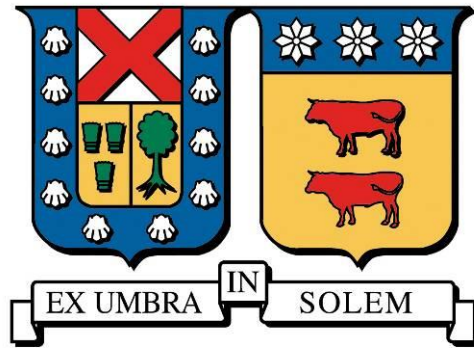




UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA
CARBONO NEUTRALIDAD EN EL SISTEMA
ELECTRICO DE PUNTA ARENAS COMO
COMPENSACIÓN POR PARTE DE LAS EMPRESAS
DESARROLLADORAS DE PROYECTOS DE
TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN LA REGIÓN DE
MAGALLANES**

Leonardo José Jaque Gutiérrez

MAGÍSTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☐ Memoria o trabajo de título ☒ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: "Estrategia para la implementación de la carbono neutralidad en el sistema eléctrico de Punta Arenas como compensación por parte de las empresas desarrolladoras de proyectos de transición energética en la región de Magallanes".

Nombre del candidato(a): Leonardo José Jaque Gutiérrez

Carrera / Grado: Magister en Economía Energética

Campus: Vitacura Departamento: Ingeniería Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo Rozas Valderrama, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por (marcar una opción):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

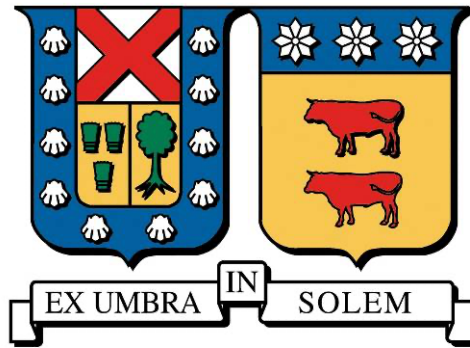
Fecha: 06-11-2025

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 03/11/2025

Firma: 



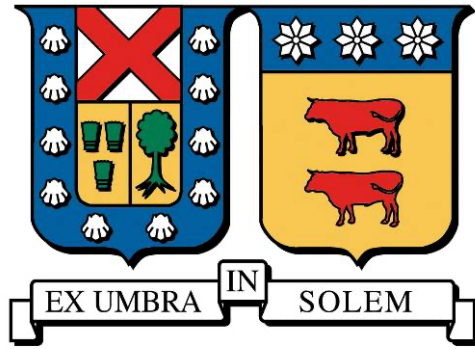
**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
LA CARBONO NEUTRALIDAD EN EL SISTEMA
ELECTRICO DE PUNTA ARENAS COMO
COMPENSACIÓN POR PARTE DE LAS
EMPRESAS DESARROLLADORAS DE
PROYECTOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN
LA REGIÓN DE MAGALLANES”**

Leonardo José Jaque Gutiérrez

MAGÍSTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA

2025



**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA
CARBONO NEUTRALIDAD EN EL SISTEMA ELECTRICO
DE PUNTA ARENAS COMO COMPENSACIÓN POR
PARTE DE LAS EMPRESAS DESARROLLADORAS DE
PROYECTOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN LA
REGIÓN DE MAGALLANES”**

Tesina de grado presentada por

Leonardo José Jaque Gutiérrez

como requisito parcial para optar al grado de

Magíster en Economía Energética

Profesor Guía
Rodrigo Rozas Valderrama

Profesor Correferente
Juan Carlos Olmedo

Profesor Correferente externo
Mario Marchese Mecklenburg

Octubre 2025

TITULO DE LA TESINA:

**ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA CARBONO NEUTRALIDAD
EN EL SISTEMA ELECTRICO DE PUNTA ARENAS COMO COMPENSACIÓN
POR PARTE DE LAS EMPRESAS DESARROLLADORAS DE PROYECTOS DE
TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN LA REGIÓN DE MAGALLANES**

AUTOR:

Leonardo José Jaque Gutiérrez

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Nombre Profesor Guía: Rodrigo Rozas Valderrama

Nombre Profesor Correferente interno: Juan Carlos Olmedo

Nombre Profesor Correferente externo: Mario Marchese Mecklenburg

Octubre de 2025, Santiago, Chile.

ÍNDICE

ÍNDICE	4
RESUMEN	6
ABSTRACT	7
GLOSARIO	8
1. Introducción	10
2. Objetivos.....	11
2.1 Objetivo general	11
2.2 Objetivos específicos.....	11
3. Estado del arte	12
3.1 ERNC en la matriz energética chilena	12
3.2 La industria de Hidrógeno Verde en Chile	14
3.3 Uso de la energía en la región de Magallanes	19
3.4 Matriz energética regional	21
3.5 Subsidio al consumo del gas natural.....	29
3.6 Sistema eléctrico de la región de Magallanes	33
3.7 EDELMAG	36
3.8 Magallanes y su futuro energético	42
3.9 Impacto social de los proyectos	43
3.10 Características de la ciudad de Punta Arenas	48
4. Potencial de Energía Renovable en la ciudad de Punta Arenas	57
4.1 Energía solar	57
4.2 Energía eólica.....	58
4.3 Energía hídrica	63
4.4 Energía mareomotriz	64
4.5 Biogás.....	66
5. Solución energética carbono neutral para punta arenas.....	68
5.1 Dimensionamiento de la solución energética	73
5.2 Diseño de la solución energética carbono neutral	75

6. Cuantificación de la solución energética carbono neutral para punta arenas ...	86
6.1 Emplazamiento de la solución.....	86
6.2 Subestaciones eléctricas.....	88
6.3 Línea de transmisión 110 kV	92
6.4 Sistema BESS	94
6.5 Sistema de generación eléctrica	95
6.6 Comparación económica de alternativas	97
7. Análisis Técnico Económico	99
7.1 Escenario 1: Proyección CNE	99
7.2 Escenario 2: Demanda de energía 100% eléctrico y renovable	99
7.3 Escenario 3: Demanda energía eléctrica intermedia	105
7.4 Resumen de costos.....	110
7.5 Análisis Financiero	111
8. Estrategias de Financiamiento	117
8.1 Solicitud de energía desde los proyectos de H2V y sus derivados.....	119
8.2 Compensación por medio de la RCA	120
8.3 Obras por impuesto	121
8.4 Royalty proyectos energéticos	122
8.5 Beneficio para la comunidad	124
9. Conclusiones	126
10. Referencias	130
 Anexo A Metodología de trabajo.....	 132
Anexo B Carta Gantt.....	136
Anexo C Flujos de Caja	137
Anexo D Otras formas de financiamiento	140

RESUMEN

La presente tesina propone una estrategia integral para la descarbonización del sistema eléctrico de Punta Arenas, territorio clave en el despliegue nacional de la industria del hidrógeno verde.

El objetivo es desarrollar una estrategia integral que permita alcanzar la carbono neutralidad en el sistema eléctrico de Punta Arenas, en coherencia con los compromisos de descarbonización de Chile al año 2050.

Para alcanzar este objetivo, el desarrollo del trabajo abordó los siguientes puntos:

- Se revisó el estado del arte de soluciones energéticas carbono neutrales que son factibles de aplicar en la región de Magallanes.
- Se evaluó el potencial de implementación de las diversas fuentes renovables.
- Se diseñó una solución energética carbono neutral que satisfaga las necesidades energéticas de la ciudad de Punta Arenas.
- Se cuantificaron los costos de implementación y se propondrá un modelo de financiamiento basado en compensaciones.
- Se realizó una evaluación técnica-económica de la solución propuesta para verificar su viabilidad y sostenibilidad en el tiempo.

La matriz energética de Magallanes depende de combustibles fósiles, específicamente gas natural, por lo que se propone una solución basada en energía eólica con respaldo BESS y financiamiento compartido como medida compensatoria de los nuevos actores industriales para avanzar en su descarbonización.

La estrategia propuesta aborda de forma técnica y financiera tres escenarios de electrificación demostrando que la combinación de parques eólicos respaldados por sistemas de almacenamiento BESS resulta viable. Sin embargo, identifica la escasa rentabilidad bajo modelos convencionales como la principal barrera para atraer inversión privada.

El trabajo enfatiza la importancia de una participación ciudadana temprana y efectiva, para reducir conflictos sociales típicos de los proyectos renovables a gran escala, y recomienda políticas de beneficio directo para las comunidades.

Finalmente, la tesina concluye que una estrategia de carbono neutralidad local para Punta Arenas no solo permitiría cumplir con metas climáticas nacionales, sino que fortalecería la independencia energética, mitigaría riesgos de suministro por la ubicación remota y consolidaría a Magallanes como territorio líder en energías limpias en el extremo austral de Chile y el mundo.

ABSTRACT

This thesis proposes a comprehensive strategy for the decarbonization of the Punta Arenas electric power system, a key territory for the national deployment of the green hydrogen industry in Chile.

The objective is to develop an integrated strategy to achieve carbon neutrality in Punta Arenas' electric grid, in line with Chile's decarbonization commitments for the year 2050.

To achieve this objective, the development of the study addressed the following points:

- The state of the art of carbon-neutral energy solutions was reviewed.
- The implementation potential of various renewable energy sources was evaluated.
- A carbon-neutral energy solution was designed to meet the energy needs of the city of Punta Arenas.
- The implementation costs were quantified and a compensation-based financing model was proposed.
- A technical-economic assessment of the proposed solution was carried out to verify its feasibility and long-term sustainability.

The energy matrix of the Magallanes Region relies heavily on fossil fuels; therefore, the thesis proposes a solution based on wind energy backed by BESS (Battery Energy Storage System) with shared financing, as a compensatory measure from new industrial stakeholders to advance their decarbonization.

The proposed strategy technically and financially analyzes three electrification scenarios, demonstrating that combining wind farms with BESS backup is technically and environmentally feasible. However, it identifies low profitability under conventional market models as the main barrier to attracting private investment.

The study underscores the importance of early and effective community participation to reduce social conflicts that are typical of large-scale renewable projects, and recommends the adoption of policies that deliver direct benefits to local communities.

Finally, the thesis concludes that a local carbon-neutral strategy for Punta Arenas would not only enable compliance with Chile's national climate targets, but would also strengthen energy independence, mitigate supply risks due to its remote location, and position Magallanes as a leading clean energy region at the southernmost edge of Chile and the world.

GLOSARIO

MEE	Magíster en Economía Energética
DIMEC	Departamento de Ingeniería Mecánica
USM	Universidad Técnica Federico Santa María
CNE	Comisión Nacional de Energía
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEM	Sistema Eléctrico de Magallanes
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> (gastos de capital)
OPEX	<i>Operating Expenses</i> , (gastos operativos)
ERNC	Energías Renovables no Convencionales
ERV	Energías Renovables Variables
PELP	Planificación Estratégica de Largo Plazo
CSP	Concentración Solar de Potencia
H2V	Hidrógeno Verde
GEI	Gases de Efecto Invernadero
MMA	Ministerio de Medio Ambiente
SEA	Servicio de Evaluación Ambiental
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SII	Servicio de Impuestos Internos
USGS	<i>U.S. Geological Survey</i> , (Servicio Geológico de Estados Unidos)
BCN	Biblioteca Congreso Nacional de Chile
SNASPE	Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas del Estado
RSU	Residuos Sólidos Urbanos

CASEN	Caracterización Socioeconómica Nacional
PAC	Participación Ciudadana
ACS	Agua Caliente Sanitaria
MMUSD	Millones de Dólares Estadounidenses
TCF	Billones de Pie Cúbicos (<i>trillion cubic feet</i>)
Tcal	Tera Calorías
kTon	kilo Toneladas
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced (conductor de aluminio con refuerzo de acero)
AAAC	All Aluminium Alloy Conductor (conductor de aleación de aluminio)
OPGW	Optical Ground Wire (cable óptico a tierra)
PPA	Power Purchase Agreement
BIP	Banco Integrado de Proyectos
FOB	Free on Board (libre a bordo)

1. INTRODUCCIÓN

La transición energética global hacia modelos sostenibles y carbono neutrales ha adquirido una relevancia crítica en las últimas décadas, especialmente en el contexto del cambio climático y los compromisos internacionales como el Acuerdo de París. Chile no es ajeno a este desafío, habiendo establecido metas ambiciosas para alcanzar la carbono neutralidad para 2050 [1]. En este marco, la región de Magallanes emerge como un actor clave debido al desarrollo de proyectos relacionados con el hidrógeno verde (H2V) y sus derivados, que representan una oportunidad única para liderar la descarbonización a nivel nacional.

Sin embargo, esta transición no está exenta de desafíos. La llegada masiva de trabajadores temporales durante la fase de construcción de estos proyectos a Punta Arenas, plantean tensiones sociales, ambientales y económicas. Ante este escenario, surge la necesidad de implementar estrategias innovadoras que permitan mitigar los impactos negativos y aprovechar las oportunidades generadas por esta transformación energética. Este trabajo propone una solución integral basada en la descarbonización del sistema energético de Punta Arenas (eléctrico y térmico) mediante la integración de tecnologías renovables, financiadas como medida de compensación por parte de las empresas desarrolladoras de proyectos de transición energética.

El objetivo principal de este trabajo es diseñar una estrategia técnica, económica y socialmente viable que garantice la carbono neutralidad en el sistema eléctrico de Punta Arenas, promoviendo una transición justa y sostenible. Para ello, se evaluará el potencial de diversas fuentes renovables, se cuantificarán los costos asociados y se propondrá un modelo de financiamiento basado en compensaciones. Este enfoque no solo busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino también mejorar la calidad de vida de la comunidad local y sentar las bases para un modelo replicable en otras regiones con características similares.

La propuesta busca no solo mitigar el impacto social de la transición energética, sino también alinear a Chile con sus metas de carbono neutralidad para 2050.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Desarrollar una estrategia para descarbonizar la matriz energética de la ciudad de Punta Arenas, como parte de las medidas de compensación social de las empresas que se instalen con proyectos de hidrógeno verde, amoniaco verde y combustibles sintéticos, los cuales están destinados para la implementación de la transición energética.

2.2 Objetivos específicos

Revisar el estado del arte de las soluciones energéticas carbono neutrales viables en la ciudad de Punta Arenas considerando la demanda actual de energía eléctrica y la proyección en los próximos 20 años.

Diseñar una solución energética, carbono neutral, que satisfaga los requerimientos de la ciudad de Punta Arenas y que cumpla con los requerimientos regulatorios y de calidad solicitados por los entes regulatorios nacionales.

Cuantificar la implementación de esta solución y proponer una estrategia de financiamiento y de pago de la inversión necesaria por parte de las empresas desarrolladoras de proyectos relacionados a la transición energética como parte de las medidas de compensación hacia la comunidad.

Realizar una evaluación técnica-económica de la implementación de esta solución energética, carbono neutral, en la ciudad de Punta Arenas.

3. ESTADO DEL ARTE

3.1 ERNC en la matriz energética chilena

A nivel nacional, la generación eléctrica en base a Energías Renovables cada vez tiene una mayor participación en la matriz energética, a modo de ejemplo, en el mes de septiembre de 2024 un 69% de la generación eléctrica fue de origen renovable, según cifras entregadas en el informe mensual emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [2].

Políticas gubernamentales, como la descarbonización de la matriz energética, y los bajos costos en la implementación de este tipo de proyectos dentro del SEN comparados con los proyectos de generación convencionales (térmicos e hídricos de embalse y pasada) han impulsado la proliferación de Proyectos de ERNC.

Adicionalmente, nuestro país reúne condiciones excepcionales para el desarrollo de la ERNC. Por ejemplo, los proyectos que utilizan tecnología solar se ubican principalmente en el norte de Chile, en dónde los niveles de radiación superan los 1.700 W/m^2 (del orden Alto – Muy Alto), no obstante, existen proyectos solares instalados en zonas australes como por ejemplo el Proyecto Fotovoltaico El Blanco, ubicado en la comuna de Coyhaique, región de Aysen en dónde la radiación solar del orden de $1.300 - 1.500 \text{ W/m}^2$.

Lo anterior es posible apreciarlo en la Figura N° 1, en donde se muestra un mapa de Chile con la radiación solar existente en todo el territorio nacional. En ésta se observa como la zona norte del país es la que presenta la mayor radiación, destacando las zonas aledañas al desierto de Atacama.

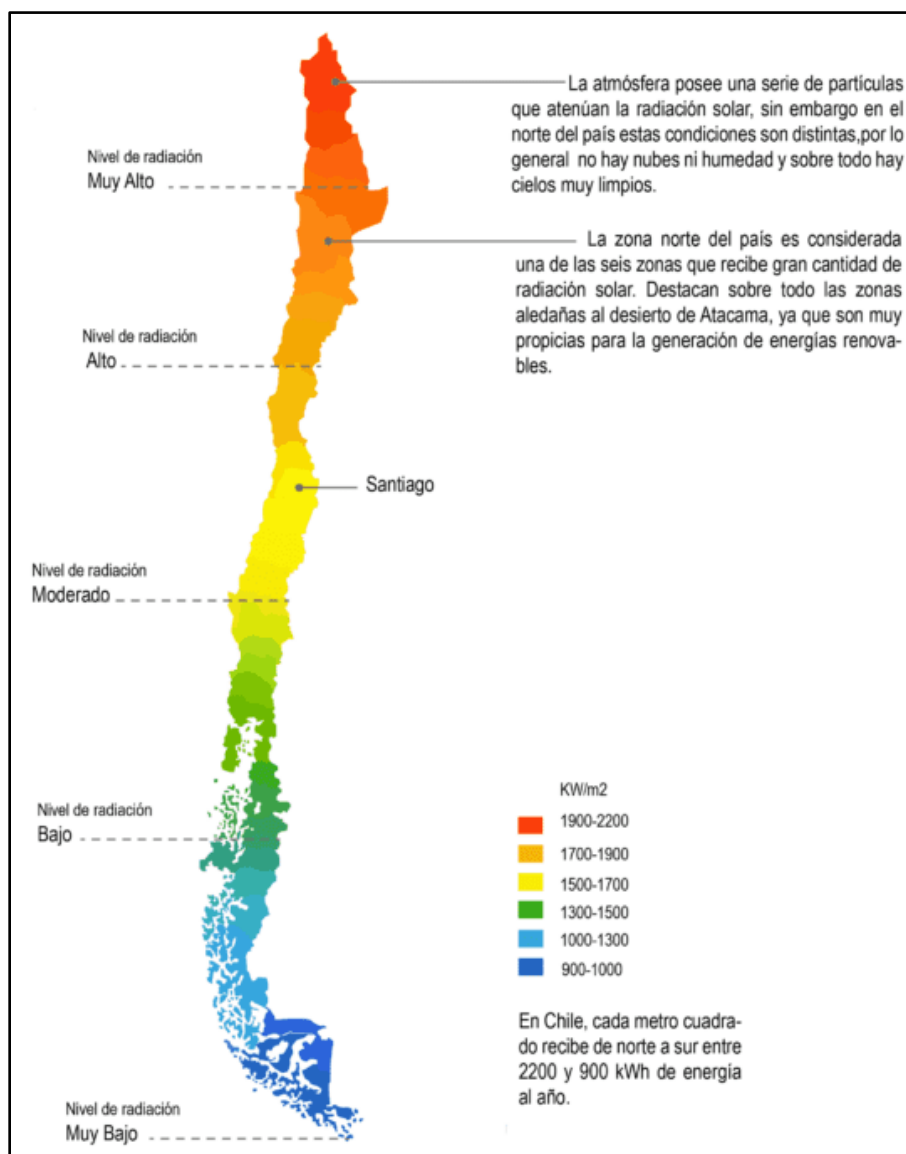


Figura N° 1: Mapa de radiación solar en Chile

También existe un gran potencial para el desarrollo de proyectos eólicos dentro de nuestro territorio, principalmente en la zona de Taltal, región de Antofagasta y en las regiones de Aysén y Magallanes. Esto se puede observar en la Figura N° 2, la cual corresponde al potencial nacional de Energías Renovables presentado en la PELP 2023 – 2027 [3], en donde las que presentan mayor abundancia son la Energía Solar (Fotovoltaica y CSP) y Energía Eólica.

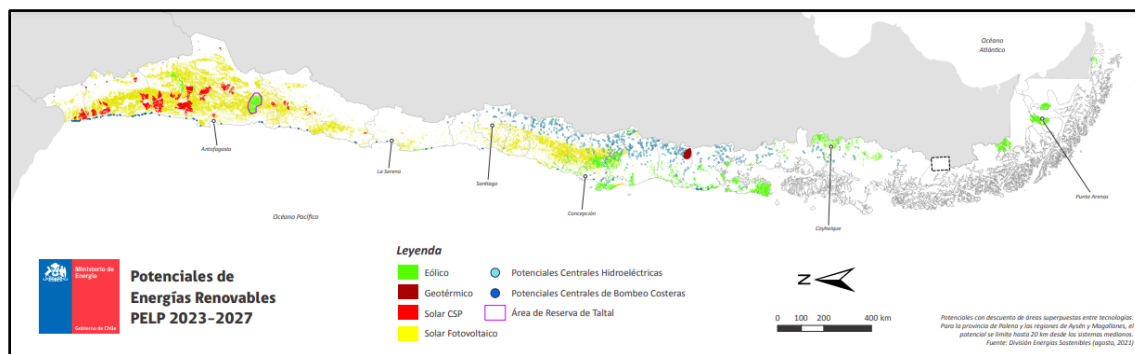


Figura N° 2: Mapa potencial de Energías Renovables según PELP 2023 – 2027

Este gran potencial energético de ERNC existente en nuestro territorio, y que se observa en la Figura N° 2 ha posicionado a Chile como uno de los países con mayores ventajas naturales para la producción de energías limpias y ha logrado instalarse internacionalmente como uno de los países con una gran capacidad para la producción, utilización a nivel local y exportación del hidrógeno verde.

3.2 La industria de Hidrógeno Verde en Chile

La transición energética es una etapa en la transición hacia sistemas energéticos más limpios, y así alcanzar emisiones netas cero de CO₂, lo que implica reducir el uso de combustibles fósiles y promover el uso de energías limpias.

El hidrógeno verde se presenta como una solución clave para descarbonizar sectores intensivos en energía que no pueden electrificarse. Se estima que la producción de hidrógeno debe crecer significativamente para 2026 y 2050, junto con un aumento en la capacidad de electrolizadores [3].

Los costos de tecnologías de bajas emisiones han disminuido drásticamente, y la demanda de energía renovable se espera que se triplique para 2030, requiriendo 11.000 GW de capacidad adicional [4]. Además, será necesario duplicar los esfuerzos en eficiencia energética para cumplir con los objetivos climáticos. Estos retos ofrecen oportunidades de desarrollo, especialmente en países como Chile, que tienen ventajas comparativas en el sector energético.

Chile ha demostrado su compromiso con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la lucha contra el cambio climático a nivel global, estableciendo un marco regulatorio único en América Latina. En junio de 2022, el país implementó la primera Ley Marco de Cambio Climático del continente, que fija metas de carbono neutralidad y define responsabilidades para 17 ministerios, gobiernos regionales y municipalidades, obligando a la acción y al reporte de progresos en sus planes de mitigación.

En línea con el Acuerdo de París, Chile actualizó su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés) en 2020, estableciendo ambiciosas metas para 2030 y comprometiéndose a alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050. En este contexto, el hidrógeno verde puede ser una herramienta inigualable para desbancar a los modelos de producción que contribuyen al cambio climático y ayudar a descarbonizar los consumos energéticos más resistentes a la electrificación, como la industria pesada o el transporte de largo recorrido, considerando su gran potencial de reducir las emisiones de CO₂. En la Figura N° 3 se muestran las diferentes estrategias que adoptará Chile desde el año 2015 hasta el 2050, con tal de alcanzar la carbono neutralidad, en donde el uso de Hidrógeno Verde reduciría las emisiones en un 24% al término del periodo.

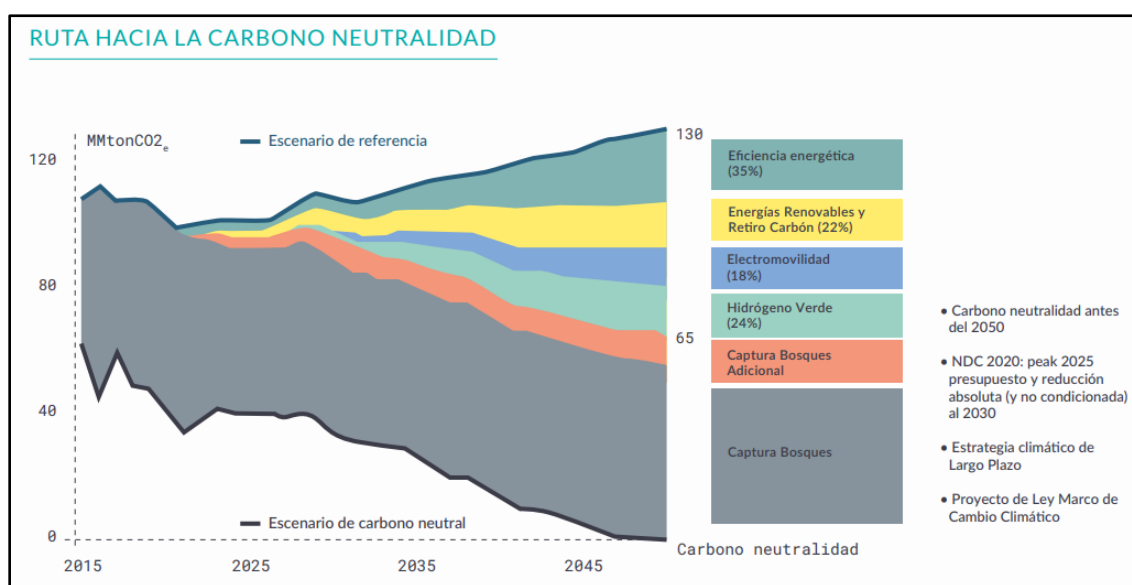


Figura N° 3: Ruta a la Carbono Neutralidad en Chile

El hidrógeno desempeñará un papel crucial en la reducción de emisiones en industrias que son difíciles de electrificar. En la versión 2023 – 2027 de la PELP (Planificación Energética de Largo Plazo), se observa que la demanda eléctrica para la producción de hidrógeno destinado al consumo doméstico (sin contar las exportaciones) es significativa, representando entre el 19% y el 43% en los diferentes escenarios energéticos. Lo anterior se presenta de forma gráfica en la Figura N° 4, la cual muestra los escenarios de demanda energética desde el año 2020 hasta el 2050.

El consumo local de hidrógeno se concentraría principalmente en las regiones de Antofagasta (9 – 22%) y Metropolitana (15 – 20%). Además, la regulación vigente, como la Ley de Eficiencia Energética y la Ley de Almacenamiento de Energía Eléctrica y Electromovilidad, que, junto con otras normativas como los de Impulso a

las Energías Renovables y Transición Energética, impactarán en el logro de las metas de carbono neutralidad.

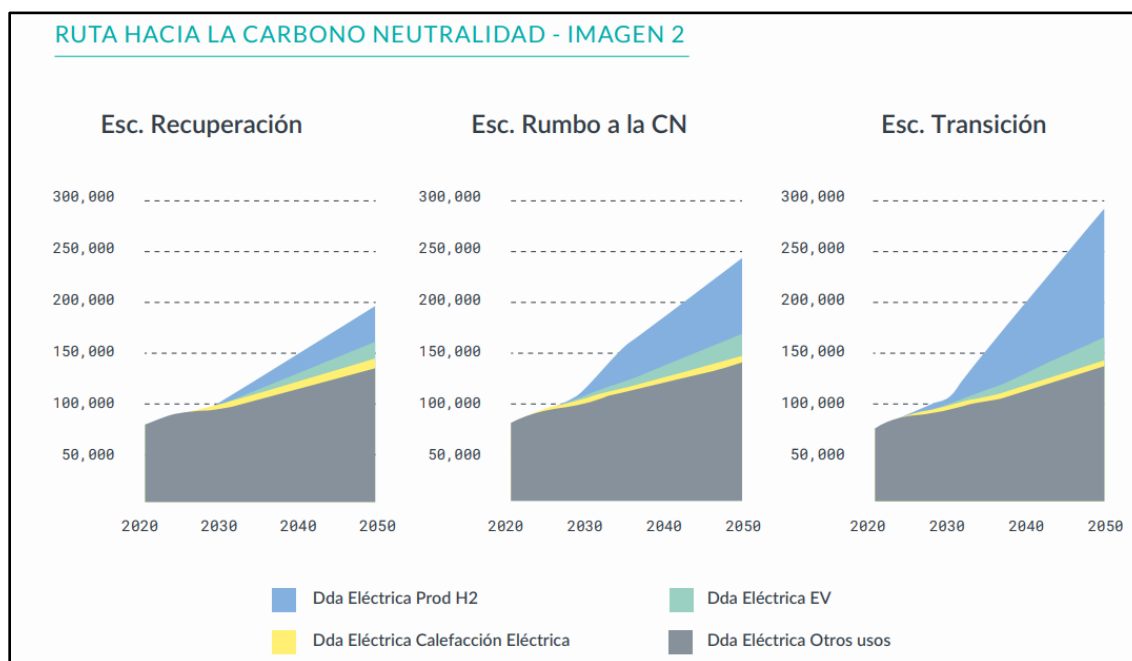


Figura N° 4: Escenarios de demanda energética

En Chile, la industria del hidrógeno verde (H2V) tiene el potencial de atraer inversiones de 200.000 millones de dólares y generar 100.000 nuevos empleos en los próximos 20 años [4], acercándose a la importancia de la minería del cobre, que actualmente representa el 20% del PIB. Este potencial se basa en los recursos energéticos naturales del país, que permiten una producción eficiente de electricidad a partir de fuentes de energías renovables a bajo costo.

Además, los compromisos internacionales de Chile con la carbono-neutralidad y la disponibilidad de minerales críticos como el cobre y el litio posicionan al país como un actor clave en la transición energética global. La infraestructura existente, el acceso al territorio y la experiencia en desalinización refuerzan las condiciones para la producción y exportación de H2V, apoyadas por una red de 33 acuerdos comerciales con 65 economías, facilitando el acceso a mercados que representan el 88% del PIB mundial [4].

En noviembre de 2020, Chile lanzó su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, que busca convertir al país en el productor más competitivo de H2V a nivel mundial, al aprovechar condiciones naturales propias. Esta estrategia reafirma el compromiso de Chile con el desarrollo de esta industria, enfocándose en la exportación de grandes volúmenes de hidrógeno verde y sus derivados, como amoníaco y

combustibles sintéticos, además de promover su uso local para reemplazar combustibles fósiles, con la meta de reducir las emisiones en un 25%. El actual gobierno ratificó esta estrategia, declarando que el hidrógeno verde es una política de Estado y comenzando la elaboración del Plan de Acción 2023-2030, que servirá como hoja de ruta para un desarrollo sostenible de la industria.

Hasta diciembre de 2023, se habían anunciado más de 50 proyectos de producción de hidrógeno verde en Chile [5], abarcando diversas escalas, ubicaciones, productos finales y estados de avance, con algunas iniciativas previstas para comenzar en 2030 y otras en años posteriores.

Las empresas han elegido las ubicaciones de estos proyectos basándose en tres factores clave:

1. Recursos energéticos:

- **Antofagasta:** Destacada por su alto potencial solar.
- **Magallanes:** Aprovecha su disponibilidad del recurso eólico.

2. Demanda potencial:

- **Zona Norte (Antofagasta):** Relacionada con la industria minera.
- **Zona Central:** Incluye las regiones de Valparaíso y Metropolitana.
- **Biobío:** Con interés en la industria forestal.

3. Cercanía a infraestructura habilitante:

- **Zona Norte (Antofagasta y Mejillones):** Estas áreas son estratégicas por su infraestructura disponible, principalmente puertos.

Estos factores generarán importantes zonas de desarrollo para la industria del hidrógeno verde en el país.

Una de estas zonas de desarrollo energético corresponde a la región de Magallanes, en donde actualmente existen “*en carpeta*” alrededor de 20 proyectos de H2V, los cuales se encuentran en diferentes etapas de desarrollo, las que contemplan desde un estudio de prefactibilidad (la gran mayoría) hasta la evaluación ambiental (el proyecto más avanzado) [5].



Figura N° 5: Algunos proyectos de H2V en la región de Magallanes

La Figura N° 5 muestra una serie de proyectos, de hidrógeno verde y sus derivados, en vías de evaluación técnica-ambiental para ser construidos en la región de Magallanes. Los proyectos que aquí se muestran forman parte de la Asociación Chilena de Hidrógeno (H2 Chile), quienes fomentan a la región de Magallanes como polo de desarrollo para esta industria.

3.2.1 Perspectivas de demanda de H2V

En el proceso de descarbonización de la economía chilena y mundial, el hidrógeno verde (H2V) y sus derivados son cruciales, ya que pueden sustituir a los combustibles fósiles en la generación de calor, electricidad y otras formas de energía.

De esta forma, la demanda interna y externa de H2V se estiman crecientes a través del tiempo, en línea con los objetivos para lograr la carbono-neutralidad a más tardar en el año 2050, según la Ley Marco de Cambio Climático (2022).

La Figura N° 6 permite observar que para el año 2035 se ha proyectado que serán demandadas más de 1,000 kTon de H2V para exportación, los cuales podrían ser exportados en forma de amoníaco, metanol o combustibles sintéticos [6]. En la misma figura, se aprecia que, por el lado de la demanda interna, el sector de transportes es el que más necesitaría de H2V, aunque también se proyecta que la minería y la industria comiencen a demandar H2V y sus derivados desde el 2030.

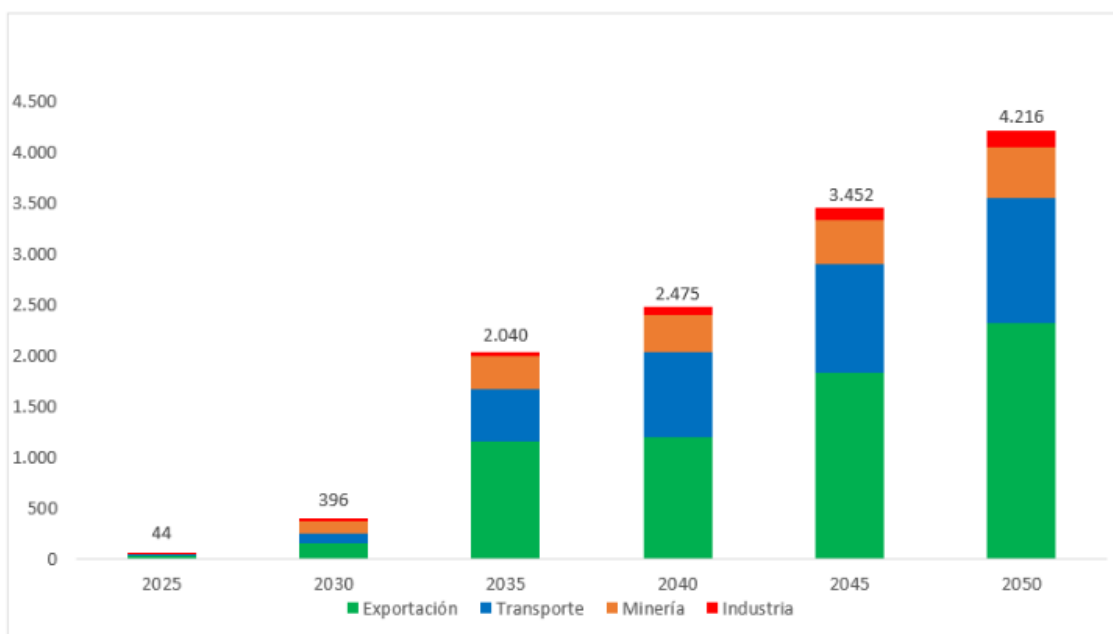


Figura N° 6: Proyección de demanda por H2V (kTon H2). [6]

3.3 Uso de la energía en la región de Magallanes

Debido al tamaño de su población y economía, el consumo total de energía en Magallanes es bajo en comparación al resto del país. Según cifras del Ministerio de Energía, en el año 2020 [7] la generación de energía eléctrica en la región fue en torno a los 136,07 GWh anuales. Por su parte, el consumo de gas natural se aproxima a los 400 millones de m³ anuales, incluyendo los sectores residencial, industrial, público, comercial, generación eléctrica y transporte (como gas natural comprimido), lo que equivale a un consumo energético del orden de las 3.327 [Tcal]. Dicho consumo es muy sensible a las condiciones climáticas, lo que se refleja en la estacionalidad de la demanda para satisfacer necesidades de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS). El petróleo y sus derivados constituyen una demanda energética del orden de las 1.881 [Tcal] dentro de la región, los cuales se distribuyen en 1.416 [Tcal] en diésel, 167 [Tcal] en kerosene de aviación y 298 [Tcal] en gasolinas.

Todo lo anterior es presentado en la Figura N° 7, en dónde se observa la gran diferencia que existe en el consumo de las diferentes fuentes energéticas existentes en la región de Magallanes.

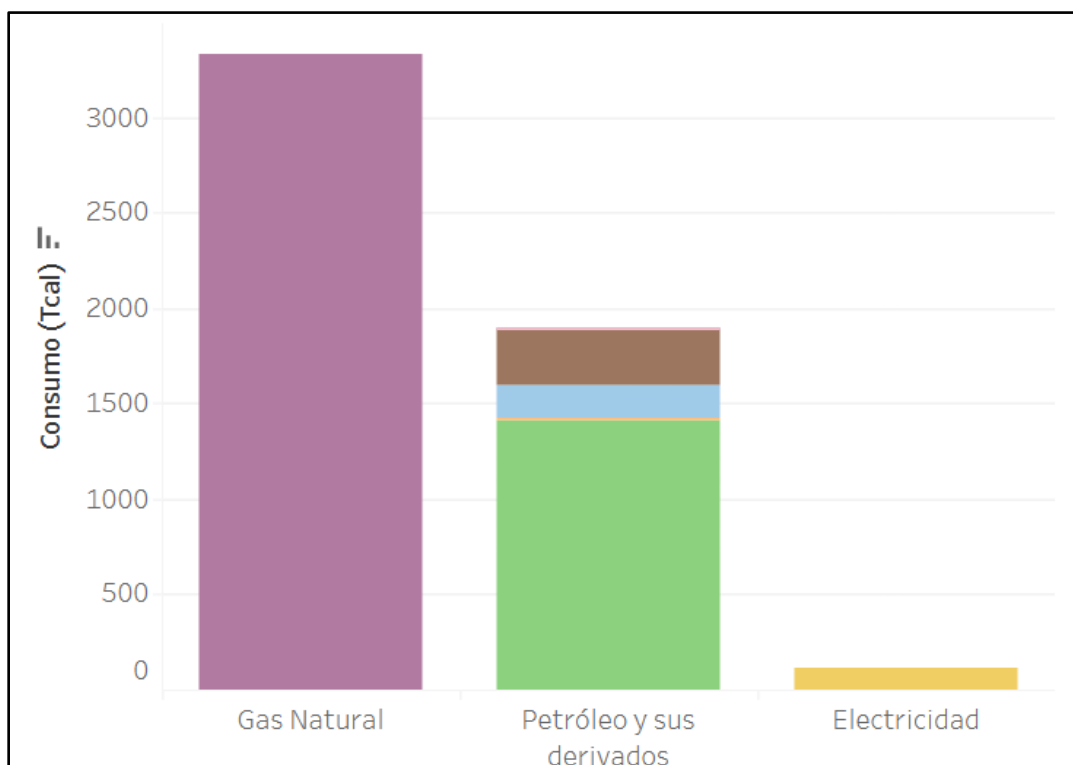


Figura N° 7: Consumo energético región de Magallanes (Tcal). [7]

Las condiciones climáticas de la región son muy diferentes a las existentes en la zona centro del país, alcanzando temperaturas máximas y mínimas muy por debajo de las de la zona central. Como consecuencia, un 80,7% del consumo residencial de gas natural se utiliza para calefacción y un 7,7% para agua caliente sanitaria. En el caso de los edificios públicos la calefacción alcanza un 98% del consumo de gas natural, lo que se explica por la necesidad de alcanzar temperaturas de confort térmico.

En cuanto a distribución sectorial, y de acuerdo con lo presentado en la tabla 1 y reflejado en la Figura N° 8, los mayores consumos energéticos en Magallanes y la Antártica Chilena se deben al consumo propio del sector energía (60,39% del total), y al sector del transporte (26,46%).

El consumo total del sector industrial, (pesca, industrias varias, construcción y agroindustria) alcanza el 13,02% del consumo total de la región (ver figura 9).

En el sector transporte, que representa un 26,46% del consumo energético en la región, el diésel es el mayor energético utilizado, con un 75,2% de participación, y la gasolina representa el 15,8%. Existen también otros combustibles utilizados en transporte, aunque en menor medida, como el kerosene de aviación (8,8%), el gas natural (0,1%) como gas natural comprimido, y el gas licuado de petróleo (0,1%).

Tabla 1: Distribución sectorial del consumo total de energía en la región de Magallanes (Tcal), 2020.
Fuente: MIE, elaboración propia.

Sector	Descripción	Consumo [Tcal]
Consumo Propio	Refinería y Extracción de Petróleo y Gas Natural	2.077
	Producción de Metanol	1.143
Transporte	Transporte Terrestre	945
	Transporte Marítimo	299
	Transporte Aéreo	167
Industria	Pesca	348
	Industrias Varias	273
	Construcción	73
	Agroindustria	0,05
Minería	Minas Varias	7

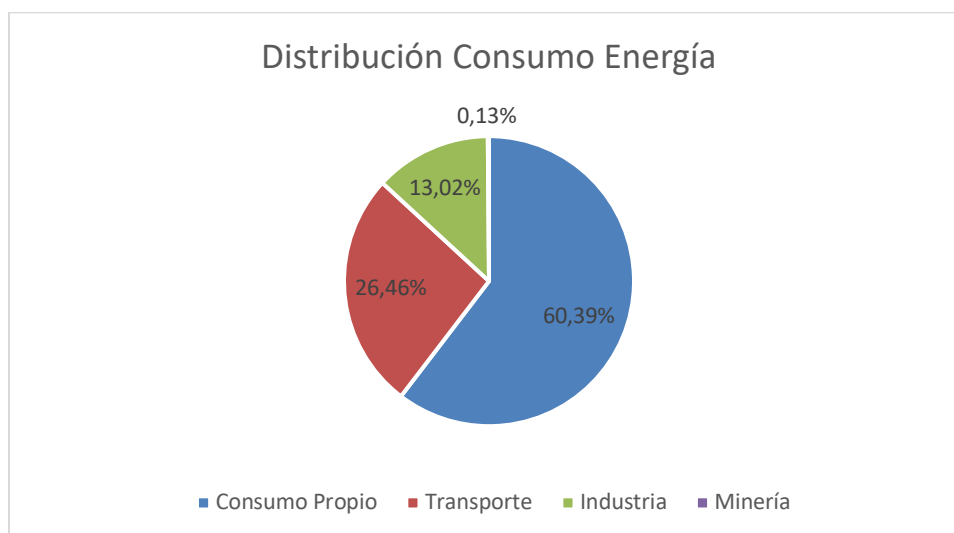


Figura N° 8: Distribución sectorial consumo total de energía región de Magallanes (Tcal).

3.4 Matriz energética regional

3.4.1 Carbón

La región de Magallanes y la Antártica Chilena es la principal productora de carbón del país, contando con importantes recursos de carbón sub bituminoso. En la Figura N° 9 se presentan las reservas de carbón en la región de Magallanes. Las reservas probadas alcanzan los 266 millones de toneladas y se ubican en la península de Brunswick y en la Isla Riesco y Natales, mientras que las reservas probables serían 555 millones de toneladas.

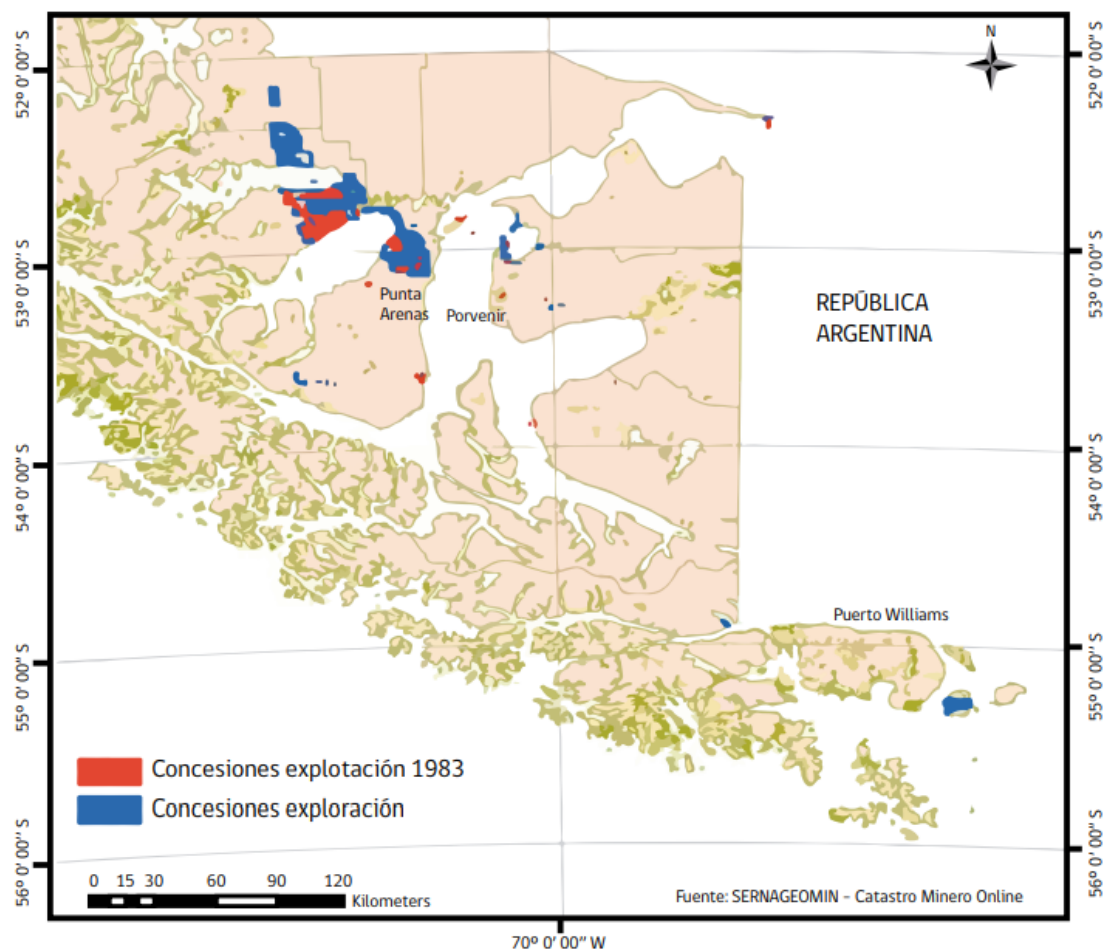


Figura N° 9: Ubicación reservas de carbón en la región de Magallanes.

3.4.2 Petróleo y Gas Natural

En cuanto a petróleo y gas natural (ver Figura N° 10), los recursos localizados en yacimientos convencionales se encuentran ya en explotación. Sin embargo, las nuevas tecnologías y actividades exploratorias que se han desarrollado en la cuenca de Magallanes han permitido identificar importantes recursos de gas y de petróleo no convencionales. Según estudios de ENAP, refrendados por el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS), estiman que los recursos posibles en la zona podrían alcanzar una cantidad de hasta 8,3 TCF (trillones de pie cúbicos). Este valor duplica los volúmenes de gas extraídos de la cuenca de Magallanes durante los 70 años de operación de ENAP, los que alcanzan los 4,2 TCF [8]. Esto permite asegurar el suministro futuro del consumo térmico de la región y generar una importante actividad industrial y económica.

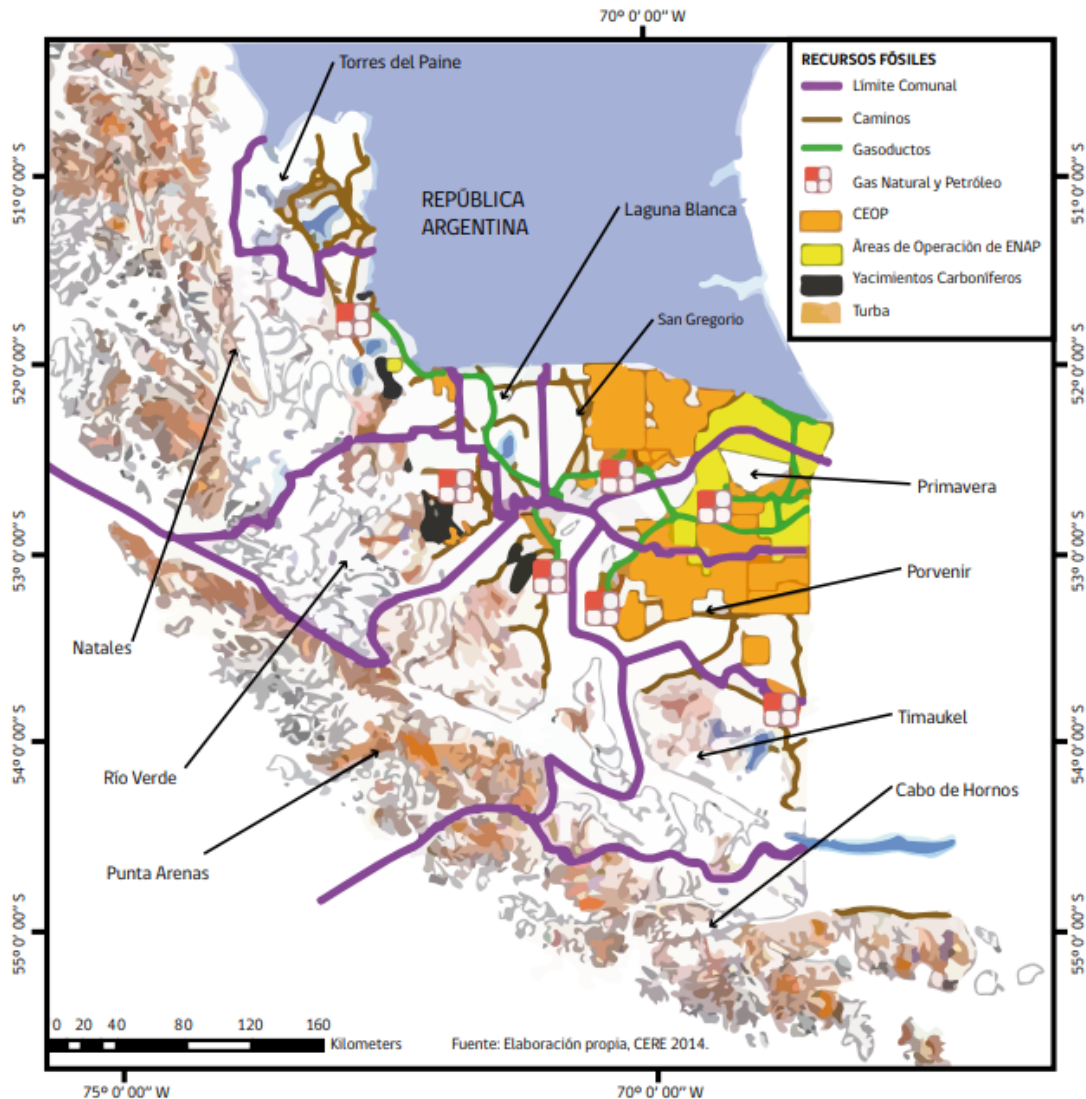


Figura N° 10: Disponibilidad de recursos fósiles en la región de Magallanes.

3.4.3 Energías renovables

La Figura N° 11 presenta la disponibilidad de recurso renovables existentes en la región de Magallanes. La región posee condiciones de viento privilegiadas, con altos factores de planta, apta para la generación de energía eléctrica. Cuenta también con un reconocido potencial de energía mareomotriz, entre otras fuentes de energía renovable. En el caso del recurso eólico, al ser abundante y distribuido a lo largo del territorio lo ubica cerca de los centros de consumo, pudiendo representar en el mediano plazo una fuente importante de generación energética.

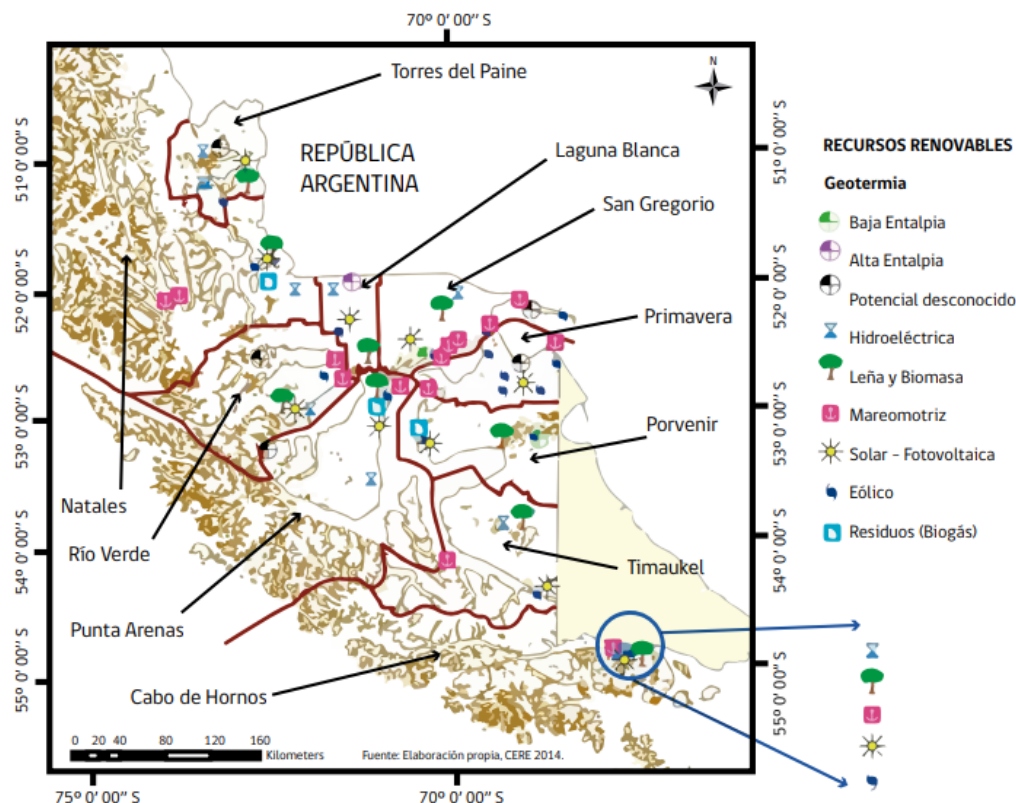


Figura N° 11: Disponibilidad de recursos renovables en la región de Magallanes.

3.4.3.1 Recurso eólico

La energía eólica es un recurso natural de libre disponibilidad que puede ser aprovechado en un plazo inmediato, con un desarrollo eléctrico que tarda entre dos y tres años. La ruta crítica incluye la medición de vientos durante un año para garantizar su comportamiento, seguida de la adquisición e instalación de los equipos. Aunque esta tecnología es ampliamente conocida y no presenta mayores inconvenientes para su implementación, es importante considerar que su integración a la matriz eléctrica tiene un límite técnico para mantener la estabilidad del sistema, además de requerir un respaldo térmico que asegure la continuidad del servicio.

Magallanes posee condiciones excepcionales para el aprovechamiento del recurso eólico, con factores de planta que han alcanzado hasta un 54 % en proyectos como el parque eólico de Cabo Negro. Lo anterior se desprende de lo que muestra la Figura N° 12, la cual indica el factor de planta en un año para una instalación ubicada en el sector. Se observa que en los meses de agosto y septiembre se presenta el menor factor de planta, aun cuando su valor supera el 40%.

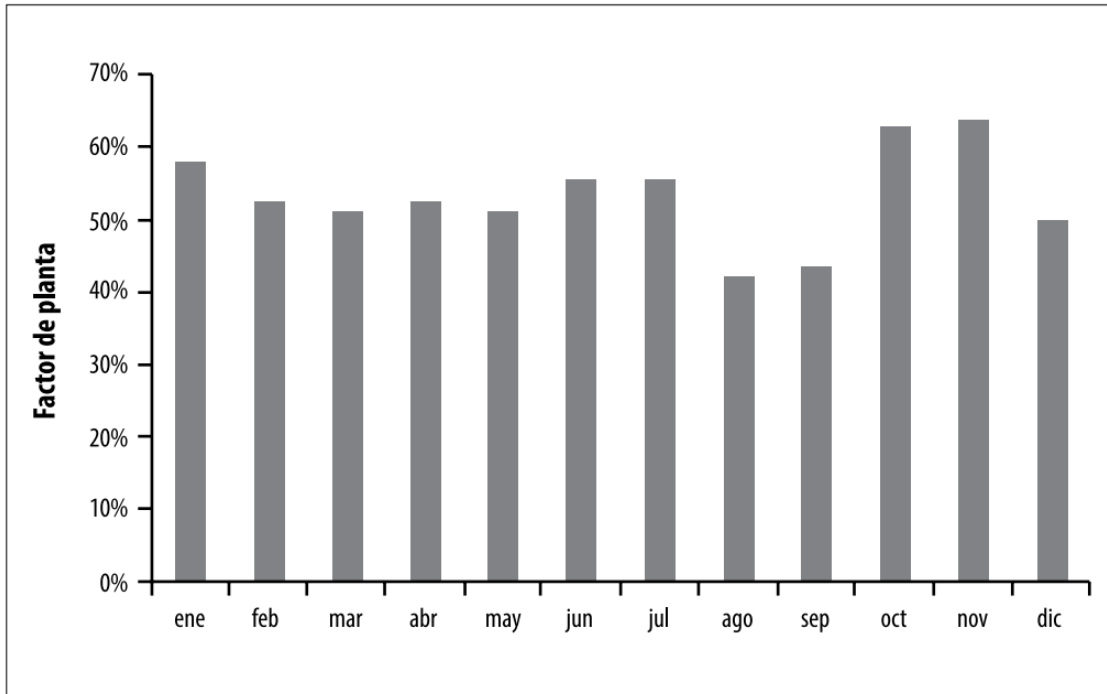


Figura N° 12: Comportamiento histórico del viento en Cabo Negro, región de Magallanes.

3.4.3.2 Energía solar

Si bien se podría pensar que la energía solar no tiene potencial en la Región de Magallanes, si puede constituir en una opción viable, sobre todo para la generación domiciliaria. Algunas experiencias de aplicaciones fotovoltaicas conectadas a la red, que están localizadas en altas latitudes y temperaturas frías similares a las de la Región de Magallanes, merecen ser observadas con especial atención a objeto de comenzar a abandonar mitos con relación a la aplicación de la energía fotovoltaica en esta Región. En la siguiente tabla se pueden comparar las condiciones de irradiación de Punta Arenas con las ciudades alemanas de Bremen y Oldenburg.

Tabla 2: Comparación entre Punta Arenas y localidades con recursos solar similar.

	Pta. Arenas	(Lat. 53°)	Bremen	(Lat. 53°)	Oldenburg	(Lat. 53°)
Mes	H_{GH}	H_{DH}	H_{GH}	H_{DH}	H_{GH}	H_{DH}
	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²
Enero	162	89	19	12	18	12
Febrero	112	59	36	21	36	21
Marzo	91	50	65	42	65	42
Abril	47	26	107	67	109	66
Mayo	23	14	148	79	149	79
Junio	13	10	136	86	139	87
Julio	17	12	143	90	144	90
Agosto	28	18	123	69	154	69
Septiembre	69	39	80	49	81	48
Octubre	105	60	48	31	48	33
Noviembre	157	87	23	16	23	16
Diciembre	168	86	13	10	13	10
Total	992	550	941	572	949	573

H_{GH} =Irradiación global sobre superficie horizontal

H_{DH} =Irradiación difusa sobre superficie horizontal

En la Región de Magallanes, dadas sus condiciones de temperatura e irradiación solar, la generación eléctrica mediante tecnología fotovoltaica es técnicamente viable. A largo plazo, la generación distribuida en baja tensión podría convertirse en una opción sostenible para el autoabastecimiento energético de la población, además de representar una fuente potencial de ingresos para pequeñas empresas o economías domésticas. Sin embargo, los altos costos de implementación y la falta de incentivos económicos limitan su masificación.

3.4.3.3 Biomasa

La Biomasa es la utilización de la materia orgánica como fuente energética. A continuación, se describe los recursos de este tipo existente en la Región de Magallanes.

Turba (*Sphagnummagellanicum*)

La turba es un material orgánico, de origen vegetal y es considerado como una

masa rica en carbono (aproximadamente un 50%). Se encuentra formada por una masa esponjosa y ligera en la que aún se aprecian los componentes vegetales que la originaron.

La concentración de turba en la Región son los más importantes del país y se ubican preferentemente al sur de los 52° de latitud Sur, con una gran concentración en el sector suroeste de Tierra del Fuego. Se estima que existen un total de 66.896 ha de Turba en la Región de Magallanes, el 93 % de las cuales están en Tierra del Fuego (62.330 ha).

Se considera que la turba no resulta un recurso eficiente para su explotación como combustible, dado su bajo valor calórico, y el daño medioambiental que produce su explotación [9].

Residuo forestal

El residuo de manejo sustentable del bosque nativo se refiere al remanente que se dispone, luego de haber manejado el bosque nativo para su crecimiento y desarrollo, como Biomasa residual de la industria maderera y el uso alternativo de este residuo como Pellets.

Residuos orgánicos

La leña corresponde a un 3% de la matriz energética regional. Principalmente es usada para calefacción, en Puerto Williams y comunidades aisladas/rurales. En zonas boscosas tienen una alta dependencia de este recurso, llegando en casos como el de Puerto Williams a considerarse un problema ambiental importante a solucionar en el corto/mediano plazo. Adicionalmente, la leña como biomasa para calefacción está siendo ocupada por algunos complejos hoteleros en la comuna de Torres del Paine.

La Biomasa residual forestal, para la generación eléctrica, a partir de quema de residuos forestales en plantas especializadas es la única que posee potencialidades de desarrollo en la zona. La producción de energía eléctrica en base a Biomasa posee las siguientes características: Tamaños: 1 – 100 MW. Factor de planta: 50% - 90% (Depende de recurso a utilizar).

Se ve una oportunidad de aprovechar la biomasa, pero en zonas focalizadas. Hay alternativas térmicas más eficientes, como la calefacción distrital que consiste en tomar un grupo de casas nuevas con una central para agua caliente y calefacción.

Hay hoteles en el Parque Nacional Torres del Paine que están usando biomasa. Sin embargo, no existiría suficiente recurso forestal para que se convierta en parte

importante de la matriz, si se descarta un incremento del talado de bosques, los desechos que generan los aserraderos se están empezando aprovechar y con los cuales se podría hacer una planta de generación eléctrica entre 5 MW y 10 MW, es decir, si hay desecho hay que aprovecharlo, pero la idea de aumentar este recurso talando bosques no parece razonable.

3.4.3.4 Energía Mareomotriz

La energía mareomotriz aprovecha la energía potencial y cinética de las mareas, mientras que el movimiento repetitivo de las olas representa otra fuente de energía marina de interés. Según estudios piloto realizados por el biólogo Sergio Andrade Barrientos, la Región de Magallanes posee un significativo potencial de 5.000 MW, considerando solo las áreas de la Primera y Segunda Angostura del Estrecho de Magallanes (MasEnergía, 2011). Esto evidencia el gran potencial regional para el desarrollo de esta tecnología.

Tabla 3: Disponibilidad de recursos energéticos en la región de Magallanes. Fuente: “Política Energética Magallanes y Antártica Chilena 2050 [10]”.

COMUNA	GAS NATURAL	CARBÓN	PETRÓLEO	EÓLICO	BIOMASA	FOTO-VOLTAICO	HIDRO-ELÉCTRICO	MAREO-MOTRIZ	UNDI-MOTRIZ	GEOTERMIA	RESIDUOS (BIOGÁS)
CABO DE HORROS					*						
TIMAUKE					**						
PORVENIR					*						
PRIMAVERA											
SAN GREGORIO					*						
LAGUNA BLANCA					*					AE	
PUNTA ARENAS					***						
RÍO VERDE					*						
PUERTO NATALES					**						
TORRES DEL PAYNE					*						

(*) Leña; (**) Leña y astillas; (***) Leña y pellets; (AE) Alta entalpía

	No Disponible
	Disponible
	Sin información

La Tabla N°3 representa las diferentes oportunidades que tiene la región de Magallanes para diversificar su matriz energética, considerando la variedad de recursos renovables existentes, entre los que se incluye la energía eólica, hidráulica, solar, bioenergía (desechos forestales), junto con potenciales de energía mareomotriz, undimotriz y geotermia (principalmente de baja entalpía) [10].

El aprovechamiento de diversas fuentes de energía renovable requiere un análisis integral que considere su potencial aprovechable y la factibilidad técnica, económica, ambiental y social. Aunque la energía eólica está ampliamente

desarrollada a nivel mundial, su implementación en regiones como Magallanes y la Antártica Chilena necesita adaptaciones específicas para ajustarse a las condiciones locales. Por otro lado, tecnologías emergentes como la mareomotriz aún requieren investigaciones más profundas antes de ser explotadas.

Desde una perspectiva productiva, el sector energético tiene el potencial de impulsar la actividad económica regional. Sin embargo, el desarrollo de mercados a gran escala para el gas natural y la electricidad depende de un aumento significativo en la demanda, ya sea mediante la instalación de industrias de alto consumo en la región o a través de la exportación de estos recursos al resto del país o al extranjero. En la actualidad, Magallanes se destaca por su participación en el comercio de combustibles: exporta carbón y petróleo crudo, mientras importa derivados como gasolina y diésel, con el transporte marítimo como el principal medio de distribución.

3.5 Subsidio al consumo del gas natural

El precio del gas natural a los consumidores es subvencionado por el Estado, quién asigna un monto a la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) como compensación por el menor valor que obtiene en las ventas a la empresa distribuidora (GASCO), respecto del costo. Esta subvención se traspasa íntegramente al consumidor, lo que permite mantener un precio estable sujeto solamente a las variaciones del IPC y de la tasa de cambio.

El monto estimado del subsidio para el año 2025 asciende a la cifra de \$ 65.629.000.000, es decir, unos 70 millones de dólares [11].

3.5.1 Característica del subsidio

El 100% del subsidio se destina a reducir el precio pagado por cualquier uso a prácticamente un tercio del valor real. Debido a su estructura, se basa en subsidio al consumo y por lo tanto, quién más consume, más subsidio recibe. Es decir, no existe diferencia entre los distintos tipos de usuarios (residencial, industrial, fiscal o de uso vehicular), ni tampoco por volumen consumido. Tampoco por niveles de ingreso, eficiencia térmica o esfuerzo de ahorro.

La Tabla N°4 muestra como quien más consume, más subsidio recibe. Por ejemplo, a lo largo del año, hay un promedio de 14 usuarios que consumen más de 5.000 [m³s/mes], y reciben en subsidio sobre \$ 15.000.000 al año.

Aplicado así, este subsidio garantiza un combustible de bajo precio para todo uso, pero presenta una serie de externalidades negativas y es altamente regresivo.

Tabla 4: Subsidio al consumo de gas según tramos de consumo y monto. Fuente: Gasco, 2015.

Tramo [m ³ s/mes]	Subsidio [\$/año]	Cientes [Nº]
0 - 5	874	1.852
5 - 25	27.059	823
25 - 40	59.908	552
40 - 60	90.162	868
60 - 75	121.722	830
75 - 125	183.832	3.742
125 - 700	580.279	36.362
700 - 900	1.400.966	2.064
900 - 1.250	1.848.453	1.189
1.250 - 2.500	2.830.912	483
2.500 - 3.000	4.879.365	19
3.000 - 4.000	6.065.978	14
4.000 - 5.000	7.984.370	9
5.000 o más	15.458.700	14
Total		48.821

3.5.2 Externalidades e impactos negativos

Promueve el consumo y desincentiva al ahorro

Al aplicarse indistintamente a todo consumidor, independiente del volumen que éste utiliza, no hay incentivo al ahorro. El subsidio beneficia por igual tanto a quien cubre sus necesidades básicas de calefacción, como a quien derrocha; incluso más al segundo. El bajo costo inhibe las iniciativas de ahorro de energía y perpetúa el derroche a todo nivel.

No discrimina positivamente

Parece injusto que un usuario de alto consumo –en muchos casos por tener viviendas de gran superficie y valor- reciba un mayor subsidio total que una familia usuaria de una vivienda social. Por ejemplo, a un usuario con un consumo de 300 m³s/mes el Estado le subsidia anualmente del orden de \$600.000, mientras que un consumidor de 1.000 m³s/mes recibe \$ 2.000.000.

Barrera al ingreso de ERNC

Las energías renovables no convencionales se ven obligadas a competir con la generación sustentada en gas natural subsidiado, constituyéndose en una barrera para proyectos que son más eficientes, más económicos y menos contaminantes, ya que el precio de generación eléctrica con gas natural subsidiado es artificialmente bajo.

Esto impide que proyectos renovables, particularmente eólicos, puedan competir en igualdad de condiciones, ya que el costo nivelado de energía (LCOE) de estas tecnologías suele ser superior en el corto plazo.

Por esta razón, el subsidio perpetúa el uso de un combustible fósil como base de la matriz energética local. A nivel usuario, la electricidad y calefacción subsidiadas eliminan el incentivo económico para optar por tecnologías más eficientes o sustentables.

A pesar de todo lo mencionado, experiencias como la del Proyecto Cabo Negro, propiedad de Pecket Energy, podrían ser replicadas para aumentar la presencia de proyectos de generación en base a energías renovables. El proyecto Cabo Negro, cuya potencia nominal es de 2,55 MW, cuenta con 3 aerogeneradores de 850 kW cada uno, los cuales abastecen principalmente el consumo industrial cercano a emplazamiento y los excedentes son inyectados a la red eléctrica de Punta Arenas aprovechando el recurso eólico existente en la zona.

Dificulta la diversificación de la matriz energética

La región tiene una alta dependencia de la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, debido a la falta de infraestructura para energías renovables. La infraestructura para la generación, almacenamiento y distribución de energías renovables aún no está completamente desarrollada en la zona, lo que requiere inversiones significativas.

Desincentiva la eficiencia en la generación

Hasta ahora las Bases Técnicas elaboradas por la autoridad (CNE) para desarrollar los estudios tarifarios para definir los precios del segmento Generación y Transmisión no permiten recoger los precios reales del gas natural, propiciando el desarrollo de inversiones en tecnologías en base a gas natural.

Dado que EDELMAG sólo percibe el valor del gas natural subsidiado, el precio actual desincentiva el cambio tecnológico. Por esto, el Estudio Tarifario no incorpora mejoras tecnológicas en las unidades generadoras ni en los Planes de Expansión.

Protege a industrias con alta demanda de energía

Como el subsidio se aplica a todo el consumo, empresas e industrias que tienen una importante demanda de energía se ven favorecidas otorgándoles una ventaja competitiva que en términos económicos no es justa, y probablemente tampoco necesaria.

Subsidio sin tope

Anualmente se debe presentar ante el Congreso de la nación la propuesta de presupuesto de ENAP que contiene el subsidio al gas natural. Si bien es cierto cada año se aprueba un presupuesto con un tope máximo, tan bien es cierto que el aumento del subsidio es constante cada año por lo cual no se vislumbra en el corto y mediano plazo que éste se estabilice en el tiempo.

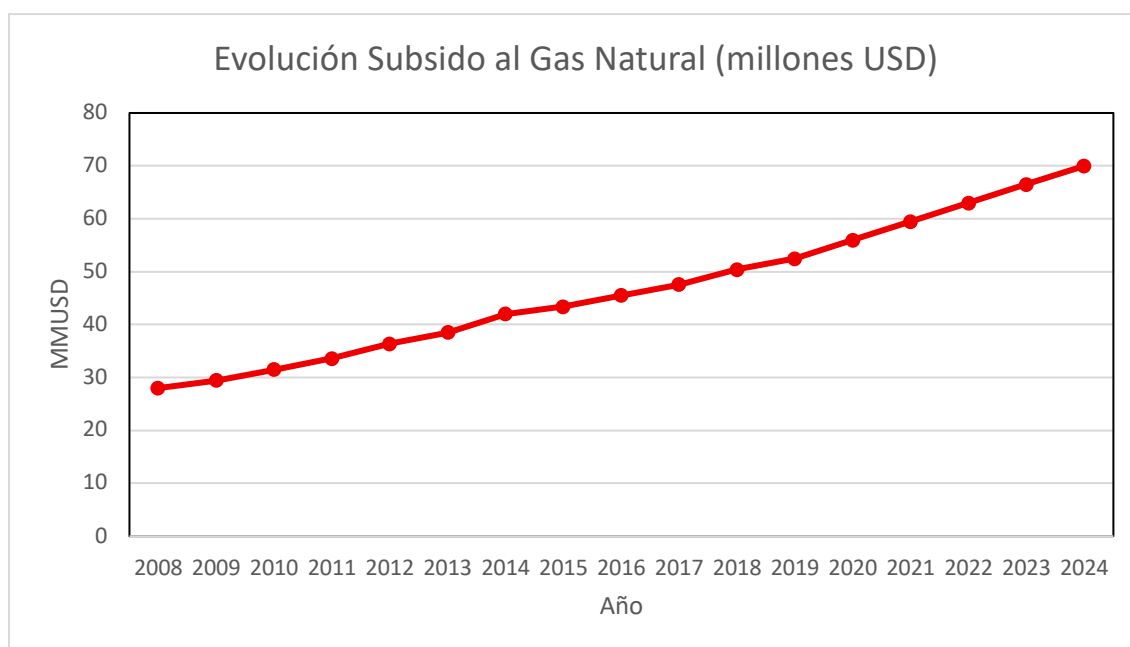


Figura N° 13: Evolución subsidio gas natural en la región de Magallanes

La Figura N° 13 presenta un gráfico estimado que muestra la evolución del subsidio al gas natural en la Región de Magallanes entre los años 2008 y 2024 (valores referenciales en millones de USD). Este gráfico ilustra cómo el subsidio ha tendido a crecer de forma sostenida, reflejando el aumento de la demanda, los costos de extracción y la mantención de la política de apoyo estatal.

En los últimos 15 años el subsidio al gas natural en Magallanes ha crecido y se ha consolidado como política de Estado. Esto representa un apoyo esencial para la población, pero al mismo tiempo genera una barrera estructural para la transición

energética regional, encareciendo la viabilidad de proyectos renovables.

Si no existe un cambio de fondo que considere una matriz energética diversificada y con una inducción al cambio cultural en la utilización de la energía, el subsidio al gas natural deberá continuar incrementándose indefinidamente cada año con tal de mantener el precio para el usuario final.

3.6 Sistema eléctrico de la región de Magallanes

El Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM) es una red eléctrica aislada, que no está conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), lo que la convierte en un sistema eléctrico independiente con características únicas debido a su lejanía geográfica, condiciones climáticas extremas y baja densidad poblacional. Debido a su amplia extensión e irregularidad geográfica, que dificultan la conexión entre sus principales centros poblados, lo cual se ha traducido en que cada localidad deba disponer de sistemas eléctricos aislados entre sí.

Los sistemas aislados que componen el SEM son los siguientes [12]:

- Sistema Mediano de Punta Arenas: su capacidad instalada es de 102,36 [MW] y la generación se realiza por 8 unidades a gas, 3 unidades diésel, 6 turbinas eólicas.
- Sistema Mediano de Puerto Natales: su capacidad instalada es de 13,51 [MW] y la generación se realiza por 7 unidades a gas y 5 unidades diésel.
- Sistema de Porvenir: su capacidad instalada es de 11,07 [MW] y la generación se realiza por 7 unidades diésel y 5 unidades a gas.
- Sistema de Puerto Williams: su capacidad instalada es de 2,38 [MW] y la generación se realiza por 5 unidades diésel.

Como se aprecia en el párrafo anterior, la matriz energética del SEM no es diversificada y depende principalmente de fuentes fósiles de energía, aunque en los últimos años se ha avanzado en la incorporación de energías renovables.

La Figura N° 14 presenta la matriz energética del sistema eléctrico de Magallanes. En ella es posible verificar que:

- El gas natural es la fuente de energía dominante en la región, con una potencia instalada de 99,27 [MW] [13], proveniente principalmente de los campos de gas de la cuenca de Magallanes. Las centrales térmicas a gas son responsables de una gran parte de la generación eléctrica.
- En áreas más remotas o en situaciones de emergencia, se utiliza diésel como respaldo para la generación eléctrica. La potencia instalada de los sistemas

diésel es de 17,80 [MW] [13].

- Considerando potencial de la energía del viento existente en la región, se han instalado parques eólicos para aprovechar este recurso renovable. En la actualidad la potencia instalada correspondiente a generación eólica en el SEM asciende a 11,61 [MW] [13].

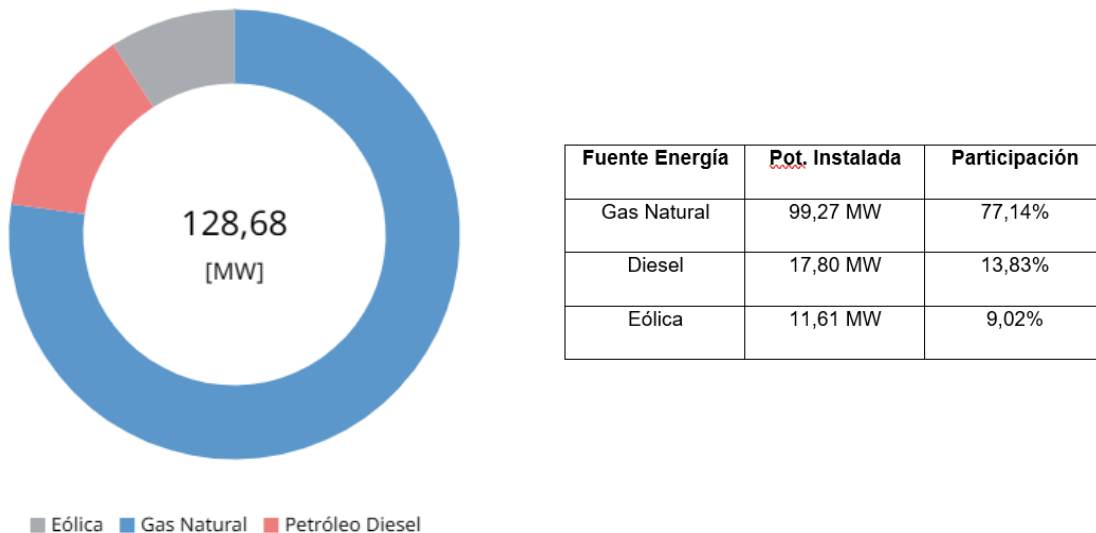


Figura N° 14: Matriz energética Sistema Eléctrico de Magallanes [13].

El SEM enfrenta varios desafíos únicos debido a su aislamiento y condiciones ambientales.

- **Aislamiento Geográfico:** Al no estar conectado al sistema interconectado nacional, cualquier falla en la generación o distribución puede tener impactos significativos en la región.
- **Dependencia de Combustibles Fósiles:** Aunque el gas natural es abundante en la región, la dependencia de combustibles fósiles genera preocupaciones ambientales y económicas, especialmente ante fluctuaciones en los precios internacionales.
- **Condicionantes Climáticas:** Los inviernos extremos aumentan la demanda de calefacción, lo que pone presión sobre el sistema eléctrico.
- **Costos Elevados:** En general, la generación y distribución de energía en áreas remotas es más costosa que en regiones más densamente pobladas.

3.6.1 Proyección de la demanda eléctrica del SEM

De acuerdo con las cifras publicadas por la CNE [14], la proyección de la demanda de energía eléctrica en la región de Magallanes, para el periodo 2024 – 2044 se

puede observar en la Figura N° 15.

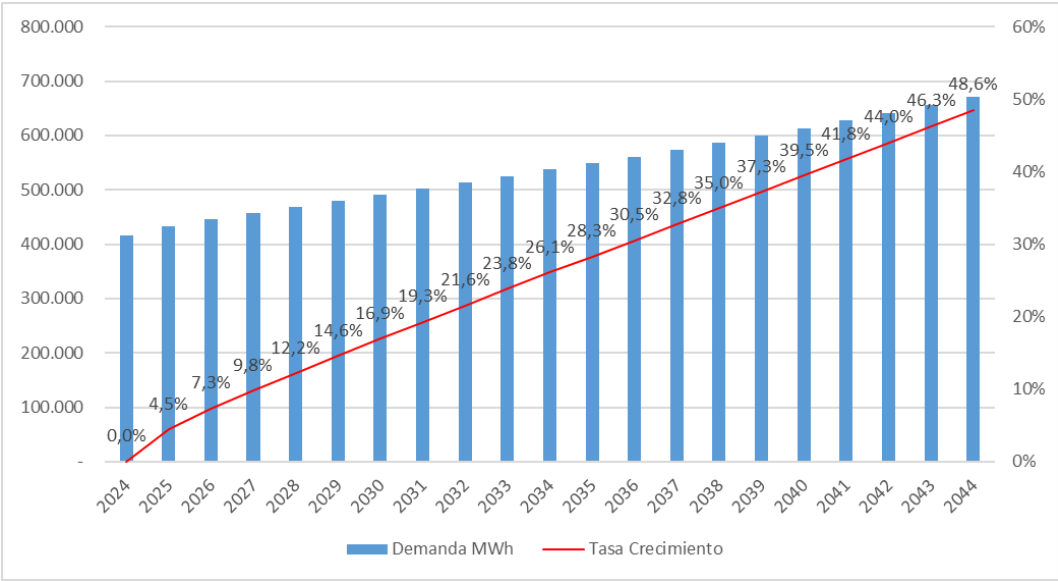


Figura N° 15: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica SEM [14] (elaboración propia)

Las cifras presentadas por el CNE indican que la proyección de demanda del Sistema Eléctrico de Magallanes aumentará un 48,6% durante los próximos 20 años en la región.

La distribución de la proyección de demanda para cada uno de los sistemas que componen el SEM se muestra en la Figura N° 16.

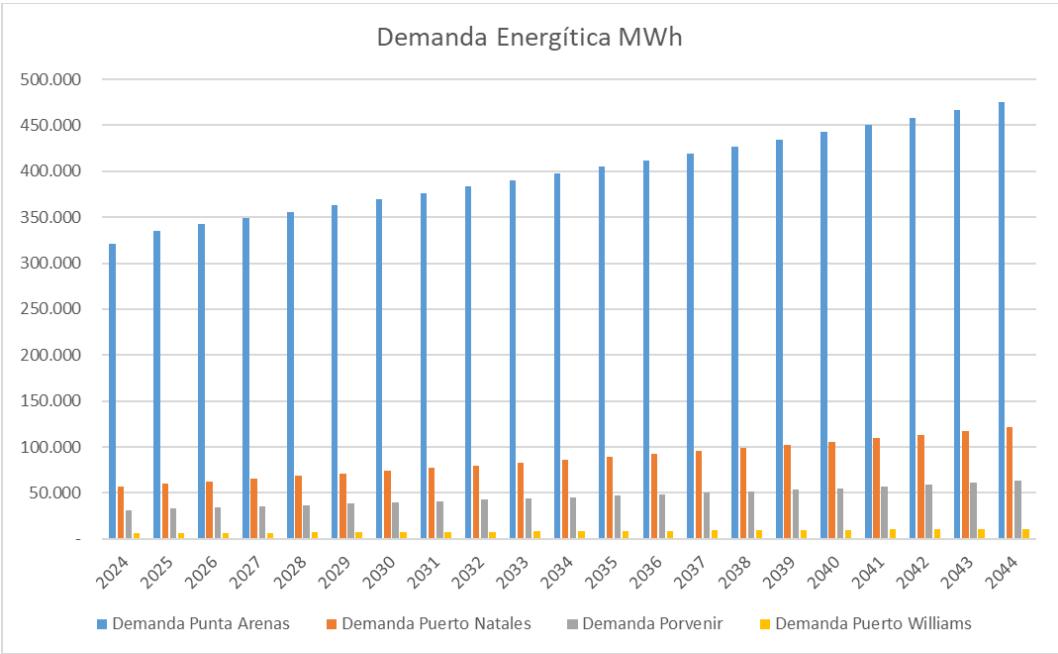


Figura N° 16: Proyección de la Demanda de Energía en Sistemas Medianos del SEM [14]
(elaboración propia)

3.7 EDELMAG

3.7.1 Historia de la empresa eléctrica de Magallanes (EDELMAG) [15]

En 1897 surge la energía eléctrica en Magallanes de la mano de accionistas regionales, con la creación de la Sociedad Anónima: Compañía de Luz Eléctrica de Punta Arenas, empresa que diez años más tarde entrega las operaciones a la Compañía Sudamericana de Servicios Públicos.

En 1923 se da inicio al suministro eléctrico en Puerto Natales con la instalación, por parte de la Compañía de Electricidad de Puerto Natales, de las primeras máquinas a vapor; lo mismo ocurre un año más tarde en Porvenir con la Empresa Lulic y Cía. En la década de los '50, es la Municipalidad de Porvenir la que se hace cargo del servicio.

En 1945 la Compañía Sudamericana de Servicios Públicos vende su sociedad a la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, CONAFE, quien se responsabiliza del abastecimiento en Punta Arenas.

En 1955 la Empresa Nacional de Electricidad S.A., ENDESA, Empresa del Estado, compró las instalaciones de CONAFE y asume la función empresarial del abastecimiento eléctrico en Punta Arenas, haciendo lo mismo en 1961 en Puerto Natales.

En 1965 la Ilustre Municipalidad de Porvenir, transfirió sus instalaciones a ENDESA, empresa que en el año 1972 modernizó y mejoró la calidad del servicio con la inauguración de una nueva central generadora.

En 1981 ENDESA transformó sus Administraciones de Distribución en Sociedades de Responsabilidad Limitada, siendo una de ellas la Empresa Eléctrica de Magallanes Limitada (EDELMAG Ltda.). En septiembre de 1983, la Sociedad se transformó en una sociedad anónima.

En abril del año 2002, y como consecuencia de un proceso de licitación realizado por el Gobierno Regional, EDELMAG adquirió los activos y se adjudicó la administración del sistema eléctrico de Puerto Williams.

A fines del año 2014, EDELMAG pasa a formar parte del Grupo Gas Natural Fenosa, actualmente denominado GRUPO NATURGY. Con fecha 9 de agosto de 2016, Gas Natural Fenosa Chile S.A., se fusionó con Compañía General de Electricidad S.A.,

tomando la razón social de esta última y constituyéndose en su continuadora legal.

De esta manera, EDELMAG es controlada por la sociedad de inversiones CGE Magallanes S.A., quien posee el 55,11% de su propiedad accionaria, y esta última es controlada, a su vez, por Compañía General de Electricidad.

El 26 de julio de 2021, State Grid Corporation of China concretó el proceso de adquisición de la Compañía General de Electricidad (CGE) a la española Naturgy. La oferta fue lanzada en noviembre de 2020 y, tras lograr la aprobación de la operación sin condiciones por parte de la Fiscalía Nacional Económica (FNE), se procedió al traspaso de la participación accionaria al nuevo controlador.

3.7.2 Producción de energía

La producción total de energía durante el año 2023 fue de 349.017 MWh [15]. La Figura N° 17 presenta la producción total de energía de los años 2022 y 2023.

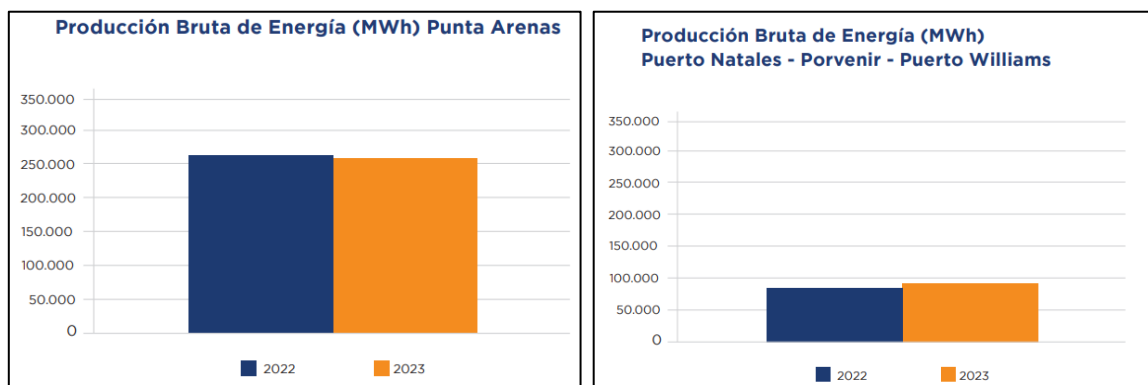


Figura N° 17: Producción de energía EDELMAG año 2022 y 2023 [15].

3.7.3 Potencia instalada vs demanda máxima

EDELMAG, mantiene un adecuado margen de reserva en potencia instalada en sus centrales en comparación a la demanda eléctrica máxima. La Figura N° 18 permite observar que la potencia instalada por EDELMAG es prácticamente el doble de la demanda máxima presentada en el año, lo que se traduce en un sistema eléctrico seguro y confiable.

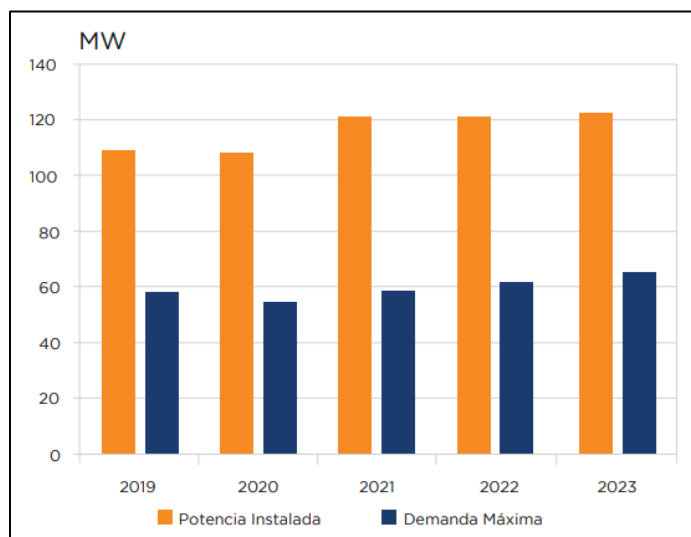


Figura N° 18: Potencia instalada vs demanda eléctrica máxima.

3.7.4 Parque generador

Al 31 de diciembre de 2023, el Parque Generador de EDELMAG estaba compuesto por las siguientes unidades, indicadas en la tabla 5.

Tabla 5: Parque generador EDELMAG.

Central	Unidad	Marca	Cantidad	Potencia Kw	Año Fabricación
Tres Puentes	Turbina a Gas	Hitachi	1	24.000	1975
	Turbina a Gas	Solar	1	15.000	2002
	Turbina a Gas	Solar	1	10.000	1995
	Turbina a Gas	GE-10	1	10.500	2004
	Turbina a Gas	Solar	1	15.000	2007
	Motor a Gas	Caterpillar	1	2.720	1997
	Motor Diésel	Caterpillar	1	1.460	1993
	Motor a Gas	Caterpillar	5	9.500	2019
Total Tres Puentes			12	88.180	
Punta Arenas	Motor Diésel	Sulzer	3	1.400	1955
Total Punta Arenas			3	4.200	
Puerto Natales	Motor a Gas	Waukesha	1	1.175	2001
	Motor a Gas	Waukesha	1	1.175	2005
	Motor a Gas	Jenbacher	1	1.420	2007
	Turbina a Gas	Solar	2	1.600	1977
	Motor Diésel	Palmero	1	1.360	2007
	Motor Diésel	F. Morse	1	300	1942
	Motor Diésel	Caterpillar	1	1.500	1997
	Motor a Gas	Jenbacher	1	1.415	2012
	Motor Diésel	Caterpillar	1	1.400	2002
	Turbina a Gas	Solar	1	3.515	2015
	Motor a gas portátil	Caterpillar	1	1.000	2011
Total Puerto Natales			12	15.860	
Porvenir	Motor a Gas	Waukesha	1	1.175	J2002
	Motor a Gas	Waukesha	1	1.175	2005
	Motor a Gas	Waukesha	1	875	1982
	Motor Diésel	Palmero	1	1.360	2007
	Motor Diésel	Caterpillar	1	920	1996
	Motor a Gas	Jenbacher	1	1.415	2012
	Motor a Gas	Caterpillar	1	900	1998
	Motor Diésel	Caterpillar	1	1.460	1993
	Motor Diésel	Cummins	1	1.500	2011
	Motor Diésel	Cummins	1	400	2011
Total Porvenir			10	11.180	
Puerto Williams	Motor Diésel	Caterpillar	1	590	2005
	Motor Diésel	Caterpillar	1	800	2012
	Motor Diésel	Caterpillar	1	508	2012
	Motor Diésel	Cummins	1	250	1987
Total Puerto Williams			4	2.148	
Total Empresa			41	121.568	

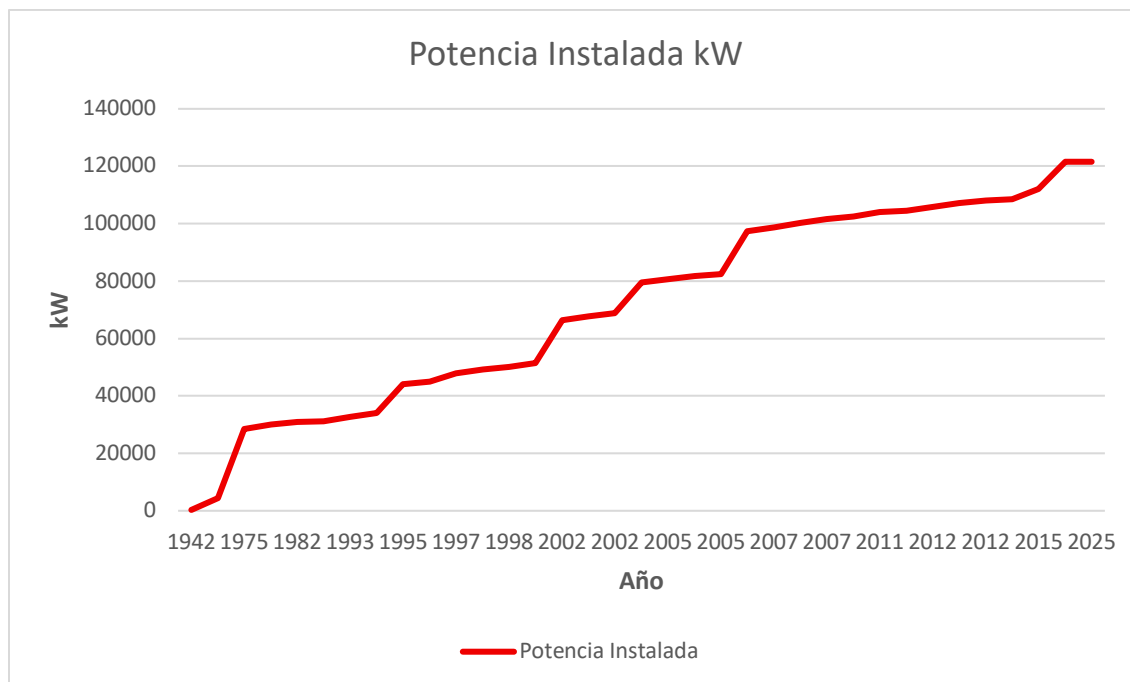


Figura N° 19: Potencia Instalada EDELMAG, Región de Magallanes.

La Figura N° 19 muestra la evolución de la capacidad instalada en la región de Magallanes, en dónde se aprecia que durante los últimos 20 años la potencia instalada en la región se ha duplicado.



Figura N° 20: Central Tres Puentes, EDELMAG, Punta Arenas.

La Figura N° 20 muestra la ubicación de la Central Tres Puentes de EDELMAG, la cual suministra de energía eléctrica a la ciudad de Punta Arenas y se compone de 12 unidades de generación (5 turbinas a gas, 6 motores a gas y 1 motor diésel).

3.7.5 Operación del sistema

El Centro de Operaciones Magallanes (COMAG) supervisa en tiempo real los 4 sistemas eléctricos de EDELMAG en las cuatro ciudades de la región en las que entrega servicio eléctrico, coordinando el despacho de las unidades generadoras de acuerdo con la demanda que presentan los clientes, monitoreando el estado de los respectivos sistemas de distribución, y gestionando de manera eficiente, a través de las guardias de emergencias, la pronta reposición de las interrupciones de suministro no programadas.

Desde noviembre de 2015 se encuentra constituido el Comité Coordinador del Sistema Mediano de Punta Arenas, conformado por EDELMAG S.A., Pecket Energy S.A. y Vientos Patagónicos SpA, el que, según lo indicado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Sistemas Medianos, tiene dentro de sus funciones el distribuir entre sus integrantes la recaudación por venta de energía y potencia, elaborar los informes solicitados por las autoridades dentro del ámbito de sus respectivas atribuciones y en los plazos que estos organismos determinen, e informar a la Superintendencia cualquier hecho o circunstancia que pueda constituir una infracción a la normativa eléctrica vigente por parte de los integrantes

Calidad de servicio

De acuerdo con lo establecido en el artículo N°143 del DFL N°4/06, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en enero de 2021 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles dio a conocer el ranking de Empresas Concesionarias de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en materia de Calidad de Servicio, en relación con la gestión del año 2023. Esto corresponde a un ordenamiento de todas las empresas concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica, atendiendo a la calidad del servicio entregado.

En el caso de EDELMAG, el sistema de Punta Arenas clasifica como urbano, y los sistemas de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, son considerados rurales.

El ranking se elabora ponderando los reclamos directos de clientes presentados ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y los resultados de la Encuesta de Calidad de Servicio e Índices de Continuidad de Suministro. La nota obtenida por EDELMAG fue de 8,16 de un máximo de 10, quedando en el lugar N°12 del ranking, subiendo un puesto en comparación con el año anterior. Este ranking incluye 26 empresas eléctricas de distinto tamaño.

3.8 Magallanes y su futuro energético

La región de Magallanes tiene una larga trayectoria energética vinculada a los combustibles fósiles, con un fuerte uso térmico para calefacción, principalmente basado en carbón, petróleo y gas natural. Esto presenta tanto oportunidades como desafíos para mejorar la eficiencia energética. Medidas como mejorar la aislación térmica en viviendas, modernizar calderas y aplicar planes de eficiencia en edificaciones públicas podrían reducir el consumo total de gas natural. Sin embargo, las garantías que ofrece el gas natural (bajo costo de producción y venta, continuidad de suministro, facilidad de implementación) lo hacen difícil de reemplazar en el corto o mediano plazo.

Proyectos alternativos, como la gasificación del carbón y el uso de biomasa, requieren decisiones estratégicas que consideren todas las variables involucradas, incluyendo externalidades negativas, para definir las fuentes óptimas de energía. Por otro lado, la electrificación completa de la matriz energética no parece viable en el corto plazo debido a los altos costos de inversión necesarios para cubrir la demanda térmica actualmente satisfecha por el gas natural. Como ejemplo, reemplazar todo el consumo térmico de gas requeriría generar aproximadamente 506 MW, cinco veces la capacidad instalada actual, sin incluir generación de respaldo. En este contexto, la cogeneración energética emerge como una opción práctica a explorar.

La diversificación de la matriz eléctrica mediante fuentes renovables, como la energía eólica, muestra un gran potencial en la región. El parque eólico de Cabo Negro es un ejemplo de ello, destacando que esta tecnología es competitiva incluso frente al gas natural subsidiado. No obstante, la energía eólica sigue necesitando sistemas de respaldo para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico. Por su parte, la energía mareomotriz está en estudio en el Estrecho de Magallanes, donde las corrientes alcanzan velocidades de 8 a 9 nudos, posicionando a la región como el mejor lugar de Chile para este tipo de energía. Además, las condiciones climáticas y territoriales únicas permiten proyectar un polo de desarrollo global en torno a esta tecnología.

La independencia energética de Magallanes es crucial debido a su ubicación geográfica remota. El sistema eléctrico de Magallanes no está conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN); funciona como un sistema eléctrico aislado, autosuficiente, con generación local (principalmente gas y diésel). Las distancias y el clima hostil hacen vulnerables las cadenas de suministro de diésel, gas natural u otros combustibles. Además, se debe recordar que Magallanes tiene una posición geopolítica clave: es puerta de entrada a la Antártica, al Estrecho de Magallanes y

rutas marítimas internacionales, por lo que contar con suministro energético local, que sea estable y confiable, refuerza la seguridad nacional y la presencia soberana de Chile en la región.

Mantener esta autonomía en un mundo globalizado y competitivo será un desafío, especialmente bajo el paradigma energético actual. Sin embargo, si se logran cambios en el uso eficiente de los recursos existentes y se desarrollan nuevas alternativas energéticas, como las mencionadas anteriormente, la región podría mantener su autosuficiencia energética. Esto no solo es vital para su desarrollo económico, sino también para consolidarse como un referente en innovación y sostenibilidad energética a nivel mundial.

3.9 Impacto social de los proyectos

El impacto social se refiere a la aceptación y valoración de los ciudadanos del efecto de intervenciones territoriales o políticas públicas sobre ellos. Dicho de otra forma, el impacto social incluye las consecuencias sociales y culturales de cualquier acción privada o pública que altere la forma en que las personas viven; trabajan; se entretienen; se relacionan entre sí; se organizan para cubrir sus necesidades; llevan su vida como miembros de la sociedad; cambian las normas, valores y creencias; y racionalizan el conocimiento de sí mismos y de la sociedad.

Este impacto no sólo tiene lugar una vez que un proyecto se ha implementado, sino que comienza en el momento en que surge información sobre la posible implementación de un proyecto dado. Esto se traduce en el surgimiento de una dinámica en la que los actores sociales promueven o se oponen a una actividad propuesta y compiten por definir o responder a las oportunidades y/o amenazas de diversa índole que emergen en el contexto de una posible intervención, tal como la instalación de un proyecto de energía.

El impacto social puede conocerse recurriendo a varios métodos. Estos métodos consideran el análisis de los cambios poblacionales, la demanda en los servicios locales, el desplazamiento y reubicación de grupos, la cohesión social, entre otros. Abordar estos aspectos requiere diseños complejos, una cantidad importante de recursos humanos y disponibilidad de datos. En el caso chileno, aquellos datos se generan en los procesos de participación ciudadana que lleva a cabo el Ministerio del Medioambiente a través del Servicio de Evaluación Ambiental.

3.9.1 Participación ciudadana en la evaluación de proyectos en Chile

La participación ciudadana se da en el marco de tres legislaciones, principalmente en el ámbito medioambiental: la Ley 19.300 que establece las Bases Generales del

Medioambiente, la Ley 20.417 que crea el Ministerio del Medioambiente, el Servicio de Evaluación Ambiental y la Superintendencia del Medioambiente—y que también modifica la Ley 19.300—, y el Decreto 40 de 2013 del Ministerio del Medio Ambiente (MMA) que contiene el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Tanto la ley 20.417 como el Decreto 40, específicamente, regulan la participación ciudadana en materia de proyectos que se presentan ante el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

Para la presentación de proyectos ante dicho Servicio a través del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), existen requerimientos definidos para proyectos que contemplen líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones. Según el Decreto 40, todas las centrales generadoras de energía que sobrepasen los 3 MW deben someterse al SEIA.

En caso de que los proyectos de generación que puedan tener consecuencias tales como riesgos a la salud, efectos adversos significativos en los recursos naturales, reubicación de población, alteración significativa del paisaje o del turismo, o alteración de sitios patrimoniales, éstos deben entrar al SEIA luego de haber realizado un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

El SEIA debe hacer una publicación en el Diario Oficial informando a la comunidad del proyecto que se desea realizar. Según la ley 20.417, el propósito de estos avisos es asegurar que las comunidades que se puedan ver afectadas por la construcción y operación de un proyecto sepan de su existencia y tengan la oportunidad de participar en el proceso de evaluación. Estos avisos se hacen en el momento en que el servicio determina que los proyectos son admisibles para su evaluación. En este sentido, la participación ciudadana (PAC) se da tempranamente en el proceso de evaluación ambiental y generalmente plasma observaciones que buscan modificar o simplemente detener la instalación y operación de instalaciones.

En el contexto del proceso de PAC, la comunidad—ya sean personas naturales o jurídicas—pueden plasmar sus valoraciones a los proyectos sometidos a evaluación ante el Servicio de Evaluación Ambiental por medio de la plataforma electrónica del SEIA o en las oficinas del Servicio.

3.9.2 Respuesta social a la instalación de proyectos eólicos

Los conflictos sociales por la instalación de parques eólicos han sido bastante habituales. Según estudios de la International Energy Agency (IEA) [16] y el IRENA [17], la energía eólica es uno de los sectores renovables con mayor conflictividad territorial, después de la hidroeléctrica y la minería para materiales críticos. Se estima que 20% a 30% de los proyectos eólicos terrestres en Europa y América

Latina enfrentan algún grado de conflicto social o rechazo local.

Las principales causas identificadas para el rechazo social a estos proyectos se deben principalmente a:

- Afectación de paisaje y patrimonio cultural.
- Impactos sobre biodiversidad (aves, fauna).
- Molestias por ruido y sombra (efecto flicker).
- Percepción de imposición externa sin consulta real.
- Distribución desigual de beneficios económicos.

Los estudios de opinión muestran que la gente apoya mayoritariamente la transición hacia las energías limpias, mostrándose a favor de la energía eólica en particular. Los argumentos de los que se muestran a favor de la energía eólica suelen referirse a las ventajas que ofrece la energía renovable frente a otras fuentes de energía, como alternativa a los combustibles fósiles, y a la importancia de considerar seriamente las manifestaciones climáticas del calentamiento global. Además, suele apuntarse que la energía del viento es infinita, a diferencia de la que proviene de los combustibles fósiles, y que es limpia y segura. Ahora bien, la energía eólica también cuenta con detractores, que suelen argumentar que la energía renovable no puede resolver completamente nuestras necesidades de energía, especialmente en economías que realizan una fuerte apuesta por el crecimiento económico como modelo de desarrollo. De este modo, exponen que la energía eólica es poco confiable, puesto que el movimiento de las turbinas depende de los caprichos del viento. También señalan que las turbinas arruinan el paisaje y son ruidosas.

Existe una diferencia importante entre la actitud de los ciudadanos hacia las energías renovables como idea abstracta y la actitud de los ciudadanos hacia proyectos energéticos concretos que se instalan en un territorio determinado. De este modo, aunque generalmente se suele estar de acuerdo con el objetivo último de combatir el cambio climático o reducir la dependencia de los combustibles fósiles que se persigue mediante el desarrollo de las energías limpias, lo cierto es que, muchas veces, los proyectos concretos se ven envueltos en conflictos sociales en los que la comunidad local muestra su rechazo a la instalación de parques eólicos en su territorio. En este sentido, las actitudes de las personas sobre la energía eólica se pueden definir de la siguiente manera:

- En una primera etapa, la aceptación general de la energía eólica por parte del público, como idea abstracta, es muy alta.
- Los proyectos específicos, sin embargo, parecen disminuir los niveles de aceptación durante la fase de planificación y construcción de la

infraestructura.

- Finalmente, una vez que se ha instalado el parque eólico, el nivel de apoyo de las personas de los alrededores parece aumentar hasta niveles cercanos a los de antes de la fase de construcción de la infraestructura.

Tradicionalmente, la oposición a la instalación de parques eólicos se ha intentado explicar desde el concepto *NIMBY*. Dicho concepto proviene de la expresión anglosajona «Not in my back yard» (no en mi patio trasero), empleada frecuentemente para ilustrar la oposición local a proyectos de interés público o nacional, tales como plantas de generación de energía de distinta índole —desde parques eólicos hasta centrales nucleares—, cárceles, carreteras, puentes, túneles, aeropuertos, cementerios, depósitos de residuos radioactivos o incineradoras de basura, entre otros. El término *NIMBY* presupone un cálculo racional de costos y beneficios desde una dimensión individual, lo que hace que los opositores locales se movilicen en contra del proyecto buscando su propio beneficio, lo cual da lugar al conflicto. Bajo este enfoque, los factores de oposición local más recurrentes hacia la energía eólica son los impactos de las turbinas en el paisaje y el ruido que generan.

La oposición local a los parques eólicos puede estar también muy relacionada con la información, el conocimiento y la experiencia previa que se tiene con esta fuente de energía. Cuando se comparan las actitudes de los ciudadanos hacia parques eólicos desarrollados en áreas que han tenido una experiencia previa con aerogeneradores frente a las actitudes públicas de los ciudadanos en áreas que no han tenido esa experiencia previa, los resultados muestran que se aceptan más en aquellos lugares en los que ya existen otros parques eólicos en funcionamiento.

Los aspectos institucionales, más que los individuales, son factores decisivos en la explicación de las causas del conflicto y en el éxito o en el fracaso, en términos de apoyo o rechazo de la comunidad local, del proceso de instalación de los parques eólicos. Los factores institucionales son fundamentalmente aquellos que están relacionados con los sistemas de planificación del territorio, el proceso de toma de decisiones y los derechos de propiedad. En otras palabras, la resistencia pública a los proyectos eólicos no está necesariamente en contra de los aerogeneradores propiamente dichos, sino que a menudo se posiciona en contra de los actores públicos y privados que quieren construir los parques. En ocasiones, el potencial impacto paisajístico de los proyectos eólicos genera incertidumbre en el desarrollo de iniciativas turísticas locales basadas en el avistamiento de aves o en la contemplación de la belleza natural del paisaje. Dichas iniciativas locales subrayan el paisaje como un activo valioso capaz de sustentar la vida en el territorio. El

impacto visual hay que entenderlo en sentido amplio, ya que no se limita a la presencia de los aerogeneradores, sino también a la construcción de carreteras y caminos y, muy especialmente, al tendido eléctrico.

3.9.3 Compensación social de proyectos energía renovables

La aceptación social de los proyectos renovables es un desafío creciente. Aunque la mayoría de la sociedad reconoce la importancia de las energías renovables para combatir el cambio climático, muchas personas rechazan su implementación cerca de sus hogares. Este rechazo no se limita al fenómeno *NIMBY*, sino que está relacionado con la percepción de que los beneficios y costos no se distribuyen equitativamente entre las empresas desarrolladoras y las comunidades locales [18].

Para lograr una transición energética justa, es fundamental garantizar una distribución equitativa de los beneficios y costos de los proyectos. Esto debe incluir una toma de decisiones inclusiva que beneficie tanto al medio ambiente como a las localidades que albergan las infraestructuras renovables. Los proyectos bien gestionados pueden promover el desarrollo económico local, generar empleo y aumentar los ingresos municipales a través de impuestos, mejorando los servicios públicos.

Las entidades promotoras de proyectos pueden fomentar la aceptación social mediante medidas que beneficien a la comunidad, como la reducción de tarifas eléctricas o compensaciones en bienes y servicios. Además, integrar estas instalaciones con actividades económicas locales, como la agricultura o el turismo, puede crear sinergias y aumentar el apoyo social.

Para garantizar la viabilidad social de estos proyectos, es esencial involucrar a la comunidad desde el principio, creando un sentido de propiedad. Aunque no hay una solución única, existen prácticas que pueden mejorar la aceptación y el bienestar de la comunidad.

Experiencias internacionales indican que la participación real y temprana, así como la distribución equitativa de los beneficios de los proyectos reducen considerablemente la resistencia social que podría existir hacia estos proyectos. Por ejemplo, en Dinamarca, más del 50% de los parques eólicos terrestres son copropiedad de comunidades, cooperativas o agricultores locales. Desde los años 80, se crearon cooperativas eólicas donde los vecinos compran participaciones. Otro ejemplo similar de participación ciudadana es lo que ocurre en Alemania con los parques eólicos comunitarios (*Bürgerwindpark*). Estos son proyectos donde agricultores y vecinos invierten juntos con empresas desarrolladoras. Esta estructura garantiza retornos económicos directos a la comunidad.

3.10 Características de la ciudad de Punta Arenas

3.10.1 Información geográfica

La comuna de Punta Arenas está ubicada en la provincia de Magallanes, Región de Magallanes y Antártica Chilena, fue fundada el día 18 de diciembre de 1848, limita al norte con la comuna de San Gregorio, al Este con la Comuna de Río Verde, al Sur Con la Comuna de Timaukel y al este con la comuna de Porvenir. Siendo un punto estratégico para el visitante de la Patagonia Chilena, por ser capital regional es el punto de entrada hacía Puerto Natales, Torres del Paine, Tierra del Fuego, Dientes de Navarino y Antártica.

3.10.2 Datos demográficos

Según el censo realizado el año 2024, la comuna de Punta Arenas posee 59.195 viviendas (INE, 2024). Corresponde al 77,27% de las viviendas de Región de Magallanes y Antártica Chilena (INE, 2024). Para el CENSO 2024 el número de habitantes contabilizados en la comuna de Punta Arenas fue de 132.363, compuesto por 65.028 hombres (49,1%) y 67.335 mujeres (50,9%) (INE, 2024). Se agrega que para el año 2024 existía 16,4% de la población menor a 15 años, el 68,7% entre 15 y 59 años, y 14,9% mayores de 60 años (INE, 2024). Se aprecia que en la comuna de Punta Arenas la cúspide más alta de población se encuentra entre los 15 y 19 años, lo cual representa una pirámide poblacional regresiva.

La cantidad de habitantes por kilómetro cuadrado en la comuna de Punta Arenas se muestra en la siguiente Tabla:

Tabla 6: Demografía de la comuna de Punta Arenas.

Superficie [km²]	Población Año 2024 [Habs.]	Densidad de Población [Habs/km²]
17.846	132.363	7,417

3.10.3 Acceso a los servicios energéticos

Un hogar se encuentra en situación de pobreza energética cuando no tiene acceso equitativo a servicios energéticos de alta calidad para cubrir sus necesidades fundamentales y básicas que permitan sostener el desarrollo humano y económico de sus miembros. Los servicios energéticos se entienden como la combinación de artefactos tecnológicos y fuentes energéticas que permiten usar la energía para la satisfacción de necesidades. Las necesidades fundamentales son aquellas que

tienen impactos directos en la salud humana (cocción y conservación de alimentos, acceso al agua, temperatura mínima y máxima saludable, iluminación mínima y salud de electrodependientes). Las necesidades básicas corresponden a aquellos requerimientos energéticos cuya pertinencia depende de las particularidades culturales y territoriales (confort térmico, agua caliente sanitaria, iluminación y electrodomésticos y tecnologías para la educación) [19].

En la comuna de Punta Arenas un 99,5% de las viviendas cuenta con acceso a energía eléctrica, ya sea con un medidor propio o compartido, mientras que un 0,5% declara poseer energía de la red pública, pero sin medidor; un parte muy marginal de las viviendas declaran no poseer energía eléctrica, la cual no alcanza siquiera el 0,1%. De aquellas viviendas que tienen acceso a energía eléctrica, pero sin medidor, 53,3% pertenecen a sectores urbanos, mientras que 46,7% pertenecen a sectores rurales, en tanto que la pequeña proporción de personas que declara no poseer acceso corresponde en un 100% a sectores rurales y refiere al 0,1% del total de la población rural de la comuna. Respecto a la calefacción, la mayoría de las viviendas utiliza como fuente de energía o combustible el gas con un 97%, seguido por la leña con 2,4%. La electricidad se evidencia en un 0,4% de las viviendas encuestadas en CASEN 2022. Un dato sumamente relevante es que de las personas que declaran utilizar gas como principal combustible en un 95,3%, corresponde a sectores urbanos, mientras que en sectores rurales solo alcanza el 4,7%, las cuales corresponden al 25,9% del total de la población rural. En contraste respecto al uso de leña, un 68,1% de viviendas donde se usa este combustible corresponde a sectores rurales.

Finalmente, para satisfacer los sistemas de agua caliente la mayoría de las viviendas declara la utilización de gas licuado con un 94,4%, seguido por la electricidad con un 3,3%, la leña con un 1,3%, mientras que un 0,3% declara no tener sistema. De las viviendas que utilizan leña para satisfacer su sistema de agua caliente, un 92,9% corresponde a sectores rurales, lo cual es un 18,8% de la población rural, mientras que de aquellas que utilizan electricidad un 99% pertenecen a sectores urbanos, lo cual corresponde al 3,5% de la población urbana. De las personas que no tendrían sistema 62,6% son de sectores rurales y 37,4% de sectores urbanos.

3.10.4 Calidad del servicio eléctrico

La media de las horas en que el servicio eléctrico ha sido suspendido en la comuna de Punta Arenas en el año 2023 alcanza un valor de 3,37 horas, sin contar razones del corte por fuerza mayor. Positivamente esta cifra se encuentra por debajo del promedio nacional para el mismo año, el cual llega a 6,12 horas [15].

3.10.5 Datos económicos productivos

Según datos del Servicio de Impuestos Internos (SII), la mayoría de las empresas en la zona corresponden al rubro del comercio al por mayor y menor, junto con la reparación de vehículos automotores y motocicletas. Le siguen los sectores de transporte y almacenamiento, y construcción. Este mismo rubro de comercio y reparación de vehículos concentra las mayores ventas anuales y, además, emplea la mayor cantidad de trabajadores dependientes, junto con el sector de la construcción.

Como se observa en la Figura N° 21 el comercio al por mayor y al por menor, relacionado con la reparación de vehículos automotores y motocicletas es donde se concentra la mayor cantidad de empresas con un porcentaje cercano al 26,7%, por otra parte, existen varios rubros que se encuentran muy poco presentes en la zona.

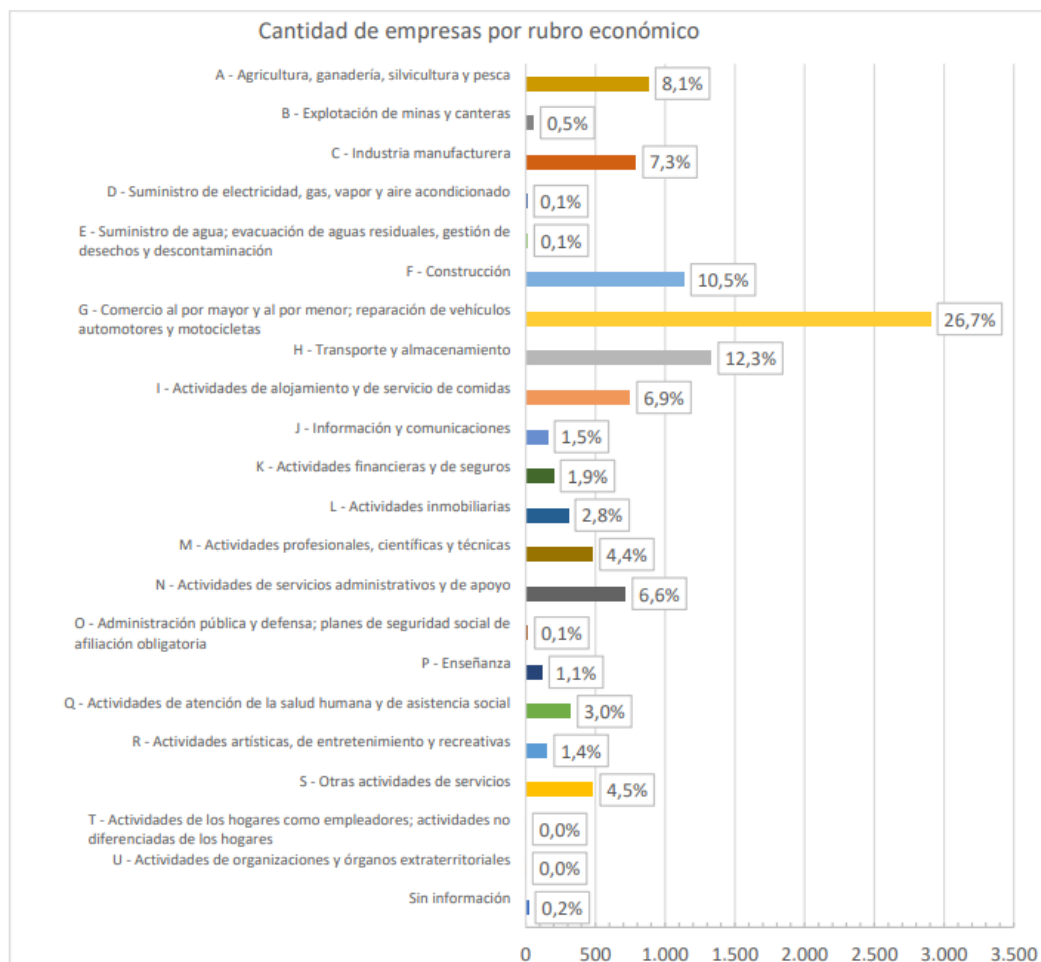


Figura N° 21: Distribución del número de empresas por rubro económico en Punta Arenas. Fuente Servicio de Impuestos Internos (SII), 2020.

3.10.6 Áreas protegidas

La Figura N° 22 muestra las áreas protegidas dentro de la comuna de Punta Arenas. En ésta existe un gran porcentaje de áreas protegidas, las que corresponden a 2.735.679 hectáreas, lo cual se traduce en un 54,1% respecto del área total de la comuna. Como se puede apreciar, las áreas silvestres protegidas corresponden principalmente a las reservas nacionales Alacalufes, Magallanes y la Laguna Parrillar, también se incluye el Monumento nacional Los Pingüinos y el Parque Nacional Alberto Agostini.



Figura N° 22: Cartografía comuna de Punta Arenas, áreas silvestres protegidas. Fuente: SNASPE

3.10.7 Demanda eléctrica

Para el análisis de la demanda eléctrica, se utilizan los datos de consumo históricos indicados por EDELMAG S.A. del periodo 2017-2020.

A partir de esta información, se consideró el total de clientes (Regulados más No Regulados). La demanda eléctrica total en la comuna de Punta Arenas se ha comportado como es esperable en el mercado del consumo eléctrico, es decir, con los años ha ido en aumentando relativamente constante, lo cual se puede observar entre los años 2017 y 2019. En el año 2020 no sigue con este patrón de consumo, ya que sufre una baja considerable (2020: 230,05 GWh), como se puede apreciar en la Figura N° 23.

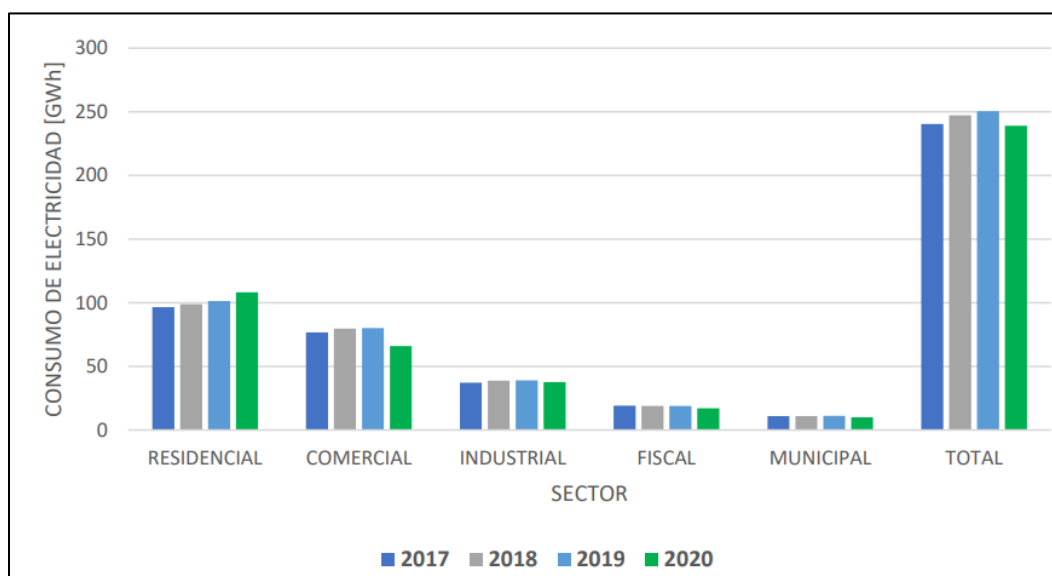


Figura N° 23: Demanda eléctrica sectorial comuna de Punta Arenas. Fuente: EDELMAG S.A.

Esta disminución en la demanda eléctrica mencionada, tiene una explicación lógica desde el punto de vista del contexto mundial en el año 2020. En ese año, con la llegada de la pandemia a Chile, se obliga a realizar las respectivas cuarentenas en las distintas ciudades del país, disminuyendo la atención al público y aumentando el trabajo en casa. Esto provocó un bajón en los colegios, escuelas, edificios fiscales (municipal y fiscal), negocios, entre otros. Por lo tanto, en estos sectores, el consumo energético fue menor a lo que se estaba dando en los últimos tres años anteriores.

Históricamente, el sector residencial y comercial lideran el consumo eléctrico de la comuna de Punta Arenas. En conjunto, representan aproximadamente el 70% de la demanda de electricidad en esta ciudad.

Tabla 7: Demanda eléctrica sectorial [GWh] de la comuna de Punta Arenas años 2017 – 2020.

Sector	2017	2018	2019	2020
Residencial	96,55	98,92	101,37	108,28
Comercial	76,67	79,60	80,06	65,93
Industrial	37,10	38,80	39,08	37,69
Fiscal	19,22	18,92	18,84	17,08
Municipal	10,86	10,97	11,11	10,08
Total	240,40	247,22	250,47	239,05

3.10.8 Demanda térmica

La comuna de Punta Arenas se caracteriza por su significativa demanda de energía térmica basada predominantemente en el consumo de gas natural, tal como lo muestran la Figura 22. En la Tabla N°8, se muestra el consumo energético de combustibles por los sectores residencial, público, comercial, transporte, generación eléctrica e industrial del año 2019.

Tabla 8: Consumo de energía sectorial para cada tipo de combustible

Combustible	Unidad	Residencial	Público	Industrial	Comercial	Total
Gas natural	GWh	2.055,00	165,59	1.062,31	399,76	3.682,66
Petróleo diésel B1	GWh	-	7,39	417,64	52,23	477,25
Petróleo diésel A1	GWh	-	1,67	94,48	11,81	107,97
GLP	GWh	5,74	6,64	2,92	25,54	40,84
Leña	GWh	20,14	-	-	-	20,14
Total	GWh	2.080,88	181,29	1.577,35	489,34	4.328,86

La información del consumo de combustibles líquidos en la comuna se extrae de las estadísticas de venta de la SEC, donde dicha información se encuentra disponible en [m³]. Con el propósito de unificar la información disponible, los consumos son tratados en su equivalente en GWh¹.

Con la información disponible en la siguiente tabla, es posible notar que los mayores consumos están relacionados a petróleo Diesel, gasolina 93 y combustibles de aviación, lo cual puede verse explicado por la gran afluencia de vehículos en la comuna y la presencia del Aeropuerto Internacional Presidente Carlos Ibáñez del Campo.

Tabla 9: Consumo de combustible en transporte

Combustible	Unidad	Transporte
Gas natural	GWh	134,77
Petróleo diésel B1	GWh	401,49
Petróleo diésel A1	GWh	280,86
Petróleo combustible 180	GWh	369,89
Kerosene de aviación	GWh	338,26
Gasolina 93	GWh	259,97
Gasolina 95	GWh	66,64
GLP	GWh	4,93
Gasolina 97	GWh	39,97
Gasolina de aviación 100-300	GWh	0,78
Total	GWh	1.897,57

¹ 1 m³ de gas natural contienen 11,70 kWh de Energía.

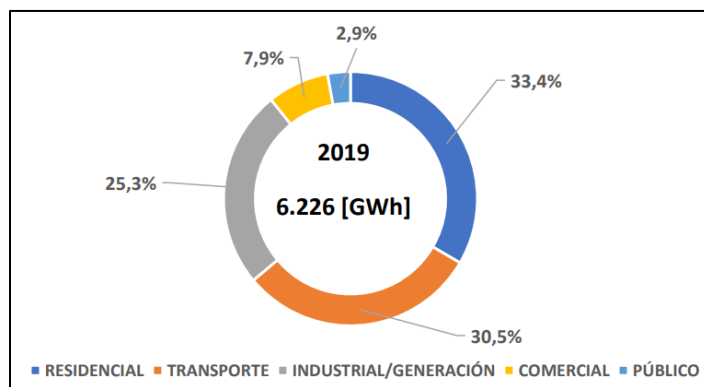


Figura N° 24: Distribución porcentual de la energía térmica por sector para el año 2019

En la Figura N° 24 se muestra la distribución en porcentaje por sector de la energía térmica para el año 2019, esta distribución se construye con los datos entregados en la tabla 8 y tabla 9.

3.10.9 Demanda energética total

Al considerar los datos del 2019, la demanda térmica contribuye considerablemente al consumo energético total en la comuna de Punta Arenas, con un 96% de representación en la matriz energética local, mientras que la eléctrica representa un 4% del total, tal como se muestra en la siguiente Figura N° 25:

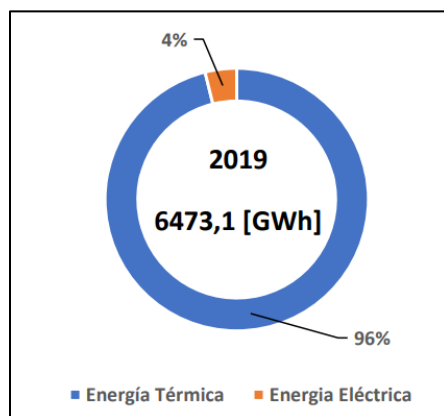


Figura N° 25: Demanda energética total año 2019

3.10.10 Proyección de la demanda energética al año 2030

La demanda eléctrica está fuertemente influenciada por los sectores comercial, industrial y residencial, y su predicción es compleja debido a factores como el crecimiento económico, poblacional y otras variables sujetas a incertidumbre. Históricamente, el consumo energético ha mostrado una tendencia al alza; sin

embargo, en 2020 la pandemia alteró este comportamiento, impactando significativamente el consumo en todos los sectores, tal como se observa en las gráficas.

La Figura N° 26 muestra la proyección de la demanda energética en la comuna de Punta Arenas. Para proyectar la demanda energética futura hasta 2030, se han formulado escenarios basados en datos históricos del período 2018 – 2020, incorporando el efecto disruptivo de 2020. Estas proyecciones consideran tanto la variación mensual como anual de la demanda eléctrica y térmica total, permitiendo un análisis más preciso sobre el posible crecimiento energético en los próximos años.

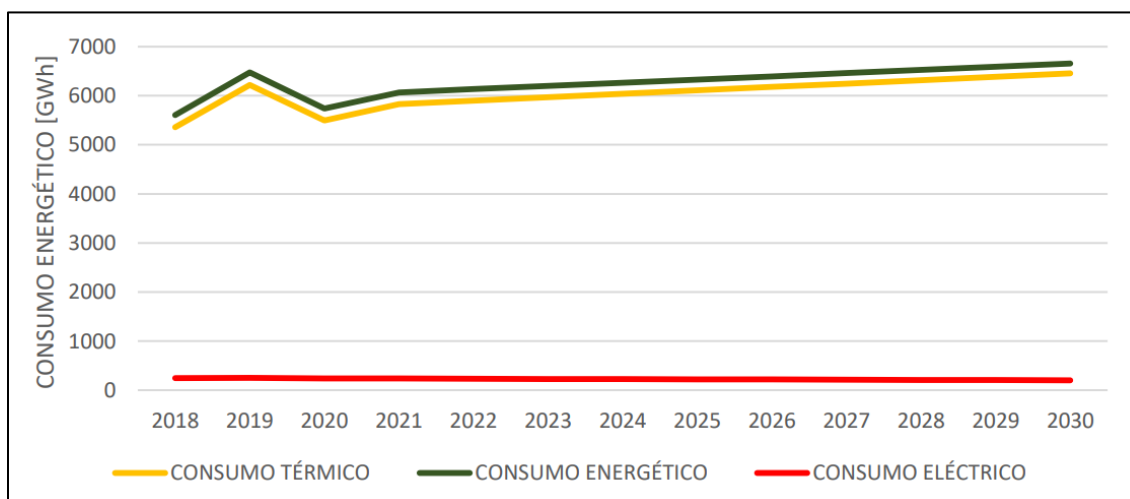


Figura N° 26: Proyección de la demanda energética comuna de Punta Arenas, 2018 – 2030

4. POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA CIUDAD DE PUNTA ARENAS

4.1 Energía solar

La Figura N° 27, muestra los valores de irradiación solar, en kWh por metro cuadrado día en la comuna. Se observa una mayor cantidad de energía radiante en los meses de verano, hecho que se debe a una mayor exposición del hemisferio a radiación directa y a más cantidad de horas de sol. El mes de diciembre presenta los niveles más altos de irradiación.

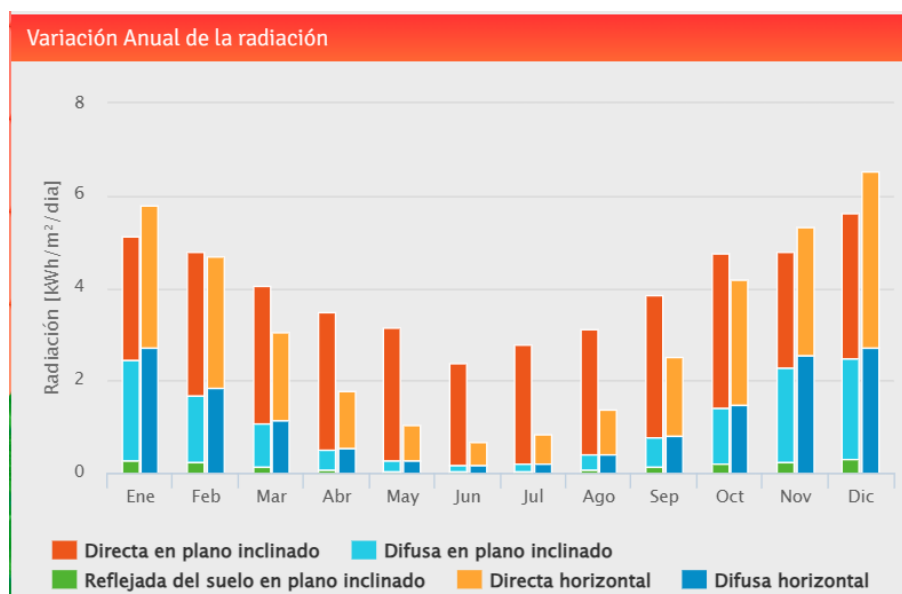


Figura N° 27: Irradiación solar en Punta Arenas. Fuente: Explorador Solar.

La Figura N° 28 presenta como resultado la intersección de varias capas. Entre ellas, radiación solar (Explorador solar), mapa vectorial de la comuna de Punta Arenas (fuente, BCN) y áreas silvestres protegidas (fuente, BCN). Con ello se obtiene el siguiente resultado, la intersección de la radiación solar en la comuna de Punta Arenas en territorio sin áreas silvestres protegidas.

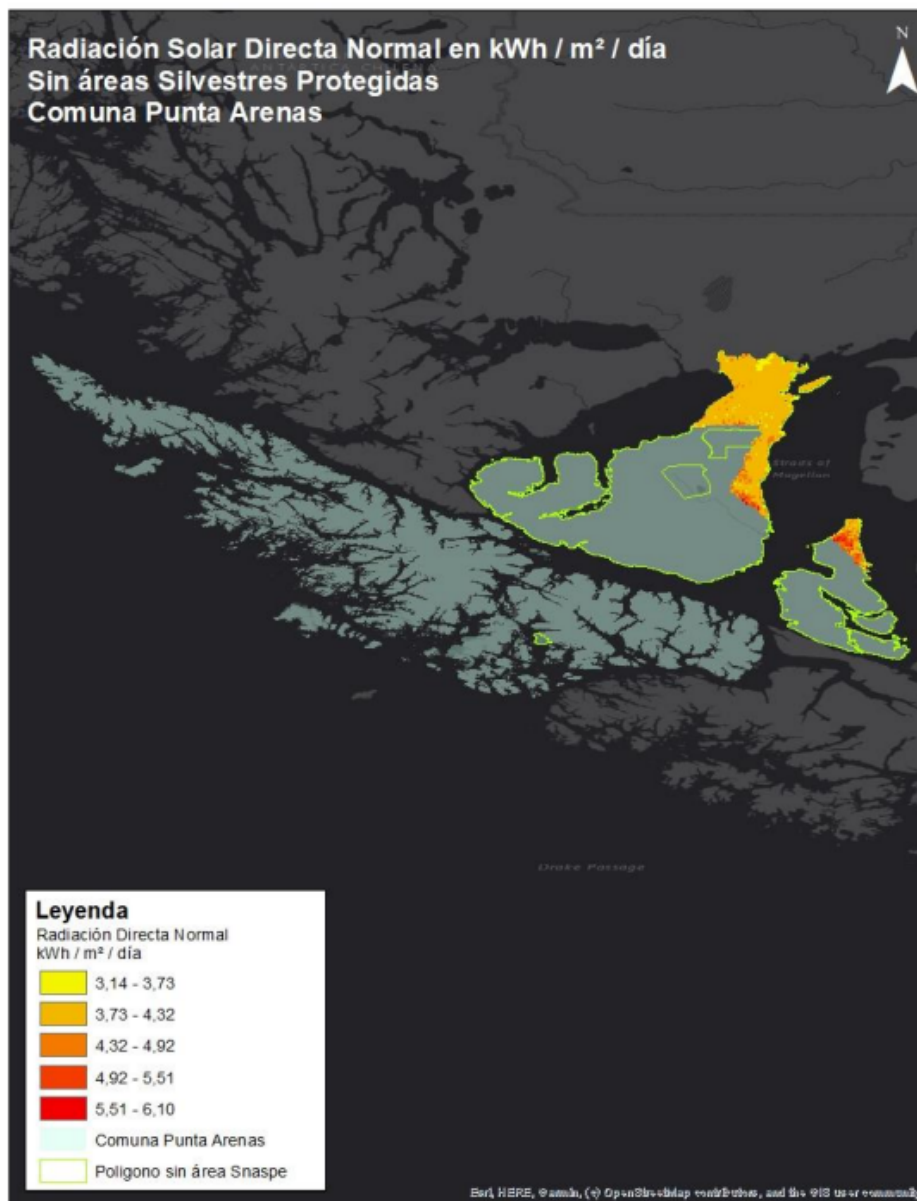


Figura N° 28: Radiación solar directa normal [kWh/m²/día]

4.2 Energía eólica

En la Figura N° 29 y Figura N° 30 se muestra el área de la comuna en estudio, sin considerar la intersección del polígono del área del SNASPE, con ello se presenta sólo el área donde hay un real potencial de energía eólica.

El potencial eólico tanto a 20 [m] (Figura N° 29) y a 120 [m] (Figura N° 30) se presenta en la Península de Brunswick, situada hacia el sur de comuna de Punta Arenas, esta península posee rasgos definidos en su geología, contiene una faja

Plegada y Corrida en dos: faja plegada y corrida de escama gruesa (al SW) y faja plegada y corrida de escama delgada (al NE). Lo cual se ve expresado en las figuras cartográficas con un mayor potencial eólico por viento en sentido sur-oeste. En las crestas de estos pequeños picos montañosos. Se presenta el mayor potencial eólico de la comuna de Punta Arenas por vientos provenientes de la cuenca del pacifico sur.

Las zonas demarcadas en las figuras permiten identificar cuáles serían las zonas a estudiar para la instalación de plantas eólicas, para ello es necesario considerar que las velocidades del viento a 20 [m] están orientadas para plantas de baja escala, mientras que la imagen de 120 [m] está orientada a plantas de gran escala, sin embargo, es imprescindible considerar que, para el desarrollo de cualquier proyecto se debe cumplir con la legislación ambiental, sectorial y local.

Como se puede apreciar en la Figura N° 29 y Figura N° 30, las zonas de mayor altura son donde se presentan las mayores velocidades del viento llegando a valores por sobre los 10 [m/s], de esta forma la potencia producida será mayor en estos sectores. Las zonas donde se encuentra el mayor potencial eólico, se localizan al final de Punta Arenas, estas no son zonas protegidas, pero tampoco corresponden a una zona habitada, pues presentan varios hitos geológicos que pueden dificultar el acceso.

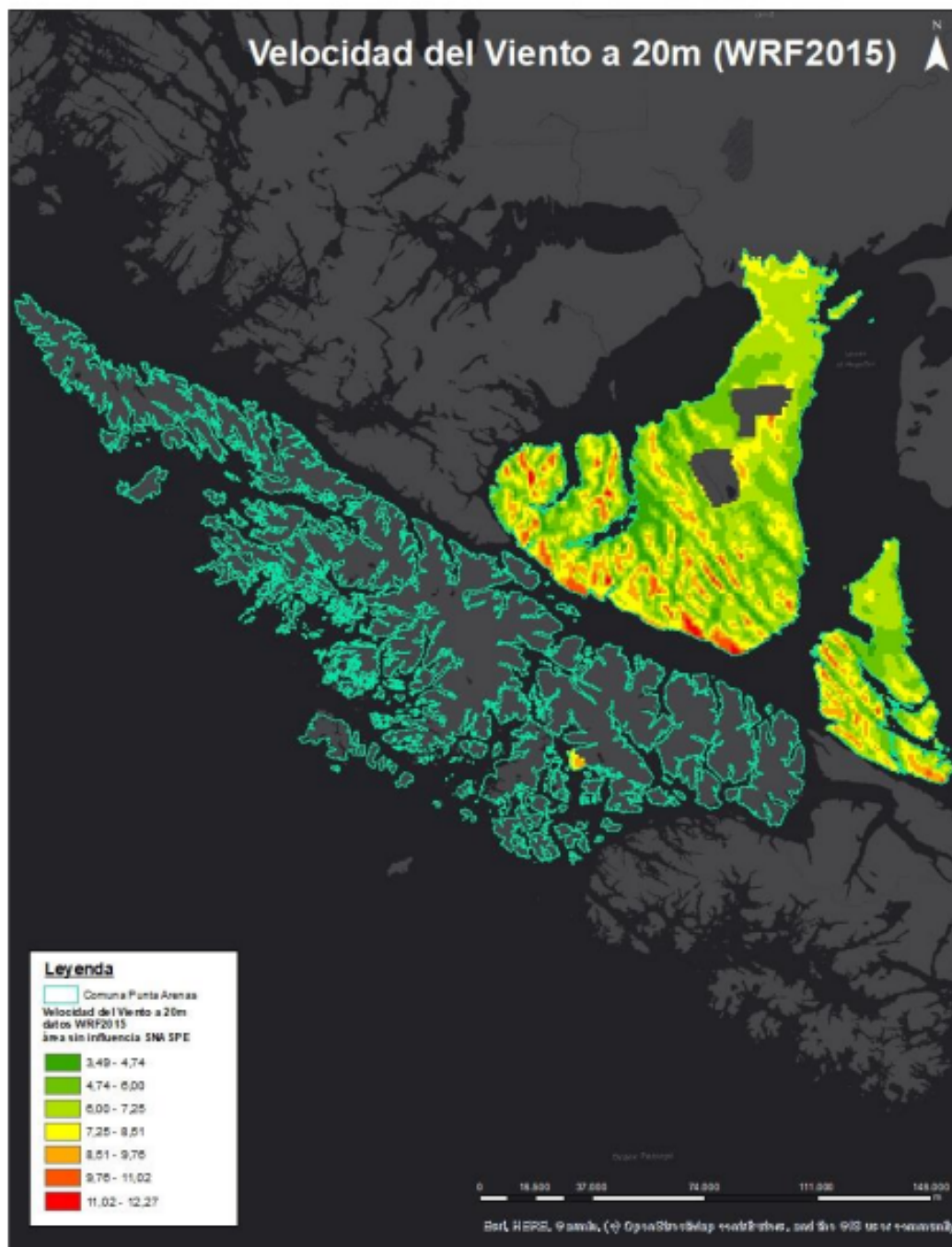


Figura N° 29: Velocidad del viento a 20 [m]. Fuente: Explorador Eólico, 2021.

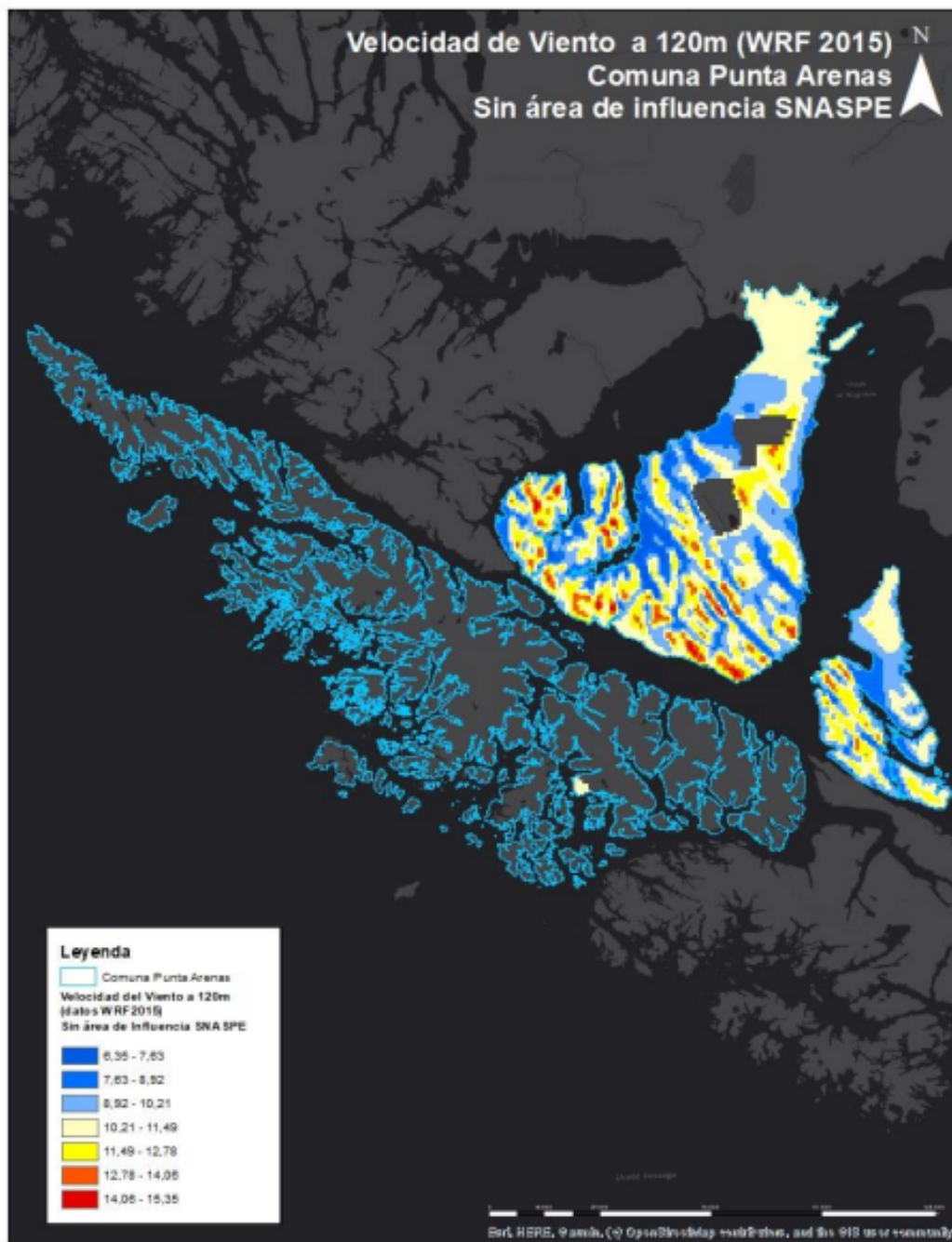


Figura N° 30: Velocidad del viento a 120 [m]. Fuente: Explorador Eólico, 2021.

Según el estudio “Identificación de potenciales renovables: caso eólico” [20], La región de Magallanes posee uno de los mejores recursos eólicos a nivel nacional, alcanzando un potencial estimado de 141.000 MW, lo que representa 4 veces la capacidad instalada de la matriz eléctrica nacional (SEN y los sistemas medianos de Aysén y Magallanes). Este potencial se encuentra distribuido principalmente en

la estepa patagónica orientada hacia el sector sureste del territorio continental y en parte importante de la Isla Grande de Tierra del Fuego, concentrando cerca del 41% de la capacidad eólica regional y con un factor de planta promedio de 50%, esto en un radio menor a 100 km desde la ciudad de Punta Arenas, tal como se presenta en la Figura N° 31.

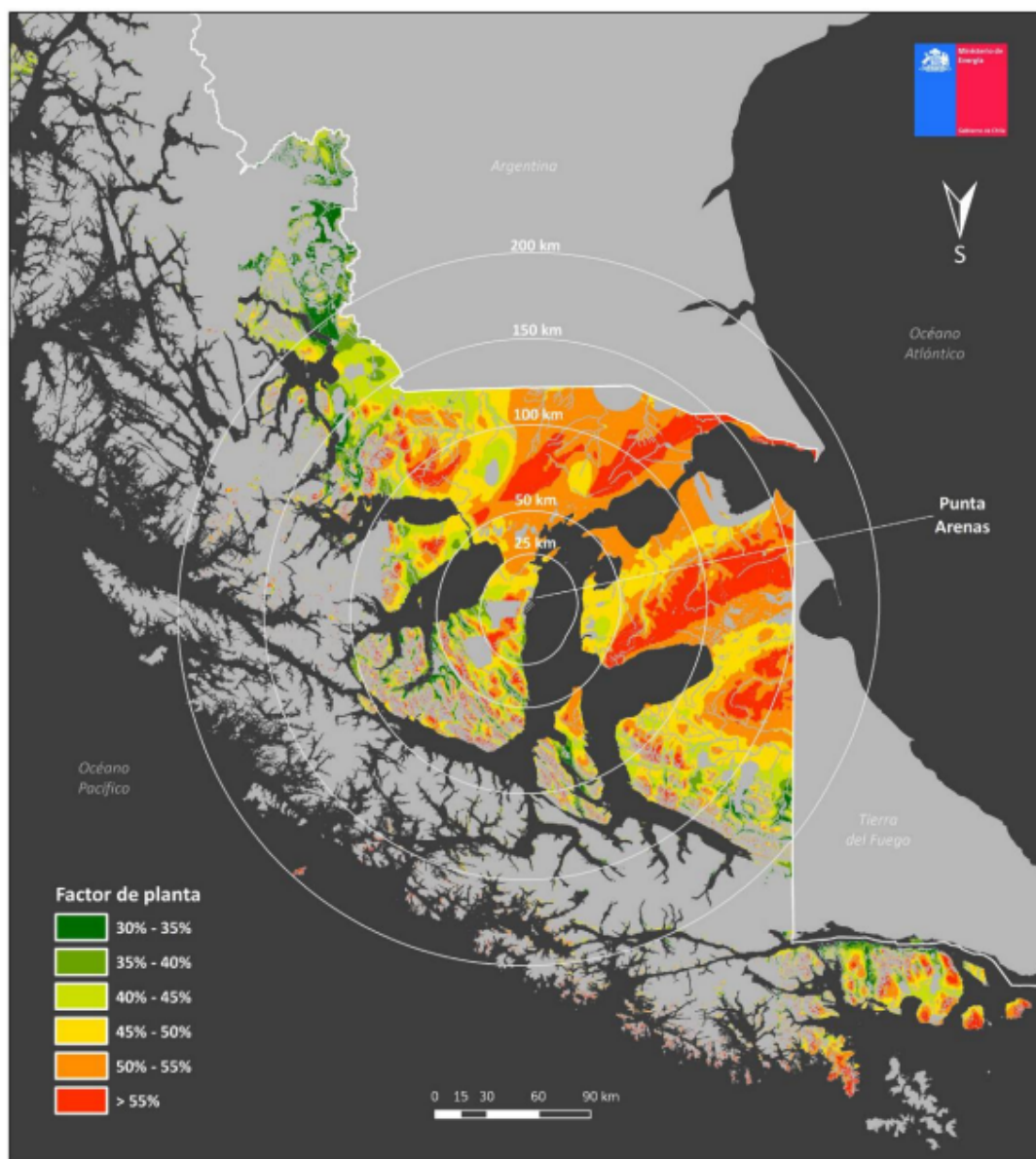


Figura N° 31: Factor de planta y potencial eólico en Magallanes. Fuente: Identificación de Potenciales Renovables, Caso Eólico [20], 2021.

Es necesario discernir que el rango utilizado considera elementos de otras zonas fuera de la comuna de Punta Arenas, por lo que técnicamente el potencial eólico en la comuna estaría principalmente ligado a las zonas entre los 0 a 50 km y un muy

bajo porcentaje del rango entre 50 a 100 km. En la Tabla N°10 se aprecia que el rango de generación eléctrica eólica anual en Punta Arenas oscila entre los 14.972 GWh y 49.418 GWh bajo consideraciones técnicas, ambientales y territoriales.

Tabla 10: Resultados de la generación eólica anual en la región de Magallanes. Fuente: Identificación de Potenciales Renovables, Caso Eólico [20], 2021..

FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL (GWh)						
	0-25 km	25-50 km	50-100 km	100-150 km	150-200 km	200-500 km	TOTAL
30% - 35%	3	380	1.646	1.391	2.667	8.428	14.525
35% - 40%	706	1.488	4.096	4.533	6.483	7.481	24.787
40% - 45%	2.675	4.443	15.301	18.829	13.717	11.443	66.408
45% - 50%	5.390	13.981	41.987	47.347	10.492	12.368	131.565
50% - 55%	4.742	12.762	68.788	85.627	14.269	11.800	197.988
MAYOR A 55%	1.455	1.392	46.044	44.634	5.927	6.867	106.319
TOTAL (GWh/año)	14.972	34.446	177.862	202.361	53.555	58.386	541.582

4.3 Energía hídrica

Un recurso hídrico, es potencial hidroeléctrico cuando presenta factores climáticos favorables, relieves apropiados, caudales y desniveles significativos. Por este motivo, para conocer el potencial del recurso en la zona de interés, es necesario identificar los principales cuerpos de agua en la comuna de Punta Arenas.

La información se puede obtener a partir del “Explorador de Derechos de Aprovechamiento de Aguas No Consuntivos”. Esta herramienta, entrega el valor promedio de los caudales, la caída y el potencial de la capacidad a instalar en cada torrente. En esta localidad, existen 34 posibles fuentes para desarrollar este potencial, pero las principales corresponden al Río San Pedro, Río San Juan y Río Santa María.

A partir de las cifras entregadas por el explorador, se estimó la generación de energía eléctrica, considerando un factor de planta del 50%, basándose en un promedio de distintas fuentes (Hugh Rudnick, 2012 y 2014; MIE 2021). En la siguiente tabla, se presenta el potencial de los 4 principales cuerpos de agua y el potencial bruto.

Tabla 11: Derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos (DAANC, 2019)

ID	TITULAR	FUENTE	CAÍDA [M]	Q PROM [M³/s]	CAPACIDAD [MW]	GENERACIÓN [GWh/año]
12010103790	CULTIVOS MARINOS LAGO YELCHO SPA.	Río San Pedro	802,58	0,34	2,24307	9,82
1201010120	SALMONES MULTIEXPORT LTDA.	Río San Juan	32	3,49	0,91536	4,01
1201010180	SALMONES MULTIEXPORT LTDA.	Río San Juan	40	2,23	0,73212	3,21
1201010190	SALMONES MULTIEXPORT LTDA.	Río San Juan	40	1,27	0,41587	1,82
Total 4 Principales				7,33	4,31	18,63
Total 34 Cuerpos de Agua (Bruto)				18,95	6,02	26,36

4.4 Energía mareomotriz

La Región de Magallanes posee uno de los mayores recursos de energía “Mareomotriz” a nivel país, específicamente en las zonas de primera angostura. Si bien, ninguna de estas pertenece a la comuna de Punta Arenas, es importante destacar el gran potencial de la región y del rol que cumpliría esta comuna como ciudad de abastecimiento para este tipo de mercado.

El estudio realizado en el año 2019 denominado “Preliminary site selection Chilean Marine Energy Resources”, evaluó áreas de recurso para proyectos demostrativos, pre comerciales y comerciales. A partir, de este informe se tiene que la zona geográfica del “Estrecho de Magallanes” es una zona con gran potencial, a pesar de que tiene problemáticas como falta de red, puertos y posibles usuarios de energía, así como probablemente problemas de navegación.

La Figura N° 32 muestra una simulación en donde se aprecia la magnitud promedio de la velocidad de la corriente superficial en las zonas de la primera angostura del estrecho y se destaca que ésta es superior a 1 m/s. Esta simulación es parte de un estudio llevado a cabo por la Subsecretaría de Energía y la Universidad de Chile (“Energía Mareomotriz - Convenio de Colaboración y Transferencia de Recursos entre la Subsecretaría de Energía y la Universidad de Chile”) el que fue realizado en el año 2014.

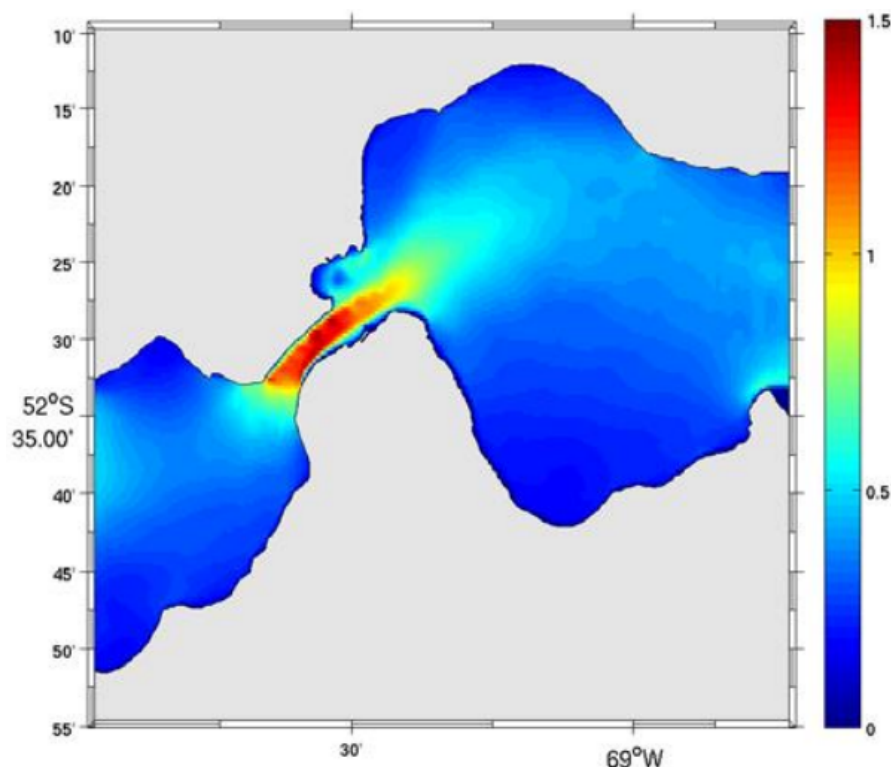


Figura N° 32: Magnitud promedio de la velocidad de la corriente superficial. Fuente: Energía Mareomotriz - Convenio de Colaboración y Transferencia de Recursos entre la Subsecretaría de Energía y la Universidad de Chile, 2014.

Ese mismo año 2014, AQUATERA presentó el estudio “Recomendaciones para la estrategia de energía marina de Chile”, donde destacó el Estrecho de Magallanes como el principal recurso mareomotriz del país, aprovechando el potencial de la primera y segunda angostura. Las corrientes en esta zona pueden superar los 4 m/s, con un potencial teórico estimado en 3.560 MW, aunque se recomienda realizar más estudios para confirmar su viabilidad.

En cuanto a la energía undimotriz, el mismo informe identificó zonas con oleaje favorable, especialmente en las costas expuestas al Pacífico, donde se estima un potencial total de 88.600 MW. Sin embargo, según se aprecia en la Figura N° 33, estas áreas son remotas, de difícil acceso y mayormente protegidas como parques nacionales o zonas silvestres, lo que complica el desarrollo de proyectos a gran escala. Además, el estudio indica que se requieren investigaciones adicionales para cuantificar con precisión el potencial en diferentes zonas.

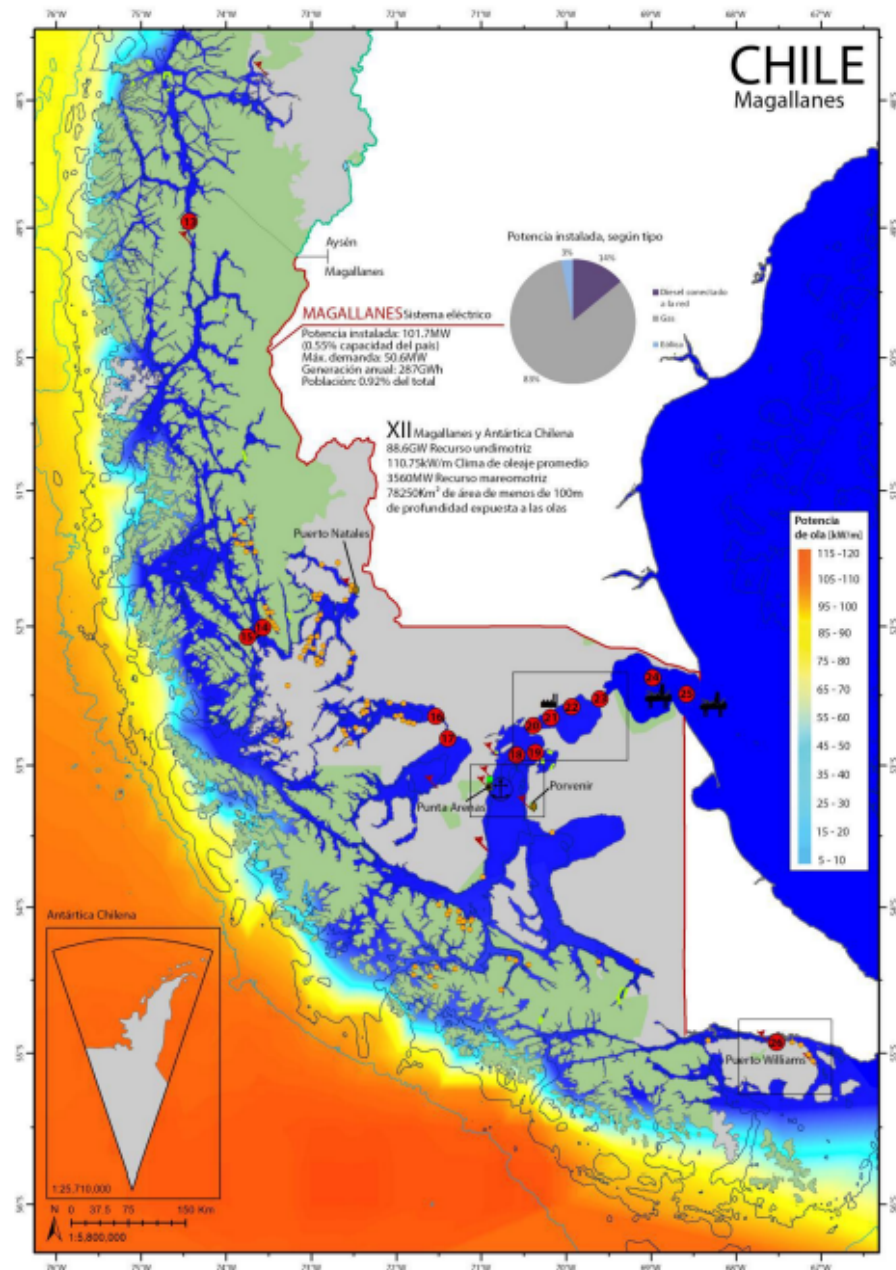


Figura N° 33: Potencial undimotriz en la región de Magallanes. Fuente: “Recomendaciones para la estrategia de energía marina de Chile”, 2014.

4.5 Biogás

El biogás se obtiene a través de la digestión anaeróbica de la materia orgánica (biomasa). El gas energético principal de biogás es el metano, en una proporción de 50-70%. Este combustible puede ser posteriormente tratado para su uso en calderas de aprovechamiento térmico o equipos de generación eléctrica.

Para realizar las estimaciones de este potencial será necesaria la información de residuos sólidos generados por la comuna, en particular los Residuos Sólidos Urbanos (RSU). Esta información puede ser facilitada por la municipalidad de Punta Arenas quienes son los responsables del relleno sanitario existente en la comuna.

Se estima que una persona en promedio produce alrededor de 0,4 [Ton] de RSU al año, por lo que, considerando los 132.363 habitantes censados en el año 2024, la producción anual de RSU en la comuna de Punta Arenas ascendería a las 52.945 toneladas.

Del total de RSU proyectado, cerca de un 80% puede ser utilizado como material para generar Biogás, ya que el 20% restante correspondería a otros tipos de residuos tales como chatarras, residuos de construcción, lodos, entre otros. Esto quiere decir que existirán 42.356 [Ton] de RSU con las que se puede obtener Biogás. El contenido o fracción de Materia Orgánica de los residuos aprovechables, corresponde alrededor de 53% (de acuerdo con el promedio nacional de M.O en RSU), es decir se estima alrededor de 22.450 [ton].

A partir de esta cantidad y considerando un factor de planta 0,5 y eficiencia de conversión de un generador eléctrico a biogás – 35% - se puede determinar que la producción de energía eléctrica podría alcanzar casi los 15 GWh anuales.

5. SOLUCIÓN ENERGÉTICA CARBONO NEUTRAL PARA PUNTA ARENAS

En Punta Arenas se reconocen múltiples fuentes de energía renovable con capacidad para satisfacer la demanda eléctrica futura, tales como la energía eólica, solar, biomasa e incluso mareomotriz. La ubicación geográfica y las condiciones climáticas de la región de Magallanes ofrecen características favorables para el desarrollo de este tipo de recursos, particularmente en lo que respecta a la disponibilidad de viento y radiación solar durante buena parte del año.

Sin embargo, antes de avanzar en el diseño e implementación de una solución energética integral, es imprescindible llevar a cabo un análisis detallado de la viabilidad técnica de cada una de estas fuentes. Esto implica evaluar su disponibilidad real a lo largo del tiempo, la infraestructura necesaria para su explotación, los costos asociados a su instalación y operación, así como los posibles impactos sobre el entorno natural y las comunidades locales.

La planificación energética para Punta Arenas debe apoyarse en criterios técnicos que permitan seleccionar las fuentes más adecuadas y diseñar un sistema robusto, resiliente y alineado con los objetivos de descarbonización y seguridad energética a largo plazo.

Debido a lo indicado en el último párrafo, la energía mareomotriz se descartará como opción viable para este análisis, dado que en el contexto nacional no existen proyectos operativos ni antecedentes técnicos significativos en su implementación. La falta de experiencia en el desarrollo de esta tecnología en Chile, sumada a la necesidad de consolidar una base de conocimiento técnico y operativo en condiciones locales, hace indispensable priorizar su evaluación en regiones con mayor madurez energética antes de considerar su aplicación en Punta Arenas. Esta decisión busca asegurar la factibilidad técnica y económica de cualquier solución propuesta para satisfacer de manera sostenible la demanda eléctrica de la ciudad.

En la Tabla N°12 se detallan las principales ventajas y desventajas asociadas a cada una de las fuentes de energía renovable que presentan potencial de implementación en la ciudad de Punta Arenas con miras a satisfacer su demanda eléctrica futura. Este análisis comparativo tiene como objetivo proporcionar una visión integral de los factores técnicos, económicos, ambientales y operativos que intervienen en la evaluación de cada alternativa energética.

Las fuentes consideradas incluyen la energía eólica, solar fotovoltaica, biogás, e hidráulica de pasada, todas con distintos niveles de desarrollo, madurez tecnológica y adaptabilidad a las condiciones locales. Para cada una, se examinan aspectos como la disponibilidad del recurso en la región, la estabilidad en la generación, los

requerimientos de infraestructura, los costos de inversión y operación, así como su impacto ambiental y social. Este enfoque permite identificar no solo las tecnologías más prometedoras en términos de eficiencia y sostenibilidad, sino también aquellas que presentan limitaciones técnicas o logísticas que podrían dificultar su implementación a corto o mediano plazo.

Tabla 12: Ventajas y desventajas de las fuentes energéticas

Fuente Energética	Ventajas	Desventajas
Biogás	• Reducción de residuos: Aprovecha desechos orgánicos, disminuyendo la cantidad de basura. • Bajo impacto ambiental: Emite menos gases de efecto invernadero en comparación con los combustibles fósiles. • Producción de biofertilizante: El residuo del proceso puede usarse como fertilizante natural. • Disminuye la dependencia del Gas Natural: Reduce la necesidad de importar combustibles fósiles.	• Producción limitada: La cantidad de biogás depende del volumen y tipo de residuo disponible. • Coste inicial alto: Las plantas de biogás requieren inversión significativa para su construcción y mantenimiento. • Corrosión de equipos: El biogás contiene compuestos como el sulfuro de hidrógeno que pueden dañar tuberías y motores si no se purifica.
Hídrica de pasada	• Menor impacto ambiental: No requiere grandes embalses, por lo que causa menos alteración del ecosistema y del paisaje. • Costos operativos bajos: Una vez construida, la operación y el mantenimiento son relativamente económicos. • Aprovechamiento continuo: Puede generar energía de manera constante mientras haya flujo de agua.	• Dependencia del caudal del río: La producción de energía varía según las estaciones y puede verse afectada por sequías. • Generación limitada: Al no contar con embalses para almacenar agua, no puede generar energía en momentos de alta demanda si el caudal es bajo. • Impacto ecológico local: Aunque menor que el de las grandes represas, aún puede afectar fauna, flora y el curso del río. • Ubicación específica: Solo es viable en ríos con caudal suficiente y pendiente adecuada.

Fuente Energética	Ventajas	Desventajas
Eólica	• Costo competitivo: Es una de las formas más baratas de generar electricidad a gran escala en muchos países. • Instalación más rápida: Los parques eólicos se construyen más rápido que muchas otras fuentes de energía. • Uso compartido del suelo: Puede coexistir con actividades agrícolas o ganaderas, aprovechando el terreno doblemente.	• Intermitencia: La producción depende del viento; si no hay viento, no hay generación de energía. • Impacto visual y sonoro: Los aerogeneradores pueden alterar el paisaje y generar ruido que afecta a comunidades cercanas. • Afecta a fauna local: Puede representar un peligro para aves y murciélagos en zonas mal ubicadas. • Requiere grandes extensiones de terreno: Para generar suficiente energía, se necesita instalar muchos aerogeneradores.
Solar Fotovoltaica	• Instalación modular y escalable: Se puede instalar desde pequeñas casas hasta grandes plantas solares. • Reducción de costos: El precio de los paneles y su instalación ha bajado considerablemente en los últimos años. • Mantenimiento bajo: Los sistemas fotovoltaicos requieren poco mantenimiento y tienen una larga vida útil (20–30 años). • Ideal para zonas aisladas: Permite generar electricidad en lugares sin acceso a la red eléctrica.	• Intermitencia y dependencia del clima: Solo genera electricidad cuando hay sol; baja eficiencia en días nublados o de noche. • Uso intensivo de terreno en grandes instalaciones: Las plantas solares ocupan grandes superficies si se busca alta producción. • Impacto ambiental de los materiales: La fabricación y el reciclaje de paneles pueden generar residuos y consumir energía y minerales críticos.

La Tabla 13 expone un análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) aplicado a las cuatro alternativas de energías renovables consideradas como potenciales soluciones para la generación eléctrica en la ciudad de Punta Arenas. Este tipo de análisis estratégico permite evaluar integralmente cada opción energética, no solo desde una perspectiva técnica, sino también en relación con el contexto económico, ambiental, regulatorio y social de la región.

Este enfoque resulta especialmente útil en procesos de toma de decisiones, ya que permite comparar las tecnologías desde una perspectiva cualitativa, complementando otros estudios de carácter técnico-económico. Además, el análisis contribuye a diseñar estrategias de implementación que potencien las fortalezas, mitiguen las debilidades, aprovechen las oportunidades del entorno y anticipen posibles amenazas, con el fin de construir un sistema energético regional más resiliente, diversificado y sostenible.

Tabla 13: Análisis FODA de las fuentes energéticas

	Biogás	Hídrica de Pasada	Solar	Eólica
Fortalezas	• Generación continua 24/7 • Aprovecha residuos orgánicos • Bajo costo operativo	• Alta eficiencia y estabilidad • Sin embalses grandes • Bajo costo de operación	• Recurso disponible en la ciudad • Escalabilidad y modularidad • Costos en descenso.	• Alta capacidad de generación • Tecnología madura • Bajo impacto ambiental relativo.
Debilidades	• Altos costos iniciales • Depende de disponibilidad de biomasa • Emisiones de metano si no se controla.	• Impacto en ecosistemas fluviales • Variabilidad estacional del caudal • Requiere estudios de viabilidad hídrica.	• Intermitente (solo genera de día) • Bajo factor de planta (15–25%) • Requiere grandes áreas de terreno.	• Variabilidad del viento • Impacto visual y acústico • Requiere infraestructura de transmisión. • Puede afectar a aves locales o migratorias
Oportunidades	• Crecimiento de economía circular • Incentivos para proyectos de residuos energéticos • Integración con red de gas natural de la ciudad.	• Uso de ríos caudalosos • Diversos tipos de turbinas para cada opción de caudal • Apoyo a energías limpias en políticas climáticas.	• Reducción de costos en paneles • Se puede generar una instalación híbrida con sistema eólico • Demanda creciente en zonas urbanas.	• Innovaciones en turbinas de baja velocidad • Políticas de descarbonización • Grandes Proyectos de Hidrógeno y Amoníaco en la región.

	Biogás	Hídrica de Pasada	Solar	Eólica
Amenazas	• Competencia con otras renovables de menor costo • Regulaciones estrictas sobre emisiones de metano.	• Cambios climáticos que afectan caudales • Conflictos sociales por uso del agua • Costos de mantenimiento de turbinas.	• Variabilidad por estacionalidad • Escasez de materiales críticos (silicio, plata) • Resistencia NIMBY (no en mi patio trasero).	• Oposición comunitaria por impacto paisajístico • Zonas de mayor potencial se encuentran alejadas de la ciudad.

Comparativamente, en la tabla 14 se puede observar los factores claves para cada tipo de fuente de energía.

Tabla 14: Comparación factores claves

Factor	Biogás	Hidro Pasada	Solar	Eólica
Capacidad (Factor de Planta)	70–85%	40–60%	10–21%	35–60%
Costo LCOE (USD/MWh)	50–150	30–80	20–50	30–60
Intermitencia	No	Parcial	Sí	Sí
Impacto Ambiental	Moderado	Bajo	Muy Bajo	Bajo
Escalabilidad	Media	Limitada	Alta	Alta
Infraestructura Requerida	Alta	Media	Baja	Alta

Desde el punto de vista técnico, las cuatro fuentes de energía renovable consideradas —energía eólica, solar fotovoltaica, hídrica de pasada y biogás— presentan el potencial suficiente para satisfacer la demanda energética de la ciudad de Punta Arenas. Cada una de estas tecnologías cuenta con características particulares que las hacen viables en el contexto local, considerando factores como la disponibilidad de recurso, madurez tecnológica y experiencia acumulada en proyectos similares tanto a nivel nacional como internacional.

No obstante, dado el carácter variable e intermitente de algunas fuentes renovables, como la solar y la eólica, resulta fundamental garantizar la continuidad del suministro eléctrico en todo momento, independientemente de las condiciones meteorológicas o la hora del día. En este sentido, se recomienda optar por un sistema híbrido, que combine estratégicamente dos o más tecnologías renovables. Esta integración permitiría maximizar la disponibilidad de generación eléctrica y asegurar una cobertura estable y confiable durante todo el año.

Complementariamente, para enfrentar los momentos en que ninguna fuente esté generando energía de forma activa —como durante noches sin viento o en situaciones de mantenimiento—, es necesario considerar el uso de sistemas de almacenamiento de energía. Entre las tecnologías de almacenamiento más consolidadas y utilizadas actualmente, destacan los Sistemas BESS (Battery Energy Storage Systems). Estos sistemas permiten acumular el excedente de energía generada en períodos de baja demanda y liberarla cuando el sistema lo requiera, mejorando así la estabilidad de la red, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y optimizando la operación del sistema híbrido.

Los Sistemas BESS

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS, por sus siglas en inglés) son tecnologías diseñadas para almacenar electricidad en forma de energía química y liberarla cuando se necesita. Su función principal es mejorar la eficiencia, estabilidad y flexibilidad de la red eléctrica, especialmente en un contexto de creciente generación a partir de fuentes renovables como la solar y la eólica. Estos sistemas permiten aprovechar el exceso de energía generado en momentos de baja demanda y utilizarlo más tarde, por ejemplo, durante picos de consumo o cuando no hay sol o viento.

Los BESS están compuestos principalmente por baterías (de litio, plomo-ácido, flujo, entre otras), inversores que convierten corriente continua en alterna, sistemas de gestión que controlan la operación segura de las baterías, y sistemas de refrigeración que regulan la temperatura. Son utilizados como sistemas de almacenamiento de energía, pero también pueden ser usados como respaldo ante cortes eléctricos o como estabilizadores de la red eléctrica (frecuencia y voltaje).

Entre sus principales ventajas se destacan la capacidad de integrar fuentes renovables de forma eficiente, la rapidez de respuesta ante la demanda energética, y la posibilidad de reducir el uso de fuentes contaminantes. Sin embargo, también enfrentan desafíos como el alto costo inicial, la vida útil limitada de las baterías, y el impacto ambiental asociado a la extracción de minerales y al reciclaje de los equipos.

5.1 Dimensionamiento de la solución energética

Para llevar a cabo un dimensionamiento adecuado de la solución energética propuesta, resulta fundamental disponer de una estimación precisa de la demanda futura de energía eléctrica en la ciudad de Punta Arenas. Esta proyección de demanda constituye uno de los insumos clave en el proceso de planificación energética, ya que permite anticipar las necesidades del sistema eléctrico local y

asegurar que la infraestructura a implementar sea capaz de satisfacer de manera eficiente y segura el consumo esperado en los años venideros.

Con el objetivo de obtener una base sólida para esta estimación, se utilizará como referencia la proyección oficial de demanda elaborada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [14], la cual ha sido previamente citada en la sección 3.6.1 de este documento. En dicha sección se detalló que, según las proyecciones de la CNE, se espera un crecimiento sostenido en el consumo eléctrico de la ciudad, estimándose un aumento acumulado de aproximadamente un 40% en el horizonte de los próximos 20 años.

Este incremento proyectado en la demanda eléctrica se traduce en un requerimiento energético significativamente mayor para el año 2044. Tal como se ilustra en la Figura N° 34, se estima que la demanda anual de energía eléctrica en Punta Arenas alcanzará los 475.013 MWh para ese año. Esta cifra servirá como referencia para el diseño de la solución energética, asegurando que esta sea dimensionada con la capacidad suficiente para responder a las necesidades futuras del sistema eléctrico local.

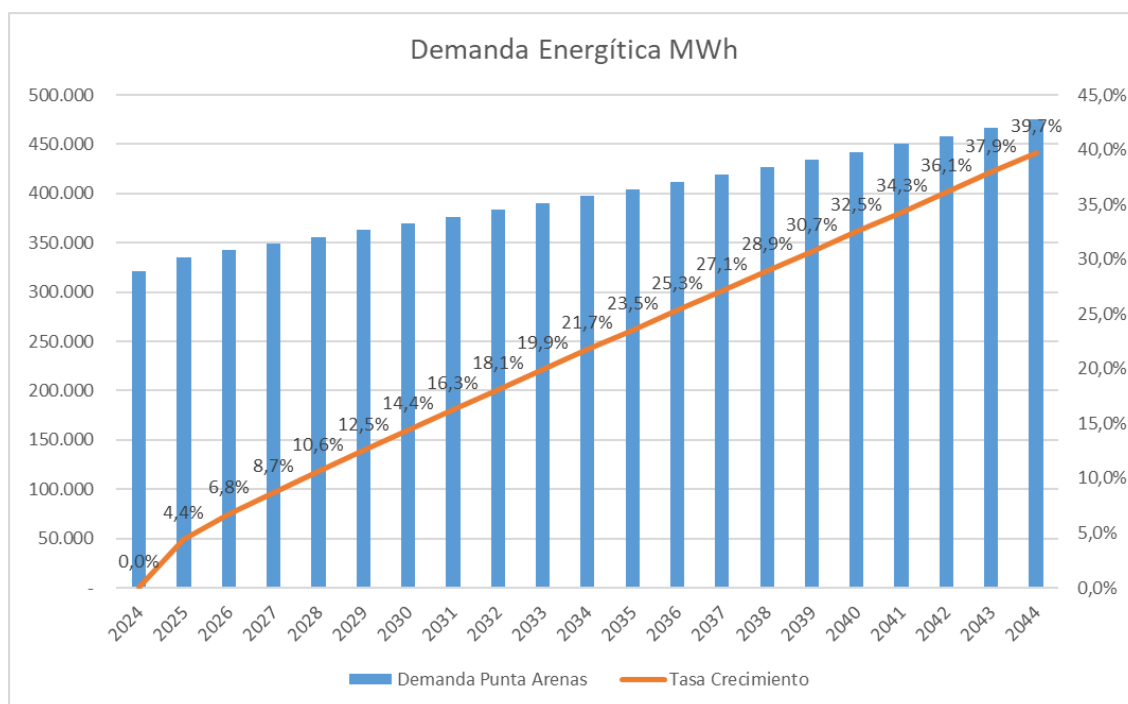


Figura N° 34: Demanda anual de energía eléctrica proyectada para la ciudad de Punta Arenas

Considerando el valor de demanda anual de energía eléctrica proyectado para la ciudad de Punta Arenas en el año 2044, equivalente a 475.013 MWh, es necesario incorporar al análisis ciertos factores dinámicos que podrían influir

significativamente en el comportamiento real del consumo energético futuro. Estos factores responden tanto a cambios estructurales en la matriz energética como a políticas públicas orientadas a la sostenibilidad y la eficiencia.

En primer lugar, se proyecta una transformación en la fuente primaria de generación de energía eléctrica, reemplazando el gas natural por fuentes de energía renovable no convencional (ERNC), como la eólica o la solar. Esta transición energética, además de contribuir a los objetivos de descarbonización, podría generar una reducción sustancial en el costo marginal de la energía. Como consecuencia directa de esta disminución en los precios, es razonable anticipar un aumento en el consumo de electricidad, ya que distintos sectores económicos y residenciales tenderán a electrificar sus consumos energéticos. Este fenómeno de "electrificación de la demanda" implica una sustitución progresiva de combustibles fósiles por electricidad en procesos como la calefacción, la movilidad y la producción industrial, lo cual naturalmente presionará al alza la demanda total de energía eléctrica.

Por otra parte, es importante considerar el efecto que pueden tener las políticas de eficiencia energética impulsadas por el Estado. Estas políticas, orientadas a la implementación de tecnologías más eficientes, normas de construcción sustentable, sistemas de control inteligente y educación energética, tienden a moderar el crecimiento de la demanda, haciendo que el consumo eléctrico por unidad de servicio energético disminuya con el tiempo. En consecuencia, a pesar del incremento asociado a la electrificación, el consumo total podría verse atenuado gracias a una utilización más eficiente de los recursos energéticos.

Frente a estos dos efectos contrapuestos —por un lado, el aumento del consumo debido a la electrificación, y por otro, la reducción producto de la eficiencia energética—, resulta prudente establecer un margen de ajuste sobre la proyección inicial, a fin de incorporar un factor de seguridad ante escenarios futuros inciertos. En este contexto, se ha determinado aplicar un incremento del 10% sobre la proyección base de 475.013 MWh anuales, lo que permite elevar la estimación a un valor cercano a los 522.500 MWh por año. Esta cifra corregida será empleada como base de diseño para el dimensionamiento de la solución energética carbono neutral que se propone implementar en la ciudad de Punta Arenas, garantizando así que el sistema esté preparado para responder a la posible variabilidad en la demanda eléctrica futura.

5.2 Diseño de la solución energética carbono neutral

Considerando la proyección de demanda eléctrica para la ciudad de Punta Arenas hacia el año 2044, la cual ha sido estimada en aproximadamente 522.500 MWh

anuales, es imprescindible analizar las distintas alternativas tecnológicas disponibles para el suministro de esta energía desde una perspectiva de sostenibilidad, factibilidad técnica y suficiencia energética.

En primer término, se evaluaron tecnologías basadas en fuentes renovables como el biogás y la generación hidroeléctrica de pasada. Sin embargo, ambas opciones fueron descartadas como solución principal debido a su limitada capacidad de generación anual. En el caso del biogás, los estudios disponibles indican que su potencial técnico en la zona no supera los 15 GWh por año, cifra restringida por la disponibilidad de residuos orgánicos aprovechables. Del mismo modo, las centrales hidroeléctricas de pasada, que operan sin embalse de acumulación y dependen exclusivamente del caudal instantáneo de los cursos de agua, presentan un potencial estimado de generación del orden de los 18 GWh anuales. Estas capacidades combinadas representan menos del 10% de la demanda energética proyectada, lo que evidencia su insuficiencia para constituirse como base de una solución energética autónoma y carbono neutral para la ciudad.

Dado este escenario, se ha optado por centrar el diseño del sistema energético en tecnologías de generación renovable con mayor escalabilidad y disponibilidad de recurso en la región, específicamente la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, ambas combinadas con sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Esta configuración permite no solo alcanzar los niveles de generación requeridos, sino también garantizar la continuidad del suministro, considerando la naturaleza intermitente de estas fuentes.

La integración de un sistema BESS resulta fundamental en ambas alternativas, ya que permite desacoplar la generación de energía de su consumo, compensando las fluctuaciones horarias y diarias propias de las tecnologías renovables intermitentes. En particular, el almacenamiento es esencial para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico local y mejorar la confiabilidad y seguridad del suministro.

A continuación, se presenta un análisis comparativo de ambas configuraciones — Solar Fotovoltaico + BESS y Eólica + BESS— con el fin de determinar cuál de ellas ofrece la mejor relación entre viabilidad técnica, costos de implementación, disponibilidad del recurso renovable, y adaptabilidad a las condiciones climáticas y geográficas particulares de la ciudad de Punta Arenas y sus alrededores.

5.2.1 Solución solar fotovoltaica + BESS

La solución energética propuesta deberá ser capaz de satisfacer una demanda anual estimada en 522.500 MWh para el sistema eléctrico de la ciudad de Punta Arenas.

Uno de los parámetros fundamentales para dimensionar adecuadamente una planta fotovoltaica es el factor de planta (FP), el cual representa el porcentaje de energía que una planta genera respecto a su capacidad teórica máxima, considerando las horas efectivas de operación durante todo el año. Este valor depende de múltiples factores, entre los que destacan la irradiación solar disponible, la orientación e inclinación de los paneles, las pérdidas por temperatura, la acumulación de suciedad sobre los módulos, y las condiciones meteorológicas locales.

Dado el clima austral característico de Punta Arenas, que incluye alta nubosidad, vientos intensos, y temperaturas frías durante gran parte del año, se ha adoptado un enfoque conservador al seleccionar un factor de planta de 12%. Este valor, aunque moderado, permite tener una estimación realista de la energía que podría generar una planta solar operando bajo las condiciones de radiación solar incidentes en la zona.

Para determinar la potencia instalada requerida de la planta fotovoltaica, se emplea la fórmula básica que relaciona la energía generada anualmente con el factor de planta y el total de horas en un año (8.760 horas):

$$\text{Energía anual} = \text{Potencia instalada} \times \text{FP} \times 8760$$

Despejando

$$\text{Potencia instalada (MW)} = \frac{522.500 \text{ (MWh/año)}}{0,12 \times 8760 \left(\frac{h}{\text{años}}\right)} \approx 497,05 \text{ MWp}$$

Este cálculo entrega una estimación de la potencia nominal necesaria bajo condiciones ideales. Sin embargo, en aplicaciones reales, existen diversas pérdidas a lo largo del sistema que deben ser consideradas. Estas incluyen, entre otras, pérdidas por suciedad en los módulos, envejecimiento y degradación de los paneles, pérdidas en los inversores y cableado, y reducción de eficiencia por altas temperaturas. Para compensar estas pérdidas y asegurar que se alcance la producción energética requerida, se recomienda aplicar un sobredimensionamiento del orden del 10% al 20% sobre la potencia teórica calculada.

Aplicando este criterio, la potencia instalada realista para la planta solar fotovoltaica se ubicaría en un rango entre aproximadamente 550 MWp y 595 MWp. Este rango permitirá que la instalación mantenga su capacidad de satisfacer la demanda anual incluso bajo condiciones operativas subóptimas, garantizando la confiabilidad y eficiencia del sistema a lo largo del tiempo.

El diseño del sistema de almacenamiento de energía en baterías constituye un componente crítico dentro de la solución energética renovable propuesta para la ciudad de Punta Arenas.

Como criterio base de diseño, se ha establecido que el sistema BESS debe ser capaz de abastecer completamente la demanda eléctrica de la ciudad durante un período continuo de 24 horas, sin depender de generación externa. Este enfoque permite asegurar la autonomía operativa del sistema frente a escenarios meteorológicos adversos o fallas temporales en la planta solar, contribuyendo significativamente a la confiabilidad del suministro eléctrico.

La demanda diaria promedio se ha calculado a partir de la demanda anual estimada en 522.500 MWh. Dividiendo esta cifra por los 365 días del año, se obtiene una demanda diaria promedio de:

$$\frac{522.500 \text{ MWh/año}}{365 \text{ días}} \approx 1.431,5 \text{ MWh/día}$$

Este valor representa la cantidad de energía que el sistema BESS deberá ser capaz de almacenar y suministrar, en promedio, durante un día completo de operación.

Para dimensionar adecuadamente la capacidad energética del sistema de baterías, es necesario considerar dos factores operativos clave: la eficiencia del sistema y la profundidad de descarga (DoD, por sus siglas en inglés). La eficiencia general del sistema BESS, que contempla pérdidas en conversión, carga/descarga e integración con el sistema eléctrico, se ha estimado en un 90%. Asimismo, se ha considerado una profundidad de descarga del 90%, lo que significa que sólo el 90% de la capacidad nominal de la batería será utilizable para preservar su vida útil y evitar deterioro prematuro.

Aplicando estos parámetros, la capacidad nominal requerida del sistema BESS se calcula como:

$$\frac{1.431,5 \text{ MWh}}{0,9 \times 0,9} \approx 1.767,3 \text{ MWh} \cong 1,77 \text{ GWh}$$

Esta cifra representa la capacidad total de almacenamiento necesaria para satisfacer la demanda diaria promedio, considerando un sistema eficiente y con operación segura respecto a los límites de descarga.

Por otro lado, para determinar la potencia nominal del sistema BESS se considera que esta debe ser capaz de suministrar toda la energía almacenada en un periodo de 24 horas. Bajo esta condición, la potencia mínima necesaria sería:

$$1.767,3 \text{ MWh}/24 \text{ h} \approx 73,6 \text{ MW}$$

No obstante, este valor corresponde únicamente al promedio diario y no contempla las variaciones horarias que puede presentar la curva de demanda, especialmente en los períodos de mayor consumo (peaks). Por esta razón, y con el objetivo de proporcionar una mayor flexibilidad operativa, así como capacidad de respuesta rápida frente a eventos de alta demanda, se recomienda instalar un sistema BESS con una potencia nominal superior al mínimo calculado.

En este contexto, se propone que la potencia nominal del sistema de almacenamiento se sitúe en un rango entre 80 MW y 100 MW. Este rango permitiría no solo cubrir eficientemente la demanda media diaria, sino también atender adecuadamente los requerimientos en horas punta y proporcionar servicios auxiliares como regulación de frecuencia, respaldo instantáneo ante contingencias y gestión de energía en tiempo real.

Esquemáticamente, el sistema propuesto sería el que se muestra en la Figura N° 35, y que corresponde a la solución carbono neutral considerando un sistema fotovoltaico + BESS.

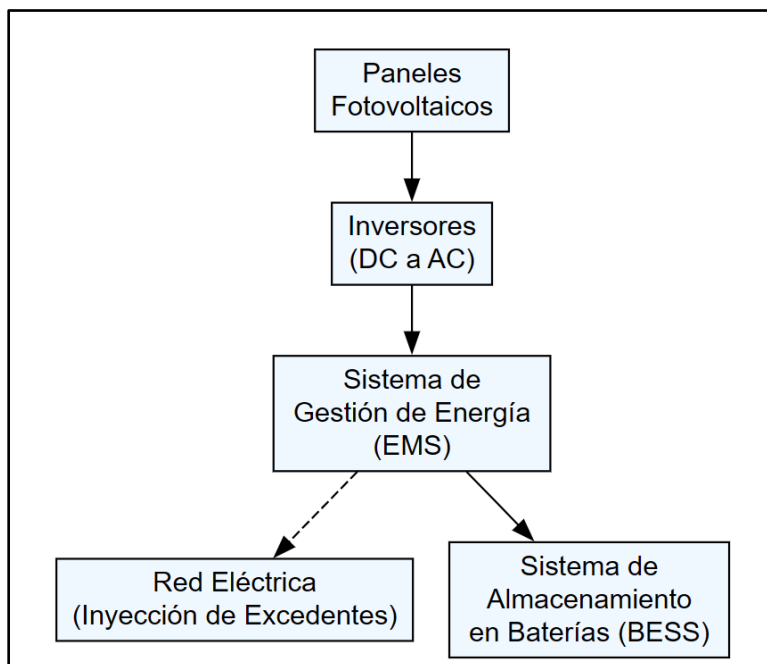


Figura N° 35: Esquema de la solución propuesta

En síntesis, con el objetivo de satisfacer la demanda proyectada de energía eléctrica para la ciudad de Punta Arenas mediante una solución energética sustentable y carbono neutral, se ha definido una estrategia tecnológica basada en la integración de una planta de generación solar fotovoltaica a gran escala, complementada con un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Esta configuración busca asegurar un suministro eléctrico confiable, continuo y resiliente frente a las variabilidades inherentes a la generación renovable, especialmente en una región con condiciones climáticas exigentes como la zona austral de Chile. La potencia nominal requerida por ambos sistemas es la siguiente.

Sistema	Potencia Nominal MW
Solar Fotovoltaico	550 – 595 MWp
BESS	80 – 100 MW

En conjunto, esta solución fotovoltaica + BESS representa una alternativa técnica viable para avanzar hacia una matriz energética local sustentable, con una alta penetración de energías renovables, sin emisiones directas de gases de efecto invernadero y con capacidad de resiliencia operativa frente a las condiciones particulares del entorno magallánico.

5.2.2 Superficie requerida para la solución solar fotovoltaica + BESS

Una de las principales debilidades identificadas en el análisis FODA de las instalaciones fotovoltaicas es la necesidad de grandes extensiones de terreno para la implementación de los proyectos. Esta característica se debe a la naturaleza de la tecnología fotovoltaica, que requiere una considerable superficie para instalar los paneles solares, especialmente cuando se dimensiona el sistema para cubrir una demanda significativa como la de la ciudad de Punta Arenas.

Para abordar esta limitación, es necesario cuantificar la superficie exacta que se requerirá para la instalación del sistema fotovoltaico, junto con el sistema de almacenamiento de energía en baterías. Con esta información, se podrá verificar si existe disponibilidad suficiente de terreno dentro de la región para llevar a cabo el proyecto, y si es necesario considerar terrenos adicionales o fuera de las áreas urbanas.

El sistema fotovoltaico en cuestión está diseñado para tener una capacidad instalada de entre 550 MWp y 595 MWp, con un factor de planta estimado del 12%. Este factor de planta se refiere al porcentaje de la capacidad instalada que se utilizará efectivamente para generar electricidad a lo largo del año, teniendo en cuenta las variaciones estacionales de la radiación solar y otras condiciones

ambientales. En términos de densidad de uso de suelo, proyectos fotovoltaicos de esta magnitud requieren entre 5 y 8 hectáreas por cada MWp instalado. Con base en esta densidad, se puede estimar que la planta solar ocupará una superficie que varía entre 2.600 hectáreas y 4.560 hectáreas.

Por otro lado, el sistema de almacenamiento en baterías (BESS) se ha dimensionado para almacenar una capacidad total de 1,77 GWh, con una potencia nominal estimada de aproximadamente 90 MW. Las instalaciones de almacenamiento en baterías generalmente requieren menos espacio que las plantas fotovoltaicas, pero aun así, su demanda de superficie debe ser cuidadosamente considerada. En términos generales, se estima que 1 MWh de capacidad de almacenamiento ocupa entre 25 y 35 metros cuadrados, principalmente en contenedores estándar de 25 pies. De esta forma, el sistema BESS ocuparía una superficie total de entre 42.500 m² y 59.500 m², lo que se traduce en un rango de 4,25 a 5,95 hectáreas.

Sumando ambas áreas, se puede concluir que la instalación completa del sistema fotovoltaico más el sistema de almacenamiento BESS abarcará una superficie que oscila entre 2.605 hectáreas y 4.566 hectáreas. Dado que la ciudad de Punta Arenas tiene una superficie total de aproximadamente 3.900 hectáreas, esto implica que, para la implementación de este proyecto, sería necesario contar con terrenos fuera de los límites urbanos de la ciudad. Esto plantea desafíos logísticos en cuanto a la adquisición de terrenos, la infraestructura de acceso y la conexión con la red eléctrica local, los cuales deben ser evaluados de forma detallada durante la fase de planificación y diseño del proyecto.

Por ahora no se descartará esta solución, y se esperará hasta la cuantificación de los costos requeridos para su construcción con tal de definir la mejor opción técnica y económica.

5.2.3 Solución eólica + BESS

La solución energética basada en generación eólica, complementada con un sistema de almacenamiento en baterías (BESS), ha sido diseñada con el objetivo de satisfacer una demanda anual de energía eléctrica del orden de 522.500 MWh, correspondiente a la proyección de consumo para la ciudad de Punta Arenas en un horizonte de largo plazo. Esta configuración se plantea como una alternativa carbono neutral frente a la opción solar fotovoltaica, considerando el potencial eólico disponible en la región austral de Chile, donde las condiciones meteorológicas son particularmente favorables para esta tecnología.

Para dimensionar adecuadamente la capacidad instalada del sistema eólico, se debe considerar el factor de planta (FP), el cual representa la relación entre la energía eléctrica efectivamente generada por la instalación y la energía que se habría generado si esta operara a plena capacidad durante todo el año. En el caso de la zona de Punta Arenas y sus alrededores, se dispone de un recurso eólico de alta calidad, con velocidades de viento sostenidas y baja variabilidad estacional, lo que permite adoptar un factor de planta del 50%. Este valor es representativo de parques eólicos ubicados en zonas con excelentes condiciones de viento y refleja una operación eficiente del sistema a lo largo del tiempo.

El cálculo de la potencia nominal instalada necesaria para cubrir la demanda anual se realiza mediante la siguiente expresión:

$$Potencia\ instalada\ (MW) = \frac{Demanda\ anual\ (MWh)}{FP \times 8760\ h}$$

Reemplazando con los valores indicados para el diseño de la instalación se obtendrá que:

$$Potencia\ instalada\ (MW) = \frac{522.500}{0,50 \times 8760} \approx 119,3\ MW$$

Esto implica que se requiere una capacidad instalada de generación eólica del orden de 119,3 MW para garantizar la cobertura total de la demanda energética anual proyectada bajo las condiciones locales. Esta potencia puede ser alcanzada mediante la instalación de aerogeneradores de gran escala, típicamente en el rango de 3 a 6 MW por unidad, lo que se traduciría en un parque eólico compuesto por aproximadamente 20 a 40 turbinas, dependiendo del modelo y la eficiencia de cada equipo.

En cuanto al sistema de almacenamiento BESS que acompañará a la planta eólica, se ha adoptado el mismo criterio técnico utilizado para el dimensionamiento del sistema de respaldo en la solución solar fotovoltaica (sección 5.2.1). Este criterio establece que el sistema BESS debe ser capaz de almacenar energía suficiente para abastecer la demanda promedio diaria, lo que garantiza la continuidad del suministro durante periodos de baja producción eólica o interrupciones en la generación.

Dado que la demanda diaria promedio se estima en aproximadamente 1.430 MWh, y considerando una eficiencia del sistema de almacenamiento del 90% y una profundidad de descarga también del 90%, se ha dimensionado una capacidad total de almacenamiento de 1.770 MWh. Esta capacidad será suficiente para respaldar

al menos un día completo de operación sin generación eólica, lo cual proporciona una autonomía básica al sistema. Asimismo, la potencia nominal del BESS se ha estimado en 90 MW, permitiendo así una entrega continua de energía durante periodos de alta demanda o baja generación.

Este diseño integral (119,3 MW de generación eólica + 1.430 MWh de almacenamiento BESS) constituye una solución energética robusta, adaptada a las características meteorológicas de Punta Arenas, y orientada a asegurar una matriz energética sostenible, confiable y sin emisiones directas de carbono. En etapas posteriores del estudio será necesario analizar aspectos adicionales como la disponibilidad de terrenos, interconexión a la red, análisis de costos y factibilidad ambiental para validar la implementación de esta propuesta.

Sistema	Potencia Nominal MW
Eólico	119,3 MW
BESS	90 MW

5.2.4 Superficie utilizada por la solución eólica + BESS

Para evaluar la viabilidad territorial de la solución energética basada en energía eólica complementada con almacenamiento en baterías (BESS), es fundamental estimar con precisión la superficie requerida para la implementación del parque eólico. En este análisis, se ha considerado una configuración compuesta por 20 aerogeneradores de gran escala, cada uno con una potencia nominal de 6 MW, lo que en conjunto proporciona una capacidad total instalada de 120 MW. Esta cifra permite cumplir y superar ligeramente el requerimiento de 119,3 MW identificado en el dimensionamiento de la sección anterior, otorgando así un margen operacional que mejora la flexibilidad del sistema ante variabilidades de generación.

Para el diseño físico del parque eólico, se emplea como criterio técnico estándar la necesidad de establecer distancias mínimas entre turbinas, con el fin de minimizar los efectos de estela (*wake effect*) que reducen la eficiencia aerodinámica y energética de los aerogeneradores ubicados en posiciones posteriores. Específicamente, se establece que la separación entre turbinas en la dirección predominante del viento (distancia longitudinal) debe ser de entre 5 a 7 veces el diámetro del rotor, mientras que la separación perpendicular al viento (distancia lateral) debe ser de entre 3 a 5 veces dicho diámetro.

Considerando que las turbinas de 6 MW comúnmente utilizadas poseen un diámetro de rotor aproximado de 150 metros, se obtienen las siguientes distancias mínimas recomendadas:

- Distancia longitudinal: $5 \times 150 \text{ m} - 7 \times 150 \text{ m} \rightarrow 750 \text{ m} - 1.050 \text{ m}$
- Distancia lateral: $3 \times 150 \text{ m} - 5 \times 150 \text{ m} \rightarrow 450 \text{ m} - 750 \text{ m}$.

A partir de estos valores, se propone organizar el conjunto de 20 aerogeneradores en una configuración de malla rectangular de 4 filas por 5 columnas. Esta disposición permite una adecuada separación y optimización del espacio, así como una mejor integración con el entorno geográfico. Calculando las dimensiones del terreno necesario, se obtiene que:

- Longitud total del parque (5 turbinas con 4 espacios entre ellas): $4 \times 750 \text{ m} - 4 \times 1.050 \text{ m} \rightarrow 3.000 \text{ m} - 4.200 \text{ m}$
- Ancho total del parque (4 turbinas con 3 espacios entre ellas): $3 \times 450 \text{ m} - 3 \times 750 \text{ m} \rightarrow 1.350 \text{ m} - 2.250 \text{ m}$

Multiplicando ambos rangos de dimensiones se obtiene el área total requerida:

Área	km ²
Mínima	4,05
Máxima	9,45

Cabe destacar que este terreno no es ocupado completamente por infraestructuras físicas. En general, el espacio entre turbinas puede seguir siendo utilizado para actividades agropecuarias, ya que la presencia de las torres y cimentaciones no impide el uso del suelo para cultivos o pastoreo. Esto convierte al parque eólico en una alternativa energéticamente eficiente y territorialmente compatible con otros usos productivos del suelo, reduciendo los conflictos por uso de terreno y aumentando la aceptación social del proyecto.

En cuanto al sistema de almacenamiento energético BESS, se considera la misma configuración presentada en la sección 5.2.2, con una capacidad total de 1.430 MWh y una potencia de descarga del orden de los 90 MW. En términos de ocupación de suelo, se estima que cada 1 MWh requiere entre 25 y 35 m² de superficie, dependiendo de la tecnología de almacenamiento utilizada (baterías de iones de litio en contenedores de 25 pies es el estándar considerado). Por lo tanto, el sistema BESS tendrá una superficie aproximada entre:

- Superficie mínima: 42.500 m²
- Superficie máxima: 59.500 m²

Sumando las superficies del parque eólico y el sistema BESS, se concluye que la instalación completa abarcará entre 4,09 km² y 9,51 km².

Cuando esta solución se compara con la alternativa solar fotovoltaica más BESS — la cual, como se detalló previamente, requiere entre 26,05 km² y 45,66 km²— se evidencia que la alternativa eólica utiliza aproximadamente solo un 20% de la superficie necesaria para la solución solar. Esta diferencia se traduce en una ventaja significativa desde el punto de vista del uso del territorio, especialmente en zonas donde la disponibilidad de grandes extensiones de terreno plano o de baja pendiente es limitada o presenta un alto valor ambiental o económico.

Desde la perspectiva de ocupación territorial, la solución eólica con respaldo BESS se presenta como una opción más compacta y compatible con el desarrollo sostenible del entorno, lo que puede representar una ventaja clave para su implementación en la Región de Magallanes.

6. CUANTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ENERGÉTICA CARBONO NEUTRAL PARA PUNTA ARENAS

Considerando las propuestas energéticas carbono neutrales presentadas en la sección anterior, se procederá a cuantificar la inversión necesaria para implementar estas propuestas. Antes que todo se debe indicar los costos que presentará la solución desarrollada.

6.1 Emplazamiento de la solución

Con el fin de avanzar en la materialización de la solución energética carbono neutral propuesta para abastecer la demanda eléctrica proyectada de la ciudad de Punta Arenas, se presenta a continuación una propuesta preliminar de emplazamiento que contempla aspectos técnicos, logísticos y territoriales fundamentales para el desarrollo eficiente del proyecto.

El sitio seleccionado para la instalación de la planta generadora, junto con el sistema de almacenamiento energético (BESS), corresponde al Parque Industrial Cabo Negro, ubicado a aproximadamente 30 kilómetros al noreste del centro urbano de Punta Arenas y a 22 kilómetros de la central térmica Tres Puentes, operada por la empresa EDELMAG. Este parque industrial ha sido identificado como una ubicación estratégica para el proyecto, debido a su cercanía con infraestructura crítica, su accesibilidad y su bajo nivel de intervención urbana directa, lo que minimiza el riesgo de conflictos con áreas residenciales o protegidas.



Figura N° 36: Emplazamiento propuesto para la solución energética carbono neutral.

La Figura N° 36 ilustra el área geográfica seleccionada para el emplazamiento de la infraestructura energética. El sitio propuesto se sitúa próximo a la Ruta 9 Norte, principal vía terrestre de acceso a la ciudad y al resto de la región, lo que facilita el transporte de componentes de gran volumen y peso, tales como aerogeneradores, transformadores, inversores, estructuras fotovoltaicas o contenedores de almacenamiento. Esta ventaja logística es clave durante la fase de construcción y montaje del proyecto.

Otro factor determinante en la selección de este emplazamiento es su proximidad a infraestructuras eléctricas existentes. En particular, se destaca la presencia de una línea de media tensión (MT) que conecta el Parque Eólico Cabo Negro con la red de distribución eléctrica de Punta Arenas. Esta infraestructura existente ofrece una oportunidad para facilitar la conexión del nuevo proyecto a la red.

Asimismo, el área cuenta con acceso cercano a instalaciones portuarias, ubicadas en la bahía adyacente al parque industrial, las cuales permiten el desembarco de componentes de gran tamaño provenientes de otros puntos del país o del extranjero. Esta cercanía portuaria resulta altamente ventajosa en términos logísticos y económicos, ya que reduce significativamente los costos y complejidades asociados al transporte terrestre de componentes pesados o sobredimensionados, como torres eólicas, aspas de rotor o sistemas modulares de almacenamiento.

Desde un punto de vista ambiental y territorial, el Parque Industrial Cabo Negro ya se encuentra habilitado para actividades de tipo productivo, lo que disminuye la necesidad de someter el terreno a procesos de cambio de uso de suelo o evaluaciones complejas por impacto sobre ecosistemas sensibles. No obstante, cualquier intervención deberá cumplir con la normativa ambiental vigente, especialmente lo relacionado con el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) en Chile.

6.2 Subestaciones eléctricas

Se requerirá de dos subestaciones para transformar el nivel de tensión con tal de facilitar el transporte de energía desde el lugar de generación hacia la ciudad de Punta Arenas.

6.2.1 Subestación de transformación elevadora

Como parte fundamental de la infraestructura requerida para garantizar el funcionamiento eficiente y seguro de la solución energética carbono neutral propuesta para la ciudad de Punta Arenas, se considera la instalación de una subestación elevadora. Esta subestación tendrá como función principal elevar el nivel de tensión de salida de la planta de generación desde 23 kV a 110 kV, permitiendo así la adecuada inyección y transmisión de la energía eléctrica hacia la red de distribución que alimenta a la ciudad.

El diseño de esta subestación deberá cumplir estrictamente con los estándares técnicos y normativos establecidos por los organismos reguladores del sistema eléctrico chileno, en particular la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Entre los requisitos normativos más relevantes se encuentra el cumplimiento de la condición de confiabilidad operativa “N-1”, la cual establece que el sistema debe ser capaz de continuar su operación ante la falla de uno de sus componentes críticos sin comprometer la continuidad del suministro eléctrico.

Para satisfacer esta condición, se ha determinado que la subestación elevadora deberá contar con dos transformadores en paralelo, capaces de asumir, cada uno por sí solo, la totalidad de la potencia generada en caso de indisponibilidad del otro. En función de ello, se propone la utilización de transformadores de potencia con relación de tensión 23/110 kV, con una potencia nominal escalonada de 60/80/100 MVA, lo cual proporciona una flexibilidad adecuada para operar bajo distintas condiciones de carga y permite manejar con seguridad tanto los flujos normales de energía como los escenarios de contingencia.

La subestación elevadora será emplazada dentro del mismo terreno propuesto para la solución de generación, ya sea que esta se base en tecnología eólica o solar fotovoltaica. Su ubicación centralizada dentro del predio facilita la interconexión con los sistemas de generación y almacenamiento (BESS), optimiza el trazado de los cables de media tensión y reduce la distancia de transmisión hasta el punto de conexión con la red principal, lo que contribuye a minimizar las pérdidas eléctricas y los costos de infraestructura asociados.

En términos económicos, el componente de mayor peso en el costo total de la subestación es el transformador de potencia. De acuerdo con referencias de mercado actualizadas, el precio unitario de un transformador de 23/110 kV y 100 MVA se sitúa en torno a 2,24 MMUSD. Considerando la necesidad de instalar dos unidades y sumando un 30% adicional por concepto de obras civiles, equipos auxiliares (interruptores, seccionadores, celdas, protecciones, etc.), ingeniería, montaje y puesta en marcha, se estima que el costo total referencial de la subestación elevadora será del orden de 5,82 MMUSD.

6.2.2 Subestación de transformación reductora

Como parte esencial del sistema de transmisión y distribución asociado a la solución energética carbono neutral propuesta para la ciudad de Punta Arenas, será necesaria la implementación de una subestación reductora al final del tramo de la línea de transmisión. Esta infraestructura permitirá adaptar los niveles de tensión de 110 kV, provenientes del sistema de generación, a tensiones compatibles con las redes existentes, asegurando así una integración eficiente y segura con la infraestructura eléctrica local.

Específicamente, la subestación reductora deberá reducir la tensión de 110 kV a dos niveles distintos:

- 66 kV, correspondiente al nivel de tensión utilizado por el alimentador que interconecta la Central Eléctrica Tres Puentes con la Central Eléctrica Punta Arenas, y

- 23 kV, correspondiente al nivel de tensión operativo en parte del sistema de distribución de la ciudad y en el alimentador de respaldo actualmente disponible en la Central Tres Puentes.

Dado que se requieren múltiples salidas en distintos niveles de tensión, la solución técnica adecuada consiste en la instalación de transformadores de potencia con tres devanados (trifásicos), que permitan realizar la conversión simultánea de 110 kV a 66 kV y 23 kV. Esta configuración proporciona mayor flexibilidad operativa, facilita la conexión con las redes existentes y permite una mejor distribución de flujos de energía, reduciendo la necesidad de infraestructuras intermedias.

En concordancia con las exigencias normativas del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y para cumplir con los criterios de confiabilidad del sistema, la subestación reductora deberá también adherirse a la condición operativa “N-1”, lo que implica que, ante la falla o mantenimiento de uno de los transformadores, el sistema debe poder operar sin interrupciones. Para ello, se instalarán dos transformadores con capacidad nominal suficiente para asumir, de forma independiente, la carga total del sistema. Se propone el uso de transformadores con especificaciones 110/66/23 kV y potencia de 100 MVA, lo que permite manejar adecuadamente los niveles de carga proyectados, con márgenes adecuados para contingencias o ampliaciones futuras.

La ubicación física de la subestación reductora se ha definido de manera estratégica, en las cercanías de la Central Eléctrica Tres Puentes, propiedad de EDELMAG. En particular, el emplazamiento se propone frente a las instalaciones actuales de la central, lo que facilita la conexión eléctrica directa entre los equipos de la subestación y la infraestructura de generación ya existente. Esta ubicación también permite aprovechar el acceso a caminos existentes, disponibilidad de servicios básicos y la cercanía con centros logísticos y técnicos, reduciendo así los tiempos y costos asociados a su implementación.



Figura N° 37: Emplazamiento subestación eléctrica reductora

La Figura N° 37 ilustra la localización propuesta de la subestación reductora, evidenciando su cercanía con la Central Tres Puentes, la cual es uno de los principales centros de generación de energía eléctrica para la ciudad de Punta Arenas. Esta proximidad estratégica permite no solo una integración técnica más directa, sino también una operación más segura, eficiente y económicamente viable del sistema completo.

Desde el punto de vista económico, al igual que en el caso de la subestación elevadora, el principal componente en términos de inversión corresponde al transformador de potencia de tres devanados. El valor referencial de mercado para un transformador con las especificaciones técnicas mencionadas (100 MVA, 110/66/23 kV) se estima en el orden de 2,47 MMUSD por unidad. Considerando la necesidad de dos unidades (por criterio N-1) y sumando un margen del 30% adicional para cubrir costos asociados a obras civiles, sistemas de protección, interruptores, seccionadores, control, comunicaciones, ingeniería y montaje, el costo total estimado para la subestación reductora asciende a aproximadamente 6,41 MMUSD.

6.3 Línea de transmisión 110 kV

Como parte fundamental de la infraestructura asociada al sistema energético carbono neutral proyectado para satisfacer la demanda eléctrica de Punta Arenas, se considera la implementación de una línea de transmisión de alta tensión (AT) que permita transportar la energía generada desde el sitio de generación (emplazado en el sector industrial de Cabo Negro) hasta las instalaciones eléctricas existentes en la ciudad.

Esta línea de transmisión tendrá una longitud aproximada de 30 kilómetros, y su trazado debe ser cuidadosamente planificado para minimizar impactos territoriales, ambientales y sociales. En este sentido, se propone que el nuevo tendido utilice como base la franja de servidumbre ya existente correspondiente a la actual línea de distribución de media tensión (MT) que conecta Cabo Negro con la zona urbana de Punta Arenas. Esta estrategia permite aprovechar una infraestructura ya consolidada desde el punto de vista territorial, reduciendo significativamente los requerimientos de nuevas expropiaciones, permisos, y mitigaciones ambientales, así como potenciales conflictos con comunidades locales.

Cabe señalar que, aunque se utilizará la servidumbre existente, la línea de 110 kV deberá ser construida completamente desde cero, ya que los requerimientos estructurales, eléctricos y de aislamiento asociados a líneas de alta tensión son considerablemente más exigentes que los de líneas de media tensión. Esto incluye mayores distancias entre fases, alturas mínimas de seguridad y estructuras de soporte de mayor capacidad mecánica y dieléctrica.

Uno de los principales desafíos asociados a la construcción de líneas de transmisión es el impacto visual que generan las torres convencionales de gran altura, lo cual suele ser motivo de rechazo por parte de comunidades y grupos ambientales. Con el fin de mitigar este impacto y mejorar la aceptación del proyecto, se propone el uso de postes de acero galvanizado de diseño compacto, que permiten una integración visual más armónica con el entorno y reducen la altura y volumetría respecto de las estructuras tradicionales. Este tipo de estructuras, como se ilustra en la Figura N° 38, ofrecen además ventajas en términos de durabilidad, menor mantenimiento y facilidad de montaje, siendo ampliamente utilizadas en proyectos modernos de transmisión.



Figura N° 38: Poste de acero galvanizado propuesto para la línea de transmisión en 110 kV

Desde el punto de vista técnico, la línea de transmisión será configurada con un conductor por fase y doble circuito, lo que le permitirá cumplir con el requisito de confiabilidad operativa bajo condición “N-1”. Esta configuración garantiza que, ante una contingencia en uno de los circuitos, el segundo circuito pueda asumir la totalidad de la carga sin interrupciones en el suministro, cumpliendo así con los estándares exigidos por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

En términos de especificaciones eléctricas, se considerarán conductores de aleación de aluminio reforzado (ACSR o AAAC), adecuados para líneas de 110 kV, con capacidades térmicas y mecánicas suficientes para transportar la potencia requerida por el sistema. Asimismo, la línea incluirá cable de guarda con fibra óptica (OPGW) para protección contra descargas atmosféricas y para garantizar la comunicación con el sistema de control y monitoreo de la red.

Respecto a la inversión requerida, el costo referencial de construcción de una línea de 110 kV en doble circuito, con estructuras tipo poste de acero galvanizado, se

estima en aproximadamente USD 900.000 por kilómetro (900 MUSD/km). Por lo tanto, considerando la longitud total de 30 km, el costo estimado para la implementación de esta línea de transmisión será del orden de 27 MMUSD. Esta cifra incluye los costos asociados a materiales, estructuras, aislación, montaje, tendido de conductores, supervisión técnica, y obras civiles complementarias.

6.4 Sistema BESS

Esta tecnología ha experimentado una significativa expansión en los últimos años, impulsada por el creciente desarrollo de energías renovables variables —como la solar fotovoltaica y la eólica— que requieren soluciones robustas para la gestión del recurso intermitente, la estabilidad de la red y la cobertura de la demanda en horarios no coincidentes con la generación.

En Chile, el despliegue de sistemas BESS ha sido especialmente dinámico en proyectos híbridos y de respaldo, permitiendo optimizar el despacho energético, participar en servicios complementarios (como control de frecuencia y reserva rápida) y reducir la dependencia de fuentes fósiles en zonas aisladas o de difícil acceso. Esta tendencia ha sido favorecida por la maduración tecnológica del sector, que ha derivado en una sostenida disminución de los costos asociados, principalmente gracias a:

- Avances tecnológicos en la eficiencia de las celdas electroquímicas, en particular en sistemas basados en litio-ferrofosfato (LiFePO_4), que ofrecen mayor durabilidad y seguridad.
- Economías de escala generadas por el aumento global en la producción y demanda de sistemas BESS.
- Uso de materiales más económicos y disponibles en la fabricación de componentes clave, lo que ha permitido reducir los precios sin comprometer la calidad o confiabilidad del sistema.

En términos económicos, se estima que el costo promedio de implementación de un sistema BESS en territorio chileno se encuentra en torno a los USD 204.000 por MWh de capacidad instalada. Este valor considera el suministro de los sistemas de almacenamiento, su integración con los sistemas de control y potencia, y el cumplimiento de los estándares técnicos y normativos exigidos por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

En el caso de la solución energética carbono neutral propuesta para la ciudad de Punta Arenas, se ha definido un sistema BESS con una capacidad de almacenamiento de 1.430 MWh, diseñado para respaldar la demanda diaria y aportar flexibilidad operativa al sistema. Bajo los valores de referencia antes

señalados, el costo base estimado para este sistema sería de aproximadamente 291,7 MMUSD.

Adicionalmente, se considera un 12% de sobre costo asociado a tareas logísticas, transporte, montaje en terreno, pruebas de puesta en marcha y adecuación de obras civiles, lo cual eleva el costo total del sistema BESS a un valor final aproximado de 327 MMUSD. Esta cifra representa una inversión considerable, pero estratégica, ya que permitirá al sistema eléctrico local operar con mayor independencia, resiliencia frente a contingencias y capacidad de absorción de energía renovable no gestionable.

Cabe destacar que estos costos podrían seguir disminuyendo en los próximos años, gracias al desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento, mejoras en la eficiencia de conversión y densidad energética, y la expansión de la cadena de suministro global, factores que deberán ser considerados al momento de actualizar el plan de inversión o reevaluar la factibilidad económica del proyecto.

6.5 Sistema de generación eléctrica

Durante el desarrollo del presente estudio se han analizado dos posibles configuraciones de sistemas de generación eléctrica a partir de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), con el objetivo de implementar una solución energética carbono neutral para satisfacer la demanda eléctrica anual de la ciudad de Punta Arenas. Ambas opciones se han estructurado bajo estándares técnicos, económicos y normativos que aseguran su viabilidad de implementación a mediano y largo plazo. Las alternativas consideradas corresponden a:

- Central Solar Fotovoltaica (PV)
- Parque de Generación Eólica (Wind Farm)

6.5.1 Central solar fotovoltaica

Las centrales solares fotovoltaicas han experimentado una notable expansión en el mercado energético nacional e internacional en la última década. Este crecimiento ha sido impulsado principalmente por la disminución sostenida de los costos de inversión, la madurez tecnológica alcanzada por los módulos fotovoltaicos, y la facilidad de implementación en terrenos no necesariamente aptos para otros usos industriales o agrícolas.

Chile se sitúa entre los países líderes de Latinoamérica en capacidad fotovoltaica instalada, lo cual ha contribuido a la generación de economías de escala y a la consolidación de un ecosistema favorable para el desarrollo de estos proyectos.

En términos económicos, se estima que el costo promedio de inversión para una planta solar fotovoltaica a gran escala en el país está en torno a 960 USD/kWp. Este valor contempla la adquisición de módulos fotovoltaicos, estructuras de montaje, inversores, cableado, sistema de control, y obras civiles asociadas. Cabe destacar que este costo puede variar en función de la ubicación, el tipo de tecnología utilizada (monofacial o bifacial), y la complejidad del terreno.

Para la solución propuesta en este estudio, se ha proyectado una capacidad instalada de 570 MWp, diseñada para satisfacer una demanda anual de 522.500 MWh, considerando un factor de planta conservador del 12%. Aplicando el costo unitario antes mencionado, se obtiene una inversión total estimada de 547,2 MMUSD.

Este monto representa la inversión de capital (CAPEX) necesaria para implementar la central solar fotovoltaica, sin considerar los costos asociados a operación y mantenimiento (OPEX), conexión a red, o instalación del sistema de almacenamiento complementario (BESS).

6.5.2 Central eólica

La energía eólica constituye otra de las fuentes ERNC más relevantes en la matriz energética chilena, especialmente en zonas del norte y sur del país donde los recursos eólicos son constantes y de alta intensidad. La gran ventaja de este tipo de generación radica en su alto factor de planta (en este caso, estimado en torno al 50%), lo que permite una producción más estable y elevada respecto a otras tecnologías renovables, y una mejor utilización de la capacidad instalada.

Los costos de inversión en tecnología eólica también han mostrado una tendencia a la baja, atribuida a varios factores, tales como: el aumento en la eficiencia de conversión de los aerogeneradores, el desarrollo de turbinas de mayor capacidad unitaria (como las de 6 MW utilizadas en este estudio), la optimización de procesos logísticos, y la estandarización de componentes y sistemas.

El costo referencial de implementación para parques eólicos en la región de Magallanes está estimado en aproximadamente 1.275.000 USD/MW de potencia instalada. Para el caso de Punta Arenas, se ha proyectado una instalación compuesta por 20 aerogeneradores de 6 MW cada uno, alcanzando una capacidad total de 120 MW nominales (ligemente superior a los 119,3 MW calculados inicialmente, lo cual incorpora un margen técnico razonable). Por tanto, la inversión estimada para esta alternativa eólica sería de 153 MMUSD.

Este valor representa el costo total de capital necesario para la construcción del parque eólico, incluyendo aerogeneradores, torres, cimentaciones, obras eléctricas internas y sistemas de monitoreo y control.

6.6 Comparación económica de alternativas

Con base en los valores de inversión estimados para cada uno de los componentes analizados a lo largo de este estudio, es posible realizar una cuantificación general de la inversión total necesaria para llevar a cabo la implementación de una solución energética carbono neutral en la ciudad de Punta Arenas. Esta cuantificación tiene como finalidad ofrecer un marco comparativo entre las dos alternativas propuestas: una solución basada en generación solar fotovoltaica y otra basada en generación eólica, ambas complementadas con sistemas de respaldo en baterías (BESS), subestaciones eléctricas y una línea de transmisión que permita integrar la energía generada al sistema eléctrico local.

En la tabla N°15 se presentará el resumen de los costos para implementar la solución carbono neutral.

Tabla 15: Resumen de costos de implementación soluciones carbono neutrales.

	Solución Solar Fotovoltaica	Solución Eólica
Subestación Eléctrica Elevadora 23/110 kV	5,82 MMUSD	5,82 MMUSD
Línea de Transmisión de 110 kV	27,0 MMUSD	27,0 MMUSD
Subestación Eléctrica Reductora 110/66/23 kV	6,41 MMUSD	6,41 MMUSD
Sistema de Respaldo BESS	327 MMUSD	327 MMUSD
Central Solar Fotovoltaica	547,2 MMUSD	-
Central Eólica	-	153 MMUSD
Total Inversión en MMUSD	913,3	519,23

Este análisis revela que la opción eólica más BESS presenta una inversión significativamente menor, con un costo total estimado de 519,23 millones de dólares estadounidenses (MMUSD), frente a los 913,3 MMUSD requeridos para la alternativa solar. Esta diferencia sustancial de aproximadamente 394 MMUSD

convierte a la solución eólica en la alternativa más eficiente desde el punto de vista económico, sin comprometer el cumplimiento de los requisitos técnicos definidos para garantizar el abastecimiento de la demanda eléctrica anual de 522.500 MWh.

Desde el punto de vista técnico, la generación eólica ofrece un mayor factor de planta (estimado en 50%), lo cual permite alcanzar la producción energética deseada con una menor potencia instalada y, en consecuencia, con una reducción significativa en la superficie requerida y los costos de infraestructura.

Cabe señalar que este análisis de costos no contempla el valor del suelo requerido para el emplazamiento de cada solución, debido a la falta de información precisa y actualizada sobre el precio del metro cuadrado en las zonas consideradas (principalmente el Parque Industrial Cabo Negro y sus alrededores). Sin embargo, considerando la estimación de superficie necesaria, es razonable prever que la solución solar requerirá un mayor número de hectáreas (entre 2.600 y 4.500 ha), frente a la solución eólica, que se estima ocupará entre 400 y 950 hectáreas.

Por lo tanto, aun si se incluyeran los costos asociados al terreno, la solución solar fotovoltaica seguiría resultando más onerosa, tanto por el mayor requerimiento de superficie como por el aumento proporcional en los costos de preparación de terreno, caminos internos, obras civiles y limpieza.

No obstante, existe la posibilidad de acceder a terrenos fiscales bajo la administración del Ministerio de Bienes Nacionales, lo que podría facilitar el acceso a través de mecanismos como concesiones gratuitas, arriendos a bajo costo o licitaciones para proyectos estratégicos, lo que disminuiría significativamente el peso del factor suelo en la evaluación económica. Aun así, esta condición no alteraría de forma considerable la ventaja comparativa que presenta la solución eólica en términos de inversión total.

En conclusión, con la información técnica y económica disponible, la alternativa basada en generación eólica complementada con un sistema BESS se perfila como la opción más viable, tanto desde el punto de vista técnico como financiero, para alcanzar el objetivo de abastecer a la ciudad de Punta Arenas con una matriz energética sostenible, segura y libre de emisiones netas de carbono.

7. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Para desarrollar un análisis técnico y económico de la propuesta de generación eléctrica para Punta Arenas en base a energía renovable se establecerán 3 escenarios de proyección de demanda para los próximos 20 años con la finalidad de cuantificar el costo de la inversión requerida para cada uno de ellos.

7.1 Escenario 1: Proyección CNE

Según las proyecciones elaboradas por el Comisión Nacional de Energía (CNE) [14], se estima que la demanda anual de energía eléctrica en la ciudad de Punta Arenas alcanzará un volumen aproximado de 522.500 MWh dentro de un horizonte de 20 años. Esta estimación se fundamenta en los antecedentes y cálculos detallados en el apartado 5.1 de este estudio, donde se consideran factores como el crecimiento poblacional, la expansión del parque habitacional, el desarrollo industrial y la electrificación progresiva de procesos productivos y de transporte.

Para responder a esta demanda futura, se evaluó una solución basada en generación eólica complementada con un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS, por sus siglas en inglés). Esta alternativa tecnológica tiene como objetivo garantizar el suministro continuo y estable de electricidad, compensando la variabilidad inherente de la fuente eólica mediante el almacenamiento en períodos de baja generación o alta demanda.

El análisis económico realizado en el punto 6 del informe estima que la inversión necesaria para implementar esta solución asciende a 519,23 millones de dólares estadounidenses (MMUSD). Esta cifra considera los costos de desarrollo, construcción, equipamiento, integración al sistema eléctrico local y operación inicial del proyecto. La evaluación incluye también un análisis de factibilidad que pondera los beneficios en términos de sostenibilidad ambiental, autonomía energética regional y reducción de emisiones, en línea con los objetivos de descarbonización del país.

7.2 Escenario 2: Demanda de energía 100% eléctrico y renovable

En el escenario proyectado, se plantea una transformación estructural del sistema energético de la ciudad de Punta Arenas. Actualmente, la matriz energética local está compuesta por dos componentes principales: una fracción eléctrica muy pequeña y una fracción térmica que es la más preponderante, esta última abastecida mayoritariamente mediante gas natural. La propuesta considera la electrificación total de la demanda energética de la ciudad, eliminando el uso de combustibles fósiles en el consumo térmico y trasladando dicha carga hacia el

sistema eléctrico. Esta transición se realizará mediante la implementación de proyectos de generación eléctrica con cero emisiones netas de carbono, con énfasis en la energía eólica complementada con sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés).

La electrificación completa implica que todos los usos energéticos residenciales, comerciales e industriales, incluyendo calefacción, agua caliente sanitaria, procesos térmicos industriales y transporte, serán suministrados exclusivamente mediante electricidad. Este cambio requiere una reevaluación completa de la proyección de la demanda energética futura, ya que el sistema eléctrico deberá absorber no solo el crecimiento natural del consumo eléctrico actual, sino también la totalidad de la demanda térmica reemplazada. Es fundamental dimensionar adecuadamente esta demanda proyectada para garantizar la suficiencia y confiabilidad del sistema a largo plazo.

Para estimar dicha demanda futura, se recurre a las proyecciones de crecimiento energético elaboradas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), las cuales anticipan un crecimiento sostenido del consumo en la ciudad, alcanzando un aumento acumulado del 40% en un horizonte de 20 años. Además, el sistema deberá satisfacer la demanda térmica, la cual crecerá de la misma manera que la demanda por energía eléctrica. De acuerdo con lo indicado en el apartado 3.10.8, el porcentaje de la demanda térmica residencial, comercial y pública corresponde a un 44,2% respecto a la demanda térmica total. Este requerimiento energético será aportado por el sistema de generación carbono neutral.

A partir de los datos presentados en el punto 3.10.9 de este informe, se establece que actualmente el consumo eléctrico representa aproximadamente un 4% del total de la energía demandada en Punta Arenas, el 96% restante corresponde al consumo térmico de la ciudad. Con la electrificación total de la demanda energética, un 50% pasará a ser cubierto por electricidad, lo que eleva sustancialmente la magnitud de la carga proyectada. El resto de la demanda energética corresponde a transporte principalmente.

Aplicando dicha tasa de crecimiento al contexto de electrificación completa, se estima que la demanda total de energía en la ciudad de Punta Arenas alcanzará aproximadamente los 6.250 GWh por año al cabo de dos décadas. Este valor representa un desafío considerable en términos de infraestructura, ya que requiere no solo una expansión significativa en la capacidad instalada de generación renovable, sino también el desarrollo de un sistema de almacenamiento robusto que permita gestionar la variabilidad propia de la energía eólica y asegurar un suministro continuo y estable a lo largo del tiempo.

Frente a este escenario, resulta imprescindible cuantificar la inversión necesaria para diseñar, implementar y operar un sistema de generación eléctrica basado en energías renovables, capaz de abastecer la demanda total proyectada. En particular, se considera una solución tecnológica compuesta por parques eólicos interconectados a un sistema BESS de gran escala, lo que permitirá amortiguar la intermitencia del recurso eólico y mantener la estabilidad de la red. La evaluación de esta inversión debe incluir aspectos como el costo de capital, la ingeniería de diseño, la construcción, la conexión a la red, el mantenimiento, y la operación a largo plazo, además de los beneficios asociados en términos de sostenibilidad, independencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

7.2.1 Dimensionamiento de la solución eólica + BESS

La solución energética propuesta deberá ser capaz de satisfacer una demanda proyectada de 6.250 GWh anuales, correspondiente al consumo total de energía estimada para la ciudad de Punta Arenas en un horizonte de 20 años. Este valor contempla la electrificación completa de todos los usos energéticos actuales, tanto eléctricos como térmicos, y representa un desafío relevante en términos de planificación, infraestructura y operación del sistema eléctrico.

Para determinar la capacidad instalada requerida del sistema de generación eólica, es fundamental considerar el factor de planta (FP). Este parámetro expresa la relación entre la energía efectivamente generada por una planta durante un periodo determinado y la energía que podría haber generado si operara a plena carga las 8.760 horas del año. El FP depende directamente de la calidad del recurso eólico disponible y de la eficiencia operativa del sistema.

En el caso específico de Punta Arenas y su entorno geográfico, se cuenta con un recurso eólico de alto rendimiento. Las características del viento en la zona —altas velocidades promedio, estabilidad interanual y baja estacionalidad— permiten adoptar un factor de planta del orden del 50%. Este valor es considerado representativo para parques eólicos situados en condiciones óptimas y permite estimar con mayor precisión la generación anual esperada, considerando la naturaleza intermitente pero confiable del recurso local.

A partir de estos antecedentes, el cálculo de la potencia nominal instalada necesaria para abastecer la demanda anual proyectada se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$Potencia\ instalada\ (MW) = \frac{Demanda\ anual\ (MWh)}{FP \times 8760\ h}$$

Reemplazando con los valores indicados para el diseño de la instalación se obtiene que:

$$Potencia instalada (MW) = \frac{6.250.000 MWh}{0,5 \times 8760 h} = 1.426,94 MW$$

Considerando los mismos aerogeneradores de 6 MW que se utilizaron para modelar el sistema eólico en el punto 5.2.3, se requerirán 238 unidades para satisfacer la potencia requerida.

En cuanto al sistema BESS que acompañará a la planta eólica, éste debe ser capaz de almacenar la energía suficiente para abastecer la demanda promedio diaria, lo cual garantizará la continuidad del suministro eléctrico durante periodos de baja producción eólica.

La demanda diaria que deberá satisfacer el sistema BESS será del orden de:

$$Demanda diaria (MW) = \frac{Demanda anual (MWh)}{365 \text{ días}}$$

$$Demanda diaria (MW) = \frac{6.250.000 MWh}{365} = 17.123,29 MWh$$

Al considerar una eficiencia del sistema del orden del 95% y una profundidad de descarga del 90%, se obtiene que la capacidad total de almacenamiento del sistema BESS debe ser de 20.027 MWh.

7.2.2 Cuantificación de la solución

La cuantificación de la inversión necesaria para la implementación de una solución energética basada en generación eólica respaldada por un sistema de almacenamiento energético mediante baterías exige un enfoque riguroso que considere tanto los costos unitarios actuales como las condiciones específicas del proyecto en la región de Magallanes.

Para esta estimación, se utilizarán los mismos parámetros de costos establecidos en el apartado 6 del estudio. No obstante, es importante advertir que la magnitud de este proyecto introduce potenciales desviaciones en la precisión de los cálculos, debido a posibles economías de escala, así como a la evolución tecnológica que podría incidir tanto positiva como negativamente en los costos de equipos, materiales y servicios asociados.

Las economías de escala podrían reducir significativamente los costos unitarios a medida que aumentan los volúmenes de producción y adquisición de componentes como turbinas eólicas o sistemas de almacenamiento. Al mismo tiempo, innovaciones tecnológicas en el corto y mediano plazo podrían mejorar la eficiencia de los equipos, pero también encarecer sus precios, especialmente si se trata de tecnología de punta aún no completamente masificada.

A pesar de estas fuentes de incertidumbre, se ha determinado que las posibles variaciones no afectan la validez general del análisis. La cuantificación efectuada cumple con los requisitos metodológicos para una evaluación preliminar de factibilidad técnico-económica, siendo válida para apoyar decisiones estratégicas de inversión

Cuantificación del sistema BESS

De acuerdo con la información presentada en el apartado 6.4, el costo promedio para la implementación de sistemas BESS en la región de Magallanes se estima en aproximadamente 204.000 USD por MWh de capacidad de almacenamiento instalada. Este valor contempla tanto la adquisición de los sistemas de baterías como los costos asociados a su implementación básica en terreno.

Dado que el escenario energético considerado implica una electrificación total de la ciudad de Punta Arenas y requiere garantizar la continuidad del suministro mediante almacenamiento, se ha dimensionado una capacidad total de almacenamiento de 20.027 MWh. Esta cifra corresponde a una estimación técnica que busca garantizar la cobertura energética durante los períodos de baja generación eólica o demanda elevada.

Multiplicando la capacidad requerida por el costo unitario, se obtiene una inversión base de 4.085,51 millones de dólares estadounidenses (MMUSD) únicamente para el sistema BESS. Esta cifra representa el valor bruto sin contemplar ajustes por obras complementarias, imprevistos o requerimientos adicionales de integración a la red.

Adicionalmente, es necesario considerar un sobre costo estimado del 10% sobre la inversión base. Este sobre costo incluye los gastos asociados a logística de transporte, montaje en terreno, pruebas de puesta en servicio, obras civiles de adecuación, y otros servicios auxiliares fundamentales para la operación del sistema. Incorporando este ajuste, el costo total estimado del sistema BESS asciende a 4.494 MMUSD.

Cuantificación del sistema de generación eólica

Respecto al sistema de generación eólica, los costos referenciales utilizados se basan en los valores reportados en el punto 6.5.2 del estudio. En este contexto, se establece un costo promedio de instalación de parques eólicos en la región de Magallanes de 1.275.000 USD por MW de potencia nominal instalada.

Para satisfacer la demanda energética anual proyectada de 6.250 GWh, se ha determinado que se requiere una capacidad instalada del orden de 1.428 MW. Esta capacidad será proporcionada mediante la instalación de 238 aerogeneradores, cada uno con una potencia nominal de 6 MW, lo que resulta en una solución escalable y técnicamente adecuada a las condiciones eólicas de la zona.

El costo total de inversión asociado a este sistema de generación eólica, considerando el número y capacidad de las turbinas, asciende a 1.820,7 MMUSD. Esta cifra incluye únicamente los costos directos de implementación del parque eólico, sin considerar la infraestructura de transmisión o interconexión. Es importante destacar que este valor se basa en precios de mercado actualizados y condiciones locales de implementación, por lo que refleja de manera razonable el esfuerzo económico requerido para la ejecución de este componente del proyecto.

7.2.3 Inversión requerida

Al integrar los costos asociados tanto al sistema de generación eólica como al sistema de almacenamiento BESS, se obtiene una inversión conjunta de 6.314,7 MMUSD. Esta suma representa aproximadamente el 80% de la inversión total estimada para el proyecto, considerando que estos componentes son los más significativos desde el punto de vista económico y tecnológico. Sin embargo, para completar la solución energética y garantizar el suministro eléctrico continuo hacia la ciudad de Punta Arenas, es necesario contemplar también la inversión en infraestructura de transmisión y transformación. En este sentido, se ha estimado que dichos elementos representarán el 20% restante de la inversión total requerida.

Este valor superior al porcentaje referencial del 15% utilizado en escenarios previos se justifica por la escala del sistema a implementar, la complejidad del entorno geográfico, y la necesidad de utilizar niveles de tensión más altos para garantizar eficiencia en la transmisión a larga distancia.

Con base en esta distribución porcentual, se estima que la inversión total requerida para implementar un sistema de generación eléctrica 100% carbono neutral basado en energía eólica, respaldado por BESS, y con la infraestructura de transmisión correspondiente, alcanzará los 7.893,4 MMUSD.

Esta cifra corresponde a una estimación integrada que considera la capacidad de generación, almacenamiento, y transmisión necesaria para satisfacer la demanda energética proyectada de la ciudad de Punta Arenas durante los próximos 20 años.

Es importante precisar que este valor no incluye la inversión adicional que será necesaria para reforzar, ampliar o transformar la red de distribución eléctrica urbana dentro de la ciudad. Esta infraestructura es fundamental para permitir la electrificación total de los usos actuales de energía térmica.

Por lo tanto, el monto final de inversión asociado a la transformación energética de Punta Arenas será superior al calculado, y deberá contemplar un análisis específico de la red de distribución, sus requerimientos técnicos y su cronograma de implementación.

Además, esta cuantificación preliminar asume un contexto de estabilidad en precios y tecnologías, por lo que será necesario revisar periódicamente las estimaciones de inversión, a medida que se avanza en la planificación y diseño detallado del proyecto.

En este contexto, la solución propuesta representa una oportunidad estratégica para avanzar hacia un sistema energético regional resiliente, sustentable y alineado con los compromisos de descarbonización del país.

7.3 Escenario 3: Demanda energía eléctrica intermedia

En los apartados 7.1 y 7.2, del presente estudio se desarrollaron dos escenarios extremos para la proyección de la demanda eléctrica en la ciudad de Punta Arenas. El primero, basado en las proyecciones oficiales de la Comisión Nacional de Energía (CNE), considera un crecimiento sostenido de la demanda de electricidad a una tasa acumulada del 40% en un horizonte temporal de 20 años. Este escenario asume que la participación relativa de la energía eléctrica respecto del consumo energético total (sumatoria de energía térmica y eléctrica) se mantiene constante en un 4%.

En contraposición, el segundo escenario asume una electrificación total de la demanda energética residencial, comercial e industrial. Es decir, se considera que la totalidad de las necesidades energéticas de estos sectores de Punta Arenas — incluyendo calefacción, procesos térmicos e iluminación— serán satisfechas exclusivamente mediante energía eléctrica generada por fuentes renovables, específicamente energía eólica respaldada por un sistema de almacenamiento energético con baterías.

En este contexto, el Escenario 3 se plantea como una alternativa intermedia que busca representar un punto medio entre los dos enfoques mencionados. Esta opción permite explorar los impactos técnicos y económicos de una electrificación parcial pero sustantiva, donde el valor total de energía eléctrica que debe ser abastecido por el sistema de generación en este escenario asciende a 3.375.000 MWh anuales. Este requerimiento se utilizará como base para el dimensionamiento del sistema energético a implementar, el cual consistirá en un parque eólico de gran escala respaldado por un sistema BESS de almacenamiento energético.

7.3.1 Dimensionamiento de la solución eólica + BESS

Para diseñar una solución que sea capaz de entregar una producción anual de 3.375 GWh, es fundamental definir con precisión la capacidad instalada del parque eólico. Esta estimación requiere el uso del factor de planta (FP), un parámetro crítico que indica la eficiencia con la que una planta genera energía respecto a su capacidad nominal a lo largo del año.

El FP se calcula como la fracción entre la energía efectivamente generada y la energía teórica máxima posible si la instalación funcionara a plena carga durante las 8.760 horas del año. En la región de Magallanes, particularmente en Punta Arenas, se dispone de un recurso eólico excepcional, caracterizado por velocidades de viento elevadas y regulares, con una variabilidad estacional reducida.

Dado lo anterior, es razonable adoptar un factor de planta del 50%, lo cual es representativo de instalaciones eólicas ubicadas en zonas de alto rendimiento. Este valor permite estimar con mayor precisión la energía generada anualmente, considerando el comportamiento intermitente pero predecible del viento en esta zona austral.

A partir de estos antecedentes, el cálculo de la potencia nominal instalada necesaria para abastecer la demanda anual proyectada se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$Potencia\ instalada\ (MW) = \frac{Demanda\ anual\ (MWh)}{FP \times 8760\ h}$$

Reemplazando con los valores indicados para el diseño de la instalación se obtiene que:

$$Potencia\ instalada\ (MW) = \frac{3.375.000\ MWh}{0,5 \times 8760\ h} = 770,55\ MW$$

Considerando los mismos aerogeneradores de 6 MW que se utilizaron para modelar el sistema eólico en el punto 5.2.3, se requerirán 129 unidades para satisfacer la potencia requerida.

En cuanto al sistema BESS que acompañará a la planta eólica, éste debe ser capaz de almacenar la energía suficiente para abastecer la demanda promedio diaria, lo cual garantizará la continuidad del suministro eléctrico durante periodos de baja producción eólica.

La demanda diaria que deberá satisfacer el sistema BESS será del orden de:

$$Demanda\ diaria\ (MW) = \frac{Demanda\ anual\ (MWh)}{365\ días}$$

$$Demanda\ diaria\ (MW) = \frac{3.375.000\ MWh}{365} = 9.246,58\ MWh$$

Al considerar una eficiencia del sistema del orden del 95% y una profundidad de descarga del 90%, se obtiene que la capacidad total de almacenamiento del sistema BESS debe ser de 10.815 MWh.

7.3.2 Cuantificación de la solución

La cuantificación de la inversión necesaria para la implementación de una solución energética basada en generación eólica respaldada por un sistema de almacenamiento energético mediante baterías exige un enfoque riguroso que considere tanto los costos unitarios actuales como las condiciones específicas del proyecto en la región de Magallanes.

Para esta estimación, se utilizarán los mismos parámetros de costos establecidos en el apartado 6 del estudio. No obstante, es importante advertir que la magnitud de este proyecto introduce potenciales desviaciones en la precisión de los cálculos, debido a posibles economías de escala, así como a la evolución tecnológica que podría incidir tanto positiva como negativamente en los costos de equipos, materiales y servicios asociados.

Las economías de escala podrían reducir significativamente los costos unitarios a medida que aumentan los volúmenes de producción y adquisición de componentes como turbinas eólicas o sistemas de almacenamiento. Al mismo tiempo, innovaciones tecnológicas en el corto y mediano plazo podrían mejorar la eficiencia de los equipos, pero también encarecer sus precios, especialmente si se trata de tecnología de punta aún no completamente masificada.

A pesar de estas fuentes de incertidumbre, se ha determinado que las posibles variaciones no afectan la validez general del análisis. La cuantificación efectuada cumple con los requisitos metodológicos para una evaluación preliminar de factibilidad técnico-económica, siendo válida para apoyar decisiones estratégicas de inversión

Cuantificación del sistema BESS

De acuerdo con la información presentada en el apartado 6.4, el costo promedio para la implementación de sistemas BESS en la región de Magallanes se estima en aproximadamente 204.000 USD por MWh de capacidad de almacenamiento instalada. Este valor contempla tanto la adquisición de los sistemas de baterías como los costos asociados a su implementación básica en terreno.

Dado que el escenario energético considerado implica una electrificación total de la ciudad de Punta Arenas y requiere garantizar la continuidad del suministro mediante almacenamiento, se ha dimensionado una capacidad total de almacenamiento de 10.815 MWh. Esta cifra corresponde a una estimación técnica que busca garantizar la cobertura energética durante los períodos de baja generación eólica o demanda elevada.

Multiplicando la capacidad requerida por el costo unitario, se obtiene una inversión base de 2.206,26 millones de dólares estadounidenses (MMUSD) únicamente para el sistema BESS. Esta cifra representa el valor bruto sin contemplar ajustes por obras complementarias, imprevistos o requerimientos adicionales de integración a la red.

Adicionalmente, es necesario considerar un sobre costo estimado del 10% sobre la inversión base. Este sobre costo incluye los gastos asociados a logística de transporte, montaje en terreno, pruebas de puesta en servicio, obras civiles de adecuación, y otros servicios auxiliares fundamentales para la operación del sistema. Incorporando este ajuste, el costo total estimado del sistema BESS asciende a 2.427 MMUSD.

Cuantificación del sistema de generación eólica

Respecto al sistema de generación eólica, los costos referenciales utilizados se basan en los valores reportados en el punto 6.5.2 del estudio. En este contexto, se establece un costo promedio de instalación de parques eólicos en la región de Magallanes de 1.275.000 USD por MW de potencia nominal instalada.

Para satisfacer la demanda energética anual proyectada de 3.375 GWh, se ha determinado que se requiere una capacidad instalada del orden de 774 MW. Esta capacidad será proporcionada mediante la instalación de 129 aerogeneradores, cada uno con una potencia nominal de 6 MW, lo que resulta en una solución escalable y técnicamente adecuada a las condiciones eólicas de la zona.

El costo total de inversión asociado a este sistema de generación eólica, considerando el número y capacidad de las turbinas, asciende a 986,85 MMUSD. Esta cifra incluye únicamente los costos directos de implementación del parque eólico, sin considerar la infraestructura de transmisión o interconexión.

Es importante destacar que este valor se basa en precios de mercado actualizados y condiciones locales de implementación, por lo que refleja de manera razonable el esfuerzo económico requerido para la ejecución de este componente del proyecto.

7.3.3 Inversión requerida

Al igual que en el apartado 7.2.2, el sistema de generación eólica más el almacenamiento por medio de baterías corresponderá al 80% de la inversión total requerida. Por tanto la inversión conjunta ente el BESS y el sistema ascenderá a 3.413,85 MMUSD. Con tal de completar la solución energética y garantizar el suministro eléctrico continuo hacia la ciudad de Punta Arenas, es necesario contemplar también la inversión en infraestructura de transmisión y transformación. En este sentido, se ha estimado que dichos elementos representarán el 20% restante de la inversión total requerida.

Con base en esta distribución porcentual, se estima que la inversión total requerida para implementar un sistema de generación eléctrica 100% carbono neutral basado en energía eólica, respaldado por BESS, y con la infraestructura de transmisión correspondiente, alcanzará los 4.267 MMUSD.

Esta cifra corresponde a una estimación integrada que considera la capacidad de generación, almacenamiento, y transmisión necesaria para satisfacer la demanda energética proyectada de la ciudad de Punta Arenas durante los próximos 20 años.

Cabe señalar que la cifra obtenida no incluye los costos asociados al refuerzo, extensión o modernización de la red de distribución eléctrica urbana. Este aspecto será crítico para permitir la electrificación progresiva de usos térmicos en edificaciones, infraestructura pública y sectores industriales.

Asimismo, se debe advertir que la presente cuantificación se realiza bajo supuestos de precios constantes y tecnologías disponibles al momento del análisis. Por tanto,

se recomienda realizar actualizaciones periódicas de las estimaciones, especialmente en contextos de alta variabilidad en los mercados energéticos o de innovación acelerada.

Desde una perspectiva estratégica, la implementación de este escenario intermedio ofrece una oportunidad significativa para avanzar hacia un sistema energético más sustentable, resiliente y alineado con las políticas nacionales de descarbonización.

En resumen, el Escenario 3 representa una opción técnica y económicamente viable, con un balance razonable entre inversión requerida, cobertura de la demanda energética, y complejidad de implementación. Su análisis detallado permite comprender los desafíos y oportunidades de una transición energética progresiva en zonas extremas como la región de Magallanes.

7.4 Resumen de costos

La tabla N°16 presenta la inversión necesaria para la construcción de un sistema de generación carbono neutral, en este caso eólico, con almacenamiento de energía por medio de baterías (BESS) para los 3 valores de demanda proyectada durante los próximos 20 años en la comuna de Punta Arenas de acuerdo lo expuesto en los puntos 7.1, 7.2 y 7.3,

Tabla 16: Resumen de costos de implementación soluciones carbono neutrales para diferentes valores de demanda proyectada.

	Demanda Proyectada MWh	Costo de la Inversión MMUSD
Escenario 1	522.500	519,23
Escenario 2	6.250.000	7.893,4
Escenario 3	3.375.000	4.267,0

Se puede apreciar que existe una relación lineal entre la demanda de energía proyectada y el costo de la inversión requerida, lo cual queda visualizado en la Figura N° 39 en dónde se ha graficado el monto de inversión requerido versus la demanda de energía proyectada para los próximos 20 años. A partir de esto es posible obtener un polinomio el que será utilizado en el análisis financiero de este estudio.

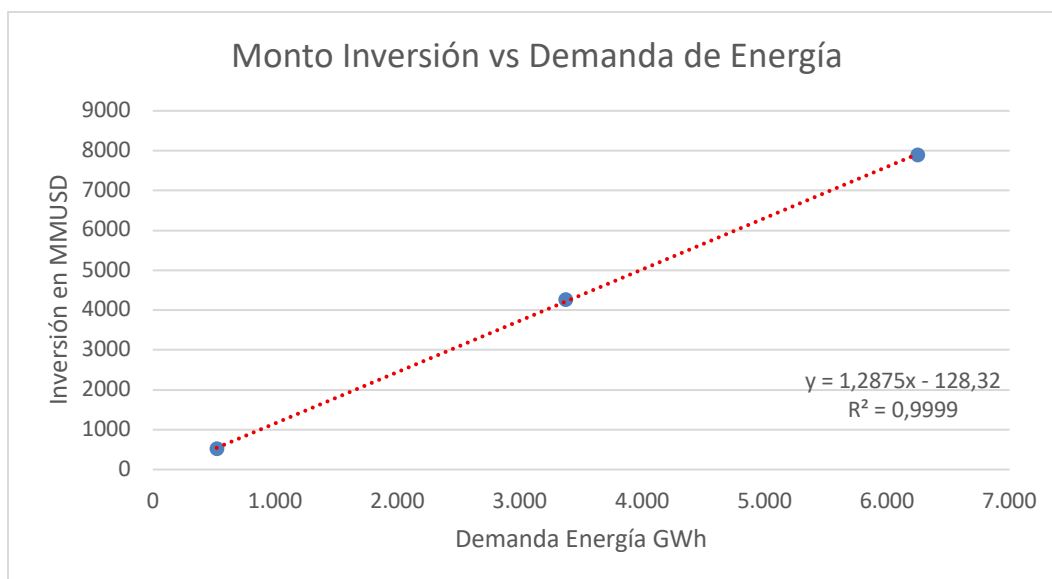


Figura N° 39: Inversión requerida versus la demanda de energía proyectada

7.5 Análisis Financiero

7.5.1 Flujo de caja

A continuación, se muestran los flujos de caja, de forma compacta, obtenidos para los distintos escenarios analizados. Los flujos de caja detallados se presentan en el Anexo C. Para el cálculo de los ingresos por venta de energía se utiliza un precio de 122,91 \$/kWh y una tasa cambio de 935 \$/USD.

El resumen de los resultados obtenidos se presenta en la Tabla N°17 para los 3 flujos de caja realizados.

Tabla 17: Resultados flujos de caja

	Costo de la Inversión MMUSD	VAN MMUSD	TIR %
Escenario 1	519,23	18,2	0,3
Escenario 2	7.893,4	(567,8)	-0,7
Escenario 3	4.267,0	(352,8)	-0,8

- Escenario 1: Demanda Electricidad de 519,23 GWh/año

Item	Flujo de Caja Proyecto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 19	Año 20	
	Inversiones														
1	CAPEX	MMUSD\$	519												
2	Ingeniería y desarrollo proyecto (1,5% CAPEX)	MMUSD\$	7,79												
3	Costos no planificados (10%)	MMUSD\$	52,7												
4	Total Inversion	MMUSD\$	-579,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Ingresos														
5	Financiamiento empresas H2V y Amoniac	MMUSD\$													
6	Ingreso por venta de energía	MMUSD\$	44,0	45,0	45,9	46,8	47,7	48,6	49,5	50,4	51,3	52,2	61,3	62,4	
6	Subtotal Ingresos	MMUSD\$	44,0	45,0	45,9	46,8	47,7	48,6	49,5	50,4	51,3	52,2	61,3	62,4	
	Costos O&M														
7	OPEX (3% CAPEX)	MMUSD\$	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	
8	Costos de personal y administración	MMUSD\$	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
9	Concesion terreno	MMUSD\$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
10	Subtotal Costos	MMUSD\$	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	
16	Flujo caja		-579,7	30,4	31,1	31,8	32,4	33,1	33,7	34,4	35,1	35,7	36,4	29,0	29,8
17	Tasa de descuento	0,0%	%												
18	TIR	0,3%	%												
19	VAN MMUSD\$	\$18,2	MMUSD\$												

- Escenario 2: Demanda Electricidad de 6.250 GWh/año

Item	Flujo de Caja Proyecto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 19	Año 20	
Inversiones															
1	CAPEX	MMUSD\$	7.893												
2	Ingeniería y desarrollo proyecto (1,5% CAPEX)	MMUSD\$	118,40												
3	Costos no planificados (10%)	MMUSD\$	801,2												
4	Total Inversion	MMUSD\$	-8.813,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ingresos															
	Financiamiento empresas H2V y Amoniac	MMUSD\$													
5	Ingreso por venta de energía	MMUSD\$		549,9	563,0	573,9	584,9	596,0	607,2	618,5	630,0	641,5	653,1	766,7	780,5
6	Subtotal Ingresos	MMUSD\$		549,9	563,0	573,9	584,9	596,0	607,2	618,5	630,0	641,5	653,1	766,7	780,5
Costos O&M															
7	OPEX (3% CAPEX)	MMUSD\$		236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8
8	Costos de personal y administración	MMUSD\$		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
9	Concesión terreno	MMUSD\$		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
10	Subtotal Costos	MMUSD\$		242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8
	Depreciación Equipos			789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	0,0	0,0	
16	Flujo caja		-8.813,0	437,3	446,9	454,8	462,9	471,0	479,2	487,4	495,7	504,1	512,6	382,5	392,5
17	Tasa de descuento	0,0%	%												
18	TIR	-0,7%	%												
19	VAN MMUSD\$	(\$567,8)	MMUSD\$												

- Escenario 3: Demanda Electricidad de 3.375 GWh/año

Item	Flujo de Caja Proyecto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 19	Año 20
Inversiones														
1	CAPEX	MMUSD\$	4.267											
2	Ingeniería y desarrollo proyecto (1,5% CAPEX)	MMUSD\$	64,01											
3	Costos no planificados (10%)	MMUSD\$	433,1											
4	Total Inversion	MMUSD\$	-4.764,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos														
	Financiamiento empresas H2V y Amoniac	MMUSD\$												
5	Ingreso por venta de energía	MMUSD\$	297,0	304,0	309,9	315,9	321,9	327,9	334,0	340,2	346,4	352,7	414,0	421,5
6	Subtotal Ingresos	MMUSD\$	297,0	304,0	309,9	315,9	321,9	327,9	334,0	340,2	346,4	352,7	414,0	421,5
Costos O&M														
7	OPEX (3% CAPEX)	MMUSD\$	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0
8	Costos de personal y administración	MMUSD\$	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
9	Concesión terreno	MMUSD\$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
10	Subtotal Costos	MMUSD\$	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Depreciación Equipos			426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	0,0	0,0
16	Flujo caja		-4.764,1	234,2	239,3	243,6	248,0	252,3	256,8	261,2	265,7	270,2	274,8	204,4
17	Tasa de descuento	0,0%	%											
18	TIR	-0,8%	%											
19	VAN MMUSD\$	(\$352,8)	MMUSD\$											

A partir del análisis de los resultados económicos consolidados en la Tabla N°17, se observa que únicamente el Escenario 1 exhibe indicadores financieros positivos, específicamente en términos de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN). Estos resultados sugieren que, bajo las condiciones evaluadas para dicho escenario, el proyecto de inversión alcanza niveles mínimos de rentabilidad financiera, siendo atractivo desde el punto de vista económico. En contraste, los escenarios restantes presentan valores negativos tanto de TIR como de VAN, lo que evidencia que, para los respectivos niveles de demanda energética considerados, el proyecto no resulta económicamente viable. Esto implica que los flujos de caja generados no logran compensar adecuadamente la inversión inicial y los costos operativos durante el horizonte temporal evaluado.

Frente a este contexto, resulta pertinente realizar un análisis de sensibilidad que permita identificar los umbrales mínimos de demanda energética que justificarían la ejecución del proyecto bajo condiciones financieras rentables. Para este propósito, se considerará como constante el precio de venta de la energía en 122,91 \$/kWh, valor que representa una estimación técnica realista en función de las condiciones actuales del mercado energético en la región de Magallanes. Mediante este análisis se buscará determinar cuál es la demanda máxima (en GWh/año) que debería satisfacerse para que el proyecto genere un VAN positivo y alcance una TIR que supere la tasa de descuento considerada, asegurando así su viabilidad económica en escenarios más ajustados de consumo.

De forma complementaria, se desarrollará un segundo análisis orientado a determinar el precio mínimo de venta de la energía necesario para mantener la rentabilidad del proyecto, en un contexto en que la demanda anual se mantenga

constante en 522,5 GWh. Esta evaluación permitirá establecer un rango de flexibilidad tarifaria, indicando cuánto puede disminuir el precio unitario de la energía sin comprometer la rentabilidad del proyecto. Dicho análisis es clave para definir estrategias comerciales y de política tarifaria en contextos de competencia, subsidios o incentivos regulatorios, y proporcionará insumos fundamentales para la toma de decisiones estratégicas en torno a la implementación de proyectos de generación eléctrica carbono neutral.

7.5.2 Análisis de sensibilidad

Los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad se presentan en las tablas 18, 19 y 20:

Tabla 18: Análisis de sensibilidad manteniendo precio de venta de energía constante y aumentando la generación de energía del sistema

PRIMER ANÁLISIS SENSIBILIDAD VAN (MMUSD)							
		ENERGÍA GENERADA GWh					
		500	600	700	800	900	1000
PRECIO	122,91	\$57,5	\$14	\$3,2	(\$7,7)	(\$18,6)	(\$29,5)

PRIMER ANÁLISIS SENSIBILIDAD TIR							
		ENERGÍA GENERADA GWh					
		500	600	700	800	900	1000
PRECIO	122,91	1,0%	0,2%	0,0%	-0,1%	-0,2%	-0,2%

Tabla 19: Análisis de sensibilidad manteniendo generación de energía eléctrica constante y disminuyendo el precio de venta.

SEGUNDO ANÁLISIS SENSIBILIDAD VAN (MMUSD)							
		PRECIO VENTA ENERGÍA \$/kWh					
		113	115	117	120	122,91	125
ENERGÍA	500	(\$4,8)	\$7,8	\$20,3	\$39,2	\$57,5	\$70,6

SEGUNDO ANÁLISIS SENSIBILIDAD TIR							
		PRECIO VENTA ENERGÍA \$/kWh					
		113	115	117	120	122,91	125
ENERGÍA	500	-0,1%	0,1%	0,4%	0,7%	1,0%	1,2%

Tabla 20: Análisis de sensibilidad variando precio de venta de energía y aumentando la generación de energía del sistema

TERCER ANÁLISIS SENSIBILIDAD SENSIBILIDAD VAN (MMUSD)					TERCER ANÁLISIS SENSIBILIDAD SENSIBILIDAD TIR				
		ENERGÍA GENERADA GWh					ENERGÍA GENERADA GWh		
		500	600	700			500	600	700
PRECIO VENTA	115,0	\$7,8	(\$45,6)	(\$66,5)	PRECIO VENTA	115,0	0,1%	-0,6%	-0,8%
	117,0	\$20,3	(\$30,5)	(\$48,9)		117,0	0,4%	-0,4%	-0,6%
ENERGÍA \$/kWh	120,0	\$39,2	(\$7,9)	(\$22,5)	ENERGÍA \$/kWh	120,0	0,7%	-0,1%	-0,3%
	122,9	\$57,5	\$14,0	\$3,2		122,9	1,0%	0,2%	0,0%

A partir del análisis de sensibilidad realizado, se puede determinar que el sistema de generación energética propuesto alcanza condiciones de rentabilidad únicamente cuando está orientado a satisfacer una demanda energética máxima de aproximadamente 700 GWh anuales. Este resultado se encuentra condicionado a un precio de venta de energía de 122,9 \$/kWh, lo cual, bajo las condiciones actuales del mercado, representa un umbral alto y difícilmente sostenible en el tiempo. Es importante señalar que dicho análisis no incorpora una tasa de descuento para el cálculo del valor presente neto (VAN), lo cual limita la interpretación realista de los flujos financieros futuros, ya que omite la pérdida de valor del dinero en el tiempo y los riesgos asociados a largo plazo.

Desde una perspectiva financiera rigurosa, esta omisión de la tasa de descuento implica que los valores de VAN y la Tasa Interna de Retorno (TIR) estimados en el análisis presentan una sobrevaloración de los beneficios netos, particularmente cuando se proyectan en horizontes de largo plazo. La rentabilidad observada en estas condiciones no puede considerarse como representativa de un entorno de inversión competitivo. De hecho, al incorporar una tasa de descuento moderada — por ejemplo, del 8% anual, comúnmente utilizada en estudios de viabilidad energética—, los indicadores de rentabilidad del proyecto caerían aún más, agravando la falta de atractivo del modelo de negocio planteado.

Bajo un enfoque orientado al inversionista privado, el análisis refleja una situación altamente desfavorable. Aun en el mejor de los escenarios proyectados, el proyecto apenas lograría alcanzar una TIR cercana al 1%, con un período de recuperación de la inversión (payback) que se extendería hasta el año 18 desde el inicio de la operación comercial. Este retorno es claramente inferior al mínimo esperado por actores del sector energético, quienes generalmente exigen tasas internas de retorno superiores al 10% para comprometer capital en iniciativas de esta envergadura. Además, debe considerarse que este cálculo asume un precio de venta de energía constante en el tiempo, lo cual es poco realista.

A lo anterior se suma el hecho de que el escenario proyectado no contempla las fluctuaciones del mercado energético, ni los eventuales riesgos normativos,

tecnológicos o financieros que puedan surgir a lo largo de la vida útil del proyecto. La fijación de un precio de venta constante a lo largo de 20 años no solo es difícil de asegurar, sino que también contradice la tendencia histórica del sector, en donde los precios de la energía —especialmente renovable— tienden a la baja debido a la maduración tecnológica, el aumento de la oferta y la presión regulatoria para reducir tarifas al consumidor.

En este contexto, se concluye que bajo condiciones de mercado actuales y sin intervención estatal directa, la probabilidad de que un inversionista privado financie un proyecto de esta naturaleza en Punta Arenas es extremadamente baja. El nivel de riesgo asociado, sumado a la baja rentabilidad proyectada, no justifican la inversión desde el punto de vista financiero. Esta situación pone en evidencia la necesidad de introducir mecanismos de fomento o subsidios que permitan viabilizar la descarbonización del sistema energético local, particularmente en zonas extremas y aisladas como la Región de Magallanes.

Dado lo anterior, resulta imperativo que el Estado de Chile asuma un rol activo en el proceso de transición energética de Punta Arenas. La inversión pública puede justificarse no solo desde la perspectiva ambiental, sino también por razones estratégicas, sociales y fiscales. Actualmente, el Estado destina anualmente cerca de 70 millones de dólares estadounidenses al subsidio del gas natural en la región de Magallanes, lo cual representa una carga fiscal significativa. Una sustitución progresiva del consumo de gas por fuentes renovables como la eólica, respaldadas por sistemas de almacenamiento, permitiría disminuir este subsidio en el mediano plazo y liberar recursos públicos para otras necesidades regionales.

La descarbonización de la matriz energética local debe ser considerada como una inversión estratégica de largo plazo. La implementación de políticas públicas que impulsen este cambio —ya sea a través de financiamiento, incentivos tributarios, contratos de largo plazo (PPAs), o mecanismos de remuneración por capacidad— puede transformar un proyecto hoy inviable financieramente, en una solución factible y rentable en términos sociales, ambientales y económicos. Esta visión de desarrollo sustentable es coherente con los compromisos de carbono neutralidad adoptados por Chile y con la necesidad de avanzar hacia una matriz energética más resiliente, autónoma y sostenible en territorios aislados como Magallanes.

8. ESTRATEGIAS DE FINANCIAMIENTO

En el contexto del análisis realizado en el apartado 7.5 del presente estudio, se concluye que el proyecto de descarbonización de la matriz eléctrica de la ciudad de Punta Arenas no presenta actualmente condiciones de rentabilidad financiera suficientes como para atraer inversión privada externa. Los resultados económicos y financieros obtenidos reflejan una baja Tasa Interna de Retorno (TIR) y un Valor Actual Neto (VAN) negativo, lo que indica que, desde una perspectiva estrictamente financiera, el proyecto no constituye una oportunidad atractiva para actores del sector privado que buscan maximizar su retorno de inversión bajo condiciones de mercado, es decir, con un precio de venta de energía similar al que se tranza hoy en día.

Este diagnóstico se ve agravado por el hecho de que las empresas privadas que se instalarán en la región de Magallanes con proyectos vinculados a la transición energética —como es el caso de las iniciativas de hidrógeno verde, amoníaco verde y combustibles sintéticos— no han manifestado disposición a destinar recursos adicionales, más allá de los que están legalmente obligadas a aportar, como por ejemplo contribuciones para la infraestructura regional o local (Ley N° 18.695), aportes al Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), fondos para el desarrollo de la responsabilidad social empresarial (RSE), etcétera. Tales obligaciones incluyen las compensaciones económicas, sociales y ambientales que deben cumplir en el marco del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), conforme a la normativa vigente.

Los proyectos que se instalarán en la región de Magallanes podrían beneficiarse de lo indicado por la Ley N° 19.606 (“Ley Austral”), la cual regula incentivos tributarios y subsidios para promover la inversión y la actividad económica en la región. Como principales beneficios podrán optar a una bonificación del 20% al 40% de la inversión neta en activos fijos nuevos, bonificación adicional para contratar mano de obra local, exenciones tributarias a la importación de ciertos bienes de capital, reducción de impuesto a la renta en actividades estratégicas, entre otras. Esta ley está orientada principalmente para atraer inversión en rubros como:

- Acuicultura
- Logística Portuaria
- Turismo Extremo

Discusiones recientes apuntan a integrarla a políticas de desarrollo sostenible, por ejemplo, orientando bonificaciones a proyectos de energías renovables, eficiencia energética e innovación verde (hidrógeno, amoníaco, combustibles sintéticos, etc.).

Adicionalmente, cabe destacar la relevancia de la Ley N° 21.210, promulgada en febrero de 2020, la cual introdujo una reforma tributaria de gran envergadura en Chile. Esta ley tiene como propósito modernizar el sistema impositivo, simplificar su estructura y fomentar el desarrollo económico a través de la inversión y el emprendimiento. Uno de los elementos más significativos incorporados por esta normativa es el establecimiento de una contribución del 1% sobre el valor de adquisición de bienes físicos del activo inmovilizado para proyectos cuyo valor supere los 10 millones de dólares estadounidenses, siempre que dichos proyectos estén sujetos al SEIA [21].

La finalidad de esta contribución adicional es generar ingresos que puedan ser destinados al desarrollo regional, en línea con los principios de equidad territorial y responsabilidad social empresarial. No obstante, esta medida ha generado resistencias por parte de las empresas del sector energético, quienes perciben esta carga tributaria como un aumento sustancial en sus costos de capital, afectando la viabilidad financiera de sus proyectos.

Desde esta perspectiva, las empresas desarrolladoras no sólo han manifestado su negativa a participar voluntariamente en iniciativas adicionales de carácter compensatorio, como lo sería la descarbonización del sistema eléctrico de Punta Arenas, sino que también han expresado rechazo a medidas de contribución directa al Estado. Este escenario refleja una clara limitación estructural para que el sector privado asuma el financiamiento de una transición energética local con fines públicos o estratégicos.

Como consecuencia de esta falta de disposición por parte del sector privado, no se cumpliría una de las hipótesis fundamentales del presente trabajo, que postula que la descarbonización de la matriz eléctrica de Punta Arenas podría llevarse a cabo como parte de las medidas de compensación ambiental, social o económica de los grandes proyectos energéticos que se están instalando en la región. Esta premisa, si bien razonable desde un enfoque de justicia territorial y de sostenibilidad, no se sustenta en la realidad actual de los compromisos empresariales.

Frente a este escenario, se identifica una necesidad crítica de desarrollar nuevas estrategias de financiamiento que permitan viabilizar la implementación de una matriz energética sostenible y libre de emisiones en la ciudad de Punta Arenas. Estas estrategias deben considerar tanto instrumentos públicos como esquemas de financiamiento mixto que articulen recursos estatales, internacionales y privados, bajo esquemas de incentivos alineados con los objetivos de descarbonización y desarrollo regional.

8.1 Solicitud de energía desde los proyectos de H2V y sus derivados

Una opción para fomentar la participación de la industria privada, en particular las empresas desarrolladoras de proyectos de hidrógeno verde y sus derivados, que se instalarán en la región de Magallanes sería que éstas aportarían parte de la energía generada en sus proyectos para satisfacer la demanda de la ciudad de Punta Arenas.

Si bien es cierto, esto no es una estrategia de financiamiento tal como se requiere para el desarrollo del proyecto de descarbonización, lo propuesto permitiría reducir los costos que se presentaron en la sección 7.4 y podría hacer que el proyecto fuese atractivo financieramente hablando para un inversionista privado.

El principal problema que conlleva esta estrategia es que la energía generada por los parques eólicos destinados al desarrollo de la industria del hidrógeno verde y sus derivados se diseña casi exclusivamente para uso industrial privado, no para abastecer el sistema eléctrico de Magallanes.

Se requerirá que un porcentaje de la energía eólica generada debe ser inyectada a la red local, vía una línea de transmisión dedicada. Esta energía serviría para abastecer la demanda residencial de Punta Arenas y reemplazar el gas natural empleado para calefacción por energía eléctrica.

Una propuesta razonable es reservar entre un 3% y 7% de la generación bruta. Por ejemplo, un parque eólico de 1.000 MW, con un factor de planta 50%, generará aproximadamente 4.380 GWh/año, si se reservara un 5% de esa energía, se tendrían 219 GWh/año lo cual es suficiente para cubrir gran parte de la demanda eléctrica de Punta Arenas (~500 GWh/año).

8.1.1 Implementación técnica

El promotor del proyecto financia o cofinancia una línea de transmisión de alta tensión desde el parque hasta una subestación cerca de Punta Arenas. Esta subestación correspondería a la subestación de transformación elevadora indicada en la sección 6.2 la cual recibiría los aportes energéticos de cada uno de los proyectos y evacuaría la energía por medio de una línea de transmisión que va desde la subestación elevadora hasta la subestación de transformación reductora.

Además de las inversiones requeridas para la construcción de las subestaciones y línea de transmisión, se requieren inversiones en redes de media y baja tensión para absorber la nueva capacidad renovable. Aparte de estas inversiones, se requerirá invertir en sistemas de almacenamiento (BESS) para garantizar la

generación de energía incluso cuando no exista viento. Además, en horarios de baja demanda, los excedentes podrían alimentar los BESS.

8.1.2 Implementación económica

El porcentaje de energía se entregará mediante un PPA (Power Purchase Agreement) a una tarifa regulada o preferencial, administrado por la distribuidora local (EDELMA).

Para que las empresas se sientan atraídas por esta estrategia el Estado podría incluirlo como condición en la RCA (Resolución de Calificación Ambiental). También podría incluirlo en la negociación de concesiones marítimas y permisos de uso de bienes fiscales requeridos para el desarrollo de los proyectos de hidrógeno verde y sus derivados.

8.2 Compensación por medio de la RCA

En Chile, todo proyecto de hidrógeno verde a gran escala, debido a su envergadura, uso de recursos naturales (viento, agua) e impactos potenciales, debe ingresar obligatoriamente al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). La Resolución de Calificación Ambiental (RCA) es el acto administrativo que aprueba (o rechaza) el proyecto ambientalmente, estableciendo medidas de mitigación, medidas de reparación y medidas de compensación.

Estas medidas deben ser proporcionales y coherentes con los impactos significativos detectados.

Un proyecto de hidrógeno verde y sus derivados genera impactos directos en su etapa de construcción. El titular puede proponer compensar parte de estos impactos mediante proyectos energéticos carbono neutrales locales, como por ejemplo descarbonizar parte de la matriz eléctrica de Punta Arenas o financiamiento de sistemas BESS para respaldo de ERNC.

Para formular estas medidas de compensación en la RCA, el desarrollador del proyecto debe cuantificar la emisión residual a compensar, debe demostrar la equivalencia ambiental ($\text{kWh renovable generado} = \text{tCO}_2\text{eq evitada}$), debe incluir un cronograma vinculante con hitos de implementación y se debe describir en el Plan de Seguimiento Ambiental (PSA) para fiscalización por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA).

Usualmente las compensaciones económicas indicadas en la RCA resultan ser bajas pensando en desarrollar proyectos energéticos, pero esta herramienta de

compensación permitiría la descarbonización de la matriz energética de Punta Arenas sin tener que desembolsar mayores recursos, por parte de las empresas desarrolladores, de los que ya se tienen considerados desde un inicio.

8.3 Obras por impuesto

Otra estrategia para que la empresa privada desarrolle el proyecto de energía carbono neutral para la ciudad de Punta Arenas consiste en implementar lo denominado como “Obras por Impuesto”. Para lo cual el proyecto cuantificado en la sección 7.4 se podría subdividir en pequeños proyectos para distribuir la inversión inicial y así cada promotor de proyectos pueda realizar una de estas subdivisiones.

El mecanismo Obras por Impuestos es una herramienta legal que permite a empresas privadas financiar y ejecutar proyectos de inversión pública (escuelas, hospitales, infraestructura comunitaria, caminos, sistemas de agua potable rural, etc.) usando parte de sus impuestos a la renta. En otras palabras, las empresas adelantan recursos para obras prioritarias en comunas o regiones, y luego descuentan esa inversión del pago de su Impuesto de Primera Categoría (Renta).

En Chile, está regulado principalmente por la Ley N° 21.207, que modernizó este mecanismo en 2019, ampliando su cobertura nacional. Se inspiró en el modelo peruano, donde ha funcionado hace más de 15 años.

Para su implementación una empresa privada se ofrece para financiar o ejecutar un proyecto priorizado por una municipalidad, gobierno regional o servicio público. El proyecto debe estar inscrito y aprobado en el Banco Integrado de Proyectos (BIP) del Ministerio de Desarrollo Social y Familia. La empresa financia la obra directamente (contrata, construye, supervisa) o transfiere los fondos. Una vez terminada la obra, el Estado certifica la inversión y la empresa puede acreditarla como crédito contra el pago de su Impuesto de Primera Categoría, hasta cubrir el monto invertido. El tope es hasta un 50% del impuesto anual de la empresa. Esquemáticamente lo anterior se presenta en la Figura N° 40.

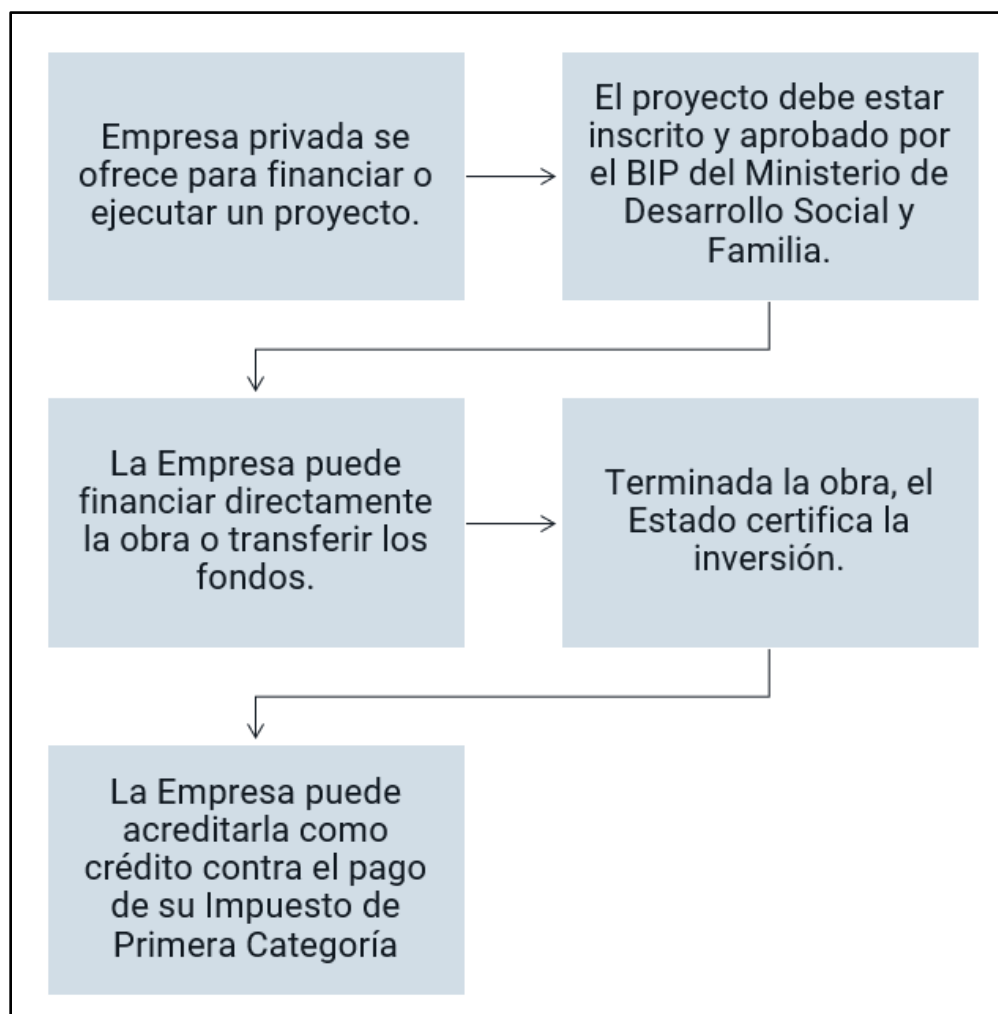


Figura N° 40: Esquema para la implementación del método de Obras por Impuesto.

El mecanismo Obras por Impuestos es perfectamente aplicable a Magallanes. Por ejemplo, empresas de la industria del hidrógeno verde podrían financiar infraestructura energética complementaria (subestaciones, líneas para electrificar comunidades rurales, mejoramiento de la red de MT y BT, etc.), todo con beneficio fiscal directo para la empresa (descuento de impuestos) y beneficio social tangible para la región.

8.4 Royalty proyectos energéticos

El royalty sería un impuesto específico que pagarían las empresas que instalen sus proyectos de hidrógeno verde, amoniaco verde y combustibles sintéticos como medida de compensación a las comunidades y que se utilizaría para el desarrollo de proyectos energéticos carbono neutrales en la Región de Magallanes.

La idea central es que parte de la renta económica extraordinaria que se genera sea devuelta a la comunidad, mediante la creación de un fondo económico que permita la licitación de proyectos energéticos cuya fuente de generación sea libre de emisiones de CO₂ lo cual permitirá descarbonizar la matriz energética de la región.

Este royalty aparte de financiar la infraestructura requerida para la transición energética regional serviría para redistribuir parte de la riqueza para comunidades locales y compensar el uso de recursos públicos, tales como terrenos fiscales o concesiones marítimas.

Este royalty deberá ser aplicable solo a plantas de producción de H₂V superiores a cierta capacidad mínima (por ejemplo, >300 MW de potencia instalada), para excluir proyectos piloto.

8.4.1 Implementación económica del royalty

Para que la implementación de este royalty sea factible económicamente se podrían combinar dos componentes, al igual como ocurre con el royalty minero.

Componente “*ad valorem*”

Se aplicaría sobre las ventas brutas de H₂V y derivados (amoníaco verde, metanol verde, combustibles sintéticos). Por ejemplo, 0,5% – 2% del valor FOB de exportación.

Este componente es una parte clave de cualquier régimen de royalty en recursos naturales: significa aplicar un porcentaje fijo sobre el valor de venta bruta de un bien. En este caso, se calcula sobre el valor FOB (Free on Board) de exportación del hidrógeno verde y de sus derivados.

El valor FOB representa el precio de venta en el punto de salida, sin incluir costos de transporte internacional ni seguros. Este enfoque es usado comúnmente para evitar la manipulación de precios de transferencia en etapas intermedias y simplificar la base imponible, ya que no depende de costos internos, solo del precio de exportación declarado y verificado.

Componente sobre excedente operacional

Esta componente se calcularía como un porcentaje progresivo sobre la renta operacional, es decir, ingresos netos menos costos de operación y depreciación. Por ejemplo, 3% – 5% sobre margen operacional superior a cierto umbral de rentabilidad.

Este excedente, también llamado renta económica o margen operacional neto, es la diferencia entre los ingresos brutos por ventas y todos los costos operativos directos e indirectos, incluyendo costos variables de operación (energía eléctrica renovable, agua, químicos, mantenimiento), Costos fijos de operación – administración y depreciación/amortización de activos.

Este enfoque reconoce que no toda venta genera utilidad neta significativa. Por ello, capturar parte de la renta extraordinaria mediante un porcentaje sobre el excedente asegura que el royalty sea proporcional a la capacidad real de generación de caja, no afecte la viabilidad de proyectos de márgenes ajustados y se active sólo cuando se supera un umbral mínimo de rentabilidad.

8.4.2 Viabilidad del royalty

La clave para que este royalty sea legítimo ante las empresas desarrolladoras de proyectos de hidrógeno verde y sus derivados es su uso específico. En este caso, se puede normar que 100% del royalty se reinvierta en proyectos energéticos verdes tales como:

- Reemplazo de generación fósil (gas o diésel) en ciudades como Punta Arenas.
- Electrificación de localidades aisladas usando fuentes de energía renovables.
- Redes de calefacción distrital renovables.
- Proyectos de almacenamiento BESS para respaldo.
- Líneas de transmisión local para fortalecer la electrificación de la región.
- Plantas de desalación sostenibles si corresponde.

Para una correcta aplicación y uso de este royalty se debe tener en consideración que éste debe sumar valor sin reemplazar impuestos generales, debe ser competitivo, para no desincentivar inversión frente a países competidores como Australia o Arabia Saudita.

Adicionalmente, su metodología de implementación debe ser transparente, constituido por un mecanismo de fiscalización clara de producción, exportación y costos.

8.5 Beneficio para la comunidad

La implementación de estrategias adecuadas de financiamiento para proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables posibilita el desarrollo de infraestructuras libres de emisiones de dióxido de carbono. Este tipo de inversión

implica no solo una contribución significativa a la mitigación del cambio climático, sino también una transformación estructural del sistema energético. La incorporación de tecnologías limpias en la matriz de generación permite reducir la huella ambiental del sector eléctrico, al tiempo que se establece una base para un sistema energético más sostenible y resiliente frente a las fluctuaciones en los precios de los combustibles fósiles.

Desde una perspectiva económica, la entrada de nuevas capacidades de generación renovable en el sistema conduce a una reducción progresiva del costo de generación. Esto se debe a que, una vez construidas, las plantas renovables tienen costos variables cercanos a cero, lo que les permite ofertar energía en el mercado a precios competitivos. Como resultado, cada megawatt-hora (MWh) generado mediante fuentes renovables puede desplazar un MWh equivalente producido por tecnologías fósiles, las cuales suelen operar con costos marginales más altos. Este efecto tiene implicaciones directas en el precio de equilibrio del mercado eléctrico, contribuyendo a su disminución.

Además, la diversificación tecnológica del parque de generación fortalece la seguridad energética y reduce la volatilidad de precios asociada a la dependencia de un reducido número de tecnologías o de un único tipo de combustible. En un mercado altamente concentrado en generación térmica, como lo es en Punta Arenas, la incorporación de renovables introduce nuevos agentes y fuentes de suministro, promoviendo un entorno más competitivo. Esta dinámica no solo beneficia a los consumidores finales a través de tarifas más bajas, sino que también mejora la eficiencia operativa y económica del sistema eléctrico como un todo.

Por otro lado, una matriz de generación menos dependiente de tecnologías subsidiadas reduce la carga financiera sobre el Estado, permitiendo la redistribución de recursos hacia otros sectores prioritarios. La disminución de los subsidios necesarios para mantener la operación de centrales térmicas tradicionales libera espacio fiscal que puede ser reasignado a servicios públicos esenciales, desarrollo social o infraestructura crítica. En conjunto, este enfoque no solo impulsa una transición energética sostenible, sino que también contribuye a la construcción de un modelo económico más justo y equilibrado desde el punto de vista social.

9. CONCLUSIONES

Este trabajo ha abordado la necesidad de implementar estrategias que permitan alcanzar la carbono neutralidad en el sistema eléctrico de Punta Arenas, considerando el contexto de la inminente industria del hidrógeno verde y sus derivados en la región de Magallanes. A través de una metodología estructurada que incluye la revisión del estado del arte, análisis técnico-económico y diseño de soluciones renovables, se ha identificado un camino claro para descarbonizar la matriz energética local. Esto constituye una medida prioritaria y estratégica dentro del contexto de la transición energética nacional, especialmente considerando la posición geopolítica de la Región de Magallanes y su potencial como polo de desarrollo para la industria del hidrógeno verde y sus derivados.

El diagnóstico evidencia que la actual matriz energética de Punta Arenas está basada predominantemente en combustibles fósiles, siendo el gas natural el principal recurso para satisfacer tanto la demanda térmica como eléctrica. Esta condición no solo representa una barrera frente a los objetivos de carbono neutralidad, sino que también implica una alta dependencia de subsidios estatales y presenta una contradicción estructural frente a los compromisos internacionales de Chile en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Entre los principales hallazgos destaca el potencial significativo de fuentes renovables, como la energía eólica y mareomotriz, para sustentar la demanda energética de Punta Arenas. Además, se ha evidenciado la viabilidad técnica de implementar estas tecnologías, siempre que se cuente con un marco regulatorio adecuado y un modelo de financiamiento justo.

El recurso eólico es de alta calidad, con velocidades medias anuales que superan los 7–9 m/s. Este potencial permite alcanzar factores de planta que van desde el 35% al 65%, lo que posiciona a la energía eólica como una alternativa prioritaria frente a otras fuentes renovables disponibles en la zona.

A pesar de que la energía solar fotovoltaica ofrece una tecnología escalable, con bajo mantenimiento y bien desarrollada a nivel comercial, su implementación en Punta Arenas presenta limitaciones relevantes. Entre ellas, la necesidad de sobredimensionar entre un 10% y 20% la capacidad instalada para compensar las pérdidas por sombra, suciedad y degradación de módulos. Además, el requerimiento de superficie para proyectos de gran escala es elevado.

En cuanto a la generación hidroeléctrica de pasada, se identificaron algunos recursos hídricos potenciales en la región, como los ríos San Pedro y Santa María. No obstante, su desarrollo requiere de estudios detallados sobre caudales

estacionales, impactos ambientales, y disponibilidad de infraestructura cercana. Estas condiciones limitan su implementación en el corto plazo.

El biogás fue analizado como alternativa adicional, pero su factibilidad se ve limitada por la baja disponibilidad de biomasa en Punta Arenas, específicamente los residuos sólidos urbanos, que ascienden a unas 52.945 toneladas anuales. Esta cifra no permite escalar proyectos de generación de gran tamaño, restringiendo su aplicación a soluciones complementarias o de menor escala.

Uno de los pilares fundamentales para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en un esquema de generación renovable es la incorporación de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS). Estos sistemas permiten gestionar la intermitencia de las fuentes eólica y solar, asegurando un despacho continuo y estable, y ofreciendo servicios auxiliares como el control de frecuencia. Para proyectos del orden de 500 MW o más, se estima que una capacidad de almacenamiento equivalente al 20%–30% de la potencia instalada será necesaria para cubrir la demanda y mantener el equilibrio del sistema.

Sin embargo, existen desafíos técnicos relevantes en la implementación de BESS en zonas frías como Punta Arenas. Entre ellos destaca la degradación acelerada de las baterías debido a los ciclos de carga y descarga en condiciones de baja temperatura, lo que exige sistemas especializados de gestión térmica y refrigeración para preservar su vida útil y desempeño.

Un factor que afecta la competitividad de las tecnologías renovables en la región es el subsidio al gas natural, que mantiene un precio artificialmente bajo y actúa como una barrera para la transición energética. Estos subsidios, de carácter regresivo, dificultan que las renovables compitan en igualdad de condiciones, haciendo necesaria la implementación de políticas públicas que incorporen incentivos específicos o impuestos al carbono para corregir esta distorsión del mercado.

En lo relativo a la infraestructura eléctrica, la implementación de proyectos de generación renovable a gran escala requiere de una actualización significativa de la red de transmisión y distribución en la zona. Esto incluye la construcción de nuevas subestaciones elevadoras (110 kV o 220 kV), la implementación de líneas de transmisión con capacidad de respaldo N-1 (que permite mantener la operación del sistema ante una falla), y la incorporación de sistemas de protección avanzados que permitan gestionar los flujos bidireccionales característicos de los sistemas con generación distribuida.

La geografía de la región también representa un reto, ya que muchos de los recursos renovables disponibles (especialmente el recurso eólico) se encuentran

dispersos o en zonas alejadas de los centros de consumo. Esto implica mayores costos de conexión a la red y mayores tiempos de implementación debido a la necesidad de desarrollar infraestructura de transporte adicional. Esta situación convierte la seguridad y autonomía energética en factores críticos para la sostenibilidad territorial. En este sentido, la diversificación de la matriz, la incorporación de fuentes renovables distribuidas y el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión y respaldo técnico son medidas fundamentales para mitigar la vulnerabilidad derivada de la dependencia de recursos fósiles y de cadenas logísticas susceptibles a interrupciones climáticas o geopolíticas.

A través de un ejercicio de diseño y dimensionamiento técnico, se formularon tres escenarios energéticos: uno conservador (demanda proyectada por la CNE), uno ambicioso (electrificación total de la demanda) y uno intermedio. En todos los casos, la solución tecnológica propuesta se basa en generación eólica complementada con sistemas BESS para asegurar continuidad de suministro.

La evaluación económica del sistema propuesto indica que solo el escenario con menor demanda (522 GWh/año) arroja indicadores financieros positivos (TIR y VAN), lo cual pone en evidencia las dificultades de lograr rentabilidad bajo esquemas de inversión tradicional en escenarios más ambiciosos de electrificación.

Frente a los resultados financieros poco atractivos, se concluye que es inviable esperar que inversionistas privados financien la descarbonización de la ciudad por sí solos. Además, las empresas responsables de los grandes proyectos energéticos en la región han demostrado nula voluntad de asumir mayores compromisos que los requeridos por ley, incluyendo la contribución del 1% establecida por la Ley N° 21.210.

En el marco de este contexto, la presente tesina plantea diversas estrategias orientadas al financiamiento de una solución energética con balance de carbono neutral, implementada mediante empresas desarrolladoras de proyectos en la región. Una de las opciones técnicamente viables y económicamente factibles consiste en la utilización del instrumento conocido como "Obras por Impuesto", a través del cual las empresas podrían financiar o construir una parte del proyecto energético carbono neutral destinado a la ciudad de Punta Arenas, pudiendo deducir dicha inversión del impuesto a la renta. Otra alternativa viable es la institucionalización de un royalty energético, orientado a conformar un fondo financiero que posibilite la licitación de proyectos energéticos cuya fuente de generación sea libre de emisiones de CO₂, contribuyendo así a la descarbonización de la matriz energética regional.

En síntesis, los resultados obtenidos confirman que alcanzar la carbono neutralidad en Punta Arenas es técnica y ambientalmente viable, pero requiere decisiones estratégicas a nivel político, económico y regulatorio para superar las barreras estructurales actuales. La mantención indefinida del subsidio al gas natural, sin medidas de corrección que incentiven la eficiencia y la diversificación de la matriz, amenaza con perpetuar la dependencia de combustibles fósiles y desacoplar a Magallanes del proceso de transición energética global.

Por consiguiente, se recomienda avanzar en la formulación de políticas públicas orientadas a reestructurar gradualmente el subsidio, focalizándolo en eficiencia energética y vulnerabilidad social, y destinando parte de estos recursos a cofinanciar infraestructura renovable, investigación y formación de capital humano especializado. Asimismo, resulta imperativo robustecer los instrumentos de planificación territorial y evaluación ambiental, integrando criterios de equidad socioambiental y alineación con la ruta de carbono neutralidad comprometida por el país.

Finalmente, la presente tesina invita a visualizar la oportunidad histórica que representa el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en Magallanes como plataforma para catalizar una transformación profunda del sistema energético local, asegurando que su despliegue contribuya efectivamente a la prosperidad de la población, a la sostenibilidad del territorio y al cumplimiento de los compromisos climáticos de Chile. Se concluye, en consecuencia, que el éxito de esta estrategia dependerá de la capacidad de articular la voluntad política, el compromiso del sector privado y la participación activa de la sociedad civil, en un marco de gobernanza transparente y corresponsable.

10. REFERENCIAS

- [1] Ministerio del Medio Ambiente, «Estrategia Climática de Largo Plazo 2050,» 2021. [En línea]. Available: <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/estrategia-climatica-de-largo-plazo-2050/descripcion-del-instrumento/>.
- [2] Gobierno de Chile, «X,» 22 Octubre 2024. [En línea]. Available: <https://x.com/GobiernodeChile/status/1848722087503966385>.
- [3] MINISTERIO DE ENERGÍA, «Planificación Energética de Largo Plazo 2023 - 2027,» Santiago, 2024.
- [4] InvestChile, Gobierno de Chile, «Hidrógeno Verde en Chile,» 2024.
- [5] H2 Chile, «Asociación Chilena de Hidrógeno,» [En línea]. Available: <https://h2chile.cl/mapa-de-proyectos/>.
- [6] B. Central, «Hidrógeno verde en Chile: perspectivas de demanda e inversión,» 09 Septiembre 2024. [En línea]. Available: <https://www.bcentral.cl/web/banco-central/w/hidrogeno-verde-chile>.
- [7] M. d. Energía, «Balance Nacional de Energía,» Santiago, 2020.
- [8] R. R. C. J. K. P. M. E. T. M. E. B. S. B. G. P. A. L. H. M. L.-M. a. K. R. M. Christopher J. Schenk, «Assessment of unconventional tight-gas resources of the Magallanes Basin Province, Chile, 2015,» *USGS Publications Warehouse*, 2015.
- [9] The Royal Society, «El papel de los suelos en el suministro de energía,» *Philosophical Transactions of the Royal Society B*, 2021.
- [10] M. d. Energía, «Política Energética Magallanes y Antártica Chilena 2050,» Santiago, 2017.
- [11] G. d. C. Dirección de Presupuestos, «Proyecto de Ley de Presupuestos para el Sector Público 2025, Partida 24 Ministerio de Energía,» Santiago, 2024.
- [12] M. d. Energía, «Proyecto de Ley que perfecciona los Sistemas Medianos de Electricidad,» 2024.

- [13] C. N. d. Energía, «Energía Abierta,» 05 03 2025. [En línea]. Available: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>.
- [14] C. N. d. Energía, «Previsión de Demanda Eléctrica,» 2024.
- [15] E. S.A., «Memoria Anual Integrada, 2023,» 2023.
- [16] International Energy Agency, «Renewables 2024, Analysis and Forecast to 2030,» 2024.
- [17] IRENA, «Annual Review 2024,» *Renewable Energy and Jobs*, 2024.
- [18] A. Campillay, «Las Claves para la Aceptación Social de Proyectos de Energía Renovables,» *Diario Financiero*, p. 36, 27 Agosto 2024.
- [19] R. d. P. E. Chile, «RedPE,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.pobrezaenergetica.cl/>.
- [20] M. d. Energía, «Identificación de Potenciales Renovables, Caso Eólico,» 2021.
- [21] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Ley 21.210 del Ministerio de Hacienda,» Febrero 2020. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1142667>.
- [22] «Asociación de Productores de Hidrógeno Verde y sus Derivados en Magallanes,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.h2vmagallanes.cl/proyectos>.
- [23] «CChC: "Unas 30.000 personas podrían arribar a Magallanes por el sector energético",» 22 febrero 2023. [En línea]. Available: <https://dialogosur.cl/2023/02/cchc-unas-30-000-personas-podrian-arribar-a-magallanes-por-el-sector-energetico/>.
- [24] Ministerio de Energía, «Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde,» Santiago de Chile, 2020.

Anexo A Metodología de trabajo

Motivación y justificación

Este trabajo surge debido a la inminente industria del Hidrógeno y Amoníaco Verde que se instalará en la región de Magallanes, la cual necesitará de abundante energía para su desarrollo y operación.

Se estima que para el avance de los proyectos que se encuentran en carpeta se tendrán que instalar alrededor de 20 GW, principalmente por generación eólica y baterías. Por ejemplo, los proyectos en desarrollo de la Asociación de Productores de Hidrógeno Verde y sus Derivados en Magallanes (H2V Magallanes AG) consideran por sí solos una capacidad instalada de 16,4 GW [22].

Este valor de potencia requerida representa cerca de un tercio de la capacidad instalada del SEN. Lo anterior no deja de ser llamativo, considerando que en la región de Magallanes el sistema eléctrico posee una capacidad instalada cercana a los 130 MW.

En la actualidad, el SEM es un sistema eléctrico aislado, que no presenta grandes líneas de transmisión y la generación principalmente se realiza mediante centrales térmicas a base de gas natural o diésel, las que se encuentran cerca de los centros de consumo.

Los proyectos de H2V generarán un gran impacto demográfico durante su etapa de construcción considerando un número de aproximadamente 30.000 personas que podrían arribar a la región producto de la construcción de estos proyectos energéticos, según cifras entregadas por la Cámara Chilena de la Construcción de Punta Arenas [23]. Esta situación afectará de forma directa la comunidad de Magallanes, en particular a la ciudad de Punta Arenas, ciudad que será el punto de entrada y salida de la gran mayoría de esta población flotante.

Los desarrolladores de estos proyectos vienen trabajando con la comunidad de Magallanes de manera anticipada con la intención de abordar tempranamente éste y otros efectos no deseados que conlleva la implementación de proyectos energéticos de esta índole en la región.

A raíz de esta situación en particular, es que se propone la descarbonización de la matriz energética de la ciudad de Punta Arenas como parte de las medidas de compensación hacia la comunidad por los desarrolladores de proyectos de hidrógeno verde, amoníaco verde y combustibles sintéticos. Esta medida de compensación permitirá a la población de Punta Arenas tener una matriz energética limpia y económica, para lo cual se evaluará la mejor opción de generación de

energía que se puede implementar en dicha ciudad.

El financiamiento de esta medida de compensación será un tema para analizar durante el desarrollo de este trabajo, ya que se debe presentar una estrategia de financiamiento, la cual será costeadada por parte de las empresas desarrolladoras de proyectos energéticos, que debe ser viable de implementar para ellos y a su vez en la que todos los desarrolladores participen.

No existen antecedentes en Chile de este tipo de compensaciones, por lo que también se tendrá que plasmar de forma general los lineamientos regulatorios que permitan que esta medida de compensación sea viable en el tiempo y que su operación pueda ser financiada con una tarifa eléctrica menor a la que se paga hoy en día en la ciudad de Punta Arenas, considerando todos los factores técnicos, de operación y de calidad de suministro requeridos en dicha localidad.

Metodología para el desarrollo del trabajo

La metodología propuesta para el desarrollo de este trabajo de tesis debe estructurarse en etapas claras que permitan abordar tanto el análisis técnico como el diseño de soluciones y su viabilidad económica.

En primer lugar, será fundamental realizar una revisión exhaustiva del estado del arte relacionado con las energías renovables y la transición energética en Chile, especialmente enfocándose en tecnologías como el hidrógeno verde, la energía eólica y otras fuentes renovables aplicables a la región de Magallanes. Esta etapa permitirá identificar las mejores prácticas, los desafíos técnicos y las oportunidades para integrar estas tecnologías en el sistema eléctrico de Punta Arenas.

En segundo lugar, se debe proceder a la recopilación y análisis de datos específicos sobre el consumo energético actual, la matriz energética regional y las características geográficas de la zona. Esto incluye la evaluación de fuentes de datos oficiales, como estadísticas de consumo de combustibles y estudios previos sobre recursos renovables en la región. Este paso asegurará que las propuestas estén alineadas con la realidad técnica y social de la región.

Posteriormente, con la información recopilada, se procederá al diseño de una solución energética que permita alcanzar la carbono neutralidad en el sistema eléctrico de Punta Arenas. Esta solución deberá considerar la integración de tecnologías renovables, como la energía eólica y mareomotriz, así como estrategias para reducir la dependencia de combustibles fósiles. También se evaluarán alternativas de financiamiento basadas en compensaciones por parte de las empresas desarrolladoras de proyectos de transición energética, garantizando que

la propuesta sea económicamente viable y equitativa para todos los actores involucrados.

En cuarto lugar, se realizará una evaluación técnica-económica detallada de la solución propuesta, considerando factores como costos de implementación, beneficios ambientales, impactos sociales y sostenibilidad a largo plazo. Esta evaluación incluirá simulaciones de escenarios futuros para prever cómo la solución podría responder a cambios en la demanda energética o avances tecnológicos. Además, se analizarán los marcos regulatorios existentes y se propondrán ajustes necesarios para facilitar la implementación de la estrategia, asegurando su compatibilidad con las políticas nacionales de carbono neutralidad para 2050.

Finalmente, la última etapa consistirá en la validación y presentación de los resultados. La metodología culminará con la entrega de un documento final que sintetice las conclusiones y recomendaciones, proporcionando una hoja de ruta clara para la implementación de la estrategia de carbono neutralidad en Punta Arenas, que pueda servir como modelo para otras regiones con características similares.

Hipótesis

La instalación de grandes proyectos de generación en la región de Magallanes desplazará un número considerable de personas en su etapa de construcción, afectando la calidad de vida de los residentes de las ciudades de esa región, en particular los habitantes de Punta Arenas.

Según lo indicado en la estrategia de nacional de hidrógeno verde [24], se instalarán un gran número de proyectos de generación en la región de Magallanes para satisfacer las necesidades de la industria.

Por lo tanto, se plantea una medida de compensación social relacionada con la descarbonización de la matriz energética de Punta Arenas, a un precio menor del que se paga en la actualidad por la energía eléctrica.

Se propone que el financiamiento de la solución técnica a implementar, la cual permitirá la actualización de la matriz energética de la ciudad de Punta Arenas, sea realizado principalmente por las empresas desarrolladoras de los proyectos de hidrógeno verde y sus derivados, para efectos de CAPEX, por lo que será necesario cuantificar la inversión requerida y que ese monto de inversión esté en el orden de magnitud de lo que las empresas disponen para compensar socialmente a la comunidad.

Para efectos de OPEX y mantenimiento, esto será financiado a través de la tarifa

hacia los consumidores tanto de energía eléctrica como energía térmica, lo cual debe ser validado con tal de mantener la sostenibilidad en el tiempo del sistema propuesto.

Esta hipótesis se sustenta en que la estrategia de transición energética adoptada por Chile, establece que para el año 2050 la producción de hidrógeno verde deberá crecer significativamente con tal de alcanzar la carbono neutralidad, en dónde la región de Magallanes tendrá un papel preponderante en este desarrollo, pero a su vez su capital regional, Punta Arenas, mantendrá un sistema de generación de electricidad en base a hidrocarburos, manteniendo la emisión de CO₂, lo que se pretende reducir e incluso eliminar.

Anexo B Carta Gantt

A continuación, se presenta la carta Gantt con la cual se desarrollará el tema propuesto para este proyecto de tesina.



Figura N° 41: Carta Gantt desarrollo Proyecto de Tesina

Anexo C Flujos de Caja

Escenario 1: Demanda Eléctrica 522,5 GWh/año

TC (\$/USD)		935																				
Item	Flujo de Caja Proyecto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones																						
1	CAPEX	MMUSD\$	519																			
2	Ingeniería y desarrollo proyecto (1,5% CAPEX)	MMUSD\$	7,79																			
3	Costos no planificados (10%)	MMUSD\$	52,7																			
4	Total Inversion	MMUSD\$	-579,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos																						
Financiamiento empresas H2V y Amoniaco		MMUSD\$																				
5	Ingreso por venta de energía	MMUSD\$	44,0	45,0	45,9	46,8	47,7	48,6	49,5	50,4	51,3	52,2	53,2	54,1	55,1	56,1	57,1	58,1	59,2	60,3	61,3	62,4
6	Subtotal Ingresos	MMUSD\$	44,0	45,0	45,9	46,8	47,7	48,6	49,5	50,4	51,3	52,2	53,2	54,1	55,1	56,1	57,1	58,1	59,2	60,3	61,3	62,4
Costos O&M																						
7	OPEX (3% CAPEX)	MMUSD\$	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
8	Costos de personal y administración	MMUSD\$	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
9	Concesión terreno	MMUSD\$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
10	Subtotal Costos	MMUSD\$	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Ingresos- Costos																						
11	Subtotal Ingresos	MMUSD\$	44,0	45,0	45,9	46,8	47,7	48,6	49,5	50,4	51,3	52,2	53,2	54,1	55,1	56,1	57,1	58,1	59,2	60,3	61,3	62,4
12	Subtotal Costos	MMUSD\$	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Total Ingresos-Costos (EBITA)		MMUSD\$	22,4	23,5	24,3	25,2	26,1	27,0	27,9	28,8	29,7	30,7	31,6	32,6	33,5	34,5	35,5	36,6	37,6	38,7	39,8	40,9
Utilidad Bruta																						
13	Depreciación Equipos	MMUSD\$	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9										
Total Utilidad Bruta		MMUSD\$	-29,5	-28,5	-27,6	-26,7	-25,8	-24,9	-24,0	-23,1	-22,2	-21,3	31,6	32,6	33,5	34,5	35,5	36,6	37,6	38,7	39,8	40,9
Utilidad Neta																						
14	Impuestos (27%)	MMUSD\$	-8,0	-7,7	-7,4	-7,2	-7,0	-6,7	-6,5	-6,2	-6,0	-5,7	8,5	8,8	9,1	9,3	9,6	9,9	10,2	10,4	10,7	11,0
15	Total Utilidad Neta	MMUSD\$	-21,5	-20,8	-20,1	-19,5	-18,8	-18,2	-17,5	-16,9	-16,2	-15,5	23,1	23,8	24,5	25,2	25,9	26,7	27,5	28,2	29,0	29,8
Depreciación Equipos			51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Flujo caja		-579,7	30,4	31,1	31,8	32,4	33,1	33,7	34,4	35,1	35,7	36,4	23,1	23,8	24,5	25,2	25,9	26,7	27,5	28,2	29,0
17	Tasa de descuento	0,0%	%																			
18	TIR	0,3%	%																			
19	VAN MMUSD\$	\$18,2	MMUSD\$																			

Escenario 2: Demanda Eléctrica 6.250 GWh/año

TC (\$/USD)

935

Flujo de Caja Proyecto			Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
	Inversiones																							
1	CAPEX	MMUSD\$	7.893																					
2	Ingeniería y desarrollo proyecto (1,5% CAPEX)	MMUSD\$	118,40																					
3	Costos no planificados (10%)	MMUSD\$	801,2																					
4	Total Inversion	MMUSD\$	-8.813,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Ingresos																							
	Financiamiento empresas H2V y Amoniaco	MMUSD\$																						
5	Ingreso por venta de energía	MMUSD\$		549,9	563,0	573,9	584,9	596,0	607,2	618,5	630,0	641,5	653,1	664,8	676,8	689,0	701,4	714,0	726,8	739,9	753,2	766,7	780,5	
6	Subtotal Ingresos	MMUSD\$		549,9	563,0	573,9	584,9	596,0	607,2	618,5	630,0	641,5	653,1	664,8	676,8	689,0	701,4	714,0	726,8	739,9	753,2	766,7	780,5	
	Costos O&M																							
7	OPEX (3% CAPEX)	MMUSD\$		236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8	236,8		
8	Costos de personal y administración	MMUSD\$		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0		
9	Concesión terreno	MMUSD\$		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
10	Subtotal Costos	MMUSD\$		242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8		
	Ingresos- Costos																							
11	Subtotal Ingresos	MMUSD\$		549,9	563,0	573,9	584,9	596,0	607,2	618,5	630,0	641,5	653,1	664,8	676,8	689,0	701,4	714,0	726,8	739,9	753,2	766,7	780,5	
12	Subtotal Costos	MMUSD\$		242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8		
	Total Ingresos-Costos (EBITA)	MMUSD\$		307,1	320,2	331,1	342,1	353,2	364,4	375,7	387,1	398,7	410,3	422,0	434,0	446,2	458,6	471,2	484,0	497,1	510,4	523,9	537,7	
	Utilidad Bruta																							
13	Depreciación Equipos	MMUSD\$		789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3											
	Total Utilidad Bruta	MMUSD\$		-482,2	-469,1	-458,2	-447,2	-436,1	-424,9	-413,6	-402,2	-390,7	-379,0	422,0	434,0	446,2	458,6	471,2	484,0	497,1	510,4	523,9	537,7	
	Utilidad Neta																							
14	Impuestos (27%)	MMUSD\$		-130,2	-126,7	-123,7	-120,7	-117,7	-114,7	-111,7	-108,6	-105,5	-102,3	114,0	117,2	120,5	123,8	127,2	130,7	134,2	137,8	141,5	145,2	
15	Total Utilidad Neta	MMUSD\$		-352,0	-342,5	-334,5	-326,5	-318,4	-310,2	-301,9	-293,6	-285,2	-276,7	308,1	316,8	325,7	334,8	344,0	353,3	362,9	372,6	382,5	392,5	
	Depreciación Equipos																							
16	Flujo caja			789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	789,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
				-8.813,0	437,3	446,9	454,8	462,9	471,0	479,2	487,4	495,7	504,1	512,6	308,1	316,8	325,7	334,8	344,0	353,3	362,9	372,6	382,5	392,5
17	Tasa de descuento	0,0%	%																					
18	TIR	-0,7%	%																					
19	VAN MMUSD\$	(\$567,8)	MMUSD\$																					

Escenario 3: Demanda Eléctrica 3.375 GWh/año

TC (\$/USD)		935																					
Item	Flujo de Caja Proyecto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Inversiones																							
1	CAPEX	MMUSD\$	4.267																				
2	Ingeniería y desarrollo proyecto (1,5% CAPEX)	MMUSD\$	64,01																				
3	Costos no planificados (10%)	MMUSD\$	433,1																				
4	Total Inversion	MMUSD\$	-4.764,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ingresos																							
Financiamiento empresas H2V y Amoniaco		MMUSD\$																					
5	Ingreso por venta de energía	MMUSD\$	297,0	304,0	309,9	315,9	321,9	327,9	334,0	340,2	346,4	352,7	359,0	365,5	372,0	378,7	385,5	392,5	399,5	406,7	414,0	421,5	
6	Subtotal Ingresos	MMUSD\$	297,0	304,0	309,9	315,9	321,9	327,9	334,0	340,2	346,4	352,7	359,0	365,5	372,0	378,7	385,5	392,5	399,5	406,7	414,0	421,5	
Costos O&M																							
7	OPEX (3% CAPEX)	MMUSD\$	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	
8	Costos de personal y administración	MMUSD\$	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
9	Concesión terreno	MMUSD\$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
10	Subtotal Costos	MMUSD\$	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	
Ingresos- Costos																							
11	Subtotal Ingresos	MMUSD\$	297,0	304,0	309,9	315,9	321,9	327,9	334,0	340,2	346,4	352,7	359,0	365,5	372,0	378,7	385,5	392,5	399,5	406,7	414,0	421,5	
12	Subtotal Costos	MMUSD\$	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	
Total Ingresos-Costos (EBITA)		MMUSD\$	162,9	170,0	175,9	181,9	187,9	193,9	200,0	206,2	212,4	218,7	225,0	231,5	238,0	244,7	251,5	258,5	265,5	272,7	280,0	287,5	
Utilidad Bruta																							
13	Depreciación Equipos	MMUSD\$	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7											
Total Utilidad Bruta		MMUSD\$	-263,8	-256,7	-250,8	-244,8	-238,8	-232,8	-226,7	-220,5	-214,3	-208,0	225,0	231,5	238,0	244,7	251,5	258,5	265,5	272,7	280,0	287,5	
Utilidad Neta																							
14	Impuestos (27%)	MMUSD\$	-71,2	-69,3	-67,7	-66,1	-64,5	-62,9	-61,2	-59,5	-57,9	-56,2	60,8	62,5	64,3	66,1	67,9	69,8	71,7	73,6	75,6	77,6	
15	Total Utilidad Neta	MMUSD\$	-192,5	-187,4	-183,1	-178,7	-174,4	-169,9	-165,5	-161,0	-156,5	-151,9	164,3	169,0	173,8	178,7	183,6	188,7	193,8	199,1	204,4	209,9	
Depreciación Equipos			426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	426,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
16	Flujo caja		-4.764,1	234,2	239,3	243,6	248,0	252,3	256,8	261,2	265,7	270,2	274,8	164,3	169,0	173,8	178,7	183,6	188,7	193,8	199,1	204,4	209,9
17	Tasa de descuento	0,0%	%																				
18	TIR	-0,8%	%																				
19	VAN MMUSD\$	(\$352,8)	MMUSD\$																				

Anexo D Otras formas de financiamiento

Dentro de la búsqueda de alternativas de financiamiento para la realización de un proyecto energético libre de emisiones de CO₂ que permita la descarbonización de la matriz energética de Punta Arenas, se pudo observar que también es viable la participación del Estado chileno impulsando el desarrollo de este tipo de proyectos a través de sus instituciones.

Fondo de transición energética

Una alternativa relevante podría ser la creación de un fondo de transición energética regional, financiado parcialmente por el Estado utilizando para ello el monto destinado para subsidiar el gas natural (para el año 2025 se aprobó un subsidio de 65.629 millones de pesos). Este fondo podría actuar como catalizador de inversiones en generación renovable, almacenamiento energético y modernización de redes, permitiendo reducir la percepción de riesgo por parte de los inversionistas privados.

Asimismo, se podrían evaluar esquemas de contratos de compraventa de energía a largo plazo (Power Purchase Agreements, PPA), con precios garantizados por el Estado. Esta medida puede contribuir a garantizar un flujo de ingresos estable y predecible para los desarrolladores del proyecto, mejorando su bancabilidad.

Finalmente, debe destacarse el rol estratégico que podría asumir el Estado de Chile en la conducción de este proceso, no solo como regulador, sino también como actor proactivo en la estructuración de soluciones energéticas que contribuyan al desarrollo territorial equitativo, la reducción de subsidios al gas natural —que actualmente superan los 70 millones de dólares anuales en la región— y el cumplimiento de los compromisos de carbono neutralidad asumidos por el país a nivel internacional.

Empresa regional de generación eléctrica

Una de las soluciones institucionales que permitiría viabilizar la descarbonización de la matriz energética de Punta Arenas consiste en la creación de una empresa regional de generación eléctrica con participación mixta. Esta entidad estaría compuesta por actores públicos y privados, incluyendo al Estado de Chile, la empresa de distribución eléctrica EDELMAG, la empresa distribuidora de gas natural GASCO, y un socio privado que esté dispuesto a asumir parte del riesgo e inversión del proyecto. La propuesta busca distribuir el riesgo financiero y aumentar la factibilidad económica mediante una estructura de gobernanza colaborativa y alineada con los intereses estratégicos de la región.

- **Participación del Estado**

Desde la perspectiva del Estado, su participación resulta indispensable. La energía en Magallanes representa un recurso estratégico debido a su condición de aislamiento geográfico y su dependencia de combustibles fósiles importados. Esta situación ha obligado al Estado chileno a destinar importantes recursos fiscales en forma de subsidios directos a la importación de gas natural, alcanzando para el año 2025 un monto cercano a los 70 millones de dólares estadounidenses. Esta cifra se proyecta en aumento dada la alta volatilidad de los precios internacionales y la creciente demanda energética en la región.

Por tanto, la creación de una empresa regional de energía permitiría al Estado no solo cumplir con su rol de garante del acceso energético para la población, sino también avanzar hacia una política de sostenibilidad fiscal. Al participar directamente en la propiedad de esta nueva entidad, el Estado podría reinvertir parte de los recursos actualmente destinados al subsidio del gas natural en el financiamiento del capital inicial (CAPEX) de un sistema de generación renovable, con respaldo de sistemas de almacenamiento de energía (BESS), reduciendo gradualmente su dependencia de energéticos fósiles importados.

- **Participación de EDELMAG**

La participación de EDELMAG, como empresa distribuidora de electricidad de la región, también representa un componente estratégico fundamental. Dicha empresa no solo será el comprador directo de la energía generada por el nuevo sistema, sino que además posee experiencia operativa en generación térmica mediante combustibles fósiles. Esta experiencia puede aportar capacidades técnicas y de gestión a la nueva empresa regional, facilitando la transición energética con conocimiento del mercado y de la infraestructura eléctrica local.

Asimismo, desde una perspectiva empresarial, EDELMAG también podría beneficiarse significativamente al compartir el riesgo asociado al proceso de descarbonización. La externalización parcial del riesgo mediante una sociedad mixta reduciría las barreras de entrada a tecnologías limpias, permitiendo que la empresa cumpla con sus compromisos medioambientales sin comprometer su estabilidad financiera.

- **Participación de GASCO**

En cuanto a GASCO, su situación actual se encuentra directamente amenazada por la eventual descarbonización del sistema eléctrico de Punta Arenas. La implementación de una matriz energética basada en fuentes renovables disminuirá

drásticamente la demanda local de gas natural, afectando el volumen de negocio de dicha empresa. Sin embargo, esta amenaza también puede convertirse en una oportunidad estratégica, en línea con la tendencia internacional de diversificación energética de las distribuidoras de gas.

Muchas empresas del sector gasífero han comenzado a diversificar su portafolio energético mediante inversiones en energías limpias, creando filiales o unidades de negocio especializadas en proyectos solares o eólicos. Por consiguiente, la participación de GASCO en una empresa regional de generación eléctrica renovable permitiría que esta empresa se mantenga activa en el mercado energético local, adaptándose al nuevo tipo de generación de energía.

- **Participación de la empresa privada**

Respecto al sector privado, como se ha demostrado en los análisis financieros desarrollados en capítulos anteriores, la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN) del proyecto no resultan suficientemente atractivos para atraer inversión privada bajo una estructura tradicional de negocios. No obstante, al conformar una empresa mixta con distribución del riesgo entre varios actores, se puede mejorar la percepción de riesgo del proyecto y generar interés entre inversionistas que valoren los beneficios intangibles asociados a la sostenibilidad, la reputación corporativa y la generación de bonos de carbono.

Adicionalmente, el acceso a mecanismos de financiamiento verde y a programas de cooperación internacional puede aumentar la rentabilidad esperada del proyecto al reducir el costo del capital.

Otro incentivo para la inversión privada es la posibilidad de acceder a ingresos complementarios a través de la comercialización de bonos de carbono. La descarbonización efectiva de la matriz energética de Punta Arenas tendría un impacto significativo en la reducción de emisiones per cápita, lo cual habilitaría la generación de créditos de carbono certificados bajo estándares internacionales. Estos instrumentos financieros pueden negociarse en mercados voluntarios o regulados, generando nuevas fuentes de ingresos para los socios de la empresa.