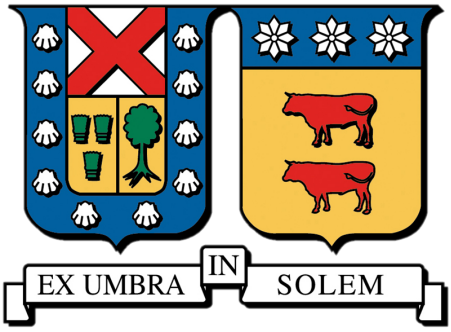


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE LAS AGUAS RESIDUALES DE LA REGIÓN DE VALPARAÍSO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

PAULA ANDREA SALAZAR GAHONA

PROFESOR GUÍA

IGNACIO VERDUGO

PROFESOR CO-REFERENTE

RODRIGO DEMARCO

VALPARAÍSO DE CHILE, 28 DE JULIO 2025

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: EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE LAS AGUAS RESIDUALES DE LA REGIÓN DE VALPARAÍSO

Nombre del candidato(a): PAULA ANDREA SALAZAR GAHONA

Carrera / Grado: INGENIERA CIVIL INDUSTRIAL

Campus: Casa Central Valparaiso **;** **Departamento**: Industrias

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, IGNACIO VERDUGO, 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

☒ 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:

☐ 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: 26 de ago. ; **Firma:** Ignacio Verdugo M

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 26 de ago. ; **Firma:** Paula

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.

Tabla de Contenidos

1. Introducción **10**

2. Problema de Investigación **12**

3. Alcance **15**

4. Objetivos **16**

4.1. Objetivo General 16

4.2. Objetivos Específicos 16

5. Marco Teórico **17**

5.1. Antecedentes 17

5.1.1. Cambio climático 17

5.1.2. Gases de efecto invernadero 17

5.1.3. Acuerdo de París 18

5.1.4. Estrategias de descarbonización adoptadas por Chile 19

5.2. Hidrógeno 21

5.2.1. Tipos de hidrógeno 21

5.2.2. La electrólisis del agua en la producción de hidrógeno 23

5.2.3. Tipos de electrolizadores 23

5.2.4. Calidad del agua y pretratamiento mediante ósmosis inversa 27

5.3. Aguas Residuales 28

5.3.1. Clasificación de las instalaciones de para el tratamiento de las aguas servidas 31

5.3.2. Tecnologías disponibles en la V Región 31

6. Metodología **35**

6.1. Construcción Base de Datos 36

6.2. Procesamiento Base de Datos 39

6.3. Localización Plantas de H_2 40

6.3.1. Localización de la PTAS 41

6.3.2. Definición de los nodos candidatos 42

6.3.3. Construcción del modelo de localización 42

6.3.4. Resolución del modelo de localización 43

6.4. Oferta de Agua disponible 44

6.5. Predicción de la series de tiempo al 2030 46

6.5.1. Limpieza y procesamiento de la base de datos 46

6.5.2. Construcción del modelo 48

6.5.3. Aplicación del Modelo 51

6.5.4. Evaluación del Modelo 51

6.6. Evaluación del potencial de generación de hidrógeno verde 53

6.6.1. Capacidad de producción de las plantas de hidrógeno 54

6.6.2. Estimación del consumo energético 55

6.6.3. Costo nivelado de hidrógeno 57

6.6.4. Sensibilización de los resultados 58

6.6.5. Análisis del nivel tecnológico disponible 60

6.6.6. Evaluación del suministro energético disponible en la zona 61

7. Resultados **63**

7.1. Homogenización de las unidades de medida 63

7.2. Localización de las PTAS 67

7.3. Localización Plantas de H_2 69

7.3.1. Asignación de las PTAS a las Plantas de H_2 70

7.4. Suministro de agua disponible 71

7.5. Proyección del suministro de agua al año 2030 73

7.5.1. Análisis de las proyecciones de suministro al año 2030 77

7.6. Capacidad de producción de H_2 78

7.7. Estimación del consumo energético 81

7.8. Costo nivelado de hidrógeno (LCOH) 83

7.9. Sensibilización de los resultados 85

7.9.1. Producción 85

7.9.2. Consumo eléctrico 88

7.9.3. Costo de producción 90

7.10. Evaluación del nivel de preparación tecnológica (TRL) 92

7.11. Análisis exploratorio del suministro energético 93

8. Conclusión **96**

9. Limitaciones **99**

Lista de Tablas

1. Rango de densidad en función del porcentaje de humedad. Elaboración propia. . . 29
2. Plantas de tratamiento de aguas servidas en la Región de Valparaíso Elaboración propia 38
3. Relación entre humedad del lodo deshidratado y su densidad *(ton/m^3)*. Elaboración propia. 64
4. Densidad promedio y estimada, y su error asociado. Elaboración propia. 64
5. Listado de PTAS y sus Coordenadas. Elaboración propia. 68
6. Plantas seleccionadas y sus coordenadas geográficas. Elaboración propia. 70
7. Rangos de disponibilidad de agua estimada para las plantas de hidrógeno proyectadas. Elaboración propia. 73
8. Configuración de hiperparámetros de los modelos LSTM aplicados en la proyección. Elaboración propia. 74
9. Niveles de producción de hidrógeno por planta. Elaboración propia. 80
10. Consumo eléctrico estimado por planta de hidrógeno y tecnología de electrólisis. Elaboración propia. 81
11. LCOH por planta de hidrógeno estimado para los años 2022 y 2030. Elaboración propia. 83
12. Resumen de la producción proyectada por escenario para las plantas de hidrógeno (2024–2030). Elaboración propia. 87
13. Consumo energético proyectado por planta, tecnología y escenario. Elaboración propia. 88

14. Costo total proyectado por escenario para plantas de hidrógeno. Elaboración propia. 90

15. Infraestructura eléctrica disponible para la conexión de las plantas de hidrógeno. Elaboración propia. 94

Lista de Figuras

1. Emisiones GEI totales por sector 20

2. Métodos de producción y colores del hidrógeno 22

3. Evolución de los sistemas de tratamiento de aguas servidas urbanas 30

4. Distribución regional de plantas de tratamiento de aguas servidas 2023 30

5. Vista satelital planta con tecnología de lagunas aireadas. Elaboración propia. 32

6. Vista satelital planta con la tecnología de lodos activados Elaboración propia. . . . 33

7. Vista satelital planta con Proceso primario + desinfección Elaboración propia. . . . 34

8. Vista satelital planta con tecnología de reactor biológico secuencial. Elaboración propia. 34

9. Esquema general de la metodología. Elaboración propia. 35

10. Esquema general de la etapa de construcción de base de datos Elaboración propia. . 36

11. Esquema general de la etapa de procesamiento de la base de datos Elaboración propia. 39

12. Esquema general de la etapa de localización de las plantas de hidrógeno Elaboración propia. 41

13. Esquema general de la etapa del cálculo de la oferta del suministro de agua disponible por planta de hidrógeno. Elaboración propia. 44

14. Esquema general del proceso de predicción Elaboración propia. 46
15. Esquema general de la etapa de evaluación del potencial de generación de hidrógeno verde. Elaboración propia. 53
16. Niveles de preparación tecnológica (Manning, 2023) 61
17. Distribución de los registros de las plantas a las que se aplica la unificación de las unidades de medida. Elaboración propia. 66
18. Mapa de la localización de las plantas de tratamiento de aguas servidas en la V Región. Elaboración propia. 67
19. Mapa de cobertura de las plantas de hidrógeno. Elaboración propia 69
20. Distribución resultante de la asignación de las PTAS Elaboración propia. 71
21. Gráficos comparativos del suministro de agua disponible obtenido para las plantas de hidrógeno obtenido por el método 1 y 2. Elaboración propia. 72
22. Gráficos de la perdida de aprendizaje en el entrenamiento de los modelos LSTM. Elaboración propia. 74
23. Desempeño del los modelo LSTM por Planta H2 en Términos de MAE, RMSE y MAPE. Elaboración propia. 75
24. Predicción del suministro de agua disponible de las plantas de hidrógeno al año 2030. Elaboración propia. 77
25. Estimación de la producción de hidrógeno al 2030 por planta. Elaboración propia. . 79
26. Evolución del costo de producción de hidrógeno (USD) en las plantas A–F durante el periodo 2024–2030. Elaboración propia. 84
27. Sensibilización mensual de la producción de hidrógeno proyectada. Elaboración propia. 86

Agradecimientos

Me gustaría comenzar agradeciendo a mi familia: a mi mamá, papá y hermana, por estar siempre para mí cada vez que los necesito y por acompañarme en cada una de mis metas y logros. A mi angelito, la Javierita, que siempre me ha cuidado y acompañado durante toda mi vida. A mi tía Sandra, abuelita Brisa y la Gabi, por acompañarme y brindarme siempre su apoyo. A Raúl, la Maca y la Pascu, por hacerme parte de su familia y ayudarme, sobre todo, en mi etapa universitaria, cada vez que extrañaba a mis padres. Y a mi familia antofagastina, que, si bien no es mi familia sanguínea, me ha acompañado a lo largo de toda mi vida y en cada una de mis etapas de manera incondicional.

También quiero agradecer a mis amigos. Comenzando por la Monse, que desde 3° básico ha sido mi partner y fiel compañera. Al Paco y a la Javi CC, por su apoyo incondicional y anécdotas que nunca olvidaré. A la Javi B, la Gabi y la Cata, por haber hecho que los últimos años de universidad fueran especiales y por la amistad incondicional que formamos al poco tiempo de conocernos. Al Ale y a la Cata Rojas, por cada una de las aventuras y momentos que compartimos, ya que, a pesar de ser los tres de Antofagasta y de haber coincidido en muchos lugares, la vida decidió reunirnos en Valparaíso. A la Pauli, el Nico y el Pablo, por su apañe, sus risas y su apoyo durante todo el proceso de elaboración de la tesis, especialmente en cada uno de nuestros almuerzos semanales, que me ayudaban a recargar energías. Y a mis roomies, la Aranza y el Martín, por los últimos dos años que vivimos juntos, por todo su apoyo y apañe en cada una de mis locuras.

Finalmente, pero no menos importante, agradezco al profe Nacho por su apoyo durante todo el proceso de la tesis y por ayudarme a seguir adelante, incluso cuando muchas veces sentía que este período no terminaría nunca.

Resumen Ejecutivo

El presente estudio evalúa la viabilidad técnica, financiera y ambiental de generar hidrógeno verde a partir del uso de aguas residuales tratadas en la Región de Valparaíso, Chile, con el objetivo de contribuir a una transición energética sostenible, aprovechar un recurso subutilizado y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Se analizaron 24 plantas de tratamiento de aguas servidas (PTAS) que descargan en cuerpos de agua, identificándose en ellas tecnologías maduras y operativas. Información que permitió, junto a un modelo de optimización espacial, determinar seis ubicaciones óptimas para instalar plantas de producción de hidrógeno, priorizando tanto la cercanía entre instalaciones como la estabilidad del suministro hídrico.

El estudio aplica modelos predictivos LSTM para estimar el suministro de agua hasta 2030, y principios estequiométricos para calcular la capacidad de producción, con proyecciones entre 392 mil y más de 9 millones de kilogramos de hidrógeno, según el escenario. Proyectando un costo nivelado (LCOH) entre 3,57 y 4,10 USD/kg-H2, posicionando al sistema como competitivo.

Las tecnologías consideradas, como electrolizadores alcalinos y PEM, presentan un alto grado de madurez tecnológica. Y la infraestructura energética regional permite su conexión al sistema eléctrico, destacando las plantas con acceso a fuentes renovables. Validando los resultados en conjunto, la viabilidad técnica y financiera de la propuesta, consolidándola como una alternativa estratégica para avanzar en sostenibilidad energética y economía circular en Chile.

Abstract

This study evaluates the technical, financial, and environmental feasibility of generating green hydrogen from treated wastewater in the Valparaíso Region of Chile, with the aim of contributing to a sustainable energy transition, optimizing the use of an underutilized resource, and reducing greenhouse gas emissions.

A total of 24 wastewater treatment plants (WWTPs) discharging into natural water bodies were analyzed, identifying mature and operational technologies. Based on this information and through the application of a spatial optimization model, six optimal locations were determined for the installation of hydrogen production plants, prioritizing proximity between facilities and the stability of the water supply.

The study employs LSTM predictive models to estimate water availability through 2030, and applies stoichiometric principles to calculate hydrogen production capacity, with projections ranging from 392,000 to over 9 million kilograms of hydrogen, depending on the scenario. The levelized cost of hydrogen (LCOH) is projected to range between USD 3.57 and 4.10 per kg-H2, positioning the system as cost-competitive.

The selected technologies, including alkaline and PEM electrolyzers, demonstrate a high level of technological maturity. Furthermore, the region's energy infrastructure supports integration into the national electrical grid, with several locations benefiting from access to renewable energy sources. Overall, the results validate the technical and financial viability of the proposal, consolidating it as a strategic alternative for advancing energy sustainability and promoting a circular economy in Chile.

1. Introducción

En las últimas décadas, la humanidad se ha enfrentado a desafíos ambientales de gran magnitud, entre los cuales destacan el cambio climático y la crisis hídrica global. Estos fenómenos, que se encuentran estrechamente vinculados con la actividad humana, han generado la necesidad urgente de adoptar medidas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y promover el uso eficiente de los recursos hídricos (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021; Naciones Unidas, 2021b).

Es en este contexto, que el hidrógeno ha emergido como un vector energético clave en la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles. En particular, el denominado hidrógeno verde producido mediante electrólisis del agua utilizando fuentes de energía renovables destaca por su potencial para reducir emisiones y diversificar la matriz energética (International Energy Agency, 2019; International Renewable Energy Agency, 2020). Sin embargo, la alta demanda de agua requerida en su producción plantea interrogantes sobre su viabilidad en zonas con estrés hídrico.

Proponiéndose, frente a este escenario, la reutilización de aguas residuales tratadas como una alternativa estratégica para la producción sostenible de hidrógeno, en busca del aprovechamiento de un recurso habitualmente subutilizado en procesos industriales Murgueytio (2021b). Generando una sinergia entre el tratamiento de aguas residuales y la producción de hidrógeno que no solo contribuye a la economía circular, sino que también abre nuevas oportunidades de desarrollo local.

La Región de Valparaíso, ubicada en la zona central de Chile, representa un caso de estudio particularmente relevante. Al enfrentar una creciente presión sobre sus recursos hídricos y

contar con un número significativo de plantas de tratamiento de aguas residuales en operación, se convierte en un territorio con alto potencial para la aplicación de tecnologías de aprovechamiento hídrico y producción de hidrógeno.

Es en este marco, que el presente estudio tiene como propósito evaluar el potencial de generación de hidrógeno a partir de las aguas residuales tratadas en la Región de Valparaíso, mediante la aplicación de un enfoque metodológico integral que considera aspectos técnicos, geográficos, tecnológicos y económicos. En la búsqueda de no solo estimar la capacidad de producción de hidrógeno, sino que también identificar los principales factores que podrían influir en su implementación efectiva como fuente de energía sostenible en la región.

2. Problema de Investigación

Sin lugar a dudas, las actividades humanas han sido responsables del calentamiento global, producto de las emisiones de gases de efecto invernadero que poseen asociadas (ONU, s fa). Ocasionando un aumento en la temperatura superficial del planeta, de 1.1°C por sobre la registrada entre 1850 y 1900, desde 2011 hasta 2020 (Calvin et al., 2023). Situación que encendió las alarmas a nivel mundial, debido a los diferentes fenómenos que se han producido en consecuencia en los últimos años, como las olas de calor, ciclones tropicales y sequías. Dando origen al Acuerdo de París, en la Conferencia de las Partes (COP) de la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático (CMNUCC) en 2015, en la que se establece que la temperatura del planeta no debe superar los 1.5°C en comparación a los niveles preindustriales (Di Pietro, 2017). Comprometiéndose los países asociados, según sus capacidades, a hacer lo posible para cumplir la meta de encontrarse muy por debajo de la media de 2°C de calentamiento global (Nieto et al., 2018). Produciendo que Chile, uno de los 195 países adheridos al acuerdo, adopte y desarrolle una serie de medidas y planes para cumplir con la meta de descarbonización para el 2050. Dentro de las que se encuentra la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (Ministerio de Energía, 2020), cuyo principal objetivo es convertir al país en el productor más económico a través del aprovechamiento del potencial de energías renovables disponibles.

Tres de las cuartas partes de las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI), a nivel mundial, son producto de la utilización de combustibles fósiles (Ministerio de Energía, 2020). En 2019, las concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono (CO_2) alcanzaron 410 partes por millón (ppm), las de metano (CH_4) 1866 partes por billón (ppb) y las de óxido nitroso (N_2O) 332 ppb (Calvin et al., 2023). Si bien, el CO_2 es el gas que se encuentra presente en mayor magnitud

dentro de la atmósfera, es el CH_4 el más perjudicial para el calentamiento global y el que más contribuye a desviarse del objetivo planteado en el Acuerdo de París, debido al alto aporte que tiene en el aumento de temperatura del planeta. Es por ello que se están buscando nuevas formas de combustibles. Ya que, si bien el metano es emitido tanto por fuentes naturales como antropogénicas, lo que más contribuye a su emisión son los combustibles fósiles (Ravishankara et al., 2021). Situación que ha llevado a buscar nuevas fuentes de energía, como el hidrógeno verde.

Por otro lado, como consecuencia del calentamiento global, la crisis hídrica mundial ha originado diversos estudios que buscan alternativas para la obtención de agua. Encontrándose el tratamiento de aguas residuales. Proceso que genera como desecho los lodos residuales, que mediante distintos procesos permiten la producción de hidrógeno. (Murgueytio, 2021a). Según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero — que elabora el Ministerio del Medio Ambiente junto con los Ministerios de Energía y de Agricultura —, las principales fuentes de emisión del metano de Chile son los rellenos sanitarios, las plantas de tratamiento de aguas residuales, el ganado y los planteles porcinos" (Nador, 2023). Siendo las ciudades de Valparaíso y Coquimbo las que cuentan con mayor potencial de reutilización de aguas residuales (Fundación Chile, 2021b).

Es a partir de este contexto, en que surge la posibilidad de complementar dos medidas adoptadas para enfrentar el contexto climático actual. Llevando a plantear las siguientes preguntas de investigación: ¿Es posible obtener hidrógeno a partir de las aguas residuales? ¿Cuál es el potencial de producción de hidrógeno a partir de aguas residuales en la Región de Valparaíso? ¿Cuáles son los factores que influyen en la viabilidad del hidrógeno producido a partir de aguas residuales como fuente de energía sostenible en la Región de Valparaíso? Y finalmente, ¿cuál es la viabilidad financiera de implementar sistemas de generación de hidrógeno a partir de aguas residuales en Valparaíso?¿Será escalable esta iniciativa a otras regiones y países?

Es por ello que con la finalidad de dar respuestas a estas preguntas, se llevará a cabo un diagnóstico a nivel nacional sobre las tecnologías y mecanismos disponibles para la producción de hidrógeno a partir del proceso de electrólisis y sobre los procesos de tratamiento de aguas residuales ya en desarrollo en la región de Valparaíso, a fin de aprovechar las instalaciones ya existentes. Para así, luego determinar los principales factores a considerar para la obtención de hidrógeno a partir de aguas residuales y su viabilidad económica.

3. Alcance

El estudio tiene como propósito analizar el potencial de generación de hidrógeno verde en la V región, de Chile. A través de análisis técnicos, geográficos y económicos orientados en base a la información disponible. Utilizándose datos de carácter público, proporcionados por las empresas responsables a la Superintendencia de Servicios Sanitarios.

Los análisis se efectúan de forma general, como primera aproximación para la producción de hidrógeno en la zona. Abarcando el análisis técnico las temáticas del número óptimo de instalaciones, la capacidad de producción y el nivel de desarrollo tecnológico disponible. El análisis geográfico, la disponibilidad de suministro de los recursos requeridos, junto a su optimización en base al nivel de cobertura mediante la identificación de los puntos óptimos para efectuar las instalaciones. Y el análisis económico únicamente al costo de producción asociado, sin considerar la inversión en infraestructura y tecnología.

En términos de la reutilización de las aguas servidas, considera únicamente las plantas de tratamiento operativas en la zona con información disponible. Eliminando del estudio los emisarios submarinos, al no existir en la actualidad una legislación que permita la reutilización de sus aguas negras. Y se consideran los datos utilizados únicamente como una referencia al contexto de la zona.

Finalmente, el estudio no considera una asignación del suministro energético requerido y tampoco lo considera en el análisis geográfico. Únicamente evalúa el nivel de disponibilidad en la zona.

4. Objetivos

4.1. Objetivo General

Evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de producir hidrógeno a partir de aguas residuales en la Región de Valparaíso, considerando su potencial como fuente de energía sostenible y su aporte a la mitigación del cambio climático.

4.2. Objetivos Específicos

- Identificar las fuentes potenciales de aguas residuales en la Región de Valparaíso que puedan considerarse para la producción de hidrógeno, con el propósito de evaluar su viabilidad y contribuir al desarrollo de fuentes sostenibles de energía.
- Analizar las principales tecnologías y mecanismos disponibles para la producción de hidrógeno en Chile, evaluando su aplicabilidad en la Región de Valparaíso y su contribución al desarrollo de una matriz energética más sostenible.
- Determinar las ubicaciones óptimas mediante modelos de programación lineal para ubicar las plantas de producción de hidrógeno.
- Evaluar los factores económicos que inciden en la viabilidad de generar hidrógeno a partir de aguas residuales en la Región de Valparaíso, como insumo para decisiones estratégicas orientadas a soluciones sostenibles.

5. Marco Teórico

5.1. Antecedentes

5.1.1. Cambio climático

Según la definición elaborada por la Asociación de Academias de la Lengua Española (Asale), el cambio climático es un "cambio previsible en el clima terrestre provocado por la acción humana que da lugar al efecto invernadero y al calentamiento global"(s f). Fenómenos que se han visibilizado a través del derretimiento de los glaciares, aumento del nivel del mar, olas de calor más intensas y lluvias extremas. Convirtiéndose ambos en motivo de diversos estudios científicos (NASA, s fa). Siendo fundamental distinguir ambos conceptos , que si bien se encuentran altamente relacionados, son diferentes entre sí (ONU, s fd).

Por un lado, el efecto invernadero corresponde a un fenómeno natural del planeta Tierra, cuyo propósito es mantener una temperatura agradable que promedia en los 15°C, gracias al calor que permanece atrapado cerca de la superficie terrestre producto de los GEI (NASA, s fb). Mientras que el calentamiento global corresponde al aumento de la temperatura global en la superficie, respecto a un periodo de referencia y que se ha originado como consecuencia de los GEI emitidos por el ser humano (Calvin et al., 2023). Produciendo ambos fenómenos en conjunto el cambio climático.

5.1.2. Gases de efecto invernadero

Los gases de efecto invernadero son un conjunto de diferentes gases presentes en la atmósfera y los responsables de la conservación del calor en la superficie terrestre. Inicialmente, este conjunto de gases solamente podía ser obtenido de forma natural; sin embargo, mediante la

evolución de las distintas actividades humanas, se ha producido un desequilibrio significativo en su concentración en la atmósfera, llevando al planeta a aumentar su temperatura promedio (IPCC, 2007).

Desde 1750, los GEI que han registrado un mayor aumento en su concentración son: el CO_2 con un 47 %, el CH_4 con un 156 % y el N_2O con 23 % debido , principalmente, a la alta utilización de energía obtenida a partir de combustibles fósiles (Calvin et al., 2023). Afectando de forma significativa al medio ambiente, mediante el desarrollo de fenómenos meteorológicos extremos como el aumento del nivel del mar, incendios forestales, temperaturas extremas, entre otros fenómenos que han generado preocupación a nivel mundial y han llevado al desarrollo de diferentes acuerdos y estrategias que buscan controlar el calentamiento global producido por el desequilibrio de los GEI, siendo el más destacado el Acuerdo de París elaborado en el año 2015 (Nuñez, 2023).

5.1.3. Acuerdo de París

Elaborado el 12 de diciembre de 2015 en el contexto de la COP21 en respuesta al calentamiento global y al cambio climático, el Acuerdo de París tiene como objetivo principal controlar el incremento de la temperatura promedio de la superficie terrestre a 1.5°C con respecto a los niveles preindustriales (Di Pietro, 2017). Otorgando una serie de directrices a las partes involucradas con el fin de lograr una reducción de las emisiones de GEI y una adaptación conjunta a las consecuencias del cambio climático (ONU, s fc).

Desde el 4 de noviembre de 2016, 193 países más la Unión Europea se han comprometido a establecer un plan nacional de acción climática en un ciclo de cinco años. En los que se detallan las medidas para alcanzar la reducción de GEI, como el cumplimiento de los objetivos del acuerdo

(ONU, s fc). Basando la evaluación de objetivos en las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN) de los compromisos individuales adquiridos por cada uno de los países suscritos al acuerdo para la adaptación y la mitigación de las emisiones de GEI, en base a sus circunstancias nacionales (Samaniego et al., 2019).

Al ser un acuerdo de carácter legalmente vinculante, el Acuerdo de París ofrece apoyo financiero, tecnológico y en la creación de capacidades a aquellos países asociados que lo requieran, desde naciones desarrolladas hasta las naciones en proceso de desarrollo (ONU, s fb). Dentro de las cuales se encuentra Chile, que a pesar de ser responsable de solo el 0,25 % de las emisiones de GEI a nivel mundial, experimenta un alto impacto del cambio climático debido a su geografía ante el bajo nivel de sus costas, el régimen nival y glacial de sus ríos, su forestación y la pesca como uno de sus principales recursos. Lo que, al mismo tiempo, producto de su diversidad de ecosistemas, le ha permitido hacer frente a este desafío. Facilitando el desarrollo de diversas fuentes de energías renovables, además del diseño y adopción de diversas estrategias orientadas a la descarbonización (Gob, 2015).

5.1.4. Estrategias de descarbonización adoptadas por Chile

Tras su adhesión al Acuerdo de París, Chile basó su plan de reducción de emisiones GEI en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (CDN), estableciendo el objetivo de disminución en base a la intensidad de los GEI en relación al Producto Interno Bruto (PIB) del país con respecto al año 2007 (año base), a causa de la alta variabilidad anual que presentan su captura y emisión, además de la menor dependencia de la trayectoria del crecimiento económico que implica (Gob, 2015). Centrando así la estrategia en la mitigación y adaptación de los sectores de energía, gestión forestal, transporte, agricultura, desechos e infraestructura (Samaniego et al., 2019).

Estableciendo dos metas generales: la intensidad de carbono, excluyendo el sector del uso de tierra, cambio de uso de tierra y silvicultura (UTCUTS); y la meta de contribución específica para el sector UTCUTS. En el año 2020, Chile registró un aumento del 116 % en GEI respecto a los emitidos en 1990, contabilizando un 105.552 $ktCO_2eq$. En donde los responsables de la mayor parte de las emisiones registradas fueron los sectores de energía y agricultura, que contribuyeron con un 75 % y 17 % de los GEI emitidos (Ministerio de Medio Ambiente, 2022). Tendencia que se ha mantenido a lo largo de los años, tal como se puede apreciar en el gráfico presentado en la Figura 1 (Ministerio de Medio Ambiente, 2022), en el cual se muestra la evolución de la contribución de cada uno de los sectores en la emisión de los GEI, desde 1990 al 2020.

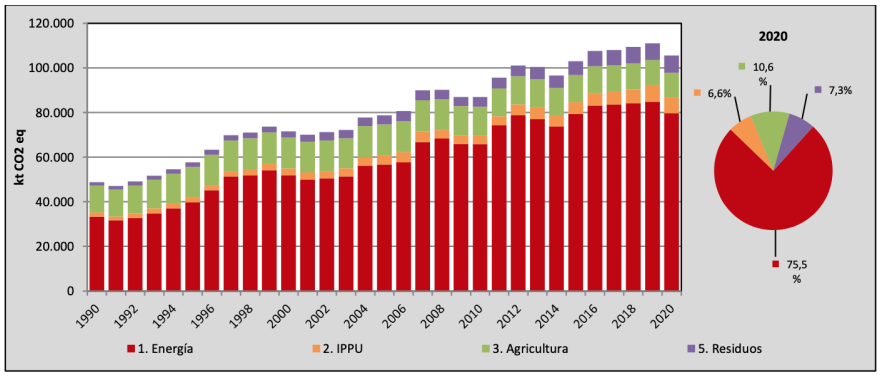


Figura 1: *Emisiones GEI totales por sector*

En términos específicos el CO_2 y el CH_4 representan el 75,5 % y 14,4 % de las emisiones nacionales, de las cuales un 96,8 % y 2,1 % provienen exclusivamente del sector energético (Ministerio de Medio Ambiente, 2022). Desarrollándose diversas estrategias para la mitigación de su impacto, como el proyecto de Ley Marco del Cambio Climático en el año 2020, estrategia climática de largo plazo con el propósito de generar un instrumento que establezca los lineamientos que el país debe seguir en pro de la CDN. Cuya finalidad es lograr la transición a una matriz energética principalmente alimentada por ERNC, mediante el planteamiento de una serie de alternativas,

encontrándose el hidrógeno verde como nueva fuente de energía, ante las bajas emisiones de GEI que implican su utilización (Ministerio de Medio Ambiente, 2021).

5.2. Hidrógeno

Uno de los elementos más abundantes en el ecosistema es el hidrógeno, sin embargo, este no se encuentra en estado puro, requiriéndose de intervención humana para su obtención mediante diversos procesos de alta demanda energética (Diaz and Pino, 2023). Al no ser encontrado en forma pura, el hidrógeno no corresponde a una fuente de energía, sin embargo, sí a un vector energético con grandes ventajas ambientales al poder ser obtenido a partir de fuentes de orígenes renovables y no renovables (Ramos et al., 2017).

Históricamente, el hidrógeno ha sido producido en base a combustibles fósiles. Situación que ha cambiado en los últimos años, producto del aumento significativo que han sufrido las emisiones de GEI en el transcurso del tiempo, optándose por la utilización de energías renovables como principal fuente de energía en sus procesos de obtención, dando pie a lo que actualmente es conocido como hidrógeno verde (Ministerio de Energía, 2020).

5.2.1. Tipos de hidrógeno

Dependiendo de la metodología y la fuente de energía empleada para la obtención, el hidrógeno es clasificado en categorías de colores, de verde a negro, según su grado de renovabilidad Rey et al. (2023) como se visualiza en la Figura 2 (Kilner, 2022).

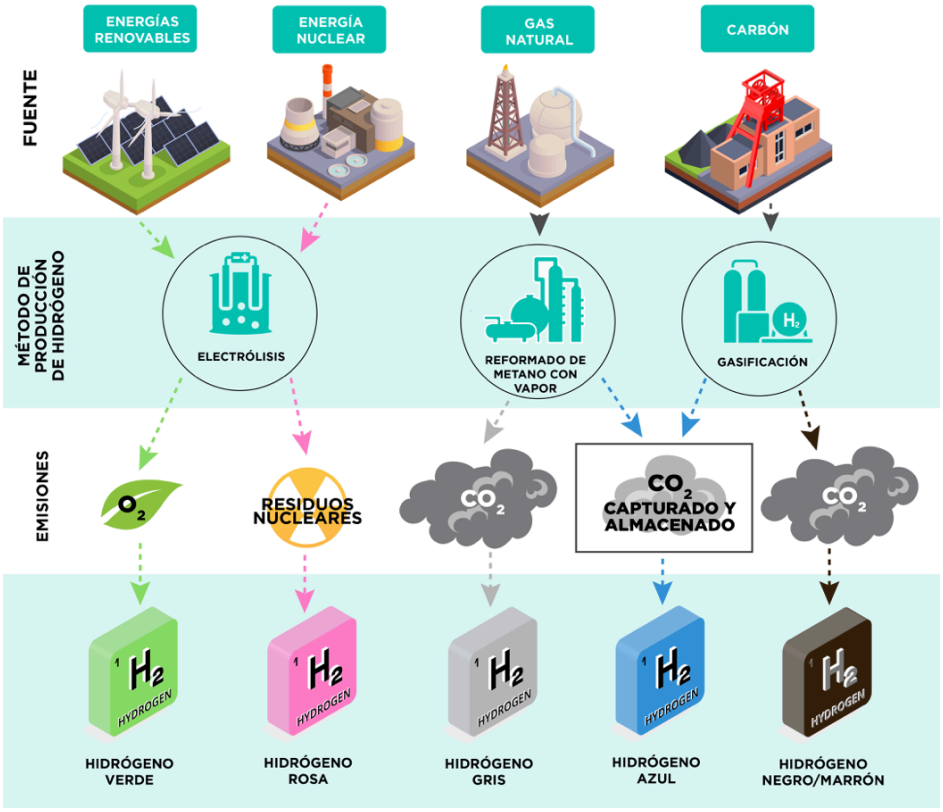


Figura 2: *Métodos de producción y colores del hidrógeno*

Dentro de los tipos de hidrógeno que existen, el hidrógeno verde es el único combustible limpio que, al ser quemado, no produce emisiones contaminantes, ya que se obtiene mediante electrólisis a partir de energías renovables (Ramos et al., 2017). A diferencia del hidrógeno rosado, que también se obtiene mediante electrólisis del agua, pero utiliza como fuente energética la energía nuclear. Por otro lado, el hidrógeno gris y el negro emiten CO_2 al ambiente; sin embargo, ambos se producen mediante métodos y fuentes de energía diferentes. El hidrógeno gris se obtiene a partir del reformado de metano con vapor, empleando como fuente de energía el gas natural, mientras que el hidrógeno negro se obtiene mediante la gasificación de carbón. Si en ambos casos el CO_2 es capturado y almacenado, ambos tipos de hidrógeno se convierten en hidrógeno azul Kilner (2022).

5.2.2. La electrólisis del agua en la producción de hidrógeno

A diferencia del resto de los métodos existentes para la obtención de hidrógeno, la electrólisis no genera una liberación de subproductos a base de carbono. Sin embargo, sí posee un alto costo energético, haciendo fundamental la utilización de energías renovables, específicamente la energía solar e hidráulica, para poder lograr una eficiencia del 50 % (Huilcatoma, 2022).

El proceso consta de la introducción de corriente continua al agua, que fluye desde el ánodo al cátodo, separados e inmersos en un electrolito acuoso. A fin de producir en la superficie del cátodo el hidrógeno, que de acuerdo con la tecnología empleada puede llegar a alcanzar una pureza del 99,99 % (Araneda, 2022).

Sin embargo, producto del aumento de la temperatura global, se han producido diversas sequías que han hecho fundamental cuidar el recurso hídrico. Razón por la que se han evaluado diversas alternativas, a fin de no emplear el agua potable disponible. Encontrando como solución para la ejecución del proceso, la utilización de las aguas residuales (Murgueytio, 2021a).

5.2.3. Tipos de electrolizadores

La tecnología de electrólisis utilizada en la producción de hidrógeno incide directamente en la eficiencia, pureza del gas producido y viabilidad técnica del proceso, siendo fundamental su selección en términos del contexto chileno para el desarrollo de hidrógeno verde a partir de aguas residuales (Araneda, 2022). Existen principalmente tres tipos de electrolizadores:

1. **Electrolizador alcalino**

   Es la tecnología más consolidada y ampliamente utilizada en la industria para la producción de hidrógeno mediante electrólisis. Funciona utilizando una solución acuosa de hidróxido

de potasio (KOH) o sodio (NaOH) como electrolito líquido, y dos electrodos separados por un diafragma que permite el paso selectivo de iones, impidiendo la mezcla del hidrógeno y oxígeno generados. Este sistema opera en un rango de temperaturas típicas de 60°C a 120°C y a presiones entre 1 y 30 bar (Saez and Gonzalez, 2023b).

Debido a su madurez tecnológica, presenta ventajas significativas como su bajo costo de implementación, larga vida útil, fácil mantenimiento y tolerancia a impurezas en el agua. Los electrolizadores alcalinos industriales pueden alcanzar eficiencias eléctricas de entre un 65 % y un 80 %, lo que corresponde a un consumo energético específico que varía entre 3,6 y 4,5 kWh por metro cúbico normal de hidrógeno producido (Saez and Gonzalez, 2023a).

En el contexto chileno, esta tecnología es la más considerada en las etapas iniciales de despliegue de proyectos de hidrógeno verde, especialmente cuando se utiliza energía solar o eólica. También se favorece por su compatibilidad con procesos industriales estables que requieren producción continua y donde el costo del capital es un factor determinante. Además la CORFO ha promovido proyectos de fabricación local de este tipo de electrolizadores, con empresas como Hypeack y Joltech que proyectan líneas de ensamblaje hacia 2026 (CORFO, 2025).

2. **Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)**

   Esta tecnología emplea una membrana polimérica sólida como electrolito, normalmente compuesta por Nafion, y catalizadores de metales nobles como platino (cátodo) e iridio (ánodo). Permitiéndole operar a temperaturas moderadas (50–80°C), presiones de hasta 30 bar y con densidades de corriente elevadas (hasta 2 A/cm^2 en aplicaciones comerciales), facilitando la producción de hidrógeno con una pureza superior al 99,999 % sin necesidad de

procesos adicionales de separación (Wang et al., 2022).

Una de sus principales ventajas es la capacidad de respuesta dinámica frente a las variaciones en el suministro eléctrico, lo que la hace particularmente adecuada para su integración con fuentes renovables intermitentes como la energía solar y eólica. Además, los electrolizadores PEM tienen un tiempo de arranque rápido y permiten operar de forma eficiente incluso con cargas parciales, manteniendo eficiencias entre el 67 % y el 82 % según el poder calorífico superior (HHV) (Santasalo-Aarnio et al., 2023). En cuanto a su desempeño energético, el consumo específico típico se encuentra en el rango de $3{,}5$ a $4{,}4\ \mathrm{kWh/Nm^3\ H_2}$, dependiendo de las condiciones operativas, lo cual se encuentra en línea con los sistemas alcalinos de última generación (Wang et al., 2022; Santasalo-Aarnio et al., 2023).

En el contexto chileno, esta tecnología ha comenzado a ser explorada mediante proyectos piloto en sectores estratégicos como la minería. Un ejemplo de ello es el despliegue de electrolizadores PEM por parte de la empresa Ohmium en la ciudad de Calama, apuntando a la producción de hidrógeno verde para procesos industriales (Ohmium, 2024).

Sin embargo, su masificación aún enfrenta barreras importantes, principalmente asociadas al alto costo de los materiales utilizados, especialmente el iridio, cuya disponibilidad global es limitada. Para abordar esta limitación, se están desarrollando catalizadores alternativos con menor contenido de metales nobles, además de estrategias de recuperación y reciclaje de estos materiales (Wang et al., 2022).

3. **Electrolizador de óxido sólido (SOEC)**

Esta tecnología opera a altas temperaturas (500–850°C), utilizando un electrolito cerámico sólido (por ejemplo, óxido de zirconio estabilizado con itria, YSZ), lo que permite que parte

de la energía requerida para la electrólisis se suministre en forma de calor, reduciendo el consumo eléctrico en comparación con otras tecnologías (Flis and Wakim, 2023). En condiciones ideales, los sistemas SOEC pueden alcanzar eficiencias eléctricas superiores al 90 % (en modo ideal, cercano a 100 %) gracias a la integración de calor residual y optimización de reacciones endotérmicas (Energy, 2023; Flis and Wakim, 2023).

El principal desafío radica en la durabilidad del sistema y la estabilidad de materiales a altas temperaturas. Se han reportado degradaciones iniciales de hasta un 0,8 % por cada 1000 h, seguidas de estabilización, gracias a mejoras en el diseño de electrodos y sellos cerámicos (Hauch et al., 2006). Además, los ciclos térmicos y cambios bruscos de carga representan tensiones mecánicas, que pueden inducir fallas prematuras, por lo que es indispensable una gestión cuidadosa de la temperatura y materiales nanoestructurados resistentes (Graves et al., 2021).

En cuanto a su estado de desarrollo, los SOEC se encuentran en fases piloto y demostración, con capacidades modulares entre decenas y cientos de kW. Proyectos como el electro-útil de Bloom Energy en el NASA Ames (4MW) o la integración en Idaho National Lab validan su escalabilidad potencial, aunque aún deben superar barreras de costo y robustez (Energy, 2023; Flis and Wakim, 2023). En Chile, esta tecnología aún no ha sido adoptada comercialmente, pero su potencial para aprovechar calor residual en minería o industrias térmicas la convierte en una apuesta de mediano-largo plazo, en línea con estrategias que contemplan integración energética y sostenible.

5.2.4. Calidad del agua y pretratamiento mediante ósmosis inversa

La calidad del agua de alimentación es un parámetro fundamental en la operación de sistemas de electrólisis, especialmente en tecnologías como la PEM, que requieren agua ultrapura (ASTM tipo II o superior) para evitar degradación de componentes y pérdida de eficiencia (Carvalho and Mendes, 2020). Si bien los sistemas alcalinos son más tolerantes a impurezas, también se benefician de una alimentación libre de sólidos disueltos, materia orgánica y agentes incrustantes, ya que estos pueden generar incrustaciones, disminuir la eficiencia y acortar la vida útil de los electrodos (Parra et al., 2019).

En este contexto, la ósmosis inversa (OI) surge como una solución tecnológica clave para el pretratamiento del agua cuando se emplean fuentes no convencionales, como aguas residuales tratadas. Este proceso permite remover más del 95 % de los sólidos disueltos totales (TDS), bacterias y compuestos orgánicos mediante el uso de membranas semipermeables operando a presiones de entre 4 y 30 bar. Su implementación permite obtener un agua con conductividades menores a 10 μS/cm, adecuadas para procesos electroquímicos exigentes (Ferella et al., 2018; Pedretti et al., 2020).

El consumo energético de esta tecnología varía entre 0,5 y 1,5 kWh/m^3 de agua tratada, dependiendo de la calidad del afluente y la configuración del sistema (Salerno et al., 2022). En el caso de reutilización de efluentes urbanos secundarios, este rango se encuentra en el límite inferior, debido a su menor carga salina respecto a aguas marinas o salobres (Burbano et al., 2020).

Por ello, en el presente estudio se asume que toda planta de electrólisis que opere con agua residual tratada deberá incorporar una etapa de ósmosis inversa como condición técnica previa, especialmente en configuraciones que utilicen tecnología PEM. Esta medida garantiza la calidad

necesaria del agua de alimentación y contribuye a prolongar la vida útil del sistema (Tubtim et al., 2021).

5.3. Aguas Residuales

Al comparar la disponibilidad per-cápita de agua en Chile con el promedio de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), el país es considerado rico en agua (Naciones Unidas, 2021a). Sin embargo, la disponibilidad tanto en cantidad como en calidad varía significativamente entre sus distintas zonas geográficas, lo que dificulta la gestión de los recursos hídricos. Esta situación, sumada a la crisis climática mundial, ha impulsado la búsqueda de nuevas alternativas para enfrentar la crisis hídrica. Entre ellas, el tratamiento de aguas residuales se presenta como una solución clave, especialmente para su reutilización en los sectores de agricultura, minería y manufactura, los cuales representan el 80 % de la demanda total de agua (Naciones Unidas, 2021a).

Las aguas residuales están compuestas por dos elementos principales: un efluente líquido y uno sólido, conocido como lodo residual. Estos componentes contienen una combinación de material orgánico, inorgánico y patógeno, resultante del proceso de depuración de las aguas residuales. El que sí no se gestiona adecuadamente, puede generar altos niveles de contaminación ambiental. Sin embargo, cuando son tratados y aprovechados correctamente, permiten la producción de gases combustibles (Murgueytio, 2021a).

En términos de la tecnología empleada para su obtención, los lodos pueden ser clasificados en lodos líquidos y deshidratados, dependiendo su densidad del porcentaje de humedad y composición. Tal como, se presenta en la Tabla 1 en la que se indican los rangos de densidad, en base al

porcentaje de humedad de los lodos deshidratados en base a la literatura disponible.

Tabla 1: *Rango de densidad en función del porcentaje de humedad. Elaboración propia.*

Humedad (%)	Rango de Densidad (kg/m^3)	Fuente
80	1000 – 1100	(Burton et al., 2013)
75	950 – 1050	(Burton et al., 2013), (WEF, 2017)
70	900 – 1000	(Burton et al., 2013), (EPA, 2003)
65	850 – 950	(EPA, 2003), (Ministerio del Medio Ambiente de Chile, 2019)
60	800 – 900	(Ministerio del Medio Ambiente de Chile, 2019), (WEF, 2017)
55	750 – 850	(Ministerio del Medio Ambiente de Chile, 2019), (Tchobanoglous et al., 2003)
50	700 – 800	(Tchobanoglous et al., 2003), (Burton et al., 2013)
45	650 – 750	(Tchobanoglous et al., 2003), (WEF, 2017)
40	600 – 700	(EPA, 2003), (Ministerio del Medio Ambiente de Chile, 2019)
35	550 – 650	(EPA, 2003), (Ministerio del Medio Ambiente de Chile, 2019)
30	500 – 600	(EPA, 2003), (Fundación Chile, 2021a)
25	450 – 550	(Ministerio del Medio Ambiente de Chile, 2019), (Fundación Chile, 2021a)
20	400 – 500	(Ministerio del Medio Ambiente de Chile, 2019)

Desde los inicios del tratamiento de aguas residuales, las tecnologías de depuración han evolucionado significativamente, destacándose cuatro sistemas principales: lodos activados, lagunas aireadas, lagunas de estabilización y emisarios submarinos. En Chile, los sistemas de lodos activados y lagunas aireadas han predominado sobre las demás alternativas, según el último informe de la Superintendencia de Servicios Sanitarios (2023), como se muestra en la Figura 3 (SISS, 2023).

Por otro lado, en Chile, para el año 2023 ya se registraban un total de 303 plantas de tratamiento de aguas residuales distribuidas en el territorio nacional. Encontrándose la región de Valparaíso en el segundo lugar en términos de la cantidad de instalaciones, siendo superada por

la región Metropolitana, que cuenta con una planta más. De acuerdo con el gráfico ilustrado en la Figura 4.

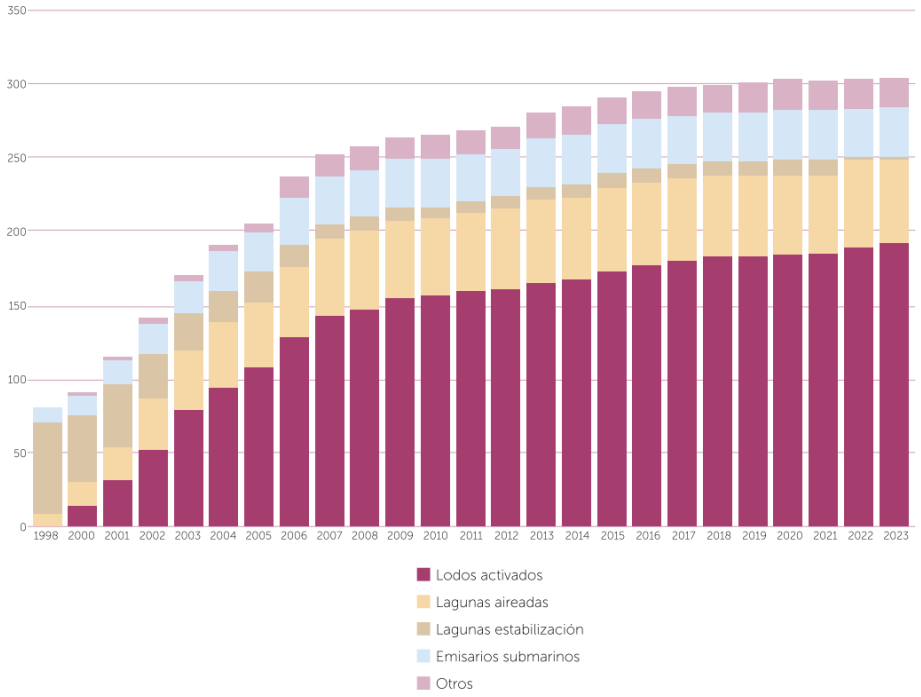


Figura 3: *Evolución de los sistemas de tratamiento de aguas servidas urbanas*

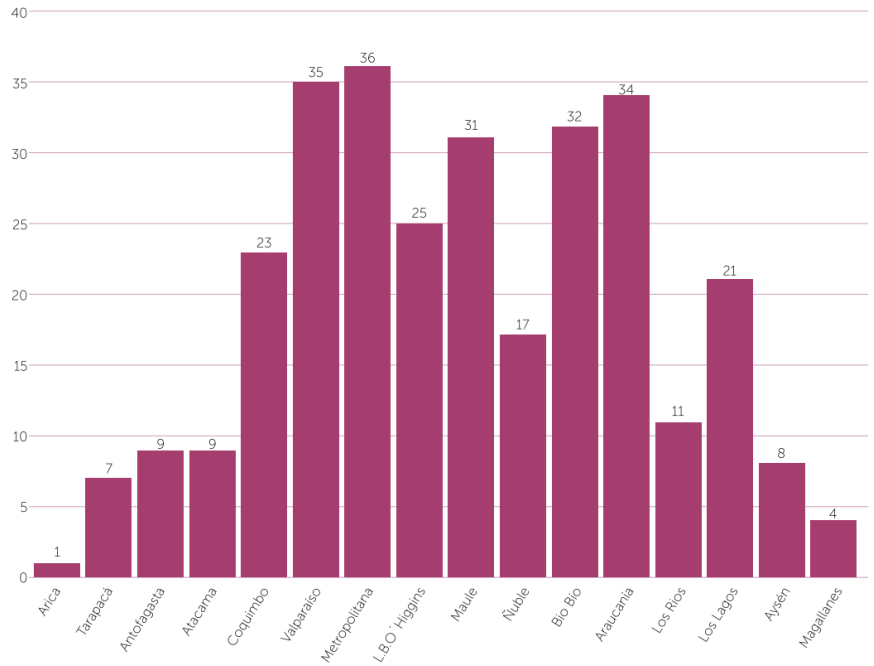


Figura 4: *Distribución regional de plantas de tratamiento de aguas servidas 2023*

5.3.1. Clasificación de las instalaciones de para el tratamiento de las aguas servidas

Las infraestructuras destinadas al tratamiento de aguas servidas se agrupan en dos grandes categorías: emisarios submarinos y plantas de tratamiento, cada una con características muy distintas en cuanto a diseño, funcionamiento y propósito.

Por un lado, los emisarios submarinos constituyen un sistema diseñado para la descarga de aguas residuales directamente al mar, aprovechando su capacidad natural para diluir y asimilar los componentes del efluente (Adaos et al., 2021). Este sistema emplea una red de conductos y estructuras hidráulicas que transportan las aguas residuales desde tierra firme hasta su punto de descarga en el mar (Mendoca et al., 2013).

Por otro lado, las plantas de tratamiento de aguas servidas surgieron como una alternativa para enfrentar la contaminación generada por la descarga de aguas residuales al ecosistema. Diferenciándose por permitir la reutilización del agua mediante procesos físicos, químicos y biológicos que eliminan los contaminantes. A través de un tratamiento integral que abarca tanto la línea de producción de agua como la gestión de lodos sólidos generados durante el proceso (Servicio de Evaluación Ambiental, 2017) y la utilización de tecnologías acordes al proceso aplicado.

5.3.2. Tecnologías disponibles en la V Región

Acorde a los resultados del año 2024 publicados por la Superintendencia de Servicios Sanitarios, en la V Región se utiliza un total de seis tecnologías (o métodos) para el tratamiento de aguas servidas: emisarios submarinos, lagunas aireadas, lodos activados, proceso primario más desinfección y reactor biológico secuencial (s f).

La tecnología de emisarios submarinos, tal como se menciona anteriormente, es un sistema

hidráulico diseñado para disminuir las concentraciones de contaminantes de las aguas a liberar a las masas lacustres. Cuyo propósito es asegurar el cumplimiento del decreto Supremo N°90/2000, que establece que toda fuente que descargue sus desechos a uno o más cuerpos de agua debe caracterizar sus residuos a modo de evaluar el cumplimiento de la norma de emisión Casanueva (2024).

Sin embargo, dado que no son considerados los emisarios submarinos dentro del estudio, no se efectuará un análisis más detallado de la tecnología y procesos requeridos para su utilización. Siendo al mismo tiempo importante destacar que el cumplimiento del decreto es requerido independientemente del tipo de tecnología utilizada para el tratamiento de las aguas residuales.

- **Lagunas aireadas:**

  Proceso biológico de tratamiento secundario de aguas residuales, sustentado en el aprovechamiento de los organismos aeróbicos y sólidos orgánicas ya presentes en el agua residual en un medio favorable para su descomposición anaeróbica. A través de su interacción en estanques de gran tamaño de baja profundidad con aireadores instalados, para el suministro de oxigeno (Cárdenas et al., 2002).



Figura 5: *Vista satelital planta con tecnología de lagunas aireadas. Elaboración propia.*

- **Lodos activados**

  Tratamiento biológico de cultivo suspendido, diseñado para la coagulación y eliminación de sólidos coloidales no sedimentables y la estabilización de la materia orgánica mediante la re-circulación de los lodos en un reactor con condiciones anaeróbicas (Fundación Chile, s fa).



Figura 6: *Vista satelital planta con la tecnología de lodos activados*
Elaboración propia.

- **Proceso primario + desinfección**

  A diferencia de las otras tecnologías presentes en la región, el proceso primario más desinfección consiste en la aplicación procesos físicos para el tratamiento de las aguas residuales. La metodología a seguir, para la utilización de este sistema, inicia con el tratamiento primario, en el cual las aguas residuales se dejan en reposo para que los sólidos se asienten y puedan ser retirados con facilidad. Para luego, el agua, ya libre de estos sólidos, sea transportada a la etapa de desinfección, en la que se eliminan los microorganismos perjudiciales mediante el uso de cloro, ozono o luz ultravioleta (Grupo Hidráulica, 2023).



Figura 7: *Vista satelital planta con Proceso primario + desinfección Elaboración propia.*

- **Reactor biológico secuencial (SBR)**

  Variante optimizada de la tecnología convencional de lodos activados, que efectúa el tratamiento biológico de los lodos residuales en un único reactor discontinuo, en el que el agua residual se mezcla con un lodo biológico de un medio aireado. A través de la aplicación de un procedimiento cíclico compuesto por cuatro etapas: llenado, reacción, decantación y vaciado de efluentes y lodos (Fundación Chile, s fb).

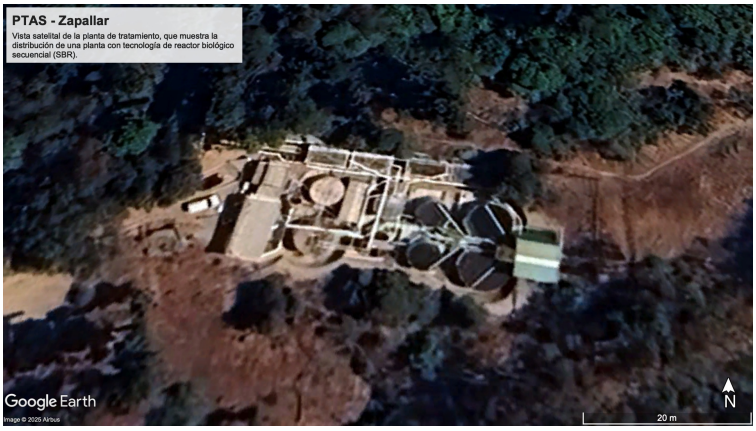


Figura 8: *Vista satelital planta con tecnología de reactor biológico secuencial. Elaboración propia.*

6. Metodología

El estudio se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, centrado en evaluar el potencial de producción de hidrógeno verde en la región de Valparaíso. A través de la estimación la capacidad de generación disponible y el análisis de diversos factores técnicos, geográficos y económicos, con el propósito de identificar tanto las oportunidades como las limitaciones que podrían influir en el desarrollo de este tipo de energía en la zona.

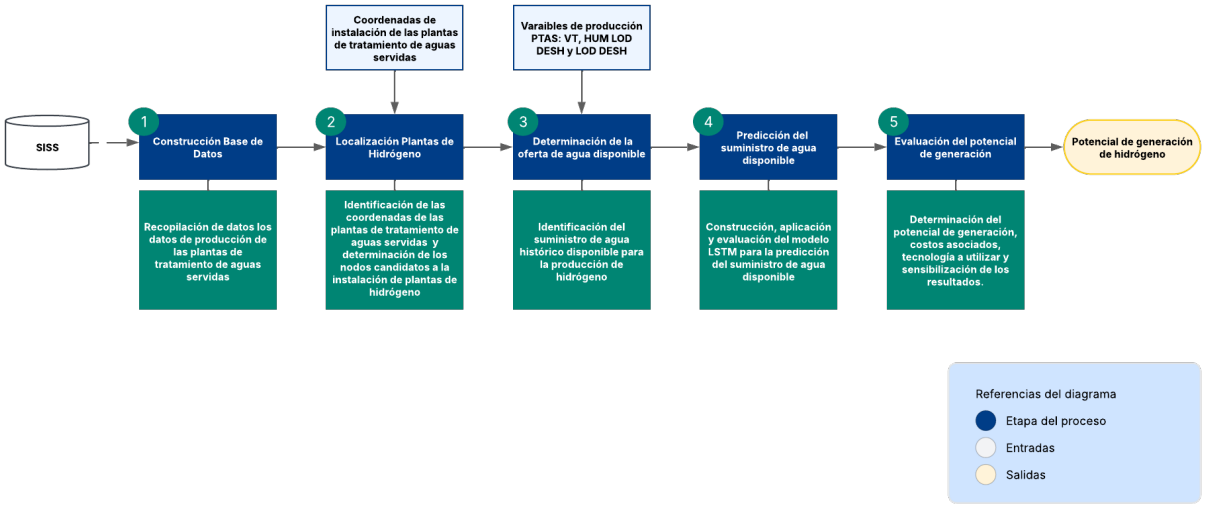


Figura 9: *Esquema general de la metodología. Elaboración propia.*

Dada la complejidad del tema, la metodología se organiza en cinco etapas principales, las cuales pueden visualizarse en el diagrama de la Figura 9. En el que se resume el recorrido del estudio, que comienza con la recopilación y organización de la información, sigue con la identificación de los lugares más adecuados para instalar las plantas de hidrógeno, y continúa con el análisis de la disponibilidad de agua y su estimación. Y finaliza con la evaluación del potencial total de producción en la región.

6.1. Construcción Base de Datos

Para evaluar el potencial de generación de hidrógeno a partir de aguas residuales, se construye una base de datos utilizando la información proporcionada por la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS) sobre las plantas de tratamiento de aguas servidas en la región de Valparaíso hasta el periodo de marzo de 2024, que fue solicitada a través de su portal de transparencia. Identificándose como variables de interés: el volumen total tratado, la humedad de los lodos deshidratados y el volumen total de lodos deshidratados.

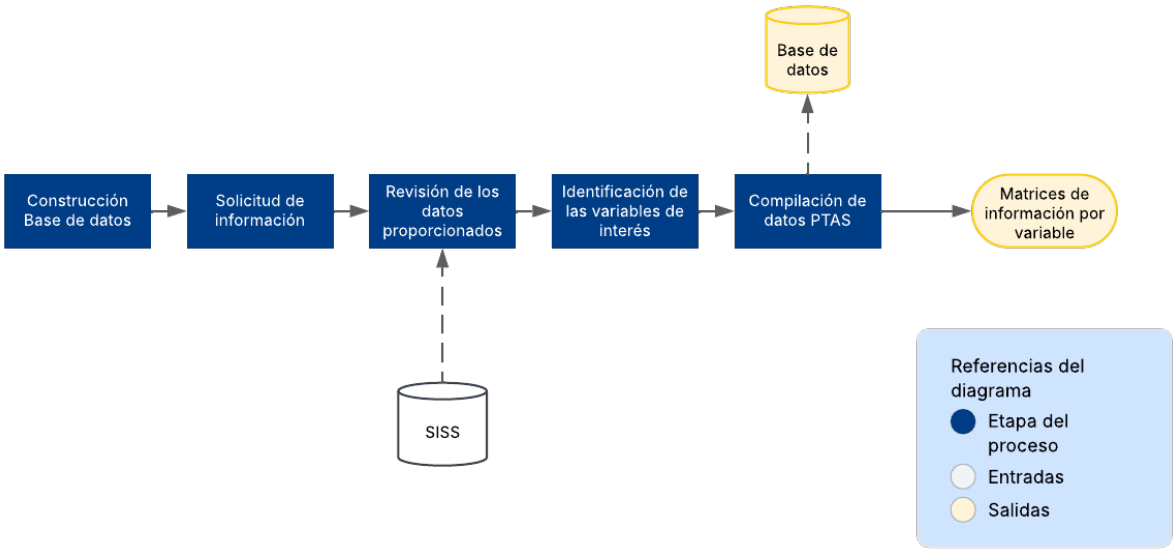


Figura 10: *Esquema general de la etapa de construcción de base de datos Elaboración propia.*

- **Volumen tratado (VT):** volumen total de agua tratada mensualmente en cada planta, medido en metros cúbicos por mes (m^3/mes), con un rango permitido de 0 a 100.000.000 (Vergara and Vargas, 2021).

- **Humedad de los lodos deshidratados (HUM LOD DESH):** porcentaje de humedad pre-

sente en los lodos deshidratados totales generados en el tratamiento de las aguas servidas. Incluyendo tanto los lodos primarios como secundarios. Su unidad de medida es el porcentaje (%), con un rango permitido entre 0 y 100 (Vergara and Vargas, 2021).

- **Lodos deshidratados totales (LOD DESH):** volumen de lodos deshidratados (primarios y secundarios) generados durante el proceso de tratamiento, medido en metros cúbicos por mes (m^3/mes), con valores permitidos entre 0 y 50.000 (Vergara and Vargas, 2021).

De acuerdo con el informe 2023 de la SISS, en la región de Valparaíso existen 35 instalaciones para el tratamiento de aguas servidas, clasificadas como plantas de tratamiento y emisarios submarinos. Sin embargo, para este estudio —y según la información actualizada por la SISS en abril de 2024—, se registraron 32 plantas activas con información operacional disponible (SISS, s f). De las cuales solo se consideraron las 24 plantas de tratamiento con inyección del volumen tratado a cursos de agua.

En la Tabla 2 se presenta un detalle del listado de plantas considerado en el análisis, en el que se indica la empresa sanitaria responsable, la tecnología utilizada y el tipo de cuerpo receptor del volumen de agua tratado. A partir de cual se construye la base de datos principal en el software de Microsoft Excel como un libro compuesto por cuatro hojas, en las que se almacenan los registros mensuales de cada planta que cuenta con las variables asignadas. Conformando una matriz de 152 periodos informados por 24 plantas (152x24) para la variable volumen tratado, y una de 152 periodos informados por 7 plantas (152x7) para las variables relacionadas con la humedad y el volumen de los lodos deshidratados.

Tabla 2: *Plantas de tratamiento de aguas servidas en la Región de Valparaíso Elaboración propia*

Empresa Sanitaria	Nombre PTAS	Tecnología	Cuerpo Receptor
Cooperativa de Agua Potable Santo Domingo LTDA.	PTAS - SANTA MARIA DEL MAR	Primario + Desinfección	Curso de Agua
	PTAS - SANTO DOMINGO	Lodos activados	Curso de Agua
ESVAL S.A	ES - ALGARROBO	Emisario Submarino	Mar
	ES - CARTAGENA	Emisario Submarino	Mar
	ES - CONCON	Emisario Submarino	Mar
	ES - EL TABO	Emisario Submarino	Mar
	ES - HIGUERILLAS	Emisario Submarino	Mar
	ES - LOMA LARGA	Emisario Submarino	Mar
	ES - QUINTERO	Emisario Submarino	Mar
	ES - SAN ANTONIO	Emisario Submarino	Mar
	PTAS - CABILDO	Lagunas Aireadas	Curso de Agua
	PTAS - CACHAGUA	Lodos Activados	Curso de Agua
	PTAS - CASA BLANCA	Lagunas Aireadas	Curso de Agua
	PTAS - CATEMU	Lagunas Aireadas	Curso de Agua
	PTAS - CURIMON	Lodos Activados	Curso de Agua
	PTAS - LA LAGUNA	Lodos Activados	Curso de Agua
	PTAS - LA LIGUA	Lodos Activados	Curso de Agua
	PTAS - LA ORILLA	Lodos Activados	Curso de Agua
	PTAS - LLAY LLAY	Lagunas Aireadas	Curso de Agua
	PTAS - LOS ANDES	Lodos Activados	Curso de Agua
	PTAS - PAPUDO	Lodos Activados	Curso de Agua
	PTAS - PETORCA	Lagunas Aireadas	Curso de Agua
	PTAS - PLACILLA V	Lagunas Aireadas	Curso de Agua
	PTAS - PUCHUNCAVI	Lagunas Aireadas	Curso de Agua
	PTAS - PUTAENDO	Lagunas Aireadas	Curso de Agua
	PTAS - QUILLOTA	Lodos Activados	Curso de Agua
	PTAS - RINCONADA	Lodos Activados	Curso de Agua
	PTAS - SAN ESTEBAN	Lagunas Aireadas	Curso de Agua
	PTAS - SAN FELIPE	Lodos Activados	Curso de Agua
	PTAS - SANTA MARIA	Laguna Aireadas	Curso de Agua
	PTAS - ZAPALLAR	SBR	Curso de Agua
Empresa de Servicios Sanitarios San Isidro S.A.	PTAS - LOS MOLLES	Lodos Activados	Curso de Agua

6.2. Procesamiento Base de Datos

Establecida la base de datos del estudio, se realiza su acondicionamiento respectivo con miras a la elaboración de predicciones confiables para evaluar la capacidad de producción de hidrógeno.

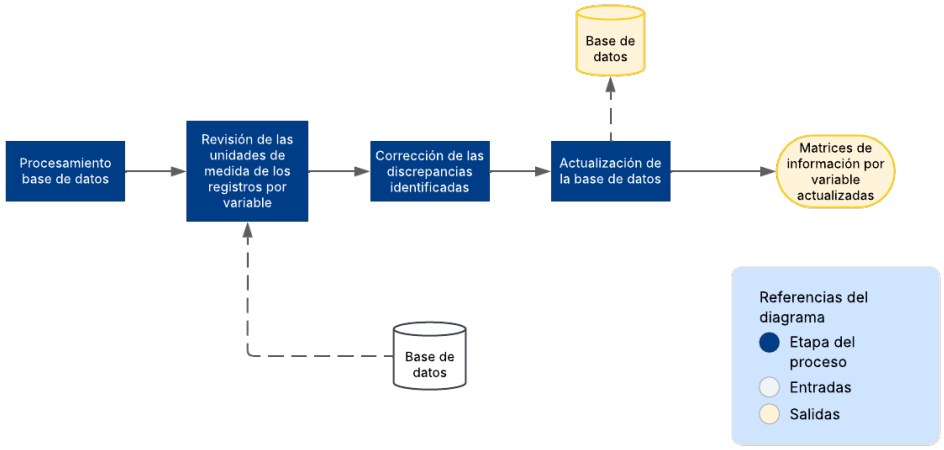


Figura 11: *Esquema general de la etapa de procesamiento de la base de datos Elaboración propia.*

En la construcción de la base de datos, se identificó una falta de unificación en las unidades de medida de los registros correspondientes a la variable "lodos deshidratados totales", los cuales se encontraban informados tanto en ton/mes como en m^3/mes. Esto hizo necesaria la conversión de unidades. Sin embargo, dado que la densidad depende de la composición, el porcentaje de humedad y la tecnología empleada en el proceso de deshidratación, se procedió a estimarla a partir de la información teórica presentada en la Tabla 1, complementada con los datos reales proporcionados por la SISS, utilizando métodos de interpolación y regresión lineal.

Para la obtención de la densidad estimada, requerida para la conversión de unidades de ton/mes a m^3/mes, se aplicó el método de interpolación sobre los valores de la Tabla 1, correspon-

diente a porcentajes de humedad entre 20 % y 80 %. Asimismo, se calculó el porcentaje de error asociado mediante la Ecuación 2.

$$\text{Densidad Estimada} = D_{\text{mín}} + \left(\frac{H - H_{\text{mín}}}{H_{\text{máx}} - H_{\text{mín}}} \right) \times (D_{\text{máx}} - D_{\text{mín}}) \tag{1}$$

$$\%\text{ERROR} = \left(\frac{|\text{Densidad Estimada} - \text{Densidad Real (Promedio)}|}{\text{Densidad Real (Promedio)}} \right) \times 100 \tag{2}$$

Posteriormente, se aplicó el método de regresión lineal, utilizando la herramienta de regresión de Microsoft Excel, para obtener la Ecuación 3, la cual se empleó para estimar los valores de densidad asociados a porcentajes de humedad fuera del intervalo del 20–80 %.

$$\text{Densidad (ton/m}^3) = 0{,}0117 \cdot \ \%\ \text{Humedad} + 0{,}1667 \tag{3}$$

Finalizando con la conversión de unidades al aplicar la Ecuación 4 a los datos registrados en ton/mes.

$$\text{Volumen (m}^3) = \frac{\text{Masa (ton)}}{\text{Densidad (ton/m}^3)} \tag{4}$$

6.3. Localización Plantas de H_2

Establecidas las plantas de tratamiento de aguas residuales localizadas en la región de Valparaíso, se elabora una segunda base de datos con las coordenadas de su ubicación para la posterior elaboración de un modelo de máxima cobertura y así determinar los lugares óptimos para la insta-

lación de la planta de hidrógeno.

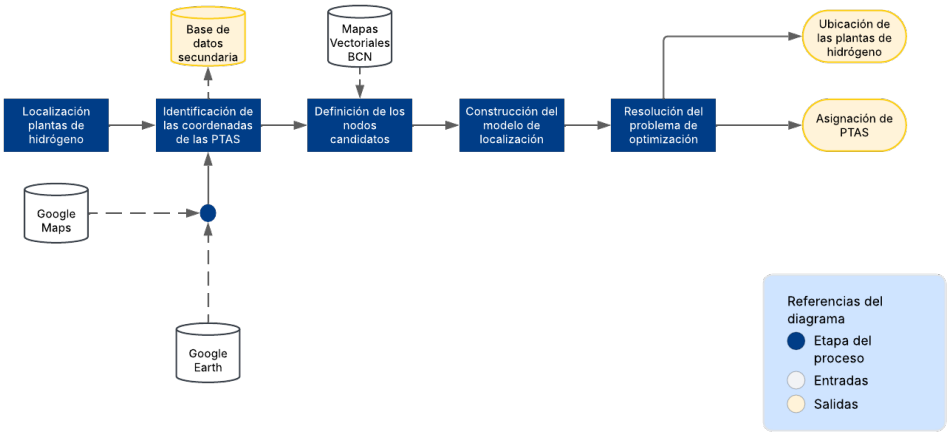


Figura 12: *Esquema general de la etapa de localización de las plantas de hidrógeno Elaboración propia.*

6.3.1. Localización de la PTAS

Para definir la localización de las plantas de tratamiento de aguas servidas en la región de Valparaíso, se construye una base de datos a partir de la recopilación de coordenadas geográficas a través de las plataformas de Google Maps (s fa) y Google Earth (s fb). Al no contar con las direcciones exactas en las que se encuentran localizadas las instalaciones, se realiza una aproximación visual de su ubicación utilizando imágenes satelitales, centrando la búsqueda en las comunas informadas por la SISS. Para luego identificar de manera preliminar la distribución espacial de las plantas y poder asignarlas a una planta de producción de hidrógeno, en función de un modelo de localización, para estimar la disponibilidad del suministro de agua para generación de hidrógeno.

6.3.2. Definición de los nodos candidatos

Luego de identificar la ubicación de las plantas de tratamiento de aguas servidas existentes, se llevó a cabo la elaboración del mallado de la región de Valparaíso, con el objetivo de determinar posibles ubicaciones para la instalación de plantas generadoras de hidrógeno. Utilizándose los mapas vectoriales de Chile disponibles en la Biblioteca del Congreso Nacional (s f) para delimitar las zonas aptas para el proyecto.

Se excluyeron aquellas áreas que, por su naturaleza o uso, no son adecuadas para la instalación de nuevas infraestructuras, las que incluyen aeropuertos, zonas urbanizadas, cuerpos de agua, redes ferroviarias y viales, así como áreas silvestres protegidas por el Estado, además de los terrenos donde actualmente se ubican las plantas de tratamiento de aguas servidas.

A partir de esta información, se elabora el grafo correspondiente al problema de localización, generando un mallado sobre el terreno disponible mediante una rejilla de 1 km $\times$ 1 km. Cada celda de esta rejilla fue representada por su centroide, el cual se consideró como un nodo potencial para la instalación de las plantas.

6.3.3. Construcción del modelo de localización

Establecida la disponibilidad de territorio para la localización de las plantas de hidrógeno, se debe identificar los puntos óptimos en los que se llevará a cabo su respectiva instalación. Desarrollándose un problema de optimización cuyo objetivo es minimizar la instalación de las plantas de hidrógeno, asegurando la reutilización total del volumen de agua tratado por las plantas de tratamiento de aguas servidas de la región dentro de un radio de cobertura definido. Considerando el conjunto I como las plantas de tratamiento de aguas servidas instaladas en la región y el conjunto J

como los nodos candidatos en los que se pueden localizar las plantas de hidrógeno. Obtenidos tras la elaboración del mallado espacial de la región.

Como restricción para la localización de las plantas de hidrógeno se define un radio de cobertura r, de manera que al menos una de las plantas de tratamiento de aguas servidas suministre el agua requerida para la producción de hidrógeno a al menos una de las plantas a instalar. Siempre y cuando la distancia euclidiana (dij) entre ambos nodos sea menor o igual al radio de cobertura.

Es en base a lo anterior que se identifican como variables de decisión $x_{ij} \in \{0,1\}$ y $y_{ij} \in \{0,1\}$ que indican respectivamente si se instala una planta de hidrógeno en el nodo j, y si el nodo j es cubierto por la planta de tratamiento i. Garantizando que cada planta de tratamiento cubra al menos una planta de hidrógeno, únicamente si esta ha sido efectivamente instalada. Formulándose el modelo como un problema de programación lineal entera con cobertura total, al ser todas sus variables binarias.

$$
\begin{aligned}
\text{mín} \quad & \sum_{j \in J} x_j \\
\text{s.t.} \quad & \sum_{j \in J \,:\, d_{ij} \leq r} y_{ij} \geq 1 \quad \forall i \in I \\
& y_{ij} \leq x_j \qquad\qquad \forall i \in I,\ j \in J \text{ con } d_{ij} \leq r \\
& x_j, y_{ij} \in \{0,1\} \qquad \forall i \in I,\ j \in J
\end{aligned}
\tag{5}
$$

6.3.4. Resolución del modelo de localización

En términos de la resolución del modelo de localización, se desarrolla un programa en la plataforma de Visual Studio Code con el lenguaje de programación Python. Empleando específicamente la librería PuLP diseñada para la resolución de modelos de optimización de programación

entera lineal mixta (Mitchell and Roy, 2005).

El programa retorna el número óptimo de plantas de hidrógeno a instalar, junto a sus respectivas coordenadas. Además de la asignación de plantas de tratamiento de aguas servidas realizadas.

6.4. Oferta de Agua disponible

Conocida la localización de las plantas de hidrógeno junto a las plantas responsables de su suministro de agua, se realiza el cálculo de la oferta total disponible a través de dos métodos. Diferenciados únicamente en si se considera o no la recuperación de agua de los lodos residuales, obtenidos al finalizar el proceso de tratamiento realizado.

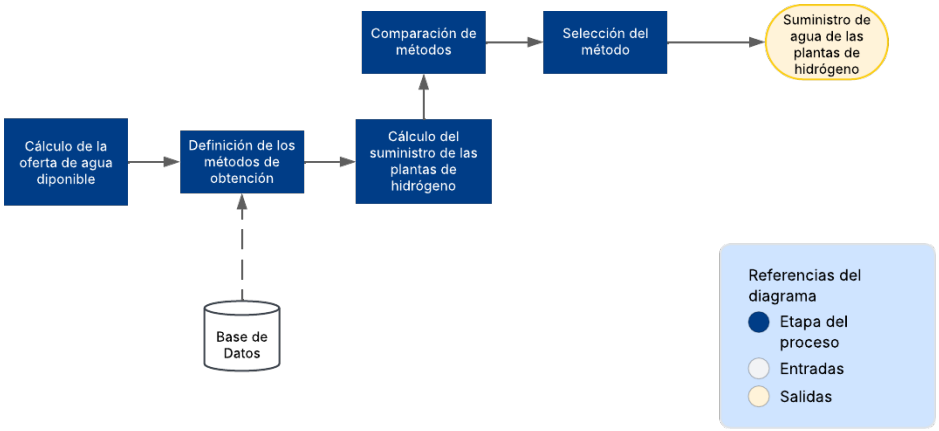


Figura 13: *Esquema general de la etapa del cálculo de la oferta del suministro de agua disponible por planta de hidrógeno. Elaboración propia.*

El primer método aplicado no considera la recuperación del agua disponible en los lodos residuales. Definiendo la oferta de agua, recibida por las plantas de hidrógeno, como la suma del volumen de agua tratado por cada una de las plantas de tratamiento asignadas para su suministro, a través de la aplicación de la Ecuación 6.

$$O_j = \sum_{i \in I_j} VT_i \tag{6}$$

Donde:

O_j Oferta total de agua disponible para la planta de hidrógeno j.

VT_i Volumen tratado por la PTAS i.

I_j Conjunto de PTAS asignadas a la planta j.

Mientras que en el segundo método, al considerar la recuperación de agua disponible en los lodos. Se define la oferta de agua recibida por las plantas de hidrógeno como la suma del volumen total tratado por cada una de las plantas asignadas para suministro, más el agua disponible a ser recuperada a partir de los lodos residuales. Aplicándose la Ecuación 7.

$$O_j = \sum_{i \in I_j} \left(VT_i + \rho_i \cdot L_i \cdot \frac{h_i}{100} \right) \tag{7}$$

Donde:

O_j Oferta total de agua disponible para la planta de hidrógeno j.

VT_i Volumen tratado por la PTAS i.

L_i Volumen de lodos generados por la PTAS i.

ρ_i Porcentaje de recuperación de agua desde lodos para la PTAS i.

h_i Porcentaje de humedad de agua de los lodos obtenidos por la PTAS i.

I_j Conjunto de PTAS asignadas a la planta j.

Obtenidos los resultados de la oferta de agua disponible para el suministro de las plantas

de hidrógeno, se comparan ambos métodos y se define la oferta a utilizar en el resto del estudio.

6.5. Predicción de la series de tiempo al 2030

Identificada la capacidad del suministro de agua disponible para cada una de las plantas de hidrógeno, se da inicio al proceso descrito en la Figura 14. Compuesto por las etapas de limpieza y procesamiento de la base de datos, construcción, aplicación y evaluación del modelo.

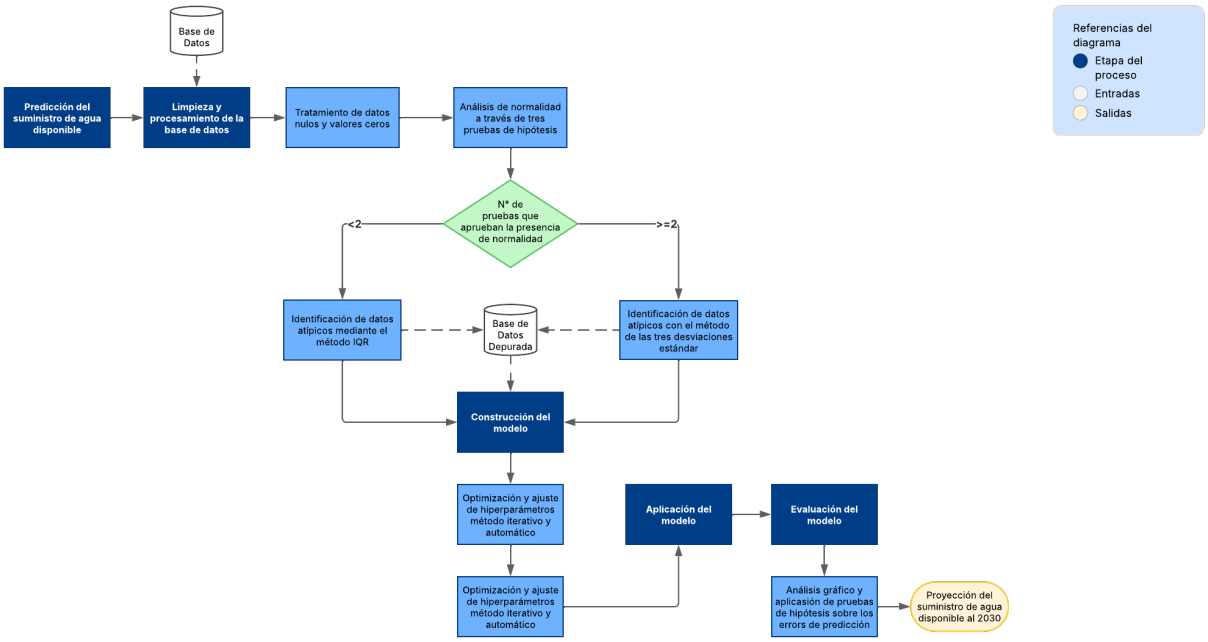


Figura 14: *Esquema general del proceso de predicción*
Elaboración propia.

6.5.1. Limpieza y procesamiento de la base de datos

Antes de iniciar con la construcción del modelo, se realiza un proceso de acondicionamiento de la base de datos que contiene la información sobre el suministro de agua disponible para cada una de las plantas de hidrógeno proyectadas en la zona. Este paso resulta esencial para garantizar

la calidad del análisis y consiste en tratar los datos nulos, eliminar registros con valores iguales a cero y, finalmente, detectar y corregir posibles valores atípicos.

Para la identificación de los valores atípicos, se analizan dos métodos: el rango intercuartílico (IQR) y el criterio basado en las tres desviaciones estándar. Sin embargo, antes de decidir cuál aplicar, se evalúa la distribución de los datos mediante un análisis de normalidad, utilizando tres pruebas estadísticas complementarias:

1. **Shapiro-Wilk**: Al ser considerada una de las pruebas más eficaces para muestras pequeñas o moderadas, permite determinar si los datos siguen una distribución normal.

   Si el valor de p supera el nivel de significancia (α), se concluye que no existen evidencias suficientes para rechazar la normalidad Shapiro and Wilk (1965).

2. **D'Agostino y Pearson**: Para evaluar la normalidad considerando tanto la asimetría como la curtosis de la distribución, en el caso de plantas con bases de datos más amplias.

   Un resultado con p mayor a α que los datos se ajustan a una distribución normal D'Agostino and Pearson (1973).

3. **Anderson-Darling**: Pone especial atención en los valores extremos o en las colas de la distribución, siendo muy útil cuando es necesario vigilar el comportamiento atípico en los márgenes de los datos.

   Si el valor de p es superior al nivel de significancia, se acepta la hipótesis de normalidad Anderson and Darling (1952).

A partir de los resultados obtenidos en estas pruebas, se elige el método más adecuado para tratar los valores atípicos, en base al siguiente criterio:

- Cuando al menos dos de las tres pruebas no rechazan la hipótesis de normalidad ($p > \alpha$), se utiliza el método basado en las tres desviaciones estándar, eliminando los registros que se encuentren fuera del rango:

$$\mu \pm 3\sigma \tag{8}$$

- Si los datos no cumplen con la condición anterior, se aplica el método del rango intercuartílico (IQR), eliminando aquellos que queden fuera del siguiente rango:

$$[Q1 - 1{,}5 \times IQR, \quad Q3 + 1{,}5 \times IQR] \tag{9}$$

donde

$$IQR = Q3 - Q1 \tag{10}$$

.

Garantizando con este procedimiento que la base de datos final sea representativa y esté libre de registros extremos o inconsistentes que puedan comprometer la calidad del modelo.

6.5.2. Construcción del modelo

Finalizado el proceso de depuración de la base de datos, se procede a la elaboración de un modelo de redes neuronales de memoria a corto y largo plazo, conocidas como LSTM (Long Short-Term Memory, por sus siglas en inglés). Tras el resultado del análisis comparativo, previamente realizado, de las principales metodologías empleadas para la estimación de la producción en plantas de tratamiento de aguas servidas, entre las cuales se evaluaron modelos como ARIMA, Prophet, algoritmos basados en árboles de decisión y redes neuronales. Además de la estimación

de la serie de tiempo tanto en su forma compuesta como descompuesta, considerando las variables de mayor relevancia operativa.

Es importante destacar que, si bien durante la fase preliminar se exploraron distintas técnicas de modelado, en este procedimiento se optó por enfocarse únicamente en el desarrollo y aplicación del modelo LSTM. En respuesta a su buen desempeño técnico, su capacidad para predecir con precisión y su adaptabilidad a sistemas complejos y dinámicos, como es el caso de los procesos de tratamiento de aguas servidas. Además, de los resultados demostrados en la etapa de validación, el modelo LSTM mostró mejores resultados en comparación con las demás alternativas analizadas, reforzando su idoneidad como herramienta principal para este estudio.

El modelo LSTM es una variante de las redes neuronales recurrentes tradicionales (RNN), desarrollada como solución al problema del desvanecimiento del gradiente que se presenta durante el proceso de retropropagación al ajustar los pesos y propagar la pendiente calculada a través de la red (Lambis Alandete et al., 2023). A diferencia de las RNN convencionales, las redes LSTM incorporan mecanismos avanzados de compuertas y una estructura de celdas de memoria. Su arquitectura incluye tres tipos de puertas: la puerta de entrada, la puerta de olvido y la puerta de salida. Las cuales, en conjunto con la celda de memoria, regulan de manera eficiente el flujo de información dentro de la red, permitiendo al modelo conservar las dependencias a largo plazo y evitar el problema del desvanecimiento del gradiente (Silva, 2025).

En términos estructurales, la construcción del modelo se efectúa de manera independiente para las plantas de hidrógeno y se realiza bajo dos métodos de definición de hiperparámetros:

1. La elaboración de un método iterativo, a través de la modificación manual de los hiperparámetros del modelo, acorde a los resultados obtenidos al momento de comparar las predic-

ciones de prueba con los valores reales.

2. Mediante la aplicación de Optuna, una biblioteca de software de optimización automática de hiperparámetros, que utiliza algoritmos eficientes como el Tree-structured Parzen Estimator (TPE) para encontrar las combinaciones óptimas de parámetros que mejoran el rendimiento del modelo de manera automatizada (Akiba et al., 2019).

En ambos enfoques de configuración, únicamente algunos parámetros fueron definidos de forma común para todas las plantas. En particular, la dimensión de entrada (*input size*) se estableció en 1, considerando una sola variable por planta, y la dimensión de salida (*output size*) también se fijó en 1, al enfocarse en la predicción de un único valor futuro. Asimismo, el proceso de preparación y estructuración de los datos, incluyendo la normalización y la segmentación en conjuntos de entrenamiento, validación y prueba, se realizó bajo los mismos lineamientos metodológicos para todas las plantas. Asignando un 65 % de los datos al entrenamiento del modelo, un 25 % para su validación y el 10 % restante para su respectiva prueba.

No obstante, el resto de los hiperparámetros, tales como el tamaño de la capa oculta (*hidden size*), el número de capas LSTM (*num layers*), la tasa de abandono (*dropout*), la tasa de aprendizaje (*learning rate*), el número de épocas de entrenamiento (*num epochs*), el tamaño del lote (*batch size*) y la longitud de la secuencia temporal (*sequence length*), fueron definidos y ajustados de manera específica para cada planta.

En la configuración manual, estos parámetros se modificaron de forma iterativa, evaluando el rendimiento del modelo a partir de la comparación entre las predicciones y los datos reales, hasta alcanzar una configuración adecuada. Mientras que para el caso del método basado en Optuna, se define un espacio de búsqueda para dichos hiperparámetros, permitiendo a la biblioteca explorar

automáticamente múltiples combinaciones a través del algoritmo Tree-structured Parzen Estimator (TPE). Centrando ambos métodos en la minimización de la función de pérdida en el conjunto de validación, mediante la identificación de la configuración más eficiente para cada planta, mejorando la capacidad predictiva y adaptabilidad del modelo ante los diferentes comportamientos de las series temporales analizadas.

6.5.3. Aplicación del Modelo

Una vez completada la etapa de definición de los hiperparámetros y el entrenamiento del modelo LSTM para cada planta, se procedió a aplicar el modelo sobre los datos de prueba. Datos, que al no haber sido utilizados durante el entrenamiento ni durante la validación, permitieron evaluar el comportamiento real del modelo frente a información nueva, obtenida tras su aplicación.

Para generar las predicciones, las series de tiempo fueron transformadas nuevamente en secuencias, respetando la longitud definida para cada planta. De esta forma, el modelo pudo proyectar las estimaciones hasta el año 2030. Posteriormente, desnormalizándolas para devolverlas a su escala original y facilitar su interpretación más directa de los resultados. Permitiendo conocer el suministro de agua disponible para la producción de hidrógeno en los próximos años.

Además, los resultados obtenidos fueron almacenados junto con los valores reales, lo que permitió realizar comparaciones tanto numéricas como gráficas, fortaleciendo así el análisis del desempeño alcanzado por el modelo.

6.5.4. Evaluación del Modelo

Para evaluar el desempeño del modelo LSTM, se utilizaron métricas ampliamente reconocidas en el análisis de series temporales, las cuales permitieron medir con claridad el nivel de

precisión alcanzado por las predicciones.

- La **raíz del error cuadrático medio (RMSE)**, que ofrece una medida del tamaño promedio de los errores de predicción, otorgando mayor peso a los errores más grandes.
- El **error absoluto medio (MAE)**, que proporciona una medida sencilla y directa del promedio de los errores absolutos entre los valores predichos y los valores reales.
- El **error porcentual absoluto medio (MAPE)**, que permite expresar el error como un porcentaje del valor real, facilitando la comparación relativa entre diferentes plantas.

Efectuándose su cálculo mediante las expresiones matemáticas correspondientes, las cuales se detallan a continuación:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(y_i - \hat{y}_i)^2} \tag{11}$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(y_i - \hat{y}_i)^2} \tag{12}$$

$$MAE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}|y_i - \hat{y}_i| \tag{13}$$

$$MAPE = \frac{100}{n}\sum_{i=1}^{n}\left|\frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i}\right| \tag{14}$$

Donde y_i representa los valores reales observados, $\hat{y}_i$ las predicciones generadas por el modelo y n el número de observaciones utilizadas para la evaluación.

Cada una de las métricas se calculó para cada planta de hidrógeno por separado, considerando exclusivamente el tramo histórico del conjunto de prueba, para el cual se dispone de datos reales, a fin de evaluar la capacidad del modelo para ajustarse a las particularidades de cada instalación.

6.6. Evaluación del potencial de generación de hidrógeno verde

Establecidos los puntos óptimos para la instalación de las plantas de hidrógeno y estimado el suministro de agua para la producción hasta el año 2030, se inicia el último paso de la metodología, orientado a la evaluación del potencial de generación de hidrógeno. Mediante la elaboración de diferentes análisis para evaluar la capacidad de producción de hidrógeno disponible, junto a sus costos asociados, el nivel de avance tecnológico y potenciales fuentes a utilizar para la obtención del suministro energético.

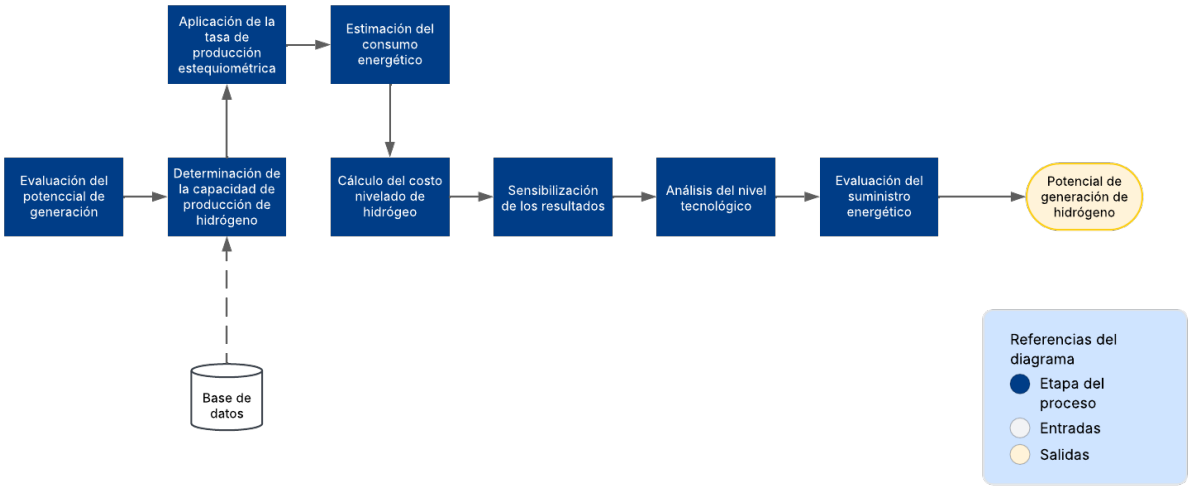


Figura 15: *Esquema general de la etapa de evaluación del potencial de generación de hidrógeno verde. Elaboración propia.*

6.6.1. Capacidad de producción de las plantas de hidrógeno

Para determinar la capacidad de producción de hidrógeno en cada una de las plantas, se aplica el principio estequiométrico del proceso de electrólisis, presentado en la Ecuación 15. En la que se establece que por cada mol de agua (PM = 18,015 g/mol) disponible, se obtiene un mol de hidrógeno (PM = 2,016 g/mol) y medio mol de oxígeno (PM = 31,998 g/mol). En consecuencia, una relación molar entre el agua y el hidrógeno directa, en una proporción de 1:1.

$$\mathrm{H_2O(l)} \rightarrow \mathrm{H_2(g)} + \frac{1}{2}\mathrm{O_2(g)} \tag{15}$$

A partir de la oferta total de agua disponible (O_j), determinada para cada planta de hidrógeno. Se calcula la masa total de agua a tratar, considerando su densidad estándar de $1\,\mathrm{kg/L}$:

$$\text{Masa de agua (g)} = O_j \times 1000 \tag{16}$$

Luego, aplicando la relación estequiométrica del proceso de electrólisis, se establece que la cantidad de moles de hidrógeno:

$$n_{\mathrm{H_2O}} = \frac{\text{Masa de agua (g)}}{PM_{\mathrm{H_2O}}} \tag{17}$$

$$n_{\mathrm{H_2}} = n_{\mathrm{H_2O}} \tag{18}$$

Finalizando, con el cálculo de la masa total de hidrógeno producido, considerando su peso molecular ($PM_{\mathrm{H_2}} = 2,016\,\mathrm{g/mol}$) y expresándola en kilogramos:

$$\text{Masa de } \mathrm{H_2}\ (\mathrm{kg}) = n_{\mathrm{H_2}} \times PM_{\mathrm{H_2}} \times 10^{-3} \tag{19}$$

La estimación de la masa de hidrógeno se basa en una tasa de conversión estequiométrica de $111{,}94\ \mathrm{kg\ H_2/m^3}$ de agua tratada, la cual representa el rendimiento máximo teórico bajo condiciones ideales del proceso de electrólisis. Esta tasa se deriva de la relación molar 1:1 entre el agua y el hidrógeno, y permite proyectar la producción teórica en función del volumen de agua disponible en cada planta. No obstante, la eficiencia real del proceso puede verse influida por diversos factores, como el tipo de electrolizador utilizado, la calidad del agua residual y las condiciones de operación. Requiriéndose ajustar esta estimación mediante un factor de eficiencia η, incorporado en la Ecuación 20, a modo de obtener una estimación más precisa y representativa del desempeño esperado en condiciones reales.

$$m_{\mathrm{H_2,real}} = V_{\text{agua}}\ (\mathrm{m^3}) \times 111{,}94 \times \eta \tag{20}$$

6.6.2. Estimación del consumo energético

A partir de la estimación de producción real, es posible calcular también el consumo energético asociado al proceso de electrólisis. Este depende del tipo de electrolizador empleado y se expresa habitualmente en función de la energía requerida por metro cúbico normal de hidrógeno producido ($\mathrm{kWh/Nm^3\ H_2}$). Considerando que $1\ \mathrm{kg\ H_2}$ equivale aproximadamente a $11{,}126\ \mathrm{Nm^3}$ en condiciones normales, es posible estimar el consumo total de energía para cada planta a partir de su producción real proyectada, según la expresión:

$$E_{\text{consumo}} = m_{\text{H}_2,\text{real}} \times 11{,}126 \times \varepsilon \tag{21}$$

Donde:

E_{consumo}	Consumo energético total, expresado en kWh.
$m_{\text{H}_2,\text{real}}$	Masa real de hidrógeno producido, en kilogramos.
ε	Consumo energético específico del electrolizador, en kWh/Nm^3.

Adicionalmente, considerando que las plantas de electrólisis proyectadas en este estudio operan con agua residual tratada, se incorpora al análisis el consumo energético asociado al proceso de ósmosis inversa (OI), utilizado como pretratamiento para garantizar la calidad del agua de alimentación. Este proceso presenta un consumo energético típico que varía entre $0{,}5$ y $1{,}5\ \text{kWh}/\text{m}^3$ de agua tratada, dependiendo de la calidad del afluente y el diseño del sistema (Salerno et al., 2022; Burbano et al., 2020). En aplicaciones con efluentes secundarios urbanos, como los considerados en este estudio, dicho consumo se encuentra normalmente en el rango inferior, cercano a $0{,}7\ \text{kWh}/\text{m}^3$. El aporte de este consumo al balance energético total del sistema puede expresarse como:

$$E_{\text{OI}} = V_{\text{agua}} \times \varepsilon_{\text{OI}} \tag{22}$$

Donde:

E_{OI}	Consumo energético asociado a la ósmosis inversa, en kWh.
V_{agua}	Volumen de agua tratada, en m^3.

ε_{OI} Consumo energético específico del sistema OI, en $\mathrm{kWh/m^3}$.

Este valor puede ser sumado al consumo eléctrico de electrólisis para estimar la demanda energética total del sistema, y constituye un componente relevante en la evaluación de eficiencia y sostenibilidad de cada configuración tecnológica.

6.6.3. Costo nivelado de hidrógeno

Establecida la capacidad de producción de hidrógeno, se realiza el cálculo del costo nivelado de hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés: Levelized Cost of Hydrogen). Con el objetivo de determinar el costo unitario de producción del hidrógeno a lo largo de la vida útil de la planta, considerando los costos totales asociados al proyecto y la cantidad total de hidrógeno producido.

El cálculo se efectúa mediante la Ecuación 23, siguiendo la metodología recomendada por la Agencia Internacional de Energía (2021a) y la Agencia Internacional de Energías Renovables (2020):

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^{N} \frac{I_t + O_t + M_t + E_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{N} \frac{H_t}{(1+r)^t}} \tag{23}$$

Donde:

$LCOH$ Costo nivelado de hidrógeno (\$/kg).

I_t Inversión de capital en el año t (\$).

O_t Costos operacionales en el año t (\$).

M_t Costos de mantenimiento en el año t (\$).

E_t Costos energéticos en el año t (\$).

H_t Cantidad de hidrógeno producido en el año t (kg).

r Tasa de descuento.

N Vida útil del proyecto (años).

Esta metodología de evaluación permite homogenizar los costos de producción, facilitando la comparación entre distintas plantas o tecnologías, al considerar el valor temporal del dinero y las variaciones en la producción a lo largo del tiempo.

Para la estimación del costo nivelado de hidrógeno para cada una de las plantas, se utiliza el explorador de hidrógeno verde del Ministerio de Energía (2024). A modo de evaluar las plantas de hidrógeno óptimas a instalar en la V región bajo el contexto y supuestos nacionales.

6.6.4. Sensibilización de los resultados

A partir de la capacidad teórica obtenida, se realiza una sensibilización de los resultados con el objetivo de representar diferentes escenarios posibles de producción real. Al considerar la variabilidad que puede surgir en las predicciones mensuales de agua disponible, a modo de estimar un rango de producción más ajustado a condiciones reales.

Para ello, se definen tres escenarios de sensibilidad: pesimista, base y optimista. Correspondientes al valor mínimo, promedio y máximo , respectivamente, que puede adoptar la producción en el mes de evaluación en términos de las predicciones obtenidas para el horizonte de evaluación. A través de la aplicación de las siguientes métricas:

$$\text{Escenario\_Pesimista}(m) = \min\{\text{PRED}_i \mid \text{MES}_i = m\} \tag{24}$$

$$\text{Escenario\_Base}(m) = \frac{1}{n_m} \sum_{\text{MES}_i = m} \text{PRED}_i \tag{25}$$

$$\text{Escenario\_Optimista}(m) = \max \{\text{PRED}_i \mid \text{MES}_i = m\} \tag{26}$$

Donde:

T	Total de períodos mensuales considerados en el horizonte de proyección.
$\text{Escenario}_X(t)$	Producción estimada en el mes t bajo el escenario $X \in \{\text{Pesimista}, \text{Base}, \text{Optimista}\}$.
m	Mes del año (1 a 12).
PRED_i	Predicción de producción para el período i.
MES_i	Mes correspondiente al período i.
n_m	Número de observaciones históricas disponibles para el mes m.

Una vez estimadas las proyecciones mensuales para cada escenario, se procede a calcular la producción total acumulada durante el horizonte de evaluación. Cuantificando el volumen de hidrógeno que potencialmente podría generarse en cada escenario, integrando la estacionalidad y variabilidad mensual de la disponibilidad hídrica proyectada al establecer la producción total por escenario.

$$\text{Producción}_X = \sum_{t=1}^{T} \text{Escenario}_X(t), \quad X \in \{\text{Pesimista}, \text{Base}, \text{Optimista}\} \tag{27}$$

Adicionalmente, para cada escenario se estima el consumo energético total asociado a la producción proyectada, considerando el consumo específico del electrolizador seleccionado.

$$E_X = \text{Producción}_X \times 11{,}126 \times \varepsilon, \quad X \in \{\text{Pesimista}, \text{Base}, \text{Optimista}\} \tag{28}$$

A modo de vincular los niveles proyectados de producción mensual con la demanda energética correspondiente, facilitando una evaluación integrada bajo distintos escenarios operativos.

Finalmente, considerando que el costo nivelado de hidrógeno se mantiene constante a lo largo del horizonte de evaluación, es posible estimar el costo total de producción asociado a cada escenario a partir del volumen total proyectado. Mediante la aplicación de la Ecuación 29

$$C_{\text{total},X} = \text{Producción}_X \times \text{LCOH}, \quad X \in \{\text{Pesimista}, \text{Base}, \text{Optimista}\} \tag{29}$$

Este valor representa el costo total proyectado de generación de hidrógeno bajo cada escenario, expresado en función del costo unitario y del volumen de producción acumulado. De esta forma, se completa una evaluación integrada que considera la sensibilidad tanto en términos técnicos (producción y energía) como económicos.

6.6.5. Análisis del nivel tecnológico disponible

El análisis del nivel tecnológico disponible tiene por objetivo determinar el grado de madurez de las tecnologías involucradas en el tratamiento de aguas residuales y en la producción de hidrógeno mediante electrólisis, para evaluar su aplicabilidad en la región de Valparaíso.

Para lo cual, se considera la escala de Niveles de Preparación Tecnológica (TRL, por sus siglas en inglés: Technology Readiness Levels), desarrollada por la NASA y ampliamente utilizada

en proyectos de innovación tecnológica. Esta escala clasifica las tecnologías en nueve niveles, donde el nivel 1 corresponde a investigaciones básicas y el nivel 9 a tecnologías completamente comerciales y operativas en condiciones reales (UTFSM, s f).

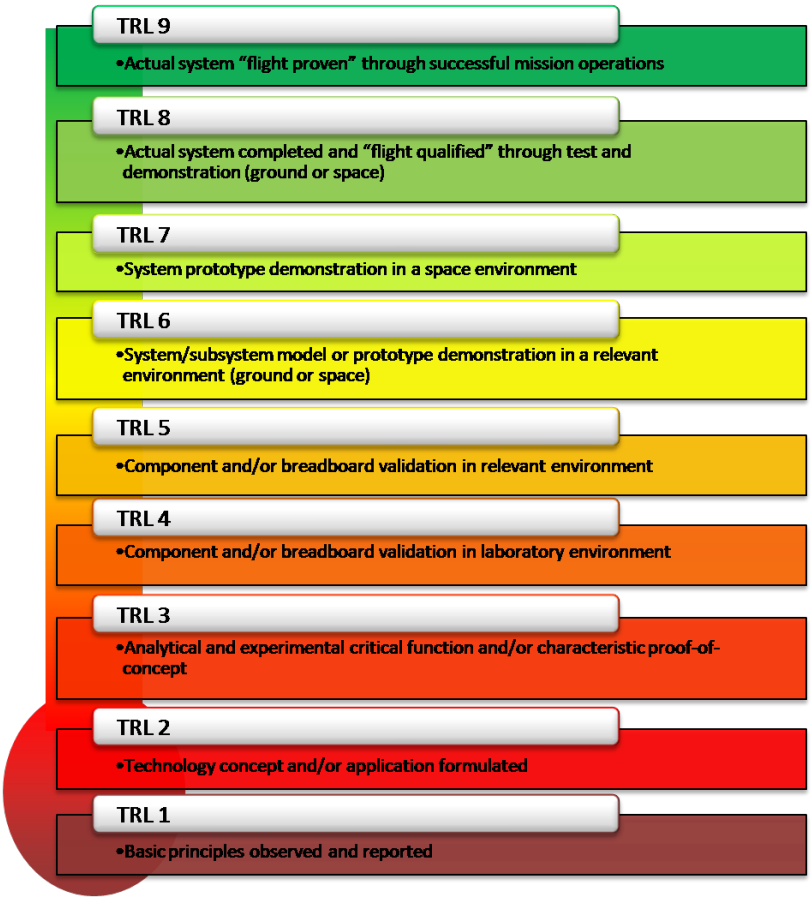


Figura 16: *Niveles de preparación tecnológica (Manning, 2023)*

6.6.6. Evaluación del suministro energético disponible en la zona

Como parte del diagnóstico territorial necesario para la implementación de plantas de producción de hidrógeno, se realiza un análisis exploratorio del suministro energético disponible en la Región de Valparaíso. Con el propósito de caracterizar, de manera referencial, la capacidad de acceso a fuentes energéticas en las zonas candidatas para la instalación de plantas, sin evaluar su disponibilidad en términos de asignación o consumo proyectado.

La metodología aplicada consiste en la recopilación y sistematización de información pública proveniente de organismos oficiales, tales como la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Ministerio de Energía, respecto a la infraestructura eléctrica existente en la región. Considerando variables como la ubicación de subestaciones eléctricas, líneas de transmisión y distribución, así como la presencia de proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC) registrados en la zona.

Dado que el presente estudio no contempla una modelación energética detallada, el análisis se limita a identificar la cercanía relativa de las plantas candidatas a puntos de conexión eléctrica. Utilizando la cartografía vectorial y plataformas de visualización satelital (Google Earth, Geoportal Energía, entre otros), a fin de estimar la cobertura energética teórica desde un enfoque geoespacial.

Cabe destacar que este análisis se incorpora como un insumo referencial dentro del proceso de localización de plantas, pero no se utiliza como criterio restrictivo en la optimización del modelo. En consecuencia, la información levantada permite establecer un panorama general de factibilidad energética, útil para futuras evaluaciones de viabilidad técnica más específicas.

7. Resultados

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en cada una de las etapas del proceso seguido para definir la capacidad de generación de hidrógeno en la región de Valparaíso. Además de los diferentes análisis efectuados para establecer la viabilidad de su desarrollo.

7.1. Homogenización de las unidades de medida

Al realizarse la construcción de la base de datos principal, se observa una discrepancia en las unidades de medida de los registros asociados al volumen de lodos deshidratados. Al encontrarse las unidades de medida de ton/mes y m^3/mes, se decide utilizar el sistema internacional de las unidades de medida, requiriéndose de la densidad de los lodos para poder efectuar la conversión. La cual depende tanto de su composición como del porcentaje de humedad; sin embargo, al no encontrarse disponible esta información para efectuar un análisis experimental y establecer la densidad exacta correspondiente a cada una de las muestras, se estima cada una de las densidades requeridas en base a la información teórica disponible, presentada en la Tabla 1 y la metodología descrita en la Sección 6.2.

En la Tabla 3 se presenta la densidad promedio obtenida para cada porcentaje de humedad analizado. Mientras, en la Tabla 4 se detallan los errores asociados a cada cálculo, los cuales, en su mayoría, se encuentran dentro de un margen aceptable, comprendido entre el 0 % y el 5 %. Evidenciando la precisión y confiabilidad del método aplicado. No obstante, en tres casos particulares, los errores superaron dicho margen, aunque sin exceder el 15 %.

Tabla 3: *Relación entre humedad del lodo deshidratado y su densidad (ton/m^3). Elaboración propia.*

Humedad (%)	Densidad (ton/m^3)
80	1,10
75	1,04
70	0,98
65	0,93
60	0,87
55	0,81
50	0,75
45	0,69
40	0,63
35	0,58
30	0,52
25	0,46
20	0,40
0	0,17

Tabla 4: *Densidad promedio y estimada, y su error asociado. Elaboración propia.*

Densidad Promedio (kg/m^3)	Densidad Estimada (kg/m^3)	Error
1050	1100,00	4,76 %
1000	1041,67	4,17 %
950	983,33	3,51 %
900	925,00	2,78 %
850	866,67	1,96 %
800	808,33	1,04 %
750	750,00	0,00 %
700	691,67	1,19 %
650	633,33	2,56 %
600	575,00	4,17 %
550	516,67	6,06 %
500	458,33	8,33 %
450	400,00	11,11 %

La base de datos utilizada en este estudio incluye registros de siete plantas de tratamiento con información asociada a la producción de lodos deshidratados. De estas, seis requirieron la homogenización de sus unidades de medida para asegurar la coherencia de los datos.

En la Figura 17 se muestra la proporción de registros que fueron sometidos a este proceso de unificación durante la etapa de procesamiento de la base de datos. Estas plantas corresponden a La Ligua, Los Andes, Papudo, Placilla V, Quillota y San Felipe, donde la mayor parte de las conversiones de unidades se concentran en el período comprendido entre marzo de 2020 y marzo de 2024.

En el caso de las plantas de tratamiento La Ligua y Los Andes, ambas cuentan con un total de 147 registros relacionados con el volumen de lodos deshidratados. De estos, 46 fueron sometidos al proceso de conversión de unidades, principalmente en los períodos comprendidos entre julio de 2020 y marzo de 2024, con la excepción de un registro correspondiente a enero de 2020.

Por otro lado, la planta de Papudo reporta un total de 74 registros, siendo la que presenta la menor producción de lodos deshidratados a lo largo del tiempo. Sin embargo, destaca por tener el mayor porcentaje de registros convertidos, alcanzando un 67,6 % de los datos reportados entre enero de 2020 y marzo de 2024.

En cuanto a la planta Placilla V, esta también cuenta con 147 registros, de los cuales 45 fueron sometidos al proceso de conversión de unidades. La mayoría de estos registros convertidos se concentra en la parte final de la serie temporal, específicamente entre julio de 2020 y marzo de 2023, y entre mayo de 2023 y marzo de 2024.

Un patrón similar se presenta en la planta Quillota, donde 45 de los 147 registros fueron convertidos, todos ellos dentro del intervalo comprendido entre julio de 2020 y marzo de 2024.

Finalmente, la planta San Felipe reporta 147 registros, con 51 de ellos sometidos a conversión, concentrándose principalmente entre enero de 2020 y marzo de 2024.

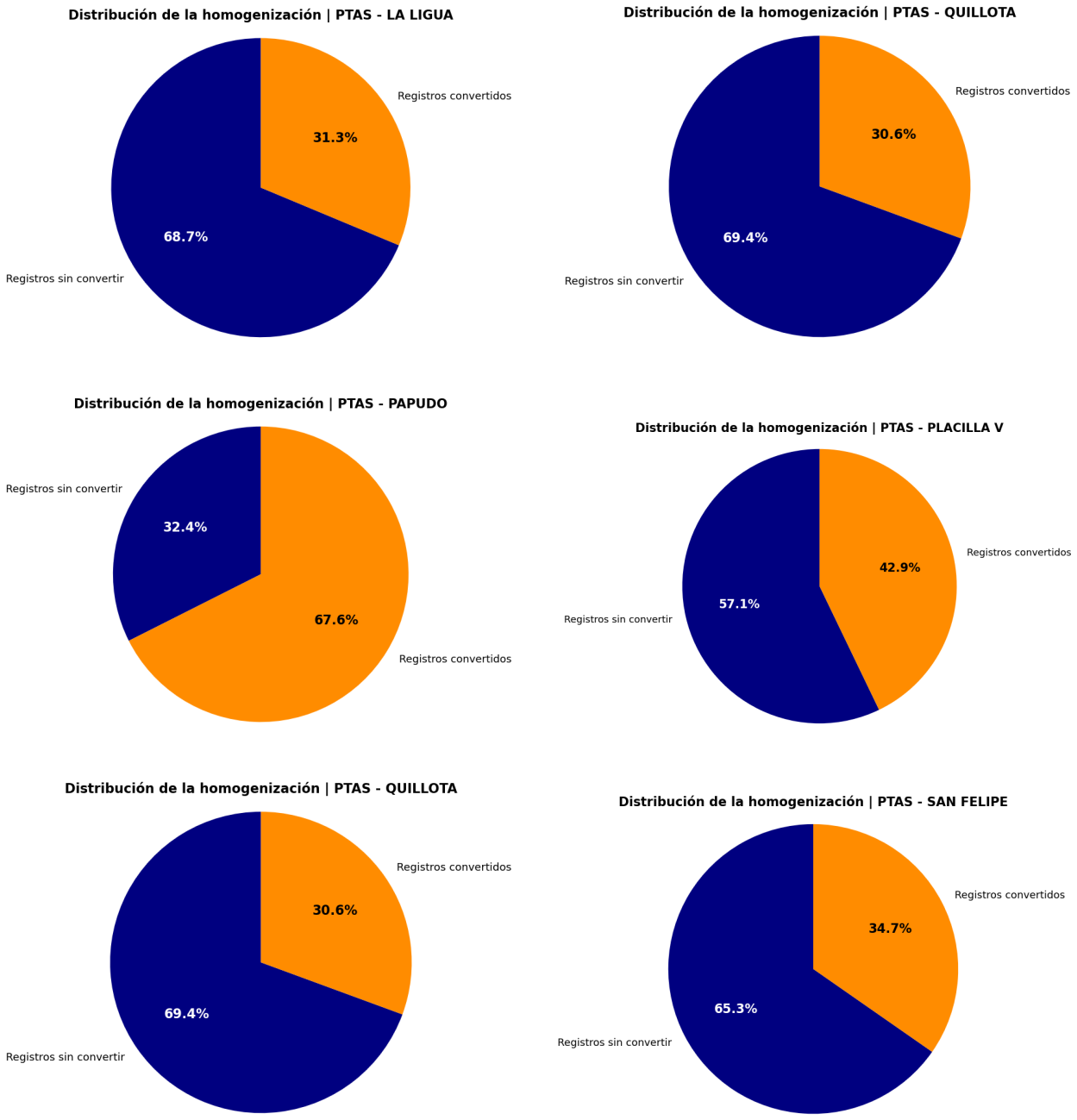


Figura 17: *Distribución de los registros de las plantas a las que se aplica la unificación de las unidades de medida. Elaboración propia.*

7.2. Localización de las PTAS

A partir del procedimiento descrito en la Sección 6.3.1, se identifica la ubicación de las plantas de tratamiento de aguas servidas de la región de Valparaíso. Ilustrada en la imagen satelital presentada en la Figura 18, que abarca tanto el borde costero como la zona interior de la región.

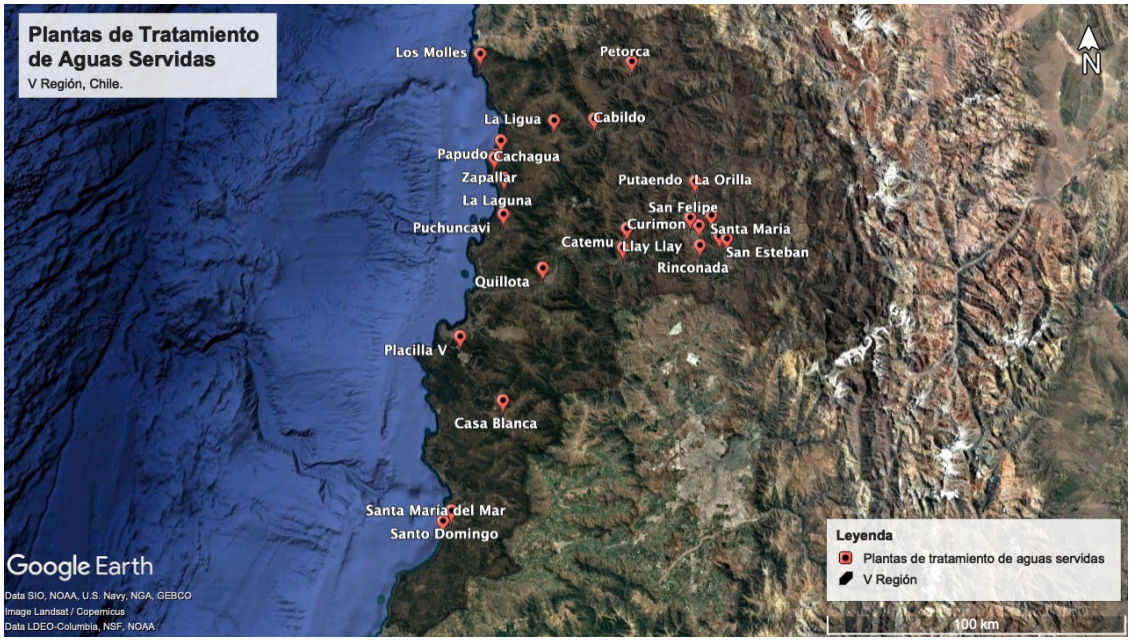


Figura 18: *Mapa de la localización de las plantas de tratamiento de aguas servidas en la V Región. Elaboración propia.*

Al revisar la distribución de las plantas ubicadas en la zona costera, se observa una mayor concentración en las cercanías del litoral, especialmente entre la planta Placilla V y la planta Los Molles, abarcando diversas localidades costeras. Donde la vida cotidiana está fuertemente ligada al turismo y a la actividad residencial. Existiendo una gran probabilidad de registrar variaciones significativas en la cantidad de aguas tratadas, especialmente en temporadas de alta afluencia de visitantes. Mientras las plantas instaladas al interior de la región se encuentran principalmente en zonas agrícolas y urbanas de los valles interiores. Destacando plantas como La Ligua, Los Andes, San Felipe y Quillota, ubicadas en comunas donde las actividades agrícolas, industriales y urbanas

son más intensas. Las cuales tienden a mantener una operación más constante durante el año, debido a la estabilidad en la producción de aguas servidas en estas áreas.

Finalmente, en la Tabla 5 se presenta un listado detallado de las coordenadas geográficas, obtenidas a través del mapa, de cada una de las plantas de tratamiento consideradas en el estudio. Requeridas para los análisis posteriores a realizar.

Tabla 5: *Listado de PTAS y sus Coordenadas.*
Elaboración propia.

Ítem	Nombre de la Planta	Coordenadas (Latitud, Longitud)
1	PTAS - CABILDO	-32.438081, -71.087894
2	PTAS - CACHAGUA	-32.560200, -71.455090
3	PTAS - CASA BLANCA	-33.305140, -71.422890
4	PTAS - CATEMU	-32.781640, -70.972080
5	PTAS - CURIMON	-32.772330, -70.708850
6	PTAS - LA LAGUNA	-32.624160, -71.419490
7	PTAS - LA LIGUA	-32.443278, -71.236500
8	PTAS - LA ORILLA	-32.634394, -70.721513
9	PTAS - LLAY LLAY	-32.840735, -70.986268
10	PTAS - LOS ANDES	-32.805620, -70.634330
11	PTAS - LOS MOLLES	-32.229124, -71.508687
12	PTAS - PAPUDO	-32.506010, -71.431720
13	PTAS - PETORCA	-32.255290, -70.949720
14	PTAS - PLACILLA V	-33.111200, -71.578130
15	PTAS - PUCHUNCAVI	-32.736650, -71.421700
16	PTAS - PUTAENDO	-32.634310, -70.721040
17	PTAS - QUILLOTA	-32.903620, -71.278450
18	PTAS - RINCONADA	-32.833170, -70.706350
19	PTAS - SAN ESTEBAN	-32.812750, -70.607500
20	PTAS - SAN FELIPE	-32.747950, -70.740510
21	PTAS - SANTA MARÍA	-32.740900, -70.663230
22	PTAS - SANTA MARÍA DEL MAR	-33.662100, -71.638100
23	PTAS - SANTO DOMINGO	-33.632280, -71.607320
24	PTAS - ZAPALLAR	-32.552092, -71.449399

7.3. Localización Plantas de H_2

Como resultado de la aplicación del modelo de localización, se logró determinar la ubicación óptima para instalar seis plantas de hidrógeno en la región de Valparaíso. Tal como se puede observar en la Figura 19, las plantas fueron seleccionadas estratégicamente para maximizar la cobertura del territorio y garantizar que todas las PTAS (triángulos azules) queden conectadas a, al menos, una planta de hidrógeno (estrella amarilla) cercana.

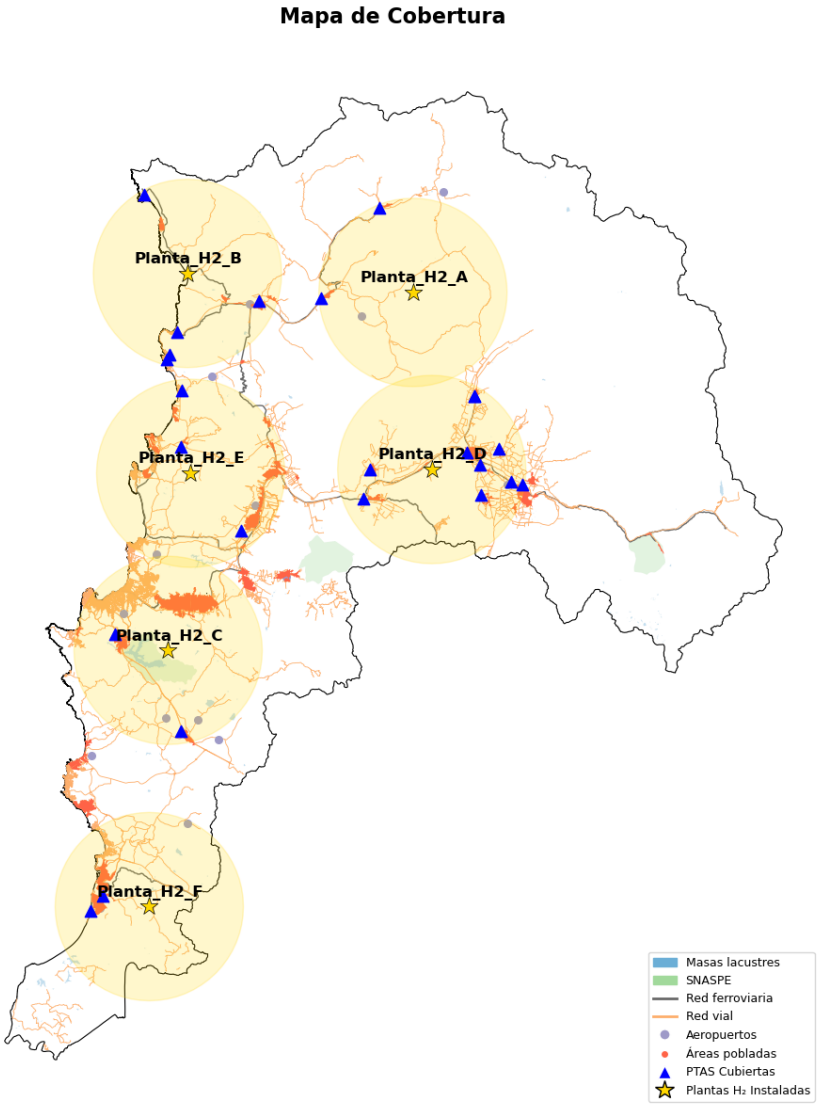


Figura 19: *Mapa de cobertura de las plantas de hidrógeno. Elaboración propia*

La distribución del mapa muestra que las plantas no solo se ubican en puntos estratégicos, sino que también permiten una cobertura equilibrada del territorio, minimizando los traslados y facilitando la conexión entre las instalaciones.

A continuación, en la Tabla 6 se presentan las coordenadas geográficas de las ubicaciones seleccionadas, representadas en el mapa.

Tabla 6: *Plantas seleccionadas y sus coordenadas geográficas. Elaboración propia.*

Planta H_2	**Latitud**	**Longitud**
A	-32,4263298	-70,8685772
B	-32,3880659	-71,4063932
C	-33,1437809	-71,4524821
D	-32,7820025	-70,8236614
E	-32,7895546	-71,3985832
F	-33,6537555	-71,4973979

7.3.1. Asignación de las PTAS a las Plantas de H_2

Definidas las ubicaciones de las plantas de hidrógeno, se efectúan las asignaciones de las PTAS, obteniéndose como resultado la distribución presentada en la Figura 4, en la que se observa cómo cada planta de hidrógeno cubre un grupo específico de plantas de tratamiento, priorizando la cercanía entre las instalaciones para reducir los costos y tiempos de transporte. Destacando la planta de H_2 D, que concentra la mayor cantidad de asignaciones, abasteciendo a diez PTAS ubicadas en distintas comunas de la región. Por sobre el resto de las plantas que presentan asignaciones más acotadas, con rangos que varían entre dos y cinco plantas de tratamiento.

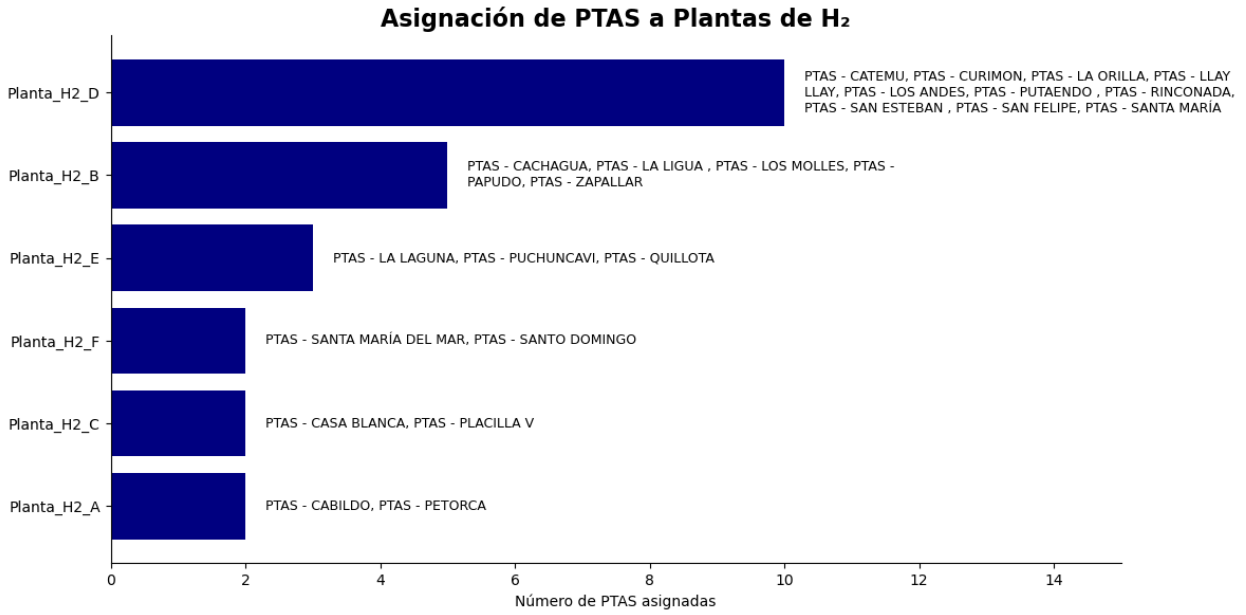


Figura 20: *Distribución resultante de la asignación de las PTAS*
Elaboración propia.

7.4. Suministro de agua disponible

Tras la aplicación de los dos métodos desarrollados para estimar la oferta de agua disponible para las plantas de producción de hidrógeno, en función del volumen tratado por las PTAS asignadas y la posible recuperación de agua a partir de los lodos residuales generados. Se establece como única fuente del suministro de agua el volumen de agua tratado, eliminando el proceso de recuperación de agua de los lodos residuales. Al no realizar una contribución significativa al volumen de agua obtenido en el proceso de tratamiento. Tal como se puede apreciar en los gráficos presentados en la Figura 21 en los que se muestra la comparación entre ambos métodos aplicados para el conjunto de plantas de hidrógeno proyectadas en la región de Valparaíso.

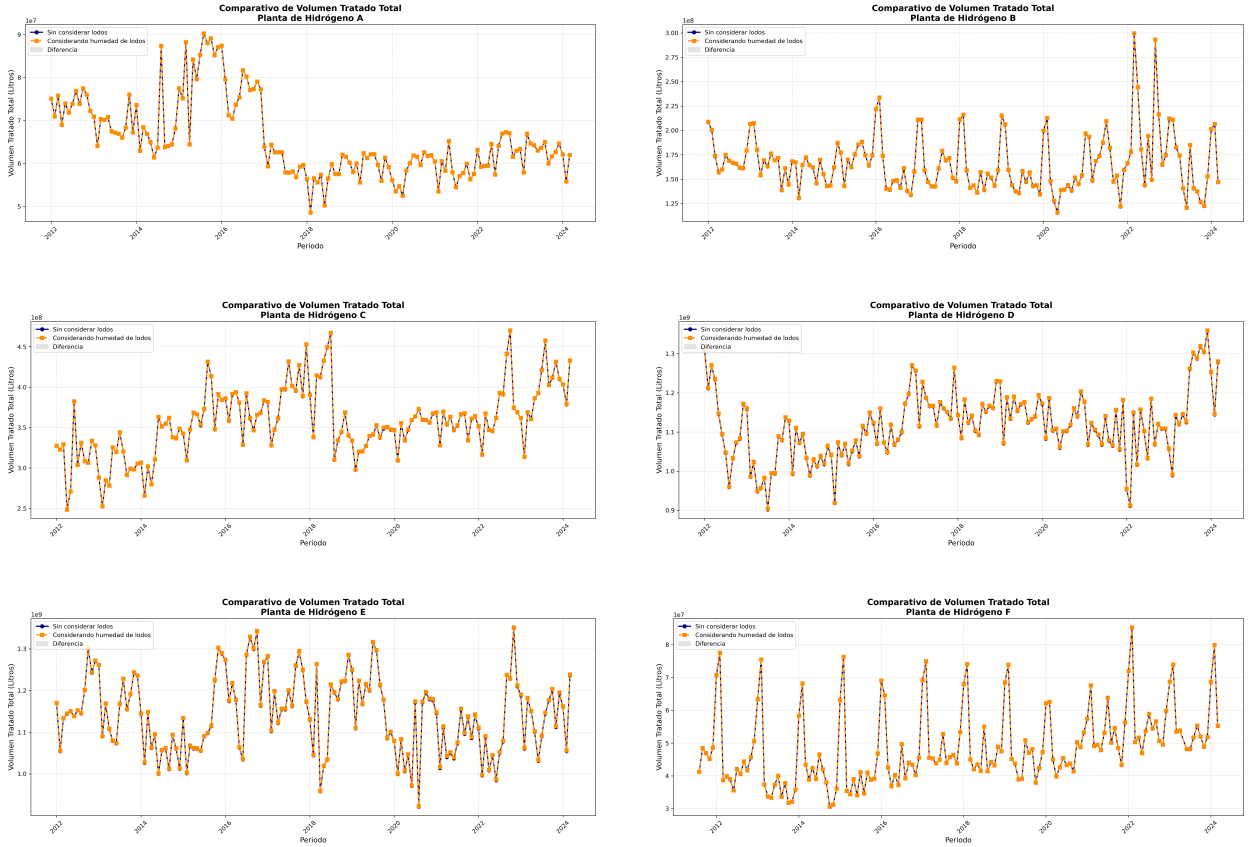


Figura 21: *Gráficos comparativos del suministro de agua disponible obtenido para las plantas de hidrógeno obtenido por el método 1 y 2. Elaboración propia.*

Además, a partir de los resultados obtenidos, es posible identificar los intervalos de disponibilidad de agua para cada una de las plantas proyectadas, los cuales reflejan la variabilidad potencial del suministro en función de las condiciones de operación de las PTAS asignadas. En la Tabla 7 se presentan los rangos de oferta hídrica estimados para cada planta de hidrógeno, expresados en metros cúbicos por mes (m^3/mes).

Tabla 7: *Rangos de disponibilidad de agua estimada para las plantas de hidrógeno proyectadas. Elaboración propia.*

Planta H_2	Disponibilidad mínima (m^3/mes)	Disponibilidad máxima (m^3/mes)
A	48.541.000	90.293.0000
B	115.721.000	299.205.000
C	248.605.000	469.891.140
D	902.127.762	1.358.091.590
E	921.661.800	1.349.967.227
F	30.683.000	85.239.000

Siendo importante mencionar que los intervalos definidos corresponden a las estimaciones mínimas y máximas obtenidas mediante el método seleccionado para el cálculo del suministro. Permitiendo la visualización de la magnitud de las fluctuaciones en la oferta hídrica disponible para cada planta de hidrógeno.

7.5. Proyección del suministro de agua al año 2030

Para realizar la proyección del suministro de agua disponible al año 2030, se elabora un modelo LSTM para cada planta de hidrógeno. Mediante la aplicación de los métodos iterativo y automático, descritos en la metodología. Seleccionando para cada planta, entre los dos modelos obtenidos, el modelo que mejor se ajusta a los datos. En total, se obtuvieron cuatro modelos mediante el método iterativo, correspondientes a las plantas A, C, D y F, mientras que las plantas B y E fueron ajustadas mediante la optimización automática.

En la Tabla 8, se describen los hiperparámetros de los modelos construidos en la Figura 22 se presentan los gráficos de la evolución de la pérdida de aprendizaje, en cada iteración de entrenamiento. para los seis modelos LSTM aplicados para la predicción del suministro de agua de las

plantas de hidrógeno.

Tabla 8: *Configuración de hiperparámetros de los modelos LSTM aplicados en la proyección. Elaboración propia.*

Modelo	Hidden Size	Num Layers	Dropout	Learning Rate	Num Epochs	Batch Size	Sequence lenght
LSTM A	128	2	0.30	0.0095	200	18	24
LSTM B	116	2	0.71	0.0075	500	32	30
LSTM C	128	3	0.05	0.01	100	8	12
LSTM D	128	3	0.05	0.01	300	8	6
LSTM E	131	3	0.42	0.0079	100	8	12
LSTM F	128	2	0.50	0.01	300	32	16

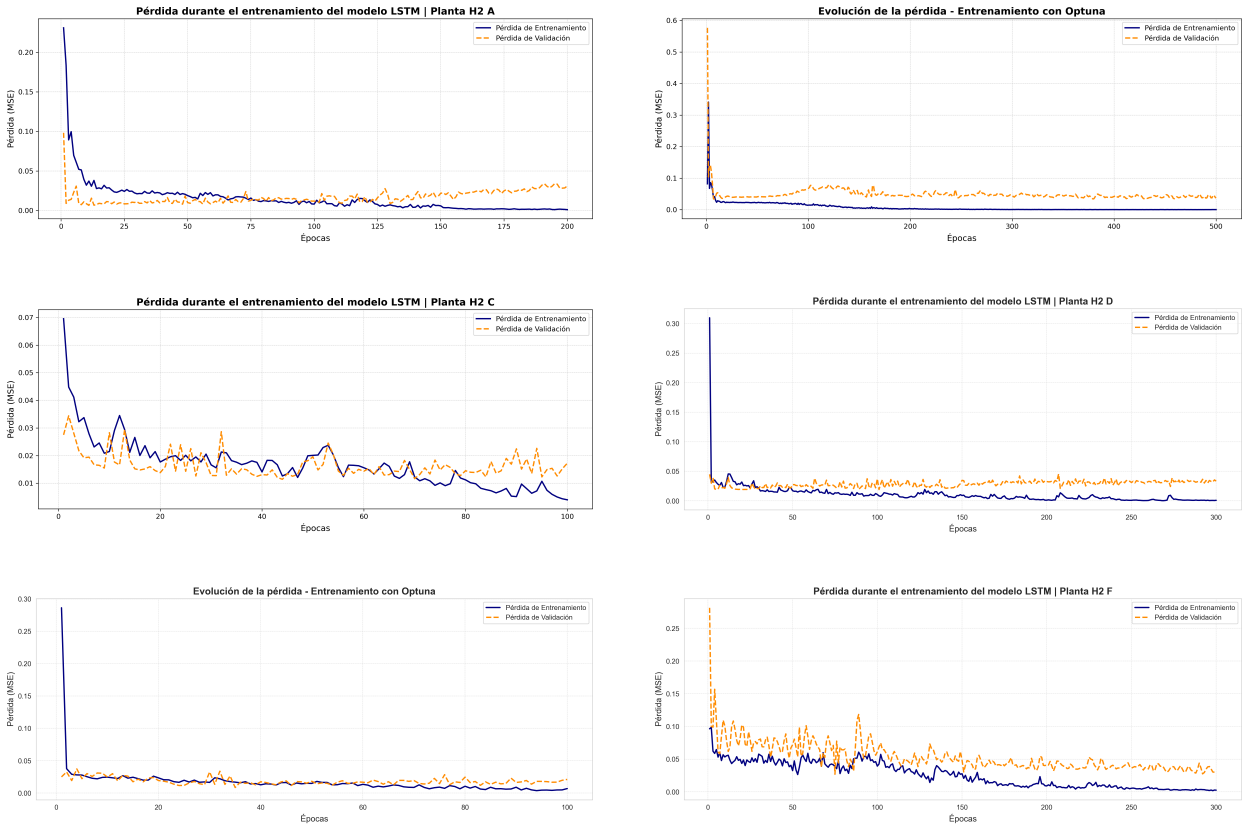


Figura 22: *Gráficos de la perdida de aprendizaje en el entrenamiento de los modelos LSTM. Elaboración propia.*

En términos generales, todos los modelos presentan una disminución progresiva de la pérdida a medida que avanza el entrenamiento, evidenciando la capacidad de las redes para ajustarse

a los datos históricos. No obstante, se observan diferencias relevantes entre los modelos:

- **Plantas A, C, D y F (método iterativo):** muestran descensos pronunciados en la función de pérdida durante las primeras épocas, logrando una reducción significativa al final del entrenamiento. Sin embargo, algunas plantas, como la C y la D, presentan cierta fluctuación en las etapas finales, lo cual refleja un ajuste más inestable en comparación con el resto. Mientras la planta F destaca por su rápido descenso y por alcanzar uno de los niveles más bajos de pérdida.

- **Plantas B y E (optimización automática)** presentan una convergencia más rápida y estable, con curvas de aprendizaje suaves y valores mínimos de pérdida desde etapas tempranas del entrenamiento. Evidenciando la efectividad del ajuste automático en la mejora de la precisión y la estabilidad de los modelos.

En conjunto, los resultados muestran que, si bien ambos enfoques permiten alcanzar un buen ajuste, la optimización automática tiende a mejorar la rapidez de convergencia y a obtener modelos más estables, especialmente en plantas con mayor complejidad o volumen de datos.

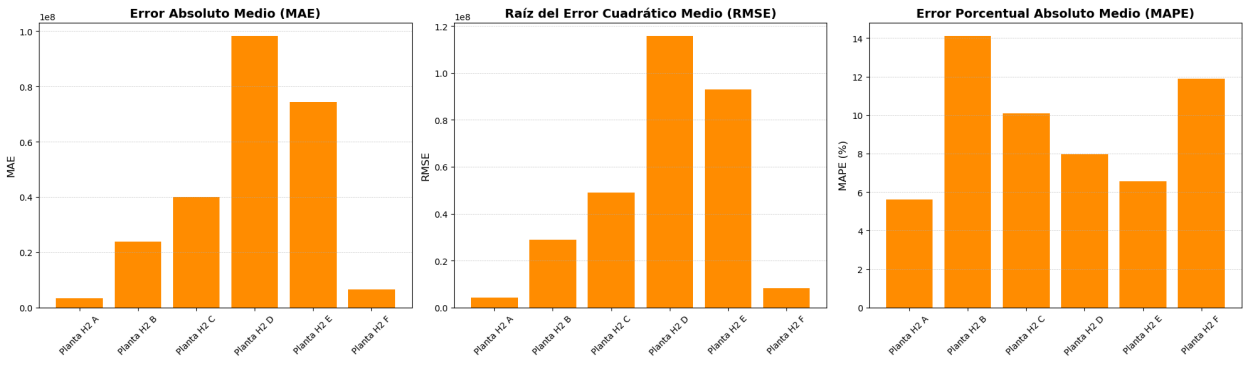


Figura 23: *Desempeño del los modelo LSTM por Planta H2 en Términos de MAE, RMSE y MAPE. Elaboración propia.*

Por otro lado, en los gráficos de la Figura 23 se observa el rendimiento de los modelos LSTM aplicados en las seis plantas de hidrógeno, evaluado mediante tres métricas de error: MAE, RMSE y MAPE.

Al analizar el MAE y el RMSE se observa que las Plantas H2 D y E presentan los valores más altos. Indicando que los modelos tienen mayores dificultades para ajustar sus predicciones a los datos reales. Especialmente en la Planta H2 D, donde se registran los mayores errores, sugiriendo la necesidad de aplicación de mejoras al modelo para lograr un mejor ajuste.

En contraste, a las Plantas H2 A y F que obtienen los mejores resultados en estas métricas, con errores mucho más bajos. Reflejando una mayor precisión y un mejor comportamiento del modelo al predecir, manteniendo una menor diferencia entre los valores reales y las predicciones. Coincidiendo con lo observado durante las fases de entrenamiento, donde ambos modelos mostraron reducciones estables y sostenidas en la función de pérdida.

Al analizar el MAPE, el panorama cambia. La Planta H2 B muestra el mayor valor de MAPE, lo que indica que, aunque sus errores absolutos no sean tan altos, proporcionalmente sus predicciones se desvían más respecto a los valores reales. Por otro lado, en las Plantas H2 D y E, a pesar de los altos errores absolutos, el error porcentual es menor, probablemente porque operan con volúmenes de producción más altos, lo que reduce el impacto relativo del error.

En términos generales, los modelos ajustados mediante optimización automática (Plantas H2 B y E) presentan resultados mixtos. Mientras que la Planta H2 E presenta errores absolutos elevados, la Planta H2 B destaca por su elevado error porcentual. Por su parte, los modelos generados mediante el método iterativo muestran un comportamiento más consistente en ambas métricas, con las Plantas H2 A y F sobresaliendo por su buen desempeño general.

7.5.1. Análisis de las proyecciones de suministro al año 2030

A partir de los modelos entrenados, se obtuvieron las proyecciones del suministro mensual de agua disponible para cada planta al año 2030. Mostrando diferencias significativas entre las plantas, principalmente debido a las capacidades de tratamiento actuales, la variabilidad en los caudales históricos y la cantidad de PTAS asociadas.

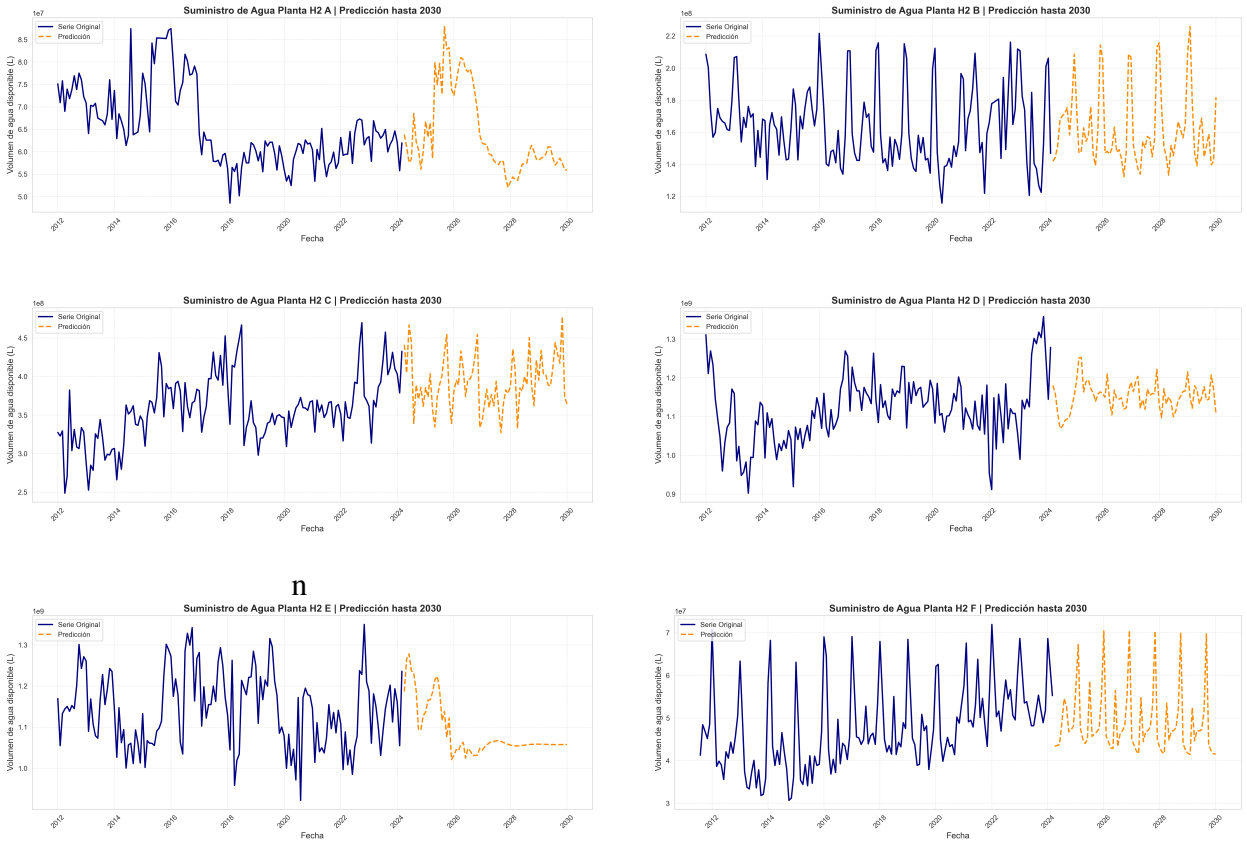


Figura 24: *Predicción del suministro de agua disponible de las plantas de hidrógeno al año 2030. Elaboración propia.*

Los gráficos presentados en la Figura 24 muestran el comportamiento histórico del suministro de agua (línea azul) y las proyecciones mensuales hasta el año 2030 (línea naranja discontinua) para cada planta de hidrógeno analizada. El análisis de las proyecciones evidencia patrones diferenciados entre las plantas:

- **Planta A:** presenta una tendencia decreciente en la disponibilidad de agua, con una marcada disminución hacia los últimos años del período proyectado. Sugiriendo un posible escenario de restricción en la oferta hídrica, pudiendo requerir de medidas de mitigación.

- **Plantas B y E:** muestran una alta variabilidad en las proyecciones mensuales, con oscilaciones pronunciadas a lo largo del período proyectado. Volatilidad que puede estar asociada a la estacionalidad del caudal de entrada o a factores operacionales, indicando la necesidad de monitoreo constante y de planificación flexible en estas instalaciones.

- **Plantas C y D:** presentan proyecciones con un comportamiento relativamente estable, con ligeras fluctuaciones pero sin variaciones abruptas. Sugiriendo una mayor confiabilidad en la disponibilidad hídrica para estas plantas en el mediano plazo.

- **Planta F:** exhibe un comportamiento oscilatorio sostenido a lo largo del tiempo proyectado, aunque con un patrón cíclico relativamente regular. Facilitando la planificación operativa, siempre que se considere la variabilidad estacional implícita en el suministro.

En conjunto, estos resultados permiten identificar las plantas con mayor estabilidad en el suministro, así como aquellas que presentan mayores riesgos de variabilidad o disminución en su disponibilidad.

7.6. Capacidad de producción de H_2

Elaboradas las predicciones del suministro de agua disponible al año 2030, se realiza el cálculo de la capacidad de producción en términos de la disponibilidad de agua. Obteniéndose los resultados presentados en los gráficos de la Figura 25.

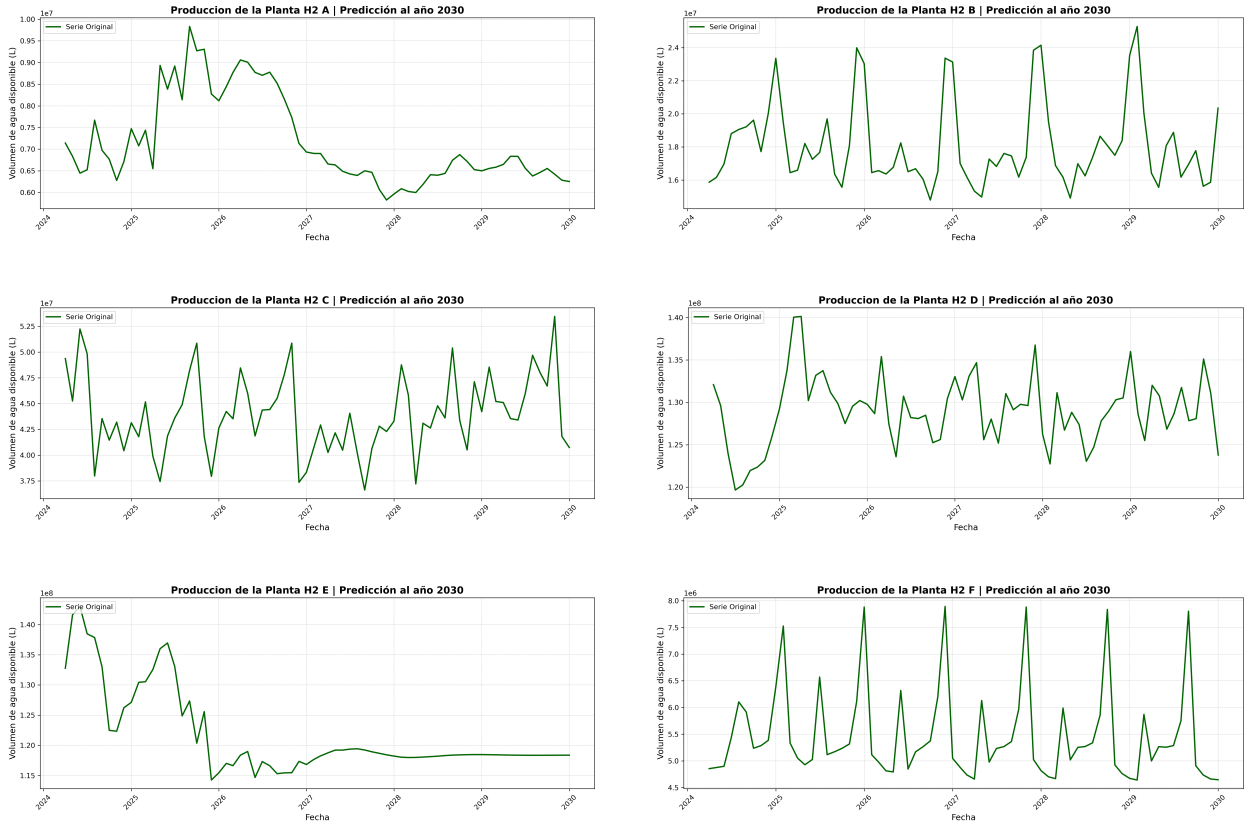


Figura 25: *Estimación de la producción de hidrógeno al 2030 por planta. Elaboración propia.*

Al efectuar un análisis individual de las proyecciones por planta, se observa una diversidad significativa en los patrones de comportamiento esperados hacia el año 2030. Destacándose las plantas B y F por presentar una estacionalidad marcada y consistente, con picos de producción recurrentes a intervalos regulares, lo cual resulta favorable para la planificación operativa y logística del suministro de hidrógeno. En contraste a las plantas A y E, que muestran una tendencia descendente con estabilización en niveles bajos, sugiriendo una reducción sostenida en el volumen de agua tratada o un menor rendimiento operativo proyectado. Mientras las plantas C y D presentan una alta variabilidad sin una tendencia clara, lo que podría atribuirse a la sensibilidad del modelo ante registros históricos inestables o con menor estacionalidad definida.

Estas diferencias en los perfiles de producción no solo responden al comportamiento histó-

rico del recurso hídrico, sino también a condiciones estructurales clave, como la ubicación geográfica de cada planta y la cantidad de PTAS que la abastecen. Dado que, en general, aquellas plantas que concentran un mayor número de instalaciones proveedoras tienden a mostrar una producción más estable y elevada, evidenciando la importancia de una red de suministro robusta. Al contrario, las plantas con menor cobertura o ubicadas en zonas con variabilidad hídrica más pronunciada presentan una producción menos predecible o en descenso. Destacando la necesidad de considerar el contexto territorial y la interconexión entre fuentes de agua al momento de planificar nuevos proyectos, ya que no solo influye en la capacidad instalada, sino también en la sostenibilidad operativa a largo plazo.

Tabla 9: *Niveles de producción de hidrógeno por planta. Elaboración propia.*

Planta H_2	Producción mínima (Kg/mes)	Producción máxima (Kg/mes)
A	5.825.326,98	9.834.720,94
B	14.796.788,31	25.282.286,33
C	36.612.733,22	53.466.902,07
D	119.662.707,96	140.136.717,27
E	114.232.544,06	143.040.702,66
F	4.640.021,59	7.894.308,48

La relación entre cobertura de suministro y desempeño productivo se ve claramente reflejada en los niveles mensuales, estimados para cada planta, presentados en la **Tabla 9**. En la cual se evidencia que las plantas E y D alcanzan los valores más altos tanto en producción mínima como máxima, superando los 140 millones de kilogramos por mes en su punto más alto, respaldando su perfil de alto rendimiento y estabilidad. En contraste con las plantas A y F, que registran los menores volúmenes de producción con cifras que no superan los 10 millones de kilogramos mensuales, en línea con su comportamiento decreciente o irregular previamente analizado. Mientras la planta

C presenta un rango de producción amplio, coherente con su variabilidad intermensual, la planta B se posiciona en un nivel intermedio, con una producción máxima que supera los 25 millones de kilogramos mensuales y una mínima de casi 15 millones, indicando una capacidad más estable y una estacionalidad marcada, tal como se evidenció en su serie temporal.

Permitiendo reafirmar que la capacidad de producción de hidrógeno no solo responde a parámetros tecnológicos, sino que depende fuertemente del contexto operacional en el que se inserta cada planta, sobre todo del volumen, la cobertura y la regularidad del suministro de aguas residuales tratadas que recibe la planta de hidrógeno.

7.7. Estimación del consumo energético

La Tabla 10 presenta el consumo eléctrico estimado para cada una de las plantas de hidrógeno proyectadas en la Región de Valparaíso, considerando las dos tecnologías de electrólisis analizadas: alcalina y de membrana de intercambio de protones (PEM). Las cifras se expresan en gigavatios-hora (GWh) y fueron calculadas a partir de los niveles de producción de hidrógeno proyectados y los consumos energéticos específicos de cada tipo de electrolizador.

Tabla 10: *Consumo eléctrico estimado por planta de hidrógeno y tecnología de electrólisis. Elaboración propia.*

Planta	Alcalino (GWh)	PEM (GWh)
A	22.604,71	22.046,65
B	57.060,64	55.651,93
C	138.611,75	135.189,71
D	406.955,34	396.908,46
E	383.812,41	374.336,88
F	17.236,21	16.810,69

Tal como se observa en la Tabla 10, las plantas D y E concentran los mayores requeri-

mientos energéticos acumulados durante el horizonte de evaluación, con consumos que superan los 380 GWh en el caso de electrólisis alcalina. Alcanzando la planta D un total estimado de 406,9 GWh, mientras que la planta E bordea los 383,8 GWh. Cifras directamente relacionadas por su alta capacidad de producción proyectada, determinada por el volumen de agua residual disponible y el número de PTAS asignadas a cada una. Situación que se replica en el caso de la tecnología PEM, con la salvedad de que los consumos disminuyen levemente, situándose en 396,9 GWh para la planta D y 374,3 GWh para la planta E, confirmando la tendencia de mayor eficiencia energética de esta tecnología frente a la alcalina.

Por otro lado, las plantas A y F presentan los niveles más bajos de consumo eléctrico del sistema con valores que oscilan entre 16,8 y 22,6 GWh, dependiendo de la tecnología utilizada, en consecuencia de su escala de operación más acotada y su cobertura hídrica limitada. A diferencia de las plantas B y C, que se ubican en un rango intermedio, con consumos que varían entre 55 y 138 GWh.

Posicionándose la tecnología PEM por sobre la alcalina, al permitir reducir el consumo eléctrico en torno a un 2 % a 3 %. Diferencias porcentuales que, si bien pueden parecer pequeñas, en términos acumulados su efecto adquiere relevancia en contextos de operación continua y alta escala, como ocurre en las plantas D y E. Al representar, en el caso de la planta D, más de 10 GWh, valor equivalente al consumo energético anual de varios miles de hogares.

Siendo su eficiencia, junto con su capacidad de respuesta dinámica ante variaciones del suministro eléctrico, lo que convierte a los electrolizadores PEM en la opción atractiva para instalaciones que busquen integrarse a fuentes renovables intermitentes, como la energía solar o eólica. No obstante, su elección debe sopesarse con factores como el mayor costo de inversión inicial y la disponibilidad de materiales críticos.

7.8. Costo nivelado de hidrógeno (LCOH)

La Tabla 11 muestra la estimación del costo nivelado de hidrógeno (LCOH) para cada planta en los años 2022 y 2030, permitiendo evaluar la evolución de los costos asociados a la producción en el horizonte de análisis. Evidenciando, en términos generales, una tendencia decreciente en los valores proyectados, atribuible principalmente a economías de escala, mejoras tecnológicas y un mayor aprovechamiento de la capacidad instalada.

Tabla 11: *LCOH por planta de hidrógeno estimado para los años 2022 y 2030. Elaboración propia.*

Planta H_2	**LCOH 2022 (USD/kg-H_2)**	**LCOH 2030 (USD/kg-H_2)**
A	5,42	3,59
B	6,23	4,10
C	5,88	3.90
D	5,17	3,57
E	6,15	4,04
F	6,24	4,10

Mientras que en el caso particular de cada una de las plantas, las plantas A y D se destacan por registrar las disminuciones más pronunciadas, al estimarse para el año 2030 costos de 3,59 y 3,57 USD/kg-H_2, representando una reducción cercana al 30 % respecto a sus niveles iniciales. En contraste, a lo que ocurre con las plantas B y F, las cuales, a pesar de registrar de igual manera una tendencia a la baja, mantienen valores más elevados cercanos a los 4,10 USD/kg-H_2. Reflejando la influencia de factores como una menor eficiencia operativa o mayores costos fijos en la estructura productiva.

Siendo posible apreciar la dinámica, anteriormente descrita, en la Figura 26 que ilustra la evolución temporal del costo total de producción de cada planta en el período de 2024 al 2030. Al

permitir profundizar en la comprensión de la estructura de costos de cada planta, al destacar no solo los niveles absolutos de gasto, sino también su comportamiento en el tiempo.

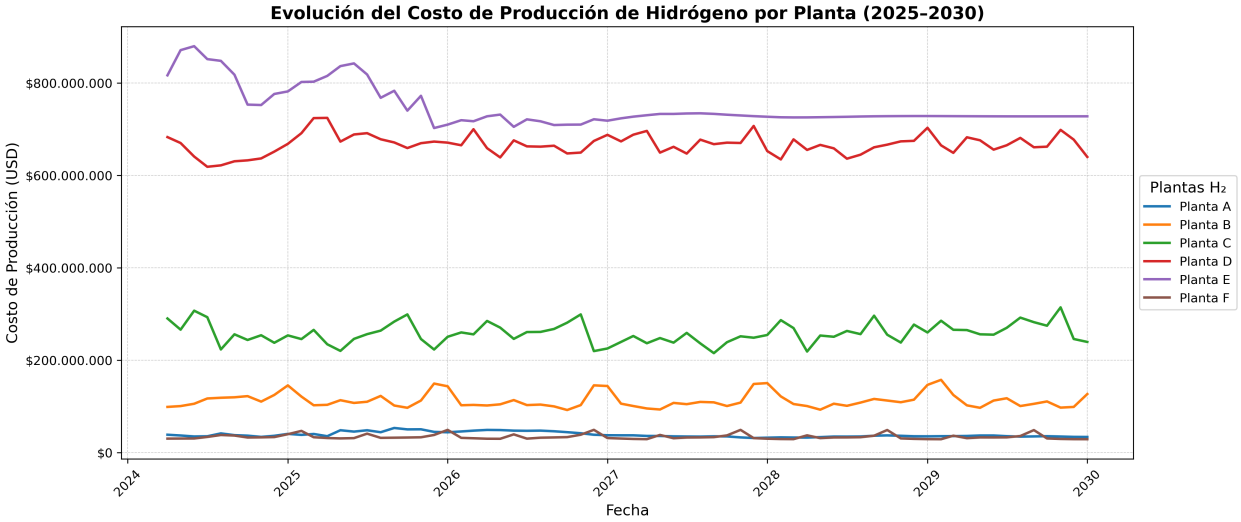


Figura 26: *Evolución del costo de producción de hidrógeno (USD) en las plantas A–F durante el periodo 2024–2030. Elaboración propia.*

Consolidándose el perfil favorable de las plantas A y D al mantener costos bajos y relativamente estables a lo largo del periodo analizado, lo que se traduce en una mayor previsibilidad financiera y eficiencia operativa. En contraste, al comportamiento de las plantas C, E y F que presentan niveles de costo más elevados y sostenidos, pudiendo verse limitada su competitividad a largo plazo en caso de no incorporarse medidas de optimización tecnológica o de gestión. Mientras que la planta B cuenta con un comportamiento intermedio, al mostrar una leve disminución progresiva de sus costos hacia el final del horizonte de evaluación.

En conjunto, los resultados de ambos análisis destacan la necesidad de incorporar, además de la capacidad de producción y la disponibilidad del recurso hídrico, una evaluación detallada de la trayectoria de los costos operacionales como criterio clave en la toma de decisiones. Al ser fundamental, al momento de priorizar inversiones, establecer escalas óptimas de implementación y

definir políticas públicas que promuevan de manera efectiva el desarrollo sostenible del hidrógeno verde.

7.9. Sensibilización de los resultados

7.9.1. Producción

A fin de complementar el análisis de las proyecciones de producción, se ejecuta una sensibilización mensual de la capacidad de producción en el horizonte de evaluación, a través de los escenarios presentados en la Figura 27. Cuyo análisis muestra que todas las plantas sostienen una estacionalidad bien definida, incluso ante variaciones de entrada, proporcionando robustez estructural a los modelos utilizados.

Las plantas B y F exhiben una sensibilidad acentuada en sus picos anuales, donde las diferencias entre los escenarios extremos pueden superar el 20 % en determinados meses, sugiriendo una mayor exposición a fluctuaciones en el volumen de agua tratada o en factores operacionales críticos. Por otro lado, las plantas D y E presentan bandas de sensibilidad más estrechas en términos relativos, reflejando una mayor estabilidad frente a perturbaciones externas.

Confirmándose que, si bien la producción de hidrógeno es sensible a ciertos factores de entrada, la tendencia general y la estacionalidad proyectada se mantienen consistentes en todos los casos. Respaldando la viabilidad de utilizar estos modelos como base para la toma de decisiones estratégicas, incluso al considerarse escenarios de incertidumbre.

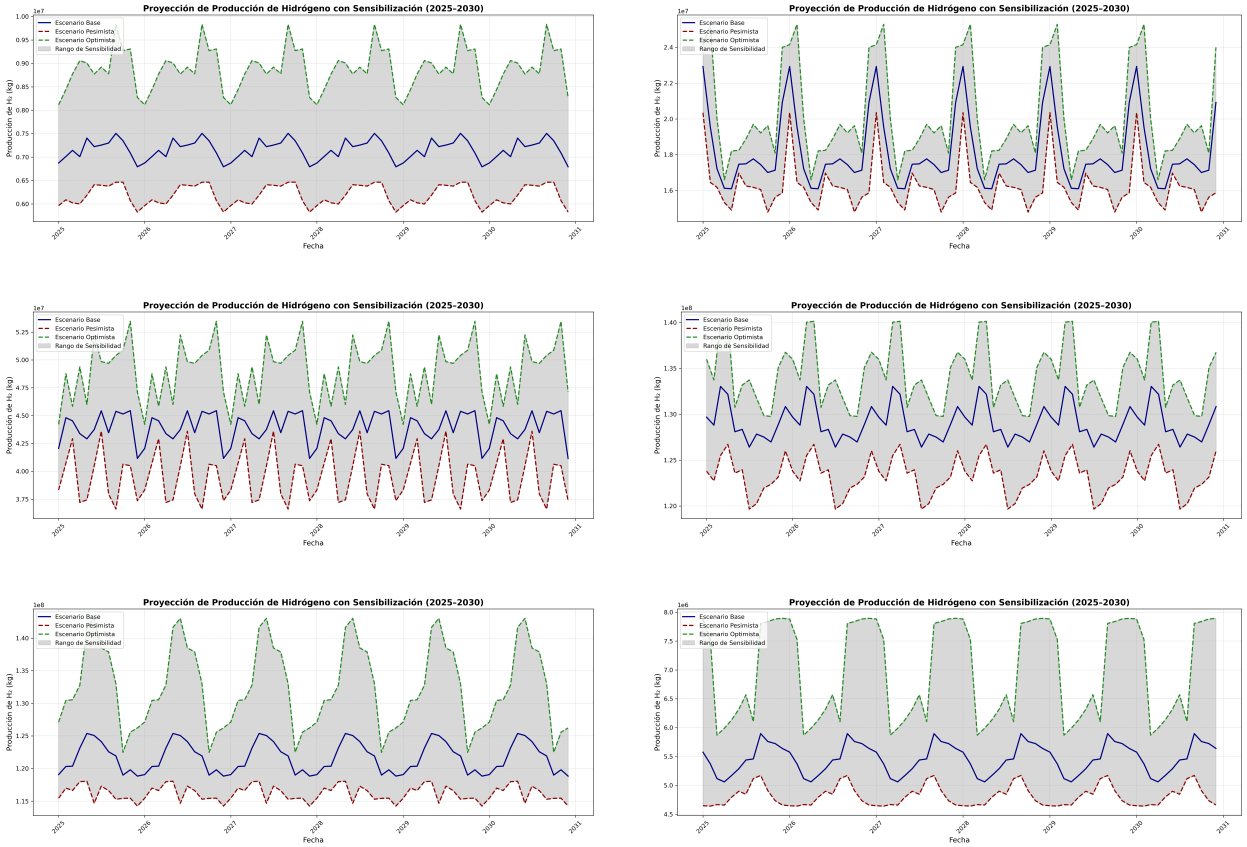


Figura 27: *Sensibilización mensual de la producción de hidrógeno proyectada. Elaboración propia.*

En la Tabla 12 se encuentran resumidos los resultados globales del análisis de sensibilización. Complementando el análisis anterior desde una perspectiva acumulada, evidenciando cómo las diferencias relativas frente al escenario base varían considerablemente entre plantas.

Las mayores variaciones relativas se concentran en las plantas F y A, con incrementos de hasta un 27,97 % y 23,97 % respectivamente en el escenario optimista, reflejando una alta sensibilidad frente a cambios en las condiciones operativas. Al contrario de las plantas D y E, que muestran una respuesta más contenida, con diferencias que no superan el 4 %, reflejando una mayor estabilidad estructural y operativa. Reafirmándose con esta diversidad en los márgenes de variación, la importancia de incorporar explícitamente la variabilidad como criterio técnico en la planificación

de este tipo de proyectos, a modo de anticipar escenarios de riesgo, ajustar rangos operacionales y priorizar aquellas ubicaciones que combinan la estabilidad con un alto potencial de producción.

Tabla 12: *Resumen de la producción proyectada por escenario para las plantas de hidrógeno (2024–2030). Elaboración propia.*

Planta	Escenario	Producción Total (Kg)	Diferencia vs Base
A	Pesimista	445.600.852,45	-13,60 %
	Base	515.740.742,96	—
	Optimista	639.361.417,44	+23,97 %
B	Pesimista	1.169.892.278,24	-10,21 %
	Base	1.302.907.065,17	—
	Optimista	1.452.078.926,12	+11,45 %
C	Pesimista	2.842.884.125,85	-10,18 %
	Base	3.165.061.343,04	—
	Optimista	3.527.128.000,31	+11,44 %
D	Pesimista	8.878.217.338,11	-4,45 %
	Base	9.291.947.384,78	—
	Optimista	9.665.086.972,52	+4,02 %
E	Pesimista	8.364.093.432,07	-4,49 %
	Base	8.757.232.906,20	—
	Optimista	9.535.428.081,79	+8,89 %
F	Pesimista	346.381.069,32	-11,85 %
	Base	392.949.383,81	—
	Optimista	502.856.444,66	+27,97 %

Por ende, tanto el modelo de predicción de la producción mensual de hidrógeno, desarrollado mediante redes neuronales LSTM, como el análisis de sensibilidad aplicado sobre sus resultados, contribuyen de manera complementaria a fortalecer la consistencia del enfoque metodológico utilizado. Permitiendo esta configuración no solo evaluar la proyección base del sistema, sino también su respuesta ante posibles variaciones operacionales, entregando una representación

más realista del comportamiento esperado. Respaldando en conjunto la utilidad del modelo como herramienta de apoyo para la toma de decisiones estratégicas en escenarios caracterizados por incertidumbre climática y variabilidad en el suministro de aguas residuales.

7.9.2. Consumo eléctrico

Al estar el consumo eléctrico, efectuado por los electrolizadores, ligado al nivel de producción de las plantas de hidrógeno. Se realiza su sensibilización en base a los tres escenarios planteados, a modo de evaluar el comportamiento de la demanda energética frente a las fluctuaciones del suministro de agua y, por consiguiente, de los niveles de producción proyectados. Obteniéndose los valores informados en la Tabla 13.

Tabla 13: *Consumo energético proyectado por planta, tecnología y escenario. Elaboración propia.*

Planta	Tecnología	Pesimista (GWh)	Base (GWh)	Optimista (GWh)
A	Alcalino	20.081,70	23.242,66	28.813,82
	PEM	19.585,92	22.668,85	28.102,46
B	Alcalino	52.723,01	58.717,53	65.440,20
	PEM	51.421,39	57.267,92	63.824,61
C	Alcalino	128.118,99	142.639,41	158.955,51
	PEM	124.956,00	139.116,96	155.031,23
D	Alcalino	400.110,67	418.756,06	435.572,18
	PEM	390.232,77	408.417,84	424.818,80
E	Alcalino	376.940,88	394.658,32	429.728,90
	PEM	367.634,99	384.915,02	419.119,78
F	Alcalino	15.610,20	17.708,88	22.662,01
	PEM	15.224,82	17.271,68	22.102,53

A partir de la sensibilización realizada se logra observar que el consumo energético pro-

yectado varía proporcionalmente entre los escenarios definidos, manteniendo coherencia con los niveles de producción estimados para cada planta. Las plantas D y E registran los valores más altos, especialmente en el escenario optimista con tecnología alcalina, donde superan los 430 GWh. En contraste, a la planta F, que presenta los consumos más bajos del sistema, con un rango que va desde los 15,6 GWh en el escenario pesimista hasta los 22,6 GWh en el optimista, según la tecnología utilizada.

Esta tendencia se mantiene en todos los casos, confirmando que los electrolizadores tipo PEM requieren menos energía que los sistemas alcalinos para un mismo nivel de producción. Acentuándose la diferencia en los escenarios de mayor demanda, tal como muestra el comportamiento del consumo eléctrico de la planta D en el escenario optimista, en el que la diferencia entre ambas tecnologías alcanza los 10,7 GWh. Produciéndose un ahorro energético significativo al proyectar una operación continua y a gran escala.

Si bien las diferencias relativas entre tecnologías pueden parecer moderadas, su impacto acumulado a nivel de sistema es considerable. Pudiendo incidir directamente en los costos operativos, así como en la posibilidad de integrar eficientemente fuentes de energía renovable, sobre todo en regiones con limitaciones en la infraestructura de generación o transmisión.

Además, el análisis de sensibilidad evidencia que la variabilidad del consumo energético está determinada principalmente por la escala de producción proyectada, más que por la tecnología de electrólisis utilizada. Destacando la importancia de una planificación energética integral, que no solo considere la eficiencia de cada tecnología, sino también el tamaño, la ubicación y el diseño de las instalaciones.

7.9.3. Costo de producción

Estimada la producción de hidrógeno y su respectivo consumo energético, se procede a evaluar el costo total de generación proyectado para cada planta. A modo de comprender el impacto financiero acumulado durante el horizonte de evaluación, a través de la integración de las variaciones en los niveles de producción y el costo unitario estimado por kilogramo de hidrógeno generado.

Tabla 14: *Costo total proyectado por escenario para plantas de hidrógeno. Elaboración propia.*

Planta	Escenario	Costo Total (USD)
A	Pesimista	2.415.156.620,26
	Base	2.795.314.826,86
	Optimista	3.465.338.882,55
B	Pesimista	7.288.428.893,43
	Base	8.117.111.016,01
	Optimista	9.046.451.709,73
C	Pesimista	16.716.158.660,02
	Base	18.610.560.697,10
	Optimista	20.739.512.641,83
D	Pesimista	45.900.383.638,04
	Base	48.039.367.979,31
	Optimista	49.968.499.647,92
E	Pesimista	51.439.174.607,24
	Base	53.856.982.373,12
	Optimista	58.642.882.703,02
F	Pesimista	2.161.417.872,53
	Base	2.452.004.154,94
	Optimista	3.137.824.214,66

La Tabla 14 presenta el costo total proyectado para cada planta de hidrógeno, calculado

en función del volumen de producción acumulado durante el horizonte de evaluación y el costo nivelado de hidrógeno (LCOH) asociado a cada instalación. El análisis se realiza bajo los tres escenarios definidos previamente: pesimista, base y optimista; con el objetivo de capturar la variabilidad potencial en los resultados ante cambios en la disponibilidad de agua tratada y en la capacidad productiva de cada planta.

En línea con los resultados anteriores, los costos totales se incrementan progresivamente entre escenarios, reflejando la relación directa entre mayor producción y mayor inversión operativa requerida. Las plantas D y E registran los valores más altos del sistema, con costos que superan los 48 mil millones y 58 mil millones de dólares en el escenario base y optimista, respectivamente. Esta magnitud responde tanto a su alta capacidad de producción como a su amplia cobertura geográfica, instalándolas como nodos estratégicos dentro del sistema regional de hidrógeno.

En contraste a las plantas A y F que muestran los costos más bajos, con valores que oscilan entre 2.1 y 3.4 mil millones de dólares, acorde a su menor escala y volumen de producción proyectado. Mientras que las plantas B y C se ubican en rangos intermedios, manteniendo una proporción coherente con su capacidad operativa y nivel de cobertura.

Este análisis reafirma la importancia de considerar no solo el LCOH unitario, sino también el costo total del sistema a lo largo del tiempo. La variabilidad entre escenarios evidencia cómo los cambios en la disponibilidad hídrica o en la eficiencia del proceso pueden impactar directamente en la magnitud de la inversión requerida. Resultando fundamental incorporar este tipo de análisis de sensibilidad en la toma de decisiones estratégicas, para priorizar aquellas ubicaciones que no solo presenten bajos costos unitarios, sino también un balance adecuado entre producción, inversión y retorno esperado.

7.10. Evaluación del nivel de preparación tecnológica (TRL)

La evaluación del nivel de preparación tecnológica se centró en los tres componentes principales del sistema proyectado: el tratamiento de aguas residuales, las tecnologías de electrólisis para la producción de hidrógeno y el grado de integración de los procesos en contextos reales.

Obteniéndose un TLR entre 8 y 9 para las tecnologías de tratamiento de aguas servidas presentes actualmente en la región, correspondiente a lagunas aireadas, lodos activados, procesos primarios con desinfección y reactores biológicos secuenciales. Al registrar un alto grado de madurez y estar ampliamente validadas a nivel nacional como internacional.

En términos de la producción de hidrógeno por electrólisis, la tecnología alcalina es la opción más consolidada, con un TRL de 9, al estar respaldada por décadas de aplicación comercial (International Energy Agency, 2021a). En tanto, la electrólisis a través de la membrana de intercambio de protones (PEM) alcanza niveles entre TRL 7 y 9, dependiendo de la escala del sistema y del proveedor. Posicionándose actualmente como una de las opciones con mayor crecimiento en el mercado internacional (International Renewable Energy Agency, 2020). Al contrario de la tecnología de electrólisis por óxido sólido (SOEC) que se encuentra en etapas más tempranas de desarrollo, con un TRL estimado entre 5 y 7, aún limitado a entornos piloto y de validación experimental.

Como Tecnología complementaria, destaca el proyecto $BIOh_2$, que ha demostrado a nivel piloto la factibilidad de generar hidrógeno a partir de las aguas residuales a través de rutas biológicas. Si bien su enfoque se basa en procesos fermentativos y no en electrólisis, su desarrollo refuerza el potencial técnico del aprovechamiento energético de efluentes, especialmente mediante configuraciones modulares y replicables. El proyecto ha alcanzado una pureza de hidrógeno supe-

rior al 70 %, con tiempos de retención reducidos y escalabilidad demostrada, posicionándose en niveles TRL entre 5 y 6, según los reportes disponibles (H2News, 2022; Zinnae, 2022) aportando evidencia empírica sobre la aplicabilidad de este tipo de soluciones en contextos reales, sugiriendo posibles vías de complementariedad tecnológica con los sistemas evaluados en el presente estudio.

En conjunto, los resultados evidencian que las tecnologías contempladas cuentan, en su mayoría, con un alto nivel de preparación tecnológica, respaldando su viabilidad técnica para ser implementadas en la producción de hidrógeno a partir de aguas residuales. Planteándose, bajo este contexto, como principales desafíos los aspectos económicos, normativos y de integración operativa.

7.11. Análisis exploratorio del suministro energético

A partir del diagnóstico realizado, se establece que la Región de Valparaíso cuenta con una capacidad total instalada de generación cercana a los 433 MW, proveniente de una combinación de fuentes convencionales y renovables (Adevcom, s f). Esta base energética proporciona un contexto favorable para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno, siempre que se consideren las particularidades de acceso y distribución energética local.

En la Tabla 15 se resume la infraestructura eléctrica disponible para la conexión de cada una de las plantas proyectadas, revelando una importante cobertura de líneas de transmisión en 110 kV y 220 kV. Destacándose en particular las plantas D y E, por contar adicionalmente con la posibilidad de acceso directo a la generación fotovoltaica local Panquehue II (6 MW) y El Boco (3 MW), ampliando sus alternativas de suministro y potencial de integración con energías limpias. Reforzando la posibilidad de que estas plantas operen con un menor costo marginal y una huella

de carbono más baja al poder generar hidrógeno verde, en caso de utilizar de manera exclusiva la energía proveniente de las plantas fotovoltaicas.

Tabla 15: *Infraestructura eléctrica disponible para la conexión de las plantas de hidrógeno. Elaboración propia.*

Planta	Tipo de infraestructura	Nombre de la instalación	Capacidad
A	Línea de transmisión	Quillota - Los Piuquenes	220 kV
B	Línea de transmisión	Choapa – Quinquimo	110 kV
		Nogales – Los Vilos	220 kV
C	Línea de transmisión	San Luis - Agua Santa	220 kV
D	Línea de transmisión	Esperanza Hasa – Aconcagua	110 kV
	Planta fotovoltaica	Panquehue II	6 MW
E	Línea de transmisión	Nueva Ventanas – Nogales	220 kV
		Quinquimo – Nogales	110 kV
		Central Quintero – San Luis	220 kV
		San Pedro – Ventanas	110 kV
	Planta fotovoltaica	El Boco	3 MW
F	Línea de transmisión	Leyda - San Antonio	110 kV

Por su parte, las conexiones de alta tensión identificadas para las plantas A, B y C permiten su vinculación al sistema de transmisión principal, facilitando la estabilidad operativa y la posibilidad de escalar la producción sin comprometer la seguridad del suministro. La planta F, aunque con menor disponibilidad de infraestructura complementaria, cuenta con acceso a una línea de 110 kV, suficiente para abastecer operaciones de menor escala o fases piloto de implementación. Sin embargo, el hidrógeno producido no podría ser considerado hidrógeno verde hasta que Chile logre cumplir con el objetivo propuesto de carbono neutralidad del sector energético.

Pudiendo establecerse de manera preliminar, que desde el punto de vista energético, la mayoría de las ubicaciones propuestas disponen de condiciones técnicas viables para el desarrollo de sistemas de electrólisis. No obstante, se recomienda evaluar en detalle las capacidades reales de conexión, la disponibilidad horaria de la energía renovable y los posibles puntos de congestión en la red, de acuerdo con los informes técnicos del Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023).

8. Conclusión

El estudio desarrollado evaluó la factibilidad de producir hidrógeno verde a partir del uso de aguas servidas tratadas en la Región de Valparaíso, como una alternativa innovadora para contribuir a la sostenibilidad del sistema energético regional. Para ello, se integraron dimensiones técnicas, tecnológicas, territoriales y financieras mediante una metodología mixta que combinó la caracterización de plantas de tratamiento de aguas servidas (PTAS), la evaluación de tecnologías de electrólisis disponibles en Chile, la modelación espacial mediante programación lineal entera para definir localizaciones óptimas y la estimación del costo nivelado de hidrógeno (LCOH) hacia el año 2030.

La caracterización de las 24 PTAS con descarga a cuerpos de agua permitió identificar una red de infraestructura operativa con tecnologías mayoritariamente basadas en lagunas aireadas y lodos activados, ambas con un alto nivel de madurez tecnológica (TRL 8–9). Constatándose que la mayoría de las plantas operan de manera estable y continua, asegurando una oferta hídrica confiable y sostenida en el tiempo. Al encontrarse distribuidas a lo largo de zonas costeras e interiores de la región, se registra una cobertura territorial suficiente para el desarrollo de un modelo descentralizado de producción de hidrógeno sin comprometer el abastecimiento para otros usos.

En términos de la viabilidad tecnológica, se determinó que las tecnologías de electrólisis alcalina y PEM son actualmente las opciones más aplicables a escala regional, al presentar elevados niveles de preparación tecnológica y disponibilidad comercial. Siendo ambas tecnologías compatibles con el uso de aguas residuales tratadas como insumo hídrico para la generación de hidrógeno verde. Determinándose que la región cuenta con condiciones técnicas, normativas y de infraestructura adecuadas para adoptar las tecnologías en el corto y mediano plazo.

A través del uso de un modelo de programación lineal entera con cobertura total, se identificaron seis ubicaciones óptimas para la instalación de plantas de hidrógeno, en base a los criterios de proximidad, eficiencia operativa, volumen tratado y conectividad energética. Permitiendo optimizar el uso del recurso disponible, maximizar la cobertura de las PTAS e identificar zonas clave como las representadas por las plantas D y E. Además, se evaluó la cercanía de las ubicaciones obtenidas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), concluyendo que solo dichas plantas presentan condiciones adecuadas para efectuar la producción de hidrógeno verde al año 2030, mientras que las restantes podrían iniciar operaciones como hidrógeno gris o azul, en la medida en que mejore el acceso a energías renovables.

Confirmándose con la evaluación financiera del sistema propuesto, con proyecciones del LCOH entre 3,57 y 4,10 USD/kg-H2 hacia 2030. Los costos más bajos se asociaron a las plantas con mayor volumen tratado y mayor continuidad operativa, destacando particularmente las plantas D y A. En respuesta a factores como el avance tecnológico, la mejora en la eficiencia de los sistemas y la consolidación de economías de escala. Aunque se observaron diferencias entre plantas, todas las proyecciones se mantienen dentro de rangos competitivos que respaldan la implementación progresiva del sistema.

Siendo posible afirmar con base en la evidencia técnica, territorial, tecnológica y económica recopilada, que la producción de hidrógeno verde a partir de aguas residuales tratadas en la Región de Valparaíso es una alternativa viable, sostenible y alineada con los objetivos de transición energética del país. Al disponer la región de una infraestructura hídrica funcional, tecnologías consolidadas para su valorización, condiciones espaciales favorables y proyecciones de costos que permiten plantear un modelo descentralizado de producción de hidrógeno. Representando esta estrategia una oportunidad concreta para diversificar la matriz energética, fortalecer la gestión del

recurso hídrico bajo un enfoque de economía circular y posicionar a Valparaíso como un territorio pionero en innovación energética y sustentabilidad ambiental.

9. Limitaciones

El presente estudio constituye una aproximación inicial a la evaluación del potencial de generación de hidrógeno verde a partir de aguas residuales tratadas en la Región de Valparaíso. Si bien se ha realizado un análisis técnico, financiero y geográfico integrado, existen diversas limitaciones que deben ser consideradas al momento de interpretar los resultados:

- **Costos de infraestructura:** El análisis económico se basa en el cálculo del costo nivelado de hidrógeno (LCOH), sin considerar la inversión inicial en infraestructura física, como la construcción de plantas, redes de distribución, ni la instalación de pretratamientos como sistemas de ósmosis inversa. Esto podría subestimar los costos reales de implementación.

- **Tratamiento del agua de alimentación:** Si bien se asume la necesidad de incluir una etapa de ósmosis inversa para garantizar la calidad del agua requerida para la electrólisis, especialmente en tecnologías sensibles como PEM, no se incorpora de forma explícita el análisis detallado del costo de operación, mantenimiento y reposición de estas unidades. Este aspecto es clave, ya que incide directamente en la viabilidad técnica y financiera del sistema propuesto.

- **Alcance geográfico y de datos:** El estudio se restringe a las plantas de tratamiento de aguas servidas con descarga a cuerpos de agua y con información pública disponible, dejando fuera emisarios submarinos y otras fuentes potenciales de reutilización hídrica. Limitando la representatividad y escalabilidad directa de los resultados.

- **Asignación energética:** No se realiza una modelación completa de la infraestructura energética disponible ni de la asignación de fuentes renovables específicas a cada planta. Si bien

se analiza su disponibilidad en términos generales, no se evalúa la competitividad de cada nodo en función de los costos reales de energía eléctrica.

- **Supuestos técnicos generalizados:** Algunas variables clave, como la eficiencia de los electrolizadores y las tasas de conversión, se asumieron constantes o estimadas según valores teóricos promedio, lo que podría no reflejar con precisión las condiciones reales de operación en cada instalación.

Estas limitaciones no invalidan los hallazgos obtenidos, pero sí sugieren la necesidad de futuras investigaciones complementarias que profundicen en aspectos económicos, técnicos y territoriales específicos para fortalecer la aplicabilidad y escalabilidad de la propuesta.

Referencias

Adaos, C., Feliú, P., and González, S. (2021). Emisarios submarinos: reúso alternativo del agua. https://derechoygestionaguas.uc.cl/es/publicaciones/infografias/historial-de-infografias/717-emisarios-submarinos-reuso-alternativo-del-agua. Consultado el 1 de julio de 2025.

Adevcom (s. f.). Región de Valparaíso. (Consultado el 16 de julio de 2025)https://energiaregion.cl/region/VALPO.

Ahumada, Y., Calisto, M. A., Gonzalez, M., Nuyado, E., Olivera, E., Pino, V. A., Perez, J., and Saffirio, J. (2025). PROYECTO DE LEY QUE AUTORIZA, ESTABLECE, REGULA LA REUTILIZACIÓN DE LAS AGUAS RESIDUALES TRATADAS y REGENERADAS DE LOS EMISARIOS SUBMARINOS. Technical Report 17329-09, Camara de Diputadas y Diputados. Consultado el 01 de julio de 2025.

Akiba, T., Sano, S., Yanase, T., Ohta, T., and Koyama, M. (2019). Optuna: A next-generation hyperparameter optimization framework. In *Proceedings of the 25th ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery & Data Mining*, pages 2623–2631. ACM.

Anderson, T. W. and Darling, D. A. (1952). Asymptotic theory of certain "goodness of fit" criteria based on stochastic processes. Technical Report 2, The Annals of Mathematical Statistics.

Araneda, R. (2022). Estudio técnico y económico de una planta de producción de hidrógeno verde para exportación a países industrializados. [Memoria de Pre-grado, Universidad de Chile]https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/186625.

Asale, R. (s. f.). Cambio | Diccionario de la Lengua Española. Edción del Tricentenario. https://dle.rae.es/cambio#Fxnnw1W.

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (s. f.). Mapas vectoriales. https://www.bcn.cl/siit/mapas_vectoriales. Consultado el 29 de abril de 2025.

Burbano, P., Ruiz, J., and Salinas, C. (2020). Energy efficiency in reverse osmosis for wastewater reuse: comparing secondary effluents and seawater. *Desalination*, 479:114331.

Burton, F., Tchobanoglous, G., Tsuchihashi, R., Stensel, H. D., and Inc, M. . E. (2013). *Wastewater Engineering: Treatment and Resource recovery*. McGraw-Hill Education, 5 edition.

Calvin, K., Dasgupta, D., Krinner, G., Mukherji, A., Thorne, P., Trisos, C. H., Romero, J., Aldunce, P., Barrett, K., Blanco, G., Cheung, W. W. L., Connors, S., Denton, F., Diongue-Niang, A., Dodman, D., Garschagen, M., Geden, O., Hayward, B., and Jones, Chris D. ... Ha, M. (2023). IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland. Technical report, Intergovernmental Panel on Climate Change. https://doi.org/10.59327/ipcc/ar6-9789291691647.

Carvalho, T. and Mendes, A. (2020). Water quality requirements for pem electrolyzers: A comprehensive review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(55):30697–30709.

Casanueva, A. (2024). Normas de Emisión. https://portal.sma.gob.cl/index.php/portal-regulados/instructivos-y-guias/normas-de-emision/#:

~:text=El%20decreto%20Supremo%20N%C2%B0,de%20dichos%20cuerpos%20de%20agua.

Comisión Nacional del Agua (s. f.). *Manual de agua potable, alcantarillado y saneamiento*, volume 48. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales de México.

Coordinador Eléctrico Nacional (2023). Informes técnicos de capacidad de transmisión. https://www.coordinador.cl/publicaciones/informes-tecnicos/capacidad-de-transmision/.

CORFO (2025). Convocatoria a fabricación de electrolizadores en chile. https://h2lac.org/noticias/corfo-llama-a-presentar-propuestas-para-fabricar-electrolizadores-en-chile/. (Consultado el 20 de julio de 2025).

Cárdenas, C., Perrulo, T., Fernández, D., Quero, R., Chávez, E., Saules, L., and Herrera, L. (2002). Treatment for domestic wastewater by using aerated ponds. *Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia*, 25(2).

D'Agostino, R. B. and Pearson, E. S. (1973). Tests for departure from normality. empirical results for the distributions of b_2 and $\sqrt{b_1}$. *Biometrika*, 60(3):613–622.

Di Pietro, S. (2017). Acuerdo de París. *Cooperativismo y Desarrollo*, 25(111). https://doi.org/10.16925/co.v25i111.1874.

Diaz, A. and Pino, V. (2023). Estudio preliminar-base para la viabilidad de instalar una planta de hidrógeno verde en la macro zona sur de chile. Technical report, Universidad San Sebastián. [Tesis para optar al título de Ingeniero en Energía y Sustentabilidad Ambiental, Univer-

sidad San Sebastián]. Repositorio Institucional USS. https://repositorio.uss.cl/bitstream/handle/uss/8560/te_55609.pdf?sequence=1&isAllowed=y.

Energy, F. (2023). Solid oxide electrolyzer cell (soec) achieves nearly 90 % electrical efficiency. https://www.fuelcellenergy.com/applications/solid-oxide-electrolysis. Desarrollo de SOEC con pruebas en Idaho National Laboratory.

EPA (2003). Environmental Regulations and technology control of pathogens and vector attraction in sewage sludge. Technical Report EPA/625/R-92/013, United States Environmental Protection Agency. https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi/40001LJV.PDF?Dockey=40001LJV.PDF.

Ferella, F., De Michelis, I., and Vegliò, F. (2018). Aplicación de tecnologías de membranas en la producción de hidrógeno a partir de aguas residuales. *Journal of Membrane Science*, 558:99–114.

Flis, G. and Wakim, G. (2023). Solid oxide electrolysis: A technology status assessment. Technical report, Clean Air Task Force. Resumen técnico sobre SOEC; eficiencia, retos y madurez tecnológica.

Fundación Chile (2021a). Evaluación del potencial de reutilización de aguas residuales en chile. https://www.fundacionchile.cl/proyectos/evaluacion-del-potencial-de-reutilizacion-de-aguas-residuales-en-chile/. Accedido el 23 de marzo de 2025.

Fundación Chile (2021b). Valparaíso y Coquimbo serían las regiones con mayor potencial de reúso

de aguas residuales. https://fch.cl/noticianoticia-destacadanoticia-antigua/valparaiso-coquimbo-serian-las-regiones-mayo.

Fundación Chile (s. f.a). Tecnología de lodos activados. Ministerio de Medio Ambiente. https://metadatos.mma.gob.cl/sinia/articles-49990_30.pdf.

Fundación Chile (s. f.b). Tecnología sbr. Ministerio de Medio Ambiente. https://metadatos.mma.gob.cl/sinia/articles-49990_30.pdf.

Gob (2015). CONTRIBUCIÓN NACIONAL TENTATIVA DE CHILE (INDC) PARA EL ACUERDO CLIMÁTICO PARÍS 2015. *INDC*. https://www4.unfccc.int/sites/submissions/indc/Submission%20Pages/submissions.aspx.

Google LLC (s. f.a). Ubicación de ejemplo [mapa]. https://www.google.com/maps. Mapa dinámico generado por Google Maps (Consultado el 18 de abril de 2025).

Google LLC (s. f.b). Vista de ejemplo [imagen de satélite]. https://earth.google.com. Imagen generada por Google Earth (Consultado el 18 de abril de 2025).

Graves, C., Ebbesen, S. D., Jensen, S. H., and Mogensen, M. B. (2021). Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis. *Science*, 374(6564):eaba6118. Revisión sobre mejoras de rendimiento, escala y durabilidad de SOEC.

Grupo Hidráulica (2023). ¿Cómo funciona una planta de tratamiento de aguas residuales? https://grupohidraulica.com/noticias/2023/03/09/como-funciona-una-planta-de-tratamiento-de-aguas-residuales/#Tratamiento_primario.

H2News (2022). BIOH2: El proyecto que genera hidrógeno con aguas residuales. (Consultado el 19 de julio de 2025() https://h2news.cl/2022/08/19/bioh2-el-proyecto-que-genera-hidrogeno-con-aguas-residuales/.

Hauch, A., Jensen, S. H., Ramousse, S., and Mogensen, M. B. (2006). Performance and durability of solid oxide electrolysis cells. *Journal of The Electrochemical Society*, 153(9):A1741–A1747. Estudio sobre comportamiento SOEC a 750–950 °C y degradación <1

Huilcatoma, K. (2022). El hidrógeno como fuente de energía limpia del futuro. Technical report, Facultad de Ciencias Químicas, Universidad Central del Ecuador. [Tesis de Bachillerato, Universidad Central del Ecuador] http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/26522/1/FCQ-CQ-HUILCATOMA-KATTY.pdf.

Intergovernmental Panel on Climate Change (2021). Sixth assessment report. Consultado en julio de 2025.

International Energy Agency (2019). *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*. International Energy Agency. Consultado en julio de 2025.

International Energy Agency (2021a). Global hydrogen review 2021. Consultado en julio de 2025.

International Energy Agency (2021b). Global hydrogen review 2021. Technical report, International Energy Agency. (Consultado en julio de 2025) https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021.

International Renewable Energy Agency (2020). Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolysers to meet the 1.5°c climate goal. Consultado en julio de 2025.

IPCC (2007). RT.2.1 Gases de efecto invernadero - CIE WGI Resumen técnico. https://archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/es/tssts-2-1.html.

Kilner, J. (2022). Métodos de producción de hidrógeno y sus colores. https://cicenergigune.com/es/blog/metodos-produccion-hidrogeno-colores.

Lambis Alandete, E., Jiménez Gómez, L. M., and Velásquez Henao, J. D. (2023). Comparación de algoritmos de deep learning para pronósticos en los precios de criptomonedas. *Ingeniería y Competitividad*, 25(3):e–21312845. http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-30332023000300014.

Manning, C. G. (2023). Technology readiness levels - NASA. https://www.nasa.gov/directorates/somd/space-communications-navigation-program/technology-readiness-levels/.

Mendoca, A., Losada, M. A., Reis, M. T., and Neves, M. G. (2013). Risk assessment in submarine outfall projects: the case of Portugal. *Journal of Environmental Management*, 116.

Ministerio de Energía (2020). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. http://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/3772.

Ministerio de Energía de Chile / AGCID (2024). Explorador de hidrógeno verde. (Consultado el 16 de julio de 2025) https://hidrogenoverde.minenergia.cl/explorador/.

Ministerio de Medio Ambiente (2021). Estrategia climática de largo plazo de Chile . Technical report, Ministerio de Medio Ambiente. https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf.

Ministerio de Medio Ambiente (2022). Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes climáticos 1990-2020. Technical report, Ministerio de Medio Ambiente. https://snichile.mma.gob.cl/.

Ministerio del Medio Ambiente de Chile (2019). Guía para el manejo y disposición de lodos provenientes de plantas de tratamiento de aguas servidas. https://vu.mma.gob.cl/manuals/sinader/MANUAL_SISTEMA_SINADER_LODOS_PTAS.pdf. Accedido el 18 de marzo de 2025.

Mitchell, S. A. and Roy, J. (2005). pulp — PuLP 3.0.2 documentation. https://coin-or.github.io/pulp/main/includeme.html.

Murgueytio, Melany y Pacheco, A. (2021a). Desarrollo de un modelo basado en el individuo para la producción de metano e hidrógeno a partir de los lodos residuales provenientes de las plantas de tratamiento de aguas residuales. Master's thesis, Universidad Central del Ecuador. http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/24762.

Murgueytio, D. (2021b). Producción de hidrógeno a partir de aguas residuales: Una solución integral para la transición energética. Consultado en julio de 2025.

Naciones Unidas (2021a). ESCASEZ HÍDRICA EN CHILE: DESAFÍOS PENDIENTES. Technical report, Naciones Unidas. https://chile.un.org/sites/default/files/2021-03/PB%20Recursos%20HÃ■dricos_FINAL_17%20de%20marzo.pdf.

Naciones Unidas (2021b). Informe mundial sobre el desarrollo de los recursos hídricos 2021: Valorando el agua. Consultado en julio de 2025.

Nador, A. (2023). Los rellenos sanitarios son la principal fuente de emisiones de metano en el país. *El Mercurio*. https://digital.elmercurio.com/2023/08/07/A/NF4AL0K4?fromSearch=1&q=rellenos+sanitarios&GotoArticle=C84AML7G.

NASA (s. f.a). Los efectos del cambio climático - NASA Ciencia. (Consultado el 20 de julio del 2024) https://ciencia.nasa.gov/cambio-climatico/los-efectos-del-cambio-climatico/.

NASA (s. f.b). ¿Qué es el efecto invernadero? – Climate change: Vital signs of the planet. (Consultado el 15 de Octubre 2023)https://climate.nasa.gov/faq/70/que-es-el-efecto-invernadero/.

Nieto, J., Óscar Carpintero, and Miguel, L. J. (2018). Less than 2°c? an economic-environmental evaluation of the paris agreement. *Ecological Economics*, 146:69–84. https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2017.10.007.

Nuñez, C. (2023). El dióxido de carbono, un gas de efecto invernadero clave que impulsa el cambio climático global, sigue aumentando cada mes. descubre el peligroso papel que desempeñan éste y otros gases en el cambio climático. *National Geographic*. https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/gases-efecto-invernadero-que-son-efectos.

Ohmium (2024). Empresa de electrolizadores entra a chile impulsando la producción de hidrógeno verde en minería. Consultado el 20 de julio de 2025.

ONU (s. f.a). Causas y efectos del cambio climático | naciones unidas. (Consultado el 15

de Octubre 2023)https://www.un.org/es/climatechange/science/causes-effects-climate-change.

ONU (s. f.b). El acuerdo de París. (Consultado el 16 de Octubre 2023) https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris.

ONU (s. f.c). El acuerdo de París | Naciones Unidas. (Consultado el 16 de Octubre 2023) https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement.

ONU (s. f.d). ¿Qué es el cambio climático? (Consultado el 15 de Octubre 2023) https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change.

Parra, D., Valverde, A., and Komatsu, Y. (2019). Alkaline water electrolysis: role of impurities and purification strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113:109244.

Pedretti, D., Riva, M., and Guadagnini, A. (2020). Reverse osmosis for sustainable water reuse: Fundamentals and applications. *Desalination*, 491:114580.

Ramos, A. C. M., Pérez Figueroa, M., Pérez Gallardo, J. R., and De-León Almaraz, S. (2017). Energías renovables y el hidrógeno: un par prometedor en la transición energética de méxico. *Investigación y Ciencia de la Universidad Autónoma de Aguascalientes*, 70(70):92–101.

Ravishankara, A. R., Kuylenstierna, J. C. I., Michalopoulou, E., Höglund-Isaksson, L., Zhang, Y., Seltzer, K., Ru, M., Castelino, R., Faluvegi, G., Naik, V., Horowitz, L., He, J., Lamarque, J.-F., Sudo, K., Collins, W. J., Malley, C., Harmsen, M., Stark, K., Junkin, J., and Li, G. ... Borgford-Parnell, N. (2021). Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions. Technical report, United Nations Environment Programme. https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/35913/GMA.pdf.

Rey, J., Segura, F., and Andújar, J. (2023). Green Hydrogen: Resources Consumption, Technological Maturity, and Regulatory Framework. *Energies*, 16(17):6222.

Saez, R. A. and Gonzalez, J. L. (2023a). Alkaline water electrolysis – a review of efficiency and operating conditions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(12):5400–5412. Consultado el 20 de julio de 2025.

Saez, R. A. and Gonzalez, J. L. (2023b). Alkaline water electrolysis – a review of efficiency and operating conditions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(12):5400–5412. Datos de eficiencia: 3.81 kWh/Nm^3 a 90 °C y 3.65 kWh/Nm^3 a 120 °C.

Salerno, G., Torres, C., and Martinez, L. (2022). Energy requirements of reverse osmosis in wastewater reuse applications: A comparative review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 165:112562.

Samaniego, J., Alatorre, J. E., Reyes, O., Ferrer, J., Muñoz, L., and Arpaia, L. (2019). *Panorama de las contribuciones determinadas a nivel nacional en América Latina y el Caribe, 2019*. CEPAL. `https://www.cepal.org/es/search?as_q=Panorama%20de%20las%20contribuciones%20determinadas%20a%20nivel%20nacional%20en%20AmÃl'rica%20Latina%20y%20el%20Caribe%2C%202019`.

Santasalo-Aarnio, A. et al. (2023). Dynamic operation of proton exchange membrane electrolyzers: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189:113883. (Consultado el 20 de julio de 2025).

Servicio de Evaluación Ambiental (2017). Planta de Tratamiento de Aguas Servidas. `https://www.youtube.com/watch?v=lY1btkAh5c8`. YouTube.

Shapiro, S. S. and Wilk, M. B. (1965). An analysis of variance test for normality (complete samples). *Biometrika*, 52(3-4):591–611.

Silva, f. (2025). Harnessing the power of lstm networks for accurate time series forecasting. Medium. https://medium.com/@silva.f.francis/harnessing-the-power-of-lstm-networks-for-accurate-time-series-forecasting-c3589f9e0494.

SISS (2023). Informe de Gestión Sector Sanitario 2023. Technical report, Superintendencia de Servicios Sanitarios. https://www.siss.gob.cl/586/w3-propertyvalue-6415.html.

SISS (s. f.). Tratamiento de aguas servidas. (Consultado el 4 de julio de 2025) https://www.siss.gob.cl/586/w3-propertyvalue-6372.html.

Tchobanoglous, G., Burton, F. L., Stensel, H. D., and Eddy, M. . (2003). *Wastewater engineering*. McGraw-Hill Companies, 4 edition.

Tubtim, S., Suwan, J., and Boonmee, C. (2021). Pretreatment technologies for water electrolysis using wastewater: necessity and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135:110223.

U.S. Department of Energy (2020). Hydrogen production: Electrolysis. Consultado en julio de 2025.

UTFSM (s. f.). Technology Readiness Level (NASA). https://www.desafiostecnologicos.usm.cl/trl. (Consultado el 3 de julio de 2025).

Vergara, V. and Vargas, E. (2021). Plantas de tratamiento de aguas servidas. Technical Report 3, Superintendencia de Servicios Sanitarios. https://www.siss.gob.cl/586/w3-article-19302.html.

Wang, T., Cao, X., and Jiao, L. (2022). Pem water electrolysis for hydrogen production: fundamentals, advances, and prospects. *Carbon Neutrality*, 1(21). (Consultado el 20 de julio de 2025).

WEF (2017). *Design of Municipal Wastewater Treatment Plants*. WEF Press, 5th edition.

Zinnae (2022). Bioh2: Producción de hidrógeno verde a partir de aguas residuales. (Consultado el 19 de julio de 2025) https://zinnae.org/proyectos/bio-h2/.