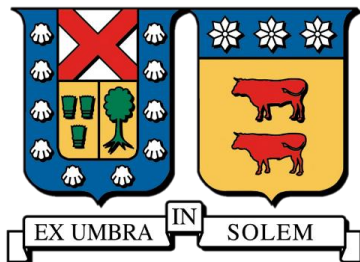


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL
VALPARAISO-CHILE



**Análisis de ciclo de vida comparativo de la
producción de hidrógeno verde en Chile:
energía eólica en Magallanes vs energía solar
fotovoltaica en Antofagasta, basado en el
proyecto HNH Energy**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL AMBIENTAL

VICTORIA BELÉN CERDA ALISTE

PROFESOR GUÍA: DR. ADRIÁN ORTIZ

CORREFERENTE: ROBERTO MEZA

VALPARAÍSO, MARZO – 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: Análisis de ciclo de vida comparativo de la producción de hidrógeno verde en Chile: energía eólica en Magallanes vs energía solar fotovoltaica en Antofagasta, basado en el proyecto HNH Energy

Nombre del candidato(a): Victoria Belén Cerda Aliste

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Ambiental

Campus: Casa Central Departamento: DIOA

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

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

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

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

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: 13-04-2026

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 13-04-2026

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.

“Hay que iluminar la oscuridad”

Agradecimientos

Antes que nada, quiero dedicar este logro a mis padres. No tengo dudas, de que sin sus enseñanzas y educación no sería la persona que soy hoy en día, agradezco enormemente los valores y principios que inculcaron en mí, y agradezco que siempre me hayan hecho aspirar más allá de mis metas y a siempre darlo todo a pesar de las adversidades, soy tan fuerte porque me criaron ustedes. Son mi lugar seguro, y con ustedes siempre siento que aflora mi niña interior. No creo que las palabras sean suficientes para transmitir lo mucho que los amo y lo agradecida que estoy. Además, quiero agradecer a mi familia, a mi hermano Pedro, tía Caro, tío Leo, tía Isis, tío Juan, mi abuela, mis primos JP y en especial a Paula, que ha sido como una hermana para mí, a todos quienes desde pequeña me vieron crecer y me han acompañado en las diferentes etapas de mi vida, en mis diferentes versiones.

También quisiera agradecer a mis amigos, primero a mis kerus, Niss, Leito, Nikin, Pablito, quienes fueron mi burbuja, mi lugar seguro y feliz dentro del caos de la u. Son y siempre serán mi segunda familia, con quienes pude compartir momentos muy lindos y otros no tan lindos, para los cuales fueron mi hombro en el cual llorar, son lo mejor que me dio la universidad, los amo. En especial quiero agradecer a mi inseparable Nikin, con quien pase muchas horas dentro de la u y que hizo de muchos papeles, compañero de trabajos (todos), compañero de metro, amigo, confidente, definitivamente una parte importante de mi vida, agradezco tu paciencia, tu apoyo y enorme cariño. Además, quiero agradecer enormemente a mis amigos ambientalitos y químicos, en específico a Belén, Tami, Trini, Pancho, Toño y Cris; personas increíbles con hermosos principios y valores, con quienes compartí muchas bonitas y graciosas experiencias tanto dentro como fuera de la u, me hicieron disfrutar de esta etapa, haciéndome dar cuenta, que, hasta ahora, ha sido una de las más bonitas que me ha tocado vivir. No me imagino como hubiera sido este viaje universitario sin ustedes, los quiero un montón.

Por último, pero no menos importante, quiero agradecer al profesor Adrián por su apoyo y confianza para ejecutar este tema de memoria que le propuse, y sobre todo, agradecer a Roberto Meza y Javier Cuadra, quienes me guiaron y orientaron durante el desarrollo de este trabajo, sin ellos, hubiera sido mucho más complejo el desarrollo de este trabajo.

Resumen

En el presente estudio se evalúa y comparan los impactos ambientales asociados a la producción de hidrógeno verde purificado mediante electrólisis alcalina en Chile, utilizando la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV). Se define como impacto el valor que toman las categorías de impacto ambiental, en este caso se evalúan diez: calentamiento global (GW), formación de ozono - salud humana (OFHH), formación de ozono - ecosistemas terrestres (OFTE), acidificación terrestre (TA), eutrofización de agua dulce (FEU), eutrofización marina (MEU), uso de suelo (LU), escasez de recursos minerales (MRC), escasez de recursos fósiles (FRS) y consumo de agua (WC). El sistema se modela con un enfoque de la cuna a la puerta, considerando una unidad funcional de 1 kg de H₂ purificado, integrando las siguientes etapas de la cadena de valor del hidrógeno verde: generación de energía renovable, suministro de agua, electrólisis alcalina y purificación. Se construye un inventario basado en documentación del proyecto HNH Energy, complementado con fuentes bibliográficas y procesos de fondo de Ecoinvent v3.11, e implementado en OpenLCA versión 2.5. El objetivo es contrastar dos configuraciones territoriales de suministro eléctrico: Caso 1 de energía eólica en la Región de Magallanes y Caso 2 de energía solar fotovoltaica (FV) en la Región de Antofagasta.

A partir de los resultados obtenidos se determina que, para ambos casos, el desempeño ambiental se encuentra dominado por la etapa de generación de energía renovable. En el Caso 1, la etapa de generación de energía eólica domina la mayoría de las categorías de impacto evaluadas (60-77%), mientras que en el Caso 2 de generación solar presenta una dominancia significativamente mayor (70-98%). A su vez, el sistema de almacenamiento de energía BESS y la electrólisis alcalina mantienen una contribución secundaria, la cual aparece relativamente más alta para el caso eólico; en cambio, en el caso solar FV, su contribución porcentual se diluye. Al comparar ambos escenarios, los resultados permiten concluir que el Caso eólico presenta un desempeño ambiental globalmente más favorable que el Caso solar FV para todas las categorías evaluadas. En particular, el caso solar muestra un perfil más exigente en categorías sensibles a requerimientos de infraestructura y recursos, como GW y de forma más crítica, LU y WC, donde el escenario solar presenta valores superiores.

Índice General

1. Introducción.....	1
1.1. Objetivo General.....	7
1.2. Objetivos Específicos	7
1.3. Estado del Arte	7
1.4. Motivación de estudio	9
2. Antecedentes Generales.....	11
2.1. Propiedades del hidrógeno	11
2.1.1. Rol del hidrógeno como vector energético.....	11
2.2. Cadena de valor del hidrógeno verde	12
2.2.1. Generación de energía renovable	12
2.2.2. Proceso de producción del hidrógeno.....	17
2.2.3. Subprocesos y obras complementarias	19
2.2.4. Acondicionamiento y almacenamiento del hidrogeno.....	20
2.2.5. Reconversión	21
2.2.6. Transporte y distribución.....	21
2.3. Proyectos de hidrógeno verde en Chile.....	22
2.3.1. Proyectos en la zona norte	23
2.3.2. Proyectos en la zona central	24
2.3.3. Proyectos en la zona sur	24
3. Metodología.....	27
3.1. Análisis de Ciclo de Vida.....	27
3.1.1. Definición de objetivo y alcance	27
3.1.2. Análisis del inventario del ciclo de vida (ICV)	28
3.1.3. Evaluación del Impacto del Ciclo de Vida (EICV)	28

3.1.4. Interpretación.....	28
4. Descripción Proyecto HNH Energy	28
5. Objetivos y Análisis de Ciclo de Vida	30
5.1. Objetivos.....	30
5.2. Alcance	30
5.2.1. Límites de los sistemas de estudio.....	32
5.2.2. Unidad funcional	33
5.2.3. Supuestos y exclusiones	33
5.2.4. Definición de casos de estudio	34
5.2.5. Caso de Sensibilidad.....	35
6. Análisis de Inventario	36
6.1. Recopilación y uso de datos	36
6.2. Inventario de etapas de la cadena de valor de hidrógeno	39
6.2.1. Generación de energía renovable	40
6.2.2. Suministro de agua	44
6.2.3. Electrólisis	48
6.2.4. Purificación.....	50
7. Evaluación de Impactos.....	53
7.1. Categorías de impacto	53
7.2. Resultados casos de estudio.....	54
7.3. Resultados Análisis de Sensibilidad	58
8. Interpretación y análisis de Resultados	60
8.1. Análisis resultados Caso 1 y Caso 2	60
8.1.1. Generación de energía eólica.....	60
8.1.2. Generación de energía solar	63

8.1.3. Sistema de almacenamiento BESS	66
8.1.4. Suministro de agua	70
8.1.5. Electrólisis	76
8.1.6. Purificación.....	82
8.2. Análisis de Sensibilidad.....	88
8.3. Discusión comparativa de desempeño ambiental: Caso eólico vs. Caso solar FV ...	90
8.4. Oportunidades de mejora para ambos casos.....	94
8.5. Comparación de resultados con literatura	94
8.6. Matriz de incertidumbre	99
9. Limitaciones	102
10. Conclusiones.....	104
Referencias	107
Apéndice.....	114
Anexo A: Datos complementarios Análisis de Inventario	114
1. Generación de energía renovable	114
1.1. Generación de energía eólica.....	114
1.2. Generación de energía solar.....	116
1.3. Sistema de almacenamiento de energía de baterías (BESS).....	117
2. Suministro de agua	120
2.1. Desalación	120
2.2. Desmineralización	123
3. Electrólisis	125
4. Purificación.....	130
Anexo B: Información complementaria inventario de equipos	132

Índice de Figuras

Figura 1.1. Gráfico de las emisiones de gases de efecto invernadero por sectores a nivel mundial año 2024.	2
Figura 1.2. Matriz de generación eléctrica en Chile en el año 2024.	3
Figura 1.3. Participación ERNC histórica a septiembre del 2025.	4
Figura 1.4. Esquema del potencial de descarbonización del hidrógeno verde.	5
Figura 2.1. Diagrama de la cadena de valor del hidrógeno verde.	12
Figura 2.2. Componentes de un aerogenerador	14
Figura 2.3. Estructura de la Celda Fotovoltaica	15
Figura 2.4. Tipos de electrolizadores.....	18
Figura 3.1. Diagrama simplificado de las etapas de ACV.	27
Figura 5.1. Esquema simplificado del sistema del Caso 1	32
Figura 5.2. Esquema simplificado del sistema del Caso 2	33
Figura 6.1. Diagrama de flujo de la unidad de electrólisis.	49
Figura 6.2. Diagrama de flujo de la unidad de purificación.	51
Figura 7.1. Perfil Ambiental por etapas Caso 1.....	57
Figura 7.2. Perfil Ambiental por etapas Caso 2.....	57
Figura 8.1. Impactos directos de la Construcción y Operación de la etapa de Generación de energía eólica.	61
Figura 8.2. Impactos de la Construcción de la etapa de Generación de energía eólica.....	62
Figura 8.3. Impactos directos de la Construcción y Operación de la etapa de Generación de energía solar.	64
Figura 8.4. Impactos de la Construcción de la etapa de generación de energía solar	65
Figura 8.5. Impactos directos de la Construcción y Operación del Sistema BESS para el Caso 1 y Caso 2	68
Figura 8.6. Impactos Construcción Sistema BESS.....	69
Figura 8.7. Impactos directos de la Construcción y Operación de la etapa de Suministro de Agua para el Caso 1 y Caso 2.....	72
Figura 8.8. Impactos directos de la Construcción y Operación de la Desalación y Desmineralización para el Caso 1 y Caso 2	72

Figura 8.9. Impactos directos de Operación de la etapa de Suministro de Agua	74
Figura 8.10. Impactos directos de la Construcción y Operación de la etapa de Electrólisis para el Caso 1 y Caso 2	77
Figura 8.11. Impactos de la Construcción de la etapa de Electrólisis.	78
Figura 8.12. Impactos totales de la Operación de la etapa de Electrólisis	80
Figura 8.13. Impactos directos de la Construcción y Operación de la etapa de Purificación para el Caso 1 y Caso 2	83
Figura 8.14. Impactos directos de Operación de la Unidad de Purificación	84
Figura 8.15. Impactos totales de Operación de la Unidad de Purificación	86
Figura 8.16. Impactos de la Construcción de la etapa de Purificación.....	87
Figura 8.17. Incremento relativo de los indicadores de impacto ambiental en los escenarios de sensibilidad para el Caso 1 y Caso 2.....	88
Figura 8.18. Perfil Ambiental Caso 1 por fases para cada etapa	90
Figura 8.19. Perfil Ambiental Caso 2 por fases para cada etapa	91

Índice de Tablas

Tabla 2.1. Propiedades clave del Hidrógeno y otros combustibles	11
Tabla 2.2. Distribución de proyectos de hidrógeno verde a lo largo de Chile.....	22
Tabla 4.1. Detalle de instalaciones de la planta de procesos por fases constructivas.....	29
Tabla 4.2. Producción máxima y estimada de hidrogeno verde	29
Tabla 6.1. Valores de vida útil y factor de reposición para los equipos y componentes del proyecto	37
Tabla 6.2. Ítems de Construcción de planta para cada etapa seleccionada.....	38
Tabla 6.3. Características de los Aerogeneradores	40
Tabla 6.4. Flujos de operación etapa de desalación.....	45
Tabla 6.6. Inventario de la etapa de desalación para la fase de operación por unidad funcional.....	46
Tabla 6.7. Flujos de operación etapa de desmineralización	47
Tabla 6.8. Inventario de la etapa de desmineralización para la fase de operación por unidad funcional.....	48
Tabla 6.9. Detalle del Balance Total de las Unidades de Electrólisis.....	49
Tabla 6.10. Producción estimada de hidrógeno del proyecto en diferentes escalas temporales.....	50
Tabla 6.11. Inventario de la Unidad de Electrólisis para la fase de operación por unidad funcional.....	50
Tabla 6.12. Detalle del Balance Total de las Unidad de Purificación.....	52
Tabla 6.13. Inventario de la Unidad de Purificación para la fase de operación por unidad funcional.....	52
Tabla 7.1. Impactos directos de cada etapa por kg H_2 purificado, Caso 1.....	55
Tabla 7.2. Impactos directos de cada etapa por kg H_2 purificado, Caso 2.....	56
Tabla 7.3. Resultados del análisis de sensibilidad para el Caso 1 (Eólico) considerando un aumento del 30% en el consumo energético	58
Tabla 7.4. Resultados del análisis de sensibilidad para el Caso 2 (Solar FV) considerando un aumento del 30% en el consumo energético	59

Tabla 8.1. Contribución de la etapa de Generación de energía eólica en las categorías de impacto	60
Tabla 8.2. Desglose Impacto directo de la etapa de Generación de energía eólica por fases, por kg H_2 purificado	60
Tabla 8.3. Contribución de la generación energía solar en las categorías de impacto	63
Tabla 8.4. Desglose Impacto directo de etapa de generación de energía solar por fases, por kg H_2 purificado.....	64
Tabla 8.5. Contribución del Sistema de almacenamiento BESS en las categorías de impacto para el Caso 1 y Caso 2	66
Tabla 8.6. Desglose Impacto directo del Sistema BESS por fases, por kg H_2 purificado. ..	67
Tabla 8.7. Contribución de la Planta de Suministro de Agua en las categorías de impacto para el Caso 1 y Caso 2	71
Tabla 8.8. Desglose Impacto directo de la etapa de Suministro de agua por fases, por kg H_2 purificado.....	71
Tabla 8.9. Contribución de la etapa de Electrólisis en las categorías de impacto para el Caso 1 y Caso 2.	76
Tabla 8.10. Desglose Impacto directo de la etapa de Electrólisis por fases, por kg H_2 purificado.....	76
Tabla 8.11. Contribución de la etapa de Purificación en las categorías de impacto.	82
Tabla 8.12. Desglose Impacto directo de la etapa de Purificación por fases, por kg H_2 purificado.....	82
Tabla 8.13. Comparación entre resultados obtenidos y literatura de referencia para el Caso 1.	95
Tabla 8.14. Comparación entre resultados obtenidos y literatura de referencia para el Caso 2.	96
Tabla 8.15. Matriz de Pedigree	100
Tabla A.1. Inventario de materiales para un aerogenerador con potencia nominal de 8 MW	115
Tabla A.2. Consumo energético total y por etapa.....	117
Tabla A.3. Inventario para la manufactura de celdas electroquímicas LFP.	118

Tabla A.4. Inventario de materiales y procesos para el Balance de Sistema y componentes auxiliares del BESS.	119
Tabla A.5. Inventario de flujos operacionales de carga y descarga eléctrica del BESS.	119
Tabla A.6. Inventario de componentes y equipos adicionales para la planta de desalinización de Ecoinvent, normalizado a la Unidad funcional.....	121
Tabla A.7. Inventario de los flujos operacionales del proceso de Osmosis Inversa.	122
Tabla A.8. Inventario de los químicos de Pretratamiento.....	123
Tabla A.9. Inventario de los químicos de limpieza CEB y CIP.....	123
Tabla A.10. Químicos de Neutralización.....	123
Tabla A.11. Inventario de Construcción de la planta de desmineralización, normalizado a la Unidad funcional	124
Tabla A.12. Inventario de los flujos operacionales del proceso de Desmineralización CEDI.	125
Tabla A.13. Inventario de materiales para la fabricación de 1 m ² de celda de un electrolizador alcalino (AEC).....	126
Tabla A.14. Parámetros de diseño de la celda electrolítica	126
Tabla A.15. Inventario de materiales para la fabricación de un electrolizador alcalino de 20 MW.....	127
Tabla A.16. Inventario de Construcción Unidad de Electrólisis, normalizado a la unidad funcional.....	128
Tabla A.17. Inventario de Construcción Unidad de Electrólisis, normalizado a la unidad funcional.....	128
Tabla A.18. Inventario de Construcción Unidad de Purificación, normalizado a la unidad funcional.....	131
Tabla B.1. Fuentes bibliográficas para elaboración de inventario de equipos de proceso.	132

1. Introducción

Actualmente el planeta atraviesa una crisis climática crítica, impulsada por un desarrollo industrial y social de carácter antropocéntrico que se ha mantenido por años desde la Revolución Industrial. Bajo este enfoque, las actividades humanas como la deforestación, la agricultura intensiva, pero sobre todo la quema intensiva de combustibles fósiles, han provocado un aumento significativo en las concentraciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), como el dióxido de carbono, metano y dióxido de nitrógeno, los cuales al acumularse en la atmósfera, retienen la radiación térmica, provocando el incremento de la temperatura global y acelerando el cambio climático (Naciones Unidas). Por esta razón, resulta necesario cambiar el enfoque de producción y desarrollo, hacia uno más sostenible en el tiempo, con el fin de disminuir las emisiones de GEI a la atmósfera. Como se puede observar en la Figura 1.1, a nivel mundial uno de los principales sectores económicos que contribuye a las emisiones de estos gases es el energético (incluyendo generación de electricidad y calor) con un 26%, seguido por el de transportes con un 15%, junto con el industrial (11%) y la producción de combustibles (10%). Otros contribuyentes relevantes incluyen la agricultura (11%) y los procesos industriales (9%). Estos datos destacan la variedad de fuentes de emisión existentes, que deben ser abordadas en pro de mitigar el cambio climático de forma efectiva.

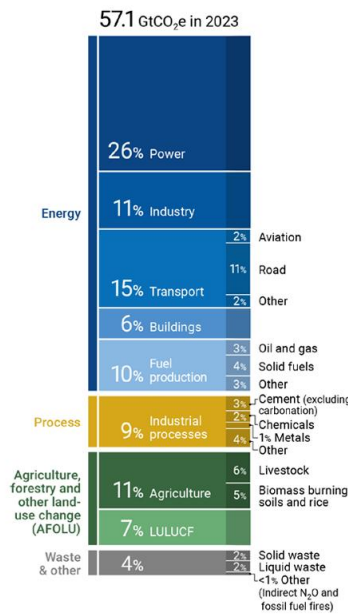


Figura 1.1. Gráfico de las emisiones de gases de efecto invernadero por sectores a nivel mundial año 2023. Obtenido de (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, 2024).

Debido a que la mayor parte de las emisiones proviene de este sector, principalmente por el uso de combustibles fósiles, la transición energética hacia fuentes de energía más ecológicas y libres de emisiones de carbono se erige hoy en día como uno de los enfoques prioritarios para resolver los retos globales a los que se enfrenta actualmente el mundo. Por ello, hoy son numerosos los países que se encuentran en proceso de descarbonización de su matriz energética, siendo Chile uno de ellos. En la Figura 1.2 se presenta la participación de la generación bruta anual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por tecnología para el período 2014–2024, donde se observa una transformación progresiva de la matriz eléctrica chilena. A lo largo de los años, la generación ha mantenido una composición diversa, en la que coexisten fuentes convencionales, como la hidroelectricidad, el carbón y el gas natural, con tecnologías renovables no convencionales. Sin embargo, el rasgo más destacado del período es la disminución sostenida de la participación del carbón, que pasa de representar una fracción dominante de la generación en 2014 a valores considerablemente menores hacia 2024, lo que refleja el avance del proceso de descarbonización del sistema. Simultáneamente, se aprecia un aumento significativo de la participación de las energías renovables no convencionales (ERNC), especialmente de la energía solar y la eólica. En particular, la generación solar muestra el crecimiento más marcado, pasando desde una contribución prácticamente marginal al inicio del período, a una participación relevante hacia los últimos años, mientras que la energía eólica también incrementa su presencia de forma sostenida. Por su parte, la hidroelectricidad continúa siendo una de las principales fuentes de generación del SEN, aunque con variaciones interanuales, y el gas natural mantiene una participación importante como fuente de respaldo dentro de la matriz. En consecuencia, estos cambios evidencian una transición gradual hacia una matriz eléctrica más diversificada y con mayor presencia de tecnologías bajas en carbono, aunque todavía persiste una participación relevante de fuentes fósiles, lo que pone de manifiesto la necesidad de continuar impulsando proyectos de energías limpias en el país.

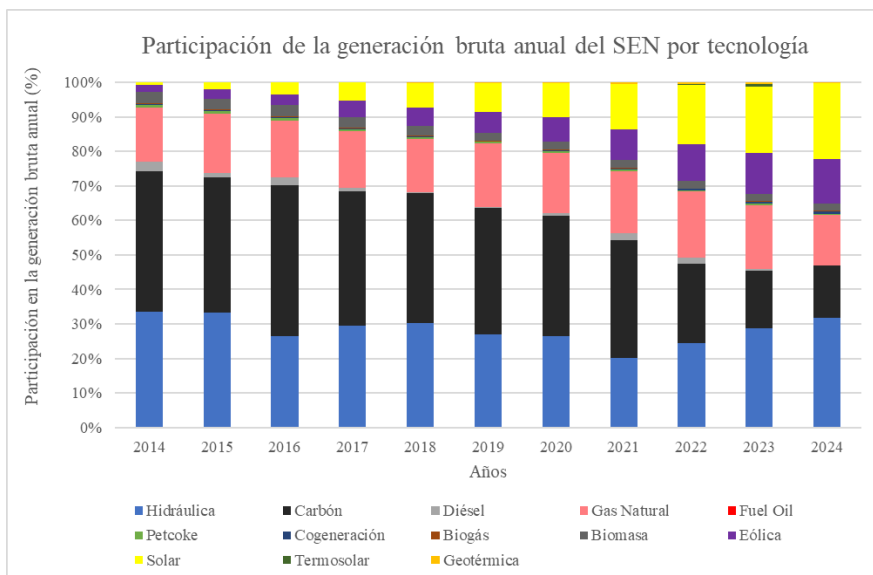


Figura 1.2. Gráfico Participación de la generación bruta anual del SEN por tecnología. Obtenido de (Coordinador Eléctrico Nacional, 2025).

A pesar de ello, Chile se ha posicionado como un líder en América Latina en el desarrollo de Energías renovables no convencionales, ya que su matriz eléctrica a nivel nacional se ha descarbonizado más rápido de lo previsto. Como se puede observar en la Figura 1.3, la participación de las energías renovables no convencionales en la generación bruta anual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha experimentado un crecimiento sostenido durante el período 2014–2024. En efecto, su aporte aumenta desde valores cercanos al 7% al inicio del período hasta aproximadamente un 40% en 2024, muy por encima del 16,9% que exigía la ley para ese año, lo que presenta un escenario ideal para el despliegue de nuevas tecnologías como el hidrógeno verde (ACERA, 2025).

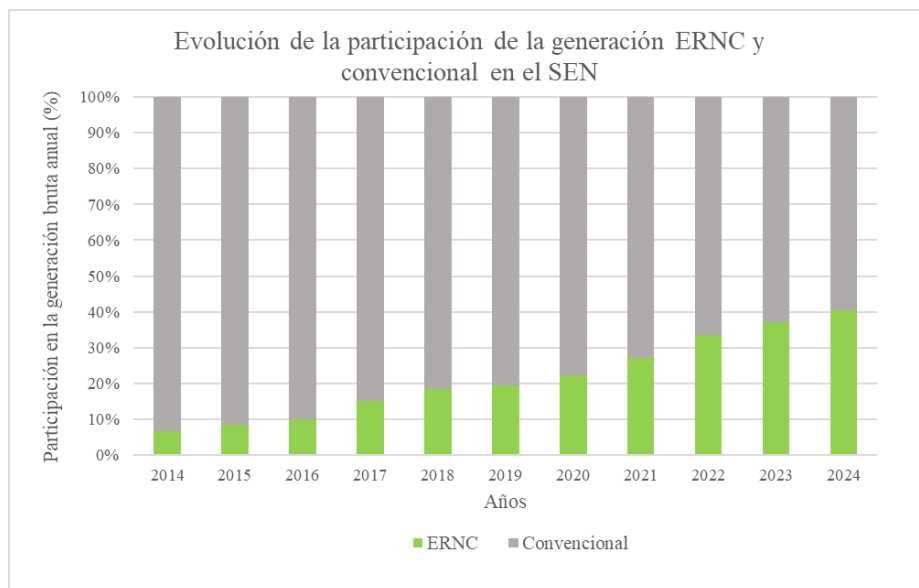


Figura 1.3. Evolución de la participación de la generación ERNC y convencional en el SEN. Obtenido de (Coordinador Eléctrico Nacional, 2025).

Este progreso acelerado demuestra el compromiso que posee el país con la transformación de su matriz, que se manifiesta a través de la regulación nacional, que facilitó e incentivó el desarrollo de estas fuentes renovables por sobre las energías convencionales, como el carbón y el gas natural, como lo demuestra su compromiso de alcanzar un 70% de participación de energías renovables en su matriz para 2050 (Ministerio de Energía, 2015).

Sin embargo, a pesar de este logro, aún quedan desafíos a enfrentar para alcanzar una descarbonización profunda de la matriz energética. De acuerdo con lo estipulado en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, existen sectores que resultan más difíciles de descarbonizar, ya que su electrificación directa es limitada o técnicamente compleja, lo que representa una barrera para alcanzar la transición energética. En respuesta a esta problemática, se ha impulsado el desarrollo de nuevas tecnologías a modo de generar vectores energéticos competitivos mediante el uso de electricidad producida a partir de energías renovables. En este contexto, el hidrógeno verde resulta ser una solución clave, ya que permitiría la descarbonización de esos sectores más difíciles de electrificar y por ende mitigar directamente, como las industrias de la minería, del transporte pesado (marítimo y aéreo), de insumos químicos (como del amoniaco o el metanol) e incluso del almacenamiento energético de larga duración, como se puede ver en la Figura 1.4 (Ministerio de Energía, 2020).



Figura 1.4. Esquema del potencial de descarbonización del hidrógeno verde. Obtenido de (Ministerio de Energía, 2020).

Es más, la misma estrategia plantea que Chile se posiciona como un país con condiciones naturales excepcionalmente favorables para la producción de hidrógeno verde de manera competitiva, puesto que posee dos ventajas territoriales que son clave: la radiación solar extremadamente alta en el norte y los fuertes vientos constantes en el sur, lo queda demostrado a raíz del incremento acelerado de la generación de las ERNC. En particular, tanto la Región de Atacama como la de Magallanes poseen el potencial para alcanzar hacia 2030, uno de los Costos Nivelados de Hidrógeno (LCOH) más bajos a nivel mundial, gracias a la excepcional calidad de sus recursos solar y eólico respectivamente. Este factor resulta ser determinante, considerando que el costo de la energía eléctrica representa entre el 50% y el 80% del costo total de producción del hidrógeno (Ministerio de Energía, 2021). Precisamente, debido a esta alta incidencia del costo energético en el precio final, es que Chile es actualmente uno de los países con mejores perspectivas de costo en desarrollo de la industria de generación de hidrógeno verde y también de sus derivados, siendo incluso reconocido a nivel mundial por ello. Prueba de ello, es el interés manifestado por diversos países, materializado en firmas de 5 memorandos de entendimiento con los principales puertos de Asia y Europa (Ministerio de Energía, 2022). A la fecha se han anunciado más

de 70 proyectos en el país, que precisamente se concentran en las zonas del norte y sur (Asociación Chilena de Hidrógeno).

A pesar de los beneficios que pueda conllevar el desarrollo de esta industria, de igual manera es necesaria la adopción de un enfoque ambiental integral, considerando la acelerada expansión que experimentará el hidrógeno verde, especialmente a escala de exportación. Lo que conllevará a un desafío crítico: asegurar que el beneficio climático no se logre a expensas de impactos significativos en otras dimensiones ambientales y territoriales. En esta línea, la Estrategia Nacional reconoce dicho riesgo al establecer como pilar el “uso equilibrado de recursos y del territorio”, enfatizando sobre la coherencia con el entorno social y ambiental, las buenas prácticas, junto con la gestión responsable de los recursos hídricos, además de promover enfoques de economía circular (Ministerio de Energía, 2020).

Bajo este contexto, el Análisis de Ciclo de Vida (ACV) resulta ser una herramienta idónea para guiar decisiones públicas y privadas, puesto que permite la cuantificación de impactos más allá de las emisiones directas (por ejemplo, abarcando materiales e infraestructura, uso de agua, requerimientos energéticos auxiliares y acondicionamiento del hidrógeno), y comparación de alternativas de manera consistente bajo una misma unidad funcional. Para un país que aspira posicionarse como proveedor global de energéticos limpios y derivados, especialmente en territorios con alta sensibilidad ambiental y social, el ACV ofrecería la evidencia suficiente para alinear competitividad, sostenibilidad y gobernanza territorial, en coherencia con la hoja de ruta nacional (Ministerio de Energía, 2024). Por ello, la realización de estudios de ACV aplicados a configuraciones acordes a la realidad nacional, como la generación de energía eólica o solar dentro de la cadena de producción del hidrógeno verde en las Regiones de Magallanes o Antofagasta, resultarían ser valiosos para aportar información técnica, rigurosa y adaptada a las condiciones locales.

1.1. Objetivo General

Evaluar y comparar los impactos ambientales asociados a la producción de hidrógeno verde purificado mediante electrólisis alcalina, considerando dos escenarios de suministro eléctrico: energía eólica en Magallanes y energía solar fotovoltaica en Antofagasta, utilizando como base de modelación los datos del proyecto HNH Energy.

1.2. Objetivos Específicos

- Elaborar un inventario de ciclo de vida (LCI) para ambos escenarios, integrando como base de datos de diseño del proyecto HNH Energy.
- Cuantificar los impactos ambientales de cada escenario mediante un análisis de ciclo de vida (ACV) utilizando el software OpenLCA v2.5 y la base de datos Ecoinvent v3.11.
- Realizar un estudio de sensibilidad sobre los supuestos críticos identificados en el modelado, para evaluar la robustez de los resultados en ambos casos.
- Comparar y analizar los resultados entre escenarios, identificando ventajas y desventajas de cada alternativa.

1.3. Estado del Arte

A nivel mundial la herramienta de análisis de ciclo de vida (ACV) ha sido ampliamente utilizada para analizar en conjunto diferentes etapas de la cadena de valor del hidrógeno verde. De un estudio reciente titulado *"Review and meta-analysis of recent life cycle assessments of hydrogen production"* (Wilkinson, Mays, & McManus, 2023), que consiste en una revisión sistemática de 99 estudios de ACV sobre la producción de hidrógeno (publicados entre los años 2015 y 2022), se evidencia que en el año 2022 se incrementó considerablemente el número de estudios de ACV, debido al interés internacional existente por descarbonizar el transporte y las industrias. Esto se traduce en un incremento en la investigación de los procesos de producción vía electrólisis de diferentes tipos, de membrana de intercambio de protones (PEM), alcalina y óxido sólido, alimentado por diferentes energías renovables. De manera general, el estudio concluye que aquellos procesos de producción con energía eólica tienden a presentar menores potenciales de calentamiento global (GPW), superado a menudo por la energía solar fotovoltaica debido a

la alta carga ambiental de la fabricación de paneles solares. Específicamente, el análisis destaca que la energía solar suele presentar mayores impactos que la eólica en categorías como el agotamiento de recursos abióticos (ADP) debido a los minerales críticos requeridos para los paneles, haciendo que la eólica sea frecuentemente la opción con menor huella de carbono comparativa. En términos generales, los estudios concluyen que las fuentes de energías renovables influyen notablemente sobre los impactos de GPW debido a la carga de materiales e infraestructura asociados para su construcción. Mientras que la etapa de la electrólisis supone un impacto medio el cual se asocia principalmente a la fase de fabricación del stack, aunque en menor medida para la electrolisis de tipo alcalina en comparación a la PEM.

En el contexto nacional, se tiene registro de dos estudios académicos de ACV sobre los impactos asociados a la producción de hidrógeno verde. El primero realizado por Pottstock Hurtubia, titulado “*The enviromental impact of hydrogen production and exportation within the framework of the chilean green hydrogen strategy*” (Pottstock Hurtubia, 2024). En este estudio se evalúa mediante la herramienta de ACV, toda la cadena de valor del hidrógeno verde, es decir, desde la generación de energía renovable no convencional, el suministro de agua (desalación y desmineralización), producción de hidrógeno mediante electrolisis alcalina y almacenamiento, considerando un enfoque "de la cuna a la tumba". En él se evalúan 4 casos diferentes de la cadena de valor del hidrógeno, comparando dos formas diferentes de generación de energía, empleando energía eólica y solar, además de dos formas de almacenamiento del hidrógeno producido, ya sea por compresión o licuefacción. Con respecto a la comparación de las fuentes renovables, los resultados muestran que las diferencias ambientales entre generar con energía solar o eólica no son significativas en la contribución sobre los impactos, dado que ambas opciones se ven fuertemente opacadas por el dominio de la etapa posterior, ya que en base a los resultados obtenidos dentro del estudio, se señala que los impactos se encuentran dominados por la etapa de almacenamiento por licuefacción y compresión, debido al alto consumo energético que suponen, pero al igual que ocurre con los estudios revisados en la investigación anterior, le sigue un impacto considerable de la fase de fabricación asociado a la infraestructura de la etapa de generación de ERNC, donde se tiene que para el caso de la energía eólica, los impactos se deben en su mayoría a la construcción del parque, es decir, la construcción de

las torres, fundaciones de hormigón, nacelle, entre otros, a su vez, ocurre lo mismo para el caso de la energía solar fotovoltaica, donde se menciona que la mayor carga ambiental proviene de la fase de construcción e instalación de los paneles e inversores, en cuanto a la fase de operación, para ambas fuentes se determina no aporta de manera significativa a los impactos totales. Finalmente, en este estudio también se menciona que los impactos que aportan las etapas de suministro de agua suelen ser marginales.

El segundo estudio de investigación realizado a nivel nacional es el de Alarcón Cartes, el cual se titula "*Modelo de Declaración Ambiental de Producto para la producción de hidrógeno verde*" (Alarcón Cartes, 2024). En la investigación, se elabora una propuesta de Declaración Ambiental de Producto para Chile, y su validación se realiza con la herramienta de ACV, con un enfoque "de la cuna a la puerta" para la producción de hidrógeno verde. Donde se consideran tres subsistemas: la generación de energía eólica, el suministro de agua (únicamente desalación por osmosis inversa) y la producción del hidrógeno vía electrólisis alcalina. Este estudio presenta conclusiones muy similares a las mencionadas anteriormente, ya que se indica que las etapas de generación de ERNC y de electrólisis son las que más aportan a la huella de carbono y a la mayoría de las categorías de impacto, debido al uso intensivo de acero necesario para la elaboración de la infraestructura eólica y el stack de electrolizadores.

1.4. Motivación de estudio

Si bien a nivel internacional la herramienta de ACV ha sido ampliamente utilizada para evaluar diferentes etapas de la cadena de valor del hidrógeno verde, aún persisten múltiples limitaciones que justifican la realización de nuevos estudios. Del estudio de revisión bibliográfica presentado en la sección anterior, se presentan las siguientes limitaciones: la mayoría de estos estudios se concentran principalmente en el indicador de cambio climático (GPW), lo que genera la carencia de análisis y conclusiones acerca de otros indicadores ambientales para realizar comparaciones más integrales entre diversas investigaciones. Por otro lado, la mayoría de los estudios analizados en esta revisión provienen de Europa, China y América del Norte, siendo muy pocos los realizados en regiones de América del Sur. Adicionalmente, se tiene que muchos de los estudios no consideran dentro de su sistema de análisis el subproceso de suministro de agua, ni sistemas de almacenamiento

energético para suplir la variabilidad de las energías renovables, ni tampoco suelen incorporar etapas posteriores a la electrólisis como la purificación. Por último, otra limitación que se evidencia tanto para las investigaciones internacionales como para las nacionales es que los inventarios de análisis suelen ser genéricos, puesto que en su mayoría utilizan información genérica de la literatura científica existente y de la base de datos estándar, en lugar de basarse en información técnica proveniente de algún proyecto o planta industrial real. En este contexto, y considerando la relevancia que han adquirido tanto el recurso eólico en el sur, como la radiación solar en el norte para el despliegue de la industria del hidrógeno verde en Chile, resulta pertinente la realización de un estudio acerca de los escenarios de suministro eléctrico mediante energía eólica y energía solar fotovoltaica, a modo de comparar estas dos alternativas considerando las condiciones territoriales excepcionales donde se concentra el emplazamiento de proyectos a gran escala.

A partir de las limitaciones señaladas y al gran número de proyectos de esta industria que se encuentra actualmente en desarrollo a nivel nacional, resulta conveniente desarrollar un análisis de ciclo de vida comparativo cuyo inventario se construya principalmente a partir de la información contenida en el Estudio de Impacto Ambiental de algún proyecto de hidrógeno verde en etapa avanzada de evaluación en Chile. De este modo, se busca representar de forma más fiel posible la realidad de esta industria a nivel nacional y disponer del mayor detalle técnico posible que permita la elaboración de un inventario completo y detallado. Por esta razón, tras una revisión exhaustiva de diversos proyectos a gran escala ingresados al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), se considera el "Proyecto integral para la producción y exportación de amoniaco verde de HNH Energy" como la fuente más idónea para la elaboración del inventario de estudio. Esta elección se fundamenta en la alta disponibilidad de datos técnicos que posee, los cuales describen de manera detallada la mayoría de las etapas de la cadena de valor del hidrógeno, con gran transparencia documental. Esto permitiría modelar la unidad funcional de manera más precisa y minimizar la incertidumbre asociada a supuestos.

2. Antecedentes Generales

2.1. Propiedades del hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica y el más simple, es liviano y se encuentra abundante en el universo. Este se encuentra en forma de molécula diatómica (H_2), principalmente en las estrellas y en escasa porción en la tierra, ya que generalmente se encuentra en combinación con otros elementos, formando moléculas como el metano (CH_4) o el agua (H_2O) (Servicio de Evaluación Ambiental, 2022).

2.1.1. Rol del hidrógeno como vector energético

El término de “vector energético” se designa a dispositivos y sustancias que tienen la capacidad de almacenar una energía que posteriormente será liberada en cualquier otra forma de energía. El hidrógeno es considerado como un vector energético, debido a que, gracias a sus propiedades, permite que la energía sea transportada y luego convertida nuevamente en otra forma de energía. Posee una alta densidad energética por unidad de masa, comparado con los combustibles de uso común. No obstante, en términos de densidad energética volumétrica, es significativamente menor, por lo cual su transporte se realiza a altas presiones (Servicio de Evaluación Ambiental, 2023). A continuación, se presenta en la Tabla 2.1, algunas propiedades clave del hidrógeno y otros combustibles, lo que permite comparar su rendimiento y sus características para usos energéticos.

Tabla 2.1. Propiedades clave del Hidrógeno y otros combustibles. Obtenido de (Ciniviz & Köse, 2012).

Combustible	LHV (MJ/kg)	HHV (MJ/kg)	Relación Aire/Combustible Estequiométrica (kg)	Energía Mínima de Ignición (MJ)	Temperatura de Autoignición (°C)
Metano	50.0	55.5	17.2	0.30	540-630
Propano	45.6	50.3	15.6	0.30	450
Octano	47.9	15.1	0.31	0.26	415
Metanol	18.0	22.7	6.5	0.14	460
Hidrógeno	119.9	141.6	34.3	0.017	585
Gasolina	44.5	47.3	14.6	0.29	260-460
Diésel	45.5	44.8	14.5		180-320

Se puede observar de la tabla que, para el hidrógeno, los valores tanto de *Lower Heating Value* (LHV) como de *Higher Heating Value* (HHV), resultan ser mucho mayores en comparación a los demás, lo que indica la mayor densidad energética por unidad de masa que posee este elemento (que son medidas de energía liberada por kilogramo al quemar

completamente el combustible). Cabe destacar también, que la energía requerida para iniciar su combustión es mucho menor en comparación a las demás, es decir, que es más inflamable (Ciniviz & Köse, 2012). Entre otras características, se debe considerar que requiere una mayor cantidad de aire por unidad de masa para quemarse completamente, y además, se debe tener en cuenta que, debido a ser altamente inflamable, es más difícil y riesgoso de manejar.

2.2. Cadena de valor del hidrógeno verde

La cadena de valor se refiere a aquellas actividades productivas que componen la creación de valor de un producto final, en este caso, para el hidrógeno, se compone de su proceso de producción, requerimiento energético hasta su transporte y distribución. Las etapas principales de esta cadena se pueden observar en la Figura 2.1.



Figura 2.1. Diagrama de la cadena de valor del hidrógeno verde. Obtenido de (Servicio de Evaluación Ambiental, 2023).

Es importante considerar que, como principal subproceso asociado a esta cadena de valor se tiene el suministro del agua (generalmente por desalación) y su previo tratamiento, insumo necesario para la producción de hidrógeno verde.

2.2.1. Generación de energía renovable

Para que la producción de hidrógeno sea verde, toda la energía que requiere este proceso debe provenir de fuentes renovables, como la eólica, solar fotovoltaica, hidráulica, de concentración solar, de biomasa, entre otras. Adicionalmente, es necesario considerar su respectiva infraestructura energética, como líneas de transmisión y subestaciones eléctricas, con la finalidad de interconectar la fuente de energía con el suministro de la planta electrolizadora y otros sistemas auxiliares que se contemplen (Servicio de Evaluación Ambiental, 2023).

Aquellos proyectos y obras más frecuentes que tienen relación con el desarrollo de proyectos de energías renovables corresponden a: líneas de transmisión eléctrica, parques eólicos, plantas solares fotovoltaicas, proyectos de biomasa y biogás, de geotermia, es decir, de generación de energía renovable en general. Además de subestaciones eléctricas y sistemas de almacenamiento energético como obras auxiliares.

2.2.1.1. Energía eólica

Chile posee características geográficas únicas que le otorgan un recurso eólico de clase mundial. Según estudios del Ministerio de Energía, el país cuenta con un potencial excepcional distribuido a lo largo del territorio, destacando principalmente la Región de Antofagasta en el norte, debido a los vientos constantes del desierto, y la Región de Magallanes en el extremo austral, zona que registra vientos de alta velocidad y continuidad, ideales para una generación eficiente (Ministerio de Energía, 2025). La energía eólica aprovecha la energía cinética de estas masas de aire para transformarla en energía mecánica y posteriormente en electricidad mediante aerogeneradores.

Para su aprovechamiento, los aerogeneradores utilizan la fuerza aerodinámica del viento mediante un proceso en el que las palas juegan un papel fundamental. El funcionamiento se basa en la diferencia de presión que se genera cuando el aire fluye a través de ellas, se crea una zona de baja presión en la cara superior y de alta presión en la cara inferior. Este diferencial produce una fuerza de sustentación que es la responsable de empujar la pala y hacer que el rotor comience a girar. Una vez que el rotor alcanza la velocidad adecuada, transfiere esta energía mecánica al generador, donde se convierte en electricidad que es posteriormente acondicionada (ajustada en voltaje y frecuencia) para ser enviada a la red de distribución (EnergyLOOP, 2022). En la Figura 2.2 se presenta una ilustración con los componentes de un aerogenerador.

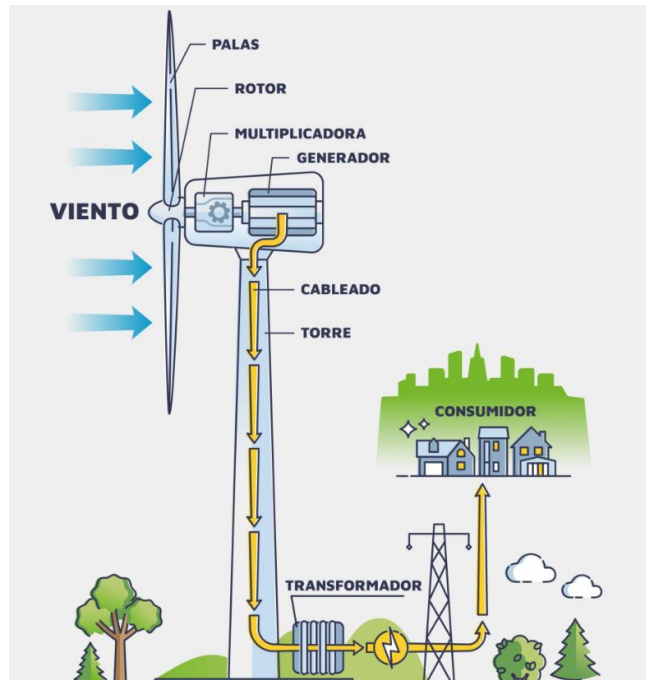


Figura 2.2. Componentes de un aerogenerador. Obtenido de (EnergyLOOP, 2022).

Con el paso del tiempo esta tecnología ha experimentado una evolución significativa, orientada hacia la construcción de torres más altas y palas de mayor diámetro, lo que permite capturar vientos más constantes y potentes a mayor altura. Esta madurez tecnológica ha impulsado una drástica reducción de costos, posicionando a la energía eólica como una de las fuentes más competitivas del mercado actual. Sin embargo, al igual que la solar, enfrenta el desafío de la variabilidad del recurso, ya que la generación depende exclusivamente de la velocidad del viento en un momento dado. A esto se suman retos socioambientales, como el impacto visual en el paisaje y el ruido aerodinámico, factores que hoy se gestionan mediante estudios de impacto ambiental más rigurosos y mejores ubicaciones para los parques (Big Shine Las Américas, 2024).

2.2.1.2. Energía solar fotovoltaica

La energía que es emitida por el sol es uno de los recursos energéticos más importantes para la vida en la tierra. Chile cuenta con una ubicación privilegiada y con alto potencial para su aprovechamiento. La energía solar fotovoltaica se genera a través de paneles solares que transforman de manera directa la radiación solar en electricidad (corriente continua) empleando una tecnología basada en el efecto fotovoltaico. Estos paneles se encuentran compuestos de células solares fotovoltaicas, las cuales poseen varias capas, donde las más

importantes son las semiconductoras, generalmente hechas de silicio. Estas a su vez se dividen en dos capas: la capa tipo-n (superior) que posee electrones adicionales y la tipo-p (inferior) que posee huecos adicionales, en ellas ocurre el efecto fotoeléctrico. Al incidir la radiación, se produce una diferencia de potencial eléctrico entre ambas caras que hace que los electrones salten de un lugar a otro, la capa tipo-n absorbe los fotones de la luz, lo que energiza sus electrones (U.S. Energy Information Administration, 2024). De esta manera, estos electrones al intentar volver a un estado más estable, son atraídos hacia la capa tipo-p, y es este movimiento organizado lo que genera una corriente eléctrica continua, como se ilustra en la Figura 2.3.

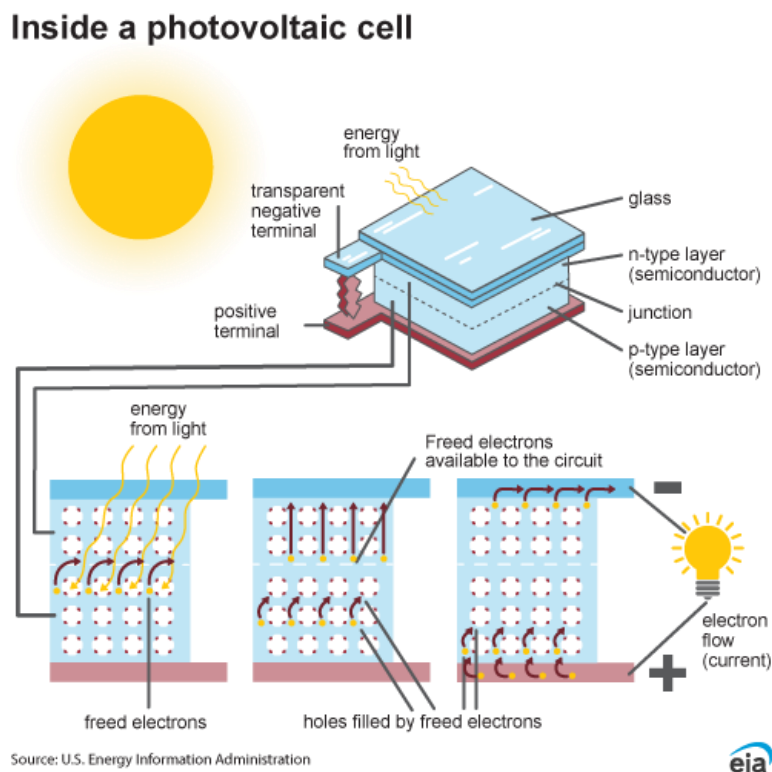


Figura 2.3. Esquema del funcionamiento de una celda fotovoltaica y generación de corriente eléctrica. Obtenido de (U.S. Energy Information Administration, 2024).

Con el paso del tiempo, esta tecnología se ha desarrollado considerablemente, gracias al rápido avance tecnológico de la eficiencia y calidad de los paneles fotovoltaicos, lo que se asocia además a su reducción de costos, que ha permitido que la generación eléctrica sea competitiva con las fuentes de energía convencionales. A pesar de sus avances, los paneles aún presentan desafíos tales como la degradación en el tiempo de sus celdas debido a la

exposición prologada a la lluvia, viento y la misma radiación solar, lo que conlleva a una menor generación de energía cada año (Ministerio de Energía & GIZ, 2016). Además, otro desafío asociado a este tipo de energía es la intermitencia en la generación de energía, ya que depende de factores como el clima y la hora del día, sin embargo, se han desarrollado soluciones para mitigar este problema, como la integración de sistemas de almacenamiento de energía, tales como baterías.

2.2.1.3. Sistema de almacenamiento energético

Se refiere a un subproceso donde se almacena energía en forma de electricidad u otra, para posteriormente ser utilizada cuando sea necesario. Los sistemas de almacenamiento han cobrado una gran relevancia para el sector eléctrico, debido a que tienen el potencial de ser el complemento ideal para un recurso que abunda en Chile: la energía renovable, en especial, las energías renovables variables, como el sol, el viento, el agua o del mar. Por este motivo, el almacenamiento de electricidad tiene el potencial de jugar un rol fundamental en proveer de manera continua y segura energía eléctrica renovable (Generadoras de Chile, 2026). Existen distintos tipos de sistemas de almacenamiento, dentro de los cuales se encuentran:

- **Térmico:** Utiliza la energía disponible para enfriar o calentar algún medio de almacenamiento (aguas calientes, sales derretidas, materiales con cambio de fase), el cual posteriormente puede aprovecharse para la generación de calor o electricidad.
- **Químico:** Utiliza la energía disponible para obtener compuestos y/o elementos que poseen una alta densidad energética y el potencial de ser utilizados con posterioridad para generar calor mediante algún proceso de combustión. Este es el caso del hidrógeno verde, que se puede obtener con electricidad renovable, y luego ser utilizado sin generar emisiones.
- **Eléctrico:** Utiliza la energía disponible para cargar capacitores, conductores u otros materiales, con el fin de generar campos electrostáticos o campos magnéticos, que luego pueden ser conservados y utilizados más adelante para devolver la electricidad al sistema.
- **Electroquímico:** Utiliza la energía disponible para que, mediante procesos de reacciones químicas, generar una diferencia de potencial eléctrico entre un ánodo y un cátodo. Esto

con el objetivo de que este proceso pueda ser posteriormente revertido para la generación de electricidad, como es el caso de las baterías de ión-litio, baterías de plomo-ácido, o las baterías de flujo redox.

- **Mecánica:** Transforma la energía disponible en energía mecánica, ya sea mediante el movimiento de una masa (baterías inerciales), la elevación de un cuerpo (típicamente de agua, método empleado por centrales hidroeléctricas de bombeo), o la compresión de un gas (método empleado por baterías de aire comprimido). Así, todas estas formas de energía mecánica pueden luego ser convertidas en electricidad y ser utilizadas en otro momento.

2.2.2. Proceso de producción del hidrógeno

La segunda etapa es la de producción de hidrógeno, es la principal y la más intensiva energéticamente dentro de la cadena de valor. Representa entre un 80% y 90% del total de emisiones de carbono en toda la cadena, por esta razón, para garantizar que el ciclo de vida del hidrógeno sea limpio, el mayor desafío que existe corresponde a la forma de producirlo (Servicio de Evaluación Ambiental, 2023).

Existen diferentes formas de producir hidrógeno, en función del proceso que se utilice, la huella de carbono será diferente. Los métodos empleados para la producción de este elemento se clasifican principalmente en cuatro categorías: Método termoquímico, biológico, electroquímico y fotocatalítico (Zhang, Jia, & Bai, 2024). Aunque por lo general la producción de hidrógeno se suele realizar mediante conversiones electroquímicas, como la electrólisis.

2.2.2.1. Electrólisis

La electrólisis consiste en la descomposición de la molécula de agua formando hidrógeno gaseoso (H_2) y oxígeno gaseoso (O_2) como subproducto mediante electricidad. Este método ocurre dentro de un sistema llamado electrolizador, que, en su forma más básica, se compone de dos electrodos, un cátodo y un ánodo, que se encuentran sumergidos en agua y separados por un electrolito. Además, dado que el objetivo es la obtención del hidrógeno, las moléculas resultantes deben mantenerse separadas, para lo que se utiliza un diafragma o membrana. En este proceso ocurre que, en el ánodo, las moléculas de agua se oxidan, generando oxígeno gaseoso, estos iones que se generan en el ánodo pasan por medio del

electrolito hacia el cátodo, donde finalmente se reducen formando el hidrógeno gaseoso (Servicio de Evaluación Ambiental, 2023). La pureza del hidrógeno producido con esta tecnología es muy alta, aproximadamente un 99,999% en volumen, una vez que el flujo del producto ha sido secado y se han eliminado las impurezas de oxígeno (Abdin, y otros, 2020).

Como se puede observar en la Figura 2.4, existen diferentes tipos de electrolizadores, los principales, considerando tanto su nivel de desarrollo como su disponibilidad comercial, corresponden a: electrolizador alcalino (AE), electrolizador de intercambio de membrana de protones (PEM) y electrolizador de óxido sólido (SOE).

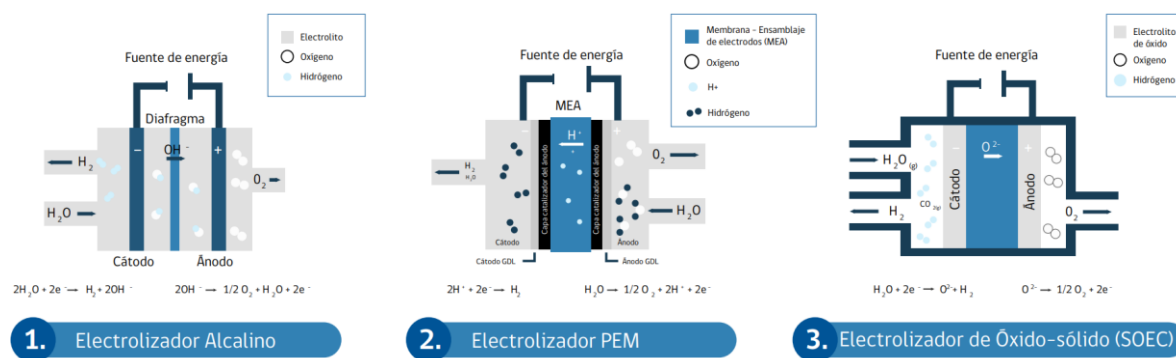


Figura 2.4. Tipos de electrolizadores. Obtenido de (Alianza Hidrógeno Verde del Biobío, 2022)

- **Electrolizador alcalino (AE):** Es uno de los primeros electrolizadores, descubierto hace años, debido a esto es una de las tecnologías más maduras y empleadas en la producción industrial de hidrógeno. Se compone de una solución alcalina concentrada (disolución de KOH en agua), y sus electrodos (ánodo y cátodo), que están formados por placas de acero inoxidable recubiertas de níquel, lo que mejora la resistencia a la corrosión. En cuanto al funcionamiento de este sistema, se basa en dos reacciones, la reacción de evolución del hidrógeno (HER) que ocurre en el cátodo y la reacción de evolución del oxígeno (OER) en el ánodo. En el cátodo, la solución alcalina se reduce, generándose hidrógeno y iones de hidróxido, los iones generados se transfieren mediante un circuito eléctrico entre ambos electrodos, a través de un separador poroso hacia el ánodo, donde finalmente los iones se oxidan, formando de esta manera oxígeno y agua. El hidrógeno producido se puede remover de la superficie catódica (Kumar & Lim, 2022).

- **Electrolizador PEM:** En este caso el sistema además de los electrodos posee como electrolito una membrana de intercambio de protones sólida, que es típicamente de Nafion. Gracias a su alta conductividad de protones, en estas celdas se genera una alta densidad de corriente (Kumar & Lim, 2022). Funciona de manera contraria al electrolizador alcalino, ya que en el ánodo se descompone la molécula de agua generando oxígeno, protones y electrones. Posteriormente el oxígeno se retira del ánodo, mientras que los protones se mueven por medio de la membrana hacia el cátodo y los electrones se mueven por el circuito externo hacia el cátodo. De esta forma, en el cátodo se recombinan los protones y electrones para producir hidrógeno en forma gaseosa (Servicio de Evaluación Ambiental, 2022).
- **Electrolizadores de óxido sólido (SOE):** Esta celda se compone de los dos electrodos porosos y de un electrolito cerámico capaz de conducir los iones de óxido, generalmente se utiliza circonita estabilizada con itria. Para este tipo de electrolizador, el funcionamiento es similar al de los otros, ya que, en el cátodo, la molécula de agua se reduce para producir hidrógeno e iones de óxido (O^{2-}) mediante la adición de electrones. Posteriormente, estos atraviesan una membrana de intercambio iónico hacia el ánodo, en la cual el ion óxido se oxida para producir oxígeno y electrones. Posteriormente, el oxígeno es liberado y los electrones se mueven por el circuito externo en dirección al cátodo (Kumar & Lim, 2022).

2.2.3. Subprocesos y obras complementarias

Como se mencionó anteriormente, si bien el proceso asociado al suministro de agua y su acondicionamiento no se encuentran considerados dentro de la cadena de valor del hidrógeno, son fundamentales ya que permiten su producción mediante el método de electrólisis. El recurso hídrico destinado a ello, independiente de cuál sea su fuente de procedencia, debe ser tratado y acondicionado previamente, de manera que sea de alta pureza y con una conductividad en rangos de 1 a 5 $\mu S/cm$. Por lo general, esta calidad en el agua se alcanza cuando esta es sometida al proceso de desalación mediante osmosis inversa. Posteriormente, el agua de calidad necesaria para el respectivo proceso de electrólisis es transportada al electrolizador, para la producción de hidrógeno. Es importante señalar que, el proceso de desalinización por ósmosis inversa genera dos corrientes de salida: por un lado, agua de alta pureza, adecuada para ser utilizada en la producción de

hidrógeno mediante electrólisis; y, por otro lado, un efluente de rechazo o salmuera, que se caracteriza por poseer una concentración de sales superior a la del agua de su fuente original. Por esta razón, se debe considerar adicionalmente, distintas maneras de manejo y/o procesos requeridos para su adecuada gestión (Servicio de Evaluación Ambiental, 2023).

Además de las obras complementarias para tratar el suministro de agua, la producción de hidrógeno verde requiere gran cantidad de energía eléctrica para alimentar los electrolizadores. Por ello, puede ser necesario construir una subestación eléctrica, que actúe como punto de interconexión entre las fuentes de energía renovable, la planta electrolizadora y los sistemas auxiliares (como bombas, sistemas de control, compresores, etc.), que garantice un suministro eléctrico estable.

Aunque para lograr la calidad ideal del agua de suministro para la electrólisis, no basta únicamente con considerar el proceso de desalinización, ya que el agua debe ser ultrapura (agua tipo 2), con el fin de evitar la deposición de minerales y por ende, el deterioro de los materiales y componentes del electrolizador. Por esta razón, de fábrica, los electrolizadores traen consigo especificaciones acerca de la calidad mínima que es requerida para el agua a suministrar, en términos principalmente de conductividad (Becker, y otros, 2023). Con el fin de lograr tales condiciones, posterior a la osmosis inversa, se realiza el proceso de deionización, y el proceso más común para obtener agua ultrapura es la electrodeionización, que permite remover los iones disueltos en el agua desalada (Choi, Dorji, Shon, & Hong, 2019).

2.2.4. Acondicionamiento y almacenamiento del hidrogeno

El hidrógeno que se genera del proceso de electrólisis puede contener trazas de moléculas de agua, de gas de oxígeno o incluso del electrolito utilizado para su obtención (en el caso de la electrólisis alcalina). Por ello, dependiendo de la aplicación y uso al que se destine este producto, se requieran distintos niveles de pureza, por esta razón, en algunos casos puede ser necesario considerar una etapa de purificación del hidrógeno, para posteriormente acondicionarlo para su almacenamiento. El acondicionamiento de este compuesto puede ser físico, mediante compresión o licuefacción, o bien, basado en materiales mediante adsorción física, hidruros o carriers químicos.

Posteriormente, la tecnología más madura para su almacenamiento suele ser en estado gaseoso en tanques, para lo cual es necesario comprimir el hidrógeno a una presión de trabajo nominal de 350 y 700 bar, generalmente a una temperatura ambiente. Existen otros tipos de almacenamiento, como el criocomprimido, en el cual el hidrógeno se almacena a bajas temperaturas entorno a los -123°C , pero es una tecnología que sigue en investigación.

Por ende, algunas obras que frecuentemente conforman esta etapa son tanques de almacenamiento de hidrógeno y de O_2 , sistemas de licuefacción o de compresión, tanques criogénicos, tuberías o ductos para el transporte del hidrógeno dentro de la planta (Servicio de Evaluación Ambiental, 2023).

2.2.5. Reconversión

Si bien el hidrógeno es un producto de alto valor energético apto para uso directo, sus propiedades fisicoquímicas implican desafíos significativos para su almacenamiento, transporte y distribución. Debido a esto, es que para superar estas barreras logísticas, se han desarrollado tecnologías para su conversión hacia compuestos más estables y densos que facilitan su manejo o que también en algunos casos corresponden al compuesto de uso final. Entre ellos se encuentran el amoníaco (NH_3), el metanol (CH_3OH) u otros combustibles sintéticos, los cuales permiten optimizar la cadena de suministro e incluso ofrecen la posibilidad de recuperar el hidrógeno mediante procesos de reconversión en el punto de uso final (Servicio de Evaluación Ambiental, 2023).

Entonces algunas obras que comúnmente se encontrarían en esta etapa son plantas de síntesis de metanol, de producción de amoníaco, de oxi-conversión e instalaciones de reconversión de hidrógeno (independiente de su uso final).

2.2.6. Transporte y distribución

Por lo general, el hidrógeno no es generado en el lugar destinado para su uso final, por lo que, debido a sus características de acondicionamiento y almacenamiento especiales, es necesario un sistema de transporte especializado para su distribución y posterior utilización. Dependiendo de la configuración del proyecto, se puede considerar un almacenamiento in situ para su posterior embarque, o traslado en camiones presurizados o criogénicos, o bien, también puede ser transportado por medio de tuberías o gaseoductos para su reconversión o

uso directo. La modalidad del transporte dependerá principalmente de la distancia hasta el punto de destino y las condiciones de almacenamiento.

De forma referencial, las partes y obras más frecuentes que tienen relación con el desarrollo de proyectos para el transporte y distribución de hidrógeno o sus respectivos derivados son, infraestructura de transporte terrestre o marítimo correspondiente, infraestructura portuaria, tuberías, ductos y gaseoductos (Servicio de Evaluación Ambiental, 2023).

2.3. Proyectos de hidrógeno verde en Chile

Gracias a la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde se ha incrementado el número de proyectos de esta industria impulsados por entes privados. Actualmente en Chile existen alrededor de 77 proyectos anunciados en diferentes fases de desarrollo. De ellos, se tiene que 49 son de producción y comercialización de hidrógeno y derivados, mientras que 28 son de uso de hidrógeno en distintas aplicaciones. Únicamente 14 proyectos se encuentran operativos, donde la mayoría corresponde a proyectos de aplicación y todos son de escala piloto, ya que su objetivo es testear la escalabilidad tecno-económica de las tecnologías de hidrógeno y sus derivados. Por lo que, la mayor parte de los proyectos de producción se encuentra en etapas tempranas de desarrollo (Asociación Chilena de Hidrógeno). Como se había mencionado previamente, en su mayoría, los proyectos se encuentran concentrados en las zonas norte y sur del país como se puede ver en la siguiente tabla.

Tabla 2.2. Distribución de proyectos de hidrógeno verde a lo largo de Chile. Obtenido de (Asociación Chilena de Hidrógeno).

Zona del país	Cantidad de proyectos
Norte	33
Centro	20
Sur	24

**Fecha de actualización a agosto de 2025. Cifras en base a la información anunciada públicamente.*

Por lo general se tiene que aquellas iniciativas orientadas a mega exportación se concentran en los extremos geográficos del país, principalmente en las regiones de Antofagasta y Magallanes. Por el contrario, en la zona centro se desarrollan proyectos de menor escala, orientados principalmente a abastecer la demanda local. Comprender esta distribución territorial permite visualizar qué tipo de iniciativas son factibles según su ubicación

geográfica y refleja, una vez más, las ventajas asociadas al recurso eólico y solar, sumado a la ubicación estratégica de estas zonas para la exportación

2.3.1. Proyectos en la zona norte

- Proyecto de Producción de Hidrógeno Verde - HyEx (ENGIE): Proyecto llevado a cabo por las empresas energéticas Engie y Enaex, asociadas para el desarrollo de la iniciativa HyEX. Consiste en un proyecto que comienza con una escala piloto industrial, destinado a la producción de amoníaco a partir de hidrógeno verde en Antofagasta. Si el piloto es exitoso, hacia el 2030 el proyecto HyEx avanzará a la fase de gran escala industrial, donde se proyecta una planta fotovoltaica con una capacidad instalada de 2000 [MW], la cual alimentará una planta de 1600 [MW] de producción de hidrógeno mediante la electrólisis del agua. El objetivo final es producir unas 700.000 toneladas anuales de amoníaco verde (Enaex, Engie, 2021). Actualmente, la primera fase del proyecto recibió su Resolución de Calificación Ambiental (RCA) en abril del año 2022.
- Proyecto Integrado de Infraestructura Energética para la Generación de Hidrógeno y Amoníaco Verde (INNA Soluciones Renovables SpA): El titular del proyecto es la empresa INNA Soluciones Renovables SpA. De acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), el proyecto INNA se localiza en la región de Taltal en Antofagasta. Constituida por tres plantas solares fotovoltaicas y tres parques eólicos para la generación de hidrógeno y amoníaco verde. Plantea como objetivos la producción de 264.625 t/año de hidrógeno verde líquido y 1.461.900 t/año de amoníaco verde. El EIA del proyecto fue ingresado en diciembre del año 2024 y aún se encuentra en etapa de evaluación ambiental dentro del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Se proyecta que la fase de operación comenzaría aproximadamente en el año 2032 (INNA Soluciones Renovables SpA, 2024).
- Proyecto Volta – Planta de Hidrógeno y Amoníaco Verde (Volta Hidrógeno SpA): Se trata de un proyecto impulsado empresa Mejillones Ammonia Energy (MAE), ubicado en la comuna de Mejillones en Antofagasta, consta de una planta industrial para producir amoníaco a partir de hidrógeno verde. Contempla la instalación de dos trenes de electrolizadores, cada uno con una capacidad de producción de 55.000 toneladas al año, con abastecimiento energético mediante una planta solar fotovoltaica de 600 MW. Se proyecta una producción nominal de 620.000 t/año de amoníaco verde. A la fecha, el

proyecto ha logrado un hito clave con la aprobación de su EIA por parte del COEVA de Antofagasta, obteniendo su RCA el pasado 12 de diciembre del año 2025. Su entrada en operación comercial esta planificada para el año 2029 (Mejillones Ammonia Energy , 2024).

2.3.2. Proyectos en la zona central

- H₂ for Forklifts in retail: Iniciativa desarrollada en conjunto por la filial chilena ENGIE y Walmart para producir hidrógeno renovable in situ y utilizarlo en la logística interna del Centro de Distribución de Quilicura, en la Región Metropolitana, reemplazando baterías de plomo-ácido por celdas de combustible en grúas horquilla. Este proyecto incorpora un electrolizador para la producción de 240 kg de hidrógeno verde por día, y parte del suministro eléctrico provendría de paneles solares fotovoltaicos instalados en el mismo centro, que poseen una capacidad de generación de 3 GWh/año (ENGIE Chile, 2021). La planta fue inaugurada en agosto del año 2023 y actualmente se encuentra operando (ENGIE Chile, 2023).
- Proyecto Hidrógeno Verde Bahía Quintero: Desarrollado por GNL Quintero y Acciona Energía, se encuentra localizado en las comunas de Quintero y Puchuncaví dentro del predio del Terminal GNL Quintero, en la Región de Valparaíso. Consiste en una planta de hidrógeno verde que cuenta con una potencia nominal de 10 MW, con una capacidad máxima de producción de 1.600 t/año. De acuerdo con su EIA, el suministro eléctrico provendrá de la red del Sistema Eléctrico Nacional, respaldado por un contrato de suministro de energía renovable certificado. El proyecto obtuvo RCA favorable el mes de noviembre del año 2024 y la empresa había comunicado que esperaba que entre en funcionamiento a finales de 2025 (GNL Quintero, 2023).

2.3.3. Proyectos en la zona sur

- Proyecto de Producción de Hidrógeno y Amoníaco Verde – H₂ Magallanes: La filial de TEC H₂ MAG SPA es titular de este proyecto, que tiene como fin la producción de hidrogeno y amoniaco a gran escala, ubicado cerca de San Gregorio en la Región de Magallanes y Antártica Chilena. El proyecto pretende tener 10 GW de capacidad eólica y 8 GW de capacidad de electrólisis, con instalaciones adicionales para desalinización, producción de amoníaco (NH₃) y transporte portuario, la Planta de Amoníaco producirá

hasta 10.800 t/día. Se plantea su inicio de operación para el año 2030 (TEC H2 MAG SPA, 2025). El proyecto mantiene su evaluación ambiental suspendida hasta diciembre de 2026, tras una solicitud presentada por TotalEnergies y acogida por el SEA en septiembre de 2025, esto con el objetivo de disponer de tiempo adicional para ejecutar nuevos estudios de campo, necesarios para subsanar las observaciones técnicas y ciudadanas contenidas en el primer informe Consolidado (ICSARA) (BioBioChile, 2025).

- Planta de combustibles carbono neutral Cabo (HIF): Iniciativa desarrollada en la comuna de Punta Arenas, Región de Magallanes, por las empresas Green Power Chile y Highly Innovative Fuels (HIF). Tiene como objetivo la producción de 25000 t/año de hidrogeno verde, mediante un parque eólico con una potencia nominal de 348 MW para alimentar los electrolizadores con una capacidad de alrededor de 240 MW. Además, esta instalación industrial cuenta con una planta desaladora, sistemas de captura de CO2 (DAC) y las unidades de síntesis química para transformar dichos insumos en e-Metanol y gasolina sintética (EGP Chile y HIF, 2023). A finales de octubre de 2025, el proyecto HIF obtuvo RCA favorable, convirtiéndose en la primera planta industrial de su tipo autorizada en la región, pero su proyecto anexo del “Parque Eólico Faro del Sur” aún se mantiene en proceso de evaluación dentro del SEIA, resolviendo observaciones derivadas de modificaciones de diseño presentadas durante el año (El Magallánico, 2025).
- Proyecto Gente Grande (TEG Chile): Este proyecto se ubicará en la bahía del mismo nombre y permitirá la producción de entre 1.3 y 1.5 millones de t/año de combustible sostenible, con el fin de ser exportado a mercados de Europa y Asia. Este gran proyecto abarca las comunas de Primavera y Porvenir en la Región de Magallanes. La iniciativa incorporará la construcción de un parque eólico con una capacidad instalada de aproximadamente 3.2 GW, además de una planta desalinizadora, otra de tratamiento químico, infraestructura portuaria, línea de transmisión y sistemas de almacenamiento (Transitional Energy Group). A la fecha, el proyecto aún no ha ingresado formalmente a tramitación. Se estima que su fase inicial de operación comenzaría en el año 2028 (Mundo Marítimo, 2025).

- Proyecto integral para la producción de amoniaco verde – HNH Energy: El proyecto HNH Energy liderado por ASOE Chile Diez SpA, se ubica en el sector Bahía Gregorio aproximadamente a 120 km al noreste de Punta Arenas, en la Región de Magallanes. Definido como un complejo industrial integrado cuyo propósito es la producción autónoma y exportación de amoniaco verde, a partir de hidrógeno verde. Dentro de su configuración se contempla un parque eólico con una capacidad inicial de 1,4 GW para el suministro eléctrico de la planta, la cual posee una potencia de electrolisis del orden de 3.000 MW y una producción anual máxima de 467.000 toneladas anuales de hidrógeno (ASOE Chile Diez SpA, 2024). Actualmente, el proyecto se mantiene en evaluación y según reportes recientes, el SEA aceptó extender la suspensión del procedimiento hasta marzo del año 2026, para la consolidación de respuestas a las observaciones pendientes de una adenda complementaria. Se espera que la planta inicie sus operaciones hacia 2030 (Portal Portuario, 2025).

3. Metodología

3.1. Análisis de Ciclo de Vida

El análisis de ciclo de vida (ACV) se define como una herramienta integral de evaluación que permite evaluar los potenciales impactos ambientales a lo largo del ciclo de vida de un producto, es decir, puede ser desde la extracción del recurso natural, la producción y uso del producto, hasta el fin de su vida útil y gestión de residuos, considerando aspectos del medio ambiente, la salud humana y de los recursos naturales. Se pueden considerar como producto tanto bienes, tecnologías, como servicios. El desarrollo y la armonización de esta herramienta se consolidaron mediante la creación de la serie de normas internacionales ISO 14040 y ISO 14044, que establecen los principios, marco de referencia, directrices y su procedimiento. En base a estas normativas, esta metodología de evaluación puede ser descrito mediante cuatro fases: Definición de objetivos y alcance, análisis de inventario del ciclo de vida, evaluación del impacto del ciclo de vida y por último, la interpretación de los resultados (Finnveden & Potting, 2014). En la Figura 3.1 se puede observar un esquema general que resume las etapas de esta herramienta de evaluación.

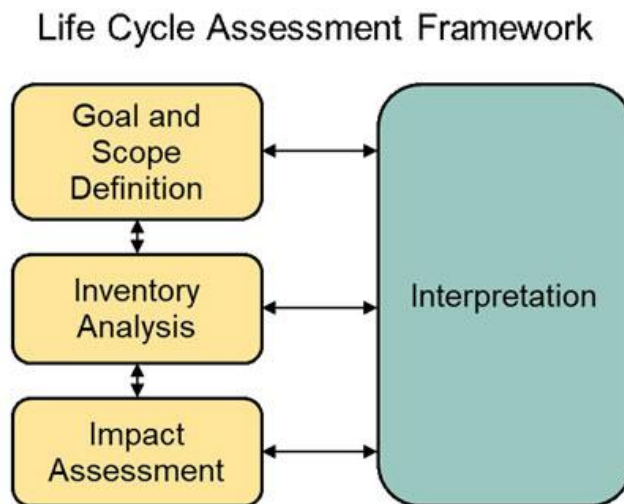


Figura 3.1. Diagrama simplificado de las etapas de ACV. Obtenido de (Rebitzer y otros, 2004).

En las secciones siguientes, se describe brevemente cada una de las etapas mencionadas.

3.1.1. Definición de objetivo y alcance

Es la fase inicial donde se establecen las bases del estudio, puesto que se define la razón u objetivo del porque se realiza el estudio, se presenta su aplicación prevista y a la audiencia

a quien va dirigido. Además, se detalla cómo se realizará el estudio, mediante la definición del sistema y sus límites (alcance), junto con la unidad funcional.

3.1.2. Análisis del inventario del ciclo de vida (ICV)

Consiste en la recopilación y el procesamiento de todos los insumos (recursos naturales) y productos (como las emisiones y salidas) de los procesos que forman el sistema de producto. En esta etapa principalmente se identifican aquellos procesos relevantes y se cuantifican los flujos de entrada y salida por unidad funcional.

3.1.3. Evaluación del Impacto del Ciclo de Vida (EICV)

El propósito de esta etapa es traducir los datos recopilados del inventario en contribuciones potenciales a impactos ambientales de un sistema producto, los cuales son reflejados por indicadores de impacto, que describen tres áreas principales: salud humana, medio ambiente y los recursos naturales, con el fin de dimensionar su magnitud y significancia.

3.1.4. Interpretación

Es la última etapa, en la que se evalúan y comparan los resultados obtenidos del análisis de inventario y de la evaluación de impacto en relación con el objetivo y alcance definidos al inicio del estudio. El propósito es formular conclusiones y recomendaciones basadas en estos hallazgos (Finnveden & Potting, 2014).

4. Descripción Proyecto HNH Energy

Como se mencionó previamente, para efectos de este estudio, se selecciona como fuente base de estudio el "Proyecto integral para la producción y exportación de Amoniacó Verde - HNH Energy". Se trata de una iniciativa que corresponde a un complejo industrial ubicado en la comuna de San Gregorio de la región de Magallanes. Su objetivo principal es la producción de amoniacó a partir de hidrógeno verde para destinarlo principalmente al mercado internacional.

El proyecto contempla los procesos fundamentales de la cadena de valor del hidrógeno verde como son: la generación de energía renovable (parque eólico), el suministro de agua (planta de desalación y desmineralización), la producción de hidrógeno (unidad de electrólisis), la purificación de hidrógeno (trenes de purificación), la síntesis de amoniacó

verde, junto con su posterior acondicionamiento y almacenamiento, transporte y distribución.

Por razones legales y financieras, el proyecto se desarrollará en 2 fases constructivas como se observa en la Tabla 4.1. La fase 1 corresponde a la puesta en marcha del proyecto, donde se instalará una fracción de su capacidad total, con el fin de permitir una operación temprana, validación tecnológica y en caso de ser necesario, ajustes operacionales según sea necesario. Esta fase incluye la construcción de las obras que abarcan toda la cadena de valor del hidrógeno. Mientras que la fase 2 consiste en una expansión de la planta, con el fin de que opere con su máxima capacidad de diseño. Por ende, en esta fase se considera una mayor demanda eléctrica, mayor capacidad de electrolisis, y por consiguiente un incremento en la producción de hidrógeno. Cabe mencionar que la operación a plena carga de la planta de proceso requiere 3,5 GW de potencia instalada. Como la primera fase considera únicamente 1,4 GW de potencia, se contempla que el suministro de los 2,1 GW restantes provenga de una extensión del parque eólico original, o bien de fuentes externas (ASOE Chile Diez SpA, 2024).

Tabla 4.1. Detalle de instalaciones de la planta de procesos por fases constructivas Obtenido de (ASOE Chile Diez SpA, 2024).

Instalación	Fase 1	Fase 2	Total
Parque Eólico	1,4 GW	2,1 GW	3,5 GW
Baterías de Almacenamiento Energético	300 MWh	700 MWh	1000 MWh
Electrolizadores alcalinos	1 GW	2 GW	3 GW

Adicionalmente, el EIA establece una capacidad máxima de producción de 53.347 kg/h bajo parámetros de diseño, y una producción real estimada de 33.643 kg/h. Esta diferencia representa un factor de planta del 63% respecto a la capacidad instalada, lo que se debe principalmente a las restricciones operacionales reales del sistema, tales como la variabilidad de la energía la eólica (viento), la disponibilidad de mecánica de equipos, programas de mantenimiento, además de otras restricciones.

Tabla 4.2. Producción máxima y estimada de hidrogeno verde. Obtenido de (ASOE Chile Diez SpA, 2024).

Producción de hidrógeno verde	Fase 1	Total

Máxima (Capacidad Instalada)	17782 kg/h	53347 kg/h
Estimada	13846 kg/h	33643 kg/h

5. Objetivos y Análisis de Ciclo de Vida

5.1. Objetivos

El objetivo del análisis de ciclo de vida se condice con el del presente estudio el cuál corresponde a evaluar y comparar los impactos ambientales asociados a la producción de hidrógeno verde purificado mediante electrólisis alcalina, considerando dos escenarios de suministro eléctrico: energía eólica en Magallanes y energía solar fotovoltaica en Antofagasta, utilizando como base de modelación los datos del proyecto HNH Energy, para lo cual se cuenta con 4 objetivos específicos:

- Elaborar un inventario de ciclo de vida (LCI) para ambos escenarios, integrando como base datos de diseño del proyecto HNH Energy.
- Cuantificar los impactos ambientales de cada escenario mediante un análisis de ciclo de vida (ACV) utilizando el software OpenLCA v2.5 y la base de datos Ecoinvent v3.11.
- Realizar un estudio de sensibilidad sobre los supuestos críticos identificados en el modelado, para evaluar la robustez de los resultados en ambos casos.
- Comparar y analizar los resultados entre escenarios, identificando ventajas y desventajas de cada alternativa.

5.2. Alcance

Para el presente análisis comparativo de ciclo de vida, se tienen dos sistemas de estudio asociados a los siguientes casos:

- Caso 1: Producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica (Región de Magallanes)

- Caso 2: Producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica (Región de Antofagasta)

Para ambos sistemas, se toma como referencia el esquema de la cadena de valor del hidrógeno verde expuesto en secciones previas, y considerando la descripción de las distintas etapas que componen la planta de producción de amoníaco verde detallada en el estudio de impacto ambiental (EIA) del proyecto HNH Energy. Para ambos casos de estudio se han delimitado a las siguientes etapas:

- Generación de energía renovable: Por medio de un parque eólico o una planta solar fotovoltaica, que generen la energía necesaria para alimentar las múltiples etapas seleccionadas de la planta de procesos.
- Suministro de agua: Abarca la captación de agua de mar, sus procesos de pretratamiento para la posterior desalación por osmosis inversa y desmineralización mediante electrodeionización para la obtención de agua ultrapura para alimentar los electrolizadores.
- Producción de hidrógeno: A través de electrolisis alcalina, se produce hidrógeno crudo.
- Purificación: Consta de sistemas de separación gas-líquido, reactores de desoxigenación (DeOxo) y secadores de adsorción térmica (TSA) para alcanzar las especificaciones técnicas requeridas del hidrógeno para la producción de amoníaco.

Aunque en la planta de procesos del proyecto se contempla una etapa adicional de almacenamiento de hidrógeno, esta no se contempla dentro del sistema de estudio, puesto que no es para la cantidad total de hidrogeno producido, sino que es solo para una parte, ya que según lo descrito en el EIA, este se destina principalmente y de forma directa al proceso de síntesis de amoníaco, es decir, que el objetivo no es almacenarlo como producto valioso, sino que se trata de un proceso auxiliar, que tiene la función de amortiguar la variabilidad de la generación eléctrica renovable en caso que se presente, con el fin de asegurar un suministro continuo de hidrógeno para la producción de amoníaco verde. Además, quedan explícitamente excluidos del análisis los procesos posteriores a las etapas previamente descritas, referidos a la síntesis de amoníaco (reconversión mediante proceso Haber-Bosch), el almacenamiento del amoníaco, junto su transporte y distribución a mercados de exportación.

Por último, para cuantificar la contribución ambiental de cada etapa dentro del sistema, se adopta un enfoque de impacto directo por etapa, entendido como los impactos asociados a los insumos y requerimientos propios de dicha unidad. Con el fin de evitar solapamientos y doble contabilidad entre etapas acopladas, los flujos que provienen de subsistemas específicos del proyecto (por ejemplo, el suministro eléctrico renovable y el acondicionamiento de agua) se atribuyen a su etapa de origen, y no a las unidades que los consumen. Este criterio permite separar y comparar de manera consistente la participación relativa de cada etapa en el impacto total del sistema bajo los límites definidos.

5.2.1. Límites de los sistemas de estudio

El alcance para ambos sistemas de estudio es de "Cuna a la Puerta" (Cradle-to-Gate), este enfoque implica que el análisis cubre las etapas de vida del producto que incluyen la cadena de generación de energía y materiales, junto con el transporte de equipos e insumos (importación), hasta el momento en que el hidrógeno está listo para su uso intermedio o final en el límite de la planta ("la puerta"). Sin embargo, se excluye el uso final del hidrógeno producido. Por ende, para los sistemas del Caso 1 y Caso 2 se consideran las fases de construcción y operación de las distintas etapas que los componen, como se expone en la Figura 5.1 y Figura 5.2 respectivamente.

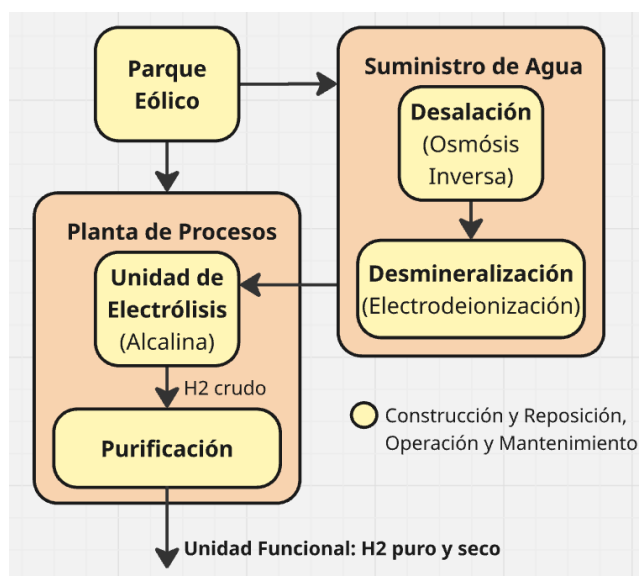


Figura 5.1. Esquema simplificado del sistema del Caso 1 (Elaboración propia).

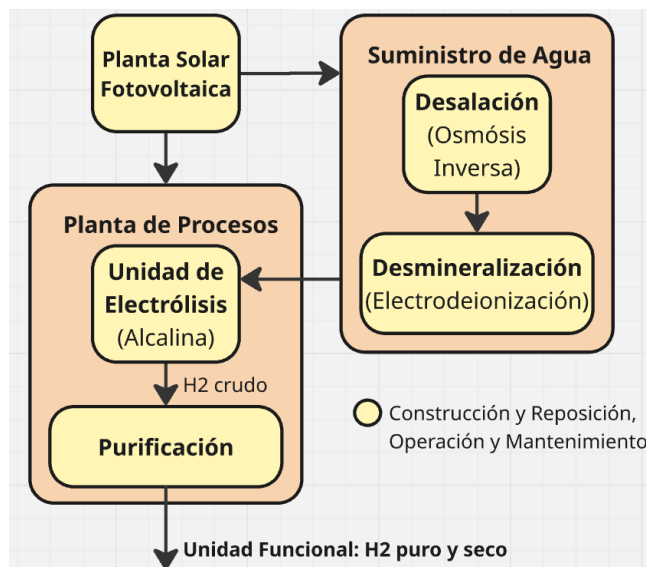


Figura 5.2. Esquema simplificado del sistema del Caso 2 (Elaboración Propia).

Dentro de la fase de construcción se incluyen tanto la infraestructura inicial como las reposiciones de los equipos, mientras que, en la fase de operación, se considera el funcionamiento y el mantenimiento de los componentes de cada etapa. Es importante destacar, que se el proyecto HNH Energy contempla una vida útil de 50 años, parámetro que determina la frecuencia de dichas reposiciones. Por último, cabe mencionar que para ambas fases se considera el transporte de los insumos o materiales requeridos.

5.2.2. Unidad funcional

Como se mencionó en la sección anterior, la elección de la unidad funcional en los estudios de Análisis de Ciclo de Vida es de suma importancia, aún más cuando el estudio tiene un fin comparativo dado que se debe reflejar la cuantificación y comparación de forma equivalente. Para este estudio, la unidad funcional corresponde a la producción de 1 kg de hidrógeno puro y seco, a una presión aproximada de 30 bar y a temperatura ambiente.

5.2.3. Supuestos y exclusiones

Para el análisis de estudio, se adoptaron las siguientes consideraciones:

- La totalidad de electricidad requerida para la producción de hidrógeno proviene exclusivamente de fuentes renovables propias del proyecto (eólica o solar fotovoltaica), sin considerar los aportes de suministro externo mencionados para la segunda etapa en el EIA.

- Todo el hidrógeno crudo que se produce de la electrólisis es purificado (no existen pérdidas).
- Dentro de la construcción no se consideran los procesos de extracción de materias primas, los residuos generados durante la fabricación de equipos y repuestos.
- Para efectos del transporte, se considera que los insumos químicos y materiales de construcción provienen mayoritariamente de Estados Unidos y China, debido a la falta de información específica sobre los proveedores asociados.
- La eficiencia es perfecta en los separadores de fases, donde el agua recircula sin pérdidas energéticas adicionales considerables.
- La vida útil de los equipos que componen la planta es de entre 20 y 30 años.

5.2.4. Definición de casos de estudio

5.2.4.1. Caso 1: Producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica (Región de Magallanes)

El primer caso de estudio es del sistema original del proyecto HNH Energy, que se refiere a la producción de hidrógeno verde alimentado por energía generada del parque eólico, considerando el escenario de producción estimada, informada en el EIA del proyecto, donde se establece que la cantidad estimada de hidrógeno producido es de 33.643 kg/h, lo que equivale a un factor de planta del 63% de la capacidad instalada. Se modela en base a la producción esperada, con el fin de representar de manera más realista el funcionamiento esperado de la planta, y obtener resultados de impacto ambiental coherentes con la producción efectiva de hidrógeno verde del proyecto.

5.2.4.2. Caso 2: Producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica (Región de Antofagasta)

En este segundo caso, el inventario base se mantiene, la única modificación que se realiza es de la fuente de energía renovable que alimentara la planta. Para ello, se considera la reubicación del emplazamiento del proyecto a la región de Antofagasta, con el objetivo evaluar la sustitución del parque eólico contemplado originalmente en el marco del proyecto HNH Energy por una planta solar fotovoltaica. Para ello, el modelo se ajusta a las condiciones locales al considerar los factores de planta típicos en la zona de Antofagasta,

que oscilan entre 30–35% en gran parte del territorio (Ministerio de Energía, 2021), para este estudio se adopta un valor intermedio del 32,5%.

5.2.5. Caso de Sensibilidad

Para evaluar la robustez de los resultados y abordar la incertidumbre inherente al modelado, se seleccionó el consumo específico de energía como variable crítica para el análisis de sensibilidad. Esta decisión se fundamenta en que, de acuerdo con estudios previos sobre la materia, la etapa de generación de energía renovable es la que constituye el principal *hotspot* ambiental del ciclo de vida. Adicionalmente, dado que el inventario del Caso 2 (Solar) se basa en una modelación representativa para la región de Antofagasta con un factor de planta promedio del 32,5%, es necesario considerar una mayor incertidumbre asociada a sus resultados, por lo cual resulta imperativo someter estos supuestos a un análisis de sensibilidad que simule desviaciones respecto al comportamiento ideal proyectado. Por ello, se plantea un escenario de menor eficiencia operativa, considerando un aumento del 30% en la demanda energética del sistema que se encuentra definido principalmente por la etapa de electrolisis (de un consumo de 56,2 a 73,06 kWh/kg H₂), con el objetivo de cuantificar la influencia de estas variaciones sobre el desempeño ambiental global y verificar si las tendencias comparativas entre ambos casos se mantienen bajo condiciones subóptimas.

6. Análisis de Inventario

Como se mencionó en la definición del alcance de estudio, para ambos casos, el inventario del proceso de producción de hidrógeno verde se divide en las siguientes etapas: generación de energía renovable, suministro de agua, electrólisis y purificación. Además, cada una de estas etapas se compone de las fases de construcción y reposición de equipos, junto con su operación y mantenimiento.

Cabe destacar que, con el fin de asegurar la comparabilidad entre los casos de estudio, ambos comparten el mismo inventario en las etapas posteriores de la generación de energía renovable, es decir, que consideran el mismo inventario del sistema de producción de hidrógeno, que se refiere a construcción y operación de los subprocesos de desalación y desmineralización, electrólisis alcalina y purificación, manteniendo constante la unidad funcional y los límites del sistema. La única diferencia entre ambos casos corresponde a la fuente de suministro eléctrico renovable que abastece los consumos eléctricos del sistema: energía eólica y energía solar fotovoltaica.

6.1. Recopilación y uso de datos

La elaboración del inventario considero como base el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto HNH Energy, complementado con documentos clave del proceso de evaluación, tales como la Adenda y otros anexos del proyecto, como el de balance de masa. Esta información permitió caracterizar las fases de construcción y operación para cada una de las etapas mencionadas.

Para la elaboración del inventario de la fase de construcción, fue necesario recurrir en mayor medida a fuentes externas, como literatura científica y catálogos de proveedores, con el fin de cuantificar con mayor precisión datos más específicos, tales como los materiales, insumos y energía requerida para la manufactura de los diversos equipos que componen la planta de procesos, los cuales no se encontraban detallados en los documentos mencionados del proyecto. Por otro lado, la elaboración del inventario para la fase de operación, los datos de las etapas de electrólisis y purificación se extrajeron mayoritariamente de dicho estudio (EIA). Mientras que, para las etapas restantes, la información faltante se completó priorizando *datasets* provenientes de otros estudios desarrollados en el contexto nacional, y

en última instancia, se optó por el uso de procesos de fondo de la base de datos de Ecoinvent v3.11.

Los datos recopilados para ambas fases fueron utilizados de la siguiente manera para ser expresados en términos de la unidad funcional correspondiente:

Se elaboró un inventario de la fase de construcción de cada etapa, compuesto por los materiales, infraestructura y consumos energéticos necesarios para su implementación. Para ello, se consideró la cantidad de equipos del balance de planta de la etapa y/o la capacidad instalada correspondiente a la etapa. Adicionalmente, estos inventarios incorporan las reposiciones requeridas durante la toda vida útil del proyecto (50 años), mediante un factor de recambio definido en función de la vida útil de cada componente o equipo, que se estimó en base a la Ecuación 1.

$$\text{Factor de recambio}_{\text{equipo/componente } j} = \frac{\text{Vida útil del proyecto}}{\text{Vida útil del equipo/componente } j} \quad (1)$$

A continuación, en la Tabla 6.1 se exponen los valores típicos de vida útil asumidos para los distintos equipos y componentes de la planta, junto con sus factores de reposición estimados a partir de la Ecuación 1.

Tabla 6.1. Valores de vida útil y factor de reposición para los equipos y componentes del proyecto.

Equipos y Componentes	Vida útil (años)	Factor de reposición
Aerogeneradores 8 MW	20	2,5
Membranas de Ultrafiltración y Osmosis Inversa	5	10
Estanques de almacenamiento	50	1
Bombas	20	2,5
Transformadores	30	1,67
Torres de Secado	25	2
Intercambiador de Calor por Aire	20	2,5
Intercambiador de Calor	20	2,5
Separadores Gas-Líquido	20	2,5

Reactor de Desoxigenación	25	2
Torres de Secado	25	2
Electrolizador (20 MW)	20	2,5

Posteriormente, para expresar la construcción en términos de la unidad funcional del estudio (1 kg de H₂ purificado y seco), se estimó para cada etapa un ítem de planta en base a la Ecuación 2, que se define como el inventario de construcción acumulado en 50 años normalizado por el hidrógeno total producido durante dicho periodo. La función de esta ecuación es repartir la carga ambiental de construir una etapa entre todo el hidrógeno que esta permitirá producir durante toda la vida útil que contempla el proyecto. Por ello, primero se suma todo el inventario de construcción asociado a esa unidad (como los materiales de los equipos, infraestructura y junto con sus reposiciones en 50 años) y luego ese total se divide por la producción total de hidrógeno producido en esos 50 años. De esta manera la ecuación permite amortizar la construcción de la planta y expresarla como una contribución por 1 kg de H₂ puro y seco.

$$\text{Item Construcción de planta}_{\text{Etapa } i} = \frac{\text{Inventario de Construcción}_{\text{Etapa } i}}{\text{Hidrógeno producido en 50 años}} \quad (2)$$

A continuación, en la Tabla 6.2 se exponen los valores de los Ítem de Construcción de planta para las etapas seleccionadas, estimados a partir de la Ecuación 2.

Tabla 6.2. Ítems de Construcción de planta para cada etapa seleccionada.

Etapas seleccionadas		Ítem de Construcción de Planta (planta/kg H ₂)
i. Generación de energía renovable	Eólica	7,5x10 ⁻⁸
	Solar Fotovoltaica	1,18E-6
	Sistema BESS	1,37x10 ⁻¹⁰
ii. Suministro de agua	Desalación	1,13x10 ⁻¹⁰
	Desmineralización	11,65
iii. Producción de hidrógeno verde	Electrólisis	6,84x10 ⁻¹¹
iv. Acondicionamiento	Purificación	6,84x10 ⁻¹¹

En cuanto a los inventarios asociados a la fase de operación, las etapas de generación de energía renovable y suministro de agua (desalación y desmineralización) se modelan mediante procesos con sus propios flujos de referencia por unidad de proceso, es decir, 1 kWh de electricidad y 1 m³ de agua desalada o desmineralizada, respectivamente. Dado que los productos de estas etapas se utilizan como insumos en los procesos posteriores, sus contribuciones se escalan automáticamente en OpenLCA v2.5 en función de la demanda requerida para producir la unidad funcional del estudio. En cambio, las etapas de electrólisis y purificación de hidrógeno se modelan directamente en función de la unidad funcional del estudio (1 kg de H₂ puro y seco), normalizando los consumos mediante la relación indicada en la Ecuación 3, que considera el consumo de un insumo en una cierta base temporal o de caudal y normaliza dividiendo por la tasa de producción de hidrógeno en esa misma base. De esta forma, la ecuación convierte los consumos de proceso por ejemplo kW, L/s o kg/año, en consumos específicos por unidad funcional, es decir, como kWh/kg H₂, kg/kg H₂ o L/kg H₂.

$$\text{Consumo del insumo } i \text{ por unidad funcional} = \frac{\text{Tasa de consumo del insumo } i}{\text{Tasa de producción de hidrógeno}} \quad (3)$$

6.2. Inventario de etapas de la cadena de valor de hidrógeno

A continuación, se describe la elaboración de los inventarios para las fases de construcción y operación de los Casos 1 y 2. Puesto que la distinción principal entre ambos escenarios radica en la primera etapa de generación de energía renovable, se presentan por separado los inventarios asociados a la etapa de generación de energía eólica y el de generación de energía solar fotovoltaica. La confección de los inventarios de las etapas tomó como base la información detallada del estudio de impacto ambiental del proyecto HNH Energy.

Para indagar con mayor profundidad en la metodología de elaboración del inventario y los criterios de cálculo aplicados, se sugiere consultar el [Anexo A](#).

6.2.1. Generación de energía renovable

6.2.1.1. Caso 1: Generación de energía eólica

El proyecto contempla un parque eólico con una potencia total de 3,5 GW para el suministro energético del complejo industrial. Para lo cual el parque estaría conformado por alrededor de 438 aerogeneradores, subestaciones colectoras, redes de transmisión eléctrica y caminos internos. El proyecto contempla un factor de planta de alrededor del 54% para el parque eólico.

Los aerogeneradores principalmente declarados en el proyecto son de tipo onshore, con eje horizontal y que poseen de características similares a las de un aerogenerador comercial de la marca Vestas, como se puede observar en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3. Características de los Aerogeneradores. Obtenido de (ASOE Chile Diez SpA, 2024).

Característica	Valor
Superficie de cada aerogenerador	23 m ²
Potencia unitaria aerogenerador	8 MW
Cantidad de aspas por aerogenerador	3 aspas
Longitud de aspas	70,3 m
Área de barrido del aerogenerador	23234 m ²
Altura de la torre	110 m
Diámetro del rotor	175 m
Velocidad de parada o corte	25 m/s

Adicionalmente, el proyecto contempla infraestructura eléctrica adicional como subestaciones colectoras (SS-C) distribuidas en el parque mediante una red de transmisión de media tensión. Estas subestaciones elevan la tensión para transmitir la energía a través de una línea soterrada de 220 kV hacia la subestación principal ubicada en la planta de procesos.

Los requerimientos de manufactura e infraestructura de los aerogeneradores, como la torre, góndola, rotor, cimentaciones, entre otros, se estiman a partir del estudio del Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea, que reporta intensidades de materiales en kg/MW para diferentes configuraciones de aerogeneradores. Considerando las características de los aerogeneradores del proyecto, estos se modelan como uno de tipo E-PMSG, las cantidades

de materiales se obtienen a partir de las intensidades de dicha categoría, escalándolas por la potencia nominal de 8 MW. Asimismo, se considera la energía necesaria para la manufactura de los aerogeneradores, tomando como aproximación la energía requerida para la confección de los aerogeneradores de mayor potencia disponible en Ecoinvent v3.11 (de 4,5 MW). Adicionalmente, a modo de representar la infraestructura completa del parque eólico, se incluyen las redes de transmisión asociadas, utilizando como representación el inventario de redes de transmisión correspondiente al mismo *dataset*.

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, a partir de la Ecuación 2 presentada previamente, obteniéndose de esta manera el Ítem de Construcción de la planta para la etapa de generación de energía eólica, expuesto en la Tabla 6.2.

Por otro lado, para la elaboración del inventario de operación del parque eólico, se considera como aproximación conservadora el proceso de fondo de Ecoinvent para la producción de electricidad eólica por medio de aerogeneradores de 4,5 MW. Específicamente, se utilizó el *dataset* del estudio de Cuadra (2024), el cual adapta el inventario de operación de la base de datos de Ecoinvent v3.10 a la realidad nacional, integrando los requerimientos de operación y mantenimiento del aerogenerador (principalmente asociados al consumo de aceite lubricante, normalizados por kWh (Cuadra, 2024). Si bien, el proyecto contempla aerogeneradores de mayor potencia (8 MW), se optó por mantener el inventario sin escalamiento adicional. Esta decisión se fundamenta en que los impactos por kWh no crecen de forma proporcional a la potencia nominal, sino que dependen de variables de diseño como el diámetro de rotor, altura de buje y diseño (Caduff, Huijbregts, Althaus, Koehler, & Hellweg, 2012); por ello, se mantiene el mismo inventario a modo de reducir la incertidumbre.

6.2.1.2. Caso 2: Generación de energía solar fotovoltaica

En este segundo caso de la planta solar fotovoltaica para el suministro energético de la planta del proyecto, es importante destacar que se considera un factor de planta del 32,5%, valor que se encuentra dentro del rango típico de 30-35% para la región de Antofagasta (Ministerio de Energía, 2021). De modo que, se estimó una potencia nominal de 5,9 GW que debía poseer la planta FV para suplir eléctricamente las etapas seleccionadas de la

planta. Esta estimación se realiza a partir del consumo anual del sistema y del rendimiento esperado de la tecnología, el detalle de esta estimación se presenta en el [Anexo A](#).

Luego, para la confección del inventario de construcción de la planta solar fotovoltaica, se utilizó el *dataset* de Ecoinvent v3.11 “*photovoltaic plant, 570kWp, multi-Si, on open ground*”, que representa la instalación de una planta solar fotovoltaica de 570 kWp compuesta por módulos multi-Si. Este *dataset* considera los principales componentes de montaje como los módulos, estructura en suelo, inversor de 500 kW e instalación eléctrica asociada, además de la energía requerida su montaje. Para la adaptación de este *dataset* según los requerimientos del proyecto, su inventario se escaló respecto al valor de potencia requerido. Además, dado que la vida útil del proyecto es de 50 años y el *dataset* de la planta considera una de 30 años, se incorporó un factor de reposición para representar sus recambios necesarios a lo largo de su vida útil. Finalmente, se normalizó a la unidad funcional de la misma forma que se hizo con la energía eólica, mediante la producción total de hidrógeno verde durante toda la vida útil del proyecto.

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, a partir de la Ecuación 2 presentada previamente, obteniéndose de esta manera el Ítem de Construcción de la planta para la etapa de generación de energía solar fotovoltaica, expuesto en la Tabla 6.2.

Por su parte, el inventario de operación de esta tecnología se desarrolló de manera análoga al parque eólico, se tomó como aproximación conservadora el proceso de Ecoinvent v3.10 para la producción de electricidad por medio de una planta solar fotovoltaica de 570 kWp, considerando el *dataset* adaptado por Cuadra (2024) a la realidad nacional, que incluye los requerimientos de operación y mantención de sus instalaciones (Cuadra, 2024).

6.2.1.3. Sistema de almacenamiento de energía de baterías (BESS)

Adicionalmente, dentro del proyecto se contempla un sistema de almacenamiento de energía de baterías (BESS) con el fin de estabilizar la energía generada por el parque eólico. En particular, se consideran baterías de ion litio (Li-ion) recargables. El sistema considera una capacidad total de 1.000 MWh, una potencia nominal de descarga de 500 MW y 2 horas de autonomía y se compone de 308 contenedores de acero de dimensiones aproximadas de 10x4x4 metros cada uno. Dado que el EIA solo especifica que se trata de

baterías de ion-litio, se supone que el sistema BESS utiliza celdas de química LFP (*lithium-iron-phosphate*), ya que, en un reporte de la JRC de la Unión Europea, estas celdas químicas se identifican como dominantes en almacenamiento, además se menciona que a futuro se convertirán en el estándar masivo de la industria (Bielewski, y otros, 2022).

Para la elaboración del inventario de manufactura de este sistema, se considera un estudio reciente que desglosa el inventario de baterías de Litio-Ferfosfato (LFP) diseñadas específicamente para aplicaciones estacionarias de integración renovable a gran escala. En este estudio se reportan los flujos de masa y energía por kWh, para la manufactura de las celdas electroquímicas, el balance del sistema que incluye Sistema de gestión de baterías (BMS), cableado y contenedores (Hemmati, Bayati, & Ebel, 2024). Dichos valores unitarios se escalan linealmente según la capacidad energética total definida para el sistema de almacenamiento en el proyecto.

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, a partir de la Ecuación 2 presentada previamente, obteniéndose de esta manera el Ítem de Construcción de la planta para el sistema BESS, expuesto en la Tabla 6.2

Por otro lado, para el inventario de la fase de operación del sistema se modeló en función de los flujos energéticos de carga y descarga del sistema. Basado en los parámetros técnicos reportados en el mismo estudio, se consideró una eficiencia de ciclo completo del 80% (Hemmati, Bayati, & Ebel, 2024). Esto implica que el 20% de la energía inyectada al sistema se pierde, principalmente mediante disipación térmica al ambiente y consumos auxiliares. Además, dado que en el EIA del proyecto no se especifica una cantidad de ciclos de carga/descarga estimada, se adoptó un supuesto de operación estándar de la literatura. En particular, se asumió un 1 ciclo equivalente completo por día, consistente con el supuesto utilizado por la ficha NREL ATB Utility-Scale Battery Storage, la cual basa su parametrización de costo/desempeño con esta consideración. Bajo este supuesto, para incorporar el BESS en el balance eléctrico de la planta, se estima la fracción de energía que circula por el este sistema es aproximadamente el 2,2%, fracción que se asigna proporcionalmente al consumo eléctrico de cada etapa de la planta.

6.2.2. Suministro de agua

Debido a que esta etapa se compone de dos subprocesos (desalación y desmineralización) para la obtención de agua ultrapura necesaria para la electrolisis. A continuación, se describe el inventario por separado para cada subproceso.

6.2.2.1. Desalación

El proyecto contempla una planta desaladora permanente para el abastecimiento de agua de proceso. Su línea de tratamiento considera en términos generales, un pretratamiento físicoquímico, seguido de ultrafiltración (UF), neutralización de efluentes y, finalmente, ósmosis inversa en dos etapas (RO1 y RO2), para asegurar la calidad del agua permeada. En particular, el pretratamiento incluye una unidad de flotación por aire disuelto (DAF) destinada a la remoción de partículas flotantes como algas, grasas y aceites, y una etapa de ultrafiltración orientada a reducir el ensuciamiento de las membranas de ósmosis inversa y asegurar la calidad del agua de alimentación. Adicionalmente, los efluentes generados en los retrolavados y operaciones de limpieza química (CEB/CIP) de la UF y de la RO se conducen a un tratamiento de neutralización, donde se ajusta su pH y se acondicionan antes de su descarga final.

El agua desalada generada de la osmosis inversa es destinada a los distintos consumos del proyecto y alimenta la etapa posterior de desmineralización asociada a la producción de hidrógeno. Cabe señalar que el EIA indica que la operación del DAF se restringe a períodos puntuales de mayor presencia de sólidos y proliferación de algas (en un periodo de entre 2–3 meses al año), mientras que durante el resto del tiempo el agua puede derivarse directamente a las etapas subsiguientes del tren de tratamiento. Por esta razón, y dado que su operación es estacional, se considera que su aporte relativo a los impactos resultaría marginal frente al consumo energético que supone el sistema de desalación. Por ende, la unidad DAF no se incluye en la modelación de la planta desaladora.

Por otro lado, en cuanto a la operación de la planta, la Tabla 6.4 presenta los caudales de operación detallados en el balance de masa del proyecto, para la planta desaladora del proyecto, distinguiendo el flujo de agua de mar captada, el agua desalada producida y el rechazo de la planta. En particular, se considera una captación de 326 L/s de agua de mar, de los cuales 114 L/s corresponden al caudal de agua desalada que alimentará las etapas

posteriores del proceso, mientras que 212 L/s se descargan como rechazo de desalación. Estos valores implican una recuperación aproximada del 35 % del agua captada en forma de permeado útil, siendo el caudal restante manejado como salmuera de rechazo y otros efluentes asociados a la operación de la planta.

Tabla 6.4. Flujos de operación etapa de desalación. Obtenido de (ASOE Chile Diez SpA, 2024)

Caudales estimados de la planta de desalación	Cantidad (L/s)
Agua de Mar	326
Agua Desalada	114
Rechazo Desaladora	212

La fase de construcción de la planta de desalación se representa mediante el *dataset* de Ecoinvent v3.11 denominado “*water works construction, seawater reverse osmosis, ultrafiltration pretreatment*”, que representa la construcción de una planta de filtración por membranas RO con pretratamiento por ultrafiltración de agua de mar. Este *dataset* fue necesario escalarlo considerando la capacidad de producción de la planta del proyecto y, adicionalmente, complementar su inventario con equipos y componentes que no están explícitamente representados pero que sí forman parte del diseño del EIA.

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, a partir de la Ecuación 2 presentada previamente, obteniéndose de esta manera el Ítem de Construcción de la etapa de desalación, expuesto en la Tabla 6.2.

Mientras que para la fase de operación se utiliza como proxy el *dataset* de osmosis inversa elaborado en el marco del proyecto IDRO (definido por 1 m³ de agua desalada producto). Del inventario se consideran la captación de agua de mar, la demanda eléctrica total y consumos de insumos químicos de pretratamiento y limpiezas CEB/CIP. Cabe mencionar que, para adaptar el inventario de IDRO a la realidad del proyecto, se eliminan los químicos de postratamiento y se cambia el proveedor eléctrico a la electricidad generada del parque eólico del proyecto. Además, se incorporan químicos adicionales asociados al tratamiento de neutralización reportados en el EIA. Finalmente, a partir de la Ecuación 2, el proceso se escala a la unidad funcional porque la producción de H₂, los valores se exponen en la Tabla 6.5.

Tabla 6.5. Inventario de la etapa de desalación para la fase de operación por unidad funcional (Elaboración Propia).

Categoría	Flujos Operacionales	Cantidad por UF	Unidad
Energía y agua	Consumo eléctrico	5,64E-02	kW/ kg H ₂
	Agua de mar	2,71E-02	m ³ / kg H ₂
Químicos Pretratamiento	Ácido sulfúrico	1,02E-05	kg/ kg H ₂
	Hipoclorito de Sodio	1,71E-06	kg/ kg H ₂
	Sulfito de Sodio	1,34E-04	kg/ kg H ₂
	Policarboxilato (antiincrustante)	2,04E-05	kg/ kg H ₂
Químicos Limpieza Química	Ácido Cítrico	1,85E-05	kg/ kg H ₂
	Hidróxido de sodio	1,22E-06	kg/ kg H ₂
	Hipoclorito de Sodio	2,20E-05	kg/ kg H ₂
	Ácido clorhídrico	7,60E-05	kg/ kg H ₂
Químicos Neutralización	Ácido Sulfúrico	7,87E-04	kg/ kg H ₂
	Metabisulfito de Sodio	1,10E-04	kg/ kg H ₂
	Hidróxido de Sodio al 50%	1,14E-03	kg/ kg H ₂

6.2.2.2. Desmineralización

Dentro del proyecto se contempla una planta de desmineralización mediante electrodeionización continua (CEDI), la cual utiliza membranas selectivas de intercambio iónico y corriente eléctrica para remover iones/contaminantes remanentes que pueda contener el agua desalada y producir agua de alta pureza, sin requerir productos químicos. Esta agua ultrapura se destina posteriormente a los electrolizadores, dosificación de agua alcalina y enfriamiento de electrolizadores. La planta cuenta con trenes de módulos de electrodeionización, estanques de almacenamiento, sistemas de bombeo de impulsión y recirculación a los estanques y un sistema eléctrico y de control que incluye transformadores/rectificadores

Respecto a la operación de este proceso, en la Tabla 6.6 se exponen los caudales de operación para la planta, distinguiendo el flujo de alimentación de agua desalada (111 L/s), el agua ultrapura producida (106 L/s) y el rechazo de la planta (5 L/s).

Tabla 6.6. Flujos de operación etapa de desmineralización. Obtenido de (ASOE Chile Diez SpA, 2024).

Caudales estimados de la planta de desalación	Cantidad (L/s)
Agua Desalada	111
Agua Desmineralizada	106
Rechazo Desmineralizadora	5

Las fases de construcción y operación de la planta de desmineralización se modelan a partir del proceso genérico “*water production, ultrapure*” de la base de datos Ecoinvent v3.11. Este *dataset* representa la producción de agua ultrapura mediante electrodeionización continua (CEDI). El inventario de este *dataset* está expresado por kg de agua producida, es decir, la infraestructura y consumos de la planta se encuentran amortizados sobre su producción total a lo largo de su vida útil.

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, a partir de la Ecuación 2 presentada previamente, obteniéndose de esta manera el Ítem de Construcción de la planta para la etapa de desmineralización, expuesto en la Tabla 6.2. Cabe señalar que la diferencia de orden de magnitud de este ítem respecto al de las demás etapas se debe a la forma en que se construye el *dataset* de Ecoinvent, ya que la planta de desmineralización se modela como un sistema genérico de CEDI cuya infraestructura y reposiciones se encuentran amortizadas por 1 kg de agua ultrapura producida. Al escalar este inventario con el consumo de 11,65 L de agua desmineralizada requeridos por kg de H₂ en el proyecto, el ítem de planta de esta etapa resulta relativamente más elevado que el de las demás unidades del sistema.

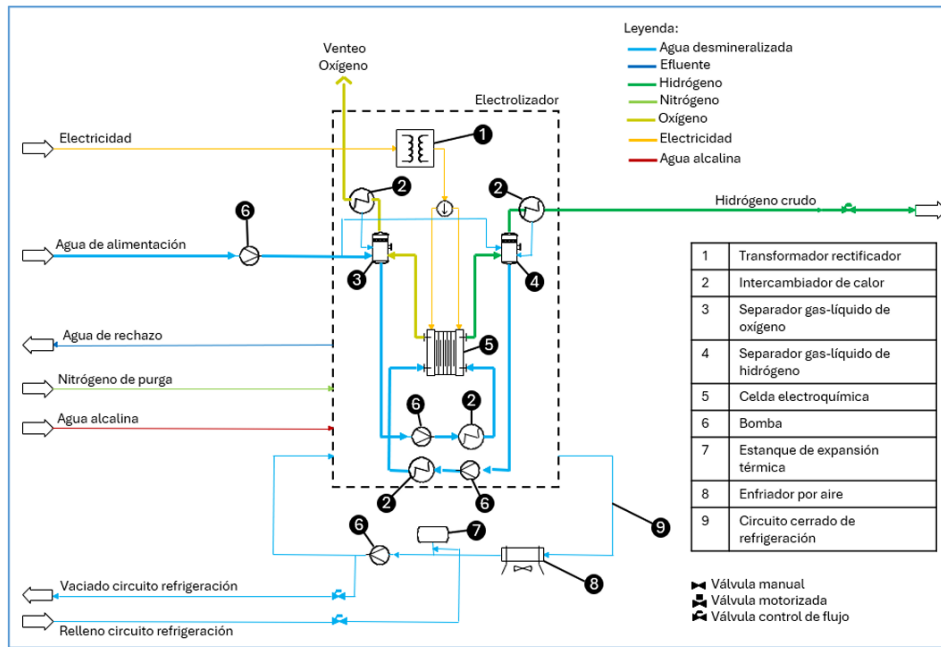
Asimismo, para la fase de operación y mantenimiento de este proceso, se utiliza el mismo *dataset* mencionado previamente, pero esta vez considerando aquellos flujos operacionales, como el agua de alimentación, demanda eléctrica y nitrógeno de servicio. Para adaptarlo al proyecto, fue necesario realizar algunas modificaciones que se encuentran detalladas en el [Anexo A](#). En el sistema completo, la demanda de agua ultrapura (kg por kg H₂) escala automáticamente los flujos de operación de este proceso a la unidad funcional de 1 kg de H₂, como se puede ver en la Tabla 6.7.

Tabla 6.7. Inventario de la etapa de desmineralización para la fase de operación por unidad funcional. (Elaboración Propia).

Flujos operacionales	Cantidad por UF	Unidad
Consumo eléctrico	6,35E-02	kW/ kg H ₂
Agua desalada	17,4	L /kg H ₂
Nitrógeno de servicio	7,72E-05	kg/ kg H ₂

6.2.3. Electrólisis

En el proyecto se establece que la producción de hidrógeno se realiza mediante electrolizadores alcalinos presurizados, empleando una solución de hidróxido de potasio (KOH) como electrolito. La configuración total considera 150 unidades de electrolizadores, cada uno de 20 MW de potencia, de esta manera se tiene en total una potencia nominal de 3000 MW de electrolizadores. Adicionalmente, cada unidad posee sistemas auxiliares como separadores gas-líquido, transformadores, bombas hidráulicas y circuitos cerrados de agua de enfriamiento. Además, se describe que, existe una separación primaria, donde el oxígeno se enfría y separa en un separador gas-líquido para luego ser venteado al ambiente, mientras que el hidrógeno producido se separa en su propio recipiente, puesto que se encuentra saturado de agua y con trazas de oxígeno. Finalmente, el hidrógeno producido del proceso de electrólisis alcalina es denominado como hidrógeno “crudo” y se conduce directamente a la etapa de purificación. En la Figura 6.1 es posible observar un diagrama general de la composición de cada unidad de electrólisis.



Fuente: Ingeniería Proyecto HNH Energy.

Figura 6.1. Diagrama de flujo de la unidad de electrólisis. Obtenido de (ASOE Chile Diez SpA, 2024).

En la Tabla 6.8 se presenta el balance total de las 150 unidades de electrólisis, donde se expone la cantidad total de equipos que requiere la planta.

Tabla 6.8. Detalle del Balance Total de las Unidades de Electrólisis. Obtenido de (ASOE Chile Diez SpA, 2024).

Equipos	Cantidad total
Electrolizador (20 MW)	150
Separadores de Gas-Líquido (para H ₂ y O ₂)	300
Transformadores de bajada	6
Tanques de Almacenamiento de KOH	3
Bombas hidráulicas	26
Intercambiador de Calor por aire	12

Por otra parte, respecto a la producción de la unidad, en Tabla 6.9 se presentan los valores estimados de producción de hidrógeno, expresados en diferentes unidades temporales. Estos datos son esenciales para el estudio, puesto que constituyen el factor de normalización para los inventarios de todas las etapas del proyecto.

Tabla 6.9. Producción estimada de hidrógeno del proyecto en diferentes escalas temporales. Obtenido de (ASOE Chile Diez SpA, 2024) .

Producción estimada de hidrógeno	Cantidad total	Unidad
Por Hora	33.643	kg/h
Por año	294.712.680	kg/año
Para toda la Vida útil del proyecto (50 años)	14.735.634.000	kg

Para representar la fase de construcción de la unidad, se elaboró un inventario que posee todos los equipos que la componen, y además, incorpora las reposiciones necesarias para su funcionamiento durante toda la vida útil del proyecto. Posteriormente, estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, a partir de la Ecuación 2 presentada previamente, obteniéndose de esta manera el Ítem de Construcción de la planta para la unidad de electrólisis, expuesto en la Tabla 6.2.

En cuanto a la elaboración del inventario de operación de la unidad de electrólisis, se hizo a partir de los balances de masa reportados en el EIA del proyecto, expresando todos los flujos por la unidad funcional de 1 kg de H₂. Considerando la potencia instalada de electrólisis, los caudales de agua desmineralizada, los consumos de solución de KOH de reposición y el caudal de rechazo líquido a la planta de RILES, se expresaron como consumos específicos por kg de hidrógeno, de manera que la operación de los 150 electrolizadores de 20 MW quedara representada mediante esos flujos normalizados, los cuales se exponen en la siguiente tabla.

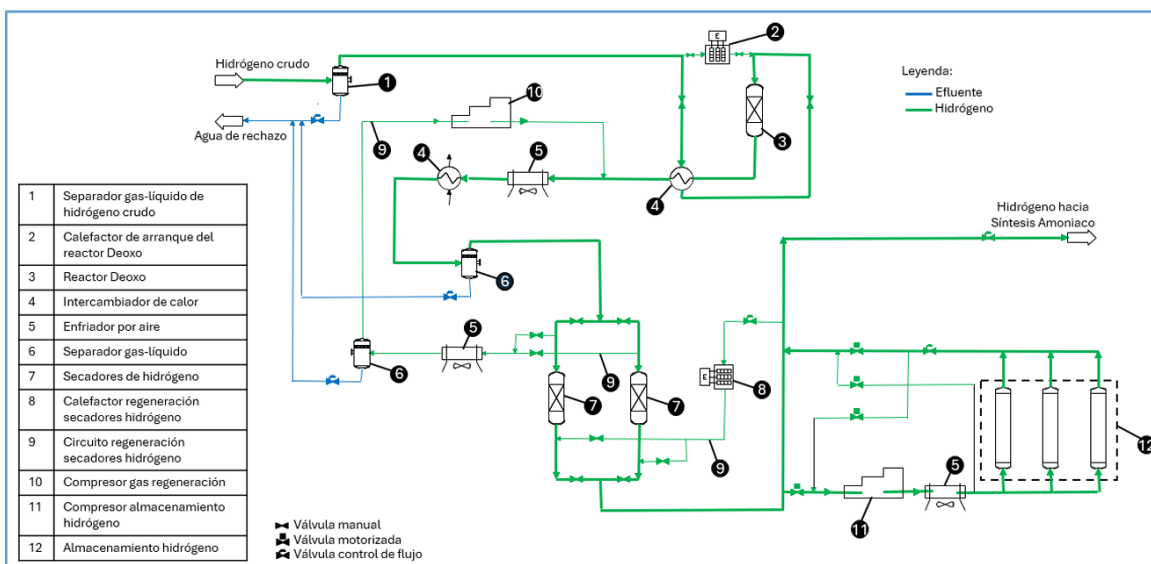
Tabla 6.10. Inventario de la Unidad de Electrólisis para la fase de operación por unidad funcional (Elaboración Propia).

Flujos operacionales	Cantidad por UF	Unidad
Consumo eléctrico	56,2	kWh/kg
Consumo agua Desmineralizada	11,65	kg/kg
Consumo KOH	0,049	kg/kg

6.2.4. Purificación

En el proyecto se establece que la unidad de purificación es de suma importancia, ya que tiene como objetivo entregar un hidrógeno con la calidad y seguridad requeridas para las etapas posteriores, eliminando oxígeno residual y reduciendo al mínimo la humedad del gas

producido. Esta etapa se organiza principalmente en tres trenes en paralelo, los cuales reciben el hidrógeno crudo proveniente de la electrólisis, el cual se encuentra saturado en agua y con trazas de oxígeno. Por esta razón, cada tren integra un sistema de desoxigenación (reactor Deoxo), que posee un catalizador Puristar R0-20 (a base de paladio y alúmina), donde el oxígeno se consume en su totalidad al reaccionar con una fracción del hidrógeno formando agua, lo que permite reducir el riesgo asociado a mezclas de ambos gases y obtener un flujo de gas más puro. Posteriormente, debido a que el efluente del reactor sale a alta temperatura (aproximadamente a 115°C) se conduce a un sistema de enfriamiento para condensar y drenar parte del agua. Por último, sigue una etapa de secado mediante tamiz molecular 4^a Zeochem (es de Zeolita, para torres de secado) que opera con dos estanques, lo que permite remover gran parte de la humedad residual y alcanzar un hidrógeno altamente seco, listo para ser usado para la producción de amoníaco. En la Figura 6.2 es posible observar un diagrama general de la composición la unidad de purificación.



Fuente: Ingeniería Proyecto HNH Energy.

Figura 6.2. Diagrama de flujo de la unidad de purificación. Obtenido de (ASOE Chile Diez SpA, 2024).

En la Tabla 6.11 se presenta la cantidad total de equipos que componen los 3 trenes de purificación.

Tabla 6.11. Detalle del Balance Total de las Unidad de Purificación. Obtenido de (ASOE Chile Diez SpA, 2024).

Equipos	Cantidad total
Separadores de Gas-Líquido (para H ₂ y O ₂)	9
Reactor DeOxo	3
Secadores de hidrógeno	6
Intercambiadores de calor	18
Compresor de gas de regeneración	6

Para representar la fase de construcción de la unidad, se elaboró un inventario que posee todos los equipos que la componen, y además, incorpora las reposiciones necesarias para su funcionamiento durante toda la vida útil del proyecto. Posteriormente, estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, a partir de la Ecuación 2 presentada previamente, obteniéndose de esta manera el Ítem de Construcción de la planta para la unidad de purificación, expuesto en la Tabla 6.2.

Luego, para la elaboración del inventario de operación y mantención de la unidad de purificación se realizó a partir de los balances de masa reportados en el EIA del proyecto, expresando todos los flujos por la unidad funcional de 1 kg de H₂. Considerando de esta manera, flujos operacionales asociados al consumo eléctrico y reposición de insumos (catalizador y tamiz molecular), como se expone en la Tabla 6.12.

Tabla 6.12. Inventario de la Unidad de Purificación para la fase de operación por unidad funcional (Elaboración Propia).

Flujos operacionales	Cantidad por UF	Unidad
Consumo eléctrico	0,03	kWh/ kg H ₂
Masa de Catalizador a reponer	2,55E-5	kg/ kg H ₂
Masa de Zeolita a reponer	1,13E-4	kg/ kg H ₂

7. Evaluación de Impactos

7.1. Categorías de impacto

El método de evaluación de impacto utilizado es ReCiPe 2016 midpoint H, el que cuenta con 18 categorías de impacto, de las cuales se analizarán las siguientes:

1. Calentamiento Global (GW - kg CO₂ eq): Mide la absorción de calor radiactivo en la atmósfera causada por la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) durante un horizonte de 100 años.
2. Formación de Ozono - Salud Humana (OFHH - kg NO_x eq): Formación de ozono troposférico debido a emisiones de NO_x y compuestos orgánicos volátiles (COV), causando daños respiratorios en humanos.
3. Formación de Ozono - Ecosistemas Terrestres (OFTE - kg NO_x eq): Daño a la vegetación y bosques por la exposición a ozono troposférico, lo que reduce la productividad de los ecosistemas.
4. Acidificación Terrestre (TA- kg SO₂ eq): Deposición de contaminantes inorgánicos ácidos (sulfatos, nitratos) que alteran la acidez del suelo, afectando a las especies vegetales.
5. Eutrofización de Agua Dulce (FEU - kg P eq): Enriquecimiento de ecosistemas de agua dulce con nutrientes (específicamente Fósforo), provocando crecimiento excesivo de algas y pérdida de biodiversidad.
6. Eutrofización Marina (MEU - kg N eq): Enriquecimiento de aguas marinas con nutrientes (específicamente Nitrógeno), que altera el equilibrio de los ecosistemas costeros y marinos.
7. Uso del Suelo (LU - m²a crop eq): Pérdida relativa de especies o biodiversidad causada por la ocupación y transformación física del terreno (ej. agricultura, carreteras).
8. Escasez de Recursos Minerales (MRC - kg Cu eq): Agotamiento de minerales (metales y minerales industriales) basado en la disminución de la concentración del mineral en la corteza terrestre (Surplus Ore Potential).
9. Escasez de Recursos Fósiles (FRS - kg oil eq): Agotamiento de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas) basado en su contenido energético y disponibilidad futura.

10. Consumo de Agua (WC- m³): Agua dulce consumida (evaporada, incorporada o no devuelta a la misma cuenca) ponderada por la escasez hídrica local.

La selección de estas categorías de impacto no fue arbitraria, sino que se realizó en base a las recomendaciones de la guía sectorial FC-HyGuide (*Guidance Document for performing LCAs on Fuel Cells and H2 Technologies*), documento desarrollado bajo el alero de Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) de la Unión Europea, que representa el principal consenso técnico internacional para garantizar la comparabilidad y calidad en los Análisis de Ciclo de Vida del sector del hidrógeno. En esta guía se identifica un conjunto de categorías de cumplimiento obligatorio a saber: Cambio Climático, la Acidificación, la Eutrofización y el Agotamiento de Recursos Fósiles, debido a su alta materialidad en los sistemas de energía (Melideo Daniele, 2020). Si bien la guía referencia metodológicamente el estándar CML, el presente estudio adopta dicha selección de categorías de impacto, pero actualiza la evaluación utilizando ReCiPe 2016 Midpoint (H). Esta decisión se fundamenta ya que dicho método constituye una evolución científica más robusta respecto al antiguo CML, integrando mejoras significativas en los *datasets*. De este modo, es posible conciliar la relevancia industrial establecida por la FC-HyGuide con la reducción de incertidumbre propia de una metodología actualizada, facilitando a su vez la comparabilidad directa con la literatura reciente desarrollada en el contexto chileno.

Complementariamente, se han seleccionado categorías adicionales para evaluar aspectos críticos que trascienden la huella de carbono, específicamente aquellas vinculadas a la infraestructura renovable, como el Uso de Suelo y la Escasez de Recursos Minerales, y a los requerimientos de la producción de hidrógeno, como el Consumo de Agua. El conjunto de categorías de impacto seleccionadas, abarcan los principales desafíos ambientales a nivel global, facilitando la toma de decisiones y contribuyendo al avance del conocimiento y conclusiones obtenidas a partir de estudios previos.

7.2. Resultados casos de estudio

A continuación, en esta sección se presentan para ambos casos de estudio los resultados como contribuciones por etapa bajo el criterio de “impacto directo”, esto con el objetivo de identificar qué unidades aportan cargas ambientales propias y asignar aquellos flujos compartidos a la etapa que los genera. Adicionalmente, para las etapas de electrólisis y

purificación se presenta un análisis complementario en el que se consideran todos los insumos operacionales que alimentan cada unidad, con el fin de identificar cuáles son los que más influyen en su perfil ambiental cuando la etapa se evalúa de forma integral. Ambos enfoques resultan ser útiles, puesto que el primero permite comparar por separado la contribución de cada etapa del sistema sobre los impactos totales del caso, al asignar los flujos compartidos a su origen, mientras que, el segundo enfoque, aporta una visión global para interpretar la relevancia relativa de los insumos que sostienen el funcionamiento de estas unidades acopladas.

De esta manera, al evaluar los impactos para el Caso 1 (Eólico) y 2 (Solar FV), se obtienen las siguientes tablas, en las cuales se exponen los impactos directos de cada etapa de los sistemas de estudio. Donde en color rojo se pueden ver los mayores impactos, en color amarillo los intermedios y en color verde los impactos menores.

Tabla 7.1. Impactos directos de cada etapa por kg H₂ purificado, Caso 1.

Categorías de Impacto	Generación Energía Eólica	Suministro de Agua	Electrólisis	Purificación	Total
TA (mg SO ₂)	4.142,01	32,66	1.015,68	801,5	5.991,9
GW (mg CO ₂)	443.801,63	4.926,86	88.833,01	20.325,1	557.886,6
FRS (mg petróleo eq)	106.626,45	1.295,41	22.260,96	4.932,9	135.115,7
FEU (mg PO ₄)	294,82	2,28	54,44	16,5	368,06
MEU (mg N)	41,39	0,54	4,27	0,95	47,16
LU (m ² a crop eq)	0,013	0,0003	0,00157	0,0012	0,016
MRC (mg Cu eq)	41.436,38	405,54	3.155,26	2.255,3	47.252,43
OFHH (mg NO _x eq)	2.408,61	10,56	299,18	102,3	2.820,59
OFTE (mg NO _x eq)	2464,88	11,16	303,4	105,28	2.884,73
WC (m ³)	3,26E-03	7,03E-05	1,01E-03	1,62E-04	5E-03

Se puede observar en la Tabla 7.1 de los resultados de impacto para el Caso 1, una jerarquía de impactos marcada por la preponderancia de la etapa Generación de energía eólica, que domina la gran mayoría de los indicadores evaluados, incluyendo Cambio Climático, Acidificación y Escasez de Recursos Fósiles, con una participación que supera significativamente al resto de los procesos del sistema. En un segundo nivel de relevancia se encuentran las etapas de Electrólisis y el sistema BESS, que registran aportes intermedios y considerables dentro del impacto total. Por el contrario, las etapas de Suministro de Agua y Purificación exhiben la menor contribución relativa, representando una fracción minoritaria de la carga ambiental acumulada del proyecto.

Tabla 7.2. Impactos directos de cada etapa por kg H₂ purificado, Caso 2.

Categorías de Impacto	Generación Energía Solar	Suministro de Agua	Electrólisis	Purificación	Total
TA (mg SO ₂)	6857,8	32,66	1.015,68	801,5	8.707,7
GW (mg CO ₂)	1.555.438	4.926,86	88.833,01	20.325,1	1.669.523
FRS (mg petróleo eq)	393.610,9	1.295,41	22.260,96	4.932,9	422.100,2
FEU (mg PO ₄)	827,3	2,28	54,44	16,5	900,6
MEU (mg N)	131,3	0,54	4,27	0,95	137,03
LU (m ² a crop eq)	0,359	0,0003	0,00157	0,0012	0,362
MRC (mg Cu eq)	62.183,1	405,54	3.155,26	2.255,3	67.999,2
OFHH (mg NO _x eq)	4.186,4	10,56	299,18	102,3	4.598,4
OFTE (mg NO _x eq)	4.421,5	11,16	303,4	105,28	4.841,3
WC (m ³)	5,36E-02	7,03E-05	1,01E-03	1,62E-04	5,49E-02

Al observar los resultados expuestos en la Tabla 7.2, es posible notar, que al igual que como sucede con el Caso 1, los impactos de todo el proceso se encuentran dominados por la etapa de Generación de Energía Renovable, siendo en este caso debido a la planta solar

fotovoltaica. Adicionalmente, es importante destacar que gran parte de los indicadores de impacto resultan ser similares para las etapas de ambos casos, es decir, para suministro de agua, electrólisis y purificación.

En la Figura 7.1 y Figura 7.2 puede verse de manera más visual el desglose de contribución directa de cada una de las etapas sobre las categorías de impacto, para el Caso 1 y Caso 2 respectivamente.

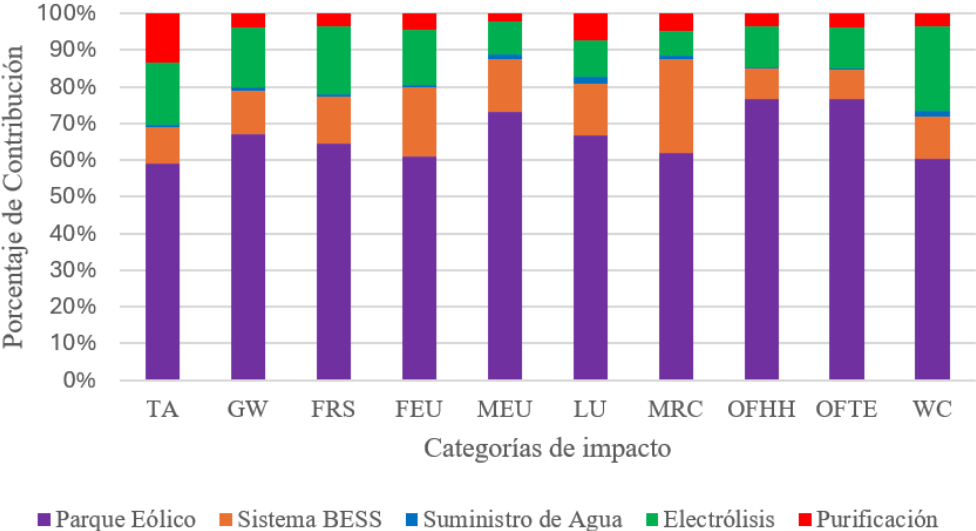


Figura 7.1. Perfil Ambiental por etapas Caso 1.

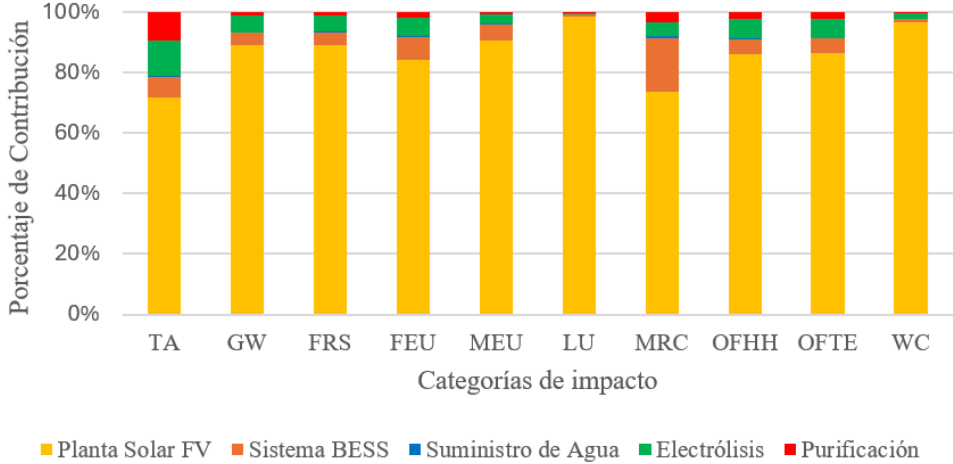


Figura 7.2. Perfil Ambiental por etapas Caso 2.

Al examinar los perfiles ambientales desglosados por etapas para ambos casos de estudio, se vuelve a evidenciar la clara preponderancia de la etapa de generación de energías

renovables, que se interpone como el principal *hotspot* ambiental en la cadena de valor. Por un lado, en el Caso 1, el parque eólico se posiciona como el principal contribuyente en todas las categorías de impacto evaluadas, representando un rango predominante entre el 60% y el 77% de la carga total. Además, en este caso, el sistema de almacenamiento BESS y la etapa de electrólisis mantienen una participación secundaria pero significativa, junto con la etapa de purificación, pero en menor medida. Por otro lado, esta misma tendencia se intensifica en el Caso 2, donde la planta solar fotovoltaica ejerce una dominancia aún mayor, aportando en su mayoría más del 80% de la contribución relativa, lo que diluye visualmente la contribución relativa de las demás etapas. Cabe destacar que, indistintamente de la fuente energética, las etapas asociadas al suministro de agua presentan aportes marginales, resultando prácticamente despreciables dentro del balance global del ciclo de vida.

7.3. Resultados Análisis de Sensibilidad

Se tiene que al aumentar en 30% el consumo energético específico del proceso de electrólisis (manteniendo constante la producción total de hidrógeno), se observa un incremento generalizado para todas las categorías de impacto evaluadas, tanto para el caso del parque eólico como para el de la planta solar fotovoltaica, sus resultados se encuentran expuestos en la Tabla 7.3 y Tabla 7.4.

Tabla 7.3. Resultados del análisis de sensibilidad para el Caso 1 (Eólico) considerando un aumento del 30% en el consumo energético.

Categorías de impacto	Caso 1	+30% energía	Aumento (%)
TA (mg SO ₂)	5.991,9	7.070	18%
GW (mg CO ₂)	557.886,6	671.410	20,3%
FRS (mg petróleo eq)	135.115,7	162.060	19,9%
FEU (mg PO ₄)	368,06	440	19,5%
MEU (mg N)	47,16	57,5	21,9%
LU (m ² a crop eq)	0,016	1,96E-02	22,3%
MRC (mg Cu eq)	47.252,43	56.070	18,7%
OFHH (mg NO _x eq)	2.820,59	3.490	23,7%
OFTE (mg NO _x eq)	2.884,73	3.570	23,8%
WC (m ³)	5E-03	6,21E-03	24,2%

Como se puede observar de la Tabla 7.3 para el caso eólico los aumentos porcentuales se encontraban entre el 18% y 24,2%, con incrementos de 18% en acidificación terrestre,

20,3% en calentamiento global, 19,9% en agotamiento de recurso fósil, 19,5% en eutrofización de agua dulce, 21,9% en eutrofización marina, 22,3% en uso de suelo, 18,7% en escasez de recursos minerales, 23,7% en formación de ozono - salud humana y 23,8% en ecosistemas terrestres, además de un aumento de 24,2% en consumo de agua.

Tabla 7.4. Resultados del análisis de sensibilidad para el Caso 2 (Solar FV) considerando un aumento del 30% en el consumo energético (Elaboración Propia).

Categorías de impacto	Caso 2	+30% energía	Aumento (%)
TA (mg SO ₂)	8.707,67	10.530	20,9%
GW (mg CO ₂)	1.669.508,74	2.100.280	25,8%
FRS (mg petróleo eq)	422.086,91	531.030	25,8%
FEU (mg PO ₄)	900,55	1.120	24,4%
MEU (mg N)	137,03	170	24,1%
LU (m ² a crop eq)	3,62E-01	4,65E-01	28,6%
MRC (mg Cu eq)	67.999,02	82.500	21,3%
OFHH (mg NO _x eq)	4.598,37	5.750	25%
OFTE (mg NO _x eq)	4.841,24	6.060	25,2%
WC (m ³)	5,49E-02	7,02E-02	27,9%

Por otro lado, para el caso fotovoltaico, de la Tabla 7.4 es posible notar que los incrementos fueron sistemáticamente mayores, situándose aproximadamente en porcentajes de aumento de entre 20,9% y 28,6%, con aumentos de 20,9% en acidificación terrestre, 25,8% en calentamiento global, 25,8% en agotamiento de recurso fósil, 24,4% en eutrofización de agua dulce, 24,1% en eutrofización marina, 28,6% en uso de suelo, 21,3% en escasez de recursos minerales, 25% en formación de ozono - salud humana y 25,2% en formación de ozono - ecosistemas terrestres, además de un aumento de 28% en consumo de agua.

8. Interpretación y análisis de Resultados

8.1. Análisis resultados Caso 1 y Caso 2

A continuación, se presenta el análisis de los resultados de impacto ambiental obtenidos para el Caso 1 (Eólico) y Caso 2 (Solar). Con el fin de optimizar la discusión y evitar redundancias, la estructura del análisis se ha definido según la variabilidad de los datos entre escenarios. Dado que, en ambos casos las etapas de suministro de agua, electrólisis y purificación presentan los mismos perfiles de impacto directo, sus resultados se analizarán de manera conjunta. Por el contrario, se realizará un desglose específico y comparativo para la etapa de generación de energía, ya que es en esta fase donde se concentran las diferencias sustanciales entre ambos casos de estudio.

8.1.1. Generación de energía eólica

En la Tabla 8.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación de energía eólica sobre los impactos ambientales del proceso de producción de hidrógeno. Se observa que esta tecnología posee un alto impacto, presentando una participación mayor al 60% en nueve de los diez indicadores en comparación con las etapas restantes del proceso.

Tabla 8.1. Contribución de la etapa de Generación de energía eólica en las categorías de impacto.

Contribución impacto	TA	GW	FRS	FEU	MEU	LU	MRC	OFHH	OFTE	WC
Caso 1: Parque Eólico	59%	67%	66%	61%	73%	67%	62%	77%	77%	61%

Los resultados de los impactos ambientales se presentan desglosados por las fases de Construcción y Operación, en la Tabla 8.2.

Tabla 8.2. Desglose Impacto directo de la etapa de Generación de energía eólica por fases, por kg H₂ purificado.

Indicadores	Construcción Parque Eólico	Operación Parque Eólico	Total
-------------	-------------------------------	----------------------------	-------

TA (mg SO2)	3.527,7	10,8	3538,49
GW (mg CO2)	372.413,7	3.686,9	376100,64
FRS (mg petróleo eq)	86.268,4	2.929,7	89198,08
FEU (mg PO4)	224,8	0,75	225,52
MEU (mg N)	34,5	0,10	34,61
LU (m2a crop eq)	1,09E-02	6,08E-05	1,09E-02
MRC (mg Cu eq)	29.308,48	50,73	29359,21
OFHH (mg NOx eq)	2.159,17	16,85	2176,02
OFTE (mg NOx eq)	2.203,36	23,01	2226,38
WC (m3)	2,72E-03	1,84E-05	2,74E-03

Adicionalmente, a modo de obtener una perspectiva de manera más visual para la etapa de generación de energía eólica, se separan los impactos en operación y construcción como se puede observar en la Figura 8.1.

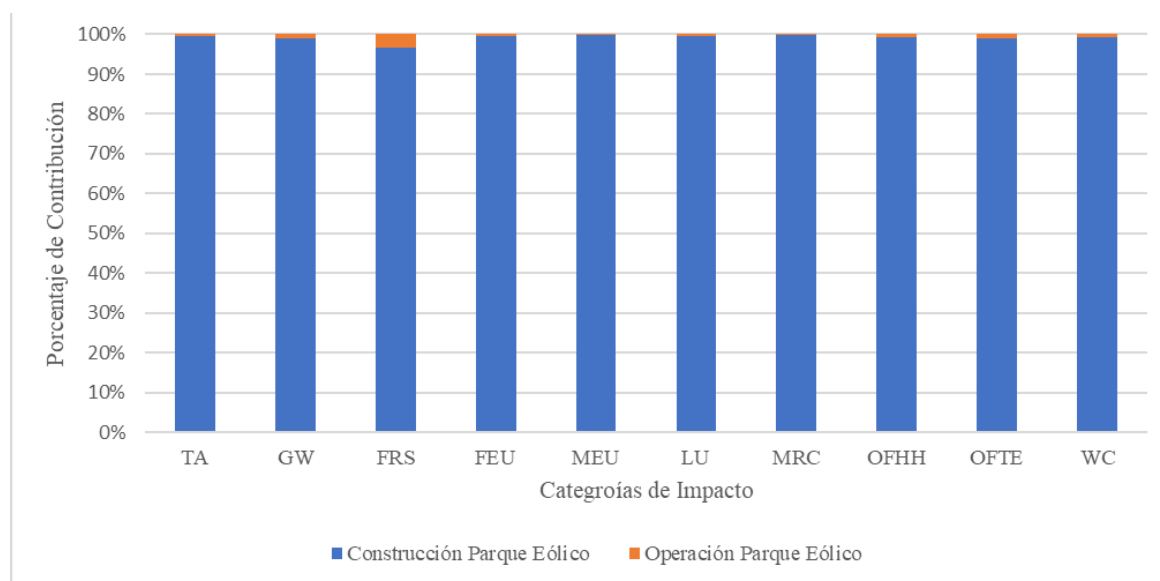


Figura 8.1. Impactos directos de la Construcción y Operación de la etapa de Generación de energía eólica.

En la Figura 8.1 se observa que, para todas las categorías evaluadas, la construcción domina la totalidad del impacto, mientras que la operación aparece como una fracción marginal. Esto se debe a que, durante la operación del parque los flujos operacionales se limitan principalmente a actividades de mantenimiento asociadas al uso de aceite lubricante, producto petroquímico cuya producción y refinación arrastran consumo de energía fósil y uso de recursos, lo que explica su contribución más notoria en los indicadores de cambio climático (GW) y agotamiento de recursos fósiles (FRS), además su transporte introduce

emisiones de óxidos nitroso, que afectan directamente la formación de oxidantes fotoquímicos tanto en salud humana como en ecosistemas terrestres (OFHH y OFTE). Por último, dentro de la misma cadena de producción del aceite se requiere agua en distintas etapas industriales, lo que explica la contribución de esta fase sobre el indicador de consumo de agua (WC).

Respecto a la fase de construcción, el mayor aporte proviene de la construcción de la turbina de 8 MW, mientras que la red de conexión adquiere relevancia solo en algunas categorías específicas, como se puede observar en la Figura 8.2.

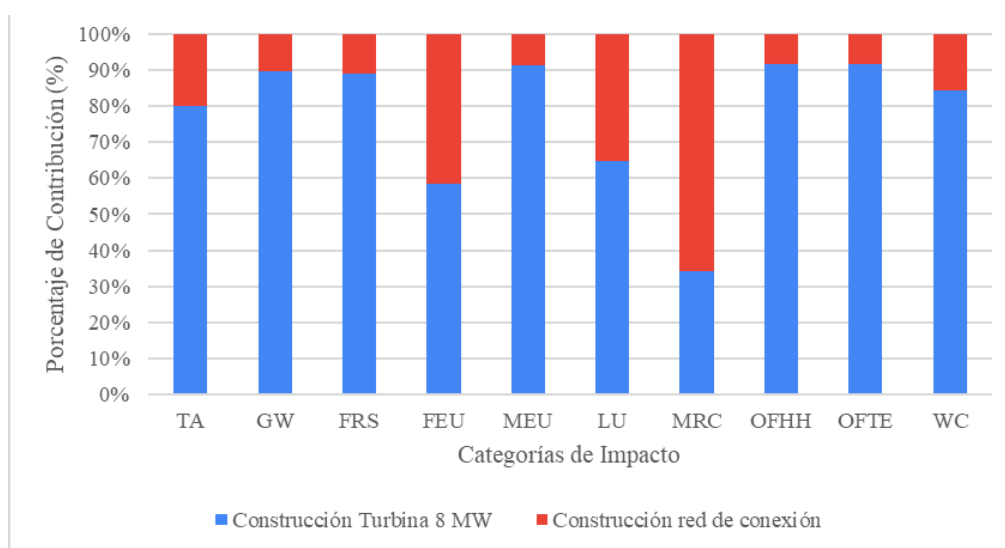


Figura 8.2. Impactos de la Construcción de la etapa de Generación de energía eólica.

Es posible notar que, dentro de la fase de construcción, la turbina resulta ser relevante debido a su elevada cantidad de materiales y a la cadena industrial requerida para su fabricación e instalación. En particular, dentro de la turbina, el principal impacto proviene de la industria del acero, ya que gran parte de la masa de la turbina (especialmente la torre y estructuras internas de la nacelle y soportes) se fabrica con aceros de baja aleación cuya producción es intensiva en energía, agua y en etapas metalúrgicas. A esto se suma el impacto de las obras civiles, por ejemplo, fundaciones asociadas a hormigón, y de metales estructurales como hierro fundido u otros como aluminio, cobre, zinc, que aparecen repetidamente por su presencia en componentes del tren de potencia, carcasas, cableado y aleaciones o recubrimientos. Los indicadores de cambio climático (GW), uso de suelo (LU), uso de agua (WC), recursos minerales (MRC) y fósiles (FRS) reflejan de manera

consistente el arrastre ambiental de fabricar y movilizar una infraestructura de gran escala y alta intensidad material, mientras que categorías adicionales como la acidificación terrestre (TA) y la eutrofización (FEU y MEU) también se ven influenciadas por la producción y refinación de materiales metálicos y por los insumos asociados a la fabricación de la turbina. Adicionalmente, se observa la contribución de óxidos de tierras raras, asociada a los imanes permanentes del generador en la turbina, los cuales destacan debido a que su extracción y procesamiento implica cadenas minero-metalúrgicas y químicas intensivas, por lo que pueden aumentar su contribución relativa en categorías sensibles a materiales críticos, como recursos minerales (MRC) y eutrofización marina (MEU). Adicionalmente, el transporte de los materiales para la turbina contribuye en varias categorías sensibles a emisiones de combustión (como la formación de oxidantes fotoquímicos y, en general, categorías asociadas a NOx y otros contaminantes), lo que se manifiesta en la formación de oxidantes fotoquímicos tanto para salud humana (FHH) como para ecosistemas terrestres (FTE), donde el traslado de componentes sobredimensionados y la logística asociada incrementan emisiones atmosféricas. Por su parte, la red de conexión, aunque presenta un aporte menor en términos generales, tiende a concentrar su contribución en indicadores sensibles a la extracción y procesamiento de metales conductores y a la fabricación de equipamiento eléctrico, destacando principalmente su incidencia relativa en recursos minerales (MRC) y, en menor medida, en categorías como uso de agua (WC), uso de suelo (LU) y acidificación terrestre (TA), debido al predominio de cobre en cables y equipos eléctricos, así como a la presencia de electrónica y unidades de control y protección en el sistema de conexión.

8.1.2. Generación de energía solar

En la Tabla 8.3 se presenta el porcentaje de contribución de la generación de energía solar sobre los impactos ambientales del proceso de producción de hidrógeno. Se observa que esta tecnología posee un gran impacto ambiental, mayor que para el caso eólico, presentando una participación mayor al 70% en los diez indicadores en comparación con las etapas restantes del proceso.

Tabla 8.3. Contribución de la generación energía solar en las categorías de impacto.

Contribución impacto	TA	GW	FRS	FEU	MEU	LU	MRC	OFHH	OFTE	WC
Caso 2: Planta Solar	72%	89%	89%	84%	91%	99%	74%	86%	86%	97%

Los resultados de los impactos ambientales de la etapa de generación de energía solar se presentan desglosados por las fases de Construcción y Operación, en la Tabla 8.4.

Tabla 8.4. Desglose Impacto directo de etapa de generación de energía solar por fases, por kg H₂ purificado.

Indicadores	Construcción Planta Solar	Operación Planta Solar	Total
TA (mg SO ₂)	6.254,6	5,44E-04	6.254,6
GW (mg CO ₂)	1.487.836,9	1,25E-01	1.487.837
FRS (mg petróleo eq)	376.264,65	2,77E-02	376.264,68
FEU (mg PO ₄)	758	3,13E-05	758,03
MEU (mg N)	124,5	4,32E-06	124,49
LU (m ² a crop eq)	0,36	1,69E-09	0,36
MRC (mg Cu eq)	50.107,4	2,37E-03	50.107,38
OFHH (mg NO _x eq)	3.954,3	2,39E-04	3.954,32
OFTE (mg NO _x eq)	4.183,6	2,47E-04	4.183,60
WC (m ³)	0,05	1,13E-07	0,05

Adicionalmente, a modo de obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción como se puede observar en la Figura 8.3.

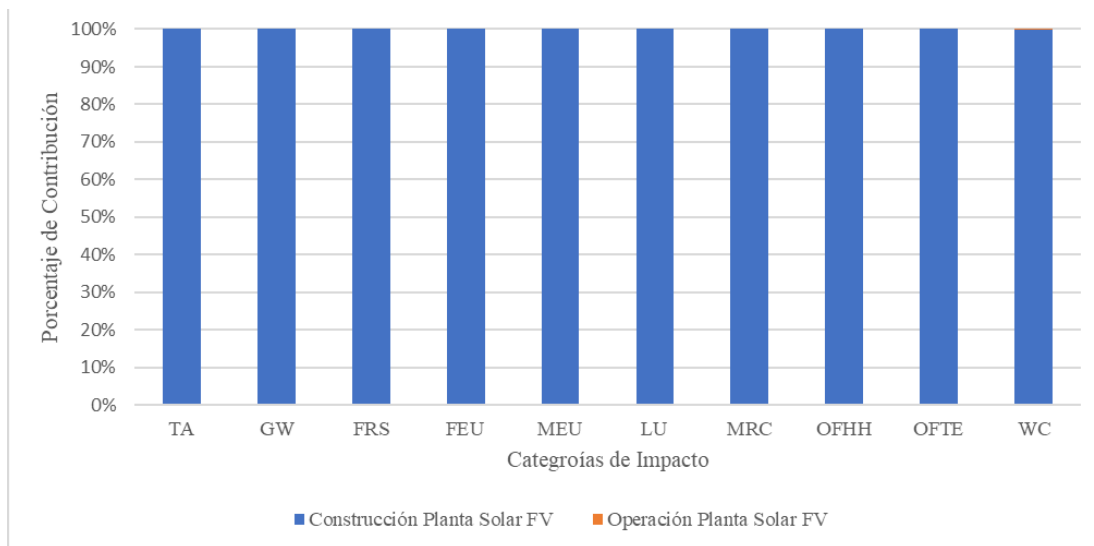


Figura 8.3. Impactos directos de la Construcción y Operación de la etapa de Generación de energía solar.

A partir de la Tabla 8.4 y del gráfico de la Figura 8.3, es posible observar, que de la misma manera que ocurre con el caso eólico, para todos los indicadores la contribución de la operación de la planta es insignificante, puesto que el mantenimiento (limpieza de paneles

con agua) requiere recursos mínimos y la generación de electricidad en sí misma no emite contaminantes. En cambio, la fase de construcción de la planta solar fotovoltaica es la que domina la totalidad de los impactos. La razón de este impacto desproporcionado en la construcción radica la fabricación e instalación de la planta, que requiere de una alta intensidad material e industrial requerida para fabricar e instalar los componentes de la planta, en la Figura 8.4 se puede observar un desglose detallado de la fase de construcción.

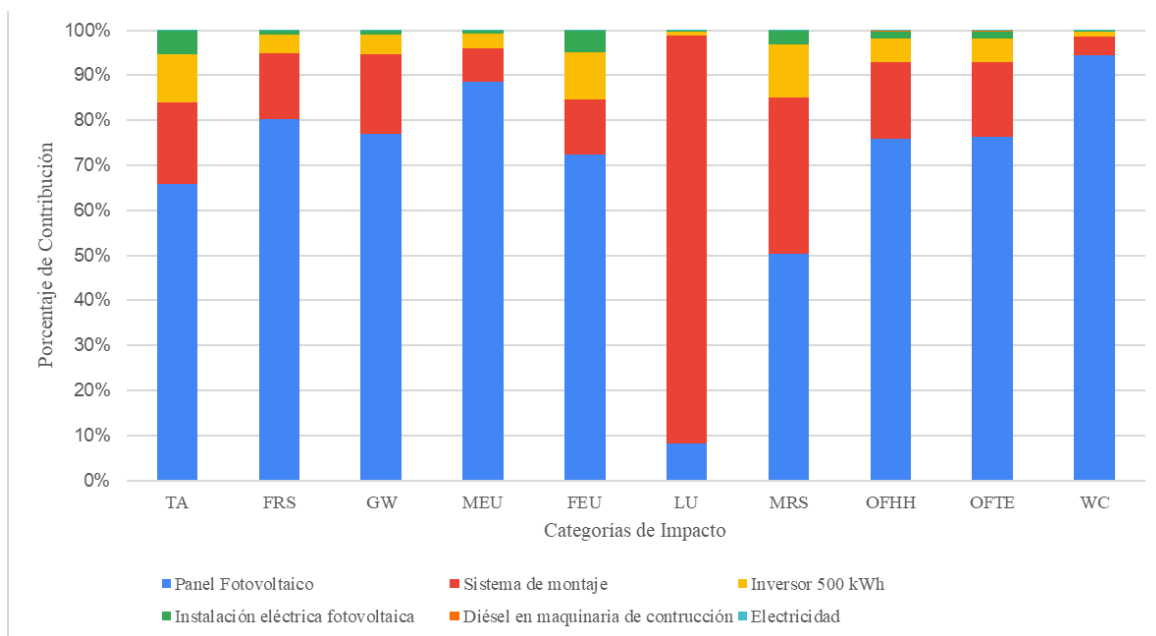


Figura 8.4. Impactos de la Construcción de la etapa de generación de energía solar.

Del gráfico es posible notar que, dentro de la fase de construcción, el mayor aporte proviene de la construcción del campo fotovoltaico. En particular el componente dominante de la planta solar es el panel fotovoltaico multi-Si, mientras que los restantes como el sistema de montaje (estructura para módulo en suelo), el inversor y la instalación eléctrica aparecen como contribuyentes secundarios. La gran contribución del panel sobre los impactos se justifica ya que su cadena de producción (purificación y procesamiento del silicio, fabricación de celdas y ensamblaje del módulo con vidrio y encapsulantes, además de insumos metálicos y químicos) es intensiva en energía y suele realizar en redes eléctricas basadas en carbón, lo que se refleja de forma consistente en indicadores como el de cambio climático (GW), recursos fósiles (FRS), además de un aporte importante en el indicador de consumo de agua (WC) por requerimientos hídricos de proceso y químicos en etapas de manufactura.

A su vez, las categorías sensibles a emisiones atmosféricas de la cadena productiva y logística, como las de acidificación terrestre (TA) y la formación de oxidantes fotoquímicos en salud humana y ecosistemas terrestres (OFHH y OFTE), se asocian principalmente a emisiones tipo NOx/SO₂ ligadas a generación eléctrica y procesos termo-industriales aguas arriba, más aportes menores por transporte. Para el indicador de recursos minerales y metales (MRC) se destacan en su contribución también los paneles, pero junto con las estructuras de montaje y en menor medida los inversores, debido al uso de metales y componentes electrónicos (como el aluminio, cobre y materiales asociados a electrónica de potencia), mientras que para el indicador de uso de suelo (LU) la contribución se encuentra dominada por la implantación del parque en terreno y la infraestructura asociada al sistema de montaje en suelo, dado que el despliegue de estructuras implica una ocupación física del área. Finalmente, las categorías de eutrofización marina y de agua dulce (MEU y FEU) se ven impulsadas por cargas de fondo asociadas a la extracción y procesamiento de insumos del sistema fotovoltaico, particularmente de metales (como el aluminio y acero del sistema de montaje, cobre del cableado y componentes eléctricos) y por materiales del módulo (como son el vidrio, silicio y polímeros), cuyas cadenas productivas incluyen consumos energéticos y el uso de reactivos, además de emisiones al aire y al agua en etapas de minería, refinación y manufactura.

8.1.3. Sistema de almacenamiento BESS

En la Tabla 8.5 se presenta el porcentaje de contribución del sistema BESS sobre los impactos ambientales del proceso de producción de hidrógeno, para el Caso 1 y Caso 2.

Tabla 8.5. Contribución del Sistema de almacenamiento BESS en las categorías de impacto para el Caso 1 y Caso 2.

Contribución impacto	TA	GW	FRS	FEU	MEU	LU	MRC	OFHH	OFTE	WC
Caso 1	10%	12%	13%	19%	14%	14%	26%	8%	8%	12%
Caso 2	7%	4%	4%	8%	5%	0,6%	18%	5%	5%	0,9%

Se observa que el sistema de almacenamiento BESS contribuye al impacto total en ambas configuraciones; sin embargo, su participación relativa es mayor en el caso eólico (Caso 1). Esto se debe a que las contribuciones están expresadas como porcentaje del impacto total del sistema, y en el caso solar FV (Caso 2), el subsistema de generación tiende a concentrar

una fracción más alta de los impactos, elevando el total y diluyendo proporcionalmente el aporte del sistema BESS. En cambio, en el caso eólico, al no dominar en igual medida el aporte del parque eólico, el sistema BESS representa una proporción mayor del impacto total.

Los resultados de los impactos ambientales de este sistema se presentan desglosados por las fases de Construcción y Operación, para el Caso 1 y Caso 2 en la Tabla 8.6.

Tabla 8.6. Desglose Impacto directo del Sistema BESS por fases, por kg H₂ purificado.

Indicadores	Construcción Sistema BESS		Operación Sistema BESS	
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
TA (mg SO ₂)	603,2	603,2	0,303	1,53E-05
GW (mg CO ₂)	67.601	67.601	100	3,53E-03
FRS (mg petróleo eq)	17.346,3	17.346,3	82,1	7,79E-04
FEU (mg PO ₄)	69,3	69,3	0,0211	8,81E-07
MEU (mg N)	6,8	6,8	2,74E-03	1,21E-07
LU (m ² a crop eq)	0,0023	0,0023	1,71E-06	4,77E-11
MRC (mg Cu eq)	12.075,8	12.075,8	142	6,67E-05
OFHH (mg NO _x eq)	232,1	232,1	0,472	6,73E-06
OFTE (mg NO _x eq)	237,9	237,9	0,645	6,93E-06
WC (m ³)	0,0005	0,0005	5,17E-07	3,17E-09

Adicionalmente, a modo de obtener una perspectiva de manera más visual, se separan los impactos en operación y construcción como se puede observar en la Figura 8.5.

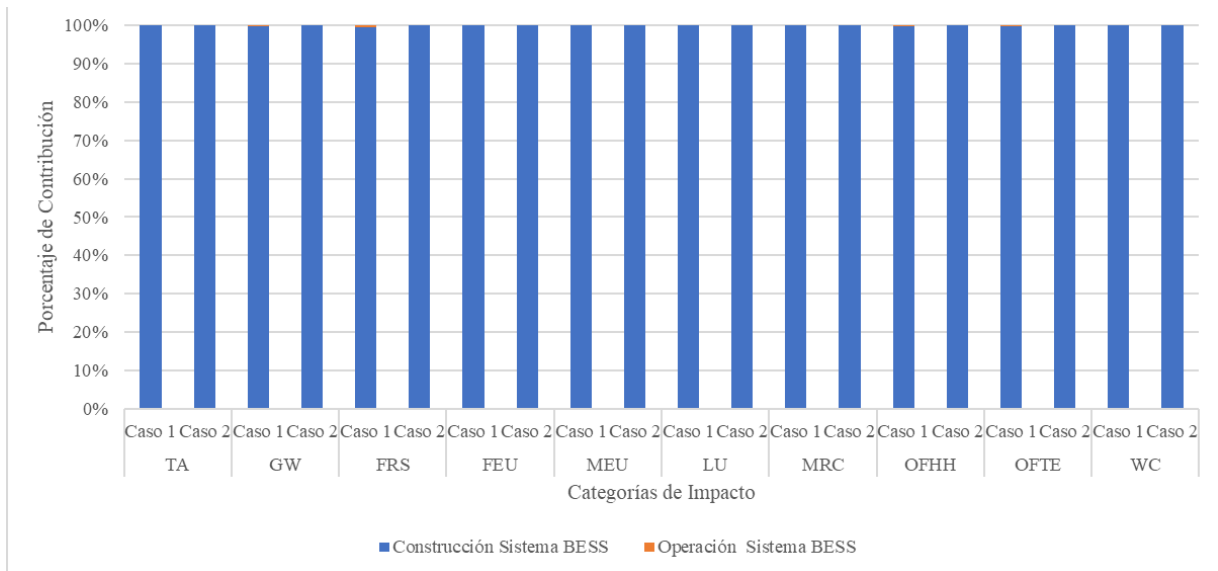


Figura 8.5. Impactos directos de la Construcción y Operación del Sistema BESS para el Caso 1 y Caso 2.

A partir de la Tabla 8.6 y de la Figura 8.5, se puede observar que para el sistema de almacenamiento BESS, la fase de construcción concentra prácticamente la totalidad del impacto ambiental, mientras que la operación presenta aportes cercanos a cero en la mayoría de las categorías. Este comportamiento es consistente con la naturaleza del BESS como infraestructura intensiva en materiales y manufactura. En contraste, es esperable que la fase de operación tenga un peso reducido considerando que el sistema opera con electricidad renovable (eólica o solar), sin emisiones directas de combustión; adicionalmente, es importante considerar que el sistema posee una eficiencia de ciclo del orden de 80%, que si bien, implica que las pérdidas energéticas existen, se manifiestan principalmente como energía no recuperada que se disipa al ambiente en forma de calor. Este patrón es consistente a la tendencia observada en los análisis del parque eólico y de la planta solar, donde la carga ambiental se encuentra dominada por la fabricación e instalación de su infraestructura más que por su operación.

En la Figura 8.6, se expone de manera más detallada las contribuciones de la manufactura del sistema de almacenamiento BESS.

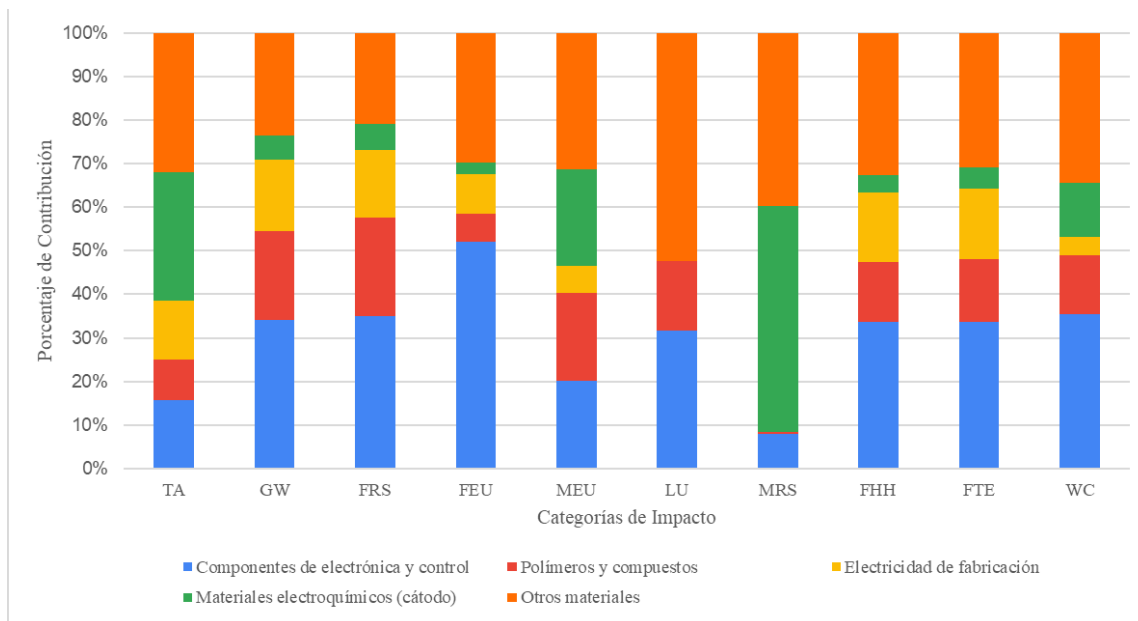


Figura 8.6. Impactos Construcción Sistema BESS.

Respecto a la fase de construcción del sistema BESS, como se puede observar de la Figura 8.6 la contribución ambiental se concentra en la fabricación de materiales y componentes (electroquímicos, electrónicos y estructurales). Es importante mencionar que, en el gráfico, la categoría “Otros materiales” agrupa el conjunto de insumos y procesos no incluidos en las cuatro familias principales, típicamente colectores metálicos (como cobre y aluminio), conductores y cableado, grafito, electrolito y sales, separadores y polímeros auxiliares, entre otros. En términos de resultados, el indicador de recursos minerales y metales (MRC) aparece dominado por los materiales electroquímicos (del cátodo), debido a que es especialmente sensible a la extracción y procesamiento de minerales vinculados a la química de la batería (como el material catódico tipo fosfato de hierro-litio (LFP)) y en general a los insumos asociados al litio (como sales y precursores), que dependen de actividades que intensifican la presión sobre recursos minerales. En paralelo, el cambio climático (GW) y los recursos energéticos no renovables (FRS) se encuentran dominados por los componentes de electrónica y control, debido a que la manufactura de estos (como circuitos integrados, placas y hardware de control) suelen involucrar procesos industriales con múltiples etapas y por consiguiente un consumo energético elevado y, lo que implica una mayor demanda de energía fósil y emisiones asociadas. A ello se suman contribuciones complementarias de polímeros y compuestos, que incorporan cargas de origen

petroquímico y procesos de transformación industrial, y en menor medida la electricidad de fabricación, que representa el consumo eléctrico requerido en etapas previas de producción de insumos y componentes.

Por otra parte, el indicador de Acidificación terrestre (TA) muestra un patrón más distribuido entre materiales electroquímicos, otros materiales y aportes relevantes de cadenas industriales asociadas a la producción de insumos y su logística, mientras que las categorías de formación de oxidantes fotoquímicos (OFHH y OFTE) reflejan de forma consistente el arrastre de emisiones atmosféricas típicas de manufactura y transporte, por ello tienden a estar dominadas por los componentes de **electrónica y control** (su fabricación moviliza procesos industriales con emisiones atmosféricas relevantes) y se presenta una participación no despreciable de electricidad de fabricación y “otros materiales”. En cuanto a eutrofización, de agua dulce (FEU) aparece dominada por electrónica y control, mientras que MEU exhibe una contribución importante de otros materiales junto con fracciones relevantes de electrónica y materiales electroquímicos, lo que sugiere una mayor sensibilidad a cargas de fondo vinculadas a minería/refinación, síntesis y manufactura de materiales funcionales. Finalmente, el indicador de uso de agua (WC) presenta un aporte significativo de componentes de electrónica y control, y de otros materiales, coherente con requerimientos de agua de proceso en cadenas industriales (manufactura y producción de insumos), mientras que el indicador de uso de suelo (LU) se explica principalmente por contribuciones indirectas de la cadena de suministro (materiales y manufactura), más que por la ocupación física del BESS en el emplazamiento.

8.1.4. Suministro de agua

En la Tabla 8.7, se presentan para el Caso 1 y Caso 2, los porcentajes de contribución de la etapa de suministro de agua sobre los impactos ambientales del proceso. Tanto para el proceso de desalación, como para el de desmineralización, se observa que sus impactos son notablemente menores en comparación a la etapa anterior, presentando una contribución que no alcanza a superar el 1% en la mayoría de los indicadores, exceptuando el caso de la categoría de consumo de agua (WC).

Tabla 8.7. Contribución de la Planta de Suministro de Agua en las categorías de impacto para el Caso 1 y Caso 2.

Contribución impacto	TA	GW	FRS	FEU	MEU	LU	MRC	OFHH	OFTE	WC
Caso 1	0,55%	0,88%	0,96%	0,62%	1,15%	1,95%	0,86%	0,37%	0,39%	1,56%
Caso 2	0,38%	0,30%	0,31%	0,25%	0,39%	0,09%	0,60%	0,23%	0,23%	0,13%

A continuación, en la Tabla 8.8 se presentan los impactos desglosados por fase, para el Caso 1 y Caso 2.

Tabla 8.8. Desglose Impacto directo de la etapa de Suministro de agua por fases, por kg H₂ purificado.

Indicadores	Construcción Planta Suministro de agua		Operación Planta Suministro de Agua	
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
TA (mg SO ₂)	5,3	5,3	27,4	27,4
GW (mg CO ₂)	1.784,0	1.784,0	3.142,9	3.142,9
FRS (mg petróleo eq)	451,9	451,9	843,5	843,5
FEU (mg PO ₄)	0,45	0,45	1,8	1,8
MEU (mg N)	0,16	0,16	0,38	0,38
LU (m ² a crop eq)	1,58E-04	1,58E-04	1,59E-04	1,59E-04
MRC (mg Cu eq)	312,9	312,9	92,6	92,6
OFHH (mg NO _x eq)	3,7	3,7	6,9	6,9
OFTE (mg NO _x eq)	3,9	3,9	7,2	7,2
WC (m ³)	1,45E-05	1,45E-05	5,58E-05	5,58E-05

Adicionalmente, a modo de obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción como se puede observar en la Figura 8.7.

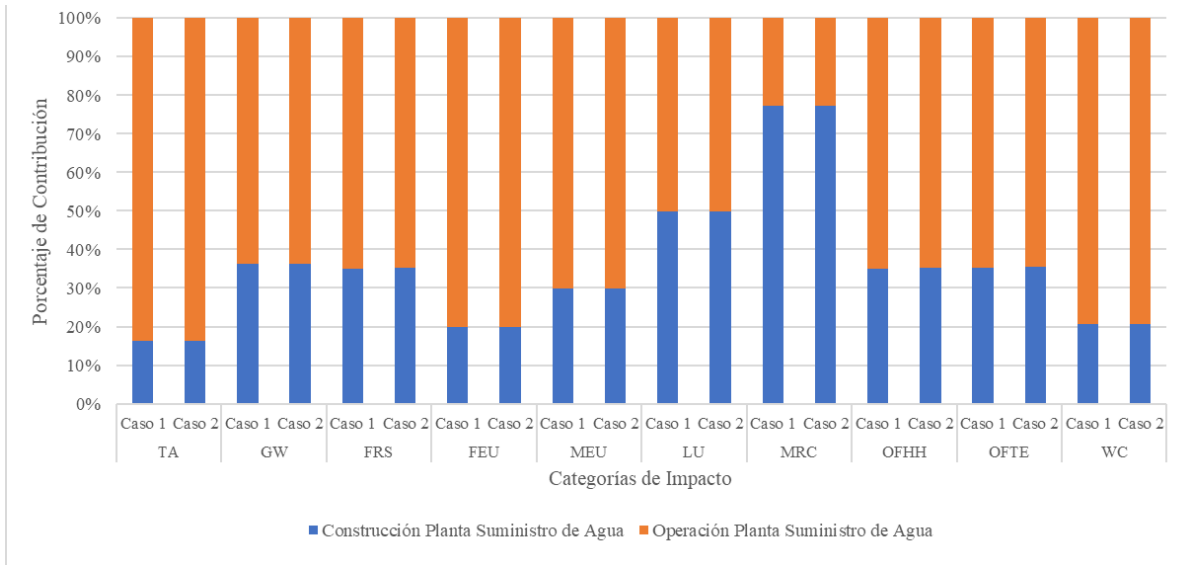


Figura 8.7. Impactos directos de la Construcción y Operación de la etapa de Suministro de Agua para el Caso 1 y Caso 2. Como se observa en la figura, en esta etapa los impactos se encuentran dominados principalmente por la fase de operación en la mayoría de las etapas. Este patrón de contribuciones es muy similar en el Caso 1 y el Caso 2, lo que sugiere que la jerarquía de procesos que dominan los impactos en desalación y desmineralización no cambia de forma sustantiva entre ambas configuraciones. Esto se puede evidenciar con mayor detalle en la Figura 8.8.

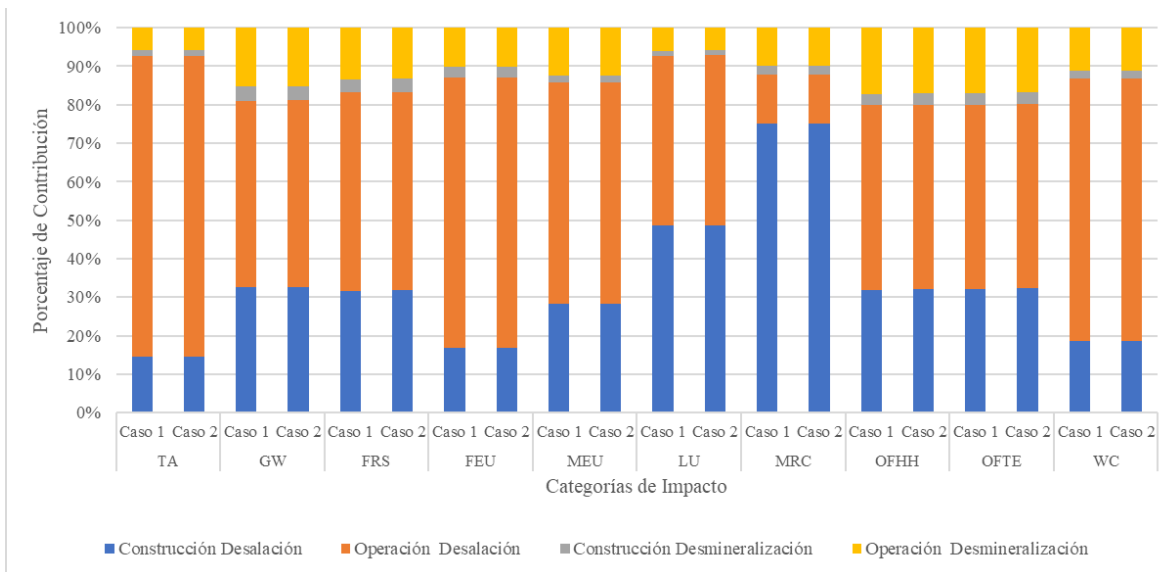


Figura 8.8. Impactos directos de la Construcción y Operación de la Desalación y Desmineralización para el Caso 1 y Caso 2.

De la Figura 8.8 es posible notar que, para ambos casos la contribución de las subetapas de desalación y desmineralización presentan resultados de contribución similares para todos los indicadores, lo que es coherente con lo analizado en el gráfico anterior. Además, también se evidencia que la etapa de suministro de agua se encuentra dominada por la operación de la planta.

Para el proceso de desalación, la operación concentra una fracción importante de la contribución en categorías asociadas a cargas continuas del tratamiento de agua, mientras que la fase de construcción adquiere relevancia en categorías sensibles a cadenas industriales y de materiales, como recursos minerales y metales (MRC) y, en menor medida, cambio climático (GW), recursos fósiles (FRS) y uso de suelo (LU), debido a que esta fase integra tanto la infraestructura de la planta como la reposición acumulada de sus equipos y módulos de membranas durante el horizonte del proyecto. Puesto que la infraestructura de la planta representa principalmente obras civiles y balance de planta (estructuras, redes de conducción, equipos auxiliares y montaje), sus impactos se encuentran dominados por materiales masivos como hormigón y aceros (incluyendo aceros estructurales y, en ciertos componentes, aceros inoxidable), además de aportes menores de aluminio y otros materiales asociados a equipos y soportes. Sin embargo, en términos relativos los procesos de fondo asociados a la infraestructura y balance de planta presentan una contribución menor, ya que concentra principalmente la instalación de equipos y obras asociadas al montaje, y también porque, a lo largo del horizonte de evaluación, requiere de reposiciones menos frecuentes que los componentes funcionales del sistema como las membranas. En particular, para las membranas UF y RO se considera una mayor frecuencia de reposiciones (cada 5 años, acumulando múltiples reemplazos durante la vida útil del proyecto), mientras que la mayor parte de los equipos y elementos estructurales del balance de planta tiende a tener vidas útiles de entre 20 y 30 años, por ello su reposición ocurre con una periodicidad significativamente menor. En consecuencia, varias categorías de impacto se encuentran dominadas con mayor intensidad por los procesos de fondo asociados a las membranas, ya que su fabricación moviliza cadenas de suministro intensivas en energía y materiales (polímeros y compuestos, carcasas y componentes del módulo) y, adicionalmente, incorpora logística de transporte, lo que refuerza su incidencia relativa en categorías sensibles a emisiones de combustión y precursores atmosféricos, tales como

cambio climático, la formación de oxidantes fotoquímicos en salud humana y ecosistemas (OFHH y OFTE) y la acidificación terrestre (TA).

Por su parte, en cuanto a la etapa de desmineralización, mantiene un aporte global significativamente menor y relativamente uniforme, su perfil ambiental se encuentra dominado por la carga ambiental de insumos altamente específicos del tratamiento más que por obras civiles, destacando la cadena de suministro de resinas de intercambio iónico, cuya síntesis es intensiva en precursores químicos y energía industrial, lo que se refleja con particular consistencia en las categorías de FRS, GW y categorías de toxicidad, además de aportes en TA y FEU por emisiones asociadas al procesamiento de dichos insumos.

En cuanto a la fase de operación que es la que más contribuye en los impactos de la operación de la planta de suministro de agua, es posible observar para ambos casos, que el perfil de impactos está gobernado por insumos operacionales recurrentes tal como se puede observar en detalle en la Figura 8.9.

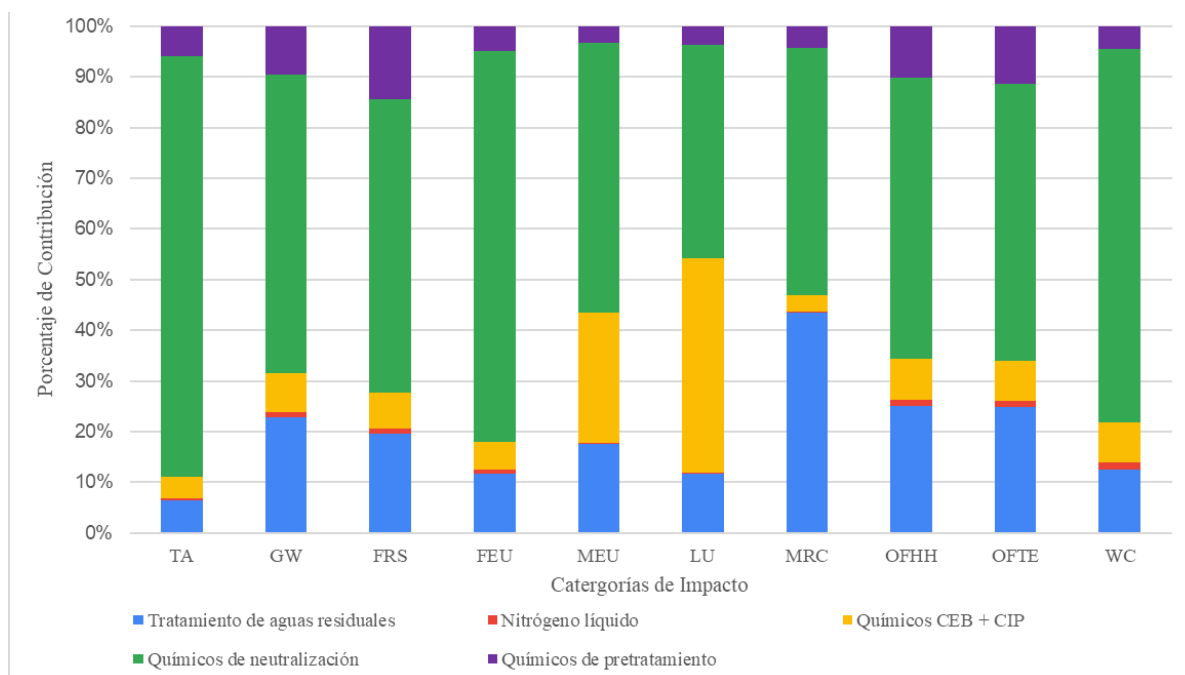


Figura 8.9. Impactos directos de Operación de la etapa de Suministro de Agua.

Tal como se aprecia en el desglose de contribución de los diferentes flujos operacionales, los químicos de neutralización contribuyen a la mayor parte de las categorías de impacto, seguidos por los químicos de pretratamiento y de limpieza (CEB + CIP) del proceso de

desalación, mientras que los insumos asociados al proceso de desmineralización, como nitrógeno líquido y la gestión de aguas residuales presentan contribuciones menores. La mayor relevancia de la neutralización es consistente con su función transversal en la operación, ya que esta dosificación se aplica de manera frecuente para ajustar pH, controlar alcalinidad o acidez, estabilizar la calidad del agua y proteger equipos y membranas, por lo que su demanda acumulada suele ser superior a la de los otros conjuntos químicos. Además, dentro del conjunto de químicos, se encuentran reactivos típicamente intensivos en cadena de suministro, como el hidróxido de sodio (NaOH), ácido sulfúrico (H₂SO₄) y otros insumos asociados a control químico, cuyos procesos de fabricación se apoyan en rutas industriales con elevado requerimiento energético y de precursores (como los procesos electrólisis cloro-álcali para NaOH y producción ácido-base con consumos de energía y emisiones de proceso), lo que incrementa su contribución para el indicador de cambio climático (GW) y agotamiento de recursos fósiles (FRS). A su vez, estos reactivos tienden a amplificar categorías ligadas a emisiones atmosféricas y a cargas de fondo de la industria química: en acidificación terrestre (TA) y formación de oxidantes fotoquímicos (OFHH y OFTE) su contribución se asocia principalmente a emisiones y precursores generados en la producción y transporte de químicos (NO_x, SO_x y otros), mientras que en eutrofización (FEU/MEU) el efecto se relaciona con emisiones aguas arriba hacia el aire y agua vinculadas a extracción, refinación y manufactura de insumos químicos.

Para el caso de la desmineralización, el nitrógeno líquido suele presentar un aporte menor pero no despreciable, ya que su contribución proviene principalmente de la energía requerida para su separación, licuefacción y distribución, lo que puede reflejarse en categorías como cambio climático (GW) y agotamiento de recursos fósiles (FRS). Por otra parte, en cuanto a la corriente de agua residual, su contribución se vincula al manejo y tratamiento externo de este efluente generado por la unidad, y si bien, su influencia es secundaria en la mayoría de los indicadores, se destaca en el de recursos minerales y metales (MRC) debido a que la gestión del efluente se asocia a las cadenas de conducción y tratamiento que dependen de infraestructura y equipamiento intensivos en materiales minerales y metálicos (como son las redes de tuberías, componentes y materiales de sistemas de saneamiento), haciendo que su aporte sea más visible en un indicador altamente sensible a este tipo de requerimientos. Además, aporta también en indicadores como GW y

FRS debido a que el tratamiento incorpora consumos energéticos y materiales, aunque su efecto suele ser más marcado precisamente en categorías asociadas a materiales minerales y metálicos.

8.1.5. *Electrólisis*

En la Tabla 8.9 se presenta para el Caso 1 y Caso 2, el porcentaje de contribución de la etapa de electrólisis alcalina sobre los impactos ambientales del proceso de producción de hidrógeno. Se observa que para el Caso 1, esta tecnología posee un impacto más notable, presentando una participación mayor al 10% en ocho de los diez indicadores. Mientras que, en el Caso 2, la contribución relativa de esta etapa es menor, ya que de forma análoga a lo observado para el sistema de almacenamiento BESS, la fase de construcción de la planta solar fotovoltaica abarca una mayor fracción de los impactos totales, y en consecuencia, al expresarse los resultados en términos porcentuales globales, dicho predominio incrementa el total de la categoría y reduce proporcionalmente la participación atribuida de las demás etapas.

Tabla 8.9. Contribución de la etapa de Electrólisis en las categorías de impacto para el Caso 1 y Caso 2.

Contribución impacto	TA	GW	FRS	FEU	MEU	LU	MRC	OFHH	OFTE	WC
Caso 1	17%	16%	16%	15%	9%	10%	7%	11%	11%	22%
Caso 2	12%	5%	5%	6%	3%	0,43%	5%	7%	6%	2%

A continuación, en la Tabla 8.10 se presentan los impactos desglosados por fase, para el Caso 1 y Caso 2.

Tabla 8.10. Desglose Impacto directo de la etapa de Electrólisis por fases, por kg H₂ purificado.

Indicadores	Construcción Unidad de Electrólisis		Operación Unidad de Electrólisis	
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2

TA (mg SO2)	965,68	965,68	50	50
GW (mg CO2)	75.233,01	75.233,01	13.600	13.600
FRS (mg petróleo eq)	18.690,96	1.8690,96	3.570	3.570
FEU (mg PO4)	49,19	49,19	5,25	5,25
MEU (mg N)	3,85	3,85	0,43	0,43
LU (m2a crop eq)	1,11E-03	1,11E-03	4,60E-04	4,60E-04
MRC (mg Cu eq)	2.965,26	2.965,26	190	190
OFHH (mg NOx eq)	261,8	261,8	37,4	37,4
OFTE (mg NOx eq)	264,8	264,8	38,6	38,6
WC (m3)	9,03E-04	9,03E-04	1,11E-04	1,11E-04

Para obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción en la Figura 8.10.

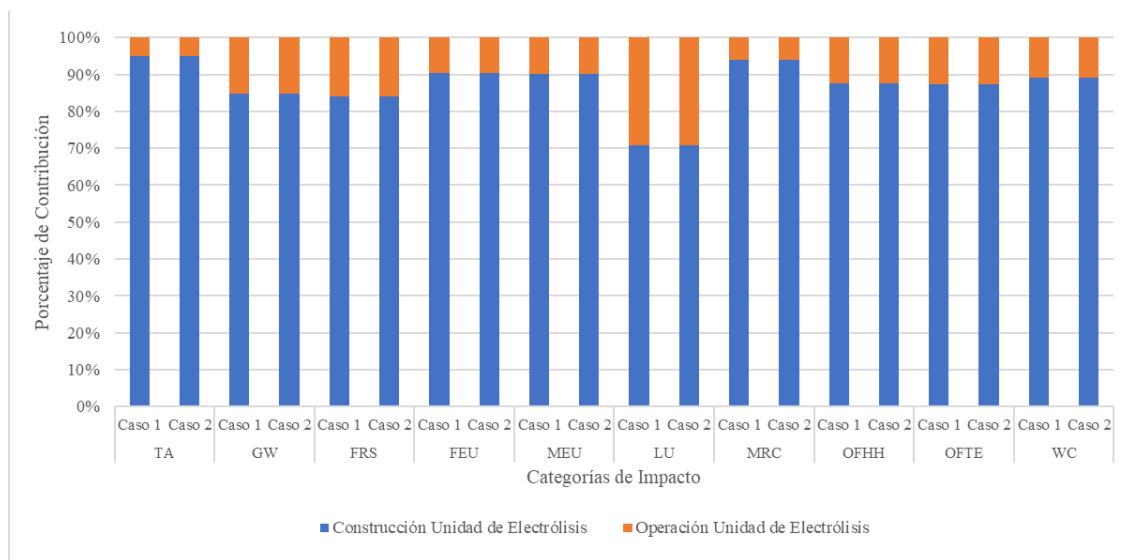


Figura 8.10. Impactos directos de la Construcción y Operación de la etapa de Electrólisis para el Caso 1 y Caso 2.

Al revisar la Figura 8.10, es posible observar que en ambos casos presentan los mismos valores de impacto y por ende, exponen un mismo patrón para todas las categorías, donde domina la construcción de la unidad electrolítica, mientras que la fase operativa si bien contribuye, lo hace de una manera significativamente menor. Esto se debe a que tal como sucede en la mayoría de las etapas del proyecto, la fase de construcción concentra cargas elevadas por la manufactura e instalación de los equipos, mientras que el impacto directo

asociado a la operación de la electrólisis se asocia únicamente al insumo de solución alcalina necesaria para su funcionamiento.

En la Figura 8.11, se expone de manera más detallada las contribuciones de la fase de construcción dentro de esta etapa.

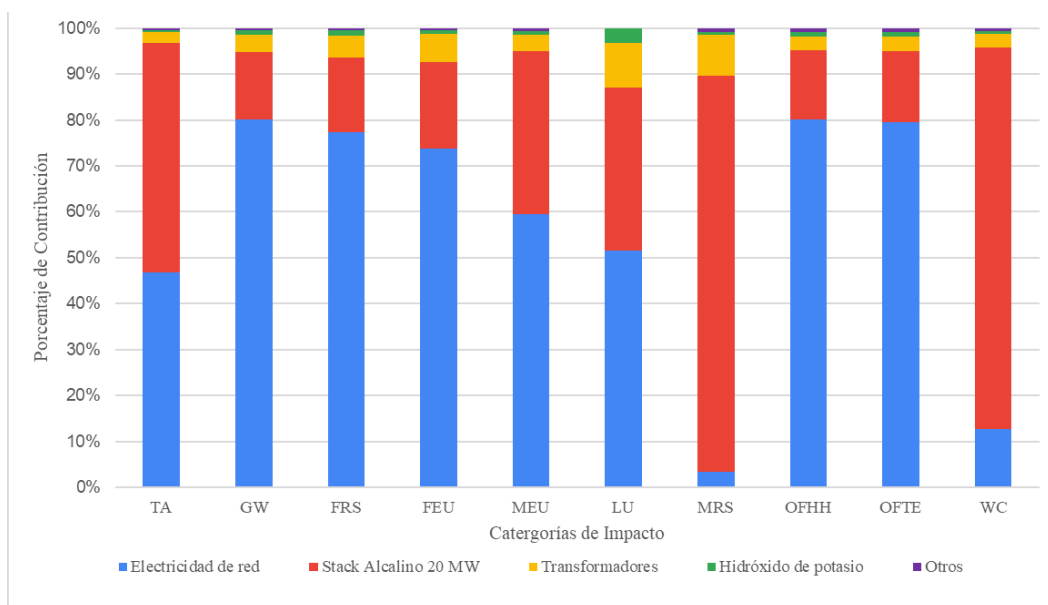


Figura 8.11. Impactos de la Construcción de la etapa de Electrólisis.

Dentro del gráfico de la Figura 8.11, en la categoría “Otros” se agrupan contribuciones menores de la construcción de la unidad de electrólisis, típicamente equipos auxiliares y sus cadenas de manufactura (como bomba de agua, separador, *air cooler*), además del transporte y componentes secundarios.

Del gráfico expuesto, es posible notar que la contribución se reparte principalmente entre electricidad de red y, en menor medida, transformadores e hidróxido de potasio (KOH). Es importante precisar que la presencia de la electricidad de la red se asocia con la energía incorporada en la cadena de suministro, requerida en procesos de fabricación de materiales, refinación, transformación, ensamblaje e instalación de equipos. Por eso aparece de manera transversal en varios indicadores, y su magnitud depende fuertemente de la intensidad energética de las cadenas industriales y del mix eléctrico asociado.

En cuanto a los indicadores de acidificación terrestre (TA) y en formación de oxidantes fotoquímicos tanto para salud humana (OFHH) como para ecosistemas terrestres (OFTE) se

observa el predominio de la electricidad, lo que se debe a las emisiones precursoras que provienen de la combustión y procesos intensivos energéticamente de la cadena eléctrica e industrial (principalmente NO_x y, en menor medida, SO₂), que son determinantes para estos indicadores. Adicionalmente, en el indicador TA se tiene una gran contribución del stack, que se explica por su alto contenido metálico, dominado por la producción de la placa de níquel (y aportes menores de acero y polímeros), que se asocia con emisiones de procesos de minería, refinación y metalurgia (combustión industrial, fundición, transporte de insumos).

Por otro lado, para las categorías de cambio climático (GW) y recursos fósiles (FRS) domina la electricidad, debido a la energía requerida en manufactura e instalación, lo que refleja la intensidad energética de la cadena y su dependencia indirecta de combustibles fósiles; el stack contribuye en segundo plano por los materiales metálicos (especialmente níquel). En eutrofización de agua dulce (FEU) y marina (MEU) vuelve a predominar la electricidad, seguida por el stack, debido a las emisiones y descargas asociadas a producción de materiales y energía; además, en FEU destaca una mayor participación de los transformadores, puesto que dentro de su cadena de suministro se encuentran procesos de extracción y refinación de metales (como el cobre y acero), donde se generan emisiones y descargas que afectan potenciales de eutrofización. En uso de suelo (LU), aunque electricidad y stack siguen liderando, aumenta la participación de transformadores porque su fabricación depende de una cadena de suministro intensiva en extracción y procesamiento de metales, actividades que suelen requerir mayor ocupación de suelo a lo largo de la cadena (asociado a la minería, instalaciones industriales y logística). Un patrón claramente distinto aparece en recursos minerales y metales (MRC), donde el stack alcalino domina ampliamente, lo que se explica porque este indicador es especialmente sensible a la extracción y refinación de metales, por lo que materiales como níquel y aceros aleados tienden a concentrar el impacto. Finalmente, en uso de agua (WC) el stack adquiere una notable contribución respecto al resto de categorías, concentrado en la cadena de suministro del níquel (producción de la placa y provisión de níquel), consistente con la alta demanda hídrica de minería y refinación. En contraste, el hidróxido de potasio y “Otros” permanecen como aportes menores, asociados a cadenas químicas y equipos auxiliares.

Como complemento al análisis de esta etapa, para el Caso 1 y Caso 2 se presenta en la Figura 8.12 una desagregación total de la operación de la unidad de electrólisis, incorporando todos los flujos de entrada que alimentan el proceso. Con el fin de identificar y visualizar, desde una perspectiva integrada, los principales contribuyentes a los impactos asociados a la operación, independientemente de si algunos de estos flujos provienen de subsistemas del proyecto modelados en otras etapas (como el suministro eléctrico y suministro de agua).

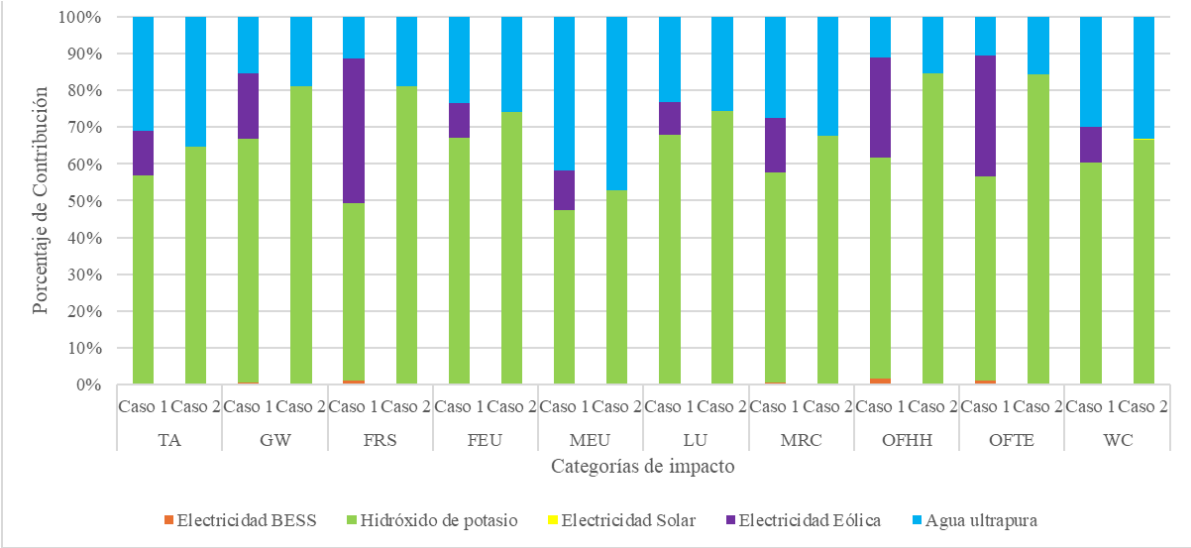


Figura 8.12. Impactos totales de la Operación de la etapa de Electrólisis.

En la Figura 8.12 se observa un patrón robusto, donde en ambos casos el hidróxido de potasio es el que domina transversalmente la contribución en prácticamente todas las categorías de impacto. Esto se explica porque, en su cadena de suministro, los principales aportes provienen de un alto consumo de electricidad, requerimientos de calor industrial (frecuentemente cubiertos con combustibles fósiles) y de la provisión de materias primas minerales (principalmente sales potásicas) asociadas a actividades de extracción y procesamiento minero, incluyendo la gestión de residuos y relaves. En conjunto, la intensidad energética explica directamente su gran peso en las categorías de cambio climático (GW) y agotamiento de recursos fósiles (FRS), mientras que las emisiones aguas arriba derivadas de combustión y operaciones industriales y mineras refuerzan indicadores atmosféricos como la acidificación terrestre (TA) y formación de oxidantes fotoquímicos tanto en salud humana (OFHH) como en ecosistemas terrestres (OFTE). Para uso de suelo

(LU), su contribución se vincula principalmente a la huella territorial de la extracción y refinamiento de las materias primas potásicas. Finalmente, en uso de agua (WC), el aporte del KOH se asocia al requerimiento de agua en etapas industriales de producción y refinación (y servicios auxiliares), además del tratamiento de corrientes asociadas, lo que hace visible su señal en categorías relacionadas con consumo y gestión de agua.

En cuanto al agua ultrapura, su contribución en la operación de electrólisis refleja principalmente la carga ambiental aguas arriba del suministro y acondicionamiento de agua, tal como se discutió en la etapa de suministro de agua. En particular, el impacto está dominado por los químicos de neutralización, cuyos procesos de fabricación requieren de mucha energía, lo que explica su contribución en los indicadores de cambio climático (GW) y recursos fósiles (FRS) y en menor medida, en categorías ligadas a emisiones industriales como acidificación territorial (TA), y formación de oxidantes fotoquímicos tanto en salud humana como en ecosistemas terrestres (OFHH y OFTE).

Por otro lado, se tiene que al comparar entre ambos casos la contribución de cada etapa de generación de energía renovable sobre los impactos, es posible notar que resulta ser muy distinta. En el Caso 1, la electricidad de la fuente eólica alcanza una fracción más visible, especialmente en agotamiento de recursos fósiles (FRS) y en menor medida, en categorías ligadas a emisiones atmosféricas como acidificación territorial (TA), y formación de oxidantes fotoquímicos tanto en salud humana como en ecosistemas terrestres (OFHH y OFTE). Esto es esperable, considerando lo analizado en la sección de la etapa de generación renovable, donde la operación del parque eólico se asocia a la mantención mediante aceite lubricante; el cual, al ser un producto petroquímico, su producción y refinación implican consumo de energía fósil y emisiones asociadas al proceso, además, su transporte puede reforzar precursores fotoquímicos, lo que hace más notoria la huella operacional de la fuente eólica en esos indicadores. En cambio, en el Caso 2, la electricidad generada de la planta solar FV no muestra un predominio comparable y se mantiene como un aporte menor, lo que es consistente con que la operación de la planta requiere esencialmente agua para limpieza, sin emisiones directas durante la generación; por ello, su huella operacional tiende a ser más reducida. Finalmente, la contribución de la electricidad

desde BESS se mantiene marginal en ambos casos, sugiriendo una participación acotada en el balance operacional relativo de la etapa.

8.1.6. Purificación

En la Tabla 8.11 se presenta el porcentaje de contribución de la etapa de purificación sobre los impactos ambientales del proceso de producción de hidrógeno. Se observa que esta tecnología posee una baja contribución sobre los impactos totales de ambos casos, presentando una participación menor al 5% en la mayoría de los indicadores en comparación con las etapas restantes del proceso.

Tabla 8.11. Contribución de la etapa de Purificación en las categorías de impacto.

Contribución impacto	TA	GW	FRS	FEU	MEU	LU	MRC	OFHH	OFTE	WC
Caso 1	13,4%	3,6%	3,7%	4,5%	2,0%	7,2%	4,8%	3,6%	3,6%	3,6%
Caso 2	9,2%	1,2%	1,2%	1,8%	0,7%	0,3%	3,3%	2,2%	2,2%	0,3%

A continuación, en la Tabla 8.12 se presentan los impactos de la etapa de purificación desglosados por fase, para el Caso 1 y Caso 2.

Tabla 8.12. Desglose Impacto directo de la etapa de Purificación por fases, por kg H₂ purificado.

Indicadores	Construcción Unidad de Purificación		Operación Unidad de Purificación	
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
TA (mg SO ₂)	59,01	59,01	742,5	742,5
GW (mg CO ₂)	1.585,08	1.585,08	18.740	18.740
FRS (mg petróleo eq)	382,90	382,90	4.550	4.550
FEU (mg PO ₄)	1,29	1,29	15,24	15,24
MEU (mg N)	0,07	0,07	0,88	0,88
LU (m ² a crop eq)	89,40	89,40	0,00109	0,00109
MRC (mg Cu eq)	175,25	175,25	2.080	2.080
OFHH (mg NO _x eq)	7,85	7,85	94,4	94,4
OFTE (mg NO _x eq)	8,08	8,08	97,2	97,2
WC (m ³)	1,3E-05	1,3E-05	1,49E-04	1,49E-04

Para obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción en la Figura 8.13.

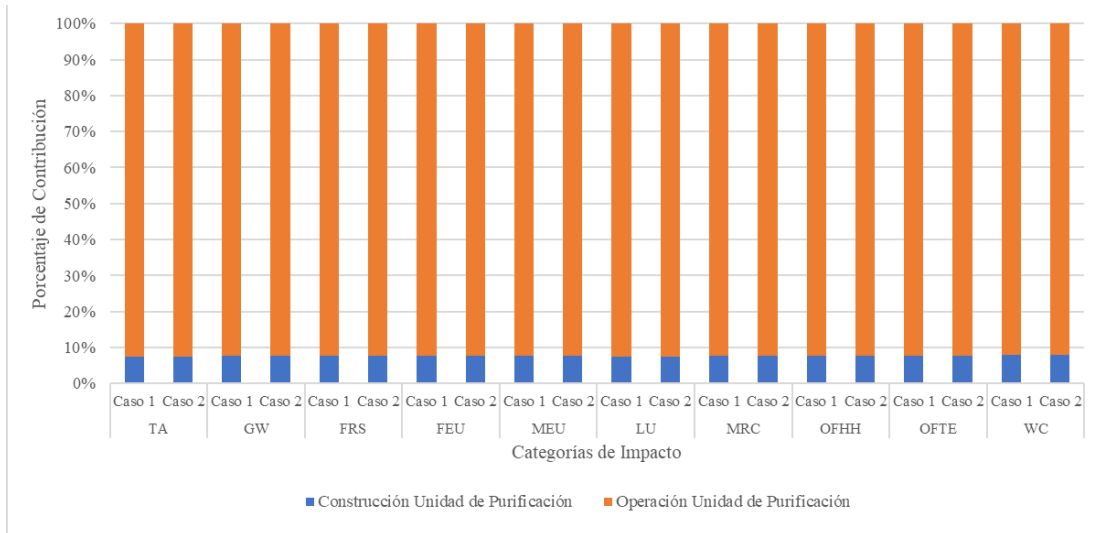


Figura 8.13. Impactos directos de la Construcción y Operación de la etapa de Purificación para el Caso 1 y Caso 2.

Del gráfico expuesto, es posible notar que, para ambos casos, en contraste con la fase de operación, la fase de construcción de la unidad de purificación presenta una contribución comparativamente menor en todas las categorías de impacto. Esto se debe a que la etapa se encuentra gobernada por insumos consumibles de operación (principalmente el catalizador DeOxo y, en menor medida, el tamiz molecular), cuya reposición periódica introduce de forma recurrente la carga ambiental asociada a sus procesos intensivos de fabricación. En consecuencia, el impacto acumulado de operación supera al de construcción, aun cuando esta última incluye los recambios de equipos y químicos de la unidad, lo que se debe a que dichos recambios son de ocurrencia limitada a lo largo de la vida útil, mientras que los consumibles químicos y su cadena de suministro se incorporan de forma más recurrente mediante reposiciones periódicas durante toda la vida útil del proyecto. A continuación, en la Figura 8.14, se expone de manera más detallada las contribuciones directas de la fase de operación dentro de esta etapa.

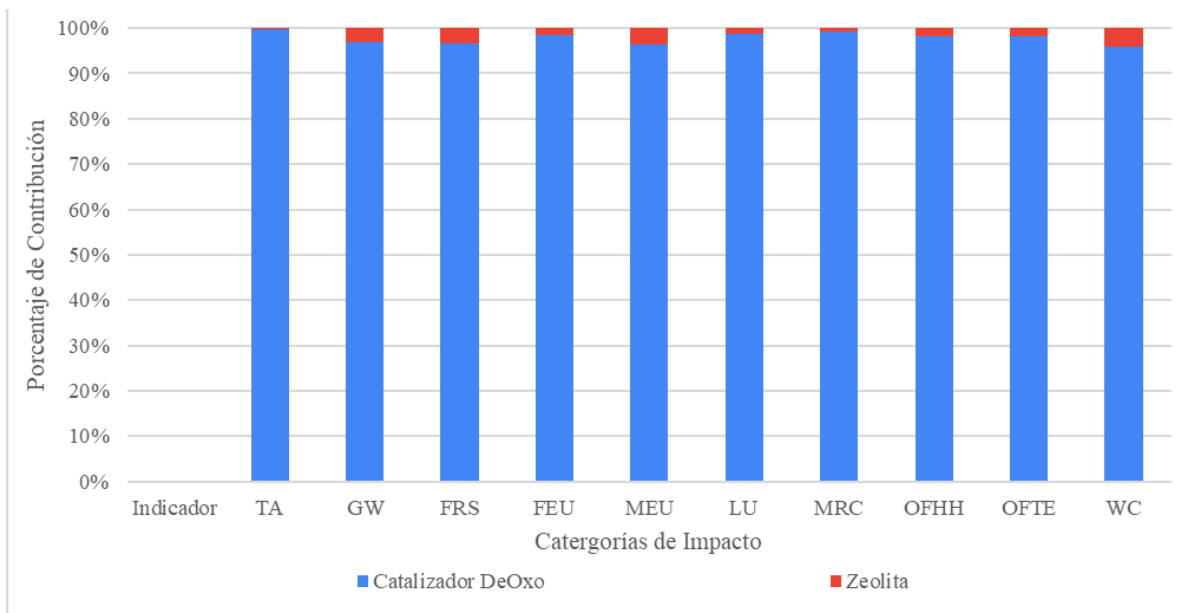


Figura 8.14. Impactos directos de Operación de la Unidad de Purificación.

De la Figura 8.14, se evidencia que, dentro de la fase de operación de la unidad de purificación, predomina la contribución del catalizador DeOxo (tipo Puristar) por sobre la zeolita (tamiz molecular). En términos de cadena de suministro, los catalizadores DeOxo utilizados en procesos de remoción de trazas (en este caso de O₂) suelen incorporar metales nobles o críticos, frecuentemente metales del grupo del platino (PGM) como Paladio en este caso. La obtención de estos metales suele provenir de rutas minero-metalúrgicas, seguidas por concentración, refinación a alta pureza y fabricación del catalizador, etapas caracterizadas por una intensiva demanda de energía, reactivos y tratamientos asociados. Esto implica que, en consecuencia, el catalizador contribuya de forma determinante en recursos minerales y metales (MRC), ya que, como se ha mencionó previamente, este indicador es sensible a insumos escasos y de alta criticidad material, además se asocia con los impactos ligados a la extracción y procesamiento metalúrgico. Por esta misma razón, se explica su predominio también sobre indicadores como cambio climático (GW) y recursos fósiles (FRS).

Por otro lado, en las categorías relacionadas con eutrofización de agua dulce (FEU) y eutrofización marina (MEU), el catalizador puede presentar contribuciones relevantes derivadas de la minería y metalurgia en específico por el manejo de relaves, reactivos de proceso, tratamiento de efluentes y emisiones asociadas a la misma cadena de producción.

Asimismo, estas mismas cadenas industriales implican incrementos en acidificación terrestre (TA), y sobre las categorías de formación de oxidantes fotoquímicos en salud humana (OFHH) y ecosistemas terrestres (OFTE) tienden a aumentar debido a emisiones atmosféricas precursoras (NO_x , compuestos orgánicos volátiles y otros) vinculadas a combustión en procesos térmicos, generación eléctrica y transporte, lo que es consistente con un perfil dominado por insumos de alta complejidad y cadenas de suministro extensas. En cuanto al uso de agua (WC) se incrementa debido a requerimientos de agua de proceso en las etapas de refinación y manufactura (para enfriamiento, lavado, tratamiento y servicios auxiliares), además de consumos indirectos asociados a la energía utilizada.

En contraste, la zeolita del tamiz molecular corresponde típicamente a aluminosilicatos que son obtenidos de minerales industriales con rutas dominadas por procesamiento fisicoquímico y etapas térmicas (como proceso de secado, calcinación, acondicionamiento). Ocurre que, al no depender de metales críticos comparables a los PGM, su contribución relativa en MRC suele ser sustancialmente menor. Sus aportes se concentran más en categorías sensibles a energía y procesos térmicos, como GW y FRS, y de forma secundaria en TA, OFHH y OFTE por emisiones asociadas a combustión y logística. Adicionalmente, en muchos esquemas operacionales la zeolita puede ser regenerada, mientras que el catalizador puede requerir reemplazos por desactivación química/física, lo que refuerza su predominio al integrar impactos repetidos a lo largo del periodo de operación.

Adicionalmente, de manera análoga a lo realizado para la etapa de electrólisis, en la Figura 8.15 se presenta una desagregación integral de la fase de operación asociada a la etapa de purificación para el Caso 1 y el Caso 2, incorporando no sólo los insumos directos de la unidad (como el catalizador DeOxo y zeolita), sino también los requerimientos operacionales necesarios para su funcionamiento dentro del sistema, que son la energía asociada al proceso y el proceso de electrólisis. Esto con propósito de visualizar desde una perspectiva integral, los principales contribuyentes a los impactos atribuidos a la operación de la purificación.

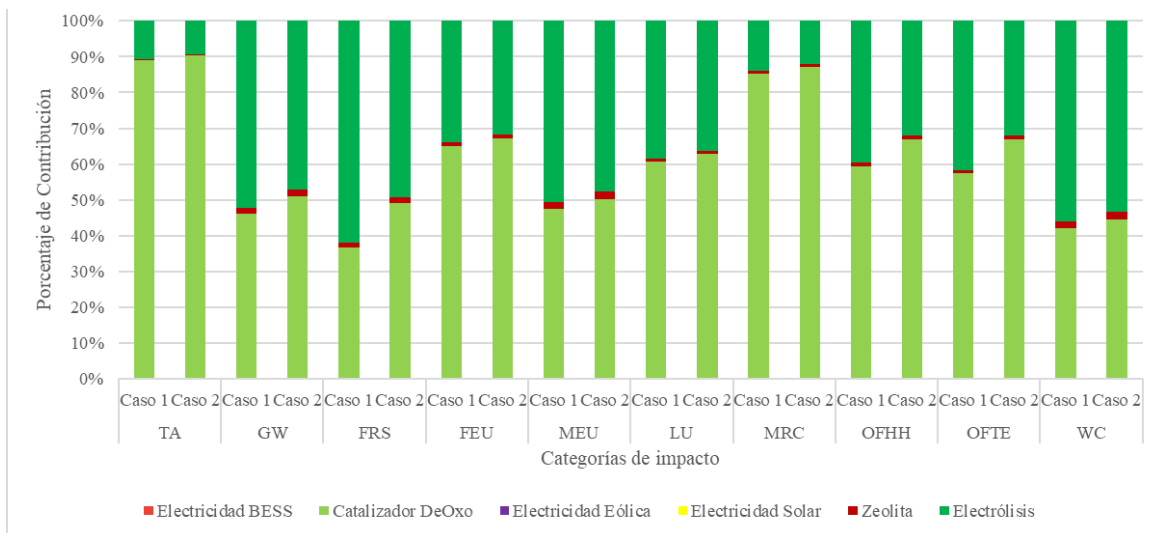


Figura 8.15. Impactos totales de Operación de la Unidad de Purificación.

Al igual que con el análisis de impactos directos previamente discutido para la operación de la purificación, al observar el gráfico de la Figura 8.15 se evidencia que, para ambos casos, el catalizador mantiene una contribución relevante en la mayoría de las categorías, en particular en la de recursos minerales y metales (MRC) y, en menor medida, en cambio climático (GW) y recursos fósiles (FRS), debido a su cadena de suministro intensiva en metales críticos del grupo del platino y en etapas de refinación y manufactura de alta intensidad energética. Sin embargo, al incorporar el balance completo de operación se observa además una prevalencia notoria de la electrólisis como contribuyente transversal en varias categorías, lo que sugiere que el perfil ambiental de la operación de esta etapa no está determinado únicamente por los consumibles químicos, sino también por la carga acumulada de los requerimientos energéticos asociados al proceso. El predominio de la contribución de la electrólisis es coherente con lo discutido en la sección previa, donde se señaló que el hidróxido de potasio domina transversalmente múltiples categorías debido a su cadena de suministro que es intensiva en energía y procesos industriales, lo que se refleja especialmente en las categorías de cambio climático (GW) y agotamiento de recursos fósiles (FRS), además de reforzar indicadores atmosféricos como acidificación terrestre (TA) y formación de oxidantes fotoquímicos en salud humana (OFHH) y ecosistemas terrestres (OFTE). Esto refleja que la etapa de purificación, al evaluarse de manera integral, se encuentra estrechamente condicionada por los requerimientos del sistema electroquímico y su abastecimiento energético.

Por último, no se observan contribuciones por parte de la electricidad de origen eólico o solar, debido principalmente al efecto escala que se genera, ya que la demanda energética propia de la purificación es significativamente menor que la energía requerida por la electrólisis, lo que en consecuencia, implica que al integrar en un mismo balance los flujos operacionales de ambas unidades, los aportes asociados al suministro eléctrico renovable se manifiestan por parte del proceso de electrólisis.

Por otro lado, en la Figura 8.16, se expone de manera detallada las contribuciones asociadas a la fase de construcción de dentro de esta etapa

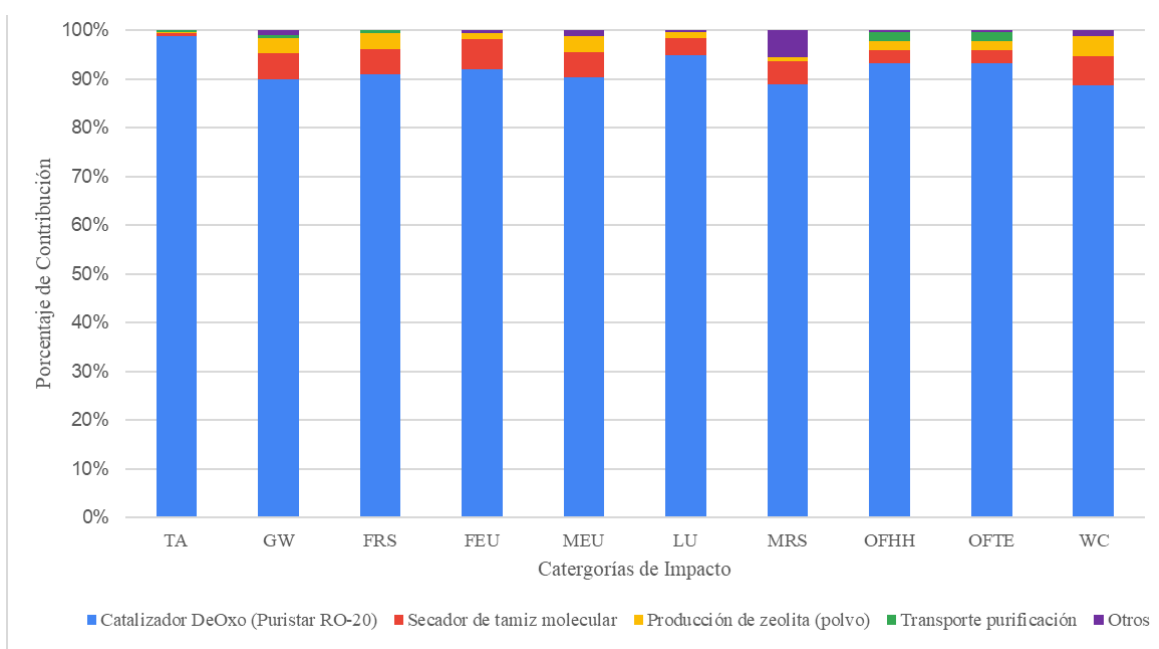


Figura 8.16. Impactos de la Construcción de la etapa de Purificación.

Dentro del gráfico de la Figura 8.16, en la categoría “Otros” se agrupan contribuciones menores de la construcción de la unidad de purificación, como reactores, intercambiadores de calor, compresores, separadores, bombas, tuberías, instrumentación y elementos auxiliares, además de transporte y componentes secundarios.

En contraste con la fase de operación, la fase de construcción de la unidad de purificación presenta una contribución comparativamente menor en el balance total; sin embargo, su perfil está fuertemente concentrado en un solo componente: la fabricación del catalizador DeOxo. Tal como se observa en el gráfico y al igual que como se observó en la fase de operación, este elemento explica la mayor parte de la contribución de construcción en

prácticamente todas las categorías de impacto, mientras que los demás componentes como el secador de tamiz molecular, producción de zeolita, transporte y “otros”, aparecen como aportes de segundo orden. De la misma manera en que se explicó previamente, esta dominancia del catalizador se debe a su cadena de suministro intensiva en extracción y refinación, asociada a los metales nobles, minerales procesados y elevada carga ambiental.

Por su parte, los aportes del secador de tamiz molecular y de la zeolita se asocian principalmente a cargas de manufactura de materiales, como el procesamiento de minerales, cerámicos y demanda energética de producción, por ello su presencia relativa en categorías como recursos fósiles (FRS), cambio climático (GW) y, en menor medida, eutrofización de agua dulce (FEU), marina (MEU) y uso de agua (WC). Mientras que el componente “Otros”, contribuye de manera dispersa y sin dominar una categoría específica, lo que es coherente con su representación como fracción menor y repartida en el gráfico. Finalmente, el transporte aparece como un aporte marginal, consistente con que, en la fase de construcción, el perfil está gobernado por impactos de producción de materiales y no por actividades logísticas.

8.2. Análisis de Sensibilidad

A partir de los resultados obtenidos en el escenario de sensibilidad (+30% de energía), en la Figura 8.17 se presenta de manera más visual el incremento de las categorías de impacto para el Caso 1 (eólico) y Caso 2 (solar FV).

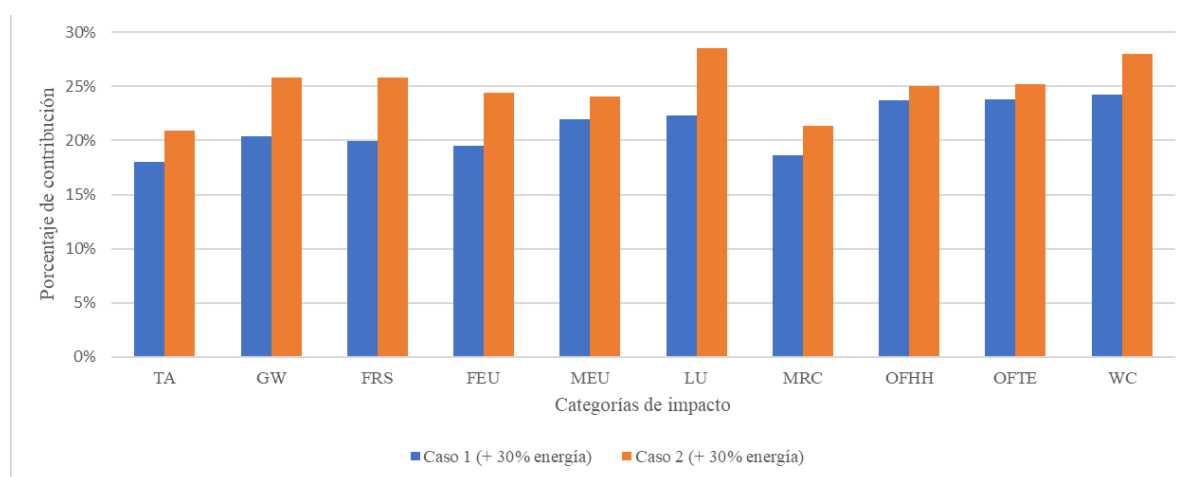


Figura 8.17. Incremento relativo de los indicadores de impacto ambiental en los escenarios de sensibilidad para el Caso 1 y Caso 2.

Del análisis se desprende que la etapa de generación de energías renovables es la que contribuye mayormente al impacto ambiental total del sistema. Esto se evidencia al observar que, en ambos casos, la mayoría de las categorías evaluadas experimentan un aumento superior al 20% (en menor medida los indicadores del Caso 1), siendo esta tendencia más pronunciada en el caso solar, donde la mayoría de los incrementos superan incluso el 25%. Lo anterior pone de manifiesto la influencia crítica que ejerce el consumo energético proveniente de estas fuentes renovables sobre el desempeño ambiental general.

Para el Caso 1 (Eólico), los indicadores que mayormente aumentan son los de uso de agua (WC), formación de oxidantes fotoquímicos en salud humana (OFHH) y ecosistemas terrestres (OFTE) que justamente son en los cuales la construcción del parque eólico tiene mayor incidencia. Aún así, el aumento de las categorías de impacto es menor en comparación al caso solar, lo que sugiere que, a pesar de que se requiera de una mayor infraestructura de generación (de más aerogeneradores) para suplir la demanda energética adicional, el impacto de agregar esta capacidad eólica adicional es proporcionalmente menos agresivo que para el caso solar. En particular, para el Caso 2 se observa la mayor sensibilidad del estudio, puesto que el aumento de los indicadores de impacto es mucho mayor, alrededor del 28% (casi proporcional al aumento de energía). Este comportamiento se explica porque, como se discutió en el análisis de resultados, la fase de construcción de la planta solar fotovoltaica es la que presenta la mayor carga ambiental dentro del sistema, contribuyendo enormemente a la mayoría de las categorías, pero por sobre todo en los indicadores de cambio climático (GW), recursos fósiles (FRS), uso de suelo (LU) y uso de agua (WC), como se refleja también en este estudio de sensibilidad. Lo que se debe a que, al disminuir la eficiencia, se hace necesario escalar la infraestructura de generación, es decir, contar con una mayor cantidad de paneles fotovoltaicos, los cuales, debido a la naturaleza de su cadena de suministro, poseen una huella de fabricación significativamente mayor, lo que conlleva a que este requerimiento adicional de infraestructura energética incremente severamente el impacto total del sistema.

Esta comparación de ambas tecnologías renovables permite determinar que la infraestructura eólica presenta una relación más favorable entre capacidad de generación e impacto constructivo, lo que le permite al sistema amortiguar las ineficiencias operativas

con un menor costo ambiental relativo en comparación con la tecnología fotovoltaica, cuyos impactos basales de construcción son comparativamente mayores. Esto implica que, si bien el hidrógeno proveniente de fuentes solares es competitivo, su sostenibilidad es menos tolerante a desviaciones operativas, dado que cualquier degradación en el rendimiento energético penaliza el desempeño ambiental global de manera más severa. No obstante, aún bajo estas condiciones conservadoras de incertidumbre, la jerarquización general de las alternativas no se altera, validando la robustez de las conclusiones obtenidas en el escenario base.

8.3. Discusión comparativa de desempeño ambiental: Caso eólico vs. Caso solar FV

A modo de analizar cada escenario de manera global, en la Figura 8.18 y Figura 8.19, se sintetiza el perfil ambiental de ambos escenarios mediante la contribución relativa de las múltiples etapas y fases (construcción y operación) a lo largo de las categorías de impacto evaluadas.

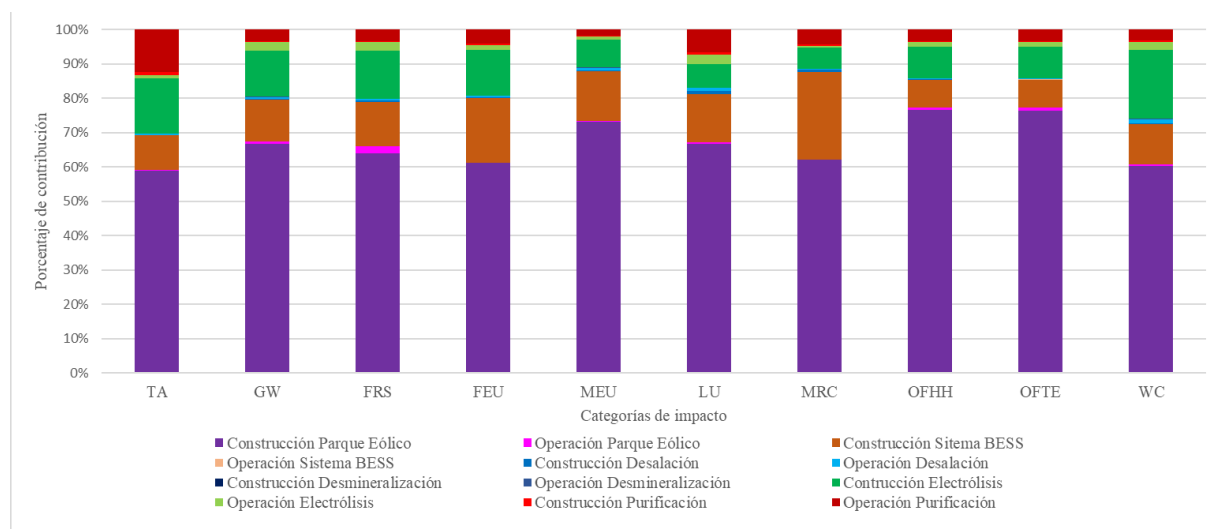


Figura 8.18. Perfil Ambiental Caso 1 por fases para cada etapa.

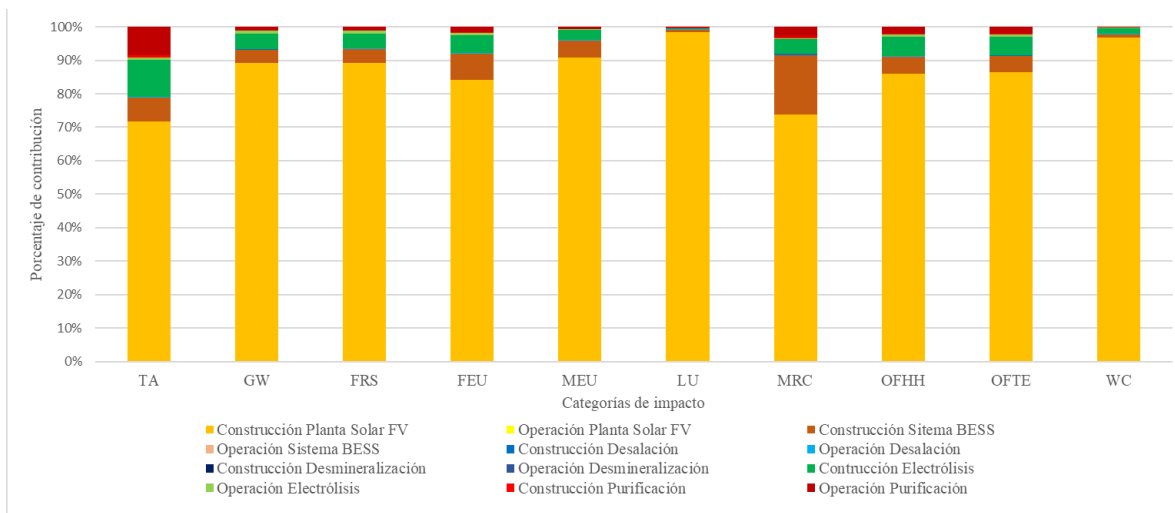


Figura 8.19. Perfil Ambiental Caso 2 por fases para cada etapa.

Al observar la Figura 8.18 y Figura 8.19, es posible notar que en ambos casos existe una marcada predominancia de la fase de construcción, aunque la etapa que gobierna la contribución total difiere de manera clara según la fuente renovable considerada. En el Caso 1, la construcción del parque eólico constituye el principal aportante en las categorías evaluadas, mientras que las contribuciones directas de la unidad de electrólisis y del sistema de almacenamiento BESS se mantienen como aportes secundarios, pero no despreciables. Sin embargo, es posible decir que los impactos se distribuyen de manera más equilibrada, en comparación al Caso 2, donde la construcción de la planta solar adquiere un dominio aún más predominante y desplaza proporcionalmente la contribución directa asociada al resto de etapas, concentrando la mayor parte de la contribución relativa en prácticamente todos los indicadores. En términos generales, al contrastar el comportamiento operacional por etapas, se aprecia que, tal como se discutió en el análisis de resultados, los perfiles ambientales directos asociados a la operación son iguales entre escenarios (al considerar los insumos propios que aporta cada etapa) en la mayoría de las unidades de proceso, y en este contexto, las diferencias sustantivas se concentran principalmente en la generación de energía renovable. Mientras que, al analizar de manera integral las etapas de electrólisis y purificación, se demuestra que la unidad de electrólisis es donde se vuelve más evidente el impacto asociado a la fuente de suministro eléctrico, con mayor visibilidad del aporte eólico respecto del solar en el balance operacional total (donde se consideran todos los flujos de entrada a la unidad electrolítica), dado al gran peso relativo del consumo eléctrico

del proceso. En cambio, en la unidad de purificación, la contribución diferencial del suministro eólico o solar tiende a no hacerse visible cuando se evalúa el balance total, debido a un efecto de escala, la demanda energética propia de la purificación es significativamente menor que la requerida por la electrólisis, por lo que, al analizar ambos requerimientos en un mismo balance, los aportes del suministro eléctrico renovable se manifiestan principalmente a través de la electrólisis. A partir de este patrón, es posible identificar ventajas y desventajas asociadas a la producción de hidrógeno en cada configuración.

Primero, para el Caso 1, una ventaja competitiva relevante se vincula a los mayores factores de planta que se pueden alcanzar con la tecnología eólica en la Región de Magallanes, que en este caso para el parque eólico del proyecto se reporta en un 54%, lo que se asocia con las condiciones excepcionales que presenta el viento en la Región de Magallanes, la calidad y constancia de su recurso eólico permiten generar una mayor cantidad de energía anual por unidad de potencia instalada, lo que permite reducir la intensidad de infraestructura necesaria por unidad de energía útil, logrando suavizar la intensidad de los impactos de la construcción por kilogramo de hidrógeno producido. Además, este escenario demuestra ser tecnológicamente más robusto ante la incertidumbre, exhibiendo una menor sensibilidad ante desviaciones en el consumo energético de la electrólisis, lo que sugiere una mayor resiliencia ante la degradación del desempeño o pérdidas de eficiencia. Adicionalmente, respecto al Caso 2, esta tecnología presenta menor contribución relativa en indicadores típicamente sensibles a ocupación territorial y agua, con porcentajes de contribución de alrededor de 67% y 61% respectivamente, frente a valores casi totales respecto a la planta solar (de 99% y 97% respectivamente), esto implica una menor intensidad territorial por unidad funcional para el suministro eléctrico renovable del sistema. Sin embargo, esta configuración presenta desventajas relevantes, ya que la huella del suministro eólico queda fuertemente determinada por la alta intensidad material de la infraestructura del parque (principalmente hormigón y acero en fundaciones y estructuras, además de aluminio y componentes de conexión eléctrica). A ello se suma la dependencia de materiales críticos, en particular tierras raras como neodimio y disprosio, y otros materiales magnéticos empleados en generadores de imanes permanentes, cuyas cadenas de suministro suelen involucrar extracción y refinación complejas, con cargas ambientales elevadas y mayor

exposición a impactos asociados a minería y procesamiento, tales como agotamiento de recursos minerales y potenciales efectos de toxicidad. Finalmente, aunque la generación eólica no presenta emisiones directas significativas durante la operación, para su mantención requiere consumibles como aceite lubricante y logística asociada, cuyas cadenas petroquímicas y de transporte contribuyen en categorías sensibles a uso de energía fósil y emisiones atmosféricas, aun cuando su contribución sea secundaria respecto de la construcción.

En cuanto al Caso 2, destaca por una ventaja operativa clara derivada de la simplicidad de su operación y mantenimiento, el cual se limita esencialmente al uso de agua para limpieza, por eso su huella operacional directa tiende a ser menor y más estable en comparación con el parque eólico. No obstante, este escenario enfrenta desventajas críticas condicionadas por la relación entre disponibilidad del recurso y carga incorporada de manufactura. Ya que, si bien en zonas como Antofagasta la energía solar fotovoltaica puede alcanzar factores de planta relativamente altos en comparación con otras regiones, estos siguen siendo, en general, inferiores a los que puede lograr la energía eólica en territorios de viento excepcionalmente favorable (como Magallanes u otras zonas con regímenes de viento intensos y persistentes). En términos de modelación, esta diferencia implica que, para entregar una misma energía anual, el escenario solar FV requiere un mayor sobredimensionamiento de potencia instalada, lo que amplifica los impactos asociados a la fabricación de sus módulos. En particular, la carga ambiental incorporada en los paneles está fuertemente influenciada por etapas industriales intensivas, especialmente la purificación y procesamiento del silicio, que pueden depender de matrices eléctricas con alta participación fósil, incrementando indicadores ligados a energía y emisiones. En coherencia con ello, el análisis de sensibilidad confirma que cualquier aumento del consumo energético específico del sistema tiende a penalizar el balance ambiental del Caso solar de forma más marcada que para el caso eólico, lo que evidencia una menor tolerancia del escenario solar a ineficiencias operacionales o a supuestos conservadores en el modelado.

8.4. Oportunidades de mejora para ambos casos

A partir de los resultados expuestos, es posible afirmar que las oportunidades de mejora deben focalizarse prioritariamente en los *hotspots* de construcción asociados a ambas tecnologías renovables. Para el caso eólico, la literatura reciente enfatiza que el mayor potencial de reducción adicional no proviene solo de reducir el uso de materiales, sino de avanzar hacia estrategias de circularidad de alto impacto a escala de parque, considerando diseño y gestión orientados a extender vida útil de sus componentes para reducir sus reposiciones, facilitar su reacondicionamiento, y cerrar brechas de fin de vida en componentes tradicionalmente complejos, por ejemplo, rutas de valorización material para elementos con baja reciclabilidad (International Energy Agency Wind Technology Collaboration Programme).

Por otra parte, para el caso solar fotovoltaico, la literatura señala a que las alternativas más efectivas son reducir la carga asociada a manufactura mediante descarbonización de la energía que alimenta los procesos industriales del módulo y su cadena de valor, junto con acelerar el tránsito a un esquema de economía circular del sistema, con fin de vida orientado a la recuperación de materiales de valor y para reducir la demanda de insumos vírgenes. Estas vías son particularmente relevantes porque el caso solar FV tiende a exhibir mayores valores en las categorías de impacto evaluadas, lo que conlleva a que cualquier mejora adoptada dentro de la cadena de suministro de los módulos fotovoltaicos, se podría traducir en una reducción transversal de su contribución sobre los impactos (Smith, Sekar, Mirletz, Heath, & Margolis, 2024). Adicionalmente, dado que el caso solar concentra mayores presiones sobre los indicadores de uso de suelo (LU) y uso de agua (WC), se recomienda que, además de las medidas transversales anteriores, se adopten planes de acción para reducción y mitigación del uso de suelo y gestión del consumo hídrico.

8.5. Comparación de resultados con literatura

A continuación, se comparan resultados numéricos resultantes de las categorías de impacto evaluadas con los de otros estudios que estudian sistemas similares de producción de hidrógeno mediante energía eólica y solar.

Para efectos de validación, se contrastaron los resultados obtenidos en el Caso 1 de energía eólica con los expuestos en el estudio desarrollado por Alarcón Cartes (2024), quien modeló una Declaración Ambiental de Producto para la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis alimentada por energía eólica (Alarcón Cartes, 2024). En la Tabla 8.13 se exponen a modo de comparación ambos conjuntos de resultados de ambos estudios.

Tabla 8.13. Comparación entre resultados obtenidos y literatura de referencia para el Caso 1.

Categorías de impacto	Caso eólico presente estudio	Caso eólico literatura (Alarcón Cartes, 2024)
AP (kg SO2/ kg H2)	0,006	0,00099
GW (kg CO2)	0,558	0,32
FRS (kg petróleo eq)	0,135	0,063
FEU (kg PO4)	0,00037	0,00058
MEU (Kg N)	4,71E-05	0,00026
LU (m2a crop eq)	0,0163	-
MRC (kg Cu eq)	0,0473	-
OFHH (kg NOx eq)	0,0028	-
OFTE (kg NOx eq)	0,0029	-
WC (m3)	0,00451	0,097

Como se observa en la Tabla 8.13, los resultados de ambas categorías de impacto presentan una clara similitud en su orden de magnitud, lo que apoya la robustez del inventario y la modelación realizada. Las variaciones porcentuales observadas entre ambos estudios son atribuibles a diferencias en los límites delimitados para el sistema, si bien en ambos estudios, se consideran las etapas de generación de energía eólica, desalinización y electrólisis alcalina, en el estudio de referencia no se consideran las etapas de desmineralización, purificación del hidrógeno ni el sistema de almacenamiento BESS, lo que justifica los mayores valores obtenidos para las categorías de impacto evaluadas en el presente estudio. Además, en el presente estudio se emplean datos primarios del proyecto HNH Energy en la región de Magallanes junto con otras fuentes de literatura específica, mientras que el estudio de referencia incorpora parámetros de producción global promedio para la generación eólica. No obstante, la alineación en la tendencia de los impactos ratifica que el perfil ambiental del hidrógeno producido es consistente con la literatura científica para sistemas de electrólisis alcalina alimentados por energía renovable eólica.

De manera análoga, se contrastaron los resultados obtenidos para el Caso 2 de energía solar fotovoltaica con los presentados en el estudio de Prasad & Khalid (2025), seleccionada por ser uno de los estudios más afines para el caso solar y que analiza una diversidad de indicadores bajo el mismo método de evaluación. En la Tabla 8.14, se exponen a modo de comparación los conjuntos de resultados de ambos estudios.

Tabla 8.14. Comparación entre resultados obtenidos y literatura de referencia para el Caso 2.

Categorías de impacto	Caso solar FV presente estudio	Caso solar FV literatura (Prasad & Khalid, 2025)
AP (kg SO ₂ / kg H ₂)	8,7E-03	1,83E-02
GW (kg CO ₂)	1,67	3,38
FRS (kg petróleo eq)	0,422	0,89
FEU (kg PO ₄)	9,0E-04	2,67E-03
MEU (Kg N)	1,40E-04	2,67E-04
LU (m ² a crop eq)	0,362	0,124
MRC (kg Cu eq)	0,068	0,055
OFHH (kg NO _x eq)	4,60E-03	9,30E-03
OFTE (kg NO _x eq)	4,84E-03	9,80E-03
WC (m ³)	0,0549	0,114

Como se observa en la Tabla 8.14, los indicadores de impacto ambiental muestran una similitud en su orden de magnitud, lo que respalda la validez de la modelación realizada. En este caso, las diferencias existentes se atribuyen principalmente a la tecnología y los límites del sistema. A diferencia del presente estudio, la investigación de referencia modela un sistema de electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM). En este sentido, resulta relevante destacar que, en la literatura, la tecnología PEM suele asociarse a impactos de manufactura superiores respecto a la opción alcalina, este factor justifica que los valores del estudio de referencia sean mayores a los del presente caso, pese a que dicha investigación no incluye dentro de sus límites las etapas de suministro de agua, purificación del hidrógeno ni un sistema de almacenamiento energético. No obstante, se considera que la alineación en la tendencia global de los impactos ratifica que el perfil ambiental obtenido es consistente con la literatura científica para la producción de hidrógeno con energía solar.

Adicionalmente, se evalúa la consistencia de los principales patrones observados en la sección de análisis de resultados respecto de lo que reporta la literatura de análisis de ciclo de vida considerando tanto sistemas de producción de hidrógeno por electrólisis alimentado

con energías renovables, como estudios realizados en específico para ciertas etapas o componentes del proceso. El objetivo es verificar si los *hotspots* identificados en el presente estudio responden a comportamientos esperables para este tipo de configuraciones.

En la etapa de generación de energías renovables, los resultados demostraron que para ambos casos existe una predominancia marcada proveniente de la fase de construcción por sobre la fase de operación. Este patrón es consistente con la evidencia de otros ACV, donde los impactos también se concentran en la fabricación e instalación de infraestructura (materiales estructurales, componentes eléctricos, obras civiles y logística), mientras que la operación suele limitarse a mantenimiento y consumos auxiliares, sin emisiones directas de combustión durante la generación. Por ello, dentro del sistema de producción de hidrógeno, la etapa de generación de energía renovable es la que gobierna gran parte de las categorías (Pottstock Hurtubia, 2024).

Para el sistema BESS, la relevancia de la etapa de construcción y la dominancia de componentes de alta complejidad tecnológica y materialidad electroquímica se alinean con los hallazgos de Hemmati et al. (2024), quienes demuestran que, para tecnologías de almacenamiento como las baterías LFP, la carga ambiental asociada a categorías de toxicidad y recursos se atribuye principalmente a la manufactura de las baterías y su cadena de suministro (debido a la extracción y procesamiento de materias primas como el fosfato de hierro y litio y el cobre para los colectores de corriente). En consecuencia, es coherente que el perfil obtenido muestre una alta sensibilidad en esas categorías de impactos industriales y que el sistema BESS se presente como un *hotspot* crítico en el balance total, dado que su masa material y complejidad de fabricación no se ven amortizadas por combustibles operacionales, validando el peso del inventario de infraestructura en el desempeño global (Hemmati, Bayati, & Ebel, 2024).

En cuanto a la etapa de suministro de agua, en específico sobre la subetapa de desalinización por osmosis inversa, las contribuciones directas muestran que la fase de operación suele dominar en la mayoría de los impactos por sobre la fase de construcción, comportamiento que resulta ser consistente con la literatura sobre desalinización. Este fenómeno es corroborado explícitamente en el estudio de Shahabi et al. (2014), donde realizan análisis de ciclo de vida para el proceso de osmosis inversa alimentado por fuentes

de energía renovable, se demuestra que la contribución sobre los impactos ambientales se desplaza hacia la cadena de suministro de consumibles, debido al uso de químicos para pretratamiento y limpieza, los que derivan en que la fase represente cerca del 60% de las emisiones totales del ciclo de vida, relegando a la etapa de construcción a un segundo plano (que dentro del estudio representa un 17%) (Maedeh P. Shahabi, 2014). Esto permite validar el que la carga acumulada por la fabricación de reactivos químicos consumidos diariamente a lo largo de la vida útil del proyecto supere la carga incorporada en la infraestructura de la planta.

En la etapa de electrólisis, se evidenció la dominancia transversal de insumos como el hidróxido de potasio (KOH) y la importancia crítica del suministro energético. Estos resultados siguen la lógica descrita ampliamente en la literatura de ACV, siendo consistentes con lo expuesto en un estudio de Zhao et al. (2020), quienes identifican que la manufactura de los stacks alcalinos, específicamente debido al contenido de níquel en los electrodos, constituye un *hotspot* ambiental que no debe ignorarse. Tal como se observa en los resultados de este estudio, cuando el suministro eléctrico es 100% renovable (se elimina la huella directa de operación de la generación energética), se hace visible el peso relativo de la cadena de suministro industrial de estos componentes y de los químicos de reposición, confirmando que el desempeño ambiental queda condicionado por la calidad del inventario de materiales y la eficiencia energética del proceso (Zhao, y otros, 2020).

Finalmente, para la etapa de purificación se expone que la fase de operación es contribuyente dominante frente a la fase de construcción, lo que es esperar cuando la operación está gobernada por consumibles como catalizadores y adsorbentes sujetos a reposición periódica, aunque exista una carga inicial durante la construcción, el impacto operativo se acumula porque la fabricación de dichos consumibles se contabiliza de manera reiterada durante el horizonte de estudio. En este sentido, los resultados muestran que, dentro de la fase operativa, el catalizador DeOxo Puristar R0-20 (a base de paladio y alúmina) domina la mayor parte de las categorías, mientras que la zeolita (tamiz molecular) permanece como un contribuyente secundario. Esta jerarquía es consistente con la evidencia disponible para metales del grupo del platino (PGM), ya que, aun cuando el catalizador represente una fracción pequeña en masa, su impacto específico por kg de

material activo puede ser muy elevado debido a que su cadena de suministro incorpora etapas minero-metalúrgicas intensivas, junto con consumos energéticos y reactivos, lo que tiende a contribuir de manera marcada en indicadores ligados a recursos minerales/metales (MRC), cambio climático (GW) y agotamiento de recursos fósiles (FRS) (International Platinum Association, 2023).

8.6. Matriz de incertidumbre

Dada la heterogeneidad de las fuentes de información utilizadas para la elaboración del inventario de ciclo de vida (ICV), que comprenden como base los datos primarios de ingeniería del proyecto HNH Energy y en complemento bases de datos secundarias, se hizo necesario verificar la representatividad y fiabilidad de dichos datos. Por ello, se aplicó el método de la Matriz de Pedigree, siguiendo los lineamientos metodológicos establecidos por Weidema et al. (2013) para la base de datos Ecoinvent. Este método permite realizar una evaluación semi-cuantitativa de la incertidumbre, asignando una puntuación de calidad a cada flujo o proceso unitario, en función de cinco indicadores independientes:

1. **Fiabilidad:** Verifica si los datos provienen de mediciones directas, de cálculos verificados o de estimaciones no cualificadas.
2. **Complejidad:** Evalúa si la muestra de datos es representativa del universo total o si se basa en un número limitado de sitios o periodos.
3. **Correlación Temporal:** Analiza la antigüedad del dato respecto al año de estudio.
4. **Correlación Geográfica:** Determina si el dato corresponde al área de estudio o si proviene de otra región con condiciones productivas diferentes.
5. **Correlación Tecnológica:** Evalúa si la tecnología del dato coincide con la definida en el objetivo del estudio.

La escala de evaluación clasifica cada criterio desde el nivel 1, que corresponde a datos de calidad óptima hasta el nivel 5, que se refiere a datos de calidad pobre u estimada. Para determinar la robustez global de los inventarios elaborados, se calculó un “Puntaje General de Calidad de Datos” (DQR) para cada subsistema, el cual se obtiene a partir de la

sumatoria de los cinco criterios mencionados. A continuación, se presenta la Matriz de Pedigree.

Tabla 8.15. Matriz de Pedigree (Elaboración Propia).

Etapa	Fases	N° Fuentes	Fiabilidad (1-5)	Complejidad (1-5)	Temporal (1-5)	Geográfica (1-5)	Tecnológica (1-5)	DQR
Parque Eólico	Construcción (Aerogeneradores)	2	2	3	1	2	2	2,4
	Construcción (Redes/Conexión)	1	3	3	1	1	2	2,2
	Operación y Mantenimiento	1	3	3	1	1	2	2,2
Planta Solar FV	Construcción (Planta)	1	3	2	3	4	3	3,2
	Operación y Mantenimiento	1	3	2	3	2	2	2,6
Sistema BESS	Construcción	1	2	2	1	4	2	2,4
	Operación (Ciclo)	2	2	2	2	4	4	2,6
Suministro de agua	Construcción (Desaladora)	1	2	4	3	4	3	3,4
	Operación (Desalación)	1	2	2	1	1	1	1,6
	Desmineralización (Construcción y Operación)	1	3	4	3	4	2	3,4
Electrólisis Alcalina	Construcción (Stack)	1	2	2	2	4	2	2,6
	Construcción (Balance Planta)	3	2	2	3	4	1	3
Purificación	Construcción (Equipos)	2	3	3	2	4	3	3,4
	Operación (Consumos)	1	3	2	1	1	1	1,8

Como se observa en la Matriz de Pedigree, la información utilizada en este estudio para las fases de operación presenta niveles de calidad alta y media (puntajes desde 1,4 a 3,4), dado que en su mayoría provienen de fuentes primarias del EIA del proyecto HNH Energy o de estudios que representan la realidad nacional del proceso implicado, lo cual minimiza la incertidumbre geográfica y tecnológica. Por el contrario, en su mayoría las fuentes empleadas para las fases de construcción presentan una calidad media (puntajes desde 2,4 a

3,4), debido a la necesidad de utilizar bases de datos internacionales (como Ecoinvent o reportes JRC) escaladas a la capacidad del proyecto, introduciendo incertidumbre al no disponer de mediciones de manufactura local.

9. Limitaciones

El presente estudio la principal limitación radica en la disponibilidad y representatividad de la información para construir el inventario del sistema, lo que obligó a complementar antecedentes del proyecto con datos secundarios y supuestos de modelación.

En primer lugar, puesto que el enfoque que se adoptó en el análisis fue de la cuna a la puerta, únicamente se consideraron las fases de construcción y operación, pero no el desmantelamiento del complejo industrial debido a la falta de información. Además, como se especificó dentro del análisis se consideraron las etapas que van desde la generación de la energía renovable hasta la purificación del hidrógeno verde producido como producto final de interés, por lo que quedaron excluidas etapas posteriores que podrían ser relevantes de la cadena de valor, tales como la síntesis de amoníaco, almacenamiento, transporte, distribución y uso final, lo que limita la evaluación a una fracción del desempeño ambiental total del sistema. Cabe destacar como limitación relevante, la exclusión de la etapa de almacenamiento de hidrógeno presurizado que podría representar un impacto ambiental no despreciable. Su exclusión se debe principalmente a que, en base a lo especificado dentro del proyecto, se trata de un subsistema cuyo objetivo no es el almacenamiento del hidrógeno como tal, sino que busca amortiguar la variabilidad de la generación renovable para asegurar un suministro continuo de hidrógeno hacia la planta de síntesis de amoníaco verde como producto final. Por ende, su incorporación dentro del sistema de estudio habría requerido definir con mayor detalle la fracción real de hidrógeno a almacenar, la frecuencia de carga y descarga del sistema, los ciclos de operación de los compresores y la relación dinámica entre la producción de hidrógeno y la demanda de la etapa de reconversión de amoníaco, antecedentes que exceden el alcance adoptado dentro del estudio.

En segundo lugar, aunque el inventario se elaboró principalmente en base a la información técnica del proyecto HNH Energy, de igual manera fue necesario complementar diversos procesos, debido a la falta de datos específicos, especialmente en las fases de construcción, que se modeló principalmente a partir de literatura científica, catálogos de proveedores y bases de datos secundarias que fueron escaladas, lo que introduce incertidumbre en términos de representatividad geográfica, temporal y tecnológica. Asimismo, el modelado contempló supuestos necesarios ante la falta de información, como la procedencia genérica

de insumos, eficiencias ideales en ciertas operaciones y vidas útiles estimadas para equipos y componentes, los cuales pueden influir en la magnitud de los impactos calculados. Finalmente, es importante considerar que en el caso 2 de la fuente solar fotovoltaica, la configuración evaluada corresponde a una modelación representativa y teórica para la Región de Antofagasta, por lo que sus resultados están sujetos a una incertidumbre adicional asociada al factor de planta adoptado y a la extrapolación de condiciones operacionales respecto del proyecto base.

Por estas razones, los resultados deben considerarse como una aproximación comparativa robusta dentro de los límites y supuestos definidos, más que como una representación exhaustiva de todas las condiciones posibles de desarrollo de la producción de hidrógeno verde en Chile.

10. Conclusiones

Los resultados del estudio demuestran de manera consistente que, tanto para el caso de energía eólica, como para el caso de energía solar, el desempeño ambiental se encuentra dominado por la etapa de generación de energías renovables, la cual constituye el principal *hotspot* del sistema. En particular, se determina que la fase de construcción de la infraestructura renovable concentra la fracción predominante de los impactos, mientras que la operación aporta de forma marginal. Este predominio se refleja para el caso eólico, donde la fase de construcción asociada al parque eólico conlleva a una participación de aproximadamente dos tercios del impacto en cambio climático y más del 60% en varios indicadores. Asimismo, para el caso solar su contribución resulta ser mucho mayor en cambio climático y se vuelve prácticamente total en uso de suelo y consumo de agua, lo que reduce porcentualmente la visibilidad del aporte de las etapas posteriores.

En términos cuantitativos, y considerando la unidad funcional de 1 kg de H₂ purificado, para el caso eólico se destacan impactos del orden de 0,56 kg de CO₂ equivalente en la categoría de cambio climático, junto con aproximadamente 0,14 kg de petróleo equivalente en escasez de recursos fósiles. En las categorías asociadas a ocupación territorial y uso hídrico, se obtienen valores de alrededor de 0,016 m²·año para uso de suelo y cerca de 0,0045 m³ para consumo de agua. Mientras que, para el caso solar fotovoltaico se tienen contribuciones superiores en esas categorías de impacto, alcanzando aproximadamente 1,67 kg de CO₂ equivalente en cambio climático y cerca de 0,42 kg de petróleo equivalente en recursos fósiles. Además, para los otros indicadores de uso de suelo (LU) y uso de agua (WC) se presentan valores del orden de 0,36 m²·año y 0,055 m³ por kilogramo de hidrógeno purificado respectivamente.

Por una parte, estos resultados expuestos permiten concluir que el caso eólico presenta un desempeño ambiental más favorable que el caso solar fotovoltaico, para todas las categorías de impacto evaluadas. La diferencia se explica principalmente, por la condición estructural del sistema FV para satisfacer la energía anual requerida, es necesario instalar una mayor capacidad nominal debido a su menor factor de planta, lo que incrementa la cantidad de infraestructura asociada y, en consecuencia, amplifica las cargas ambientales incorporadas durante la manufactura. A nivel de componentes, la construcción de la planta fotovoltaica

está dominada por los módulos multi-Si, cuya cadena de producción es altamente intensiva en energía y suele depender de matrices eléctricas con participación fósil, lo que se refleja en indicadores vinculados a cambio climático, recursos fósiles y consumo de agua, además de otras categorías sensibles a emisiones atmosféricas de procesos termointermedios y logística. Respecto al caso eólico, los impactos también se concentran en la construcción debido a la elevada intensidad material y a las cadenas industriales necesarias para fabricar e instalar los aerogeneradores y su infraestructura asociada (como las redes de conexión). Destacan especialmente los aportes de la industria del acero (para torre y estructuras), las obras civiles (fundaciones de hormigón) y los metales utilizados para fabricación de los componentes eléctricos y del tren de potencia. Adicionalmente, la presencia de tierras raras en imanes permanentes tiende a incrementar la contribución relativa en categorías sensibles a materiales críticos.

Por otra parte, gracias al análisis de sensibilidad es posible confirmar la robustez de los resultados, ya que para ambos casos de estudio se tiene que al aumentar en 30% el consumo energético específico de la electrólisis, se evidencian incrementos generalizados para todas las categorías de impacto, con alzas sistemáticamente mayores para el caso solar, lo que demuestra una menor tolerancia del sistema fotovoltaico ante desviaciones de la eficiencia energética del electrolizador. En consecuencia, bajo los supuestos del estudio, si el objetivo es minimizar impactos ambientales en la producción de hidrógeno verde, los resultados respaldan la preferencia por configuraciones eólicas, junto con la necesidad transversal de controlar estrictamente la eficiencia energética y los supuestos operacionales del sistema.

A raíz de los resultados y conclusiones expuestas del presente estudio, se destaca que las oportunidades de mejora idealmente deben priorizar la reducción de cargas de construcción en ambas configuraciones, complementadas por estrategias tecnológicas y de gestión. Para el caso eólico, se vuelve crítico avanzar hacia estrategias de circularidad, incluyendo extensión de vida útil, reducción de reposiciones, reacondicionamiento y cierre de brechas de fin de vida en componentes tradicionalmente complejos. A su vez, para el caso solar, las mejoras deben enfocarse en descarbonizar las cadenas de suministro, en particular, en etapas intensivas como el silicio y también por lo mismo, fortalecer enfoques de economía circular para los módulos fotovoltaicos, además de gestionar medidas de reducción en

impactos asociados a uso de suelo y agua. Finalmente, debe considerarse que este tipo de evaluación es únicamente ambiental, por tanto, una decisión integral requiere incorporar dimensiones económicas y sociales, y resulta recomendable robustecer la representatividad local de datos para disminuir incertidumbres y fortalecer la aplicabilidad de los resultados. En este sentido, para futuras investigaciones se podría ampliar el enfoque hacia una evaluación de sostenibilidad del ciclo de vida que integre ACV ambiental, con costo del ciclo de vida y evaluación social, en miras de analizar compromisos entre desempeño ambiental, la viabilidad económica y efectos sociales implicados a lo largo de las cadenas de suministro. Asimismo, se sugiere profundizar el análisis de incertidumbre y variabilidad, por ejemplo, mediante simulaciones de Monte Carlo y escenarios probabilísticos, además de adaptar los inventarios que sean necesarios al contexto local, para aquellos procesos más determinantes del sistema, e incorporar escenarios de circularidad para los componentes que manifestaron mayor contribución sobre las categorías de impacto, como es el caso del sistema BESS y los insumos químicos de la etapa de purificación. Esto permitiría cuantificar con mayor precisión cuánto podrían reducirse los impactos al considerar alternativas como reutilización, reciclaje y extensión de vida útil.

Referencias

Abdin, Z., Zafaranloo, A., Rafiee, A., Mérida, W., Lipiński, W., & Khalilpour, K. R. (2020). Hydrogen as an energy vector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. doi:10.1016/j.rser.2019.109620

ACERA. (2025). *Estadísticas sector de generación de energía eléctrica renovable: Septiembre 2025*. ACERA.

Alarcón Cartes, N. V. (2024). *Modelo de declaración ambiental de producto para la producción de hidrógeno verde*. Universidad de Concepción.

Alianza Hidrógeno Verde del Biobío. (2022). *Manual del Hidrógeno Verde*. Universidad de Concepción / Gobierno Regional del Biobío.

Asociación Chilena de Hidrógeno. (s.f.). *H2 Chile*. Obtenido de <https://h2chile.cl>

ASOE Chile Diez SpA. (2024). *Estudio de Impacto Ambiental: Proyecto integral para la producción y exportación de amoníaco verde - HNH ENERGY*.

Becker, H., Murawski, J., Shinde, D. V., Stephens, I. E., Hinds, G., & Smith, G. (2023). Impact of impurities on water electrolysis: a review. *Sustainable Energy & Fuels*. doi:10.1039/D2SE01517J

Bielewski, M., Pfrang, A., Bobba, S., Kronberga, A., Georgakaki, A., Letout, S., . . . Grabowska, M. (2022). *Clean Energy Technology Observatory: Batteries for Energy Storage in the European Union – 2022 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets*. Obtenido de <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130724>

Big Shine Las Américas. (2024). *Aprovechando el viento: La notable evolución de los aerogeneradores y el creciente impacto en empleos y desafíos*. Obtenido de <https://www.bigshinelasamericas.com.do/es/aprovechando-el-viento-la-notable-evolucion-de-los-aerogeneradores-y-el-creciente-impacto-en-empleos-y-desafios/>

BioBioChile. (2025). *BioBioChile*. Obtenido de Empresa tras megaproyecto de hidrógeno verde en Magallanes pide suspender su tramitación ambiental:

<https://www.biobiochile.cl/noticias/economia/negocios-y-empresas/2025/09/23/empresa-tras-megaproyecto-de-hidrogeno-verde-en-magallanes-pide-suspender-su-tramitacion-ambiental.shtml>

Blanc, I., Damen, L., Douziech, M., Fiaschi, D., Harcouët-Menou, V., Manfrida, G., . . . Perez-Lopez, P. (2020). *Environmental impact and LCA Guidelines for Geothermal Installations*. Obtenido de https://www.geoenvi.eu/wp-content/uploads/2020/07/D3.2_Environmental-impact-and-LCA-Guidelines-for-Geothermal-Installations-v2.pdf

Caduff, M., Huijbregts, M. A., Althaus, H.-J., Koehler, A., & Hellweg, S. (2012). Wind power electricity: the bigger the turbine, the greener the electricity? doi:10.1021/es204108n

Choi, J., Dorji, P., Shon, H. K., & Hong, S. (2019). Applications of capacitive deionization: Desalination, softening, selective removal, and energy efficiency. *Desalination*.

Ciniviz, M., & Köse, H. (2012). Hydrogen use in internal combustion engine: A review. *International Journal of Automotive Engineering and Technologies*.

Coordinador Eléctrico Nacional. (2025). Coordinador Eléctrico Nacional.

Cuadra, J. A. (2024). *Repositorio USM*. Obtenido de Evaluación de Impactos Ambientales de la Generación Eléctrica en Chile mediante la Metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV): <https://repositorio.usm.cl/server/api/core/bitstreams/7071b9c9-b24d-4d9c-b18e-c2a8fa4f4e04/content>

EGP Chile y HIF. (2023). *Proyecto Faro del Sur*.

El Magallánico. (2025). *El Magallánico*. Obtenido de Comisión de Evaluación Ambiental aprobó primer proyecto de hidrógeno verde en Magallanes: <https://elmagallanico.com/2025/10/comision-de-evaluacion-ambiental-aprobo-primer-proyecto-de-hidrogeno-verde-en-magallanes>

Enaex, Engie. (2021). *Capítulo 1: Descripción de Proyecto - Proyecto HyEx*.

EnergyLOOP. (2022). *¿Cómo funciona un aerogenerador?* Obtenido de <https://energyloop.es/como-funciona-un-aerogenerador/>

ENGIE Chile. (2021). *ENGIE Chile*. Obtenido de Hidrógeno verde llega al retail: Engie y Walmart invertirán US\$ 15 millones para incorporarlo al área logística: <https://www.engie.cl/hidrogeno-verde-llega-al-retail-engie-y-walmart-invertiran-us-15-millones-para-incorporarlo-al-area-logistica/>

ENGIE Chile. (2023). *ENGIE Chile*. Obtenido de ENGIE junto a Walmart inauguran primera planta industrial de hidrógeno verde de Latinoamérica: <https://www.engie.cl/engie-junto-a-walmart-inauguran-primera-planta-industrial-de-hidrogeno-verde-de-latinoamerica/>

Finnveden, G., & Potting, J. (2014). Life Cycle Assessment. En P. Wexler, *Encyclopedia of Toxicology* (págs. 74-77). Academic Press.

Geankoplis, C. J. (2003). *Procesos de Transporte y Operaciones Unitarias*. México: Compañía Editorial Continental.

Generadoras de Chile. (2026). *Almacenamiento - Generadoras de Chile*. Obtenido de <https://generadoras.cl/almacenamiento/>

Gerloff, N. (2021). Comparative Life-Cycle-Assessment analysis of three major water electrolysis technologies while applying various energy scenarios for a greener hydrogen production. doi:0.1016/j.est.2021.102759

GNL Quintero. (2023). *GNL Quintero*. Obtenido de GNL Quintero, Acciona Energía y Enagás Renovable inician evaluación ambiental de proyecto de Hidrógeno Verde en la bahía de Quintero: <https://www.gnlquintero.com/2023/08/31/gnl-quintero-acciona-energia-y-enagas-renovable-inician-evaluacion-ambiental-de-proyecto-de-hidrogeno-verde-en-la-bahia-de-quintero/>

Hemmati, M., Bayati, N., & Ebel, T. (2024). Life Cycle Assessment and Costing of Large-Scale Battery Energy Storage Integration in Lombok's Power Grid. doi:10.3390/batteries10080295

IDRO. (2025). *IDRO Chile*. Obtenido de <https://idrochile.cl/>

INNA Soluciones Renovables SpA. (2024). *Proyecto Integrado de Infraestructura Energética para la Generación de Hidrógeno y Amoníaco Verde*.

International Energy Agency Wind Technology Collaboration Programme. (s.f.). *Task 45: Recycling of Wind Turbine Blades*. Obtenido de <https://iea-wind.org/task45/>

International Platinum Association. (2023). *The Carbon Footprint of Platinum Group Metals*. Obtenido de <https://ipa-news.com/assets/pdfs/ipa-pgm-carbon-footprint-guidance-document-october-2023.pdf>

Kumar, S. S., & Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports*.

Low Carbon Power. (2025). *Low Carbon Power*. Obtenido de <https://lowcarbonpower.org/es/region/Chile>

Maedeh P. Shahabi, A. M. (2014). Environmental life cycle assessment of seawater reverse osmosis desalination plant powered by renewable energy. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.11.050>

Mc Govern, L., Tapoglou, E., & Georgakaki, A. (2024). *Material requirements for wind turbines*. Obtenido de <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC139701>

Mejillones Ammonia Energy . (2024). *PROYECTO VOLTA - PLANTA DE HIDRÓGENO Y AMONIACO VERDE*.

Melideo Daniele, O. R. (2020). *European Comission*. Obtenido de <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC116599>

Ministerio de Energía & GIZ. (2016). *Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos*.

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

Ministerio de Energía. (2020). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde: Chile, fuente energética para un planeta cero emisiones*. Gobierno de Chile.

Ministerio de Energía. (2021). *Identificación y Cuantificación de Potenciales de Energías Renovables*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/mine-2021_identificacion_y_cuantificacion_de_potenciales_de_energias_renovables_v2.pdf

Ministerio de Energía. (2021). *Ministerio de Energía*. Obtenido de Según estudio del Ministerio de Energía: Región de Magallanes podría llegar a producir el 13% hidrógeno verde del mundo con energía eólica: [https://energia.gob.cl/noticias/nacional/segun-estudio-del-ministerio-de-energia-region-de-magallanes-podria-llegar-producir-el-13-hidrogeno-verde-del-mundo-con-energia-eolica#:~:text=Chile%20es%20un%20país%20rico%20en%20las,producción%20más%20bajo%20del%](https://energia.gob.cl/noticias/nacional/segun-estudio-del-ministerio-de-energia-region-de-magallanes-podria-llegar-producir-el-13-hidrogeno-verde-del-mundo-con-energia-eolica#:~:text=Chile%20es%20un%20país%20rico%20en%20las,producción%20más%20bajo%20del%20)

Ministerio de Energía. (2022). *H2V Hidrógeno Verde: Un proyecto país*. Gobierno de Chile.

Ministerio de Energía. (2024). *Plan de Acción Hidrógeno Verde*. Obtenido de Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023-2030: <https://www.planhidrogenoverde.cl>

Ministerio de Energía. (2025). *Planificación Energética ed Largo Plazo*.

Mundo Marítimo. (2025). *Mundo Marítimo*. Obtenido de <https://www.mundomaritimo.cl/noticias/chile-proyectos-de-hidrogeno-verde-avanzaran-en-diversas-etapas-de-tramitacion-durante-el-2025>

Naciones Unidas. (s.f.). *Naciones Unidas*. Obtenido de <https://www.un.org/es/climatechange/science/causes-effects-climate-change>

Perry y Donald W. Green. (1934). *Perry's Chemical Engineers' Handbook*.

Portal Portuario. (2025). *Portal Portuario*. Obtenido de SEA aplaza trámite ambiental para proyecto de producción y exportación de amoníaco verde en Magallanes: <https://portalportuario.cl/sea-aplaza-tramite-ambiental-para-proyecto-de-produccion-y-exportacion-de-amoniaco-verde-en-magallanes/>

Pottstock Hurtubia, A. B. (2024). *The environmental impact of hydrogen production and exportation within the framework of the Chilean Green Hydrogen Strategy*. Universidad de Chile.

Prasad, V., & Khalid, F. (2025). Solar to sustainability (S2S): a comparative life cycle assessment of hydrogen production with a focus on a photoelectrochemical anion exchange membrane reactor. doi:10.1039/d5su00330j

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. (2024). *Emissions Gap Report 2024: No more hot air ... please!* Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.

Rebitzer, G., Ekvall, T., Frischknecht, R., Hunkeler, D., Norris, G., Rydberg, T., . . . Pennington, D. (2004). Life cycle assessment: Part 1: Framework, goal and scope definition, inventory analysis, and applications. *Environment International*.

Servicio de Evaluación Ambiental. (2022). *Criterio de evaluación en el SEIA: Introducción a proyectos de hidrógeno verde*. Gobierno de Chile.

Servicio de Evaluación Ambiental. (2023). *Criterio de evaluación en el SEIA: Descripción integrada de proyectos para la generación de hidrógeno verde en el SEIA*. Obtenido de <https://www.sea.gob.cl/documentacion/guias-y-criterios/criterio-de-evaluacion-en-el-seia-descripcion-integrada-de>

Shiva Kumar, S., & Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. doi:10.1016/j.egy.2022.10.127

Sistemas Solares. (2022). *Aerogeneradores: La Clave de la Energía Eólica*. Obtenido de <https://solaringenieria.com.ar/dispositivos-para-aprovechar-la-energia-solar-y-eolica-senalan/#:~:text=El%20Papel%20de%20las%20Palas,el%20rotor%20comience%20a%20g> irar.

Smith, B. L., Sekar, A., Mirletz, H., Heath, G., & Margolis, R. (2024). *An Updated Life Cycle Assessment of Utility-Scale Solar Photovoltaic Systems Installed in the United States*.

TEC H2 MAG SPA. (2025). *Proyecto de Producción de Hidrógeno y Amoniac Verde - H2 Magallanes*.

Towler, G. (2013). *Chemical engineering design : principles, practice and economics of plant and process design*. Butterworth-Heinemann.

Transitional Energy Group. (s.f.). *TEG Chile*. Obtenido de <https://tegchile.cl/blog/proyecto-gente-grande/>

U.S. Energy Information Administration. (2024). *U.S. Energy Information Administration - Energy Explained*. Obtenido de <https://www.eia.gov/energyexplained/solar/photovoltaics-and-electricity.php>

UNESCO Centre for Membrane Science and Technology. (2009). *Alternative Membrane Treatment Process for Recycled Water*. Obtenido de <https://water360.com.au/smart-water-fund/alternative-membrane-treatment-process-for-recycled-water/>

Wilkinson, J., Mays, T., & McManus, M. (2023). Review and meta-analysis of recent life cycle assessments of hydrogen production. *Cleaner Environmental Systems*.

Zhang, L., Jia, C., & Bai, F. (2024). A comprehensive review of the promising clean energy carrier: Hydrogen production, transportation, storage, and utilization (HPTSU) technologies. *Fuel*. doi:10.1016/j.fuel.2023.129455

Zhao, G., Kraglund, M. R., Frandsen, H. L., Wulff, A. C., Jensen, S. H., Chen, M., & Graves, C. R. (2020). Life cycle assessment of H₂O electrolysis technologies. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.282>

Anexo A: Datos complementarios Análisis de Inventario

A continuación, se detalla y explica con mayor profundidad los datos obtenidos para la elaboración de los inventarios de las distintas etapas que componen los sistemas de estudio.

Planilla Excel con información en detalle (detalle acerca del transporte): [Información complementaria.xlsx](#)

1. Generación de energía renovable

1.1 Generación de energía eólica

Los modelos onshore de aerogeneradores Vestas, dentro de este rango de potencia se componen de un generador síncrono de imanes permanentes de velocidad media con multiplicadora y convertidor de potencia de escala completa, en el informe de JRC esta arquitectura corresponde a la categoría E-PMSG (“*medium-speed PM generator with full-scale converter*”). Por ende, los aerogeneradores del proyecto se modelan como considerando un aerogenerador de tipo E-PMSG (Mc Govern, Tapoglou, & Georgakaki, 2024). Las cantidades de materiales se obtienen a partir de las intensidades de dicha categoría, escalándolas por la potencia nominal de 8 MW. Cabe mencionar que, las intensidades de materiales del JRC se refieren al conjunto de los aerogeneradores junto con sus cimientos (expresado en kg/MW) y no incluyen otras infraestructuras del parque eólico, como los caminos, subestaciones, red eléctrica interna, etcétera (Mc Govern, Tapoglou, & Georgakaki, 2024).

En la Tabla A.1 se detalla la cantidad de materiales estimados para la manufactura de los aerogeneradores de 8 MW contemplados en el proyecto, además se presenta la cantidad de materiales en términos de la unidad funcional.

Tabla A.1. Inventario de materiales para un aerogenerador con potencia nominal de 8 MW. Obtenido de (Mc Govern, Tapoglou, & Georgakaki, 2024).

Materiales Aerogenerador	Cantidad (kg/MW)	Cantidad Total (ton)	Cantidad por UF (ton/kg H ₂)
Hormigón	400.000	3200	0,00024
Acero Total	110.000	880	0,000066
Hierro Fundido	19.000	152	0,0000114
Polímeros	4.700	37,6	0,00000282
Comp. vidrio/carbono	7.500	60	0,0000045
Aluminio	1.400	11,2	0,00000084
Cobre	900	7,2	0,00000054
Cromo	460	3,68	0,000000276
Manganeso	800	6,4	0,00000048
Níquel	430	3,44	0,000000258
Molibdeno	100	0,8	0,00000006
Zinc	5.450	43,6	0,00000327
Boro (imán)	1,3	0,0104	7,8E-10
Materiales Aerogenerador	Cantidad (kg/MW)	Cantidad Total (ton)	Cantidad por UF (ton/kg H ₂)
Disprosió (Dy, imán)	2,85	0,0228	1,71E-09
Neodimio (Nd, imán)	20,5	0,164	1,23E-08

Luego, este inventario por turbina se escaló al tamaño del parque eólico del proyecto considerando el número de aerogeneradores necesarios para alcanzar la potencia instalada de 3,5 GW, que era de 438 turbinas. Adicionalmente, dado que la vida útil del proyecto es de 50 años y la vida útil típica de los aerogeneradores se asumió en 20 años, se aplicó un factor de recambio de 2,5 obtenido de la Ecuación 1, a modo de integrar dentro del *dataset* las reposiciones a lo largo de la vida del proyecto.

$$f_{\text{rep}} = \frac{50}{20} = 2,5$$

De esta forma, el inventario acumulado de construcción del parque eólico se obtiene multiplicando el inventario por turbina por $N_{\text{WT}} \cdot f_{\text{rep}}$. Finalmente, para expresarlo de forma consistente con la unidad funcional del estudio, este inventario acumulado se normalizó mediante la producción total de hidrógeno crudo estimada para los 50 años de operación ($1,47 \cdot 10^{10}$ kg H₂), obteniéndose el ítem de planta del parque eólico, expresado como masa de cada material por kg de H₂ producido durante toda la vida útil del proyecto.

1.2 Generación de energía solar

Como se mencionó en secciones previas, para la confección del inventario de construcción de la planta solar fotovoltaica, se utilizó el *dataset* de Ecoinvent v3.11 “*photovoltaic plant, 570kWp, multi-Si, on open ground*”, que representa la instalación de una planta solar fotovoltaica de 570 kWp que integra los componentes principales de infraestructura como los módulos fotovoltaicos multi-Si (mc-Si), estructura de montaje en el suelo, inversor de 500 kW e instalación eléctrica asociada, además de la energía requerida para su montaje.

Este *dataset* se escaló respecto al valor de potencia estimado al principio. Además, dado que la vida útil del proyecto es de 50 años y el *dataset* de la planta considera una de 30 años, se incorporó un factor de reposición para representar sus recambios necesarios a lo largo de su vida útil. Finalmente, se normalizó a la unidad funcional de la misma forma que se hizo con la energía eólica, mediante la producción total de hidrógeno verde durante toda la vida útil de la planta de proceso.

Para la adaptar el *dataset* a los requerimientos del proyecto, fue necesario estimar un nuevo valor de potencia instalada, con el fin de garantizar que el sistema solar entregue el suministro energético anual demandado. Por ende, a partir de la Ecuación 4 se estimó un valor de potencia FV de 5,9 GW, en función del consumo energético total por año, junto con un factor de planta (FP_{PV}) representativo de la región de Antofagasta, adoptado como 32,5% (Ministerio de Energía, 2021).

$$Potencia\ instalada_{planta\ Solar\ FV} = \frac{Consumo\ Energético\ Total_{por\ año}}{FP_{PV} \cdot 8760\ (h/año)} \quad (4)$$

En la Tabla A.2 se exponen los valores del consumo energético anual total y el de cada etapa.

Tabla A.2. Consumo energético total y por etapa (Elaboración Propia).

Etapa	Consumo eléctrico anual (GWh/año)
Desalación (Osmosis Inversa)	16.562,9
Desmineralización (Electrodeionización)	8,84
Electrólisis	16,6
Purificación	19,6
Consumo energético total por año (GWh/año)	16.607,9

Adicionalmente, para escalar el inventario asociado a la infraestructura fotovoltaica a la potencia instalada requerida, se estimó a partir de la Ecuación 5 el número de plantas equivalentes de 570 kWp necesarias, considerando que su potencia nominal por planta es de 0,57 MW.

$$N_{\text{plantas}} = \frac{P_{PV}}{\text{Potencia por planta}} \quad (5)$$

Por último, dado que el *dataset* de la planta FV considera una vida útil de 30 años, se incorporó un factor de reposición de 1,67 con el fin de incorporar los recambios requeridos a lo largo de la vida útil del proyecto. Finalmente, de manera análoga al caso del parque eólico, para expresar la contribución de la construcción en términos de la unidad funcional, el inventario acumulado se normalizó por la producción total de hidrógeno estimada durante toda la vida útil del proyecto.

1.3 Sistema de almacenamiento de energía de baterías (BESS)

Como se mencionó anteriormente, se seleccionó el estudio reciente de Hemmati et al. (2024) como fuente primaria para la elaboración del inventario de manufactura del sistema de baterías de Litio-Ferfosfato (LFP) diseñadas específicamente para aplicaciones estacionarias de integración renovable a gran escala. En base a los flujos unitarios de masa y energía (reportados por 1 kWh de capacidad energética nominal) para la manufactura de las celdas electroquímica y de los componentes del balance del sistema (que incluyen BMS, cableado y contenedores), se escalan los valores de forma lineal, considerando la capacidad

energética total definida para el proyecto en estudio (1.000.000 kWh). Esta aproximación es válida dado el carácter modular de los sistemas BESS a gran escala, donde el aumento de capacidad se logra mediante la adición de contenedores y racks de baterías idénticos, replicando proporcionalmente tanto los materiales activos (litio, hierro, fosfato) como los componentes auxiliares (electrónica de potencia y climatización). Adicionalmente, en este mismo estudio se especifica que la vida útil de estas baterías es de 25 años, por ende, se considera un factor de reposición de 2, para el escalamiento de su inventario de manufactura, con tal de considerar sus recambios a lo largo de toda la vida útil del proyecto.

A continuación, en la Tabla A.3 y Tabla A.4 se presenta el inventario de la fase de construcción para el sistema BESS, normalizado en términos de la unidad funcional.

Tabla A.3. Inventario para la manufactura de celdas electroquímicas LFP. Obtenido de (Hemmati, Bayati, & Ebel, 2024)

Materiales e insumos celda baterías LFP	Cantidad (kg/kWh)	Cantidad Total (kg)	Cantidad por UF (kg/kg H ₂)
Carbonato de dimetilo	1,07	1070.000	7,32E-05
Lámina de aluminio	6,70E-01	670.000	4,58E-05
Lámina de cobre	1	1000.000	6,84E-05
Carbonato de etileno	6,50E-01	650.000	4,45E-05
Grafito	1,16	1160.000	7,93E-05
Carboximetilcelulosa	2,00E-02	20.000	1,37E-06
Copolímero de acrilonitrilo-butadieno-estireno	5,80E-01	580.000	3,97E-05
Hexafluorofosfato de litio	3,80E-01	380.000	2,60E-05
N-metil-2-pirrolidona (NMP)	1,20E-01	120.000	8,21E-06
Polipropileno	2,00E-02	20.000	1,37E-06
Polietileno	2,00E-02	20.000	1,37E-06
Nitrógeno	9,29E-03	9.290	6,35E-07
Glucosa	1,00E-01	100.000	6,84E-06
Fosfato de hierro	1	1.000.000	6,84E-05
Carbonato de litio	2,50E-01	250.000	1,71E-05
Ácido fosfórico	7,63E-01	763.000	5,22E-05
Ácido sulfúrico	6,72E-01	672.000	4,60E-05
Peróxido de hidrógeno	3,75E-01	375.000	2,57E-05
Fluoruro de polivinilideno (PVDF)	1,20E-01	120.000	8,21E-06
Contenedor de Celda	1,02	1.020.000	6,98E-05
Fosfato de hierro y litio	2,67	2.670.000	1,83E-04
Carbón Negro	7,00E-02	70.000	4,79E-06

Tabla A.4. Inventario de materiales y procesos para el Balance de Sistema y componentes auxiliares del BESS. Obtenido de (Hemmati, Bayati, & Ebel, 2024)

Componentes del sistema	Materiales e insumos baterías LFP	Cantidad (kg/MWh)	Cantidad Total (kg)	Cantidad por UF (kg/kg H ₂)
Componentes del BMS (Battery Management System)	Circuito integrado	5,28E-02	52.800	3,612E-06
	Acero	4,00E-01	400.000	2,736E-05
	Trefilado	5,00E-01	500.000	3,420E-05
	Laminado de chapa	4,00E-01	400.000	2,736E-05
	Cobre	5,00E-01	500.000	3,420E-05
	Placa de circuito impreso	8,90E-02	89.000	6,088E-06
Empaque y Contenedor	Moldeo por inyección	1	1.000.000	6,840E-05
	Tereftalato de polietileno	1	1.000.000	6,840E-05
Contenedor de celda	Laminado de aluminio	1	1.000.000	6,840E-05
	Lámina de aluminio	1	1.000.000	6,840E-05
Electrodo	Fieltro de carbono bruto	2	2.000.000	1,368E-04
Cable	Polyvinylchloride (PVC)	6,26E-02	62.600	4,282E-06
	Trefilado (Cobre)	9,40E-01	940.000	6,430E-05
	Extrusión (Plástico)	6,26E-02	62.600	4,282E-06
	Cooper	9,40E-01	940.000	6,430E-05

El inventario de la fase de operación del sistema se modeló en función de los flujos energéticos de carga y descarga. En base al mismo estudio empleado para la elaboración de la manufactura del sistema, se considera una eficiencia de ciclo completo del 80%, lo que implica que un 20% de la energía inyectada al sistema se pierde, principalmente mediante disipación térmica al ambiente y consumos auxiliares. A continuación, en la siguiente tabla se presentan los flujos operacionales considerados en el inventario de para la entrega de 1 kWh de electricidad.

Tabla A.5. Inventario de flujos operacionales de carga y descarga eléctrica del BESS. Obtenido de (Hemmati, Bayati, & Ebel, 2024)

Flujos operacionales	Cantidad (kWh/kWh)
Flujo energético de carga (desde fuente eólica o solar FV)	1,25
Flujo energético de descarga	1

Por otro lado, dado que en el EIA del proyecto no estima una cantidad de ciclos de carga/descarga, se adopta un supuesto de operación estándar de la literatura. En particular, se asumió un 1 ciclo equivalente completo por día, consistente con el supuesto utilizado por

la ficha NREL ATB Utility-Scale Battery Storage, la cual basa su parametrización de costo/desempeño con esta consideración. Bajo este supuesto, para incorporar el BESS en el balance eléctrico de la planta, se estima la fracción de energía que circula por el este sistema es aproximadamente el 2,2%. Esta fracción representa la porción del consumo eléctrico que se abastece vía energía descargada desde el BESS (mientras que el resto se suministra directamente desde el parque eólico o planta solar fotovoltaica), y se asigna proporcionalmente a la demanda eléctrica de cada etapa. Dicho valor se obtiene a partir de la Ecuación 6, teniendo en cuenta la energía anual descargada por el BESS (365 GWh/año) y el consumo energético anual que demandan en total las etapas de desalación, desmineralización, electrólisis y purificación, valores que se encuentran presentados en la Tabla A.2 (16.607,9 GWh/año).

$$\text{Fracción eléctrica entregada por BESS} = \frac{\text{Energía anual descargada por el BESS}}{\text{Energía anual demandada por la planta}} \quad (6)$$

2. Suministro de agua

2.1 Desalación

Para la construcción de la planta de desalación, se utiliza como proxy el *dataset* de Ecoinvent v3.11 “*water works construction, seawater reverse osmosis, ultrafiltration pretreatment*”, que representa la construcción de una planta de filtración por membranas RO con pretratamiento por ultrafiltración de agua de mar. Este inventario incluye la infraestructura asociada a la captación, cloración, sistema de pretratamiento fisicoquímico (como coagulación-floculación y clarificación), sistema de ultrafiltración, sistemas de retrolavado, la etapa de filtración por membranas de ósmosis inversa (equipos, carcasas, tuberías y bombas de alta presión) y el post-tratamiento (para ajuste de pH). El inventario de la planta de Ecoinvent v3.11 (con una capacidad de producción de $6,23 \times 10^{10}$ L/año) se escala de acuerdo con la capacidad de producción de la planta del proyecto ($3,59 \times 10^9$ L/año), considerando la Ecuación 7 de ley de potencia utilizando un exponente de 0,81 (UNESCO Centre for Membrane Science and Technology, 2009)

$$\text{Factor de Escalamiento} = \left(\frac{\text{Capacidad anual de producción del proyecto}}{\text{Capacidad anual de producción del dataset}} \right)^{0,81} \quad (7)$$

Como se mencionó previamente, fue necesario complementar el inventario de este *dataset* con equipos y componentes que no considera, pero que sí forman parte del diseño de la planta del proyecto. En particular, se incorporan de forma separada los módulos de membranas (UF y los dos pasos de RO), los estanques neutralización asociados a la limpieza química de las membranas, el estanque de agua desalada de 500 m³ y bombas hidráulicas que impulsan el permeado hacia la planta de procesos. De este modo, el proxy de Ecoinvent proporciona la base de materiales de la infraestructura principal y los inventarios adicionales permiten ajustar el modelo a la configuración específica de la planta del proyecto. En la Tabla A.6 se exponen dichos componentes y equipos adicionales, junto con sus cantidades (que consideran la cantidad de reposiciones necesarias para la vida útil del proyecto) y con las fuentes de donde se extraen.

Tabla A.6. Inventario de componentes y equipos adicionales para la planta de desalinización de Ecoinvent, normalizado a la Unidad funcional (Elaboración propia).

Componentes adicionales	Flujo de Ecoinvent v3.11	Cantidad	Unidad	Fuente
Membrana UF	<i>PALL UNA-620A</i>	3,0622E-7	m ² /kg H ₂	(IDRO, 2025)
Membrana RO	<i>SW30XLE-440i</i>	1,0126E-5 (X2)	m ² /kg H ₂	(IDRO, 2025)
Estanque agua desalada (500 m ³)	<i>Liquid storage tank</i>	2,103E-12	Item(s)/kg H ₂	(Ecoinvent v3.11)
Estanque neutralización (20 m ³)		8,139E-14	Item(s)/kg H ₂	(Ecoinvent v3.11)
Bombas	<i>Water pump production, 22kW</i>	1,357E-8	Item(s)/kg H ₂	(Ecoinvent v3.11)

Es importante recalcar que, el proceso de osmosis inversa del proyecto es de 2 pasos, por esta razón se consideran 2 membranas RO.

Por otro lado, como se mencionó previamente, para la fase de operación se utiliza como proxy el *dataset* de osmosis inversa elaborado en el marco del proyecto IDRO (definido por 1 m³ de agua desalada producto) con Ecoinvent v3.10. Se considera como una aproximación válida ya que coincide en múltiples aspectos técnicos de la planta presentada del proyecto, algunas coincidencias a saber son: que en ambos casos se utiliza un esquema de desalinización basado en la combinación de ultrafiltración (UF) y ósmosis inversa (RO) a partir de agua de mar. Asimismo, se consideran operaciones de limpieza química mejorada (CEB) y de limpieza en sitio (CIP) de las membranas, con una frecuencia típica de CEB diaria y CIP aproximadamente cada tres meses, empleando soluciones ácidas, cáusticas e hipoclorito, es decir, las mismas familias de reactivos. De igual forma, en ambos sistemas se contempla la dosificación de ácido, hipoclorito y antiincrustante en las etapas de pretratamiento. Por ello, del inventario del proyecto IDRO se consideran aquellos flujos que modelan el funcionamiento y operación de los procesos de pretratamiento y desalación, como son la captura de agua de mar, la demanda eléctrica y consumos de insumos químicos de pretratamiento y limpieza química intensificada (CEB) e in situ (CIP). Cabe mencionar que, para adaptar el inventario de IDRO a la realidad del proyecto, se eliminan los químicos de postratamiento (mineralización y potabilización) y se cambia el proveedor eléctrico a la electricidad generada del parque eólico o planta solar fotovoltaica, según sea el caso de estudio. Además, se incorporan químicos adicionales asociados al tratamiento de neutralización reportados en el proyecto. A continuación, en las siguientes tablas se presentan los flujos operacionales y de insumos químicos para la producción de 1 m³ de agua desalinizada.

Tabla A.7. Inventario de los flujos operacionales del proceso de Osmosis Inversa. Obtenido de (IDRO, 2025).

Flujos operacionales	Cantidad	Unidad
Consumo eléctrico	4,622	kWh/m ³
Agua de mar	2,22	m ³ /m ³

Tabla A.8. Inventario de los químicos de Pretratamiento. Obtenido de (IDRO, 2025).

Químicos Pretratamiento	Cantidad (kg/m ³)
Ácido sulfúrico	0,00084
Hipoclorito de Sodio	0,00014
Sulfito de Sodio	0,00167
Antiincrustante	0,0110

Tabla A.9. Inventario de los químicos de limpieza CEB y CIP. Obtenido de (IDRO, 2025).

Químicos de limpieza	Cantidad (kg/m ³)
Ácido Cítrico	0,00152
Hidróxido de sodio	0,0001
Hipoclorito de Sodio	0,0018
Ácido clorhídrico	0,00623

Tabla A.10. Químicos de Neutralización. Obtenido de (ASOE Chile Diez SpA, 2024).

Químicos Neutralización	Cantidad (kg/m ³)
Ácido Sulfúrico	0,0645
Metabisulfito de Sodio	0,009
Hidróxido de Sodio al 50%	0,0936

2.2 Desmineralización

Para la modelación de las fases de construcción y operación de la planta de desmineralización se utiliza proceso genérico “*water production, ultrapure*” de la base de datos Ecoinvent v3.11, que representa la producción de agua ultrapura mediante electrodeionización continua (CEDI), e incluye de forma integrada tanto los consumos de energía como la infraestructura asociada, como son los módulos de intercambio iónico, estructura metálica, tuberías, estanques, etcétera, normalizados por unidad de producto, es decir, por 1 kg de agua ultrapura generada. Dado que el inventario ya está expresado por kg de agua producida, es decir, la infraestructura (reposiciones) y consumos de la planta se encuentran amortizados sobre su producción total a lo largo de su vida útil. Por ende, el inventario de la fase de construcción se escala considerando la cantidad de agua desmineralizada para producir 1 kg de hidrógeno purificado (11,65 kg/kg H₂).

En la Tabla A.11 se detalla el inventario de la fase de construcción de la etapa de desmineralización, normalizado en términos de la unidad funcional.

Tabla A.11. Inventario de Construcción de la planta de desmineralización, normalizado a la Unidad funcional (Elaboración Propia).

Componentes de la planta	Flujo de Ecoinvent v3.11	Cantidad	Unidad
Carcasas de bombas y válvulas, bridas y accesorios de fundición del circuito hidráulico de la planta CEDI	<i>Cast Iron</i>	5,07E-07	kg/ kg H ₂
Barras y elementos de cobre del sistema eléctrico de potencia	<i>Copper, cathode</i>	1,41E-07	kg/ kg H ₂
Resinas de intercambio iónico y membranas selectivas dentro de las celdas de electrodeionización	<i>Ion-exchanger for water treatment</i>	1,04E-09	Item/ kg H ₂
Fabricación y mecanizado de componentes de acero de la planta	<i>Metal working, average for steel product manufacturing</i>	4,16E-06	kg/ kg H ₂
Estructura metálica y tuberías de acero al carbono (skids de montaje de los trenes CEDI, marcos y soportes, tramos de cañerías...)	<i>Steel, low alloyed</i>	3,66E-06	kg/ kg H ₂
Fabricación de conductores de cobre para cableado eléctrico e instrumentación	<i>Wire drawing, copper</i>	1,41E-07	kg/ kg H ₂

Asimismo, para la fase de operación y mantenimiento de este proceso, se utiliza el mismo *dataset* mencionado, pero esta vez considerando únicamente los flujos operacionales, como el agua de alimentación, demanda eléctrica y nitrógeno de servicio. Para adaptarlo al proyecto, se modificó únicamente el flujo de agua de alimentación, sustituyendo el “*tap water*” original por el flujo de “agua desalada” producido en la planta desaladora del proyecto (manteniendo el mismo valor de entrada), se eliminaron las entradas de pretratamientos que ya están representados en dicha planta (como la ósmosis inversa de agua de mar y ultrafiltración) y además, se eliminaron postratamientos adicionales que no se consideran dentro del proyecto (lámparas UV) y se ajustó el proveedor de electricidad al del parque eólico o planta solar fotovoltaica según corresponda al caso. En el sistema completo, la demanda de agua ultrapura (kg por kg H₂) escala automáticamente este

proceso a la unidad funcional de 1 kg de H₂. De esta manera se obtienen los flujos expuestos en la Tabla A.12.

Tabla A.12. Inventario de los flujos operacionales del proceso de Desmineralización CEDI. Obtenido de (Ecoinvent v3.11)

Flujos operacionales	Cantidad	Unidad
Consumo eléctrico	5,45E-3	kWh/kg
Agua desalada	1,5	kg/kg
Nitrógeno de servicio	6,63E-6	kg/kg

3. Electrólisis

Para representar la fase de construcción de la unidad de electrólisis, se elaboró un inventario que posee todos los equipos que la componen, y además, incorpora las reposiciones necesarias para su funcionamiento durante toda la vida útil del proyecto. Para ello, se utilizaron los procesos de fondo de Ecoinvent v3.11 en el caso de los equipos ya disponibles en la base de datos. Por el contrario, para aquellos componentes no listados, se recurrió a literatura externa con el objetivo de modelar su inventario de manufactura.

Fue necesario elaborar un inventario de la manufactura del stack de electrolisis alcalino de 20 MW, para ello se utilizó un estudio que desglosa la cantidad de materiales necesarios para la fabricación de 1 m² de celda, como se presenta en la Tabla A.13.

Tabla A.13. Inventario de materiales para la fabricación de 1 m² de celda de un electrolizador alcalino (AEC). Obtenido de (Zhao, y otros, 2020).

Componente	Material	Magnitud (g /m ² de celda)
Electrodo de oxígeno	Placa de níquel	1.135
Electrodo de hidrógeno	Placa de níquel	1.135
	Sulfuro de níquel	40
Interconexión	Placa de níquel	4.677
Electrolito/diafragma	Zirfon	122
Marco	Sulfuro de polifenileno	1.944
	Acero inoxidable	2.328
Celda	Acero inoxidable	7.400

Por ende, fue necesario estimar el área total de la celda que requiere el electrolizador de 20 MW, a partir de la información de dicho estudio, del cual se obtiene la Ecuación 8, que permite calcularla en función de la potencia, la densidad de corriente y el voltaje. Los valores adoptados para estos parámetros se presentan en la Tabla A.14.

$$\text{Área total celda} = \frac{\text{Potencia del electrolizador}}{\text{Densidad de Corriente} \times \text{Voltaje de celda}} \quad (8)$$

Tabla A.14. Parámetros de diseño de la celda electrolítica. Obtenido de (Shiva Kumar & Lim, 2022)

Parámetros Celda	Magnitud	Unidad
Potencia del electrolizador	20.000.000	W
Densidad de corriente (promedio)	5.000	A/ m ²
Voltaje (promedio)	2,2	V

De este modo se obtiene un área electroquímicamente activa aproximada de 2.320 m², a partir de la cual se estiman las cantidades de materiales requeridas para la manufactura del stack de electrólisis de 20 MW, resumidas en la Tabla A.15. Posteriormente, en la confección del inventario de construcción de la unidad, se consideró la cantidad de 150

electrolizadores y adicionalmente, se consideraron las reposiciones necesarias, en base a una vida de 20 años para el electrolizador.

Tabla A.15. Inventario de materiales para la fabricación de un electrolizador alcalino de 20 MW (Elaboración Propia).

Componente	Material	Magnitud (g)
Electrodo de oxígeno	Placa de níquel	2.632
Electrodo de hidrógeno	Placa de níquel	2.632
	Sulfuro de níquel	93
Interconexión	Placa de níquel	10.846
Electrolito/diafragma	Zirfon	283
Marco	Sulfuro de polifenileno	4.508
	Acero inoxidable	5.399
Celda	Acero inoxidable	17.161

Por otra parte, para cuantificar la energía incorporada en la fabricación del conjunto de unidades de electrólisis alcalina (AEC) se empleó el requerimiento energético de manufactura reportado en la literatura, el cual indica aproximadamente 256 kWh por cada kW de capacidad instalada de sistema AEC (I_{AEC}). A partir de la Ecuación 9, y considerando una potencia nominal total de 3.000 MW (P_{inst}), se estima entonces una energía total de manufactura de $7,68 \times 10^8$ kWh para todos los electrolizadores del proyecto (E_{fab}).

$$E_{fab} = I_{AEC} \cdot P_{inst} \quad (9)$$

Adicionalmente, en el proyecto se considera una carga inicial de 11.400 m³ de solución de electrolito alcalino (KOH y agua desmineralizada), para el arranque del sistema (por lo que solo se considera una vez). Se asume una concentración típica de 30 % m/m y una densidad de 1.300 kg/m³ para la solución (Perry y Donald W. Green, 1934). Esto corresponde a una cantidad aproximada de $4,4 \times 10^6$ kg de KOH sólido, necesarios para el llenado inicial de los electrolizadores.

Para el resto de los equipos del balance de planta de la unidad de electrólisis, como bombas, transformadores de bajada, tanques de solución KOH y agua desmineralizada, vasos de expansión e intercambiadores de calor, se representaron por medio de procesos genéricos de Ecoinvent, de los cuales, sus flujos fueron escalados según la potencia o volumen indicado en el EIA del proyecto. Mientras que, aquellos casos en que no existía un equipo análogo en la base de Ecoinvent, como fue el caso de los separadores gas-líquido y enfriadores de aire, se acudió a documentos complementarios de literatura externa. Todo este inventario de la unidad (stack de electrólisis junto balance de planta), incluido el efecto de los recambios, se acumuló sobre los 50 años de vida del proyecto y se normalizó por el hidrógeno total producido, definiendo así el ítem de planta de la etapa de electrólisis utilizado en el análisis de inventario. En las tablas siguientes se detalla el inventario de construcción, especificando los equipos inventariados.

Tabla A.16. Inventario de Construcción Unidad de Electrólisis, normalizado a la unidad funcional (Elaboración Propia).

Equipos e insumos	Flujos de Ecoinvent v.311	Cantidad (con reposiciones)	Unidad
Transformadores de bajada	<i>Transformer production, low voltage</i>	4,104E-4	kg/ kg H ₂
Estanques de Almacenamiento	<i>Liquid storage tank</i>	2,05E-10	ítem(s)/ kg H ₂
Bombas hidráulicas	<i>Water pump production, 22kW</i>	1,12E-8	ítem(s)/ kg H ₂
Vasija de Expansión	<i>Expansion Vessel production 80L</i>	1,64E-9	ítem(s)/ kg H ₂
Hidróxido de potasio	<i>Potassium Hydroxide</i>	3E-4	kg/ kg H ₂

Tabla A.17. Inventario de Construcción Unidad de Electrólisis, normalizado a la unidad funcional (Elaboración Propia).

Equipos	Cantidad (con reposiciones)	Unidad
Electrolizador (20 MW)	2,05E-8	ítem(s)/ kg H ₂
Separadores de Gas-Líquido (para H ₂ y O ₂)	2,05E-8	ítem(s)/ kg H ₂
Intercambiador de Calor por aire	2,05E-9	ítem(s)/ kg H ₂

A su vez, el inventario de operación de la unidad de electrólisis se construyó a partir de los balances de masa y energía reportados en el EIA del proyecto, expresando todos los flujos en términos de la unidad funcional de estudio (1 kg de H₂ purificado). Para ello, los caudales y potencias de diseño, a saber: potencia total de electrólisis, caudal de agua desmineralizada, consumos de KOH de reposición y caudales de rechazo líquido, fueron normalizados considerando la producción estimada de hidrógeno, de manera que la operación conjunta de los 150 electrolizadores de 20 MW quedase representada mediante consumos y emisiones específicos por kg de H₂.

Por un lado, el consumo específico de electricidad del sistema de electrólisis (stack más balance de planta interno) se estimó a partir de la Ecuación 10, utilizando la potencia eléctrica total instalada de los electrolizadores (3.000 MW), la producción horaria estimada de hidrógeno (33.643 kg H₂/h) y el factor de planta global (FPG=63%).

$$\text{Consumo energético específico} = \frac{\text{Potencia total instalada electrolizadores} \times \text{FPG}}{\text{Producción estimada de hidrógeno}} \quad (10)$$

De forma análoga, el consumo específico de agua desmineralizada se obtuvo a partir de la Ecuación 11, utilizando el caudal estimado alimentado a los electrolizadores (106 L/s) y la producción estimada de hidrógeno expresada en términos de segundos (9,1 kg/s).

$$\text{Consumo hídrico específico} = \frac{\text{Caudal alimentado a electrolizadores}}{\text{Producción estimada de hidrógeno}} \quad (11)$$

Por último, respecto al consumo de KOH de reposición (*make-up*), se obtuvo un valor de 0,0049 kg/ kg H₂, se estimó de forma similar mediante la Ecuación 12, considerando las masas anuales de KOH derivadas del proyecto (1.450.800 kg anuales), normalizados por la producción anual de hidrógeno (2,94 x10⁸ kg/año).

$$\text{Make up}_{\text{KOH}} = \frac{\text{Masa anual de reposición de KOH}}{\text{Producción anual estimada de hidrógeno}} \quad (12)$$

4. Purificación

En cuanto a la elaboración del inventario de construcción de la etapa de purificación, fue necesario recurrir principalmente a la información de diseño del EIA y a fuentes de literatura externa para confeccionar los inventarios de fabricación de sus equipos, ya que estos no contaban con procesos específicos en la base de datos Ecoinvent. Los equipos más relevantes corresponden al reactor de desoxigenación y a los secadores de hidrógeno, los cuales se modelaron a partir de *datasets* e información complementaria reportados en otros estudios. A partir del volumen inicial total de catalizador de desoxigenación Puristar (40,5 m³) y del tamiz molecular 4^a Zeochem (206,4 m³) indicados en el EIA, y considerando sus densidades aparentes (725 kg/m³ y 640 kg/m³ respectivamente), se obtuvieron las masas de lecho activo total en los reactores y secadores, que resultaron ser de 29.363 kg para el catalizador del reactor y de 1.320.96 kg para el tamiz, los cuales se modelaron como paladio/alúmina y zeolita respectivamente.

Por otro lado, para los intercambiadores de calor y los separadores gas-líquido asociados a la línea de purificación se emplearon los mismos *datasets* y criterios utilizados previamente en la etapa de electrólisis. Por último, el inventario de fabricación del compresor se obtuvo a partir de la misma fuente de literatura empleada para los equipos anteriores. Finalmente, todos estos inventarios se acumularon sobre la vida útil del proyecto y se normalizaron por el hidrógeno purificado a lo largo de los 50 años de operación (mismo valor que el hidrógeno crudo), resultando en el ítem de planta de construcción de la etapa de purificación utilizado en el análisis de inventario.

En la Tabla A.18 se detalla el inventario de la fase de construcción para la etapa de purificación, en términos de la unidad funcional.

Tabla A.18. Inventario de Construcción Unidad de Purificación, normalizado a la unidad funcional (Elaboración Propia).

Equipos	Cantidad (con reposiciones)	Unidad
Separadores de Gas-Líquido (para H ₂ y O ₂)	1,54E-9	ítem(s)/ kg H ₂
Reactor DeOxo	4,15E-10	ítem(s)/ kg H ₂
Secadores de hidrógeno	8,21E-10	ítem(s)/ kg H ₂
Intercambiadores de calor	3,08E-9	ítem(s)/ kg H ₂
Compresor de gas de regeneración	1,03E-9	ítem(s)/ kg H ₂

Para la confección del inventario asociado a la fase de operación, se consideraron los flujos asociados al consumo energético de la etapa y a las reposiciones de catalizador y tamiz molecular para los reactores y secadores respectivamente. Por un lado, el consumo específico de electricidad de la unidad de purificación se estimó a partir de la potencia de los compresores de gas de regeneración, que son los únicos equipos de la línea con consumo eléctrico explícito. Para ello se consideró la potencia nominal del compresor ($P_{\text{comp}} = 349 \text{ kW}$), el número total de compresores instalados en los 3 trenes ($N_{\text{comp}} = 3$) y un factor de operación asociado al régimen cíclico de regeneración de los secadores (f_{op} que se aproxima a un 48%). De esta manera, es posible estimar la potencia eléctrica a partir de la Ecuación 13, obteniéndose un valor de 2088 kW.

$$\text{Potencia eléctrica} = N_{\text{comp}} \cdot P_{\text{comp}} \cdot f_{\text{op}} \quad (13)$$

A partir de dicho valor, y empleando la Ecuación 14, se puede obtener el consumo eléctrico específico por hidrógeno purificado, considerando la producción estimada de hidrógeno, este consumo se estimó de 0,031 kWh/kg.

$$\text{Consumo eléctrico} = \frac{\text{Potencia eléctrica}}{\text{Producción estimada de hidrógeno}} \quad (14)$$

Por otra parte, para estimar las reposiciones del catalizador Puristar en los reactores DeOxo y del tamiz molecular en los secadores TSA, se considerando los volúmenes anuales de

reposición indicados en el EIA (8,1 m³/año para el catalizador y 51,6 m³/año para el tamiz) junto con sus densidades aparentes (725 kg/m³ y 640 kg/m³ respectivamente), a partir de la Ecuación 15, se obtuvieron las masas anuales de reposición de cada insumo, que para la del catalizador resultó ser 5.872,5 kg/año y para el tamiz 33.024 kg/año que posteriormente se normalizó por la producción anual de hidrógeno purificado (2,94x10⁸ kg/año).

$$\text{Masa reposición}_{\text{catalizador/tamiz}} = \frac{\text{Volumen reposición}_{\text{anual}} \times \text{Densidad}_{\text{aparente}}}{\text{Producción anual estimada de hidrógeno}} \quad (15)$$

Estos tres términos se incluyen finalmente como los flujos de entrada específicos por 1 kg de H₂ purificado en el inventario de operación de la etapa de purificación.

Anexo B: Información complementaria inventario de equipos

De manera complementaria, en la Tabla B.1 se presentan las fuentes utilizadas para la elaboración del inventario de aquellos equipos que no se encontraban modelados en la base de datos de Ecoinvent.

Tabla B.1. Fuentes bibliográficas para elaboración de inventario de equipos de proceso.

Equipos	Material	Cantidad Unitaria	Unidad	Fuente
Intercambiador de Calor por Aire	Acero	0,029	kg/kWh	(Blanc, y otros, 2020)
	Aluminio	0,007	kg/kWh	
Intercambiador de Calor	Acero	15,6	kg/equipo	(Pottstock Hurtubia, 2024)
	Cobre	10,4	kg/equipo	
Separadores Gas-Líquido	Acero	239	kg/equipo	(Pottstock Hurtubia, 2024)
Reactor de Desoxigenación	Acero	9328	kg/equipo	(Gerloff, 2021)
Torres de Secado	Acero	18126,2	kg/equipo	(Gerloff, 2021)