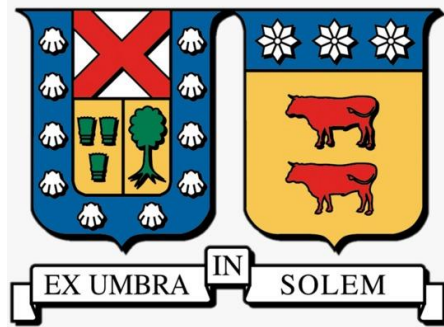


Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Mecánica

Valparaíso – Chile



“Modelación y evaluación de sistemas híbridos de energías renovables para la producción de amoníaco verde.”

SAMUEL NORAMBUENA PIÑA

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
MECÁNICO

Profesor Guía:

Dr. Roberto Leiva Illanes

Correferente:

Dr. Germán Amador Díaz

Agosto de 2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: Modelación y Evaluación de Sistemas Híbridos de Energías Renovables para Producción de Amoníaco Verde

Nombre del candidato(a): Samuel Andrés Norambuena Piña

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Mecánica

Campus: Casa Central **Departamento:** de Ingeniería Mecánica (DIMEC)

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Dr. Roberto Leiva-Illanes, en mi calidad de profesor guía/director del trabajo académico mencionado anteriormente
DEJO CONSTANCIA que:

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

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

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

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

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

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

No aplica

4.- FIRMAS

Profesor guía de la memoria:

Fecha: 05 de septiembre 2026

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 04/09/2026

Firma: 

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

Agradecimientos.

Quiero agradecer en primer lugar a mi familia, mi padre, mi madre y mi hermana, por su apoyo incondicional durante todos estos años. Por acompañarme en los buenos momentos y, especialmente, en aquellos en que el camino se hizo más difícil. Su confianza, paciencia y cariño fueron fundamentales para que pudiera continuar y finalmente llegar al término de esta etapa.

A mis amigos, tanto a quienes me acompañaron durante mi paso por la universidad como a quienes estuvieron presentes fuera de ella. Gracias por las conversaciones, las risas, el apoyo y por hacer más llevaderos los momentos de mayor exigencia. Cada uno, de distintas maneras, formó parte de este proceso y de los recuerdos que me llevo de estos años.

A mis profesores Roberto Leiva y Germán Amador, por su tiempo, disposición y orientación durante el desarrollo de esta memoria. Agradezco especialmente sus observaciones y recomendaciones, las cuales fueron fundamentales para mejorar este trabajo y conducirlo hacia su versión final.

Asimismo, agradezco al Departamento de Ingeniería Química y Ambiental (IQA) por facilitar el acceso al software Aspen Plus.

Finalmente, agradezco a todas aquellas personas que fueron parte de mi formación y que contribuyeron, directa o indirectamente, a que pudiera alcanzar este momento.

A todos ellos, muchas gracias.

Resumen

La producción convencional de amoníaco genera importantes emisiones de dióxido de carbono debido al uso de combustibles fósiles para la obtención de hidrógeno. En este contexto, el amoníaco verde surge como una alternativa para reducir el impacto ambiental mediante el uso de energías renovables y la producción de hidrógeno por electrólisis del agua.

En este trabajo se desarrolla una evaluación técnico-económica de una planta de producción de amoníaco verde ubicada en Calama, Chile. Se implementó un modelo en Aspen Plus que incluye electrólisis alcalina (AWE), una unidad criogénica de separación de aire (ASU) y un proceso de síntesis Haber-Bosch. La generación renovable fue caracterizada mediante perfiles horarios obtenidos de los Exploradores Solar y Eólico del Ministerio de Energía de Chile.

Se evaluaron tres estrategias de abastecimiento energético: generación fotovoltaica, una configuración híbrida fotovoltaica-eólica y un sistema fotovoltaico complementado mediante un contrato de compraventa de energía (PPA). Para cada escenario se determinó la producción anual, el factor de utilización y el costo nivelado de producción (LCOA), utilizando como referencia un caso convencional de amoníaco gris.

El caso fotovoltaico alcanzó una producción de 14.430,17 tNH₃/año y un LCOA de 1.235 USD/tNH₃. La configuración híbrida 90% fotovoltaica y 10% eólica alcanzó un LCOA de 1.304 USD/tNH₃, por lo que la incorporación de generación eólica no produjo una mejora económica bajo las condiciones evaluadas. El sistema fotovoltaico complementado mediante PPA presentó el mejor desempeño, alcanzando una producción de 49.579,38 tNH₃/año, un factor de utilización de 99,1% y un LCOA de 817 USD/tNH₃ para un precio de PPA de 65 USD/MWh, frente a los 677 USD/tNH₃ obtenidos para el amoníaco gris.

El análisis de sensibilidad mostró una influencia significativa del precio del PPA, obteniéndose LCOA entre 506 y 989 USD/tNH₃ para precios de electricidad entre 20 y 90 USD/MWh. Asimismo, menores tasas de descuento y reducciones futuras del CAPEX fotovoltaico disminuyen el costo de producción. Los resultados muestran que la competitividad del amoníaco verde depende del aprovechamiento de la capacidad instalada, las condiciones de financiamiento y el acceso a suministro eléctrico a precios competitivos.

Palabras clave: amoníaco verde, Aspen Plus, electrólisis alcalina, energías renovables, energía fotovoltaica, energía eólica, PPA, LCOA.

Abstract

Conventional ammonia production generates significant carbon dioxide emissions due to the use of fossil fuels for hydrogen production. In this context, green ammonia emerges as an alternative to reduce the environmental impact of the process through renewable energy and hydrogen production via water electrolysis.

This work presents a techno-economic assessment of a green ammonia production plant located in Calama, Chile. An Aspen Plus model was developed including alkaline water electrolysis (AWE), a cryogenic air separation unit (ASU), and a Haber-Bosch synthesis process. Renewable generation was characterized using hourly profiles obtained from the Solar and Wind Explorers of the Chilean Ministry of Energy.

Three energy supply strategies were evaluated: photovoltaic generation, a hybrid photovoltaic-wind configuration, and a photovoltaic system complemented by a power purchase agreement (PPA). Annual ammonia production, plant utilization factor, and levelized cost of ammonia (LCOA) were determined for each scenario and compared with a conventional grey ammonia reference case.

The photovoltaic case achieved an annual production of 14,430.17 tNH₃/year and an LCOA of 1,235 USD/tNH₃. The 90% photovoltaic and 10% wind configuration resulted in an LCOA of 1,304 USD/tNH₃, indicating that wind generation did not provide an economic improvement under the evaluated conditions. The photovoltaic system complemented by a PPA showed the best performance, reaching 49,579.38 tNH₃/year, a 99.1% utilization factor, and an LCOA of 817 USD/tNH₃ at a PPA price of 65 USD/MWh, compared with 677 USD/tNH₃ for grey ammonia.

Sensitivity analysis showed a significant influence of the PPA electricity price, with LCOA values ranging from 506 to 989 USD/tNH₃ for electricity prices between 20 and 90 USD/MWh. Lower discount rates and future reductions in photovoltaic CAPEX also reduced production costs. The results indicate that green ammonia competitiveness strongly depends on capacity utilization, financing conditions, and access to competitively priced electricity.

Keywords: green ammonia, Aspen Plus, alkaline water electrolysis, renewable energy, photovoltaic energy, wind energy, PPA, LCOA.

Glosario

ASU (Air Separation Unit): Unidad de separación de aire utilizada para obtener nitrógeno a partir del aire atmosférico.

AWE (Alkaline Water Electrolysis): Electrólisis alcalina del agua, tecnología utilizada para producir hidrógeno mediante electrólisis.

CAPEX (Capital Expenditure): Costos de inversión asociados a la adquisición, construcción e instalación de los equipos y sistemas del proyecto.

CO₂: Dióxido de carbono.

ELECNRTL (Electrolyte Non-Random Two-Liquid): Modelo termodinámico utilizado en Aspen Plus para representar sistemas electrolíticos.

FV: Fotovoltaico. Abreviatura utilizada para referirse a sistemas de generación solar fotovoltaica.

H₂: Hidrógeno molecular.

HB: Haber-Bosch. Proceso de síntesis de amoníaco a partir de hidrógeno y nitrógeno.

LCOA (Levelized Cost of Ammonia): Costo nivelado del amoníaco.

N₂: Nitrógeno molecular.

NH₃: Amoníaco.

OPEX (Operational Expenditure): Costos asociados a la operación y mantenimiento de la planta.

PEM (Proton Exchange Membrane): Tecnología de electrólisis basada en una membrana de intercambio de protones.

PPA (Power Purchase Agreement): Contrato de compraventa de energía eléctrica.

PR (Peng-Robinson): Ecuación de estado utilizada como modelo termodinámico para la simulación del proceso.

PSA (Pressure Swing Adsorption): Adsorción por oscilación de presión, tecnología utilizada para la separación de gases.

PV (Photovoltaic): Abreviatura en inglés para generación fotovoltaica.

SAM (System Advisor Model): Software utilizado para la simulación y evaluación de sistemas de generación energética.

SMR (Steam Methane Reforming): Reformado de metano con vapor, proceso convencional para la producción de hidrógeno a partir de gas natural.

SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cell): Tecnología de electrólisis de óxido sólido.

WT (Wind Turbine): Turbina eólica o aerogenerador.

Contenido

INDICE DE FIGURAS	8
INDICE DE TABLAS.....	10
2 Introducción.....	12
3 Objetivos.....	14
3.1 Objetivo General:	14
3.2 Objetivos específicos:.....	14
4 Marco teórico.....	15
4.1 Amoníaco	15
4.2 Producción tradicional de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch	15
4.3 Parámetros de proceso de Haber-Bosch tradicional	17
4.4 Síntesis de amoníaco tradicional a base de combustibles fósiles	18
4.5 Síntesis de amoníaco sustentable	19
4.6 Obtención de hidrógeno mediante electrólisis del agua	20
4.6.1 Electrólisis de agua alcalina AWE	22
4.6.2 Electrólisis con membrana de intercambio de protones PEM	23
4.6.3 Electrólisis de óxido sólido SOEC	24
4.6.4 Comparación de tecnologías de electrólisis del agua.....	25
4.7 Obtención de nitrógeno a partir de separadores de aire.....	26
4.7.1 Destilación criogénica	26
4.7.2 Adsorción por oscilación de presión (PSA)	27
4.7.3 Permeación de gas por membranas	28
4.7.4 Comparación de tecnologías de separación de aire	30
4.8 Potencial de las energías renovables en Chile	30
4.8.1 Evaluación del potencial solar fotovoltaico (FV).....	31
4.9 Potencial de la energía eólica	36
4.9.1 Evaluación del potencial eólico.	37
4.9.2 Factor de planta de proyectos eólicos	37
5 Estado del Arte.....	40
5.1 Modelado de plantas de amoníaco verde con ASPEN PLUS y energía solar fotovoltaica.	41
5.2 Producción de amoníaco verde mediante energías renovables en Chile y Argentina.	43

5.3	Comparación de tecnologías de producción de amoníaco.	44
6	Metodología.....	46
6.1	Esquema General de la Planta.	46
6.1.1	Modelo de planta de amoníaco Aspen Plus.....	47
6.2	Dimensionamiento de planta solar fotovoltaica.....	53
6.2.1	Lugar geográfico seleccionado.....	53
6.2.2	Software de recurso Solar.....	56
6.2.3	Capacidad del sistema a diseñar.	57
6.2.4	Modelos de cálculo explorador Solar.....	58
6.3	Dimensionamiento parque eólico.....	62
6.3.1	Cálculo de potencia de un aerogenerador.	62
6.3.2	Módulo de cálculo de aerogenerador.	64
6.4	Limitaciones de la utilización de exploradores.....	64
6.5	Criterio de dimensionamiento plantas de energía renovable.	65
6.6	Cálculo de producción de amoníaco.....	65
6.6.1	Consumo planta amoníaco.....	66
6.6.2	Estimación de energía requerida por el sistema.	66
6.6.3	Selección de panel solar fotovoltaico y turbina eólica.	66
6.6.4	Determinación de la curva de sensibilidad entre la potencia suministrada y la producción de amoníaco.	68
6.6.5	Obtención de los perfiles de generación renovable.	69
6.7	Evaluación económica mediante costo nivelado del amoníaco (LCOA).....	71
6.7.1	Desglose de costos CAPEX y OPEX.....	72
6.8	Resumen metodológico.....	75
7	Análisis de resultados.	75
7.1	Caso base económico amoníaco gris.	75
7.2	Caso 1: Suministro Fotovoltaico off-grid.	77
7.2.1	Generación renovable.	78
7.2.2	Producción de amoníaco.	79
7.2.3	Evaluación económica caso 1.....	83
7.2.4	Limitaciones de los casos.	85
7.3	Caso 2: Configuración híbrida fotovoltaica-eólica.....	85
7.3.1	Generación renovable.	86

7.3.2	Producción de amoníaco.	87
7.3.3	Evaluación económica caso 2.....	89
7.4	Caso 3: Sistema fotovoltaico con suministro complementario mediante PPA ...	90
7.4.1	Generación renovable.	91
7.4.2	Producción de amoníaco.	92
7.4.3	Evaluación económica.	94
7.5	Comparación de casos de estudio.	96
7.6	Sensibilidad del costo nivelado de producción (LCOA).	98
7.6.1	Sensibilidad de la tasa de descuento.	98
7.6.2	Sensibilidad del costo de inversión de los sistemas de generación renovable.	99
7.6.3	Sensibilidad del precio de la electricidad mediante PPA.....	101
7.7	Oportunidades de mejora para la producción de amoníaco verde.	102
8	Conclusión	103
9	Anexos.....	106
	Bibliografía:	112

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de proceso Haber-Bosch. Elaboración propia.	16
Figura 2: Gráfico de concentración Molar para diversas temperaturas y presiones y mezcla $H_2:N_2=3:1$. Fuente: [2].....	17
Figura 3: Esquema de proceso Haber-Bosch ASPENPLUS Fuente: Elaboración propia...	17
Figura 4: Proceso tradicional mediante reformado de gas natural. Fuente: Ministerio de Energía, GIZ[4].	18
Figura 5: Principales fuentes de producción de amoníaco. Fuente: Renewable and Sustainable Energy Reviews 2019 (Yapicioglu and Dincer 2019)[5].....	20
Figura 6: Representación de síntesis de amoníaco con unidad de electrólisis. Fuente: Man energy solutions.....	21
Figura 7: Estructura básica de electrolizador AWE. Fuente: Elsevier Ltd (Kumar y Lim 2022)[6].	22
Figura 8: Estructura básica de electrolizador PEM. Fuente: Elsevier Ltd Shiva (Kumar y Lim 2022)[6].....	24
Figura 9: Estructura básica de electrolizador SOEC. Fuente: Elsevier Ltd (Kumar y Lim 2022)[6]	25
Figura 10: Esquema destilación doble columna. Fuente: Adaptado de Taniguchi et al. (2015) [8].	27

Figura 11: Adsorción por oscilación de presión (PSA). Fuente adaptada de Atlas Copco (2023) [9].	28
Figura 12: Proceso de permeación de gas basado en membrana (4 módulos). Fuente: Separation and purification technology 2021 (Adhikari et al. 2021[10]).	29
Figura 13: Distribución del factor de planta anual: configuración PV fija. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12]	34
Figura 14: Distribución del factor de planta anual: configuración PV con seguimiento. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].	35
Figura 15: Distribución del factor de potencia anual 3[MW] a 100[m] sin (izquierda) y con restricciones territoriales excepto el límite 0,3 del factor de planta (centro) y considerando el límite (derecha). Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].	39
Figura 16: Esquema del sistema integrado de producción de amoníaco mediante energía fotovoltaica flotante. Fuente: Adaptado de Batgi y Dincer (2024) [13].	42
Figura 17: Esquema de simulación en Aspen Plus V14. Fuente: Adaptado de Batgi y Dincer (2024) [13].	42
Figura 18: Eficiencia de los sistemas HB y porcentaje de inertes. Fuente: Adaptado de Frattini et al (2026) [14].	44
Figura 19: Consumo de energía primaria para los diferentes casos. Fuente: Adaptado de Frattini et al (2016) [14].	45
Figura 20: Esquema general planta de amoníaco verde.	47
Figura 21: Sección de producción de Hidrógeno y Nitrógeno	49
Figura 22: Sección de producción de amoníaco, proceso de Haber-Bosch.	50
Figura 23: Plantas USYA y AZABACHE ubicadas en Calama. Imagen extraída desde explorador solar del Ministerio de Energía. https://solar.minenergia.cl/exploracion .	54
Figura 24: Plantas USYA y AZABACHE ubicadas en Calama. Imagen extraída desde explorador solar del Ministerio de energía. https://solar.minenergia.cl/exploracion .	55
Figura 25: Datos de radiación anual e información meteorológica. Imagen extraída desde explorador solar del Ministerio de Energía. https://solar.minenergia.cl/exploracion .	55
Figura 26: Gráfico radiación horizontal por meses. Imagen extraída desde explorador solar del Ministerio de Energía. https://solar.minenergia.cl/exploracion .	56
Figura 27: Gráfico ciclo diario de radiación. Imagen extraída desde explorador solar del Ministerio de Energía. https://solar.minenergia.cl/exploracion .	56
Figura 28: Relación entre el viento modelado y la potencia generada en una ubicación dada. Fuente: Explorador Eólico 2018 Descripción y Guía de Uso [18]	63
Figura 29: Variación en curvas de potencia de turbinas eólicas para diferentes densidades de aire nivel del mar vs 6000 metros sobre nivel del mar [18]	63
Figura 30 Ciclo diario-mensual de generación fotovoltaica para el Caso 1.	79
Figura 31 Gráfico Potencia Electrolizador vs Producción Amoníaco.	80
Figura 32 Producción mensual de Amoníaco Caso 1.	82
Figura 33 Perfiles Horarios Diarios-Mensuales de generación FV y WT	86
Figura 34 Distribución energética caso 60%FV / 40% WT y 100% WT	88
Figura 35: Gráfico kWh Diarios Enero FV+PPA.	91
Figura 36: Producción mensual de amoníaco Caso 3.	93
Figura 37: Gráfico comparación LCOA.	98
Figura 38: Gráfico análisis de sensibilidad tasa de descuento LCOA.	99

Figura 39: Gráfico sensibilidad CAPEX Fotovoltaico en LCOA.	100
--	-----

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Parámetros de proceso Haber-Bosch (Pequeña escala) Fuente: Chemical Engineering Research and Design (Spatolisano and Pellegrini 2023) [3]	18
Tabla 2: Principales métodos de obtención de Hidrógeno. Fuente: Elsevier (Kumar y Lim 2022)[6].	21
Tabla 3: Comparación de tecnologías para la obtención de H ₂ . Fuente: IRENA 2022b (IRENA 2022)[7].	26
Tabla 4: Tabla comparativa tecnologías de separación de aire. Fuente: Adaptado de Elsevier bv 2026 (Buczyński et al. 2026)[11].	30
Tabla 5: Superficie por rango de factor de planta anual: Configuración PV fija sin restricciones territoriales y luego con restricciones territoriales. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].	33
Tabla 6: Superficie por rango de factor de planta anual: Configuración PV con seguimiento sin restricciones territoriales y luego con restricciones territoriales. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].	33
Tabla 7: Potencial - PV estimado (superficie y capacidad instalable) para configuraciones PV fija (f.p. superior a 0,24) y con seguimiento en un eje (f.p. superior a 0,3). Adaptado Ministerio de Energía y GIZ[12].	36
Tabla 8: Potencia por región para proyectos eólicos con factor de planta superior a 0,3 y factor de planta promedio. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].	38
Tabla 9: Superficie con factor de planta superior o igual a 0,3 y altura 100[m], sin restricciones territoriales (ST) y con restricciones territoriales (RT). Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].	40
Tabla 10: Tabla resumen de resultados. Fuente: Elaboración propia a partir de Batgi y Dincer (2024) [13].	43
Tabla 11: Indicadores de energía y emisiones. Adaptado de Frattini et al (2016) [14].	45
Tabla 12: Comparación entre el modelo desarrollado y el estudio de referencia.	51
Tabla 13: Consumo de energía eléctrica del sistema	51
Tabla 14: Resultados de corrientes de simulación planta de amoníaco verde	52
Tabla 15: Tabla comparativa Explorador solar y System Advisor Model SAM.	57
Tabla 16: Tabla de pérdidas operacionales	61
Tabla 17: Características de panel Solar seleccionado.	67
Tabla 18: Características aerogenerador seleccionado.	68
Tabla 19: Desglose CAPEX evaluación económica.	73
Tabla 20 Desglose de costos operacionales OPEX	74
Tabla 21: Tabla de CAPEX amoníaco gris, caso base.	76
Tabla 22: Parámetros de evaluación LCOA gris.	77
Tabla 23: Tabla de caso base LCOA gris.	77
Tabla 24 Consumo planta de amoníaco verde.	78
Tabla 25 Producción diaria de Amoníaco mes de enero.	81
Tabla 26 CAPEX caso 1.	83
Tabla 27 OPEX caso 1.	84

Tabla 28: Parametros de evaluación LCOA Caso 1.	84
Tabla 29: LCOA verde Caso 1.	84
Tabla 30 Parámetros de generación renovable para las configuraciones evaluadas Caso 2.	87
Tabla 31: Producción anual y factor de utilización de planta para configuración híbrida. .	88
Tabla 32: Costos nivelados LCOA configuraciones evaluadas Caso 2.	89
Tabla 33: Producción mensual de amoníaco mes de enero Caso 3.	93
Tabla 34: CAPEX Caso 3.	94
Tabla 35: OPEX Caso 3.	95
Tabla 36: Parámetros de evaluación LCOA Caso 3.	95
Tabla 37: LCOA verde Caso 3.	96
Tabla 38: Tabla comparativa de casos de estudio.	97
Tabla 39: Tabla sensibilidad energías renovables.	100
Tabla 40: Sensibilidad del LCOA frente a la variación de precio del PPA.	101

2 Introducción

Actualmente, el mundo enfrenta el desafío de abordar el cambio climático y avanzar hacia un desarrollo ambientalmente sostenible, objetivos que se han convertido en una prioridad a nivel global. En este escenario, la búsqueda de fuentes de energía limpias y eficientes se ha intensificado con el propósito de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, especialmente en sectores industriales de alto consumo energético, como la industria química. En este contexto, el amoníaco, además de ser un compuesto esencial para la producción de fertilizantes y diversos productos químicos, ha adquirido una creciente relevancia debido a su potencial como vector energético y medio de almacenamiento de energía renovable.

Como respuesta a estas necesidades surge el concepto de Power-to-X, el cual hace referencia al uso de electricidad, preferentemente proveniente de fuentes renovables, para la producción de diversos productos energéticos y químicos, representados por la letra "X". Este concepto se basa en la conversión de la energía eléctrica en una amplia variedad de productos finales, cuyo punto de partida corresponde, generalmente, a la producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua. En este proceso, la electricidad renovable se utiliza para separar el agua (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2), permitiendo posteriormente emplear el hidrógeno obtenido en la síntesis de nuevos compuestos, entre ellos el amoníaco.

La producción convencional de amoníaco se basa en el proceso Haber-Bosch, tecnología que ha desempeñado un papel fundamental en el desarrollo de la agricultura moderna al permitir la fabricación masiva de fertilizantes nitrogenados. Sin embargo, este proceso contribuye significativamente a las emisiones de dióxido de carbono debido a su elevada demanda energética y al uso de combustibles fósiles para la producción de hidrógeno. En consecuencia, la transición hacia un modelo de producción más sostenible requiere la incorporación de tecnologías que permitan reducir el impacto ambiental asociado a este proceso industrial.

La integración de energías renovables en la producción de amoníaco representa una alternativa prometedora para disminuir las emisiones de CO_2 y avanzar hacia la descarbonización de la industria química. El aprovechamiento de recursos renovables, como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, permite sustituir parcial o completamente las fuentes convencionales de energía utilizadas en el proceso, favoreciendo la obtención de amoníaco con una menor huella de carbono. No obstante, la implementación de estas tecnologías aún enfrenta importantes desafíos asociados a la variabilidad de los recursos renovables y a la necesidad de alcanzar una competitividad económica frente a los procesos tradicionales.

En este escenario, la presente investigación aborda la viabilidad técnico-económica de la producción de amoníaco verde mediante la integración de energías renovables. En particular, busca responder si la incorporación de sistemas de generación fotovoltaica e híbridos solar-eólicos permite reducir el costo nivelado de producción del amoníaco verde y acercarlo a la competitividad del amoníaco gris. Para ello, se desarrolló un modelo de simulación del proceso utilizando Aspen Plus y se realizó una evaluación basada en el cálculo del Levelized Cost of Ammonia (LCOA) para diferentes configuraciones de

suministro energético, considerando como caso de estudio la ciudad de Calama debido a su elevado potencial de generación solar y eólica. El principal aporte de esta investigación consiste en evaluar el efecto de distintas estrategias de integración de energías renovables sobre la producción de amoníaco verde mediante un enfoque combinado de simulación de procesos y evaluación económica, proporcionando antecedentes técnicos que contribuyan al desarrollo y evaluación de esta tecnología como una alternativa para la descarbonización de la industria química en Chile.

3 Objetivos

3.1 Objetivo General:

Analizar la producción de amoníaco verde mediante la integración de energías renovables, utilizando un modelo de simulación del proceso y evaluando distintas configuraciones de abastecimiento energético renovable, mediante la comparación de su desempeño productivo y costo nivelado de producción con un caso de referencia.

de amoníaco gris.

3.2 Objetivos específicos:

- Desarrollar y simular en Aspen Plus el proceso de producción de amoníaco verde mediante electrólisis de agua y síntesis Haber-Bosch, determinando sus principales condiciones de operación, requerimientos energéticos y producción de amoníaco.
- Analizar diferentes configuraciones de suministro mediante energías renovables para la producción de amoníaco verde, considerando generación renovable solar y eólica.
- Evaluar y comparar el desempeño de las configuraciones analizadas mediante la producción anual de amoníaco, los requerimientos de energía y el costo nivelado de producción, utilizando como referencia un escenario de producción de amoníaco gris.
- Realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros principales del sistema de producción de amoníaco verde.

4 Marco teórico

4.1 Amoníaco

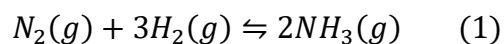
El amoníaco (NH_3) es un compuesto gaseoso, incoloro y de fuerte aroma, formado por átomos de nitrógeno e hidrógeno, con un peso molecular de $17.03 [g/mol]$. Este compuesto es altamente versátil y se utiliza en un amplio espectro de aplicaciones, tales como la producción de fertilizantes sintéticos, minería, refrigeración, productos farmacéuticos y tratamiento de agua.

El amoníaco desempeña un papel fundamental en la economía mundial, ya que impulsa el crecimiento económico mediante su participación en la producción de fertilizantes, contribuyendo al incremento de la producción agrícola. Por otra parte, con el creciente desarrollo e investigación en la producción de hidrógeno como vector para convertir y transportar la energía proveniente de fuentes renovables, como la solar y la eólica, el amoníaco adquiere un papel aún más relevante. Este corresponde al único combustible potencial basado en hidrógeno que no contiene carbono, además de ser más fácil de licuar, almacenar y transportar que el H_2 , presentando también una mayor densidad energética. Asimismo, como se mencionó anteriormente, el amoníaco ya forma parte de un mercado global consolidado, comercializándose mediante oleoductos y buques cisterna.

Motivados por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, Armijo y Philibert [1] desarrollaron un estudio sobre la producción flexible de amoníaco verde, destacando el potencial de esta tecnología para contribuir a la descarbonización de sectores industriales de difícil electrificación. Los autores señalan que la producción convencional de amoníaco a partir de gas natural o carbón genera importantes emisiones de CO_2 , estimándose que la producción de una tonelada de NH_3 implica aproximadamente 2,3 toneladas de CO_2 , mientras que la producción de H_2 a partir de estos mismos combustibles fósiles produce emisiones cercanas a las 10 toneladas de CO_2 . Estos antecedentes evidencian la necesidad de desarrollar alternativas de producción basadas en fuentes de energía renovables.

4.2 Producción tradicional de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch

La síntesis de amoníaco se lleva a cabo mediante la reacción entre hidrógeno y nitrógeno, conocida como el proceso Haber-Bosch. Este proceso comenzó a utilizarse para la producción industrial de amoníaco a partir de la década de 1920, revolucionando sectores como la agricultura y la industria química. El proceso Haber-Bosch corresponde a una reacción química exotérmica ($\Delta H < 0$), que consiste en la combinación de N_2 y H_2 en un reactor operado a altas presiones y temperaturas para producir amoníaco (NH_3), tal como se muestra en la ecuación de reacción (1):



Los principales equipos utilizados en este proceso incluyen las unidades de almacenamiento de N_2 y H_2 , los sistemas de mezcla y compresión, el reactor de síntesis, los intercambiadores de calor y la unidad de separación. Un esquema simplificado del proceso se presenta en la Figura (1). El proceso comienza con la mezcla y compresión de los reactivos, los cuales son alimentados al reactor de síntesis. Como resultado de la reacción se obtiene una corriente compuesta por amoníaco, hidrógeno y nitrógeno no reaccionados. Posteriormente, esta corriente ingresa a la unidad de enfriamiento y separación, donde el amoníaco es condensado y enviado a almacenamiento, mientras que el hidrógeno y el nitrógeno restantes son recirculados al reactor para incrementar la conversión global del proceso.

Para acelerar la reacción entre el nitrógeno y el hidrógeno se emplea un reactor que contiene catalizadores a base de hierro. Este elemento favorece la combinación entre el H_2 y el N_2 , promoviendo la formación de amoníaco bajo condiciones favorables de operación. Asimismo, se investigan catalizadores basados en otros compuestos, como el rutenio, los cuales representan una alternativa para mejorar la eficiencia del proceso Haber-Bosch. En la industria, este proceso opera típicamente a presiones entre 100 y 250 [bar] y temperaturas comprendidas entre 400 y 550 [°C].

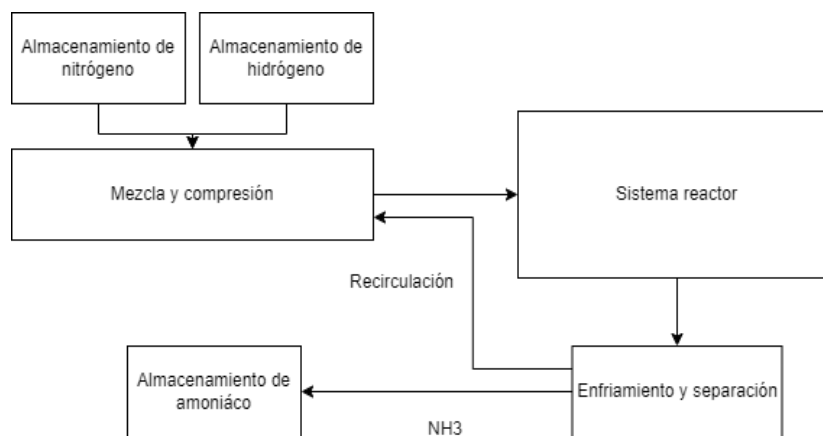


Figura 1: Esquema de proceso Haber-Bosch. Elaboración propia.

El proceso Haber-Bosch presenta consideraciones importantes que deben tenerse en cuenta para realizar una modelación adecuada. Operar a bajas presiones conduce a conversiones de NH_3 muy reducidas, mientras que las altas temperaturas aceleran la velocidad de reacción, pero disminuyen la concentración de equilibrio del amoníaco. Este comportamiento se puede observar en el gráfico presentado en la Figura (2).

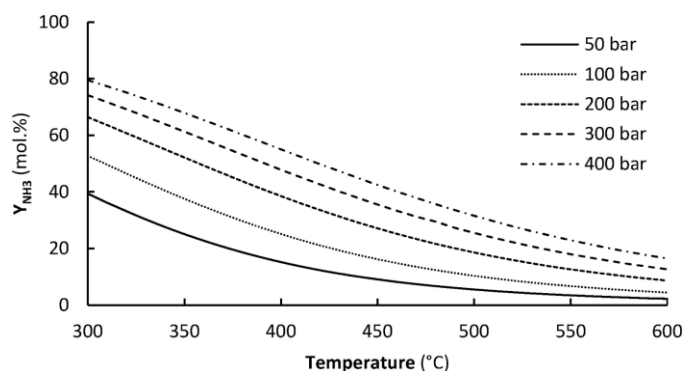


Figura 2: Gráfico de concentración Molar para diversas temperaturas y presiones y mezcla $H_2:N_2=3:1$. Fuente: [2]

De la Figura (2) se desprende que, en condiciones industriales, no es posible alcanzar una conversión prácticamente completa hacia amoníaco. Por esta razón, los procesos comerciales de síntesis requieren una recirculación significativa de los reactivos no convertidos. Asimismo, la condensación del amoníaco requiere temperaturas relativamente bajas para lograr una recuperación eficiente del producto, por lo que es necesario incorporar sistemas de refrigeración con sus respectivos costos de operación. Dado que la reacción de síntesis del proceso Haber-Bosch es exotérmica, los principales consumos energéticos del proceso se asocian a la operación de los compresores utilizados para la compresión de la mezcla de reacción y a los sistemas de refrigeración y separación posteriores.

Para la modelación del proceso se utilizará el software Aspen Plus. El siguiente esquema presenta los principales componentes de una planta de producción de amoníaco. Entre ellos se incluyen compresores, mezcladores, intercambiadores de calor, separadores y el reactor de síntesis, equipos que desempeñan un papel fundamental en la operación del proceso.

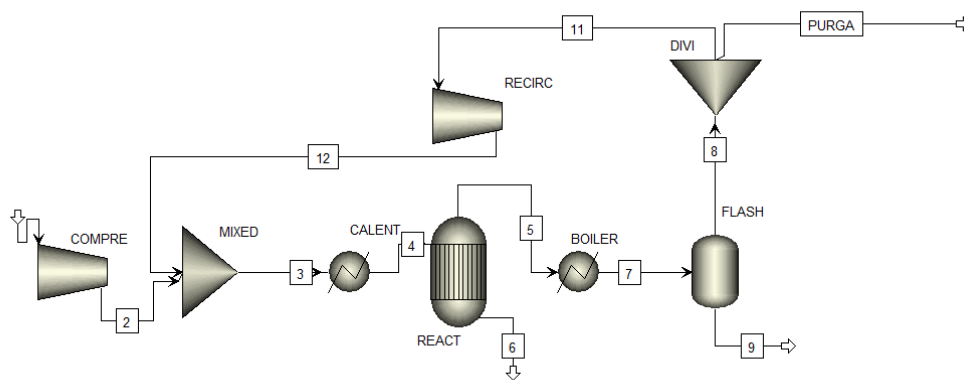


Figura 3: Esquema de proceso Haber-Bosch ASPENPLUS Fuente: Elaboración propia

4.3 Parámetros de proceso de Haber-Bosch tradicional

En un proceso Haber-Bosch convencional, y para efectos de la presente evaluación y modelación, se definen los principales parámetros de operación utilizados en la simulación.

Estos corresponden a las condiciones típicas de funcionamiento reportadas para plantas de pequeña escala y constituyen la base para el desarrollo del modelo en Aspen Plus.

Parámetro	Valor
Presión [bar]	200
T_0 [k]	620
ΔH^0 [kJ/Kmol _{N₂}]	-46.000
FH_2 [Kmol/h] (para pequeña escala)	893
FN_2 [Kmol/h] (para pequeña escala)	298

Tabla 1: Parámetros de proceso Haber-Bosch (Pequeña escala) Fuente: Chemical Engineering Research and Design (Spatolisano and Pellegrini 2023) [3]

Es interesante notar que en este caso se mantiene la relación molar de alimentación H_2/N_2 de 3:1, junto con los valores de presión y temperatura descritos anteriormente. Para la modelación se asume un suministro continuo y constante de agua y aire, condición que representa el funcionamiento estacionario del proceso.

4.4 Síntesis de amoníaco tradicional a base de combustibles fósiles

La producción tradicional de amoníaco puede dividirse en dos etapas principales. La primera corresponde a la obtención de hidrógeno y nitrógeno, mientras que la segunda consiste en la síntesis de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch. Los métodos más utilizados para la producción de amoníaco consideran una etapa previa de obtención de hidrógeno, basada principalmente en el reformado de gas natural o en procesos de gasificación de carbón y biomasa.

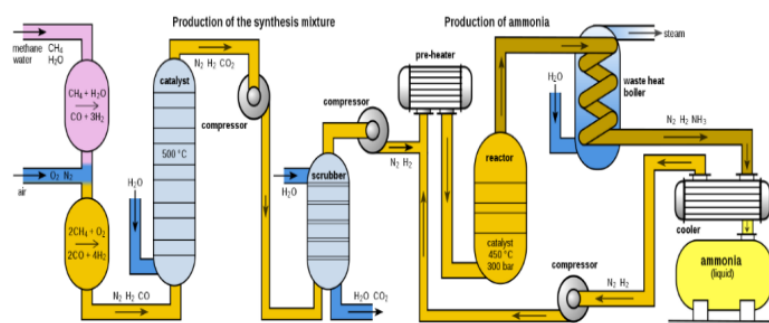


Figura 4: Proceso tradicional mediante reformado de gas natural. Fuente: Ministerio de Energía, GIZ[4].

En la Figura (4) se presenta un esquema del método convencional de producción de amoníaco a partir del reformado de gas natural. El proceso puede dividirse en siete etapas

principales hasta la obtención del producto final: (1) desulfuración del gas natural, (2) reformado catalítico con vapor, (3) reacción de desplazamiento del CO, (4) absorción de CO_2 , (5) reacción de metanación, (6) síntesis de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch y (7) separación del amoníaco de los reactivos no convertidos.

El tamaño de las plantas de amoníaco se define en función de su capacidad de producción. Estas varían entre 200 y 500 toneladas métricas por día [mtpd] para plantas de pequeña escala, mientras que las instalaciones industriales de gran escala alcanzan capacidades comprendidas entre 500 y 4.500 [mtpd]. Los requerimientos energéticos de una planta de amoníaco moderna, considerando los servicios auxiliares (utilities) y servicios externos, son del orden de 8,4 [MWh/ton], mientras que su eficiencia global puede variar entre un 48 y un 53%.

4.5 Síntesis de amoníaco sustentable

Es fundamental promover la investigación y el desarrollo de métodos más sustentables para la producción de amoníaco, considerando los desafíos asociados a la transición energética y la descarbonización de la industria. La producción de amoníaco ha experimentado un crecimiento sostenido durante las últimas décadas, principalmente en países como China, Rusia, India, Estados Unidos e Indonesia, los cuales representan alrededor del 60% de la producción mundial.

Actualmente, los combustibles fósiles continúan siendo la principal fuente para la producción del hidrógeno utilizado en la síntesis de amoníaco. Diversas investigaciones han reportado las elevadas emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a las plantas convencionales, estimándose que por cada kilogramo de NH_3 producido se emiten entre 1,25 y 2,16 kilogramos de CO_2 a la atmósfera. En la Figura (5) se presentan las principales materias primas utilizadas para la producción de amoníaco, donde el gas natural se posiciona como la fuente predominante.

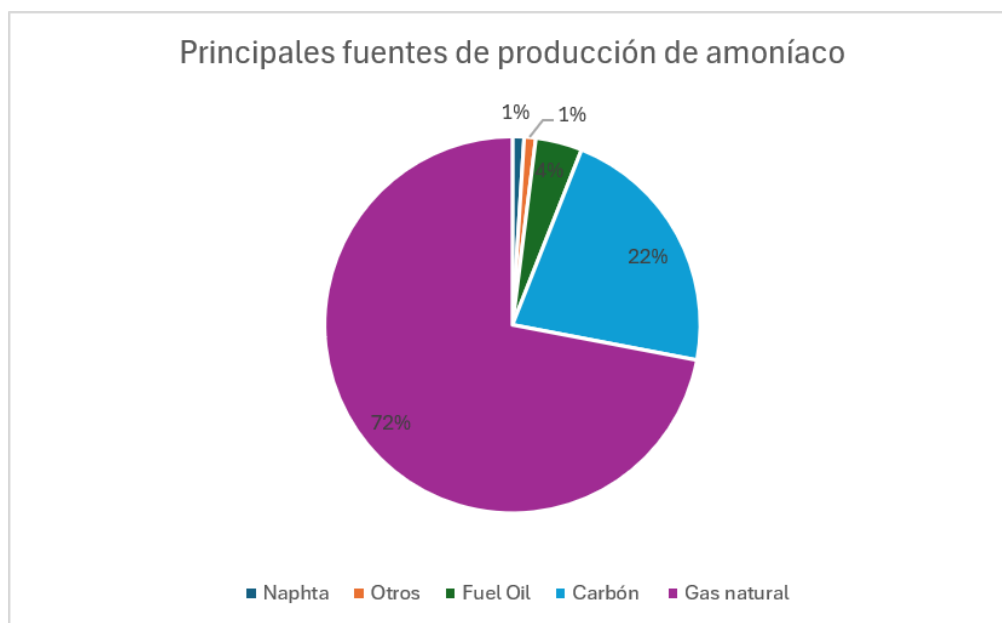


Figura 5: Principales fuentes de producción de amoníaco. Fuente: Renewable and Sustainable Energy Reviews 2019 (Yapicioglu and Dincer 2019)[5].

La producción de amoníaco mediante reformado con vapor de gas natural representa aproximadamente el 72% de la producción mundial, considerando la materia prima empleada. Entre las principales fuentes convencionales también se encuentran la nafta, el fueloil, el carbón y los gases provenientes de procesos de coquización y refinación. La elección de la materia prima depende principalmente de la disponibilidad de recursos energéticos en cada país. Por ejemplo, en China el carbón constituye la principal fuente para la producción de amoníaco, lo que se traduce en mayores emisiones de gases de efecto invernadero y un mayor consumo energético en comparación con otros países. En el resto del mundo, el gas natural continúa siendo el recurso predominante, por lo que el costo de producción del amoníaco presenta una fuerte dependencia del precio internacional de este combustible.

Las mayores emisiones de CO_2 asociadas a la producción convencional se originan durante la etapa de obtención del hidrógeno, razón por la cual el desarrollo de tecnologías basadas en electrólisis del agua alimentada con energías renovables ha adquirido un creciente interés en los últimos años. Estas alternativas buscan sustituir el uso de combustibles fósiles en la producción de hidrógeno, manteniendo el proceso de síntesis Haber-Bosch, pero reduciendo significativamente la huella de carbono del amoníaco producido. En las siguientes secciones se presentan las principales tecnologías empleadas para la producción de amoníaco verde y su integración con fuentes de energía renovables.

4.6 Obtención de hidrógeno mediante electrólisis del agua

El hidrógeno (H_2) se obtiene, en este caso, mediante la electrólisis del agua (H_2O). Este proceso se lleva a cabo en celdas electroquímicas que, según su configuración, pueden clasificarse en electrolizadores de membrana, electrolizadores alcalinos y electrolizadores de óxido sólido. Todas las celdas están compuestas por un ánodo, un cátodo, un electrolito

y una fuente de energía, idealmente de origen renovable. Al aplicar una corriente eléctrica entre los electrodos, las moléculas de agua se descomponen, produciendo hidrógeno y oxígeno. El proceso de producción de amoníaco mediante electrólisis comprende cuatro unidades principales: la fuente de energía renovable, el electrolizador, la unidad de separación de aire y el proceso Haber-Bosch.

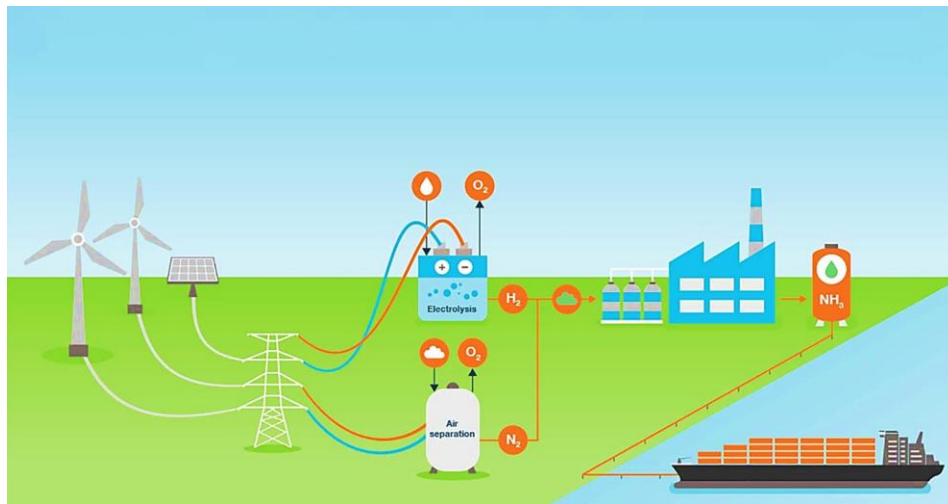


Figura 6: Representación de síntesis de amoníaco con unidad de electrólisis. Fuente: Man energy solutions.

El hidrógeno puede obtenerse mediante diversas tecnologías, tal como se muestra en la Tabla (2). Sin embargo, únicamente la electrólisis del agua permite producir hidrógeno sin emisiones directas de CO_2 durante el proceso.

Color H_2	Marrón	Gris	Azul	Verde
Tecnología	Gasificación del carbón	Reformado de gas natural	Reformado de gas natural con captura de CO_2	Electrólisis
Fuente	Carbón	Gas natural	Gas natural	Agua
Productos	$H_2 + CO_2$	$H_2 + CO_2$	$H_2 + CO_2$ (Capturando entre un 85 - 95 %)	$H_2 + O_2$
Emisiones de CO_2	Alta	Media	Baja	Nula

Tabla 2: Principales métodos de obtención de Hidrógeno. Fuente: Elsevier (Kumar y Lim 2022)[6].

La electrólisis puede realizarse utilizando principalmente tres tipos de electrolizadores, los cuales se diferencian por la tecnología y el procedimiento electrolítico empleado. En términos generales, un electrolizador está constituido por un recipiente que contiene un ánodo, un cátodo y una membrana, la cual separa el sistema en dos compartimentos y

permite el paso selectivo de iones a través del electrolito para mantener la neutralidad eléctrica entre ambas partes.

Los electrolizadores se pueden clasificar en electrólisis alcalina AWE, electrólisis de membrana de intercambio de protones PEM y electrólisis de óxido sólido SOEC.

4.6.1 Electrólisis de agua alcalina AWE

La electrólisis alcalina del agua se basa en la descomposición del agua mediante el suministro de energía eléctrica para obtener hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). Como se aprecia en la Figura (7), el hidrógeno se genera en el electrodo negativo (cátodo), mientras que los iones OH^- son transportados a través de un diafragma poroso hacia el electrodo positivo (ánodo). En el ánodo, estos iones se oxidan para formar oxígeno (O_2) y agua (H_2O). La estructura básica de un electrolizador AWE consta de dos electrodos, un diafragma poroso que separa el cátodo del ánodo y placas bipolares, las cuales sirven como canales para los reactivos y productos, además de separar las celdas individuales del sistema. El proceso comprende una reacción en el cátodo y otra en el ánodo, conocidas como reacción de evolución de hidrógeno (HER) y reacción de evolución de oxígeno (OER), respectivamente, las cuales se representan mediante las siguientes ecuaciones:

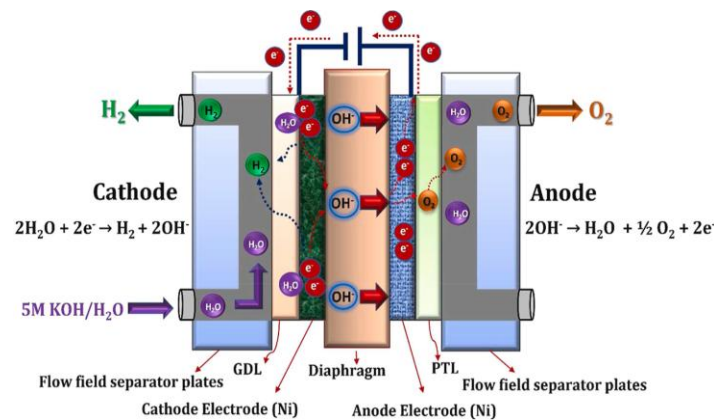
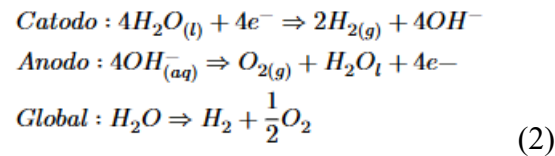


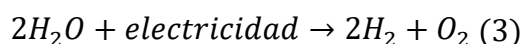
Figura 7: Estructura básica de electrolizador AWE. Fuente: Elsevier Ltd (Kumar y Lim 2022)[6].

Los electrolitos más utilizados son el hidróxido de potasio (KOH) y el hidróxido de sodio ($NaOH$), en concentraciones comprendidas entre un 20 y un 30%. Por otra parte, las placas del ánodo y el cátodo corresponden, generalmente, a aleaciones de níquel.

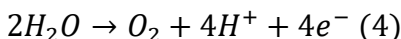
4.6.2 Electrólisis con membrana de intercambio de protones PEM

La electrólisis del agua mediante el método PEM es un proceso que descompone el agua (H_2O) en oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2) gaseosos mediante el suministro de corriente eléctrica. Los electrodos, junto con el medio conductor (electrolito), conforman la celda de electrólisis. En los electrolizadores PEM, el electrolito corresponde a una membrana polimérica sólida, la cual permite el paso selectivo de protones (H^+) desde el ánodo hacia el cátodo, impidiendo el paso de electrones y la mezcla de los gases generados. Esta característica permite obtener hidrógeno de alta pureza y operar a elevadas densidades de corriente, siendo una tecnología ampliamente utilizada en aplicaciones que requieren una respuesta dinámica frente a fuentes de energía renovables. El proceso global de electrólisis puede resumirse mediante las siguientes ecuaciones químicas.

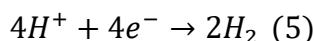
Ecuación Global:



En el ánodo se produce el oxígeno mediante la siguiente ecuación de oxidación:



En el cátodo se produce el hidrógeno mediante la siguiente ecuación de reducción:



En la Figura (8) se muestra un esquema del funcionamiento de un electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM). El agua pura alimenta la cámara del ánodo, donde ocurre la oxidación del agua generando protones (H^+), los cuales atraviesan la membrana polimérica hacia el lado del cátodo. Simultáneamente, los electrones circulan por un circuito externo hasta el cátodo, donde tiene lugar la reacción de reducción y se produce hidrógeno gaseoso. La separación física entre ambos compartimentos evita la mezcla de los gases producidos, permitiendo obtener hidrógeno de elevada pureza y favoreciendo una operación segura y eficiente del sistema

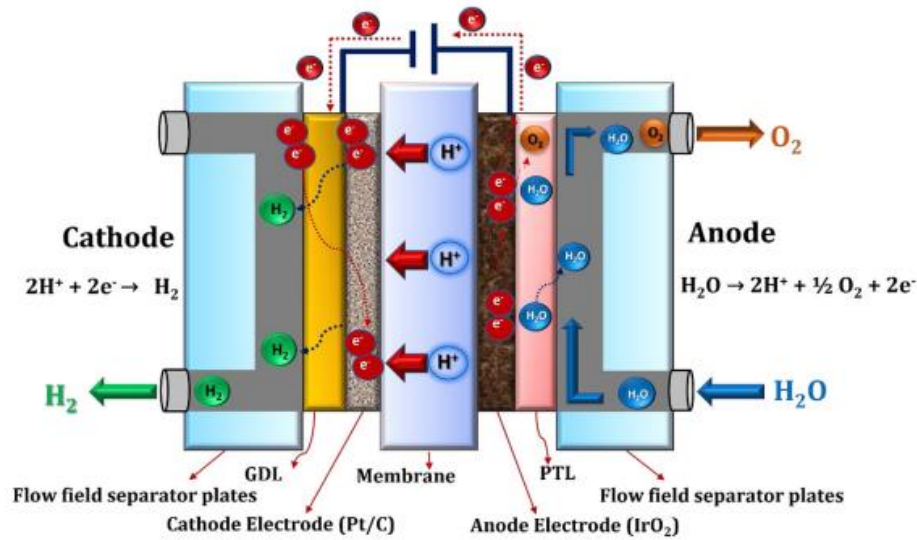


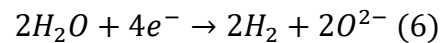
Figura 8: Estructura básica de electrolizador PEM. Fuente: Elsevier Ltd Shiva (Kumar y Lim 2022)[6].

4.6.3 Electrólisis de óxido sólido SOEC

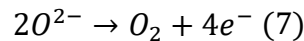
La electrólisis de óxido sólido (SOEC) corresponde a una tecnología de alta temperatura que utiliza vapor de agua para la producción de hidrógeno. En este proceso, el vapor ingresa por el lado del cátodo, donde se reduce para producir hidrógeno (H_2) e iones de oxígeno (O^{2-}). El electrolito de óxido sólido actúa como conductor de estos iones, permitiendo su transporte hacia el ánodo, donde ceden electrones y forman oxígeno gaseoso (O_2).

En la Figura (9) se muestra el esquema de funcionamiento de un electrolizador SOEC. El agua debe calentarse previamente hasta temperaturas comprendidas entre 700 y 850 [°C] e ingresar al electrolizador por la cámara del cátodo, donde se reduce para producir hidrógeno y generar iones óxido (O^{2-}). Las reacciones que ocurren en el cátodo y el ánodo se presentan a continuación.

En la cámara del cátodo el agua se reduce a hidrógeno:



En la cámara del ánodo los iones $2O^{2-}$ se oxidan a oxígeno:



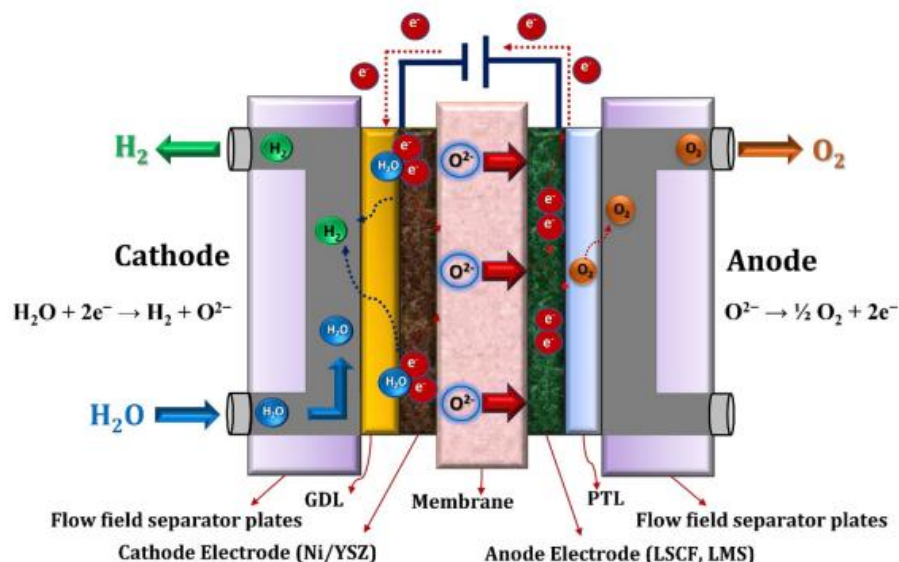


Figura 9: Estructura básica de electrolizador SOEC. Fuente: Elsevier Ltd (Kumar y Lim 2022)[6]

4.6.4 Comparación de tecnologías de electrólisis del agua

Las tecnologías de electrólisis del agua pueden clasificarse en las anteriormente descritas: electrólisis de agua alcalina (AWE), electrólisis con membrana de intercambio polimérica (PEM) y electrólisis de óxido sólido (SOEC). Las tecnologías AWE y PEM han alcanzado un alto nivel de desarrollo tecnológico, mientras que SOEC ofrece ventajas asociadas a su operación a elevadas temperaturas, mejorando la termodinámica y la cinética de la reacción. Sin embargo, esta última tecnología aún se encuentra en desarrollo debido a problemas de estabilidad y durabilidad de sus componentes.

La tecnología AWE ha sido utilizada ampliamente en aplicaciones industriales durante varias décadas. Una ventaja significativa de los electrolizadores AWE respecto a los PEM es el uso de electrolitos alcalinos de fácil acceso, como el hidróxido de sodio y el hidróxido de potasio, lo que contribuye a una mayor vida útil y menores costos para la producción de hidrógeno a gran escala. No obstante, estos electrolizadores presentan limitaciones asociadas a su operación a bajas densidades de corriente, lo que resulta en equipos de mayor tamaño y tiempos de respuesta más lentos frente a cambios de carga. Por otra parte, los electrolizadores PEM destacan por su diseño compacto, mayor densidad de corriente y rápida respuesta dinámica, características que favorecen su integración con fuentes de energía renovable variables. Finalmente, los electrolizadores SOEC presentan el mayor potencial de eficiencia gracias a su operación a altas temperaturas; sin embargo, su menor madurez tecnológica y los desafíos asociados a la degradación de materiales han limitado, hasta la fecha, su implementación comercial a gran escala. En la Tabla (3) se presenta una comparación de las principales características de estas tecnologías.

Tecnologías	AWE	PEM	SOEC
Temperatura de operación	70 - 90 [°C]	50 - 80 [°C]	700 - 850 [°C]

Tecnologías	AWE	PEM	SOEC
Presión de operación	1 - 30 [bar]	< 70 [bar]	1 [bar]
Electrolito	Hidróxido de Potasio (KOH)	Membrana polimérica	Zirconio estabilizado con Itria
Eficiencia [kWh/kgH_2]	50 - 78	50 - 83	45 - 55
Vida Media [x1000 horas]	60	50 - 80	<20
Costo de capital (Producción > 1[MW], [USD/kW])	270	400	>2000

Tabla 3: Comparación de tecnologías para la obtención de H_2 . Fuente: IRENA 2022b (IRENA 2022)[7].

4.7 Obtención de nitrógeno a partir de separadores de aire

El aire atmosférico corresponde a una mezcla de diversos gases, cuya composición varía ligeramente según las condiciones ambientales y la ubicación geográfica. En condiciones de aire seco, su composición volumétrica está constituida aproximadamente por un 78,09% de nitrógeno, un 20,95% de oxígeno, un 0,93% de argón y un 0,04% de dióxido de carbono, además de pequeñas cantidades de otros gases. El nitrógeno puede separarse y almacenarse mediante diferentes tecnologías, siendo ampliamente utilizado en industrias como la química, metalúrgica, alimentaria y de procesos, entre otras. A continuación, se presentan las principales tecnologías empleadas para la obtención de nitrógeno a partir del aire.

4.7.1 Destilación criogénica

La destilación criogénica permite separar el aire en sus principales componentes, tales como oxígeno, nitrógeno, argón, dióxido de carbono y otros gases, aprovechando sus diferentes puntos de ebullición y condensación. Esta tecnología se ha utilizado durante más de un siglo y constituye uno de los métodos más eficientes para la producción de oxígeno y nitrógeno de alta pureza, alcanzando valores superiores al 99%. El proceso utiliza aire comprimido a presiones comprendidas entre 4 y 10 [atm]. Posteriormente, el aire se enfría y pasa por una etapa de prepurificación, donde se eliminan trazas de agua, dióxido de carbono y otros hidrocarburos mediante materiales adsorbentes. A continuación, el aire purificado ingresa a la unidad criogénica principal, donde se enfría hasta una temperatura cercana a su punto de licuefacción (100 [K]) para luego ingresar a la columna de destilación. Debido a que el oxígeno presenta un mayor punto de ebullición que el nitrógeno, este se obtiene en la parte inferior de la columna de baja presión, mientras que el nitrógeno se extrae por la parte superior. Finalmente, las corrientes de producto se calientan hasta temperatura ambiente mediante intercambio de calor con el aire de alimentación.

Actualmente, en la industria se utiliza ampliamente el proceso de destilación criogénica de doble columna (Figura 10). En este proceso, el aire ingresa a un compresor, donde es comprimido hasta una presión aproximada de 450 [kPa]. Posteriormente, pasa por un intercambiador de calor principal, donde se enfría hasta alcanzar temperaturas cercanas a su punto de licuefacción. Aproximadamente el 95% del aire enfriado ingresa a la columna de

alta presión (HP), donde se separa en una corriente de nitrógeno y otra líquida enriquecida en oxígeno. Paralelamente, el 5% restante del aire comprimido se expande adiabáticamente en una turbina, alcanzando una condición de baja temperatura y presión que proporciona la refrigeración necesaria para mantener las condiciones criogénicas del sistema.

Posteriormente, las corrientes provenientes de la columna de alta presión alimentan la columna de baja presión (LP), donde se completa la separación del aire y se obtienen corrientes de nitrógeno y oxígeno de alta pureza. La columna de baja presión incorpora un condensador-rehervidor en su parte inferior, el cual actúa simultáneamente como condensador de la columna de alta presión y como rehervidor de la columna de baja presión. Finalmente, las corrientes de producto atraviesan nuevamente el intercambiador de calor principal, donde recuperan temperatura antes de ser extraídas del sistema.

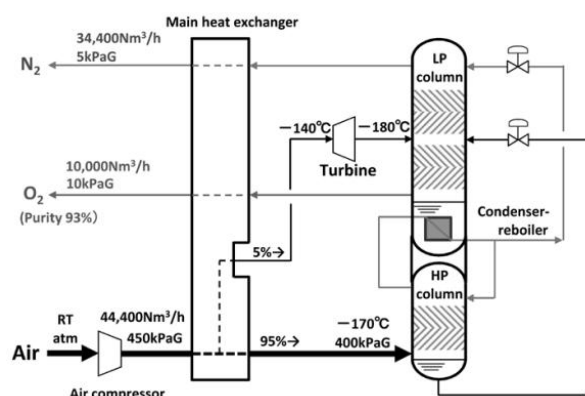


Figura 10: Esquema destilación doble columna. Fuente: Adaptado de Taniguchi et al. (2015) [8].

Aunque la destilación criogénica permite obtener nitrógeno de alta pureza y constituye la tecnología predominante en plantas industriales de gran capacidad, su aplicación en instalaciones de pequeña escala puede verse limitada por sus elevados costos de inversión, complejidad operativa y prolongados tiempos de puesta en marcha. Considerando la capacidad de producción evaluada en esta investigación, tecnologías modulares como la adsorción por cambio de presión (PSA) podrían representar una alternativa técnicamente más apropiada. Sin embargo, en el presente modelo se mantiene una unidad criogénica de separación de aire como configuración de referencia, de acuerdo con la disponibilidad de datos de simulación y costos reportados en la literatura.

4.7.2 Adsorción por oscilación de presión (PSA)

La adsorción por oscilación de presión (PSA) es una tecnología utilizada para separar el oxígeno del nitrógeno presente en el aire comprimido. Su funcionamiento se basa en el principio de que, a determinadas presiones y utilizando materiales adsorbentes específicos, es posible retener selectivamente ciertos gases y obtener corrientes de alta pureza. En este proceso, las moléculas de oxígeno son adsorbidas sobre un tamiz molecular de carbono (CMS), mientras que el nitrógeno atraviesa el lecho adsorbente y se obtiene como producto.

El proceso tiene lugar en dos depósitos que operan a diferentes presiones y que alternan continuamente entre las etapas de adsorción y regeneración. En una primera etapa, el aire

limpio y seco ingresa a una de las columnas. Debido a que las moléculas de oxígeno poseen un menor tamaño cinético que las de nitrógeno, estas penetran en los poros del tamiz molecular de carbono y quedan retenidas. En cambio, las moléculas de nitrógeno atraviesan el lecho adsorbente sin ser retenidas, obteniéndose como resultado una corriente de nitrógeno de alta pureza, tal como se muestra en la Figura 11.

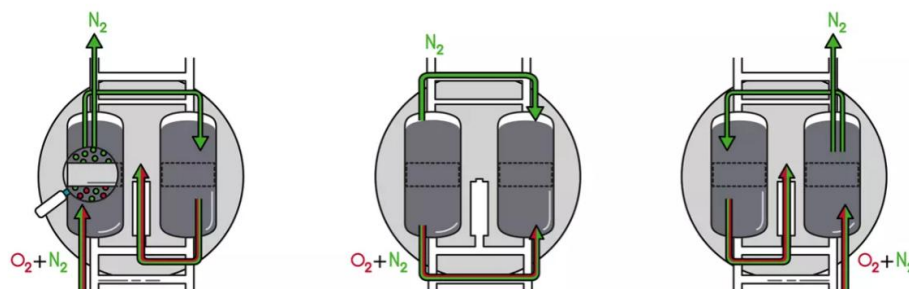


Figura 11: Adsorción por oscilación de presión (PSA). Fuente adaptada de Atlas Copco (2023) [9].

A este proceso se le conoce como etapa de adsorción; sin embargo, el ciclo de funcionamiento no termina en este punto. La mayor parte del nitrógeno producido en la primera torre abandona el sistema para su almacenamiento, mientras que una pequeña fracción es conducida hacia la segunda torre. Este flujo es necesario para expulsar el oxígeno previamente adsorbido en la segunda torre. Al reducir la presión de esta última, el tamiz molecular de carbono pierde su capacidad de retener las moléculas de oxígeno, las cuales son arrastradas por el flujo de nitrógeno proveniente de la primera torre. Este proceso se conoce como regeneración de la torre y permite restaurar la capacidad adsorbente del tamiz para un nuevo ciclo de separación. Posteriormente, las presiones de ambas torres se igualan e intercambian sus funciones, de modo que la segunda torre inicia la etapa de adsorción mientras la primera comienza el proceso de regeneración.

La adsorción por oscilación de presión puede configurarse de distintas maneras para obtener diferentes niveles de pureza del nitrógeno producido. Debido a su diseño modular y flexibilidad operacional, esta tecnología resulta especialmente adecuada para aplicaciones de pequeña y mediana escala. No obstante, presenta como desventajas el costo asociado al reemplazo periódico del material adsorbente y el consumo energético requerido para la compresión del aire, factores que incrementan los costos de inversión y operación del sistema.

4.7.3 Permeación de gas por membranas

La tecnología de separación de aire mediante membranas corresponde a la alternativa de desarrollo más reciente entre los métodos de obtención de nitrógeno. Mediante el uso de membranas selectivas es posible separar el aire en sus principales componentes o producir corrientes enriquecidas en un determinado gas. En comparación con la destilación criogénica y la adsorción por oscilación de presión (PSA), esta tecnología presenta la ventaja de no requerir etapas de regeneración, permitiendo utilizar o almacenar directamente los gases obtenidos. Además, las membranas presentan tiempos de puesta en

marcha reducidos, lo que favorece su operación y disminuye los requerimientos energéticos del proceso.

La permeación de gases mediante membranas ha despertado un creciente interés como alternativa a la destilación criogénica y a los sistemas PSA, debido a su diseño compacto, configuración modular, menor consumo específico de energía y reducidos requerimientos de espacio. Estas características la convierten en una opción atractiva para aplicaciones de pequeña escala y sistemas con demandas variables de nitrógeno. Asimismo, la existencia de diferentes configuraciones de membranas proporciona una mayor flexibilidad para el diseño del proceso, mientras que el empleo de membranas de alto rendimiento contribuye a disminuir tanto el consumo energético como los costos de inversión.

A continuación, se presenta un ejemplo de un sistema de permeación de gases mediante membranas de múltiples etapas. En el diagrama de la Figura (12) se observan tres módulos de membrana conectados en serie. El primero corresponde a un prefiltro encargado de eliminar partículas de polvo e impurezas presentes en el aire de alimentación, sin participar en la separación de gases. A continuación, el aire ingresa al primer módulo de separación, el cual incorpora una bomba de vacío en el lado del permeado para favorecer el transporte de gases a través de la membrana. Esta configuración es ampliamente utilizada en aplicaciones industriales para incrementar la eficiencia del proceso de separación.

El dimensionamiento del prefiltro, la bomba de vacío y del primer módulo de separación depende principalmente del caudal de alimentación y de las propiedades de la membrana, especialmente su selectividad y permeabilidad. Los módulos de membrana posteriores son opcionales y su incorporación depende del grado de pureza y recuperación requerido para la aplicación. Tanto el compresor como las bombas de vacío pueden incorporarse en cada etapa del sistema, dependiendo de las condiciones de operación. En cada módulo, la corriente permeada constituye la alimentación del módulo siguiente, repitiéndose este esquema hasta alcanzar las especificaciones de separación deseadas.

La separación de oxígeno y nitrógeno a partir del aire es un proceso de gran importancia debido a la elevada demanda de estos gases en aplicaciones industriales, donde se requiere su producción a bajo costo y en capacidades que abarcan desde unidades modulares hasta plantas de gran escala. Debido a las limitaciones de la destilación criogénica y de los sistemas PSA en términos de costo, tamaño y flexibilidad operacional, las tecnologías de separación mediante membranas han adquirido un creciente interés, especialmente en aplicaciones de pequeña escala.

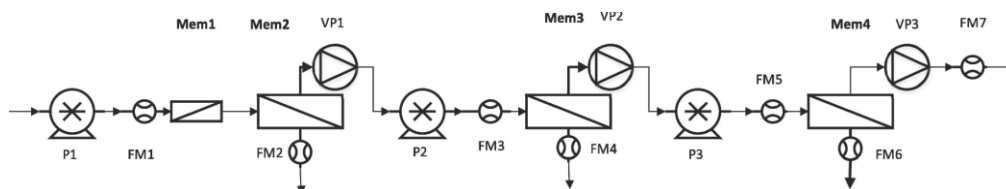


Figura 12: Proceso de permeación de gas basado en membrana (4 módulos). Fuente: *Separation and purification technology 2021 (Adhikari et al. 2021[10])*.

4.7.4 Comparación de tecnologías de separación de aire

La producción de nitrógeno de alta pureza constituye una etapa fundamental en las plantas de síntesis de amoníaco, debido a que este gas, junto con el hidrógeno, corresponde a uno de los reactivos principales del proceso Haber-Bosch. En la actualidad existen diversas tecnologías para la separación de aire, siendo las más utilizadas la destilación criogénica, la adsorción por oscilación de presión (Pressure Swing Adsorption, PSA) y la separación mediante membranas. La selección de la tecnología más adecuada depende principalmente de los requerimientos de pureza, la capacidad de producción, la continuidad operacional y las condiciones económicas del proceso. En aplicaciones de gran escala, como la producción industrial de amoníaco, la destilación criogénica continúa siendo la alternativa predominante debido a su capacidad para suministrar nitrógeno de alta pureza de forma continua. Por otra parte, las tecnologías PSA y de membranas resultan más apropiadas para aplicaciones de menor capacidad, donde se priorizan la flexibilidad operacional, la modularidad y menores tiempos de puesta en marcha. La Tabla (4) presenta una comparación general de las principales características de estas tecnologías.

Tecnología	Pureza de N_2	Capacidad	Ventaja	Aplicación
Destilación criogénica	Muy Alta (>99,9%)	Alta	Alta pureza y operación continua	Plantas grandes de amoníaco e industrias
PSA	Alta 95 - 99,9%	Media	Menor inversión y flexibilidad operativa	Producción In Situ de capacidad media
Membranas	Alta 95 - 99,9%	Baja - Media	Diseño modular y simplicidad	Aplicaciones de menor demanda

Tabla 4: Tabla comparativa tecnologías de separación de aire. Fuente: Adaptado de Elsevier bv 2026 (Buczyński et al. 2026)[11].

De acuerdo con la comparación presentada, la destilación criogénica constituye la tecnología de referencia para la producción de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch, debido a su capacidad para suministrar nitrógeno de alta pureza de forma continua y en grandes caudales. Si bien otras tecnologías, como PSA y membranas, pueden resultar más convenientes para aplicaciones de menor capacidad, la planta modelada en el presente trabajo considera una unidad de separación criogénica de aire como fuente de nitrógeno, debido a su amplio uso industrial y a la elevada pureza requerida para el proceso de síntesis.

4.8 Potencial de las energías renovables en Chile

En Chile, el potencial de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, como la energía solar fotovoltaica, la energía solar de concentración (CSP), la energía eólica y la energía hidroeléctrica, fue estimado en un estudio integral desarrollado por el

Ministerio de Energía y la GIZ [12]. El estudio abarcó el territorio comprendido entre Arica y Chiloé, es decir, desde el extremo norte hasta el sur del país. Las zonas patagónicas fueron consideradas de forma independiente debido a la existencia de sistemas eléctricos insulares.

4.8.1 Evaluación del potencial solar fotovoltaico (FV)

La producción de un proyecto fotovoltaico depende de múltiples variables, entre las que destacan la radiación solar, las condiciones meteorológicas, la temperatura, la velocidad del viento y las características topográficas y ambientales del emplazamiento, como la presencia de polvo en suspensión y sombras. Asimismo, las características propias del proyecto, tales como el tipo de arreglo fotovoltaico (inclinación y sistema de seguimiento) y la eficiencia de sus componentes (paneles, inversores y transformadores), influyen directamente en el nivel de generación eléctrica del sistema.

La producción fotovoltaica se calcula a partir de la radiación global incidente sobre el plano del panel, ajustada mediante la eficiencia de conversión de energía y los factores de pérdidas característicos de los sistemas fotovoltaicos. Para cada hora, la energía generada por un sistema FV se define mediante la siguiente expresión.

$$E_h(kWh) = RGI_h \left(\frac{W}{m^2} \right) * A * \eta_h * FT_h * FP_h * 1(h)/1000 \quad (8)$$

Donde RGI_h corresponde a la radiación global incidente sobre el plano de los paneles fotovoltaicos en la hora h , A representa el área total del conjunto de paneles que conforman el sistema, η_h corresponde a la eficiencia del módulo fotovoltaico considerado, sin incluir el efecto de la temperatura, FT_h representa el factor de corrección de la eficiencia debido a la temperatura en la hora h , y FP_h corresponde a un factor que considera las demás pérdidas presentes en el sistema fotovoltaico.

Los factores η_h , FT_h y FP_h dependen de las condiciones ambientales y operacionales presentes durante la hora evaluada, así como de las características del sistema fotovoltaico. Sin embargo, una simplificación ampliamente aceptada consiste en considerar un valor promedio anual para las pérdidas, es decir, asumir FP_h como un valor constante (FP). Además, si el efecto de la temperatura se considera por separado, la eficiencia η_h pasa a depender de la radiación global incidente RGI_h y puede expresarse como el producto entre un factor de corrección horario (FN_h) y la eficiencia de referencia del módulo, η_{ref} , correspondiente a su eficiencia normalizada. De este modo:

$$\eta_h = \eta_{ref} * FN_h \quad (9)$$

Donde en este caso FN_h es solo una función de RGI_h , por lo tanto, la energía anual generada por el sistema FV será:

$$E_{anual}(kWh) = A * FP * \eta_{ref} * \sum_{h=1}^{8760} (RGI_h * FN_h)/1000 \quad (10)$$

Por otra parte, la potencia peak de los módulos solares normalmente se relaciona con la eficiencia medida a $1000[W/m^2]$ y $25[^\circ C]$ de temperatura de celda. El producto entre dicha eficiencia y el área del módulo A define su potencia peak.

Si η_{ref} es la eficiencia que define la potencia peak, el factor de planta por unidad de área de un sistema dado queda expresado por:

$$f.p. = E_{anual} / (8760[h] * \eta_{ref} * A[m^2] * 1[\frac{kW}{m^2}]) \quad (11)$$

La expresión anterior se aplica a cualquier tipo de proyecto fotovoltaico. La diferencia entre los tipos de arreglo fijos o con seguimiento horizontales, radican en la estimación de radiación global incidente horario sobre el plano de los paneles solares fotovoltaicos.

La metodología utilizada para estimar el factor de planta potencial del territorio nacional corresponde a la propuesta por el estudio desarrollado por el Ministerio de Energía y la GIZ. De acuerdo con este estudio, el potencial solar fotovoltaico considera aquellas zonas que, además de cumplir con las restricciones territoriales establecidas, presentan un factor de planta superior a 0,24 para sistemas fotovoltaicos de inclinación fija o superior a 0,30 para sistemas con seguimiento en un eje horizontal.

Los resultados que se presentan a continuación están condicionados tanto por las restricciones territoriales aplicadas como por la metodología empleada para estimar la producción fotovoltaica. En particular, la relación entre la eficiencia de los módulos y la radiación global incidente constituye uno de los factores más relevantes en la estimación del factor de planta.

f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
< - 0,16	3.888.915	1.510.629
0,16 - 0,18	2.516.073	525.345
0,18 - 0,20	2.438.722	585 .763
0,20 - 0,22	2.684.968	536.239
0,22 - 0,24	5.524.646	1.882.351
0,24 - 0,26	3.859.033	898.185
0,26 - 0,28	2.611.049	436.387
0,28 - 0,30	3.568.622	1.145.574
0,30 - 0,32	6.468.840	3.357.759
0,32 - 0,34	6.424.525	2.912.749
0,34 - 0,36	6.711.222	2.602.445
0,36 - >	4.508.883	1.506.272

Tabla 5: Superficie por rango de factor de planta anual: Configuración PV fija sin restricciones territoriales y luego con restricciones territoriales. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].

f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
< - 0,16	3.883.915	1.510.629
0,16 - 0,18	2.516.073	525.345
0,18 - 0,20	2.438.722	585 .763
0,20 - 0,22	2.684.968	536.239
0,22 - 0,24	5.524.646	1.882.351
0,24 - 0,26	3.859.033	898.185
0,26 - 0,28	2.611.049	436.387
0,28 - 0,30	3.568.622	1.145.574
0,30 - 0,32	6.468.840	3.357.759
0,32 - 0,34	6.424.525	2.912.749
0,34 - 0,36	6.711.222	2.602.445
0,36 - >	4.508.883	1.506.272

Tabla 6: Superficie por rango de factor de planta anual: Configuración PV con seguimiento sin restricciones territoriales y luego con restricciones territoriales. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].

Las Tablas (5) y (6) muestran la distribución de la superficie del territorio analizado, expresada en hectáreas, para cada rango de factor de planta. Además, presentan una comparación entre los resultados obtenidos considerando restricciones territoriales y aquellos sin la aplicación de dichas restricciones.

Por otra parte, las Figuras (13) y (14) ilustran la evolución del análisis realizado, desde la estimación de la producción fotovoltaica hasta la identificación de las zonas que cumplen todas las restricciones territoriales establecidas, incluidos los límites de factor de planta y el criterio de superficie continua mínima.

La Tabla (7) resume por región los resultados considerando solo las zonas que cumplen con el conjunto de restricciones establecidas por el potencial solar fotovoltaico. De acuerdo con ella, el potencial solar disponible para ambos tipos de configuraciones de proyectos FV

sería superior al millón de MW de capacidad instalable, aunque como es esperable, se encuentra concentrados en la zona del norte grande del país.

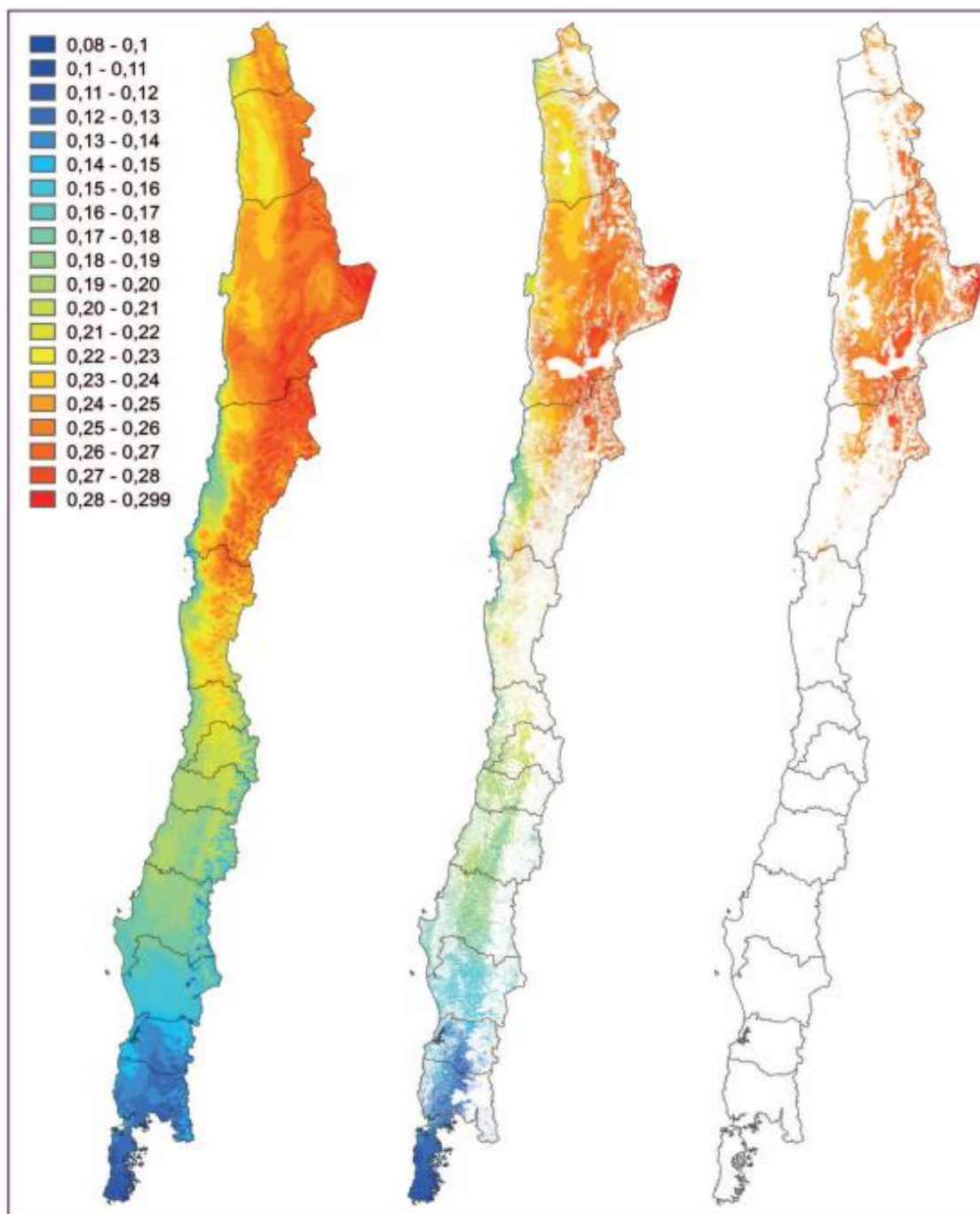


Figura 13: Distribución del factor de planta anual: configuración PV fija. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12]

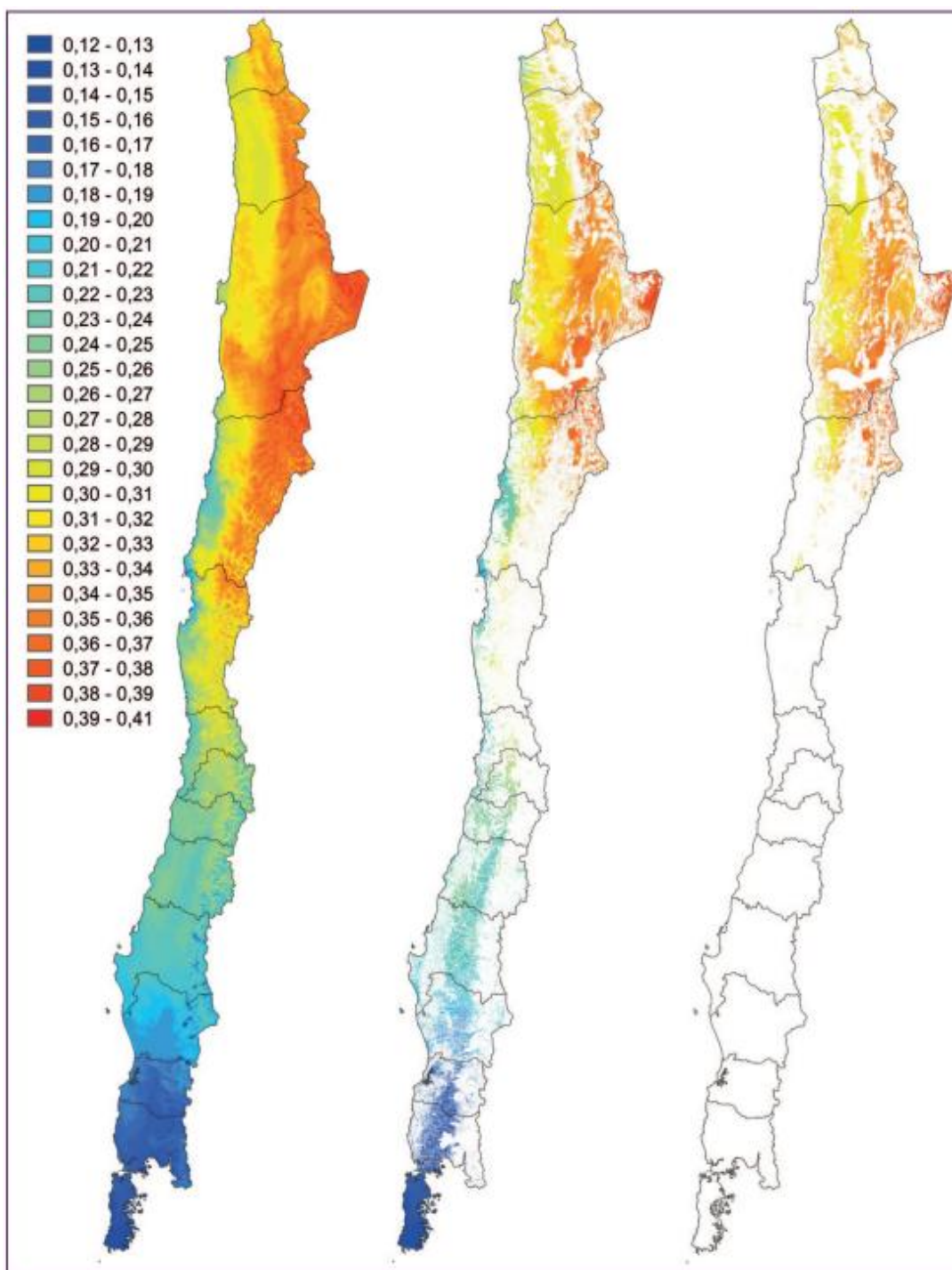


Figura 14: Distribución del factor de planta anual: configuración PV con seguimiento.
Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].

Región	Superficie (ha) fijo	Capacidad (MW) fijo	Superficie (ha) móvil	Capacidad (MW) móvil
De Tarapacá y Parícuta	104.015	20.803	205.024	41.005
De Tarapacá	309.163	61.833	1.055.670	211.134
De Antofagasta	4.995.313	999.063	6.003.064	1.200.613
De Atacama	769.467	153.893	920.363	184.073
De Coquimbo	11.442	2.288	16.201	3.240
De Valparaíso	117	23	319	64
Total	6.189.517	1.237.903	8.200.641	1.640.128

Tabla 7: Potencial - PV estimado (superficie y capacidad instalable) para configuraciones PV fija (f.p. superior a 0,24) y con seguimiento en un eje (f.p. superior a 0,3). Adaptado Ministerio de Energía y GIZ[12].

En este análisis no se consideran restricciones asociadas a la distancia entre las zonas con potencial y la red de transmisión, ya que se asume que proyectos de esta magnitud pueden absorber los costos de conexión correspondientes. Asimismo, tampoco se considera la posible competencia por el uso del suelo con otras actividades económicas.

Finalmente, el análisis se concentra en proyectos destinados a su integración al sistema eléctrico, por lo que no representa la situación de proyectos orientados al autoconsumo.

Con el propósito de identificar las zonas más favorables para el desarrollo de proyectos de producción de amoníaco verde, se analizan las regiones con mayor disponibilidad de recurso renovable, constituyendo este análisis un criterio técnico para la selección de la ubicación del caso de estudio. Los resultados muestran que el norte de Chile concentra el mayor potencial de generación fotovoltaica del país, lo que justifica la elección de la ciudad de Calama como ubicación para el desarrollo de la presente investigación.

4.9 Potencial de la energía eólica

La energía eólica constituye una forma indirecta de aprovechamiento de la energía solar, ya que los vientos se originan por las diferencias de temperatura en la superficie terrestre y por la rotación de la Tierra. La velocidad del viento varía considerablemente entre distintas regiones y también presenta importantes variaciones espaciales y temporales. A nivel mundial, el mayor potencial eólico se encuentra sobre los océanos, debido a que la superficie marina ofrece una menor resistencia al flujo del viento en comparación con la superficie terrestre. Sin embargo, el desarrollo de parques eólicos marinos implica elevados costos de instalación, operación y mantenimiento. Por esta razón, gran parte de los proyectos eólicos continúan desarrollándose en tierra, especialmente en zonas costeras y áreas con elevados recursos eólicos.

4.9.1 Evaluación del potencial eólico.

Según el estudio realizado por el ministerio de energía de Chile y la GIZ, para el dimensionamiento del potencial eólico disponible, sobre todo el dominio de estudio se procedió a estimar en base a un aerogenerador de 3[MW] instalado a una altura de buje de 100[m], mediante series de viento obtenidas por WRF. Estos resultados se resumen en una capa de información geográfica del factor de planta anual. Luego de esto se aplican las restricciones territoriales correspondientes, tanto con los requisitos para la instalación de parques eólicos, como con el uso de los suelos. Entre los criterios de evaluación están las pendientes del terreno, elevación, zonas con protección, distancia a costas, caminos y emplazamientos.

4.9.2 Factor de planta de proyectos eólicos

La metodología implementada en el estudio para estimar el potencial eólico considera como criterio que los proyectos presenten un factor de planta superior al umbral mínimo establecido para su desarrollo. En este caso, el potencial disponible se expresa como la capacidad instalable capaz de alcanzar una producción anual equivalente a un factor de planta igual o superior a 0,30, el cual se define mediante la siguiente expresión.

$$f.p = E_{anual} / (capacidad * 8.760) \quad (12)$$

Donde:

- f.p. corresponde al factor de planta del área o proyecto analizado.
- E_{anual} corresponde a la energía que se estima que producirá el parque eólico (o generador) en un año en [MWh].
- Capacidad es la correspondiente a la potencia definida para el parque eólico o a la potencia estimada como posible de instalar en un área dada [MW].

En la Tabla de (8) se resume por región el potencial de los proyectos eólicos que tienen al menos un factor de planta de 0,3.

Región o zona	Capacidad (MW)	Factor de planta
De Antofagasta (sin Taltal)	240	0,37
Taltal	99	0,41
De Atacama	533	0,34
De Coquimbo	777	0,35

Región o zona	Capacidad (MW)	Factor de planta
De Valparaíso	21	0,40
Del Biobío	419	0,32
De La Araucanía	407	0,38
De Los Ríos	51	0,39
Isla Grande de Chiloé	428	0,39

Tabla 8: Potencia por región para proyectos eólicos con factor de planta superior a 0,3 y factor de planta promedio. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].

Para evaluar el potencial instalable, en una primera etapa se identificaron todas las zonas que cumplían con las restricciones territoriales establecidas. Posteriormente, a partir de las series horarias de velocidad del viento obtenidas mediante el modelo WRF, se estimó la producción de un aerogenerador de 3 [MW] con una altura de buje de 100 [m]. Los resultados de este análisis se presentan en la Figura (15). Debido a las limitaciones computacionales de la metodología, no se realizaron ajustes a las series horarias de producción eólica para considerar pérdidas o posibles sobreestimaciones del modelo de viento. Por esta razón, el factor de planta obtenido fue corregido mediante la aplicación de un factor de 0,75.

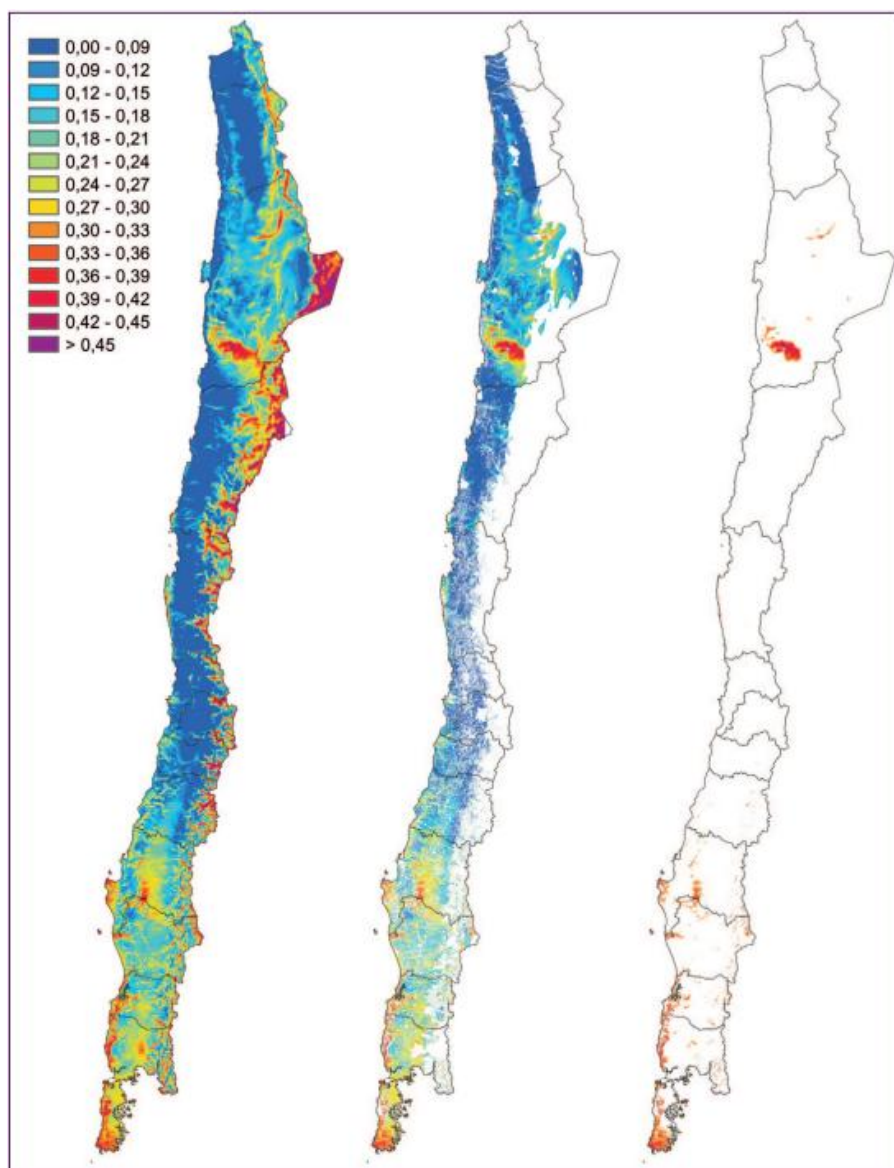


Figura 15: Distribución del factor de potencia anual 3[MW] a 100[m] sin (izquierda) y con restricciones territoriales excepto el límite 0,3 del factor de planta (centro) y considerando el límite (derecha). Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].

De acuerdo a estas estimaciones, las zonas disponibles que muestran un elevado recurso eólico cumpliendo con restricciones territoriales, mayoritariamente estarían concentradas en la región de Antofagasta, en regiones centrales comprendidas entre el Biobío y de la Araucanía, en la península de Arauco incluyendo su costa sur, en la cordillera de la costa entre las regiones de los Ríos y de los Lagos, y finalmente en la Isla Grande de Chiloé.

La siguiente tabla resume de buena forma los resultados anteriores por región, concluyendo en este análisis que el territorio disponible para proyectos eólicos con un factor de planta superior al 0,3 superaría el millón de hectáreas.

Región o zona	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
---------------	-------------	-------------

Región o zona	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
De arica y parinacota	12.287	-
De Tarapacá	134.541	-
De Antofagasta	1.459.214	342.340
De Atacama	1.507.785	1.571
De Coquimbo	502.835	11.926
De Valparaíso	87.185	1.707
Metropolitana de Santiago	188.335	34
De O'Higgins	160.805	2.001
Del Maule	301.176	6.967
Del Biobío	376.750	157.191
De la Araucanía	298.652	95.917
De los Ríos	227.696	91.793
De los Lagos	1.472.022	470.503
Total	6.729.271	1.181.951

Tabla 9: Superficie con factor de planta superior o igual a 0,3 y altura 100[m], sin restricciones territoriales (ST) y con restricciones territoriales (RT). Fuente: Ministerio de Energía y GIZ [12].

El resultado de la Figura (15) y la Tabla (9) muestran aquellas zonas donde es posible instalar tanto pequeños parques eólicos como grandes parques eólicos de varias decenas de [MW], mientras se mantengan con sus restricciones territoriales respectivas y un factor de planta igual o superior a 0,3.

De manera similar, el estudio Energías Renovables en Chile: El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé, elaborado por el Ministerio de Energía y GIZ, constituye una referencia para identificar las zonas del país con mayor disponibilidad del recurso eólico. Los resultados muestran que el norte de Chile presenta sectores con un importante potencial para el desarrollo de proyectos eólicos, complementando la elevada disponibilidad del recurso solar característica de esta zona. En consecuencia, este estudio fue utilizado como base para identificar aquellas localizaciones con mejores condiciones para la implementación de sistemas híbridos de generación renovable, información que posteriormente fue considerada en la selección de la ubicación del caso de estudio desarrollado en la presente investigación.

5 Estado del Arte

La producción tradicional de amoníaco implica el proceso Haber - Bosch y el reformado de gas para la obtención de hidrógeno, que utiliza el gas natural como materia prima y emite una cantidad sustancial de CO_2 al medio ambiente. El amoníaco verde es una alternativa neutra en carbono al amoníaco tradicional, este se fabrica utilizando fuentes de energía

renovables como la energía solar y la eólica, estas tienen la capacidad de descomponer el agua en sus compuestos de hidrógeno y oxígeno, luego al combinarse con el nitrógeno extraído del aire se puede formar el amoníaco. Esto tiene el potencial de eliminar las emisiones relacionadas con la sintetización de amoníaco, lo que ofrece un paso significativo para la descarbonización en varios sectores.

El amoníaco ya cuenta con infraestructura bien establecida para su producción y almacenamiento además del transporte. Esto permite aprovechar los recursos ya existentes minimizando así las inversiones de infraestructura para nuevas tecnologías. Por otra parte, el amoníaco verde tiene la capacidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las preocupaciones asociadas a ellos, tanto políticamente como promoviendo la cooperación internacional para el cambio climático. A continuación, se explorarán los estudios en desarrollo de plantas de amoníaco verde para la transición y escalado económico de los sistemas.

5.1 Modelado de plantas de amoníaco verde con ASPEN PLUS y energía solar fotovoltaica.

Batgi y Dincer (2024) [13] propusieron un sistema integrado para la producción de amoníaco verde utilizando energía solar fotovoltaica flotante (Floating Photovoltaic, FPV) como fuente principal de energía. El objetivo del estudio fue evaluar la factibilidad técnica, energética y económica de integrar un sistema fotovoltaico flotante con una planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis, una unidad criogénica de separación de aire y un proceso de síntesis de amoníaco Haber-Bosch. El trabajo constituye uno de los estudios más recientes en la integración de energías renovables con procesos industriales de producción de amoníaco. El esquema general del proceso se puede observar en la figura (16).

Para el modelado del recurso renovable, los autores emplearon el software System Advisor Model (SAM), con el fin de estimar la producción eléctrica anual del sistema fotovoltaico flotante instalado sobre un embalse. Posteriormente, la energía generada fue utilizada como entrada para alimentar una planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis PEM, una unidad criogénica de separación de aire y un sistema de síntesis de amoníaco.

La simulación del proceso químico fue desarrollada mediante Aspen Plus V14, permitiendo modelar los balances de materia y energía de la planta de producción de amoníaco. Además del análisis termodinámico, los autores realizaron una evaluación energética, exergética y económica del sistema, complementada con análisis paramétricos para estudiar la influencia de distintas condiciones de operación sobre el desempeño global de la instalación. El esquema de la simulación se puede observar en la figura (17).

Parámetro	Resultado
Eficiencia energética	24,14%
CAPEX	12,86 millones USD

Tabla 10: Tabla resumen de resultados. Fuente: Elaboración propia a partir de Batgi y Dincer (2024) [13].

El estudio de Batgi y Dincer demuestra la factibilidad técnica de integrar sistemas fotovoltaicos con la producción de amoníaco verde mediante Aspen Plus y SAM. Sin embargo, la configuración analizada considera únicamente energía solar fotovoltaica como fuente renovable. En contraste, la presente investigación incorpora un análisis de configuraciones híbridas solar-eólicas, evaluando además el impacto de estas estrategias sobre el costo nivelado de producción de amoníaco (LCOA). De esta forma, el presente trabajo amplía el análisis hacia configuraciones de abastecimiento energético orientadas a mejorar la continuidad operacional y la competitividad económica del proceso.

5.2 Producción de amoníaco verde mediante energías renovables en Chile y Argentina.

Armijo y Philibert (2020) [1] desarrollaron un modelo técnico-económico para evaluar la producción flexible de hidrógeno y amoníaco verde a partir de energía solar fotovoltaica y eólica en distintas localidades de Chile y Argentina. El estudio tiene como principal objetivo determinar cómo la disponibilidad y variabilidad de los recursos renovables influyen sobre el costo de producción de ambos productos energéticos, considerando países que poseen algunos de los mejores recursos solares y eólicos del mundo. Para ello, los autores seleccionaron cuatro ubicaciones representativas: el desierto de Atacama y la Patagonia chilena, junto con el norte y la Patagonia argentina, permitiendo comparar distintos escenarios geográficos con características renovables contrastantes.

La metodología desarrollada emplea datos meteorológicos horarios de un año completo para estimar la generación eléctrica proveniente de sistemas fotovoltaicos y parques eólicos, integrándolos con un modelo técnico-económico de producción de hidrógeno mediante electrólisis alcalina y síntesis de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch. El modelo optimiza la participación relativa de energía solar y eólica, el tamaño del electrolizador y la capacidad de la planta de síntesis, evaluando el efecto de la flexibilidad operacional sobre los costos de producción. A diferencia de estudios que consideran únicamente una fuente renovable, este trabajo demuestra que la hibridación entre energía solar y eólica permite disminuir la variabilidad del suministro eléctrico, incrementando el factor de utilización del electrolizador y reduciendo la necesidad de almacenamiento intermedio de hidrógeno.

Los resultados muestran que Chile presenta condiciones particularmente favorables para la producción de amoníaco verde debido a la elevada irradiación solar del desierto de Atacama y al importante potencial eólico disponible tanto en el norte como en la Patagonia. Asimismo, los autores concluyen que la combinación de ambas fuentes renovables reduce significativamente los costos de producción respecto a configuraciones basadas en un único recurso, destacando que la flexibilidad del proceso de síntesis de amoníaco constituye un factor clave para mejorar la competitividad económica del sistema. Estas conclusiones representan un antecedente relevante para la presente investigación, ya que respaldan la

selección de Calama como caso de estudio y fundamentan la incorporación de una configuración híbrida solar-eólica como estrategia para reducir el costo nivelado de producción del amoníaco verde.

5.3 Comparación de tecnologías de producción de amoníaco.

En el estudio realizado por los académicos D. Fratinni y G. Cinti [14] se diseñan tres modelos de plantas de producción de amoníaco todos basados en el proceso de Haber-Bosch. En el primer sistema el proceso de HB es acoplado a una unidad de limpieza de gas de síntesis, el propio gas de síntesis proviene de un gasificador de biomasa para producir este producto. En el segundo caso el gas de alimentación para el circuito de Haber Bosch se ha obtenido desde un electrolizador y una unidad separadora de aire. Para el tercer caso se alimenta con biogás para unidad de reformado con vapor, el cual es tratado en una sección de limpieza previa al proceso HB. Como referencia también se plantea un caso 0 basado en el reformado con vapor de gas natural el cual sirve como comparación. Los resultados de este estudio arrojan en términos de recirculación de gas para el (caso 1) este es ligeramente mayor que en los otros casos, esto debido a la presencia de CH_4 un gas inerte presente en el proceso. Una relación de recirculación mayor tiene un efecto en el caudal total de entrada del reactor y en consecuencia en el consumo de energía del compresor. La relación de purga es decir la relación molar entre la corriente de purga y la corriente de alimentación en todos los casos se encuentran entre 0,4 y 0,5 exceptuando la electrólisis, relacionado a la ausencia de inertes del caso 2. En la figura (18) se puede observar la eficiencia de la reacción en términos de porcentaje y el porcentaje de inertes.

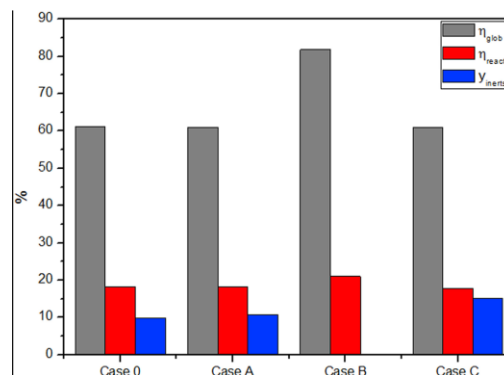


Figura 18: Eficiencia de los sistemas HB y porcentaje de inertes. Fuente: Adaptado de Fratinni et al (2026) [14].

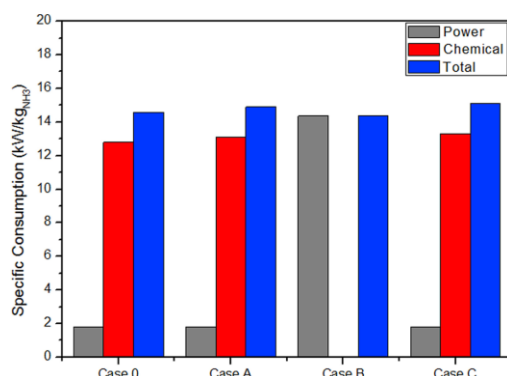


Figura 19: Consumo de energía primaria para los diferentes casos. Fuente: Adaptado de Frattini et al (2016) [14].

En estos casos la eficiencia se calcula como la cantidad de nitrógeno que reacciona respecto a la entrada. Dicho valor se puede calcular a nivel de reactor (η_{react}) y a nivel global (η_{glob}). Los resultados muestran que el caso 2 es muy interesante debido a su alta eficiencia global de un 81%. La eficiencia alcanza niveles aceptables a nivel global debido a las altas recirculaciones y alta relación de purga en todos los casos.

El consumo de energía primaria es también similar en todos los casos tal y como se muestra en la figura (19). El caso del electrolizador es el que tiene el menor consumo ya que no se incurren en consumos de energía química, pero sí en un alto consumo de potencia eléctrica. Como es de esperar el caso de referencia, biogás y gas de síntesis son los procesos con mayor consumo.

En la Tabla (11) se muestran indicadores energéticos adicionales y las emisiones de CO_2 correspondientes para todos los casos presentados. El consumo específico de calor es negativo en todos los casos ya que corresponde a un proceso exotérmico. Un flujo de energía adicional corresponde al gas de purga, que se muestra en la tabla como LHV. Los casos 1 y 3 tienen los valores más altos debido al metano presente en los gases de purga.

CASO	Consumo de calor específico [kW_{th}/kg_{NH3}]	LHV de gas de purga [MJ/kg]	Emisiones de GEI [kg_{CO2}/kg_{NH3}]
Caso 0	-1.47	26,76	2,05
Caso 1	-1,26	27,15	3,82
Caso 2	-1,59	21,35	0
Caso 3	-1,19	27,25	3,59

Tabla 11: Indicadores de energía y emisiones. Adaptado de Frattini et al (2016) [14].

Los estudios revisados evidencian que la producción de amoníaco verde mediante energías renovables constituye un área de investigación en constante desarrollo, abordada desde distintas perspectivas. Batgi y Dincer (2024) demostraron la factibilidad técnica de integrar sistemas fotovoltaicos con una planta de producción de amoníaco modelada en Aspen Plus, incorporando además un análisis energético, exergético y económico. Por otra parte, Armijo y Philibert (2020) centraron su investigación en el análisis técnico-económico de distintas ubicaciones de Chile y Argentina, destacando la influencia de la disponibilidad de

recursos renovables sobre el dimensionamiento óptimo de las plantas y el costo de producción del amoníaco. Finalmente, Frattini et al. (2016) analizaron diferentes configuraciones de integración de energías renovables en plantas de amoníaco, comparando su desempeño energético y la influencia de distintas estrategias de operación sobre la eficiencia del proceso. En conjunto, estos trabajos demuestran que la integración de energías renovables, la selección de la ubicación geográfica y la configuración del sistema de producción constituyen factores determinantes para la viabilidad técnica y económica del amoníaco verde.

6 Metodología

La metodología por seguir en el presente trabajo consiste en modelar una planta de amoníaco en el software de Aspen Plus, este modelo es capaz de entregar resultados como el uso de energía y niveles de producción, posteriormente se evaluará la producción de amoníaco en base a plantas de energías renovables en el lugar geográfico seleccionado. La producción energética de las plantas de energía renovable se realiza con ayuda de los softwares del explorador solar y eólico, tanto con datos horarios y mensuales del recurso. La evaluación económica se realiza comparando los costos nivelados de producción en contraposición con un caso base de producción de amoníaco gris.

6.1 Esquema General de la Planta.

La planta de amoníaco verde se basa en tres partes fundamentales para su funcionamiento. El primero corresponde a la fase de obtención de hidrógeno el cual es alimentada por corrientes de agua pura más electrolito las cuales pasan por un proceso de electrólisis. La segunda parte corresponde a una unidad de separación de aire y la tercera parte corresponde al proceso de Haber-Bosch.

La alimentación energética de una planta de amoníaco verde debe ser de fuentes renovables, por lo que otra parte importante de este tipo de instalaciones son las plantas solares fotovoltaicas o eólicas. Un esquema general se presenta en la Figura 20

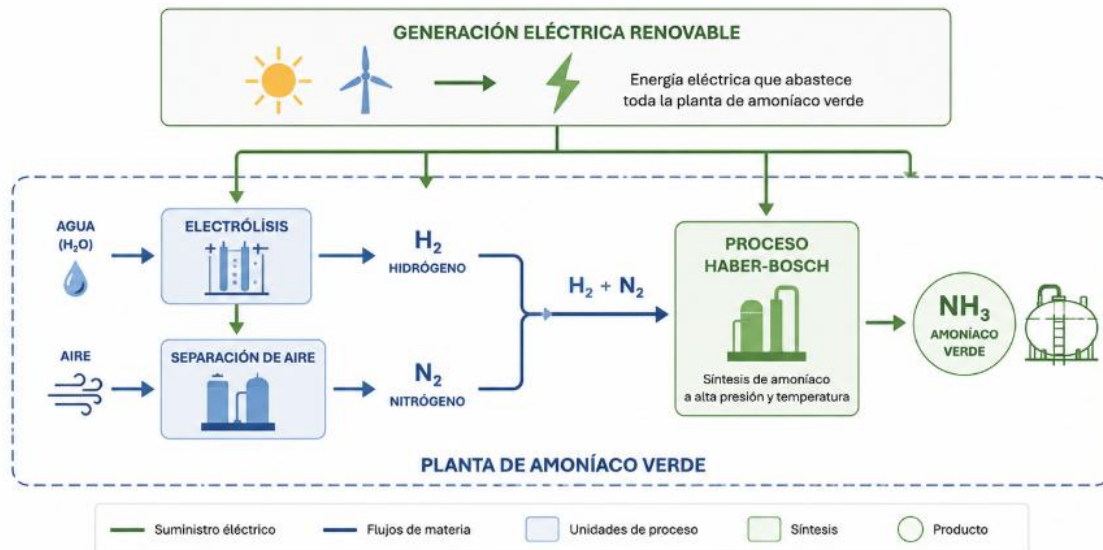


Figura 20: Esquema general planta de amoníaco verde.

6.1.1 Modelo de planta de amoníaco Aspen Plus.

Para efectos del dimensionamiento y estimaciones de los niveles de producción de la planta de amoníaco, se modela el sistema en el software de Aspen Plus V11. Este modelo cuenta con dos secciones, la primera de ellas corresponde a la generación de la materia prima del amoníaco NH_3 , es decir H_2 y N_2 . Esta sección cuenta con los subsistemas de producción de hidrógeno con un electrolizador de agua alcalina (AWE) y un separador de aire por destilación criogénica para la obtención de nitrógeno. Los modelos termodinámicos seleccionados para este trabajo son el de PENG-ROBINSON para el sistema en general y el de ELECNRTL para el electrolizador AWE.

La utilización de la ecuación de estado de PENG-ROBINSON se justifica para el modelado de la planta de amoníaco ya que es ampliamente utilizada en los procesos de la industria petroquímica y del gas debido a su capacidad de representar con buena precisión el equilibrio entre líquido y vapor de sistemas que contienen gases y componentes a altas presiones. En el proceso de Haber-Bosch precisamente en las etapas de compresión y síntesis operan típicamente entre los 150 y 250 [bar], y son en estas condiciones donde PENG-ROBINSON proporciona una adecuada estimación de las propiedades termodinámicas de las mezclas compuestas por hidrógeno, nitrógeno y amoníaco.

Para la simulación del proceso de electrólisis del agua se seleccionó el modelo termodinámico ELECNRTL. Este modelo fue desarrollado para representar sistemas electrolíticos acuosos que contienen especies iónicas, permitiendo describir adecuadamente los equilibrios químicos, las propiedades termodinámicas y las desviaciones de la idealidad presentes en los electrolitos.

Al realizar el análisis y cálculos para el sistema se consideran las siguientes suposiciones descritas a continuación basadas en el estudio (Batgi and Dincer 2024) [13].

- La presión y temperatura ambiente son 1[bar] y 25[°C] respectivamente.

- Los valores de eficiencia isentrópica de los compresores y bombas son de 0,85.
- Se supone que el electrolizador AWE requiere 50 [kWh] de potencia para producir 1 [kg] de hidrógeno.
- El funcionamiento es un proceso de flujo constante estacionario.
- Los cambios de energía cinética, potencial y gravitacional son despreciables.
- La obtención de nitrógeno se representa mediante un modelo simplificado de separación criogénica de aire, compuesto por etapas de compresión, enfriamiento y separación de componentes. Este esquema no reproduce en detalle todas las etapas de una unidad ASU criogénica industrial, sino que busca representar los principales requerimientos del proceso necesarios para la evaluación energética desarrollada. En consecuencia, la simplificación adoptada constituye una limitación del modelo, particularmente respecto de la estimación del consumo energético asociado a la separación de nitrógeno.

Para representar la flexibilidad operacional del proceso Haber–Bosch se consideró una carga mínima asociada al flujo de hidrógeno alimentado al lazo de síntesis. El estudio *Solar NH₃-Pool Chile*, desarrollado por Soventix en el marco de GIZ [23], considera como caso alternativo una operación flexible de la planta de amoníaco hasta un 30 % de su capacidad nominal, valor señalado como mínimo técnico recomendado para esta tecnología. Por otra parte, Rosbo et al. (2026), en *Optimisation and robust control of a load-flexible Haber–Bosch ammonia synthesis loop* [24], definen la carga del proceso en función del flujo de alimentación de hidrógeno respecto de su valor nominal y evalúan un rango de operación comprendido entre 10% y 120%, demostrando mediante un modelo dinámico y una estrategia de control específica la posibilidad de mantener una operación estable hasta una carga del 10 %. Considerando ambos antecedentes, en el presente estudio se adopta una carga mínima del 28% del flujo nominal de hidrógeno como supuesto de operación flexible. Este valor se encuentra comprendido entre el mínimo conservador del 30% utilizado en el estudio chileno y el límite inferior del 10 % demostrado por Rosbo et al. bajo condiciones de control específicas. Por lo tanto, el 28% adoptado no pretende representar un mínimo técnico universal del proceso Haber–Bosch, sino un umbral de operación seleccionado para el análisis técnico-económico desarrollado.

Dado que el modelo desarrollado en Aspen Plus corresponde a una simulación en estado estacionario, la variación de carga del proceso no se representa mediante una simulación dinámica de las transiciones entre distintos niveles de operación. En su lugar, cada condición de potencia disponible se interpreta como un punto de operación estacionario independiente, a partir del cual se determina el flujo de hidrógeno y la producción correspondiente de amoníaco. Para establecer el límite inferior de los estados considerados operables, se adoptó una carga mínima equivalente al 28% del flujo nominal de hidrógeno alimentado al proceso Haber–Bosch. Por lo tanto, el modelo permite estimar el desempeño del proceso en diferentes niveles de carga estacionaria, pero no reproduce los fenómenos transitorios asociados a cambios de carga, tales como tasas de rampa, tiempos de arranque y detención, inercia térmica o respuesta de los sistemas de control. Esta simplificación constituye una limitación del presente estudio.

La variabilidad temporal de los recursos renovables no será modelada directamente en Aspen Plus V11.

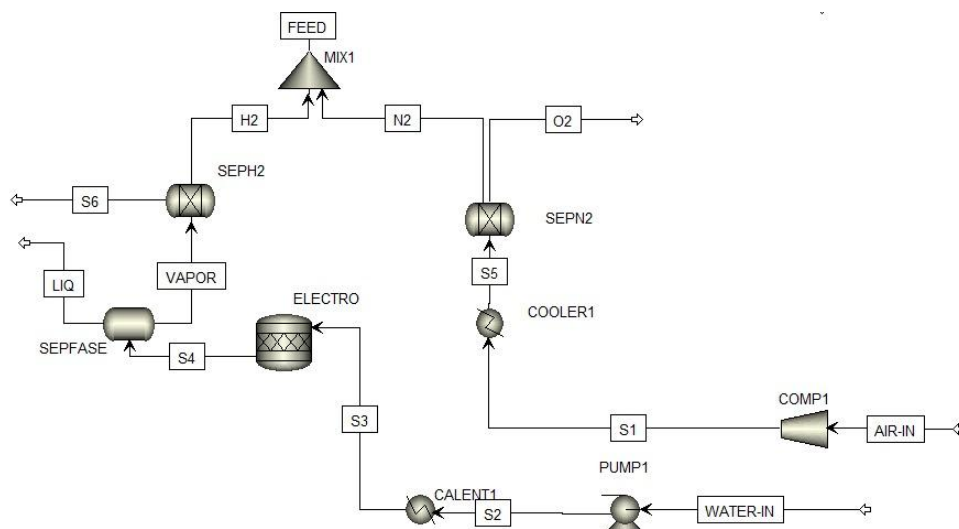


Figura 21: Sección de producción de Hidrógeno y Nitrógeno

En el caso del electrolizador de agua alcalina se tiene en consideración los insumos requeridos para la separación del agua en H_2 y N_2 , para esto se utiliza como electrolito hidróxido de potasio (KOH) y agua de alimentación en proporción de 35% y 65% respectivamente. Los parámetros de funcionamiento para el electrolizador (ELECTRO) son de 30[bar] y 80[°C] con una eficiencia de conversión de 0,65. El agua junto con el electrolito ingresan a una bomba (PUMP1) a condiciones ambientales de 1[bar] y 25[°C] aproximadamente, esta bomba lleva el fluido a la presión de funcionamiento del electrolizador, posteriormente pasa por un intercambiador de calor (HEATX) que aumenta la temperatura a 80[°C].

La unidad de separación de aire funciona a 5[bar] y 30[°C], esto se logra con una unidad compresora (COMP1) que eleva la presión y temperatura del aire. Luego de esto se baja la temperatura a 30[°C] gracias a un enfriador (COOLER1) instalado antes de la unidad de separación de aire. Al finalizar estos procesos necesarios para la obtención de hidrógeno y nitrógeno se ingresan ambas corrientes de material a un mixador para la segunda sección del proceso.

La segunda sección corresponde al proceso de Haber-Bosch el cual se muestra en la figura (21). Este comienza con la alimentación proveniente de la sección anterior el cual consta de la combinación de las corrientes de H_2 y N_2 en una proporción de 3:1. Esta corriente ingresa a un proceso de compresión en dos etapas con enfriamientos intermedios, esto con el fin de regular las temperaturas de salidas de esta etapa y proteger el sistema, luego de esta etapa de compresión la presión alcanza el valor de operación 250[bar] que se requiere en el reactor. Posteriormente a un intercambiador de calor que fija la temperatura a 350[°C], ambos valores corresponden a los parámetros de ingreso necesario al reactor para una efectiva conversión de los reactantes a amoníaco. Luego de este proceso la mezcla de gases a la salida del reactor estará compuesto por partes de amoníaco, hidrógeno y nitrógeno por lo que pasa al tanque de destilación para separar el producto final correspondiente al

amoníaco con 99% de pureza. El resto de los compuestos va a un splitter donde el 20% sera purga del sistema y el resto se va a recirculación del sistema para aprovechar los elementos que no han reaccionado e ingresarlos al MIX2.

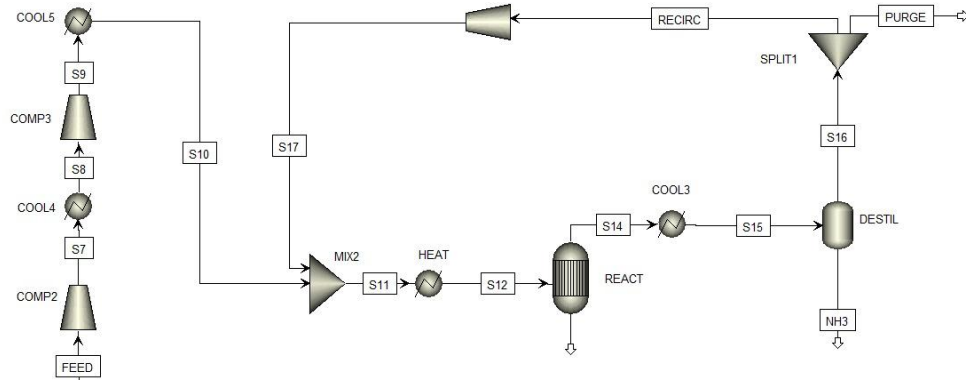


Figura 22: Sección de producción de amoníaco, proceso de Haber-Bosch

Las ecuaciones de equilibrio termodinámico que gobiernan el sistema son las de balance de masa y energía tal y como se muestra a continuación. En primer lugar se muestra la ecuación de balance de masa que obedece a la ley de conservación de la materia.

$$\sum_i \dot{m}_i = \sum_j \dot{m}_j \quad (13)$$

La ecuación general de balance energético, basada en la formulación termodinámica de la ley de conservación de la energía se escribe de la siguiente manera.

$$\dot{W}_i + \dot{Q}_i + \sum_i \dot{m}_i h_i = \dot{W}_j + \dot{Q}_j + \sum_j \dot{m}_j h_j \quad (14)$$

En esta ecuación i, representa la condición de entrada y j muestra las condiciones de salida. Las entalpías específicas se representan con la letra h y las tasas de trabajo y calor se expresan con $\dot{W}$ y $\dot{Q}$ respectivamente. El software entrega valores de entalpías referenciales para realizar los cálculos, es por esta razón que se podrán observar valores negativos en varios de los componentes del sistema.

El sistema está diseñado para producir 244,27[kg/hr], es decir aproximadamente 5862[kg/día] de amoníaco con 99% de pureza en estado líquido, además las corrientes de alimentación de aire y agua requeridas tienen flujos máscicos de 300[kg/hr] y 650,3 [kg/hr] respectivamente. Con estos resultados es posible categorizar la planta como de pequeña escala ya que está en el rango inferior a las 10 toneladas de producto por día.

Esto se debe contrastar con los resultados obtenidos del estudio de referencia (Batgi and Dincer 2024) para validar la planta de producción de amoníaco por lo que se procede a calcular el porcentaje de error entre ambos estudios, analizando las corrientes de suministro de Hidrógeno y la cantidad de amoníaco producido.

El error se calcula de la siguiente forma.

$$Error\% = \frac{Valor_{referencia} - Valor_{medido}}{Valor_{referencia}} * 100 \quad (15)$$

Los resultados para ambos parametros son los siguientes:

Variable de validación	Referencia	Modelo Aspen Plus	Error
Producción NH ₃ [kg/día]	5.731	5.872,80	2,47%
Suministro H ₂ [mol/s]	6,6667	6,517	2,25%

Tabla 12: Comparación entre el modelo desarrollado y el estudio de referencia.

Los errores relativos obtenidos corresponden a 2,47% para la producción de amoníaco y 2,25 % para el suministro de hidrógeno, observándose una concordancia adecuada entre los resultados obtenidos mediante el modelo desarrollado en Aspen Plus y los valores reportados por Batgi y Dincer (2024). Las diferencias observadas pueden atribuirse a las simplificaciones adoptadas en la representación del proceso y a las condiciones específicas utilizadas en cada modelo. Considerando que ambos errores son inferiores al 3%, se considera que el modelo presenta un nivel de concordancia razonable para los objetivos del presente estudio y puede ser utilizado como base para la estimación de los requerimientos energéticos y la producción de amoníaco en los casos de estudio posteriores.

Los resultados de balances de masa y energía de cada uno de los componentes se muestran a continuación, así como también los resultados de cada corriente del proceso en las siguientes Tablas (14) y (13).

Nombre del componente	Trabajo [kW]
COMP1	20,1501
PUMP1	1,06139
ELECTRO	2365,03
COMP2	186,315
COMP3	108,76
COMP4	6,14708
TOTAL	2687,46

Tabla 13: Consumo de energía eléctrica del sistema

Corriente	Flujo Molar [kmol/h]	Flujo másico [kg/h]	Temperatura [°C]	Presión [bar]	Entalpía específica [kJ/kg]
AIR-IN	10,35	300	25	1	-13,86
WATER- IN	42,33	1000,5	25	1	-13142,6
S1	10,35	300	227,61	5	191,67
S2	42,34	1000,5	25,38	30	-13139,8
S3	42,34	1000,5	80	30	-12978,3
S4	54,072	1000,5	80	30	-6300,69
S5	10,35	300	30	5	-9,9
N2	8,076	226,244	30	1	4,94
O2	2,28	73,76	30	5	-52,18
LIQ	18,54	571,67	2,98	1	-10843,1
VAPOR	35,54	428,83	2,99	1	-245,27
H2	23,46	47,3	2,99	1	-313,076
S6	12,07	381,53	2,99	1	-270,43
FEED	31,54	273,545	9,96	1	-50,05
S7	31,54	273,545	549,42	30	1788,95
S8	31,54	273,545	40	30	49,2694
S9	31,54	273,545	345,45	250	1122,78
S10	31,54	273,545	250	250	792,51
S11	41,25	382,473	206,9	250	480,61
S12	41,25	382,473	347	250	941,84
S14	26,657	382,473	350	250	-1135,05
S15	26,657	382,473	25	150	-2666,9
S16	12,14	136,15	25	150	-455,025
NH3	14,517	244,27	25	150	-3889,46
PURGE	2,428	27,23	25	150	-455,025
RECIRC	9,712	108,928	25	150	-455,007
S17	9,712	108,928	79,026	250	-302,639

Tabla 14: Resultados de corrientes de simulación planta de amoníaco verde

Es apreciable en la Tabla (13) que el mayor consumo de energía corresponde al electrolizador, es por esto por lo que representa un proceso crítico dentro de la planta modelada. Para este tipo de equipos el consumo de energía eléctrica está relacionado directamente con la producción de H_2 y el cálculo de energía disponible de fuentes

renovables, así como el dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica o eólica para este fin, estarán estrechamente relacionados con la producción del sistema y las utilidades que se generarán.

El electrolizador constituye un interesante caso de estudio, ya que es posible variar la producción de hidrógeno en función de la potencia eléctrica disponible. Para ello, se utilizará el modelo desarrollado de la planta en Aspen Plus junto con la herramienta de análisis de sensibilidad, considerando como utilidad de operación la electricidad consumida por cada equipo.

Cabe mencionar que en distintas etapas del proceso se genera calor que debe ser eliminado para mantener las condiciones adecuadas de operación. Este calor puede ser aprovechado en otros procesos de la planta o en aplicaciones externas. Un ejemplo es el reactor de Haber-Bosch, que genera aproximadamente 220 [kW] debido a la reacción exotérmica de formación de amoníaco. Asimismo, las etapas de compresión de aire y corrientes gaseosas también generan calor como consecuencia del aumento de presión de fluidos compresibles. Sin embargo, el aprovechamiento de esta energía térmica no será abordado en el presente trabajo, ya que la investigación se centra en la producción de amoníaco verde y en la evaluación de su viabilidad mediante energías renovables no convencionales [4].

6.2 Dimensionamiento de planta solar fotovoltaica

El dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica destinada a la producción de amoníaco verde debe considerar los siguientes aspectos para su correcta implementación.

- Lugar geográfico.
- Disponibilidad del recurso solar.
- Tipo de panel a utilizar.
- Demanda energética de la planta de amoníaco verde.

6.2.1 Lugar geográfico seleccionado

El estudio realizado por el Ministerio de Energía y la GIZ permite identificar las regiones del país con mayor potencial para la generación de energía solar fotovoltaica. De acuerdo con los resultados presentados en la Tabla (9), la Región de Antofagasta presenta el mayor potencial para la instalación de centrales fotovoltaicas. Si bien el estudio está orientado a proyectos destinados a la generación eléctrica, con un factor de planta superior a 0,30, sus resultados constituyen una base técnica adecuada para la selección del emplazamiento de una planta destinada al autoconsumo.

Calama se encuentra emplazada en el desierto de Atacama, uno de los lugares con mayor irradiancia solar a nivel mundial, lo que favorece la generación de energía fotovoltaica. Adicionalmente, la zona presenta un importante potencial eólico, permitiendo evaluar configuraciones híbridas de generación eléctrica que contribuyen a mejorar la disponibilidad energética del proceso y a reducir la dependencia de sistemas de almacenamiento

La selección de Calama también resulta pertinente desde una perspectiva estratégica, ya que la Región de Antofagasta concentra una importante actividad minera y ha sido identificada en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde como una de las zonas con mayor potencial para el desarrollo de proyectos de hidrógeno y sus derivados [15]. En consecuencia, el caso de estudio representa un escenario técnicamente favorable y estratégicamente relevante para evaluar la factibilidad de integrar energías renovables en la producción de amoníaco verde.

Con la ayuda del Explorador Solar del Ministerio de Energía es posible identificar diversos proyectos fotovoltaicos ubicados en las cercanías de Calama. Entre ellos se encuentra la planta FV Usya, con una potencia instalada de 64 [MW]. Este proyecto corresponde a la tercera gran planta fotovoltaica construida por Acciona en el desierto de Atacama y genera aproximadamente 146 [GWh] anuales, equivalente al consumo eléctrico de cerca de 70.000 hogares chilenos. Asimismo, la central FV Azabache cuenta con una potencia instalada de 61 [MW] y una producción anual de 184 [GWh]. Finalmente, la planta FV Puerto Seco Solar posee una capacidad instalada de 10 [MW], constituyendo otro de los proyectos fotovoltaicos emplazados en las cercanías de Calama. La presencia de estos proyectos evidencia el elevado potencial solar de la zona y refuerza la selección de Calama como emplazamiento para el desarrollo del caso de estudio de la presente investigación.

En consecuencia, la selección de Calama permitió utilizar información representativa de los recursos renovables disponibles en el norte de Chile para alimentar el modelo de simulación desarrollado en Aspen Plus y realizar la evaluación técnico-económica de los distintos escenarios de producción de amoníaco verde.



Figura 23: Plantas USYA y AZABACHE ubicadas en Calama. Imagen extraída desde explorador solar del Ministerio de Energía. <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.

En base a lo observado anteriormente se ha seleccionado un lugar para el emplazamiento del proyecto de generación para una planta de amoníaco verde en las cercanías de Calama en las siguientes coordenadas.

- **Latitud:** -22,43[°]
- **Longitud:** -68,84[°]
- **Altura sobre el nivel del mar:** 2.442[m]



Figura 24: Plantas USYA y AZABACHE ubicadas en Calama. Imagen extraída desde explorador solar del Ministerio de energía. <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.

El explorador Solar entrega estos datos para las coordenadas especificadas junto con gráficos de Radiación global horizontal a lo largo de los distintos meses del año divididos en su componente difusa y directa, así como también registros diarios y de año a años, donde también se pueden observar los datos meteorológicos. Es importante observar que el cálculo de la radiación para un plano inclinado se hace en base al ángulo de la latitud donde se ubicará la planta solar tal y como se muestra en la figura (24), esto es cierto ya que la posición ideal de inclinación para un panel solar fijo es igual entre el ángulo de inclinación y la latitud.

RADIACIÓN ANUAL			
Global Horizontal (kWh/m ² /día)	Global Inclinado 22° (kWh/m ² /día)	Directa Normal (kWh/m ² /día)	Difusa Horizontal (kWh/m ² /día)
7,42	7,93	10,91	0,67
INFORMACIÓN METEOROLÓGICA			
Frecuencia de Nubes (%)	Temperatura Ambiental (°C)	Velocidad del viento (m/s)	
4	13,4	5,3	

Figura 25: Datos de radiación anual e información meteorológica. Imagen extraída desde explorador solar del Ministerio de Energía. <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.

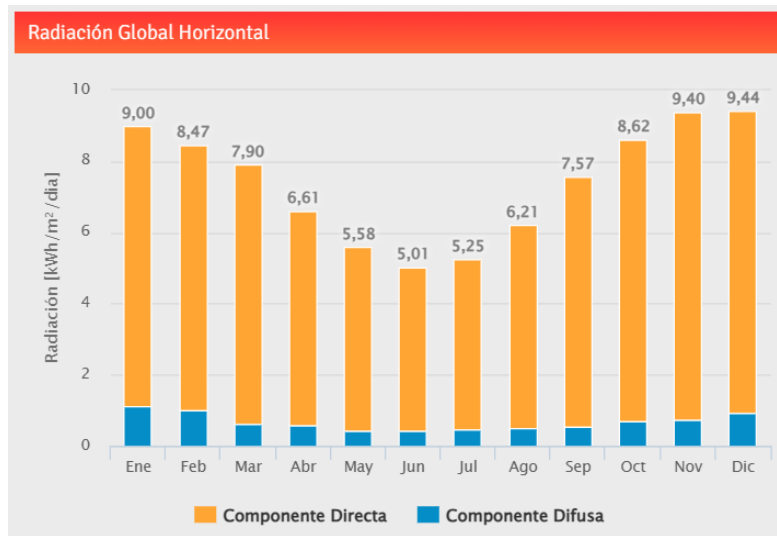


Figura 26: Gráfico radiación horizontal por meses. Imagen extraída desde explorador solar del Ministerio de Energía. <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.

Dentro de la herramienta del explorador solar, se puede obtener el gráfico de variación del recurso durante un día (Ciclo diario). Esto se puede observar en la gráfica de la figura (26), la radiación aumenta desde la mañana cuando sale el Sol, hasta un punto de radiación máxima que corresponde a las horas del mediodía, luego de esto la radiación comienza a descender hasta el atardecer cuando el sol ya se esconde en el horizonte y comienzan las horas sin luz.

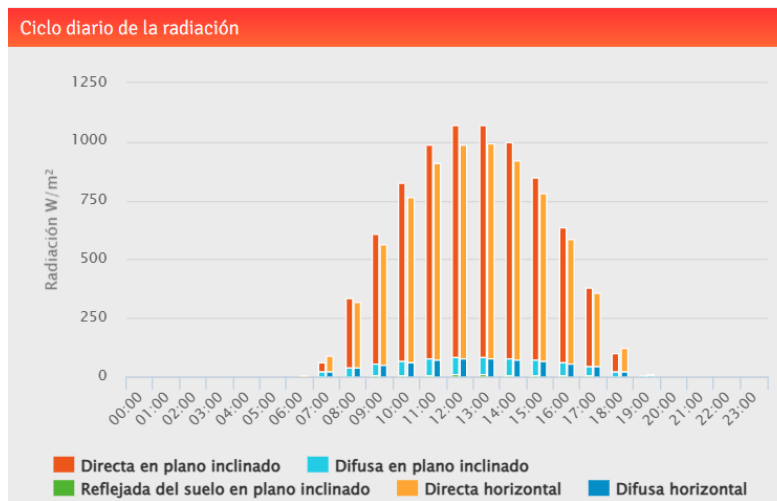


Figura 27: Gráfico ciclo diario de radiación. Imagen extraída desde explorador solar del Ministerio de Energía. <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.

6.2.2 Software de recurso Solar.

La caracterización del recurso solar se realizó mediante el Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile [16], debido a que constituye una plataforma oficial desarrollada específicamente para evaluar el potencial solar del territorio nacional mediante información georreferenciada y modelos adaptados a las condiciones climáticas de Chile. Esta

herramienta proporciona directamente parámetros como irradiancia, producción energética y factor de planta, los cuales corresponden a los datos de entrada requeridos para el dimensionamiento energético de la planta de amoníaco verde.

Por otra parte, aunque el System Advisor Model (SAM) desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory [17], es una herramienta ampliamente utilizada para el análisis técnico, económico y financiero de proyectos de generación renovable, su principal objetivo es el diseño detallado y la optimización de sistemas fotovoltaicos, incluyendo la selección de componentes, pérdidas eléctricas, modelos financieros y análisis de rendimiento. Dado que el objetivo de esta investigación no consiste en diseñar una planta fotovoltaica, sino en estimar la disponibilidad del recurso solar para alimentar un proceso de producción de amoníaco verde, el uso del Explorador Solar resulta metodológicamente más apropiado y suficiente para los fines del estudio.

Criterio	Explorador Solar Ministerio de energía	SAM NREL
Objetivo principal	Caracterización del recurso solar	Diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos
Cobertura	Específica para Chile	Mundial
Fuente de datos	Bases meteorológicas Oficiales para Chile	Bases meteorológicas internacionales
Requiere definir equipos (Paneles, inversores, pérdidas etc.)	No	Sí
Entrega Irradiancia y factor de planta	Sí	Sí
Adecuado para estudios de prefactibilidad	Sí	Sí
Adecuado para diseño detallado de planta FV	Limitado	Sí

Tabla 15: Tabla comparativa Explorador solar y System Advisor Model SAM.

Asimismo, el empleo de una plataforma oficial del Ministerio de Energía mejora la trazabilidad y reproducibilidad de los resultados obtenidos, ya que cualquier investigador puede acceder a la misma base de datos y reproducir las condiciones utilizadas para la caracterización del recurso solar en la zona de estudio.

6.2.3 Capacidad del sistema a diseñar.

La demanda de energía de la planta de amoníaco verde impone muchas de las características del sistema fotovoltaico, es por esto por lo que se deben tener en consideración todos los equipos que consumen energía eléctrica dentro de la instalación. Es por lo anterior que las necesidades de la planta se deben planificar con todas las cargas de

equipos para la producción de amoníaco, entre ellos los más relevantes son los compresores, bombas y electrolizador.

Se debe calcular la energía que la planta consumirá diariamente, por lo que se obtiene desde el software de Aspen Plus la potencia que consumen cada uno de los equipos individualmente, sumado al tiempo de uso. Es importante en este tipo de instalaciones redondear hacia arriba tanto el consumo de potencia como el tiempo de uso, para suplir de esta manera la generación variable del recurso renovable.

Conocidos ya todos los consumos, la expresión para calcular la energía de total se define de la siguiente manera:

$$E = \sum P_i * t_{di} \quad (16)$$

Donde:

- E: Es la energía consumida en [kWh].
- P_i : Es la potencia nominal en [kW].
- t_{di} : Es el tiempo diario de uso en [h].

La energía requerida, refleja lo que el sistema demanda en su conjunto en un día y es un dato muy importante para dimensionar un sistema de generación fotovoltaica.

La capacidad instalada de un arreglo fotovoltaico corresponde a la potencia que genera el panel en condiciones estándar. La capacidad del sistema P_{DC0} , se calcula conociendo el área total efectiva A_T con celdas fotovoltaicas y eficiencia nominal (ϵ_{nom}). El área total se puede saber conociendo el área de cada panel (A_p) y el número de paneles que se instalarán N.

$$P_{DC0}[kW] = A_T[m^2] * \epsilon_{nom} * 1 \left[\frac{kW}{m^2} \right] = A_p[m^2] * N * \epsilon_{nom} * 1 \left[\frac{kW}{m^2} \right] \quad (17)$$

Otra forma de calcular la capacidad del sistema es conociendo la potencia máxima del panel (P_{mp}) y el número de paneles solares (N) que se instalarán. Por lo que el arreglo se representa con la siguiente ecuación.

$$P_{DC0}[kW] = \frac{P_{mp}[W] * N}{1000} \quad (18)$$

6.2.4 Modelos de cálculo explorador Solar.

Los modelos de cálculo disponibles en el explorador solar son el "Modelo básico" y el "Modelo avanzado", esto considerando la cantidad de parámetros que utiliza cada cual para realizar el cálculo de energía para los arreglos fotovoltaicos diseñados.

1.- Modelo Básico.

El modelo de cálculo básico del explorador solar está basado en el modelo utilizado en la herramienta PVWatts, el cual fue desarrollado por el laboratorio nacional de energías renovables (NREL). En el modelo se plantea una ecuación para calcular la potencia generada por el panel fotovoltaico. La ecuación cambia dependiendo si la radiación incidente es mayor o menor a $125[W/m^2]$. La potencia generada P_{dc} para ambos casos esta dada por:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \text{Si } I_{poa} \geq 125[\frac{W}{m^2}] & P_{DC} = \frac{I_{poa}}{I_0} * P_{DC0} * (1 + \gamma(T_C - T_0)) \\ \text{Si } I_{poa} < 125[\frac{W}{m^2}] & P_{DC} = \frac{0.008(I_{poa})^2}{I_0} * P_{DC0} * (1 + \gamma(T_C - T_0)) \end{array} \right. \quad (19)$$

Donde:

- I_{poa} : Radiación incidente.
- I_0 : Radiación de referencia con valor típico $1000[W/m^2]$.
- T_C : Temperatura de la celda.
- T_0 : Temperatura de referencia con valor típico $25[^\circ C]$.
- P_{DC0} : Potencia nominal de la instalación fotovoltaica.
- γ : Coeficiente de temperatura de la celda para su potencia máxima.

2.- Modelo avanzado.

Este modelo corresponde al modelo de operación de Sandia, que se basa en el punto de máxima potencia en la curva V-I, que caracteriza una celda fotovoltaica. Para determinar su potencia es necesario determinar la curva V-I a partir de los distintos parámetros ambientales y luego determinar su punto de máxima eficiencia.

Para lograr esto se deben calcular las corrientes de máxima potencia y voltajes de máxima potencia. La ecuación para encontrar la corriente de máxima potencia (I_{mp}) es la siguiente.

$$I_{mp} = I_{mp,ref} * \frac{I_{sc}}{I_{sc,ref}} \quad (20)$$

Donde:

- $I_{mp,ref}$: Es la corriente de máxima potencia de referencia.
- I_{sc} : Es la corriente de cortocircuito.

- $I_{sc,ref}$: Es la corriente de cortocircuito nominal.

De la misma manera se debe encontrar el voltaje de máxima potencia, según la ecuación siguiente.

$$V_{mp} = V_{mp,ref} * \frac{V_{oc}}{V_{oc,ref}} \quad (21)$$

Donde:

- $V_{mp,ref}$: Voltaje de máxima potencia de referencia.
- V_{oc} : Voltaje de circuito abierto.
- $V_{oc,ref}$: Voltaje de circuito abierto de referencia.

Una vez obtenidos los datos anteriores de corriente y voltaje de potencia máxima, es posible determinar la potencia de salida de las celdas mediante la siguiente ecuación:

$$P_{DC} = V_{mp} * I_{mp} \quad (22)$$

En resumen, el explorador solar cuenta con dos modelos para estimar las capacidades de las plantas fotovoltaicas. El modelo básico estima la potencia generada utilizando un conjunto reducido de parámetros representativos del sistema fotovoltaico. Por otra parte, el modelo avanzado incorpora un mayor nivel de detalle en la representación del comportamiento del sistema, considerando variables adicionales relacionadas con las características de los paneles solares, temperatura de operación, inversor y pérdidas del sistema, permitiendo de esta manera obtener una estimación más representativa del modelo.

Para efectos de este estudio se seleccionó el modelo avanzado, ya que el objetivo es estimar con una mejor representatividad la disponibilidad del recurso solar para alimentar el proceso de producción de amoníaco verde. De esta forma se reducen las simplificaciones asociadas al modelo básico y se obtiene una base de cálculo más consistente para la evaluación técnico-económica desarrollada en este trabajo.

3.- Modelo de inversor.

La energía que genera el arreglo fotovoltaico en primera instancia es de corriente continua (DC), pero para efectos de ser inyectada al sistema es necesario transformarla a corriente alterna (AC). Durante esta transformación desde corriente continua a alterna existe una pérdida de energía. La metodología que utiliza el explorador solar para calcular esta pérdida se basa en el modelo que usa el National Renewable Energy Laboratory en el software de PVWatts V5 (Dobos 2014), lo que ayuda a definir la eficiencia del inversor.

La eficiencia del inversor corresponde a una función basada en pruebas empíricas que se realizaron a una amplia cantidad de inversores del mercado, donde se compara la eficiencia nominal de cada inversor en función de la corriente de entrada del sistema.

$$\eta = \frac{\eta_{nom}}{0,9637} * (-0,0162 * \frac{P_{DC}}{P_{DC0}} - 0,0059 * \frac{P_{DC0}}{P_{DC}} + 0,9858) \quad (23)$$

En el software del explorador solar se considera por defecto una eficiencia de 0,96 pero se puede modificar para el inversor que se desea analizar. La corriente alterna que se generará es:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \text{Si } P_{DC} < P_{DC0} & P_{AC} = \eta * P_{DC} \\ \text{Si } P_{DC} \geq P_{DC0} & P_{AC} = \eta_{nom} * P_{DC0} \end{array} \right. \quad (24)$$

El inversor además tiene como característica una capacidad máxima, que en este caso se considera como la capacidad máxima del sistema dividida por un ratio de corriente continua y alterna de 1,1.

$$P_{AC} > \frac{P_{DC}}{ratio} \rightarrow P_{AC} = \frac{P_{DC}}{ratio} \quad (25)$$

4.- Pérdidas operacionales.

El porcentaje de pérdidas operacionales que se maneja en los sistemas fotovoltaicos generados por el explorador solar es el siguiente:

$$PT = 100 * (1 - \prod(1 - \frac{pi}{100})) \quad (26)$$

pi corresponde a los distintos porcentajes de pérdidas relacionados con la operación de los sistemas FV. Se consideran por defecto los siguientes valores:

Tipo de pérdida	Porcentaje
Suciedad	2%
Sombras del entorno (Árboles, construcciones, etc.)	3%
Defectos de fabricación	2%
Cableado	2%
Conectores	0,5%
Degradación de celdas	1,5%
Tiempo apagado	3%
Diferencia entre valores nominales y la realidad	1%
Pérdida total (PT)	14,08%

Tabla 16: Tabla de pérdidas operacionales

Teniendo en consideración las pérdidas operacionales la energía aprovechable está dada por:

$$P_{AC} = P_{AC} * (1 - \frac{PT}{100}) \quad (27)$$

6.3 Dimensionamiento parque eólico.

Para el proceso de hibridación del recurso renovable y con el fin de incluir la energía eólica en un posterior análisis de generación energética de la planta de amoníaco verde, se utilizará el explorador eólico herramienta facilitada por el ministerio de energía.

El explorador eólico entrega la información basada en la simulación numérica de la atmósfera desde un modelo avanzado de mesoescala llamado WRF (Weather Research and Forecasting). Este modelo fue desarrollado por un consorcio de agencias nacionales de gobierno y universidades de Estados Unidos. Ha sido ampliamente utilizado en el ámbito de la energía eólica tanto para fines de caracterización del recurso como para la predicción de generación de electricidad. Esta información se encuentra documentada en la Descripción y guía de uso del explorador eólico 2018 [18].

WRF es un modelo no-hidrostático que resuelve las ecuaciones primitivas que controlan la circulación atmosférica. Este modelo representa el estado de la atmósfera en una malla tridimensional en términos de 10 variables fundamentales (Las tres componentes de viento u-v-w, temperatura, presión, humedad, y varias características microfísicas que representan las fases del agua líquida).

6.3.1 Cálculo de potencia de un aerogenerador.

Dentro de las capacidades del explorador eólico, se encuentra el cálculo de producción de energía de los aerogeneradores. Estos cálculos se basan en la relación entre el viento [m/s], modelado por WRF y la curva de potencia de los aerogeneradores, la cual relaciona la velocidad del viento con la generación de potencia en [kW]. El explorador ofrece acceso a curvas de potencia de alrededor de 300 aerogeneradores y permite al usuario generar su propia curva de potencia.

La figura (27) muestra la relación del viento modelado y la potencia generada para una determinada turbina en un sitio emplazado cerca del mar.

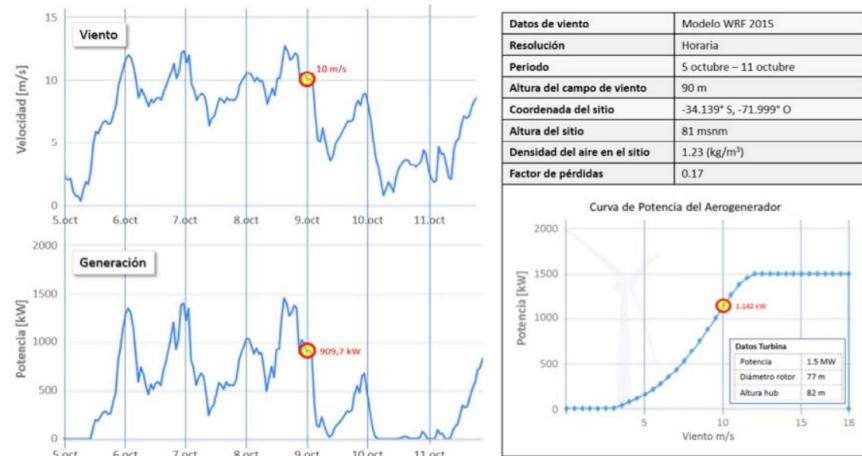


Figura 28: Relación entre el viento modelado y la potencia generada en una ubicación dada. Fuente: Explorador Eólico 2018 Descripción y Guía de Uso [18]

A la izquierda de la figura se pueden observar los gráficos del viento modelado y la potencia generada a cada hora entre el 5 y 11 de octubre de 2015. A la derecha se encuentra la descripción de los datos de viento, características de la turbina, características del sitio y el factor de pérdidas considerado. El círculo ubicado en los gráficos destaca el viento y potencia generada en cierto instante comparándolo también con la curva de generación del aerogenerador.

Es importante tener en cuenta que el rendimiento de la turbina se ve afectado por la densidad del aire, en la figura (28) se muestra la curva de potencia de una turbina para dos densidades de aire diferentes, a nivel del mar ($\rho = 1,23[\text{kg}/\text{m}^3]$) y a 6000[msnm] ($\rho = 0,63[\text{kg}/\text{m}^3]$).

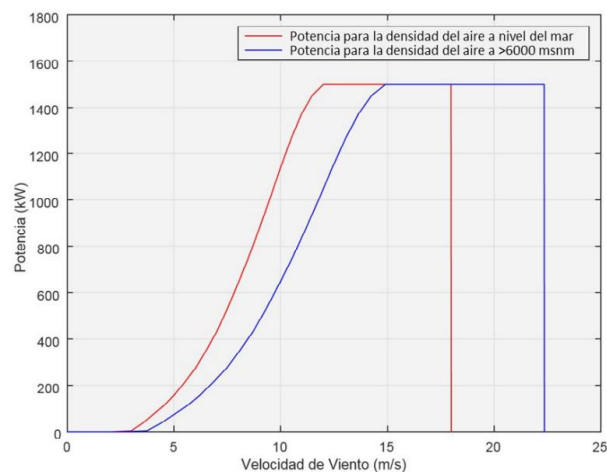


Figura 29: Variación en curvas de potencia de turbinas eólicas para diferentes densidades de aire nivel del mar vs 6000 metros sobre nivel del mar [18]

Se debe considerar además que los sistemas de generación reales se ven afectados por pérdidas, las que se cuentan como fallas del sistema, impacto de turbulencia, cizalle del

viento, efecto de estela de turbinas cercanas, entre otras. La eficiencia del sistema de generación y el factor de pérdidas se expresan de la siguiente manera.

$$\text{Eficiencia del sistema de generación (\%)} = 100\% - \text{Factor de pérdidas (\%)} \quad (28)$$

Para incluir el impacto de las pérdidas que varían fuertemente de proyecto a proyecto, el explorador eólico ofrece la posibilidad al usuario de incluir en el cálculo del rendimiento el factor de pérdidas, así permite estimar la generación real expresada como una fracción de la máxima generación posible según las condiciones del viento del lugar.

$$\text{Generación real} = \text{Generación (según curva de potencia)} * \text{Factor de pérdidas (\%)} \quad (29)$$

Cuando se integra este factor, la generación del sistema disminuye respecto a la esperada según la curva del generador. Comparando los resultados del explorador eólico y la generación real de los parques eólicos, han permitido determinar que los valores de factor de pérdidas en torno al 15% representan un potencial realista. Por defecto en el explorador eólico se utiliza un valor del 17%.

6.3.2 Módulo de cálculo de aerogenerador.

El explorador eólico cuenta con varios módulos o herramientas para el análisis de viento, entre ellos está el mapa interactivo, módulo de exploración de recurso eólico y el módulo de mediciones de recurso eólico. El módulo que interesa para este estudio es el módulo del cálculo de aerogenerador el cual tiene las siguientes características.

- Describe la variabilidad temporal del viento en un sitio, mediante estadísticas y gráficos que se despliegan de manera instantánea al hacer click en el sitio.
- Permite seleccionar tres fuentes y periodos de datos (WRF2010, WRF2015, ReconClim (1980-2017), y 15 alturas distintas entre los 5.5 y 180[m] de la superficie.
- Análisis del comportamiento del viento mediante varios gráficos configurables y comparación de estos.
- Acceso completo a series de datos de viento modelados a nivel horario.

6.4 Limitaciones de la utilización de exploradores.

La utilización del Explorador Solar y del Explorador Eólico permite obtener una estimación representativa del potencial renovable de la zona de estudio; sin embargo, los resultados corresponden a simulaciones basadas en modelos meteorológicos y no a mediciones directas del comportamiento real de los recursos energéticos. En consecuencia, la generación eléctrica estimada puede diferir de la obtenida durante la operación efectiva de una planta, debido a variaciones climáticas, condiciones ambientales, disponibilidad de los equipos y otros factores operacionales.

Dado que la energía renovable constituye el principal insumo para el proceso de electrólisis, cualquier variación en la producción eléctrica afecta directamente la producción de hidrógeno y, por consiguiente, la producción de amoníaco.

6.5 Criterio de dimensionamiento plantas de energía renovable.

El dimensionamiento de las plantas de generación renovable se realiza tomando como referencia la demanda energética del proceso de producción de amoníaco, datos que son obtenidos desde el modelo desarrollado en Aspen Plus. Como criterio de diseño, se establece que la capacidad instalada de generación debe suministrar la energía eléctrica necesaria para la operación del electrolizador y de los equipos auxiliares, de acuerdo con las condiciones de funcionamiento establecidas.

Debido a la naturaleza variable del recurso solar, la potencia nominal instalada de una planta fotovoltaica destinada a abastecer directamente un sistema de electrólisis puede ser superior a la potencia nominal requerida por el electrolizador. Para caracterizar esta relación se utiliza el factor de sobredimensionamiento fotovoltaico, definido como la razón entre la potencia fotovoltaica instalada y la potencia nominal del electrolizador. La literatura reporta factores de sobredimensionamiento comprendidos aproximadamente entre 1,29 y 3, dependiendo de las características del recurso renovable, la localización y los criterios técnico-económicos considerados para el dimensionamiento. Asimismo, se han utilizado factores de 1,5 [25] en sistemas FV–electrolizador con el objetivo de incrementar el factor de utilización del electrolizador. En el presente estudio se evaluó inicialmente un factor de 1,25; sin embargo, al contrastar la capacidad resultante con los perfiles horarios de generación obtenidos mediante el Explorador Solar, se observó que la potencia disponible no alcanzaba la condición nominal del proceso durante las horas de mayor generación. En consecuencia, se adoptó un factor de 1,5, valor que se encuentra dentro del rango reportado en la literatura y que, para las condiciones solares evaluadas en Calama, permite alcanzar la potencia nominal del proceso durante los periodos de mayor disponibilidad del recurso sin recurrir a un sobredimensionamiento significativamente mayor.

Para el escenario híbrido FV–eólico se mantuvo constante la capacidad renovable total definida en el escenario fotovoltaico de referencia. En consecuencia, la capacidad total de generación del sistema híbrido corresponde a 1,5 veces la demanda nominal del proceso, modificándose únicamente la participación relativa de generación fotovoltaica y eólica. Este criterio permite comparar las configuraciones bajo una capacidad renovable instalada equivalente y evaluar específicamente el efecto de la complementariedad temporal entre ambos recursos sobre la disponibilidad energética, el factor de utilización del proceso y la producción anual de amoníaco.

6.6 Cálculo de producción de amoníaco.

Para calcular la producción de amoníaco, se seguirá la siguiente metodología:

- Cálculo del consumo de la planta de producción de amoníaco verde, esto se realizará con los datos obtenidos desde la simulación desarrollada en Aspen Plus.
- Selección de paneles fotovoltaicos y turbina eólica, sus características técnicas son ingresadas a los exploradores respectivos.
- Curva de sensibilidad Potencia [vs] Producción de amoníaco. Obtenida a través de la herramienta de análisis de sensibilidad de Aspen Plus.
- Obtención de gráficos de generación diaria representativo del mes de los exploradores solares y eólicos. Estos datos se utilizan para estimar la producción de amoníaco diario y mensual de la planta simulada.
- Cálculo de energía generada, producción de amoníaco [kg/h] a través de interpolación en gráfico de sensibilidad de Aspen Plus y producción de amoníaco mensual.

6.6.1 Consumo planta amoníaco.

Desde el software de Aspen Plus es posible obtener el consumo de "Utilities" de cada uno de los equipos relevantes que participan dentro de la producción de la planta de amoníaco. Estos equipos incluyen, bombas, compresores y electrolizador, tal y como se expuso en la Tabla 13.

6.6.2 Estimación de energía requerida por el sistema.

Con las estimaciones del consumo de la planta de amoníaco es posible obtener cual es la potencia que se necesita por ejemplo diariamente en la planta para satisfacer todas las necesidades energéticas del proceso de producción de amoníaco. Esto se realiza a través de la siguiente formula.

$$E_{requerida}[kWh] = Potencia[kW] * Horas[h] \quad (30)$$

Donde:

- $E_{requerida}$ [kWh]: Corresponde a la energía requerida en cierto periodo.
- **Potencia**[kW]: Es la energía requerida de manera instantánea.
- **Horas**[h]: Cantidad de horas operativas del sistema.

6.6.3 Selección de panel solar fotovoltaico y turbina eólica.

Panel Solar.

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se seleccionó un módulo monocristalino monofacial compatible con el modelo avanzado del Explorador Solar del Ministerio de Energía. La elección se realizó con el propósito de mantener consistencia entre las características del módulo fotovoltaico y las hipótesis consideradas por la herramienta de simulación. Si bien actualmente existen módulos bifaciales con mayores niveles de

producción, estos no fueron considerados debido a que el modelo empleado en la investigación no incorpora explícitamente su comportamiento, evitando así introducir inconsistencias entre el modelo de generación eléctrica y el dimensionamiento del sistema renovable.

Las características técnicas del panel solar Fotovoltaico son las que aparecen en la siguiente tabla (17) y pueden ser consultadas en la figura del Anexo [63].

Marca	VERTEX
Modelo	TSM-DE19
Eficiencia	21,2%
Dimensiones	2384/1096/35mm
Potencia máxima	0,555[MW]
Peso	28,6[kg]
Número de celdas	110
Vmp	31,8[V]
Imp	17,45[A]
Voc	38,1[V]
Isc	18,56[A]
Coef. Temperatura voltaje [%/°C]	-0,25
Coef. Temperatura voltaje [mV/°C]	-95,25
Coef. Temperatura corriente [%/°C]	0,04
Coef. Temperatura corriente [mA/°C]	7,424

Tabla 17: Características de panel Solar seleccionado.

Turbina Eólica.

Para el dimensionamiento del sistema de generación eólica se seleccionó el aerogenerador Vestas V90-2.0 MW, correspondiente a un equipo comercial ampliamente utilizado en parques eólicos terrestres. La elección de este modelo se fundamenta en la disponibilidad de información técnica pública, incluyendo su curva de potencia y características operacionales, lo que permite garantizar la reproducibilidad del estudio y la estimación de la generación eléctrica bajo las condiciones de viento de la zona de estudio.

Asimismo, la potencia nominal de 2,0 [MW] representa una capacidad típica de aerogeneradores utilizados en proyectos eólicos onshore, siendo adecuada para estudios de prefactibilidad y evaluaciones técnico-económicas. Las características técnicas del aerogenerador se presentan en la siguiente tabla (18) y su ficha técnica puede ser consultada en la figura del anexo [62].

Marca	Vestas
Modelo	V90 - 2,0 [MW]
Velocidad de arranque	4[m/s]
Velocidad nominal de viento	12[m/s]
Velocidad viento de corte	25[m/s]
Diametro rotor	90[m]
Área de barrido	6.362 [m ²]
Revoluciones	14.5 [rpm]
Altura de torre	80 - 125[m]

Tabla 18: Características aerogenerador seleccionado.

Los datos de la tabla (17) son ingresados como inputs en el explorador solar y en el caso del explorador eólico, este aerogenerador Vestas V90-2,0MW se encuentra ingresado en la base de datos del explorador por lo que se puede seleccionar para realizar los cálculos de generación.

6.6.4 Determinación de la curva de sensibilidad entre la potencia suministrada y la producción de amoníaco.

La disponibilidad de energía proveniente de fuentes renovables presenta variaciones temporales debido a las condiciones climáticas y a la estacionalidad del recurso. En consecuencia, la potencia eléctrica disponible para alimentar el electrolizador no permanece constante durante el año, afectando directamente la producción de hidrógeno y, por ende, la producción de amoníaco.

Con el objetivo de representar este comportamiento sin realizar una simulación independiente para condición de operación, se desarrolló un análisis de sensibilidad en Aspen Plus en el cual se evaluó la respuesta del proceso frente a distintos niveles de potencia eléctrica suministrada al electrolizador. Como resultado se obtiene una curva que relaciona la potencia de entrada con la producción horaria de amoníaco.

Esta curva constituye una herramienta de interpolación que permite estimar la producción de amoníaco para distintos niveles de potencia dentro del rango analizado. Para ello, a partir de los perfiles horarios de generación renovable se determina, para cada intervalo de tiempo, la potencia eléctrica disponible para el proceso. Una vez descontado el consumo correspondiente a los equipos auxiliares, la potencia disponible para el electrolizador se

utiliza como variable de entrada en la curva de sensibilidad obtenida mediante Aspen Plus, permitiendo estimar la producción horaria de amoníaco.

Este procedimiento se aplica de forma consecutiva a cada hora del período analizado, obteniéndose un perfil horario de producción que posteriormente se integra para determinar la producción mensual y anual de amoníaco. De esta manera, la metodología permite incorporar de forma explícita la variabilidad temporal de la generación solar y eólica, así como evaluar el efecto de distintas configuraciones de generación renovable sobre la producción de la planta, sin requerir una simulación independiente en Aspen Plus para cada condición horaria.

De acuerdo con el estudio realizado por IRENA (2020) [19], el rango de operación para un electrolizador alcalino se encuentra entre el 15% al 100% de su capacidad nominal, correspondiendo el límite inferior al mínimo técnico de funcionamiento estable. Bajo este umbral, las condiciones electroquímicas del proceso no permiten mantener una operación continua y eficiente, por lo que el electrolizador debe reducir su producción o detener su funcionamiento.

6.6.5 Obtención de los perfiles de generación renovable.

Con el objetivo de caracterizar la disponibilidad temporal de los recursos renovables en la zona de estudio, se utilizaron el Explorador Solar y el Explorador Eólico del Ministerio de Energía de Chile. Estas herramientas permiten estimar la generación eléctrica asociada a las condiciones meteorológicas representativas del emplazamiento seleccionado y obtener perfiles temporales de generación para los sistemas fotovoltaico y eólico.

Debido a la naturaleza variable de estos recursos, la utilización exclusiva de valores medios mensuales de generación puede ocultar el desfase temporal existente entre la disponibilidad de energía renovable y la demanda eléctrica del proceso. Esta situación resulta particularmente relevante en los escenarios *off grid*, donde la energía generada debe ser utilizada en el mismo período en que se encuentra disponible, al no considerarse almacenamiento energético ni intercambio de electricidad con la red.

Por esta razón, para la estimación de la producción de amoníaco se utilizaron los perfiles horarios medios representativos de cada mes obtenidos mediante los ciclos diarios de generación proporcionados por los Exploradores. De esta manera, cada mes del año se representa mediante un perfil compuesto por 24 intervalos horarios, permitiendo incorporar tanto la variación intradiaria de la generación renovable como su variación estacional. En consecuencia, para cada configuración analizada se evaluaron 288 condiciones representativas de generación, correspondientes a 24 horas para cada uno de los 12 meses del año.

La potencia renovable disponible en cada intervalo se determinó considerando la capacidad instalada definida para cada escenario y el perfil de generación correspondiente. Para el escenario exclusivamente fotovoltaico, la potencia disponible corresponde a la generación solar estimada para cada hora y mes. En el escenario híbrido fotovoltaico-eólico, la

potencia renovable disponible se obtiene mediante la suma de las contribuciones de ambas fuentes:

$$P_{ren,m,h} = P_{FV,m,h} + P_{WT,m,h} \quad (31)$$

Donde $P_{ren,m,h}$ corresponde a la potencia renovable disponible durante la hora del mes, mientras que $P_{FV,m,h}$ y $P_{WT,m,h}$ representan las contribuciones fotovoltaica y eólica, respectivamente.

Para relacionar la disponibilidad energética con la producción del proceso, cada condición horaria fue asociada con la curva de sensibilidad desarrollada mediante Aspen Plus, la cual relaciona la potencia suministrada al sistema de electrólisis con el flujo de hidrógeno producido y, consecuentemente, con la producción de amoníaco. Debido a que el modelo desarrollado en Aspen Plus corresponde a una simulación en estado estacionario, cada intervalo horario se interpreta como un punto de operación estacionario independiente, sin modelar explícitamente las transiciones dinámicas entre diferentes niveles de carga.

Adicionalmente, se incorporó una restricción de carga mínima asociada al proceso Haber-Bosch. Para el presente estudio se adoptó como criterio operacional una carga mínima equivalente al 20 % del flujo nominal de hidrógeno requerido por el proceso. Por lo tanto, aquellas condiciones horarias en que la disponibilidad energética no permite alcanzar dicho flujo se consideran fuera del rango operacional adoptado y no se contabiliza producción de amoníaco durante ese intervalo. Para condiciones comprendidas entre la carga mínima y la nominal, la producción se determina mediante interpolación de la curva obtenida en Aspen Plus. Cuando la generación disponible permite alcanzar la condición nominal del proceso, la producción queda limitada por la capacidad nominal de la planta y cualquier generación adicional se considera excedente energético.

De esta manera, la producción diaria representativa de cada mes se determina mediante:

$$m_{NH_3,d,m} = \sum_{h=1}^{24} \dot{m}_{NH_3,m,h} \quad (32)$$

Donde $m_{NH_3,d,m}$ representa la producción diaria de amoníaco y $\dot{m}_{NH_3,m,h}$ representa la producción de amoníaco en una hora específica. Posteriormente, la producción mensual se obtiene multiplicando la producción del día representativo por el número de días correspondiente al mes:

$$m_{NH_3,m} = m_{NH_3,d,m} * N \quad (33)$$

Donde:

- m_{NH_3m} representa la producción mensual
- N representa el número de días del mes

Finalmente, la producción de amoníaco se determina mediante:

$$m_{NH_3anual} = \sum_{m=1}^{12} m_{NH_3,m} \quad (34)$$

La utilización de perfiles horarios medios mensuales permite representar con mayor detalle la correspondencia temporal entre generación renovable y demanda del proceso respecto de una aproximación basada exclusivamente en valores medios mensuales. Sin embargo, esta metodología no constituye una simulación cronológica de las 8.760 horas del año, puesto que cada perfil corresponde a un día medio representativo del respectivo mes. En consecuencia, no se reproduce la variabilidad interdiaria ni eventos meteorológicos particulares.

6.7 Evaluación económica mediante costo nivelado del amoníaco (LCOA).

La evaluación económica de los escenarios se realiza mediante el costo nivelado del amoníaco (Levelized Cost of Ammonia, LCOA). Este indicador representa el costo promedio de producir de amoníaco durante toda la vida útil del proyecto, considerando tanto la inversión inicial como los costos de operación y mantenimiento, actualizados mediante una tasa de descuento.

La utilización del LCOA permite integrar en un único indicador económico los principales costos asociados al proyecto, incluyendo la inversión de equipos, sistemas de generación renovables, almacenamiento de energía, operación y mantenimiento, así como la producción de amoníaco total durante la vida útil del proyecto. De esta manera, es posible comparar de forma objetiva distintas configuraciones de generación energética y evaluar el efecto que tienen distintas estrategias de integración de energías renovables sobre el costo final de producción del amoníaco.

La forma de calcular el costo nivelado del amoníaco se presenta en la siguiente formula:

$$LCOA = \frac{CAPEX * CRF + OPEX_{Fijo} + OPEX_{variable}}{Produccion\ NH_3} \quad (35)$$

Donde:

- LCOA: Costo nivelado del amoníaco.
- CAPEX: Costo de inversión.
- OPEX: Costo de operación y mantenimiento.
- CRF: Factor de recuperación de capital.

El factor de recuperación de capital se calcula de la siguiente manera.

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (36)$$

Donde:

- r: Tasa de descuento.
- n: Vida útil del proyecto.

Los costos de inversión CAPEX incluyen los siguientes ITEMS.

- Electrolizador.
- Planta ASU.
- Planta Haber-Bosch.
- Costo planta solar o eólica.

Se tienen en consideración dentro de los costos de operación los costos de electricidad y el consumo eléctrico. Para la comparación con la producción de amoníaco gris se incluyen los costos y consumo de gas para el reformado. Dentro del desglose del cálculo se encuentran los siguientes parametros.

- CAPEX (USD).
- OPEX ANUAL (USD/año).
- Producción (ton/año).
- Vida útil (años).
- Tasa de descuento %.
- Costo electricidad (MWh/ton).
- Consumo eléctrico (MWh/ton).
- Costo gas (USD/MMBtu).
- Consumo gas (MMBtu/ton).

6.7.1 Desglose de costos CAPEX y OPEX.

La estimación de los costos utilizados en el cálculo del Costo Nivelado del Amoníaco (LCOA) se realizó a partir de antecedentes técnicos y económicos obtenidos de fabricantes, proveedores comerciales, literatura especializada y organismos internacionales. Debido a la diversidad de tecnologías que componen una planta de producción de amoníaco verde, fue necesario emplear distintas fuentes de información para representar de manera adecuada los costos de inversión y operación de cada componente. En todos los casos se privilegiaron

referencias públicas y representativas del estado actual de la tecnología, con el fin de asegurar la trazabilidad y consistencia de la evaluación económica desarrollada. La Tabla X presenta el detalle de las fuentes empleadas para la estimación de los costos considerados en esta investigación.

Componente	Tipo	Costo/Unidad	Fuente
Electrolizador	CAPEX	270[USD/kW]	IRENA 2020 [19]
Planta ASU	CAPEX	1.697 [USD/kgNH ₃ /h]	Stefano Mingolla y Lorenzo Rosa [2]
Planta Haber-Bosch	CAPEX	3.510 [USD/kgNH ₃ /h]	Stefano Mingolla y Lorenzo Rosa [2]
Planta Fotovoltaica	CAPEX	758 [USD/kW]	IRENA 2024 [20]
Planta eólica	CAPEX	1.160 [USD/kW]	IRENA 2024 [20]

Tabla 19: Desglose CAPEX evaluación económica.

En la presente investigación no se consideró un costo de compra de electricidad desde la red eléctrica, debido a que la planta fue concebida como un sistema de producción de amoníaco verde abastecido exclusivamente mediante generación renovable propia. En consecuencia, el costo asociado al suministro eléctrico se encuentra representado por las inversiones y costos de operación de la planta fotovoltaica, el parque eólico y el sistema de almacenamiento, los cuales fueron incorporados explícitamente en el cálculo del CAPEX y OPEX utilizados para la estimación del LCOA.

Con el propósito de establecer un escenario de referencia para la producción convencional de amoníaco, en esta investigación se adoptó una metodología basada en un costo específico de inversión para la planta completa, en lugar de estimar individualmente el costo de cada una de sus unidades de proceso. Este enfoque es consistente con estudios tecno económicos recientes, donde el CAPEX de plantas de amoníaco gris se expresa en función de la capacidad anual de producción, permitiendo representar de manera integrada la inversión asociada al reformador de metano, la unidad de separación de aire, el lazo de síntesis Haber-Bosch, los sistemas auxiliares y el balance de planta. En consecuencia, se empleó un costo específico de inversión de 1250 [USD] por tonelada de capacidad anual de producción de amoníaco, valor obtenido a partir de datos industriales reportados por SP Global para plantas de amoníaco basadas en reformado con vapor de metano en Estados Unidos (Mingolla and Rosa 2026). Asimismo, los costos de operación y mantenimiento (OPEX) de la planta de amoníaco verde fueron estimados de manera desagregada para los principales componentes del sistema. A diferencia de la aplicación de un porcentaje único sobre el CAPEX total, se utilizaron criterios específicos para cada tecnología, obtenidos a partir de referencias bibliográficas. Para el electrolizador y los sistemas de generación fotovoltaica y eólica se consideraron costos específicos de operación y mantenimiento en función de la capacidad instalada, expresados en USD/(kW·año), mientras que para la unidad de separación de aire (ASU) y el proceso Haber-Bosch se adoptaron costos anuales equivalentes a un porcentaje de su respectivo CAPEX, por otra parte, se incluye el consumo

de agua desmineralizada el cual se encuentra en el rango de 1,8 a 9,46 [tH₂O/tNH₃] [29] lo que para el caso de la planta modelada se tiene un consumo de 2,66 [kgH₂O/kgNH₃]. Este enfoque permite representar de manera diferenciada los costos asociados a la operación y mantenimiento de cada tecnología y, a su vez, considerar las variaciones en el OPEX derivadas de las distintas configuraciones de generación renovable evaluadas. El costo de la energía eléctrica adquirida mediante PPA se contabiliza de manera independiente en los escenarios correspondientes, evitando su incorporación dentro de los costos de operación y mantenimiento de los equipos. Los criterios utilizados, junto con sus respectivas fuentes y costos anuales, se presentan en la Tabla 20.

OPEX Planta amoníaco verde		
Componente	Criterio OPEX	Fuente
Electrolizador	31,65[USD/kW]	RSC (2024)
Planta ASU	4% de CAPEX	RSC (2024)
Planta Haber Bosch	4% de CAPEX	RSC (2024)
Planta fotovoltaica	20[USD/kW]	NREL ATB 2019
Planta Eólica	43[USD/kW]	NREL, <i>Cost of Wind Energy Review</i>
Agua de Proceso (Desmineralizada)	12,45 [USD/t NH ₃]	Kotowicz et al. (2024) [30]

Tabla 20 Desglose de costos operacionales OPEX

Por consiguiente, el OPEX queda de la siguiente forma:

$$OPEX_{total} = OPEX_{ELEC} + OPEX_{ASU} + OPEX_{HB} + OPEX_{FV} + OPEX_{WT} + OPEX_{AGUA} \quad (37)$$

El consumo específico de gas natural se estableció en 28 [MMBtu] por tonelada de amoníaco producido, valor representativo de una planta convencional de amoníaco basada en reformado con vapor de metano (SMR). Este consumo considera tanto el gas natural utilizado como materia prima para la producción de hidrógeno como el empleado para suministrar la energía térmica requerida por el proceso. Por otra parte, el precio del gas natural se fijó en 7,72 [USD/MMBtu], correspondiente al valor registrado para el mes de enero del año de referencia utilizado en esta investigación, según la base de datos de la U.S. Energy Information Administration (EIA) (U.S. Energy Information Administration 2025). La selección de estos parámetros permite estimar el costo variable asociado al consumo de gas natural, manteniendo coherencia con la evaluación económica desarrollada para el escenario de producción de amoníaco gris. La International Energy Agency (IEA) (International Energy Agency 2021) reporta que las plantas de amoníaco basadas en gas natural que emplean las mejores tecnologías disponibles presentan requerimientos energéticos del orden de 28 GJ por tonelada de amoníaco, lo que confirma el orden de magnitud considerado en el presente análisis.

Para la estimación de los costos de inversión de la planta de amoníaco gris se consideró una capacidad de producción de 800.000 toneladas anuales, representativa de una instalación

industrial de gran escala. Esta capacidad se encuentra dentro del rango de producción de las plantas modernas de amoníaco basadas en reformado con vapor de metano (SMR), las cuales generalmente presentan capacidades comprendidas entre 1.500 y 3.500 toneladas diarias, equivalentes aproximadamente a 550.000–1.300.000 toneladas por año, dependiendo de la disponibilidad operacional. En consecuencia, la capacidad seleccionada se considera representativa de una planta comercial de gran escala y resulta consistente con los parámetros económicos empleados en la literatura para la estimación del CAPEX y OPEX de la producción convencional de amoníaco.

6.8 Resumen metodológico.

En síntesis, la metodología desarrollada permite establecer un procedimiento sistemático para el modelado técnico y la evaluación económica de las alternativas de producción de amoníaco verde y gris. La simulación del proceso mediante Aspen Plus, complementada con el dimensionamiento del sistema de generación renovable y el análisis económico basado en el cálculo del costo nivelado de producción de amoníaco (LCOA), proporciona una base consistente para comparar ambos escenarios bajo criterios técnicos y económicos homogéneos. Asimismo, la utilización de información proveniente de fuentes especializadas y parámetros representativos de la industria permitió respaldar los supuestos empleados en la evaluación. La metodología descrita constituye el fundamento para el capítulo siguiente, en el cual se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir de la simulación y de la evaluación técnico-económica de las alternativas estudiadas.

7 Análisis de resultados.

En este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir de la simulación del proceso de producción de amoníaco en Aspen Plus y de la evaluación técnico-económica desarrollada para los escenarios de producción de amoníaco verde y gris. En primer lugar, se exponen los resultados del modelado del proceso y del dimensionamiento del sistema de generación renovable, verificando el cumplimiento de las condiciones de operación y la capacidad de producción de la planta. Posteriormente, se presentan los resultados económicos, incluyendo la estimación de los costos de inversión (CAPEX), costos de operación (OPEX) y el costo nivelado de producción de amoníaco (LCOA), permitiendo finalmente comparar la competitividad económica de ambas tecnologías bajo las condiciones consideradas en este estudio.

7.1 Caso base económico amoníaco gris.

Con el propósito de establecer un escenario de referencia para comparar la competitividad económica del amoníaco verde, se desarrolló una evaluación económica de una planta convencional de producción de amoníaco gris basada en el proceso Haber-Bosch con hidrógeno obtenido mediante reformado con vapor de metano (SMR). A diferencia del caso del amoníaco verde, para esta alternativa no se realizó una simulación del proceso, debido a que el objetivo de la investigación se centra en el análisis técnico de la producción de amoníaco a partir de fuentes renovables. En consecuencia, el caso base de amoníaco gris se abordó exclusivamente desde una perspectiva económica, empleando parámetros técnicos y económicos representativos de plantas industriales de gran escala reportados en la literatura,

lo que permitió estimar el costo nivelado de producción de amoníaco (LCOA) y utilizarlo como referencia para la comparación con la alternativa de producción de amoníaco verde.

Para efectos de evaluación del CAPEX se consideran los costos asociados a este tipo de planta de 1.250[USD/(ton/año)] [32] y una producción anual de 800.000 [33] toneladas de amoníaco, por lo que se obtiene un valor para los costos de inversión de 1.000.000.000 [USD] tal y como se puede observar en la siguiente Tabla (21).

Costo de inversión			
Equipo	Unidad	Factor	Costo
Planta Amoníaco Gris	[USD/(ton NH ₃ /año)]	1.250	\$1.000.000.000
Producción anual	[Ton/año]	800.000	
Costo total			\$1.000.000.000

Tabla 21: Tabla de CAPEX amoníaco gris, caso base.

Con el objetivo de representar de manera más adecuada el efecto de la escala sobre los costos de inversión, el CAPEX de la planta convencional fue ajustado mediante una relación de escalamiento por capacidad. El valor de inversión utilizado inicialmente correspondía a una planta de mayor capacidad, por lo que su aplicación directa a la planta de 200[tNH₃/día] (73.000 [tNH₃/año]) [23] implicaría asumir una relación lineal entre capacidad e inversión, sin considerar las economías de escala características de los procesos industriales. Para corregir este efecto, el CAPEX de referencia se escaló mediante la expresión, utilizando un exponente de capacidad 0,67.

$$CAPEX_2 = CAPEX_1 * \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^{0,67} \quad (38)$$

De esta forma, al disminuir el tamaño de la instalación, el costo específico de inversión aumenta, representando la pérdida de economías de escala asociada a plantas de menor capacidad. La aplicación de este criterio permitió obtenerse un CAPEX ajustado para la capacidad seleccionada, el cual fue posteriormente utilizado en el cálculo del costo nivelado del amoníaco gris.

Por otra parte, se establecen los siguientes parámetros de evaluación para el costo nivelado del amoníaco gris como se muestra en la Tabla (22).

Concepto	Gris
CAPEX (USD)	\$ 201.074.049
OPEX ANUAL (USD/AÑO)	\$ 10.053.702
Producción (ton/año)	73.000
Vida útil (años)	20
Tasa de descuento %	10%
Costo gas (USD/MMBtu)	\$ 7,72

Consumo gas (MMBtu/ton)	28
----------------------------	----

Tabla 22: Parámetros de evaluación LCOA gris.

Como resultados para la evaluación económica del amoníaco gris, se visualiza en la tabla de la Tabla 23 los parametros de CRF gris, CAPEX anualizado, costo energético, costo total y finalmente LCOA gris.

CRF GRIS	0,117459625
CAPEX ANUALIZADO GRIS	\$ 23.618.082
COSTO ENERGÉTICO GRIS	\$ 15.779.680
COSTO TOTAL ANUAL GRIS	\$ 49.451.465
LCOA GRIS [USD/Ton NH₃ gris]	\$ 677

Tabla 23: Tabla de caso base LCOA gris.

Los resultados obtenidos para el caso base de producción de amoníaco gris muestran un costo nivelado de producción (LCOA) de 677 [*USD/tNH₃gris*], valor que refleja la competitividad económica alcanzada por esta tecnología debido a su alto grado de madurez industrial y a las economías de escala asociadas a plantas de gran capacidad. Del costo total anual estimado, el consumo de gas natural representa uno de los componentes de mayor incidencia, evidenciando la fuerte dependencia de esta tecnología respecto al precio de este combustible. En conjunto, los resultados obtenidos constituyen un escenario de referencia para la evaluación económica desarrollada en esta investigación y servirán como base para comparar la viabilidad del proceso de producción de amoníaco verde, permitiendo identificar las principales diferencias en costos entre ambas alternativas.

7.2 Caso 1: Suministro Fotovoltaico off-grid.

El primer caso evaluado considera una planta de producción de amoníaco verde diseñada para alcanzar una producción nominal cercana a 50.000 [tNH₃/año]. A partir del modelo desarrollado en Aspen Plus, se determinó que la operación de la planta en condiciones nominales requiere una potencia eléctrica total de aproximadamente 58,24 [MW], correspondiente al consumo conjunto del electrolizador y de los equipos auxiliares asociados a las etapas de producción y acondicionamiento de los reactivos y síntesis de amoníaco. Dentro de esta demanda, el electrolizador constituye el principal consumidor energético, con una potencia requerida de aproximadamente 50,76 [MW]. Sobre esta condición nominal se dimensiona y evalúa el sistema de generación renovable del Caso 1, compuesto exclusivamente por generación solar fotovoltaica.

EQUIPO	CONSUMO [kW]
COMP1	467,079
PUMP1	24,5907
ELECTRO	50763,74
COMP2	4317,21
COMP3	2520,13
COMP4	142,517
TOTAL	58235,27

Tabla 24 Consumo planta de amoníaco verde.

7.2.1 Generación renovable.

Conocida la demanda energética del proceso y sobredimensionada su potencia instalada por un factor de 1,5 se ingresan los datos del panel fotovoltaico seleccionado en el explorador solar. Dividiendo la potencia requerida por la planta entre la potencia de cada panel solar se obtiene la cantidad requerida de paneles solares. Los datos generales de esta instalación son los siguientes:

- Latitud: -22[°]
- Longitud: -68[°]
- Capacidad instalada: 87.338,95[kW]
- Número de paneles: 157.393
- Factor de planta: 24%
- Generación diaria: 493.507,85 [kWh]
- Generación anual: 180.130.364 [kWh]

A partir de la capacidad fotovoltaica instalada, se obtuvo el perfil de generación eléctrica utilizando los datos proporcionados por el Explorador Solar del Ministerio de Energía. La generación fue caracterizada mediante perfiles horarios para cada mes del año, permitiendo representar tanto la variación diaria como estacional del recurso solar disponible en la localidad de Calama.

El ciclo diario-mensual de generación fotovoltaica presentado a continuación muestra la energía disponible para cada hora representativa de los distintos meses del año. Se observa el comportamiento característico de la generación solar, concentrándose la producción durante las horas diurnas y alcanzando sus mayores valores en torno al mediodía. Asimismo, se identifican variaciones estacionales tanto en la magnitud de la generación como en la extensión del período diario con disponibilidad del recurso solar.

Durante los meses de mayor disponibilidad solar se alcanzan valores horarios superiores a 70.000 [kWh], mientras que durante el período invernal se observa una reducción de la

generación máxima y de las horas efectivas de producción. En particular, junio presenta uno de los perfiles de menor generación, mientras que durante los meses de primavera se observan mayores niveles de energía disponible. Estos perfiles horarios constituyen posteriormente la base para determinar la potencia disponible para el proceso y estimar la producción de amoníaco en cada condición de operación.

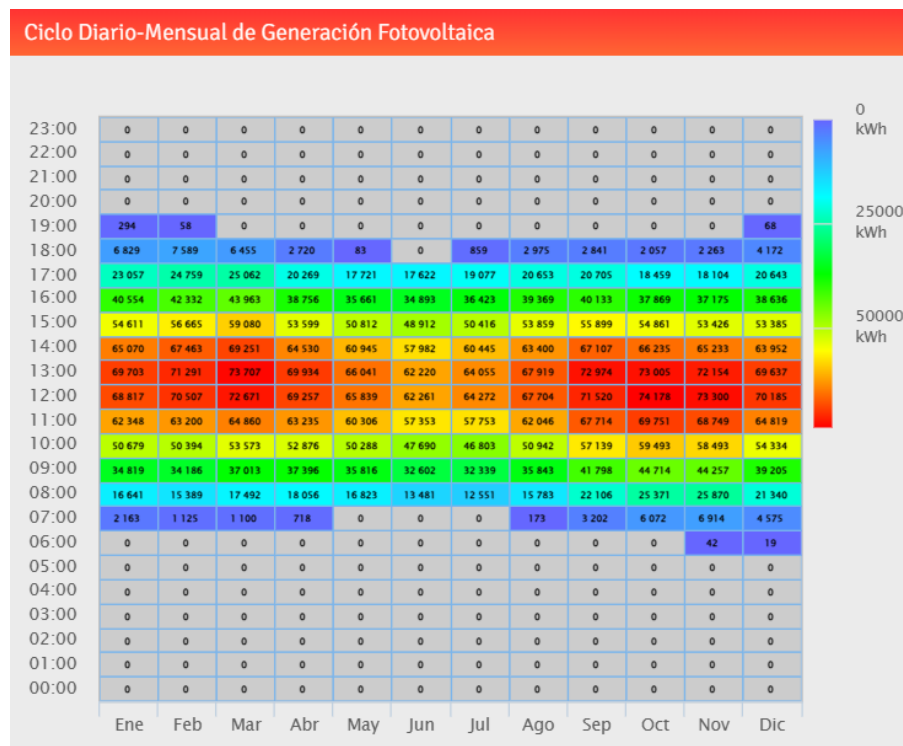


Figura 30 Ciclo diario-mensual de generación fotovoltaica para el Caso 1.

7.2.2 Producción de amoníaco.

Para determinar la producción de amoníaco asociada a la generación fotovoltaica, se definieron dos condiciones características de operación de la planta. La primera corresponde a la potencia nominal, equivalente a 58.235,27 [kW], requerida para operar el sistema a plena capacidad y alcanzar la producción nominal de amoníaco. La segunda corresponde a una potencia base de 21.613,53 [kW], asociada a la operación de la planta con el electrolizador funcionando a la mínima carga considerada en el presente estudio. Esta condición corresponde a una potencia de 14.142,66 [kW] en el electrolizador, equivalente aproximadamente al 28% de su potencia nominal, y coincide con el límite inferior de la curva de operación obtenida mediante el modelo desarrollado en Aspen Plus.

A partir de estos valores se estableció un criterio de operación para evaluar cada hora representativa del año. Cuando la generación renovable disponible es inferior a la potencia base de 21.613,53 [kW], se considera que no existe energía suficiente para mantener la condición mínima de operación y, por lo tanto, no se contabiliza producción de amoníaco durante dicho período. Cuando la generación supera este requerimiento, la potencia

disponible para el electrolizador se determina considerando previamente el consumo de los equipos auxiliares de la planta. Finalmente, cuando la generación renovable permite alcanzar la potencia nominal del sistema, la producción queda limitada por la capacidad máxima de los equipos, por lo que un eventual excedente de generación no se traduce en un aumento adicional de la producción de amoníaco.

La producción correspondiente a cada condición intermedia de operación se determinó mediante la curva de interpolación entre la potencia suministrada al electrolizador y la producción de amoníaco, construida a partir del análisis de sensibilidad desarrollado en Aspen Plus.

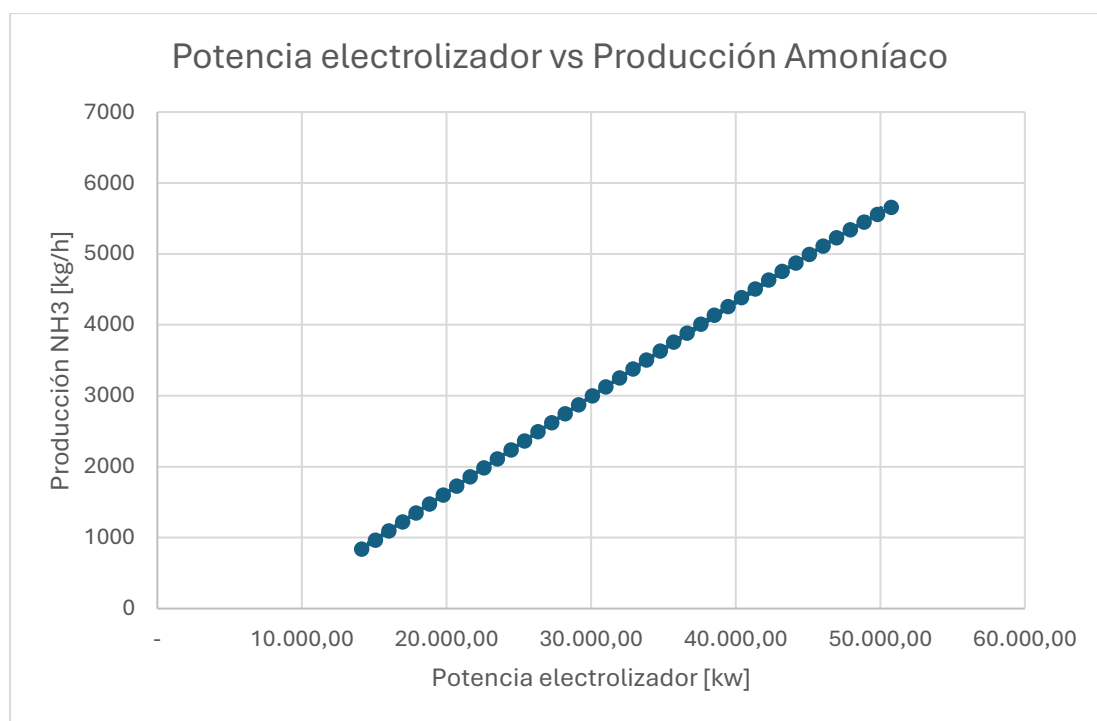


Figura 31 Gráfico Potencia Electrolizador vs Producción Amoníaco.

Como se observa en la curva, dentro del intervalo de operación analizado existe una relación aproximadamente lineal entre la potencia suministrada al electrolizador y la producción de amoníaco. Para aquellos valores de potencia que no coinciden directamente con los puntos obtenidos mediante la simulación, se realizó una interpolación lineal entre los dos valores adyacentes de la curva. Este procedimiento permite determinar la tasa de producción de NH_3 correspondiente a cada condición horaria de generación renovable.

A modo de ejemplo, la Tabla 25 presenta la aplicación del procedimiento descrito para el mes de enero. Para cada hora se considera la generación fotovoltaica disponible, la potencia resultante para el electrolizador y la producción de amoníaco obtenida mediante la curva de interpolación. En las horas en que la generación no alcanza la potencia base definida para la planta, no se considera producción. Por el contrario, durante las horas de mayor

disponibilidad solar, la potencia suministrada permite alcanzar la capacidad nominal de producción, quedando está limitada a aproximadamente 5.659,75 [kg NH₃/h].

Enero Caso 1					
Hora	FV [kWh]	Potencia electrolizador [kWh]	kWh planta	kWh base	Producción NH ₃ [kg/h]
0	0		58235,27	21613,53	
1	0		58235,27	21613,53	
2	0		58235,27	21613,53	
3	0		58235,27	21613,53	
4	0		58235,27	21613,53	
5	0		58235,27	21613,53	
6	0		58235,27	21613,53	
7	2162,57		58235,27	21613,53	
8	16640,83	9169,30	58235,27	21613,53	
9	34819,32	27347,79	58235,27	21613,53	2630,40
10	50679,31	43207,78	58235,27	21613,53	4751,41
11	62347,93	54876,40	58235,27	21613,53	5659,75
12	68817,15	61345,62	58235,27	21613,53	5659,75
13	69702,96	62231,43	58235,27	21613,53	5659,75
14	65070,47	57598,94	58235,27	21613,53	5659,75
15	54611,32	47139,79	58235,27	21613,53	5246,75
16	40554,34	33082,81	58235,27	21613,53	3405,74
17	23057,48	15585,95	58235,27	21613,53	1035,81
18	6828,87		58235,27	21613,53	
19	294,01		58235,27	21613,53	
20	0		58235,27	21613,53	
21	0		58235,27	21613,53	
22	0		58235,27	21613,53	
23	0		58235,27	21613,53	
Total Diario					39709,09

Tabla 25 Producción diaria de Amoníaco mes de enero.

El procedimiento descrito se aplicó de manera análoga a los doce meses del año, utilizando para cada uno su respectivo perfil horarios de generación fotovoltaica. A partir de la producción diaria representativa de cada mes y del número de días correspondiente, se obtuvo la producción mensual de amoníaco. Los resultados se presentan en la Figura 32.

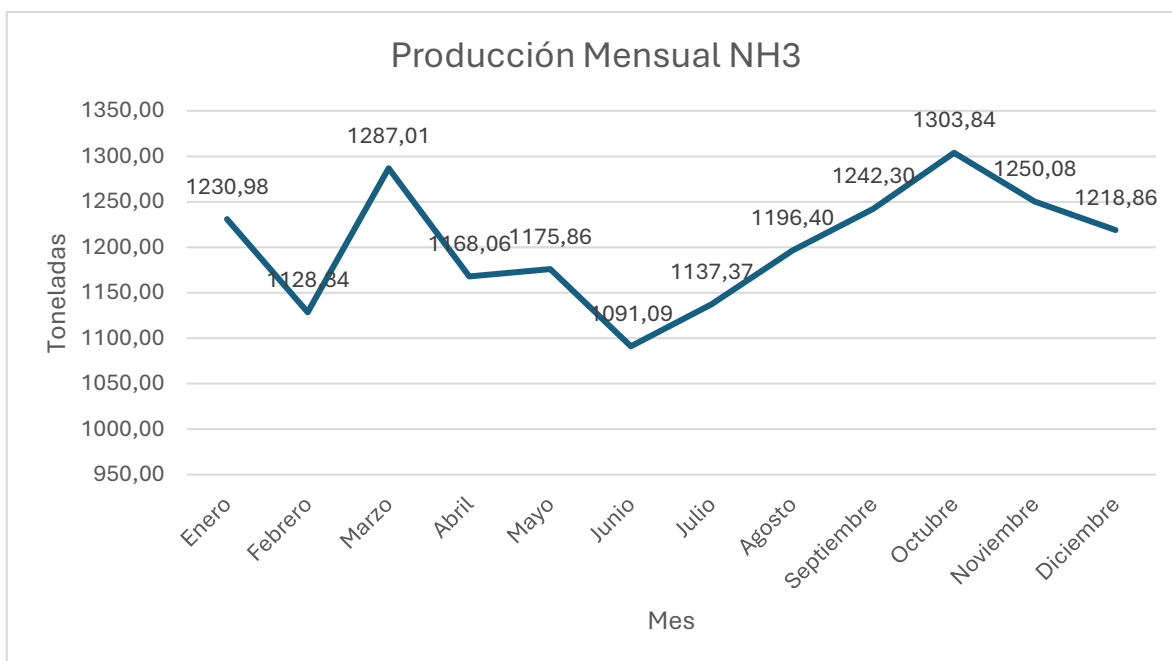


Figura 32 Producción mensual de Amoníaco Caso 1.

- Producción anual amoníaco: 14.430,17 [t/año]
- Factor de utilización: 28,86%

Los resultados obtenidos muestran que la producción de amoníaco presenta variaciones a lo largo del año asociadas al comportamiento estacional de la generación fotovoltaica. La menor producción mensual se registra durante junio, alcanzando 1.091,09 [tNH₃], mientras que el máximo se obtiene durante octubre, con 1.303,84 [tNH₃]. En términos generales, la producción se mantiene dentro de un rango aproximado de 1.090 a 1.310 [tNH₃/mes], observándose una disminución durante los meses de invierno y un incremento posterior hacia los meses de primavera.

La producción total obtenida para el Caso 1 alcanza 14.430,17 [tNH₃/año]. Al comparar este resultado con la capacidad nominal de diseño de la planta, cercana a 50.000 [tNH₃/año], se obtiene un factor de utilización de la capacidad productiva anual de 28,9%. Este valor refleja el grado de aprovechamiento efectivo de la capacidad de producción bajo una configuración abastecida exclusivamente mediante generación fotovoltaica.

El factor de utilización obtenido se encuentra condicionado por la disponibilidad horaria del recurso solar y por el criterio operacional establecido para la planta. Durante las horas en que la generación fotovoltaica no alcanza la potencia base requerida para operar con el electrolizador a su mínimo técnico, no se considera producción de amoníaco. En contraste, durante los periodos de mayor disponibilidad solar la potencia suministrada permite incrementar progresivamente la producción e incluso alcanzar la capacidad nominal del proceso en determinadas horas del día

7.2.3 Evaluación económica caso 1.

A partir de la producción anual de amoníaco determinada para el Caso 1, se realizó la evaluación económica de la configuración abastecida exclusivamente mediante generación fotovoltaica. Para este escenario se consideró una capacidad fotovoltaica instalada de 87.338,95 [kW], obtenida a partir del sobredimensionamiento de la demanda nominal de la planta mediante un factor de 1,5, sin incorporar sistemas de almacenamiento energético ni fuentes de generación complementarias.

La evaluación económica considera los costos de inversión y operación asociados a los principales componentes del sistema, incluyendo la planta fotovoltaica, el electrolizador, la unidad de separación de aire y la sección de síntesis de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch. A partir de estos costos y de la producción anual obtenida para el escenario, se determina el costo nivelado de producción de amoníaco (LCOA) correspondiente al Caso 1.

La tabla de CAPEX resultante de esta primera iteración se muestra en la Tabla 26. Los valores de cada uno de sus componentes se evaluaron a partir de la tabla (19). En este caso el valor del CAPEX es de 110.467.466 USD.

CAPEX planta amoníaco verde CASO 1	
Componente	Costo
Electrolizador	\$ 14.794.380
Planta ASU	\$ 9.604.545
Planta Haber Bosch	\$ 19.865.617
Planta Fotovoltaica	\$ 66.202.924
Total	\$ 110.467.466

Tabla 26 CAPEX caso 1.

Para el Caso 1, los costos de operación y mantenimiento fueron calculados de acuerdo con los criterios establecidos previamente para cada componente del sistema. La Tabla 27 presenta el desglose del OPEX anual, obteniéndose un costo total de 4.659.816 [USD/año]. Para este escenario no se consideran costos asociados a la compra de electricidad, debido a que el suministro energético proviene exclusivamente de la planta fotovoltaica.

OPEX planta amoníaco verde CASO 1	
Componente	Costo
Electrolizador	\$ 1.734.230

Planta ASU	\$	384.182
Planta Haber Bosch	\$	794.625
Planta Fotovoltaica	\$	1.746.779
Agua desmineralizada	\$	179.656
Total	\$	4.839.471

Tabla 27 OPEX caso 1.

A partir de los costos obtenidos y de la producción anual estimada, se establecen los principales parámetros considerados para la evaluación económica del Caso 1. Estos se resumen en la Tabla 28.

Concepto	Verde
CAPEX (USD)	\$ 110.467.466
OPEX ANUAL (USD/AÑO)	\$ 4.839.471
Producción (ton/año)	14430,17
Vida útil (años)	20
Tasa de descuento %	10%

Tabla 28: Parametros de evaluación LCOA Caso 1.

Con los datos anteriormente definidos, se puede obtener el resultado para el costo nivelado del amoníaco el cual se presenta en la Tabla 29 junto con los valores de CRF, CAPEX anualizado, costo energético y costo anual.

Caso 1 FV	
CRF VERDE	0,117459625
CAPEX ANUALIZADO VERDE	\$ 12.975.467
COSTO ENERGÉTICO VERDE	\$ -
COSTO TOTAL ANUAL VERDE	\$ 17.814.938
LCOA VERDE [USD/Ton NH3 verde]	\$ 1.235

Tabla 29: LCOA verde Caso 1.

Los resultados de la evaluación económica del Caso 1 muestran un costo nivelado de producción de amoníaco verde de 1.235 [USD/tNH₃]. Este resultado se encuentra condicionado principalmente por la incidencia del CAPEX anualizado, correspondiente a 12.975.467 [USD/año], y por el nivel de utilización de la capacidad productiva alcanzado bajo una configuración abastecida exclusivamente mediante generación fotovoltaica. Como se determinó anteriormente, la producción anual alcanza 14.430,17 [tNH₃/año], equivalente a un factor de utilización de la capacidad productiva de 28,86%.

La disponibilidad horaria del recurso solar limita los períodos en que la planta puede operar por sobre la potencia base establecida, reduciendo la producción anual respecto de su

capacidad nominal. En consecuencia, los costos anualizados de inversión y operación se distribuyen sobre una menor cantidad de amoníaco producido, incrementando el LCOA del escenario. Este caso constituye la referencia base para analizar posteriormente el efecto de incorporar generación eólica y evaluar distintas configuraciones híbridas de suministro renovable.

7.2.4 Limitaciones de los casos.

El presente escenario se evalúa mediante una aproximación estacionaria basada en valores medios de generación fotovoltaica. La energía disponible y la producción de amoníaco se estiman a partir de valores promedio representativos del recurso solar, por lo que no se reproducen explícitamente las variaciones temporales de potencia que ocurren durante la operación real del sistema. Asimismo, el modelo desarrollado en Aspen Plus representa el proceso de síntesis de amoníaco en estado estacionario y no incorpora restricciones dinámicas del proceso Haber-Bosch, tales como cargas mínimas de operación, tasas de rampa, tiempos de arranque o detención y comportamiento frente a fluctuaciones rápidas del suministro eléctrico. En consecuencia, no se asume que una planta Haber-Bosch real pueda operar de manera estable para cualquier nivel de disponibilidad energética, sino que los resultados obtenidos representan una estimación técnico-económica del potencial de producción bajo las condiciones medias consideradas. Esta simplificación puede generar diferencias respecto del desempeño real de una planta off-grid y constituye una de las principales limitaciones del escenario evaluado.

7.3 Caso 2: Configuración híbrida fotovoltaica-eólica

En el segundo caso de estudio se mantiene la misma planta de producción de amoníaco definida en el Caso 1, conservando tanto su capacidad nominal como sus requerimientos energéticos y condiciones de operación. De esta manera, la planta mantiene una potencia nominal de 58.235,27 [kW] y una capacidad de producción cercana a 50.000 [tNH₃/año]. Asimismo, se conserva el criterio de sobredimensionamiento de 1,5 aplicado al sistema de generación renovable, permitiendo realizar la comparación entre los distintos escenarios bajo una misma base de diseño.

A diferencia del Caso 1, abastecido exclusivamente mediante generación fotovoltaica, el Caso 2 incorpora generación eólica con el propósito de evaluar el efecto de la hibridación de ambas fuentes sobre el suministro energético y la producción de amoníaco. Para ello, se analizan distintas proporciones de participación fotovoltaica y eólica, manteniendo constante la capacidad total de generación renovable instalada definida para el estudio.

Las configuraciones consideradas corresponden a 90 % FV–10 % eólica, 80 % FV–20 % eólica, 70 % FV–30 % eólica y 60 % FV–40 % eólica. Adicionalmente, se evalúa una configuración 100% eólica como escenario de referencia, permitiendo analizar la evolución del desempeño del sistema a medida que aumenta la participación de generación eólica.

Para todas las configuraciones se mantiene el mismo criterio operacional utilizado en el Caso 1, considerando la potencia base asociada a la operación del electrolizador a su mínimo técnico y la potencia nominal máxima de la planta. Los perfiles horarios

combinados de generación fotovoltaica y eólica son utilizados para determinar la potencia disponible para el proceso y, posteriormente, la producción de amoníaco mediante la curva de interpolación obtenida a partir del modelo desarrollado en Aspen Plus.

7.3.1 Generación renovable.

Para caracterizar el comportamiento de las fuentes renovables consideradas en las configuraciones híbridas, se analizaron los perfiles horarios de generación fotovoltaica y eólica obtenidos para la zona de estudio. Ambas tecnologías presentan patrones de generación diferentes como consecuencia de la disponibilidad temporal de sus respectivos recursos energéticos, por lo que su combinación permite modificar la distribución de la energía disponible a lo largo del día y del año. A continuación, se presentan los ciclos diario-mensuales de generación correspondientes a ambas tecnologías, los cuales constituyen la base para construir posteriormente las distintas proporciones de generación fotovoltaica-eólica evaluadas en este caso de estudio.

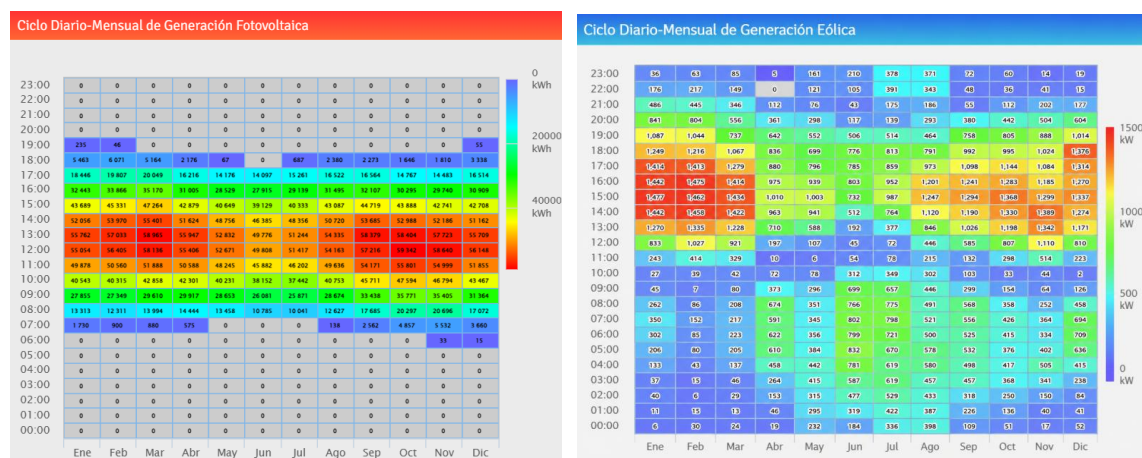


Figura 33 Perfiles Horarios Diarios-Mensuales de generación FV y WT

A partir de los perfiles de generación presentados anteriormente, se construyeron las distintas configuraciones híbridas evaluadas, modificando progresivamente la participación de generación fotovoltaica y eólica. Para todas las configuraciones se mantuvo el mismo criterio de sobredimensionamiento establecido para el sistema renovable. Sin embargo, debido a que los aerogeneradores seleccionados poseen una potencia nominal unitaria de 2 [MW], la potencia eólica requerida para cada proporción fue redondeada al número entero superior de aerogeneradores, generando pequeñas diferencias en la potencia total instalada. La presente la potencia instalada, la energía anual generada y el factor de planta obtenido para cada configuración.

Configuración	Potencia FV instalada [MW]	Potencia WT instalada [MW]	Potencia total instalada [MW]	Energía Anual [MWh/año]	Factor de planta %
90% FV / 10% WT	78,60	10	88,60	184.930,76	23,8%

80% FV / 20% WT	69,87	18	87,87	185.169,46	24,1%
70% FV / 30% WT	61,14	28	89,14	189.971,00	24,3%
60% FV / 40% WT	52,40	36	88,40	190.209,69	24,6%
0% FV / 100% WT	0	88	88,00	200.765,27	26,1%

Tabla 30 Parámetros de generación renovable para las configuraciones evaluadas Caso 2.

Los resultados muestran un incremento progresivo de la energía anual generada a medida que aumenta la participación de generación eólica. La configuración 90% FV/10% WT presenta una generación de 184.930,76 [MWh/año], mientras que para la configuración 60% FV/40% WT esta aumenta hasta 190.209,69 [MWh/año]. Finalmente, el escenario abastecido exclusivamente mediante generación eólica alcanza 200.765,27 [MWh/año], siendo el mayor valor entre las configuraciones evaluadas.

Una tendencia similar se observa en el factor de planta, el cual aumenta desde 23,8% para la configuración 90% FV / 10% WT hasta 24,6% para la configuración 60% FV/40% WT, alcanzando un máximo de 26,1% para el escenario 100% eólico. Estos resultados evidencian una mayor disponibilidad anual del recurso eólico para las condiciones consideradas en la zona de estudio.

Sin embargo, la energía anual generada y el factor de planta no permiten por sí solos determinar el desempeño de cada configuración en términos de producción de amoníaco. Debido al criterio operacional establecido para la planta, también resulta relevante la distribución horaria de la energía y la cantidad de horas en que la generación disponible permite superar la potencia base requerida. Por esta razón, a continuación, se evalúa la producción de amoníaco obtenida para cada una de las configuraciones consideradas.

7.3.2 Producción de amoníaco.

Para determinar la producción de amoníaco correspondiente a cada configuración híbrida, se aplicó el mismo procedimiento desarrollado para el Caso 1, utilizando los perfiles horarios resultantes de la combinación de generación fotovoltaica y eólica. Para cada condición evaluada se mantuvieron constantes los requerimientos energéticos y los criterios de operación de la planta, incluyendo la potencia base asociada al funcionamiento del electrolizador a su mínimo técnico.

A partir de la potencia renovable disponible y mediante la curva de interpolación obtenida en Aspen Plus, se determinó la producción horaria de amoníaco para cada configuración. Posteriormente, estos resultados fueron utilizados para calcular la producción mensual y anual, así como el factor de utilización de la capacidad productiva. De esta manera, es posible evaluar el efecto de las distintas proporciones de generación fotovoltaica y eólica sobre la producción de amoníaco, manteniendo una misma planta y condiciones de operación.

Con el propósito de visualizar el efecto de la distribución horaria de la generación sobre la operación de la planta, se seleccionó el mes de agosto como período representativo y se compararon los perfiles correspondientes a las configuraciones 60% FV/40% WT y 100%

WT. En ambos casos se indican como referencia la potencia nominal de la planta y la potencia base requerida para mantener su operación.

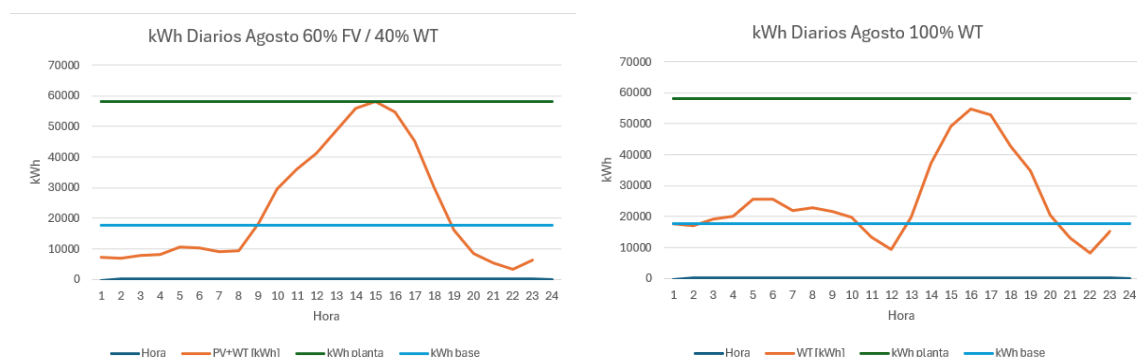


Figura 34 Distribución energética caso 60%FV / 40% WT y 100% WT

La Figura 33 permite observar las diferencias en la distribución horaria de la generación entre ambas configuraciones. En el caso 60% FV/40% WT, la generación presenta una mayor concentración durante las horas diurnas, producto de la contribución de la componente fotovoltaica, mientras que durante gran parte de las horas nocturnas la potencia disponible se mantiene por debajo de la potencia base requerida por la planta. Por otra parte, la configuración 100% WT presenta una distribución diferente, con períodos adicionales de generación por sobre la potencia base fuera de las horas de disponibilidad solar.

Lo anterior evidencia que la energía anual generada no constituye por sí sola un indicador suficiente para determinar la producción de amoníaco, ya que resulta igualmente relevante la distribución horaria de dicha energía y el cumplimiento de las condiciones mínimas de operación de la planta.

A partir de los perfiles horarios de generación obtenidos para cada configuración y aplicando el criterio operacional definido previamente, se determinó la producción anual de amoníaco y el correspondiente factor de utilización de la capacidad productiva. Los resultados obtenidos para las configuraciones evaluadas se presentan en la *Tabla 31*.

Configuración	Producción anual [t/año]	Factor de utilización %
90% FV / 10% WT	14.369,38	28,74%
80% FV / 20% WT	13.834,69	27,67%
70% FV / 30% WT	13.377,48	26,75%
60% FV / 40% WT	12.778,67	25,56%
0% FV / 100% WT	14.170,63	28,34%

Tabla 31: Producción anual y factor de utilización de planta para configuración híbrida.

Los resultados muestran que, para las configuraciones híbridas, la producción anual de amoníaco disminuye progresivamente a medida que aumenta la participación eólica. La configuración 90% FV/10% WT alcanza una producción de 14.369,38 [tNH₃/año], con un factor de utilización de 28,74%, mientras que la configuración 60% FV/40 % WT presenta una producción de 12.778,67 [tNH₃/año] y un factor de utilización de 25,56%.

Este comportamiento contrasta con el incremento de la energía anual y del factor de planta observado con anterioridad al aumentar la participación eólica. La diferencia se explica por la distribución horaria de la generación: una mayor cantidad de energía disponible durante el año no necesariamente implica que esta se encuentre disponible en niveles suficientes para satisfacer las condiciones de operación de la planta. Como se observa en la Figura 34, existen períodos en los que la generación se encuentra por debajo de la energía horaria base requerida, durante los cuales no se considera producción de amoníaco.

Por otra parte, la configuración 100% WT alcanza una producción de 14.170,63 [tNH₃/año], con un factor de utilización de 28,34%, presentando un comportamiento diferente al de las configuraciones híbridas intermedias. Este resultado refuerza la importancia de considerar no solo la energía total generada, sino también su distribución temporal al evaluar el aprovechamiento de la capacidad productiva de la planta.

7.3.3 Evaluación económica caso 2.

Para la evaluación económica del Caso 2 se mantuvieron los mismos criterios utilizados en el Caso 1, modificándose únicamente los costos asociados a las capacidades instaladas de generación fotovoltaica y eólica correspondientes a cada configuración. A partir de los valores de CAPEX, OPEX y producción anual obtenidos para cada escenario, se calculó el costo nivelado de producción de amoníaco (LCOA). Los principales resultados económicos se resumen en la Tabla 32.

Configuración	CAPEX total [USD]	OPEX total [USD]	Producción anual [t/año]	LCOA [USD/tNH ₃]
90% FV / 10% WT	\$ 115.446.882	\$ 5.173.847	14.369,38	\$ 1.304
80% FV / 20% WT	\$ 118.106.715	\$ 5.707.715	13.834,69	\$ 1.415
70% FV / 30% WT	\$ 123.086.547	\$ 6.421.349	13.377,48	\$ 1.561
60% FV / 40% WT	\$ 125.746.380	\$ 6.954.414	12.778,31	\$ 1.700
0% FV / 100% WT	\$ 146.344.542	\$ 6.873.461	14.170,63	\$ 1.698

Tabla 32: Costos nivelados LCOA configuraciones evaluadas Caso 2.

Los resultados de la evaluación económica muestran un incremento progresivo del LCOA a medida que aumenta la participación eólica en las configuraciones híbridas. La configuración 90% FV/10% WT presenta el menor valor entre los escenarios evaluados, alcanzando un LCOA de 1.304 [USD/tNH₃], mientras que para las configuraciones 80% FV/20% WT, 70% FV /30% WT y 60% FV/40% WT este aumenta a 1.415, 1.561 y 1.700 [USD/tNH₃], respectivamente.

Este comportamiento se encuentra asociado tanto al aumento de los costos de inversión y operación al incrementar la participación eólica como a la disminución de la producción anual observada en las configuraciones híbridas. En consecuencia, el incremento de la energía anual generada observado anteriormente no compensa, en estos escenarios, el aumento de los costos ni la menor utilización de la capacidad productiva.

La configuración 100% WT presenta el mayor CAPEX de los escenarios analizados, alcanzando 146.344.542 USD. Sin embargo, su mayor producción anual respecto de las configuraciones híbridas con mayor participación eólica permite obtener un LCOA de 1.698 [USD/tNH₃], ligeramente inferior al obtenido para la configuración 60% FV/40% WT. Este comportamiento evidencia nuevamente que el resultado económico depende de la interacción entre los costos del sistema de generación y la producción efectiva de amoníaco alcanzada por cada configuración.

Entre las configuraciones consideradas en el Caso 2, el escenario 90% FV/ 10% WT presenta el menor LCOA, por lo que corresponde a la configuración económicamente más favorable dentro del conjunto evaluado.

7.4 Caso 3: Sistema fotovoltaico con suministro complementario mediante PPA

A partir de los resultados obtenidos para los escenarios de operación aislada de la red, se observa que la configuración exclusivamente fotovoltaica correspondiente al Caso 1 presenta el menor costo nivelado de producción entre las alternativas evaluadas, con un LCOA de 1.235 [USD/tNH₃]. Si bien la incorporación de generación eólica modifica la disponibilidad temporal de energía y aumenta la generación anual en determinadas configuraciones, los costos asociados a esta tecnología no permiten reducir el LCOA respecto del escenario fotovoltaico.

En consecuencia, la configuración fotovoltaica del Caso 1 es seleccionada como base para evaluar el escenario on-grid, incorporando un contrato de suministro eléctrico mediante PPA. Este tercer caso permite analizar el efecto de complementar la generación renovable propia con energía adquirida desde la red sobre la operación y el costo nivelado de producción de amoníaco.

Un Power Purchase Agreement (PPA) corresponde a un contrato de compraventa de energía eléctrica de mediano o largo plazo celebrado entre un generador y un consumidor. Mediante este tipo de acuerdo se establecen previamente las condiciones bajo las cuales será suministrada la electricidad, tales como el precio de la energía, período contractual, volumen comprometido y condiciones de suministro. Los PPA permiten otorgar mayor certidumbre respecto del costo de la electricidad durante el período acordado y pueden utilizarse para respaldar el abastecimiento mediante fuentes renovables.

En el contexto de una planta de amoníaco verde, un PPA puede utilizarse como complemento de la generación renovable propia, permitiendo adquirir energía eléctrica cuando la generación disponible resulta insuficiente para satisfacer los requerimientos del proceso. De esta manera, la planta puede reducir su dependencia de la disponibilidad instantánea del recurso renovable local y aumentar sus horas de operación. Sin embargo, la

energía adquirida mediante el contrato incorpora un costo adicional de suministro, por lo que su implementación debe evaluarse considerando tanto el incremento potencial en la producción anual de amoníaco como su efecto sobre el LCOA.

7.4.1 Generación renovable.

Para el desarrollo del Caso 3 se mantiene la misma configuración de generación fotovoltaica utilizada en el Caso 1, conservando una potencia instalada de 87,34 [MW] y un factor de planta aproximado de 24%. Por lo tanto, en este escenario no se modifica el dimensionamiento de la planta fotovoltaica, sino que se incorpora el suministro eléctrico mediante PPA como complemento de la generación renovable propia.

El suministro mediante PPA se utiliza durante aquellos períodos en que la generación fotovoltaica resulta insuficiente para alcanzar la condición nominal de operación considerada para la planta. Para este análisis se establece una energía horaria de 58.235,27 [kWh], correspondiente a la operación nominal de la planta. De esta manera, cuando la generación fotovoltaica se encuentra por debajo de este valor, el PPA suministra únicamente la energía faltante necesaria para alcanzar la condición establecida.

La Figura 35 presenta este criterio de abastecimiento para un día representativo del mes de enero, mostrando simultáneamente la generación fotovoltaica disponible, el suministro complementario mediante PPA y las condiciones base y nominal consideradas para la operación de la planta.

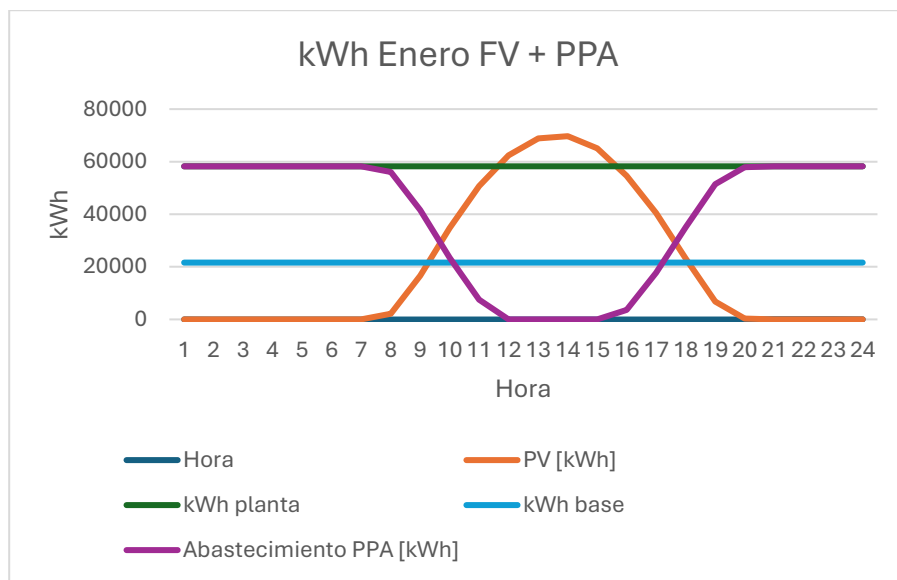


Figura 35: Gráfico kWh Diarios Enero FV+PPA.

Como se observa en la Figura 35, durante las horas nocturnas, en ausencia de generación fotovoltaica, el PPA suministra la totalidad de la energía necesaria para mantener la planta operativa. Con el inicio de la generación solar, el requerimiento mediante PPA disminuye progresivamente hasta llegar a cero cuando la energía fotovoltaica disponible supera los 58.235,27 [kWh]. Durante las horas de mayor disponibilidad solar, el proceso es abastecido

exclusivamente mediante generación fotovoltaica, mientras que al disminuir nuevamente este recurso el PPA vuelve a complementar el suministro requerido.

Este esquema permite mantener una disponibilidad energética de la planta durante las horas en que la generación fotovoltaica resulta insuficiente, modificando el perfil de abastecimiento respecto del escenario aislado analizado en el Caso 1. El efecto de esta mayor disponibilidad energética sobre la producción de amoníaco se analiza en la sección siguiente.

7.4.2 Producción de amoníaco.

La producción de amoníaco para el Caso 3 se determinó utilizando el mismo procedimiento desarrollado en los casos anteriores, incorporando en esta oportunidad el suministro complementario de energía mediante PPA. La energía disponible para el proceso corresponde a la generación fotovoltaica propia, complementada con energía adquirida mediante PPA durante aquellos períodos en que la generación renovable no permite alcanzar la condición nominal de operación.

Para representar el procedimiento de cálculo, en la Tabla 33 se presenta el balance horario correspondiente a un día representativo del mes de enero. Cuando la generación fotovoltaica es inferior a la energía establecida, el PPA suministra la diferencia requerida para mantener la planta en su condición considerada, asociada a una producción de 5659,75 [kgNH₃/h].

Enero Caso 3					
Hora	FV [kWh]	kWh base	kWh Planta	Abastecimiento PPA [kWh]	Producción NH3 [kg/h]
0	0,00	21613,53	58235,27	58235,27	5659,75
1	0,00	21613,53	58235,27	58235,27	5659,75
2	0,00	21613,53	58235,27	58235,27	5659,75
3	0,00	21613,53	58235,27	58235,27	5659,75
4	0,00	21613,53	58235,27	58235,27	5659,75
5	0,00	21613,53	58235,27	58235,27	5659,75
6	0,00	21613,53	58235,27	58235,27	5659,75
7	1125,44	21613,53	58235,27	57109,83	5659,75
8	15388,71	21613,53	58235,27	42846,56	5659,75
9	34186,36	21613,53	58235,27	24048,90	5659,75
10	50393,87	21613,53	58235,27	7841,40	5659,75
11	63199,72	21613,53	58235,27	0,00	5659,75
12	70506,84	21613,53	58235,27	0,00	5659,75
13	71291,00	21613,53	58235,27	0,00	5659,75
14	67462,52	21613,53	58235,27	0,00	5659,75
15	56664,55	21613,53	58235,27	1570,71	5659,75
16	42332,07	21613,53	58235,27	15903,20	5659,75
17	24758,70	21613,53	58235,27	33476,57	5659,75
18	7588,81	21613,53	58235,27	50646,45	5659,75

19	57,79	21613,53	58235,27	58177,48	5659,75
20	0,00	21613,53	58235,27	58235,27	5659,75
21	0,00	21613,53	58235,27	58235,27	5659,75
22	0,00	21613,53	58235,27	58235,27	5659,75
23	0,00	21613,53	58235,27	58235,27	5659,75
				Total	135.834

Tabla 33: Producción mensual de amoníaco mes de enero Caso 3.

Como se observa en la Tabla, durante las horas sin disponibilidad solar el suministro mediante PPA permite mantener la producción nominal considerada. Durante las horas de mayor generación fotovoltaica, la energía disponible permite aumentar progresivamente la carga del electrolizador y, en consecuencia, la producción de amoníaco, alcanzando la producción nominal cuando existe energía suficiente para operar la planta a plena capacidad. Este procedimiento fue aplicado para cada mes del año, obteniéndose la producción mensual presentada en la Figura 36.

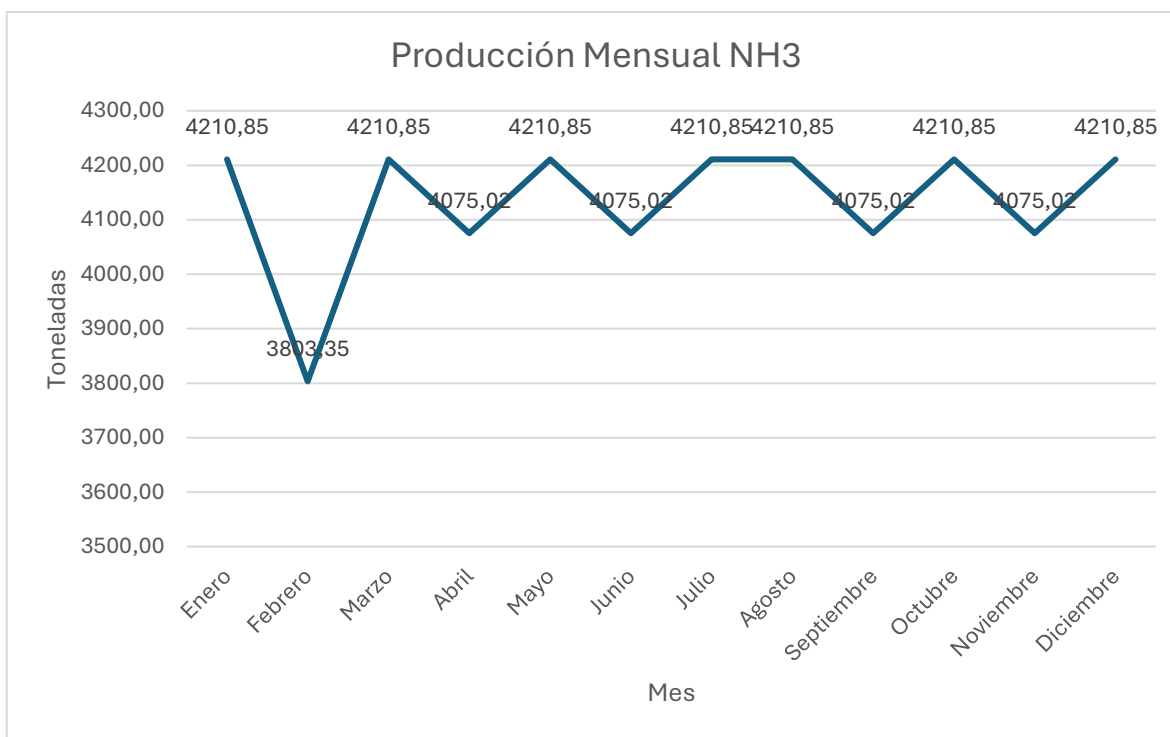


Figura 36: Producción mensual de amoníaco Caso 3.

Los resultados muestran una producción mensual relativamente estable respecto del escenario exclusivamente fotovoltaico, debido a que el suministro mediante PPA permite mantener la operación de la planta durante los períodos en que la generación solar es insuficiente. Las variaciones que permanecen entre los distintos meses se encuentran asociadas a la disponibilidad del recurso solar y al número de días considerados en cada período.

A partir de los resultados mensuales se obtiene una producción anual de:

- Producción anual: 49.579,38 [tNH₃/año].
- Factor de utilización: 99,1%

El factor de utilización aumenta respecto del Caso 1, debido a la extensión de las horas de operación proporcionada por el suministro complementario mediante PPA. En este análisis no se consideraron tiempos de mantenciones ni paradas de plantas que comprometen la disponibilidad de los equipos en su producción. La discrepancia del 100% de utilización se debe a la curva de interpolación ya que los valores fueron aproximados para este fin.

7.4.3 Evaluación económica.

Para la evaluación económica del Caso 3 se mantienen los costos de inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento correspondientes a la configuración fotovoltaica del Caso 1, debido a que tanto la capacidad instalada como los principales equipos de la planta permanecen sin modificaciones. En consecuencia, el CAPEX total del sistema alcanza 110.467.466 USD, cuya distribución entre los principales componentes se presenta en la Tabla 34.

CAPEX planta amoníaco verde CASO 3	
Componente	Costo
Electrolizador	\$ 14.794.380
Planta ASU	\$ 9.604.545
Planta Haber Bosch	\$ 19.865.617
Planta Fotovoltaica	\$ 66.202.924
Total	\$ 110.467.466

Tabla 34: CAPEX Caso 3.

De manera análoga, los costos de operación y mantenimiento asociados a los equipos se varían respecto del Caso 1, obteniéndose un OPEX fijo anual de 5.277.079 [USD/año] debido al aumento en la producción. La distribución de estos costos se presenta en la

OPEX planta amoníaco verde Caso 3.	
Componente	Costo
Electrolizador	\$ 1.734.230
Planta ASU	\$ 384.182
Planta Haber Bosch	\$ 794.625
Planta fotovoltaica	\$ 1.746.779

Agua desmineralizada	\$ 617.263
Total	\$ 5.277.079

Tabla 35.

OPEX planta amoníaco verde Caso 3.	
Componente	Costo
Electrolizador	\$ 1.734.230
Planta ASU	\$ 384.182
Planta Haber Bosch	\$ 794.625
Planta fotovoltaica	\$ 1.746.779
Agua desmineralizada	\$ 617.263
Total	\$ 5.277.079

Tabla 35: OPEX Caso 3.

A diferencia de los escenarios anteriores, el Caso 3 incorpora además un costo operacional variable asociado a la energía eléctrica adquirida mediante PPA. Para la evaluación se considera un precio de suministro de 65 [USD/MWh] el cual corresponde a los valores promedio de este tipo de contratos reportados por ENEL [31], aplicado exclusivamente a la energía complementaria. Este costo se incorpora posteriormente en el cálculo del LCOA bajo el concepto de costo energético verde.

La Tabla 36 resume los principales parámetros utilizados para la evaluación económica, incluyendo la producción anual obtenida, el precio de la electricidad y el consumo eléctrico específico asociado al suministro mediante PPA.

Concepto	Verde
CAPEX (USD)	\$ 110.467.466
OPEX ANUAL (USD/AÑO)	\$ 5.277.079
Producción (ton/año)	49.579,38
Vida útil (años)	20
Tasa de descuento %	10%
Costo electricidad (USD/MWh)	\$ 65
Consumo eléctrico (MWh/ton)	6,9

Tabla 36: Parámetros de evaluación LCOA Caso 3.

El consumo eléctrico de 6,9 [MWh/tNH₃] presentado en la tabla corresponde exclusivamente a la energía adquirida mediante PPA por tonelada de amoníaco producida y no al consumo energético total del proceso, debido a que la fracción restante de la demanda es abastecida mediante la planta fotovoltaica propia.

Aplicando el factor de recuperación de capital definido previamente, el CAPEX anualizado alcanza 12.975.467 [USD/año]. A este valor se adiciona el OPEX fijo de la planta y el costo energético asociado al suministro mediante PPA, obteniéndose los resultados económicos presentados en la

Caso 3 FV + PPA	
CRF VERDE	0,117459625
CAPEX ANUALIZADO VERDE	\$ 12.975.467
COSTO ENERGÉTICO VERDE	\$ 22.236.352
COSTO TOTAL ANUAL VERDE	\$ 40.488.898
LCOA VERDE [USD/Ton NH3 verde]	\$ 817

Tabla 37.

Caso 3 FV + PPA	
CRF VERDE	0,117459625
CAPEX ANUALIZADO VERDE	\$ 12.975.467
COSTO ENERGÉTICO VERDE	\$ 22.236.352
COSTO TOTAL ANUAL VERDE	\$ 40.488.898
LCOA VERDE [USD/Ton NH3 verde]	\$ 817

Tabla 37: LCOA verde Caso 3.

La evaluación económica del Caso 3 entrega un LCOA de 817 [USD/tNH₃], inferior a los 1.235 [USD/tNH₃] obtenidos para el Caso 1 exclusivamente fotovoltaico. Esto representa una disminución aproximada de 33,8% en el costo nivelado de producción.

Si bien la incorporación del PPA introduce un nuevo costo variable de energía, correspondiente a 22.236.352 [USD/año], su efecto sobre el costo total anual resulta compensado por el aumento de la producción de amoníaco, que pasa de 14.430,17 [tNH₃/año] en el Caso 1 a 49.579,38 [tNH₃/año] en el Caso 3. De esta manera, el suministro complementario permite incrementar el aprovechamiento de la capacidad instalada de la planta y distribuir los costos de inversión y operación sobre una mayor cantidad de amoníaco producido.

Por lo tanto, dentro de los escenarios evaluados, la incorporación de suministro complementario mediante PPA presenta el menor LCOA obtenido, evidenciando el efecto que puede tener una mayor continuidad operacional sobre el costo nivelado de producción de amoníaco verde.

7.5 Comparación de casos de estudio.

Los casos de estudio desarrollados permitieron evaluar el efecto de distintas estrategias de abastecimiento energético sobre la producción y el costo nivelado del amoníaco verde. El Caso 1 consideró una planta abastecida exclusivamente mediante generación fotovoltaica; el Caso 2 evaluó distintas configuraciones de generación híbrida fotovoltaica-eólica; mientras que el Caso 3 incorporó suministro complementario mediante PPA a la configuración fotovoltaica seleccionada a partir de los escenarios aislados de la red.

En todos los escenarios de amoníaco verde se mantuvieron las mismas características principales de la planta de producción y los criterios de operación establecidos, permitiendo analizar el efecto de la estrategia de suministro energético sobre su desempeño técnico y económico. Los principales resultados se presentan en la Tabla 38, incluyendo como referencia el caso base correspondiente a la producción convencional de amoníaco gris.

Parámetro	Caso Base Gris	Caso 1 FV	Caso 2 90%FV / 10% WT	Caso 3 FV + PPA
Producción anual [tNH_3 /año]	73.000	14.430,17	14.369,38	49.579,38
CAPEX [USD]	\$201.074.049	\$110.467.466	\$115.446.882	\$110.467.466
Factor de utilización %	N/A	28,86%	28,74%	99,1%
LCOA [USD/tNH_3]	677	1.235	1.304	817

Tabla 38: Tabla comparativa de casos de estudio.

La Tabla 38 permite observar diferencias significativas entre las estrategias de abastecimiento energético evaluadas. Entre los escenarios de operación aislada de la red, el Caso 1, abastecido exclusivamente mediante generación fotovoltaica, presenta el menor LCOA, alcanzando 1.235 [USD/tNH_3] para una producción anual de 14.430,17 [tNH_3 /año] y un factor de utilización de 28,8%.

La incorporación de generación eólica evaluada en el Caso 2 modifica el perfil temporal de disponibilidad energética; sin embargo, no permite disminuir el costo nivelado respecto del escenario exclusivamente fotovoltaico. La configuración económicamente más favorable dentro de este caso corresponde a 90% FV / 10% WT, con una producción anual de 14.369,38 [tNH_3 /año] y un LCOA de 1.304 [USD/tNH_3]. El aumento del CAPEX asociado a la incorporación de generación eólica, junto con la producción obtenida bajo las condiciones operacionales consideradas, explica que el LCOA permanezca por sobre el resultado del Caso 1.

El Caso 3 presenta el menor LCOA entre los escenarios de amoníaco verde evaluados, alcanzando 817 [USD/tNH_3]. La incorporación del suministro complementario mediante PPA permite aumentar la producción anual hasta 49.579,38 [tNH_3 /año] y elevar el factor de utilización de la planta hasta aproximadamente 99,1%, sin modificar la capacidad instalada de generación fotovoltaica respecto del Caso 1. Si bien la adquisición de electricidad

incorpora un costo operacional variable adicional, el aumento de la producción permite distribuir los costos anualizados de inversión y operación sobre una mayor cantidad de amoníaco producido.

En términos generales, los resultados evidencian que el desempeño económico de la producción de amoníaco verde no depende exclusivamente de la cantidad total de energía renovable generada, sino también de su distribución temporal y del grado de utilización de los equipos instalados. En los escenarios evaluados, el aumento de la participación eólica incrementó la disponibilidad energética anual, pero no produjo una reducción del LCOA. Por otra parte, el suministro complementario mediante PPA permitió aumentar las horas de operación sin requerir un nuevo sobredimensionamiento de la capacidad renovable instalada, obteniéndose el menor costo nivelado entre los escenarios de amoníaco verde analizados.

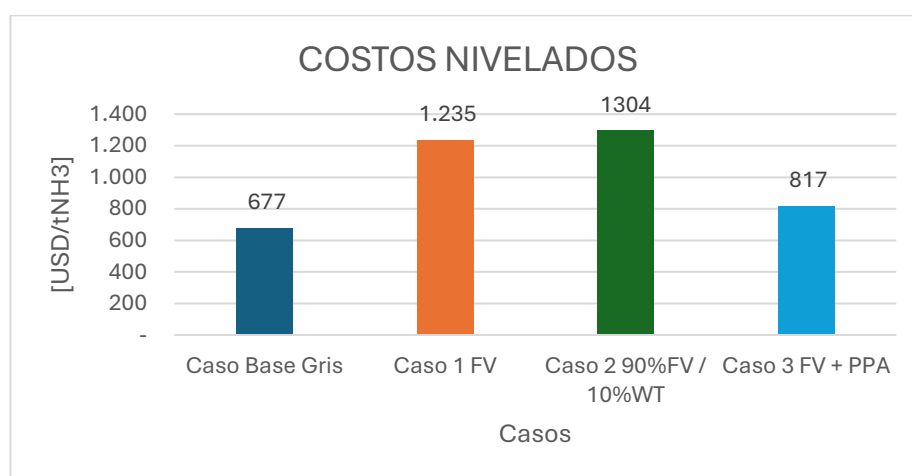


Figura 37: Gráfico comparación LCOA.

7.6 Sensibilidad del costo nivelado de producción (LCOA).

Con el propósito de evaluar la influencia de los principales parámetros económicos sobre el costo nivelado de producción de amoníaco verde (LCOA), se realizó un análisis de sensibilidad considerando la variación de aquellas variables con mayor incidencia en la evaluación económica del proyecto. Este análisis permite cuantificar el efecto de las incertidumbres asociadas a los costos de inversión y a las condiciones de financiamiento, así como identificar aquellos parámetros que presentan un mayor potencial para modificar la competitividad económica del sistema.

Para este análisis se seleccionó como escenario de referencia el Caso 3, correspondiente a la configuración fotovoltaica con suministro complementario mediante PPA, debido a que presentó el menor LCOA entre los escenarios de producción de amoníaco verde evaluados, alcanzando un valor de 817 [USD/tNH₃]. A partir de este escenario se analizó el efecto de la variación de los principales parámetros económicos sobre el costo nivelado de producción, manteniendo constantes las condiciones técnicas y de producción definidas para el caso base.

7.6.1 Sensibilidad de la tasa de descuento.

La tasa de descuento constituye uno de los parámetros relevantes en la evaluación económica de proyectos de infraestructura energética, ya que representa el costo de oportunidad del capital invertido y el rendimiento mínimo esperado para financiar un proyecto. Su valor incorpora aspectos asociados al costo del financiamiento, al riesgo de la inversión y a las condiciones del mercado financiero. En consecuencia, una variación de este parámetro modifica la anualización de los costos de inversión y, por lo tanto, influye directamente sobre el costo nivelado de producción de amoníaco (LCOA).

Para evaluar su incidencia se consideraron tasas de descuento de 6%, 8%, 10% y 12%, manteniendo constantes las restantes variables técnicas y económicas del Caso 3. La tasa de 10% corresponde al valor utilizado como referencia en la evaluación económica desarrollada previamente, para la cual se obtuvo un LCOA de 817 [USD/tNH₃]. Los valores analizados permiten representar condiciones de financiamiento más favorables y exigentes respecto del escenario de referencia y se encuentran dentro de los rangos considerados para proyectos energéticos de este tipo según IRENA (2022).

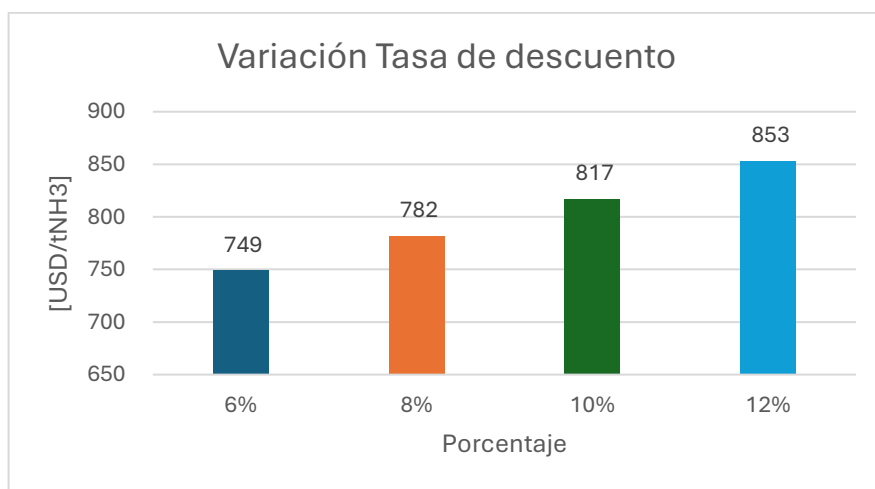


Figura 38: Gráfico análisis de sensibilidad tasa de descuento LCOA.

Como se observa en la Figura 37, el LCOA presenta una relación creciente con la tasa de descuento utilizada en la evaluación económica. Para una tasa de 6%, el costo nivelado alcanza 749 [USD/tNH₃], mientras que para tasas de 8% y 10% aumenta a 782 [USD/tNH₃] y 817 [USD/tNH₃], respectivamente. Finalmente, al considerar una tasa de descuento de 12%, el LCOA alcanza 853 [USD/tNH₃].

Respecto del escenario de referencia, correspondiente a una tasa de descuento de 10%, una disminución hasta el 6 % reduce el LCOA aproximadamente un 4,28%, mientras que un aumento de la tasa hasta el 12% incrementa el indicador aproximadamente un 4,4%. Este comportamiento se debe al efecto de la tasa de descuento sobre el factor de recuperación de capital y, consecuentemente, sobre el CAPEX anualizado. Dada la elevada participación de la inversión inicial en la estructura de costos de la planta, condiciones de financiamiento más favorables permiten reducir de manera significativa el costo nivelado de producción

7.6.2 Sensibilidad del costo de inversión de los sistemas de generación renovable.

Con el objetivo de evaluar la influencia del costo de inversión de la generación renovable sobre el costo nivelado de producción de amoníaco (LCOA), se realizó un análisis de sensibilidad considerando variaciones en el costo específico de inversión de la planta fotovoltaica. Esta tecnología representa una fracción significativa del CAPEX del Caso 3, alcanzando una inversión de 66.202.924 USD, por lo que una reducción de su costo específico puede tener una incidencia relevante sobre el costo nivelado de producción.

Para el escenario de referencia se considera un costo específico de 758 [USD/kW], correspondiente al valor utilizado para dimensionar económicamente la planta fotovoltaica del estudio. A partir de este valor se establecieron escenarios de reducción progresiva del costo de inversión, incorporando finalmente un escenario de 388 [USD/kW], correspondiente a la proyección considerada de IRENA para los próximos años. De esta manera, se busca evaluar el efecto que podría generar la disminución esperada de los costos de la tecnología fotovoltaica sobre el LCOA del Caso 3.

Escenario	Solar FV [USD/kW]	Variación
Caso base	758	0%
Reducción moderada	606	-20% FV
Reducción intermedia	455	-40% FV
Proyección IRENA	388	Costos proyectados a 2029

Tabla 39: Tabla sensibilidad energías renovables.

La Figura 38 presenta el análisis de sensibilidad del LCOA frente a una reducción del costo específico de inversión de la planta fotovoltaica. Los resultados muestran una disminución progresiva del costo nivelado de producción a medida que se reduce el CAPEX asociado al sistema de generación solar. Respecto del escenario base, cuyo LCOA corresponde a 817 [USD/tNH₃], una reducción moderada del costo específico de la tecnología fotovoltaica permite disminuir este valor hasta 785 [USD/tNH₃], mientras que una reducción intermedia permite alcanzar un LCOA de 754 [USD/tNH₃].

Finalmente, al considerar el escenario correspondiente a la proyección de costos de IRENA para 2029, el LCOA disminuye hasta 740 [USD/tNH₃], lo que representa una reducción aproximada de 9,4% respecto del escenario base. Este comportamiento evidencia la incidencia del costo de inversión de la generación fotovoltaica sobre el desempeño económico del sistema, debido a la participación significativa de esta tecnología dentro del CAPEX total de la planta.

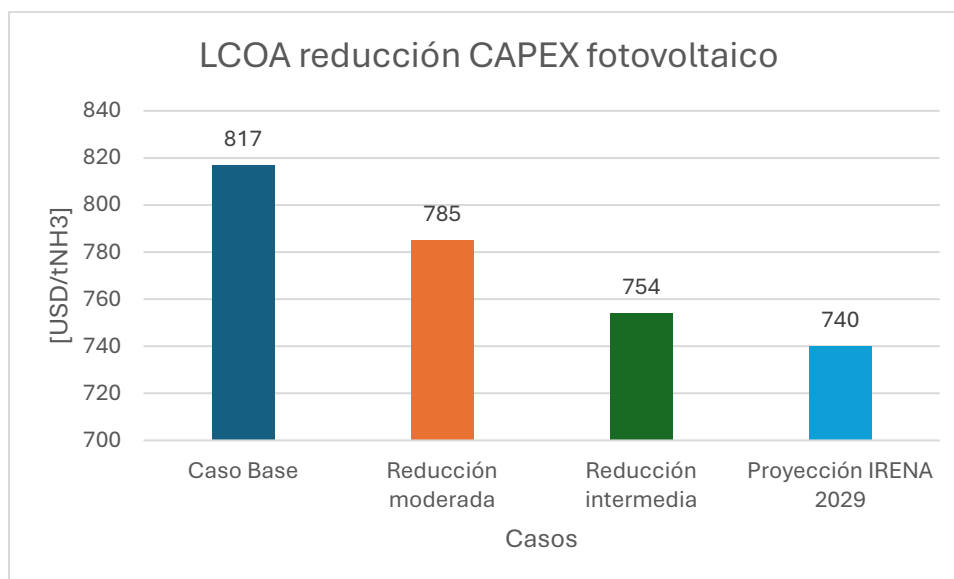


Figura 39: Gráfico sensibilidad CAPEX Fotovoltaico en LCOA.

7.6.3 Sensibilidad del precio de la electricidad mediante PPA.

La incorporación de suministro eléctrico complementario mediante PPA en el Caso 3 introduce un costo operacional variable que depende directamente del precio de la energía contratada. A diferencia de los escenarios anteriores, donde el abastecimiento energético proviene exclusivamente de los sistemas de generación renovable instalados, en este caso una fracción de la demanda eléctrica de la planta es adquirida externamente, por lo que las condiciones económicas del contrato pueden influir sobre el costo nivelado de producción de amoníaco.

Con el propósito de evaluar esta influencia, se realizó un análisis de sensibilidad variando el precio de la electricidad suministrada mediante PPA y manteniendo constantes las restantes condiciones técnicas y económicas del Caso 3. Se adoptó como escenario de referencia un precio de 65 [USD/MWh], correspondiente al valor utilizado en la evaluación económica, y se consideraron escenarios adicionales que permiten representar condiciones de contratación más favorables y exigentes.

Como referencia para definir el intervalo superior del análisis, se consideran antecedentes recientes del mercado eléctrico chileno, donde se han registrado precios de suministro cercanos a 60 [USD/MWh] en contratos de largo plazo. De esta manera, el análisis permite determinar en qué medida una variación del precio de la electricidad contratada afecta el LCOA y evaluar la exposición económica del sistema frente a cambios en el costo del suministro complementario.

Escenario	Precio PPA [USD/MWh]	LCOA [USD/tNH3]
Bajo	20	506
Intermedio	30	575

Alto	40	644
Referencia licitación Enel	65	817
Muy Alto	90	989

Tabla 40: Sensibilidad del LCOA frente a la variación de precio del PPA.

Los resultados muestran que el LCOA presenta una alta sensibilidad frente a variaciones en el precio de la energía suministrada mediante PPA. Para un precio de 20 [USD/MWh], el costo nivelado alcanza 506 [USD/tNH₃], mientras que para el escenario intermedio de 30 [USD/MWh] se obtiene un valor de 575 [USD/tNH₃]. Al incrementar el precio de suministro a 40 [USD/MWh], el LCOA aumenta a 644[USD/tNH₃], mientras que para precios de 65 y 90 [USD/MWh] alcanza 817 y 989 [USD/tNH₃], respectivamente.

En consecuencia, dentro del intervalo de precios analizado, el desempeño económico del Caso 3 presenta una exposición amplia frente a variaciones en el precio del PPA. En comparación con las sensibilidades anteriores, los resultados indican que el LCOA presenta una mayor dependencia respecto de variables asociadas al CAPEX de la planta fotovoltaica y al precio de la electricidad que frente a la tasa de descuento utilizada para la evaluación del proyecto.

7.7 Oportunidades de mejora para la producción de amoníaco verde.

Los resultados obtenidos en los distintos casos de estudio y en los análisis de sensibilidad permitieron identificar los principales factores que condicionan el costo de producción de amoníaco verde. Si bien los escenarios evaluados presentan costos superiores al caso convencional de producción de amoníaco gris, los resultados muestran que existen distintas alternativas capaces de reducir esta brecha. En particular, el escenario fotovoltaico con suministro complementario mediante PPA presentó el mejor desempeño económico entre las configuraciones de amoníaco verde analizadas, alcanzando un LCOA de 817 [USD/tNH₃], frente a los 677 [USD/tNH₃] obtenidos para el caso de amoníaco gris.

Una de las oportunidades de mejora corresponde a la reducción del costo de inversión de las tecnologías de generación renovable. En el presente estudio, la planta fotovoltaica representa una fracción relevante del CAPEX del sistema, por lo que una disminución de su costo específico tiene un efecto directo sobre el LCOA. El análisis de sensibilidad realizado mostró que, al considerar el escenario de costos fotovoltaicos proyectado por IRENA para 2029, el LCOA disminuye desde 817 [USD/tNH₃] hasta 740 [USD/tNH₃], equivalente a una reducción aproximada del 9,4% respecto del escenario de referencia. Por lo tanto, la evolución tecnológica y la reducción esperada de los costos de inversión de los sistemas fotovoltaicos constituyen un factor favorable para mejorar la competitividad futura del amoníaco verde.

Las condiciones de financiamiento representan otra oportunidad significativa. Debido a la elevada intensidad de capital característica de este tipo de proyectos, la tasa de descuento presenta una incidencia directa sobre el CAPEX anualizado. Los resultados obtenidos muestran que una disminución de la tasa de descuento desde el 10% utilizado como referencia hasta un 6% permite reducir el LCOA desde 817 [USD/tNH₃] hasta 749 [USD/tNH₃], mientras que un aumento hasta el 12% eleva el indicador hasta 853

[USD/tNH₃]. En este contexto, mecanismos de financiamiento con condiciones favorables, instrumentos de reducción de riesgo e incentivos destinados al desarrollo de proyectos de hidrógeno y amoníaco verde podrían contribuir a disminuir el costo nivelado de producción.

Por otra parte, los resultados del Caso 3 muestran la importancia de complementar la generación renovable propia mediante contratos de suministro eléctrico. La incorporación de un PPA permitió aumentar el factor de utilización de la planta desde aproximadamente 28,8% en el Caso 1 hasta 99,1% en el Caso 3, incrementando la producción anual desde 14.430,17 hasta 49.579,38 [tNH₃/año]. Este aumento permite aprovechar de manera considerablemente más intensiva la capacidad instalada de los equipos de producción y distribuir los costos de inversión sobre una mayor cantidad de amoníaco producido, reduciendo de forma significativa el LCOA.

Sin embargo, el análisis de sensibilidad evidencia que el beneficio económico de esta estrategia depende fuertemente del precio de la electricidad adquirida mediante PPA. Para el valor de referencia de 65 [USD/MWh], el Caso 3 presenta un LCOA de 817 [USD/tNH₃]. Al disminuir el precio del PPA a 40 y 30 [USD/MWh], el LCOA se reduce a 644 y 575 [USD/tNH₃], respectivamente, mientras que para un precio de 90 [USD/MWh] aumenta hasta 989 [USD/tNH₃]. Estos resultados muestran que el acceso a contratos de suministro eléctrico a precios competitivos constituye una de las principales oportunidades para disminuir el costo de producción y alcanzar valores de LCOA comparables, e incluso inferiores, al caso convencional analizado.

Los resultados también evidencian la importancia de optimizar conjuntamente el dimensionamiento de la generación renovable y la estrategia operacional de la planta. Una mayor generación anual de electricidad no implica necesariamente un menor costo de producción, como se observó al comparar las configuraciones fotovoltaica e híbrida fotovoltaica-eólica. En particular, el Caso 2 presentó un LCOA de 1.304 [USD/tNH₃], superior a los 1.235 [USD/tNH₃] del Caso 1, pese a incorporar generación eólica. Esto demuestra que la distribución temporal del recurso energético, el costo de las tecnologías utilizadas y el grado de aprovechamiento de la capacidad instalada deben analizarse de manera conjunta para determinar una configuración técnica y económicamente favorable.

Finalmente, la reducción futura del costo del amoníaco verde dependerá de la combinación de mejoras tecnológicas, económicas y operacionales. La disminución del CAPEX de las tecnologías renovables, el acceso a condiciones favorables de financiamiento y, particularmente, el aumento del factor de utilización mediante esquemas complementarios de suministro eléctrico constituye oportunidades relevantes para continuar reduciendo el LCOA. Los resultados obtenidos muestran que la competitividad del amoníaco verde no depende únicamente de disminuir el costo de los equipos de generación, sino también de diseñar estrategias de abastecimiento que permitan utilizar de manera eficiente la elevada capacidad instalada de los equipos de producción y acceder a electricidad a precios competitivos.

8 Conclusión

El presente trabajo permitió desarrollar una evaluación técnico-económica de la producción de amoníaco verde mediante distintas configuraciones de abastecimiento energético renovable para una planta ubicada en Calama. Para ello, se integró la simulación del proceso mediante Aspen Plus con perfiles de generación fotovoltaica y eólica, permitiendo relacionar la disponibilidad energética con la producción de amoníaco y posteriormente evaluar su desempeño mediante el costo nivelado de producción (LCOA). Asimismo, se utilizó como referencia un escenario de producción convencional de amoníaco gris, estableciendo una base de comparación económica entre ambas alternativas.

La simulación desarrollada en Aspen Plus permitió representar las principales etapas del proceso, incluyendo la producción de hidrógeno mediante electrólisis alcalina, la obtención de nitrógeno mediante separación de aire y la síntesis de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch. A partir del modelo se determinaron los principales requerimientos energéticos y condiciones de operación de la planta, obteniéndose además una relación entre la potencia suministrada al electrolizador y la producción de amoníaco. Esta relación permitió representar la respuesta productiva del sistema frente a la variabilidad horaria de la generación renovable y evaluar el efecto de distintas estrategias de abastecimiento energético.

La evaluación de las configuraciones de suministro mostró que el desempeño técnico-económico de la planta depende tanto de la disponibilidad de energía como de su distribución temporal y del grado de utilización de la capacidad instalada. El escenario exclusivamente fotovoltaico alcanzó una producción anual de 14.430,17 [tNH₃/año], un factor de utilización de 28,8% y un LCOA de 1.235 [USD/tNH₃]. Por su parte, la configuración híbrida seleccionada, compuesta por 90% de generación fotovoltaica y 10% eólica, alcanzó una producción de 14.369,38 [tNH₃/año] y un factor de utilización de 28,74%. Sin embargo, el incremento del CAPEX asociado a la incorporación de generación eólica elevó el LCOA hasta 1.304 [USD/tNH₃]. Por lo tanto, para las condiciones y recursos considerados en este estudio, la incorporación de generación eólica no produjo una mejora económica respecto del escenario exclusivamente fotovoltaico.

La incorporación de suministro eléctrico complementario mediante PPA presentó el mejor desempeño técnico-económico entre los escenarios de amoníaco verde evaluados. Manteniendo la capacidad fotovoltaica instalada, el suministro complementario permitió aumentar la producción hasta 49.579,38 [tNH₃/año] y alcanzar un factor de utilización de 99,1%. Considerando un precio de referencia del PPA de 65 [USD/MWh], se obtuvo un LCOA de 817 [USD/tNH₃], significativamente inferior a los valores obtenidos para los casos exclusivamente renovables. Este resultado evidencia la importancia del aprovechamiento de la capacidad instalada, debido a que una operación cercana a régimen continuo permite distribuir los costos de inversión sobre una producción considerablemente mayor. No obstante, el valor obtenido permanece aproximadamente un 20,7% por sobre el LCOA de 677 [USD/tNH₃] correspondiente al caso de referencia de amoníaco gris.

El análisis de sensibilidad permitió identificar diferencias importantes en la influencia de las principales variables económicas. La reducción de la tasa de descuento desde el 10% utilizado como referencia hasta un 6% disminuyó el LCOA del Caso 3 desde 817 hasta 749 [USD/tNH₃], mientras que un aumento hasta el 12% elevó el indicador a 853 [USD/tNH₃]. Asimismo, la disminución proyectada del CAPEX fotovoltaico permitió reducir el LCOA hasta 740 [USD/tNH₃] bajo el escenario de costos proyectado por IRENA para 2029. Estos resultados confirman que tanto las condiciones de financiamiento como la evolución futura de los costos de las tecnologías renovables pueden contribuir a mejorar la competitividad económica del proceso.

El precio de la electricidad adquirida mediante PPA presentó una incidencia particularmente relevante sobre los resultados. Para el rango evaluado entre 20 y 90 [USD/MWh], el LCOA varió desde 506 hasta 989 [USD/tNH₃]. En particular, para precios de PPA de 30 y 40 [USD/MWh] se obtuvieron valores de 575 y 644 [USD/tNH₃], respectivamente, inferiores al LCOA de 677 [USD/tNH₃] determinado para el caso de amoníaco gris. Esto muestra que, bajo condiciones favorables de contratación eléctrica, la configuración fotovoltaica complementada mediante PPA puede alcanzar competitividad económica frente a la producción convencional considerada en este estudio. Sin embargo, el aumento del precio de la electricidad contratada reduce progresivamente esta ventaja, evidenciando que el costo y las condiciones del suministro eléctrico constituyen variables determinantes para la viabilidad económica de esta estrategia.

En conjunto, los resultados obtenidos muestran que la competitividad del amoníaco verde no depende únicamente de disponer de recursos renovables abundantes o de aumentar la capacidad instalada de generación, sino de lograr una adecuada integración entre generación, suministro eléctrico, dimensionamiento y estrategia operacional. En las condiciones evaluadas, aumentar el factor de utilización de los equipos mediante un suministro complementario resultó más efectivo para reducir el LCOA que incorporar capacidad eólica adicional. A su vez, la reducción futura del CAPEX fotovoltaico, el acceso a condiciones favorables de financiamiento y la disponibilidad de contratos de suministro eléctrico a precios competitivos presentan oportunidades relevantes para disminuir la brecha económica respecto del amoníaco gris. De esta manera, la metodología desarrollada permitió evaluar y comparar técnica y económicamente las configuraciones propuestas e identificar las principales variables que condicionan la competitividad de la producción de amoníaco verde.

9 Anexos.

	Costes totales instalados			Factor de capacidad			Coste nivelado de la electricidad		
	(2023 USD/kW)			(%)			(2023 USD/kWh)		
	2010	2023	Variación	2010	2023	Variación	2010	2023	Variación
Bioenergía	3 010	2 730	-9%	72	72	0%	0.084	0.072	-14%
Geotermia	3 011	4 589	52%	87	82	-6%	0.054	0.071	31%
Energía hidroeléctrica	1 459	2 806	92%	44	53	20%	0.043	0.057	33%
Energía solar fotovoltaica	5 310	758	-86%	14	16	14%	0.460	0.044	-90%
CSP	10 453	6 589	-37%	30	55	83%	0.393	0.117	-70%
Energía eólica terrestre	2 272	1 160	-49%	27	36	33%	0.111	0.033	-70%
Energía eólica marítima	5 409	2 800	-48%	38	41	8%	0.203	0.075	-63%

Anexo 1: Tabla de costos energías renovables.

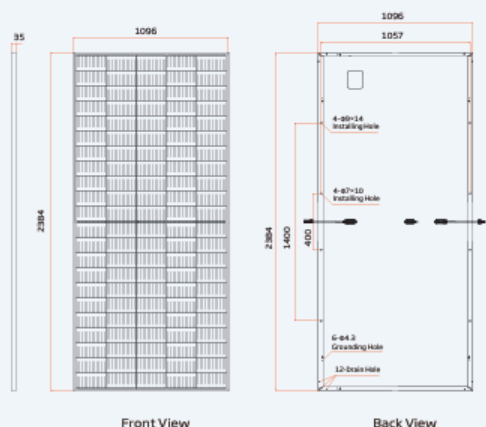
V90-1.8/2.0 MW

Facts and figures

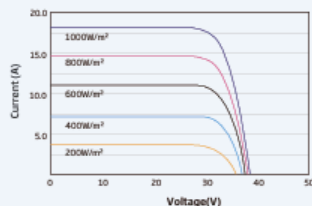
POWER REGULATION pitch regulated with variable speed	
OPERATING DATA	
Rated power	IEC IIA - 50 Hz: 1,800 kW IEC IIA - 60 Hz: 1,815 kW IEC IIIA - 50 Hz: 2,000 kW
Cut-in wind speed	4.0 m/s
Rated wind speed	12 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Wind class	IEC IIA (V90-1.8 MW) IEC IIIA (V90-2.0 MW)
Operating temperature range	standard turbine: -20°C to 40°C low temperature turbine: -30°C to 40°C
SOUND POWER MODES	
Mode 0: Max sound power level:	104 dB(A)
Mode 1: Max sound power level:	103 dB(A)
Mode 2: Max sound power level:	101 dB(A)
Mode 3: Max sound power level:	104 dB(A)*
*) low noise at low wind	
ROTOR	
Rotor diameter	90 m
Swept area	6,362 m ²
Nominal revolution	14.5 rpm
Operational interval	9.3 – 16.6 rpm
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
ELECTRICAL	
Frequency	50/60 Hz
Generator type	4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings
Nominal output	50 Hz: 1,800 kW / 2,000 kW 60 Hz: 1,815 kW
GEARBOX	
Type	two planetary stages and one helical stage
TOWER	
Type	tubular steel tower
Hub heights	
V90-1.8 MW - 50 Hz	80 m, 95 m and 105 m (IEC IIA)
V90-1.8 MW - 60 Hz	80 m and 95 m (IEC IIA)
V90-2.0 MW	80 m, 95 m, 105 m and 125 m (IEC IIIA)
V90-2.0 MW	95 m, 105 m and 125 m (DIBt II)
BLADE DIMENSIONS	
Length	44 m
Max. chord	3.5 m
NACELLE DIMENSIONS	
Height for transport	4 m
Height installed (incl. CoolerTop*)	5.4 m
Length	10.4 m
Width	3.4 m
HUB DIMENSIONS	
Max. diameter	3.3 m
Max. width	4 m
Length	4.2 m
Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Anexo 2: Especificación técnica aerogenerador.

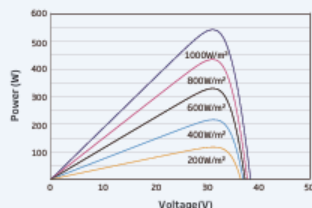
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(545W)



P-V CURVES OF PV MODULE(545W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-Pmax (Wp)*	530	535	540	545	550	555
Power Tolerance-Pmax (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	30.8	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Maximum Power Current-Imp (A)	17.21	17.28	17.33	17.37	17.40	17.45
Open Circuit Voltage-Voc (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Short Circuit Current-Isc (A)	18.31	18.36	18.41	18.47	18.52	18.56
Module Efficiency _{STC} (%)	20.3	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±2%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-Pmp (Wp)	401	405	409	413	417	420
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	28.6	28.8	29.0	29.2	29.3	29.5
Maximum Power Current-Imp (A)	14.01	14.06	14.10	14.15	14.19	14.23
Open Circuit Voltage-Voc (V)	35.0	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9
Short Circuit Current-Isc (A)	14.76	14.80	14.84	14.88	14.92	14.96

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	110 cells
Module Dimensions	2384×1096×35 mm (93.86×43.15×1.38 inches)
Weight	28.6 kg (63.1 lb)
Glass	3.2mm (0.13 inches), High Transmittance, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specific connectors.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal operating cell temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 620 pieces

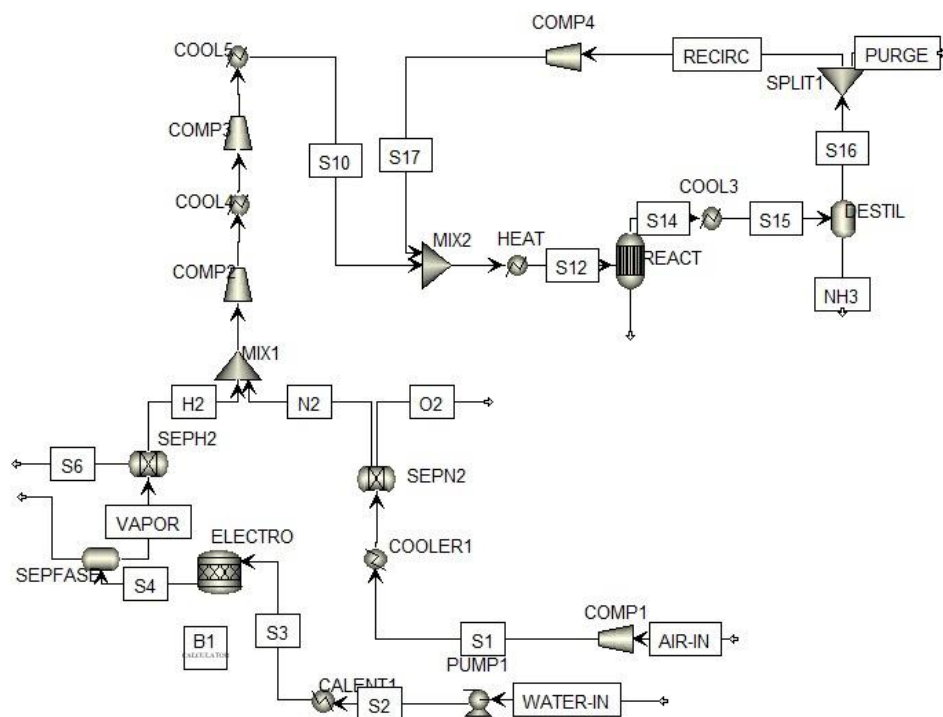
Anexo 3: Especificación técnica panel solar.

Corriente de alimentación proceso Haber Bosch		
Para el proceso de Haber Bosch es necesario suministrar hidrógeno(H ₂) y nitrógeno (N ₂)		
Teóricamente se necesita una proporción molar 3:1 de hidrógeno y nitrógeno respectivamente		
Parametros de la corriente de alimentación FEED (ASPEN PLUS)		
Fase	Vapor	
Temperatura [°C]	9,965	Dato razonable para una etapa previa a compresión
Presión [bar]	1	Dato razonable para una etapa previa a compresión
Flujo molar [kmol/hr]	31,5402	
Fracción molar	1	
H ₂	0,743938	
N ₂	0,256062	
Proporción	2,90530418	Cercano al dato teórico
Flujo másico mezcla [kg/hr]	273,545	
Flujo másico H ₂ [kg/hr]	47,3005	
Flujo másico N ₂ [kg/hr]	226,244	

Anexo 4: Corriente de alimentación Haber - Bosch.

Reactor Haber-Bosch (REACT)		
Para el caso del reactor del proceso de Haber Bosch se tienen los siguientes parámetros		
Parametro	Valor	Comentario
Tipo	Requil	Dentro de los tipos de reactores de Aspen Plus, este representa una reacción química en estado de equilibrio
Presión [bar]	250	Parametro de funcionamiento típico
Temperatura [°C]	350	Temperatura que favorece el estado de equilibrio de la reacción hacia los productos. En la literatura se establece temperaturas superiores de 400[°C] hacia arriba, para cinéticas de reacción mas rápidas, lo cual afecta el estado de equilibrio de la reacción.
Entrada de H2 [Kg/hr]	59,08	
Entrada de N2 [Kg/hr]	306,18	
Entrada de NH3 [Kg/hr]	17,08	
Proporción molar H2:N2	2,68183791	El valor de la proporción disminuyó debido a la corriente de recirculación

Anexo 5: Parametros Reactor Haber - Bosch.



Anexo 6: Esquema completo ASPEN PLUS planta de amoníaco verde.

Corriente	Flujo Molar [kmol/h]	Flujo másico [kg/h]	Temperatura [°C]	Presión [bar]	Entalpía específica [kJ/kg]
AIR-IN	10,35	300	25	1	-13,86
WATER-IN	42,33	1000,5	25	1	-13142,6
S1	10,35	300	227,61	5	191,67
S2	42,34	1000,5	25,38	30	-13139,8
S3	42,34	1000,5	80	30	-12978,3
S4	54,072	1000,5	80	30	-6300,69
S5	10,35	300	30	5	-9,9
N2	8,076	226,244	30	1	4,94
O2	2,28	73,76	30	5	-52,18
LIQ	18,54	571,67	2,98	1	-10843,1
VAPOR	35,54	428,83	2,99	1	-245,27
H2	23,46	47,3	2,99	1	-313,076
S6	12,07	381,53	2,99	1	-270,43
FEED	31,54	273,545	9,96	1	-50,05
S7	31,54	273,545	549,42	30	1788,95
S8	31,54	273,545	40	30	49,2694
S9	31,54	273,545	345,45	250	1122,78
S10	31,54	273,545	250	250	792,51
S11	41,25	382,473	206,9	250	480,61
S12	41,25	382,473	347	250	941,84
S14	26,657	382,473	350	250	-1135,05
S15	26,657	382,473	25	150	-2666,9
S16	12,14	136,15	25	150	-455,025
NH3	14,517	246,323	25	150	-3889,46
PURGE	2,428	27,23	25	150	-455,025
RECIRC	9,712	108,928	25	150	-455,007
S17	9,712	108,928	79,026	250	-302,639

Anexo 7: Corrientes modelo ASPEN PLUS planta de amoníaco verde.

Main Flowsheet × PRODSUT - Results × U-1 (UTILITY) - Results × PRODSUT - Results Summary - Plot × +						
Results State Variables Status						
	Block ID	Block type	Duty	Usage	Cost	CO2 emission rate
			cal/sec	kW	\$/hr	kg/hr
▶	PUMP1	PUMP	506,891	2,12225	0,164474	0,736215
▶	COMP1	COMPR	9625,54	40,3002	3,12327	13,9803
▶	ELECTRO	RSTOIC	886294	3710,74	287,582	1287,27
▶	COMP4	COMPR	2936,68	12,2953	0,952884	4,26527
▶	COMP2	COMPR	88985	372,562	28,8736	129,243

Anexo 8: Utilidades energéticas componentes principales planta de amoníaco Haber-Bosch ASPEN PLUS.

Bibliografía:

- [1] J. Armijo y C. Philibert, “Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina”, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, n° 3, pp. 1541–1558, ene. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.028.
- [2] S. Mingolla y L. Rosa, “Techno-economic feasibility of centralized and decentralized ammonia production in the United States”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 226, ene. 2026, doi: 10.1016/j.rser.2025.116486.
- [3] E. Spatolisano y L. A. Pellegrini, “Haber-Bosch process intensification: A first step towards small-scale distributed ammonia production”, *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 195, pp. 651–661, jul. 2023, doi: 10.1016/j.cherd.2023.06.031.
- [4] J. Fuster, Y. Arteaga, y R. Farías, *Industria del Amoníaco: estado actual y oportunidades para la descarbonización*. Ministerio de energía, 2022. [En línea]. Disponible en: www.energia.gob.cl
- [5] A. Yapicioglu y I. Dincer, “A review on clean ammonia as a potential fuel for power generators”, 1 de abril de 2019, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2018.12.023.
- [6] S. Shiva Kumar y H. Lim, “An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production”, 1 de noviembre de 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.egyr.2022.10.127.
- [7] IRENA, *Accelerating hydrogen deployment in the G7 : recommendations for the Hydrogen action pact*. International Renewable Energy Agency, 2022.
- [8] M. Taniguchi, H. Asaoka, y T. Ayuhara, “Energy Saving Air-Separation Plant Based on Exergy Analysis Masaaki TANIGUCHI * 1 , Hitoshi ASAOKA * 1 , Toshiyuki AYUHARA * 1 * 1”, 2015.

- [9] Atlas Copco., “Generadores de nitrógeno con tecnología PSA: qué es y cómo funciona.”, <https://www.atlascopco.com/es-es/compressors/air-compressor-blog/generadores-nitrogeno-psa>.
- [10] B. Adhikari, C. J. Orme, J. R. Klaehn, y F. F. Stewart, “Technoeconomic analysis of oxygen-nitrogen separation for oxygen enrichment using membranes”, *Sep. Purif. Technol.*, vol. 268, ago. 2021, doi: 10.1016/j.seppur.2021.118703.
- [11] R. Buczyński, M. Tokarski, E. Brodawka-Rożdżyńska, y M. Bałys, “Low-gradient combustion of ammonia–methane blend using waste oxygen-enriched air from Pressure swing adsorption nitrogen unit”, *Fuel*, vol. 419, p. 138735, sep. 2026, doi: 10.1016/j.fuel.2026.138735.
- [12] C. Santana, *Energías Renovables en Chile*. Proyecto Estrategia de Expansión de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados (MINENERGIA / GIZ), 2014. [En línea]. Disponible en: www.minenergia.cl
- [13] S. U. Batgi y I. Dincer, “Design and analysis of a floating photovoltaic based integrated energy system with ammonia production”, *Appl. Therm. Eng.*, vol. 252, sep. 2024, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2024.123676.
- [14] D. Frattini, G. Cinti, G. Bidini, U. Desideri, R. Cioffi, y E. Jannelli, “A system approach in energy evaluation of different renewable energies sources integration in ammonia production plants”, *Renew. Energy*, vol. 99, pp. 472–482, dic. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.07.040.
- [15] M. Correa, C. Barriá, y B. Maluenda, “Chile, fuente energética para un planeta cero emisiones HIDRÓGENO VERDE”, 2020.
- [16] A. M. Monje, F. Martínez, y G. Fotovoltaica, “Modelo de Generación Fotovoltaica”, 2017.
- [17] NREL, “Weather File Formats. User Documentation. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Golden, CO, USA, 2025.”, https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/sam-help-2025-4-16.pdf.
- [18] P. Por, M. Ibarra, R. P. Víctor, H. Diseño, y P. Gajardo, “Explorador Eólico 2018 Descripción y Guía de Uso”, 2018.
- [19] E. Taibi, H. Blanco, R. Miranda, y M. Carmo, *GREEN HYDROGEN COST REDUCTION SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL H 2 O 2*. IRENA, 2020. [En línea]. Disponible en: www.irena.org/publications
- [20] D. Ayres, *RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2023 COSTES DE GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN 2023*. IRENA, 2024. [En línea]. Disponible en: www.irena.org
- [21] W. Cole, V. Ramasamy, y M. Turan, “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update”, 2025. [En línea]. Disponible en: www.nrel.gov/publications.

- [22] G. Song *et al.*, “Techno-economic and life cycle greenhouse gas assessment of green ammonia produced by low-pressure Haber-Bosch process”, *Energy Nexus*, vol. 17, mar. 2025, doi: 10.1016/j.nexus.2025.100379.
- [23] J. Taboada, T. Stetter, P. Bettin and S. Shipley, *Solar NH₃-Pool Chile: Conceptos para el desarrollo de un parque industrial sostenible de hidrógeno/amoniaco verde en la región de Antofagasta (Chile)*. Santiago, Chile: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Apr. 2024.
- [24] J. W. Rosbo, A. D. Jensen, S. Skogestad, J. B. Jørgensen, and J. K. Huusom, “Optimisation and robust control of a load-flexible Haber–Bosch ammonia synthesis loop,” *Computers & Chemical Engineering*, vol. 210, Art. no. 109614, 2026, doi: 10.1016/j.compchemeng.2026.109614.
- [25] S. A. Al-Mufachi *et al.*, “Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen generation in Australia,” *iScience*, vol. 24, no. 6, Art. no. 102539, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.isci.2021.102539.
- [26] M. Mersch, N. Sunny, R. Dejan, A. Y. Ku, G. Wilson, S. O’Reilly, G. Soloveichik, J. Wyatt, and N. Mac Dowell, “A comparative techno-economic assessment of blue, green, and hybrid ammonia production in the United States,” *Sustainable Energy & Fuels*, vol. 8, pp. 1495–1508, 2024, doi: 10.1039/D3SE01421E.
- [27] T. Stehly and P. Duffy, *2020 Cost of Wind Energy Review*. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5000-81209, 2021, doi: 10.2172/1838135.
- [28] National Renewable Energy Laboratory, *2019 Annual Technology Baseline*. Golden, CO, USA: NREL, 2019.
- [29] L. McNeil, N. Bamber, and N. Pelletier, “Cost, techno-economic feasibility and environmental impact mitigation potential of green ammonia fertilizer manufacturing and use in agriculture: A systematic review,” *Cleaner Environmental Systems*, vol. 21, Art. no. 100452, Jun. 2026, doi: 10.1016/j.cesys.2026.100452.
- [30] J. Kotowicz, O. Baszczęńska, and K. Niesporek, “Cost of Green Hydrogen,” *Energies*, vol. 17, no. 18, Art. no. 4651, Sep. 2024, doi: 10.3390/en17184651.
- [31] Enel Chile S.A., *Enel Chile – Corporate Presentation*, Santiago, Chile, May 2026. Available: Enel Chile, Investor Relations.
- [32] S&P Global Commodity Insights, “Platts updates capex figures used in its hydrogen cost calculations,” *S&P Global*, Mar. 1, 2024. [Online]. Available: [S&P Global – Platts CAPEX figures](#).
- [33] “Comparative techno-economic and life cycle greenhouse gas assessment of ammonia production from thermal decomposition of methane and steam methane reforming technologies,” *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022. [Online]. Available: [ScienceDirect article](#).

