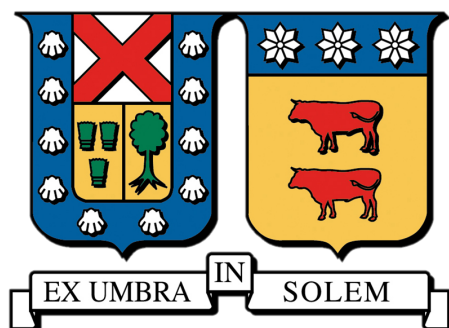




UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

**METODOLOGÍA BASADA EN MACHINE LEARNING PARA ESTIMAR
EL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN BASE
EÓLICA EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

JAVIERA FRANCESCA BALTOLU SEPÚLVEDA

PROFESOR GUÍA

IGNACIO VERDUGO - UTFSM

PROFESOR CO-REFERENTE

RODRIGO DEMARCO - UTFSM

Noviembre 2024

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer profundamente a mi familia, especialmente a mi madre Patricia y mi abuela Rebeca. Sin ustedes, no estaría donde estoy. Gracias por apoyarme incondicionalmente en cada decisión y por motivarme a perseguir mis metas. Las amo con todo mi corazón.

A mis amigas Gabriela y María Catalina, quienes han estado a mi lado desde el primer día de universidad y nunca se separaron de mí. Gracias por acompañarme en mis mejores y peores momentos, por creer en mí cuando yo misma no lo hacía y por estar siempre ahí. Sin ustedes, esta etapa no habría sido lo mismo.

A mi amiga Paula, quien, por pura casualidad, se convirtió en una gran amiga y en la más apañadora de todas, siempre apoyándome en cada locura que se me ocurre.

A Alejandro, a quien nunca imaginé como amigo, pero desde que lo somos, todo ha sido risas y apoyo mutuo. Gracias por animarme y darme consejos (no tan buenos) cuando más los necesitaba.

A mi profesor Ignacio, quien ha tenido una paciencia infinita a lo largo de mi proceso de investigación. Gracias por levantarme el ánimo cuando las cosas no salían bien (lo cual fue casi siempre) y por estar siempre dispuesto a ayudar.

Pero, sobre todo, quiero agradecerme a mí misma. A pesar de todas las dificultades que han pasado, supe salir adelante, logrando cumplir cada meta que me propuse sin rendirme. Estoy muy orgullosa de la persona que soy hoy y de todo lo que he logrado, por nunca dejar de luchar por mis sueños.

Resumen Ejecutivo

El hidrógeno verde es clave para la transición energética global y la mitigación del cambio climático. Este estudio analiza su relevancia para la sostenibilidad energética de Chile, un campo poco desarrollado en comparación con su energía eólica, convirtiendo esta investigación en un aporte al conocimiento actual.

El objetivo principal es evaluar el potencial de Chile como productor de hidrógeno verde utilizando energía eólica, identificando las mejores áreas geográficas para parques eólicos y analizando la viabilidad económica de esta producción en distintas regiones del país.

Mediante un modelo basado en datos geospaciales y climáticos, que considera variables como la velocidad del viento, se compararon tres tipos de electrolizadores (AWE, PEM, SOEC) para determinar el más eficiente y de menor costo. Además, se proyecta el Costo Nivelado de Energía (LCOE) y el Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) hasta 2045.

Los resultados indican que Chile, especialmente la región de Magallanes, tiene un gran potencial para producir hidrógeno verde, con electrolizadores AWE siendo los más viables en términos de costos. Así, Chile podría convertirse en un actor relevante en el mercado mundial de hidrógeno verde, impulsando la sostenibilidad energética y la independencia de los combustibles fósiles.

ABSTRACT

Green hydrogen is key to the global energy transition and climate change mitigation. This study analyzes its relevance for Chile's energy sustainability, a field that is underdeveloped compared to its wind energy, making this research a contribution to current knowledge.

The main objective is to evaluate the potential of Chile as a producer of green hydrogen using wind energy, identifying the best geographical areas for wind farms and analyzing the economic feasibility of this production in different regions of the country.

Using a model based on geospatial and climatic data, which considers variables such as wind speed, three types of electrolyzers (AWE, PEM, SOEC) were compared to determine the most efficient and lowest cost. In addition, the Levelized Cost of Energy (LCOE) and the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) are projected until 2045.

The results indicate that Chile, especially the Magallanes region, has great potential to produce green hydrogen, with AWE electrolyzers being the most viable in terms of cost. Thus, Chile could become a relevant player in the global green hydrogen market, boosting energy sustainability and independence from fossil fuels.

Tabla de Contenidos

1. Problema de Investigación	15
2. Objetivos	18
2.1. Objetivo General	18
2.2. Objetivos Específicos	18
3. Alcance	19
4. Marco Teórico	21
4.1. Energía Global y Renovables en el Cambio Climático	21
4.2. Energía renovable en Chile	23
4.3. Generación de Energía Eólica en Chile	27
4.4. Tecnología de aerogeneradores	30
4.4.1. Fundamentos y Estructura de los Aerogeneradores	30
4.4.2. Tipos de Turbinas Eólicas	32
4.4.3. Factores de Selección de un Aerogenerador	34
4.4.4. Normativa y regulaciones para Parques Eólicos	41
4.5. Hidrógeno	43

4.5.1. Tipos de Electrolizadores	45
4.5.2. Tipos de Hidrógeno	48
4.5.3. Hidrógeno Verde	49
4.6. Producción de Hidrógeno Verde	51
4.7. Costo Nivelado de Energía e Hidrógeno	52
4.7.1. Costo Nivelado de Energía (LCOE)	52
4.7.2. Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH)	53
4.7.3. Relación entre el LCOH y el LCOE	54
4.8. Impacto de la producción de Hidrógeno Verde en Chile	55
5. Metodología	57
5.1. Construcción de la Base de Datos	58
5.2. Desarrollo del Modelo	61
5.2.1. Modelos de Regresión	63
5.2.2. Análisis de Residuos	65
5.2.3. Selección modelo	67
5.3. Comprobación del Modelo	68
5.3.1. Características de los Parques Eólicos	69

5.3.2. Proceso de validación	69
5.4. Ejecución del Modelo	70
5.4.1. Cálculo del Costo Nivelado de Energía e Hidrógeno	71
6. Resultados	74
6.1. Desarrollo del Modelo	74
6.1.1. Análisis de Residuos	74
6.1.2. Comparación de Modelos	77
6.1.3. Análisis de Predicciones	79
6.1.4. Análisis de Importancia de Variables y Ajuste del Modelo	80
6.1.5. Análisis de datos a eliminar por segmento	86
6.2. Comprobación del Modelo	90
6.2.1. Análisis de Sensibilidad	91
6.2.2. Comparación con estimación de RETScreen	96
6.3. Ejecución del Modelo	99
6.3.1. Estimación de Producción de Energía Eléctrica	99
6.3.2. Potencial de Producción de Hidrógeno Verde	107
6.3.3. Cálculo de LCOE y LCOH	114



7. Conclusiones

128

Lista de Tablas

1.	Capacidad instalada de parques eólicos y solares por región.	25
2.	Ventajas y desventajas por tipo de electrolizador. [33] [32]	47
3.	Características de los modelos de aerogeneradores.	61
4.	Características geográficas y técnicas para cada proyecto eólico. [52] [53] [54] [55] .	69
5.	Eficiencias por tipo de electrolizador. [56]	71
6.	CAPEX y OPEX en USD/kW de proyecto eólico a 100 m. [58]	72
7.	CAPEX y OPEX en USD/kW por electrolizador. [59]	72
8.	Resultados por modelo de predicción.	77
9.	Métricas por caso.	79
10.	Métricas del modelo en función del número de variables seleccionadas.	81
11.	Resultados del análisis de errores en función del número de variables seleccionadas.	84
12.	Resultados para caso base y luego de la eliminación.	87
13.	Resultados para caso base y luego de la eliminación.	89
14.	Resultados de generación y error para el Parque Eólico 'La Flor'.	97
15.	Resultados de generación y error para el Parque Eólico 'Punta Colorada'.	97
16.	Resultados de generación y error para el Parque Eólico 'Taltal'.	97

17.	Resultados de generación y error para el Parque Eólico 'Valle de los Vientos'.	98
18.	Características del modelo de aerogenerador.	100
19.	Características de los modelos de aerogeneradores. [60][61][62][63][64]	102
20.	Valores de CAPEX y OPEX en CLP/kW para el año 2025.	115
21.	Valores de CAPEX y OPEX en CLP/kW para el año 2035.	120
22.	Valores de CAPEX y OPEX en CLP/kW para el año 2045.	124

Lista de Figuras

1.	Capacidad instalada por tecnología. [11]	24
2.	Velocidad del viento en Chile.	26
3.	Velocidad del viento a 100 m por región.	28
4.	Caracterización de recursos renovables. [15]	29
5.	Estructura de un aerogenerador. [18]	31
6.	Tipos de aerogeneradores horizontales. [20]	32
7.	Tipos de aerogenerador Verticales	34
8.	Esquema de los distintos métodos de producción de Hidrógeno [29].	44
9.	Esquema de la electrólisis de agua alcalina. [32]	45
10.	Esquema de la electrólisis de agua PEM. [32]	46
11.	Esquema de la electrólisis de óxido sólido. [32]	47
12.	Esquema de los distintos tipos de Hidrógeno. [34]	48
13.	Proyección de mercados chilenos de hidrógeno verde y derivados en BUSD. [3]	56
14.	Esquema general de la Metodología.	57
15.	Esquema general de la etapa de Construcción de la Base de Datos.	58
16.	Esquema general de la etapa de Desarrollo del Modelo.	62

17.	Distribución de residuos.	76
18.	Métricas en función del número de variables.	82
19.	Análisis de importancia de las variables.	83
20.	Métricas en función del número de variables.	85
21.	Análisis de importancia de las variables.	86
22.	Porcentaje de errores relativos por caso.	88
23.	Porcentaje de errores relativos por caso.	90
24.	Análisis de sensibilidad por caso para Parque Eólico 'La Flor'.	92
25.	Análisis de sensibilidad por caso para Parque Eólico 'Punta Colorada'.	93
26.	Análisis de sensibilidad por caso para Parque Eólico 'Taltal'.	93
27.	Análisis de sensibilidad por caso para Parque Eólico 'Valle de los Vientos'.	94
28.	Generación de energía eléctrica.	101
29.	Generación de energía eléctrica promedio por región.	102
30.	Generación de energía modelo GE 1.5sle.	104
31.	Generación de energía modelo Vestas V90.	104
32.	Generación de energía modelo Enercon E-70.	105
33.	Generación de energía modelo Vestas 117.	105

34.	Generación de energía modelo Goldwind GW155/4500.	106
35.	Estimación promedio de electricidad por región y modelo de aerogenerador.	107
36.	Estimación de producción de H_2 con electrolizador AWE.	108
37.	Estimación de producción de H_2 con electrolizador PEM.	108
38.	Estimación de producción de Hidrógeno con electrolizador SOEC.	109
39.	Estimación promedio de hidrógeno por región utilizando el electrolizador SOEC.	110
40.	Estimación de producción de H_2 con electrolizador AWE.	111
41.	Estimación de producción de H_2 con electrolizador PEM.	111
42.	Estimación de producción de H_2 con electrolizador SOEC.	112
43.	Estimación de producción de Hidrógeno con electrolizador SOEC.	113
44.	Estimación de producción de Hidrógeno con electrolizador AWE.	114
45.	LCOE por región de Chile para año 2025.	117
46.	LCOH por región de Chile para año 2025.	119
47.	LCOE por región de Chile para año 2035.	121
48.	LCOH por región de Chile para año 2035.	123
49.	LCOE por región de Chile para año 2045.	125
50.	LCOH por región de Chile para año 2045.	126

1. Problema de Investigación

Globalmente, en los últimos 40 años, el consumo y la producción energética han ido en aumento, esto es debido principalmente al crecimiento de la población, el desarrollo económico y capacidad productiva de los países, entre otros diversos factores. Históricamente, la principal fuente de energía han sido los combustibles fósiles, tales como el petróleo, el gas natural y el carbón [1]. No obstante, esta perspectiva ha resultado en la emisión significativa de gases de efecto invernadero, contribuyendo al cambio climático.

Como las preocupaciones por el medio ambiente están aumentando, las energías renovables están siendo intensamente investigadas, además, el mercado para este tipo de energías se encuentra evolucionando rápidamente, es por eso, que el crecimiento futuro del sector energético se encuentra inmerso en esa área. Por lo tanto, hacer uso de estas energías limpias puede ayudar a reducir los gases de efecto invernadero y garantiza la entrega de energía confiable, oportuna y rentable [2].

En este contexto, Chile se ha comprometido con la acción climática y, por ende, ha iniciado un camino hacia la eficiencia energética y la electrificación mediante el empleo de energías renovables. Este enfoque tiene como objetivo principal descarbonizar las actividades del país y ampliar su matriz energética, lo que incluye la producción de combustibles limpios y renovables, como el hidrógeno verde [3].

El hidrógeno verde se refiere específicamente al hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables, principalmente a través del proceso de electrólisis, donde la electricidad generada por energías limpias descompone el agua en hidrógeno y oxígeno [4]. En contraste, el hidrógeno también puede ser producido a partir de combustibles fósiles (hidrógeno gris) o mediante

la captura de carbono (hidrógeno azul), pero estas opciones no se consideran sostenibles a largo plazo.

En Chile, las energías renovables han emergido como un componente fundamental en la matriz energética del país, representando aproximadamente el 43 % de la capacidad total instalada en el territorio continental, que suma 9.651 MW. Estas fuentes limpias y sostenibles están desempeñando un papel crucial en el desarrollo energético del país. De esta capacidad, una parte significativa proviene de fuentes convencionales, siendo la energía hidráulica la más predominante, con un 69 % de la matriz energética renovable. Le siguen la energía solar, que abarca un 14 %, y la energía eólica, que contribuye con un 13 % [5]. Además, Chile está explorando el desarrollo de otras fuentes renovables, como la biomasa, que aprovecha residuos agrícolas y forestales, y la energía geotérmica, que utiliza el calor de la tierra para generar electricidad, lo que permite diversificar aún más su matriz energética.

Si bien, la energía solar posee un mayor desarrollo en comparación a la energía eólica, también se debe tener en cuenta que Chile posee un gran potencial para la generación de esta energía debido a las características geográficas de diversas zonas dentro del territorio nacional [6], es por eso, que la abundancia de esta energía puede permitirnos producir hidrógeno verde a gran escala.

Con el propósito de promover la generación de energía eólica y su posterior utilización en la producción de hidrógeno verde en Chile, se contempla la ejecución de una exhaustiva evaluación destinada a identificar las ubicaciones más adecuadas para la instalación de infraestructura eólica. Este empeño se fundamenta en el deseo de maximizar la producción de energía renovable. Para

lograr este cometido, se requiere un análisis de las especificaciones requeridas para el aerogenerador a emplear, tales como tamaño, altura del buje [7], eficiencia, capacidad y otras consideraciones técnicas. Paralelamente, para evaluar la pertinencia de una ubicación específica en términos de generación eólica, resulta esencial considerar parámetros geográficos de relevancia, entre los que se incluyen la altitud, longitud, presión atmosférica, velocidad del viento y otros factores geoclimáticos. La propuesta es la implementación de dos modelos, los cuales permitirán ingresar estos parámetros y obtener estimaciones precisas de la generación de energía eléctrica correspondiente a esa área, específicamente para el tipo de aerogenerador propuesto. Este análisis integral posibilitará calcular el potencial de producción de hidrógeno verde en dicha ubicación.

En base a lo anterior, la producción de hidrógeno verde a partir de la energía eólica en Chile abre un camino hacia la sostenibilidad energética y la reducción de emisiones, impulsando la mitigación del cambio climático, el desarrollo económico y la independencia energética. Esto plantea preguntas claves: ¿Cómo varía el potencial de producción de hidrógeno verde en diferentes regiones de Chile debido a las condiciones geográficas y climáticas? ¿Cuáles son las ubicaciones óptimas en Chile para la instalación de parques eólicos destinados a la producción de hidrógeno verde? ¿Cómo afecta el Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) la viabilidad económica de la producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica en las distintas regiones de Chile? ¿Cuál es el impacto en la seguridad energética del país al diversificar la matriz energética y depender menos de los combustibles fósiles a favor de la energía eólica y el hidrógeno verde? ¿Se puede modelar la generación de Hidrógeno Verde con datos abiertos?

2. Objetivos

2.1. Objetivo General

Determinar el potencial de producción de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables, específicamente energía eólica, a nivel nacional.

2.2. Objetivos Específicos

- Determinar las áreas geográficas en Chile que presenten las condiciones más favorables para la generación de energía eólica, mediante análisis geoespaciales y climáticos.
- Evaluar los modelos de aerogeneradores más eficientes y adecuados para cada ubicación, considerando factores como la velocidad del viento, la altura del eje y la capacidad de generación.
- Cuantificar la capacidad específica de generación de energía eléctrica de los aerogeneradores en cada ubicación, empleando modelos de simulación y datos de rendimiento de los equipos.
- Desarrollar modelos utilizando datos abiertos para estimar el potencial de generación eléctrica y la producción de hidrógeno verde.
- Evaluar el Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) asociado a la producción de hidrógeno verde en distintas regiones de Chile, analizando su viabilidad económica y su impacto en el desarrollo del sector energético nacional.

3. Alcance

Esta investigación tiene como objetivo evaluar el potencial de producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica en todo Chile, abarcando todas las regiones del país. Se analizaron la disponibilidad de recursos eólicos, las capacidades de generación de aerogeneradores y la eficiencia de diversas tecnologías de electrolizadores.

Para el análisis, se emplearon datos geoespaciales y climáticos basados en promedios anuales de velocidad del viento, lo que permitió estimar la generación de energía eólica en distintas localizaciones del país. Esto proporcionó una visión integral del potencial de producción de hidrógeno verde, enfocándose tanto en la capacidad de generación eléctrica como en los costos asociados a dicha producción.

Se evaluaron tres tipos de electrolizadores: AWE, PEM y SOEC, para estimar la producción de hidrógeno en diferentes escenarios. Sin embargo, el análisis económico del Costo Nivelado de Energía (LCOE) y del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) se centró exclusivamente en el electrolizador AWE, debido a sus menores costos de inversión y operación, lo que lo convierte en una opción más competitiva para proyectos de gran escala.

Cabe señalar que el estudio no consideró fluctuaciones temporales, como variaciones estacionales o diarias en la velocidad del viento, lo que podría afectar la precisión de las estimaciones, especialmente en regiones con climas variables. Además, se emplearon modelos simplificados que, aunque útiles para generar estimaciones generales, no capturan toda la complejidad de las condiciones reales.

El análisis económico del LCOE y LCOH se realizó para los periodos de 2025, 2035 y

2045, proporcionando una perspectiva a largo plazo sobre la competitividad del hidrógeno verde en el mercado chileno. Sin embargo, el estudio se limita al uso de promedios anuales de viento y a la evaluación de un conjunto específico de tecnologías, lo que restringe la precisión en el análisis de variaciones temporales y la diversidad tecnológica. Además, no se incluyeron detalles sobre la infraestructura necesaria para proyectos a gran escala ni otros factores logísticos que podrían influir en la implementación.

4. Marco Teórico

4.1. Energía Global y Renovables en el Cambio Climático

En el contexto actual, enfrentamos una situación energética global complicada. Por un lado, la demanda de energía continúa su constante ascenso, mientras que las fuentes convencionales de energía enfrentan restricciones y sus efectos en el medio ambiente son cada vez más preocupantes. Esto se agrava con el crecimiento demográfico y económico a nivel mundial, lo que nos lleva a consumir más energía. Sin embargo, el uso predominante de combustibles fósiles para la generación de energía conlleva efectos adversos de gran alcance para el bienestar humano en todo el planeta [8].

Los combustibles fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas natural, han experimentado una disminución gradual en su participación en la matriz energética primaria, lo que ha llevado a una reducción de la participación de los combustibles fósiles del 75,9 % al 66 % [1].

Por otro lado, los precios de la energía han ido en constante aumento desde 2021 [9], motivados por diversos factores, que incluyen la rápida recuperación económica, condiciones climáticas desfavorables en diferentes partes del mundo, la postergación de trabajos de mantenimiento en la infraestructura energética debido a la pandemia y decisiones previas tomadas por empresas de petróleo y gas, así como por países exportadores, para reducir sus inversiones. A esto se suma que Rusia comenzó a limitar el suministro de gas a Europa en 2021, antes de su invasión en Ucrania. Todos estos elementos han contribuido a la escasez en el suministro energético y al incremento de los precios de los combustibles fósiles [9].

Asimismo, en 2022, el consumo mundial de carbón aumentó un 6,3 %, gracias a la recuperación económica de los países emergentes dependientes del carbón y al cambio a este combustible para la generación de electricidad debido a los altos precios del gas natural [10].

Por esta razón, la revisión de las prioridades y políticas energéticas plantea cuestionamientos y abre la puerta a mejoras en la eficiencia energética y la promoción de energías renovables. Es importante tomar medidas urgentes en la lucha contra el cambio climático, ya que el uso de combustibles fósiles tiene un impacto significativo en el medio ambiente. De esta manera, la reestructuración del sector energético se convierte en una oportunidad para garantizar el suministro de energía, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la competitividad a través de enfoques más rentables. Esta transición energética se centra en el aprovechamiento de fuentes renovables [8].

Las energías renovables son recursos energéticos que se regeneran de manera constante en la naturaleza. Estas fuentes de energía provienen directamente del sol, como la energía térmica, fotoquímica y fotoeléctrica. También se originan de forma indirecta a partir del sol, como en el caso de la energía eólica, hidroeléctrica y la energía almacenada en la biomasa gracias a la fotosíntesis. Es importante destacar que las energías renovables no involucran recursos energéticos derivados de combustibles fósiles, lo que contribuye a reducir el impacto ambiental. Por otro lado, las tecnologías de energías renovables transforman estas fuentes de energía naturales en formas de energía utilizables, como electricidad, calor y combustibles [2], siendo un tipo de combustible el Hidrógeno Verde.

4.2. Energía renovable en Chile

Chile ha demostrado un compromiso histórico con la generación eléctrica renovable. En los años ochenta, la energía hidroeléctrica alcanzó hasta el 80 % de la producción total de electricidad. Sin embargo, en las últimas décadas, esta proporción ha disminuido considerablemente; en el último quinquenio, la participación promedio de la generación hidroeléctrica fue del 32 %, a pesar de que el país aún posee un significativo potencial en este ámbito. La Política Energética actual busca revertir esta tendencia, con el objetivo de que las energías renovables representen el 60 % de la matriz energética en 2035 y al menos el 70 % para 2050 [3].

Recientemente, se ha observado un incremento notable en la capacidad de generación de energías renovables, especialmente en los sectores solar y eólico. Estas fuentes están cobrando mayor relevancia en la matriz energética chilena, impulsadas por la disponibilidad de recursos naturales propicios para su explotación [1]. Sin embargo, otras tecnologías, como el gas natural, el carbón y derivados del petróleo, también siguen desempeñando un papel importante en la matriz energética del país.

La Figura 1 muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología, donde aproximadamente el 64,1 % proviene de fuentes renovables, con una capacidad total en operación de 33.303 MW. La energía fotovoltaica representa el 25,4 % de la capacidad instalada, seguida por la energía eólica con un 13,8 %, y otras fuentes renovables como la hidroeléctrica de pasada (12 %), la hidroeléctrica de embalse (10,5 %), la bioenergía (2 %), la termosolar (0,34 %) y la geotérmica (0,29 %). Entre las fuentes no renovables, el carbón y el gas natural ocupan el 13,8 % y 11,6 %, respectivamente, mientras que los derivados del petróleo representan el 10,5 % de la capacidad instalada [11].

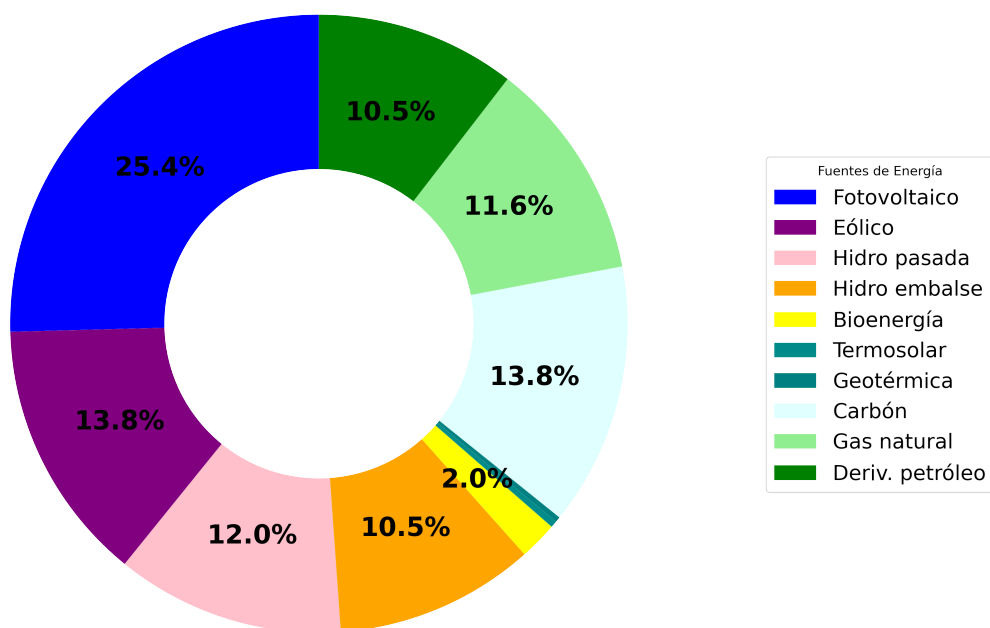


Figura 1: *Capacidad instalada por tecnología.* [11]

En términos regionales, la capacidad instalada de energías renovables sigue en expansión. En la Tabla 1, se presenta la capacidad instalada de energía eólica y solar por región, que constituye cerca del 43 % de la matriz energética actual. Las regiones con mayor capacidad instalada son Antofagasta, Atacama y Coquimbo, seguidas por La Araucanía, donde la mayoría de la capacidad proviene de parques eólicos [12].

Tabla 1: Capacidad instalada de parques eólicos y solares por región.**Fuente:** Coordinador Eléctrico Nacional (CNE).

Región	Centrales (uni.)	Potencia (MW)
Arica y Parinacota	6	121
Tarapacá	15	428
Antofagasta	53	4.249
Atacama	47	3.587
Coquimbo	74	1.186
Valparaíso	83	512
Metropolitana de Santiago	131	938
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	106	581
Maule	96	525
Ñuble	42	268
Biobío	65	870
La Araucanía	27	1.056
Los Ríos	22	132
Los Lagos	3	2
Aisén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	14	29
Magallanes y de la Antártica Chilena	6	12
TOTAL	790	14.496

El desarrollo de energías limpias se ha visto facilitado por la abundante radiación solar en el norte del país y por los vientos favorables en diversas regiones. Este entorno ha permitido el establecimiento de parques solares y eólicos, contribuyendo a diversificar y hacer más sostenible la matriz energética. A pesar de que la energía solar tiene un mayor desarrollo en comparación con la eólica, esta última aún presenta un gran potencial por explotar.

A nivel regional, en Valparaíso y Antofagasta, la mayor parte de los proyectos en desarrollo están enfocados en energía solar. En la Región de Los Ríos, la energía eólica domina, alcanzando un 94 % de las instalaciones, mientras que en Los Lagos predomina la hidroeléctrica con un 67 % [13].

La energía eólica en Chile se presenta como una fuente abundante y económica, aunque requiere una inversión inicial considerable. La extensa costa del país ofrece un gran potencial para la generación eólica, con velocidades promedio del viento que superan los 7 metros por segundo, tal como se muestra en la Figura 2. Sin embargo, es fundamental evaluar adecuadamente las ubicaciones, ya que los vientos fuertes no se limitan únicamente al borde costero.

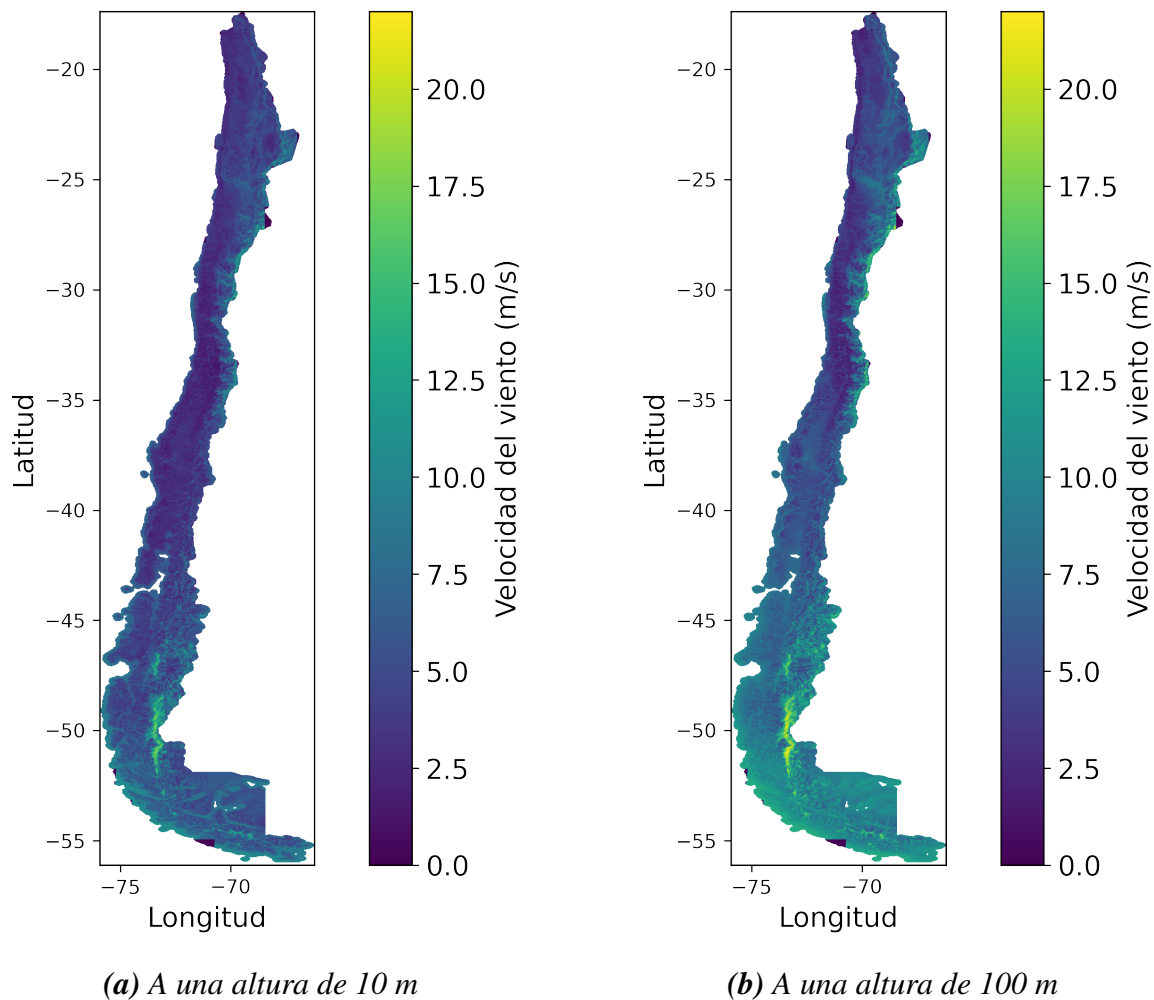


Figura 2: Velocidad del viento en Chile.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Explorador Eólico.

Además, se ha reportado un crecimiento del 70 % en la capacidad eólica durante un periodo de dos años, aumentando de 2.527 MW en diciembre de 2020 a 4.328 MW en diciembre de 2022.

Este crecimiento subraya el desarrollo continuo de esta fuente de energía, que para 2024 ya cuenta con una capacidad instalada de 4.581 MW [14; 11].

Por lo tanto, es esencial realizar una evaluación de las ubicaciones más adecuadas para la generación de energía eólica, considerando la influencia de factores geográficos y climáticos en la producción. Este análisis permitirá identificar áreas del territorio que presenten condiciones óptimas para la implementación de parques eólicos, fomentando así la producción de hidrógeno verde.

4.3. Generación de Energía Eólica en Chile

La ubicación de áreas idóneas para implantar proyectos de generación de energía eólica destinada a la producción de electricidad se apoya en el análisis y la combinación de factores geográficos específicos, que requieren límites particulares, con el propósito de determinar los sitios más adecuados para llevar a cabo estos proyectos. [15]

La geografía del país, especialmente su extenso borde costero, juega un papel crucial en la producción de energía a partir del viento. Las regiones costeras, en particular, presentan velocidades de viento más altas, lo que las hace ideales para la implementación de parques eólicos.

Además, aspectos climáticos como la influencia de la cordillera de los Andes y la presencia de valles o altiplanicies pueden crear diferencias notables en los patrones de viento en todo el país.

Por ejemplo, las regiones en el norte, como Atacama y Antofagasta, pueden tener vientos más intensos, mientras que otras áreas pueden presentar vientos más moderados o variables, tal

como se muestran en la Figura 3, se puede observar la velocidad mínima, máxima y promedio del viento por región:

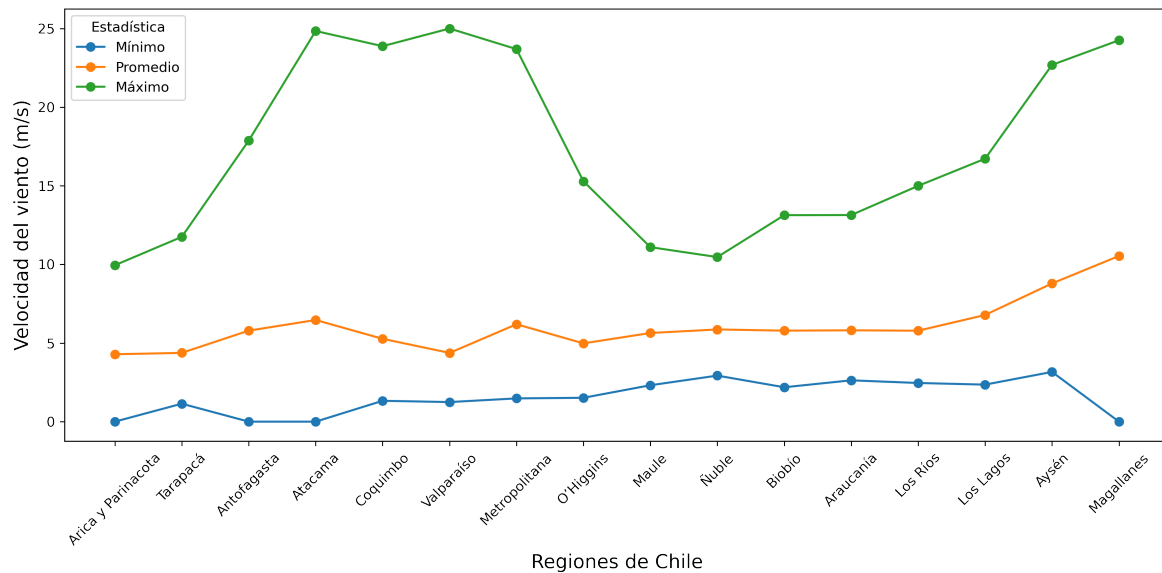


Figura 3: *Velocidad del viento a 100 m por región.*

Fuente: *Elaboración propia a partir de datos del Explorador Eólico.*

La información presentada en el gráfico indica que, además de las regiones mencionadas anteriormente, Coquimbo, Aysén y Magallanes en Chile también presentan un gran potencial para la generación de energía eólica. Estos hallazgos sugieren que estas áreas cuentan con condiciones geográficas y climáticas favorables para el desarrollo de proyectos de energía eólica en el país.

Por otro lado, el factor de planta en la energía eólica es un indicador que muestra la proporción de energía generada efectivamente en comparación con la capacidad máxima teórica de una instalación. Este factor refleja cuánta energía se produce realmente en un periodo específico en relación con la cantidad máxima que la instalación podría haber generado operando continuamente a su capacidad máxima. Esta métrica revela la eficiencia operativa y la consistencia en la generación de energía eólica durante ese período de tiempo. En la Figura 4, se puede observar la distribución

de los recursos renovables, específicamente la energía eólica y solar, en todo el territorio, según el factor de planta correspondiente a cada uno.

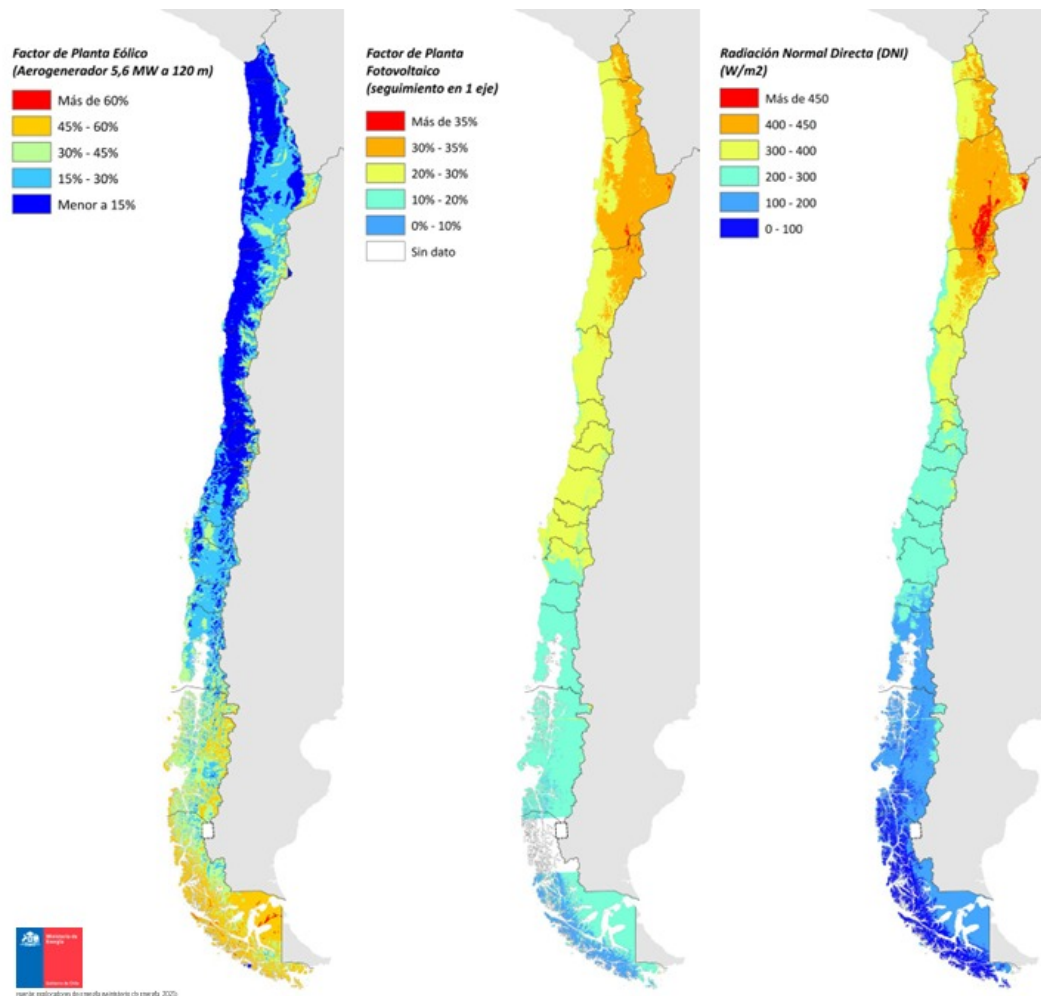


Figura 4: Caracterización de recursos renovables. [15]

En base a esto, se puede afirmar que las regiones mencionadas anteriormente presentan una mayor eficiencia en la generación de energía en comparación con otras. No obstante, es necesario realizar una evaluación más detallada para considerar todo el territorio. Esta evaluación debe tener en cuenta diversos parámetros, como las características geográficas, tales como la topografía, valles, montañas y obstrucciones cercanas, que influyen en la velocidad y consistencia del vien-

to en áreas específicas. A su vez, las condiciones climáticas, incluyendo cambios estacionales y variaciones meteorológicas, también ejercen una influencia significativa en la generación de energía eólica. La altitud del emplazamiento es otro factor crucial, ya que en altitudes más elevadas, generalmente se encuentran vientos más fuertes y constantes. Además, es crucial considerar la velocidad y dirección del viento, donde una velocidad más alta favorece una mayor producción de energía, mientras que la dirección influye en la eficiencia de los aerogeneradores [7].

4.4. Tecnología de aerogeneradores

4.4.1. Fundamentos y Estructura de los Aerogeneradores

La energía eólica se genera a partir del viento utilizando aerogeneradores, similares a molinos de gran tamaño. Estos dispositivos transforman la energía mecánica en energía eléctrica a través de un rotor y un generador. Las palas del aerogenerador, impulsadas por el aire debido a su diseño particular, generan movimiento circular, produciendo la energía mecánica [16].

Tal como se muestra en la Figura 5, el conjunto formado por la torre, la estructura de orientación en su parte superior, el gabinete de conexión a la red eléctrica situado en la base de la torre, y la góndola que alberga los elementos mecánicos, constituyen lo que se conoce como un aerogenerador. Esta estructura actúa como soporte para las palas, el eje de transmisión y el rotor, que se encuentran en frente de las palas. Dentro de la góndola se alojan componentes como el sistema de frenado, el multiplicador, el generador y el sistema de regulación eléctrica [17].

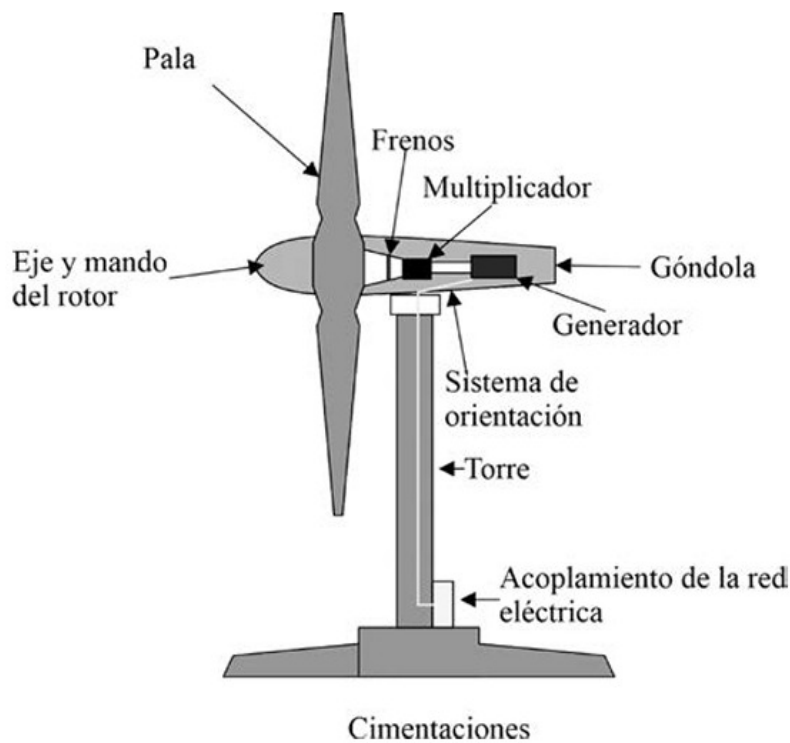


Figura 5: Estructura de un aerogenerador. [18]

El eje está conectado a las palas mediante el rotor, que transmite la energía rotacional al generador. Utilizando imanes, el generador produce voltaje eléctrico y convierte este voltaje en energía eléctrica [18].

En el contexto de la generación de energía eléctrica, la Ley de Betz establece que un aerogenerador solo puede convertir un máximo del 59.3 % de la energía cinética del viento en energía mecánica. Este límite teórico subraya la importancia de un diseño adecuado de las palas y la orientación del aerogenerador para maximizar la captación de energía.

4.4.2. Tipos de Turbinas Eólicas

Los aerogeneradores se clasifican principalmente en dos tipos según la orientación de su eje: aerogeneradores de eje horizontal (HAWT) y aerogeneradores de eje vertical (VAWT).

- **Aerogeneradores de Eje Horizontal (HAWT):** son los más comunes y eficientes para la producción de energía eólica. Estos dispositivos cuentan con un rotor orientado en paralelo a la dirección del viento, y generalmente están equipados con tres palas [19], sin embargo, pueden tener una o dos palas también, tal como se muestra en la Figura 6. El uso de tres palas permite un equilibrio óptimo durante la operación, lo que garantiza una rotación suave y uniforme. En comparación con los aerogeneradores de una o dos palas, las turbinas tripala minimizan las vibraciones que pueden afectar la torre y la estructura general de la instalación, lo cual contribuye a una operación más estable [20].

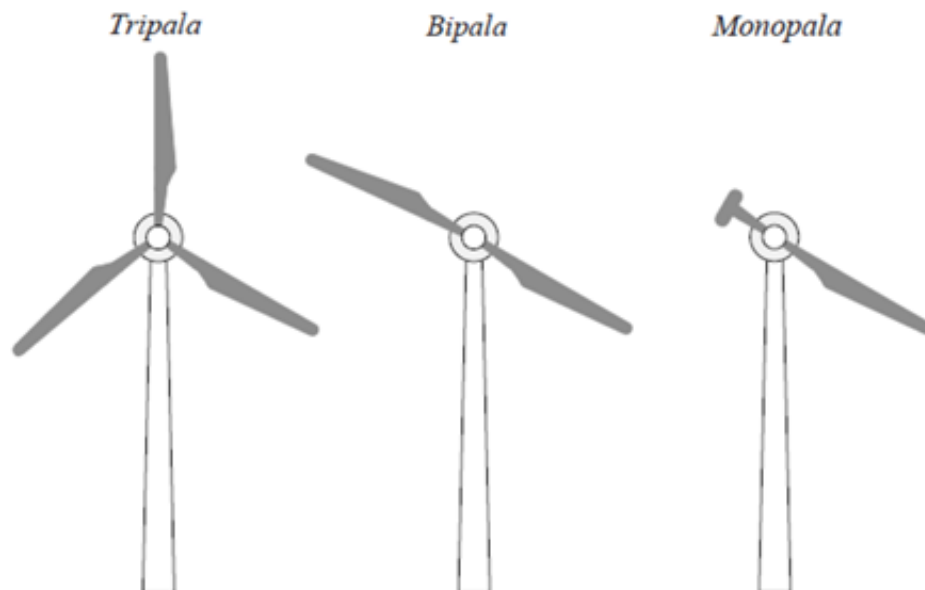


Figura 6: Tipos de aerogeneradores horizontales. [20]

Las turbinas de una o dos palas tienden a sufrir de importantes vibraciones debido a su

configuración asimétrica, lo que puede generar problemas de estabilidad y aumentar los costos de mantenimiento. Aunque añadir más palas reduciría aún más las irregularidades en el par de torsión, el incremento en el peso debido a un mayor número de palas implicaría costos adicionales y una disminución en la eficiencia general del sistema [20].

Los componentes principales, como el generador y el sistema de control, se encuentran en la parte superior de la torre. Además, el sistema de guiñada permite que la cabeza del aerogenerador pivote para orientarse siempre hacia el viento, optimizando así la captación de la energía cinética del viento y garantizando una conversión eficiente en electricidad [19].

- **Aerogeneradores de Eje Vertical (VAWT):** los aerogeneradores de eje vertical presentan un diseño donde el eje del rotor se orienta verticalmente, lo cual los diferencia notablemente de los aerogeneradores de eje horizontal, los tipos de aerogeneradores verticales se muestran en la Figura 7. Una de sus principales ventajas es que no necesitan un sistema de orientación, ya que pueden captar el viento desde cualquier dirección, lo cual resulta especialmente útil en áreas con direcciones de viento variables. Además, los principales componentes de los VAWT, como el generador y el sistema de transmisión, están situados en la base del aerogenerador, facilitando el mantenimiento y reduciendo los costos operativos [19].

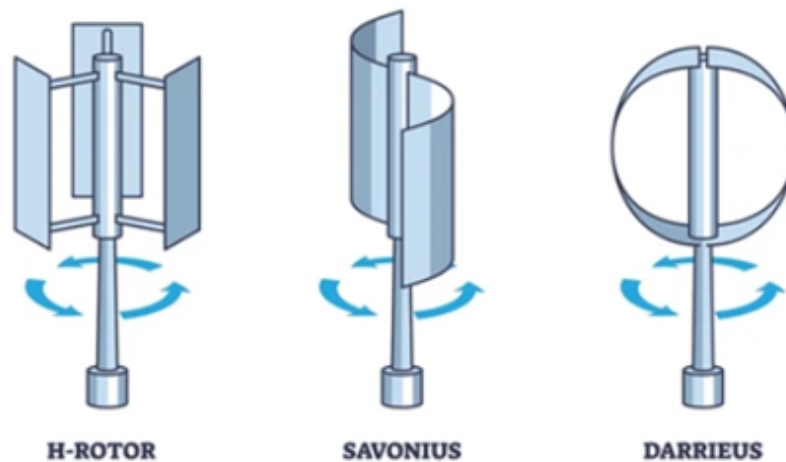


Figura 7: *Tipos de aerogenerador Verticales*

Aunque tradicionalmente se han considerado menos eficientes debido a la mayor resistencia aerodinámica, estudios recientes de la Universidad de Oxford han demostrado que los aerogeneradores de eje vertical pueden superar en eficiencia a los de eje horizontal bajo ciertas condiciones. En particular, cuando se colocan en pares, los aerogeneradores de eje vertical pueden alcanzar un rendimiento hasta un 15 % superior. Esta mejora se debe a factores como el ángulo de inclinación, el sentido de giro, la distancia entre las turbinas y la cantidad de rotores disponibles, todos los cuales influyen en la eficiencia del sistema [21].

4.4.3. Factores de Selección de un Aerogenerador

Al seleccionar un aerogenerador para generar energía eólica, varios factores resultan fundamentales, ya que determinan tanto la viabilidad como la eficiencia de la instalación. Entre estos factores destacan:

- **Capacidad de Generación**

La capacidad de generación, determinada por la potencia nominal del aerogenerador, refleja la máxima energía que puede producir en condiciones óptimas. Es crucial considerar la potencia nominal adecuada en función del tamaño y los objetivos del proyecto. Los modelos con alta capacidad de generación son más eficientes para grandes instalaciones, mientras que para zonas con menor recurso eólico, se prefieren aerogeneradores de menor potencia nominal, lo cual permite una mejor adaptación a las condiciones locales.

■ **Diámetro del Rotor**

El diámetro del rotor es otro aspecto crítico, ya que a mayor diámetro, mayor es la captura del viento y, por ende, la cantidad de energía que se puede generar. El área barrida por las palas del rotor es proporcional al cuadrado del diámetro, lo que significa que un pequeño aumento en el diámetro puede tener un gran impacto en la generación de energía. Un diseño optimizado del rotor permite maximizar la eficiencia aerodinámica y mejorar la conversión de energía del viento en energía mecánica [22].

■ **Altura de la Torre**

La altura de la torre es de gran importancia, ya que a mayor altura, el rotor se expone a velocidades de viento más elevadas y consistentes, lo cual mejora su eficiencia. La turbulencia cerca del suelo y los obstáculos presentes en el entorno pueden afectar el flujo del viento, lo que hace que los aerogeneradores más altos tengan un mejor rendimiento debido a la exposición a vientos más estables [22].

■ **Tecnología del Generador**

La tecnología utilizada en el generador es clave para la eficiencia y la facilidad de mante-

nimiento del aerogenerador. Se pueden utilizar generadores de inducción o generadores de imanes permanentes. Los generadores de inducción son generalmente más económicos, pero requieren un suministro externo de energía reactiva para funcionar, mientras que los generadores de imanes permanentes ofrecen una mayor eficiencia y pueden generar energía sin necesidad de un suministro adicional, lo que los hace adecuados para turbinas en áreas con vientos variables [23].

■ Sistema de Control

El sistema de control del aerogenerador es esencial para su operación segura y eficiente. Este sistema supervisa la velocidad del viento, la dirección y otros factores climáticos, y ajusta las palas y la orientación de la góndola para maximizar la eficiencia en la captación de la energía del viento [19]. Además, el sistema de control protege la turbina contra condiciones climáticas adversas que podrían dañarla, tales como vientos extremadamente fuertes que superen la capacidad de resistencia de las palas.

■ Condiciones Geográficas y Climáticas

Los factores geográficos y climáticos juegan un papel fundamental en la selección y rendimiento de un aerogenerador. Factores como la velocidad del viento, dirección del viento, variaciones estacionales, características del terreno, altitud, humedad relativa, presión atmosférica y temperatura del aire influyen directamente en la eficiencia de la conversión de la energía eólica en energía eléctrica

- **Velocidad del Viento:** es el factor más determinante para el rendimiento de un aerogenerador, ya que la potencia disponible en el viento varía proporcionalmente al cubo

de la velocidad. Esto significa que incluso un pequeño incremento en la velocidad puede tener un gran impacto en la cantidad de energía generada. En general, se prefieren ubicaciones con velocidades de viento moderadas a altas, ya que estas ofrecen mejores condiciones para una generación continua y eficiente. Por otro lado, en zonas donde la velocidad promedio del viento es baja, la generación puede volverse intermitente e insuficiente.

Por ejemplo, ubicaciones con velocidades promedio superiores a 8 m/s se consideran ideales para una operación óptima, mientras que velocidades significativamente más bajas pueden resultar en largos períodos de inactividad, afectando la viabilidad económica del proyecto. La velocidad del viento no solo debe ser suficiente, sino también constante a lo largo del año para asegurar una generación eficiente y estable de energía eólica [24].

- **Humedad Relativa:** también afecta el rendimiento del aerogenerador, ya que una mayor humedad puede incrementar la densidad del aire, lo que, en teoría, aumenta la cantidad de energía que se puede extraer del viento. Sin embargo, en entornos extremadamente húmedos, las palas del rotor pueden experimentar erosión y desgaste acelerado, lo cual afecta la eficiencia y requiere un mayor mantenimiento. Además, la acumulación de agua en las palas puede añadir peso adicional, disminuyendo la eficiencia aerodinámica.
- **Presión Atmosférica:** la presión influye en la densidad del aire, afectando directamente la cantidad de energía capturada por las palas del aerogenerador. En zonas de gran altitud, donde la presión atmosférica es menor, la densidad del aire disminuye y, en

consecuencia, la energía que se puede extraer del viento es menor. Esto hace que sea necesario considerar la altitud del emplazamiento al seleccionar el tipo de aerogenerador. En altitudes elevadas, puede ser necesario utilizar aerogeneradores con palas más largas para maximizar la captura de energía en condiciones de menor densidad del aire.

- **Dirección y Variabilidad del Viento:** no solo la velocidad, sino también la dirección del viento es importante para la selección del aerogenerador. Los sistemas de guiñada, presentes en los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT), permiten que las palas se orienten hacia la dirección predominante del viento. En lugares donde la dirección del viento es altamente variable, los aerogeneradores de eje vertical (VAWT) pueden ser una mejor opción, ya que son omnidireccionales y no requieren ajustes constantes.
- **Temperatura del Aire:** la temperatura también afecta la densidad del viento. A temperaturas más bajas, el aire es más denso, lo cual aumenta la energía potencial que se puede captar. Sin embargo, temperaturas extremadamente bajas pueden causar problemas en los sistemas mecánicos, como el endurecimiento de lubricantes o la formación de hielo en las palas, lo cual podría afectar la aerodinámica y la eficiencia del aerogenerador. Por otro lado, temperaturas muy altas también pueden causar problemas de sobrecalentamiento en el generador y los sistemas eléctricos, afectando el rendimiento.
- **Características del Terreno:** las características como la rugosidad y la topografía, son fundamentales para la selección del aerogenerador. Terrenos rugosos, como zonas urbanas o áreas boscosas, tienden a crear turbulencia y disminuir la velocidad efectiva del viento. En contraste, terrenos planos y abiertos permiten un flujo de viento más estable y rápido, lo cual es ideal para la instalación de aerogeneradores.

Además, el coeficiente de cizallamiento del viento, que es un número adimensional que expresa la tasa de variación de la velocidad del viento con la altura, juega un papel crucial en la capacidad de generación de electricidad del aerogenerador. Según los valores reportados en RETScreen, el coeficiente de cizallamiento típicamente varía entre 0,10 y 0,40. Un coeficiente bajo corresponde a terrenos lisos, como el mar o la arena, mientras que un coeficiente alto sugiere un terreno con obstáculos considerables, como áreas urbanas. Por ejemplo, un coeficiente de 0,25 se asocia con terrenos más rugosos, mientras que un valor de 0,40 es típico de proyectos en áreas urbanas. Este coeficiente se utiliza para calcular la velocidad promedio del viento a la altura del buje del aerogenerador y asegurar una estimación precisa de la capacidad de generación de energía. Un valor de 0,14 suele ser una buena aproximación inicial cuando aún no se han determinado las características específicas del sitio.

La altitud y las características orográficas (como colinas y montañas) también pueden influir en la aceleración del viento, especialmente en zonas donde el viento se canaliza a través de valles, aumentando así su velocidad.

■ Acceso y Mantenimiento

Los aerogeneradores deben inspeccionarse periódicamente para garantizar su funcionamiento seguro y eficiente. Las tareas de mantenimiento incluyen la limpieza, para retirar residuos que puedan afectar la eficiencia aerodinámica de las palas, y la lubricación de los componentes mecánicos, como el rotor y los sistemas de transmisión, aplicando grasa o aceite para evitar el desgaste prematuro. Además, es importante realizar reparaciones cuando se detecten fallas o daños, lo cual contribuye a prolongar la vida útil del aerogenerador y asegurar su

eficiencia a largo plazo [19]. Las turbinas ubicadas en áreas remotas o de difícil acceso pueden enfrentar altos costos de operación y mantenimiento, por lo que seleccionar tecnologías y ubicaciones que minimicen la necesidad de intervenciones frecuentes.

■ Eficiencia y Rendimiento

Aunque la Ley de Betz establece que ningún aerogenerador puede convertir más del 59.3 % de la energía cinética disponible en el viento en energía útil, este límite teórico subraya la importancia de un diseño adecuado del rotor y la orientación del aerogenerador para maximizar la captación de energía.

Sin embargo, la eficiencia práctica de los aerogeneradores está limitada por diversos factores técnicos. La potencia que se puede transformar en electricidad es menor que la máxima potencia teórica disponible, debido a la eficiencia de los componentes eléctricos y mecánicos involucrados, tales como el generador, los sistemas de transmisión, y los sistemas de control. Estos componentes generan pérdidas adicionales, lo que hace que la eficiencia real sea menor que la calculada bajo el límite de Betz.

En términos generales, la eficiencia práctica de los aerogeneradores está afectada por tres rendimientos principales:

- **Rendimiento Aerodinámico (η_p):** describe la capacidad del rotor para extraer energía del viento.
- **Rendimiento de Transmisión (η_m):** relacionado con las pérdidas mecánicas durante la transmisión de energía desde el rotor hasta el generador.
- **Rendimiento del Generador (η_g):** describe la eficiencia del generador en la conversión

de la energía mecánica en electricidad.

El rendimiento combinado de estos sistemas suele ser significativamente menor que el máximo teórico, con valores reales que varían dependiendo del diseño del aerogenerador, las condiciones del viento y las tecnologías empleadas.

La elección del tipo de aerogenerador y la ubicación son elementos fundamentales para lograr la generación de energía eólica. Por consiguiente, las características de estos factores son cruciales al cuantificar la generación de energía eólica y, posteriormente, la conversión a hidrógeno verde.

4.4.4. Normativa y regulaciones para Parques Eólicos

Las instalaciones de líneas de transmisión y subestaciones, así como los parques eólicos, están sujetas a diversas normativas que regulan su ubicación y operación. En particular, la Ley N° 19.300 y su reglamento establecen que las instalaciones deben ser evaluadas según lo dispuesto en su artículo 10 y en el artículo 3, letra b) del reglamento del Sistema de Evaluación Ambiental (SEA). Esta evaluación considera los impactos ambientales, como la alteración del paisaje, las emisiones de ruido y los riesgos asociados con la operación de aerogeneradores como la potencial colisión con aves [25].

En cuanto a la distancia mínima entre aerogeneradores y viviendas, esta varía según las normativas urbanísticas y los planes de ordenamiento territorial de cada ubicación. En zonas urbanas y rurales, las regulaciones específicas determinan estas distancias, mientras que en áreas no reguladas se aplican las disposiciones generales de la Ordenanza de Urbanismo y Construcciones. Los

parques eólicos se consideran “infraestructura energética”, lo que permite su instalación en distintos tipos de suelo, siempre que se respeten las normativas locales y se obtengan las autorizaciones pertinentes [26].

Según la División de Desarrollo Urbano del Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MIN-VU), los aerogeneradores son considerados instalaciones y no edificaciones, lo que significa que, aunque deben cumplir con las normativas urbanísticas del área, no requieren permiso de edificación. Su cumplimiento se verifica a través del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) o mediante la solicitud de la patente municipal [26].

El tipo de suelo en el que se ubica un parque eólico influye en las exigencias urbanísticas que deben cumplirse. En áreas urbanas, las regulaciones específicas son definidas por el Plan Regulador Comunal, mientras que en zonas rurales se consideran los Planes Reguladores Intercomunales o Metropolitanos. En áreas rurales sin planificación formal, la instalación de aerogeneradores requiere autorización de cambio de uso del suelo [27].

Asimismo, las instalaciones de infraestructura, como los parques eólicos, deben cumplir con la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC) [27]. Las redes necesarias para la operación de los aerogeneradores son aceptadas en cualquier tipo de suelo, urbano o rural, y están sujetas a regulaciones de los organismos competentes.

Recientemente, la Dirección de Desarrollo Urbano ha aclarado que los aerogeneradores no requieren permiso de obras municipales, aunque deben respetar las normas urbanísticas estipuladas en los Instrumentos de Planificación Territorial. El cumplimiento de estas normativas se valida a través del Certificado de Informaciones Previas y se verifica durante el SEIA o al solicitar la patente

de funcionamiento [26].

Es importante realizar una evaluación ambiental completa y detallada de los proyectos eólicos, especialmente para aquellos que superan los 3 MW de potencia, ya que deben ingresar al SEIA. Este proceso garantizará que se consideren todos los posibles efectos, características o circunstancias mencionadas en el artículo 11 de la Ley N° 19.300 y el Título II del reglamento, asegurando que se implementen las medidas necesarias para cumplir con la normativa ambiental aplicable [28].

4.5. Hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más abundante en la Tierra, constituyendo aproximadamente el 75 % de la materia del universo. En su estado natural, se encuentra combinado con otros elementos, como el oxígeno, formando agua, y con el carbono, creando compuestos orgánicos [29]. Debido a esta combinación, el hidrógeno no puede ser extraído directamente de la naturaleza; en cambio, actúa como un vector energético, similar a la electricidad, lo que implica que debe ser producido y recuperado de los compuestos que lo contienen [30].

El hidrógeno se presenta como una alternativa clave en la transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Al ser quemado, produce únicamente vapor de agua, lo que implica un impacto ambiental nulo. Esto lo convierte en un combustible limpio y versátil, aplicable en diversas áreas, como el transporte (aéreo, marítimo y terrestre), en instalaciones domésticas y en la generación de electricidad en sectores industrial, comercial y residencial [30].

Su capacidad para no liberar emisiones tóxicas al medio ambiente lo hace atractivo como

fuelle de energíla. Sin embargo, su producciól requiere tecnológlas distintas a las convencionales, lo cual conlleva mayores costos. El hidrógeno puede generarse a partir de diversas fuentes de energíla, incluidas las energílas renovables (eólica, fotovoltaica, biomasa), la energíla nuclear y los combustibles fósiles. Dependiendo del tipo de energíla empleada, el proceso de producciól puede variar, utilizando técnicas como la termólisis, la electrólisis, el reformado y la gasificaciól [29], tal como se ilustra en la Figura 8.

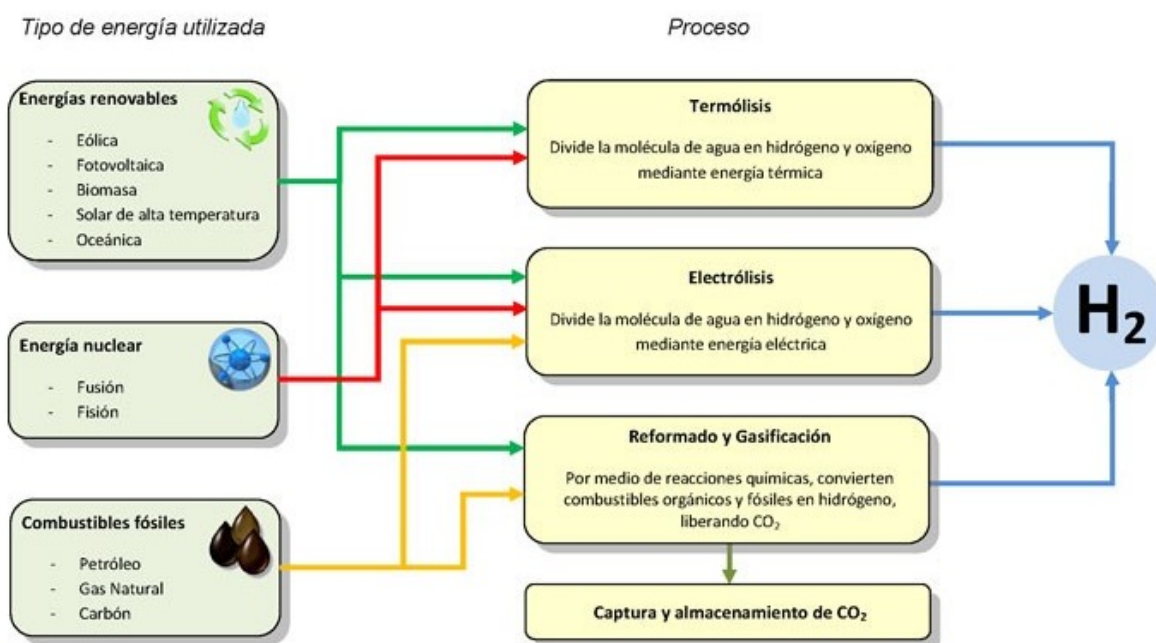


Figura 8: Esquema de los distintos métodos de producción de Hidrógeno [29].

La electrólisis del agua es uno de los métodos más eficientes para producir hidrógeno, ya que genera oxígeno puro como único subproducto. Además, permite utilizar energía procedente de fuentes renovables, como la eólica, solar y biomasa. Este método tiene la ventaja de producir hidrógeno de alta pureza (99,9 %)[31].

Existen diferentes sistemas para la electrólisis del agua, entre los cuales destacan la elec-

trólisis de agua alcalina (AWE), la membrana de intercambio de protones (PEM) y la electrólisis de óxido sólido (SOEC).

4.5.1. Tipos de Electrolizadores

- **Electrolizador alcalino (AWE):** en este método, se emplea una solución alcalina (KOH o NaOH) como electrolito, donde en el cátodo se genera hidrógeno (H_2) y en el ánodo se produce oxígeno (O_2). Este proceso opera a temperaturas de 30–80 °C con electrodos de níquel y diafragmas que separan los gases generados.[32].

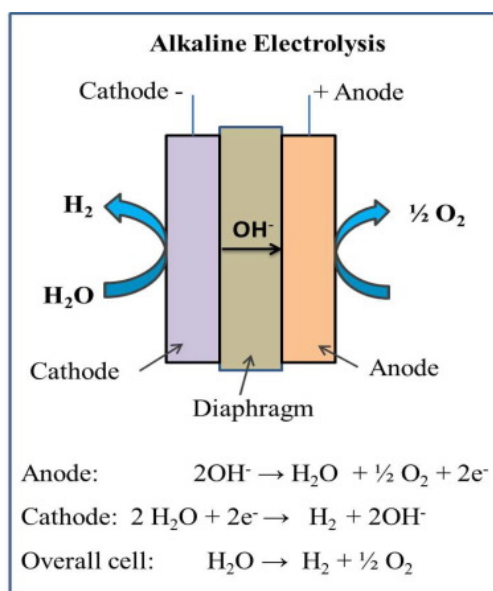


Figura 9: Esquema de la electrólisis de agua alcalina. [32]

- **Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM):** en este tipo de electrolizador, el agua llega al ánodo, donde se genera oxígeno, protones y electrones. Los protones atraviesan una membrana hacia el cátodo, mientras que los electrones pasan a través de un circuito externo, proporcionando el voltaje necesario. En el cátodo, los protones y electrones se combinan para formar hidrógeno. [32].

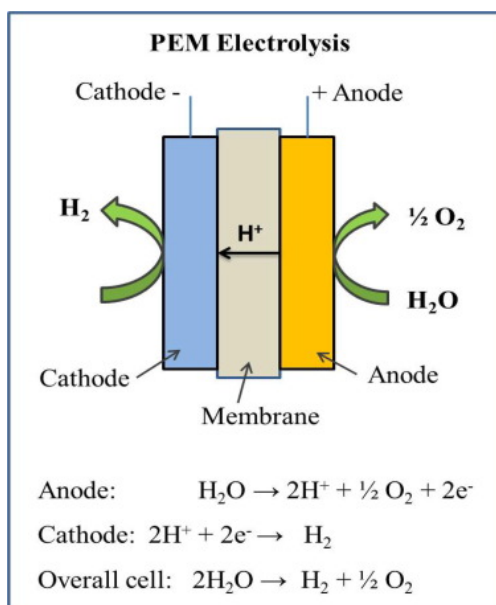


Figura 10: Esquema de la electrólisis de agua PEM. [32]

- **Electrolizador de óxido sólido (SOEC):** este tipo de electrolizador convierte la energía eléctrica en energía química para producir hidrógeno ultrapuro con alta eficiencia. Funciona a altas temperaturas, entre 500 y 850 °C, utilizando vapor de agua. Tradicionalmente, emplea materiales conductores de oxígeno como el circonio estabilizado, aunque se están investigando materiales cerámicos conductores de protones por su mayor eficiencia. Aunque el SOEC es prometedor, aún tiene limitaciones como la falta de estabilidad y la degradación, los cuales deben resolverse antes de su comercialización masiva [32].

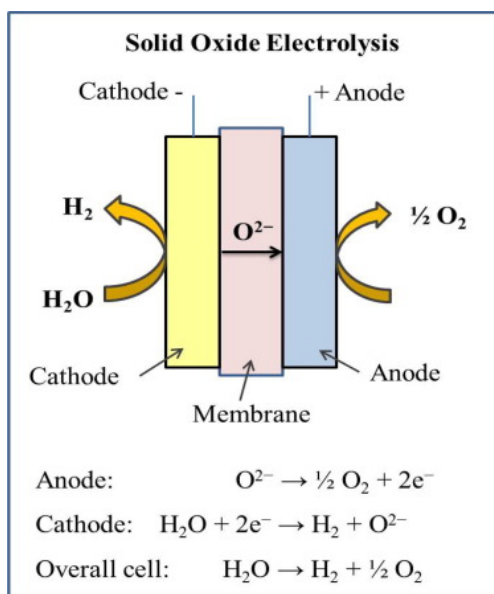


Figura 11: Esquema de la electrólisis de óxido sólido. [32]

En la siguiente tabla, se muestra las ventajas y desventajas por tipo de electrolizador:

Tabla 2: Ventajas y desventajas por tipo de electrolizador. [33] [32]

Electrolizador	Ventajas	Desventajas
AWE	Eficiencia entre 51-60 %, vida útil entre 60.000-90.000 h, alta capacidad, bajo costo de operación.	Baja flexibilidad energética, arranque lento (10-40 min), pureza del hidrógeno de 99,5 %.
PEM	Alta flexibilidad energética, pureza del hidrógeno de: 99,99 %, arranque rápido.	Vida útil entre 20.000-60.000 h, costoso (metales nobles), eficiencia entre 46-60 %.
SOEC	Eficiencia entre 76-81 %, altas temperaturas (500-850°C).	Vida útil menor a 1.000 h, tecnología inmadura.

4.5.2. Tipos de Hidrógeno

El hidrógeno se clasifica en diferentes tipos según el método de producción y los gases que se liberan durante su obtención. Actualmente, se reconocen varios tipos de hidrógeno, incluyendo el gris, azul, verde, turquesa, negro, café, rosa, blanco y amarillo, como se muestra en la Figura 12.

A continuación, se detallan sus características:



Figura 12: Esquema de los distintos tipos de Hidrógeno. [34]

- **Hidrógeno Gris:** se produce a partir de la reformación de metano con vapor, generando hidrógeno y dióxido de carbono (CO_2). Este proceso libera CO_2 a la atmósfera, contribuyendo al aumento de gases de efecto invernadero (GEI)[19].
- **Hidrógeno Azul:** similar al gris, se produce a partir de combustibles fósiles, utilizando gas natural. Sin embargo, en este caso, el CO_2 liberado es capturado y almacenado mediante un proceso conocido como Carbon Capture and Storage (CCS). Aunque reduce las emisiones, no es completamente efectivo, ya que no captura la totalidad de las emisiones[19].
- **Hidrógeno Turquesa:** este tipo se obtiene a través de la pirólisis del gas natural, un proceso más reciente que no emite gases contaminantes, ya que genera hidrógeno y carbono sólido [35].

- **Hidrógeno Blanco:** también conocido como hidrógeno natural, se encuentra de forma natural en depósitos subterráneos, acumulándose a través de procesos geológicos [35].
- **Hidrógeno Rosa:** producido mediante la electrólisis del agua utilizando energía nuclear, este tipo no emite GEI, aunque genera residuos radiactivos [35].
- **Hidrógeno Café:** se genera a partir de la gasificación del lignito, utilizando combustibles no renovables y emitiendo grandes cantidades de CO_2 , dado que no cuenta con un proceso de captura de carbono [36].
- **Hidrógeno Negro:** al igual que el café, se produce mediante la gasificación del carbón bituminoso, utilizando combustibles no renovables y liberando gases de efecto invernadero [36].
- **Hidrógeno Amarillo:** este tipo se obtiene mediante electrólisis utilizando fuentes mixtas, es decir, una combinación de energías renovables y combustibles fósiles [37].
- **Hidrógeno Verde:** la producción de hidrógeno verde es completamente libre de emisiones de gases de efecto invernadero. Se genera utilizando electricidad de fuentes renovables para realizar la electrólisis del agua, un proceso que separa la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno [19]. Este tipo de hidrógeno es uno de los más conocidos y relevantes en el contexto de la sostenibilidad energética.

4.5.3. Hidrógeno Verde

La importancia del hidrógeno verde, también conocido como hidrógeno renovable, radica en su capacidad para ser obtenido a través de energías renovables, garantizando una producción

sin emisión de gases de efecto invernadero. Este método lo destaca como una opción clave en la reducción de emisiones [38].

El hidrógeno verde se posiciona como una solución efectiva para disminuir las emisiones en diversos sectores. Su impacto positivo se extiende al transporte de larga distancia, la industria química y la producción de hierro y acero, sectores que han enfrentado dificultades para reducir sus emisiones. Además, este tipo de hidrógeno demuestra su capacidad para respaldar la integración de fuentes de energía renovable intermitente en la red eléctrica.

El creciente interés en el hidrógeno y sus combustibles derivados se relaciona con la necesidad de descarbonizar el sistema energético a nivel global. La notable reducción de emisiones al utilizar y producir hidrógeno ha impulsado su relevancia, ofreciendo beneficios claros a varios sectores industriales [39].

Entre 2021 y 2022, nueve países, que en conjunto representan alrededor del 30 % de las emisiones globales en el sector energético, han publicado sus estrategias nacionales en torno al hidrógeno. Esta tendencia está estrechamente vinculada al aumento del interés en el desarrollo del hidrógeno verde [39].

En este contexto, Chile ha lanzado su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde para enfrentar el cambio climático, diversificar su matriz energética y reducir las emisiones del país. Se reconoce también la oportunidad de fomentar una economía sostenible basada en el uso del hidrógeno verde, aprovechando la electricidad proveniente de fuentes renovables de bajo costo disponibles en el territorio chileno. Esta estrategia busca crear un recurso energético para uso nacional y explorar la posibilidad de exportación [3].

Las características geográficas de Chile ofrecen un potencial considerable para la producción de hidrógeno verde, especialmente debido a la abundancia de recursos renovables en el país. Se estima que Chile tiene alrededor de 1.800 gigavatios (GW) de capacidad para la generación de energía solar y eólica. En particular, las condiciones para la energía eólica son muy favorables en regiones como Magallanes, donde los vientos son fuertes y constantes, creando un entorno ideal para la generación de electricidad renovable. Esta electricidad es fundamental para los procesos de electrólisis necesarios para producir hidrógeno verde [40].

En el norte de Chile, el desierto de Atacama recibe algunos de los niveles de radiación solar más altos del planeta, lo que lo convierte en un lugar privilegiado para la generación de energía solar. Junto con los abundantes recursos eólicos del sur, estas características posicionan a Chile de manera única para convertirse en un líder en la producción de hidrógeno verde. Este escenario promete ser una oportunidad significativa para el desarrollo de esta industria en la región [41].

4.6. Producción de Hidrógeno Verde

La energía eólica generada ofrece el potencial para la producción de hidrógeno verde, que se puede calcular mediante la siguiente ecuación [42]:

$$M_{H_2} = \frac{\eta_{el} E_r}{HHV_{H_2}} \quad (1)$$

Donde η_{el} es la eficiencia del tipo de electrolizador, E_r es la energía real producida, y HHV_{H_2} es el poder calorífico superior del hidrógeno.

4.7. Costo Nivelado de Energía e Hidrógeno

El Costo Nivelado de Energía (LCOE) y el Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) son dos métricas clave para evaluar la viabilidad económica de proyectos de energía renovable y la producción de hidrógeno verde. Ambos conceptos permiten comparar diferentes tecnologías y fuentes energéticas, facilitando así la toma de decisiones informadas en el desarrollo de proyectos sostenibles. A continuación, se detallan los fundamentos de cada uno de estos conceptos.

4.7.1. Costo Nivelado de Energía (LCOE)

El Costo Nivelado de Energía (LCOE) es una medida que se utiliza para calcular el costo por unidad de energía generada por un sistema de energía durante su vida útil. Este indicador incluye todos los costos de inversión, operación y mantenimiento, y se divide por la energía total que se espera generar durante la vida útil del proyecto. La ecuación para determinarlo es [43]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

Donde:

- I_t son los gastos de inversión en el año t , es decir, el CAPEX.
- M_t representa los costos de operación y mantenimiento, es decir, el OPEX.
- E_t es la energía generada en el año t .
- r es la tasa de descuento.

- T es el período evaluado.

El LCOE es una herramienta que permite comparar diferentes tecnologías de generación de energía, ya que permite entender cuál es la opción más rentable considerando todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto.

4.7.2. Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH)

El Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) es una métrica similar al LCOE, pero se utiliza específicamente para calcular el costo promedio de producir hidrógeno a lo largo de la vida útil de un proyecto. El LCOH incluye todos los costos de inversión y operación relacionados con la producción de hidrógeno mediante electrólisis, así como el volumen de hidrógeno generado durante el mismo período. La fórmula para el cálculo del LCOH es la siguiente [43]:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{H_t}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

Donde:

- I_t son los gastos de inversión en el año t , es decir, el CAPEX.
- M_t representa los costos de operación y mantenimiento, es decir, el OPEX.
- H_t es la cantidad de hidrógeno producido en el año t .
- r es la tasa de descuento.
- T es el período evaluado.

Este indicador es útil para evaluar la competitividad de la producción de hidrógeno verde frente a otras fuentes de energía y combustibles.

4.7.3. Relación entre el LCOH y el LCOE

El LCOH está directamente relacionado con el LCOE cuando la electricidad utilizada en el proceso de electrólisis proviene de fuentes renovables, como la energía eólica. La producción de hidrógeno mediante electrólisis requiere una cantidad significativa de electricidad, lo que convierte el LCOE de esa electricidad en un componente crucial del cálculo del LCOH.

El LCOH no solo refleja los costos de inversión y operación del electrolizador, sino también el costo de la energía eléctrica necesaria para el proceso. Dado que el hidrógeno verde se produce utilizando electricidad renovable, el LCOE juega un papel fundamental en la determinación del costo final de producción del hidrógeno. La fórmula ajustada del LCOH que incluye el LCOE es la siguiente:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{I_t + M_t + (LCOE \times E_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{H_t}{(1+r)^t}} \quad (4)$$

Donde:

- I_t son los gastos de inversión en el año t , es decir, el CAPEX.
- M_t representa los costos de operación y mantenimiento, es decir, el OPEX.
- H_t es la cantidad de hidrógeno producido en el año t .

- LCOE es el costo nivelado de electricidad utilizado para la producción de hidrógeno.
- r es la tasa de descuento.
- T es el período evaluado.

La relación entre el LCOE y el LCOH destaca la importancia de contar con fuentes de energía renovable con costos competitivos para lograr una producción de hidrógeno verde económicamente viable. Un LCOE más bajo se traduce en un menor costo de producción de hidrógeno, lo que puede facilitar su adopción como fuente energética limpia en diversos sectores industriales.

4.8. Impacto de la producción de Hidrógeno Verde en Chile

La implementación de estrategias para la producción de hidrógeno verde en Chile no solo representa un esfuerzo para fomentar una economía sostenible y amigable con el medio ambiente, sino que también promueve la competitividad del país a nivel internacional. La disminución de los costos de las tecnologías de generación renovable, especialmente los electrolizadores, ofrece una oportunidad tangible para que el hidrógeno verde producido en Chile sea competitivo tanto a nivel doméstico como internacional. El alto potencial de los recursos renovables en distintas regiones nacionales posibilita la generación de grandes volúmenes de hidrógeno verde, proyectándose alcanzar hasta 160 millones de toneladas anuales [3]. Este valor no solo impactará en la producción interna, sino que también abrirá puertas a la exportación, principalmente para la descarbonización de sectores de transporte, tanto a nivel local como internacional[44]. En la Figura 13, se presenta la proyección del mercado chileno en lo que respecta al hidrógeno verde y sus productos asociados, como los combustibles sintéticos, los minerales verdes y otros elementos relacionados.

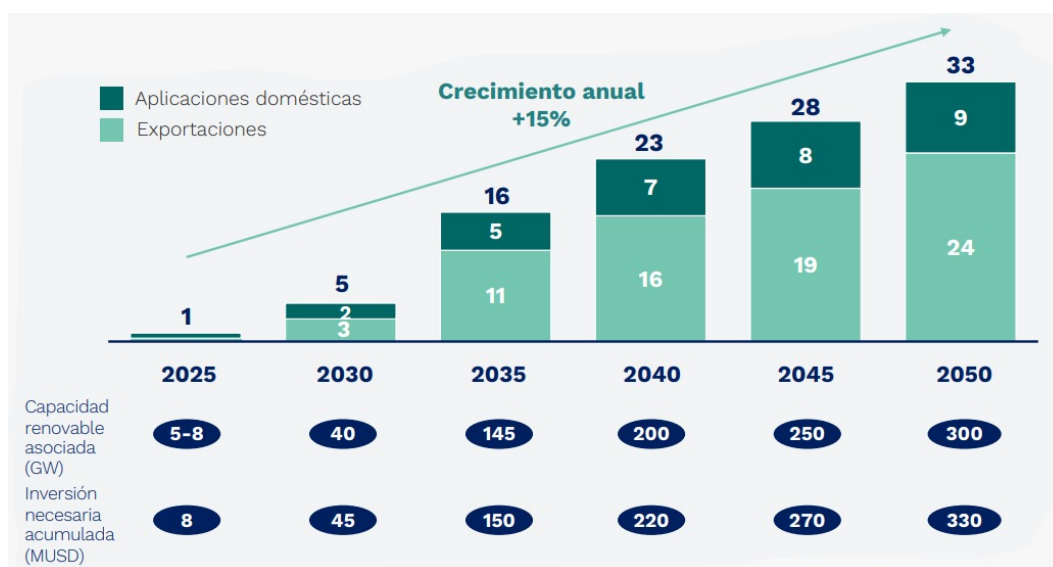


Figura 13: *Proyección de mercados chilenos de hidrógeno verde y derivados en BUSD. [3]*

La apuesta por el hidrógeno verde implica el desarrollo de una industria local con proyección a escala global. Las regulaciones y esfuerzos gubernamentales se orientan a la generación estimada de cerca de 100.000 empleos [3] y al estímulo de la innovación, asegurando que estas inversiones aporten valor en las distintas localidades donde se establezcan. Se prioriza la formación de capacidades locales como un objetivo central para garantizar que el avance del hidrógeno verde contribuya al desarrollo social, económico y ambiental en las variadas regiones del país.

La producción y aplicación del hidrógeno verde en distintos ámbitos, en conjunto con la exploración de su empleo en sistemas eléctricos locales, se configura como una oportunidad multifacética. Más allá de su impacto en la transición energética y la reducción de emisiones, esta iniciativa favorece el crecimiento económico, la generación de empleo y el avance tecnológico. La proyección de exportación y la diversificación del mercado consolidan la posición de Chile como un actor fundamental en la descarbonización a nivel regional y mundial, impulsando la innovación y el desarrollo sostenible en todos los frentes involucrados [3].

5. Metodología

Este estudio se enmarca dentro de una investigación cuantitativa, enfocada en la cuantificación del potencial de producción de hidrógeno verde a partir de la energía eólica en diversas ubicaciones de Chile. El enfoque metodológico utilizado es descriptivo y correlacional, ya que busca describir las características geográficas y técnicas que influyen en la generación de energía, así como explorar la relación entre estas características y la capacidad de producción de hidrógeno verde.

La elección de un enfoque cuantitativo se basa en la necesidad de cuantificar el potencial de producción de hidrógeno verde mediante el análisis de datos numéricos. Este enfoque permite identificar patrones y relaciones significativas entre variables, facilitando un entendimiento más profundo de cómo ciertos factores impactan en la generación eléctrica. Para ello, tal como se muestra en la Figura 14, se organizó la metodología en cuatro etapas: construcción de la base de datos, desarrollo del modelo, comprobación del modelo y ejecución del modelo. A continuación, se describen en detalle los procedimientos aplicados en cada etapa.

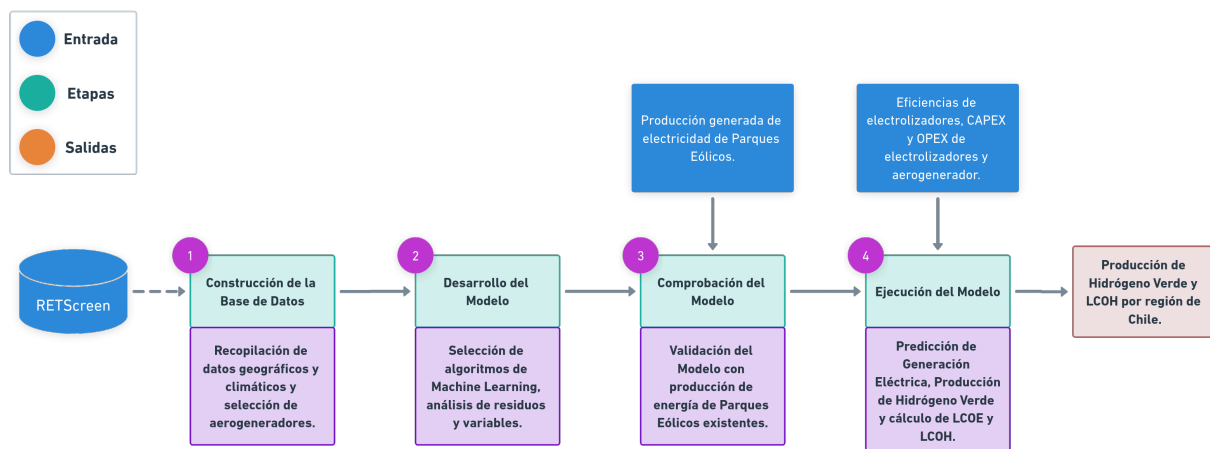


Figura 14: Esquema general de la Metodología.

5.1. Construcción de la Base de Datos

En esta etapa, tal como se muestra en la figura 15, se recopiló y organizó la información necesaria para desarrollar el modelo que predice la generación de electricidad en función de la ubicación y el tipo de aerogenerador. Para ello, se utilizó el software RETScreen como fuente de datos, que proporciona información relevante sobre las condiciones climáticas y geográficas.

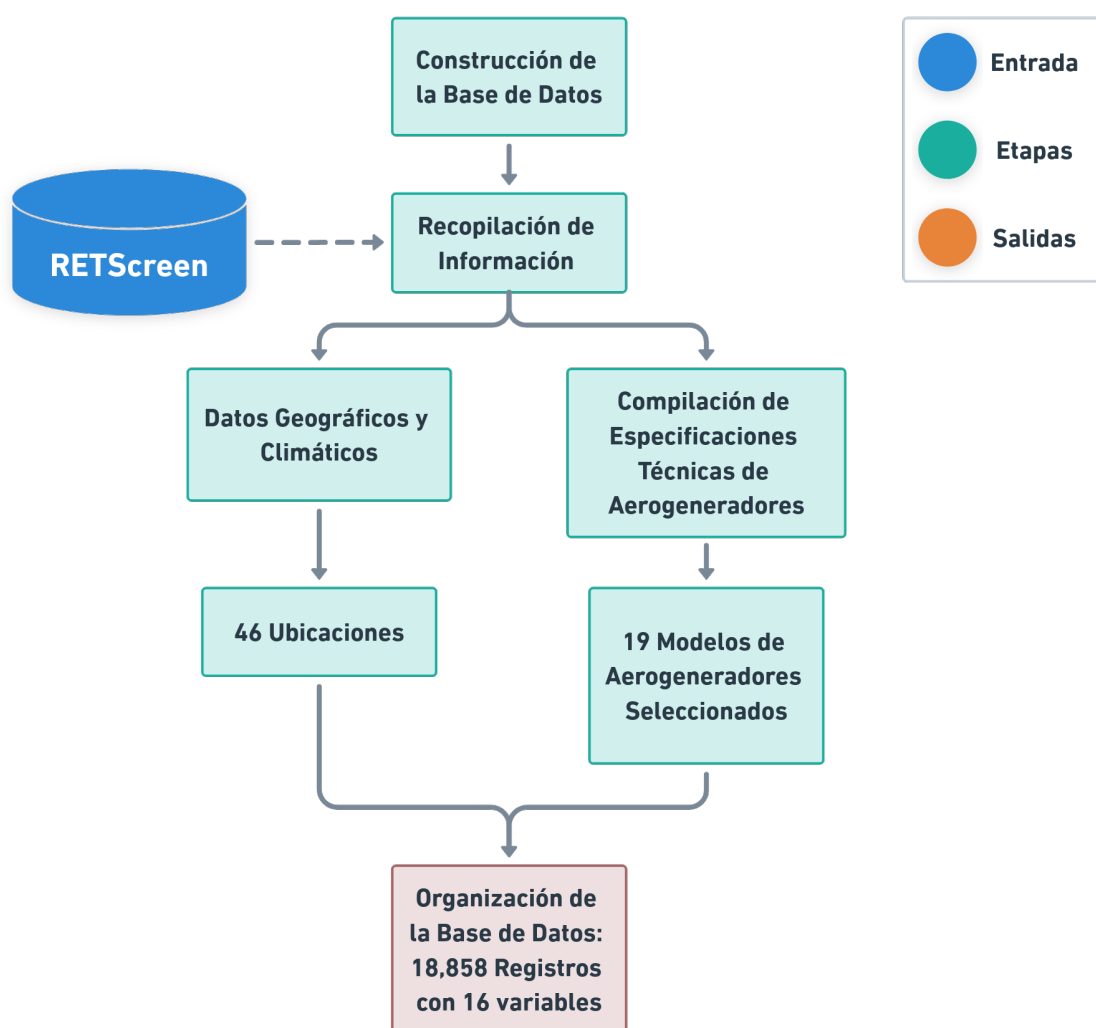


Figura 15: Esquema general de la etapa de Construcción de la Base de Datos.

Se realizó una recolección de datos geográficos y climáticos para distintas ubicaciones

disponibles en RETScreen, tales como Antofagasta/Cerro, Arica/Chacalluta, Balmaceda, Calama, Carahue, Castro y Tocopilla, entre otros. En total, se consideraron 46 ubicaciones diferentes, abarcando una amplia diversidad de condiciones climáticas y geográficas. Las variables recopiladas, junto con su abreviatura para realizar el análisis, son las siguientes:

- **Latitud (LA) y Longitud (LO):** determinan la ubicación geográfica de cada punto.
- **Elevación (EL):** altura sobre el nivel del mar, que afecta la presión atmosférica y la temperatura.
- **Temperatura del aire ($TEMP$):** afecta la eficiencia de los aerogeneradores y, por ende, la generación eléctrica.
- **Velocidad del viento de la ubicación (VEL_U):** esta variable, medida a 10 m del suelo, es crucial para la generación eléctrica.
- **Velocidad del viento a la altura del aerogenerador (VEL_{AE}):** medida a la altura del aerogenerador, esta variable es esencial para estimar el rendimiento del mismo.
- **Presión atmosférica (PRE):** relacionada con la densidad del aire, afecta el rendimiento de los aerogeneradores.
- **Humedad relativa (HU):** puede impactar la producción de energía y la corrosión de los equipos.

Adicionalmente, se compilaron las especificaciones técnicas de los distintos modelos de aerogeneradores y también operacionales, las cuales se presentan en la Tabla 3. Estos modelos fueron seleccionados considerando parámetros como:

- **Altura del eje (ALT):** afecta la captación de viento.
- **Diámetro del rotor (DIA):** determina el área de barrido de las aspas y, por ende, la energía captada.
- **Área barrida (AR):** es el área perpendicular a la dirección del viento que cubrirá un rotor durante una rotación completa.
- **Capacidad eléctrica de la turbina (CAP):** potencial de generación de energía.
- **Pérdidas:** incluye las pérdidas varias (PER_{VAR}), las pérdidas de la superficie de sustentación (PER_{SUST}) y las pérdidas por disposición (PER_{ARR}), que afectan la eficiencia general del sistema.
- **Disponibilidad ($DISPO$):** se refiere al tiempo en que el aerogenerador está operativo y disponible para generar energía.

Tabla 3: *Características de los modelos de aerogeneradores.*

Modelo	Altura Eje (m)	Diámetro Rotor (m)	Área Barrida (m ²)	Cap. Eléctrica (kW)
1	18,3	6,4	31,9	5
2	18,3	7	38,48	10
3	31	20	314,2	25
4	25	11	95	35
5	30	15	176,7	50
6	40	30	706,9	250
7	49	33,4	876	330
8	50	54	2290,2	500
9	73	52,9	2197,9	800
10	45	44	1520,5	900
11	70	54	2290	1000
12	68	64	3216,99	1250
13	60	82	5281,02	1500
14	60	80	5026,6	1800
15	80	80	5027	2000
16	113	71	3959,2	2300
17	160	90	6362	2500
18	135	101	8012	3000
19	135	127	12667,7	7500

Los datos recopilados sobre las 16 variables mencionadas anteriormente se organizaron de forma estructurada en una base de datos que cuenta con un total de 18.858 registros para su posterior análisis.

5.2. Desarrollo del Modelo

A partir de la base de datos construida, se realizó un análisis para determinar el tipo de modelo de predicción más adecuado, considerando las características específicas de los datos y la

normalidad de los errores. En la siguiente figura se muestra de forma general el esquema de esta etapa.

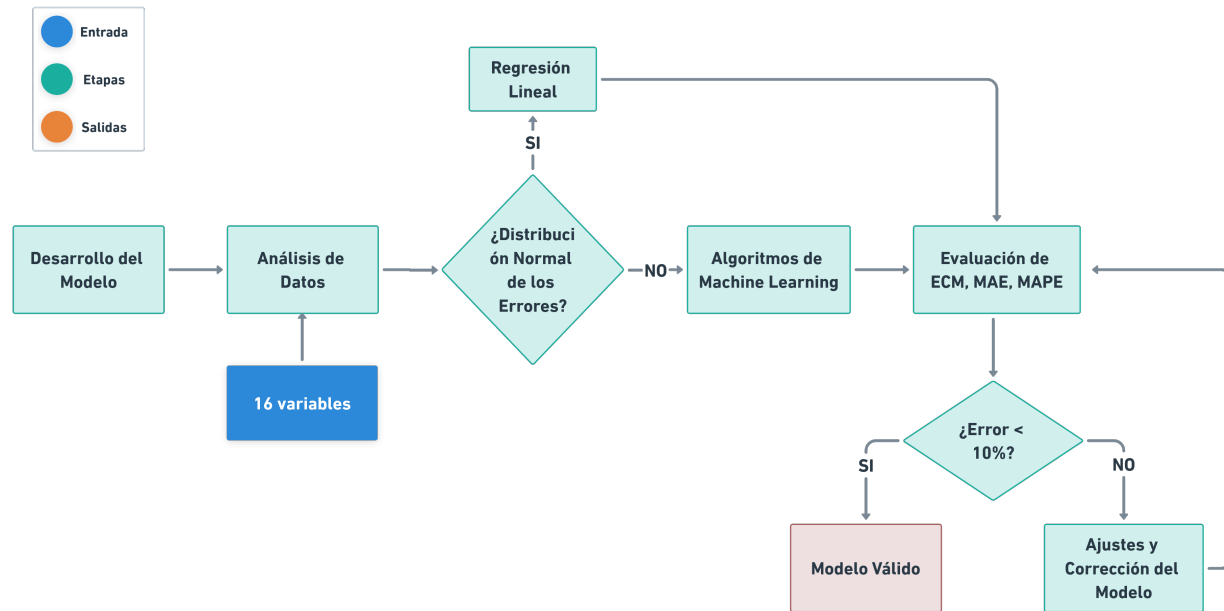


Figura 16: Esquema general de la etapa de Desarrollo del Modelo.

El modelo a implementar tiene como objetivo ofrecer un valor estimado de generación eólica para cada ubicación y cada tipo de aerogenerador. Es fundamental que el margen ideal de diferencia entre la generación real y la generación estimada se establezca en menos del 10 %, lo que permite considerar los resultados del modelo como válidos. Este umbral es importante, ya que garantiza que las predicciones sean suficientemente precisas para la toma de decisiones informadas en el contexto de proyectos de energía renovable. El propósito de este modelo es permitir la inserción de los parámetros correspondientes y obtener una estimación precisa de la generación eólica para cada lugar, considerando las características del tipo de aerogenerador seleccionado.

Se evaluaron distintos enfoques, incluidos modelos de regresión lineal, modelos no paramétricos y algoritmos de machine learning, como árboles de decisión. Estos últimos se seleccionaron

debido a su robustez ante variaciones en la distribución de datos y su capacidad para capturar relaciones complejas entre las variables independientes (datos geográficos, climáticos y técnicos) y la variable dependiente (electricidad generada).

5.2.1. Modelos de Regresión

Dentro de los modelos evaluados, se destacan los siguientes:

- **Regresión Lineal:** este modelo establece una relación lineal entre la variable dependiente Y (en este caso, la generación de electricidad) y las variables independientes $X_1, X_2, \dots, X_n$ [45]. La fórmula general es:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n + \epsilon \quad (5)$$

donde β_0 es la intersección, $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$ son los coeficientes de las variables independientes, y ϵ representa el término de error. La regresión lineal asume que los errores se distribuyen normalmente, lo cual puede no cumplirse en datos reales, como se observó en el análisis de residuos.

- **Ridge:** esta regresión es una técnica de regularización que se utiliza para prevenir el sobreajuste en los modelos de regresión lineal al añadir un término de penalización a la función de costo [46]. La función objetivo se expresa como:

$$\min \left(\frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 + \lambda \sum_{j=1}^p w_j^2 \right) \quad (6)$$

donde λ es el parámetro de penalización que controla la cantidad de regularización, y_i son los valores reales, $\hat{y}_i$ son las predicciones, y w_j son los coeficientes de las variables. La regresión Ridge es particularmente útil en situaciones de multicolinealidad, donde las variables independientes están altamente correlacionadas.

- **ElasticNet + Yeo-Johnson:** este método combina las regularizaciones Lasso (que favorece la simplicidad eliminando variables) y Ridge (que penaliza la complejidad) para manejar problemas de multicolinealidad [47]. La función objetivo es:

$$\min \left(\frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 + \alpha \left(\lambda_1 \sum_{j=1}^p |w_j| + \lambda_2 \sum_{j=1}^p w_j^2 \right) \right) \quad (7)$$

donde y_i son los valores reales, $\hat{y}_i$ son las predicciones, w_j son los coeficientes de las variables, λ_1 y λ_2 son los parámetros de penalización para Lasso y Ridge, respectivamente, y α controla el equilibrio entre ambas regularizaciones. La transformación Yeo-Johnson es útil para datos que no siguen una distribución normal.

- **Modelos Ensemble:** en este método, las predicciones de un RandomForest y una regresión Ridge se combinan para mejorar la precisión del modelo. La idea es aprovechar las fortalezas de ambos métodos: RandomForest capta interacciones no lineales entre las variables, mientras que Ridge proporciona una regularización para relaciones lineales.
- **Stacking:** en este método, las predicciones de varios modelos base son combinadas por un modelo de meta-aprendizaje, que se entrena con las predicciones de los modelos base, y genera una predicción final, mejorando la precisión y robustez del modelo [48].
- **XGBoost:** un algoritmo de boosting que utiliza árboles de decisión [49]. La fórmula básica

para la predicción se expresa como:

$$\hat{y} = \sum_{k=1}^K f_k(x) \quad (8)$$

donde f_k representa cada uno de los árboles en el modelo, y K es el número total de árboles.

Este método se optimiza iterativamente para minimizar una función de pérdida, mejorando así las predicciones al abordar errores sistemáticos.

La implementación del modelo se realizó utilizando Python, donde se llevaron a cabo los análisis, simulaciones y cálculos necesarios.

5.2.2. Análisis de Residuos

Para evaluar la normalidad de los residuos generados por los modelos, se utilizaron las siguientes fórmulas y enfoques:

1. **Cálculo de residuos:** los residuos se calcularon como la diferencia entre los valores observados y los valores predichos por el modelo, utilizando la siguiente expresión:

$$r_i = y_i - \hat{y}_i \quad (9)$$

donde r_i es el residuo para la observación i , y_i es el valor observado y $\hat{y}_i$ es el valor predicho.

2. **Análisis de distribución de residuos:** para evaluar la conformidad de los residuos con diferentes distribuciones, se utilizaron pruebas de ajuste de bondad, incluyendo la prueba de

Kolmogórov-Smirnov:

$$D = \max |F_n(x) - F(x)| \quad (10)$$

donde D es la estadística de Kolmogórov-Smirnov, $F_n(x)$ es la función de distribución empírica de los residuos, y $F(x)$ es la función de distribución teórica de la distribución que se está evaluando.

3. **Distribuciones evaluadas:** las distribuciones consideradas principalmente y sus respectivas funciones de densidad son las siguientes:

■ **Normal:**

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (11)$$

donde μ es la media y σ^2 es la varianza.

■ **t-Student:**

$$f(x) = \frac{\Gamma\left(\frac{\nu+1}{2}\right)}{\sqrt{\nu\pi}\Gamma\left(\frac{\nu}{2}\right)} \left(1 + \frac{x^2}{\nu}\right)^{-\frac{\nu+1}{2}} \quad (12)$$

donde ν es el grado de libertad.

■ **Cauchy:**

$$f(x) = \frac{1}{\pi\gamma \left[1 + \left(\frac{x-x_0}{\gamma}\right)^2\right]} \quad (13)$$

donde x_0 es la ubicación y γ es la escala.

5.2.3. Selección modelo

Para escoger el modelo a utilizar, se realiza una comparación de los distintos modelos utilizando las siguientes métricas de evaluación:

- **Error cuadrático medio (ECM):** mide el promedio de los cuadrados de las diferencias entre los valores reales y los valores predichos, dando mayor peso a los errores más grandes. Un valor más bajo de ECM indica un mejor ajuste del modelo [50]. Su fórmula es la siguiente:

$$ECM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (14)$$

- **Error absoluto medio (MAE):** calcula el promedio de las diferencias absolutas entre los valores reales y los predichos, proporcionando una medida directa del error promedio [51]. A diferencia del ECM, esta métrica no eleva al cuadrado las diferencias, lo que evita dar mayor peso a los errores más grandes. Su fórmula es la siguiente:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i| \quad (15)$$

- **Error absoluto porcentual medio (MAPE):** mide el error porcentual promedio entre los valores reales y los predichos, lo que permite comparar la precisión en diferentes escalas [51].

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right| \quad (16)$$

Tras seleccionar el modelo, la base de datos se dividió en dos segmentos: uno para las turbinas con capacidades eléctricas menores a 250 kW y otro para las que tienen capacidades mayores o iguales a 250 kW. En cada segmento, se realizó un análisis de sensibilidad para evaluar cómo las variables independientes afectaban las predicciones del modelo, utilizando las métricas ECM, MAE y MAPE para la comparación.

Durante el análisis, se eliminaron las variables de menor importancia para simplificar el modelo. Además, se identificaron observaciones atípicas en función del error relativo entre las predicciones y los valores reales de electricidad generada. Si el error relativo superaba el 10 %, se eliminaba la observación, asegurando que no se eliminara más del 5 % del total de la base de datos. Finalmente, se compararon las métricas ECM, MAE y MAPE entre el modelo original y el depurado para determinar cuál ofrecía un mejor rendimiento.

5.3. Comprobación del Modelo

En esta etapa, se verificó la precisión y confiabilidad del modelo desarrollado mediante la validación con parques eólicos reales existentes en Chile. Para ello, se seleccionaron cuatro proyectos de gran escala: La Flor, Punta Colorada, Taltal y Valle de los Vientos, cuyas características se detallan a continuación.

5.3.1. Características de los Parques Eólicos

La validación se lleva a cabo únicamente para aerogeneradores con capacidades mayores o iguales a 250 kW, ya que aquellos con menor capacidad suelen tener un uso más residencial, lo que dificulta su comparación con proyectos eólicos de gran escala.

En la siguiente tabla se presentan las características geográficas y técnicas de los aerogeneradores en cada uno de los parques seleccionados:

Tabla 4: *Características geográficas y técnicas para cada proyecto eólico.* [52][53][54][55]

Proyecto Eólico	La Flor	Punta Colorada	Taltal	Valle de los Vientos
Latitud	-38	-29,368	-25,065	-22,527
Longitud	-73	-71,049	-69,867	-68,815
Temperatura (°C)	12,4	13,6	15,6	8,9
Presión Atmosférica (kPa)	96,7	100	88,6	70,7
Altura Eje (m)	112	80	84	80
Diámetro Rotor (m)	136	80	112	100
Área Barrida (m ²)	14.527	5.027	9.852	7.854
Cap. Eléctrica de la Turbina (kW)	3.600	2.000	3.000	2.000

5.3.2. Proceso de validación

Para validar el modelo, se compararon las predicciones obtenidas con datos empíricos de generación eléctrica de los parques mencionados, evaluando el error entre los valores predichos y los valores reales.

El modelo es altamente sensible a la velocidad del viento tanto en la ubicación de los aerogeneradores como a la altura del eje del aerogenerador. Por ello, se incorporaron datos históricos de velocidad del viento a distintas alturas, los cuales fueron descargados desde el Explorador Eóli-

co. Estos datos incluyen velocidades horarias a lo largo de un año tanto a 10 metros sobre el suelo como a la altura del aerogenerador, permitiendo realizar predicciones más precisas.

Adicionalmente, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad en relación a las pérdidas de arreglo, superficie de sustentación, pérdidas varias y disponibilidad, con el objetivo de comprender mejor su impacto en la predicción de la generación eléctrica.

Por último, los resultados de las predicciones se comparan no solo con la generación eléctrica de los parques eólicos, sino también con los resultados proporcionados por RETScreen, utilizando la misma tecnología de aerogenerador y la ubicación más cercana al proyecto eólico.

5.4. Ejecución del Modelo

En la etapa final, con el modelo validado, se utiliza una matriz con la velocidad del viento para cada punto geográfico de Chile, lo que permite obtener predicciones de generación eléctrica en cada coordenada. Esta matriz considera tanto la velocidad del viento en la ubicación a una altura de 10 m como las velocidades del viento a la altura del eje del aerogenerador.

Este análisis se realiza para ambos segmentos de la base de datos: aerogeneradores con capacidad eléctrica menor a 250 kW y aquellos mayores o iguales a 250 kW.

Una vez se ha obtenido la estimación de la generación de energía eólica para cada ubicación, se utiliza esta cifra para realizar una conversión y determinar el potencial de producción de hidrógeno verde. El hidrógeno verde se produce a través de la electrólisis del agua usando energía eléctrica, y la cantidad generada está directamente relacionada con la energía eólica disponible en

la región.

Para esto se utiliza la ecuación 1, y los valores de las eficiencias de los tipos de electrolizadores, en la tabla 5.

Tabla 5: *Eficiencias por tipo de electrolizador. [56]*

	AWE	PEM	SOEC
$\eta_{el} \%$	51-60	46-60	76-81

Además, se realizará un análisis de la producción de hidrógeno utilizando la eficiencia mínima, promedio y máxima, ya que contamos con los rangos correspondientes. Para el poder calorífico superior del hidrógeno, se utilizará un valor de 39.4 kWh/kg [57].

5.4.1. Cálculo del Costo Nivelado de Energía e Hidrógeno

Para calcular el LCOE y el LCOH, se utiliza los datos de generación de electricidad y producción de hidrógeno obtenidos para todo Chile apartir del aerogenerador Goldwind GW155/4500. Estos cálculos se realizarán para el año 2025, 2035 y 2045, incorporando proyecciones de los costos de inversión y operación para los aerogeneradores y los electrolizadores.

Es importante señalar que este análisis se realizará únicamente para el segmento de aerogeneradores con capacidades mayores o iguales a 250 kW, ya que los aerogeneradores menores a esta capacidad suelen ser utilizados en contextos más residenciales o de pequeña escala, y no tienen el mismo impacto en la producción a gran escala de hidrógeno verde.

■ Estimación del LCOE

El LCOE se calculará utilizando la energía generada por el aerogenerador Goldwind GW155/4500.

Para ello, se utilizará la ecuación 2, donde la tasa de descuento será del 10 %.

Los valores del CAPEX para los parques eólicos a 100 m de altura se obtienen de la Planificación Energética a Largo Plazo para proyectos eólicos. Los OPEX se calcularán en base a una relación del 5 % del CAPEX, como se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 6: CAPEX y OPEX en USD/kW de proyecto eólico a 100 m. [58]

Año	CAPEX	OPEX
2025	1079	5 % CAPEX
2035	905	5 % CAPEX
2045	841	5 % CAPEX

■ Estimación del LCOH

El LCOH se calculará para los años 2025, 2035 y 2045, utilizando la producción de hidrógeno verde obtenida con el aerogenerador Goldwind GW155/4500.

Para esto, se empleará la ecuación 4, aplicando una tasa de descuento del 10 % y considerando que el OPEX corresponde al 5 % del CAPEX. En la tabla 7 se presentan los valores de CAPEX por año y tipo de electrolizador.

Tabla 7: CAPEX y OPEX en USD/kW por electrolizador. [59]

	2025		2035		2045	
	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX
AWE	500 - 1400	5 % CAPEX	400 - 850	5 % CAPEX	200 - 700	5 % CAPEX
PEM	1100 - 1800	5 % CAPEX	650 - 1500	5 % CAPEX	200 - 900	5 % CAPEX
SOEC	2800 - 5600	5 % CAPEX	800 - 2800	5 % CAPEX	500 - 1000	5 % CAPEX

Los rangos de CAPEX reflejan diferentes tamaños de sistemas y la incertidumbre en las pro-

yecciones futuras [59]. Para este análisis, se utilizará el promedio de cada rango de CAPEX.

Se asume además que la electricidad consumida por el electrolizador será equivalente a la energía generada anualmente en la ubicación.

Para esta investigación, como se detalla en la Tabla 2, se ha optado por el electrolizador alcalino (AWE) de 100 kW, debido a sus ventajas para proyectos de hidrógeno verde a gran escala en Chile. El AWE destaca por su menor costo de inversión (CAPEX) en comparación con otras tecnologías de electrolizadores, lo que lo convierte en una opción más económica para proyectos de gran envergadura. Además, su larga vida útil (60.000 a 90.000 horas) y su madurez tecnológica lo posicionan como una solución confiable y probada en el mercado.

Si bien el AWE ofrece una eficiencia moderada en comparación con tecnologías más avanzadas como el electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM) o el electrolizador de óxido sólido (SOEC), su equilibrio entre costo, durabilidad y capacidad de producción lo hace una opción competitiva en contextos donde se prioriza la viabilidad económica y la confiabilidad a largo plazo.

6. Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a lo largo de las etapas de desarrollo, comprobación y ejecución del modelo, siguiendo la metodología descrita en la sección anterior.

6.1. Desarrollo del Modelo

A partir de la base de datos construida, se realizó un análisis para determinar el tipo de modelo de predicción más adecuado, considerando las características específicas de los datos y la normalidad de los errores. Además, se hizo un análisis sobre las variables para determinar su relevancia en el modelo.

6.1.1. Análisis de Residuos

La normalidad de los errores es una suposición esencial en la modelación de datos, particularmente en técnicas estadísticas como la regresión lineal. Esta suposición asegura la validez de las inferencias estadísticas y la precisión de las predicciones realizadas por el modelo. Si los errores no se distribuyen normalmente, la fiabilidad de los resultados y su interpretación se ven comprometidas.

En el análisis realizado con el modelo de regresión lineal, se evaluó inicialmente la normalidad de los residuos. Los resultados de la prueba de normalidad mostraron un valor-p extremadamente bajo para la distribución normal, con un valor de $5,78 \times 10^{-76}$.

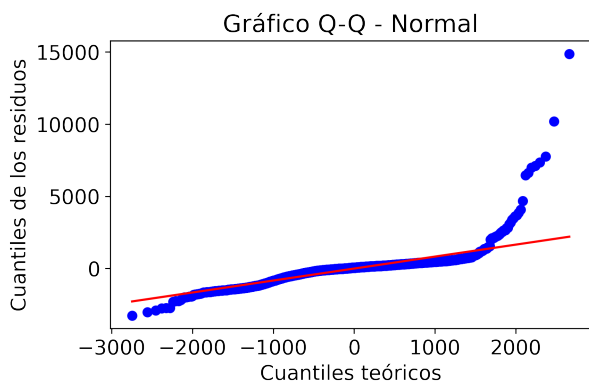
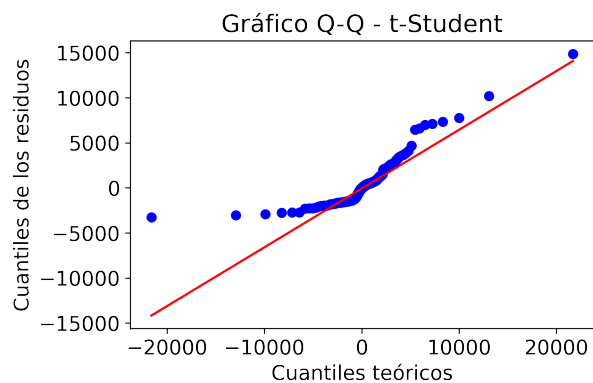
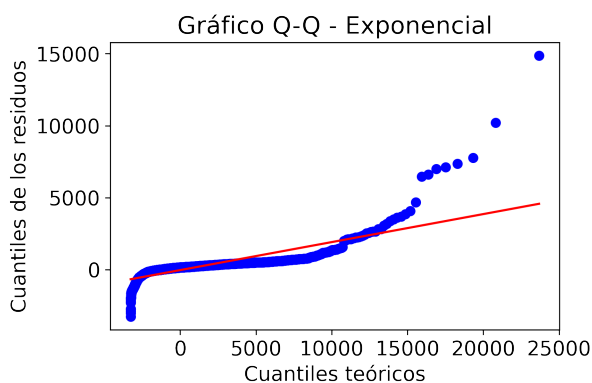
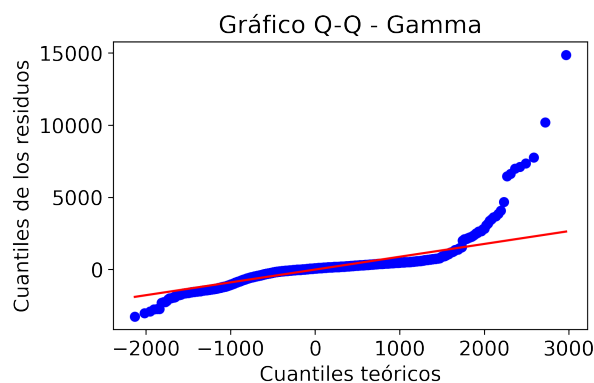
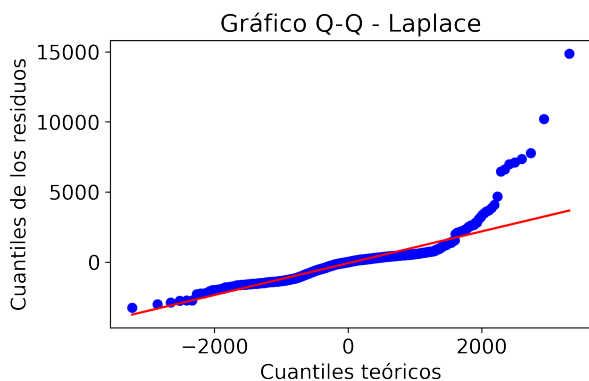
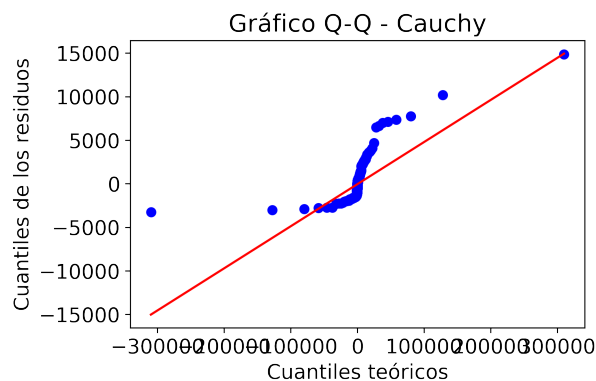
Este valor indica una fuerte desviación de la normalidad. Para comprender mejor el comportamiento de los residuos, se analizaron otras distribuciones. Los resultados para estas distribu-

ciones fueron los siguientes:

- t-student: $3,427 \times 10^{-13}$
- Cauchy: $3,797 \times 10^{-19}$
- Exponencial: 0
- Gamma: $1,288 \times 10^{66}$
- Laplace: $6,681 \times 10^{26}$

Los valores p extremadamente bajos para todas las distribuciones sugieren que los errores no se ajustan adecuadamente a ninguna de ellas. Esta falta de ajuste indica que los errores no siguen una distribución específica, lo cual compromete la validez de las inferencias estadísticas y la precisión de las predicciones al utilizar modelos de regresión lineal tradicionales. Estos resultados resaltan la necesidad de adoptar modelos que no dependan de suposiciones estrictas sobre la distribución de los residuos, para mejorar la capacidad de predicción y la fiabilidad del modelo.

Además, para visualizar esta desviación, se generaron gráficos Q-Q para cada distribución, que muestran la comparación entre los cuantiles de los residuos y los cuantiles esperados de cada distribución teórica.

(a) *Distribución Normal*(b) *Distribución t-student*(c) *Distribución Exponencial*(d) *Distribución Gamma*(e) *Distribución Laplace*(f) *Distribución Cauchy***Figura 17:** *Distribución de residuos.*

Las gráficas Q-Q confirman los valores p extremadamente bajos y muestran que la falta de ajuste es significativa. El comportamiento de los residuos muestran diferencias notables, por lo que es importante evaluar modelos alternativos en este contexto.

6.1.2. Comparación de Modelos

Se llevó a cabo una comparación de modelos utilizando métricas de rendimiento como el coeficiente de determinación (R^2) y el Error Cuadrático Medio (ECM) para identificar cuál modelo se ajusta mejor a los datos y ofrece las estimaciones más precisas de la generación de electricidad. Además, se analizó cómo las distintas distribuciones de residuos se ajustan a la base de datos por cada modelo utilizado. Este análisis permitió evaluar la idoneidad de cada modelo en función de la distribución de sus residuos, determinando cual se adapta mejor a las características de los datos.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en este análisis. En la Tabla 8, se detalla el rendimiento de cada modelo en términos de R^2 y ECM, así como las pruebas realizadas para diferentes distribuciones de residuos. Estos resultados permiten identificar no solo el modelo con el mejor ajuste general, sino también el que presenta una distribución de residuos que se alinea más con la estructura de los datos.

Tabla 8: Resultados por modelo de predicción.

Modelo	R^2	ECM	t-student	Normal	Cauchy
Lineal	0,601	598.769,29	$3,427 \times 10^{-13}$	$5,775 \times 10^{-76}$	$3,797 \times 10^{-19}$
Ridge	0,602	596.986,02	$9,704 \times 10^{-13}$	$1,126 \times 10^{-76}$	$9,1 \times 10^{-20}$
Ensemble	0,893	160.176,44	$1,761 \times 10^{-13}$	-	-
Stacking	0,996	6.464,45	$1,095 \times 10^{-2}$	-	-
XGBoost	0,998	3.034,07	$6,108 \times 10^{-1}$	-	$5,293 \times 10^{-209}$
ElasticNet + Yeo-Johnson	0,41	0,568	$1,147 \times 10^{-12}$	$3,747 \times 10^{-16}$	$1,003 \times 10^{-85}$

¹ Los valores p de las distribuciones se comparan con 0,05 para determinar si se rechaza o no la hipótesis nula.

A partir de la tabla, se puede evidenciar que para los modelos Ensemble, Stacking y XGBoost, los valores-p para ciertas distribuciones de residuos, como la normal y la Cauchy, son extremadamente pequeños, incluso más allá de la representación numérica que tiene Python para manejarlo. Esto indica un fuerte rechazo de la hipótesis nula, ya que los residuos se desvían significativamente de la distribución esperada, lo cual sugiere una falta de ajuste considerable.

Por otro lado, los resultados indican que el modelo XGBoost tuvo el mejor desempeño en comparación con los otros modelos, con un R^2 de 0,998 y un error cuadrático medio (ECM) de 3.034,07, lo que sugiere una alta precisión en las predicciones. Además, el modelo presentó un valor-p elevado en la prueba t-student, lo que respalda la robustez de este modelo frente a las otras distribuciones evaluadas.

El modelo Stacking también presenta métricas destacables, con un R^2 de 0,996 y un ECM relativamente bajo en comparación con los otros modelos. Sin embargo, el XGBoost tiene un ECM aún menor y un R^2 ligeramente superior, lo cual lo convierte en la mejor opción entre los modelos analizados.

Es importante mencionar que las pruebas para diferentes distribuciones de residuos, como la t-student, no se utilizaron para ajustar los modelos como tal, sino para entender el comportamiento de los residuos y evaluar qué tipo de distribución se ajusta mejor a los datos. Este análisis fue importante para determinar que los modelos de regresión lineal tradicionales no eran adecuados, ya que no se ajustaban a ninguna distribución particular de manera satisfactoria, lo cual motivó la elección de modelos más robustos, como XGBoost que fue seleccionado como el modelo óptimo debido a su capacidad para ofrecer predicciones precisas y ajustarse mejor a la estructura de los

datos en comparación con los otros modelos evaluados.

6.1.3. Análisis de Predicciones

Una vez seleccionado el modelo XGBoost como el más adecuado, se procedió a entrenarlo utilizando la base de datos completa para realizar predicciones sobre la generación de energía eólica. Sin embargo, las predicciones mostraron errores significativamente grandes, lo que llevó a reconsiderar ciertos aspectos del modelo.

Con el fin de mejorar la precisión de las predicciones y abordar los errores observados, se implementó una segmentación en la base de datos, basada en la capacidad eléctrica de los aerogeneradores. Se estableció una cota mínima de 250 kW, dividiendo la base de datos en dos segmentos: uno que incluye aerogeneradores con capacidades menores a 250 kW y otro con capacidades iguales o superiores a 250 kW. Este enfoque resultó fundamental para adaptar el modelo XGBoost a las características particulares de cada grupo, permitiendo una mejora considerable en la precisión de las predicciones. Además de los análisis segmentados, se realizó un análisis global utilizando la base de datos completa, lo que permitió obtener una visión más integral del desempeño del modelo.

En cada caso, se evaluaron métricas como el Error Cuadrático Medio (ECM), el Error Absoluto Medio (MAE) y el Error Absoluto Porcentual Medio (MAPE) para comparar la precisión de las predicciones. Los resultados se muestran en la tabla 9:

Tabla 9: *Métricas por caso.*

Caso	Datos	ECM	MAPE	MAE
Base completa	14.858	344,45	2.026 %	9,5
$Cap < 250$	3.910	0,0691	786.745,8 %	0,15
$Cap \geq 250$	10.948	427,18	2,55 %	11,2

A partir de los resultados obtenidos, en el análisis global utilizando la base completa, el modelo muestra un ECM de 344,45, un MAPE de 2,026 %, y un MAE de 9,5, lo que indica un desempeño razonable en términos de error medio y porcentaje de error relativo. Sin embargo, al desglosar los datos en los dos segmentos basados en la capacidad de los aerogeneradores, surgen diferencias importantes en las métricas.

El segmento de aerogeneradores con capacidades menores a 250 kW presenta un MAPE extremadamente elevado, de 786.745,8 %, lo que sugiere que el modelo está sobreestimando o subestimando las predicciones de forma significativa en este conjunto de datos. Este valor anómalo puede estar relacionado con la baja magnitud de los valores reales de generación de energía en este segmento, donde pequeñas desviaciones en las predicciones se traducen en porcentajes de error desproporcionadamente altos. A pesar de que el ECM y el MAE en este segmento son bastante bajos (0,0691 y 0,15 respectivamente), el MAPE muestra que el modelo tiene problemas para generar predicciones precisas en términos relativos, lo que indica que el rendimiento del modelo no es adecuado para aerogeneradores de baja capacidad.

Por otro lado, el segmento con capacidades iguales o superiores a 250 kW muestra un MAPE de 2,55 %, un ECM de 427,18 y un MAE de 11,2, lo que indica que el modelo es más consistente y preciso en este rango de capacidades más altas.

6.1.4. Análisis de Importancia de Variables y Ajuste del Modelo

Después de dividir la base de datos en segmentos y entrenar el modelo XGBoost, se realizó un análisis de la importancia de las variables en el modelo XGBoost mediante dos enfoques

complementarios: la selección de características utilizando el método de Recursive Feature Elimination (RFE) y la evaluación de la importancia de las variables proporcionada por el propio modelo XGBoost. El RFE permitirá identificar y eliminar variables que no contribuyen significativamente al rendimiento del modelo, mientras que el análisis de importancia de variables de XGBoost proporcionará una perspectiva adicional sobre la relevancia de cada variable en la predicción. Este enfoque se aplicará a dos segmentos de aerogeneradores, diferenciando aquellos con capacidades menores a 250 kW de los que tienen capacidades iguales o superiores a 250 kW.

- **Segmento:** aerogeneradores con capacidades menores a 250 kW

Para este segmento, el rendimiento del modelo se evaluó en términos de MAE, ECM y MAPE a medida que se agregaban o eliminaban variables:

Tabla 10: *Métricas del modelo en función del número de variables seleccionadas.*

Número de Variables	MAE	ECM	MAPE (%)
1	9,01	276,70	541,26
2	7,04	176,47	597,23
3	0,67	1,26	46.810,75
4	0,64	1,10	39.381,52
5	0,51	0,89	48.477,65
6	0,38	0,45	81.970,62
7	0,38	0,45	69.074,79
8	0,38	0,45	69.074,79
9	0,38	0,45	85.877,26
10	0,29	0,34	125.680,78
11	0,29	0,34	101.091,17
12	0,19	0,22	168.998,61
13	0,07	0,01	258.211,24
14	0,08	0,02	235.975,84
15	0,07	0,01	283.106,15
16	0,07	0,01	283.106,15

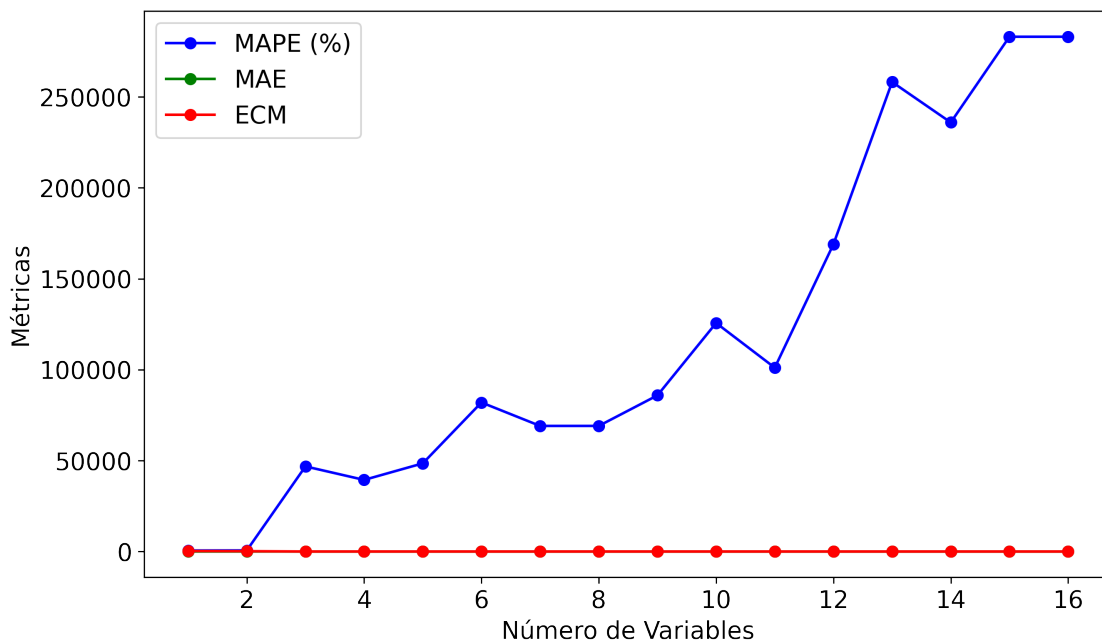


Figura 18: Métricas en función del número de variables.

En la iteración 1, solo se incluyó la variable VEL_U , que fue identificada como la más importante según el análisis del modelo. En la iteración 2, se agregó la variable ALT . Este proceso continuó hasta que se seleccionaron las 16 variables con mayor importancia: VEL_U , ALT , $DISPO$, VEL_{AE} , CAP , LA , LO , DIA , EL , PER_{VAR} , PRE , PER_{SUST} , PER_{ARR} , HU , $TEMP$ y AR .

A partir de este análisis y mediante el uso de RFE, se identificaron las variables menos importantes, que fueron eliminadas en el modelo final. Se decidió eliminar las variables humedad relativa (HU) y área barrida (AR), ya que no aportaban mejoras significativas al rendimiento del modelo y en algunos casos introducían ruido en las predicciones.

La evaluación de las métricas de ECM, MAE y MAPE respalda esta decisión, ya que el modelo con las variables eliminadas mostró un mejor ajuste y precisión. En la tabla anterior,

se puede observar que al reducir el número de variables, el modelo mantiene un rendimiento óptimo, disminuyendo el error en las predicciones.

Ese análisis se complementa con el análisis de importancia del modelo XGBoost, donde las variables *AR* y *HU*, no tienen una influencia significativa para las predicciones.

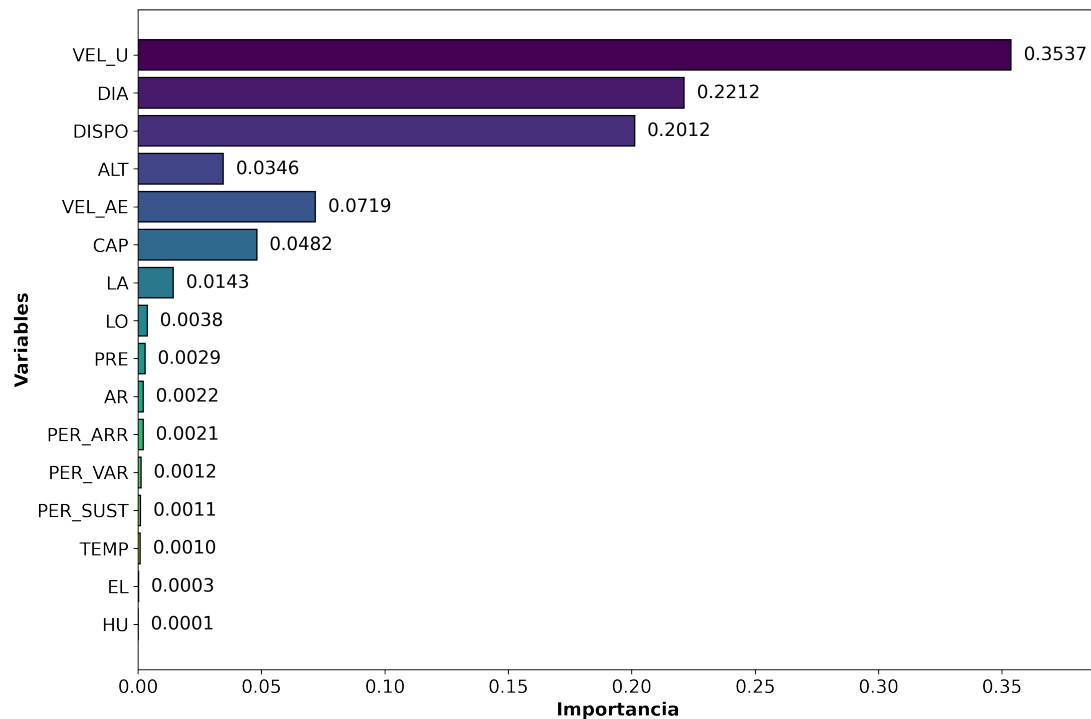


Figura 19: *Análisis de importancia de las variables.*

- **Segmento:** aerogeneradores con capacidades iguales o superiores a 250 kW

Para este segmento, se aplicó el mismo enfoque de análisis de importancia de variables. Se evaluaron las métricas del modelo en función del número de variables seleccionadas:

Tabla 11: *Resultados del análisis de errores en función del número de variables seleccionadas.*

Número de Variables	MAE	ECM	MAPE (%)
1	701,73	1.717.295	293,5
2	396,14	936.760,4	67,32
3	62,82	17.407,46	8,20
4	56,53	16.263,46	7,44
5	56,01	13.861,45	7,46
6	49,26	13.628,76	6,72
7	48,05	12.283,25	6,78
8	47,64	11.003,63	6,80
9	47,41	11.622,69	6,69
10	49,05	12.254,64	6,92
11	48,86	12.902,21	6,74
12	43,52	11.671,72	6,02
13	38,95	11.115,6	5,41
14	26,88	8.492,09	3,79
15	27,01	9.198,23	3,67
16	27,74	9.422,02	3,98

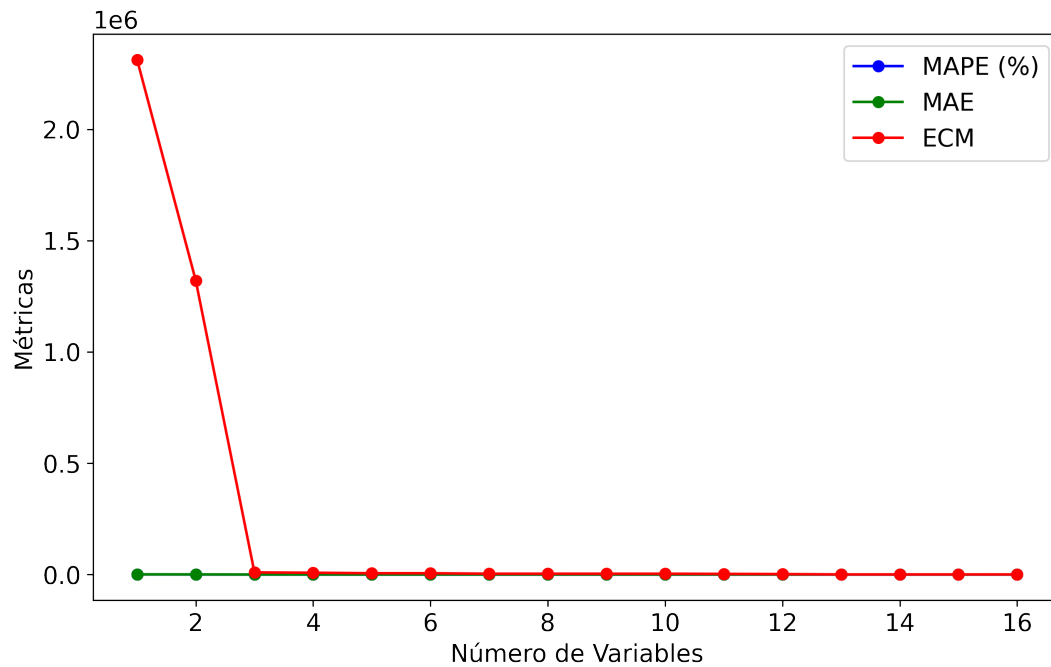


Figura 20: Métricas en función del número de variables.

En la iteración 1, se incluyó la variable *DISPO*, que fue identificada como la más importante según el análisis del modelo. En la iteración 2, se agregó la variable *DIA*. Este proceso continuó hasta que se seleccionaron las 16 variables con mayor importancia: *LA*, *LO*, *EL*, *TEMP*, *VEL_U*, *PRE*, *HU*, *ALT*, *DIA*, *AR*, *CAP*, *VEL_{AE}*, *PER_{ARR}*, *PER_{SUST}*, *PER_{VAR}*, y *DISPO*.

En este caso, los resultados evidencian que las variables menos importantes para el modelo son también la humedad relativa (*HU*) y la temperatura (*TEMP*). Se optó por su eliminación, dado que su impacto en las predicciones fue mínimo y afectaba la capacidad general del modelo.

Con esta eliminación, el modelo mejoró su rendimiento, como se muestra en las métricas del modelo. A pesar de que las variables eliminadas podrían parecer relevantes, su contribución

a la predicción no se reflejaba en los resultados del modelo.

Ese análisis se complementa con el análisis de importancia del modelo XGBoost, donde las variables *HU* y *TEMP*, no tienen una influencia significativa para las predicciones.

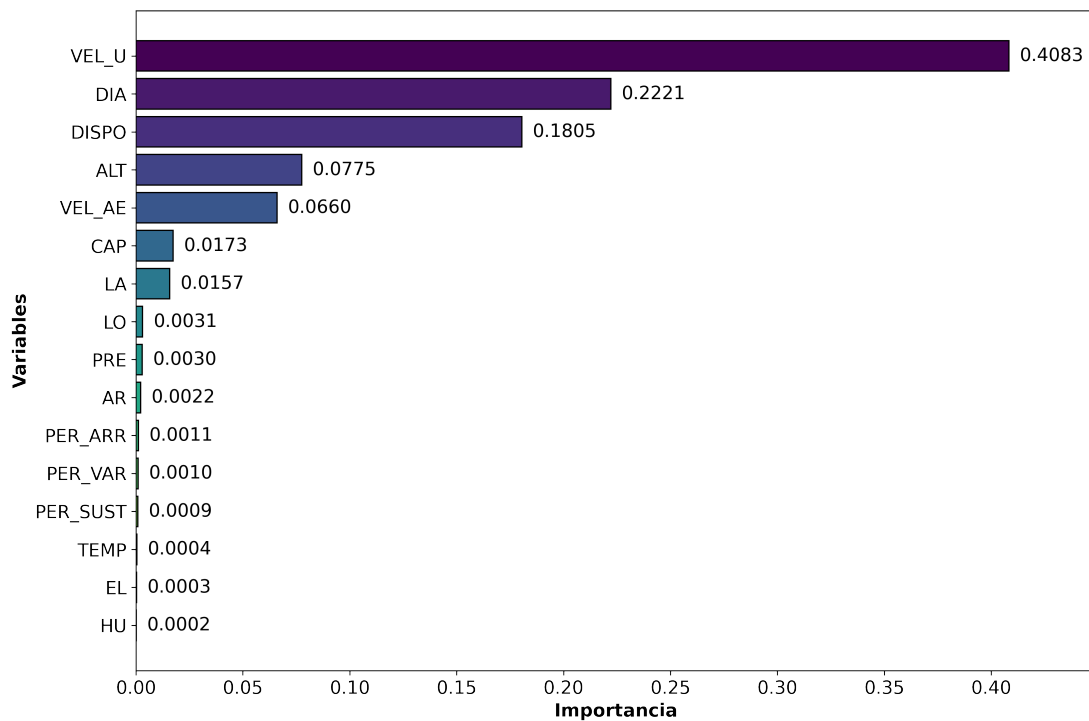


Figura 21: *Análisis de importancia de las variables.*

6.1.5. Análisis de datos a eliminar por segmento

En este análisis, se realizaron eliminaciones de observaciones basadas en el rendimiento del modelo y los errores relativos de las predicciones. El procedimiento se llevó a cabo de forma separada para los dos segmentos de aerogeneradores: aquellos con capacidades menores a 250 kW y aquellos con capacidades iguales o superiores a 250 kW.

- **Segmento:** aerogeneradores con capacidades menores a 250 kW

Para este segmento, se eliminaron 196 observaciones donde los errores relativos superaron el 10 %, según el percentil 95, ya que la cantidad de observaciones que superaban el 10 % de errores corresponden al 6,6 %, lo que corresponde al de la base de datos total. Esto fue necesario ya que se observó que las predicciones para estas observaciones eran inexactas, especialmente en casos donde la generación de electricidad predicha era un valor bajo.

Tabla 12: *Resultados para caso base y luego de la eliminación.*

Caso	R^2	ECM	MAPE
Base	0,9998	0,0691	786.745,8 %
Luego de eliminación	0,9998	0,0565	1,99 %

Los resultados muestran que, aunque el coeficiente de determinación R^2 se mantuvo constante en 0,9998 antes y después de la eliminación de observaciones, hubo una mejora significativa en las métricas de error. El error cuadrático medio (ECM) disminuyó de 0,0691 a 0,0565, lo que indica que las predicciones son más cercanas a los valores reales tras la eliminación de las observaciones problemáticas. Además, el porcentaje de error absoluto medio (MAPE) se redujo drásticamente de 786.745,8 % a 1,99 %, lo que sugiere que la precisión de las predicciones se ha mejorado notablemente.

Para visualizar el impacto de las eliminaciones, se generó un gráfico que muestra la cantidad de datos en tres categorías de error: aquellos con un error menor al 5 %, entre 5-10 %, y más de 10 %. En la figura 23 se aprecia la mejora en la precisión de las predicciones tras la eliminación de observaciones con altos errores relativos.

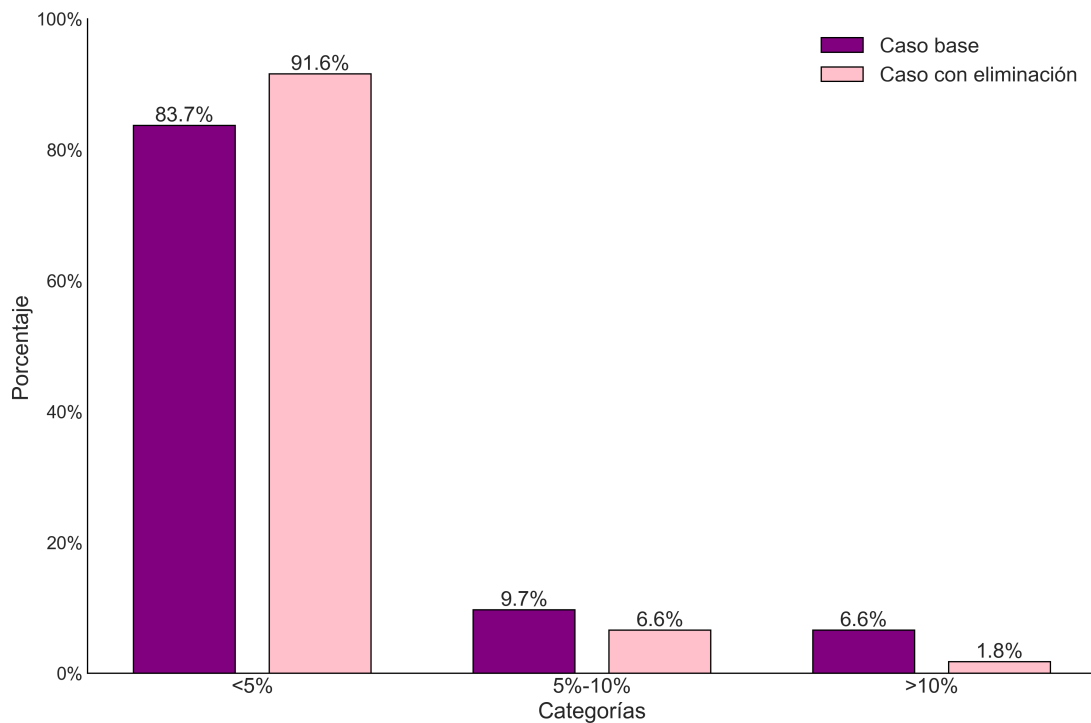


Figura 22: *Porcentaje de errores relativos por caso.*

En este caso, se decidió utilizar los resultados posteriores a la eliminación para las predicciones del segmento de aerogeneradores menores a 250 kW, ya que demostraron ser más precisos y confiables.

■ **Segmento:** aerogeneradores con capacidades iguales o superiores a 250 kW

En este segmento, se eliminaron 430 observaciones, que también presentaron errores relativos superiores al 10 %, lo que representa aproximadamente el 3,9 % de la base de datos total. Al igual que en el segmento anterior, la eliminación de estas observaciones buscó mejorar la precisión del modelo.

Tabla 13: *Resultados para caso base y luego de la eliminación.*

Caso	R^2	ECM	MAPE
Base	0,9998	427,18	2,55 %
Luego de eliminación	0,9998	453,82	2,42 %

Los resultados indican que, al igual que en el segmento anterior, el coeficiente de determinación R^2 se mantuvo constante en 0,9998 antes y después de la eliminación de observaciones. Sin embargo, se observa un ligero aumento en el error cuadrático medio (ECM), que pasó de 427,18 a 453,82. Esto sugiere que, a pesar de la eliminación, las predicciones pueden haber aumentado su variabilidad en este segmento específico. Aun así, el porcentaje de error absoluto medio (MAPE) se redujo ligeramente de 2,55 % a 2,42 %, indicando que la precisión general de las predicciones no se vio comprometida significativamente tras las eliminaciones.

Un gráfico similar fue elaborado para visualizar la cantidad de datos clasificados en las mismas categorías de error para este segmento, lo que evidencia cómo las eliminaciones impactaron en el ajuste del modelo.

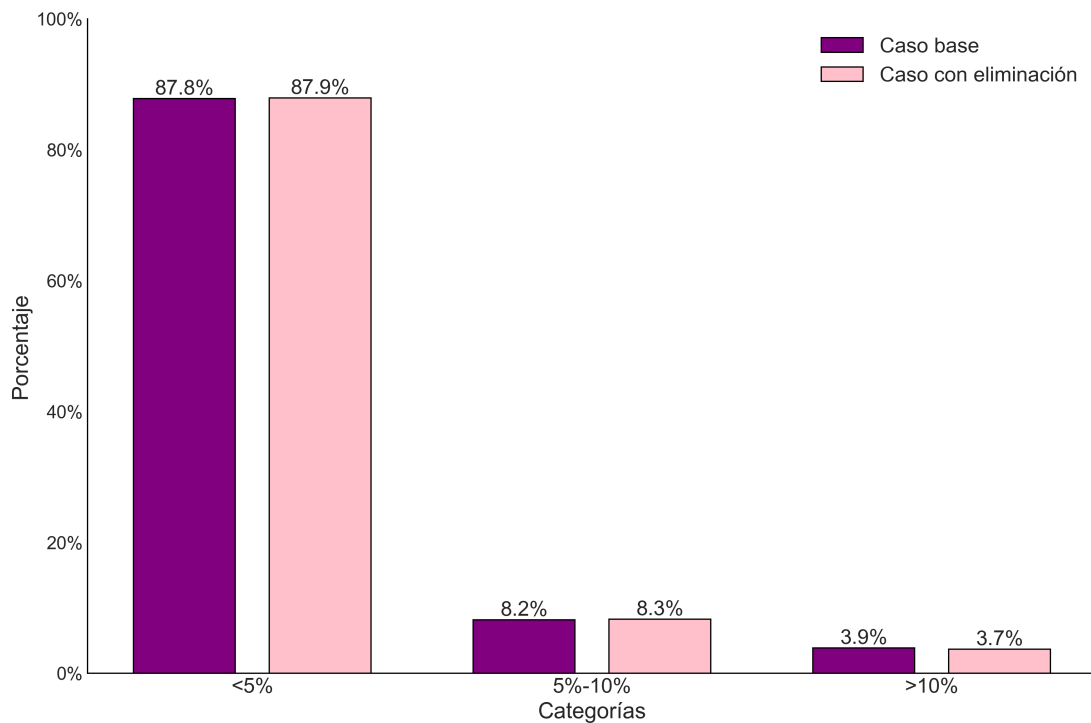


Figura 23: *Porcentaje de errores relativos por caso.*

En este caso, se optó por mantener el modelo en su versión base, ya que la eliminación de observaciones no resultó en una mejora significativa en las métricas de rendimiento.

6.2. Comprobación del Modelo

Para validar la precisión del modelo desarrollado, se analizaron los resultados de generación eléctrica de los cuatro parques eólicos seleccionados: La Flor, Punta Colorada, Taltal y Valle de los Vientos. En esta sección, se presentan las predicciones del modelo junto con la comparación de estas predicciones con los datos reales de generación eléctrica y las estimaciones proporcionadas por RETScreen, utilizando las características geográficas y técnicas de los aerogeneradores de cada uno de estos proyectos que se muestran en la tabla 4.

Cada parque eólico tiene un número diferente de turbinas, lo cual afecta la capacidad de generación total del parque. La producción de electricidad anual real para cada proyecto y el número de turbinas son los siguientes:

- **La Flor:** 9 turbinas con una producción de 116 GWh.
- **Punta Colorada:** 18 turbinas con una producción de 52,6 GWh.
- **Taltal:** 33 turbinas con una producción de 300 GWh.
- **Valle de los Vientos:** 45 turbinas con una producción de 200 GWh.

Cabe destacar que el modelo desarrollado predice la generación de electricidad para una única turbina, por lo que la predicción obtenida se multiplica por el número de turbinas del proyecto para calcular la producción total y compararla con la capacidad instalada real de cada parque eólico.

Además, para realizar las predicciones, se ingresaron las coordenadas de latitud y longitud de cada proyecto en el Explorador Eólico, lo que permitió descargar un archivo con las velocidades del viento a distintas alturas: a 10 metros sobre el suelo y a la altura del eje del aerogenerador. Este archivo incluye las velocidades de viento en forma horaria durante un año, lo cual fue utilizado para iterar sobre cada velocidad en el modelo.

6.2.1. Análisis de Sensibilidad

Se realizó un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de diferentes configuraciones de pérdidas y disponibilidad en la predicción de la generación de energía eléctrica. Este análisis

se llevó a cabo en cinco escenarios diferentes, con variaciones en las pérdidas de arreglo, pérdidas varias, pérdidas de superficie de sustentación y disponibilidad.

- **Caso A:** Pérdidas del 5 % y Disponibilidad del 80 %
- **Caso B:** Sin Pérdidas y Disponibilidad del 100 %
- **Caso C:** Pérdidas del 10 %, 5 %, 3 % y Disponibilidad del 90 %
- **Caso D:** Pérdidas del 5 %, 2 %, 2 % y Disponibilidad del 95 %
- **Caso E:** Pérdidas del 6 %, 4 %, 2 % y Disponibilidad del 98 %

Sin embargo, al realizar el análisis por proyecto, las predicciones no varían significativamente entre los diferentes casos, lo cual se puede observar en los siguientes gráficos.

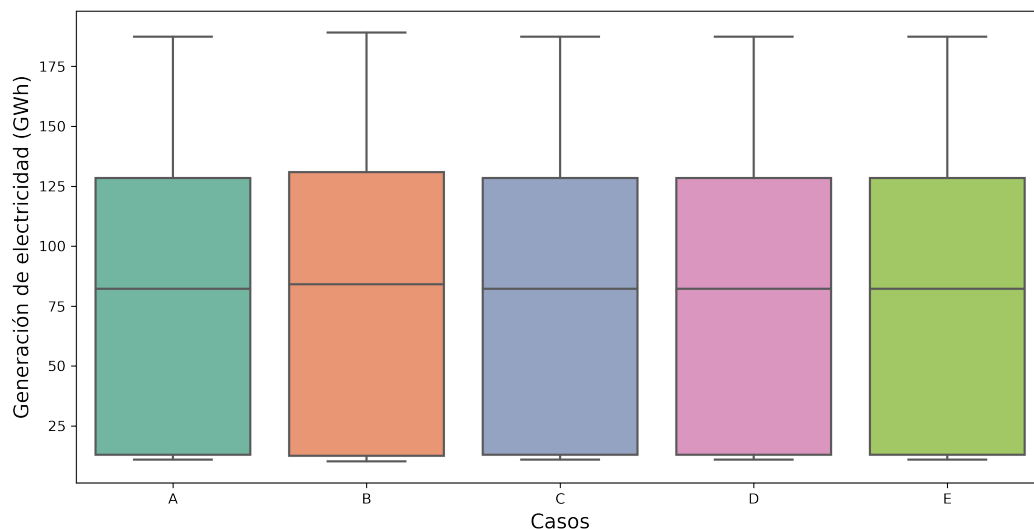


Figura 24: *Análisis de sensibilidad por caso para Parque Eólico 'La Flor'.*

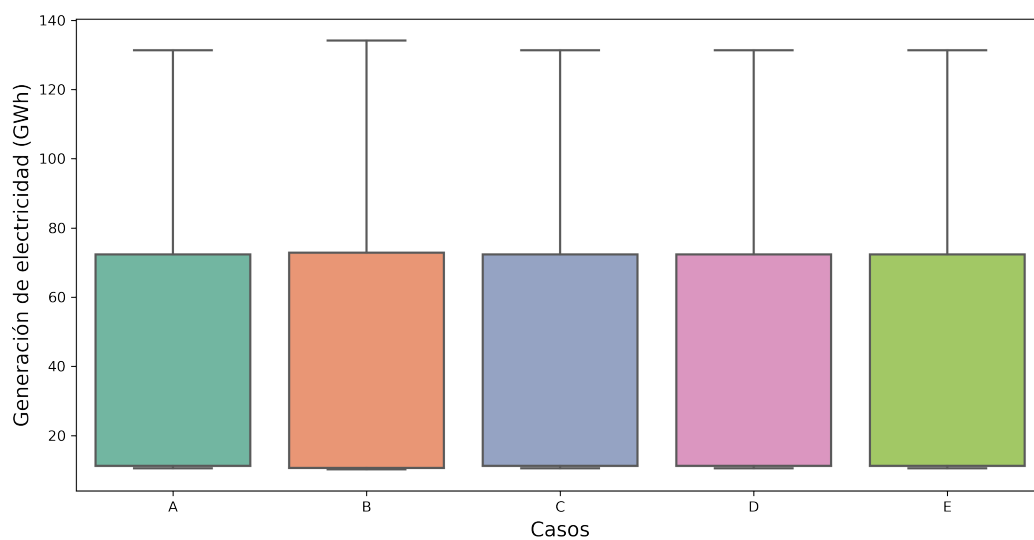


Figura 25: *Análisis de sensibilidad por caso para Parque Eólico 'Punta Colorada'.*

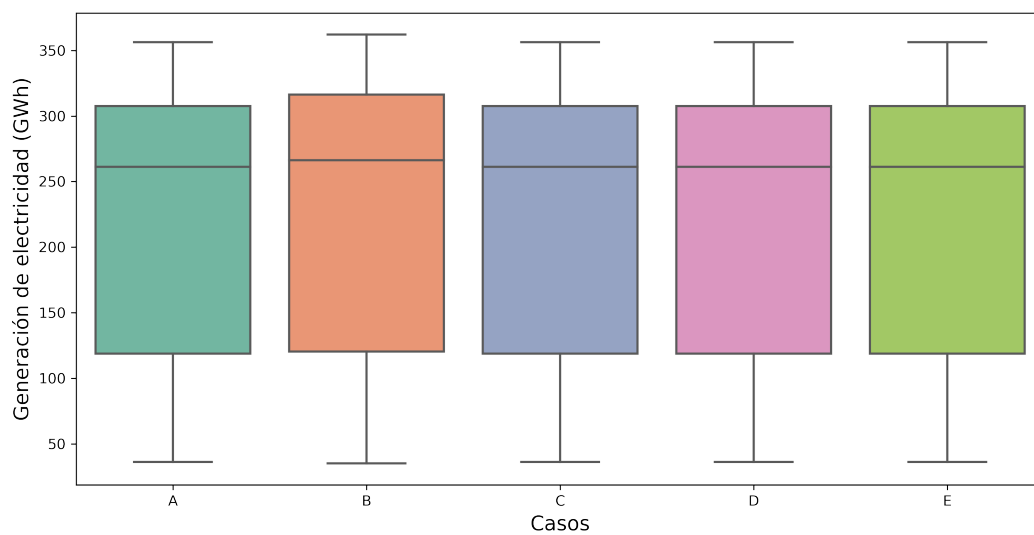


Figura 26: *Análisis de sensibilidad por caso para Parque Eólico 'Taltal'.*

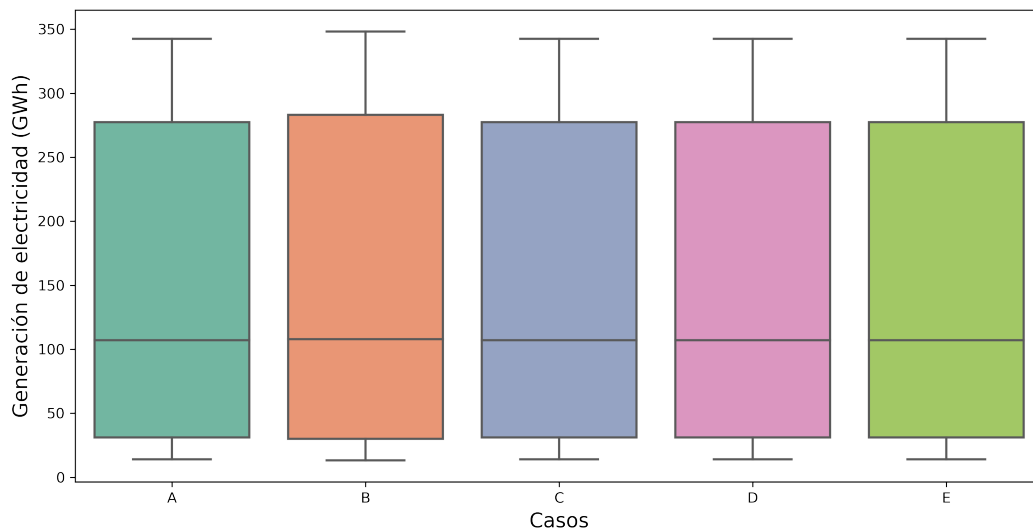


Figura 27: *Análisis de sensibilidad por caso para Parque Eólico 'Valle de los Vientos'.*

A partir de los gráficos, se puede inferir que los valores de la velocidad del viento influyen significativamente en las predicciones, debido a la relación cúbica entre la velocidad del viento y la generación de energía. Esta relación significa que incluso pequeñas variaciones en la velocidad del viento pueden tener un gran impacto en la predicción de la potencia generada, es decir, si la velocidad del viento se incrementa, la generación de energía aumenta exponencialmente, ya que la potencia generada es proporcional al cubo de la velocidad del viento. Debido a eso el modelo es extremadamente sensible a cualquier cambio en la velocidad del viento, lo cual hace que este parámetro sea crítico para la precisión del modelo. Además, el hecho de que las predicciones no varíen mucho entre los diferentes casos podría estar relacionado con el análisis de importancia de las variables realizado anteriormente (Figura 21). En dicho análisis se observó que las pérdidas y la disponibilidad tienen un peso relativamente bajo en el modelo para realizar las predicciones, en comparación a las velocidades del viento.

El error mínimo observado para las predicciones de electricidad hechas para cada proyecto son los siguientes:

- **Parque Eólico "La Flor"**: para el caso A, el error mínimo fue de 0,2 %, cuando la velocidad del viento en la ubicación fue de 6,59 m/s y la velocidad del viento a la altura del eje fue de 7,22 m/s. Para el caso B, se obtuvieron errores de 0,13 % y 0,18 %, para velocidades del viento en la ubicación y a la altura del eje de aproximadamente 5,72 m/s y 8,35 m/s, respectivamente. Los valores obtenidos para el caso A se repiten para los demás casos.
- **Parque Eólico "Punta Colorada"**: para el caso A, el error mínimo fue de 3,28 %, con una velocidad del viento de 5,01 m/s y 6,05 m/s en la ubicación y la altura del eje, respectivamente. Para el caso B, se obtuvo un error de 2,26 % con velocidades del viento en la ubicación y a la altura del eje de 4,9 m/s y 6,07 m/s, respectivamente. Los valores obtenidos para el caso A se repiten para los demás casos.
- **Parque Eólico "Taltal"**: para el caso A, el error mínimo fue de 0,06 %, con una velocidad del viento de 9,39 m/s y 10 m/s en la ubicación y la altura del eje, respectivamente. Para el caso B, se obtuvo un error de 0,34 % con velocidades del viento en la ubicación y a la altura del eje de 8,19 m/s y 12,91 m/s, respectivamente. Los valores obtenidos para el caso A se repiten para los demás casos.
- **Parque Eólico "Valle de los Vientos"**: para el caso A, el error mínimo fue de 0,1 %, con una velocidad del viento de 4,41 m/s y 7,48 m/s en la ubicación y la altura del eje, respectivamente. Para el caso B, se obtuvo un error de 0,23 % con velocidades del viento en la ubicación y a la altura del eje de 6,17 m/s y 7,53 m/s, respectivamente. Los valores obtenidos

para el caso A se repiten para los demás casos.

Esto confirma la alta sensibilidad del modelo frente a cambios en las velocidades tanto en la ubicación como a la altura del eje del aerogenerador.

6.2.2. Comparación con estimación de RETScreen

Además de las predicciones generadas por el modelo, se realizó una comparación con las estimaciones proporcionadas por RETScreen para cada proyecto eólico y caso analizado. Esta comparación permitió evaluar la precisión de las predicciones del modelo y su robustez frente a otras estimaciones.

A continuación se presentan los resultados de generación de electricidad y el error relativo con respecto al valor real para cada uno de los proyectos eólicos y en cada uno de los escenarios considerados:

■ Parque Eólico "La Flor"

Tabla 14: Resultados de generación y error para el Parque Eólico 'La Flor'.

Caso	Generación Estimada (MWh)	Generación Real (MWh)	Error %
A	54.961	116.000	52,62 %
B	80.130	116.000	30,92 %
C	59.810	116.000	48,44 %
D	69.454	116.000	40,13 %
E	69.446	116.000	40,13 %

■ Parque Eólico "Punta Colorada"

Tabla 15: Resultados de generación y error para el Parque Eólico 'Punta Colorada'.

Caso	Generación Estimada(MWh)	Generación Real (MWh)	Error %
A	14.473	52.600	72,48 %
B	21.101	52.600	59,88 %
C	15.750	52.600	70,06 %
D	18.290	52.600	65,23 %
E	18.288	52.600	65,23 %

■ Parque Eólico "Taltal"

Tabla 16: Resultados de generación y error para el Parque Eólico 'Taltal'.

Caso	Generación Estimada (MWh)	Generación Real (MWh)	Error %
A	93.178	300.000	68,94 %
B	135.848	300.000	54,72 %
C	101.399	300.000	66,20 %
D	117.747	300.000	60,75 %
E	117.734	300.000	60,76 %

■ Parque Eólico "Valle de los Vientos"

Tabla 17: *Resultados de generación y error para el Parque Eólico 'Valle de los Vientos'.*

Caso	Generación Estimada (MWh)	Generación Real (MWh)	Error %
A	113.114	200.000	43,44 %
B	164.913	200.000	17,54 %
C	123.094	200.000	38,45 %
D	142.940	200.000	28,53 %
E	142.925	200.000	28,54 %

A partir de las tablas presentadas, se observa que los resultados de generación de electricidad predichos por RETScreen se encuentran muy alejados de los valores reales de producción de cada parque eólico. Esto indica que las estimaciones proporcionadas por RETScreen tienen una precisión limitada en estos casos específicos y presentan mayores errores en comparación con los obtenidos mediante el modelo desarrollado.

Estas diferencias pueden estar explicadas por varios factores. En primer lugar, RETScreen asume un valor constante de disponibilidad de los aerogeneradores, el cual puede variar durante la operación real. Además, el modelo puede no considerar adecuadamente la variabilidad en las condiciones climáticas, como la velocidad y dirección del viento, que pueden influir significativamente en la generación de energía. También es posible que se mantengan constantes ciertas variables que, en la práctica, pueden cambiar, como la eficiencia de los aerogeneradores, el desgaste del equipo y el mantenimiento realizado.

Por lo tanto, las predicciones realizadas por RETScreen deben considerarse como estimaciones que no reflejan necesariamente la variabilidad y las condiciones operativas específicas de cada proyecto eólico. Estos factores resaltan la importancia de utilizar modelos más adaptativos y

precisos que puedan capturar mejor la complejidad de la generación de energía eólica en condiciones reales.

Por otro lado, el modelo muestra un desempeño más confiable, ya que proporciona predicciones que se aproximan mejor a los valores reales de producción de electricidad. Esto sugiere que ofrece una mayor precisión y fiabilidad, especialmente en condiciones reales, debido a su capacidad de ajustar la relación compleja entre las variables geográficas, técnicas y climáticas.

Es importante destacar que la comparación entre los diferentes casos de análisis de sensibilidad también confirmó la estabilidad del modelo frente a las variaciones en las configuraciones de pérdidas y disponibilidad. A pesar de que estos factores influyen en las predicciones, el impacto no es tan significativo como el de otras variables, como la velocidad del viento. Esto fue respaldado por el análisis de importancia de variables realizado previamente, en el cual se observó que las pérdidas tienen un menor peso relativo en comparación con otras variables.

6.3. Ejecución del Modelo

En esta etapa, se realiza el análisis de la generación de energía eléctrica y el potencial de producción de hidrógeno en los dos segmentos mencionados anteriormente, además, se realiza análisis del LCOE y LCOH para todo Chile.

6.3.1. Estimación de Producción de Energía Eléctrica

- **Segmento:** aerogeneradores con capacidades inferiores a 250 kW

El análisis se centró en un único modelo de aerogenerador, aunque se reconoce la relevancia

de los aerogeneradores más residenciales, la investigación se enfoca principalmente en proyectos de gran escala, lo que justifica la selección de un solo modelo para este análisis. La características del aerogenerador se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 18: *Características del modelo de aerogenerador.*

Modelo	Altura eje (m)	Diámetro Rotor (m)	Área Barrida (m ²)	Cap. Eléctrica (kW)
Energie 7GE	25	11	95	35

Se descargó el archivo TIFF, a través del Explorador Eólico, con las velocidades del viento de Chile Continental a 10 m y a la altura del eje del aerogenerador, en este caso fue a los 20 m, ya que no había más información con respecto a otras alturas.

Los archivos fueron cargados en el modelo desarrollado en Python, donde se generaron las predicciones de generación de energía. Para ello, se ingresaron parámetros fijos, como la capacidad eléctrica del aerogenerador, el área barrida, la altura del eje, el diámetro del rotor, la presión y la temperatura media. Para las dos últimas variables, se utilizaron valores genéricos representativos para Chile, con una temperatura promedio de 14°C y una presión atmosférica de 100 kPa.

Los resultados se visualizan en la Figura 28:

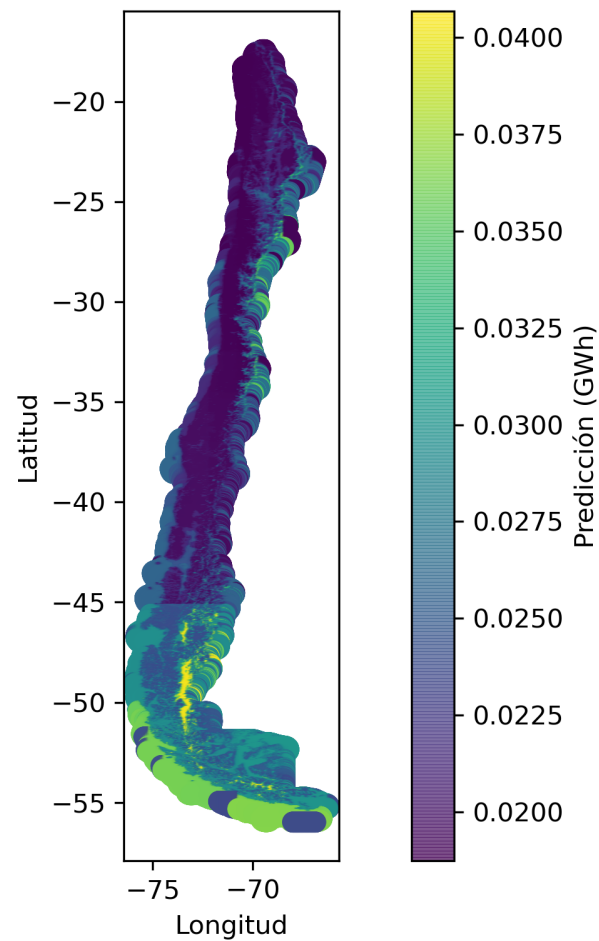


Figura 28: *Generación de energía eléctrica.*

Como se observa en la figura, a medida que nos acercamos a la zona austral, la generación de energía eléctrica aumenta, alcanzando los 0,04 GWh (40.000 kWh).

La mayor producción de electricidad se encuentra en la zona central, con 0,1 GWh anuales, seguida por la zona sur con 0,059 GWh anuales. A continuación, se ubica la zona norte grande con 0,06 GWh, la zona austral con 0,055 GWh y, por último, la zona norte chico con 0,044 GWh anuales, como se muestra en la Figura 29.

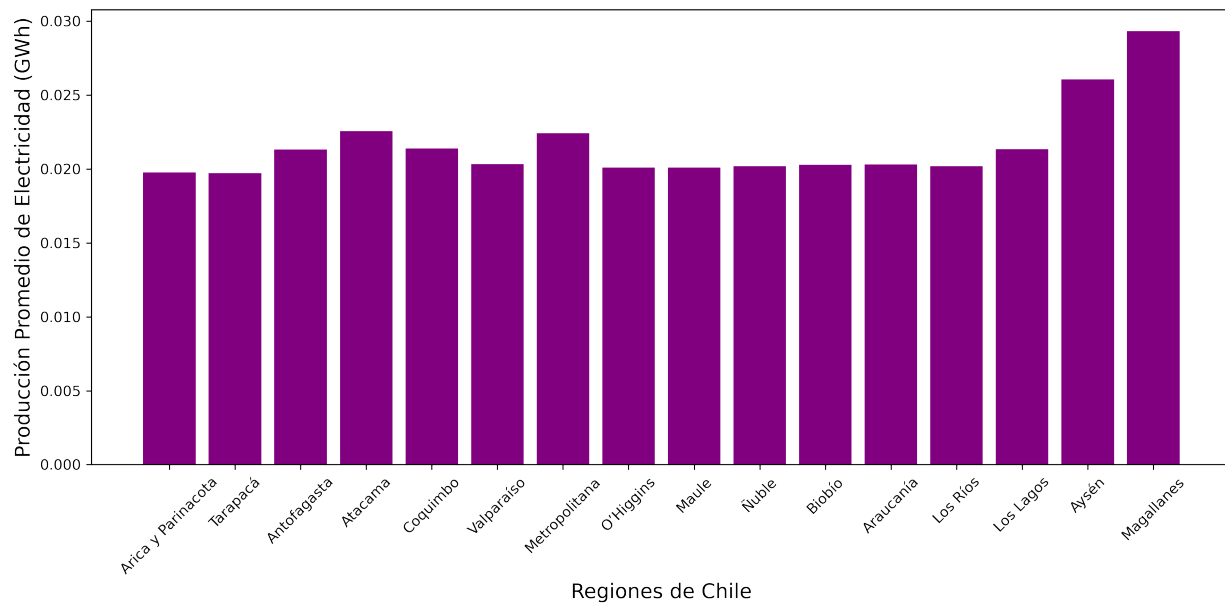


Figura 29: Generación de energía eléctrica promedio por región.

- **Segmento:** aerogeneradores con capacidades iguales o superiores a 250 kW

Se seleccionaron cinco modelos de aerogeneradores comúnmente utilizados en proyectos eólicos en Chile, con el objetivo de evaluar la capacidad de producción que se puede obtener a partir de distintas tecnologías. Las características de estos aerogeneradores se presentan en la Tabla 19.

Tabla 19: Características de los modelos de aerogeneradores. [60][61][62][63][64]

Modelo	Altura eje (m)	Diámetro Rotor (m)	Área Barrida (m ²)	Cap. Eléctrica (kW)
GE 1.5sle	80	77	4657	1500
Vestas V90	80	90	6362	2000
Enercon E-70	99	71	3960	2300
Vestas 117	116,5	117	10752	3300
Goldwind	110	155	18870	4500

Con estos aerogeneradores seleccionados, se descargaron archivos TIFF desde el Explorador Eólico que contienen las velocidades del viento a 10 m sobre el suelo y a la altura del eje de

cada aerogenerador para el territorio continental de Chile. En el caso del modelo Vestas 117, se utilizó el archivo con las velocidades del viento a 116,5 m, mientras que para los modelos Goldwind y Enercon se empleó el archivo correspondiente a 99 m.

Tal como se hizo para el segmento anterior, los archivos fueron cargados en el modelo ingresando, además, parámetros fijos, como la capacidad eléctrica del aerogenerador, el área barrida, la altura del eje, el diámetro del rotor, la presión y la temperatura media. Para las dos últimas variables, se utilizaron valores genéricos representativos para Chile, con una temperatura promedio de 14°C y una presión atmosférica de 100 kPa.

Los resultados se visualizaron mediante mapas que ilustran las predicciones de generación de energía para cada uno de los aerogeneradores seleccionados, permitiendo una comparación visual clara de las capacidades de producción a lo largo de Chile.

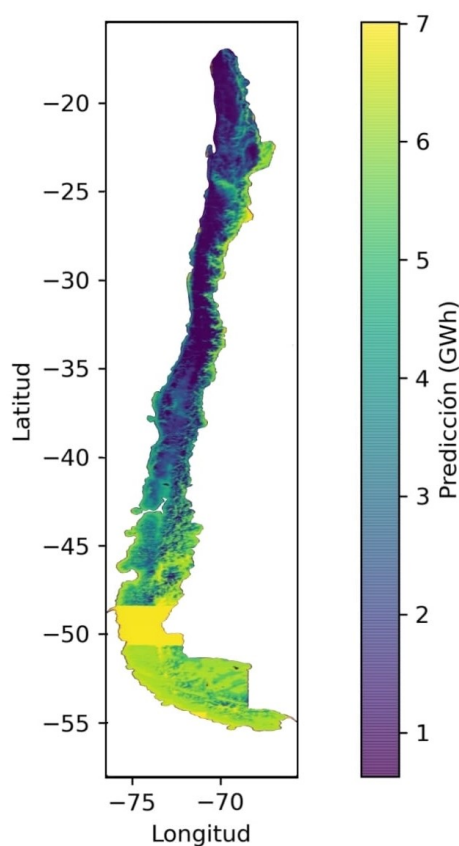


Figura 30: *Generación de energía modelo GE 1.5sle.*

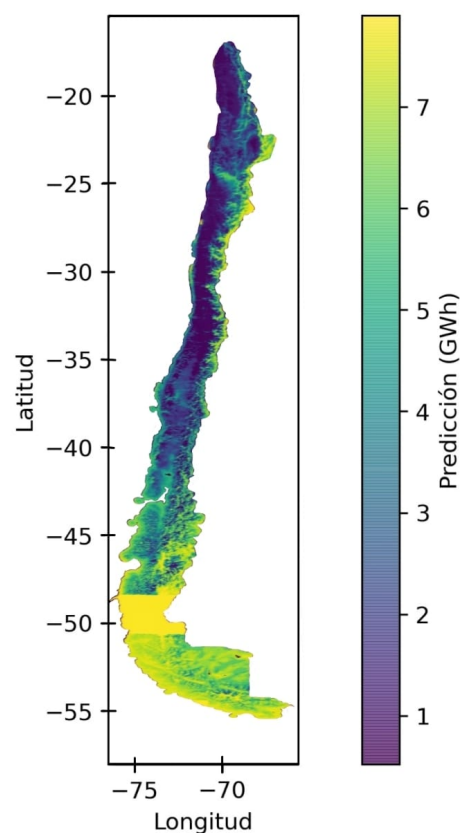


Figura 31: *Generación de energía modelo Vestas V90.*

A partir de los gráficos, se puede observar que los aerogeneradores de menor capacidad, en este caso los de 1500 kW y 2000 kW, generan cantidades relativamente bajas de energía, alcanzando solo hasta 7 GWh. La zona austral de Chile se destaca por tener un mayor potencial de generación eólica en comparación con otras regiones del país.

A medida que se aumenta la capacidad eléctrica de los aerogeneradores, también aumenta la generación de energía eléctrica. Para el modelo Vestas 117, la generación supera los 12 GWh, como se muestra en la Figura 33. Nuevamente, la zona austral se presenta como la región con mayor producción de energía, aunque también hay puntos en la zona norte y central que muestran un alto potencial de generación, aunque no se comparan con los niveles de la

zona austral, que coincide con las áreas que cuentan con varios parques eólicos, como se menciona en secciones anteriores.

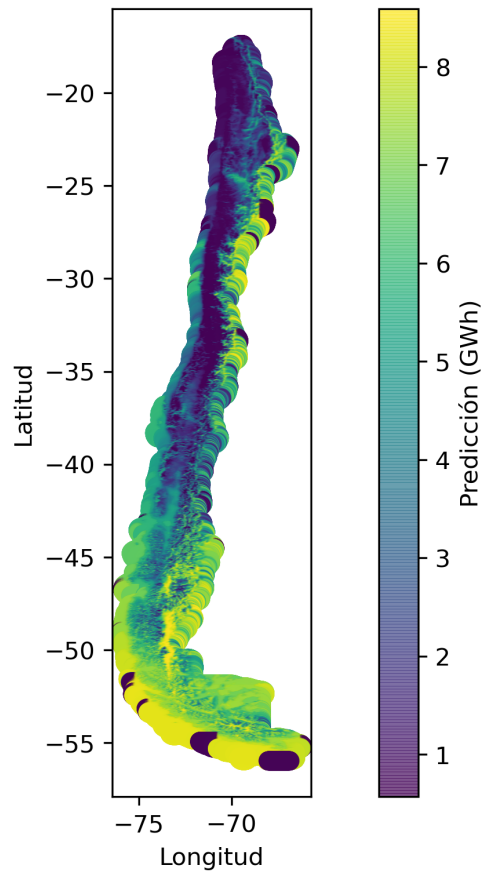


Figura 32: *Generación de energía modelo Enercon E-70.*

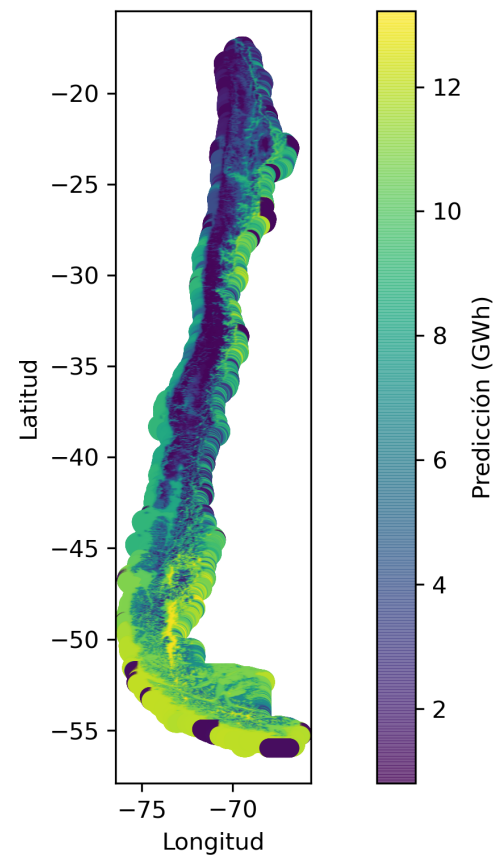


Figura 33: *Generación de energía modelo Vestas 117.*

Finalmente, se observa que el modelo Goldwind GW155/4500 es el que produce la mayor cantidad de energía eléctrica, con una generación estimada de cerca de 25 GWh en la zona austral, como se muestra en la figura 34.

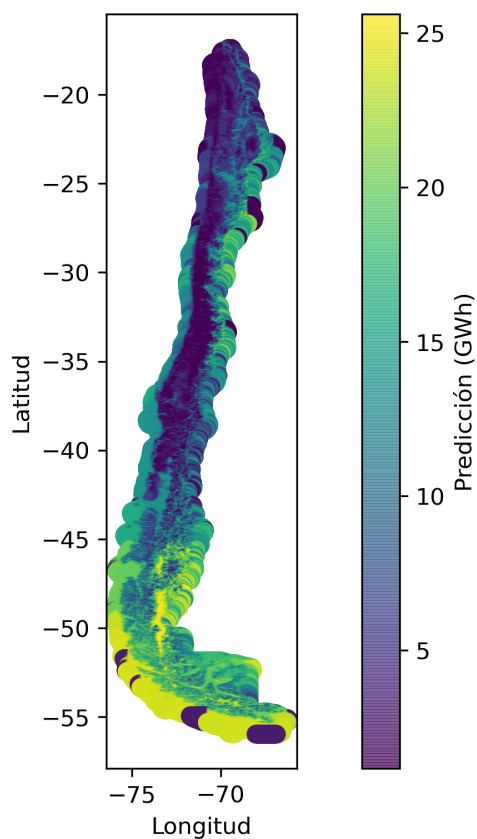


Figura 34: *Generación de energía modelo Goldwind GW155/4500.*

En la Figura 35, se muestra la generación estimada promedio de electricidad por región del país y por modelo de aerogenerador. Esta visualización reafirma que la zona austral es la región con mayor potencial energético en Chile.

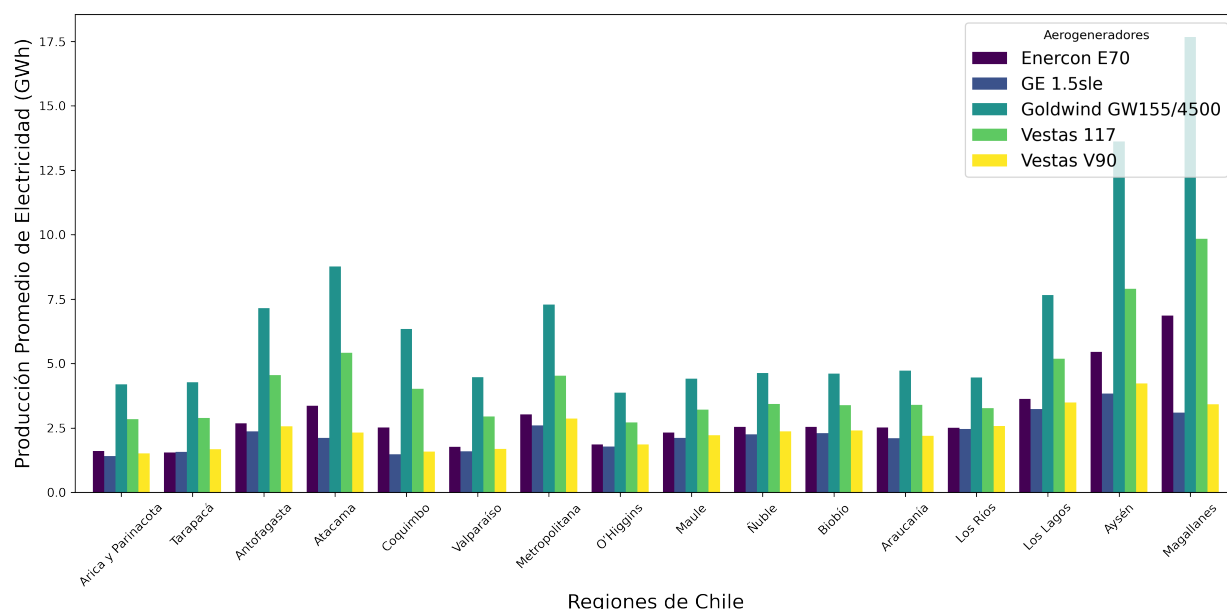


Figura 35: Estimación promedio de electricidad por región y modelo de aerogenerador.

6.3.2. Potencial de Producción de Hidrógeno Verde

Para estimar el potencial de producción de hidrógeno verde, utilizando la ecuación 1, se llevó a cabo un análisis considerando diferentes tipos de electrolizadores y evaluando sus eficiencias. Este análisis se realizó para los dos segmentos.

- **Segmento:** aerogeneradores con capacidad menores a 250 kW

Se puede observar en las figuras 36 y 37 que la producción de hidrógeno utilizando los electrolizadores AWE y PEM es bastante similar, ya que varía dentro de los mismos rangos. Sin embargo, el electrolizador SOEC, con mayores eficiencias, muestra una capacidad de producción significativamente superior, alcanzando las 0,8 toneladas de hidrógeno (8.000 kg).

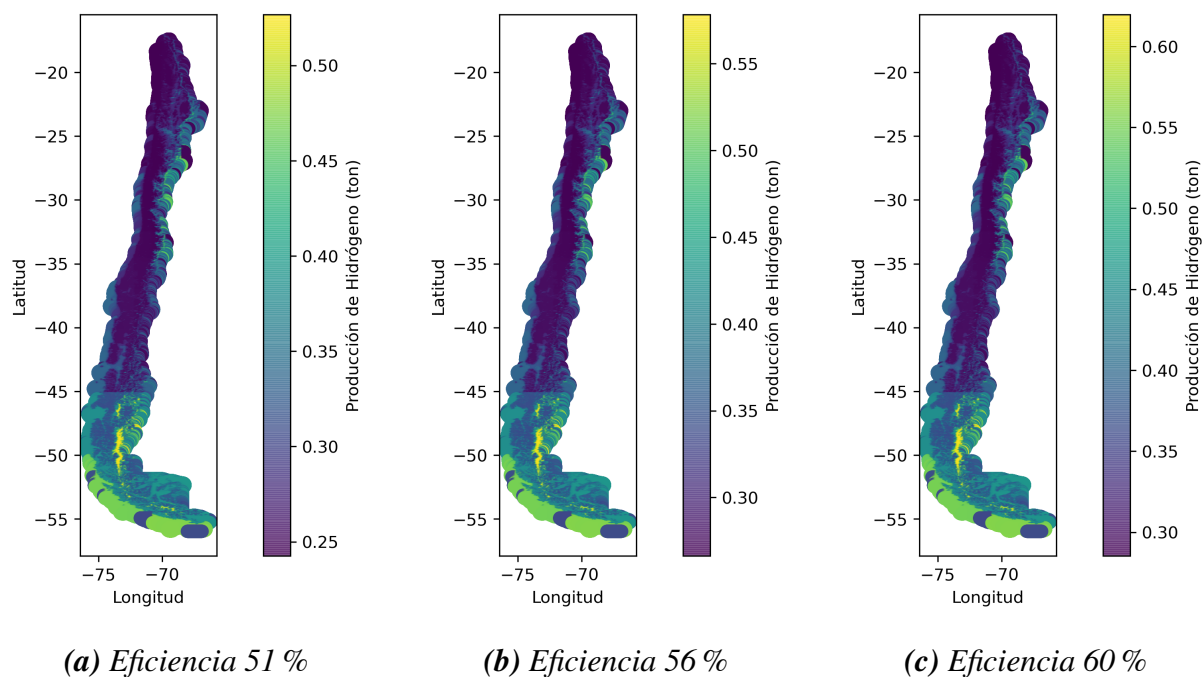


Figura 36: Estimación de producción de H_2 con electrolizador AWE.

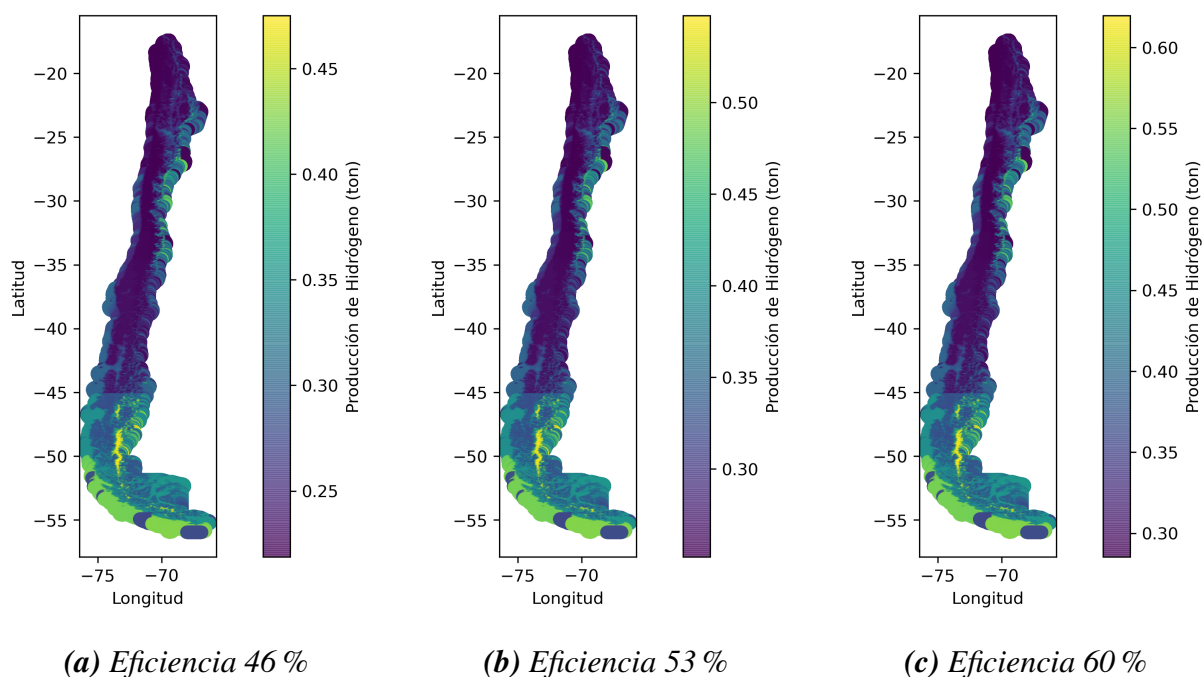


Figura 37: Estimación de producción de H_2 con electrolizador PEM.

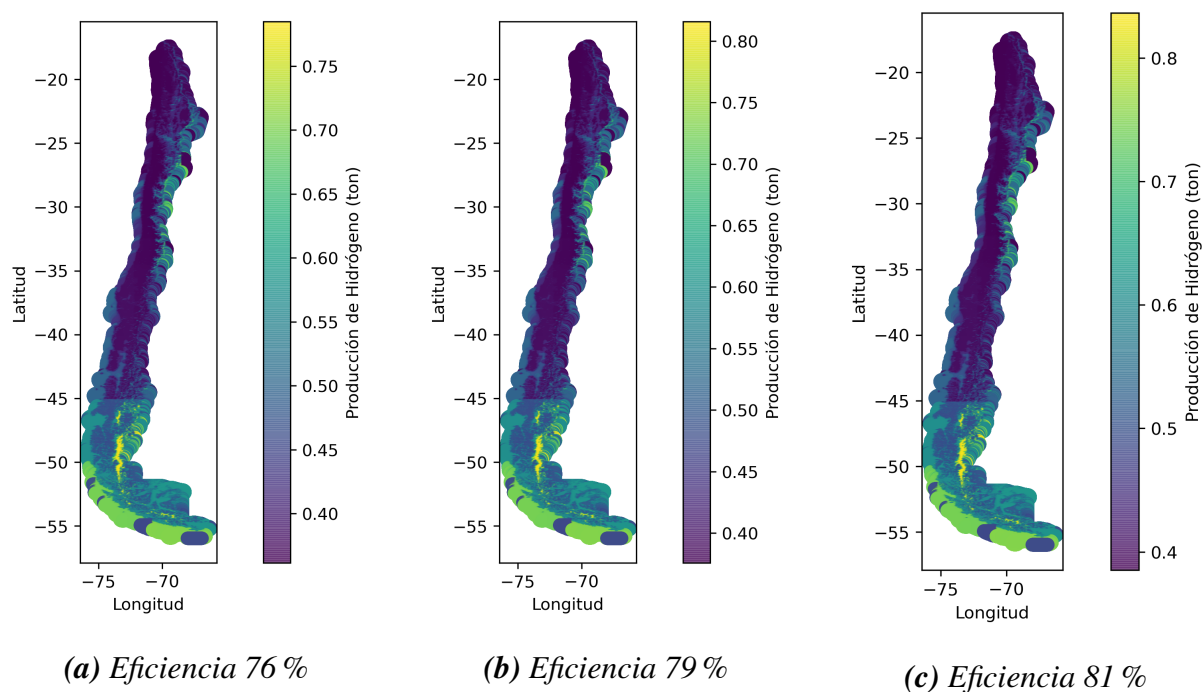


Figura 38: Estimación de producción de Hidrógeno con electrolizador SOEC.

Si nos enfocamos en el electrolizador SOEC, que superó con creces la producción de los electrolizadores AWE y PEM, podemos desglosar la producción de hidrógeno por región. En Chile, la mayor producción se encuentra en la zona central, con 2,46 toneladas anuales, seguida por la zona sur con 1,24 toneladas. Luego, se sitúan la zona norte grande con 1,22 toneladas, la zona austral con 1,11 toneladas y, finalmente, la zona norte chico con 0,88 toneladas anuales, tal como se muestra en la Figura 39.

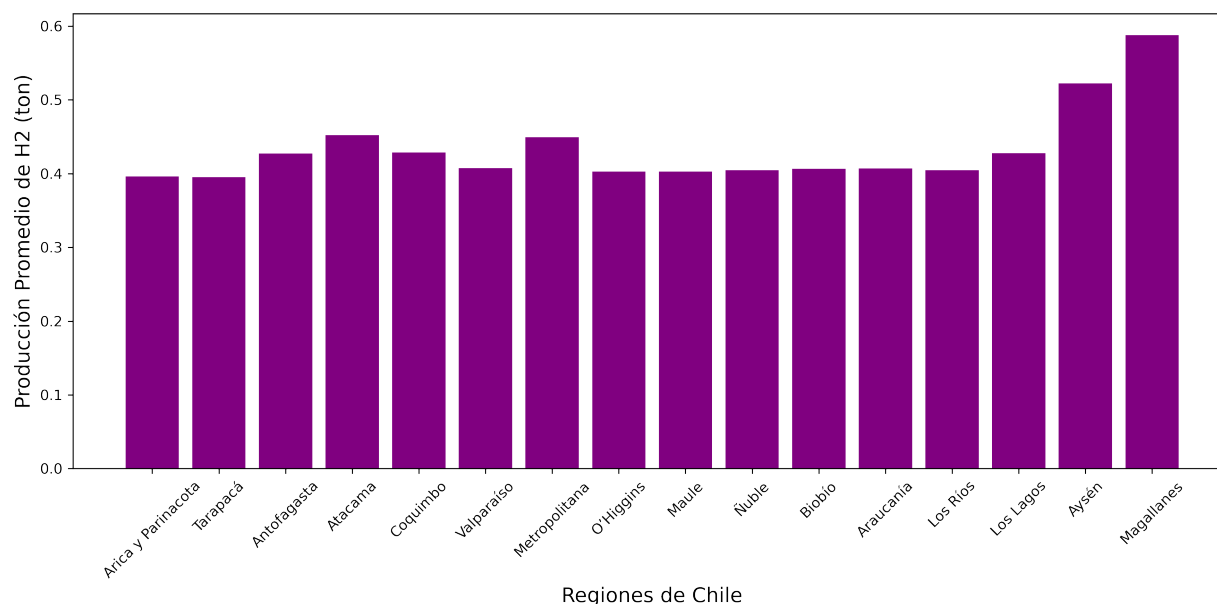


Figura 39: Estimación promedio de hidrógeno por región utilizando el electrolizador SOEC.

■ **Segmento:** aerogeneradores con capacidades iguales o superiores a 250 kW

Utilizando un único modelo de aerogenerador, el Goldwind GW155/4500, cuyas especificaciones se detallan en la tabla 19.

En el caso del electrolizador AWE, se observó en la Figura 40 que se alcanzó una producción de 350 toneladas de H_2 . La diferencia en la producción entre eficiencias de 56 % y 60 % fue mínima, lo que sugiere que el modelo es menos sensible a estas variaciones en este rango. Similarmente, el electrolizador PEM mostró producciones comparables, siendo la producción más baja observada, ya que tiene una eficiencia del 46 %. Sin embargo, entre los tres electrolizadores analizados, el que generó la mayor producción de H_2 fue el electrolizador SOEC, que alcanzó cerca de 500 toneladas de H_2 , gracias a sus mayores eficiencias, como se ilustra en la Figura 42.

Cabe destacar que la mayor producción de hidrógeno verde se localiza en la zona austral

de Chile, lo que coincide con ser la región que también presenta el mayor potencial de generación eléctrica.

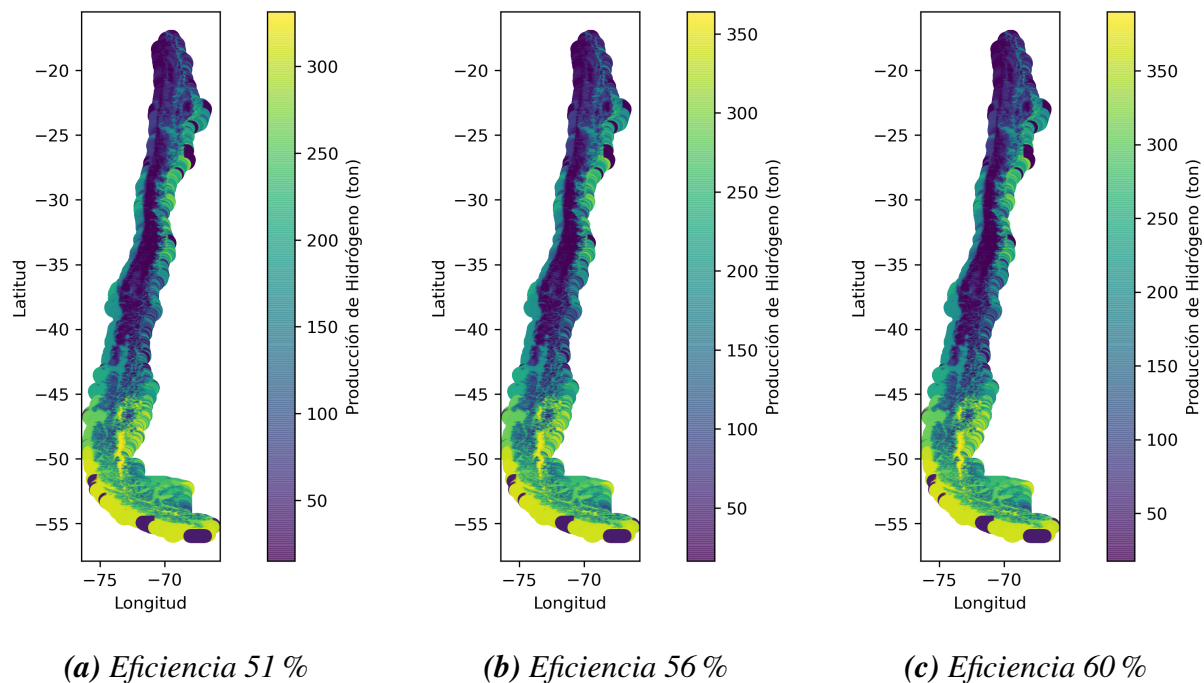


Figura 40: Estimación de producción de H_2 con electrolizador AWE.

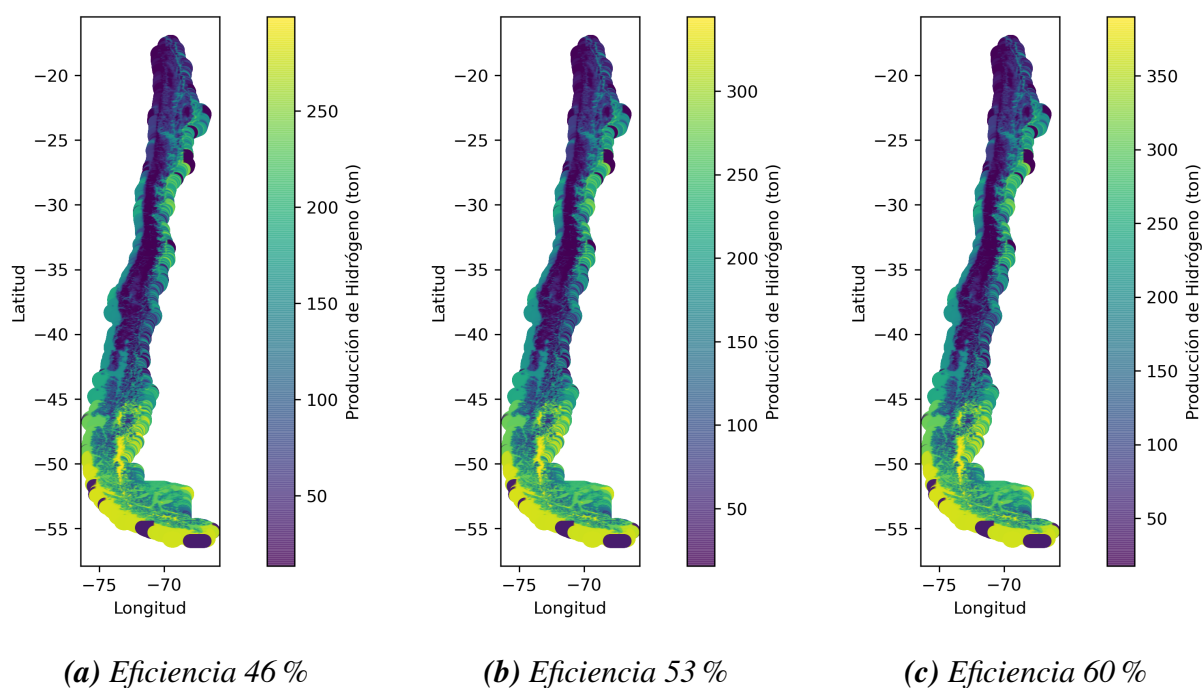


Figura 41: Estimación de producción de H_2 con electrolizador PEM.

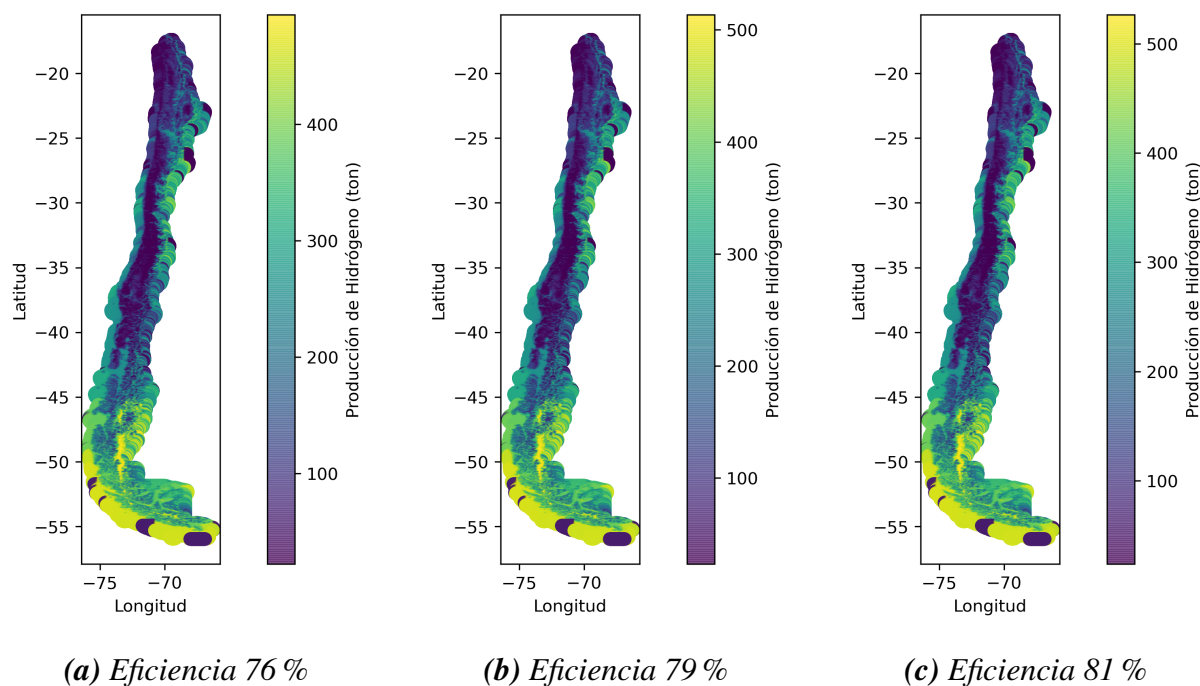


Figura 42: Estimación de producción de H_2 con electrolizador SOEC.

Al centrar la atención en el electrolizador SOEC, que mostró la mayor producción de H_2 entre los electrolizadores analizados, se considera su producción a una eficiencia promedio (79 %). Al realizar un desglose de la producción de hidrógeno por región, se puede observar en la figura 43 que la región de Magallanes tendría la mayor producción, alcanzando aproximadamente 354,16 toneladas anuales. La región de Aysén la sigue con una producción estimada de 272,98 toneladas anuales, lo que reafirma la alta capacidad de generación de hidrógeno verde en la zona austral de Chile.

En la zona central, que incluye las regiones de Valparaíso, Metropolitana, Libertador General Bernardo O'Higgins, Ñuble y Biobío, se acumula una producción de 587 toneladas de H_2 al año. La zona sur, compuesta por las regiones de La Araucanía, Los Lagos y Los Ríos, presenta una producción estimada de 337,65 toneladas de H_2 anuales. Finalmente, la zona norte se divide en dos: la zona norte grande, que incluye las regiones de Antofagasta, Tara-

pacá y Arica y Parinacota, con una producción acumulada de 313,2 toneladas anuales; y la zona norte chico, compuesta por las regiones de Coquimbo y Atacama, con una producción de 302,89 toneladas anuales.

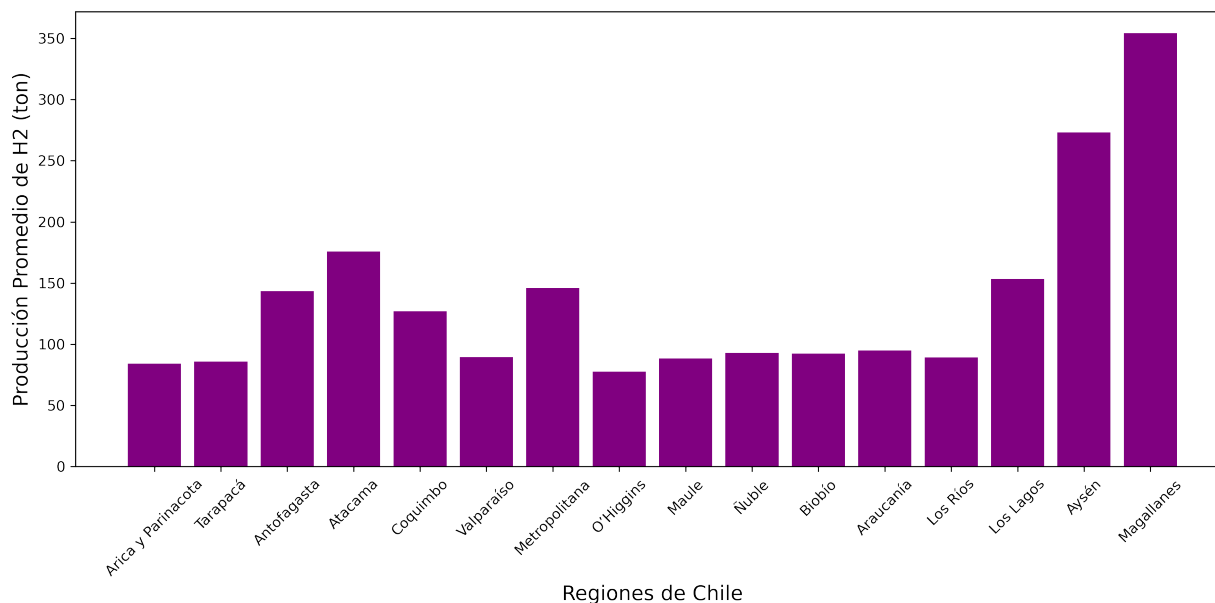


Figura 43: *Estimación de producción de Hidrógeno con electrolizador SOEC.*

Si observamos el electrolizador AWE, que se sitúa como el segundo en mayor producción de hidrógeno, la figura 44 ilustra que la zona austral de Chile destaca con una producción anual de 444 toneladas de hidrógeno. La zona sur, compuesta por las regiones de La Araucanía, Los Lagos y Los Ríos, muestra una producción de 239,3 toneladas anuales. Por su parte, la zona central, acumula 416,1 toneladas de hidrógeno anuales. La zona norte grande, que incluye a las regiones de Antofagasta, Tarapacá y Arica y Parinacota, presenta una producción de 221,9 toneladas anuales, mientras que la zona norte chico, que comprende las regiones de Coquimbo y Atacama, genera 214,7 toneladas anuales.

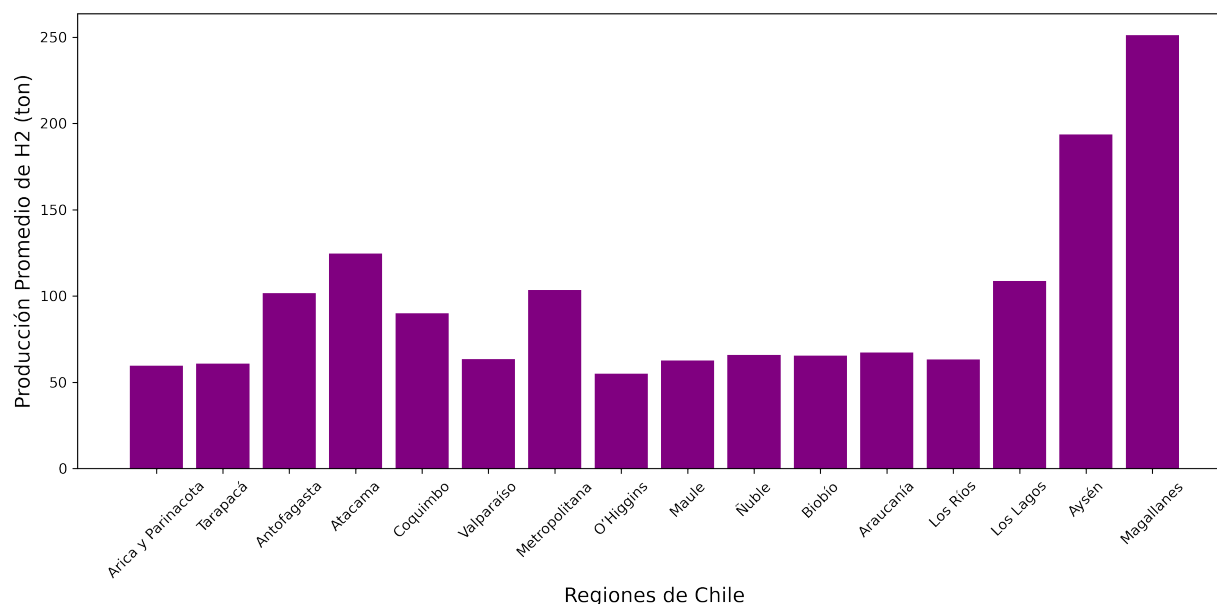


Figura 44: Estimación de producción de Hidrógeno con electrolizador AWE.

Este análisis reafirma la tendencia observada en la producción de hidrógeno verde en Chile, donde la zona austral no solo destaca en la generación de energía, sino que también presenta un gran potencial para la producción de hidrógeno. La configuración geográfica y las condiciones climáticas de esta región favorecen la implementación de tecnologías de energía renovable, especialmente la energía eólica, que es fundamental para la producción de hidrógeno verde.

6.3.3. Cálculo de LCOE y LCOH

Para obtener el LCOE y LCOH, se consideró un factor de conversión a pesos chilenos, en cada periodo de evaluación se mantiene constante el valor de 930,26 CLP/USD.

- **Período de evaluación: 1 año (2025)**

En este período, se considera un CAPEX de 1.079 USD/kW para el aerogenerador. Para el electrolizador alcalino, se tomará el valor promedio proyectado para el año 2025, que se presenta en la tabla 7, con un costo de 950 USD/kW.

Para convertir estos valores a pesos chilenos, se aplicará el factor de conversión mencionado, resultando en los siguientes valores para este período:

Tabla 20: *Valores de CAPEX y OPEX en CLP/kW para el año 2025.*

	Aerogenerador	Electrolizador
CAPEX	1.003.750	883.747
OPEX	50.188	44.187

- **Análisis del LCOE**

El análisis del LCOE por región en Chile revela diferencias geográficas significativas, como se ilustra en la figura 45. Al agrupar las regiones en zonas, se identifican patrones claros en los costos de generación de energía.

En el Norte Grande, se observa una amplia variabilidad en el LCOE. Mientras que Antofagasta (22,05 CLP/kWh) y Atacama (22,69 CLP/kWh) presentan costos relativamente bajos, otras regiones como Arica y Parinacota (39,25 CLP/kWh) y Tarapacá (36,34 CLP/kWh) tienen valores más elevados. La baja en el LCOE de Antofagasta y Atacama refleja una alta disponibilidad de recursos eólicos, posicionando a estas áreas con un gran potencial para la producción de hidrógeno verde a precios competitivos, aunque la variabilidad en otras zonas del Norte Grande indica que los costos pueden ser menos predecibles en algunas áreas.

Por el contrario, en el Norte Chico, el LCOE es aún más alto, como se observa en Coquimbo (43,09 CLP/kWh). Este incremento sugiere mayores costos de generación,

lo cual podría reducir la competitividad de la región en cuanto a producción de hidrógeno verde, comparada con las regiones de menores LCOE en el Norte Grande, ya que el costo energético es un factor crucial en la viabilidad económica de este tipo de proyectos.

La Zona Central presenta los LCOE más altos del país, con regiones como Valparaíso (51,52 CLP/kWh), Metropolitana (52,80 CLP/kWh), y O'Higgins (50,85 CLP/kWh). Este aumento en el costo está asociado a una menor disponibilidad de recursos eólicos o a costos operativos más elevados, limitando la competitividad de esta zona para la producción de hidrógeno verde. Un LCOE alto implica que el hidrógeno producido en estas regiones será significativamente más costoso, lo cual afecta su viabilidad económica en comparación con otras áreas.

En la Zona Sur, algunas regiones, como Los Lagos (25,35 CLP/kWh), muestran un LCOE relativamente bajo, lo que las convierte en áreas atractivas para la producción de hidrógeno verde. Sin embargo, no alcanzan los niveles de competitividad del Norte Grande. La Zona Austral, particularmente Magallanes, destaca por tener el LCOE más bajo del país (6,92 CLP/kWh), seguido por Aysén (10,50 CLP/kWh). Estos valores extremadamente bajos indican que la energía eólica en estas zonas es sumamente económica de producir, posicionando a Magallanes y Aysén como líderes en la producción de hidrógeno verde, con costos de generación energética que permiten alcanzar precios altamente competitivos.

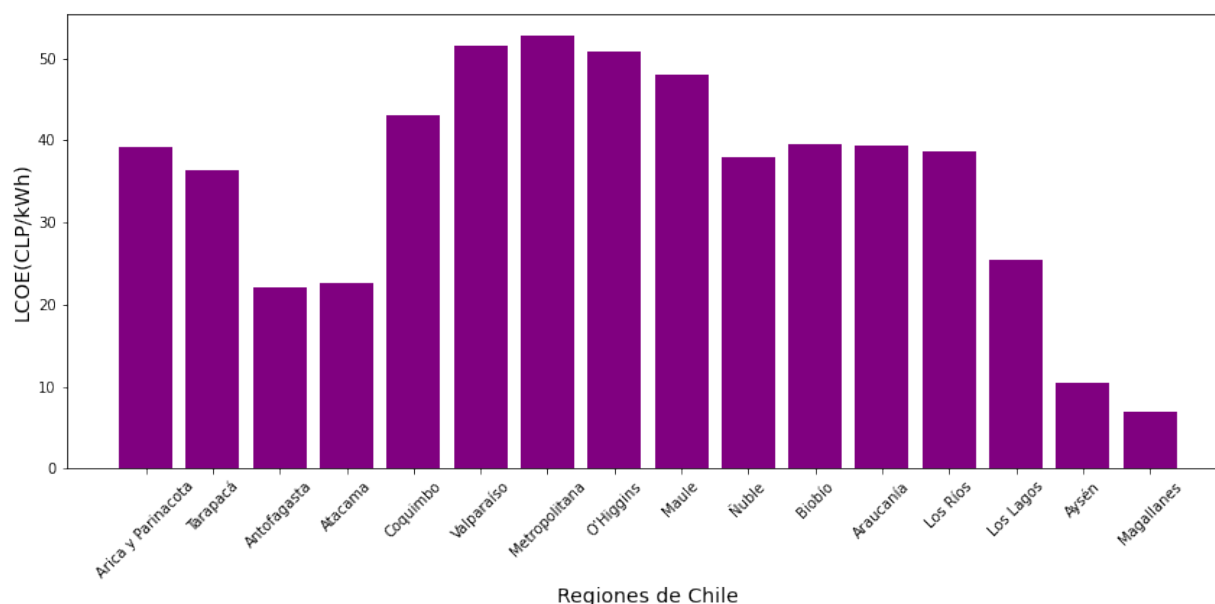


Figura 45: *LCOE por región de Chile para año 2025.*

Las regiones de Antofagasta, Atacama, Aysén y Magallanes se destacan como las más adecuadas para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, ya que los bajos costos de energía contribuyen a reducir el costo total de producción de hidrógeno, mejorando así la viabilidad económica y competitividad de estos proyectos en el mercado global.

- **Análisis del LCOH**

Los resultados obtenidos para el LCOH en el año 2025, mostrados en la figura 46, reflejan diferencias significativas entre las regiones de Chile, influenciadas directamente por los costos energéticos y la capacidad de producción eólica de cada zona. Estas variaciones destacan las áreas más competitivas para la producción de hidrógeno verde. En el Norte Grande, los costos más bajos de LCOH se encuentran en Antofagasta (2917,09 CLP/kg) y Atacama (3001,37 CLP/kg), las mismas regiones con los menores LCOE en esta zona. Esto reduce el costo total de producción de hidrógeno verde,

resaltando la competitividad de estas regiones que tienen condiciones óptimas para la generación de energía eólica. Esto les permite alcanzar precios favorables de hidrógeno verde, posicionándolas como áreas clave para el desarrollo de esta tecnología en Chile. En el Norte Chico, el LCOH en Coquimbo (5700,66 CLP/kg) es considerablemente más alto en comparación con las regiones del Norte Grande. Esto se debe a que el LCOE es mayor, lo que incrementa el costo de la energía utilizada para la producción de hidrógeno. Aunque la región sigue siendo viable, es menos competitiva en comparación con el Norte Grande.

La Zona Central presenta los costos de hidrógeno más altos del país, con valores como los de Valparaíso (6816,60 CLP/kg), la Región Metropolitana (6985,7 CLP/kg) y O'Higgins (6727,32 CLP/kg). Estas cifras reflejan un LCOE elevado en estas zonas, lo que limita la viabilidad económica de los proyectos de hidrógeno verde debido a los altos costos energéticos. Esto indica que estas regiones no son ideales para el desarrollo de proyectos de hidrógeno a gran escala.

En la Zona Sur, regiones como Los Lagos (3354,13 CLP/kg) presentan un LCOH relativamente bajo, convirtiéndolas en opciones interesantes para la producción de hidrógeno verde. Sin embargo, la Zona Austral, específicamente Magallanes, muestra el LCOH más bajo de todas las regiones evaluadas (915,34 CLP/kg). Esto se debe a su extremadamente bajo LCOE (6,92 CLP/kWh), posicionando a Magallanes como la región más competitiva y atractiva para la producción de hidrógeno verde en Chile, ofreciendo precios que podrían convertir a esta zona en un actor clave en el mercado del hidrógeno.

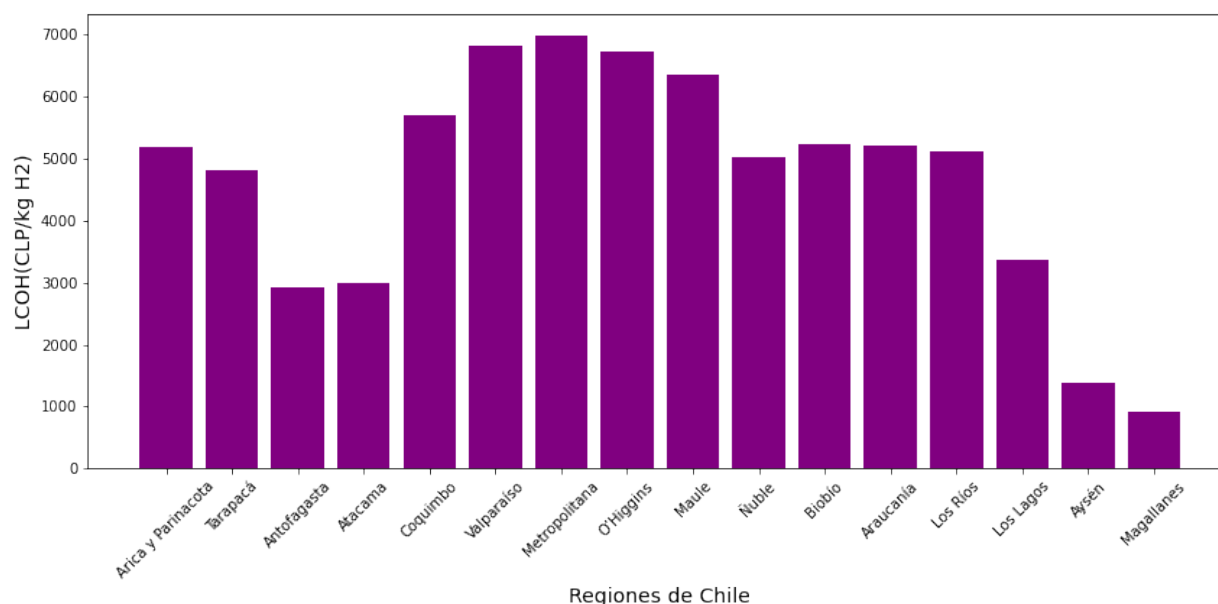


Figura 46: *LCOH por región de Chile para año 2025.*

El LCOH más competitivo se encuentra en las regiones de Magallanes y Aysén, seguidas por Antofagasta y Atacama, lo que las posiciona como las principales áreas de desarrollo para la producción de hidrógeno verde en Chile. En contraste, las regiones con LCOH más altos, como la Zona Central, enfrentan mayores desafíos económicos para ser competitivas en este sector.

■ **Período de evaluación: 11 años (2035)**

Para este período, se consideró el reemplazo del electrolizador alcalino después de 60.000 horas de operación, es decir, a los 7 años, utilizando el CAPEX proyectado para 2035 de 625 USD/kW. Además, para el aerogenerador, se considera un CAPEX de 905 USD/kW para este período, tal como se muestra en la tabla 6, estos valores convertidos a pesos chilenos serían los siguientes:

Tabla 21: *Valores de CAPEX y OPEX en CLP/kW para el año 2035.*

	Aerogenerador	Electrolizador
CAPEX	841.885	581.413
OPEX	42.094	29.071

- **Análisis del LCOE**

Para el año 2035, los valores del LCOE en Chile continúan mostrando una notable variación entre las diferentes regiones, como se observa en la figura 47. Esta variabilidad influye directamente en el costo nivelado de producción de hidrógeno verde (LCOH). Con el avance del tiempo, los desarrollos tecnológicos y la mayor eficiencia de los sistemas eólicos contribuyen a la reducción del LCOE en casi todas las zonas del país, lo que hace que el hidrógeno verde sea más competitivo y accesible.

En el Norte Grande, los valores del LCOE en regiones como Antofagasta (18,49 CLP/kWh) y Atacama (19,03 CLP/kWh) han disminuido significativamente en comparación con los valores de 2025. Esta reducción impacta positivamente los costos de producción de hidrógeno, fortaleciendo la competitividad de estas regiones para proyectos a gran escala. Con su combinación de abundantes recursos eólicos y costos de generación de energía reducidos, el Norte Grande se consolida como una de las áreas más atractivas para la producción de hidrógeno verde en Chile.

La tendencia a la baja también se observa en el Norte Chico, donde el LCOE en Coquimbo baja a 36,14 CLP/kWh. Sin embargo, esta región aún enfrenta costos de generación más altos en comparación con el Norte Grande, lo que limita su competitividad relativa.

En la Zona Central, los LCOE continúan siendo elevados, aunque se observa una ligera

disminución en los costos. Regiones como Valparaíso (43,21 CLP/kWh), Metropolitana (44,29 CLP/kWh) y O'Higgins (42,65 CLP/kWh) presentan valores que oscilan entre 42 y 44 CLP/kWh. A pesar de esta reducción, el costo de la energía sigue siendo un obstáculo para la viabilidad de proyectos de hidrógeno verde en esta zona.

Por último, en la Zona Sur, los LCOE se mantienen competitivos, con valores de 21,26 CLP/kWh en Los Lagos y un mínimo de 5,80 CLP/kWh en Magallanes, el más bajo del país. Esta situación posiciona a la Zona Sur como una opción atractiva para la producción de hidrógeno verde, aunque no al mismo nivel de competitividad que el Norte Grande.

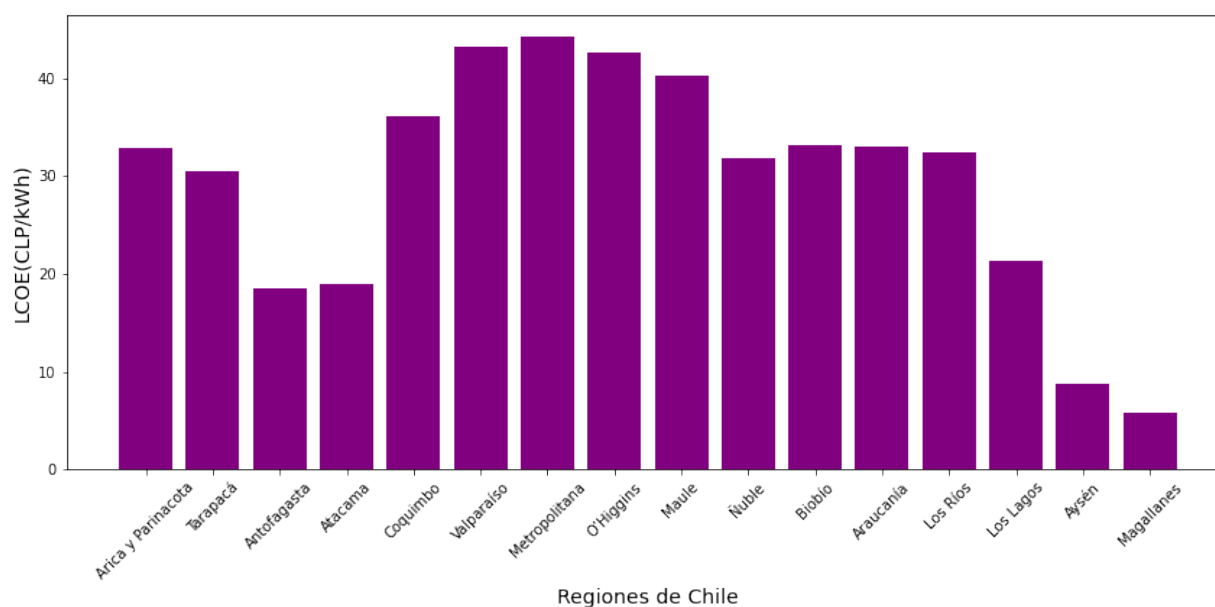


Figura 47: *LCOE por región de Chile para año 2035.*

La tendencia general hacia la reducción de los LCOE a lo largo del tiempo indica un panorama favorable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en Chile. Las regiones del Norte Grande y Sur se consolidan como las más competitivas para esta industria emergente.

- **Análisis del LCOH**

Los resultados del LCOH para el año 2035, presentados en la figura 48, muestran una evolución positiva en los costos de producción de hidrógeno verde en todas las regiones de Chile, impulsada por la reducción del LCOE en los últimos años. Este contexto permite anticipar un panorama más accesible y competitivo para el hidrógeno verde en el futuro cercano.

En el Norte Grande, destacan Antofagasta (2734,55 CLP/kg) y Atacama (2813,55 CLP/kg) como las regiones más competitivas para la producción de hidrógeno verde. La disminución en los costos de energía ha permitido abaratar el LCOH, consolidando la viabilidad de proyectos en estas zonas que continúan mostrando un gran potencial para el desarrollo de la industria.

En el Norte Chico, el LCOH en Coquimbo (5343,92 CLP/kg) presenta una mejora en comparación con años anteriores, aunque sigue siendo considerablemente más alto que en el Norte Grande. Esto indica que, aunque la reducción de costos es notable, la región aún enfrenta retos importantes para optimizar sus recursos y alcanzar la competitividad de otras zonas del país.

La Zona Central continúa presentando los LCOH más altos de Chile, con regiones como Valparaíso (6390,03 CLP/kg), Metropolitana (6548,70 CLP/kg) y O'Higgins (6306,34 CLP/kg). A pesar de una ligera reducción con respecto al 2025, estos costos siguen siendo un obstáculo significativo para la viabilidad de proyectos de hidrógeno verde en esta área.

En la Zona Sur, los resultados son más alentadores, con Los Lagos alcanzando un

LCOH de 3144,23 CLP/kg, lo que la convierte en una opción interesante para la producción de hidrógeno verde en comparación con la Zona Central. Magallanes, con un LCOH de 858,06 CLP/kg, sigue siendo la región con el costo de producción de hidrógeno más bajo del país.

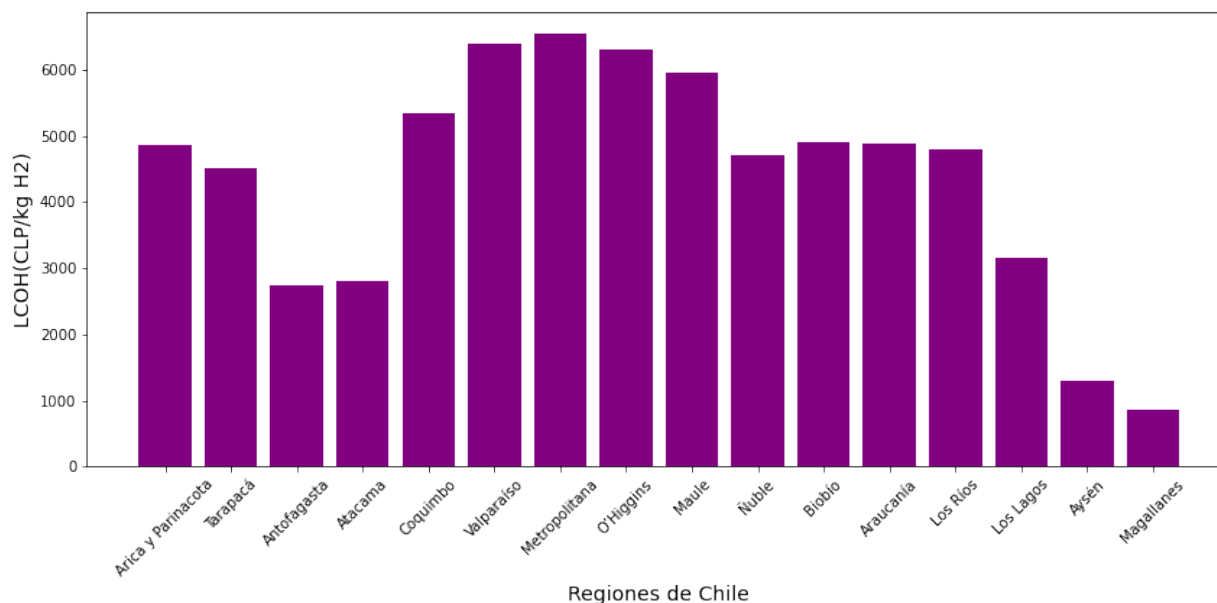


Figura 48: *LCOH por región de Chile para año 2035.*

El análisis del LCOH para el año 2035 muestra que las regiones del Norte Grande y Magallanes se consolidan como las más competitivas en la producción de hidrógeno verde en Chile, ofreciendo oportunidades significativas para el desarrollo de proyectos en este ámbito. La disminución generalizada de costos y la optimización de recursos son factores importantes para potenciar la industria del hidrógeno verde en el país.

■ Período de evaluación: 21 años (2045)

Para este período se consideraron dos reinversiones del electrolizador alcalino, ya que su vida útil es de 60.000 horas, se hace un reemplazo al año 7 y al año 14, utilizando el CAPEX

proyectado al 2035 de 625 USD/kW y al 2045 de 450 USD/kW. Además, para el aerogenerador se utiliza el CAPEX del año 2045, siendo un valor de 841 USD/kW, al convertirlo a pesos chilenos:

Tabla 22: *Valores de CAPEX y OPEX en CLP/kW para el año 2045.*

	Aerogenerador	Electrolizador
CAPEX	782.349	418.617
OPEX	39.117	20.931

- **Análisis del LCOE**

En el año 2045, el LCOE en Chile presenta una disminución considerable en todas las regiones, reflejando una generación de energía más económica y sostenible en todo el país. Los valores del LCOE van desde los 0,85 CLP/kWh en Magallanes y 1,29 CLP/kWh en Aysén, hasta los 6,49 CLP/kWh en la Región Metropolitana. Esta reducción significativa se debe a avances tecnológicos en los aerogeneradores, un aumento en la capacidad de generación eólica y una posible reducción en los costos de financiamiento y construcción de infraestructura.

Este descenso en el LCOE impacta directamente en la viabilidad económica de la producción de hidrógeno verde, ya que reduce el costo base de la electricidad utilizada en el proceso de electrólisis. Con un LCOE promedio de aproximadamente 4,5 CLP/kWh en varias regiones, se proyecta un entorno favorable para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, impulsando su competitividad en el mercado energético.

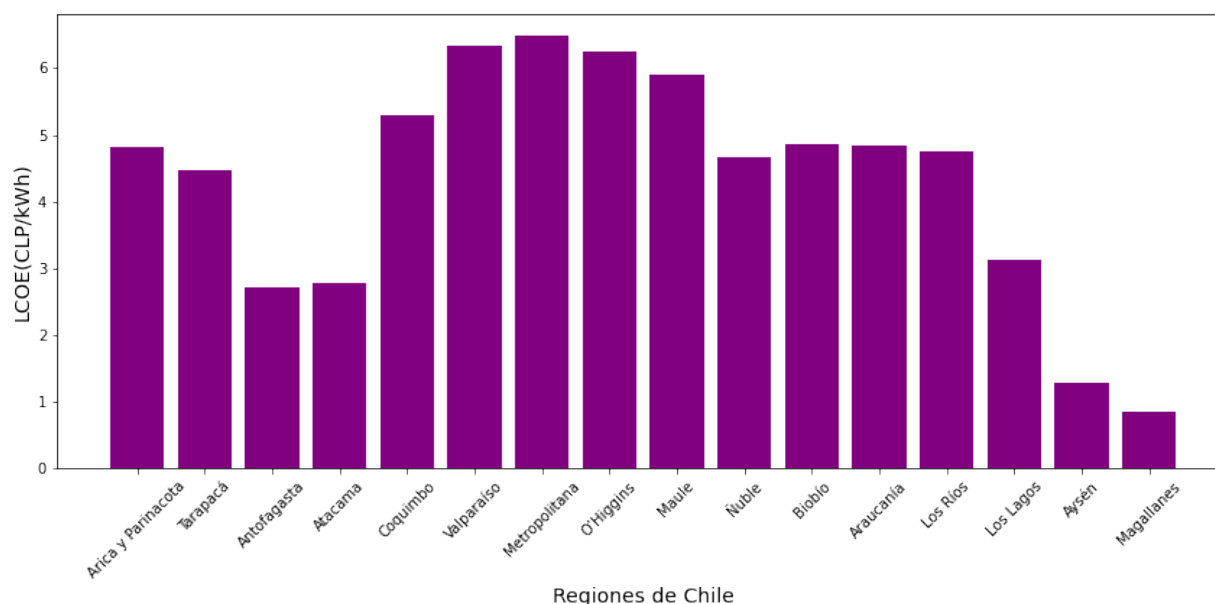


Figura 49: *LCOE por región de Chile para año 2045.*

La convergencia de precios en las distintas regiones sugiere un panorama más equilibrado para la generación de energía eólica en todo el país. A medida que el costo de la electricidad sigue disminuyendo, se espera que el potencial para la producción de hidrógeno verde crezca, posicionando a Chile como un líder global en la producción de hidrógeno verde.

- **Análisis del LCOH**

En el año 2045, el LCOH muestra una disminución significativa en todas las regiones de Chile, reflejando mejoras en la eficiencia del proceso de electrólisis y una reducción de los costos de energía eólica. Los valores de LCOH oscilan entre 510,24 CLP/kg en Magallanes y 3894,13 CLP/kg en la Región Metropolitana, lo que sugiere un escenario más favorable para la producción competitiva de hidrógeno verde en diversas partes del país.

Esta baja en los costos de producción es especialmente significativa en las regiones del sur, como Aysén y Magallanes, donde los costos operativos más bajos y el acceso abundante a recursos eólicos sugieren que podrían convertirse en centros estratégicos para la producción de hidrógeno. Por otro lado, regiones como Valparaíso y la Metropolitana, aunque presentan costos más altos, aún se benefician de una infraestructura más desarrollada y un acceso más directo a mercados.

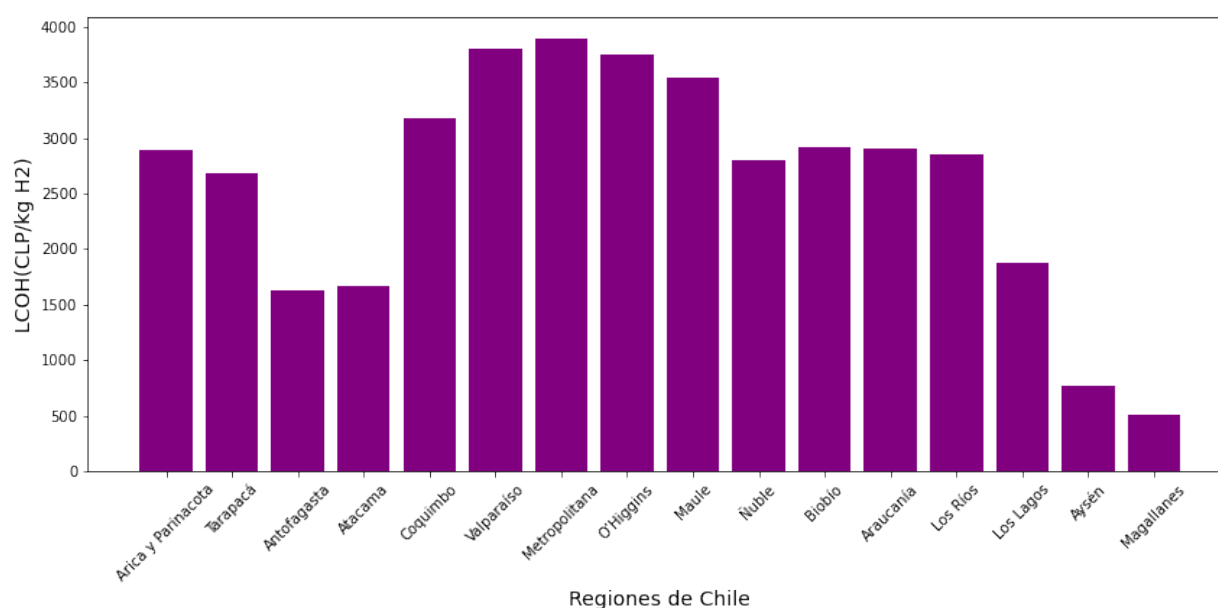


Figura 50: *LCOH por región de Chile para año 2045.*

El análisis de los costos LCOE y LCOH a lo largo de los años 2025, 2035 y 2045 evidencia una clara tendencia a la baja, lo que sugiere una mejora en la viabilidad económica de la producción de hidrógeno verde en Chile. En 2025, el LCOE y LCOH presentan valores relativamente altos, pero a medida que se avanza hacia 2045, ambos costos disminuyen considerablemente, alcanzando niveles competitivos en el contexto de la transición energética global.

La producción promedio de hidrógeno, que alcanza 1.537 toneladas anuales utilizando el

electrolizador alcalino en todo el país, está estrechamente relacionada a la reducción de costos. Regiones como Magallanes, con un LCOH de 510,24 CLP/kg en 2045 y una producción de 251,05 toneladas, destacan por su capacidad para producir hidrógeno de manera rentable. Esta tendencia también se observa en otras regiones, como Antofagasta y Los Lagos, donde los costos competitivos tanto del LCOE como del LCOH permiten una producción significativa.

La reducción de costos, junto con el aumento en la producción de hidrógeno, sugiere que la implementación de tecnologías más eficientes y la optimización de los procesos de producción están impulsando una mayor oferta de hidrógeno verde. Esto posiciona a Chile en el mercado energético, con el potencial de satisfacer la creciente demanda de fuentes de energía limpias y sostenibles.

7. Conclusiones

Esta investigación evaluó el potencial de Chile para la producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica, analizando diferentes regiones, aerogeneradores y electrolizadores para estimar su capacidad de producción. Los resultados destacan el considerable potencial eólico, especialmente en la Zona Austral, donde los recursos naturales son abundantes. Magallanes se proyecta como la región con mayor capacidad de producción, alcanzando más de 250 toneladas de hidrógeno al año utilizando un electrolizador alcalino (AWE) y 350 toneladas si se utiliza el electrolizador de óxido sólido (SOEC). Este hallazgo posiciona a Chile como un fuerte candidato para liderar el mercado de energías renovables a nivel global, impulsado por su notable capacidad eólica.

El análisis económico de esta investigación, basado en el Costo Nivelado de Energía (LCOE) y el Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH), se realizó utilizando el electrolizador AWE. La elección de este equipo se justifica por su costo relativamente bajo y su amplia disponibilidad en comparación con otras tecnologías como el SOEC, lo que lo convierte en una opción viable para proyectos a gran escala en el corto y mediano plazo. A pesar de su menor eficiencia (en torno al 46-60 %), el electrolizador AWE sigue siendo competitivo en términos de costos iniciales y operativos, lo que lo hace adecuado para regiones con abundantes recursos eólicos y bajos costos de generación, como Magallanes.

La variabilidad geográfica fue clave en los resultados, con las regiones del sur de Chile, como Magallanes y Aysén, mostrando un potencial considerable debido a sus vientos fuertes y constantes. En estas zonas, los aerogeneradores de mayor capacidad (superiores a 250 kW) captan

mayores cantidades de energía, lo que a su vez aumenta la producción de hidrógeno. En contraste, en la Zona Central, los aerogeneradores de menor capacidad resultaron más adecuados, destacándose por su eficiencia en condiciones de viento más moderado.

Los análisis del LCOE y LCOH para los años 2025, 2035 y 2045 revelaron una clara tendencia a la baja en los costos de producción de hidrógeno verde, gracias a los avances tecnológicos y la mayor eficiencia de los sistemas eólicos. En 2025, el LCOH en Magallanes alcanzaba los 915,34 CLP/kg, mientras que en 2045 se proyecta una reducción significativa hasta los 510,24 CLP/kg. Esto demuestra la creciente viabilidad económica del hidrógeno verde en Chile, particularmente en regiones con bajo costo energético como Magallanes.

Aunque los resultados resaltan el potencial de Chile en el campo de las energías renovables, también se identifican desafíos significativos, como la necesidad de infraestructura adecuada, inversiones tecnológicas continuas y el desarrollo de capacidades locales para aprovechar plenamente los recursos eólicos y convertir el hidrógeno verde en una realidad comercial.

Referencias

- [1] Ministerio de Energía. Energía 2050, Política energética de Chile, 1 2017. <http://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/611>.
- [2] Omar Ellabban, Haitham Abu-Rub, and Frede Blaabjerg. Renewable energy Resources: current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable Sustainable Energy Reviews*, 39:748–764, 11 2014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.113>.
- [3] Ministerio de Energía. Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, 11 2020. <http://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/3772>.
- [4] Iberdrola. HIDRÓGENO VERDE. *Iberdrola*, 4 2021. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>.
- [5] Miguel A. Becerra, José Morán, Alejandro Jerez, Francisco Cepeda, and Miguel A. Valenzuela. Wind Energy Potential in Chile: Assessment of a small scale wind farm for residential clients. *Energy Conversion and Management*, 140:71–90, 5 2017. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.02.062>.
- [6] Danilo Watts, David y Jara. Análisis estadístico de la energía eólica en Chile. *Energías renovables*, 36(5):1603–1613, 5 2011. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.10.005>.
- [7] Ministerio de Energía. Energías renovables en Chile el potencial eólico, solar e hidroeléctri-

- co de Arica a Chiloé, 1 2014. <https://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/510>.
- [8] Juan Antonio Pinilla. El problema energético mundial. Energías renovables y cambio climático. *Revista Energy Management*, 3 2021. <https://e-management.mx/2019/11/16/el-problema-energetico-mundial-energias-renovables-y-cambio-climatico/>.
- [9] IEA. Crisis energética mundial – Topics - IEA, s.f. <https://www.iea.org/topics/global-energy-crisis?language=es>.
- [10] Enerdata. Consumo de carbón y lignito | Consumo mundial de carbón | enerdata, s.f. <https://datos.enerdata.net/carbon-lignite/consumo-mundial-carbon.html>.
- [11] Generadoras de Chile. Boletín Generadoras de Chile. Technical report, 2024. https://generadoras.cl/media/page-files/2668/BoletinGeneradorasdeChile_Enero2024_compressed.pdf.
- [12] Comisión Nacional de Energía [CNE]. ENERGÍA ABIERTA CIUDADANA. Technical report, 6 2024. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/RCiudadano_v202406.pdf.
- [13] Generadoras de Chile. Generadoras: Vertimiento de energías renovables alcanza 967,3 GWh durante 2023, 9 2023. <https://generadoras.cl/prensa/generadoras-vertimiento-de-energias-renovables-alcanza-9673-gwh-durante-2023>.

- [14] Ricardo Olave. El potencial de la energía eólica en Chile y la innovación en turbinas de eje vertical. 8 2023. <https://www.latercera.com/laboratoriodecontenidos/formando-para-crear/el-potencial-de-la-energia-eolica-en-chile-y-la-innovacion-en-turbinas-de-eje-vertical/>.
- [15] Camila Vásquez, Diego Valdivia, Hernan Sepúlveda, and Monserrat García. Identificación y Cuantificación de Potenciales de Energías Renovables 2021. Technical report, 12 2021. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/mine-2021_identificacion_y_cuantificacion_de_potenciales_de_energias_renovables_v2.pdf.
- [16] Manuel Ruiz Aguilar. El papel del Hidrógeno en una sociedad verde, 2023. <https://hdl.handle.net/11441/149556>.
- [17] Gabriel Juárez-Hernández, Sergio y León. Energía eólica en el istmo de Tehuantepec: desarrollo, actores y oposición social, 2014. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=11831301006>.
- [18] Wlamyr Palacios Alvarado, Alvaro Junior Caicedo Rolon, and Nelson Javier Cely Calixto. *Energías renovables, el camino hacia la sostenibilidad energética*. Bogotá - Editorial Creser S.A.S, 1 edition, 2 2023. <https://repositorio.ufps.edu.co/handle/ufps/6721>.
- [19] Plataforma para el Desarrollo del Hidrógeno Verde en Latinoamérica y el Caribe. Infografía: Los tipos de hidrógeno – h2lac, n.d. <https://h2lac.org/noticias/infografia-los-tipos-de-hidrogeno/>.
- [20] IRVING JUAN CARLOS MORALES HERNÁNDEZ. INSTALACIÓN DE DOS AERO-

- GENERADORES DE BAJA POTENCIA EN LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE SINALOA, 2015. <http://repositorio.upsin.edu.mx/Fragmentos/tesinas/Irving%20Morales.pdf>.
- [21] Izertis Seo. Nuevas turbinas eólicas verticales, ¿en qué se diferencian de las actuales?, 3 2022. <https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/turbinas-eolicas-verticales-beneficios-y-diferencias>.
- [22] Ekaitz Mateo Galar. Aerogenerador, 2011. <https://hdl.handle.net/2454/4187>.
- [23] Felipe Ojeda Villarroel, Enzo y Riquelme Riquelme. Sistema de Generación Eólica basado en Máquina de Inducción de Rotor Bobinado, 2015. <http://repobib.ubiobio.cl/jspui/bitstream/123456789/3317/1/Ojeda%20Villarroel%2C%20Enzo%20Danilo.pdf>.
- [24] Roberto Emilio Gibbons and Antonio Eduardo Nachez. Consideraciones sobre la viabilidad del uso de energía eólica para la generación de electricidad en el ámbito regional de la provincia de santa fe. In *The 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2009*, 2009. https://www.academia.edu/download/105731425/CLAGTEE_2009_Viabilidad_uso_energia_eolica.pdf.
- [25] Comisión Nacional de Energía. Guía para evaluación ambiental Energías renovables no convencionales. Technical report, 10 2006. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/guia_eolica.pdf.
- [26] Verónica de la Paz Mellado. Normas urbanísticas aplicables a aerogeneradores (central eólica). Technical Report N° SUP: 130284, 4 2021. <https://obtienearchivo.bcn>.

cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32116/1/BCN__Normas_urbanisticas_y_central_eolica_definitivo.pdf.

- [27] Decreto 47, 6 1992. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=8201>.
- [28] Servicio de Evaluación Ambiental. GUÍA PARA LA DESCRIPCIÓN DE CENTRALES EÓLICAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SEIA. Technical report, 2020. https://www.sea.gob.cl/sites/default/files/imce/archivos/2020/03/13/guia_dp_centrales_eolicas_version_2.pdf.
- [29] Centro Nacional del Hidrógeno. Hidrógeno - Centro Nacional del Hidrógeno, 2 2019. <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>.
- [30] Rosa De Guadalupe González Huerta, Ernesto López Chávez, and Blanca Velázquez Morales. *Hidrógeno*. Universidad Autónoma de la Ciudad de México, 1 edition, 2009. <http://repositorioinstitucionaluacm.mx/jspui/handle/123456789/2242>.
- [31] Jun Chi and Hongmei Yu. Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production. *CHINESE JOURNAL OF CATALYSIS (CHINESE VERSION)*, 39(3):390–394, 3 2018. [https://doi.org/10.1016/s1872-2067\(17\)62949-8](https://doi.org/10.1016/s1872-2067(17)62949-8).
- [32] S. Shiva Kumar and V. Himabindu. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3):442–454, 3 2019. <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>.
- [33] Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, and Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*. Deutsche Ge-

- sellschaft für, 2 edition, 5 2019. https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/Tecnologías-del-hidrógeno-y-perspectivas-para-Chile_2019.pdf.
- [34] Ormazabal. Hidrógeno verde , ¿qué es?, 9 2024.
- [35] Asociación Española del Hidrógeno. ¿Cómo funciona el Hidrógeno como fuente de energía? - Aeh2.ORG ?, 8 2023. <https://aeh2.org/hidrogeno/>.
- [36] Junta de Andalucía. Los colores del hidrógeno - Fundación Descubre, 4 2023. <https://fundaciondescubre.es/recursos/los-colores-del-hidrogeno/>.
- [37] Sofía Pezzi. Del gris al verde, los colores del hidrógeno, 9 2024. <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/del-gris-al-verde-los-colores-del-hidrogeno/>.
- [38] Isabel Giménez Zuriaga. Retos del hidrógeno verde. *Economía aragonesa*, page 104, 2021. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8017764>.
- [39] IEA. Hydrogen - IEA, s.f. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>.
- [40] Baker Institute. Green hydrogen and chile's energy transition, 2024. <https://www.bakerinstitute.org/research/green-hydrogen-chiles-energy-transition/>.
- [41] DLA Piper. Green hydrogen in chile: A contribution to the global energy

- transition, 2022. <https://www.dlapiper.com/en/americas/insights/publications/2022/green-hydrogen-in-chile/>.
- [42] Mohamed Douak and Nouredine Settou. Estimation of Hydrogen Production Using Wind Energy in Algeria. *Energy Procedia*, 74:981–990, 8 2015. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.829>.
- [43] Centro de Energía, Universidad de Chile [fcfm], Universidad de Santiago de Chile [USACH], and Pontificia Universidad Católica de Chile [PUC]. Principales características del Motor de cálculo de Costo Nivelado de producción de hidrógeno (LCOH). Technical report, 4 2024. <https://hydrogenoverde.minenergia.cl/wp-content/uploads/2024/04/Motor-Calculo-LCOH-Principales-Caracteristicas-20240411.pdf>.
- [44] Nicolás García Bernal, Rafael Torres Muñoz, and Enrique Vivanco Font. Desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile. , 7 2020. https://www.bcn.cl/asesoriasparlamentarias/detalle_documento.html?id=76295.
- [45] Damodar N. Gujarati. *Econometria*. 5 edition. <https://fvela.wordpress.com/wp-content/uploads/2012/10/econometria-damodar-n-gujarati-5ta-ed.pdf>.
- [46] Arthur E. Hoerl and Robert W. Kennard. Ridge Regression: Biased Estimation for Nonorthogonal Problems. *Technometrics*, 12(1):55–67, 2 1970. <https://doi.org/10.1080/00401706.1970.10488634>.
- [47] Hui Zou and Trevor Hastie. Regularization and Variable Selection Via the Elastic Net. *Jour-*

- nal of the Royal Statistical Society Series B (Statistical Methodology)*, 67(2):301–320, 3 2005.
<https://doi.org/10.1111/j.1467-9868.2005.00503.x>.
- [48] Leo Breiman. Stacked regressions. *Machine Learning*, 24(1):49–64, 7 1996. <https://doi.org/10.1007/bf00117832>.
- [49] Tianqi Chen and Carlos Guestrin. XGBoost: A Scalable Tree Boosting System. *Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*, pages 785–794, 8 2016. <https://doi.org/10.1145/2939672.2939785>.
- [50] Douglas C. Montgomery and George C. Runger. *Applied Statistics and Probability for Engineers*. John Wiley Sons, 3 2010. <https://industri.fatek.unpatti.ac.id/wp-content/uploads/2019/03/088-Applied-Statistics-and-Probability-for-Engineers-Douglas-C.-Montgomery-George-C.-Runger-Edisi-5-2011.pdf>.
- [51] Robin John Hyndman and George Athanasopoulos. *Forecasting: principles and practice*. 2 edition, 2018. <https://otexts.org/fpp2/>.
- [52] Parque Eólico La Flor. <https://vdr.cl/parque-eolico-la-flor/>.
- [53] Punta Colorada (Chile) - Parques eólicos - Acceso en línea - The Wind Power. https://www.thewindpower.net/windfarm_es_94_punta-colorada.php.
- [54] Parque Eólico Taltal. <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/nuestras-centrales/parque-eolico-taltal.html>.

- [55] Parque Eólico Valle de los Vientos. <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/nuestras-centrales/parque-eolico-valle-de-los-vientos.html>.
- [56] Vincent Dieterich, Alexander Buttler, Andreas Hanel, Hartmut Spliethoff, and Sebastian Fendt. Power-to-liquid synthesis of methanol, DME or Fischer–Tropsch-fuels: a review. *Energy Environmental Science*, 13(10):3207–3252, 1 2020. <https://doi.org/10.1039/d0ee01187h>.
- [57] Malinalli Pérez-Vigueras, Rogelio Sotelo-Boyás, Rosa De Guadalupe González-Huerta, and Francisco Bañuelos-Ruedas. Feasibility analysis of green hydrogen production from oceanic energy. *Heliyon*, 9(9):e20046, 9 2023. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e20046>.
- [58] Proyecciones de costos | Ministerio de Energía. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>.
- [59] IEA. The Future of Hydrogen. Technical report, 6 2019. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf.
- [60] GE Energy 1.5sle - Fabricantes y aerogeneradores - Acceso en línea - The Wind Power. https://www.thewindpower.net/turbine_es_57_ge-energy_1.5sle.php.
- [61] Enercon E70/2300 - Fabricantes y aerogeneradores - Acceso en línea - The Wind Power. https://www.thewindpower.net/turbine_es_5_enercon_e70-2300.php.

[62] Vestas V90/2000 - Fabricantes y aerogeneradores - Acceso en línea - The Wind Power.

https://www.thewindpower.net/turbine_es_32_vestas_v90-2000.php.

[63] Vestas V117/3300 - Fabricantes y aerogeneradores - Acceso en línea - The

Wind Power. https://www.thewindpower.net/turbine_es_595_vestas_v117-3300.php.

[64] Goldwind GW155/4500 - Fabricantes y aerogeneradores - Acceso en línea - The Wind

Power. https://www.thewindpower.net/turbine_es_1636_goldwind_gw155-4500.php.