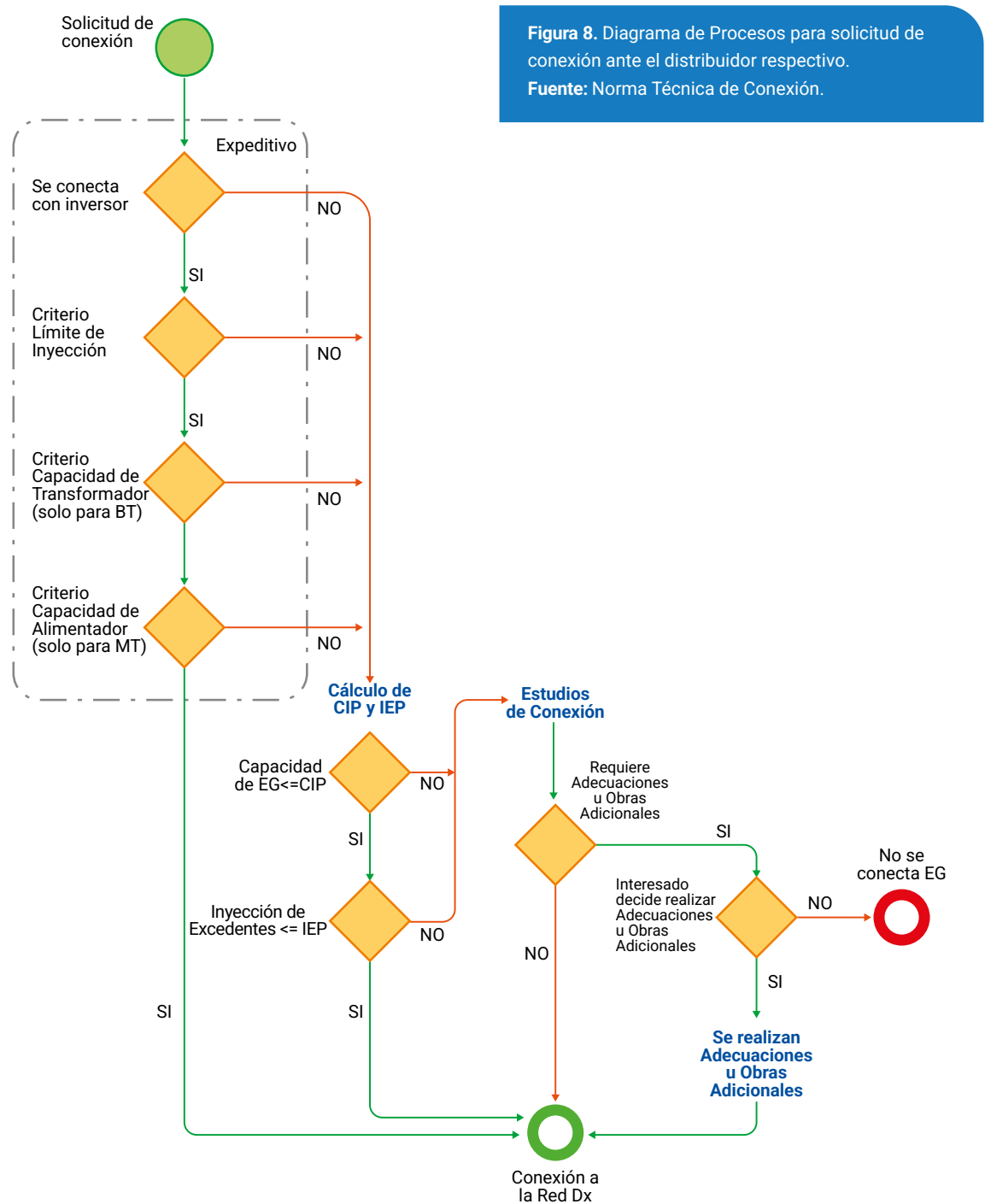
La logística en Aysén implica transporte marítimo o aéreo, caminos de ripio, climas extremos y largas distancias para asistencia técnica, por lo cual se vuelve fundamental avanzar en la capacitación de personal especializado que pueda brindar un servicio de mantenimiento a nivel regional.

Por otro lado, en términos de conectividad a la red, existe una particularidad en la región en la que varias de las redes de distribución son bifásicas, en vez de trifásicas. Esto afecta considerablemente la forma de conectarse ya que requiere de transformadores especiales a la medida, lo cual encarece los proyectos de potencias más altas, siendo incluso necesario instalar un tercer conector para garantizar una conexión segura, lo cual debe tramitarse y negociarse con la empresa distribuidora.



4.1 Ley Netbilling

En Chile, la Ley 20.571, vigente desde 2014, reconoce el derecho de los clientes regulados a autogenerar energía mediante fuentes renovables o cogeneración eficiente, y a inyectar sus excedentes a la red de distribución, recibiendo un pago regulado por la energía entregada. En su versión original, la norma autorizaba instalaciones de hasta 100 kW de potencia y aplicaba únicamente a clientes con tarifa regulada, es decir, con potencia conectada inferior a 5.000 kW. Posteriormente, en 2018, la Ley 21.118 modificó y complementó la ley 20.571, ampliando el límite de potencia por empalme a 300 kW. Este cambio impulsó proyectos de mayor escala dentro del régimen de Netbilling, facilitando la participación de pequeños comercios, industrias y cooperativas.



La reforma incorporó dos mecanismos adicionales: la posibilidad de traspasar los saldos de energía a otro suministro del mismo titular dentro de la misma distribuidora y la habilitación de propiedad conjunta de medios de generación (copropietarios, condominios y cooperativas), lo que abrió un espacio concreto para iniciativas de energía comunitaria.

Este marco legal opera en conjunto con su Reglamento (DS 71/2014, modificado por DS 88/2019 y DS 57/2020) y con la Norma Técnica de Conexión y Operación en baja tensión (CNE, 2019), que constituyen el manual de referencia para proyectistas, instaladores y distribuidoras. Allí se especifican los puntos de conexión en baja tensión (≤ 400 V), los plazos, los ensayos de puesta en servicio y los criterios técnicos que aseguran la seguridad y calidad del sistema. La Figura 8 ilustra el procedimiento estándar que debe seguir toda solicitud de conexión.

La potencia nominal máxima que puede inyectarse está limitada a la Capacidad de Empalme contratada por el cliente; en otras palabras, la potencia inyectada no puede superar la capacidad de suministro existente. En caso de requerir un generador de mayor tamaño, el usuario debe gestionar previamente una ampliación de empalme (por ejemplo, mediante un cambio de conductores o transformador). Además, la normativa establece que no debe invertirse flujo de potencia hacia la red de media tensión a través del transformador de distribución en condiciones distintas a las previstas. Para ello, las distribuidoras calculan una Capacidad Instalada Permitida (CIP) en cada solicitud, considerando aspectos como evitar sobrecarga del transformador, preservar márgenes de cortocircuito adecuados y prevenir sobretensiones. La respuesta a la solicitud de conexión indica la CIP asignada y, de ser necesario, las obras adicionales o refuerzos requeridos antes de autorizar la conexión.

En el punto de conexión se instala un medidor bidireccional que registra separadamente la energía consumida y la inyectada. La empresa distribuidora lo provee e instala, con cargo al cliente según sus condiciones comerciales, y debe cumplir exigencias de exactitud en ambos sentidos. En proyectos de mayor envergadura (habitualmente sobre 30 kW), puede exigirse telemetría o registros ampliados para supervisión más detallada de la inyección.

Adicionalmente, todo generador distribuido debe incorporar sistemas de protección que aseguren la desconexión inmediata ante anomalías en la red o en la instalación. La Norma Técnica define la Protección de Red e Instalación (RI), un esquema de protección anti-isla que supervisa parámetros como tensión, frecuencia o corrientes de falla, y actúa sobre el interruptor de acoplamiento para aislar el generador cuando estos salen de rango. Así, por ejemplo, ante una pérdida de red, el generador debe desconectarse rápidamente para no energizar en isla ni dañar equipos, siguiendo tiempos y umbrales de desconexión acordes a estándares internacionales (de 100 milisegundos a algunos segundos según la magnitud de la desviación).

En la práctica, los inversores certificados ya integran las funciones de protección requeridas: anti-isla, control de voltaje y frecuencia, sincronización automática y reconexión retardada tras la recuperación de la red. En instalaciones de mayor potencia o con generadores sin electrónica incorporada, se agrega un relé externo de interconexión que mide en el punto de conexión. Para instalaciones cercanas al límite superior o en media tensión (MT), la norma obliga a que la protección mida directamente en MT para garantizar sensibilidad. En todos los casos, debe existir un interruptor de acoplamiento entre el generador y la red, accesible y bloqueable, que asegure el corte físico cuando se realicen trabajos de mantenimiento. Este dispositivo suele instalarse en el tablero general del cliente o junto al medidor, y la distribuidora puede exigir la posibilidad de seccionarlo mediante sello o candado.

El procedimiento para conectar un equipo generador bajo Netbilling implica trámites formales ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y la distribuidora. El interesado debe ingresar una Solicitud de Conexión con el proyecto técnico de la instalación (ubicación, esquema unifilar,

características del generador e inversor, protecciones y potencia). Previamente, puede solicitar información técnica a la distribuidora (datos de red, capacidad del transformador, etc.), lo que si bien es opcional, facilita el diseño. Una vez presentada la solicitud, la empresa evalúa y responde con la Capacidad Instalada Permitida determinada, los eventuales refuerzos necesarios (por ejemplo, conductores o medidores) y los costos asociados.

La conexión del proyecto debe ser realizada por un Instalador Eléctrico Autorizado por la SEC. Al finalizar, el instalador emite los certificados correspondientes, como el formulario TE-4 que declara la puesta en servicio de la instalación. El cliente, a través del Portal de Generación Ciudadana de la SEC, debe cargar la documentación requerida: formularios de conexión, planos unifilares, fichas técnicas y certificaciones de equipos, el TE-4 emitido por el instalador y el contrato de conexión con la distribuidora. Actualmente todo el proceso se gestiona en línea, lo que agiliza la comunicación entre usuarios, instaladores, distribuidoras y autoridad.

Antes de la operación comercial, se ejecuta el Protocolo de Conexión y Puesta en Servicio, en el cual la distribuidora inspecciona la instalación en terreno, verifica las protecciones (incluyendo prueba anti-isla mediante simulación de pérdida de red), confirma la concordancia con el proyecto aprobado e instala y sella el medidor bidireccional. Si los resultados son satisfactorios, se emite un Acta de Puesta en Servicio y se habilita formalmente la inyección. A partir de ese momento, el cliente queda registrado como generador bajo la Ley 20.571 y comienza a recibir en su boleta tanto el detalle de su consumo como el crédito por los kWh inyectados, que se descuenta o acumula automáticamente en períodos siguientes. Con ello, el sistema queda autorizado para operar comercialmente.

La Figura 9 presenta el esquema de funcionamiento de la Ley Netbilling, incluyendo consumo e inyección a la red y descuentos remotos en las boletas de energía eléctrica.

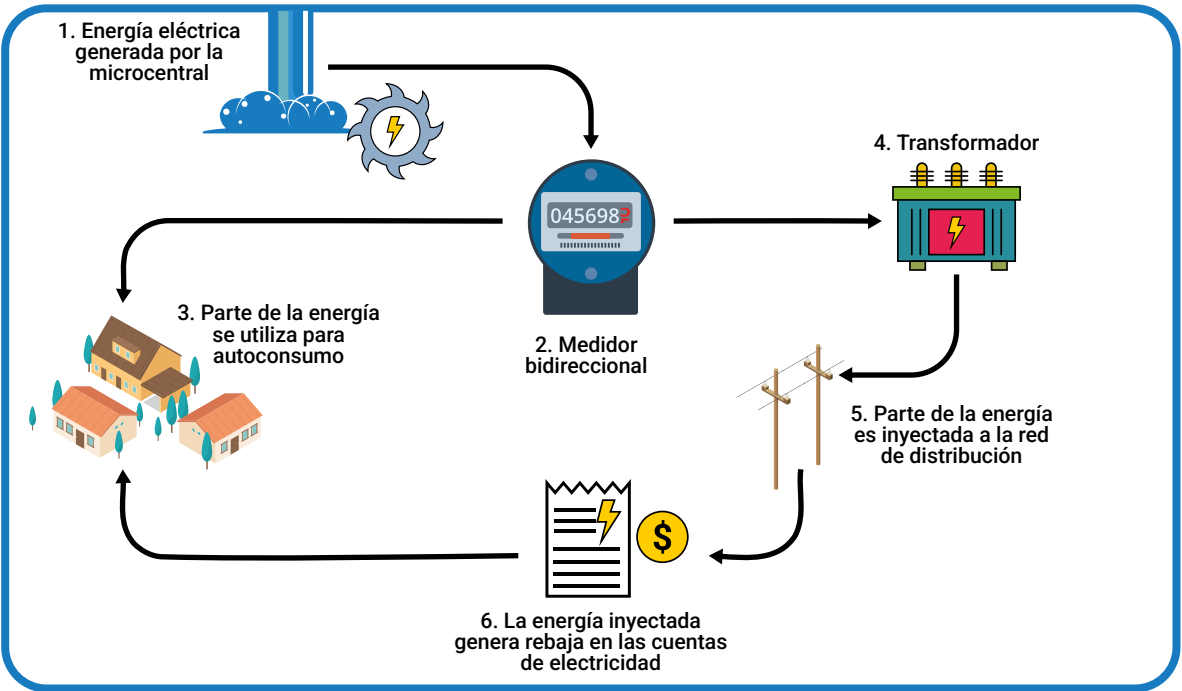


Figura 9. Esquema de funcionamiento de proyecto renovable bajo modalidad netbilling. Fuente: Elaboración propia.

Propiedad Conjunta

La **propiedad conjunta** se presenta como una figura clave dentro de la Ley de Netbilling para proyectos de generación distribuida, ya que permite que diversos actores –usuarios, comunidades organizadas o asociaciones– participen colectivamente en la inversión, gestión y usufructo de un sistema de generación renovable. Esta modalidad fomenta la **democratización de la energía**, repartiendo responsabilidades y beneficios entre múltiples socios bajo un contrato que regula la participación, los derechos y los mecanismos de toma de decisiones.

Un elemento relevante en este contexto son los **descuentos remotos**, que habilitan a los participantes a recibir beneficios económicos por la energía inyectada al sistema, aunque el punto físico de generación no se ubique en el mismo lugar que el consumo. De esta manera, las comunidades y organizaciones pueden instalar proyectos en emplazamientos técnicamente adecuados, sin estar limitadas por la localización de estos.

Tarifas y marco económico

Los proyectos de generación distribuida en Netbilling se rigen por las tarifas de inyección definidas por la normativa, calculadas en función del costo de la energía en el sistema y sujetas a las condiciones establecidas por la distribuidora. El análisis tarifario es fundamental, pues determina la rentabilidad de los proyectos y la distribución de beneficios entre los copropietarios. A su vez, la tarifa de suministro de los usuarios impacta directamente en el nivel de ahorro conseguido con el esquema de descuentos remotos.

Actualmente esta tarifa está fijada en \$138, muy por debajo de los \$280 del valor de la tarifa de suministro residencial, mermando la rentabilidad de los descuentos remotos. Si bien la diferencia de costo responde en parte al uso de la red de distribución para la evacuación de la energía, avanzar en disminuir esta brecha permitiría apalancar la inversión en este tipo de proyectos.

Oportunidad en los sistemas de APR

Los sistemas de Agua Potable Rural (APR) representan un espacio estratégico para implementar esquemas de propiedad conjunta, dado que su lógica asociativa, basada en la participación democrática de usuarios, guarda una gran coherencia con los principios de este modelo. Al integrar generación renovable distribuida bajo propiedad conjunta, las APR no solo contribuyen a reducir su dependencia de combustibles fósiles, sino que también pueden disminuir costos operacionales y destinar recursos a mejoras en infraestructura y calidad de servicio. Además, los beneficios energéticos alcanzan de forma directa a los socios de la organización.

Rol de los inversionistas y colaboraciones comunitarias

La participación de inversionistas privados constituye otra vía para potenciar estos proyectos. Mediante esquemas de colaboración, los inversionistas pueden apalancar el desarrollo inicial de la infraestructura, mientras la comunidad mantiene la titularidad parcial y la capacidad de decisión. Este modelo mixto facilita la movilización de capital, acelera la implementación de proyectos renovables y fortalece la resiliencia energética local, garantizando que tanto la comunidad como los financistas obtengan beneficios proporcionales y sostenibles en el tiempo.

4.2 Derechos de Agua

La Región de Aysén, con su singular configuración territorial, ofrece una abundancia hídrica notable que la distingue del resto del país. Sin embargo, la gestión equitativa y sustentable del recurso hídrico es un desafío constante, exacerbado por la baja densidad poblacional, la inaccesibilidad de ciertos recursos y un considerable porcentaje del territorio bajo diversas categorías de protección ambiental. Los derechos de aprovechamiento de aguas, elementos fundamentales en la planificación territorial, determinan quién tiene derecho a utilizar el agua, cuánto puede usar, con qué propósito específico y en qué lugar. Estas asignaciones afectan significativamente al desarrollo económico, la seguridad hídrica regional y la conservación de ecosistemas.

En la práctica, la asignación de derechos de agua no siempre refleja una utilización efectiva y real del recurso. Debido al aislamiento geográfico y a la baja densidad demográfica en la Región de Aysén, es frecuente encontrar derechos otorgados sobre cuerpos de agua poco accesibles o vinculados a proyectos que nunca llegan a materializarse, generando distorsiones en la planificación del recurso hídrico y limitando la priorización de usos fundamentales como el abastecimiento humano y proyectos sustentables de generación hidroeléctrica. Además, la creciente presión del cambio climático plantea la necesidad urgente de una gestión hídrica integral y equitativa desde una perspectiva de sostenibilidad y responsabilidad intergeneracional.

Desde el punto de vista energético, los derechos no consuntivos cobran especial relevancia en la Región de Aysén para la implementación de proyectos hidroeléctricos, particularmente en esquemas de microgeneración hidráulica. Estas iniciativas son esenciales para avanzar hacia una matriz energética regional más limpia, descentralizada y menos dependiente de combustibles fósiles, que actualmente predominan en los sistemas aislados y medianos regionales. No obstante, existe el riesgo constante de especulación o acaparamiento de estos derechos por parte de actores externos, lo que puede limitar el potencial desarrollo regional basado en criterios de pertinencia territorial y beneficio local.

Marco Normativo y Contexto Institucional

El marco normativo chileno relativo a los recursos hídricos ha experimentado significativas modificaciones con la reciente promulgación de la Ley N.º 21.435, que introduce importantes cambios al Código de Aguas vigente desde 1981. La nueva normativa responde a los desafíos contemporáneos relacionados con la creciente escasez hídrica, el cambio climático y la necesidad de una gestión equitativa y sustentable del recurso hídrico. Entre las instituciones responsables de su implementación destacan la Dirección General de Aguas (DGA), encargada de la administración del recurso y el otorgamiento de derechos, y la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado (DIFROL), especialmente relevante en Aysén por su condición de región fronteriza.

Principales cambios introducidos por la Ley 21.435

La Ley 21.435 establece modificaciones fundamentales en el régimen jurídico del agua en Chile, reconociendo explícitamente al agua como un bien nacional de uso público. Esta reforma prioriza el uso del agua para consumo humano y saneamiento, imponiendo limitaciones a otros usos productivos cuando estos puedan afectar dicha prioridad. Además, establece la temporalidad de los derechos de aprovechamiento otorgados, los cuales ahora tienen un plazo máximo de 30 años, renovable automáticamente si se acredita un uso efectivo y sustentable.

Adicionalmente, la normativa refuerza la dimensión ecológica del recurso hídrico, estableciendo la obligatoriedad de mantener caudales ecológicos mínimos que aseguren la preservación de ecosistemas acuáticos. La reforma también introduce medidas para combatir la especulación y el acaparamiento mediante la aplicación de una patente progresiva por no uso, duplicándose cada cinco años en caso de derechos no utilizados. Finalmente, promueve la planificación hídrica integral a través de Planes Estratégicos de Recursos Hídricos por cuenca, que deben actualizarse periódicamente cada 10 años.

De estos cambios, destacan:

Reconocimiento del agua como bien nacional de uso público

La reforma reafirma que todas las aguas, en cualquiera de sus estados, son bienes nacionales de uso público, cuyo dominio y uso pertenecen a todos los habitantes de la nación. Esto implica que el Estado tiene la facultad de administrar y regular su uso en función del interés público.

Prioridad al consumo humano y saneamiento

Se establece que el acceso al agua potable y al saneamiento es un derecho humano esencial e irrenunciable que debe ser garantizado por el Estado. En consecuencia, se otorga prioridad a estos usos sobre otros fines productivos al momento de constituir y ejercer derechos de aprovechamiento de aguas.

Temporalidad de los derechos de aprovechamiento

Los nuevos derechos de aprovechamiento de aguas se otorgan por un plazo máximo de 30 años, prorrogables automáticamente si se acredita su uso efectivo y sustentable. Esto contrasta con el régimen anterior, donde los derechos eran perpetuos.

Fortalecimiento de la función ecológica del agua

La Dirección General de Aguas (DGA) puede establecer caudales ecológicos mínimos no solo para nuevos derechos, sino también para traslados de derechos existentes y en áreas protegidas. Además, se crean los derechos de aprovechamiento in situ, destinados a la conservación ambiental y actividades no extractivas, como el turismo sustentable.

Medidas contra el acaparamiento y especulación

Se introducen cambios en el sistema de patentes por no uso de las aguas, duplicando los montos cada cinco años de forma indefinida. Se establecen exenciones para ciertos casos, como derechos destinados a consumo humano, saneamiento o conservación ambiental.

Planificación hídrica a nivel de cuenca

Se establece la creación de Planes Estratégicos de Recursos Hídricos por cuenca, los cuales deben ser actualizados cada 10 años. Estos planes buscan propiciar la seguridad hídrica y una gestión integrada del recurso a nivel territorial.

Regularización y perfeccionamiento de derechos existentes

Los derechos de aprovechamiento constituidos antes de la reforma deben ser inscritos en el Registro de Propiedad de Aguas del Conservador de Bienes Raíces en un plazo determinado, bajo riesgo de caducidad. Se establece un nuevo procedimiento administrativo para perfeccionar los títulos de dichos derechos.

Implicancias para la Región de Aysén

Las modificaciones al Código de Aguas presentan implicancias profundas para la Región de Aysén, dado su contexto particular de alta disponibilidad hídrica y baja densidad poblacional. Esta reforma proporciona herramientas legales esenciales para gestionar los recursos hídricos de manera sustentable y equitativa, facilitando la conservación ambiental, el desarrollo económico sustentable y el acceso justo al agua para comunidades rurales históricamente aisladas.

El establecimiento obligatorio de caudales ecológicos mínimos, junto con la creación de derechos no extractivos ("in situ"), permite garantizar la integridad ecológica y cultural de los ecosistemas regionales, especialmente en áreas protegidas. Asimismo, la temporalidad y las condiciones impuestas a los nuevos derechos de agua promueven revisiones periódicas y ajustes según el contexto de crisis climática y social, favoreciendo un modelo de desarrollo más equilibrado.

Procedimiento para solicitar derechos de agua

El proceso para solicitar un derecho de aprovechamiento de aguas en la Región de Aysén sigue las disposiciones del Código de Aguas, con algunas consideraciones adicionales relevantes para la región de Aysén, como su condición de zona fronteriza. Estos derechos pueden ser de tipo consuntivo o no consuntivo, y la diferencia entre ellos es fundamental para definir el procedimiento, los requisitos técnicos y las restricciones asociadas al uso.

Un derecho consuntivo permite utilizar el agua y no devolverla al cauce de origen; es decir, el recurso se consume o transforma en el proceso, como ocurre en el riego, el consumo humano o el uso industrial. En cambio, un derecho no consuntivo autoriza el uso del agua siempre que esta sea

restituida íntegra y oportunamente al mismo cauce, aguas abajo del punto de captación, sin alterar significativamente su caudal ni su calidad. Este es el tipo de derecho requerido para proyectos de micro centrales hidroeléctricas de pasada, que captan parte del caudal de un río, lo conducen a través de una turbina para generar energía, y lo restituyen luego al mismo cauce.

Para solicitar un derecho no consuntivo con fines hidroeléctricos, se deben seguir varias etapas. En primer lugar, el solicitante debe definir el caudal requerido, identificar el cauce de interés y determinar el tramo de uso entre los puntos de captación y restitución. Esta información debe presentarse ante la Dirección General de Aguas (DGA), acompañada de un plano georreferenciado, una descripción técnica del proyecto y los antecedentes del solicitante. Si la solicitud cumple con los requisitos básicos, la DGA la acoge a trámite y ordena su publicación en el Diario Oficial y un medio local. Durante los 30 días siguientes, cualquier tercero que considere que su derecho puede verse afectado puede presentar oposición. Finalizado ese periodo, la DGA realiza una evaluación técnica para verificar la disponibilidad del recurso, el respeto a los derechos preexistentes, el cumplimiento del principio de no consumo, y la eventual obligación de mantener un caudal ecológico mínimo.

En el caso específico de la Región de Aysén, es obligatorio considerar la intervención de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado (DIFROL), dado que toda la región es zona fronteriza. Esto significa que, si el solicitante es extranjero, o si el proyecto involucra obras en áreas cordilleranas o sensibles desde el punto de vista territorial, se debe obtener un pronunciamiento favorable de DIFROL antes de que la DGA pueda emitir la resolución que otorga el derecho.

Una vez aprobado el derecho de aprovechamiento, este debe inscribirse en el Conservador de Bienes Raíces para tener plena validez jurídica. A partir de ese momento, el titular dispone de un plazo para iniciar su uso efectivo ya que, si no se implementan las obras correspondientes, el derecho puede ser afecto al pago de patente por no uso. Este tributo se aplica anualmente, con montos crecientes cada quinquenio, y si el derecho permanece inactivo durante cinco o más años consecutivos, puede ser declarado extinto por la autoridad. Sin embargo, algunos casos están exentos de esta patente, como los derechos vinculados a proyectos de conservación ambiental o sistemas de abastecimiento rural.

Derechos de Agua Otorgados en la Región de Aysén

A partir de los derechos de aprovechamiento de agua registrados en la DGA, se evidencia un total de 6.656 [m3/s] de derechos otorgados en toda la Región de Aysén (ver Tabla 1), de los cuales un 96% corresponden a derechos no consuntivos.

Tabla 1. Derechos de agua otorgados en la Región de Aysén según tipo

Tipo de Derecho	Total [m3/s]
Consuntivo	255,9
No Consuntivo	6.400,6
Total	6.656,5

Fuente: Elaboración propia en base a datos de DGA.

De los derechos consuntivos otorgados, prepondera el uso doméstico y riego. Sin embargo, destaca un alto porcentaje de usos no declarados (67%).

Tabla 2. Derechos de agua consuntivos otorgados según uso

Derechos Consuntivos	
Uso del Agua	Total [m3/s]
Bebida/Uso Domestico/Saneamiento	29,6
Energía Hidroeléctrica	2,9
Otros Usos	24,5
Piscicultura	6,7
Riego	20,6
SilvoAgropecuario	0,3
Uso Industrial	0,8
Uso Minero	0,3
No declarado	170,3
Total general	254,4

Fuente: Elaboración propia en base a datos de DGA.

Por otro lado, para efectos no consuntivos, destaca el uso para Energía Hidroeléctrica, pero al igual que en el caso de los derechos consuntivos, existe un altísimo porcentaje de usos no declarados (63%), como se muestra en la figura 10. Mientras que, al revisar los usos declarados, destaca el uso para energía hidroeléctrica con un 96%.

Tabla 3. Derechos de agua no consuntivos otorgados según uso

No Consuntivo	
Uso del Agua	Total
Energía Hidroeléctrica	2.253,7
Otros Usos	10,4
Piscicultura	81,6
Uso Industrial	1,0
No declarado	4.053,9
Total general	6.400,6

Fuente: Elaboración propia en base a datos de DGA.

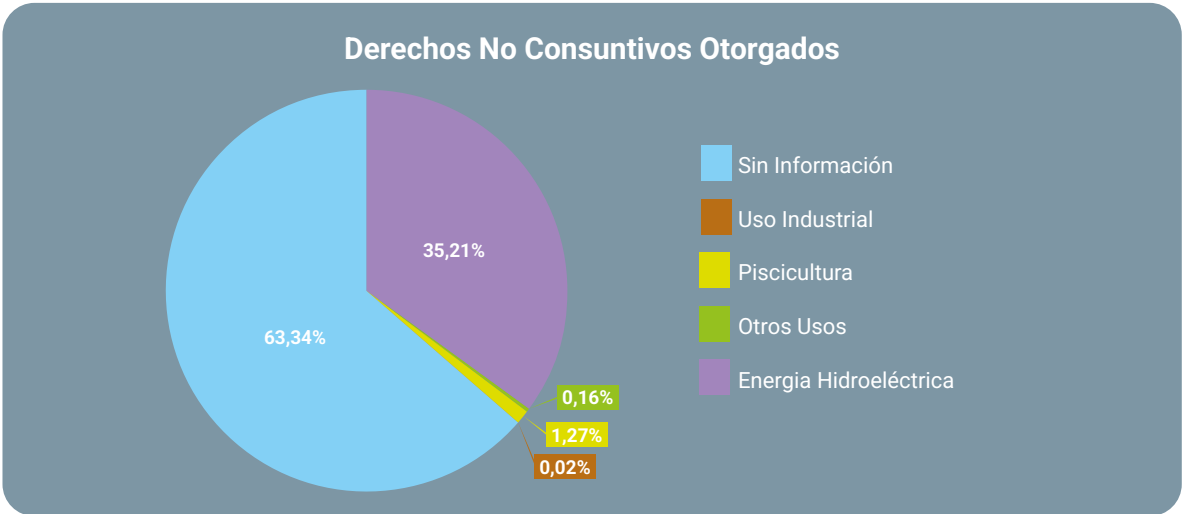
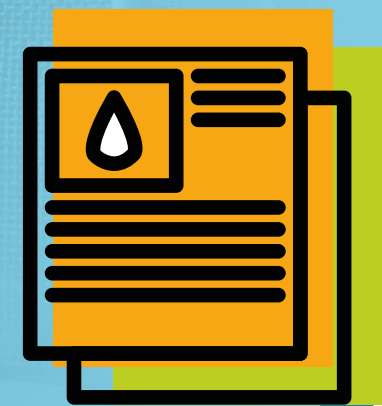


Figura 10. Distribución de derechos de agua no consuntivos según tipo de uso declarado.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos disponibles en la DGA.

La cantidad de derechos de agua otorgados para fines de generación hidráulica reflejan la potencialidad de la región en esta materia. Sin embargo, también muestran el nivel de especulación relacionado al tema, lo cual puede significar una complejidad al momento de querer solicitar nuevos derechos que puedan verse entorpecidos por derechos antiguos sin utilizar. Por lo tanto, es urgente revisar los procedimientos para la solicitud de nuevos derechos con fines de generación microhidráulica comunitaria, entendiéndola como una necesidad básica para el desarrollo de las comunidades, y acelerar la revocación de derechos que no están siendo utilizados para permitir el desarrollo de los proyectos propuestos en este informe



5

**Anteproyectos de
Microcentrales Hidráulicas
para la Región de Aysén**

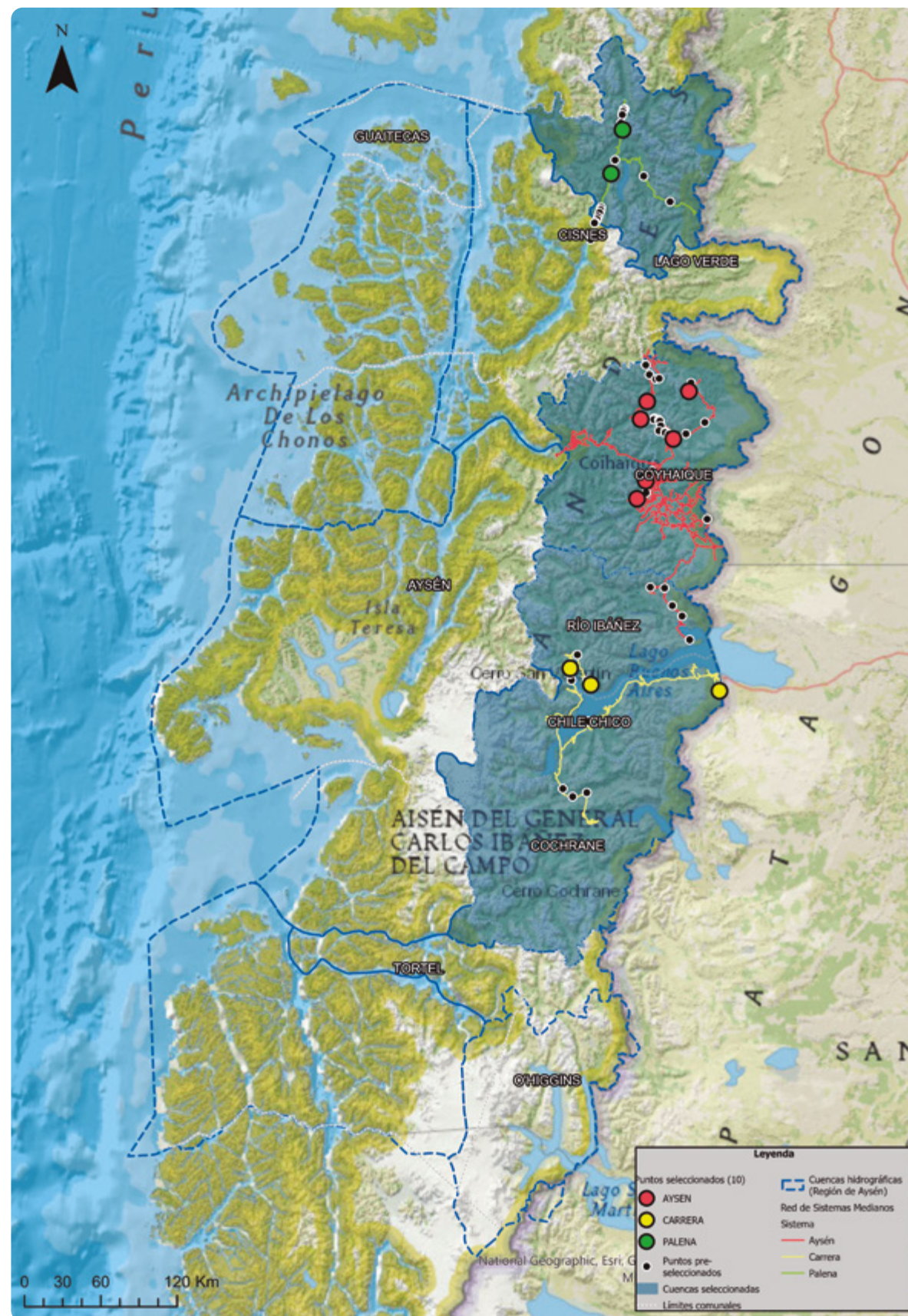


Figura 11. Puntos con potencial micro hidráulico identificados en la Región de Aysén. Fuente: Elaboración propia.

A partir de los esfuerzos realizados por la Seremi de Energía de la Región de Aysén, se registraron alrededor de 60 puntos a lo largo del territorio con potencial de generación hidroeléctrica de pasada. Con esta información, el equipo de investigadores del CIEP recorrió cada uno de estos puntos identificando si contaban con las condiciones necesarias para el desarrollo de proyectos, considerando su distancia a la línea de distribución de energía eléctrica, presencia de caudal durante los meses de estación seca, condiciones geográficas del lugar y disposición de los vecinos a la ejecución de proyectos asociativos.

Con esta información se seleccionaron 20 puntos a lo largo de la Región que contaban con condiciones ideales para micro generación hidroeléctrica. En 11 de ellos se profundizó el estudio, realizando cálculos sobre los costos de implementación, costos de operación, tipo de tecnología a utilizar, potencia estimada a generar y posibles beneficiarios. Sobre este último aspecto, en los puntos seleccionados se llevó a cabo un proceso de relacionamiento con propietarios de terrenos y organizaciones sociales de las localidades, con la finalidad de levantar información sobre los poblados, consumo actual de energía, consumo futuro de energía, usos del agua y oportunidades de asociatividad a nivel local. En la Figura 11 se visualizan el total de puntos con potencial micro hidráulico en la Región y los puntos seleccionados en los que se profundizaron los estudios.

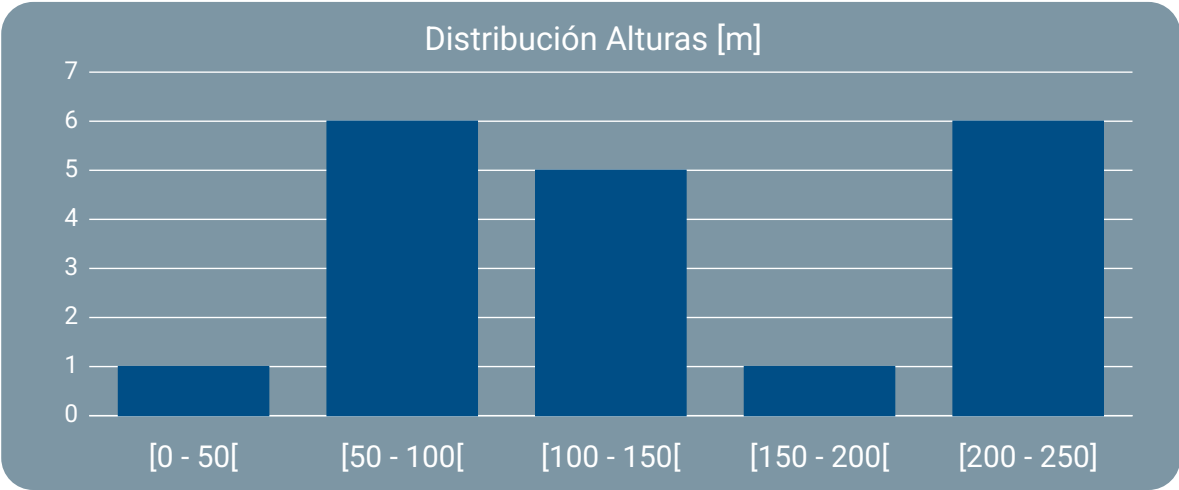
5.1 Anteproyectos en SM Palena



El sistema se caracteriza por una cobertura predominantemente boscosa y por pendientes de cauce elevadas, con tiempos de concentración que, en su mayor parte, se ubican entre el rango corto y el rango medio. Es decir, el agua producto de precipitaciones suele recorrer rápidamente la cuenca provocando crecidas importantes en una zona que es particularmente lluviosa.

Esta combinación favorece soluciones de pasada de alta caída con trazas cortas y obras compactas, que tienden a operar con estabilidad relativa. No obstante, la densa cobertura forestal y el encajonamiento de varios cauces incrementan la complejidad constructiva: los accesos suelen ser limitados, las plataformas de trabajo estrechas y las maniobras de izaje restrictivas.

Figura 12. Puntos con potencial micro hidráulico identificados en Sistema Mediano Palena. Fuente: Elaboración propia.



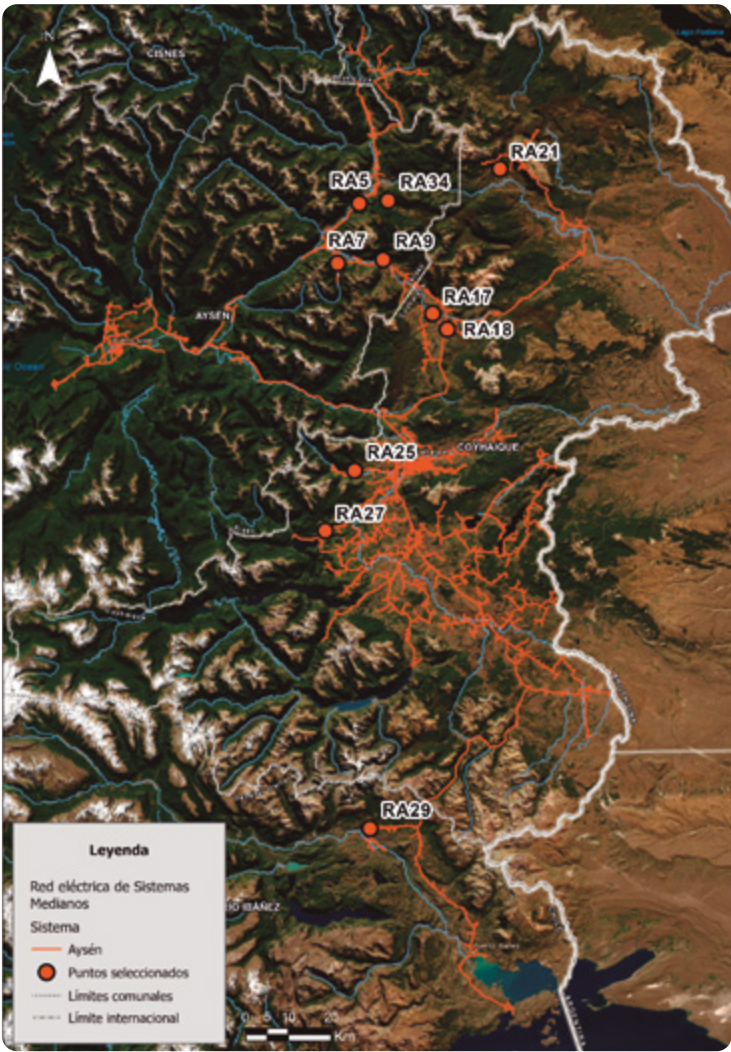
Desde el punto de vista de diseño, es importante mantener una filosofía de implementación que minimice el impacto en la zona, en particular sobre el despeje del terreno (dadas las condiciones descritas), priorizando los siguientes enfoques: bocatomas de mínima huella ancladas a roca, con rejillas de alta eficiencia y sistemas de derivación que permitan responder con rapidez a aumentos súbitos de caudal; cámaras de carga de pequeño volumen integradas a ladera y con anclajes; conducciones enterradas en los tramos inestables para reducir exposición y pérdidas o anclados a la roca en aquellos tramos que el terreno lo permita, siguiendo el curso del cauce; y un dimensionamiento del desarenador capaz de gestionar sólidos finos, especialmente en sectores con influencia nival estacional.

En la Figura 12 se presenta la ubicación geográfica de los puntos con potencial de generación en el sistema y en la Tabla 4 las características de los proyectos propuestos para estos.

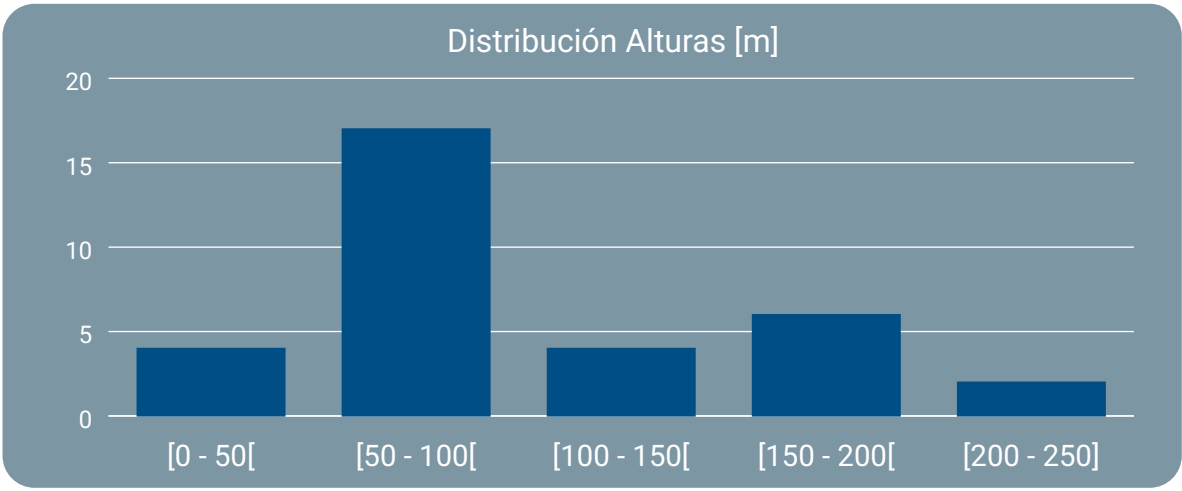
ID	Comuna	Potencia Estimada [kW]	Costo de Inversión [MCLP]	OPEX [MCLP]	Generación Anual [kWh]	Valorización Anual Netbilling [MCLP]
RP02	Cisnes	111	333.000	6.660	656.343	\$ 84.012
RP06	Cisnes	77	346.500	6.930	455.301	\$ 58.279
RP08	Lago Verde	122	366.000	7.320	721.386	\$ 92.337
RP09	Cisnes	31	139.500	2.790	183.303	\$ 23.463
RP11	Cisnes	7	52.500	1.050	41.391	\$ 5.298

Tabla 4. Características de proyectos en Sistema Mediano Palena. Fuente: Elaboración propia.

5.2 Anteproyectos en SM Aysén



La extensión de este sistema se presenta en la Figura 13, e incluye los principales centros urbanos de la región: Coyhaique y Puerto Aysén. Se trata de un sistema heterogéneo donde conviven subcuencas con buena cobertura boscosa –que suelen presentar tiempos de concentración medios y una respuesta hidrológica más amortiguada– con otras donde la proporción de suelos desnudos es elevada, lo que se traduce en respuestas más torrenciales, tiempos de concentración que tienden al rango corto y a un mayor arrastre de sedimentos. Morfométricamente coexisten cauces de pendiente media a baja, adecuados para baja o media carga si el caudal es estable, y unidades con pendientes suficientes para soluciones de media caída.



En subcuencas boscosas y encajonadas, el desafío principal es constructivo, similar al caso del Sistema Mediano Palena: es recomendable emplear bocatomas de baja huella, cámaras de carga compactas, conducciones enterradas y anclajes a roca, junto con una planificación de accesos selectiva y segura. Mientras que, en sectores más abiertos y con mayor proporción de suelo desnudo, la ejecución de obra es relativamente más sencilla, y se recomienda alejar la cámara de carga del cauce para evitar que esta se vea afectada por crecidas.

Para el caso con bajas pendientes de cauce, es importante evaluar el equilibrio entre la longitud de la tubería en presión que se requiere para conseguir un diferencial de altura atractivo. Una alternativa interesante para estos lugares es considerar la implementación de turbinas en serie que funcionen a grandes caudales, como las de flujo cruzado o incluso turbinas Francis. Esta configuración permitiría funcionar en rangos de mayor eficiencia de generación, maximizando los beneficios del proyecto.

En la Figura 13 se presenta la ubicación geográfica de los puntos con potencial de generación en el sistema y en la Tabla 5 las características de los proyectos propuestos para estos.

ID	Comuna	Potencia Estimada [kW]	Costo de Inversión [MCLP]	OPEX [MCLP]	Generación Anual [kWh]	Valorización Anual Netbilling [MCLP]
RA05	Aysén	38	171.000	1.710	224.694	\$ 28.761
RA07	Aysén	158	474.000	4.740	934.254	\$ 119.585
RA09	Aysén	68	306.000	3.060	402.084	\$ 51.467
RA17	Coyhaique	53	238.500	2.385	313.389	\$40.114
RA18	Coyhaique	54	243.000	2.430	319.302	\$40.871
RA21	Coyhaique	104	312.000	3.120	614.952	\$ 78.714
RA25	Coyhaique	42	189.000	1.890	248.346	\$ 31.788
RA27	Coyhaique	19	114.000	1.140	112.347	\$14.380
RA29	Rio Ibáñez	166	498.000	4.980	981.558	\$125.639
RA34	Rio Ibáñez	49	220.500	2.205	289.737	\$ 37.086

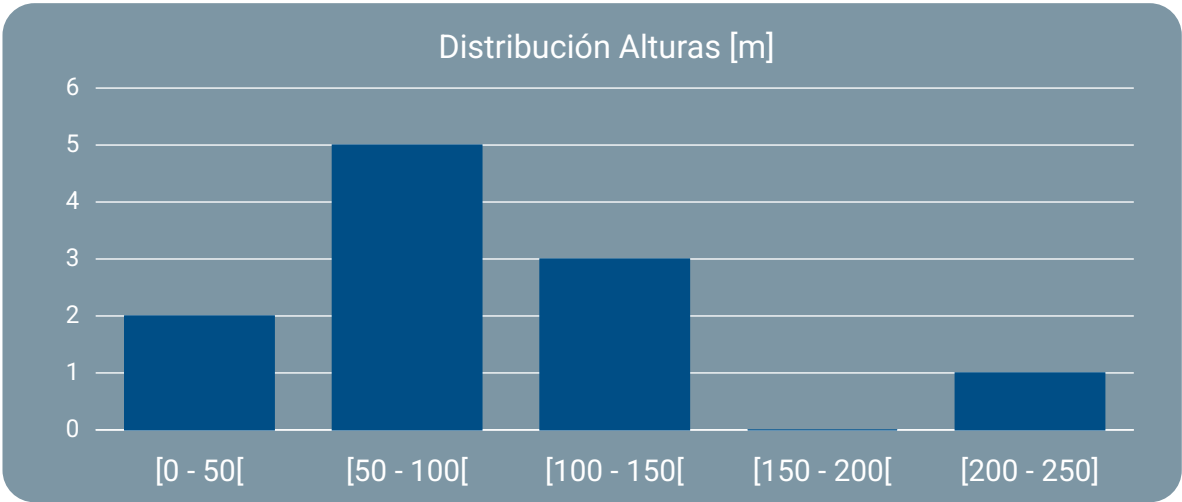
Tabla 5. Características de proyectos en Sistema Mediano Aysén. Fuente: Elaboración propia.

5.3 Anteproyectos en SM Carrera



A lo largo del SM General Carrera predominan laderas empinadas y en su mayoría despejadas, a excepción de pocos puntos estudiados, lo cual lo vuelve apto para turbinas del tipo Turgo o Pelton, que aprovechan grandes caídas y poco caudal. En sectores con influencia nival o glaciar, el tiempo de concentración suele ubicarse en el rango corto-medio y se incrementa el riesgo de abrasión por presencia de sedimentos finos en suspensión, además de la estacionalidad del recurso hidráulico que puede alcanzar diferencias sustanciales. En estos casos, se recomienda la implementación de turbinas de flujo cruzado que cuenten con rango de operación más grande o incluso turbinas en paralelo que puedan absorber estas diferencias de caudal.

Figura 14. Puntos con potencial micro hidráulico identificados en Sistema Mediano Carrera. Fuente: Elaboración propia.



Al igual que en los sistemas anteriores, el diseño en zonas de alta pendiente y bosque debe replicar estrategias de obras compactas y ancladas a roca, con conducciones enterradas y sistemas de derivación capaces de descargar caudales de crecida. En las unidades de baja pendiente y gran extensión, la decisión pasa por verificar cuidadosamente las pérdidas de carga, el caudal ecológico exigible y la necesidad de infraestructura lineal extensa. En áreas con señal nival o glaciario, se requieren medidas contra el congelamiento en la toma y la conducción, además de materiales y recubrimientos resistentes a la abrasión y desarenadores de alta eficiencia.

En la Figura 14 se presenta la ubicación geográfica de los puntos con potencial de generación en el sistema y en la Tabla 6 las características de los proyectos propuestos para estos.

ID	Comuna	Potencia Estimada [kW]	Costo de Inversión [MCLP]	OPEX [MCLP]	Generación Anual [kWh]	Valorización Anual Netbilling [MCLP]
RC07	Rio Ibáñez	69	310.500	3.105	407.997	\$ 52.224
RC11	Rio Ibáñez	112	336.000	3.360	662.256	\$84.769
RC12	Chile Chico	43	193.500	1.935	254.259	\$32.545

Tabla 6. Características de proyectos en Sistema Mediano Carrera. Fuente: Elaboración propia.



Conclusiones: Oportunidades y Desafíos

A partir de las actividades de levantamiento de información y relacionamiento con expertos y actores locales, se pudo identificar brechas y oportunidades para la micro generación de energía hidroeléctrica en la Región de Aysén, incluyendo temáticas relativas a la normativa aplicable, usos del agua y asociatividad.

Un primer aspecto relevante que surgió de la conversación es el potencial de la Región de Aysén para el desarrollo de energías renovables de distintas fuentes, con una especial ventaja competitiva en la micro generación hidráulica debido a la disponibilidad de cursos de agua a lo largo del territorio. A pesar de esto, la región aún cuenta con una matriz sumamente dependiente del diésel para la generación eléctrica, el cual genera emisiones contaminantes y presenta alto grado de vulnerabilidad debido a la dificultad del transporte de combustibles hasta Aysén. En este sentido, los entrevistados consideran que existe una oportunidad que no se está aprovechando para avanzar hacia una matriz más limpia, por medio de soluciones hidroeléctricas de pequeña escala distribuidas a lo largo del territorio.

Desde el punto de vista normativo, la implementación de la Ley Netbilling habilitó la inyección de energía eléctrica de fuentes renovables a la red de distribución, favoreciendo la implementación de tecnologías renovables de pequeña escala. Con la promulgación de la Ley 21.118 el año 2018, se integraron dos nuevas modalidades, además del autoconsumo ya existente: traspasos remotos y propiedad conjunta. La primera permite descontar excedentes de energía en un lugar distinto donde esta se genera; mientras que la propiedad conjunta faculta que un grupo de usuarios se organice para implementar un proyecto de generación renovable comunitario.

Optar por modelos de generación distribuida puede tener una serie de beneficios en términos económicos, sociales y ambientales. Desde el primer punto de vista, la generación distribuida es una oportunidad real para contar con energía a un menor costo, en un contexto nacional que ha visto un aumento significativo en las tarifas en los últimos años. En el ámbito social, la Ley Netbilling representa una oportunidad para que los individuos y comunidades tengan un mayor protagonismo en el modelo de desarrollo energético regional, dejando en sus manos la operación de sistemas propios. A su vez, la modalidad de propiedad conjunta estrecha lazos entre las personas y abre oportunidades de cooperación. En esta línea, vinculado al ámbito económico, la propiedad conjunta permite que un grupo de personas se organice en torno a un medio de generación, repartiendo los costos de inversión y operación. En términos ambientales, el desarrollo de pequeños sistemas de generación renovable de pequeña escala, permiten apuntar hacia un modelo de desarrollo con un menor impacto ambiental, distribuyendo los puntos de generación a lo largo del territorio y evitando el desarrollo de grandes proyectos, además de ser un aporte en la descarbonización de la matriz.

Si bien la implementación de la ley ha sido un claro avance en dar mayor protagonismo a los consumidores de energía en el mercado de la generación, aún se presentan desafíos importantes para lograr un mayor alcance. Desde el punto de vista de los expertos entrevistados, las barreras se encuentran principalmente en la falta de información sobre generación distribuida en Chile, la ausencia de mecanismos de financiamiento especiales, procesos burocráticos complejos y trámites separados en distintas instituciones. Desde un punto de vista técnico, pueden surgir dificultades asociadas a redes de distribución lejanas a los puntos de generación y necesidad de instalar nuevos transformadores, lo que puede encarecer sustantivamente un proyecto. De la misma forma, el trámite de pasos de servidumbres para extensión de redes puede estancar este tipo de iniciativas. La falta de capacidades técnicas para la instalación y operación de sistemas renovables en la Región también es un desafío, por lo que la formación de capital humano a nivel local es necesario. En particular, se recomienda avanzar en materias de operación y mantenimiento, buscando siempre un estándar común entre instalaciones que facilite una gestión integral de los proyectos una vez

construidos. Además, es posible aprovechar la experiencia en mantenimiento de los sistemas de APR para robustecer una red de mantenimiento de obras hidráulicas que incluya a estos sistemas de generación, para garantizar su funcionamiento a lo largo del tiempo.

Considerando estas dificultades, los expertos destacaron algunos cambios que se podrían implementar a nivel normativo para impulsar la generación distribuida en Chile. Uno de ellos es equilibrar la diferencia entre los valores de inyección de energía a la red en comparación al cobro por el consumo de energía realizado por el distribuidor. Actualmente, el valor de la tarifa residencial por kilowatt hora consumido es considerablemente mayor a la compensación por inyección de energía renovable. Disminuir la brecha entre ambos puede aumentar los beneficios de esta modalidad y hacerlo más atractivo para que personas inviertan en sus propios sistemas. Por otro lado, se remarcó la importancia de avanzar hacia el pago de los remanentes de energía en proyectos de propiedad conjunta. Bajo la normativa actual, solo los sistemas de generación individual perciben pagos por remanentes de energía inyectada a la red, mientras que la energía sobrante de sistemas comunitarios solo se guarda para consumos futuros. A pesar de que el desarrollo de proyectos de generación hidráulica puede ser sumamente rentables debido a los volúmenes de energía generados, los costos de inversión son muy elevados para las comunidades locales. En este sentido, la asociatividad es una de las principales oportunidades para hacer frente a esta realidad, donde se pueden establecer alianzas entre inversionistas privados y comunidades que permita enfrentar dos desafíos al mismo tiempo: reducción en los costos del suministro eléctrico para las familias de la región y el apalancamiento del desarrollo productivo de pymes y emprendimientos.

La Ley 21.118 no describe específicamente de qué forma las personas se tienen que organizar para proyectos de propiedad conjunta, lo que deja abierto a distintas modalidades. Una de ellas corresponde al desarrollo de proyectos por medio de una organización que cuente con una personalidad jurídica ya establecida, por lo que pueden adoptar esta opción organizaciones como Juntas de Vecinos y Sistemas Sanitarios Rurales (SSR) o Agua Potable Rural (APR). Estos tienen una ventaja dado que ya cuentan con una lógica de funcionamiento asociativa determinada: tienen una directiva y socios conformados, sumado a obras hidráulicas comunes con la micro generación hidráulica. Esto abre la posibilidad de reducir los costos de implementación y facilitar la gestión de los miembros de la propiedad conjunta, pudiendo abaratar los costos de suministro de los socios o amortiguar los costos operativos de los SSR.

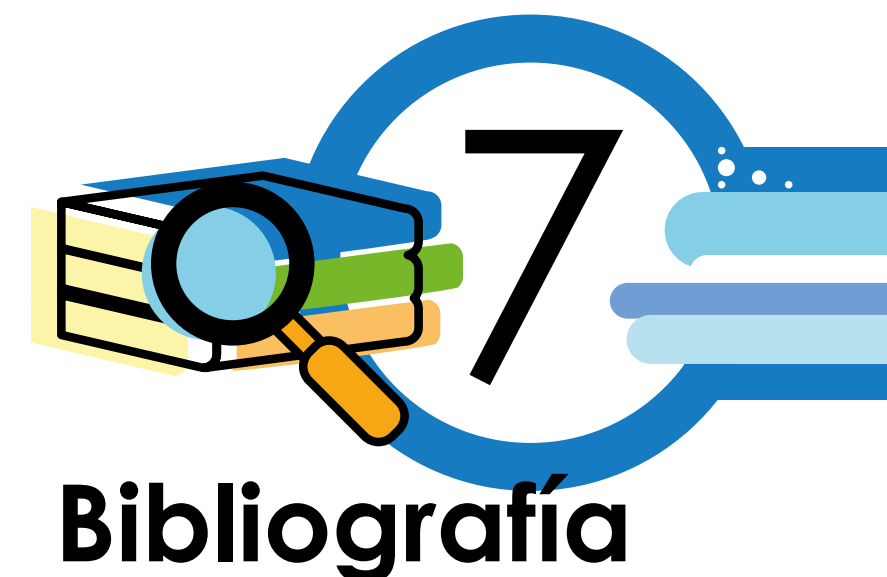
A pesar de que el trabajo en base a organizaciones sociales se destaca como una situación ideal, en la práctica, no siempre hay interés u organizaciones presentes a nivel territorial con las cuales trabajar como base. Así, uno de los aspectos positivos de la normativa, es que habilita una segunda forma de organizarse para optar a la modalidad de propiedad conjunta: las agrupaciones de usuarios. Estas corresponden a un grupo de personas que se reúne para ser propietarios de un equipamiento de generación renovable conjunto, con el fin de recibir los descuentos de la energía generada por ese equipamiento. Para habilitar un proyecto en esta modalidad es obligatorio suscribir un contrato de propiedad conjunta, el cual define las reglas con las que se organizará y administrará el proyecto. Entre otras cosas, establece quiénes serán los propietarios, quién representará a la organización, qué porcentaje de la propiedad tendrá cada miembro, sus obligaciones y mecanismos para tomar decisiones. La agrupación de usuarios se configura como una forma más sencilla y rápida de organizarse, y suele hacerse en el marco de proyectos de menor escala.

También es urgente avanzar en mecanismos que permitan agilizar la solicitud de derechos de agua, los cuales pueden llegar a tardar más de 2 años en otorgarse, dificultando la inversión y el desarrollo de estas soluciones. De los 11 puntos que se estudiaron con mayor profundidad, solo dos de ellos cuentan con los derechos necesarios para la generación de energía. Así, una vez que se toma la

decisión sobre el desarrollo de un proyecto de este tipo, es fundamental avanzar en paralelo en estos trámites debido a los tiempos prolongados de tramitación, tiempo en el cual se recomienda implementar metodologías de medición continua de caudal, tal que permita ir disminuyendo la incertidumbre en la inversión. Teniendo en cuenta que en proyectos sobre los 100 kW de potencia instalada es posible recuperar la inversión en tan solo 4 años, otorgarle certeza al proyecto podría apalancar sustancialmente su desarrollo.

Por otro lado, es importante considerar otros derechos de agua ya existentes sobre estas fuentes, ya que es fundamental evitar posibles conflictos por el uso del agua para otras actividades. Si bien la mayor parte de los puntos no tiene derechos no consuntivos, si una parte importante cuenta con derechos consuntivos, principalmente para consumo humano, consumo animal y riego. Dado que los proyectos desarrollados corresponden a centrales de paso, donde el agua se devuelve a su cauce natural, su impacto es más acotado. Sin embargo, si existe un tramo del cauce en el cual el agua es desviada, por lo que el mapeo de otros derechos es fundamental.

Finalmente, se vislumbra que la generación distribuida puede ser un paso importante para alcanzar la soberanía energética, en cuanto permite adaptarse a los desafíos propios de la Región de Aysén, adecuándose a las complejidades logísticas inherentes a la geografía de la región y las necesidades particulares de cada comunidad. Con ello, se puede hacer un uso más responsable de los recursos que nos circundan, avanzar en la descarbonización de la matriz energética y empoderar a los habitantes de estos territorios en materia energética.



Bibliografía

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (2012, 22 de marzo). Ley 20.571. Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. <https://www.leychile.cl>

Osorio-Aravena, J. C. (2018). Sistemas aislados: Una mirada descriptiva de las experiencias en la región de Aysén. En ¿Conectar o desconectar? Energía y comunidad para las transiciones energéticas. Universidad Austral de Chile.

Boroomandnia, A., Rismanchi, B., & Wu, W. (2022). A review of micro hydro systems in urban areas: Opportunities and challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 169, 112866. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112866>

Laboratorio Eco-climático CIEP - UACH. (2022). Manual de adaptación al cambio climático para la cuenca del río Baker (Proyecto RECCA). ANID.

Ministerio de Energía de Chile. (2015). Energía 2050: Política energética de Chile. Gobierno de Chile.

Gobierno Regional de Aysén & CEPAL. (2009). Estrategia regional de desarrollo de Aysén. ILPES-CEPAL.

Centro de Energía, Universidad de Chile. (2016). Línea base para la construcción de la política energética de Aysén Carlos Ibáñez del Campo. Ministerio de Energía.

Álvarez-Garretón, C., Boisier, J. P., Blanco, G., Billi, M., Nicolas-Artero, C., Maillet, A., Aldunce, P., Urrutia-Jalabert, R., Zambrano-Bigiarini, M., Guevara, G., Galleguillos, M., Muñoz, A., Christie, D., Marinao, R., & Garreaud, R. (2023). Seguridad hídrica en Chile: Caracterización y perspectivas de futuro. Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia (CR2).

Comisión Nacional de Riego & Ministerio de Energía. (2017). Manual de diseño de proyectos microhidroeléctricos en obras de riego. Gobierno de Chile.

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (2018, 17 de noviembre). Ley 21.118. Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales. <https://www.leychile.cl>

Tamiri, F. M., Ismail, M. A., & Muzammil, W. K. (2020). Low head micro hydro systems for rural electrification. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 834(1), 012041. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/834/1/012041>

Comisión Nacional de Energía (CNE). (2019). Norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación (Netbilling). Gobierno de Chile.

Syahputra, R., & Soesanti, I. (2021). Renewable energy systems based on micro-hydro and solar photovoltaic for rural areas: A case study in Yogyakarta, Indonesia. Energy Reports, 7, 472–490. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.01.015>

Poudel, R. C., Manwell, J. F., & McGowan, J. G. (2020). Performance analysis of hybrid microhydro power systems. Energy Conversion and Management, 215, 112873. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112873>

Hermawati, W., Ririh, K. R., Ariyani, L., & Helmi, R. L. (2023). Sustainable and green energy development to support women's empowerment in rural areas of Indonesia: Case of micro-hydro power implementation. Energy for Sustainable Development, 73, 218–231. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.02.001>

Ministerio de Energía de Chile. (2018). Política energética de Aysén 2050. Gobierno de Chile.

Barasa Kabeyi, M. J., & Akanni. Olanrewaju, O. (2023, noviembre 14). Hydropower in the Sustainable Energy Mix. Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management. 2nd Australian International Conference on Industrial Engineering and Operations Management, Melbourne, Australia. <https://doi.org/10.46254/AU02.20230247>

Dirección General de Aguas. (2017). Estimación de la demanda actual, proyecciones futuras y caracterización de la calidad de los recursos hídricos en Chile (Volumen III, Informe final). Hidrica Consultores SpA & Aquaterra Ingenieros Ltda.

Hafiz, A. R., Nuramal, A., & Supardi, N. I. (2022). ANALISIS PRODUKSI LISTRIK DI

PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA MINIHIDRO (PLTM). Rekayasa Mekanika: Jurnal Ilmiah Teknik Mesin, 6(1), Article 1. <https://doi.org/10.33369/rekayasamekanika.v6i1.25452>

Martínez-Retureta, R., Aguayo, M., Abreu, N. J., Urrutia, R., Echeverría, C., Lagos, O., Rodríguez-López, L., Duran-Llacer, I., & Barra, R. O. (2022). Influence of Climate and Land Cover/Use Change on Water Balance: An Approach to Individual and Combined Effects. Water, 14(15), Article 15. <https://doi.org/10.3390/w14152304>

Mohseni, U., Agnihotri, P. G., Pande, C. B., & Durin, B. (2023). Understanding the Climate Change and Land Use Impact on Streamflow in the Present and Future under CMIP6 Climate Scenarios for the Parvara Mula Basin, India. Water, 15(9), 1753. <https://doi.org/10.3390/w15091753>

Munoz, M., & Chavez, H. (2021). Mini-Hydraulic Generation System for Puerto Eden, Chile. 2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), 1-6. <https://doi.org/10.1109/CHILECON54041.2021.9702918>





o Financia:



o Ejecuta:



o Colaboran:

