



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA METROPOLITANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD
ESCUELA DE ELECTRONICA

“EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE PLANTAS
HÍBRIDAS DE HIDRÓGENO Y AMONIACO EN DOS
LOCALIDADES DE CHILE”

TRABAJO DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRÓNICO

AUTOR:
MUÑOZ SAN MARTÍN, GERARDO
PROFESOR GUIA:
DURNEY WASAFF, HUGO

SANTIAGO – CHILE

2023

Autorización para la reproducción del trabajo de titulación

1. Identificación del trabajo de titulación

Nombre del alumno: Gerardo Nicolás Muñoz San Martín

E-mail: gmuñozs@utem.cl

Título de la tesis: Evaluación técnico-económica de plantas híbridas de hidrógeno y amoníaco en dos localidades de Chile

Escuela: Universidad Tecnológica Metropolitana

Carrera: Ingeniería civil en electrónica

Título al que opta: Ingeniero civil electrónico

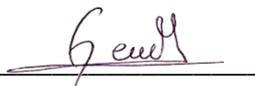
2. Autorización de reproducción

Se autoriza la reproducción total o parcial de este trabajo de titulación, con fines académicos por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica que acredita al trabajo y a su autor.

En consideración a lo anterior, se autoriza su reproducción de forma

X	Inmediata
	A partir de la siguiente fecha _____ (mes/año)

Fecha 07-08-2023

Firma 

Esta autorización se otorga en el marco de la ley N°17.336 sobre propiedad intelectual, con carácter gratuito y no exclusivo para la institución.

NOTA OBTENIDA:

Firma y timbre de la autoridad
responsable

AGRADECIMIENTOS

En este trabajo, quiero expresar mi sincero agradecimiento a mi esposa, quien ha sido un pilar fundamental en mi vida. Ha sido ella quien me ha brindado todo su apoyo incondicional y energía, animándome a nunca rendirme y permitiéndome completar exitosamente mi trabajo de título. Estoy verdaderamente agradecido por su constante apoyo y amor incondicional.

También quiero agradecer a mi familia y mis amigos quienes brindaron el apoyo emocional, muy necesario sobre todo en estos tiempos de pandemia. A todos mis más sinceros agradecimientos por todo el conocimiento entregado y sobre todo por la paciencia, apoyo y motivación que me brindaron para sacar adelante este trabajo.

Finalmente, en este trabajo debe ser reconocido como una labor conjunta realizada con mi profesor guía Sr. Hugo Durney Wasaff, quien me guio para lograr un correcto desarrollo del trabajo de título y me motivó para la investigación aportándole ideas, investigaciones realizadas en otros trabajos y quien también me fue corrigiendo oportunamente cuando era necesario.

INDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivo General.....	3
1.3 Objetivos específicos.....	3
CAPITULO 2 MARCO TEORICO	4
2.1 Hidrógeno	4
2.2 Amoníaco.....	5
2.3 Amoníaco versus hidrógeno	7
2.4 Mercado del amoníaco verde	8
2.5 Recursos renovables en las localidades de Lo Boza y Parque Eólico Cuel	10
2.5.1 Situación energética actual en Chile	13
2.5.2 Precios de la electricidad en las últimas subastas	14
2.5.3 Fuentes de datos tecnológicas.....	15
2.5.4 Análisis de recursos energéticos renovables	18
CAPITULO 3 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE	25
3.1 Producción de hidrógeno	25
3.1.2 Eficiencia y emisiones.....	27
3.2 Descripción del modelo.....	28
CAPITULO 4 PRODUCCIÓN DE AMONIACO VERDE	34
4.1 Descripción del modelo	34
4.2 Síntesis de Amoniaco	35
4.3 Resumen del costo de producción del amoníaco verde	36
CAPITULO 5 PRUEBAS Y RESULTADOS	37
5.1 Producción de hidrógeno y amoníaco verde	37
5.1.2 Producción de Hidrógeno ubicación de Lo Boza.....	37
5.1.3 Producción de Amoníaco verde ubicación de lo Boza	42
5.1.4 Producción de Hidrógeno ubicación de Parque Eólico Cuel.....	43
5.1.5 Producción de Amoníaco ubicación de Parque Eólico Cuel	48
5.2 Variación producción de amoníaco verde ubicación de Lo Boza.....	49

5.3 Variación de producción de amoníaco verde ubicación Parque Eólico Cuel	53
CAPITULO 6 RENDIMIENTO DE COSTOS	55
CAPITULO 7 CONCLUSIONES	58
7.1 líneas futuras	62
CAPITULO 8 REFERENCIAS, BIBLIOGRAFIAS Y ACRÓNIMOS	64
8.1 Bibliografía y URLs	64
8.2 Glosario de acrónimos	67

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación energética entre los principales combustibles y equivalencia respecto al H_2	5
Tabla 2. Emisiones de CO_2 asociados a la combustión de las principales fuentes de energía.....	5
Tabla 3. Ubicaciones estudiadas	11
Tabla 4. Últimos precios de la electricidad (USD/MWh).	14
Tabla 5. Supuestos de aerogeneradores para Lo Boza (clase 2) y Parque Eólico Cuel (clase 1).....	17
Tabla 6. Resumen de las principales tecnologías de producción de hidrógeno.	27
Tabla 7. Parámetros técnico económico de los electrolizadores y de las centrales solares y eólicas.	28
Tabla 8. Resumen de los parámetros óptimos para la planta de H_2	32
Tabla 9. Parámetros tecno-económicos de la planta flexible de Haber-Bosch. .	35
Tabla 10. Producción de hidrógeno y amoníaco verde.....	38
Tabla 11. Producción de H_2 producción de FV y producción Eólica y Energías.	44
Tabla 12. Resumen de capacidades óptimas y CAPEX	56

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Densidades energéticas gravimétricas y volumétricas de los combustibles comunes.....	6
Ilustración 2. Factores de capacidad potencial para la energía solar y eólica, Lo Boza.	12
Ilustración 3. Factores de capacidad potencial para la energía solar y eólica, parque eólico Cuel.....	12
Ilustración 4. Capacidad Eléctrica Instalada.....	14
Ilustración 5. Costos de integración en varios niveles de penetración de la capacidad eólica.	16
Ilustración 6. Producción solar diaria y anual.	19
Ilustración 7. Producción solar diaria y anual.	20
Ilustración 8. Producción eólica diaria y anual.	21
Ilustración 9. Producción eólica diaria y anual.	21
Ilustración 10. Producción eólica diaria y anual.	22
Ilustración 11. Producción eólica diaria y anual.	23
Ilustración 12. Producción solar diaria y anual.	24
Ilustración 13. Producción solar diaria y anual.	24
Ilustración 14. Principio de funcionamiento de la electrólisis.	26
Ilustración 15. Estructura de costo nivelado del hidrogeno (LCOH).	33
Ilustración 16. Esquema de una planta verde de Haber-Bosch.....	34
Ilustración 17. Costo nivelado del amoniaco (LCOA). Fuente [Elaboración propia].....	36
Ilustración 18. Producción de hidrógeno verde y producción de energía.	39
Ilustración 19. Producción de hidrógeno verde y producción fotovoltaica. Fuente: [Elaboración propia].....	41
Ilustración 20. Producción amoniaco verde.	42
Ilustración 21. Producción de Hidrógeno y producción de energía solar e eólica.	45
Ilustración 22. Producción de hidrógeno verde. Fuente: [elaboración propia]	47
Ilustración 23. Producción de amoniaco verde.	48
Ilustración 24. Variación de amoniaco con respecto al hidrógeno. Fuente [Elaboración propia]	52
Ilustración 25. Variación de amoniaco con respecto al hidrógeno. Fuente [Elaboración propia]	54
Ilustración 26. Variación de amoniaco y los costos totales. Fuente: [Elaboración propia]	57

RESUMEN

El presente trabajo presenta un estudio técnico-económico desde la perspectiva metodológica de Ingeniería Civil Electrónica, que evalúa el potencial y viabilidad de implementar producción de hidrógeno y amoníaco verdes como fuentes energéticas complementarias en dos localidades particulares de Chile que presentan distintas condiciones de interés. Una de ellas, situada en la Región Metropolitana, donde existe una disponibilidad moderada de radiación solar (pero poca disponibilidad eólica) en la zona más densamente poblada del país, y la otra ubicada a más de 500 Km hacia el sur donde hay una mayor disponibilidad promedio de energía eólica, menor densidad poblacional, pero una menor disponibilidad de radiación solar, (Ministerio de Energía Explorador Solar, 2013).

Los resultados muestran que la producción flexible de la energía eólica y solar puede reducir los costos de producción de hidrógeno en un porcentaje pequeño, siempre y cuando el aumento del factor de carga en el electrolizador compense el incremento del costo de la electricidad. En el caso de la producción de amoníaco, los beneficios de la hibridación pueden ser significativamente mayores, ya que ayuda a reducir la variabilidad de potencia, que suele ser costosa debido a la necesidad de almacenamiento intermedio de hidrógeno entre el electrolizador, que es más flexible, y la unidad de síntesis de amoníaco, que es menos flexible. El modelo desarrollado en este trabajo destaca el papel crucial de la flexibilidad en la síntesis, lo que permite reducir los costos asociados a la variabilidad, especialmente en el caso de la energía eólica, que es más variable.

Los costos de producción estimados a corto plazo para el hidrógeno verde, alrededor de 2 USD/kg, y el amoníaco verde, por debajo de 500 USD/t, se acercan de manera alentadora a la competitividad frente a las alternativas de combustibles fósiles.

Palabras claves

Transición energética; Energías renovables: Hidrógeno verde; Amoníaco verde

ABSTRACT

The present work presents a technical-economic study from the methodological perspective of Electronic Civil Engineering, evaluating the potential and feasibility of implementing green hydrogen and ammonia production as complementary energy sources in two specific locations in Chile, which present different conditions of interest. One of them is located in the Metropolitan Region and exhibits a moderate availability of solar radiation (but low wind availability) in the country's most densely populated area. The other location is situated more than 500 km to the south, where there is a higher average availability of wind energy, lower population density, but also lower availability of solar radiation [Ministry of Energy Solar Explorer, 2013].

The results show that flexible production of wind and solar energy can reduce hydrogen production costs by a small percentage, as long as the increased load factor in the electrolyzer offsets the increase in electricity cost. In the case of ammonia production, the benefits of hybridization can be significantly greater, as it helps reduce power variability, which is often costly due to the need for intermediate hydrogen storage between the more flexible electrolyzer and the less flexible ammonia synthesis unit. The model developed in this work highlights the crucial role of flexibility in synthesis, which allows for cost reduction associated with variability, especially in the case of wind energy, which is more variable.

The estimated short-term production costs for green hydrogen, around 2 USD/kg, and green ammonia, below 500 USD/t, are encouragingly approaching competitiveness compared to fossil fuel alternatives.

Keywords:

Energy transition; Renewable energy; Green hydrogen; Green ammonia

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

En el estado actual de la sociedad, donde la demanda de energía continúa en aumento y la población sigue adoptando un estilo de vida insostenible, lo cual contribuye al acelerado cambio climático y sus efectos devastadores en los recursos naturales y la atmósfera, resulta evidente la necesidad de desarrollar procesos energéticos limpios y sostenibles. Ante esta visión distópica, ha surgido una investigación y aplicación cada vez más destacada de nuevas fuentes de energía, en particular el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en las últimas décadas. En este contexto, Chile se posiciona como un actor relevante debido a su geografía y clima favorables, lo que le otorga un abundante recurso disponible y lo proyecta como un centro de desarrollo y potencial exportador de energía limpia.

Para hacer frente a este desafío, resulta claro que la electricidad renovable y la biomasa por sí solas no son suficientes. En este contexto, la producción de hidrógeno verde a través de la electrólisis del agua se presenta como el paradigma de la conversión industrial de la electricidad renovable en energía química, la cual puede ser almacenada y transportada. La electrólisis del agua y la conversión de electricidad verde en moléculas y combustibles más pesados que el hidrógeno han captado creciente atención en la actualidad. Esto se debe a su potencial para liberar las energías renovables de bajas emisiones de carbono más allá del ámbito de la electricidad, allanando así el camino hacia una planificación realista de una economía global con cero emisiones netas.

En el presente estudio técnico económico se ha basado en una metodología rigurosa y en el uso de fuentes fiables y actualizadas. Los datos y análisis presentados en este informe ofrecen una base sólida para la toma de

decisiones informadas y la formulación de políticas adecuadas. Para ello, se emplearán dos localidades particulares de Chile que presentan distintas condiciones de interés. Una de ellas, situada en la Región Metropolitana, donde existe una disponibilidad moderada de radiación solar (pero poca disponibilidad eólica) en la zona más densamente poblada del país, y la otra ubicada a más de 500 Km hacia el sur donde hay una mayor disponibilidad promedio de energía eólica, menor densidad poblacional, pero una menor disponibilidad de radiación solar, (Ministerio de Energía Explorador Solar, 2013). Ambas ubicaciones cuentan con recursos de Energía Renovable Variable (VRE) de clase mundial, lo que les otorga un enorme potencial para convertirse en líderes en la producción de energías renovables (ER) y exportadores de energía almacenada en forma de productos químicos ricos en hidrógeno. Cabe destacar que Chile posee el recurso solar más intenso del mundo, así como vientos favorables en el norte y excelentes condiciones eólicas en el extremo sur.

Para cada ubicación, el estudio presentado estima los costos a corto plazo de la producción en masa de hidrógeno verde H_2 y amoníaco verde NH_3 basado en datos meteorológicos anuales completos con resolución horaria, determinando los tamaños relativos óptimos de las unidades de síntesis de energía solar, eólica y NH_3 , para un tamaño de electrolizador fijo. Se dará enfoque en el amoníaco ya que este aparte del propio hidrogeno verde, es el único combustible potencial basado en el H que no contiene carbono. Es más fácil de licuar, almacenar y transportar que el H_2 , y tiene una mayor densidad de energía. Además, ya es un gran mercado global, comercializado internacionalmente con oleoductos y petroleros oceánicos. Sin embargo, la producción de $1tNH_3$ a partir de gas natural implica actualmente una emisión de $2,3tCO_2$, mientras que la producción de $1tH_2$ a partir de gas natural emite $10tCO_2$.

El objetivo de este estudio es abordar la situación de recursos renovables abundantes y económicos en áreas distantes de los centros de consumo, donde

las redes eléctricas suelen ser débiles. Por lo tanto, el modelo se basa en recursos eólicos y solares dedicados, para abordar completamente las cuestiones de variabilidad. El modelo desarrollado permite comprender los beneficios de la hibridación de la energía eólica y solar, especialmente cuando el proceso de síntesis de amoníaco, que es menos flexible, sigue a la producción de hidrógeno. Además, se analiza la interacción entre la variabilidad de las fuentes de energía renovable, la flexibilidad de la planta de amoníaco y el tamaño óptimo de las unidades de síntesis eólica, solar y de amoníaco.

1.2 Objetivo General

Desarrollar un estudio de viabilidad técnico-económica para la implementación de producción de hidrógeno y amoníaco verdes en dos localidades específicas de Chile, que pueda ser escalado o aplicado en cuanto a su metodología a otros proyectos y zonas del país.

1.3 Objetivos específicos

Para cumplir el objetivo general se establecen los siguientes objetivos específicos:

- Investigar los principales métodos de producción de hidrógeno y amoníaco verdes, identificando sus mayores desafíos, comparando ventajas y desventajas y analizando la viabilidad de cada método.
- Someter a dos zonas particulares de Chile, el modelamiento de producción flexible de hidrógeno y amoníaco verde, a partir de una metodología validada y evaluar su efectividad y pertinencia en estas zonas de Chile.
- Proporcionar una visión general sobre los sistemas de generación de hidrógeno y amoníaco, enriqueciendo así la labor que se lleva a cabo en Chile.

CAPITULO 2 MARCO TEORICO

2.1 Hidrógeno

El hidrógeno (H) es el primer elemento de la tabla periódica, es el más simple y uno de los más abundantes en el planeta, sin embargo, no se encuentra en estado puro en la naturaleza, sino que se combina con otros elementos generando diferentes tipos de moléculas, principalmente orgánicas, como el agua (H_2O), amoníaco (NH_3), hidrocarburos como el benceno (C_6H_6), entre otros. En condiciones estándar de temperatura y presión forma un gas (H_2) inflamable, incoloro, inodoro, no tóxico e insoluble en agua.

En los últimos años la popularidad del hidrógeno ha aumentado considerablemente debido a varios factores, uno de los más importantes es su proceso de combustión, en el cual se produce una gran cantidad de energía y su subproducto es vapor de agua, ningún gas derivado del carbón es emitido durante dicho proceso, por lo tanto se contempla como un sustituto carbono-neutral de los combustibles fósiles tradicionales los cuales durante su combustión suelen producir gases de efecto invernadero como el dióxido (CO_2) o el monóxido de carbono (CO).

En la tabla 1 se resumen las equivalencias energéticas presentes, en general la cadena de producción consta de 3 partes principales, la producción, el almacenamiento y transporte. Además, se incorporan las principales aplicaciones tanto para los sistemas eléctricos como el uso del H_2 en diferentes industrias, destaca además su uso como combustible pues dado el alto calor de combustión, como se detalla en la tabla 1.

La tabla 2 entrega las emisiones de carbono producidas al quemar los principales combustibles para ejemplificar las ventajas del uso del hidrogeno verde, sin embargo, las emisiones del hidrógeno deben considerarse según su ciclo de vida pues si bien no genera emisiones directas en la combustión el resto

de los procesos pudiesen generar emisiones (lo cual también es cierto para cualquier fuente de energía).

Combustible [unidad]	Poder Calorífico [kWh/unidad]	Equivalencia energética [unidad/kg]
H ₂ [kg]	61	1
NH ₃ [kg]	5.17	1
Diésel [lt]	10,2	3,3
Gas Natural [m ³]	9.6	3,5

Tabla 1. Comparación energética entre los principales combustibles y equivalencia respecto al H₂.
Fuente: [Jiménez Sáez, F. (2020)]

Combustible [unidad]	Emisiones [kg CO₂/ unidad]
H ₂ [kg]	0
Diésel [lt]	3,18
Gas Natural [m ³]	1,97

Tabla 2. Emisiones de CO₂ asociados a la combustión de las principales fuentes de energía.
Fuente: [Jiménez Sáez, F. (2020)]

2.2 Amoníaco

El amoníaco (NH₃) suele asociarse a los fertilizantes a base de nitrógeno porque contiene nitrógeno fijo, es decir, átomos de nitrógeno que no están unidos a otros átomos de nitrógeno. El átomo de nitrógeno de la molécula de amoníaco está unido a tres átomos de hidrógeno, lo que convierte al amoníaco en un fertilizante y en un medio de almacenamiento de hidrógeno. Debido a su compacto empaquetamiento molecular, el amoníaco contiene más hidrógeno que el hidrógeno líquido por volumen, por tanto, tiene un alto contenido energético volumétrico. De hecho, el amoníaco se ha utilizado como combustible líquido en motores de combustión interna y diésel, con pocas modificaciones, en el cohete X-15 que batió récords de altitud y velocidad y en turbinas de gas.

El amoníaco tiene aproximadamente el 40% del contenido energético volumétrico de la gasolina y sólo emite nitrógeno gaseoso (N_2) y vapor de agua cuando se quema. La ilustración 1 muestra las densidades energéticas gravimétricas y volumétricas de varios combustibles, tanto sintéticos como naturales. Los únicos combustibles libres de carbono en la ilustración 1 son el amoníaco y el hidrógeno, todos los demás combustibles almacenan energía en enlaces carbono-hidrógeno o hidrógeno-hidrógeno, en lugar de enlaces nitrógeno-hidrógeno.

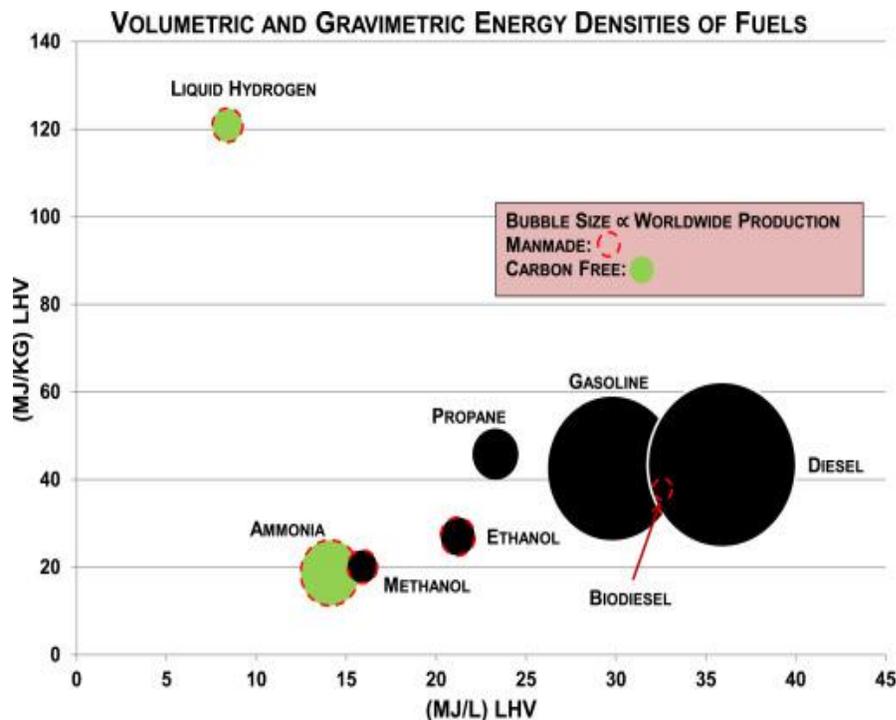


Ilustración 1. Densidades energéticas gravimétricas y volumétricas de los combustibles comunes.
Fuente: *ScienceDirect Enlace Producción de combustible de amoníaco eólico para islas remotas: un estudio de caso - ScienceDirect*

El amoníaco es el químico sintético más utilizado en el mundo y Chile no es la excepción, se produce mediante el proceso de Haber-Bosch a partir de hidrógeno gaseoso y nitrógeno que se extrae del aire a través de una unidad de

separación de aire o ASU. En 2017, su producción fue de 166Mt de los cuales alrededor del 80% se utilizaron para producir fertilizantes nitrogenados. El amoníaco representa la segunda mayor demanda de H₂ puro después de la refinación de petróleo (alrededor de 32Mt, es decir, 44% en 2018). En cuanto a los usos actuales, la producción de amoníaco (esencialmente a partir de gas y carbón), causa 420MtCO₂ emisiones, es decir, más del 1% de las emisiones globales. Por lo tanto, la ecologización del amoníaco actual representa una gran oportunidad para la descarbonización a corto plazo.

La síntesis de amoníaco es un proceso industrial maduro que suele utilizar gas natural o carbón como materia prima. En 2008, alrededor del 80% de toda la síntesis de amoníaco utilizaba gas natural como principal materia prima, mientras que el 20% restante procedía del carbón. Las plantas industriales modernas de amoníaco utilizan unos 28GJ/t, lo que se acerca al mínimo termodinámico (valor calorífico inferior) de 18,7GJ/t. La necesidad estequiometría de energía para el amoníaco es de 20,9GJ/Mt, lo que implica que la síntesis del amoníaco es una reacción exotérmica que desprende unos 2,2GJ de calor por tonelada métrica producida.

2.3 Amoníaco versus hidrógeno

El hidrógeno se ha propuesto como portador de energía durante varias décadas, pero hasta la fecha, su uso se limita a aplicaciones de nicho como la aeroespacial y la de fabricación. Como portador de energía, el hidrógeno adolece de una baja densidad energética volumétrica tanto como gas comprimido como en forma líquida, como se muestra en la ilustración 1. El almacenamiento de hidrógeno líquido sigue siendo un reto, ya que se requiere un importante gasto de energía para la licuefacción y se necesita energía adicional para mantener la temperatura por debajo de su punto de ebullición de 20°K a presión atmosférica. Además, en el caso de los tanques pequeños, se producen pérdidas de

hidrógeno por ebullición del 0,4% al día como resultado de la transferencia de calor al tanque. Aunque el hidrógeno puede utilizarse como combustible en motores de combustión interna convencionales y en motores diésel, los motores deben estar especialmente diseñados para evitar la fragilidad del hidrógeno. Por tanto, modificar los motores existentes para que funcionen con hidrógeno es una imposibilidad.

Como portador de energía, el amoníaco tiene claras ventajas sobre el hidrógeno puro. Se demostró que una economía del amoníaco es más barata y fácil de implementar que una economía del hidrógeno. En primer lugar, el almacenamiento a presión ambiente del amoníaco líquido se realiza a temperaturas mucho más altas (-33°C), por lo que la energía de licuefacción se reduce considerablemente. En segundo lugar, el amoníaco puede almacenarse en cantidades modestas a temperatura ambiente a unos 150 psi (libras por pulgadas cuadradas), de forma similar al propano. Además, el amoníaco tiene un alto octanaje y puede mezclarse con el diésel o la gasolina con pocas modificaciones en el motor.

2.4 Mercado del amoníaco verde

El amoníaco es el segundo producto químico sintético más producido en la actualidad, después del ácido sulfúrico. En 2019, su producción fue de 181Mt, de las cuales cerca del 80% se utilizaron para producir fertilizantes nitrogenados. El amoníaco representa la segunda mayor demanda de H₂ puro después del refinado de petróleo (unas 32Mt, es decir, el 44% en 2019). En cuanto a los usos actuales, la producción de amoníaco (esencialmente a partir de gas y carbón), provoca 420Mt de emisiones de CO₂, es decir, más del 1% de las emisiones mundiales. Por tanto, la ecologización del amoníaco actual representa ya una gran oportunidad de descarbonización a corto plazo.

El amoníaco también es ya el principal portador de la energía del hidrógeno, lo que evita las principales dificultades y costes del almacenamiento y transporte del H_2 gaseoso. Por tanto, el amoníaco podría ser un elemento importante para el almacenamiento, el transporte y el uso de las energías renovables. Puede ser la vía más interesante para el almacenamiento de larga duración de la energía química del hidrógeno. En particular, el amoníaco puede quemarse con aire para suministrar energía, lo que puede representar una solución de elección en muchos escenarios locales o regionales hacia la electricidad 100% renovable, para suministrar energía en los momentos en que la eólica y la solar no producen lo suficiente. En la actualidad, se está investigando activamente para encontrar técnicas óptimas para la combustión de amoníaco en turbinas de gas, o su combustión conjunta con carbón o gas en plantas de vapor existentes, siendo los dos principales retos superar la baja inflamabilidad, y asegurar que las emisiones de NO_x (óxidos de nitrógeno) se mantengan por debajo de los estándares aceptables. Además, el amoníaco verde se percibe cada vez más como la opción más rentable para descarbonizar el transporte marítimo y los fabricantes de motores se están preparando para el cambio al amoníaco verde.

Dado que el amoníaco es un producto químico directamente utilizable con un mercado existente, en la agricultura y otros usos finales, incluida la industria de los explosivos para la minería en Chile, las tecnologías para transportarlo y almacenarlo ya son funcionales y están ampliamente desplegadas y en todo el mundo, incluyendo, por ejemplo, unos 5.000 km de oleoductos en el Medio Oeste de Estados Unidos, y un oleoducto de 2.500 km de longitud desde Crimea hasta Ucrania. En general, los costes de transporte o almacenamiento del amoníaco son bastante inferiores a los del H_2 , y las eficiencias son mayores.

Las cuestiones relativas a la seguridad también son bien conocidas desde hace décadas, y el historial de seguridad es excelente. A pesar de una toxicidad

que puede ser letal para los seres humanos en altas concentraciones, los accidentes mortales han sido muy raros durante décadas de uso masivo (<3 muertos/1.000 millones de personas.). Por lo tanto, es justo decir que "el NH₃ es un producto químico que debe ser respetado, pero no temido".

En Chile, la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP, 2018), prevé una duplicación del consumo energético entre 2016 y 2050 (p.71). En el sector de la generación de electricidad ya se aplica un impuesto sobre el carbono de 5 USD/t CO₂ y, en algunos escenarios prospectivos, se considera que aumentará a 30 USD/tCO₂ en 2030 (p.63). Los escenarios de la matriz energética de la (PELP, 2018). No consideran una disminución de las capacidades instaladas de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, sin embargo, la eliminación progresiva de la generación basada en el carbono está en marcha.

En Chile, la producción de hidrógeno está siendo promovida por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). Se han creado dos consorcios internacionales por iniciativa de CORFO, ambos para el uso de H₂ para la movilidad en la minería. La producción de NH₃ verde también está siendo perseguida en el contexto minero por la empresa Enaex, que actualmente importa 360.000 t/año de NH₃ para producir explosivos, y que pretende reducir su dependencia de la volatilidad de los precios y reducir los costes mediante la producción de amoníaco verde a base de energía solar.

2.5 Recursos renovables en las localidades de Lo Boza y Parque Eólico Cuel

En Chile, el potencial de producción de electricidad renovable a través de la energía solar fotovoltaica, la energía solar térmica, la energía eólica y la energía hidráulica se ha estimado en un estudio general, realizado por el Ministerio de Energía y la GIZ (Agencia Alemana de cooperación internacional).

El estudio abarcaba el país desde Arica hasta Chiloé, es decir, desde el extremo norte del país hasta el extremo sur del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El sur de la Patagonia chilena cuenta con dos sistemas eléctricos insulares.

La ilustración 2 muestra los factores de capacidad estimados en la (C. Santana, M. Falvey, M. Ibarra, M. García, 2014), para la energía solar fotovoltaica con seguimiento en un eje (izquierda) y la energía eólica (derecha), en la zona central del país. Los resultados mostrados se basan en simulaciones meteorológicas del Weather Research and Forecast (WRF) y el rendimiento técnico de los paneles solares y los aerogeneradores se calcula con modelos realistas que incluyen la dependencia de la temperatura de la eficiencia de los paneles solares, la dependencia de la densidad del aire de la eficiencia de los aerogeneradores, etc. En la (C. Santana, M. Falvey, M. Ibarra, M. García, 2014), los resultados de la simulación se compararon detalladamente con los datos meteorológicos de campo y de producción de la planta en varios casos representativos, dando una buena fiabilidad al modelo.

Ubicación	Lo Boza	Parque Eólico Cuel
Latitud(°S)	33.39	37.50
Longitud(°O)	70.76	72.47
Altitud(m)	484	116
Densidad del aire ($\frac{kg}{m^3}$)	1.16	1.23

Tabla 3. Ubicaciones estudiadas

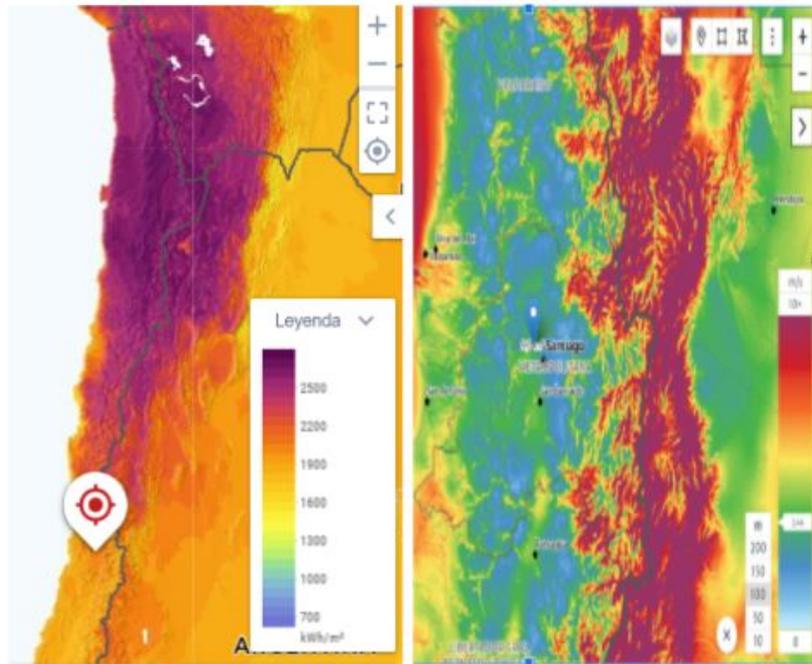


Ilustración 2. Factores de capacidad potencial para la energía solar y eólica, Lo Boza.
 Fuente: [Global Solar atlas [Global Solar Atlas](#), Global wind atlas [Global Wind Atlas](#)]

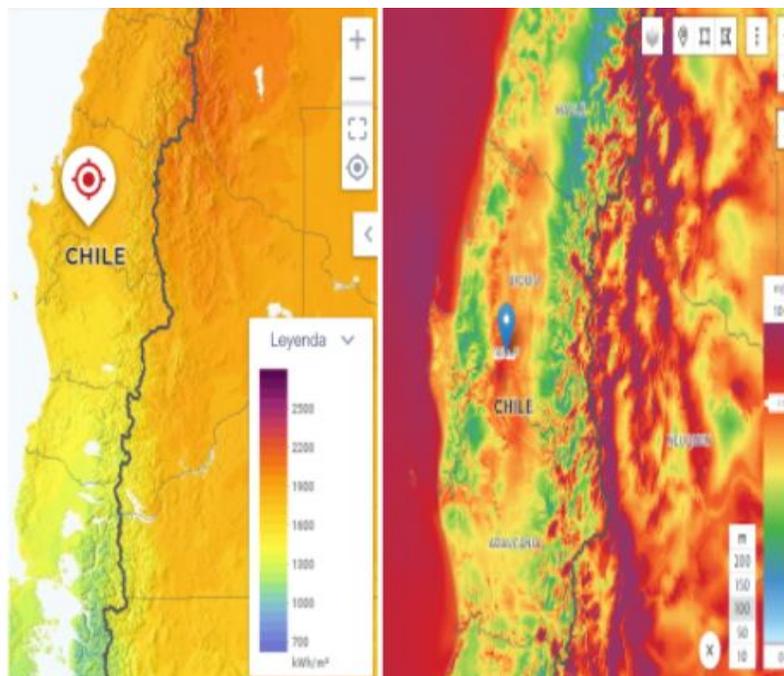


Ilustración 3. Factores de capacidad potencial para la energía solar y eólica, parque eólico Cuel.
 Fuente: [Global Solar atlas [Global Solar Atlas](#), Global wind atlas [Global Wind Atlas](#)]

En la (C. Santana, M. Falvey, M. Ibarra, M. García, 2014), se estimaron los potenciales de viento a partir del modelo, al que se aplicó un factor de corrección de $0,75 = 0,85 \times 0,88$ para tener en cuenta las pérdidas técnicas (que se suponen del 15%) y en el que el factor 0,88 tiene en cuenta la sobreestimación observada de las velocidades del viento modeladas, con respecto a las mediciones.

De la ilustración 2, Chile ofrece posibilidades muy interesantes para la energía solar, eólica o combinaciones de ellas. En este estudio, se eligen dos localidades de Chile (ver ilustración 1 y Tabla 1) con excelente recurso solar (principalmente en "Lo Boza"), y un buen recurso eólico (en el caso del "parque eólico Cuel"). También es muy conveniente que el Ministerio de Energía divulgue dos herramientas de exploración en línea (Ministerio de Energía Explorador Solar, 2013), (Ministerio de Energía Explorador Eólico, 2013), que permiten simular la producción de parques solares y eólicos y descargar datos horarios, con diversos supuestos tecnológicos. Tener en cuenta que el explorador de viento cubre todo el país, incluidas las regiones patagónicas del extremo sur y partes de Argentina.

2.5.1 Situación energética actual en Chile

En Chile, la matriz de energía primaria está fuertemente dominada por una participación del 54,54% de los combustibles fósiles, incluyendo el 19,83% del carbón en 2019 (Energía Abierta, 2023). En Chile, la energía geotérmica y las energías renovables no convencionales están aumentando rápidamente.

Como se informó en la (Energía Abierta, 2023)., la capacidad eléctrica total instalada en Chile a la fecha del 2023 es de 32.015,89[MW], con 7.305,07[MW] de energía solar-pv, 4.221,14[MW] de energía eólica, 7.281,34[MW] de energía hidroeléctrica, 489,61 [MW] de biomasa. Debido al rápido desarrollo de las energías renovables variables (ERV) en los últimos años (y a los problemas de transmisión), los precios de la electricidad han caído fuertemente en algunos

odos de las partes norteñas del antiguo Sistema Interconectado Central (SIC). Por ejemplo, en diciembre de 2017 el precio al contado de Diego de Almagro promedió aproximadamente 7 USD/MWh entre las 11 y las 18 horas.

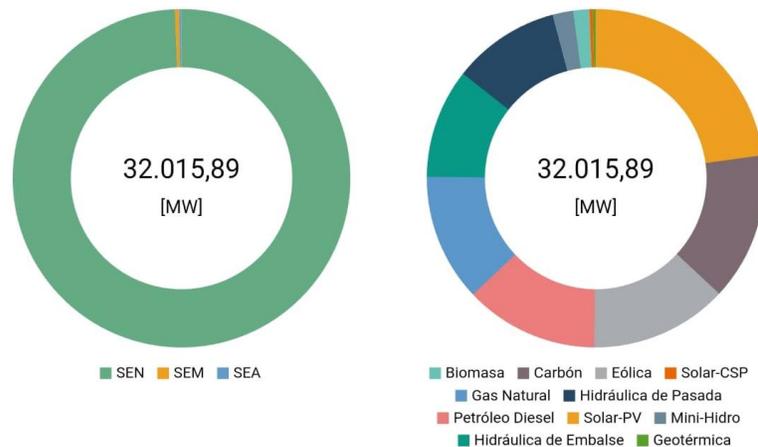


Ilustración 4. Capacidad Eléctrica Instalada.
Fuente: Energía abierta. Enlace: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>

2.5.2 Precios de la electricidad en las últimas subastas

Siguiendo las tendencias mundiales, los precios de la electricidad renovable han estado bajando drásticamente en los últimos años en el país. La Tabla 4 muestra los últimos resultados de las subastas, en septiembre de 2021, para el suministro de electricidad en 2023.

Precio de Electricidad	USD/MWh
Precio medio solar	23,78
Precio medio eólico	40
Precio mínimo solar	21
Precio mínimo eólica	n. d

Tabla 4. Últimos precios de la electricidad (USD/MWh).
Fuente: [Julien Armijo, 2019]

2.5.3 Fuentes de datos tecnológicas

La estimación de la producción de energía a partir de las energías renovables depende de los datos físicos atmosféricos y de los supuestos tecnológicos.

1. Viento: En lo que respecta a las turbinas eólicas, la tendencia actual en la industria es aumentar las áreas de barrido (es decir, disminuir la potencia específica en W/m^2) para recursos eólicos similares. Esto ha permitido aumentar continuamente los factores de capacidad de las nuevas plantas instaladas, y aumentar el valor de la energía producida porque permite reducir las fluctuaciones de la producción, repartiéndose en más horas.

Por ejemplo, la potencia específica media entre las turbinas estado unidenses, ha disminuido de $395 W/m^2$ para los proyectos instalados en 1998-1999 a $230 W/m^2$ para los proyectos instalados en 2018 y la mayoría de las turbinas instaladas actualmente son de clase 3. Esta tendencia ha ido acompañada de un aumento continuo del factor de capacidad medio de las turbinas recién instaladas, que ha pasado de un 25-30% a un 42% en la actualidad, a pesar de que la calidad de los recursos eólicos utilizados ha disminuido aproximadamente un 15% en el mismo periodo (véase la ilustración. 5)

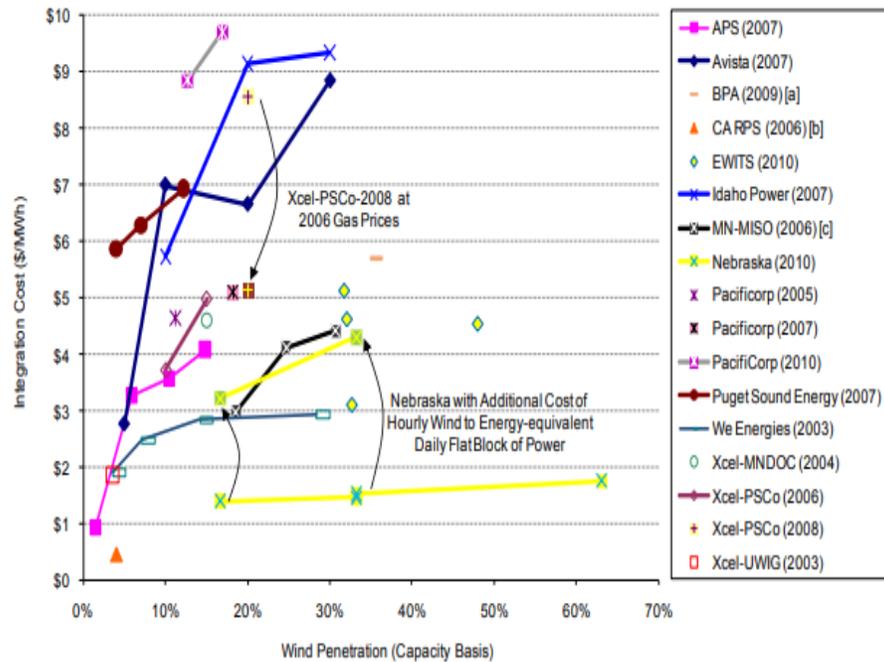


Ilustración 5. Costos de integración en varios niveles de penetración de la capacidad eólica.
Fuente: [Wiser, R., Bolinger, M., Barbose, G., Darghouth, N., Hoen, B., Mills, A., & Ong, S. 2018]

En la modelación presentada en este trabajo, para todos los emplazamientos se utilizan los datos horarios de la (Ministerio de Energía Explorador Eólico, 2013) suponiendo una altura de buje de 93 m, y considerando dos tipos de turbinas. Para el centro de Chile, se utilizará las Vestas V 90-2, que son turbinas de clase 2 de potencia específica 314 W/m^2 , similares a las Vestas 112-3 (con generador de 3075 kW) de potencia específica 312 W/m^2 , que están instaladas en la central de 99 MW Taltal Enel Green Power. Para la segunda localidad debido al viento extremadamente fuerte, considerando las turbinas Nordex 100-3.3, que son de clase 1 y tienen una potencia específica de 420 W/m^2 , como se resume en el cuadro 4.

	Vestas 90–2 (clase 2)	Nordex N100–3.3 (clase 1)
Diámetro del rotor (m)	90	100
Potencia de la turbina (MW)	2	3.3
Altura del buje (m)	93	93
Potencia específica (W/m^2)	314	420
CAPEX (USD/kW)	1300	1200

*Tabla 5. Supuestos de aerogeneradores para Lo Boza (clase 2) y Parque Eólico Cuel (clase 1).
Fuente [Julien Armijo, 2019]*

En cuanto a las pérdidas técnicas, considerando los efectos de estela debidos a la ubicación de múltiples turbinas, (mantenimiento) y envejecimiento, asume un factor de reducción. En las pérdidas (incluidos los efectos de estela y las pérdidas eléctricas y de transmisión) se estiman en un 15%, y la disponibilidad de la central en un 98%. En la modelización realizada en este trabajo, se asumen unas pérdidas técnicas del 15% para los emplazamientos del sur, y del 20% para el norte, para tener en cuenta también la sobreestimación de las velocidades del viento en la (Ministerio de Energía Explorador Eólico).

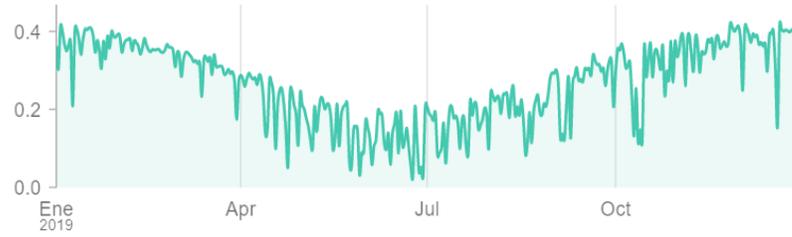
2. Solar: Para la producción de energía solar, se utiliza los datos de la (PELP, 2018), asumiendo un seguimiento azimutal de 1 eje con cero de inclinación. En la (Renewables.ninja, 2023), se asume un factor de pérdida del 15% para tener en cuenta todas las pérdidas técnicas, aunque en la (IEA Countries 2023), se discuten pérdidas mayores del 20-40%. Para todas las localizaciones, se asume un factor de pérdidas técnicas global del 15%.

Obsérvese que, tanto en el caso de la energía solar como en el de la eólica, aunque las pérdidas técnicas en las plantas reales pueden ser mayores en promedio que la hipótesis del 15%, su impacto nivelado a lo largo de la vida útil de la planta es menor, porque su rendimiento es sistemáticamente mejor en su primera mitad de vida de funcionamiento, la producción y los ingresos en los primeros años de vida tienen mayor valor económico que en los últimos.

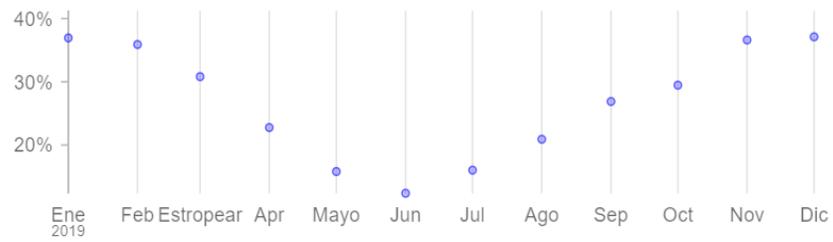
2.5.4 Análisis de recursos energéticos renovables

Lo Boza recurso solar: la ilustración 6 y 7 muestra el recurso solar y eólico estimados para el 2019 de dicha ubicación, la radiación solar es extremadamente fuerte, con un factor de capacidad promedio de 26.7% (incluyendo las pérdidas del 15%). La producción eléctrica solar en dicha ubicación es muy estable durante la mayor parte del año, como se muestra en las ilustraciones, sólo en la época de invierno dicha producción se ve afectada. El ciclo diurno medio (ilustración 7) presenta pendientes muy pronunciadas al principio del y final del día, típicas de las plantas fotovoltaicas de seguimiento de 1 eje, lo que resulta (ilustración 7), en una concentración de las estadísticas de carga del 0%(noche) y cerca del valor máximo 85%.

Media diaria



Factor de capacidad mensual



Factor de capacidad media total: 26,8%

Ilustración 6. Producción solar diaria y anual.
Fuente: [Renewables.ninja, 2023]

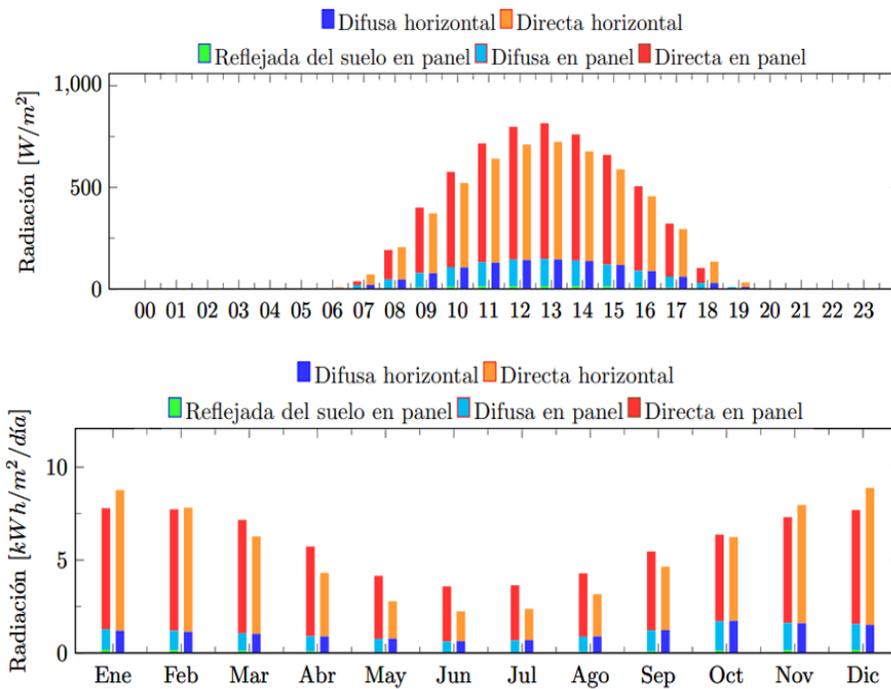


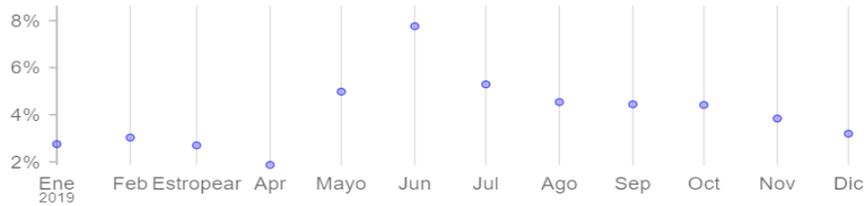
Ilustración 7. Producción solar diaria y anual.
 Fuente: [Ministerio de Energía Explorador Solar, 2013]

La ilustración 8 y 9 se muestra el recurso eólico de Lo Boza, el cual se caracteriza por ser más débil en comparación con otras ubicaciones. Este recurso presenta un ciclo anual marcado, exhibiendo su máximo rendimiento durante los meses de invierno. Cabe destacar que esta información se ha obtenido mediante mediciones y análisis realizados en el área específica. El ciclo anual del recurso eólico puede influir en la viabilidad y eficiencia de proyectos que dependen de la energía eólica en esta región.

Media diaria



Factor de capacidad mensual



Factor de capacidad media total: 4,08%

Ilustración 8. Producción eólica diaria y anual.
Fuente: [Renovables.ninja, 2023]

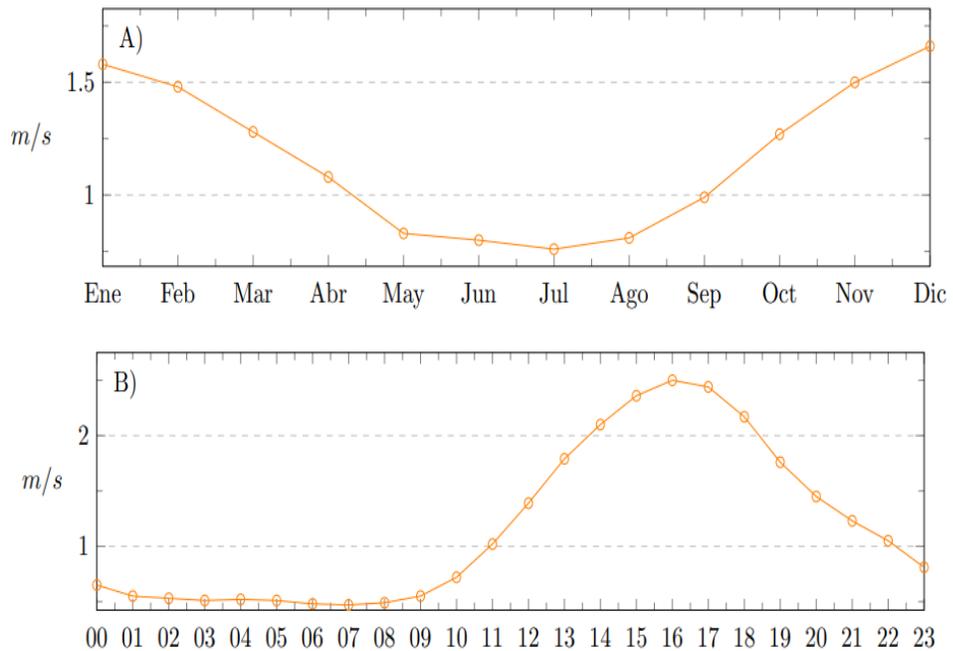


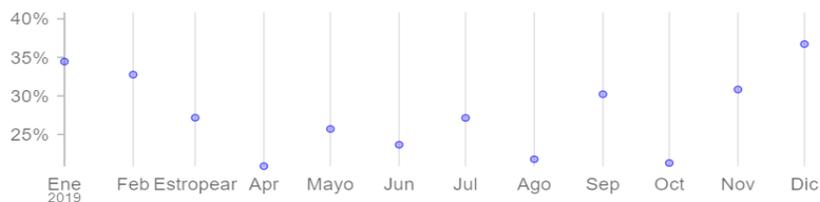
Ilustración 9. Producción eólica diaria y anual.
Fuente: [Renovables.ninja, 2023]

Parque Eólico Cuel recurso eólico: la ilustración 10 y 11, muestra el recurso eólico y solar estimados para el 2019 de dicha ubicación .El viento , con un factor de capacidad de promedio 27.7%(incluyendo las pérdidas del 15%).El ciclo promedio es bastante plano tanto diario como anual (ilustración 9).Sin embargo las fluctuaciones pueden ser muy fuertes en la escala diaria y semanal, como se ve en la ilustración 9.Tenga en cuenta que, en el parque eólico Cuel de 33 MW en la Región del Bio Bio, se reportó un CF neto promedio de 33% durante su primer año de funcionamiento(2014).Teniendo en cuenta que esas turbinas son GW87/1500 (diámetro del rotor de 87 m y turbina de 1500 kW) a solo 100 m de altura, y una potencia específica muy alta de 3.97 kW / m², aporta una buena credibilidad al rendimiento del 27.7% en el desarrollado en este trabajo .

Media diaria



Factor de capacidad mensual



Factor de capacidad media total: 27,7%

Ilustración 10. Producción eólica diaria y anual.
Fuente: [Renewables.ninja, 2023]

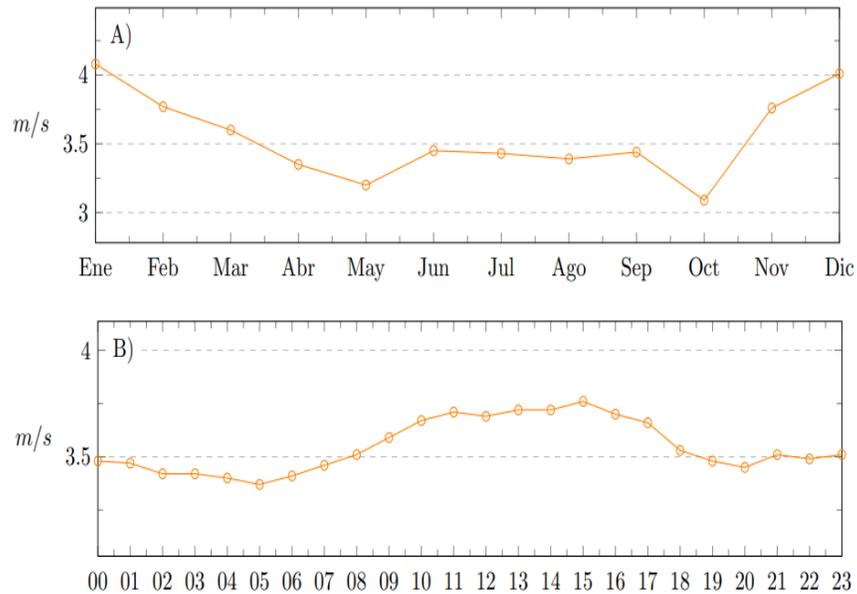
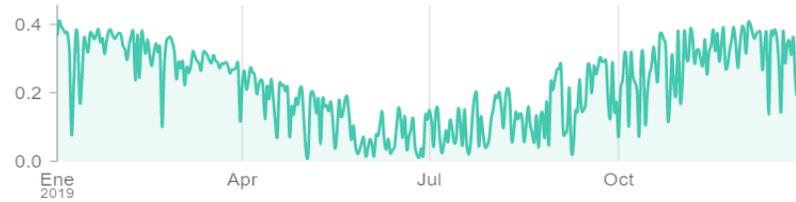


Ilustración 11. Producción eólica diaria y anual.
Fuente: [Ministerio de Energía Explorador Solar, 2013]

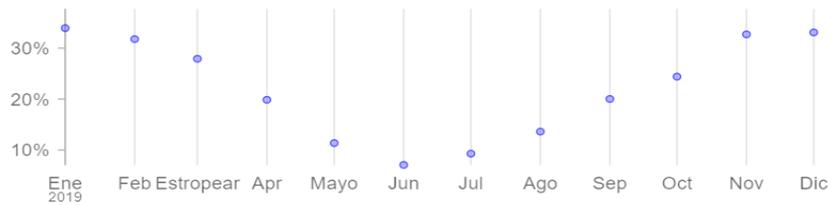
Parque Eólico Cuel recurso solar: la ilustración 12 muestra el recurso solar del parque eólico Cuel. Asumiendo pérdidas técnicas del 15%, lo que explica los valores máximos en 0,85 en la ilustración 12. La producción de electricidad solar en el parque eólico Cuel es muy estable durante todo el año, como se ve en la ilustración 12, sólo en la época de invierno dicha producción se ve afectada. El ciclo diurno medio ilustración 12 tiene pendientes muy pronunciadas al principio y al final del día, típicas de las plantas fotovoltaicas de seguimiento de 1 eje, lo que resulta, en una concentración de estadísticas de carga al 0% (noche) y cerca del valor máximo del 85%.

Curiosamente la ilustración 12, muestra que el ciclo medio del día tiene una buena complementariedad con el ciclo solar, ya que el viento sopla con fuerza durante todo el día. En ilustración 12 se ve que el viento también es más intenso en invierno (junio-septiembre), opuesto a la radiación solar.

Media diaria



Factor de capacidad mensual



Factor de capacidad media total: 22,0%

Ilustración 12. Producción solar diaria y anual.

Fuente: [Renovables.ninja]

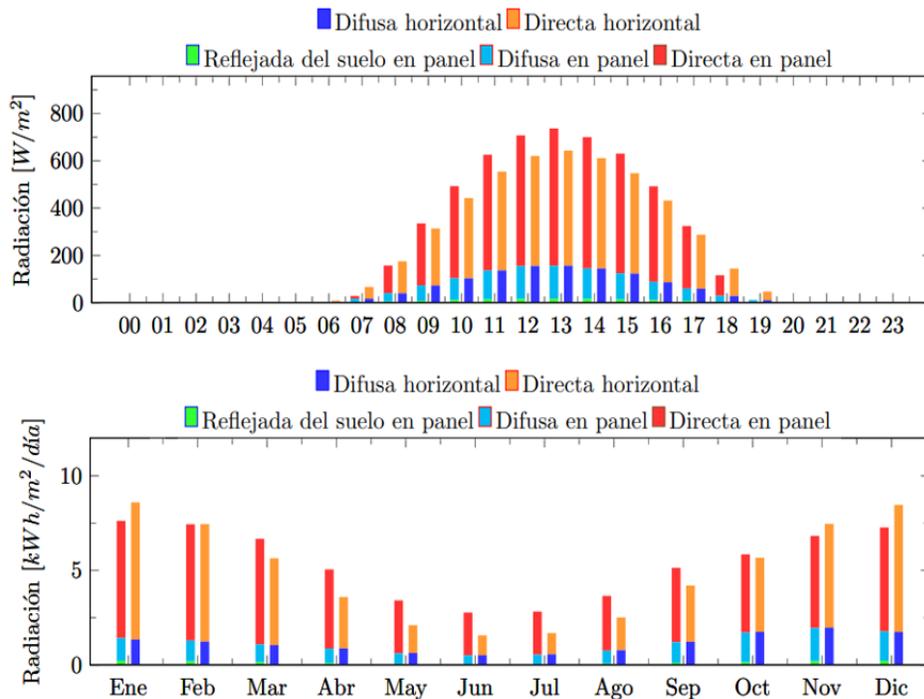


Ilustración 13. Producción solar diaria y anual.

Fuente: [Ministerio de Energía Explorador Solar]

CAPITULO 3 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

3.1 Producción de hidrógeno

Dada la combustión libre de carbono presentada por el hidrógeno este se alza como una pieza importante en los planes mundiales de descarbonización, pero dado que no se encuentra hidrógeno molecular en la naturaleza es necesario obtenerlo a partir de otras moléculas, para lo cual además se requiere energía, por lo tanto, hay que tener ciertas consideraciones respecto a su producción. El hidrógeno puede obtenerse de diversas maneras, algunas más eficientes que otras, un factor importante para que el hidrógeno se ajuste a un modelo de energía limpia es que el ciclo completo del mencionado gas sea libre de carbono, para esto es fundamental obtenerlo a través de fuentes energéticas con bajas o nulas emisiones de gases de efecto invernadero u otros desechos contaminantes. En este sentido la alternativa más obvia es la producción de hidrógeno a partir de energías renovables como la solar o la eólica. Sin embargo, ésta no es la única alternativa.

Una de las alternativas más importantes para generar hidrógeno gaseoso es a partir de agua mediante electrólisis, sin embargo, existen otros métodos asimismo efectivos que son actualmente utilizados en la industria, a continuación, se listan los principales:

1. A partir de hidrocarburos
 - Gasificación del carbón
 - Vapor de gas natural
 - Oxidación de hidrocarburos
2. A partir del agua
 - Termólisis
 - Electrolisis

En función del presente trabajo se trata de centrarse en la electrólisis para producir hidrógeno verde.

¿Qué es la electrólisis? Es un proceso electroquímico que consiste en provocar en someter a las moléculas de agua a un campo eléctrico externo mayor que el campo eléctrico interno de la molécula, logrando así separar la molécula obteniendo hidrógeno y oxígeno.

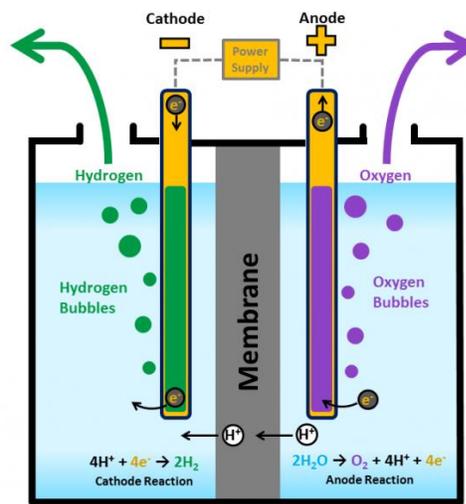


Ilustración 14. Principio de funcionamiento de la electrólisis.
Fuente: [Jiménez Sáez, F. (2020)]

Para llevar a cabo el proceso se sumergen 2 electrodos, sometidos a una diferencia de potencial eléctrico, en una solución acuosa, tal y como se observa en la ilustración 14, de esta manera los electrodos provocan un campo eléctrico suficientemente fuerte como para separar en iones (O⁻ y H⁺) los elementos presentes en las moléculas de agua, los cuales se combinan generando gases (O₂ y H₂).

Una ventaja principal de los métodos a base de agua es que no involucran subproductos a base de carbono, sin embargo, requieren gran cantidad de energía para llevarlos a cabo, por lo tanto, en caso de que estos procesos se

implementen basados en fuentes de energía libre de carbono, como las energías renovables no convencionales, se perfilan como importantes alternativas para la producción limpia de hidrógeno.

3.1.2 Eficiencia y emisiones

Los diferentes métodos de producción de hidrógeno pueden ser más o menos adecuados dependiendo de la naturaleza de los procesos asociados y de los requerimientos de la demanda, por ejemplo, los procesos a base de agua se caracterizan por presentar mayor pureza en el hidrógeno producido, debido a que los a base de hidrocarburos suelen implicar trazas de monóxido de carbono debido a la clase de reacciones que se llevan a cabo en sus reactores. Sin embargo, un factor crucial a considerar es la eficiencia de cada proceso, debido a que esta suele impactar fuertemente en sus costos asociados haciendo algunos métodos más competitivos que otros, es por esto para poder analizar las diferentes tecnologías de producción es necesario conocer su eficiencia.

Tecnología	Materia prima	Eficiencia [%]
Reformado de vapor	Hidrocarburos	70-85
Oxidación parcial	Hidrocarburos	60-75
Reformado auto-térmico	Hidrocarburos	60-75
Reformado de plasma	Hidrocarburos	9-85
Gasificación de biomasa	Biomasa	35-50
Reformado de fase acuosa	Carbohidratos	35-55
Electrólisis	H ₂ O	50-70
Termólisis	H ₂ O	50-70
Fotólisis	H ₂ O	0,5

Tabla 6. Resumen de las principales tecnologías de producción de hidrógeno.

Fuente: [Jiménez Sáez, F. (2020)]

3.2 Descripción del modelo

Para estimar los costes de producción de H₂ en Chile, se utilizan los supuestos económicos de la Tabla 7, que incluyen los gastos de capital (CAPEX), los gastos operativos (OPEX), Todos estos supuestos están concebidos para el corto plazo (2023).

	Valor
CAPEX Electrolizador (USD/kW)	588,7
OPEX Electrolizador (% CAPEX/año)	2
CAPEX Solar (USD/kW)	1000
CAPEX Eólica (USD/kW)	1300
OPEX Solar (% CAPEX/año)	1.7
OPEX Eólico (% CAPEX/año)	2
pérdidas tecnológicas solar	15%
pérdidas técnicas viento (Norte/Sur)	15%
vida útil de las plantas RE (año)	25

Tabla 7. Parámetros técnico económico de los electrolizadores y de las centrales solares y eólicas.
Fuente [Julien Armijo, 2019]

El electrolizador utilizado es alcalino, con un comportamiento perfectamente flexible, es decir, que puede seguir en tiempo real el suministro variable de electricidad y mantener una eficiencia constante $\eta=70\%$ en relación con el valor calorífico inferior (LHV) del hidrógeno $H_2=61 \text{ kWh/kg}$. Tales supuestos son coherentes con las últimas tecnologías reportadas, por ejemplo, en la (ThyssenKrupp 2021), donde el rango de carga es del 10-110%, y para el que las tasas máximas de rampa (hacia arriba o hacia abajo) de $\pm \frac{20\%}{s}$ son ampliamente suficientes para seguir las variaciones eólicas o solares de las granjas de ER a escala de servicio público, la eficiencia del 70% parece optimista,

pero en realidad es realista teniendo en cuenta los logros recientes y los avances actuales. Además, las eficiencias a carga parcial suelen ser mayores que a plena carga (por ejemplo, el 67%), lo que aumenta la eficiencia media efectiva de las energías renovables con un número estadísticamente importante de horas con carga parcial.

Plantas RE: Para la electricidad, los valores de *CAPEX* considerados están aproximadamente en línea con (PELP, 2018) sin embargo, han sido ajustados para que los *LCOE* obtenidos sean similares a los precios de subasta más recientes (ver Tabla 2). En particular, el *CAPEX* para plantas eólicas en (PELP, 2018) es de 1800 USD/ kW, pero valores tan altos probablemente estén desactualizados y no podrían reproducir las ofertas de precios más bajos para la energía eólica, en Chile. Los supuestos para *capex* de energía eólica y solar considerados en este trabajo, están alineados con los de China para 2020, a los que se aplicó un incremento de costo heurístico del 20%. Tener en cuenta que nuestro *CAPEX* estimado de esta manera es ligeramente superior a los de 700 USD / kW para energía solar y 1100 USD / kW para eólica.

Cálculo de costos: el modelo del sistema considera un electrolizador fijo de tamaño nominal (P_{H_2}), alimentado por parques solares y/o eólicos dedicados de capacidades (P_{Solar} , y $P_{Eólica}$), Para un rango de valores de las relaciones $a_s = P_{Solar}/P_{H_2}$ y $a_w = P_{eólica}/P_{H_2}$, calculamos el costo nivelado del hidrógeno LCOH. La producción total de H_2 se calcula, así como la reducción total de la electricidad (toda la potencia producida que excede la capacidad nominal del electrolizador), y el factor de capacidad híbrida, que es el factor de carga en el electrolizador. Finalmente, el *LCOH* se calcula utilizando los costos de inversión del electrolizador y los costos de operación del electrolizador dividido por la producción total de H_2 , las ecuaciones utilizadas para obtener los datos fueron obtenidas del script que se utilizó para simular los datos recopilados en este informe

$$LCOH = \frac{C_{inv} + C_{op}}{\text{Producción total de } H_2} \quad (1)$$

Donde

C_{inv} : = costo de inversión del electrolizador

C_{op} : = costo de operación del electrolizador

C_{inv} : = $capex_{H_2} * cap_{H_2}$

C_{op} : = $\sum (t \text{ in } bl) (LCOE_{FV} * FV(t) * Cap_{fv} + LCOE_E * E(t) * Cap_e + (ToU(t)) * R(t))$

El Lcoe y Lcow representan los costos nivelados de la energía solar y eólica, respectivamente. Se definen como los precios a los cuales debe venderse la electricidad generada por el sistema para que este alcance el punto de equilibrio al concluir su vida útil. El cálculo del Lcoe y Lcow implica la consideración del gasto de capital solar y eólico (capex), así como la evaluación de la producción total de energía eólica y fotovoltaica a lo largo de los años de operación de la planta.

$$LCOE_{FV}: = capex_{fv} / (FVT * vida)! \text{ [USD/kWh]} \quad (2)$$

$$LCOE_E: = capex_e / (ET * vida)! \text{ [USD/kWh]} \quad (3)$$

Ejemplo de optimización de LCOH en Lo Boza

En el caso de Lo Boza, los resultados del modelado del sistema indican que los precios de la electricidad son de $LCOE_{FV} = 0.022 \text{ USD/kWh}$ y $LCOE_E = 0.145 \text{ USD/kWh}$. Estos valores se alinean con los precios observados en las subastas más recientes, como se puede apreciar en la Tabla 2. Estos resultados ofrecen una visión prospectiva del aprendizaje y la implementación futura de las tecnologías correspondientes.

En la ubicación específica, donde la electricidad generada mediante la fuente eólica presenta un costo notablemente inferior al de la energía solar, se logra alcanzar el valor más reducido del $LCOH^* = 3,11 \text{ USD/kg}$ sin recurrir a

hibridación, lo que implica un coeficiente $a_w^* = 0$. Además, esta optimización se logra mediante un ligero sobredimensionamiento de la capacidad del parque solar, utilizando un factor $a_s^* = 1,16$.

Estos datos fueron obtenidos utilizando las fórmulas correspondientes.

$$LCOH = \frac{16783.31203 + 15004.79382}{10000 \text{ KgH}_2} = 3.11 \text{ \$/kgH}_2$$

$$LCOE_{FV} = \frac{1000}{(1684.473 * 25)} 0.022 \text{ [\$/kWh]}$$

$$LCOE_E = \frac{1300}{(1997.339 * 25)} = 0.145 \text{ [\$ /kWh]}$$

$$P_{H_2} = 295.1 \text{ [kW]}$$

$$P_{Solar} = 344.44 \text{ [kW]}$$

$$P_{Eólica} = 0 \text{ [kW]}$$

$$a_s = 344.44/295.1 = 1.167$$

$$a_w = 0$$

Ejemplo de optimización de LCOH en Parque eólico Cuel

En el caso del Parque eólico Cuel, se llevaron a cabo análisis de diversas configuraciones que involucraban tamaños variables de plantas eólicas y solares en relación con un electrolizador. Los cálculos de los costos nivelados de electricidad arrojaron los valores $LCOE_{FV} = 0.0237 \text{ USD/kWh}$ y $LCOE_E = 0.0260 \text{ USD/kWh}$, los cuales presentan una concordancia satisfactoria con los precios de subasta más recientes en Chile (consultar Tabla 2). Se determinó que la combinación óptima de parámetros para la planta solar ($a_s^* = 0.79$) y la planta eólica ($a_w^* = 0.39$) conduce a un $LCOH^*$ mínimo de 3.1788 USD/kg .

Estos datos se obtuvieron utilizando las fórmulas correspondientes.

$$LCOH = \frac{16783.31203 + 15004.79382}{10000 \text{ kgH}_2} = 3.178 \text{ \$/kgH}_2$$

$$LCOE_{FV} = \frac{1000}{(1684.473 * 25)} 0.023 \text{ [\$ /kWh]}$$

$$LCOE_E = \frac{1300}{(1997.339 * 25)} = 0.026 \text{ [\$ /kWh]}$$

$$P_{H_2} = 285 \text{ [kW]}$$

$$P_{Solar} = 227.3 \text{ [kW]}$$

$$P_{Eólica} = 113.7 \text{ [kW]}$$

$$a_s = 227.3/285 = 0.797$$

$$a_w = 113.7/285 = 0.398$$

Resumen de los costes de producción de hidrógeno

	Lo Boza	Parque Eólico Cuel
Factor de capacidad solar (%)	26.7	22.0
Factor de capacidad eólica (%)	4.08	27.8
LCOE solar (\\$/kWh)	0.022	0.023
LCOE eólica (\\$/kWh)	0.145	0.026
Capacidad solar a_s	1.167	0.797
Capacidad eólica a_w	0	0.398
LCOH (\\$/kg)	3.11	3.17

Tabla 8. Resumen de los parámetros óptimos para la planta de H₂.

La ilustración 15 presenta una comparativa del LCOH* óptimo logrado en las dos ubicaciones elegidas, y los parámetros óptimos identificados se encuentran sintetizados en la Tabla 8. En síntesis, se observa que la viabilidad de la hibridación en la producción de H_2 tiende a ser marginalmente favorable únicamente en situaciones en las cuales los costos de electricidad se mantienen cercanos entre sí.

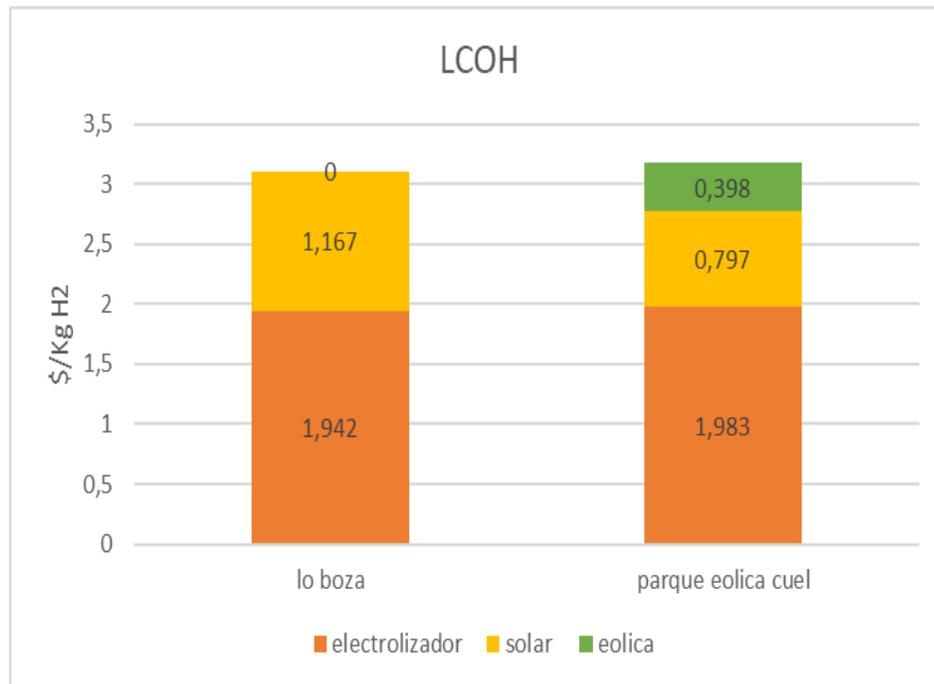


Ilustración 15. Estructura de costo nivelado del hidrógeno (LCOH).
Fuente: [Elaboración Propia]

CAPITULO 4 PRODUCCIÓN DE AMONIACO VERDE

4.1 Descripción del modelo

La modelización de una planta de amoníaco verde, como se muestra en la ilustración 16, es sustancialmente más compleja que la de una planta de hidrógeno verde. Una vez producido el hidrógeno, tiene que pasar por el proceso Haber-Bosch (HB), donde se combina con el N_2 , obtenido previamente de una unidad de separación de aire (ASU), para dar NH_3 . Esta combinación, que suele funcionar con fuentes de energía hidroeléctrica menos variables, ha sido en realidad el caballo de batalla de la industria de los fertilizantes desde 1926 hasta la década de 1980.

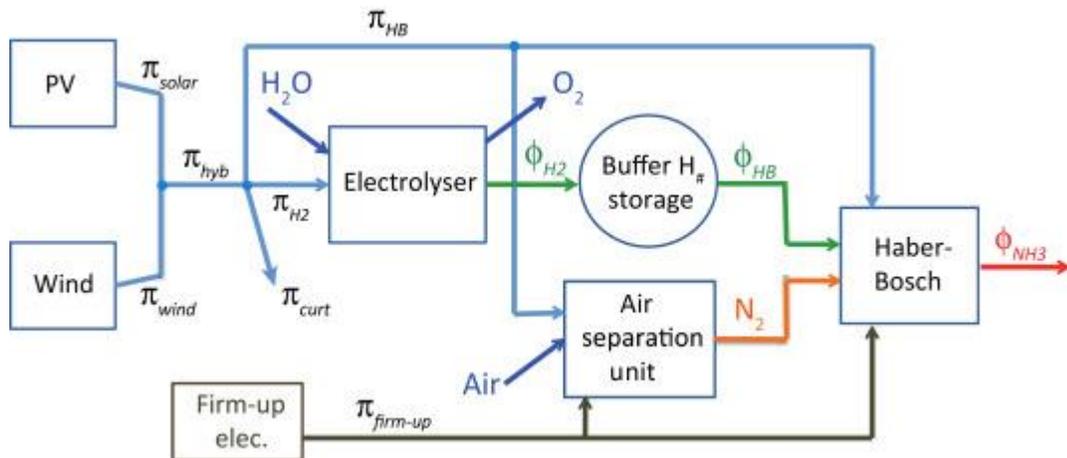


Ilustración 16. Esquema de una planta verde de Haber-Bosch

El bucle de síntesis Haber-Bosch, en general, es mucho menos flexible que un electrolizador: ϕ_{HB} , el flujo de entrada de H_2 en el reactor, no puede variar tan rápidamente como ϕ_{H_2} , el flujo de producción de H_2 por el electrolizador. El cuadro 9 resume nuestras hipótesis técnico-económicas.

	valor
CAPEX HB+ASU (USD/kW)	804
OPEX HB+ASU (% CAPEX/año)	2
vida útil (año)	25
HB-ASU (MWh/tNH ₃)	0.64
Precompresión eléctrica (MWh/tNH ₃)	0.26

Tabla 9. Parámetros tecno-económicos de la planta flexible de Haber-Bosch.

4.2 Síntesis de Amoniaco

El proceso más común para la síntesis de NH₃ es el proceso de Haber-Bosch. El proceso combina hidrógeno y nitrógeno elemental a alta presión y temperatura. La reacción es exotérmica, con 2,6MJ/kgNH₃ de calor liberado en la reacción. El proceso de Haber-Bosch se optimiza normalmente para la producción en masa continua; sin embargo, la reconfiguración para la producción dinámica no parece estar fuera de su alcance. La carga mínima podría ser tan baja como 20% o 30%. El proceso normalmente se cierra solo por mantenimiento y, por lo tanto, se asume que el proceso de síntesis se ejecuta de forma continua.

El proceso contiene compresores que consumen electricidad. (E. Morgan, 2014) estimó que el requerimiento de energía para una planta de 300 toneladas por día es de 8,0 MW, lo que conduce a un consumo específico de 0,64 MWh / tNH₃. Sin embargo, la mayor parte de esta energía se utilizó para la compresión de la corriente de alimentación, donde se suponía que el hidrógeno se alimentaba a STP y el nitrógeno a 8 bar. En este caso, el hidrógeno se alimenta del almacenamiento intermedio y, por lo tanto, el requerimiento de energía es mucho menor. El hidrógeno y el nitrógeno se introducen en el reactor en una relación de volumen estequiometría de 3: 1, por tanto, el trabajo de compresión del hidrógeno es dominante. (Grinberg Dana, A., 2016) estimó el consumo de energía del proceso de síntesis en un 7% del poder calorífico del combustible, es decir, 0,44

MWh / t. Se ha presentado un consumo incluso menor de 0,40 MWh / tNH₃. Utilizamos un consumo específico de 0,64 MWh / tNH₃, que también incluye la ASU, que es el 12,4% de la producción de energía química LHV de 5,17 kWh/tNH₃,

4.3 Resumen del costo de producción del amoníaco verde

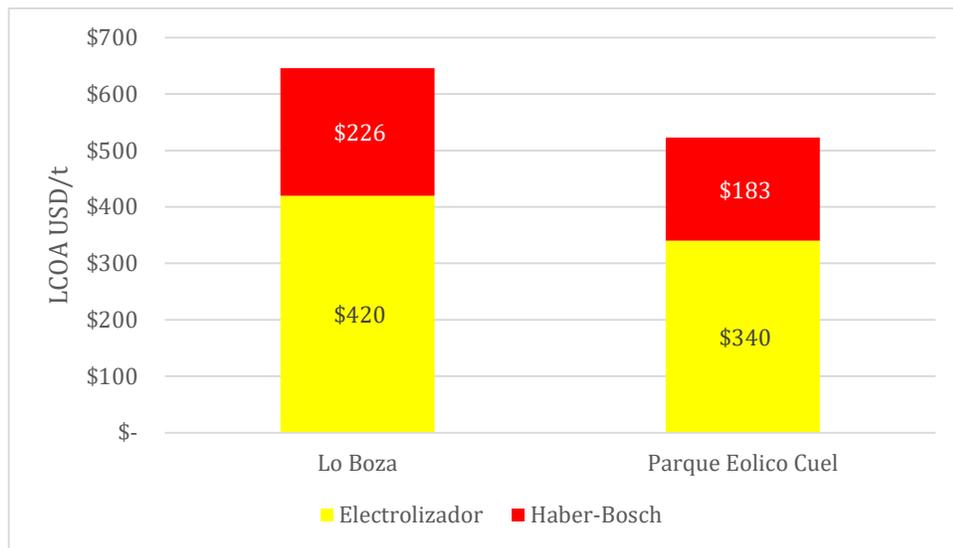


Ilustración 17. Costo nivelado del amoníaco (LCOA). Fuente [Elaboración propia]

En la ilustración 17, se presenta un desglose indicativo de los costos (LCOA) para la producción de amoníaco verde. Se muestran dos casos que reflejan diferentes fuentes de energías renovables, ya que estas determinan el tamaño de la inversión en varios componentes del electrolizador.

La contribución más significativa al costo del amoníaco verde es el costo del hidrógeno verde el cual representa el 65% del LCOA (costos nivelados de amoníaco) con una flexibilidad avanzada, el Parque Eólico Cuel presenta el menor LCOA alcanzable, 523.62 USD/t, inferior a los 646.88 USD/t de Lo Boza, aunque la eólica, 0.026 USD/kWh (véase la Tabla 8), es más costosa que la solar, 0,022 USD/kWh en Lo Boza.

CAPITULO 5 PRUEBAS Y RESULTADOS

Después de haber observado la capacidad que tienen los sistemas diseñados, en este capítulo se analizará su funcionamiento a partir de un conjunto de datos obtenidos en los capítulos anteriores. Estos últimos incluyen la producción de energía eólica y solar de las ubicaciones previamente mencionadas en los capítulos anteriores, además, se realizará una evaluación de las capacidades del electrolizador y de la planta de síntesis Haber-Bosch.

5.1 Producción de hidrógeno y amoníaco verde

5.1.2 Producción de Hidrógeno ubicación de Lo Boza

La tabla 10, muestra los datos obtenidos de la producción de H_2 , también la producción de la energía necesaria para producir hidrógeno verde. Los datos obtenidos en la tabla son los de un año (2019).

	PRODUCCION H2 [kg]					ENERGIA [kWh]			
	Prod_H2	=	Prod_NH3	Prod_R	Prod_FV	Prod_E	Ener_R	Ener_FV	Ener_E
1	0,00	=	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	=	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	=	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	=	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	=	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	=	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	=	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	=	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	=	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
10	0,15	=	0,08	0,00	0,15	0,00	0,00	9,39	0,00
11	0,70	=	0,34	0,00	0,70	0,00	0,00	42,49	0,00
12	1,56	=	0,77	0,00	1,56	0,00	0,00	95,26	0,00
13	2,41	=	1,19	0,00	2,41	0,00	0,00	147,23	0,00
14	3,06	=	1,51	0,00	3,06	0,00	0,00	186,64	0,00
15	3,46	=	1,71	0,00	3,46	0,00	0,00	211,07	0,00
16	3,61	=	1,78	0,00	3,61	0,00	0,00	220,02	0,00
17	3,50	=	1,73	0,00	3,50	0,00	0,00	213,80	0,00
18	3,17	=	1,56	0,00	3,17	0,00	0,00	193,35	0,00
19	2,60	=	1,29	0,00	2,60	0,00	0,00	158,87	0,00
20	1,84	=	0,91	0,00	1,84	0,00	0,00	112,48	0,00
21	0,98	=	0,48	0,00	0,98	0,00	0,00	59,78	0,00
22	0,32	=	0,16	0,00	0,32	0,00	0,00	19,65	0,00
23	0,02	=	0,01	0,00	0,02	0,00	0,00	1,20	0,00
24	0,00	=	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 10. Producción de hidrogeno y amoniaco verde.
Fuente: [Elaboración Propia].

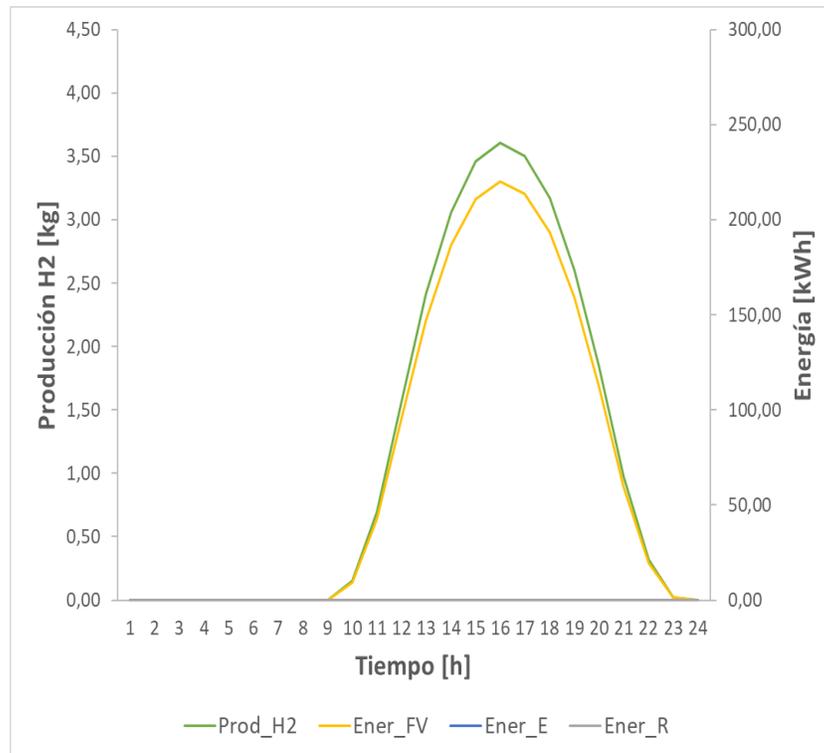


Ilustración 18. Producción de hidrógeno verde y producción de energía.
Fuente [Elaboración propia]

La Ilustración 18 proporciona información relevante sobre la producción diaria de hidrógeno verde y la cantidad de energía necesaria para llevar a cabo dicho proceso. Estos datos se obtuvieron de la tabla 10, que muestra la producción de hidrógeno verde y la generación de energía fotovoltaica a lo largo de las horas.

Al analizar la información, se destaca que el peak diario de producción de hidrógeno verde en la ubicación de Lo Boza alcanza los 3,61 kg. Se estima que para lograr esta producción máxima se requieren aproximadamente 220 kWh de energía. Estos datos son de suma importancia para dimensionar y planificar adecuadamente los sistemas de producción de hidrógeno verde, asegurando que

se disponga de la energía necesaria para llevar a cabo la electrólisis del agua de manera eficiente.

Cabe destacar que la producción de hidrógeno verde está estrechamente ligada a la generación de energía fotovoltaica, lo cual refleja la importancia de las fuentes de energía renovable en este proceso. La disponibilidad de un recurso solar adecuado en la ubicación de Lo Boza favorece la producción constante de energía fotovoltaica, lo que a su vez impulsa la producción continua de hidrógeno verde.

En conclusión, la Ilustración 18 brinda una visión clara de la relación entre la producción diaria de hidrógeno verde y la energía requerida para alcanzarla. La información obtenida de la tabla 10 permite comprender el rendimiento del sistema de producción de hidrógeno verde en la ubicación estudiada. El uso de energía fotovoltaica como fuente de energía renovable es esencial para garantizar una producción sostenible y contribuir a la transición hacia una economía baja en carbono. Estos resultados son fundamentales para la toma de decisiones y la implementación de estrategias que impulsen la producción y utilización del hidrógeno verde como una alternativa limpia y sostenible en diversos sectores industriales y de movilidad.

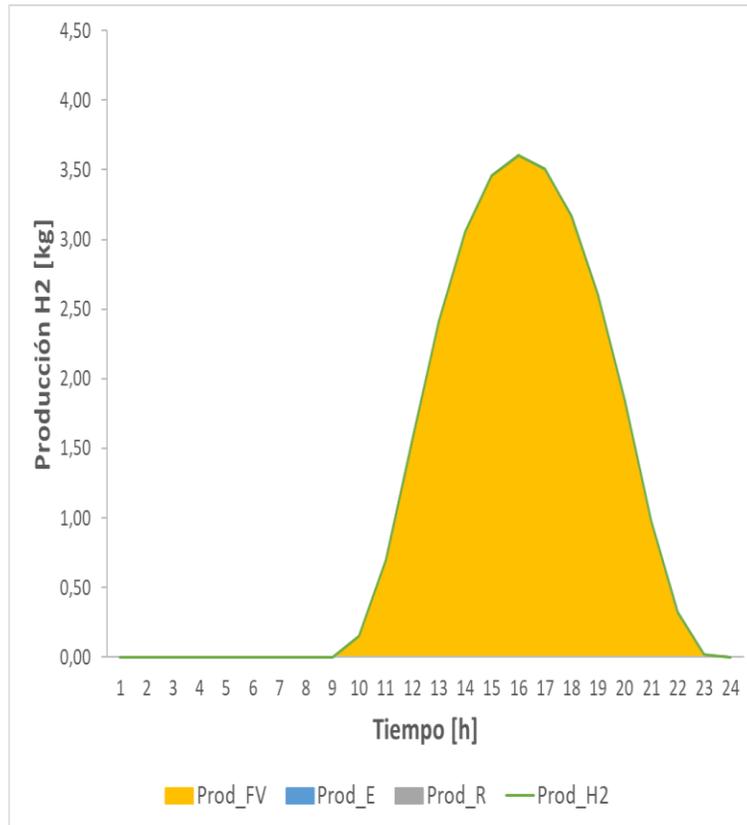


Ilustración 19. Producción de hidrógeno verde y producción fotovoltaica. Fuente: [Elaboración propia]

La ilustración 19 muestra la producción de hidrógeno verde durante el día a partir de la energía fotovoltaica generada. Se puede observar que la producción de hidrógeno verde comienza al mismo tiempo que la producción de energía fotovoltaica, lo cual se debe a que la única fuente de energía para el sistema que se encuentra ubicado en Lo Boza es la energía fotovoltaica.

5.1.3 Producción de Amoníaco verde ubicación de lo Boza

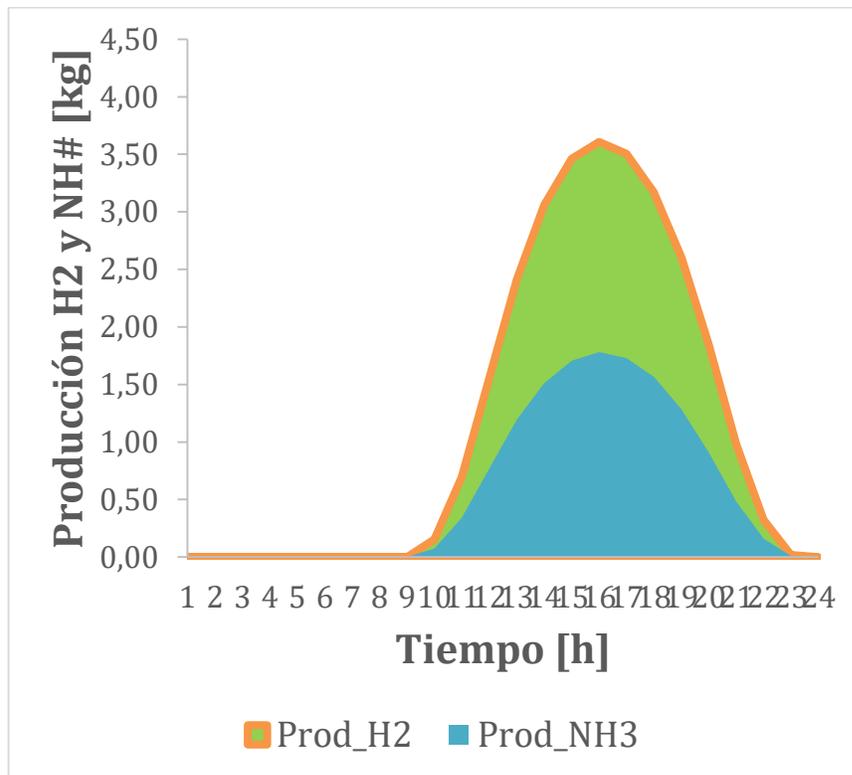


Ilustración 20. Producción amoniaco verde.
Fuente: [Elaboración propia]

La ilustración 20 ofrece una visión detallada de la producción de amoniaco verde en función de la producción de hidrógeno verde a lo largo del tiempo. Al analizar esta información, se puede determinar la cantidad de kilogramos de amoniaco que se pueden producir diariamente a partir de los 27,74 kg de hidrógeno verde generados. Con base en una relación de 3 gramos de hidrógeno por cada gramo de amoniaco, se concluye que se requiere una producción diaria de 13,69 kg de amoniaco para alcanzar la meta de producir 5 toneladas.

La tabla 10 complementa estos datos al proporcionar una visión más específica de la producción de amoniaco a lo largo de las 24 horas del día. Se observa que el peak más alto de producción de amoniaco ocurre a las 16 horas,

alcanzando un valor de 1,78 kg. Sin embargo, durante las primeras 9 horas, la producción de amoníaco es nula debido a la falta de producción de hidrógeno verde. Esta ausencia de producción se debe a condiciones climáticas desfavorables en la región estudiada.

Estos hallazgos resaltan la importancia de considerar no sólo la producción diaria total de hidrógeno verde, sino también la variación en la producción de amoníaco a lo largo del día. Además, subrayan la influencia directa de las condiciones climáticas en la generación de hidrógeno verde y, por consiguiente, en la producción de amoníaco verde. Estos conocimientos son fundamentales para optimizar la planificación y operación de los sistemas de producción de amoníaco verde, garantizando una producción eficiente y sostenible.

5.1.4 Producción de Hidrógeno ubicación de Parque Eólico Cuel

La tabla 11, muestra los datos obtenidos de la producción de H_2 y de la energía necesaria para producir dicho elemento, tales como la producción de energía fotovoltaica y producción de energía eólica. Los datos obtenidos en la tabla son los de un año (2019). lo cuales están promediados en 24 horas, como muestra la tabla 11.

	PRODUCCION H2 [kg]					ENERGIA [kWh]			
	Prod_H2	=	Prod_NH3	Prod_R	Prod_FV	Prod_E	Ener_R	Ener_FV	Ener_E
1	0,56	=	0,27	0,00	0,00	0,56	0,00	0,00	34,24
2	0,51	=	0,25	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	30,87
3	0,46	=	0,22	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	28,11
4	0,42	=	0,20	0,00	0,00	0,42	0,00	0,00	25,69
5	0,39	=	0,19	0,00	0,00	0,39	0,00	0,00	23,82
6	0,37	=	0,18	0,00	0,00	0,37	0,00	0,00	22,64
7	0,36	=	0,17	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	21,74
8	0,35	=	0,17	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	21,30
9	0,34	=	0,17	0,00	0,00	0,34	0,00	0,00	20,95
10	0,34	=	0,17	0,00	0,00	0,34	0,00	0,01	20,52
11	0,36	=	0,17	0,00	0,04	0,32	0,00	2,52	19,25
12	0,59	=	0,29	0,00	0,28	0,31	0,00	17,10	18,95
13	1,14	=	0,55	0,00	0,82	0,32	0,00	50,32	19,45
14	1,76	=	0,85	0,00	1,43	0,33	0,00	87,36	19,85
15	2,27	=	1,10	0,00	1,91	0,35	0,00	116,72	21,52
16	2,61	=	1,27	0,00	2,23	0,38	0,00	136,17	23,30
17	2,76	=	1,34	0,00	2,35	0,41	0,00	143,09	25,01
18	2,74	=	1,33	0,00	2,30	0,44	0,00	140,49	26,68
19	2,58	=	1,25	0,00	2,11	0,47	0,00	128,67	28,59
20	2,24	=	1,09	0,00	1,74	0,50	0,00	105,94	30,40
21	1,73	=	0,84	0,00	1,21	0,52	0,00	73,85	31,77
22	1,15	=	0,56	0,00	0,60	0,56	0,00	36,41	34,00
23	0,76	=	0,37	0,00	0,15	0,60	0,00	9,37	36,80
24	0,62	=	0,30	0,00	0,02	0,60	0,00	1,18	36,57

Tabla 11. Producción de H₂ producción de FV y producción Eólica y Energías.
Fuente: [Elaboración propia].

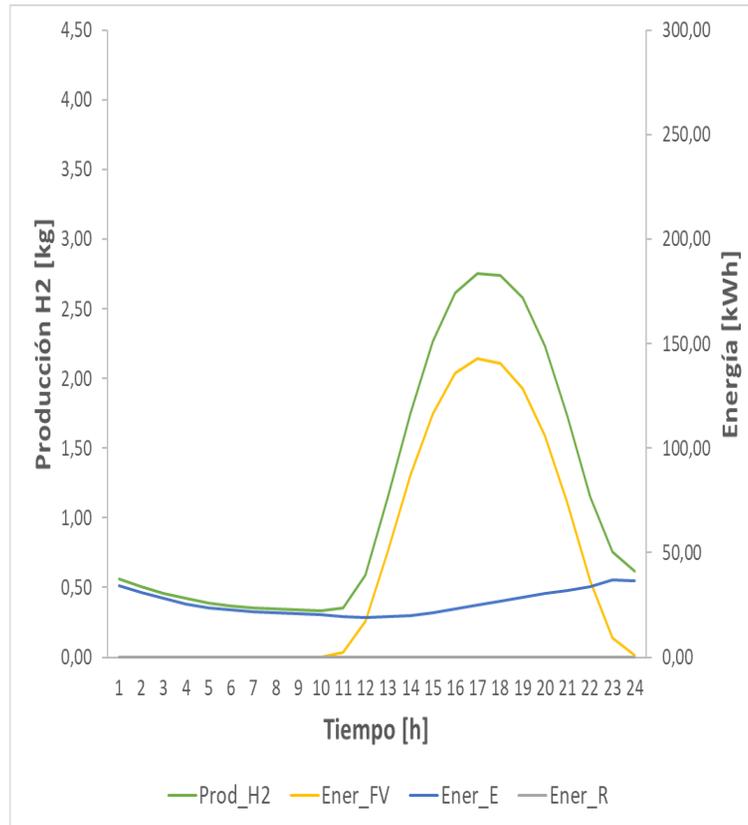


Ilustración 21. Producción de Hidrogeno y producción de energía solar e eólica.
Fuente: [Elaboración propia]

La Ilustración 21 brinda información valiosa sobre la producción diaria de hidrógeno verde y la energía necesaria para llevar a cabo este proceso. Al analizar los datos de la Tabla 11, se observa que la producción de hidrógeno verde en esta ubicación es más constante en comparación con la Ilustración 17. Esto se debe a la presencia de fuentes de energía renovable, como la energía fotovoltaica y la energía eólica, en la zona. El clima favorable de la ubicación permite una producción estable de estas energías.

Para lograr el peak diario de producción de 2,7 kg de hidrógeno verde, se requiere un suministro de energía consistente. Según las estimaciones, se necesitan 143 kWh de energía fotovoltaica y 25 kWh de energía eólica para alcanzar este nivel de producción. Estos datos reflejan la cantidad de energía

necesaria para llevar a cabo la electrólisis del agua y obtener hidrógeno verde de alta pureza.

Es importante destacar que la producción constante de hidrógeno verde es esencial para satisfacer la demanda en diversas aplicaciones, como la industria química, la movilidad sostenible y el almacenamiento de energía. La combinación de fuentes de energía renovable para la producción de hidrógeno verde es una estrategia prometedora que contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y a la transición hacia una economía más sostenible y descarbonizada.

En resumen, la Ilustración 21 resalta la relación entre la producción diaria de hidrógeno verde y la energía requerida para lograrla. El uso de energía fotovoltaica y eólica permite mantener una producción constante de hidrógeno verde en la ubicación estudiada. Estos datos son fundamentales para el diseño y la optimización de sistemas de producción de hidrógeno verde, impulsando así la adopción de esta importante fuente de energía limpia y renovable.

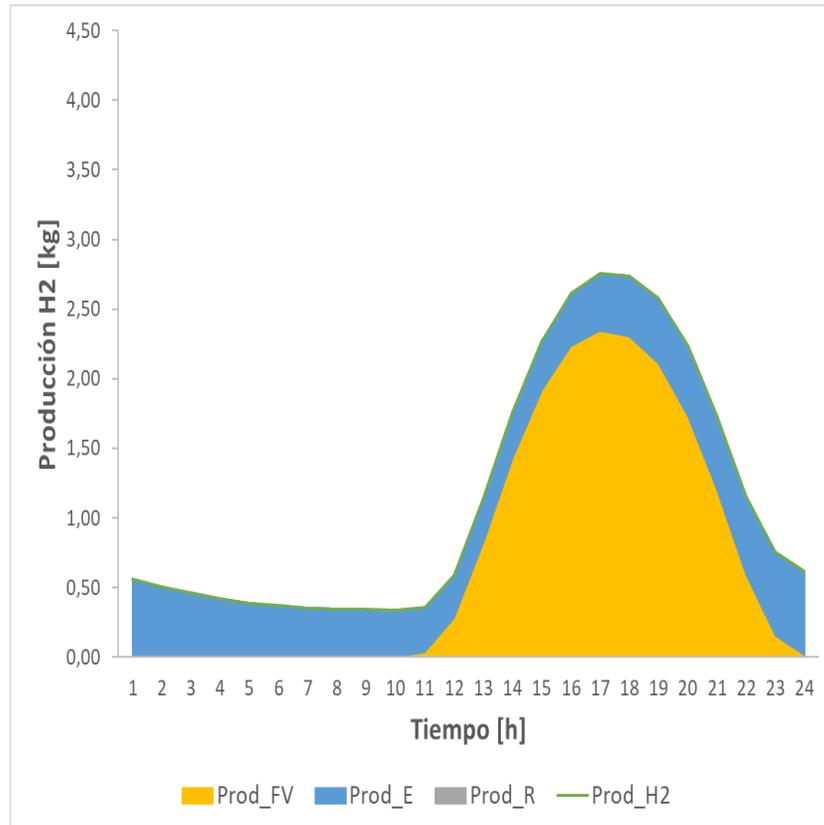


Ilustración 22. Producción de hidrogeno verde. Fuente: [elaboración propia]

La ilustración 22 muestra la producción de hidrógeno verde, energía fotovoltaica y energía eólica. Se puede apreciar que la producción de hidrógeno verde y energía eólica están presentes la mayor parte del día o incluso todo el día, lo cual se debe a las favorables condiciones climáticas de la ubicación. Sin embargo, la producción de energía eólica por sí sola no es suficiente para garantizar una producción favorable de hidrógeno verde, es por esto que la producción fotovoltaica complementa.

5.1.5 Producción de Amoníaco ubicación de Parque Eólico Cuel

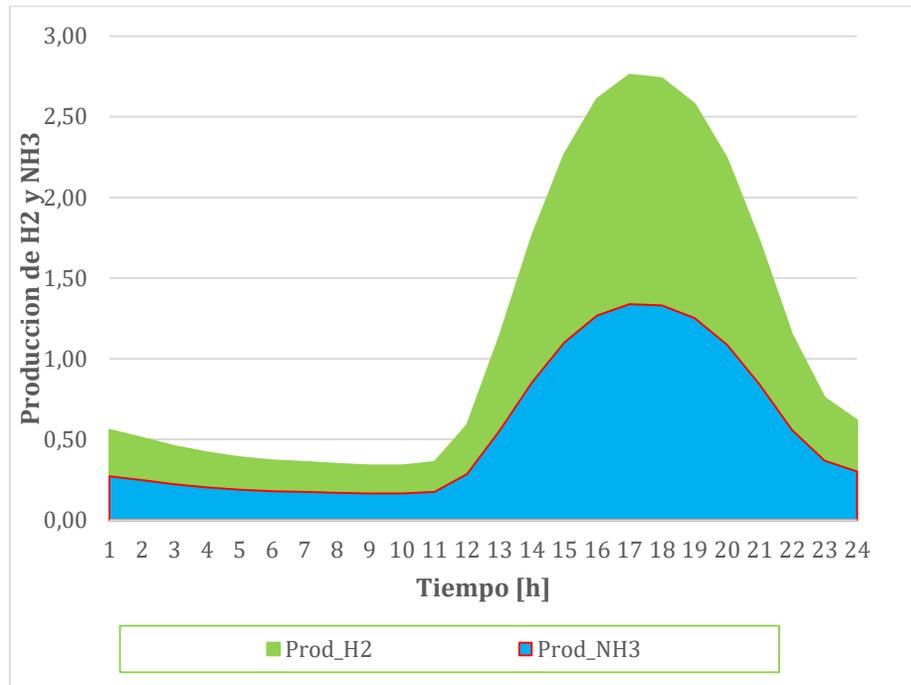


Ilustración 23. Producción de amoníaco verde.
Fuente [Elaboración Propia]

La ilustración 23, ofrece información valiosa sobre la producción de amoníaco verde en relación con la producción de hidrógeno verde a lo largo del tiempo. Con base en estos datos, se puede determinar la cantidad de kilogramos de amoníaco que se pueden producir diariamente a partir de la cantidad de hidrógeno verde generado, que en este caso es de 27,74 kg.

De acuerdo con los datos presentados, se puede calcular que diariamente se requiere una producción de 13,69 kg de amoníaco para alcanzar la meta de producir 5 toneladas. Este cálculo se basa en una relación de 3 gramos de hidrógeno por cada gramo de amoníaco.

Al analizar la tabla, se observa que la producción de amoníaco verde se mantiene constante debido a la presencia continua de la producción de hidrógeno

a lo largo de todas las horas del día. En el caso específico del parque eólico Cuel, se destaca su excelente recurso eólico y fotovoltaico, lo que asegura una producción constante de energía y, en consecuencia, de hidrógeno. Esta estabilidad contribuye a mantener una producción constante de amoníaco verde.

Además, al comparar con la ilustración 20, se puede apreciar que la producción máxima de amoníaco verde se alcanza alrededor de las 17 horas, con un máximo de 1,5 kg. Esto puede ser resultado de factores como la disponibilidad de recursos energéticos y la eficiencia del proceso de síntesis.

En resumen, se logra una producción diaria de 13,69 kg de amoníaco verde gracias a la producción constante de 27,74 kg de hidrógeno verde. El Parque eólico Cuel, con su buen recurso eólico y fotovoltaico, garantiza una producción de energía estable, lo que implica una producción constante de hidrógeno y, por ende, de amoníaco verde. Además, se observa un pico de producción máxima de amoníaco verde alrededor de las 17 horas, según la ilustración 20. Estos hallazgos son fundamentales para comprender y optimizar el proceso de producción de amoníaco verde en términos de eficiencia y aprovechamiento de recursos.

5.2 Variación producción de amoníaco verde ubicación de Lo Boza

En la ilustración 24 se puede apreciar lo que sucede con las diferentes capacidades que componen los sistemas estudiados en capítulos anteriores al variar la producción de amoníaco verde. En el siguiente script se muestran las diferentes ecuaciones con las cuales se obtuvieron los resultados esperados:

$$\text{sum}(t \text{ in } \text{bl})H_2(t) = 10000 \text{ ecuación(4)}$$

$$\text{sum (t in bl)HB(t)} = \left(\frac{(5000 * 5.17 * 61)}{(0.88)} \right) \text{ ecuación (5) Planta de Haber – Bosch y ASU}$$

$$H_2(t) + HB(t) = \left(\frac{(FV(t) * Cap_{fv} + E(t) * Cap_e + R(t))}{61} \right) \text{ ecuación (6) Electrolizador}$$

Las ecuaciones 5 y 6 del script mencionado anteriormente muestran de manera teórica el funcionamiento de la planta de Haber-Bosch y del electrolizador, lo cual se observa en la ilustración. En la ilustración 23, se puede apreciar que al aumentar la producción de amoníaco verde en el sistema y mantener la producción de hidrógeno verde constante, las capacidades del electrolizador y de la planta fotovoltaica que conforman el sistema también aumentan. Esto se debe a que al incrementar alguna de las capacidades de producción de las plantas que componen el sistema, las demás plantas deben aumentar su capacidad para mantener el equilibrio del sistema.

La ilustración 24 muestra diferentes casos que ocurren cuando se aumenta o iguala la producción de amoníaco verde con respecto a la producción de hidrógeno verde. En estos casos, las capacidades de las plantas que componen el sistema deben aumentar considerablemente para mantener el sistema funcionando correctamente. Como se puede ver en la figura, la capacidad de producción de energía solar fue la que más aumentó. Esto se debe a que las condiciones climáticas en la ubicación de Lo Boza son favorables para la producción de energía fotovoltaica, más que la energía eólica que es despreciable.

Con el aumento de la producción de amoníaco, la capacidad de la planta de Haber-Bosch aumenta en comparación con la capacidad del electrolizador. Esto se debe a que la planta de Haber-Bosch es mucho menos flexible que el electrolizador. Si

se aumenta la producción de hidrogeno verde, la planta de Haber-Bosch debe aumentar su capacidad para amortiguar las fluctuaciones en la producción de hidrógeno verde.

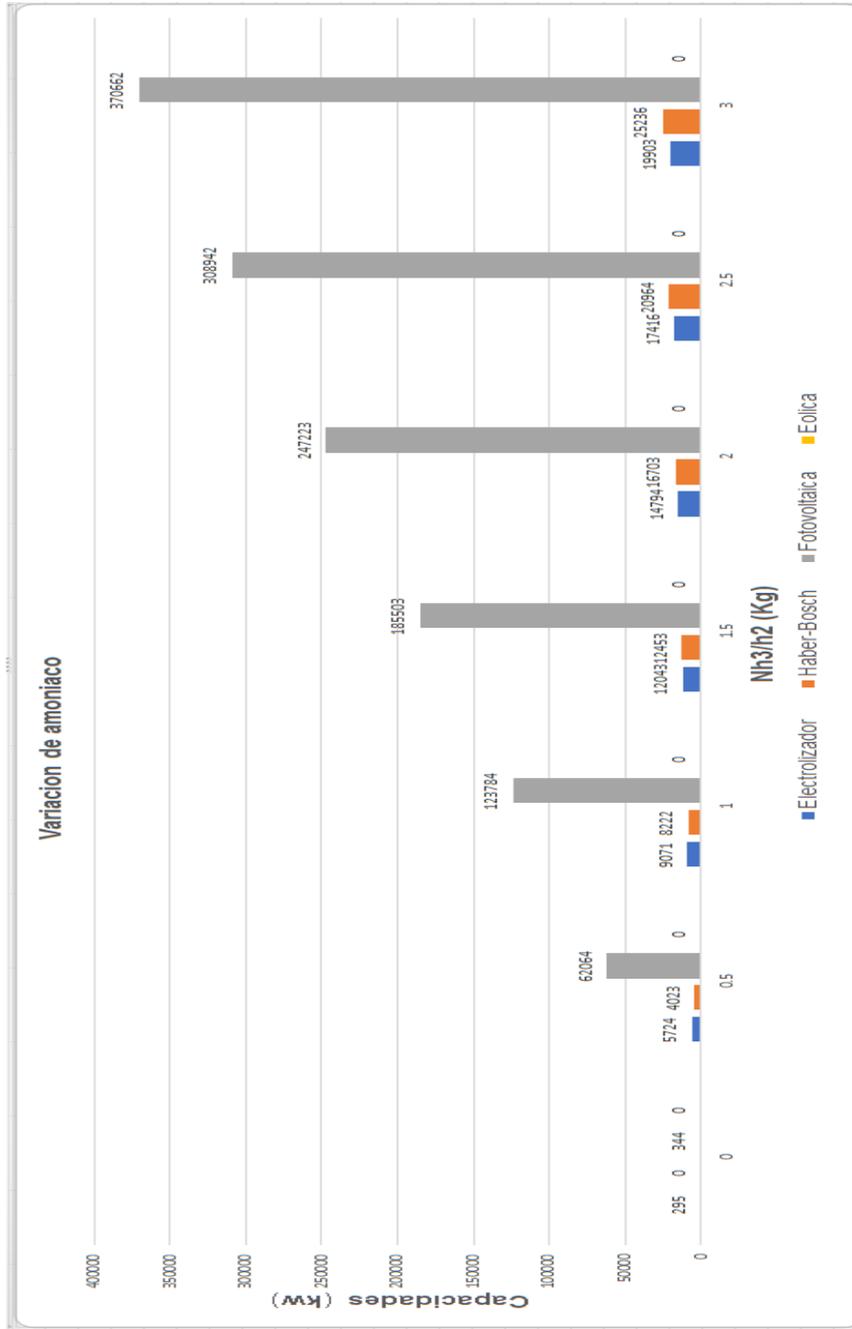


Ilustración 24. Variación de amoniaco con respecto al hidrógeno. Fuente [Elaboración propia]

5.3 Variación de producción de amoníaco verde ubicación Parque Eólico Cuel

En la ilustración 25, al igual que en la figura anterior, es posible apreciar lo que sucede con las diferentes capacidades que componen los sistemas estudiados al variar la producción de amoníaco verde. En el siguiente script se muestran las diferentes ecuaciones con las cuales se obtuvieron los resultados esperados:

$$\text{sum (t in bl)}H_2(t) = 10000 \text{ ecuación(4)}$$

$$\text{sum (t in bl)}HB(t) = \left(\frac{(5000 * 5.17 * 61)}{(0.88)} \right) \text{ ecuación (5)Planta de Haber – Bosch y ASU}$$

$$H_2(t) + HB(t) = \left(\frac{(FV(t) * Cap_{fv} + E(t) * Cap_e + R(t))}{61} \right) \text{ ecuación (6)Electrolizador}$$

En la ilustración 25, al igual que en la figura anterior, las ecuaciones 5 y 6 del script muestran de forma teórica la planta de Haber-Bosch y el electrolizador que componen el sistema estudiado. En la ilustración 25 se puede observar lo que sucede con las capacidades de producción del electrolizador y las plantas que componen el sistema cuando se aumenta la capacidad de producción del amoníaco verde y se mantiene la misma producción de hidrógeno verde. Se dice que mientras más grande sea la producción del amoníaco verde, mayor debe ser la capacidad de producción del electrolizador y de las energías renovables para poder sustentar el aumento del amoníaco. Como se muestra en la ilustración 25, a diferencia de la figura anterior, las condiciones climáticas de esta ubicación son muy diferentes, por lo que no hay mucha diferencia entre la producción de energía solar y energía eólica. Por ende, las fluctuaciones al producir hidrogeno no son tan significativas como para que la planta de Haber-Bosch tenga una capacidad mayor que la del electrolizador como en la figura anterior.

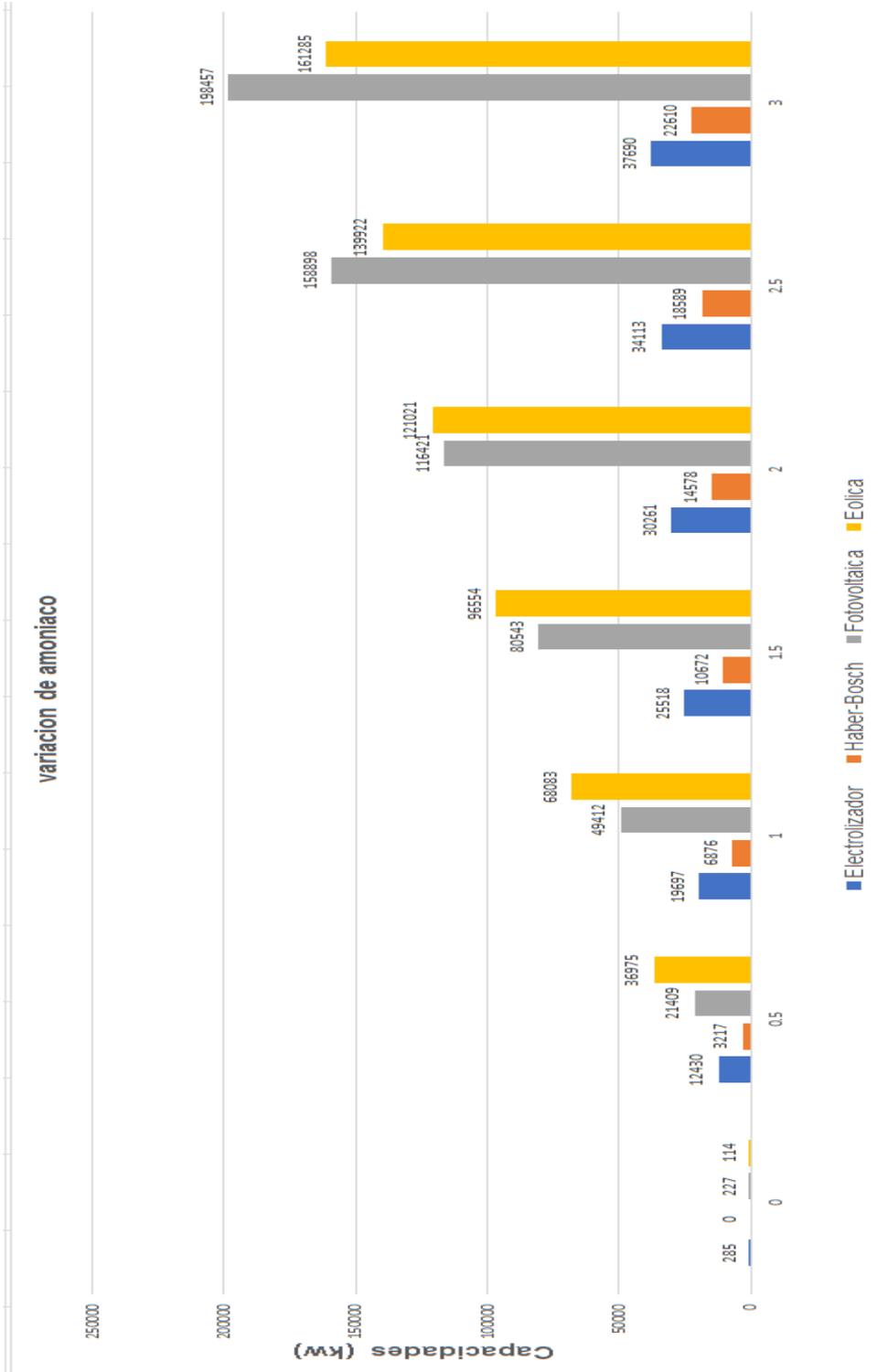


Ilustración 25. Variación de amoniaco con respecto al hidrógeno. Fuente [Elaboración propia]

CAPITULO 6 RENDIMIENTO DE COSTOS

En este capítulo, basándose en la información recopilada de los sistemas estudiados y simulados, se establece el costo de producción del hidrógeno y amoníaco verde.

A modo de ejemplo, la Tabla 12 muestra los parámetros escalonados para una planta de amoníaco verde que produce 5 toneladas al año y una planta de hidrógeno verde que produce 10 toneladas al año, en las dos ubicaciones investigadas en este informe: Lo Boza y el parque eólico Cuel, con flexibilidad avanzada. En el caso de Lo Boza, la parte principal del Capex y la huella terrestre correspondería al parque solar de 62,1 kW, mientras que para la segunda ubicación estudiada (parque eólico Cuel), se requeriría un parque solar de 21,4 kW, complementado por un parque eólico de 36,9 kW.

Para que el sistema instalado en la ubicación de Lo Boza pueda producir las 5 toneladas de amoníaco verde, se requiere una planta de Haber-Bosch y ASU con una capacidad de 4.023 kW. En el caso de la segunda ubicación estudiada, se necesita una planta de Haber-Bosch y ASU con una capacidad de 3.217 kW para producir las 5 toneladas de amoníaco verde. Para la producción de 10 toneladas de hidrógeno verde, se requiere un electrolizador con una capacidad de 5.724 kW para Lo Boza y un electrolizador de 12.430 kW de capacidad para el parque eólico Cuel. El costo total de la inversión, conocido como Capex, para cada ubicación estudiada es de \$6.053.898 dólares para Lo Boza y \$6.097.163 dólares para el parque eólico Cuel.

	Localidades	
Capacidad (kW)	Lo Boza	Parque Eólico Cuel
Electrolizador	5.724	12.430
Haber -Bosch	4.023	3.217
Solar	62.064	21.409
Eólica	0	36.975
Costo Total (\$)	6.053.898	6.097.163

Tabla 12. Resumen de capacidades óptimas y CAPEX

Por último, en la ilustración 26 se presenta un ejemplo de cómo varían los costos totales de los sistemas estudiados al aumentar la producción de amoníaco verde. Se observa que a medida que la producción de amoníaco aumenta, los costos totales de los sistemas también aumentan. Esto se debe a que, con el incremento en la producción de amoníaco, se requiere aumentar las capacidades de producción de otros elementos del sistema, como la producción de hidrógeno verde y la generación de energía necesaria para el funcionamiento de los sistemas. El siguiente script muestra las variables y las capacidades de los sistemas estudiados que están relacionadas con el costo total.

Script (código utilizado para simular los datos)

$$\text{Cop:} = \text{sum} (t \text{ in } bl) (\text{LCOE_FV} * \text{FV}(t) * \text{Cap_fv} + \text{LCOE_E} * \text{E}(t) * \text{Cap_e} + (\text{ToU}(t) * \text{R}(t)))$$

$$\text{Cinv:} = \text{capex_H}_2 * \text{cap_H}_2$$

$$\text{Cinv_hb:} = \text{Cap_hb} * \text{capex_hb}$$

! Función Objetivo:

$$\text{objetivo:} = (\text{Cop} + \text{Cinv}) + (\text{Cinv_hb})$$

La función objetivo hace referencia al costo total que se necesita para implementar la modelación técnico económico de los sistemas estudiados.

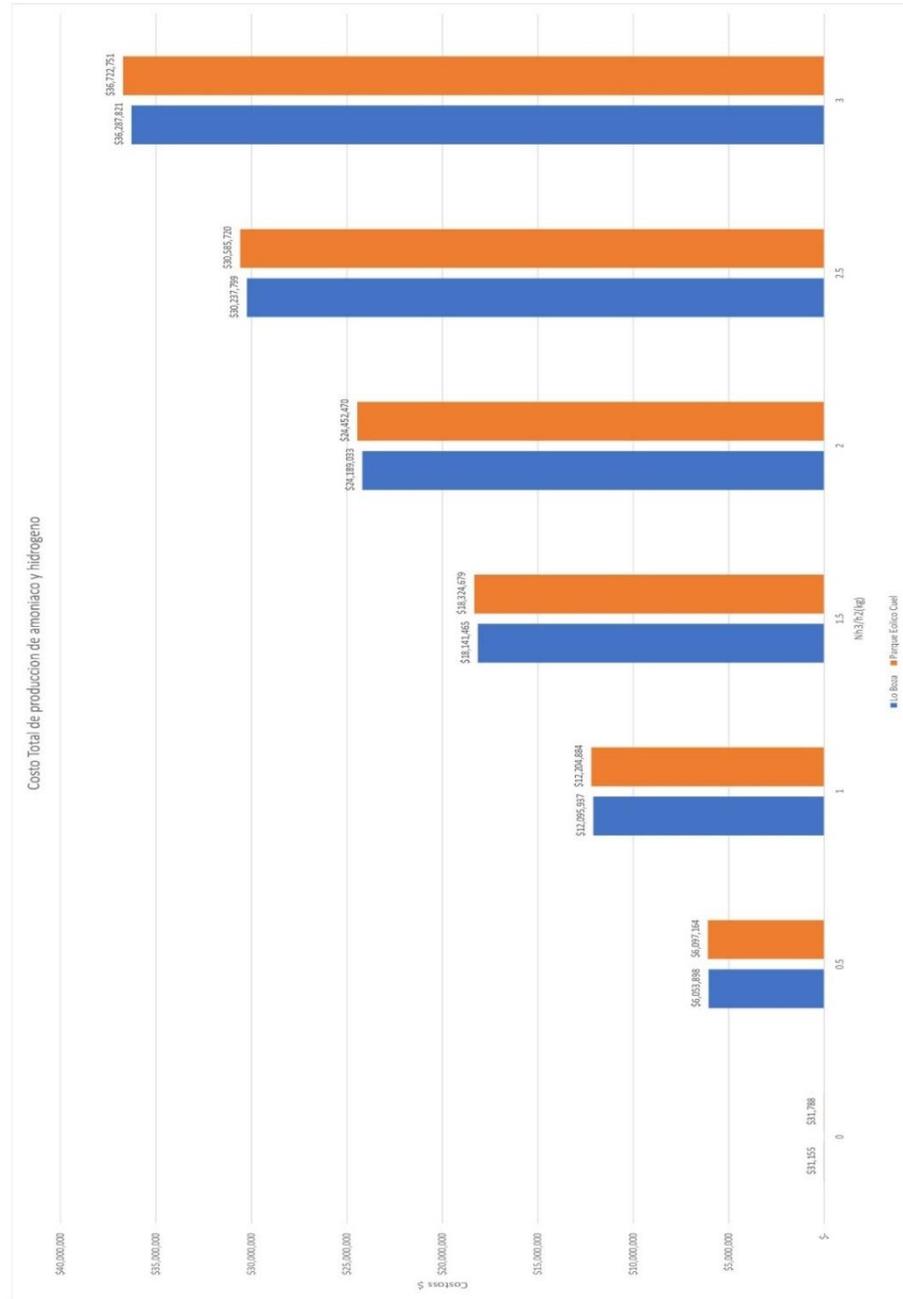


Ilustración 26. Variación de amoníaco y los costos totales. Fuente: [Elaboración propia]

CAPITULO 7 CONCLUSIONES

Estas conclusiones resaltan la importancia de aprovechar los recursos de energías renovables disponibles en Chile y promover la implementación de tecnologías sostenibles en el sector energético. Además, subrayan la relevancia de una transición global hacia fuentes de energía más limpias y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles. El potencial de Chile en este campo ofrece oportunidades tanto a nivel nacional como internacional para impulsar la sostenibilidad y el desarrollo económico basado en energías limpias.

La producción de hidrógeno y amoníaco verde es crucial para lograr una transición energética sostenible y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. A través de esta investigación sobre los principales métodos de producción, se han identificado varios desafíos, así como ventajas y desventajas asociadas con cada método.

Uno de los métodos más comunes para producir hidrógeno verde es la electrólisis del agua, que utiliza electricidad renovable para separar el agua en hidrógeno y oxígeno. Aunque la electrólisis del agua es una tecnología madura y prometedora, aún enfrenta desafíos significativos en términos de eficiencia energética y costos de producción. Sin embargo, con avances tecnológicos y economías de escala, se espera que la electrólisis del agua sea cada vez más viable y competitiva.

En cuanto a la producción de amoníaco verde, se basa principalmente en la síntesis de amoníaco a partir de hidrógeno y nitrógeno. Aunque este proceso ha sido ampliamente utilizado en la industria química convencional, el desafío clave radica en obtener hidrógeno verde a gran escala de manera rentable y

sostenible. Además, el transporte y almacenamiento del amoníaco plantean retos logísticos debido a su alta toxicidad y corrosividad.

En general, la viabilidad de cada método de producción de hidrógeno y amoníaco verde depende de diversos factores, como los recursos disponibles, la infraestructura existente, la eficiencia energética, los costos, la disponibilidad de materias primas renovables y las consideraciones medioambientales. Es importante continuar investigando y desarrollando tecnologías más eficientes, mejorando la infraestructura y fomentando políticas de apoyo para promover la producción a gran escala de hidrógeno y amoníaco verde.

El análisis realizado en el trabajo de titulación ha permitido evaluar la efectividad y pertinencia del modelo de producción flexible de hidrógeno y amoníaco verde en dos zonas específicas de Chile. Los resultados obtenidos en el capítulo 5 indican que este modelo constituye una opción factible y eficiente para la generación de energía renovable en el país, ya que logra aprovechar de manera eficiente los recursos energéticos disponibles y reduce la dependencia de los combustibles fósiles. En base a los criterios del modelo de Armijo, una de las localidades (Lo Boza, RM) no cumpliría con las condiciones deseadas debido a las adversas condiciones climáticas que dificultan su funcionamiento óptimo (fundamentalmente la disponibilidad de energía eólica es en extremo intermitente y no da garantías). Para que este sistema sea efectivo en dicho lugar, sería necesario agregar una fuente adicional para estabilizarlo. Además, la falta de un estanque para almacenar hidrógeno afecta su rendimiento, ya que la producción de amoníaco no es tan flexible como la de hidrógeno. Como resultado, cuando la producción de amoníaco supera a la de hidrógeno, el sistema se desequilibra y consume más energía. Además, el modelo de producción flexible de hidrógeno y amoníaco verde diseñado por Julien Armijo se destaca por su

capacidad de ser escalable y adaptable a diferentes zonas y condiciones climáticas, lo que lo convierte en una alternativa atractiva para la generación de energía renovable en Chile.

El trabajo realizado ha brindado información metodológica y análisis detallados sobre la producción de hidrógeno y amoníaco verde en el país, lo que contribuye de manera significativa a la comprensión y al desarrollo de dichos sistemas. Este trabajo de titulación representa una valiosa contribución al campo de la generación de energía renovable en Chile, ya que proporciona información relevante y actualizada sobre los principales métodos de producción de hidrógeno y amoníaco verde, identificando sus mayores desafíos, comparando ventajas y desventajas, y analizando la viabilidad de cada método. Además, el estudio somete a evaluación en dos zonas específicas de Chile el modelo de producción flexible de hidrógeno y amoníaco verde diseñado por Julien Armijo, evaluando su efectividad y pertinencia en estas áreas.

Los análisis económicos de las plantas de hidrógeno y amoníaco verde, considerando los costos de inversión y operativos, y el análisis detallado de la viabilidad de la capacidad de producción de energías renovables en las dos localidades de Chile, también contribuyen a la comprensión y al desarrollo de los sistemas de generación de hidrógeno y amoníaco en el país.

El estudio realizado en este trabajo ha contribuido a generar nuevos conocimientos sobre la producción flexible de las fuentes de energía renovable para la producción de hidrógeno y combustibles alternativos. A diferencia de investigaciones anteriores, que se centraron en proporciones fijas de capacidad para plantas híbridas eólico-solares, este estudio ha explorado diversas combinaciones de recursos solares y eólicos.

En relación con la producción de hidrógeno, se ha observado que la hibridación de recursos solares y eólicos puede conducir a reducciones moderadas en los costos de producción. Por ejemplo, en el caso más favorable de Taltal, se ha registrado una disminución del 1,6% en los costos, mientras que, en lugares con recursos eólicos y solares de calidad y costos similares, las reducciones podrían alcanzar hasta un 5%.

Por otro lado, en el caso de la producción de amoníaco, se han identificado beneficios significativos asociados a la hibridación. Las ganancias obtenidas pueden situarse en un rango del 5% al 20%, ya que la hibridación permite estabilizar el suministro de energía proveniente de fuentes renovables. Esto reduce la necesidad de costosos sistemas de almacenamiento intermedio de hidrógeno y de refuerzo eléctrico para la síntesis de amoníaco.

Estos hallazgos subrayan la importancia de la hibridación como estrategia para mejorar la eficiencia y la viabilidad económica de los sistemas de producción de hidrógeno y amoníaco a partir de energías renovables. Además, demuestran el potencial de esta tecnología para contribuir a la transición hacia un modelo energético más sostenible y libre de emisiones.

En estos lugares, caracterizados por su excelente recurso eólico o solar, se ha demostrado que la producción de hidrógeno (H_2) y amoníaco (NH_3) ecológicos podría ser competitiva en términos de costos en comparación con las alternativas tradicionales basadas en combustibles fósiles. Se estima que el costo nivelado de la electricidad (LCOH) para la producción de H_2 es de aproximadamente 3,17 USD/kg, lo cual es comparable a los costos estimados de energía solar en Lo Boza (3,11 USD/kg) o en el norte de Chile (1,8-3 USD/kg) para el año 2023. Estos costos están comenzando a desafiar los 1-1,5 USD/kg asociados a la reforma de metano con vapor (SMR).

En cuanto al amoníaco verde, los costos nivelados de producción (LCOA) estimados por debajo de los 351 USD/t ya son comparables al valor de mercado de 300-600 USD/t del amoníaco importado obtenido mediante SMR en Chile. Por lo tanto, las proyecciones de reducción de costos para los electrolizadores, así como para la energía solar y eólica, hacen que la producción de H_2 y NH_3 verde sea un caso de negocio viable a corto plazo

Si se considera el valor económico de la estabilidad de precios (en contraste con la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles), así como los beneficios ambientales y la posibilidad de aumentar los impuestos sobre el carbono, el caso se vuelve aún más convincente. Estos factores adicionales resaltan la importancia de la producción de H_2 y NH_3 verde como alternativas sostenibles y rentables en el panorama energético actual.

7.1 líneas futuras

Un análisis adicional en el futuro podría mejorar el modelo utilizado, por ejemplo, incorporando la eficiencia variable del electrolizador en cargas parciales y más allá de la carga nominal. Además, los supuestos relacionados con la flexibilidad de los sistemas deberán ser probados y evaluados en términos de costos, especialmente en lo que respecta al comportamiento de los catalizadores, en futuros proyectos del mundo real.

En cuanto al almacenamiento de electricidad mediante baterías, su uso no parece afectar directamente el mercado del hidrógeno. Sin embargo, considerando las aplicaciones complementarias del hidrógeno en relación con la electricidad, el uso de almacenamiento mediante baterías podría potenciar el papel del hidrógeno en casos en los que un sistema híbrido de baterías e hidrógeno pueda reemplazar a los generadores convencionales. Además, el hidrógeno se plantea como una opción para el almacenamiento de energía a

largo plazo, como el almacenamiento estacional, mientras que las baterías son más adecuadas para ajustar la demanda de electricidad a la generación renovable. Por lo tanto, las baterías podrían ser un complemento interesante para avanzar hacia una matriz de generación renovable más sólida.

CAPITULO 8 REFERENCIAS, BIBLIOGRAFIAS Y ACRÓNIMOS

8.1 Bibliografía y URLs

Renewables.ninja. (s.f.). (Visitado el 17 de julio de 2023)
<https://www.renewables.ninja/>

World Bank. (s.f.). Global wind atlas. (Visitado el 17 de julio de 2023)
<https://globalwindatlas.info>

World Bank. (s.f.). Global solar atlas. (Visitado el 17 de julio de 2023)
<https://globalsolaratlas.info/>

Ministerio de Energía de Chile. (s.f.). Capacidad instalada – energía Abierta. (Visitado el 17 de julio de 2023)
<http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>

Ministerio de Energía de Chile. (2013). Explorador Eólico. (Visitado el 17 de julio de 2023) <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>

Ministerio de Energía de Chile. (2013). Explorador solar. (Visitado el 4 de julio de 2023) <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

J.R. Bartels. (2008). A feasibility study of implementing an ammonia economy (Tesis de maestría, Iowa State University).

Santana, C., Falvey, M., Ibarra, M., & García, M. (2014). Energías Renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé. MINENERGIA GIZ, Santiago Chile.

Ministerio de Energía de Chile. (2018). Proceso de Planificación energética de Largo plazo (PELP). (Visitado en diciembre de 2021) <https://energia.gob.cl/pelp>

Philibert, C. (2017). Renewable energy for industry. Paris: Int Energy Agency, Insights Series. (Visitado el 17 de julio de 2023) https://iea.blob.core.windows.net/assets/48356f8e-77a7-49b8-87de-87326a862a9a/Insights_series_2017_Renewable_Energy_for_Industry.pdf

Jiménez Sáez, F. (2020). Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria (Memoria de título Ingeniería civil Eléctrica, Universidad de Chile).

Ministerio de Energía de Chile. (2021). Proceso de Planificación energética de Largo plazo (PELP).

World Bank. (2012). Turn down the heat: why a 4°C warmer world must be avoided. Reporte del Potsdam Institute for Climate Impact Research and Climate Analytics.

IRENA. (2018). Hydrogen from renewable power: technology outlook for the energy transition.

IRENA. (2019). Hydrogen: A renewable energy perspective.

IEA. (2018). World Energy Outlook 2018.

Morgan, E., Manwell, J., & McGowan, J. (2014). Wind-powered ammonia fuel production for remote islands: a case study. *Renewable Energy*, 72, 51-61.

Grinberg Dana, A., (2016). Nitrogen-based fuels: A power-to-fuel-to-power analysis. *Angewandte Chemie International Edition*, 55

IEA Countries. (s.f.). (Visitado en julio de 2023) <https://www.iea.org/countries/>

ThyssenKrupp. (s.f.). (2021). Electrólisis de energía a gas. Recuperado de <https://www.thyssenkrupp-uhde-chlorine-engineers.com/en/products/water-electrolysis-hydrogen-production/power-to-gas>

Wiser, R., Bolinger, M., Barbose, G., Darghouth, N., Hoen, B., Mills, A., & Ong, S. (2018). 2017 Wind Technologies Market Report.

IEA. (2019). The future of hydrogen. OECD, Paris

Julien Armijo. (2019). Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy. DOI: [10.1016/j.ijhydene.2019.11.028](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.028)

8.2 Glosario de acrónimos

ASU: Unidad de separación de aire

CAPEX: Gasto de Capital

CO₂: Dióxido de Carbono

ER: Energías Renovables

ERNC: Energías Renovables no convencionales

H₂: Hidrogeno

HB: Proceso de Haber-Bosch

LCOA: Costo nivelado de amoniaco

LCOE: Costo nivelado de energía

LCOH: Costo nivelado de hidrogeno

NH₃: Amoniaco

OPEX: Gasto de operación