UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

"ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA VIABILIDAD DEL USO DEL AMONIACO EN MICROTURBINA DE GAS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN UN MERCADO OBJETIVO"

PAULA SOFÍA ROJAS ALVARADO

TESINA DE GRADO PARA OPTAR AL GRADO DE:
MAGISTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA

PROFESOR GUÍA:	MARIO TOLEDO TORRES
PROF. CORREFERENTE INTERNO:	ROSSANA GAETE STAGNO
PROF. CORREFERENTE EXTERNO:	FRANCISCO GRACIA CAROCA

Julio – 2026

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 x Tesis de Postgrado

Título del trabajo: _ ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA VIABILIDAD DEL USO DEL AMONIACO EN MICROTURBINA DE GAS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN UN MERCADO OBJETIVO

Nombre del candidato(a): Paula Sofía Rojas Alvarado

Carrera / Grado: Magister en Economía Energética

Campus: Vitacura **Departamento:** Ingeniería Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Mario Toledo Torres, 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)

x 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: 5 de noviembre 2026 **Firma:** _____

Estudiante o Candidato(a):



Fecha: 5 de noviembre 2026 **Firma:** _____

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Glosario

AEA	Ammonia Energy Association
BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (Battery Energy Storage System)
CAPEX	Costo de Capital (Capital Expenditure)
CCHP	Trigeneración (Combined Cooling, Heat and Power)
CEN	Coordinador Independiente Eléctrico Nacional
CFR	Code of Federal Regulations
CHP	Cogeneración (Combined Heat and Power)
CNE	Comisión Nacional de Energía
DIMEC	Departamento de Ingeniería Mecánica
ENAP	Empresa Nacional del Petróleo
FONDEQUIP	Fondo de Equipamiento Científico y Tecnológico
FV	Fotovoltaico
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)
INDH	Instituto Nacional de Derechos Humanos
INN	Instituto Nacional de Normalización
IRENA	International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de Energías Renovables)
LCOE	Costo Nivelado de Energía (Levelized Cost of Energy)
MEE	Magister en Economía Energética
MILD	Combustión sin llama a baja concentración de oxígeno (Moderate or Intense Low-oxygen Dilution)
NOx	Óxidos de nitrógeno
OPEX	Costo de Operación (Operational

	Expenditure)
OSHA	Occupational Safety and Health Administration (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional de EE.UU.)
SCR	Reducción Catalítica Selectiva
SEA	Servicio de Evaluación Ambiental
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SNCR	Reducción No Catalítica Selectiva
SOC	Estado de Carga (State of Charge)
TIR	Tasa Interna de Retorno
USM	Universidad Técnica Federico Santa María
VAN	Valor Actual Neto

Resumen

En el marco del proyecto FONDEQUIP EQM230146, “Micro-turbina a gas: Equipamiento científico-tecnológico para desarrollar sistemas de generación eléctrica en base a combustibles verdes”, el presente trabajo analiza el potencial de aplicación del amoniaco verde como combustible para generación eléctrica distribuida mediante microturbinas de gas. Este combustible ha adquirido creciente relevancia internacional en el contexto de la transición energética debido a su capacidad para almacenar y transportar energía renovable, además de su potencial para contribuir a la descarbonización de sectores de difícil electrificación.

En primer lugar, se desarrolla una revisión del estado del arte del amoniaco como vector energético, abordando sus principales ventajas, desafíos técnicos y estrategias actualmente utilizadas para su aplicación en sistemas de combustión. Posteriormente, se analiza la microturbina Capstone C65 como tecnología de generación eléctrica, evaluando sus características operacionales, requerimientos de combustible, ventajas y limitaciones para su integración en sistemas energéticos basados en amoniaco.

A continuación, se propone una metodología para la identificación de mercados objetivo en Chile, considerando criterios energéticos, territoriales, regulatorios y de infraestructura. A partir de este análisis se seleccionan tres casos de estudio representativos: Mejillones, Santiago y Magallanes, los cuales permiten evaluar distintos escenarios de aplicación asociados a sistemas aislados, polos industriales y mercados conectados a la red eléctrica.

Finalmente, se realiza una evaluación económica de la implementación de una microturbina alimentada con amoniaco verde en cada uno de los mercados seleccionados, considerando inversiones, costos de operación, consumo de combustible y beneficios asociados a la energía sustituida. Los resultados muestran que, bajo las condiciones actuales de mercado, ningún mercado evaluado alcanza rentabilidad económica, dado que el valor de la energía sustituida se mantiene por debajo del umbral requerido. Los análisis de sensibilidad identifican al precio del amoniaco y al beneficio económico de la energía sustituida como las variables de mayor incidencia sobre la viabilidad, evidenciando mejores perspectivas para mercados aislados con altos costos de generación y, desde una perspectiva de bienestar social, una preferencia clara por el amoniaco verde frente al amoniaco gris.

Palabras Claves: Amoniaco, hidrógeno, microturbina, transición energética.

Abstract

Within the framework of FONDEQUIP project EQM230146, “Gas Microturbine: Scientific and Technological Equipment for the Development of Power Generation Systems Based on Green Fuels”, this work evaluates the potential application of green ammonia as a fuel for distributed power generation using gas microturbines. Green ammonia has gained increasing attention in the context of the energy transition due to its ability to store and transport renewable energy, as well as its potential contribution to the decarbonization of hard-to-electrify sectors.

First, a state-of-the-art review of ammonia as an energy carrier is presented, addressing its main advantages, technical challenges, and current strategies for its use in combustion systems. Subsequently, the Capstone C65 microturbine is analyzed as a power generation technology, evaluating its operational characteristics, fuel requirements, advantages, and limitations for integration into ammonia-based energy systems.

A methodology for identifying potential markets in Chile is then proposed, considering energy, territorial, regulatory, and infrastructure-related criteria. Based on this assessment, three representative case studies are selected: Mejillones, Santiago, and Magallanes. These locations represent different application scenarios, including isolated systems, industrial hubs, and grid-connected markets.

Finally, an economic assessment of implementing an ammonia-fueled microturbine is carried out for each selected market, considering capital investment, operating costs, fuel consumption, and the economic benefits associated with displaced energy generation. The results indicate that, under current market conditions, none of the evaluated markets achieves economic profitability, since the value of displaced energy remains below the required threshold. The sensitivity analyses identify ammonia price and the economic value of displaced energy as the variables with the greatest impact on project viability, highlighting more favorable prospects for isolated markets with high generation costs and, from a social welfare perspective, a clear preference for green over grey ammonia.

Keywords: Ammonia, hydrogen, microturbine, energy transition.

Índice de contenidos

1 Introducción y objetivos 9
1.1 Introducción 9
1.2 Objetivo general 13
1.3 Objetivos específicos 13
2 Metodología de trabajo 14
2.1 Avance y aplicación de la tecnología de combustión de amoniaco en turbinas y microturbinas 15
2.1.1 Turbina a gas 15
2.1.2 Amoniaco verde 16
2.1.3 Antecedentes Técnico-Económicos 25
2.1.4 Marco Regulatorio 26
2.2 Mercado objetivo aplicable 30
2.2.1 Aplicaciones microturbina Capstone C65 30
2.2.2 Criterios para la identificación de mercado objetivo 31
2.3 Evaluación técnica 39
2.3.1 Sistema Eléctrico Nacional y aplicación de microturbinas 39
2.3.2 Microturbina Capstone C65 (65 kW) 39
2.3.3 Mantenimiento 41
2.4 Evaluación económica 43
2.4.1 Sistema evaluado 43
2.4.2 Modelo económico y supuestos globales 43
2.4.3 Estructura de costos 44
2.4.4 Costo Nivelado de Energía (LCOE) 45
2.4.5 Casos de referencia por mercado 46
2.4.6 Análisis de sensibilidad: variables y metodología 46
2.4.7 Mercado de Mejillones 47
2.4.8 Mercado de Santiago 53
2.4.9 Mercado de Magallanes 59
2.4.10 Análisis comparativo entre mercados 66
3 Conclusiones 70
4 Referencias 72
5 ANEXOS 80
5.1 Carta Gantt 80
5.2 Casos de comparación 80

5.3 Cotización Microturbina C65 ISPG 89
5.4 Cotización repuestos Microturbina C65 ISPG 89

1 Introducción y objetivos

1.1 Introducción

Actualmente para la sociedad y su economía es fundamental contar con un sistema que les provea energía eléctrica. Sin embargo, la producción y consumo de esta se asocia a cerca de 69 % de los gases de efecto invernadero (GEI) emitidos (véase Figura 1), principal responsable del cambio climático [1]. Es por esto que se ha visto la necesidad de transformar el sistema energético global, con el objetivo de limitar el aumento del calentamiento global en 1,5°C (sobre niveles pre-industriales) para la segunda mitad de este siglo, según el llamado realizado por el Acuerdo de Paris, que busca lograr la carbono neutralidad para el año 2050 junto con mitigar los efectos más graves del cambio climático. Los principales avances se han visto en el rápido crecimiento de las energías renovables, destacando la energía solar fotovoltaica (+346 GW en 2023 y +452 GW en 2024) [2; 3], y los sistemas de baterías, lo que ha potenciado la electrificación [4]. Sin embargo, estas medidas no se consideran suficientes para cumplir con la meta impuesta, por lo que en el marco de la cumbre climática COP28 se está impulsando que para el año 2030 se triplique la capacidad de generación de renovables, se doblen los esfuerzos relacionados a la eficiencia energética, se reduzcan sustancialmente las emisiones de metano, y se acelere la transición energética desplazando a los combustibles fósiles.

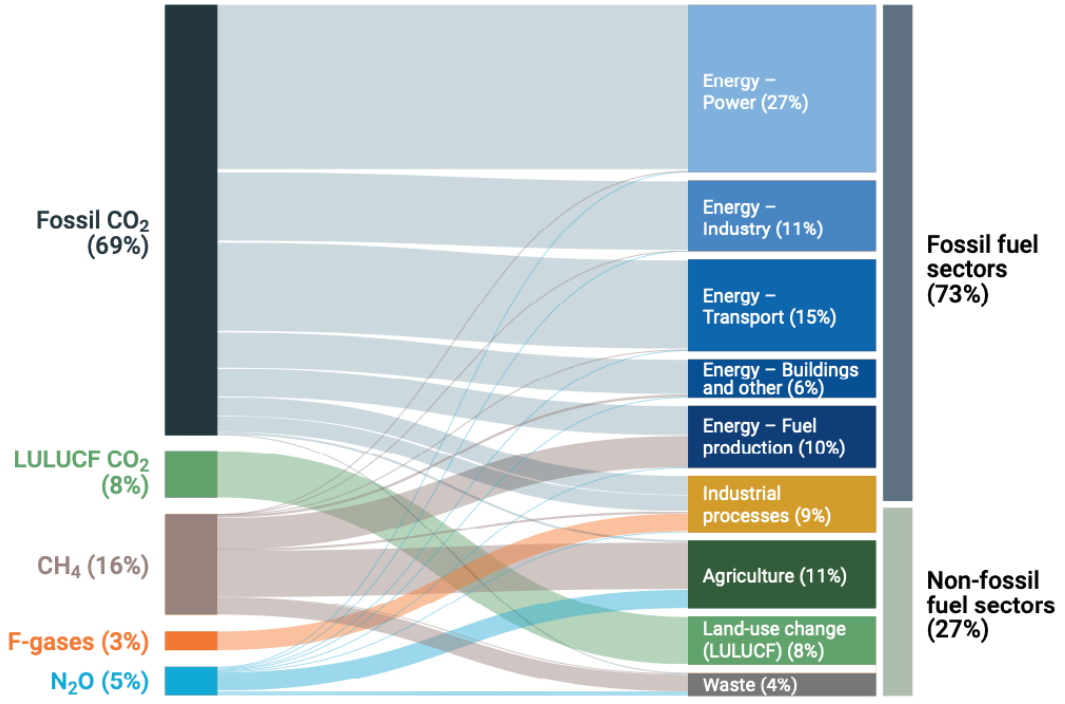


Figura 1 Emisiones netas de gases de efecto invernadero por gas y sector - 2024 (%) [5].

Las consecuencias del cambio climático afectan la seguridad misma de los sistemas energéticos. Las altas temperaturas y los eventos climáticos extremos, cada vez más

frecuentes, pueden afectar los suministros de combustibles, minerales y electricidad, causando alzas en los precios de esta última. Por una parte, las sequias disminuyen la disponibilidad de agua, afectando el funcionamiento de plantas termoeléctricas y nucleares. Por otro lado, huracanes, inundaciones y otros desastres pueden dañar significativamente la infraestructura energética causando apagones locales y/o masivos. El aumento de las temperaturas además se refleja en el aumento de la demanda eléctrica para el uso de sistemas de refrigeración, donde si no se cuenta con suficiente energía renovable, se tendrá un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero al utilizar tecnologías convencionales, generando un ciclo vicioso.

Chile, por su parte, en el año 2022 reportó 111.046 $ktCO_{2,eq}$ donde el sector energético representó un 76 % del total [6], por lo que es un área crítica para alcanzar la carbono neutralidad 2050. De acuerdo a la Convención Marco de las Naciones Unidad para el Cambio Climático (CMNUCC), Chile es un país altamente vulnerable al cambio climático, ya que presenta siete de las nueve características definidas por este organismo. La escasez hídrica asociada a la disminución de la nieve acumulada en la cordillera y a la disminución de las precipitaciones, se ven reflejadas en el aumento de la sequía, la cual se proyecta aumente entre un 10-30 % entre las regiones de Coquimbo y Los Lagos en el mediano plazo, impactando directamente en la generación hidráulica. En 2019, Chile se comprometió en alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050 en línea con el Acuerdo de París, materializado con la Ley 21.455 Ley Marco de Cambio Climático, iniciando un plan de descarbonización progresivo de la matriz eléctrica y procesos productivos [7]. Entre las medidas consideradas, se tiene el retiro de centrales térmicas a carbón y/o su reconversión a centrales a energéticos de bajas emisiones [8]. En este sentido y siguiendo la Ruta Energética 2018-2022 es que en el año 2019 se presenta el Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón [9], centrado en el retiro de todas las centrales a carbón antes del 2040, tecnología que año 2019 correspondía al 40 % de la generación de electricidad. En este plan se define una primera fase a 2024, donde se considera la salida de once unidades equivalente a casi 1.731 MW, el 31 % de la capacidad instalada de centrales a carbón en 2020. El detalle de esta fase se presenta en la Figura 2. Para el caso de las turbinas a gas, estas no están incluidas en este plan; a octubre del 2025, se cuenta con 19 plantas declaradas como tipo de energía gas natural, las cuales suman una capacidad instalada igual a 4.213 MW (10,41 % del total) [10].

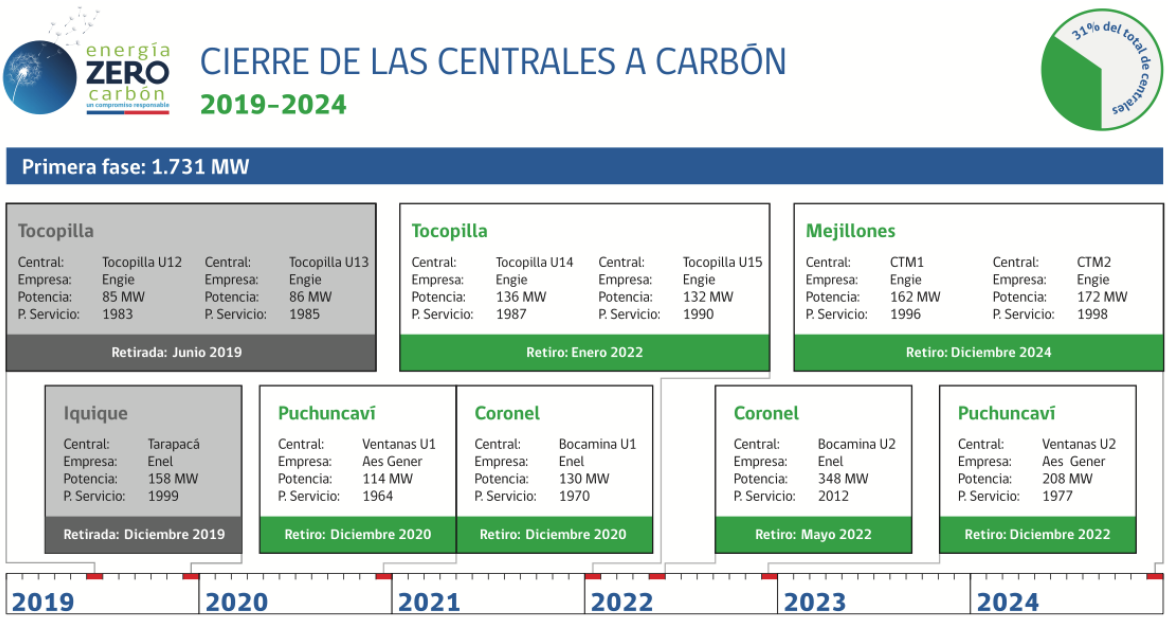


Figura 2: Primera Fase del Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón [9].

Bajo este escenario, la transición hacia fuentes renovables es una prioridad global para reducir la emisión de gases de efecto invernadero y aportar para cubrir la demanda energética actual y futura. La capacidad instalada de energía eólica y solar ha crecido notablemente en las últimas décadas, sin embargo, estas fuentes presentan desafíos inherentes, como su intermitencia diaria y estacional, lo que exige sistemas de almacenamiento energético eficientes para garantizar un suministro continuo [11]. Lo anterior evidencia que la expansión de energías renovables no basta por si sola, sino que hay que considerar tecnologías limpias que le entreguen seguridad al sistema eléctrico, como plantas termoeléctricas reconvertidas a combustibles renovables.

En este contexto, el hidrógeno (H_2) como vector energético y como combustible se ha tornado atractivo por su potencial, ya que hace posible almacenar, transportar y utilizar energía renovable y con esto mitigar las emisiones de GEI [11]. Esta alternativa es especialmente relevante en Chile, que cuenta con abundantes recursos de energía renovable. Su uso permitirá disminuir la dependencia de combustibles importados [12] y le da la oportunidad al país de ser exportador neto de combustibles renovables. Para esto, se han desarrollado estrategias estatales [13; 14] que buscan promover la industria del hidrógeno y sus derivados, junto con el desarrollo de capital humano avanzado y tecnología que acelere su adopción industrial. En este sentido, el uso de combustibles renovables en tecnologías a combustión, capaces de operar de manera eficiente y con bajas emisiones contaminantes, apoyará el proceso de transición energética, contribuirá al cumplimiento de las metas de sustentabilidad y disminuirá la contaminación atmosférica [15].

Sin embargo, debido a las dificultades y al costo de almacenar y transportar el hidrógeno, además de su baja densidad energética volumétrica, es que se ha estudiado y

utilizado el amoniaco (NH_3) verde. Este ofrece ventajas significativas, como una alta densidad energética de hidrógeno además de infraestructura existente para su almacenamiento y transporte, donde el conocimiento industrial está ampliamente desarrollado ya que es el segundo químico más comercializado a nivel mundial [16]. El costo por unidad de energía almacenada es menor que la del hidrógeno, donde se estima que sería de 0,54 US$/kg-$H_2$ para 182 días comparado con 14,95 US$/kg-$H_2$ para el almacenamiento del hidrógeno. Este gas puede ser producido a partir de agua y aire, puede ser sintetizado por procesos libres de carbono, y para condiciones ideales de combustión sólo se genera nitrógeno y agua. Sin embargo, se debe de tener en cuenta que el amoniaco es un gas tóxico y corrosivo, por lo que si no se maneja de manera adecuada, este puede causar impactos en la salud de las personas, daños en el medio ambiente y afectar los sistemas de combustión que no se encuentren adaptados para su uso [17].

En este contexto de transición energética, caracterizado por la creciente penetración de energías renovables, la necesidad de reducir emisiones y los desafíos asociados a la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, surge la necesidad de evaluar soluciones tecnológicas que permitan complementar la matriz energética con fuentes limpias, despachables y eficientes. En particular, el uso de amoníaco como combustible en sistemas de generación representa una alternativa prometedora para valorizar energías renovables, facilitar su almacenamiento y contribuir a la descarbonización del sector energético. No obstante, su implementación presenta desafíos técnicos relevantes, especialmente en términos de eficiencia de combustión y control de emisiones contaminantes. En este escenario, se hace necesario analizar la viabilidad de estas tecnologías, considerando tanto su desempeño energético como su impacto ambiental, lo que da paso a la definición de los objetivos del presente trabajo.

1.2 Objetivo general

Analizar técnica y económicamente la viabilidad de la aplicación del amoniaco verde en microturbinas a gas, en base a experiencias internacionales.

1.3 Objetivos específicos

1. Reconocer el nivel de avance y aplicación de la tecnología de combustión de amoniaco en turbinas y microturbinas a gas a nivel internacional.
2. Definir un mercado objetivo donde sea aplicable la generación eléctrica a partir de microturbinas.
3. Evaluar técnicamente la implementación de microturbinas a gas, utilizando como caso base una potencia de 65 kW.
4. Evaluar económicamente la aplicación del amoniaco verde y su impacto en el mercado objetivo.
5. Establecer conclusiones sobre la viabilidad del amoniaco verde en microturbina.

2 Metodología de trabajo

El desarrollo de la tesina seguirá una metodología de carácter mixto, combinando análisis teórico y computacional (principalmente en Excel), y validación técnica mediante colaboración directa con la empresa ISPG Chile. Esta metodología se estructura en cinco etapas, correspondientes a los objetivos específicos definidos.

La primera etapa estará orientada a la revisión bibliográfica y normativa. Durante este periodo se recopilará información actualizada sobre investigaciones en combustión de amoniaco, tecnologías híbridas NH_3–H_2–CH_4, y avances industriales en turbinas de gas. Asimismo, se analizarán políticas energéticas y marcos regulatorios chilenos e internacionales vinculados a la descarbonización y uso de combustibles verdes. Este proceso permitirá establecer una base sólida de conocimientos para orientar el enfoque técnico y económico del estudio. Se considerarán actualizaciones periódicas según existan actualizaciones en la literatura y/o normativa.

La segunda etapa consistirá en la definición del mercado objetivo donde la tecnología de microturbinas pueda resultar aplicable. Para ello se establecerán criterios de selección que permitan evaluar sectores con condiciones favorables para la integración de este tipo de sistemas. Entre los criterios considerados se incluirán la disponibilidad y estabilidad de suministro energético, el nivel de aislamiento geográfico, la escala de potencia requerida, la existencia de demanda térmica complementaria (cogeneración) y los costos asociados a combustibles convencionales. Se presentarán ejemplos prácticos de aplicación de dichos criterios en sectores industriales o territoriales, generando una propuesta fundamentada de mercado objetivo.

La tercera etapa estará enfocada en la evaluación técnica de la microturbina Capstone C65. En esta fase se recopilarán y analizarán los parámetros operacionales, el rendimiento y los requerimientos de adaptación necesarios para operar con amoniaco verde, en colaboración con el equipo técnico de ISPG. Se identificarán las posibles modificaciones o condiciones óptimas de operación que permitan garantizar la eficiencia y estabilidad del sistema, manteniendo la seguridad operacional del equipo.

La cuarta etapa se centrará en la evaluación económica del sistema. A partir de los resultados técnicos y del mercado objetivo definido, se elaborará un modelo financiero que incorpore los costos de inversión, operación y mantenimiento, junto con el costo proyectado del amoniaco verde, y los ingresos asociados a su operación. Se calculará el costo nivelado de energía (LCOE) y se realizará un análisis de sensibilidad para determinar las condiciones bajo las cuales la tecnología podría resultar competitiva. Además, se evaluará el impacto potencial de esta alternativa dentro del mercado seleccionado, considerando su aporte a la generación distribuida y su contribución a los objetivos nacionales de descarbonización.

Finalmente, la quinta etapa integrará los resultados técnicos, económicos y regulatorios en un documento final que sintetice las conclusiones de la investigación. Además, se analizará el potencial del trabajo para contribuir al desarrollo futuro de normativas y estándares que regulen el uso del amoniaco como combustible en sistemas de generación eléctrica, particularmente en el contexto de microturbinas/turbinas.

2.1 Avance y aplicación de la tecnología de combustión de amoniaco en turbinas y microturbinas

2.1.1 Turbina a gas

Las turbinas a gas son utilizadas ampliamente para la generación de potencia y energía por medio de un ciclo termodinámico en donde se utiliza un fluido de trabajo en fase gaseosa, conocido como ciclo Brayton. Este tipo de tecnología normalmente funcionan con ciclos abiertos, donde se introduce aire fresco en condiciones ambientales al compresor, aumentando su presión y temperatura, para luego ingresas a la cámara de combustión donde el combustible se quema a presión constante. Luego, los gases de escape ingresan a una turbina donde se expanden hasta alcanzar la presión atmosférica, donde se produce la potencia. Finalmente, los gases salen de la turbina, pasando comúnmente por un sistema de recuperación de calor que precalienta el aire de entrada, para luego salir a la atmósfera [18]. La Figura 3 presenta un esquema de una turbina a gas de ciclo abierto con regeneración.

En el pasado la generación eléctrica para carga base estaba dominada por centrales generadoras a carbón y energía nuclear, sin embargo, se ha dado paso a centrales que operan a gas natural gracias a que tienen mayores eficiencias, menor CAPEX (costo de capital), menor tiempos de instalación y menor cantidad de emisiones [18].

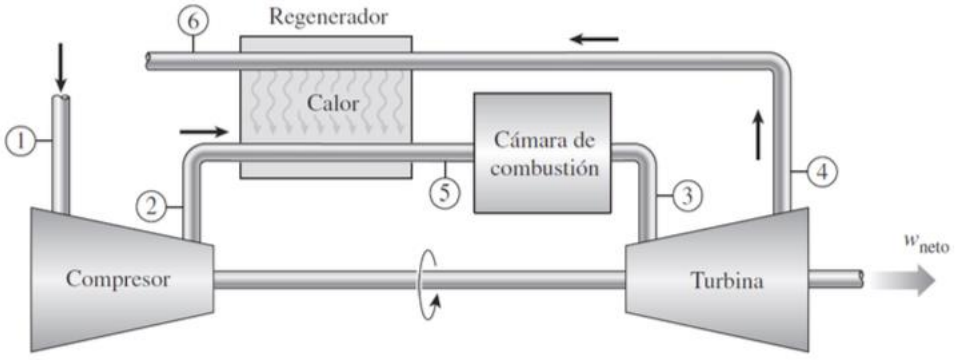


Figura 3: Esquema de máquina de turbina de gas con regenerador [18].

2.1.2 Amoniaco verde

El amoniaco es un combustible poco reactivo y suele tener altas emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx), siendo un desafío técnico para su implementación a nivel industrial. La Tabla 1 presenta las propiedades del NH_3, H_2 y CH_4. La baja reactividad del amoniaco se aprecia en su baja velocidad de llama laminar, alta energía mínima de ignición y reducidos límites de flamabilidad en comparación con el metano, que puede considerarse como una línea base. Al otro extremo, el H_2 tiene un carácter muy reactivo, con una velocidad de llama laminar máxima que llegan a ser 7 veces mayor que la del CH_4.

Los principales problemas de utilizar amoniaco como combustible se asocian con su combustión inestable y las altas emisiones de NOx, por lo que los estudios se centran en soluciones específicas para superar estos problemas. Para la inestabilidad de la combustión, se estudian distintas mezclas de amoniaco con combustibles activos bajo condiciones de mezclas ricas en oxígeno. Se ha obtenido que trabajar con mezclas de amoniaco-hidrogeno y amoniaco-metano mejora el límite de inflamabilidad y la temperatura de llama, además de que se disminuyen las emisiones de NOx en condiciones de mezclas ricas en combustibles. Respecto a las mezclas ricas en oxígeno, se obtienen mejoras en la propagación laminar de la llaman de NH_3, debido al aumento de radicales libres como H y OH. Sin embargo, se obtienen mayores emisiones locales de NO comparado con llamas de hidrocarburos convencionales. Otra forma de intensificar la combustión del amoniaco es presurizando y precalentando el combustible, lo que mejora la transferencia de calor y masa, dando como resultado una llama de amoniaco estable y de alta temperatura, pero teniendo como efecto adverso un aumento de las emisiones [17].

Tabla 1: Propiedades del NH_3, H_2 y CH_4 [17].

Propiedad	**NH_3**	**H_2**	**CH_4**
Poder calorífico inferior, MJ kg^{-1}	18,6	120	50
Límites de inflamabilidad en aire, ϕ	0,6-1,4	0,1-7,1	0,5-1,7
Máxima velocidad de llama laminar, cm s^{-1}	7	291	38
Mínima energía de ignición, mJ	8	0,02	0,28
Temperatura de evaporación a 1 atm, °C	-33	-253	-161

Si bien la combustión de NH_3 no genera emisiones de CO_2, sí puede emitir altas concentraciones de NOx, lo que representa riesgos para el ambiente y para la salud [19]. Cerca del 90 % de los NOx emitidos corresponde a NO, pero también se genera N_2O, un gas con un potencial de efecto invernadero 300 veces mayor que el del CO_2 [20]. La

Figura 4 muestra el comportamiento de las emisiones de NO, NH_3 y H_2 según la razón de equivalencia durante la combustión de NH_3, la cual se define según la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{(C/A)_{real}}{(C/A)_{estq}} \quad (1)$$

Donde *C* corresponde a la cantidad de combustible de la mezcla, y *A* a la cantidad de aire de la mezcla. Para mezclas pobres en combustible ($\phi < 1$), las emisiones de NO son elevadas y luego disminuyen para $\phi \geq 1{,}1$. Según este comportamiento, se ha operado con razones de equivalencia cercanas a $\phi = 1{,}1$ para reducirlas emisiones de NOx y NH_3 no quemado, tanto para combustión de NH_3 puro como para mezclas con otros combustibles [21]. Sin embargo, las emisiones obtenidas para esas condiciones sigues estando sobre los valores necesarios para aplicaciones industriales y se observan altos niveles de NH_3 no quemado y H_2, debido al déficit de O_2 que transforma el proceso en un reformado parcial de amoniaco.

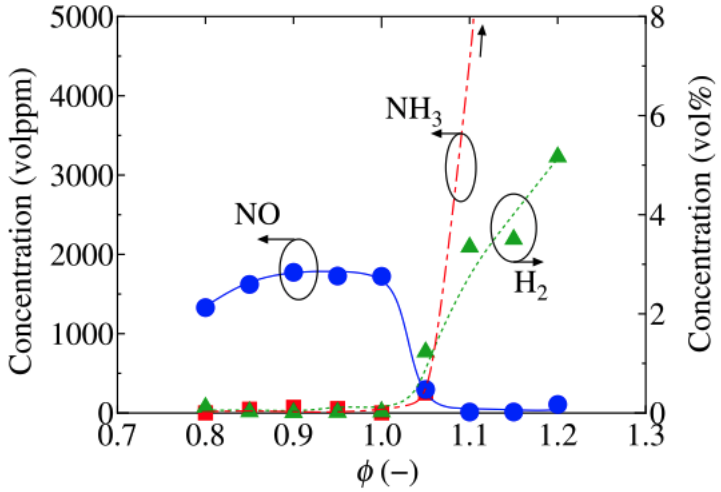


Figura 4: Concentraciones de NO, NH_3 y H_2 en función de la razón de equivalencia [22].

Se han estudiado estrategias que permitan reducir las emisiones de NOx en la combustión de amoniaco, como por ejemplo utilizar varias etapas de combustión [17], lo cual no interfiere en la eficiencia de combustión. En este sentido, se puede tener una segunda etapa de inyección de amoniaco, el cual reduce las emisiones de NOx de los gases producto gracias a una reacción de reducción que ocurre en la segunda etapa de combustión. Por otra parte, se puede utilizar una etapa secundaria de inyección de aire la cual mejora los métodos de combustión por medio de la distribución de aire axial para mantener las emisiones de NOx en un rango aceptable. Se trabaja con condiciones ricas en combustible en la primera etapa de combustión, y con condiciones pobres en la segunda etapa; la primera de ellas mantiene una atmósfera de reducción para inhibir la generación de NOx, mientras que en la segunda zona se quema el exceso de combustible

gracias a la inyección secundaria de aire, suprimiendo el NOx térmico. También se ha aplicado la humidificación reactiva para reducir el NOx. Ariemma et al. [17] evaluaron las emisiones en condiciones operativas MILD de amoniaco-aire, logrando una eficiencia de desnitrificación de hasta un 36 % cuando se añadió un 75 % de agua. Sin embargo, para pre-mezclas su eficiencia es menor para mezclas ricas y estequiométricas, demostrando la importancia de las estrategias de inyección de los reactivos.

Una manera de mejorar la estabilidad de las llamas de amoniaco es la co-combustión con gas natural (metano-CH_4). La adición de CH_4 incrementa el strain rate de extinción, ampliando los límites de estabilidad (23), y reduce el espesor de llama respecto al NH_3 puro, dado por un aumento en la velocidad de llama laminar [24]. Pan et al. [25] analizaron quemadores de una y dos etapas, y determinaron que una relación óptima entre las razones de equivalencia primaria y global ($\phi_{pri} = 1{,}2/\phi_{tot}$) permite un funcionamiento más eficiente en sistemas de dos etapas. Además, identificaron que el radical HNO juega un rol determinante en la formación de NO, mientras que HCN y HCO cumplen funciones análogas en la producción de CO.

Otra manera de mejorar la combustión del amoniaco es integrando tecnologías auxiliares. Para las turbinas, se ha estudiado la combustión asistida por plasma y la combustión por craqueo catalítico del amoniaco. La primera logra mejorar la combustión por medio de los efectos térmicos de operar a altas temperaturas, los efectos cinéticos generados por el plasma y las propiedades de transporte de los gases en un campo de flujo alterado por la descomposición del combustible y fuerzas externas como el viento iónico. Se han obtenido mejoras en la estabilidad de la combustión y una reducción de las emisiones contaminantes. En cuanto al craqueo catalítico, se aprovecha la presencia de H_2 en el amoniaco; utilizando un catalizador para descomponer el NH_3 en hidrógeno y nitrógeno, generando una co-combustión de amoniaco e hidrogeno que mejora las características de la combustión del amoniaco, logrando una mejor eficiencia del proceso y reduciendo las emisiones de NOx [17].

Otros estudios han abordado el uso de amoniaco parcialmente craqueado (mezclas NH_3-H_2-N_2) como combustible alternativo. Ditaranto et al. [26] reportan que el aumento de la fracción de H_2 mejora inicialmente la reactividad, pero reduce rápidamente el rango de operación estable, incrementando las emisiones de N_2O cerca de los límites de inflamabilidad. También, demostraron que una primera etapa rica en combustible y mayores tiempos de residencia permiten reducir la formación de NOx. Kim et al. [27] obtuvieron resultados similares, donde estudiaron numéricamente y utilizando diagnóstico óptico un quemador swirl de dos etapas para mezclas NH_3-H_2-N_2, mostrando que valores globales de ϕ muy bajos favorecen la emisión de NH_3 no quemado debido a la reducción del tiempo de residencia. Estos autores destacaron además la importancia del posicionamiento del aire secundario, que influye directamente en los niveles de NOx y en la eficiencia de combustión.

Diversas investigaciones han demostrado que reemplazar parcialmente el aire secundario por amoniaco puede disminuir las emisiones de NOx sin aumentar el NH_3 no quemado. Esto se explica porque, entre 900°C y 1000°C, el amoniaco promueve la conversión de NO en N_2 mediante el principio de reducción no catalítica selectiva (SNCR), en el proceso térmico de de-NOx (28; 29; 30). Por otro lado, Tu et al. [31] mostraron que una razón alta de aire secundario respecto al aire total y distancias pequeñas entre zonas ricas y de inyección de aire pueden incrementar significativamente las emisiones de NOx, al perturbar la zona rica y generar microrregiones de combustión pobre con temperaturas elevadas. Estos resultados subrayan la relevancia del diseño geométrico y fluidodinámico en quemadores de bajas emisiones. En contraste, Zhou y Duan [32] demostraron que una adecuada operación en dos etapas con tres o cuatro etapas ha mostrado reducciones adicionales en ciertas condiciones, especialmente para amoniaco puro [33]. Finalmente, otros autores [34] han descartado que la calidad del mezclado entre los productos de la primera etapa y el aire secundario es determinante: un mezclado lento a ϕ_{pri}=1,25 puede inducir formación térmica de NOx por zonas de alta temperatura, mientras que para ϕ_{pri} >1,4 domina la vía de formación asociada al nitrógeno del combustible.

Para lograr altas potencias trabajando a altas eficiencias de combustión, tener una tecnología con bajas emisiones de NOx por si sola puede no ser suficiente para lograr bajas emisiones cumpliendo la normativa. Para este caso, se utiliza la Reducción Catalítica Selectiva (SCR) que es capaz de reducir el NOx producto de la combustión, el cual es reducido a N_2 por medio de desnitrificación gracias a las propiedades reductoras del amoniaco y otros agentes reductores. Esta tecnología ha sido aplicada en diversos procesos industriales gracias a su ventada de alta eficiencia y baja temperatura de reacción [17].

En la Tabla 2 se resumen los distintos métodos estudiados para la mejora de la combustión del amoniaco, considerando tanto la estabilidad, eficiencia y emisiones.

Tabla 2: Estrategias de mejora de combustión de NH_3. Resumen. Elaborado a partir de [1]).

Estrategia	Descripción	Mecanismo de reducción	Impacto principal	Observaciones
Inyección secundaria de amoníaco	NH_3 en etapa posterior	Reducción de NO mediante reacciones tipo reburning	↓ NOx	Similar a SNCR; depende del tiempo de residencia en zona de reburning
Inyección secundaria de aire	Aire en segunda etapa	Control de temperatura y oxidación final	↓ NOx térmico	Distribución de aire es crítica; puede aumentar NOx si perturba zona rica

Humidificación (MILD)	Adición de agua	Reducción de temperatura y consumo de radicales O	↓ NOx (hasta 36%)	Muy efectiva en condiciones no premezcladas; limitada en mezclas estequiométricas
Co-combustión (NH_3 + CH_4 o H_2)	Mezcla con combustibles activos	Aumento de radicales H/OH y velocidad de llama	↓ NH_3 no quemado, ↓ NOx (condiciones ricas)	Mejora estabilidad, pero exceso puede causar flashback o sobrecalentamiento
Combustión en etapas (rica–pobre / RQL)	Uso de zonas ricas y pobres	Reducción de radicales O/OH en zona rica; oxidación controlada posterior	↓ NOx	Alta sensibilidad a la relación de equivalencia primaria; exceso puede aumentar NOx
Craqueo catalítico de NH_3	$NH_3 \rightarrow H_2 + N_2$	Mejora reactividad y cinética de combustión	↓ NOx, ↑ eficiencia	Depende de conversión catalítica; desafíos en durabilidad del catalizador
Combustión asistida por plasma	Activación por plasma	Generación de especies reactivas y mejora cinética	↓ emisiones, ↑ estabilidad	Mejora ignición y estabilidad en condiciones difíciles
NH_3 parcialmente craqueado (NH_3–H_2–N_2)	Mezcla parcialmente descompuesta	Incremento de reactividad	↓ NOx (condiciones óptimas)	Puede aumentar N_2O cerca de límites de inflamabilidad
Optimización de relación de equivalencia (φ)	Ajuste de mezcla	Reducción de radicales O/OH en mezcla rica	↓ NOx	Óptimo cercano a φ≈1.2; trade-off con NH_3 no quemado
SNCR (reducción no catalítica)	NH_3 reduce NO a alta T	$NO \rightarrow N_2$ en 900–1000°C	↓ NOx	Rango de temperatura crítico
Diseño geométrico del quemador	Control de mezcla y flujo	Evita zonas de alta temperatura	↓ NOx	Tiempo de residencia y mezcla determinan emisiones
SCR (post-tratamiento)	Reducción catalítica	NOx → N_2 mediante NH_3	↓ NOx (muy alta eficiencia)	Tecnología madura

2.1.2.1 Amoniaco aplicado en turbinas a gas

En los últimos años se han desarrollado turbinas a gas que operan con mezclas de amoniaco y otros combustibles, desde microturbinas a turbinas de gran escala. Estas han considerado distintos métodos para reducir significativamente las emisiones de NOx tanto térmicos como del combustible. Algunas de ellas se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3: Esquemas existentes de turbinas de gas alimentadas con amoniaco [17].

Año	Sistema de combustible	Capacidad	Corporación
2016	Amoniaco o amoniaco - metano	0,05 MW	National Institute of Advanced Industrial Science and Technology
2018	Amoniaco – gas natural	2 MW	IHI Corporation
2018	Amoniaco o amoniaco – gas natural	25 MW	Turboden
2020	Amoniaco o amoniaco – gas natural	2 MW	Siemens
2021	Amoniaco	40 MW	Mitsubishi Power
2023	Amoniaco o amoniaco – gas natural	20 MW	MAN Energy Power
2023	Amoniaco o amoniaco – gas natural	1 MW	Kawasaki Heavy Industries

El estudio del uso de amoniaco como combustible en turbinas a gas se retoman a los años 60'. Se ha registrado que el amoniaco incrementa la energía de ignición y puede operar de manera estable en un pequeño rango de relación de equivalencia, por lo que se concluyó que el amoniaco puro no puede sustituir a los hidrocarburos en turbinas a gas, sumado a las altas emisiones de NOx. En los años 90' se comenzó a estudiar la optimización del amoniaco en turbinas a gas, donde se destaca que incorporar un ángulo de remolino afecta la temperatura de salida del gas y la concentración de especies, al igual que parámetros como la razón de equivalencia, y el uso de un aire primario y secundario. Al ajustar estos parámetros se logra optimizar el desempeño de la turbina a gas usando amoniaco. Por ejemplo, incrementar el ángulo de remolino permite intensificar la mezcla del amoniaco con el aire para mejorar el proceso de combustión y la estabilidad de la llama, mientras que una segunda etapa de aire reduce las emisiones de NOx [17].

Hayakawa et al. [17] investigaron la estabilidad de la llama y las emisiones en una turbina a gas con amoniaco-aire utilizando una cámara de combustión con remolino (swirl), donde obtienen que la llama se estabiliza incluso para velocidades de

propagación relativamente bajas. También se determinó que la geometría del quemador puede afectar los límites de extinción de la llama (blow-off) además de su límite de flamabilidad, junto con el ajuste del remolino. El primer sistema de generación usando una microturbina de 50 kW con amoniaco como combustible fue estudiada por Kurata et al. [17] la cual fue modificada a partir de una turbina a gas que funcionaba con kerosene. Utilizaron un sistema de difusión aire-combustible junto con un sistema de inyección de aire secundario con remolino para incrementar la mezcla del aire con el amoniaco y el tiempo de residencia de estos para tener un frente de combustión estable (Véase Figura 5), logrando obtener altas eficiencias de combustión. En cuanto a las emisiones, se obtuvieron NOx y amoniaco no quemado, los que se relacionan directamente con la temperatura del combustible a la entrada. De esto se concluye que existieron zonas ricas y pobres en combustible en la zona primaria de combustión, asociado a una combustión no homogénea generando NO en zonas de alta temperatura o pobres en combustible, mientras que en la segunda etapa el amoniaco en las zonas ricas en combustible tenía una reacción no catalítica de reducción sobre el NO que era formado en la región de alta temperatura o en las zonas pobres de combustible. A partir de esto, se recomienda trabajar con altas cantidades de amoniaco para disminuir las emisiones de NOx, sin embargo, las emisiones generadas siguen siendo mayores a la de los hidrocarburos convencionales, y se aprecia que estas dependen en gran medida de la mezcla entre etapas.

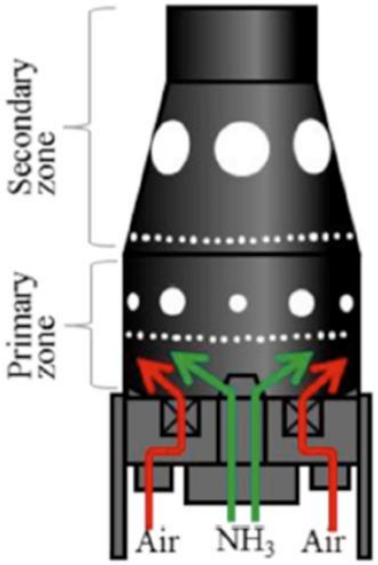


Figura 5: Cámara de combustión de remolino aplicada en turbina a gas [17].

Li et al. [17] utilizaron redes de reactores químicos para modelar la cámara de combustión por etapas ricas-pobres utilizando amoniaco como combustible. Obtuvieron que las emisiones de NOx para la etapa rica estaba relacionada con la razón de equivalencia, y que una mezcla pobre entre etapas podría aumentar significativamente

los NOx. En particular, se observó que para ϕ_r=1,25 (razón de equivalencia para mezclas ricas) se obtienen las menores emisiones de NOx, para cualquier mezcla. Además, se menciona que es necesario mezclas los gases producto de la primera zona de combustión con el aire secundario para asegurar bajas emisiones de NOx para una cámara de combustión de turbina a gas amoniaco con etapas ricas-pobres. Por otra parte, Valera-Medina et al. [17] estudiaron una turbina a gas utilizando mezclas de amoniaco-metano donde se determinó que premezclar los combustibles no fue efectivo para reducir las emisiones, sino que es óptimo una inyección estratificada, o similares, para promover la producción de especies reactivas y lograr la conversión completa del producto. Los estudios de Okafor et al. lograron mejorar la eficiencia del proceso de combustión mediante la inclinación de la inyección de combustible, el cual además ingresaba a temperaturas elevadas. Sin embargo, el uso del amoniaco puro como combustible sigue estando limitado por las emisiones de NOx, o en caso de reducirlas utilizando mezclas ricas, se limitaría por las emisiones de amoniaco y las bajas eficiencias de combustión.

Adicional a lo anterior, también se ha estudiado trabajar bajo condiciones de alta temperatura y presión. Somarathne et al. [17] han estudiado numéricamente los efectos de inducir aire escalonado a una cámara de combustión de una turbina de gas utilizando amoniaco puro sobre las emisiones considerando distintas condiciones de presión. Concluyeron que las emisiones de NO disminuyen al aumentar la presión, al igual que el amoniaco no quemado en condiciones de mezclas ricas en combustible. En otro estudio, determinaron que las emisiones de NO sin considerar premezcla son más altas que para el caso donde se utilizan premezclas. Además, Khateeb et al. [17] al estudiar los límites de estabilidad de llamas de amoniaco-aire obtuvieron que el rango de la razón de equivalencia puede extenderse en condiciones de presurización, además de favorecer el flashback (retorno de llama) y retrasaba el blow-off (apagado de llama) en mezclas pobres.

En el proceso de combustión de amoniaco existen importantes pérdidas de calor debido a la baja reactividad y la baja liberación de calor del amoniaco, afectando la macroestructura y las características de las emisiones de NOx y de las llamas de NH_3-aire que interactúan con la pared de la cámara de combustión. En llamas laminares, este efecto afecta a la velocidad de propagación de la llama en un amplio rango de razones de equivalencia, y se tuvo también que, en comparación con condiciones adiabáticas, para relaciones de equivalencia con bajas emisiones de NH_3 y NO, estos disminuían. Somarathne et al. [17] estudiaron este efecto bajo condiciones de turbina a gas, donde las conclusiones sugieren que la emisión de NO disminuye cuando ϕ_{global} de la zona de combustión primaria es de 1,1, para todas las condiciones térmicas de la pared. Sin embargo, se observa que según disminuye el NO, también se ve un aumento en las emisiones de amoniaco no quemado ya que las pérdidas de calor de pared afectan la combustión oxidativa del NH_3, situación que se puede mitigar lo más posible

aumentando la temperatura de entrada del aire. Además, se ve intensificada la formación de N_2O, que como se mencionó, es un gas altamente dañino y considerado gas de efecto invernadero. Esta tendencia de las emisiones fue explicada por Zhang et al., [17] donde se ve el efecto de los distintos radicales que se producen según la temperatura y la ubicación en la cámara de combustión. Además, Okafor et al. [17] concluyeron que los efectos de las pérdidas de calor son más importantes que los efectos de la presurización en las emisiones de NO. En este sentido, se sugiere que para controlar las emisiones de NH_3 y N_2O en turbinas de gas de dos etapas utilizando amoniaco, es necesario disminuir las pérdidas de calor o permitir un tiempo de residencia suficiente del fluido en la zona de combustión primaria, lo que se logra aumentando la altura de esta zona. Adicionalmente, se han estudiado las características de la propagación de la flama y extinción (quenching) de las llamas turbulentas de amoniaco-aire para asegurar el uso seguro del amoniaco como combustible, lo que además contribuye a la optimización del diseño de turbinas a gas que operan con amoniaco.

En cuanto a la combustión de mezclas de amoniaco-hidrógeno [17], es una mezcla deseable para ser utilizada en turbinas a gas, ya que la alta reactividad del hidrógeno como combustible es complementaria con la baja reactividad del amoniaco como combustible, además de que el hidrógeno no genera emisiones contaminantes en el proceso de combustión. Fawwaz et al. [17] comparó el rendimiento del uso de mezclas de NH_3-H_2-aire con el de CH_4-aire, obteniendo un mayor trabajo de salida y mejores eficiencias para una razón de equivalencia de 0,75, pero esto venía acompañado con emisiones contaminantes más elevadas. La investigación de Valera-Medina et al. [17], utilizando mezclas de 70 % NH_3 y 30 % H_2 (volumen) en entornos de turbinas a gas, concluyó que la adición de hidrógeno mejora la estabilidad de la llama, y redujo en cierto nivel las emisiones contaminantes.

En general, los resultados indican que, para condiciones de combustión pobre, las llamas de NH_3-H_2-aire son candidatas prometedoras para microturbinas de gas, pero se deben cuidar las emisiones de NOx. Bastani et al. [35] investigaron numérica y experimentalmente la combustión de amoniaco-metano en una microturbina. Los resultados mostraron que la temperatura de la llama disminuía a medida que aumentaba la fracción de amoniaco en el combustible, y que la llama se alejaba del inyector. También se observó que la adición de amoniaco al combustible aumentaba la cantidad de NOx producido en el combustor sin reducir significativamente el CO. Además, la temperatura de salida del combustor se mantuvo prácticamente sin cambios, pero la eficiencia de combustión del combustor disminuyó a medida que aumentaba la fracción de amoniaco. Otros estudios han presentado resultados prometedores en la aplicación del amoniaco como combustible en turbinas industriales [36; 37], utilizando este combustible con distintas mezclas para controlar las emisiones.

2.1.3 Antecedentes Técnico-Económicos

Diversos estudios recientes han evaluado la viabilidad técnico-económica del uso de combustibles alternativos en turbinas de gas, incluyendo hidrógeno, amoniaco y sus mezclas. Por su parte, Yazdani et al. [38] realizaron un análisis tecno-económico de generación eléctrica mediante unas turbinas de gas alimentadas con hidrógeno y amoniaco, utilizando simulaciones de proceso y evaluaciones de costo nivelado de electricidad (LCOE). Los resultados muestran que uno de los factores más importantes en la competitividad económica del sistema corresponde a los costos del combustible, con valores de LCOE que varían entre aproximadamente 91,7 y 673,4 USD/MWh según el precio del amoniaco, que varía entre 222 y 2000 USD por tonelada, lo que muestra que la viabilidad económica de sistemas de generación eléctrica utilizando amoniaco depende principalmente del costo de producción y suministro del combustible, junto con las condiciones financieras del proyecto. En línea con lo anterior, reportes recientes de la Agencia Internacional de Energías Renovables [58] indican que el costo del amoniaco renovable se sitúa actualmente en torno a 720 USD por tonelada en ubicaciones con los mejores recursos renovables, con proyecciones de disminución a aproximadamente 480 USD/t al año 2030 y 310 USD/t al 2050. Estos valores refuerzan la alta sensibilidad de los sistemas energéticos basados en amoniaco frente al costo del combustible, especialmente considerando que cerca del 90 % del costo de producción del amoniaco renovable está determinado por el costo del hidrógeno, el cual depende a su vez del precio de la electricidad renovable y de los electrolizadores [58].

En este contexto, la disponibilidad y calidad del recurso renovable adquieren un rol fundamental en la viabilidad de estos sistemas. En particular, estudios realizados para el caso chileno evidencian que, para una misma capacidad instalada, la zona sur presenta una mayor generación de energía mediante recurso eólico en comparación con configuraciones híbridas fotovoltaico-eólicas en la zona norte. Asimismo, dentro de la zona norte, se ha observado que localidades como Taltal presentan factores de planta superiores respecto a zonas como Calama, lo que refuerza la importancia de la selección geográfica del recurso. No obstante, se destaca que los factores de planta estimados deben ser validados y ajustados en función de datos operacionales reales, debido a la incertidumbre inherente a las estimaciones basadas en modelos [59].

Bonasio y Ravelli [39] desarrollaron un modelo termodinámico para evaluar el comportamiento de una microturbina de gas de 100 kW operando con diferentes mezclas de amoniaco y gas natural. Los resultados muestran que utilizar 100 % amoniaco disminuye levemente la eficiencia eléctrica del sistema, del orden de 0,5 puntos porcentuales. Sin embargo, el aumento en la temperatura de los gases de escape permite mejorar la recuperación de calor, e incrementando la eficiencia térmica del sistema, logrando que la eficiencia total del sistema se mantiene cercana al 79 %, lo que sugiere

que el uso de amoniaco como combustible en microturbinas podría ser viable desde el punto de vista energético.

Otro enfoque relevante en la evaluación de tecnologías basadas en amoniaco corresponde al análisis en conjunto de una perspectiva energética, de impacto ambiental, y los costos asociados. Ayaz et al. [40] desarrollaron un estudio basado en análisis exegético y de ciclo de vida a una microturbina de gas utilizando mezclas de gas natural y amoniaco/metanol. Los resultados muestran que el uso de mezclas con hasta un 50 % de amoniaco permite reducir las emisiones de CO_2 en aproximadamente 48,9 % y las emisiones de CO en cerca de 50 % en comparación con la combustión exclusiva de gas natural. Sin embargo, el estudio también evidencia una disminución en la eficiencia exegética del sistema.

Por otra parte, Fujimori [41] describe los avances en tecnologías de generación eléctrica basadas en combustión de amoniaco, destacando el desarrollo de turbinas de aproximadamente 2 MW capaces de operar con amoniaco líquido como combustible. Estos sistemas se encuentran actualmente en fases de prueba para evaluar su desempeño y durabilidad a largo plazo. Esto evidencian el creciente interés de la industria energética por el uso de amoniaco como combustible libre de carbono y su potencial aplicación en sistemas de generación eléctrica orientados a la descarbonización del sector energético.

En este contexto, el análisis económico del amoniaco como vector energético debe considerar no solo sus costos actuales, sino también su evolución proyectada y su competitividad frente a alternativas convencionales. Según IRENA, el amoniaco renovable podría alcanzar paridad de costos con el amoniaco fósil con captura y almacenamiento de carbono (CCS) después de 2030, especialmente en escenarios donde existan precios al carbono del orden de 150 USD por tonelada de CO_2. Asimismo, se estima que precios de electricidad renovable inferiores a 20 USD/MWh son un requisito clave para lograr dicha competitividad. En mercados específicos con abundantes recursos renovables, como es el caso de Chile, la producción local de amoniaco renovable podría incluso ser competitiva en la actualidad frente al amoniaco fósil importado. Adicionalmente, factores como el número de horas de operación anual de los electrolizadores, la complementariedad entre recursos eólicos y solares y la posibilidad de reconvertir parcialmente instalaciones existentes, son determinantes en la reducción de costos (IRENA). En conjunto, estos antecedentes refuerzan la importancia de evaluar el amoniaco no solo desde una perspectiva tecnológica, sino también sistémica, considerando las condiciones locales de disponibilidad de recursos, infraestructura y políticas energéticas.

2.1.4 Marco Regulatorio

En Chile actualmente no existe una normativa específica que regule el uso del amoniaco como combustible energético, por lo que su uso en sistemas de generación

eléctrica se encuentra sujeta principalmente a regulaciones asociadas al manejo de sustancias peligrosas, a normativas de seguridad industrial, y transporte de materiales peligrosos, además de considerar regulaciones y normativas internacionales.

Las Tabla 4 y Tabla 5 presentan algunas de las normas y regulaciones que pueden aplicar en el contexto del presente trabajo, donde se consideran principalmente aquellas de acceso abierto, tanto internacionales como nacionales.

Tabla 4: Normativa internacional de referencia. Elaboración propia a partir de [42-44].

Norma / Regulación	**Organismo**	**Ámbito**	**Aplicación en el estudio**
OSHA 29 CFR 1910.111 – Storage and handling of anhydrous ammonia (42)	Occupational Safety and Health Administration (OSHA)	Almacenamiento y manejo de amoniaco	Define requisitos de diseño, instalación y operación segura de sistemas que almacenan y manejan amoniaco anhidro e instalaciones industriales
OSHA 29 CFR 1910.119 – Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals (43)	Occupational Safety and Health Administration (OSHA)	Seguridad de procesos industriales	Establece requisitos de gestión de seguridad de procesos para instalaciones que manejan sustancias químicas peligrosas en grandes cantidades, incluyendo amoniaco.
UN Recommendations on the Transport of Dangerous Goods (UN 1005) (44)	Naciones Unidas	Clasificación internacional de transporte	Clasifica el amoniaco anhidro como sustancia peligrosa bajo el número UN 1005, estableciendo lineamientos para su transporte seguro a nivel internacional.

Tabla 5: Normativa nacional aplicable. Elaboración propia a partir de [45-49].

Norma / Regulación	**Organismo**	**Ámbito**	**Aplicación en el estudio**
DS N°43/2015 – Reglamento de	Ministerio de Salud	Almacenamiento de sustancias	Establece requisitos de

almacenamiento de sustancias peligrosas (45)		peligrosas	diseño, seguridad y operación para instalaciones que almacenan sustancias peligrosas. Aplica al almacenamiento de amoniaco e instalaciones industriales o energéticas.
DS N°298/1994 – Transporte de cargas peligrosas por calles y caminos (46)	Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones	Transporte de sustancias peligrosas	Regula el transporte terrestre de sustancias peligrosas en el territorio nacional. Aplica al traslado de amoniaco desde el punto suministro hasta la instalación energética.
DS N°594/1999 – Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales en lugares de trabajo (47)	Ministerio de Salud	Seguridad laboral y exposición a sustancias químicas	Establce condiciones sanitarias y ambientales para proteger a los trabajadores expuestos a sustancias peligrosas, incluyendo gases tóxicos como el amoniaco.

NCh 383 – Sustancias peligrosas: Clasificación (48)	Instituto Nacional de Normalización (INN)	Clasificación de sustancias peligrosas	Define la clasificación de sustancias peligrosas según sus riesgos físicos y toxicológicos. El amoniaco se clasifica como gas tóxico y corrosivo.
NCh 2190 – Transporte de sustancias peligrosas (49)	Instituto Nacional de Normalización (INN)	Señalización y rotulación	Establece requisitos de señalización y rotulación para el transporte de sustancias peligrosas, aplicable al transporte de amoniaco.

Con el fin de identificar la aplicación del marco regulatorio al sistema analizado, se presenta la cadena de uso del amoniaco en distintas etapas, desde su suministro hasta su uso en la microturbina para generación eléctrica. Cada una de estas etapas se encuentra sujeta a regulaciones específicas, principalmente asociadas al transporte de sustancias peligrosas, almacenamiento seguro y seguridad en la operación industrial. La Figura 6 presenta un esquema general de esta relación.

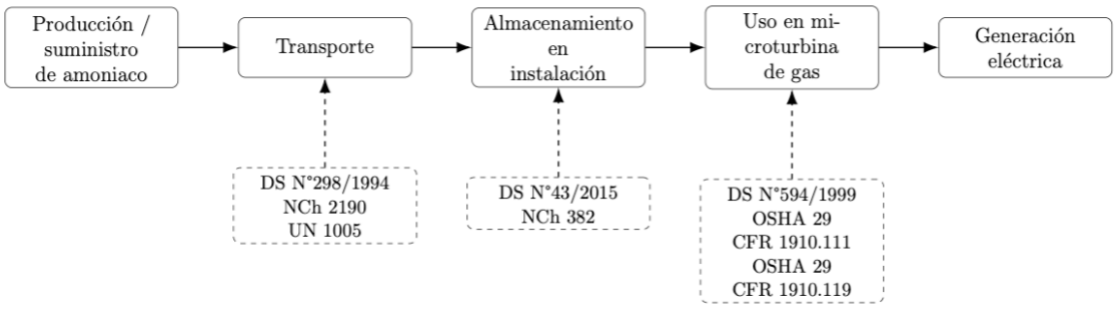


Figura 6: Cadena de uso del amoniaco en un sistema de generación eléctrica y principales regulaciones asociadas a cada etapa. Elaboración propia a partir de [42-49].

2.2 Mercado objetivo aplicable

2.2.1 Aplicaciones microturbina Capstone C65

La microturbina Capstone C65 se ha utilizado en aplicaciones donde se requiere un suministro energético confiable, de bajas emisiones, alta disponibilidad y capacidad de operar con conexión a la red como en configuración stand alone. Su versatilidad en el uso de combustibles, como gas natural, GLP, biogás e incluso mezclas con hidrógeno, junto con su capacidad de integrar cogeneración (CHP) o trigeneración (CCHP) la han posicionado como una solución eficiente para edificios comerciales, infraestructura crítica y operaciones industriales.

En Chile, esta tecnología se ha implementado en diversos proyectos. Un ejemplo es el edificio de la Municipalidad de Timaukel, en la Región de Magallanes, donde tres unidades C65 son utilizadas para cogeneración a GLP, lo que ha permitido reducir costos y asegurar la autonomía térmica en una zona con condiciones climáticas extremas. Este edificio fue reconocido con la Certificación Edificio Sustentable (CES) 2025, destacando el aporte de la microturbina al desempeño ambiental del edificio [53].

En el ámbito urbano, la C65 se ha usado en sistemas CCHP, como en el edificio Club 50, ubicado en Santiago. Allí se cuenta con una microturbina C65 a gas natural equipada con gaspack, y opera conectada a la red a la vez que abastece electricidad, calor y frío a la instalación. Esto demuestra que el equipo puede integrarse en espacios con restricciones acústicas y ambientales, bajo un funcionamiento seguro zonas de alto tráfico de personas. La microturbina también ha sido aplicada en entornos aislados, donde se han obtenido buenos desempeños. Por ejemplo, el Resort Corralco ubicado en la precordillera de La Araucanía, cuenta con cuatro unidades C65 a GLP en stand alone, entregando energía eléctrica y térmica en un sitio sin acceso a la red y que en estaciones invernales se encuentra a bajas temperaturas. En otra área donde se ha aplicado este tipo de microturbinas es en la industria del petróleo y gas, en particular en operaciones remotas con gas natural de alta presión. ENAP (Empresa Nacional del Petróleo) cuenta con múltiples proyectos en Tierra del Fuego, donde se encuentras diversos pozos como Trébol, Invernada, Rancho Grande y Rita, donde unidades C30 y C65 operan en stand alone, entregando un suministro eléctrico confiable sin necesidad de combustibles líquidos ni lubricantes, lo que reduce logística y riesgos ambientales asociados [54].

A nivel internacional existen aplicaciones en edificios comerciales, hospitales, plantas industriales, hoteles, data centers y sistemas de calor distrital. Por ejemplo, en sectores hoteleros la C65 se ha utilizado en configuraciones CHP para cubrir demanda térmica continua, como es el caso del Hotel Hyatt de Anchorage. En instalaciones industriales, se han utilizado para valorización de biogás, generación distribuida y reducción de huella ambiental, en instalaciones como digestores anaeróbicos en

cervecerías de Brasil y destilerías en Jamaica. Por otra parte, la microturbina también ha demostrado su confiabilidad en clima extremo, como en la Base McMurdo (Antártica) y la Base Halley VI, donde las unidades Capstone se han utilizado por su robustez, mínima necesidad de lubricantes y capacidad para operar en temperaturas bajo cero sin pérdida significativa de rendimiento [54].

Estas experiencias nacionales e internacionales demuestran que la microturbina C65 es una solución versátil para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales de diversa escala, destacando especialmente en escenarios donde la estabilidad energética, el bajo mantenimiento, y la valorización térmica son factores determinantes en la elección de la tecnología.

2.2.2 Criterios para la identificación de mercado objetivo

Para evaluar la viabilidad técnico-económica del uso de amoniaco en sistemas de generación eléctrica como la microturbina, y considerando que esta tecnología puede ser utilizada en distintos escenarios energéticos, es que se proponen criterios para identificar aquellos sectores donde su aplicación podría ser viable considerando aspectos técnicos, económicos y operativos. Estos criterios consideran variables relacionadas con la demanda energética, la infraestructura disponible, la ubicación geográfica y los aspectos económicos asociados al suministro de energía. La Tabla 6 presenta un resumen de los criterios considerados para la identificación de posibles mercados objetivo.

Tabla 6: Criterios propuestos para la identificación de nichos de aplicación para microturbinas alimentadas con amoniaco.

Criterio	**Descripción**
Demanda energética	
Consumo eléctrico continuo	Presencia de una demanda eléctrica relativamente constante que permita operar la microturbina de manera estable.
Demanda térmica asociada	Existencia de requerimientos térmicos que permitan aprovechar el calor residual del sistema mediante cogeneración.
Ubicación e infraestructura	
Ubicación geográfica	Localización en zonas donde la generación distribuida pueda aportar ventajas, como áreas aisladas o con restricciones en el suministro eléctrico.
Acceso a infraestructura energética	Disponibilidad de infraestructura para el

	suministro, transporte o almacenamiento de combustibles alternativos como amoniaco o hidrógeno.
Integración con sistemas existentes	Posibilidad de integración con sistemas energéticos existentes, como microredes o instalaciones industriales
Factores económicos	
Costo de la energía eléctrica local	Regiones o sectores donde el costo de la electricidad sea elevado, lo que podría favorecer soluciones de generación distribuida.
Costos de inversión del sistema	Evaluación de la inversión requerida para la instalación de microturbinas y sistemas asociados al manejo del combustible.
Factores ambientales y regulatorios	
Potencial de reducción de emisiones	Capacidad de sustituir combustibles fósiles intensivos en carbono, contribuyendo a objetivos de descarbonización.
Viabilidad regulatoria	Cumplimiento de la normativa vigente relacionada con almacenamiento, transporte y manejo de sustancias peligrosas.

A partir de los criterios definidos, se incorporaron antecedentes empíricos con el fin de caracterizar territorialmente el potencial de implementación de sistemas de generación distribuida basados en amoniaco. En particular, se analizaron variables asociadas a la disponibilidad de recurso energético, condiciones del sistema eléctrico y restricciones socioambientales, permitiendo complementar los criterios previamente definidos con información cuantitativa y territorial.

En este contexto, uno de los factores relevantes corresponde al análisis del vertimiento de energía renovable por tecnología, el cual permite identificar zonas donde existe una sobreoferta de generación. En particular, el año 2025 se tuvo un vertimiento acumulado de 6205 GWh, donde la energía solar corresponde al 71% del total mientras que la eólica corresponde al 26%, donde las Figura 7 y Figura 8 presentan el vertimiento de energía fotovoltaica y eólica del mes de diciembre, respectivamente, según las regiones donde aplica. Esta información torna atractiva las Regiones de Antofagasta y Atacama, por su potencial para generación de amoniaco utilizando la energía vertida.

Por otra parte, y bajo esta misma línea, es atractiva la Regiones de Ñuble, Los Ríos, Aysén y Magallanes, ya que se puede suponer que sus instalaciones eléctricas permiten despachar toda la energía generada. En general, estas condiciones evidencian limitaciones en la capacidad de transmisión y oportunidades para la valorización local de la energía mediante soluciones de generación distribuida, lo que resulta consistente con el enfoque del presente estudio.

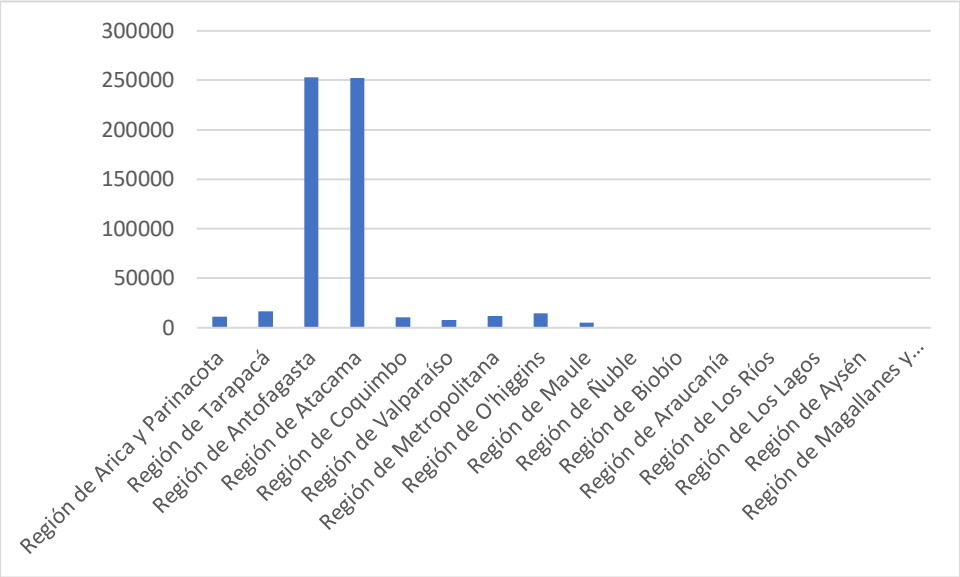


Figura 7: Vertimiento energía solar fotovoltaica kWh, mes diciembre 2025. Elaboración propia a partir de Coordinador Eléctrico Nacional [60].

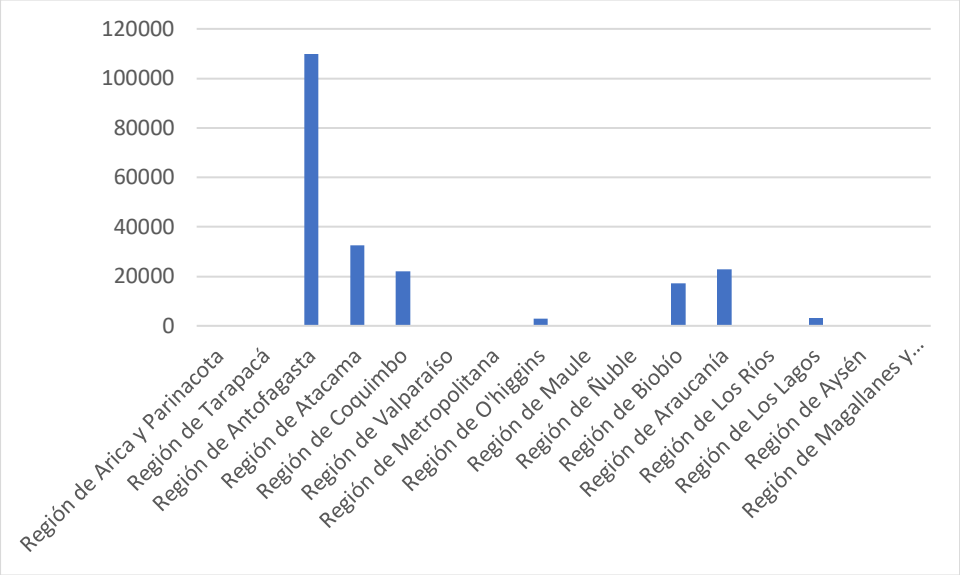


Figura 8: Vertimiento energía eólica kWh, mes diciembre 2025. Elaboración propia a partir de Coordinador Eléctrico Nacional [60].

Asimismo, se analizaron indicadores asociados al consumo energético por región y la generación eléctrica por tecnología, con el objetivo de identificar territorios con presencia simultánea de demanda energética significativa y disponibilidad de recursos

renovables. La Figura 9 presenta el consumo energético del año 2024 para clientes regulados no residenciales, donde se observa que existe un consumo muy superior al resto en la Región Metropolitana. Sin embargo, se estima necesario considerar el consumo de los clientes no regulados para determinar el consumo real por Región y considerar industrias importantes como lo es la minería en el norte del país. La Figura 10 presenta la generación por tecnología de un día promedio, tomando como base la generación de los últimos 30 días contando desde abril 03 2026. Se observa que existe una porción importante de tecnologías termoeléctricas durante el día, siendo una carga base que entrega estabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional. Esta relación permite detectar zonas con potencial para la implementación de sistemas que integren producción local de combustibles y generación eléctrica distribuida, especialmente en contextos donde la demanda presenta cierta estabilidad o donde existen usos térmicos que puedan ser aprovechados mediante cogeneración.

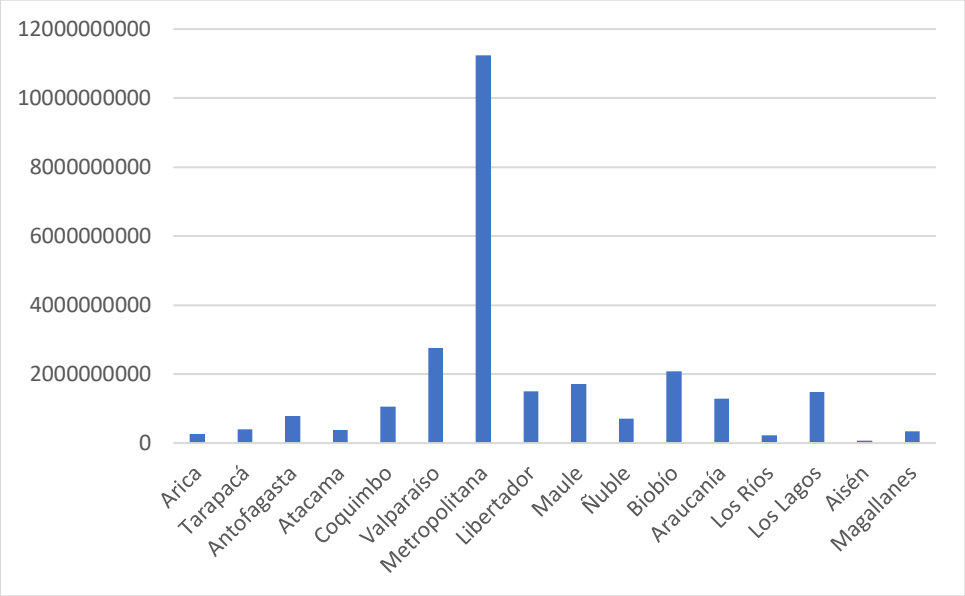


Figura 9: Consumo energético (kWh) total de 2024, de clientes no residenciales. Elaboración propia a partir de Energía Abierta [61].

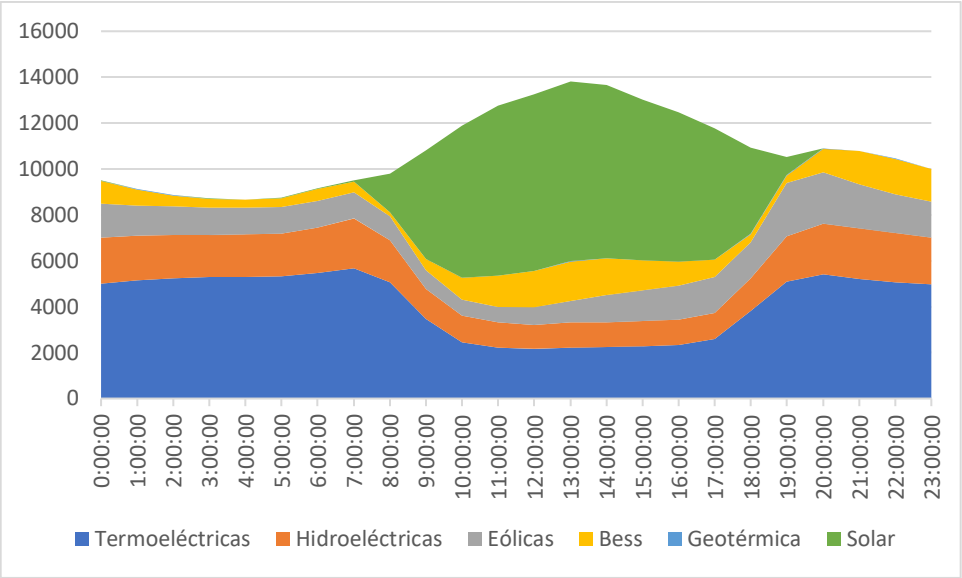


Figura 10: Generación por tecnología para día promedio. Elaboración propia a partir de Coordinador Eléctrico Nacional [62].

Por otra parte, se incorporaron variables relacionadas con la viabilidad territorial de los proyectos, considerando tanto la tasa de proyectos no aprobados (abarca abandonado, caducado, desistido, no admitido a tramitación, no calificado, rechazado, renuncia RCA, revocado), en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), como la presencia de conflictos socioambientales a nivel regional. La Figura 11 presenta los proyectos no aprobados por región, entre los años 2023 y 2026 en el sector energético, donde se observa que existe una concentración en la zona centro-norte del país. La Figura 12 presenta el total de conflictos socioambientales (activos, latentes, cerrados) por región en el sector energético. Esto conflictos se refieren a derechos humanos que se ven involucrados ante ciertos proyectos. En el caso del sector energético se tiene que el total de conflictos (48 a nivel nacional) afectan: un 85% al derecho a un medio ambiente libre de contaminación, un 44% al derecho a la biodiversidad, un 42% al derecho a la participación y consulta indígena, un 42% el derecho al territorio y a los recursos naturales, un 40% al agua, un 40% al derecho a disfrutar la salud física y mental, un 38% a los derechos humanos y residuos tóxicos, un 33% al derecho a la prevención y al tratamiento de enfermedades, un 33% al derecho a la reducción de la mortalidad y el sano desarrollo de los niños, entre muchos otros. En esta Figura se observa que hay una mayor cantidad de conflictos en la zona sur del país, entre la Región del Biobío y la Región de Aysén. Estos indicadores permiten aproximar el nivel de complejidad para la implementación de nuevos proyectos energéticos, dado que regiones con alta conflictividad o mayores tasas de rechazo tienden a presentar mayores barreras regulatorias, sociales y de tramitación.

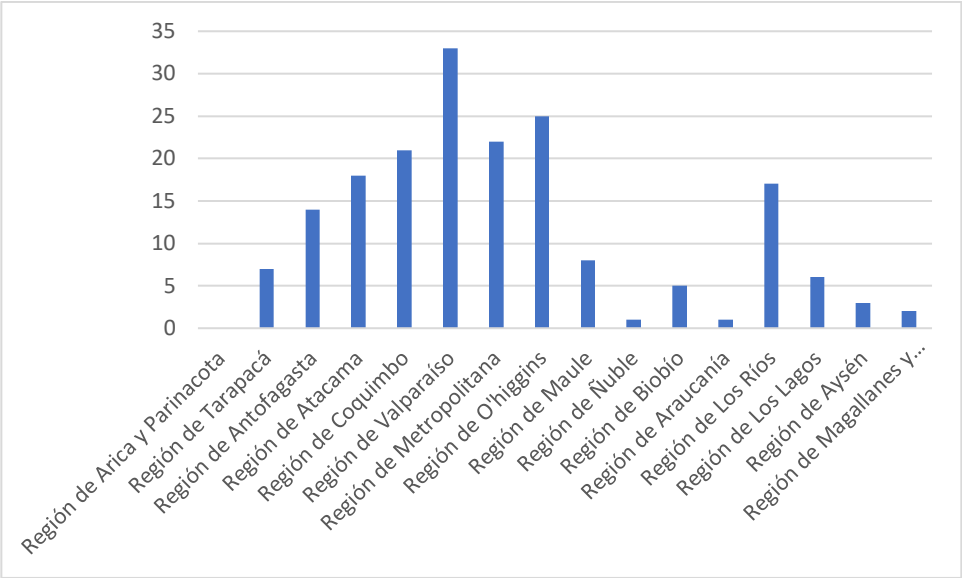


Figura 11: Proyectos sin aprobación del SEA en el sector energético desde 2023 a 2026 según región. Elaboración propia a partir de SEA [63].

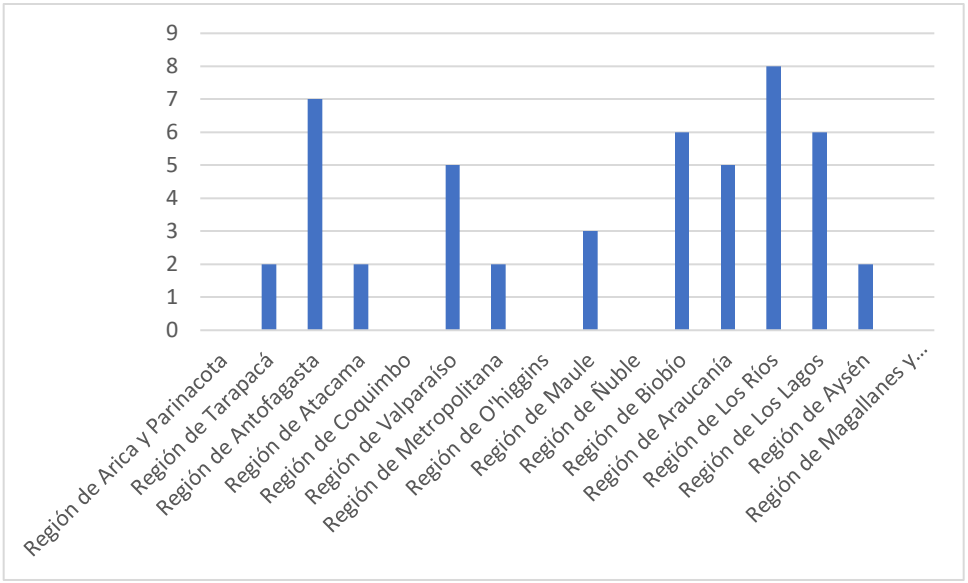


Figura 12: Conflictos socioambientales en el sector energético por región. Elaboración propia a partir de INDH [64].

De manera preliminar, es posible identificar como regiones atractivas aquellas con alta generación de energía fotovoltaica y eólica, en particular la Región de Antofagasta y Magallanes. Si bien existe un vertimiento importante de energía, la microturbina puede operar off-shore, o directamente en el sistema de distribución evitando el sistema de transmisión. Por otra parte, también son atractivas las Regiones de Valparaíso y Metropolitana, por su nivel de consumo. Además, se debe considerar la cercanía a zonas con infraestructura existente, pudiendo considerar nuevas regiones atractivas o reforzando las ya nombradas. Respecto a la territorialidad, se debe analizar en detalle la naturaleza de estas regiones de interés, además proponer planes de mitigación y compensación adecuados para estas.

Respecto a la infraestructura asociada al manejo, almacenamiento y transporte del amoniaco, se considera aquella existente y/o proyectada, ya que la disponibilidad de cadenas logísticas ya definidas puede reducir significativamente las barreras de implementación tecnológica, los costos de abastecimiento y los requerimientos de inversión en infraestructura auxiliar.

En la zona norte, Mejillones destaca como un nodo estratégico, dado su carácter portuario-industrial y la existencia de terminales marítimos, infraestructura de almacenamiento químico y facilidades logísticas vinculadas históricamente a la importación, almacenamiento y distribución de insumos industriales, entre ellos amoniaco y derivados nitrogenados utilizados principalmente en la industria minera y química (Véase Figura 13) [65]. Esta condición no solo facilita el abastecimiento del combustible, sino que además permite proyectar esquemas de producción local de amoniaco verde aprovechando la alta disponibilidad de energía renovable de la macrozona norte y su actual condición de vertimiento energético.

Por su parte, la Región Metropolitana presenta ventajas asociadas a la concentración de infraestructura de consumo, almacenamiento y distribución química, además de constituir el principal centro de demanda energética del país. La presencia de infraestructura logística consolidada para abastecimiento industrial (Véase Figura 13), junto con una alta densidad de potenciales consumidores energéticos como hospitales, edificios comerciales, data centers e industrias, posiciona a Santiago como un mercado atractivo para aplicaciones de generación distribuida basadas en microturbinas alimentadas con amoniaco, particularmente en esquemas de cogeneración de baja emisión [65].

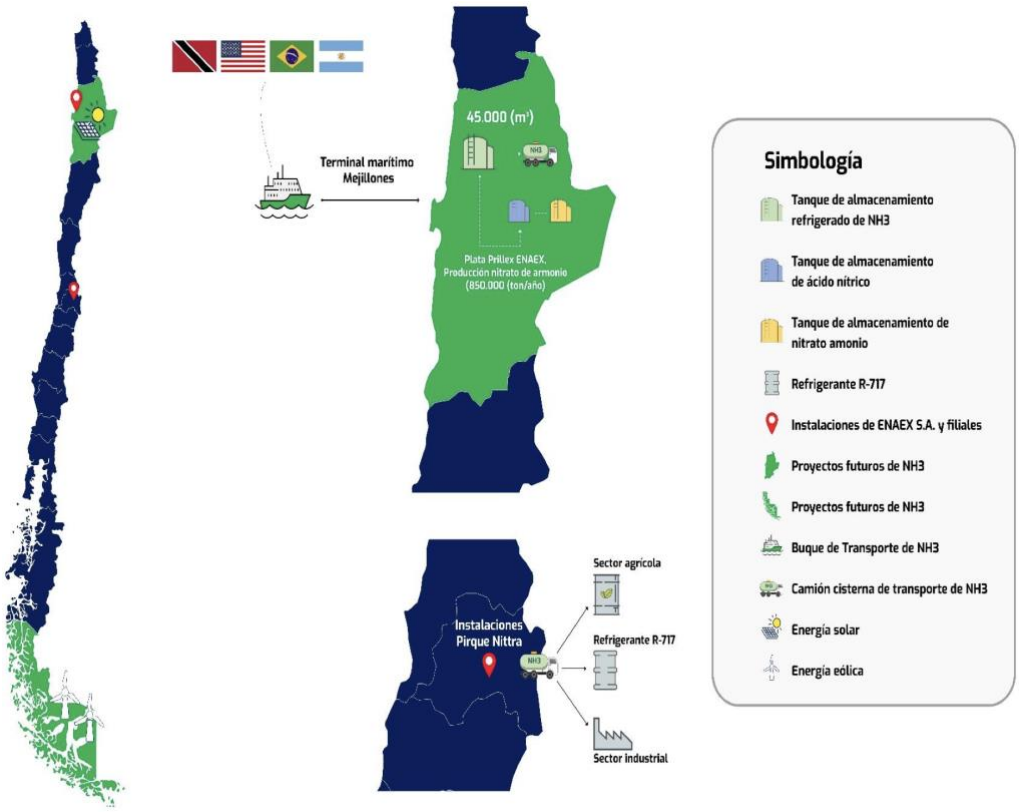


Figura 13: Mapa resumen de la cadena de valor de amoniaco en Chile [65].

Finalmente, Magallanes representa un caso de alto interés estratégico desde la perspectiva de infraestructura futura, dado el desarrollo de proyectos energéticos orientados a la exportación de derivados del hidrógeno, incluyendo iniciativas que contemplan infraestructura portuaria especializada para exportación de amoniaco [66]. Esto posiciona a la región no solo como un potencial centro productor de amoniaco verde gracias a su recurso eólico de clase mundial, sino también como un futuro hub logístico para almacenamiento, embarque y distribución de este vector energético, habilitando simultáneamente oportunidades para su consumo local en sistemas de generación distribuida. En este sentido, Magallanes podría transformarse en una de las primeras regiones del país en desarrollar una cadena de valor integrada del amoniaco energético, desde producción hasta uso final.

En consecuencia, al integrar criterios de demanda energética, disponibilidad de recurso renovable, condiciones territoriales e infraestructura existente y/o proyectada para amoniaco, se identifican tres mercados objetivos prioritarios para el presente estudio: Mejillones, Santiago y Magallanes. Estos territorios representan tres configuraciones energéticas complementarias: polo industrial-portuario, centro intensivo de consumo y hub energético-exportador, permitiendo evaluar la viabilidad técnico-económica del uso de amoniaco en microturbinas bajo distintos escenarios de implementación.

2.3 Evaluación técnica

2.3.1 Sistema Eléctrico Nacional y aplicación de microturbinas

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile abarca desde Arica hasta Chiloé y representa aproximadamente el 99 % de la capacidad instalada del país. Este sistema integra las etapas de generación, transmisión y distribución y es coordinado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), quien se encarga de garantizar el equilibrio entre oferta y demanda eléctrica, la continuidad del suministro y la seguridad operativa del sistema.

A finales de 2024, la matriz del SEN alcanzó una capacidad instalada superior a 34 GW, de los cuales cerca del 65 % corresponde a fuentes renovables, principalmente solar fotovoltaica y eólica [52]. Sin embargo, la creciente participación de generación renovable variable (ERV), como ya se ha mencionado, ha introducido nuevos desafíos operativos relacionados con la intermitencia y estabilidad del sistema, especialmente en las horas de alta irradiancia y baja demanda, y cuando termina la hora solar existiendo una alta demanda. En este contexto, la incorporación de tecnologías de generación distribuida y flexible, como las microturbinas, cobra un rol relevante al aportar respaldo rápido, modulación de potencia y estabilidad de frecuencia al SEN, considerando que estas pueden operar con bajas emisiones al utilizar combustibles verdes o renovables como lo son el hidrógeno y el amoniaco.

2.3.2 Microturbina Capstone C65 (65 kW)

La microturbina Capstone C65 es una unidad compacta de 65 kW eléctricos basada en un ciclo Brayton regenerativo, diseñada para aplicaciones de generación distribuida, cogeneración (CHP) y respaldo energético. Esta tecnología presenta múltiples ventajas operacionales y ambientales [50], destacando por su alta eficiencia, bajas emisiones y capacidad de operar con combustibles alternativos.

Entre sus principales características técnicas se tienen:

- **Potencia nominal**: 65 kW eléctricos y hasta 120 kW térmicos en modo CHP.
- **Eficiencia eléctrica**: 30% nominal y hasta 85% total en cogeneración.
- **Sistema de cojines de aire (air bearings)**: elimina el uso de lubricantes, reduciendo el mantenimiento y contaminación por minerales presentes en este mismo.
- **Flexibilidad de operación**: posibilidad de funcionar sincronizada a red (On Grid) o en modo isla (Off Grid), ideal para microredes o instalaciones aisladas.

La Tabla 7 presenta las principales características de la microturbina C65.

Tabla 7: Especificaciones generales microturbina C65 [51].

Parámetro	**Descripción**
Elementos de desempeño	
Potencia Neta de Salida	65 kW
Tasa Neta de Calor (LHV)	12.900 kJ/kWh
Desempeño eléctrico	
Voltaje de Operación	400/480 VAC
Frecuencia de Operación	50/60 Hz
Conexión de Voltaje de salida	Trifásico – 4 cables Wye L1, L2, L3, Neutro con puesta a tierra
Corriente Máxima de Salida	100 A RMS
Distorsión Armónica Total (THD)	Cumple con IEEE 519, 5% para corriente
Especificaciones de salidas de escape	
Temperatura de gases de Escape	329 °C
Flujo Másico de Escape	0,49 kg/s
Contrapresión Máxima Admisible	8 in WC (Columna de agua)
Requisito de flujo de aire	
Flujo de aire de entrada para motor	26300 slpm
Flujo de aire para componentes electrónicos	14200 slpm
Ambiente	
Rango de temperatura operación	-20 a 50 °C
Rango temperatura almacenamiento	-40 a 65 °C
Humedad relativa media anual	5 a 80 % sin condensación
Clasificación del gabinete	NEMA 3R / IP24
Altitud	< 3050 m

Emisiones acústicas	70 dBA
Clasificación sísmica	Zona 4
Dimensiones	
Altura	2,08 m
Ancho	0,76 m
Profundidad	1,95 m
Peso	758 kg

Estas microturbinas han sido identificadas como una alternativa idónea para la descarbonización de la generación distribuida en Chile, especialmente en industrias medianas y sectores comerciales fuera de los polos urbanos. Su arquitectura modular y su capacidad para adaptarse a combustibles renovables, como el amoniaco verde o mezclas H_2–NH_3, permiten una transición progresiva hacia un sistema energético libre de carbono.

Además, la presencia de un recuperador de calor integrado mejora la eficiencia del ciclo y posibilita la integración en esquemas híbridos de generación térmica con almacenamiento o respaldo renovable. De esta forma, la microturbina Capstone C65 se configura como un caso de estudio relevante para evaluar la factibilidad técnica y económica del uso del amoniaco en el SEN chileno, en línea con los objetivos de diversificación y sostenibilidad definidos en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados (actualización 2026) y el Plan de Acción de Hidrogeno Verde 2023–2030 [13; 14].

2.3.3 Mantenimiento

El esquema de mantenimiento de la microturbina Capstone C65 se basa en mantenciones preventivas periódicas basadas en horas de operación, adaptando las intervenciones a las condiciones de uso del equipo. De acuerdo con el fabricante, las mantenciones se programan en ciclos que van desde las 4.000 hasta las 40.000 horas de operación, considerando inspecciones, limpiezas y reemplazos selectivos de componentes críticos para la confiabilidad del sistema.

A diferencia de las turbinas convencionales, la C65 no requiere mantenimiento asociado a sistemas de lubricación, ya que el eje del conjunto compresor–turbina–generador utiliza rodamientos neumáticos (air bearings). Esto elimina tareas como cambio de aceite, revisión de bombas de lubricación o monitoreo de contaminantes,

reduciendo el tiempo de detención y los costos operacionales asociados al mantenimiento correctivo y preventivo [55].

Las actividades de mantenimiento periódico consideran (i) la inspección y limpieza de los filtros de aire del motor y de la electrónica, (ii) la revisión del sistema de combustible para detectar posibles fugas o deterioro en líneas y válvulas, y (iii) la limpieza de las rutas de entrada y salida de aire y gases de escape. Además, se considera la inspección visual del gabinete, sellos, empaquetaduras y componentes eléctricos, con el fin de prevenir fallas asociadas a condiciones ambientales adversas como polvo, humedad o corrosión.

En algunos casos, como instalaciones en zonas costeras o ambientes de alta humedad, la microturbina incorpora configuraciones específicas (High Humidity y High Humidity Offshore), las cuales requieren inspecciones adicionales de resistencias anticondensación, conectores eléctricos y sistemas de calefacción interna del gabinete. En estos casos, los intervalos de mantenimiento pueden ajustarse, realizándose inspecciones cada 8.000 horas o 12 meses, para asegurar la integridad de los componentes electrónicos y la continuidad operacional del sistema [56].

El procedimiento de mantenimiento establece además la obligación de registrar datos de operación antes y después de cada intervención, para evaluar las variaciones en variables como potencia entregada, temperaturas, presión de combustible y comportamiento dinámico de la microturbina. Esto facilita la detección de desviaciones y ayuda a extender la vida útil del equipo [57].

A partir de lo anterior se puede decir que la experiencia nacional e internacional demuestra que la tecnología de microturbinas Capstone ha logrado posicionarse como una alternativa energética confiable y versátil, sustentada en mantenciones ultra bajas, operación simple, capacidad de seguir variaciones de carga y resiliencia en condiciones extremas. Estas ventajas han sido importantes para su adopción sostenida por ENAP en Magallanes, desde la etapa experimental con un equipo C30 hasta la consolidación de sistemas de 65 kW y posteriormente configuraciones mayores de 1,4 MW, y explican su expansión hacia proyectos en zonas remotas de Ecuador, donde la independencia operacional es crítica. A esto se le suma un buen desempeño ambiental con emisiones ultra bajas, alta densidad energética y ausencia de lubricantes y refrigerantes, lo que también ha impulsado su uso en mercados como Estados Unidos y México en esquemas de eficiencia energética, cogeneración, net billing y peak shaving. Si bien la falta de experiencia técnica en el mercado limita una adopción masiva frente a los generadores convencionales, los usuarios que incorporan microturbinas tienden a desarrollar un alto grado de fidelización, como lo evidencia la especialización creciente de personal en ENAP y la incorporación de esta tecnología en proyectos del MOP, en un contexto donde la tendencia global avanza hacia generación distribuida, resiliencia, modularidad y

reducción del impacto ambiental, ámbitos donde las microturbinas representan una solución particularmente competitiva.

2.4 Evaluación económica

La evaluación económica tiene por objetivo determinar la viabilidad financiera de implementar una microturbina Capstone C65 operando con amoniaco verde como combustible para generación eléctrica distribuida en tres mercados de Chile: Mejillones, Santiago y Magallanes. Para ello, se adopta como métrica principal el Costo Nivelado de Energía (LCOE), que permite comparar el costo efectivo de generación entre tecnologías con distintos perfiles de inversión y costos operacionales a lo largo de su vida útil.

Complementariamente, se evalúa la rentabilidad financiera del proyecto mediante el Valor Actual Neto (VAN), cuantificando el beneficio económico neto asociado a la sustitución de la fuente energética convencional de referencia en cada mercado. La comparación entre el LCOE de la microturbina con amoniaco verde y el costo de la energía sustituida permite identificar las condiciones bajo las cuales esta tecnología resulta económicamente competitiva.

2.4.1 Sistema evaluado

El sistema analizado consiste en una microturbina Capstone C65 de 65 kW eléctricos, operando de forma continua y exclusivamente con amoniaco verde como combustible. La microturbina se configura en modalidad de generación base (baseload), cubriendo una demanda eléctrica constante de 65 kW durante las 24 horas del día. La infraestructura asociada incluye un estanque de almacenamiento de amoniaco con autonomía de 20 días y una red interna de distribución (piping) de aproximadamente 100 metros de longitud, parámetros comunes a los tres mercados evaluados.

La disponibilidad operacional considerada es del 98%, valor informado por el distribuidor ISPG, lo que corresponde a una generación anual de 558 MWh/año para los tres mercados.

2.4.2 Modelo económico y supuestos globales

El modelo económico se construye sobre un flujo de caja proyectado a 20 años, con los siguientes supuestos globales aplicados de manera uniforme a los tres mercados:

Tabla 8: Tabla de supuestos globales.

Parámetro	**Valor**	**Unidad**	**Fuente**
Horizonte de evaluación	20	Años	[67]

Tasa de descuento real	8	%	[68]
Tasa de impuesto a la renta	27	%	SII, Chile
Disponibilidad operacional	98	%	Info. facilitada por ISPG
Precio de referencia NH_3	720	USD/t	[69]
Capital de trabajo	1 mes de OPEX	-	[70]

Los ingresos del proyecto se valorizan como el beneficio económico por energía evitada, equivalente al costo de la tecnología de generación convencional que el sistema de amoniaco reemplaza en cada mercado. Este parámetro es el principal diferenciador entre mercados y se especifica en cada sección correspondiente.

2.4.3 Estructura de costos

2.4.3.1 Inversión inicial (CAPEX)

La inversión inicial es común a los tres mercados e incorpora tres componentes:

- Microturbina Capstone C65: 138.600 USD (Anexo 5.3).
- Infraestructura de almacenamiento NH_3: 60.387 USD (3 USD/kg x 20.129 kg para 20 días de autonomía [71]).
- Piping NH_3: 85.700 USD (857.000 USD/km x 0,1 km).

Lo anterior resulta en un CAPEX total de 284.687 USD y una inversión inicial de 308.969 USD incluyendo el capital de trabajo (1 mes de OPEX).

2.4.3.2 Costos de operación anuales (OPEX)

Los costos de operación anuales consideran los siguientes ítems, comunes a los tres mercados:

- Combustible: determinado por el consumo anual de NH_3 y su precio de referencia (ver 2.4.3.3).
- Mantenimiento preventivo (ISPG): 7.806 USD/año (177 UF/año, ver 5.4).
- Repuestos anualizados: 22.504 USD/año, correspondientes a tres ciclos de 48.000 horas; estos costos se consideran hasta el año 18 del proyecto.
- O&M infraestructura NH_3: 1.862 USD/año, correspondiente al 3 % anual del CAPEX del estanque y 500 USD/km·año para el piping [69].

- Imprevistos: 10% de los ítems anteriores, incluido el combustible (29.138 USD/año).

El OPEX anual total asciende a 320.515 USD/año, siendo el costo de combustible el componente dominante con aproximadamente el 81% del total.

2.4.3.3 Consumo de combustible

El consumo anual de amoniaco se estima a partir de la potencia nominal de la microturbina, su eficiencia eléctrica y el poder calorífico inferior del amoniaco (18,6 MJ/kg) y 8.585 h/año de operación (98 % de disponibilidad), según la siguiente expresión:

$$\frac{65\ kW * 3{,}6\ MJ/kW}{30\% * 18{,}6\ MJ/kg} = 41{,}9\frac{kg}{h} = 360\frac{ton}{año} \quad (1)$$

A partir del flujo de combustible y el precio de referencia del amoniaco verde, el costo anual de combustible resulta:

$$360\frac{ton}{año} * 720\frac{USD}{ton} = 259.206\frac{USD}{año} \quad (2)$$

Estas ecuaciones son comunes a los tres mercados evaluados. Las variaciones en el precio del amoniaco se analizan en el análisis de sensibilidad.

2.4.4 Costo Nivelado de Energía (LCOE)

El Costo Nivelado de Energía se calcula mediante la siguiente expresión:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{N} \frac{I_t + O_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{N} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

Donde I_t corresponde a la inversión (CAPEX), O_t son los costos de operación y mantenimiento (OPEX), F_t el combustible utilizado, E_t la energía generada, r la tasa de descuento, y N es la vida útil del proyecto.

Dado que la configuración técnica del sistema, la inversión inicial, los costos de operación y la energía generada son idénticos en los tres mercados, el LCOE de la microturbina operando con amoniaco verde es el mismo para los tres casos evaluados, con un valor de 630,8 USD/MWh. Las diferencias entre mercados se reflejan exclusivamente en el VAN del proyecto, a través del beneficio económico por energía evitada.

2.4.5 Casos de referencia por mercado

Con el fin de contextualizar la competitividad del sistema de amoniaco verde, se define para cada mercado un caso de referencia que representa la solución de generación renovable técnicamente viable según las condiciones locales:

- Mejillones: sistema *off-grid* de generación fotovoltaica con almacenamiento en baterías (FV + BESS).
- Santiago: sistema *behind-the-meter* conectado a red (FV + BESS + red).
- Magallanes: sistema *off-grid* de generación eólica con almacenamiento en baterías (Eólica + BESS).

Su evaluación económica detallada se incluye en el Anexo 5.2.

2.4.6 Análisis de sensibilidad: variables y metodología

Para evaluar el efecto de la incertidumbre en las variables económicas clave sobre la rentabilidad del proyecto, se aplica simulación de Monte Carlo mediante el software Crystal Ball con 50.000 iteraciones por escenario. Se analizan cinco variables en los tres mercados:

Tabla 9: Análisis de sensibilidad. Elaboración propia.

Variable	Distribución	Parámetros	Justificación
Precio NH_3	Triangular	Mín: 300, Moda: 500, Máx: 720 USD/t	Proyecciones internacionales 2030–2050
Costo almacenamiento	Triangular	Mín: 2, Moda: 3, Máx: 4 USD/kg NH_3	Variación ±33% respecto al caso base
Costo piping	Triangular	Mín: 599.900, Moda: 857.000, Máx: 1.114.100 USD/km	Variación ±30% respecto al caso base
Beneficio energía evitada	Normal	Media y σ específicas por mercado	Incertidumbre en el costo de la energía sustituida
Fracción energética NH_3	Normal	Media: 100%, σ: 50%	Escenarios de mezcla NH_3–gas natural

Adicionalmente, para cada mercado se determina el valor umbral de las variables principales que llevan el VAN a cero (análisis de punto de equilibrio), utilizando la herramienta Buscar Objetivo de Excel.

2.4.7 Mercado de Mejillones

2.4.7.1 Configuración y particularidades del mercado

El mercado de Mejillones corresponde a un entorno industrial con características de operación aislada, donde la generación eléctrica convencional depende predominantemente de combustibles fósiles. En este contexto, la microturbina Capstone C65 se evalúa en una configuración off-grid de operación continua, cubriendo una demanda eléctrica constante de 65 kW durante las 24 horas del día.

El beneficio económico del proyecto se valoriza como el costo evitado de generación mediante un sistema diésel equivalente, tecnología de referencia representativa para este tipo de entorno industrial aislado en la zona norte de Chile. El costo de generación diésel considerado para Mejillones corresponde a 514 USD/MWh [72 – 74], lo que equivale a un ingreso anual aproximado de 286.651 USD para una generación de 558 MWh/año.

2.4.7.2 Parámetros del caso

La Tabla 10 presenta el conjunto completo de parámetros técnicos y económicos utilizados en la evaluación de este mercado. Los ítems de inversión, operación y mantenimiento son comunes a los tres mercados y fueron descritos en la sección 2.4.3; se incluyen aquí de forma consolidada como referencia para los casos de Santiago y Magallanes.

Tabla 10: Variables utilizadas en caso Microturbina NH_3. Elaboración propia en base a referencias.

Concepto	Unidad	Valor unitario	Cantidad / capacidad	Costo anual / inversión	Referencia
Microturbina C65 — CAPEX	USD	138.600	65 kW	138.600 USD	Cotización Microturbina C65 ISPG
Almacenamiento NH_3 — CAPEX	USD/kg_{NH3}	3	20.129 kg (20 días)	60.387 USD	[71]
Piping NH_3 - CAPEX	USD/km	857.000	0,1 km	85.700 USD	[71]
CAPEX total inicial	USD	—	—	284.687 USD	Elaboración propia
HH Mantenimiento preventivo (ISPG)	USD/año	7.806	—	7.806 USD/año	Info. Facilitada por ISPG
Repuestos	USD/año	22.504	—	22.504 USD/año	Cotización repuestos

Concepto	Unidad	Valor unitario	Cantidad / capacidad	Costo anual / inversión	Referencia
					Microturbina C65 ISPG
O&M infraestructura NH_3	USD/año	1.862	—	1.862 USD/año	[69]
Imprevistos operacionales	% OPEX	10 %	—	29.138 USD/año	[75]
OPEX anual total	USD/año	—	—	320.515 USD/año	Elaboración propia
Inversión inicial total con capital de trabajo	USD	—	—	308.969 USD	Elaboración propia
Vida útil Microturbina C65	años	25	—	—	Info. Facilitada por ISPG
Vida útil almacenamiento	años	25	—	—	[71]
Vida útil piping	años	35	—	—	[71]
Energía anual generada	MWh/año	—	558	—	Elaboración propia
Costo evitado energía sustituta diésel	USD/MWh	514	558 MWh/año	286.651 USD/año aprox.	[72-74]

2.4.7.1 Resultados económicos

A partir de los parámetros definidos, se construyó el flujo de caja del proyecto para un horizonte de 20 años. La inversión inicial total asciende a 308.969 USD, compuesta por la adquisición de la microturbina (138.600 USD), la infraestructura de almacenamiento y piping de amoniaco (146.087 USD) y el capital de trabajo equivalente a un mes de OPEX (24.281 USD).

Bajo las condiciones actuales de mercado, la evaluación arroja un VAN de −608.775 USD, indicando que el proyecto no es rentable en el escenario base. Este resultado se explica principalmente por el elevado costo del combustible, que representa aproximadamente el 81% del OPEX anual, y por la brecha entre dicho costo operacional y el beneficio económico asociado al reemplazo de la generación diésel.

El LCOE de la microturbina operando con amoniaco verde es de 630,8 USD/MWh, valor que supera el costo de la energía diésel sustituida (514 USD/MWh), confirmando la brecha de competitividad bajo condiciones actuales. No obstante, de los tres mercados analizados, Mejillones presenta la menor diferencia entre el LCOE del sistema y el beneficio por energía evitada, lo que lo posiciona como el mercado con mayor potencial relativo para la adopción de esta tecnología.

2.4.7.2 Análisis de sensibilidad

- **Precio del amoniaco verde**

El costo del combustible es la variable de mayor incidencia sobre la rentabilidad del proyecto, representando el 81% del OPEX anual. La simulación arroja un VAN que varía entre −607.728 USD y +705.141 USD, con una mediana de +122.913 USD (Véase Figura 15). Este resultado indica que, bajo escenarios de precio del amoniaco consistentes con las proyecciones internacionales para 2030–2050, más del 50% de los escenarios simulados presentan rentabilidad económica (Véase Tabla 11).

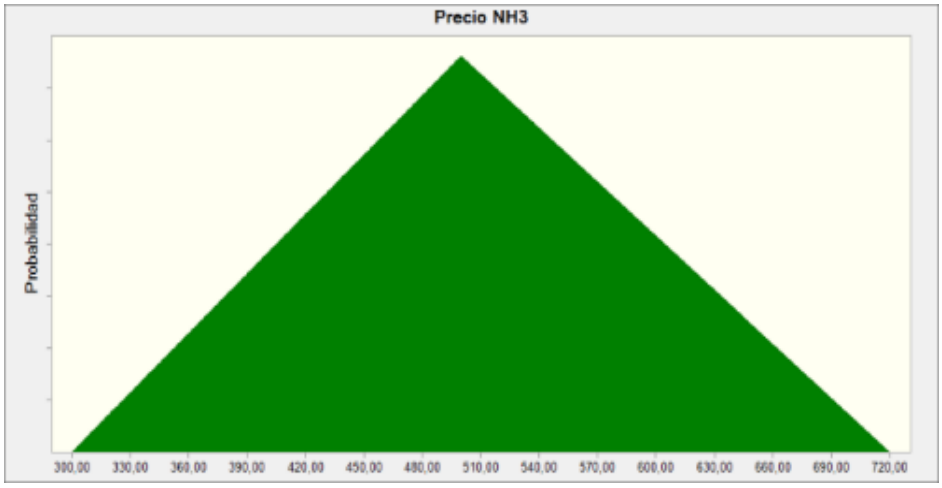


Figura 14: Suposición precio combustible NH_3. Mercado Mejillones. Elaboración propia.

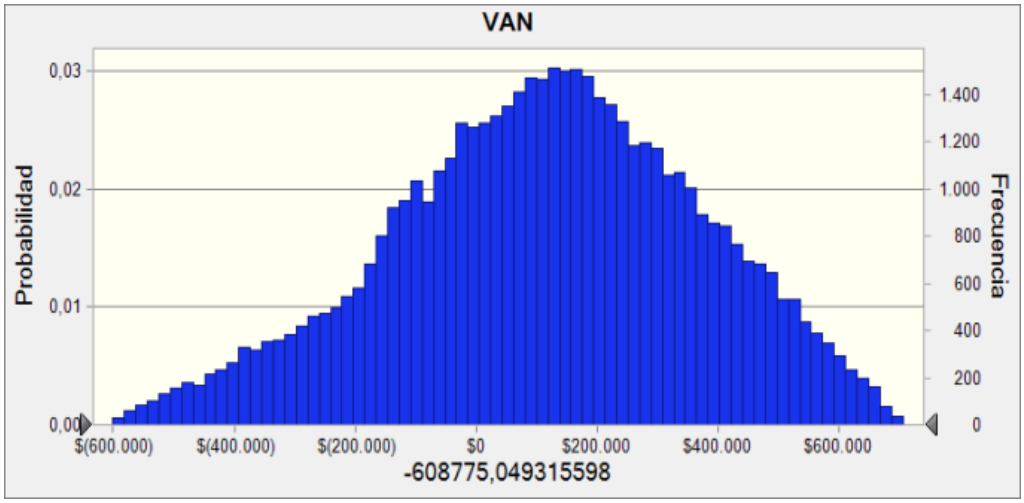


Figura 15: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando Combustible NH_3. Mercado Mejillones. Elaboración propia.

Tabla 11: VAN según percentil para sensibilización de precio NH_3. Mercado Mejillones. Elaboración propia.

Percentil	Valores de previsión
0%	$(607.728)
10%	$(229.191)
20%	$(102.195)

30%	$(15.772)
40%	$57.510
50%	$122.913
60%	$185.676
70%	$256.012
80%	$339.113
90%	$447.335
100%	$705.141

- **Costo de almacenamiento**

La variación del costo de almacenamiento dentro del rango considerado (2–4 USD/kg NH_3) genera un VAN entre −628.767 USD y −588.725 USD (Véase Figura 17), manteniéndose negativo en todos los escenarios. La incidencia de esta variable sobre la rentabilidad es significativamente menor que la del precio del combustible, dado que corresponde a un costo de capital puntual mientras que el combustible afecta los costos operacionales durante toda la vida útil del proyecto.

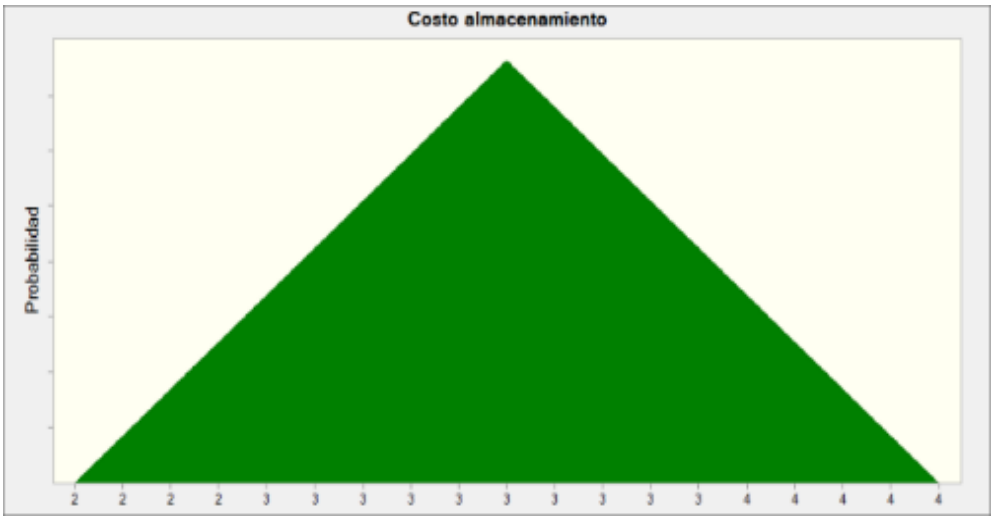


Figura 16: Suposición precio almacenamiento NH_3. Mercado Mejillones. Elaboración propia.

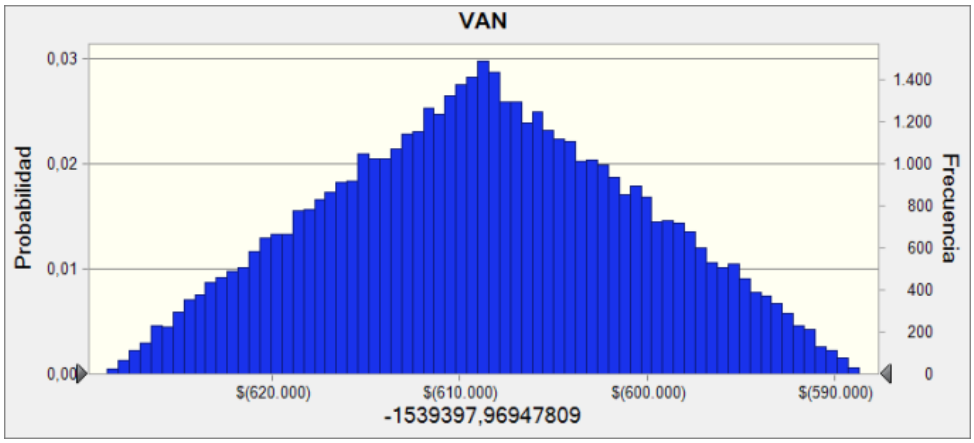


Figura 17: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando almacenamiento de NH_3. Mercado Mejillones. Elaboración propia.

- **Beneficio energía evitada**

Esta variable se analiza con distribución normal de media 514 USD/MWh y desviación estándar de 154 USD/MWh (±30%). El VAN resultante varía entre −3.815.935 USD y +2.154.803 USD, con mediana de −602.029 USD (Véase Figura 19). La amplitud de este rango evidencia que el valor de la energía sustituida es una variable de alta incidencia sobre la rentabilidad, comparable en magnitud al precio del combustible. En los escenarios donde el costo de generación diésel es elevado, el proyecto puede alcanzar VAN positivo, reforzando el potencial de esta tecnología en mercados aislados con altos costos de generación convencional.

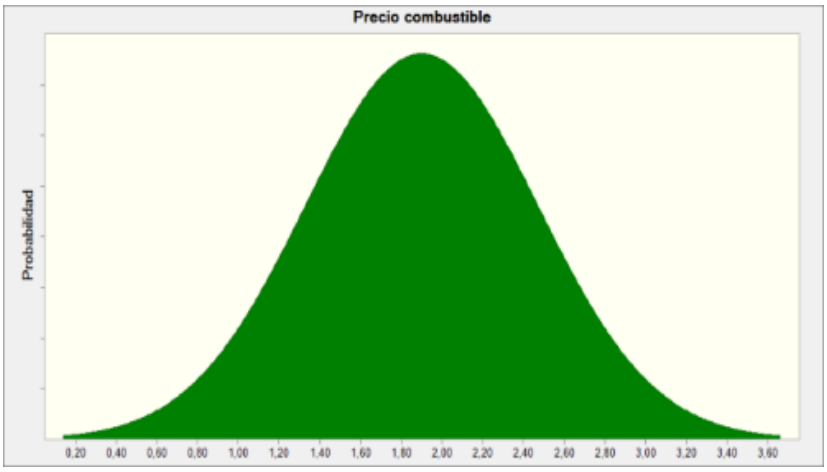


Figura 18: Suposición precio combustible alternativo. Elaboración propia.

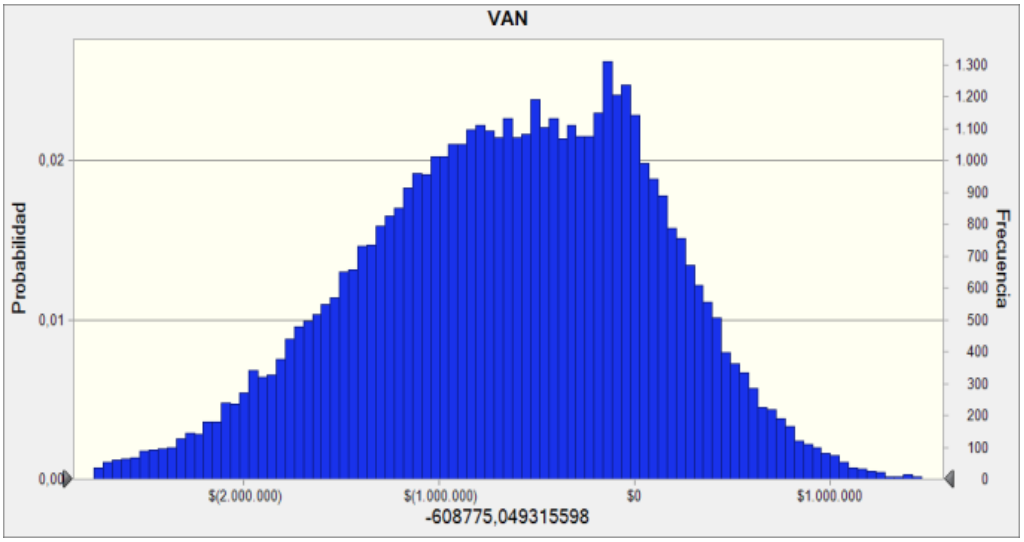


Figura 19: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando precio combustible alternativo. Elaboración propia.

- **Mezcla NH_3 – Gas Natural**

La sustitución parcial del amoniaco por gas natural reduce el costo operacional de combustible y mejora los indicadores económicos. El VAN simulado varía entre

−5.681.993 USD y +3.413.374 USD, con mediana de −606.873 USD (Véase Figura 21). Cerca del percentil 70 el VAN alcanza valores positivos, indicando que existe una probabilidad relevante de viabilidad económica cuando se reduce la participación del amoniaco mediante mezclas. Este resultado posiciona la combustión híbrida como una estrategia de transición técnicamente viable, aunque implica una reducción del beneficio ambiental asociado al uso exclusivo de amoniaco verde.

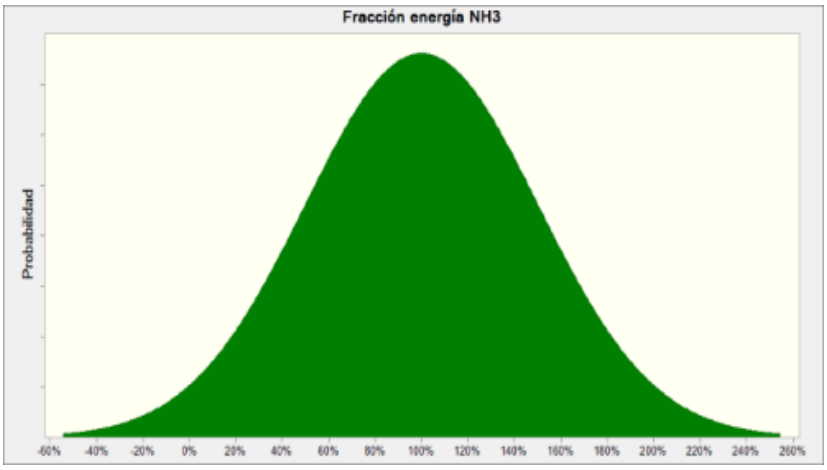


Figura 20: Suposición reemplazo fracción energética NH_3. Elaboración propia.

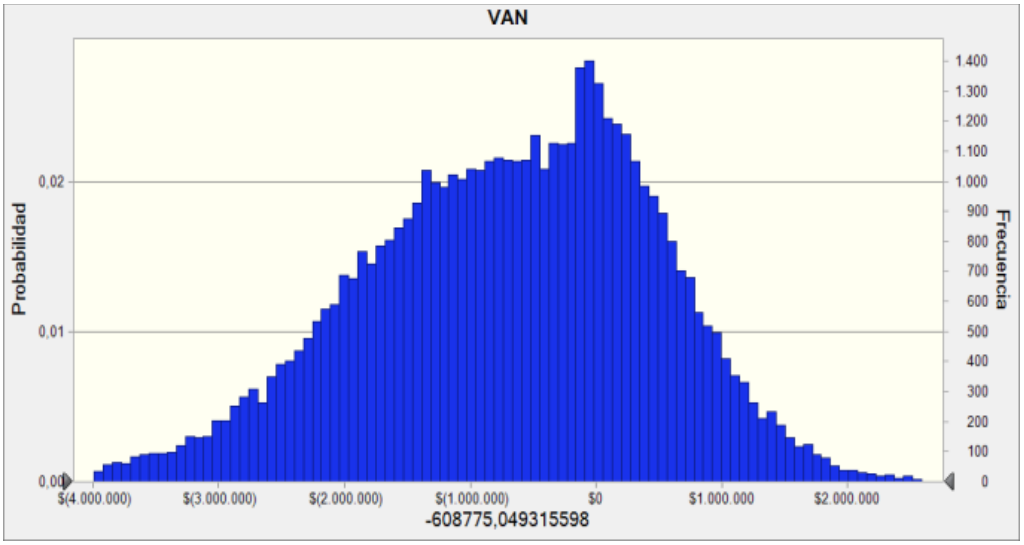


Figura 21: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando fracción energética NH_3. Elaboración propia.

2.4.7.3 Condiciones de rentabilidad

La Tabla 12 presenta los valores umbrales de las principales variables para los cuales el VAN es igual a cero, obtenidos mediante la herramienta Buscar Objetivo de Excel manteniendo constantes los demás parámetros del caso base.

Tabla 12: Condiciones de equilibrio económico para el mercado de Mejillones. Elaboración propia.

Variable	Unidad	Caso base	VAN = 0	Variación

				requerida
Precio NH_3	USD/t	720	547	-24%
Beneficio por energía evitada	USD/MWh	514	637	+24%
Fracción energética NH_3	%	100	74	-26%

El proyecto alcanza el equilibrio económico cuando el precio del amoniaco disminuye a 547 USD/t (−24% respecto al caso base), umbral que se encuentra dentro del rango de proyecciones internacionales para 2030. Alternativamente, un aumento del beneficio por energía evitada hasta 637 USD/MWh (+24%) o una reducción de la fracción energética de amoniaco a 74% mediante mezcla con gas natural permiten alcanzar el mismo resultado.

2.4.7.4 Discusión

Los resultados indican que la microturbina operando con amoniaco verde no es económicamente viable en Mejillones bajo condiciones actuales de mercado, siendo el costo del combustible el factor determinante. Sin embargo, este mercado presenta las condiciones más favorables de los tres analizados: el alto costo de la generación diésel que sustituye (514 USD/MWh) reduce la brecha de competitividad respecto al LCOE del sistema (630,8 USD/MWh) y permite que reducciones moderadas en el precio del amoniaco sean suficientes para alcanzar la viabilidad económica.

Cabe señalar que el análisis considera únicamente el beneficio por energía evitada como ingreso del proyecto, sin incorporar eventuales incentivos por reducción de emisiones, certificados de energía renovable u otros mecanismos de apoyo que podrían mejorar la rentabilidad en contextos de política energética favorable. La incorporación de estos elementos constituye una línea de trabajo relevante para evaluaciones futuras.

2.4.8 Mercado de Santiago

2.4.8.1 Configuración y particularidades del mercado

El mercado de Santiago representa un entorno urbano-comercial conectado a la red eléctrica interconectada, condición que lo diferencia estructuralmente de los otros dos mercados evaluados. La microturbina Capstone C65 se evalúa aquí en una configuración behind-the-meter, cubriendo una demanda eléctrica constante de 65 kW mediante generación distribuida en reemplazo parcial del suministro desde la red.

El beneficio económico del proyecto se valoriza como el costo evitado por compra de energía desde la red eléctrica, utilizando como referencia el costo promedio de suministro para clientes industriales y comerciales de la Región Metropolitana. Este valor asciende a 109 USD/MWh [76], significativamente inferior al costo de generación

diésel considerado en Mejillones (514 USD/MWh) y Magallanes (487 USD/MWh). Esta diferencia constituye la limitante estructural de este mercado; mientras los costos del sistema son idénticos a los otros casos, el ingreso por unidad de energía generada es aproximadamente cinco veces menor, lo que hace que la brecha respecto al LCOE del sistema (630,8 USD/MWh) sea prácticamente insalvable bajo cualquier escenario razonable de variación de costos.

La configuración técnica del sistema es idéntica a la descrita para Mejillones en 2.4.7, por lo que la inversión inicial y los costos de operación son equivalentes.

2.4.8.2 Resultados económicos

El flujo de caja proyectado a 20 años arroja un VAN de −2.824.887 USD, resultado considerablemente más desfavorable que el obtenido en Mejillones (−608.775 USD). La diferencia entre ambos mercados (~2,2 MMUSD) refleja íntegramente el menor beneficio económico por energía evitada en Santiago; mientras en Mejillones el ingreso anual aproximado es de 286.651 USD, en Santiago este valor se reduce a 60.935 USD, insuficiente para cubrir un OPEX anual de 320.515 USD.

El LCOE es idéntico al de Mejillones (630,8 USD/MWh), dado que depende exclusivamente de los costos, la inversión y la energía generada, parámetros comunes a ambos mercados. Comparado con el costo de electricidad de red (109 USD/MWh), esta diferencia confirma la baja competitividad estructural de la tecnología en mercados interconectados con electricidad de bajo costo.

2.4.8.3 Análisis de sensibilidad

- **Precio del amoniaco verde**

A diferencia de Mejillones, la reducción del precio del amoniaco no es suficiente para alcanzar la viabilidad económica en Santiago. El VAN simulado varía entre −2.823.016 USD y −1.189.811 USD, manteniéndose negativo en el 100% de los escenarios, incluso en el percentil 100 de la distribución (Véase Tabla 13). La mediana del VAN es de −1.987.058 USD (Véase Figura 23).

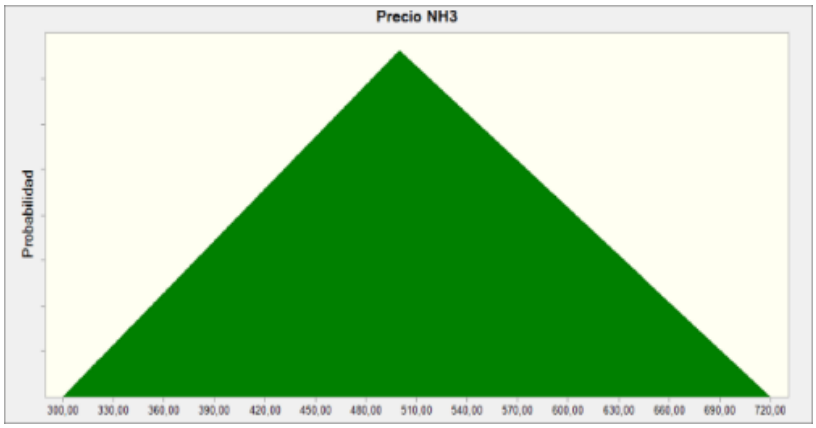


Figura 22: Suposición precio combustible NH_3. Mercado Santiago. Elaboración propia.

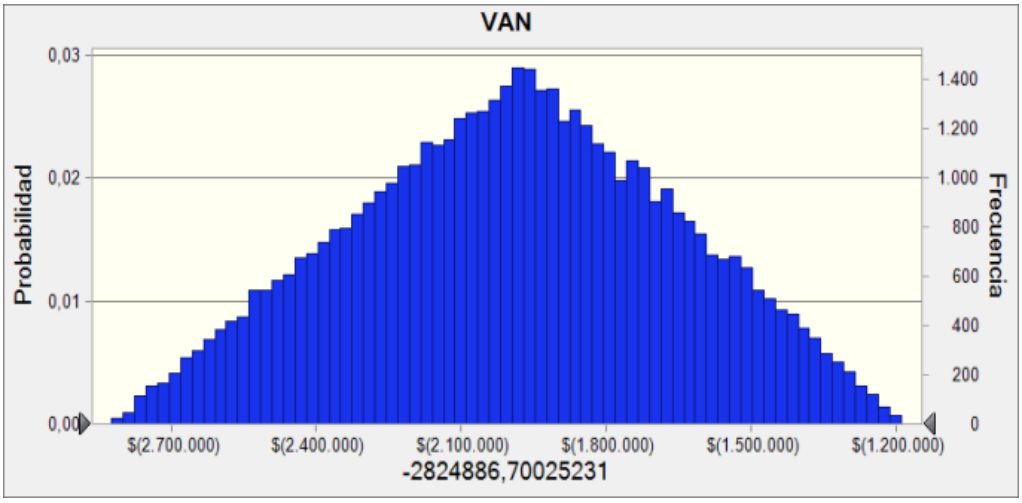


Figura 23: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando precio de combustible de NH_3. Mercado Santiago. Elaboración propia.

Tabla 13: VAN según percentil para sensibilización de precio NH_3. Mercado Santiago. Elaboración propia.

Percentiles	Valores de previsión
0%	$(2.823.016)
10%	$(2.449.589)
20%	$(2.294.178)
30%	$(2.176.270)
40%	$(2.076.808)
50%	$(1.987.058)
60%	$(1.902.082)
70%	$(1.804.692)
80%	$(1.688.767)
90%	$(1.539.069)
100%	$(1.189.811)

Este comportamiento contrasta con Mejillones, donde la misma reducción en el precio del combustible permitía superar el punto de equilibrio en más del 50% de los escenarios. La diferencia no radica en la magnitud del costo del combustible, que es

idéntica, sino en el reducido ingreso por energía generada, que limita estructuralmente la rentabilidad independientemente del precio del amoniaco.

- **Costo del almacenamiento**

El VAN varía entre −2.785.115 USD y −2.771.500 USD (Véase Figura 25), con cambios inferiores al 0,5% respecto al caso base. Al igual que en Mejillones, esta variable tiene una incidencia marginal sobre la rentabilidad dado su carácter de costo de capital puntual; sin embargo, en Santiago su efecto es proporcionalmente aún menor debido a la magnitud del VAN negativo.

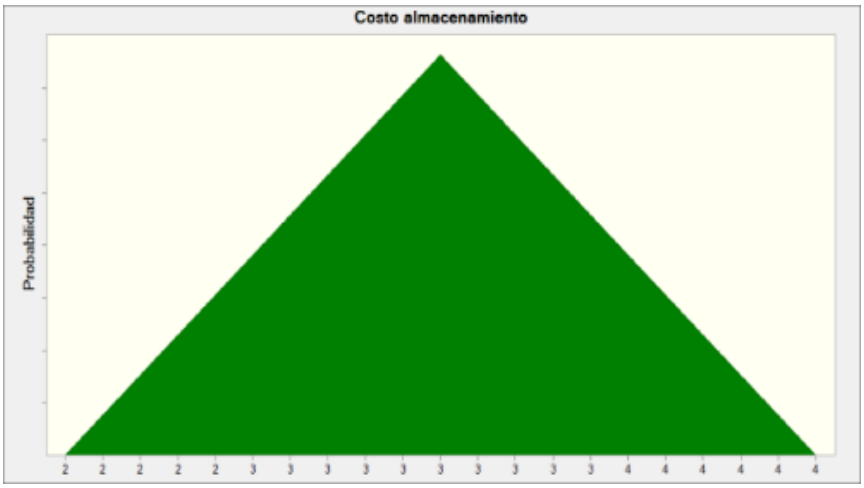


Figura 24: Suposición precio de almacenamiento NH_3. Mercado Santiago. Elaboración propia.

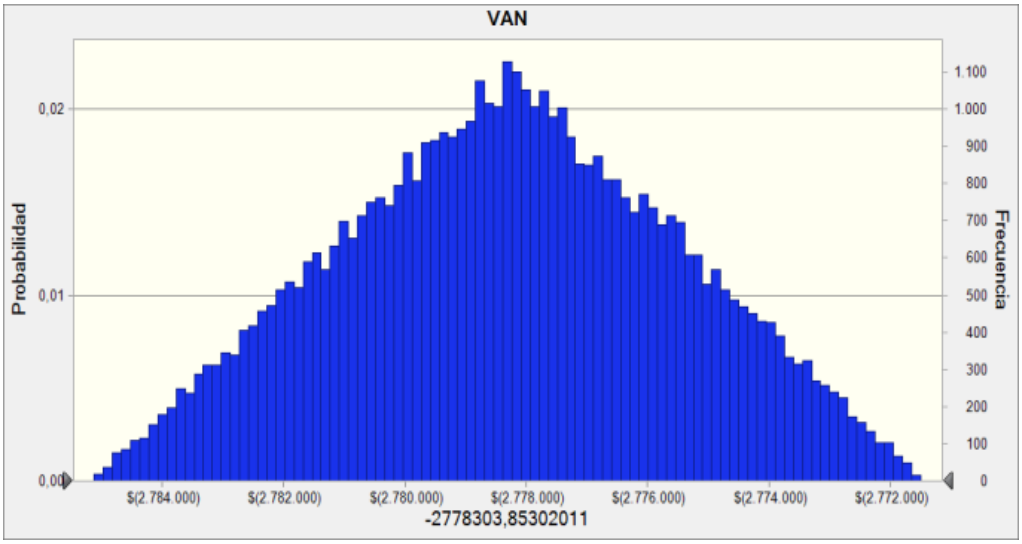


Figura 25: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando precio de almacenamiento de NH_3. Mercado Santiago. Elaboración propia.

- **Beneficio energía evitada**

Esta variable se analiza con distribución normal de media 109 USD/MWh y desviación estándar de 33 USD/MWh (±30%). El VAN varía entre −3.535.680 USD y

−1.971.214 USD (Véase Figura 27), manteniéndose negativo en la totalidad de los escenarios. A diferencia de Mejillones, donde variaciones en el beneficio por energía evitada permitían alcanzar escenarios con VAN positivo, en Santiago incluso los escenarios más favorables de la simulación resultan insuficientes para compensar la brecha estructural entre costos e ingresos.

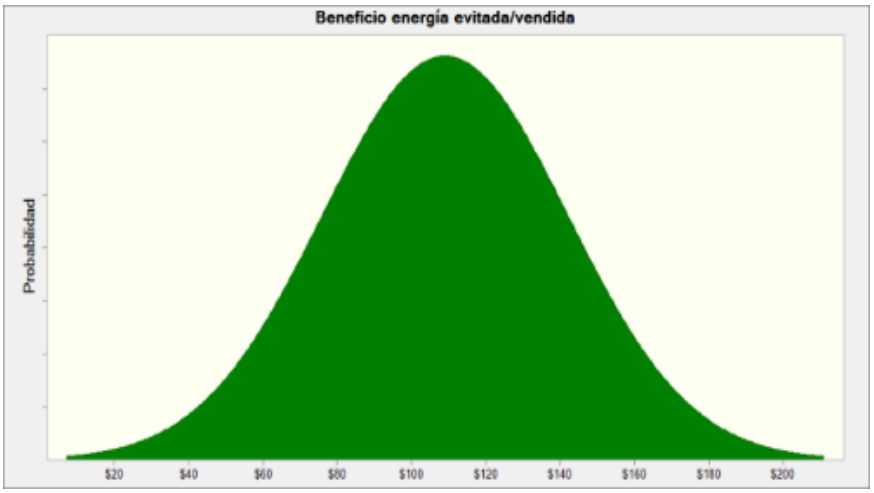


Figura 26: Suposición precio energía red eléctrica. Mercado Santiago. Elaboración propia.

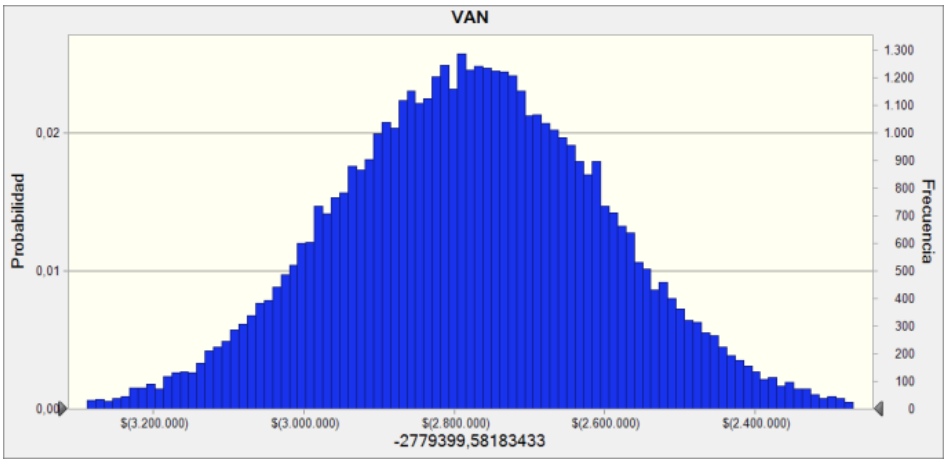


Figura 27: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando precio de energía eléctrica de red. Mercado Santiago. Elaboración propia.

- **Mezcla NH_3 – Gas Natural**

El VAN simulado varía entre −8.865.030 USD y +1.893.736 USD, con mediana de −2.773.886 USD (Véase Figura 29). Si bien el rango superior alcanza valores positivos, el percentil 90 presenta un VAN de −1.120.146 USD, evidenciando que la probabilidad de viabilidad bajo mezclas de combustible es muy reducida en este mercado. La comparación con Mejillones es clara, mientras en ese caso la combustión híbrida permitía superar el punto de equilibrio en torno al percentil 70, en Santiago este umbral no se alcanza en ninguno de los percentiles reportados.

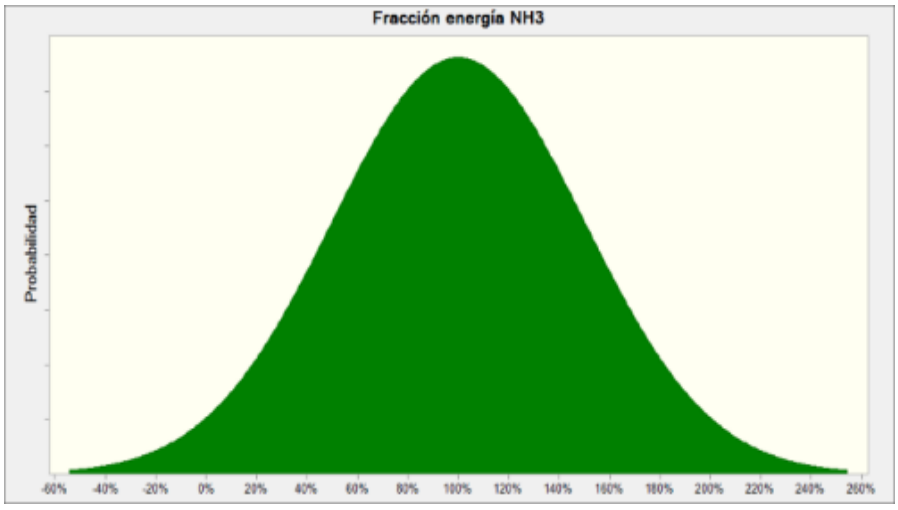


Figura 28: Suposición fracción energética NH_3. Mercado Santiago. Elaboración propia.

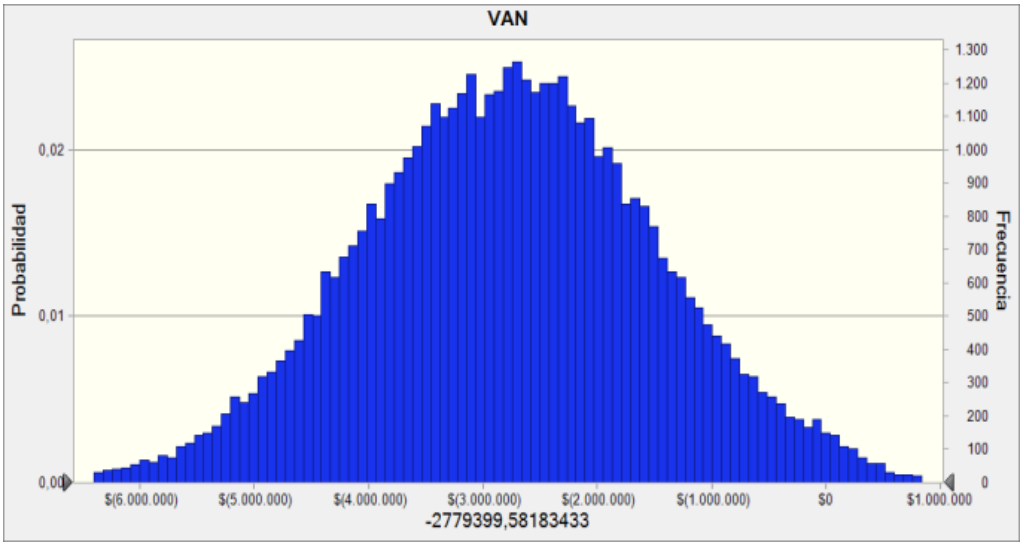


Figura 29: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando fracción energética de NH_3. Mercado Santiago. Elaboración propia.

2.4.8.4 Condiciones de rentabilidad

Los resultados del análisis de punto de equilibrio confirman el carácter estructural de la inviabilidad económica en Santiago. El precio del amoniaco requerido para alcanzar VAN igual a cero es de −18 USD/t, valor físicamente imposible. De manera análoga, la fracción energética de amoniaco necesaria para el equilibrio es de −11%, resultado sin interpretación física posible.

El único camino hacia la rentabilidad dentro del marco del modelo sería un incremento del beneficio por energía evitada hasta 637 USD/MWh, equivalente a un aumento del 484% respecto al caso base. Este valor corresponde aproximadamente al costo de generación diésel observado en sistemas aislados, lo que implica que la microturbina con amoniaco verde solo sería competitiva en Santiago bajo condiciones

de precio de electricidad comparables a las de mercados aislados, escenario que no corresponde a la realidad actual ni proyectada de la Región Metropolitana.

Tabla 14: Condiciones de equilibrio económico para el mercado de Santiago. Elaboración propia.

Variable	Unidad	Caso base	VAN = 0	Variación requerida
Precio NH_3	USD/t	720	-18	No factible
Beneficio por energía evitada	USD/MWh	109	637	+484%
Fracción energética NH_3	%	100	-11	No factible

2.4.8.1 Discusión

Los resultados indican que Santiago no constituye un mercado viable para la implementación de microturbinas alimentadas con amoniaco verde en el horizonte de evaluación considerado. A diferencia de Mejillones y Magallanes, donde la inviabilidad actual podría revertirse mediante reducciones en el costo del amoniaco consistentes con proyecciones internacionales, en Santiago la limitante no es el precio del combustible sino el bajo valor económico de la energía que el sistema reemplaza.

Esta conclusión tiene implicancias metodológicas relevantes para la evaluación de tecnologías de generación distribuida con combustibles de bajo carbono. En mercados interconectados con electricidad de bajo costo, el análisis de viabilidad basado exclusivamente en el beneficio por energía evitada subestima el valor real de la tecnología. Una evaluación más completa debería incorporar el valor de los atributos ambientales, como la reducción de emisiones o certificados de energía renovable, y el potencial de servicios complementarios a la red, como respaldo de frecuencia o capacidad firme, aspectos que quedan fuera del alcance de este estudio y constituyen una línea de investigación futura.

2.4.9 Mercado de Magallanes

2.4.9.1 Configuración y particularidades del mercado

El mercado de Magallanes corresponde a un entorno de generación distribuida en zonas con restricciones de suministro eléctrico convencional, caracterizado por su aislamiento geográfico y la alta disponibilidad de recurso eólico regional. En este contexto, la microturbina Capstone C65 se evalúa en una configuración off-grid de operación continua, análoga a la de Mejillones, cubriendo una demanda eléctrica constante de 65 kW durante las 24 horas del día.

El beneficio económico del proyecto se valoriza como el costo evitado de generación mediante un sistema diésel equivalente, tecnología de referencia representativa para sistemas aislados en la región. El costo de generación diésel considerado para Magallanes es de 487 USD/MWh, valor inferior al de Mejillones (514 USD/MWh) debido a las condiciones logísticas y de abastecimiento propias de cada zona, pero sustancialmente superior al costo de electricidad de red en Santiago (109 USD/MWh). Esto posiciona a Magallanes en una situación intermedia entre ambos mercados desde el punto de vista de la competitividad económica del sistema evaluado.

La configuración técnica del sistema es idéntica a la descrita en la sección 2.4.7, por lo que la inversión inicial, los costos de operación y la energía generada son equivalentes a los de Mejillones.

2.4.9.2 Resultados económicos

El flujo de caja proyectado a 20 años arroja un VAN de −752.864 USD, resultado más desfavorable que el de Mejillones (−608.775 USD) pero significativamente mejor que el de Santiago (−2.824.887 USD). Esta posición intermedia refleja directamente la diferencia en el beneficio por energía evitada, donde el ingreso anual en Magallanes es de aproximadamente 271.975 USD (487 USD/MWh × 558 MWh/año), frente a 286.651 USD en Mejillones y 60.935 USD en Santiago.

El LCOE es idéntico al de los casos anteriores (630,8 USD/MWh), por las razones estructurales descritas en la sección 2.4.4. La brecha respecto al costo de la energía sustituida es de 143,8 USD/MWh (630,8 − 487,0), superior a la de Mejillones (116,8 USD/MWh) pero muy inferior a la de Santiago (521,8 USD/MWh), lo que explica cuantitativamente la posición relativa de este mercado.

2.4.9.3 Análisis de sensibilidad

- **Precio del amoniaco verde**

El VAN simulado varía entre −746.668 USD y +598.439 USD, con una mediana de +13.727 USD (Véase Figura 31). Este es el único resultado de sensibilidad al precio del combustible, entre los tres mercados, en que la mediana del VAN es positiva desde el caso base sin requerir mezcla con gas natural. El percentil 40 corresponde a un VAN de −52.316 USD y el percentil 50 alcanza +13.704 USD (Véase Tabla 15), lo que indica que aproximadamente la mitad de los escenarios simulados presentan rentabilidad económica bajo los rangos de precio proyectados para 2030–2050.

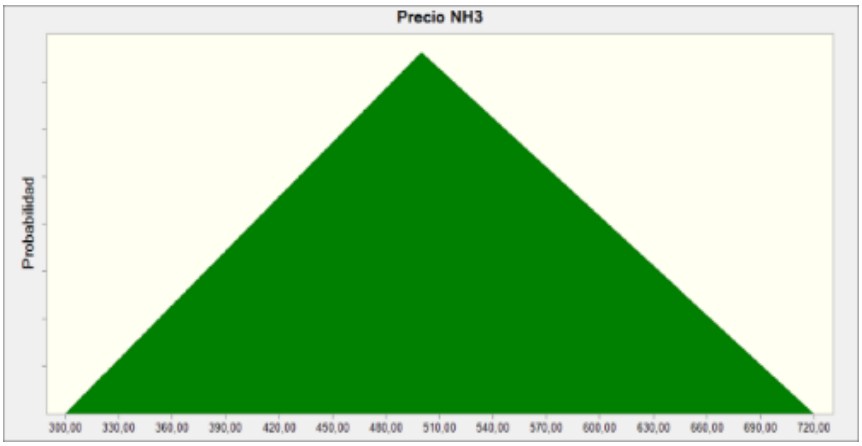


Figura 30: Suposición precio combustible NH_3. Mercado Magallanes. Elaboración propia.

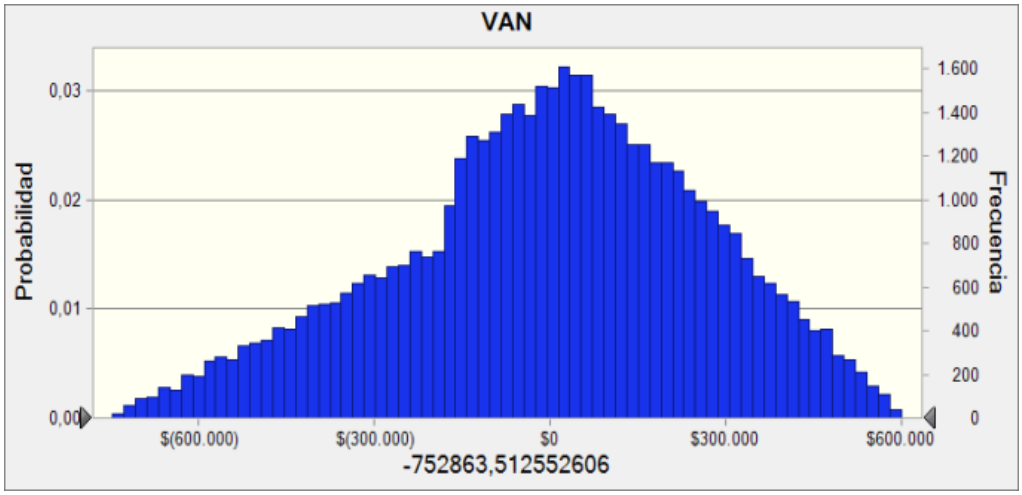


Figura 31: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando precio de combustible de NH_3. Mercado Magallanes. Elaboración propia.

Tabla 15: VAN según percentil para sensibilización de precio NH_3. Mercado Magallanes. Elaboración propia.

Percentiles	Valores de previsión
0%	$(746.668)
10%	$(378.530)
20%	$(225.365)
30%	$(124.942)
40%	$(52.316)
50%	$13.704
60%	$75.386
70%	$147.460
80%	$230.326
90%	$335.685
100%	$598.439

Este resultado contrasta con Mejillones, donde el VAN mediano era positivo pero de mayor magnitud (+122.913 USD), y con Santiago, donde todos los percentiles eran negativos. La diferencia entre Mejillones y Magallanes en este análisis no responde al

precio del combustible, sino al menor beneficio por energía evitada en Magallanes, que reduce el margen disponible para absorber el costo operacional.

- **Costo de almacenamiento**

El VAN varía entre −713.095 USD y −699.478 USD (Véase Figura 33), con cambios inferiores al 2% respecto al caso base, manteniéndose negativo en la totalidad de los escenarios. El comportamiento es cualitativamente idéntico al observado en los mercados anteriores, donde el almacenamiento es un costo de capital puntual cuya variación tiene un efecto marginal frente al peso del combustible en los costos operacionales anuales.

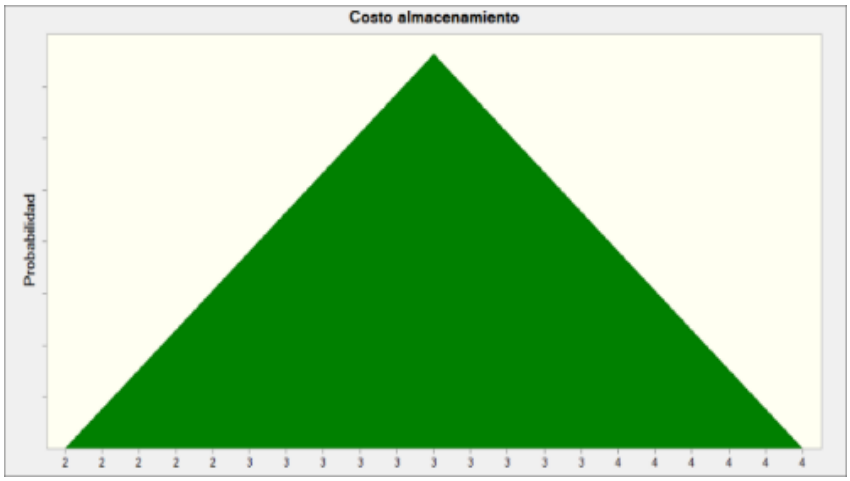


Figura 32: Suposición precio almacenamiento NH_3. Mercado Magallanes. Elaboración propia.

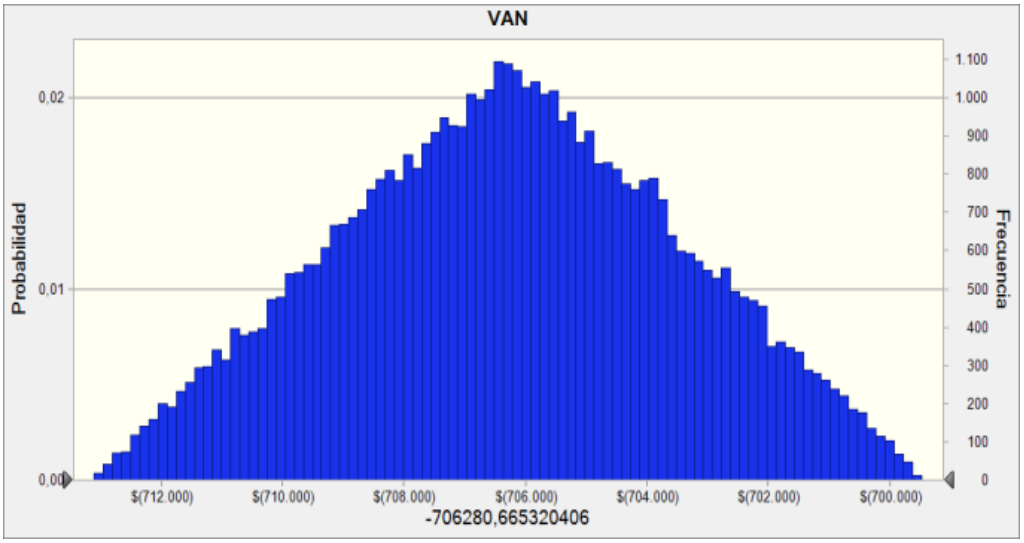


Figura 33: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando precio de almacenamiento de NH_3. Mercado Magallanes. Elaboración propia.

- **Beneficio por energía evitada**

Esta variable se analiza con distribución normal de media 487 USD/MWh y desviación estándar de 146 USD/MWh (±30%). El VAN varía entre −4.236.330 USD y +1.701.297 USD, con mediana de −701.283 USD (Véase Figura 35). Al igual que en Mejillones, variaciones positivas en el valor de la energía sustituida permiten alcanzar escenarios con VAN positivo, confirmando que la tecnología presenta mejores perspectivas en mercados donde el costo de generación convencional es elevado e incierto.

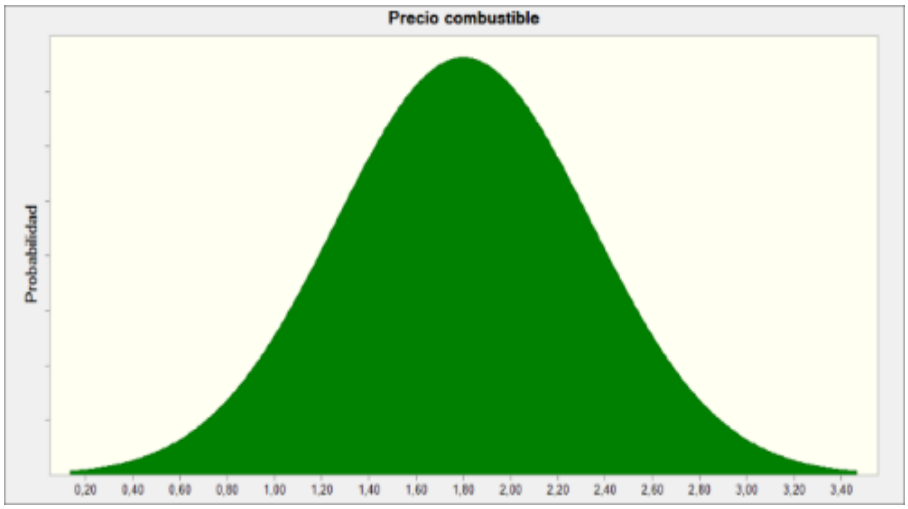


Figura 34: Suposición precio combustible sustituto. Mercado Magallanes. Elaboración propia.

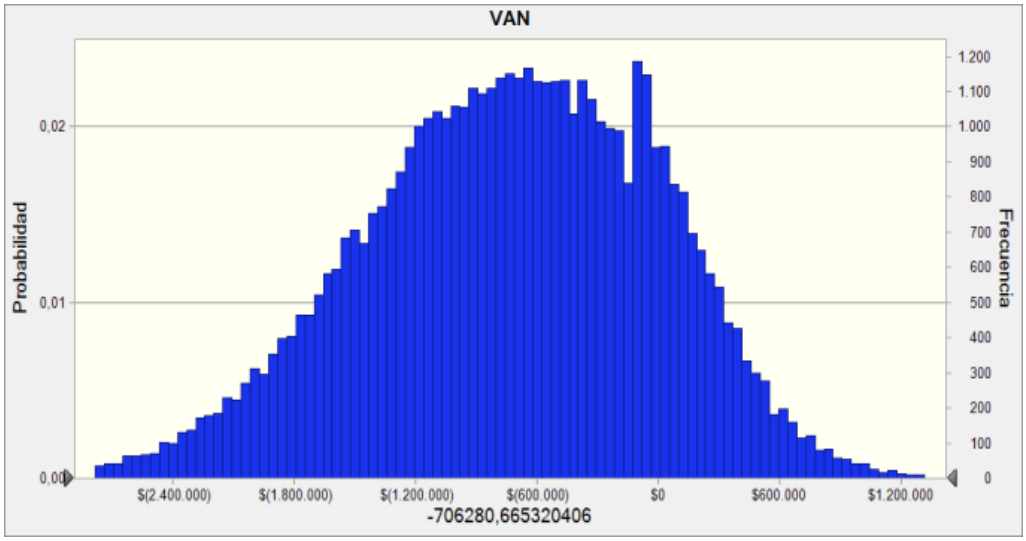


Figura 35: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando precio de combustible alternativo. Mercado Magallanes. Elaboración propia.

- **Mezcla NH_3 – Gas Natural**

El VAN simulado varía entre −7.258.899 USD y +3.150.451 USD, con mediana de −701.157 USD (Véase Figura 37). A diferencia de Santiago, donde la combustión híbrida no era suficiente para alcanzar rentabilidad en los percentiles reportados, en Magallanes la incorporación de gas natural en la mezcla permite superar el punto de

equilibrio en escenarios de participación reducida del amoniaco. Este resultado es cualitativamente similar al de Mejillones, aunque con una distribución del VAN desplazada hacia valores menos favorables debido al menor beneficio por energía evitada.

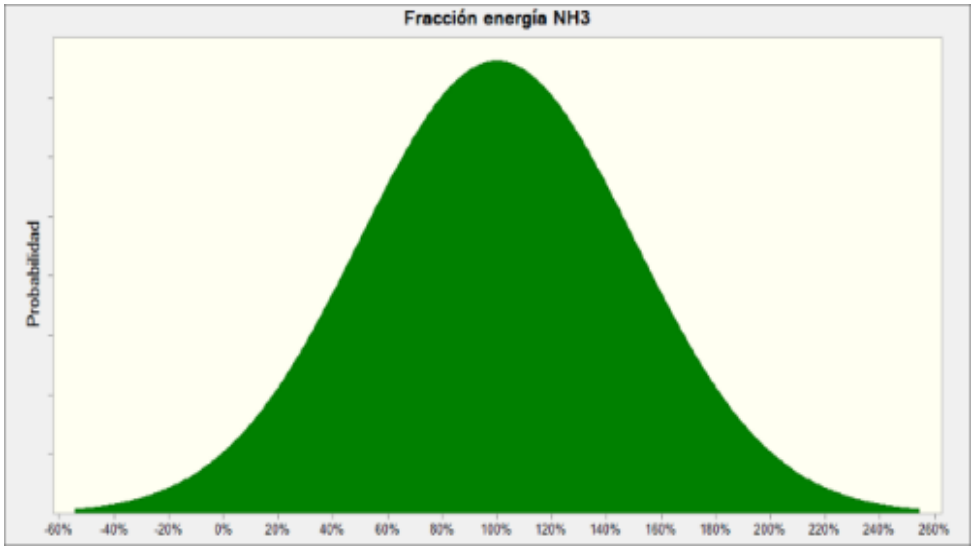


Figura 36: Variación fracción NH_3 - GN. Mercado Magallanes. Elaboración propia.

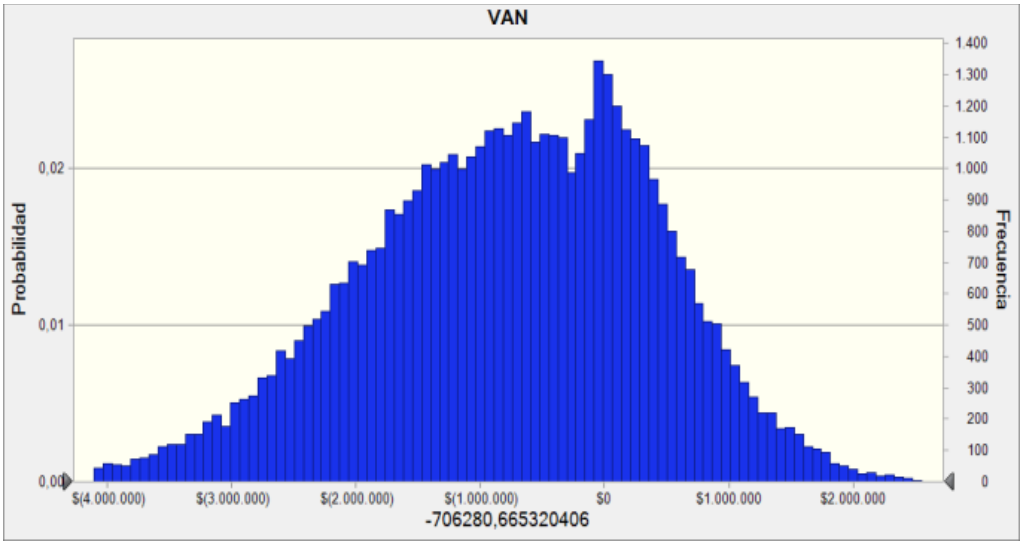


Figura 37: VAN obtenido a partir de análisis de sensibilidad variando fracción energética de NH_3. Mercado Magallanes. Elaboración propia.

2.4.9.4 Condiciones de rentabilidad

El proyecto alcanza el equilibrio económico cuando el precio del amoniaco disminuye a 510 USD/t (−29% respecto al caso base), umbral ligeramente más exigente que el de Mejillones (547 USD/t, −24%), pero igualmente dentro del rango de proyecciones internacionales para 2030. El beneficio por energía evitada requerido para el equilibrio es de 637 USD/MWh (+31%), valor idéntico al de Mejillones, lo que se

explica porque ambos mercados comparten la misma estructura de costos y solo difieren en el ingreso del caso base.

La fracción energética de amoniaco necesaria para alcanzar VAN igual a cero es de 68%, lo que implica una sustitución del 32% de la energía por gas natural. Este umbral es más exigente que el de Mejillones (74% de amoniaco), resultado coherente con el menor beneficio por energía evitada en Magallanes, que requiere una mayor reducción de costos operacionales para alcanzar el equilibrio.

Tabla 16: Condiciones de equilibrio económico para el mercado de Magallanes. Elaboración propia.

Variable	Unidad	Caso base	VAN = 0	Variación requerida
Precio NH_3	USD/t	720	510	-29,1%
Beneficio por energía evitada	USD/MWh	487	637	+30,8%
Fracción energética NH_3	%	100	68	-32%

2.4.9.1 Discusión

Los resultados confirman que Magallanes presenta condiciones de viabilidad más favorables que Santiago pero menos favorables que Mejillones, siguiendo estrictamente el ordenamiento del beneficio por energía evitada entre mercados. La característica más relevante de este mercado es que la reducción proyectada del costo del amoniaco verde hacia 2030 (~30% respecto al valor actual) es suficiente para alcanzar la rentabilidad económica, tal como lo indica la mediana positiva del VAN en el análisis de sensibilidad al precio del combustible.

Desde una perspectiva estratégica, Magallanes presenta además una ventaja adicional no capturada en el modelo económico. La alta disponibilidad de recurso eólico regional ofrece una oportunidad natural para la producción local de amoniaco verde mediante electrólisis, lo que podría reducir los costos de suministro por debajo de los precios de referencia internacionales utilizados en este estudio. La integración de una cadena local de producción y consumo de amoniaco verde en la región constituye una línea de investigación de alto valor para evaluaciones futuras, con potencial de mejorar sustancialmente los indicadores económicos aquí obtenidos.

2.4.10 Análisis comparativo entre mercados

2.4.10.1 Síntesis de indicadores económicos

La Tabla 17 presenta una síntesis comparativa de los principales indicadores económicos obtenidos para los tres mercados evaluados bajo el escenario base.

Tabla 17: Comparación económica entre mercados. Elaboración propia.

Indicador	Mejillones	Santiago	Magallanes
Beneficio por energía evitada [USD/MW]	514	109	487
Ingreso anual aproximado [USD/año]	286.651	60.935	271.975
VAN caso base [USD]	-608.775	-2.824.887	-752.864
LCOE NH_3 verde [USD/MWh]	630,8	630,8	630,8
Brecha LCOE vs. Energía evitada [USD/MWh]	116,8	521,8	143,8
Precio NH_3 de quiebre [USD/t]	547	No factible	510
Fracción NH_3 de quiebre [%]	74	No factible	68

El LCOE de la microturbina operando con amoniaco verde es idéntico en los tres mercados (630,8 USD/MWh), dado que depende exclusivamente de la estructura de costos e inversión del sistema, parámetros comunes a los tres casos. En consecuencia, la competitividad relativa entre mercados queda determinada enteramente por el beneficio económico por energía evitada, que actúa como la variable diferenciadora central del análisis.

La brecha entre el LCOE del sistema y el beneficio por energía evitada constituye el indicador más directo de competitividad, donde se tiene que a menor brecha, menor reducción de costos se requiere para alcanzar la viabilidad económica. Bajo esta métrica, Mejillones presenta las condiciones más favorables (116,8 USD/MWh), seguido de Magallanes (143,8 USD/MWh), mientras que Santiago resulta estructuralmente inviable (521,8 USD/MWh).

2.4.10.2 Rol del beneficio por energía evitada

Los resultados obtenidos permiten establecer una conclusión transversal de carácter metodológico: bajo las condiciones actuales de mercado, la viabilidad económica de la

microturbina alimentada con amoniaco verde no está determinada por el costo del sistema sino por el valor económico de la energía que reemplaza. Esta conclusión tiene implicancias directas para la identificación de mercados objetivo.

Esta relación se manifiesta al evaluar el VAN del proyecto en función del beneficio por energía evitada, manteniendo constantes los demás parámetros del caso base. Dicha relación es lineal y creciente, y su punto de corte con el eje horizontal, equivalente a un beneficio de 637 USD/MWh, representa el umbral mínimo de valor de la energía sustituida para que el proyecto sea rentable bajo condiciones actuales de precio del amoniaco. Este umbral es común a los tres mercados, ya que la estructura de costos es idéntica.

Los mercados de Mejillones y Magallanes se aproximan a este umbral porque sustituyen generación diésel en sistemas aislados, donde el costo de la energía convencional es estructuralmente elevado. Santiago, en cambio, sustituye electricidad de red a un costo que está aproximadamente seis veces por debajo del umbral de rentabilidad, condición que no se modifica bajo ningún escenario razonable de variación de las variables del modelo.

2.4.10.3 Viabilidad con amoniaco gris e impacto del precio del carbono

Con el objetivo de evaluar si el uso de amoniaco gris (obtenido mediante reformado de gas natural sin captura de carbono) mejoraría la viabilidad económica del proyecto, se compara su precio de mercado con los umbrales de rentabilidad calculados para cada mercado.

El precio de referencia del amoniaco gris, estimado como promedio de los últimos cinco años, es de 649 USD/t [77]. Este valor supera el precio de quiebre calculado para Mejillones (547 USD/t) y Magallanes (510 USD/t), lo que implica que la sustitución de amoniaco verde por amoniaco gris no es suficiente para alcanzar la rentabilidad económica del proyecto en ninguno de los mercados evaluados. No se requiere por tanto una evaluación económica completa con amoniaco gris, donde la comparación directa entre su precio y los umbrales de quiebre ya calculados es suficiente para descartar esta alternativa en el marco financiero privado.

Esta conclusión se refuerza al considerar el impuesto al carbono vigente en Chile (5 USD/tCO_2 [78]). Dado que la producción de amoniaco gris genera aproximadamente 2,4 tCO_2 por tonelada de amoniaco producida [79], el costo efectivo del amoniaco gris bajo este impuesto asciende a 661 USD/t. Este valor se aleja aún más de los umbrales de rentabilidad, confirmando que el impuesto al carbono actual desincentiva el uso de amoniaco gris sin modificar las conclusiones del análisis financiero privado.

2.4.10.4 Perspectiva social: precio social del carbono

La evaluación financiera privada presentada en las secciones anteriores no captura las externalidades ambientales asociadas al uso de distintos tipos de amoniaco como combustible. Para complementar este análisis desde una perspectiva de bienestar social, se cuantifica la externalidad negativa asociada al uso de amoniaco gris, utilizando el precio social del carbono como valor de referencia.

Con un consumo anual de 360 t NH_3 y un factor de emisión de 2,4 tCO_2/tNH_3, el uso de amoniaco gris genera emisiones anuales de 864 tCO_2/año. Valoradas al precio social del carbono de 71.801 CLP/tCO_2eq [80], la externalidad negativa anual asociada al amoniaco gris es aproximadamente de 65.300 USD/año. Este valor contrasta con la diferencia en el costo anual de combustible entre amoniaco gris y verde bajo condiciones actuales:

$$\Delta C_{comb} = (720 - 649)x\ 360 = 25.560\ USD/año \quad (4)$$

La externalidad asociada al amoniaco gris es aproximadamente 2,6 veces mayor que el ahorro en costo de combustible respecto al amoniaco verde. Este resultado indica que, desde una perspectiva de evaluación social, el uso de amoniaco verde es ampliamente preferible al amoniaco gris incluso bajo las condiciones actuales en que el amoniaco verde presenta un mayor precio de mercado. Dicho de otro modo, el diferencial de precio entre ambos tipos de amoniaco subestima radicalmente el costo social real del amoniaco gris, cuya externalidad no está internalizada en su precio de mercado bajo la política de carbono vigente.

2.4.10.5 Proyecciones de viabilidad y condiciones de mercado

Los resultados obtenidos deben interpretarse como una fotografía de las condiciones actuales de mercado, sujeta a evolución en el horizonte de evaluación considerado. Diversos estudios internacionales proyectan una reducción sustancial en los costos de producción del amoniaco verde hacia 2030 y 2050, impulsada por la caída en los costos de energías renovables, la electrólisis y el escalamiento industrial de las cadenas de suministro [69].

En este contexto, los umbrales de rentabilidad calculados adquieren un valor prospectivo relevante. Para Mejillones y Magallanes, los precios de quiebre del amoniaco (547 y 510 USD/t respectivamente) se encuentran dentro del rango de proyecciones internacionales para 2030, lo que sugiere que ambos mercados podrían alcanzar viabilidad económica en ese horizonte sin necesidad de cambios en el beneficio por energía evitada ni en la política de carbono. En otras palabras, la trayectoria de reducción de costos del amoniaco verde proyectada para esta década sería suficiente, por sí sola, para cruzar el umbral de rentabilidad en ambos mercados.

Para Santiago, en cambio, ninguna proyección de reducción de costos del amoniaco verde es suficiente para alcanzar la viabilidad económica, dado que la limitante es el valor de la energía sustituida y no el precio del combustible. La incorporación de mecanismos de valorización de atributos ambientales, como certificados de energía renovable o pagos por reducción de emisiones, constituye la única vía plausible hacia la competitividad en este mercado, y queda fuera del alcance de este estudio.

2.4.10.6 Limitaciones del análisis y trabajo futuro

El análisis presentado en este capítulo está sujeto a un conjunto de limitaciones que deben considerarse al interpretar los resultados:

Precio del amoniaco verde como variable exógena. El modelo utiliza un precio de referencia internacional del amoniaco verde sin modelar la cadena de suministro local. En particular para Magallanes, la disponibilidad de recurso eólico podría permitir la producción local de amoniaco verde a costos inferiores al precio de referencia utilizado, mejorando potencialmente los indicadores económicos del proyecto.

Exclusión de externalidades en la evaluación financiera. La evaluación privada no incorpora el valor de las emisiones evitadas, certificados de energía renovable ni otros instrumentos de política que podrían modificar los ingresos del proyecto. Como se mostró en 2.4.10.4, la externalidad asociada al amoniaco gris es de una magnitud que justifica con amplitud la preferencia social por el amoniaco verde, pero esta preferencia no se traduce aún en señales de precio suficientes bajo la política de carbono vigente en Chile.

Beneficio por energía evitada como único ingreso. El modelo no considera ingresos por servicios complementarios a la red, como capacidad firme, respaldo de frecuencia o servicios de resiliencia, que podrían ser relevantes especialmente para los mercados de Mejillones y Magallanes.

Horizonte de evaluación fijo. El análisis considera un horizonte de 20 años con precios constantes en términos reales. La incorporación de trayectorias de precio decrecientes para el amoniaco verde, consistentes con las proyecciones internacionales, constituye una extensión natural de este trabajo que podría modificar los resultados especialmente para los mercados con mayor potencial.

3 Conclusiones

La revisión bibliográfica realizada permitió identificar que el amoniaco verde se ha consolidado como uno de los principales vectores energéticos considerados para apoyar la transición energética global. Sus ventajas asociadas al almacenamiento, transporte y comercialización, sumadas a la infraestructura ya existente para su manejo, lo posicionan como una alternativa atractiva para valorizar energías renovables y facilitar la descarbonización de sectores de difícil electrificación. Sin embargo, su utilización directa en sistemas de combustión continúa presentando desafíos técnicos relevantes, principalmente asociados a su baja reactividad y a la formación de óxidos de nitrógeno (NOx), lo que ha impulsado el desarrollo de estrategias de combustión avanzada y sistemas de abatimiento de emisiones.

Respecto al estado de avance tecnológico, se identificó que diversos fabricantes y centros de investigación han desarrollado y validado turbinas y microturbinas capaces de operar con mezclas de amoniaco y otros combustibles, e incluso con amoniaco puro bajo determinadas condiciones. Lo anterior demuestra que la utilización del amoniaco como combustible para generación eléctrica es técnicamente factible, aunque aún se encuentra en etapas tempranas de adopción comercial y requiere continuar avanzando en aspectos asociados a eficiencia, emisiones y costos de implementación.

A partir de la metodología desarrollada para la identificación de mercados objetivo, se seleccionaron tres casos representativos para Chile: Mejillones, Santiago y Magallanes. Estos territorios representan escenarios energéticos distintos, permitiendo evaluar el desempeño de la tecnología tanto en sistemas aislados o con altos costos de generación como en mercados conectados a la red eléctrica. La selección realizada permitió comparar la competitividad del amoniaco verde bajo diferentes condiciones técnicas y económicas.

Desde el punto de vista técnico, la microturbina Capstone C65 presenta características favorables para la integración de combustibles de bajas emisiones, destacando su flexibilidad operacional, alta disponibilidad, bajos requerimientos de mantenimiento y capacidad para operar en esquemas on-grid, off-grid y de cogeneración. Estas características la convierten en una plataforma tecnológica adecuada para evaluar la incorporación futura del amoniaco verde en sistemas de generación distribuida.

La evaluación económica realizada muestra que, bajo las condiciones actuales de mercado y los supuestos considerados en este estudio, la implementación de una microturbina alimentada con amoniaco verde no alcanza rentabilidad económica en ninguno de los mercados evaluados. Los resultados obtenidos evidencian que el elevado costo del combustible y de la infraestructura asociada al almacenamiento y suministro de amoniaco continúan siendo las principales barreras para su adopción comercial.

No obstante, los análisis de sensibilidad desarrollados permiten identificar que el precio del amoniaco verde y el beneficio económico asociado a la energía sustituida constituyen las variables con mayor influencia sobre la rentabilidad del proyecto. En contraste, los costos asociados al almacenamiento y al piping presentan una incidencia considerablemente menor sobre los indicadores económicos. Estos resultados sugieren que futuras reducciones en el costo de producción del amoniaco podrían modificar significativamente la competitividad de la tecnología.

Asimismo, se observó que la viabilidad económica depende fuertemente del mercado donde se implemente la tecnología. Mientras que en Santiago la totalidad de los escenarios evaluados mantienen resultados económicos desfavorables debido al bajo valor de la energía sustituida, los casos de Mejillones y Magallanes presentan perspectivas más favorables al competir con alternativas de generación de mayor costo. Esto indica que las primeras aplicaciones comerciales del amoniaco verde para generación distribuida podrían concentrarse en sistemas aislados o en mercados donde el costo de la energía desplazada sea elevado.

Desde una perspectiva prospectiva, los umbrales de rentabilidad calculados —precios de quiebre de 547 USD/t para Mejillones y 510 USD/t para Magallanes— se encuentran dentro del rango de reducciones de costo proyectadas para el amoniaco verde hacia 2030, lo que sugiere que ambos mercados podrían alcanzar viabilidad económica en ese horizonte sin requerir cambios en la política energética ni en el beneficio por energía evitada. Santiago, en cambio, no alcanzaría rentabilidad bajo ninguna trayectoria razonable de reducción del precio del combustible, dado que su limitante es estructural: el bajo valor de la energía de red sustituida. Asimismo, al comparar el amoniaco verde con el amoniaco gris desde una perspectiva de bienestar social, se determinó que la externalidad asociada a las emisiones del amoniaco gris, valorada al precio social del carbono, supera de forma significativa el ahorro de costo que este ofrece frente al amoniaco verde, lo que refuerza la preferencia por el amoniaco verde incluso bajo las condiciones de precio de mercado actuales.

En términos generales, los resultados obtenidos permiten concluir que el amoniaco verde presenta un potencial técnico relevante para aplicaciones de generación eléctrica distribuida mediante microturbinas. Sin embargo, su viabilidad económica continúa dependiendo de la evolución futura de los costos de producción, almacenamiento y suministro del combustible, así como del contexto energético específico donde se pretenda implementar. En este sentido, la tecnología muestra perspectivas particularmente interesantes para regiones con altos costos de generación eléctrica y para futuros escenarios de mayor madurez de la industria del hidrógeno y sus derivados.

4 Referencias

[1] International Energy Agency (IEA). (2024). Climate Change. Recuperado de: https://www.iea.org/topics/climate-change

[2] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024). Renewable capacity highlights. Recuperado de: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2024.pdf

[3] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2025). Renewable capacity statistics 2025. Recuperado de: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf

[4] International Energy Agency (IEA). (2025). Electricity – Global Energy Review 2025. Recuperado de: https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025/electricity

[5] United Nations Environment Programme (2025). Emissions Gap Report 2025: Off target – Continued collective inaction puts global temperature goal at risk. Nairobi: United Nations Environment Programme. https://doi.org/10.59117/20.500.11822/48854

[6] Ministerio del Medio Ambiente (s.f.). Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero de Chile: Resultados principales. Chile. Disponible en: https://snichile.mma.gob.cl/resultados-principales

[7] Ministerio del Medio Ambiente (MMA). (2021). Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile — Camino a la carbono neutralidad y resiliencia a más tardar al 2050. Recuperado de: https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf

[8] Ministerio de Energía (2025). Plan de Descarbonización: Habilitantes para prescindir del carbón en el Sistema Eléctrico Nacional. Gobierno de Chile.

[9] Ministerio de Energía (2020). Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón: Documento final recopilatorio. Gobierno de Chile; Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

[10] Comisión Nacional de Energía (CNE). (s. f.). Consulta pública – Electricidad. Recuperado de: https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/

[11] Oliveira, A., et al. (2021). A green hydrogen economy for a renewable energy society. Chemical Engineering, 33, 100701.

[12] Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). (2019). Calentamiento global de 1,5°C.

[13] Ministerio de Energía (2026). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados: Actualización 2026. Gobierno de Chile.

[14] Ministerio de Energía de Chile. (2024). Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023–2030. Gobierno de Chile.

[15] Dreizler, A., Pitsch, H., Scherer, V., Schulz, C., & Janicka, J. (2021). The role of combustion science and technology in low and zero impact energy transformation processes. Applications in Energy and Combustion Science, 7, 100040.
[16] International Energy Agency (IEA). (2021). Ammonia Technology Roadmap. Paris: IEA. Recuperado de: https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap
[17] Yao, N., Pan, W., Zhang, J., & Wei, L. (2024). The advancement on carbon-free ammonia fuels for gas turbine: A review. Energy Conversion and Management, 315, 118745. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118745
[18] C¸engel Y. & Boles M. (2012). Termodinámica. Séptima edición.
[19] Boningari, T., & Smirniotis, P. G. (2016). Impact of nitrogen oxides on the environment and human health: Mn-based materials for the NO abatement. Current Opinion in Chemical Engineering, 13, 133–141.
[20] Ravishankara, A. R., Daniel, J. S., & Portmann, R. W. (2009). Nitrous Oxide (N2O): The Dominant Ozone-Depleting Substance Emitted in the 21st Century. Science, 326, 123–125.
[21] Valera-Medina, A., Pugh, D. G., Marsh, P., Bulat, G., & Bowen, P. (2017). Preliminary study on lean premixed combustion of ammonia–hydrogen for swirling gas turbine combustors. International Journal of Hydrogen Energy, 42, 24495–24503.
[22] Hayakawa, A., Arakawa, Y., Mimoto, R., Somarathne, K. D. K. A., Kudo, T., & Kobayashi, H. (2017). Experimental investigation of stabilization and emission characteristics of ammonia/air premixed flames in a swirl combustor. International Journal of Hydrogen Energy, 42, 14010–14018.
[23] Xiao, H., Lai, S., Valera-Medina, A., Li, J., Liu, J., & Fu, H. (2020). Study on counterflow premixed flames using high concentration ammonia mixed with methane. Fuel, 275, 117902.
[24] Ku, J. W., Ahn, Y. J., Kim, H. K., Kim, Y. H., & Kwon, O. C. (2020). Propagation and emissions of premixed methane-ammonia/air flames. Energy, 201, 117632.
[25] Pan, W., Yao, N., Chen, Y., & Kang, L. (2024). Numerical investigation of NOx emission characteristics in air-staged combustion system fueled by premixed ammonia/methane. Journal of the Energy Institute, 117, 101857.
[26] Ditaranto, M., & Saanum, I. (2024). Experimental study on the effect of pressure on single and two stage combustion of decomposed ammonia (NH3–H2–N2) blends over a swirl-stabilized burner. Combustion and Flame, 262, 113368.
[27] Kim, J. H., Kim, T. W., Lee, H. W., Kim, Y. H., Kim, J. H., & Kwon, O. C. (2025). Combustion characteristics of ammonia-hydrogen/air swirl flames under secondary air injection in a two-stage premixed model combustor. Energy, 335, 138313.
[28] Lu, L., Zhang, M., Zhang, W., Wang, J., & Huang, Z. (2025). A combustión strategy for multi-emission control via secondary ammonia injection in a swirl combustor. Energy, 338, 138790.

[29] Gibbs, B. M., Salam, T. F., Sibtain, S. F., Pragnell, R. J., & Gauld, D. W. (1989). The reduction of NOx emissions from a fluidized bed combustor by staged combustion combined with ammonia addition. Symposium (International) on Combustion, 22, 1147–1154.

[30] Glarborg, P., Miller, J. A., Ruscic, B., & Klippenstein, S. J. (2018). Modeling nitrogen chemistry in combustion. Progress in Energy and Combustion Science, 67, 31–68.

[31] Tu, Y., Zhang, H., Guiberti, T. F., Avila Jimenez, C. D., Liu, H., & Roberts, W. L. (2024). Experimental and numerical study of combustion and emission characteristics of NH3/CH4/air premixed swirling flames with air-staging in a model combustor. Applied Energy, 367, 123370.

[32] Zhou, J., & Duan, F. (2025). Kinetic modeling and emission characteristics of multistaged partially cracked ammonia/ammonia-fueled gas turbine combustors. International Journal of Hydrogen Energy, 122, 44–56.

[33] Srinivasarao, M., Sorrentino, G., De Joannon, M., & Reddy, V. M. (2024). Pure ammonia flames with high thermal intensities through fuel and air staging under extreme rich-to-lean conditions. Proceedings of the Combustion Institute, 40, 105241.

[34] Li, Z., & Li, S. (2022). Effects of inter-stage mixing on the NOx emission of staged ammonia combustion. International Journal of Hydrogen Energy, 47, 9791–9799.

[35] Bastani, M., Tabejamaat, S. & Ashini, H. (2024). Numerical and experimental study of combustion and emission characteristics of ammonia/methane fuel mixture in micro gas turbine combustor. International Journal of Hydrogen Energy, 49, 1399-1415.

[36] Romano, C., Cerutti, M., Babazzi, G., Miris, L., Lamioni, R., Galletti, C., Mazzotta, L. & Borello, D. (2024). Ammonia blends for gas-turbines: Preliminary test and CFD-CRN modelling. Proceedings of the Combustion Institute, 40, 105494.

[37] Kobayashi, H., Hayakawa, A., Somarathne, K. D. K. A. & Okafor, E. C. (2019). Science and technology of ammonia combustion. Proceedings of the Combustion Institute, 37(1), 109–133.

[38] Yazdani, A. M., Salimi, M., & Amidpour, M. (2024). Techno-economic study of gas turbines with hydrogen, ammonia, and their mixture fuels. Heliyon, 10, e40727. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e40727

[39] Bonasio, V.; Ravelli, S. (2022). Performance Analysis of an Ammonia-Fueled Micro Gas Turbine. Energies, 15(11), 3874.

[40] Ayaz, S. K.; Altuntas, O.; Caliskan, H. (2021). Enhanced life cycle modelling of a micro gas turbine fuelled with various fuels for sustainable electricity production. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 149.

[41] Fujimori, T. (2026). Ammonia-Fueled Power Generation for Energy Transition. Engineering.

[42] Occupational Safety and Health Administration (OSHA) (2024). 29 CFR 1910.111 – Storage and Handling of Anhydrous Ammonia. Recuperado de: https://www.osha.gov/laws-regs/regulations/standardnumber/1910/1910.111

[43] Occupational Safety and Health Administration (OSHA) (2024). 29 CFR 1910.119 – Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals. Recuperado de: https://www.osha.gov/laws-regs/regulations/standardnumber/1910/1910.119

[44] United Nations (2019). Recommendations on the Transport of Dangerous Goods: Model Regulations. Twenty-first revised edition (ST/SG/AC.10/1/Rev.21), Volume I. NewYork and Geneva: United Nations. Recuperado de: https://unece.org/fileadmin/DAM/trans/danger/publi/unrec/rev21/ST-SG-AC10-1r21e_Vol1_WEB.pdf

[45] Ministerio de Salud (2015). Decreto Supremo N°43: Aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Sustancias Peligrosas. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Recuperado de: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1088802

[46] Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (1994). Decreto Supremo N°298: Reglamenta transporte de cargas peligrosas por calles y caminos. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Recuperado de: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=12087

[47] Ministerio de Salud (1999). Decreto Supremo N°594: Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Recuperado de: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=167766

[48] Instituto Nacional de Normalización (INN) (2004). NCh 382.Of2004: Sustancias peligrosas – Clasificaci´on general. Santiago, Chile. Recuperado de: https://www.caritaschile.org/planrespuesta/upfiles/userfile/files/27-NCh-382-of-2004-Sustancias-Peligrosas-Clasificacion-General.pdf

[49] Instituto Nacional de Normalización (INN) (2019). NCh 2190:2019 – Transporte terrestre de mercancías peligrosas – Distintivos para identificación de peligros. Santiago, Chile. Recuperado de: https://www.sermachile.cl/wp-content/uploads/2016/11/nch-no-2190-transporte-de-sustancias-peligrosas-distintivos-para-identificacion-de-pdf

[50] Ministerio de Energía (2024). Capstone Unique Features – Cristian Balic Hevia. Gobierno de Chile. Recuperado de: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20240216_capstone_unique_features_-_cristian_balic_hevia_pagenumber.pdf

[51] Capstone Green Energy (2024). Product Specification: Capstone C65 Microturbine. Documento oficial de especificaciones técnicas. Recuperado de documentación proporcionada.

[52] Coordinador Eléctrico Nacional (2024). Informe Anual del Sistema Eléctrico Nacional. Santiago, Chile. Recuperado de: https://www.coordinador.cl

[53] ISPG SA (2025). Capstone Unique Features & Aplicaciones en Chile y el Extranjero. Presentación técnica de distribuidor autorizado Capstone Green Energy. Recuperado de documentación interna.
[54] Capstone Green Energy (2024). Case Studies Recuperado de: https://www.capstonegreenenergy.com/case-studies
[55] Capstone Green Energy (2022). C65 Microturbine User Manual. Documento técnico para operación del sistema. Recuperado de documentación interna.
[56] Capstone Green Energy (2024). Installation Guide: Capstone C65 Microturbine. Documento técnico oficial, Rev. C. Recuperado de documentación interna.
[57] ISPG SA (2025). Certificado de Mantenciones y Calendario 4k–40k, Microturbina C65. Incluye procedimientos generales, tareas programadas y checklist de mantenimiento. Recuperado de documentación interna.
[58] International Renewable Energy Agency (IRENA) and Ammonia Energy Association (AEA) (2022). Innovation Outlook: Renewable Ammonia. Abu Dhabi: IRENA. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf
[59] Acuña Gajardo, E. (2023). Análisis técnico-económico de la producción de amoníaco verde en la zona norte y sur de Chile, y los riesgos asociados a la proyección de sus costos y precios. Tesis de Magíster, Universidad Técnica Federico Santa María, Chile.
[60] Coordinador Eléctrico Nacional (2024). Resumen de reducción de energía eólica y solar durante la operación en tiempo real. Disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/reducciones-de-generacion-renovable/2024-resumen-de-reduccion-de-energia-eolica-y-solar-durante-la-operacion-en-tiempo-real/
[61] Comisión Nacional de Energía (rev 3 abril 2026). Plataforma Energía Abierta: datasets de consumo energético por región. Chile. Disponible en: http://energiaabierta.cl/?s=consumo+por+region&t=datasets-estadistica
[62] Coordinador Eléctrico Nacional (rev 3 abril 2026). Generación real del Sistema Eléctrico Nacional. Disponible en: https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/
[63] Servicio de Evaluación Ambiental (rev 3 abril 2026). Reportes: Información de proyectos con trámite finalizado en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Chile. Disponible en: https://www.sea.gob.cl/documentacion/reportes/informacion-de-proyectos-con-tramite-finalizado-en-el-seia
[64] Instituto Nacional de Derechos Humanos (INDH) (rev. 3 abril 2026). Mapa de conflictos socioambientales en Chile: plataforma de visualización territorial de conflictos socioambientales. Chile. Disponible en: https://mapaconflictos.indh.cl/#/

[65] Programa de Energía 4e Chile (rev 6 mayo 2026). Industria del amoniaco: estado actual y oportunidades para la descarbonización. Chile. Disponible en: https://4echile.cl/wp-content/uploads/2022/10/Industria-del-amoniaco-estado-actual-y-oportunidades-para-la-descarbonizacion.pdf

[66] Servicio de Evaluación Ambiental (rev 6 mayo 2026). *Expediente de evaluación ambiental, ID expediente 2162603863, Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)*. Chile. Disponible en: https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2162603863

[67] World Bank. (2020). Demystifying the costs of electricity generation technologies (Policy Research Working Paper No. 9303). World Bank Group. https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/0b41c6a3-3d1c-53e1-8993-24b09b25f46c/content

[68] International Renewable Energy Agency (rev 7 mayo 2026). *Renewable Power Generation Costs in 2024*. Abu Dhabi, United Arab Emirates. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf

[69] International Renewable Energy Agency (IRENA) & Ammonia Energy Association (AEA). (2022). Innovation outlook: Renewable ammonia. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf

[70] Peters, M. S., Timmerhaus, K. D., & West, R. E. (2003). Plant design and economics for chemical engineers (5th ed.). McGraw-Hill.

[71] Nayak-Luke, R. M., Forbes, C., Cesaro, Z., Bañares-Alcántara, R., & Rouwenhorst, K. H. R. (2021). Techno-economic aspects of production, storage and distribution of ammonia. En A. Valera-Medina & X. Xiao (Eds.), Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector (pp. 191–207). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820560-0.00008-4

[72] Comisión Nacional de Energía (rev 1 junio 2026). Energía Abierta – Estadísticas de combustibles líquidos (bencina en línea). Chile. Disponible en: https://energiaabierta.cl/

[73] DPX Power (rev 7 mayo 2026). Generador diésel CAT DE65E0 – 65 kVA: especificaciones técnicas y consumo de combustible. Países Bajos. Disponible en: https://www.dpxpower.nl/dpxnew/construccion/generadores-diesel/cat-de65e0-65-kva-generator-dpx-18010/200fe03c-4fbf-4e5d-ba47-2eec243c505d.html?language=ES

[74] Nafisi, A., Arababadi, R., Moazami, A., & Mahapatra, K. (2022). Economic and emission analysis of running emergency generators in the presence of demand

response programs. Energy, 255, 124529. Disponible en: https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124529

[75] AACE International (rev 7 mayo 2026). *Cost Engineering Terminology – Recommended Practice No. 10S-90*. United States. Disponible en: https://web.aacei.org/docs/default-source/rps/10s-90.pdf?sfvrsn=2fcaddb5_81

[76] Comisión Nacional de Energía (rev enero 2026). Reporte Mensual del Mercado Eléctrico Nacional (RMensual v202601). Chile. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/01/RMensual_v202601.pdf

[77] U.S. Geological Survey (2026). Mineral Commodity Summaries 2026. Reston, Virginia, United States. Disponible en: https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2026/mcs2026.pdf

[78] Ley N° 20.780 (2014). Reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario, artículo 8° (impuesto a las emisiones). Diario Oficial de la República de Chile, 29 de septiembre de 2014. Disponible en: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1067194

[79] International Energy Agency (2021). Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertiliser production. París, Francia. Disponible en: https://doi.org/10.1787/f6daa4a0-en

[80] Comisión Económica para América Latina y el Caribe (25 de abril de 2025). Chile actualiza precio social del carbono como un instrumento que permite fomentar proyectos. Chile. Disponible en: https://www.cepal.org/es/notas/chile-actualiza-precio-social-carbono-como-un-instrumento-que-permite-fomentar-proyectos

[81] Comisión Nacional de Energía (CNE). (2025). Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento 2025 (ICTGA 2025). Santiago, Chile: Comisión Nacional de Energía. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/05/ICTGA-2025.pdf

[82] AACE International (rev 7 mayo 2026). *Cost Engineering Terminology – Recommended Practice No. 10S-90*. United States. Disponible en: https://web.aacei.org/docs/default-source/rps/10s-90.pdf?sfvrsn=2fcaddb5_81

[83] Montalà Palau, M., Cheah Mañé, M., & Gomis-Bellmunt, O. (2025). Techno-economic optimization for BESS sizing and operation considering degradation and ramp rate limit requirement. Journal of Energy Storage, 105, 114631. https://doi.org/10.1016/j.est.2024.114631

[84] U.S. Department of Energy (rev 7 mayo 2026). End-of-Life Management for Solar Photovoltaics. United States. Disponible en: https://www.energy.gov/cmei/systems/end-life-management-solar-photovoltaics

[85] Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (rev 7 mayo 2026). *Photovoltaic Degradation Rates—An Analytical Review*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), United States. Disponible en: https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf

[86] U.S. Energy Information Administration (rev 7 mayo 2026). *Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Power Generating Technologies*. United States. Disponible en: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2025.pdf

[87] National Renewable Energy Laboratory (2024). Reference Floating Wind Plant Design Basis. Golden, Colorado, United States. Disponible en: https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/89709.pdf

5 ANEXOS

5.1 Carta Gantt

A continuación, se muestra la carta Gantt con la programación del desarrollo de la tesina (Figura *38*).

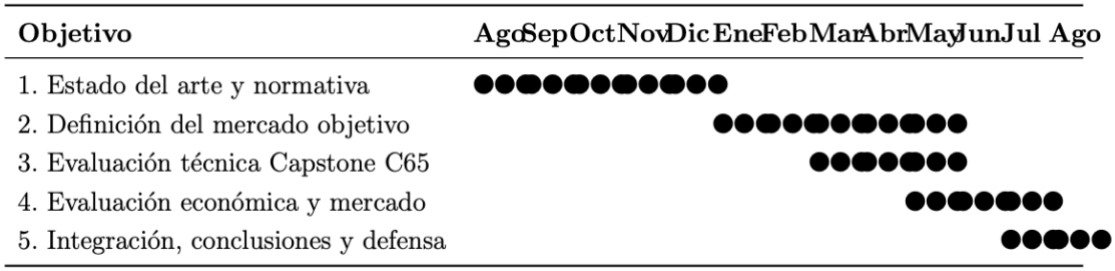


Figura 38: Carta Gantt para el desarrollo de la tesina.

5.2 Casos de comparación

5.2.1.1 Mejillones

Para el caso de comparación correspondiente a Mejillones, se definió como alternativa de referencia un sistema de generación solar fotovoltaico (FV) acoplado a almacenamiento electroquímico (BESS) en configuración off-grid, dimensionado para abastecer una demanda eléctrica continua de 65 kW durante las 24 horas del día, equivalente a un consumo anual de 569,4 MWh.

Con el fin de caracterizar el recurso renovable disponible, se utilizó el Explorador Solar del Ministerio de Energía, seleccionando una ubicación representativa cercana a Mejillones, en una zona donde actualmente existen instalaciones fotovoltaicas operativas, permitiendo aproximar condiciones reales de emplazamiento. A partir de esta herramienta se obtuvieron perfiles horarios de generación eléctrica expresados en kWh generados por kW instalado, los cuales posteriormente fueron escalados según la potencia fotovoltaica considerada en el dimensionamiento del sistema.

Posteriormente, se desarrolló un modelo horario de balance energético entre generación, almacenamiento y demanda, permitiendo simular la operación conjunta del sistema FV–BESS durante un año típico. Para el sistema de almacenamiento se modeló la condición de carga y descarga en función del estado de carga (State of Charge, SOC), incorporando explícitamente la eficiencia de carga/descarga y la profundidad máxima de descarga (Depth of Discharge, DoD), con el objetivo de representar de forma realista las restricciones operacionales de la batería. Bajo este esquema, se realizó un proceso iterativo de dimensionamiento, ajustando la potencia fotovoltaica instalada y la

capacidad útil del sistema BESS hasta alcanzar una configuración capaz de cubrir la demanda eléctrica de manera continua, sin déficit energético anual (Véase Figura 39).

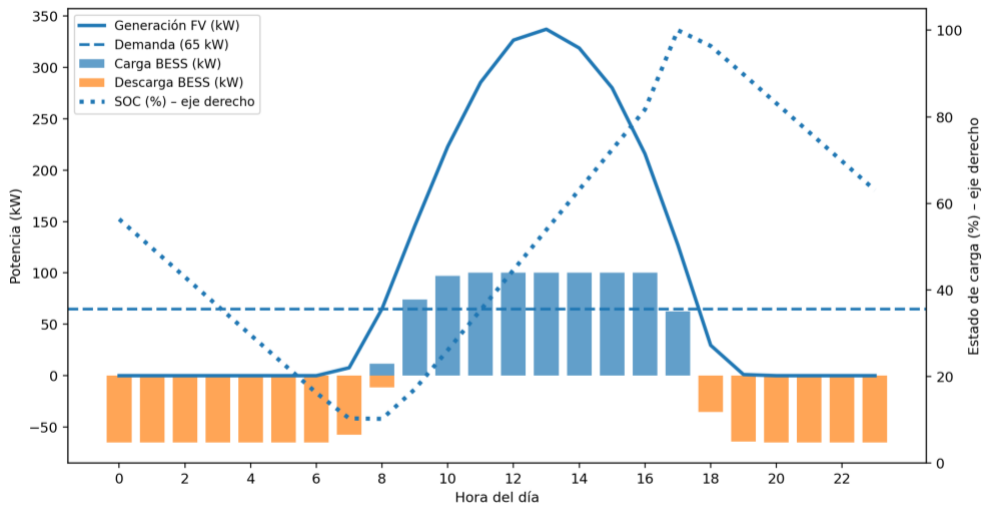


Figura 39: Perfil diario promedio de operación - Caso Mejillones. Elaboración propia a partir de explorador solar.

La Figura 39 muestra la operación promedio horaria del sistema FV+BESS para el caso Mejillones. Durante la madrugada, la demanda es abastecida principalmente mediante la descarga del sistema de almacenamiento, reduciendo progresivamente su estado de carga hasta aproximadamente un 10% de su capacidad útil. Posteriormente, entre las 08:00 y 17:00 h, la generación fotovoltaica excedente permite cubrir la demanda instantánea y recargar completamente la batería, alcanzando su máxima capacidad hacia el final de la tarde. Este comportamiento evidencia una adecuada complementariedad entre generación solar y almacenamiento, permitiendo cobertura energética continua sin requerimientos de respaldo fósil.

Una vez definido el tamaño óptimo del sistema, se procedió a su evaluación económica mediante flujo de caja descontado (Véase Tabla 18), considerando como beneficio económico principal el costo evitado de generación mediante un sistema diésel equivalente, utilizado como tecnología sustituta de referencia en aplicaciones aisladas. Este ingreso fue estimado a partir del costo específico de generación diésel expresado en USD/MWh. Por otra parte, dentro de los costos de operación se consideraron los costos fijos de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico y del banco de baterías, además de una componente asociada a imprevistos operacionales, incorporando asimismo la inversión inicial del sistema y demás variables económicas definidas dentro de los supuestos globales de evaluación.

Tabla 18: Variables utilizadas en caso de referencia Mejillones. Elaboración propia en base a referencias.

Concepto	Unidad	Valor unitario	Cantidad / capacidad	Costo anual / inversión	Referencia
Sistema fotovoltaico	USD/kW	809	500 kW	404.500 USD	[81]

Concepto	Unidad	Valor unitario	Cantidad / capacidad	Costo anual / inversión	Referencia
FV — CAPEX					
Sistema BESS — CAPEX	USD/kWh	920	1.200 kWh nominal	1.104.000 USD	[81]
CAPEX total inicial	USD	—	—	1.508.500 USD	Elaboración propia
O&M fijo FV	% CAPEX	1,5%	500 kW	6.000 USD/año	[81]
O&M fijo BESS	% CAPEX	1,5%	1.200 kWh	16.800 USD/año	[81]
OPEX fijo anual subtotal	USD/año	—	—	22.800 USD/año	Elaboración propia
Imprevistos operacionales	% OPEX	10 %	—	1.140 USD/año	[82]
OPEX anual total	USD/año	—	—	23.940 USD/año	Elaboración propia
Capital de trabajo	mes O&M	1 mes	—	11.970 USD	[70]
Inversión inicial total con capital de trabajo	USD	—	—	1.520.470 USD	Elaboración propia
Vida útil proyecto	años	20	—	—	[67]
Vida útil BESS	años	10	—	Reposición año 10	[83]
Vida útil FV	años	25	—		[84]
Tasa de descuento	%	8 %	—	—	[68]
Degradación FV	%/año	0,5 %	—	—	[85]
Energía anual requerida	MWh/año	—	569,4	—	Elaboración propia
Costo evitado energía sustituta diésel	USD/MWh	408,5	569,4 MWh/año	232.600 USD/año aprox.	[72-74]

A partir del dimensionamiento técnico realizado para el caso base de Mejillones y de los supuestos económicos definidos, se estimó una inversión inicial total de 1.510.386 USD, correspondiente principalmente a la instalación del sistema fotovoltaico (404.500

USD) y del banco de almacenamiento electroquímico (1.104.000 USD), donde los gastos se permisología y legales se consideran dentro de esta inversión [86]. Además del capital de trabajo asociado a la operación inicial del sistema (1 mes de OPEX). Considerando los costos anuales de operación y mantenimiento, junto con el beneficio económico asociado al costo evitado de generación mediante un sistema diésel equivalente como tecnología sustituta, se construyó el flujo de caja del proyecto para un horizonte de evaluación de 20 años, incorporando además la degradación anual de la generación fotovoltaica de 0,5 % [85].

Bajo estas condiciones, la alternativa FV + BESS presenta un Valor Actual Neto (VAN) de –254.271 USD, indicando que, bajo los supuestos de inversión y operación considerados, el proyecto aún no alcanza rentabilidad económica al evaluarse con una tasa de descuento real de 8 %. Este comportamiento se encuentra fuertemente condicionado por la elevada participación del sistema de almacenamiento dentro de la inversión total, componente que representa aproximadamente 73 % del CAPEX inicial, consolidándose como el principal determinante económico de la alternativa evaluada. Adicionalmente, la necesidad de sobredimensionar tanto la potencia fotovoltaica instalada (500 kW) como la capacidad nominal de almacenamiento (1.200 kWh) para asegurar suministro continuo durante las 24 horas del día incrementa significativamente la inversión requerida, limitando la competitividad económica del sistema bajo una configuración completamente aislada.

No obstante, este resultado constituye una línea base de comparación relevante para el presente estudio, ya que refleja el costo económico asociado a soluciones renovables completamente autónomas para abastecimiento eléctrico continuo en aplicaciones industriales aisladas. En este sentido, el caso base de Mejillones permitirá contrastar posteriormente el desempeño económico de la alternativa basada en microturbina alimentada con amoniaco, evaluada bajo la misma demanda energética y condiciones generales de análisis.

5.2.1.2 Santiago

Para el caso base correspondiente a Santiago/RM, se definió una configuración behind-the-meter compuesta por generación solar fotovoltaica, almacenamiento electroquímico y respaldo desde la red eléctrica. A diferencia del caso aislado de Mejillones, en este escenario la conexión a red permite complementar el suministro durante los periodos de baja generación solar o descarga del sistema BESS, evitando la necesidad de sobredimensionar el sistema renovable para cubrir la demanda de forma completamente autónoma.

El sistema fue dimensionado para una demanda continua de 65 kW, equivalente a 569,4 MWh/año. Para ello, se consideró una potencia fotovoltaica instalada de 302,3 kW y un sistema BESS de 260 kWh nominales, con una capacidad útil efectiva de 211 kWh

y una potencia de 100 kW. A partir del balance horario de generación, almacenamiento y consumo, se estimó que el sistema FV+BESS permite cubrir 285,6 MWh/año, correspondiente al 50,2 % de la demanda anual, mientras que los 283,8 MWh/año restantes, equivalentes al 49,8 %, son abastecidos mediante compra de energía desde la red eléctrica.

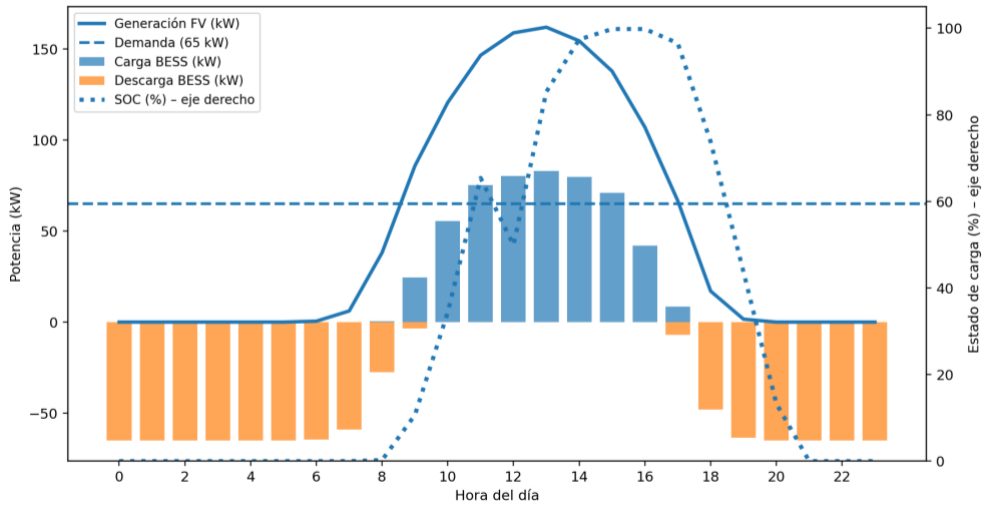


Figura 40: Perfil diario promedio de operación - Caso Santiago. Elaboración propia a partir de explorador solar.

La Figura 40 presenta el perfil diario promedio de operación del sistema FV+BESS para el caso de Santiago. Se observa que la generación fotovoltaica se concentra principalmente entre las 08:00 y 17:00 h, con un máximo cercano a 160 kW durante las horas de mayor irradiancia. En dicho periodo, una fracción de la energía generada se destina a cubrir la demanda instantánea, mientras que el excedente permite la carga del sistema de almacenamiento, alcanzando un estado máximo de carga cercano al 100% de su capacidad útil (211 kWh) hacia la tarde. Sin embargo, debido a la menor capacidad de almacenamiento instalada y a una menor disponibilidad relativa de recurso solar respecto a Mejillones, la batería se descarga completamente durante la noche y madrugada, alcanzando valores cercanos a 0% de SOC en varios intervalos horarios. Esto evidencia que, bajo la configuración evaluada, el sistema opera principalmente como una solución de autoconsumo parcial con desplazamiento temporal de energía, reduciendo la compra de electricidad desde la red durante el día, pero manteniendo una dependencia significativa del suministro externo en periodos sin generación renovable.

Desde el punto de vista económico, se consideró como beneficio la valorización de la energía autogenerada y consumida localmente, utilizando un precio de referencia para cliente libre de 109,2 USD/MWh, obtenido a partir de antecedentes oficiales reportados por la Comisión Nacional de Energía. La inversión inicial estimada asciende a 484.386 USD, compuesta principalmente por 244.581 USD asociados al sistema fotovoltaico y 239.200 USD correspondientes al sistema BESS, además de capital de trabajo equivalente a un mes de costos operacionales. Los costos de operación incluyen

mantenimiento anual del sistema FV y BESS, compra de energía desde la red para cubrir la fracción no abastecida por autogeneración y una provisión de costos no previstos equivalente al 10 % del OPEX anual (Véase Tabla 19).

Tabla 19: Variables utilizadas en caso de comparación Santiago. Elaboración propia en base a referencias.

Concepto	Unidad	Valor unitario	Cantidad / capacidad	Costo anual / inversión	Referencia
Sistema fotovoltaico FV — CAPEX	USD/kW	809	302,3 kW	244.581 USD	[81]
Sistema BESS — CAPEX	USD/kWh	920	260 kWh nominal	239.200 USD	[81]
CAPEX total inicial	USD	—	—	483.781 USD	Elaboración propia
Capital de trabajo	1 mes O&M	—	—	605 USD	Elaboración propia
Inversión inicial total	USD	—	—	484.386 USD	Elaboración propia
O&M fijo FV	% CAPEX	1,5%	302,3 kW	3.669 USD/año	[81]
O&M fijo BESS	% CAPEX	1,5%	260 kWh	3.588 USD/año	[81]
Costos operacionales no previstos	% OPEX	10 %	—	726 USD/año	[82]
Energía anual requerida	MWh/año	—	569,4	—	Elaboración propia
Energía cubierta FV+BESS	MWh/año	—	285,6	—	Elaboración propia
Energía comprada desde red	MWh/año	—	283,8	—	Elaboración propia
Precio energía cliente libre	USD/MWh	109,2	—	—	[76]
Vida útil FV	años	25	—	—	[84]
Vida útil BESS	años	10	—	—	[83]
Tasa de descuento real	%	8 %	—	—	[68]

Bajo estas condiciones, la evaluación financiera arroja un Valor Actual Neto (VAN) de –683.392 USD, sin registrarse Tasa Interna de Retorno (TIR) ni periodo de

recuperación de la inversión (Payback) dentro del horizonte de evaluación considerado. Este comportamiento responde principalmente a que, si bien la autogeneración renovable reduce aproximadamente la mitad del consumo eléctrico anual, el ahorro económico asociado no logra compensar simultáneamente la inversión inicial, los costos de operación y el costo residual de compra de energía desde la red. No obstante, este caso constituye una línea base representativa para aplicaciones urbanas conectadas, permitiendo establecer un escenario de comparación consistente para la posterior incorporación de la alternativa basada en microturbina alimentada con amoniaco bajo una configuración operacional equivalente.

5.2.1.3 Magallanes

Para el caso de comparación correspondiente a Magallanes, se evaluó una configuración de microred aislada compuesta por generación eólica y almacenamiento electroquímico, seleccionada en función del elevado potencial eólico de la zona y de la existencia de localidades e instalaciones industriales remotas cuya operación depende actualmente de generación térmica convencional. A diferencia de Santiago, donde existe respaldo desde la red, en este escenario el sistema renovable fue dimensionado para cubrir la totalidad de la demanda energética de manera autónoma, bajo una lógica off-grid.

Para ello, se utilizaron perfiles horarios de generación eólica obtenidos a partir de bases de datos meteorológicas y herramientas de simulación de recurso renovable, escalando posteriormente la generación según la potencia instalada. De manera análoga a los casos anteriores, se modeló la operación conjunta entre generación y almacenamiento considerando el comportamiento horario del sistema BESS, incorporando restricciones de potencia, eficiencia de carga/descarga, estado de carga (SOC) y profundidad máxima de descarga. A partir de un proceso iterativo de dimensionamiento, se determinó la combinación mínima de capacidad eólica y almacenamiento que permite satisfacer la demanda continua de 65 kW durante las 8.760 horas del año, sin déficit energético.

El dimensionamiento óptimo obtenido considera una potencia eólica instalada de 110 kW y un sistema BESS de 260 kWh nominales, con una capacidad útil efectiva de 211 kWh y potencia de conversión de 100 kW, configuración suficiente para cubrir la totalidad de la demanda anual equivalente a 569,4 MWh/año, logrando una cobertura renovable del 100 %.

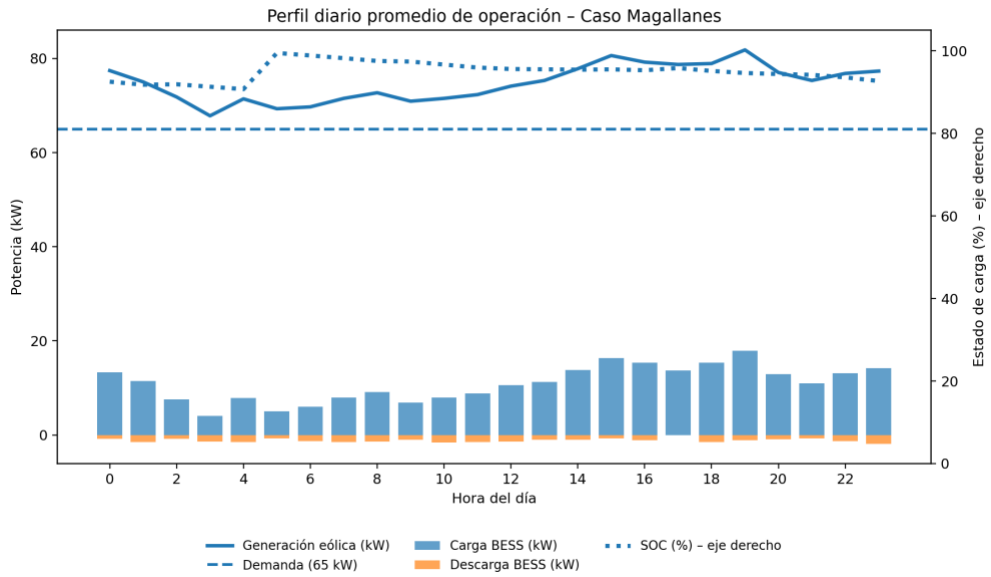


Figura 41: Perfil diario promedio de operación - Caso Magallanes. Elaboración propia a partir de Renewables Ninja.

La Figura 41 presenta el perfil diario promedio de operación del sistema eólico+BESS para el caso de Magallanes. A diferencia de los casos fotovoltaicos analizados previamente, la generación renovable exhibe un comportamiento relativamente estable a lo largo del día, manteniéndose en torno a 70–80 kW promedio, valor suficiente para cubrir de forma continua la demanda base de 65 kW. Este excedente energético sostenido permite una carga gradual del sistema de almacenamiento, mientras que la descarga del BESS es marginal durante la mayor parte de la operación. En consecuencia, el estado de carga de la batería se mantiene prácticamente constante, operando en rangos cercanos a plena capacidad útil (>90% SOC). Este comportamiento evidencia una alta complementariedad entre recurso eólico y perfil de demanda, donde el sistema de almacenamiento cumple principalmente una función de amortiguación operativa y respaldo de corto plazo, más que de desplazamiento energético diario, contribuyendo significativamente a la elevada rentabilidad observada en este escenario.

Desde el punto de vista económico (Véase Tabla 20), se valorizó la energía sustituida utilizando un costo equivalente de generación diésel de 408,5 USD/MWh, lo que representa un beneficio anual de 232.600 USD por concepto de energía evitada, al igual que en el caso de Mejillones. La inversión inicial estimada alcanza 415.719 USD, compuesta por 176.000 USD asociados al sistema eólico, 239.200 USD correspondientes al sistema BESS, y capital de trabajo equivalente a un mes de costos operacionales. Los costos de operación considerados incluyen mantenimiento anual del sistema eólico y del sistema BESS, además de una provisión de costos no previstos equivalente al 10 % del OPEX anual. Para la evaluación financiera se consideró una vida útil de 25 años para el sistema eólico, 10 años para el sistema BESS, una tasa de descuento real de 8 % y una tasa impositiva de 27 % acorde al país.

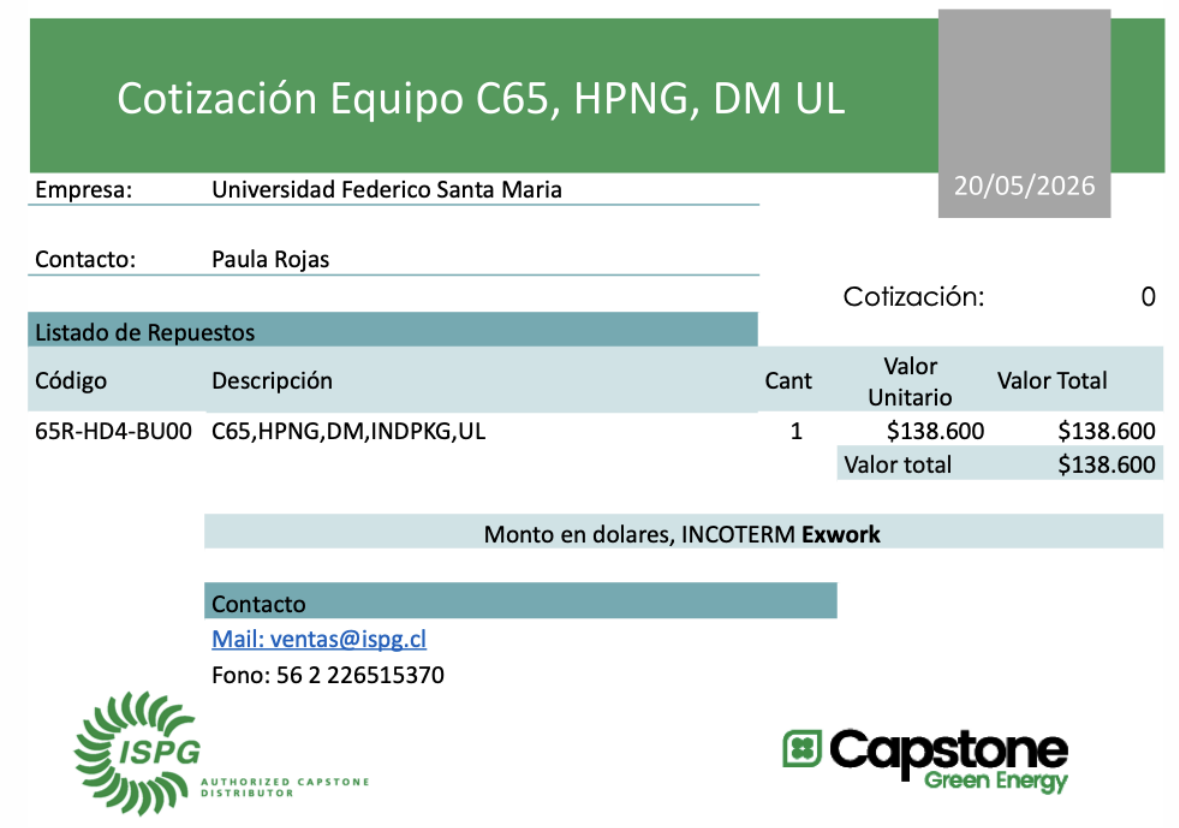
Tabla 20: Variables utilizadas en caso de comparación Magallanes. Elaboración propia en base a referencias.

Concepto	Unidad	Valor unitario	Cantidad / capacidad	Costo anual / inversión	Referencia
Sistema eólico — CAPEX	USD/kW	1.600	110 kW	176.000 USD	[81]
Sistema BESS — CAPEX	USD/kWh	920	260 kWh nominal	239.200 USD	[81]
CAPEX total inicial	USD	—	—	415.200 USD	Elaboración propia
Capital de trabajo	1 mes O&M	—	—	519 USD	Elaboración propia
Inversión inicial total	USD	—	—	415.719 USD	Elaboración propia
O&M fijo eólico	% CAPEX	1,5%	110 kW	2.640 USD/año	[81]
O&M fijo BESS	% CAPEX	1,5%	260 kWh	3.588 USD/año	[81]
Costos operacionales no previstos	% OPEX	10 %	—	623 USD/año	[82]
Energía anual requerida	MWh/año	—	569,4	—	Elaboración propia
Energía cubierta eólica+BESS	MWh/año	—	569,4	100 % demanda	Elaboración propia
Energía comprada desde red	MWh/año	—	0	—	Elaboración propia
Precio energía sustituta (diésel)	USD/MWh	408,5	—	—	[72-74]
Vida útil sistema eólico	años	20	—	—	[87]
Vida útil BESS	años	10	—	—	[83]
Tasa de descuento real	%	8 %	—	—	[68]

Bajo estas condiciones, la evaluación económica arroja un Valor Actual Neto (VAN) de 1.173.668 USD, una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 41 % y un periodo de recuperación de la inversión (Payback) de 3 años, posicionando a Magallanes como el mercado de comparación más competitivo de los tres evaluados. Este comportamiento responde principalmente al elevado costo evitado de la generación diésel, combinado con una alta disponibilidad del recurso eólico y una inversión inicial moderada respecto del ahorro operacional generado, configurando un escenario altamente favorable para soluciones energéticas autónomas basadas en energías renovables.

5.3 Cotización Microturbina C65 ISPG

A continuación, se muestra la cotización de la microturbina C65 entregada por la empresa ISPG (Figura 42).



Cotización Equipo C65, HPNG, DM UL

20/05/2026

Empresa: Universidad Federico Santa Maria

Contacto: Paula Rojas

Cotización: 0

Listado de Repuestos

Código	Descripción	Cant	Valor Unitario	Valor Total
65R-HD4-BU00	C65,HPNG,DM,INDPKG,UL	1	$138.600	$138.600
			Valor total	$138.600

Monto en dolares, INCOTERM **Exwork**

Contacto

Mail: ventas@ispg.cl

Fono: 56 2 226515370

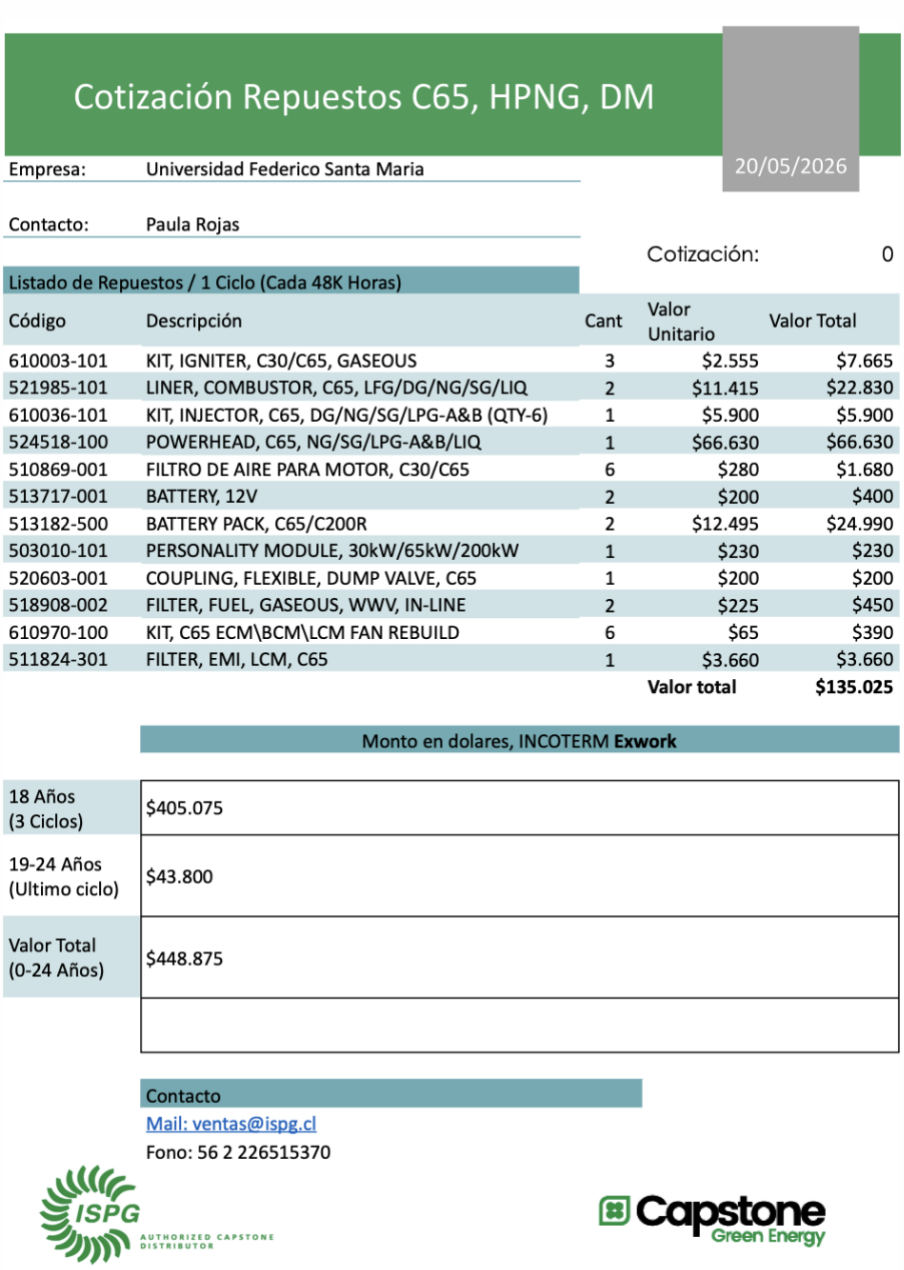
ISPG AUTHORIZED CAPSTONE DISTRIBUTOR

Capstone Green Energy

Figura 42: Cotización Microturbina C65. Fuente: ISGP.

5.4 Cotización repuestos Microturbina C65 ISPG

A continuación, se muestra la cotización de los repuestos de la microturbina C65 entregada por la empresa ISPG (Figura 43).



Cotización Repuestos C65, HPNG, DM

20/05/2026

Empresa: Universidad Federico Santa Maria

Contacto: Paula Rojas

Cotización: 0

Listado de Repuestos / 1 Ciclo (Cada 48K Horas)

Código	Descripción	Cant	Valor Unitario	Valor Total
610003-101	KIT, IGNITER, C30/C65, GASEOUS	3	$2.555	$7.665
521985-101	LINER, COMBUSTOR, C65, LFG/DG/NG/SG/LIQ	2	$11.415	$22.830
610036-101	KIT, INJECTOR, C65, DG/NG/SG/LPG-A&B (QTY-6)	1	$5.900	$5.900
524518-100	POWERHEAD, C65, NG/SG/LPG-A&B/LIQ	1	$66.630	$66.630
510869-001	FILTRO DE AIRE PARA MOTOR, C30/C65	6	$280	$1.680
513717-001	BATTERY, 12V	2	$200	$400
513182-500	BATTERY PACK, C65/C200R	2	$12.495	$24.990
503010-101	PERSONALITY MODULE, 30kW/65kW/200kW	1	$230	$230
520603-001	COUPLING, FLEXIBLE, DUMP VALVE, C65	1	$200	$200
518908-002	FILTER, FUEL, GASEOUS, WWV, IN-LINE	2	$225	$450
610970-100	KIT, C65 ECM\BCM\LCM FAN REBUILD	6	$65	$390
511824-301	FILTER, EMI, LCM, C65	1	$3.660	$3.660
			Valor total	**$135.025**

Monto en dolares, INCOTERM **Exwork**

18 Años (3 Ciclos)	$405.075
19-24 Años (Ultimo ciclo)	$43.800
Valor Total (0-24 Años)	$448.875

Contacto

Mail: ventas@ispg.cl

Fono: 56 2 226515370

ISPG AUTHORIZED CAPSTONE DISTRIBUTOR

Capstone Green Energy

Figura 43: Cotización repuestos microturbina C65. Fuente: ISPG.