



Universidad del  
**Rosario**

Escuela de Ingeniería,  
Ciencia y Tecnología

# **Validación del potencial técnico y económico de la generación de hidrógeno verde en futuros proyectos eólicos costa afuera en Colombia**

Presentado para obtener el título de

## **MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Camilo Andrés Mondragón Giraldo

Dirección:

Andrea Matiz Chicacausa, PhD

Codirección:

Nelly Margareth Cantillo Cuello, PhD

Universidad del Rosario

Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología

Maestría en Energías Renovables

Bogotá D.C. – Colombia - 2024



## **AGRADECIMIENTOS**

iii

A mi madre, Mariela, por su constante e incondicional apoyo en cada momento, a mis hermanos, familia y amigos por el ánimo y cariño recibido permanentemente.

En la actualidad la matriz energética colombiana depende en un 62,17% del recurso hídrico [1], dependencia que no ofrece una seguridad energética y de precios para el futuro próximo del mercado eléctrico, lo cual evidencia la importancia de que la matriz energética colombiana crezca de manera considerable, de forma diversa y en lo posible con fuentes de energía renovables.

Bajo la última premisa, la costa caribe colombiana tiene abundantes recursos eólicos, en particular cuenta con un potencial total estimado de 109 GW de energía eólica costa afuera, pero un potencial real (según condiciones ambientales, comerciales y sociales) de alrededor de 50 GW [2], lo que representa casi el triple de la capacidad total de la matriz actualmente instalada, sin embargo, este tipo de parques y de tecnologías son nuevas en toda Latinoamérica lo que implica notables desafíos en varios aspectos como lo son técnicos, en infraestructura, ambientales y sociales.

La idea principal de este trabajo es abordar una posible alternativa a la dificultad de entrega de la energía eléctrica en los centros de demanda, con la producción in situ de hidrógeno verde aprovechando la generación de energía eléctrica del eventual parque eólico Vientos Alisios. Concretamente, este trabajo busca evaluar y validar la posible producción de hidrógeno verde, reconocer en qué proporciones de la energía total generada es pertinente su uso para la producción de este subproducto, cuáles son sus ventajas y desventajas, y cuáles son los costos asociados en la generación de este producto, igualmente se compara y evalúa con las condiciones técnicas y económicas del futuro parque eólico Vientos Alisios proyectado por BlueFloat Energy. Para ello se toman valores base de las variables involucradas y un porcentaje de variación de cada una de ellas, rangos donde sea posible que el valor oscile. Se usa un modelo de Monte Carlo basado en el cálculo del VPN del proyecto para simular 2000 escenarios aleatorios y con esto buscar patrones o tendencias de comportamientos en simulaciones con resultados semejantes.

Soportado en los resultados se exponen las conclusiones y recomendaciones en donde se evidencian las implicaciones que abarca la incorporación de generadores de hidrógeno en un parque eólico, si es factible y bajo qué circunstancias, así mismo, se estiman unas condiciones

óptimas que generan el menor LCoE y LCoH y se demuestra, a partir de la valoración de múltiples<sup>v</sup> escenarios, cuáles son los factores que más afectan estos valores y, por ende, a los futuros proyectos.

Currently, the Colombian energy matrix depends 62.17% on water [1], a dependence that does not offer energy and price security for the near future resource of the electricity market, which shows the importance of the Colombian energy matrix grow considerably, in a diverse way and as much as possible with renewable energy sources.

Under the last premise, the Colombian Caribbean coast has abundant wind resources, in particular it has a total estimated potential of 109 GW of offshore wind energy, but a real potential (according to environmental, commercial and social conditions) of around 50 GW [ 2], which represents almost triple the total capacity of the currently installed matrix, however, this type of parks and technologies are new throughout Latin America, which implies notable challenges in various aspects such as technical, infrastructure, environmental and social.

The main idea of this work is to address a possible alternative to the difficulty of delivering electrical energy to demand centers, with the in situ production of green hydrogen taking advantage of the electrical energy generation of the eventual Vientos Alisios wind farm. Specifically, this work seeks to evaluate and validate the possible production of green hydrogen, recognize in what proportions of the total energy generated its use for the production of this byproduct is relevant, what are its advantages and disadvantages, and what are the costs associated in the generation of this product, it is also compared and evaluated with the technical and economic conditions of the future Vientos Alisios wind farm projected by BlueFloat Energy. To do this, base values of the variables involved and a percentage of variation of each of them are taken, ranges where it is possible for the value to oscillate. A Monte Carlo model based on the calculation of the project's NPV is used to simulate 2000 random scenarios and thus look for behavioral patterns or trends in simulations with similar results.

Supported by the results, the conclusions and recommendations are presented where the implications of the incorporation of hydrogen generators in a wind farm are evident, if it is feasible and under what circumstances, likewise, optimal conditions that generate the lowest LCoE and

LCoH are estimated. and it is demonstrated, based on the assessment of multiple scenarios,vii  
which are the factors that most affect these values and, therefore, future projects.

## TABLA DE CONTENIDO

viii

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN .....	1
Capítulo 2 OBJETIVOS .....	5
Objetivo general.....	5
Objetivos específicos .....	5
Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	6
Capítulo 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	8
Marco Teórico.....	8
Hidrógeno verde.....	8
<i>Tecnologías para la producción</i> .....	9
<i>Almacenamiento</i> .....	9
<i>Transporte</i> .....	11
<i>Ventajas</i> .....	12
<i>Riesgos para los sistemas basados en Hidrógeno</i> .....	12
<i>Comercialización</i> .....	12
Energía eólica costa afuera .....	14
<i>Parque Vientos Alisios</i> .....	14
<i>Líneas de transmisión</i> .....	15
<i>Efecto estela</i> .....	15
Integración de tecnologías .....	16
<i>Costos a evaluar</i> .....	17
Método de Monte Carlo.....	19
Estado del arte.....	20
<i>Usos actuales y futuros del hidrógeno en Colombia</i> .....	21
<i>Turbinas eólicas de 20 MW</i> .....	22
<i>Costos de la energía eléctrica y del hidrógeno producido</i> .....	23
<i>Electrólisis en un ambiente marino</i> .....	24
Capítulo 5 METODOLOGÍA .....	27
Capítulo 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	35
Parque eólico Vientos Alisios.....	35

Generación de H <sub>2</sub> .....	45ix
Análisis de generación de activos, LCoE, LCoH y VPN .....	55
Capítulo 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	65
REFERENCIAS.....	68
APÉNDICES.....	76
Evaluación del recurso eólico en el parque Vientos Alisios.....	76
Análisis de convergencia del método Monte Carlo .....	85
Descripción de la implementación del método Monte Carlo.....	88
Gráficas obtenidas de las simulaciones para los electrolizadores alcalino y PEM.....	90

## LISTA DE TABLAS

x

Tabla 1. Comparativo entre las tecnologías de electrólisis del agua. ....	10
Tabla 2. Tipos de transporte de hidrógeno y sus características. ....	11
Tabla 3. Descripción de las ventajas y desventajas de las configuraciones de parque eólico y producción de hidrógeno.....	17
Tabla 4. Comparativo entre las tecnologías de electrólisis en ambientes marinos. ....	25
Tabla 5. Factor de capacidad del parque a partir de los datos. ....	29
Tabla 6. Simulaciones que generaron el menor y mayor LCoE. ....	59
Tabla 7. Simulaciones que generaron el menor y mayor LCoH.....	60
Tabla 8. Características más relevantes de las simulaciones con mejores resultados de VPN.....	64
Tabla 9. Comparativo entre los diversos parques eólicos costa afuera en el mundo.....	76
Tabla 10. Valores calculados para los datos de las 4 simulaciones .....	87
Tabla 11. Muestra de una de las matrices de la las simulaciones ejecutadas. ....	88

## LISTA DE FIGURAS

xi

Ilustración 1. Porcentaje de consumo de H <sub>2</sub> en sus diversas formas. ....	13
Ilustración 2. Configuraciones posibles de planta. ....	16
Ilustración 3. Turbina eólica costa afuera de 20 MW de GreenSpur Wind en desarrollo. ....	22
Ilustración 4. Crecimiento del tamaño y potencia de los aerogeneradores en las últimas tres décadas. ....	23
Ilustración 5. Esquemático del modelo matemático a usar y sus diferentes variables. ....	28
Ilustración 6. Distribución de los costos base involucrados en el parque eólico. ....	36
Ilustración 7. Histograma del capex del parque eólico en las 2000 simulaciones. ....	37
Ilustración 8. Comparativo entre los diferentes capex componentes. ....	38
Ilustración 9. Comparativo del capex de la subestación y del cableado submarino. ....	38
Ilustración 10. Variación del costo de las turbinas para P10 (izq.) y para 1-P90 (der.). ....	39
Ilustración 11. Tasas impositivas aplicadas para P10 (izq.) y para 1-P90 (der.). ....	39
Ilustración 12. Gráficas respecto a la variación en el desmantelamiento. ....	40
Ilustración 13. Variación del costo del cable submarino. ....	40
Ilustración 15. Histograma del opex del parque eólico en las 2000 simulaciones. ....	41
Ilustración 16. Comparativo entre el capex del parque eólico y el porcentaje dedicado al mantenimiento de las turbinas. ....	42
Ilustración 17. Variación de la vida útil del proyecto en P10. ....	43
Ilustración 18. Comparativo de variaciones referentes a la transmisión. ....	43
Ilustración 19. Generación de energía base contemplando la degradación anual de los componentes. ....	44
Ilustración 20. Histograma de la generación de energía total en las 2000 simulaciones. ....	45
Ilustración 21. Distribución de los costos involucrados en la generación de hidrógeno con un electrolizador PEM. ....	46
Ilustración 22. Comparativo del capex de los tipos de electrolizadores. ....	47
Ilustración 23. Histograma del capex de la generación de hidrógeno en las 2000 simulaciones. ....	48
Ilustración 24. Comparativo entre la energía dedicada a la generación de hidrógeno y el costo del electrolizador. ....	49

Ilustración 25. Comparativo del opex de la generación de hidrógeno con los tres tipos de electrolizadores. ....	50
Ilustración 26. Diagrama de Pareto con el costo del opex para la generación de hidrógeno.....	51
Ilustración 27. Comparativo de la distribución del valor del capex para los dos percentiles. ....	52
Ilustración 28. Gráficas para el análisis del comportamiento del cambio del stack. ....	52
Ilustración 29. Comparativo entre los costos del capex y del opex para las diversas tecnologías estudiadas.....	53
Ilustración 30. Generación de hidrógeno con las tres tecnologías contemplando la degradación anual de los componentes. ....	54
Ilustración 31. Comparativo entre la producción total de hidrógeno para cada tecnología.....	55
Ilustración 32. Comparativo entre la generación de energía eléctrica y la producción de hidrógeno. ....	57
Ilustración 33. Histograma de valor calculado de LCoE para las 2000 simulaciones.....	58
Ilustración 34. Histograma del valor calculado de LCoH para las 2000 simulaciones. ....	58
Ilustración 35. Comparativo entre el capex y el opex en cada una de las tecnologías. ....	61
Ilustración 36. VPN para los diferentes casos simulados. ....	62
Ilustración 37. Ubicación geográfica del parque Vientos Alisios.....	77
Ilustración 38. Datos del viento para la ubicación del proyecto Vientos Alisios. ....	77
Ilustración 39. Rosa de los vientos en la zona del parque Vientos Alisios.....	78
Ilustración 40. Curva de rendimiento de una turbina Vesta V236-15.0 MW. ....	79
Ilustración 41. Velocidad promedio del viento a 50 m en la zona del parque Vientos Alisios. ....	79
Ilustración 42. Cortante del viento.....	80
Ilustración 43. Comparativo de velocidad a diferentes alturas. ....	81
Ilustración 44. Comparativo de potencias a diferentes alturas del rotor.....	81
Ilustración 45. Curva de distribución de Weibull de la velocidad del viento. ....	82
Ilustración 46. Distribución teórica y observada en la velocidad del viento. ....	83
Ilustración 47. Estabilidad del coeficiente $\alpha$ a lo largo del año. ....	84
Ilustración 48. Histograma del costo del capex del parque eólico en cada una de las 4 simulaciones. ....	85
Ilustración 49. Distribución ordenada de los 2000 valores del capex en las 4 simulaciones. ....	86

Ilustración 50. Distribución ordenada para los primeros 200 valores del capex en las 4xiii simulaciones.....	86
Ilustración 51. Histograma de la generación de hidrógeno con un electrolizador alcalino en las 2000 simulaciones.....	90
Ilustración 52. Comparativo de la energía dedicada a la generación de hidrógeno y la variación del costo del electrolizador para el caso alcalino.....	90
Ilustración 53. Diagrama de Pareto con las frecuencias del costo del opex de la generación de hidrógeno con un electrolizador alcalino en las 2000 simulaciones.....	91
Ilustración 54. Comparativo según el valor del capex y la variación del costo del cambio del stack para el caso alcalino.....	91
Ilustración 55. Diagrama de Pareto con la producción total de hidrógeno con un electrolizador alcalino.....	92
Ilustración 56. Histograma de la generación de hidrógeno con un electrolizador PEM en las 2000 simulaciones.....	93
Ilustración 57. Comparativo de la energía dedicada a la generación de hidrógeno y la variación del costo del electrolizador para el caso PEM.....	93
Ilustración 58. Diagrama de Pareto con las frecuencias del costo del opex de la generación de hidrógeno con un electrolizador PEM en las 2000 simulaciones.....	94
Ilustración 59. Comparativo según el valor del capex y la variación del costo del cambio del stack para el caso PEM.....	94
Ilustración 60. Diagrama de Pareto con la producción total de hidrógeno con un electrolizador PEM.....	95

## Capítulo 1

### INTRODUCCIÓN

Colombia, y en general el mundo, debe incrementar su capacidad energética en las próximas décadas con el fin de afrontar y cumplir todos los retos en cuanto a transición energética y neutralidad de carbono se refiere. En esa línea, Colombia ha hecho esfuerzos importantes en la creación y fomento de proyectos de energías renovables (solar, eólica y biomasa), sin embargo, algunos de esos proyectos, sobre todo los eólicos, que hoy ya deberían haber entrado en operación o deberían estar próximos a entrar, se encuentra en un limbo jurídico debido en mayor medida a que “las iniciativas de empresas nacionales o internacionales que estén proyectadas dentro de territorios indígenas deben estar mediadas por un proceso de consulta previa. Este es un derecho que tienen las comunidades étnicas de aprobar o rechazar la llegada de un proyecto proteger su integridad cultural, social, económica y garantizar su participación” [3]. En el mismo sentido, este tipo de proyectos involucran la instalación de aproximadamente 1.000 turbinas eólicas y 700.000 paneles solares en la región lo que puede generar una transformación del paisaje y afectar a las aves migratorias, algunas de ellas en peligro de extinción, según denuncian también las comunidades.

Las barreras, a las cuales se debe enfrentar los proyectos costa adentro en esta región del país, hacen que la entrada en construcción y operación de los parques eólicos se vean generalmente retrasados o incluso en algunos casos descartados. Bajo la premisa de estas dificultades sociales que se encaran en los proyectos en tierra y a sabiendas que el potencial eólico costa afuera es, estadísticamente, más estable y constante en la velocidad del viento que su homónimo en tierra, se espera que un análisis de costos y beneficios, entre las dos alternativas de parques eólicos, incentive la entrada de proyectos de generación de energía en parques costa afuera en las próximas subastas de energía en el país, puntualmente en la costa norte de los departamentos de Bolívar, Atlántico y La Guajira [2].

Los parques eólicos costa afuera, por su ubicación, no requieren la realización de consultas populares y por lo tanto la fase de planeación y obtención de permisos suele ser más rápida; sin embargo, incluye nuevos desafíos o retos especialmente en el área técnica

y de logística para construir y operar. Este tipo de parques, retos y tecnologías son relativamente nuevas en Latinoamérica, y a nivel mundial siguen estando en etapa de madurez y evolución, sin embargo, es muy importante afrontar, estudiar, analizar y encontrar soluciones prácticas a las dificultades logísticas, de costos y eficiencias que cada territorio del mundo posee. Se hace relevante estudiarlo porque las ventajas y el potencial que se puede explotar en los océanos es verdaderamente importante para la transición y la soberanía energética de los países y para, definitivamente, dejar de emitir gases contaminantes a la atmósfera y menguar al máximo posible el cambio climático.

Entre los muchos desafíos a los que se debe enfrentar los futuros proyectos de parque eólicos costa afuera en el país, se encuentra la interconexión al Sistema Interconectado Nacional SIN, es decir, llevar toda esa energía generada en los parques a las ubicaciones donde mayormente se demandan, concretamente, el centro del país. Esto implica miles de kilómetros de redes de alta tensión con costos elevadísimos que pueden reducir la viabilidad de los proyectos o retrasar su entrada en operación, por tal razón, es importante estudiar alternativas para hacer competitivos los proyectos y poder diversificar sus redes de comercialización de los productos generados.

Para tal fin, en este proyecto de estudio se caracterizó el futuro parque eólico Vientos Alisios, recolectando datos existentes del proyecto y asumiendo con argumentos sólidos otros datos que aún no se han definido, esto con el fin de modelar tanto técnica como económicamente el parque y poder realizar análisis y comparativos de diferentes modelos.

Paralelamente, se caracterizó el estado actual de la tecnología referente al hidrógeno verde, se analizaron los elementos principales que la componen, evaluando los tipos de electrolizadores que existen, sus eficiencias, posibilidades de trabajo in situ, su acoplamiento a turbinas eólicas y sus riesgos y retos en producción y almacenamiento.

Con esta información, se generó un modelo matemático que reuniera todos los factores a considerar, dicho modelo se centró en el cálculo del valor presente neto VPN del proyecto. En él se contemplaron por separado los costos inmersos tanto en el capex como en el opex de un parque eólico y de igual manera para la infraestructura de generación de hidrógeno. A partir de un cálculo base, se generaron 2000 escenarios aleatorios que

permitieron evaluar diferentes panoramas y evidenciar los factores más influyentes a la hora de calcular el LCoE y el LCoH.

Más adelante, con la información ya recolectada respecto al hidrógeno verde, fue conveniente buscar nichos industriales donde se pueda comercializar el producto generado con la premisa del LCoH ya calculado, evaluando el uso del hidrógeno verde como combustible tipo metanol en industrias térmicas o químicas, el uso como fertilizante tipo amoníaco para la industria agroindustrial o su uso como producto químico tipo urea para diferentes aplicaciones en la industria.

Finalmente, con la información anterior consolidada, se llegó a diversas conclusiones sobre la viabilidad de la integración del hidrógeno verde en los parques eólicos costa a fuera, concretamente en el proyecto Vientos Alisios, sus repercusiones, oportunidades y probabilidades futuras. Igualmente, se determinó en que proporción de la energía eléctrica generada es prudente producir hidrógeno y cuánta debería ser trasladada a tierra por medio de líneas de transmisión. Se consolidó un gráfico económico con diversos escenarios de VPN estudiando la rentabilidad del parque, obteniendo conclusiones significativas del estudio realizado y planteando recomendaciones para trabajos futuros.

En conclusión, este proyecto busca analizar la factibilidad de integrar generadores de hidrógeno verde en los parques eólicos, estudiando algunas de las variables que ello involucra, como las tecnologías emergentes, la forma más eficiente de generación y, por supuesto, determinando nichos de mercado que puedan usar el hidrógeno generado. En otras palabras, se investiga, evalúa y valida, por medio de un modelo matemático y de múltiples escenarios aleatorios, algunos de los factores más importantes de generación y aprovechamiento que un parque eólico costa afuera con integración de generación de hidrógeno verde puede acarrear.

Lo anterior con el fin de responder las siguientes preguntas ¿Cuáles son los factores que influyen en el costo de la producción de hidrógeno verde en parques eólicos costa afuera?, ¿Cómo la eficiencia de los electrolizadores puede afectar la producción y los costos de un proyecto?, ¿Cuáles son las tecnologías más óptimas para la producción de hidrógeno verde?, y ¿Qué tanto podrían ayudar a reducir el costo del hidrógeno verde unas políticas o incentivos gubernamentales? Sabiendo que es importante abordar los desafíos

que aún deben superarse para que el hidrógeno verde sea competitivo con el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles, se espera que las conclusiones acá expuestas sean la punta de lanza para refinar las respuestas a éstas y otras preguntas relacionadas.

## **Capítulo 2**

### **OBJETIVOS**

#### **Objetivo general**

- ✓ Determinar y evaluar a nivel conceptual la producción y uso de hidrógeno verde a partir de la energía eléctrica generada en el futuro parque eólico Vientos Alisios en la costa colombiana en jurisdicción de Galerazamba.

#### **Objetivos específicos**

- ✓ Caracterizar el potencial energético eólico costa afuera en el mar sobre la costa entre los departamentos de Bolívar y Atlántico.
- ✓ Evaluar las implicaciones técnicas y presupuestales de la conexión del futuro parque Vientos Alisios con la matriz energética.
- ✓ Determinar el escenario y proporción más conveniente para el contexto colombiano entre la energía entregada a la matriz y la energía usada para la generación de hidrógeno verde.
- ✓ Delimitar posibles escenarios en los cuales se pueda comercializar y explotar el recurso de hidrógeno eventualmente producido.

### Capítulo 3

#### PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

El panorama energético global exige un aumento significativo de la capacidad de generación eléctrica en las próximas décadas. La transición energética y la neutralidad de carbono son objetivos irrenunciables que requieren de una diversificación de las fuentes de energía, con énfasis en las renovables. En este contexto, Colombia ha realizado avances considerables en el desarrollo de proyectos de energía solar, eólica y biomasa. Sin embargo, la implementación de estos proyectos, especialmente los eólicos, enfrenta diversos obstáculos que requieren soluciones innovadoras.

Los proyectos eólicos en tierra firme en el territorio nacional no han avanzado en los tiempos esperados debido, en gran medida, a la poca regulación y la ambigüedad que conllevan las consultas previas con las comunidades indígenas en cuyos territorios se pretenden desarrollar. Estos retrasos en la construcción y puesta en funcionamiento de los parques eólicos proyectados en tierra hacen que los nuevos proyectos de energía eólica costa afuera tengan mayor relevancia y que muchas empresas los vean como una alternativa de mayor certeza a futuro.

Las condiciones climáticas y geográficas de la costa norte colombiana, especialmente en los departamentos de Bolívar, Atlántico y La Guajira, la convierten en un escenario ideal para la explotación de este recurso, sin embargo, la energía eólica costa afuera también enfrenta desafíos técnicos y logísticos importantes como el costo inicial de inversión, la tecnología especializada para la instalación, provisionamiento, transporte y operación de aerogeneradores en alta mar y naturalmente el desafío de transportar la energía producida en alta mar a los centros de mayor demanda en el país.

Ante los desafíos técnicos y financieros mencionados, integrar la generación de un vector energético como el hidrógeno verde a los parques eólicos costa afuera se presenta como una alternativa rentable de solución a varios de los retos o incluso ser un complemento que puede mejorar la eficiencia de todo el proyecto; para ello se requiere de un análisis exhaustivo de las variaciones de parámetros tales como costos iniciales, mantenimiento de los equipos, eficiencias e incluso el desmantelamiento de las tecnologías, realizando un comparativo sustentado de una implementación de esta naturaleza.

La energía eólica costa afuera y el hidrógeno verde se perfilan como una alianza estratégica para la transición energética. La potencia del viento en el mar, sumada a la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis, ofrece un futuro sostenible. Esta sinergia permite almacenar y transportar la energía eólica de forma eficiente, descarbonizar el sector energético, impulsar el transporte sostenible y diversificar la industria.

En otros términos, la energía eólica costa afuera y el hidrógeno verde representan una oportunidad crucial para Colombia en su camino hacia la diversificación de la matriz energética y la neutralidad de carbono. Abordar los desafíos técnicos y económicos que estas tecnologías recogen, desde una visión de múltiples escenarios aleatorios, permiten una variación probabilística de las variables involucradas dentro de rangos establecidos por las mismas incertidumbres actuales de cada variable, asimismo, conceden la posibilidad de ver interacciones entre los criterios y a su vez permite evaluar este potencial de forma consciente y responsable, asegurando una toma de decisiones informada.

## Capítulo 4

### MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

#### Marco Teórico

Una energía se considera no gestionable cuando no se puede controlar su producción o consumo. En el caso de las energías renovables, como la energía eólica y solar, la producción de energía depende de factores naturales, como la fuerza del viento o la intensidad de la radiación solar, que son variables y difíciles de predecir. Por lo tanto, el potencial eólico se considera una fuente no gestionable de energía.

Las energías no gestionables pueden suponer un desafío para el sistema eléctrico, ya que pueden provocar fluctuaciones en la demanda y la oferta de electricidad. Esto puede dar lugar a cortes de suministro o a la necesidad de recurrir a otras fuentes de energía, como las centrales eléctricas de combustibles fósiles, que son más contaminantes, pero más estables y por ende totalmente gestionables.

Existen algunas técnicas para gestionar las energías no gestionables, como el almacenamiento de energía o la gestión de la demanda. El almacenamiento de energía permite almacenar la energía producida en momentos de alta producción y liberarla cuando la demanda es alta. La gestión de la demanda consiste en incentivar a los consumidores a reducir su consumo en momentos de alta demanda.

La combinación de energía eólica y producción de hidrógeno verde como alternativa para el almacenaje y transporte de la energía generada es una solución prometedora para la transición energética. Los parques eólicos costa afuera ofrecen una fuente de energía renovable bastante abundante que puede utilizarse para la producción de hidrógeno verde sacando la mayor eficiencia de ambas tecnologías.

#### **Hidrógeno verde**

El hidrógeno verde es un vector energético que se produce a partir de agua y electricidad renovable, se entiende por vector como una sustancia que tiene la capacidad de almacenar energía y liberarla posteriormente de forma controlada. En otras palabras,

funciona como un intermediario que permite transportar y aprovechar la energía en diferentes momentos y lugares, pudiendo ser él mismo un combustible renovable. Existen varios métodos de producción del hidrógeno que se enumeran a continuación.

### *Tecnologías para la producción*

Se destacan como principales tecnologías de producción de hidrógeno verde [4]:

- Reformado de vapor de metano: Este es el método más común de producción de hidrógeno, y consiste en la reacción del metano con vapor de agua a altas temperaturas para producir hidrógeno y dióxido de carbono.
- Gasificación: Este método de producción de hidrógeno consiste en la reacción del carbón u otros combustibles fósiles con vapor de agua y oxígeno a altas temperaturas para producir hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono.
- Electrólisis del agua: Este método de producción de hidrógeno consiste en la descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno utilizando una corriente eléctrica.
- Fotelectrólisis: Este método de producción de hidrógeno consiste en la descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno utilizando la luz solar.

La electrólisis del agua utilizando energía renovable es el método más prometedor para la producción de hidrógeno a gran escala. Este método no produce emisiones de gases de efecto invernadero, y el hidrógeno producido se puede utilizar como combustible para vehículos, para generar electricidad o para producir otros productos químicos como por ejemplo el amoníaco de uso agrícola o como combustible [5].

### *Almacenamiento*

Las principales maneras para almacenar el hidrógeno verde producido son:

- Almacenamiento de hidrógeno a alta presión: Este es el método más común de almacenamiento de hidrógeno, y consiste en almacenar el hidrógeno a presiones muy altas en tanques de almacenamiento.
- Almacenamiento de hidrógeno criogénico: Este método de almacenamiento de hidrógeno consiste en almacenar el hidrógeno a temperaturas muy bajas (-253 °C) para licuarlo.

- Almacenamiento de hidrógeno en materiales hidruros: Este método de almacenamiento de hidrógeno consiste en almacenar el hidrógeno en materiales hidruros, que son materiales que pueden absorber y liberar hidrógeno de forma reversible.

En la literatura actual se considera que el método más prometedor para la producción y almacenamiento de hidrógeno a gran escala es la electrólisis del agua utilizando energía renovable y el almacenamiento de hidrógeno en materiales hidruros [6].

Existen tres tipos principales de métodos para la electrólisis del agua que se exponen en la tabla siguiente.

*Tabla 1. Comparativo entre las tecnologías de electrólisis del agua.*

Tipo de electrolizador	Características	Electrolito	Eficiencia energética	Costo	Área necesaria	Tecnología
<b>Alcalino</b>	Más común y maduro	Líquido	50-60%	Menos eficiente, pero más barato	Grande	Madura
<b>Membrana polimérica PEM</b>	Más eficiente que el alcalino	Gas	60-70%	Más caro que el alcalino	Compacto	Intermedia
<b>Óxido sólido</b>	Más eficiente que los otros dos	Sólido	90-98%	Más caro y complejo que los otros dos	Compacto	Emergente

Como se puede ver en la Tabla 1, la electrólisis de membrana PEM es el método más equilibrado de electrólisis del agua en cuanto a costos, madurez de la tecnología y eficiencia del proceso. La electrólisis alcalina es el método más común y barato, pero tiene una baja eficiencia energética. El método de electrólisis del agua por membrana PEM es el más eficiente y tiene el potencial de reducir los costes de producción de hidrógeno [7].

La elección de la tecnología de electrolisis para la producción de hidrógeno verde a partir de la energía eólica marina también depende de cómo se integren el parque eólico marino y el electrolizador. Hay dos modelos principales de integración:

➤ Modelo 1: Electrolizador marino

En este modelo, el electrolizador se sitúa cerca del parque eólico marino. La electricidad del parque eólico marino no está conectada a la red eléctrica; toda la electricidad se utiliza para producir hidrógeno. Los métodos de transporte de hidrógeno se seleccionan en función del propósito del proyecto. Dos opciones de transporte adecuadas para este modelo son las tuberías submarinas y los buques de hidrógeno.

➤ Modelo 2: Electrolizador en tierra

En este modelo, el electrolizador se coloca en tierra. La electricidad del parque eólico marino se transmite a la costa mediante cables submarinos. La transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC) es costosa en cuanto a capital, pero tiene bajas pérdidas de transmisión, por lo que es adecuada para parques eólicos marinos lejanos. La corriente alterna de alta tensión (HVAC) ofrece una mayor eficiencia económica cuando el proyecto eólico marino está cerca de la costa [8].

### *Transporte*

Existen tres enfoques principales para el transporte de hidrógeno, la Tabla 2 resume sus principales características.

*Tabla 2. Tipos de transporte de hidrógeno y sus características.*

<b>Tipo de transporte</b>	<b>Estado del H2</b>	<b>Presión</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Distancias</b>	<b>Inversión inicial</b>
Tuberías	Gaseoso	Alta	Ambiente	Largas	Elevada
Camión cisterna	Líquido	Ambiente	Cerca al cero absoluto	Cortas	Media
Remolque de tubo	Gaseoso	Media	Ambiente	Cortas y largas	Media

La elección del enfoque de transporte de hidrógeno adecuado depende de una serie de factores, entre los que se incluyen la distancia a recorrer, el volumen de hidrógeno a transportar y el costo asociado [9].

### *Ventajas*

- Es un combustible limpio, ya que no produce emisiones de gases de efecto invernadero ni otros contaminantes.
- Tiene una alta densidad energética, lo que lo hace ideal para aplicaciones de transporte.
- Es un combustible versátil, que se puede utilizar en una variedad de aplicaciones [10].

### *Riesgos para los sistemas basados en Hidrógeno*

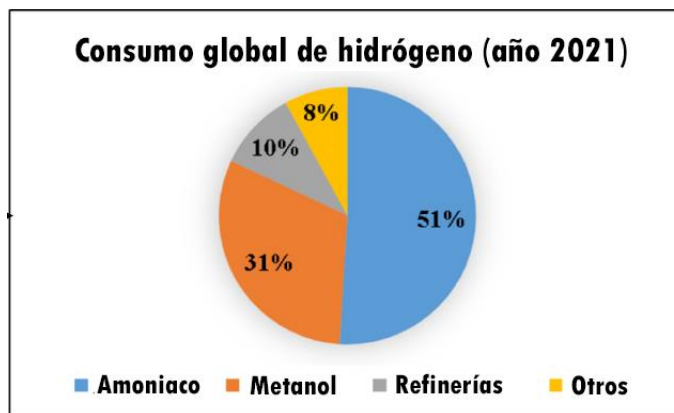
- Desafíos en la integración de energía renovable variable (VRE) en la red eléctrica: La producción de hidrógeno a partir de energía renovable variable (VRE) puede ayudar a integrar la VRE en la red eléctrica, pero también puede provocar problemas de confiabilidad, como fluctuaciones de voltaje y frecuencia. [6]
- Formación de ampollas en el revestimiento de los recipientes a presión: El revestimiento de plástico de los recipientes a presión de fibra de carbono puede formar ampollas si se expone a cambios repentinos de presión [10].
- Resistencia al fuego y a altas temperaturas en los contenedores: Los contenedores de hidrógeno deben ser resistentes al fuego y a altas temperaturas. Sin embargo, incluso los contenedores mejor diseñados pueden fallar con el tiempo [11].
- Variaciones de temperatura: Los cambios de temperatura pueden afectar el rendimiento de los sistemas de transporte y almacenamiento de hidrógeno [11].
- Fugas de hidrógeno: El hidrógeno es un gas muy pequeño y ligero, por lo que puede escaparse fácilmente de los sistemas de almacenamiento [12].
- Fluctuaciones de presión en los oleoductos: Las fluctuaciones de presión en los oleoductos pueden provocar daños en las tuberías.

### *Comercialización*

El hidrógeno se puede utilizar como combustible en una variedad de aplicaciones, entre las que se incluyen:

- Vehículos terrestres: El hidrógeno se puede utilizar para alimentar vehículos de pila de combustible, que producen vapor de agua y calor como únicas emisiones.
- Aeronaves: El hidrógeno se puede utilizar para alimentar motores de aeronaves, ya sea directamente o en combinación con otros combustibles. Esto podría ayudar a reducir las emisiones de las aeronaves y mejorar la eficiencia del combustible.
- Vehículos espaciales: El hidrógeno ya se utiliza como combustible de cohetes y propulsor.
- Fuente de calor: El hidrógeno se puede utilizar como fuente de calor en los sectores químico e industrial. Por ejemplo, se puede utilizar para producir vapor para la generación de energía o para calentar procesos industriales.
- Materia prima: El hidrógeno se puede utilizar como materia prima para producir una variedad de productos químicos, como amoníaco, metanol y etanol.

El hidrógeno es un combustible versátil y limpio que tiene el potencial de reducir las emisiones y mejorar la eficiencia en una variedad de sectores, en la Ilustración 1 se exponen los porcentajes promedio de uso de cada una de las distintas formas de hidrógeno.



*Ilustración 1. Porcentaje de consumo de H<sub>2</sub> en sus diversas formas.*

*Fuente: Adaptada de [13]*

Es importante tener en cuenta que incluso el hidrógeno verde tiene algunos impactos ambientales. Por ejemplo, la producción de hidrógeno requiere agua, que puede ser un recurso escaso en algunas zonas. Además, la compresión y el almacenamiento de

hidrógeno pueden requerir energía que dependiendo de la fuente puede considerarse contaminante.

Finalmente, a pesar de los crecientes intereses en la producción y comercialización de hidrógeno, la documentación y artículos referentes a este tema y más específicamente a la producción en alta mar es muy limitada y en este mismo instante hay muchos estudios en proceso buscando las alternativas más eficientes y rentables por lo cual la información también se hace muy reservada. Sin embargo, si algo es claro que existe un potencial enorme de generación de energía eléctrica costa afuera y que este potencial se proyecta como una solución prometedora para reducir el costo de la generación de hidrógeno verde [12].

Complementario a lo anterior, el hidrógeno permite el transporte a larga distancia de la energía generada mediante gasoductos o barcos en forma de gas comprimido o licuado; los costos son menores que los necesarios para construir una red de transmisión de alto voltaje. Se calculó el costo de capital de la red de transmisión de alta tensión y de la red de tuberías de gas comprimido en 230 M€ y 180 M€, respectivamente, para la planta eólica marina a 50 km de la costa [14].

### **Energía eólica costa afuera**

La energía eólica es una fuente de energía renovable que se genera a partir del viento. Los parques eólicos costa afuera son instalaciones que generan energía eólica a partir de turbinas eólicas ubicadas en el mar.

#### *Parque Vientos Alisios*

El Parque Eólico Vientos Alisios es un proyecto de energía eólica marina ubicado frente a las costas de los departamentos de Bolívar y Atlántico, Colombia. El proyecto tiene como objetivo suministrar energía limpia a Colombia. El parque tendrá una capacidad de 200 MW, lo que equivale al consumo de energía de aproximadamente 180.000 hogares colombianos. El proyecto se ubicará a aproximadamente 35 kilómetros de la costa caribe frente a Salinas de Galerazamba, está siendo desarrollado por la empresa BlueFloat Energy, una empresa española líder en el desarrollo de proyectos de energía eólica marina, ya

cuenta con un documento de prefactibilidad emitido por la Dimar y dispone de una oferta de conexión de 200 MW ya recibida por parte de la UPME. Además cuenta con el apoyo del Gobierno de Colombia, que ha establecido objetivos ambiciosos para el desarrollo de la energía renovable en el país a partir de la hoja de ruta de este vector energético [15].

Un análisis exhaustivo del recurso eólico y de los diversos componentes del parque eólico Vientos Alisios se puede encontrar en el apéndice *Evaluación del recurso eólico en el parque Vientos Alisios*.

### *Líneas de transmisión*

El cableado es un componente esencial de los parques eólicos marinos. Es necesario para conectar los aerogeneradores entre sí y para transportar la electricidad generada hasta tierra. El cableado de interconexión interior del parque eólico se realiza normalmente en baja tensión alterna, del orden de 1 a 35 kV, sin embargo, los parques más recientes pueden manejar tensiones en corriente directa y de valores más elevados, por el orden de los 35 a 150 kV. El cableado de interconexión con tierra, por su parte, puede realizarse en alta tensión alterna o en alta tensión continua, dependiendo de la distancia a la costa. El cableado se puede instalar sobre el fondo marino o enterrado. La instalación enterrada es más costosa, pero es más fiable y tiene una vida útil más larga. El tipo de aislamiento de los cables depende de la profundidad del agua, la tensión del cable y las condiciones del suelo marino. Materiales comunes incluyen el polietileno reticulado (XLPE) y el etileno-propileno-dieno (EPR). Igualmente se debe proteger el cable de daños mecánicos, como la abrasión por el suelo marino o los enganches con anclas, para ello se utilizan materiales como acero galvanizado o doble capa de polietileno, lo que puede encarecer su precio. De cualquier manera, la instalación del cable es compleja y requiere el uso de vehículos especiales y así mismo, la proporción del costo del cableado de un parque eólico marino es muy relativo dependiendo de los factores propios de emplazamiento de cada proyecto [16].

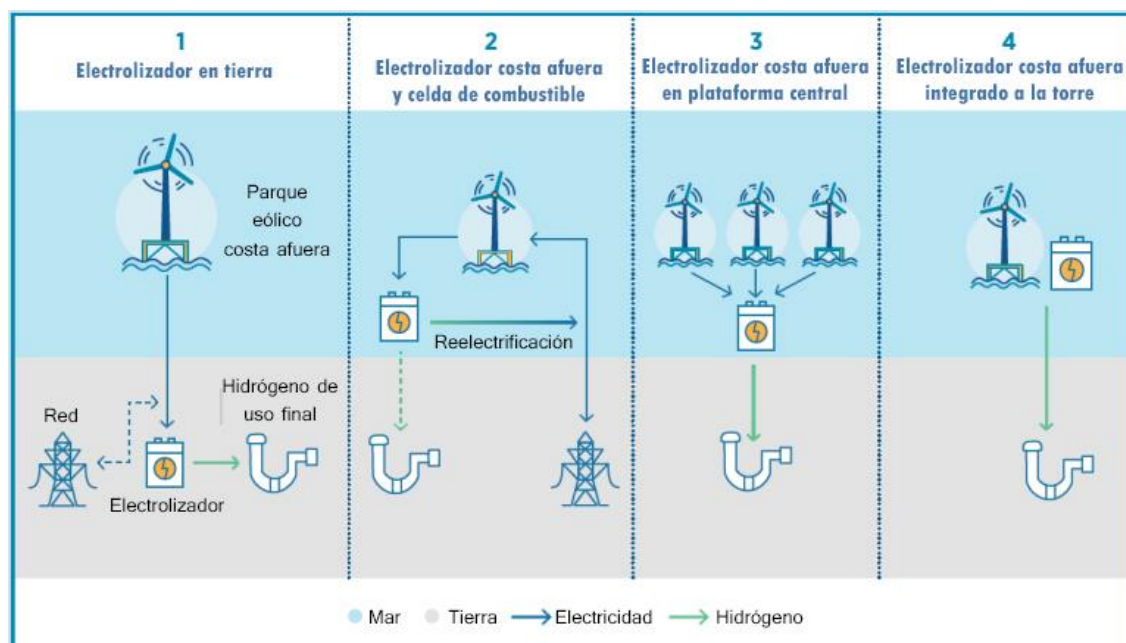
### *Efecto estela*

Uno de los problemas de los parques eólicos marinos es la baja rugosidad del mar por lo que cualquier estela que se produzca en el flujo de aire perdura durante muchos

kilómetros y esto obliga a separar los aerogeneradores grandes distancias, sobre 10 veces el diámetro de la turbina, lo cual para un aerogenerador de 200 metros de diámetro de rotor supone 2 kilómetros entre cada elemento. El problema es que al final todos los aerogeneradores tienen que estar interconectados por un cable submarino que es muy costoso por lo que en el diseño se tiene que buscar la solución más equilibrada [17].

### Integración de tecnologías

En general, existen cuatro configuraciones diferentes que integran la generación de energía eólica costa afuera y la producción de hidrógeno. Estas configuraciones se exponen en la Ilustración 2.



*Ilustración 2. Configuraciones posibles de planta.*

*Fuente: Adaptado de [18]*

Como se ilustra en la primera configuración se cuenta con un electrolizador en tierra que recibe la energía eléctrica del parque eólico, en la segunda el electrolizador solo administra una porción de toda la energía eléctrica generada por el parque y el resto es entregado a la red en tierra, en la tercera se cuenta con un electrolizador central sobre el mar para todo el parque eólico y en la última se dispone de un electrolizador en cada una de las turbinas. Cada una

de las configuraciones tiene sus pros y contras que van muy condicionadas a las características del parque a estudiar, algunas de ellas se exponen en la Tabla 3.

*Tabla 3. Descripción de las ventajas y desventajas de las configuraciones de parque eólico y producción de hidrógeno.*

	<b>Electrolizador en tierra</b>	<b>Electrolizador costa afuera con celda de combustible</b>	<b>Electrolizador costa afuera en plataforma central</b>	<b>Electrolizador costa afuera integrado a la torre</b>
<b>Pros</b>	Tecnología probada y menos riesgosa.  Mayor flexibilidad en la ubicación de la planta de hidrógeno.	La producción de hidrógeno verde se realiza directamente en el parque eólico marino.  Menor pérdida de energía durante la conversión.	La producción de hidrógeno puede dar un LCoH menor debido a la escalabilidad del precio de los electrolizadores.	Es un sistema escalable, con infraestructura de instalación y mantenimiento de menor complejidad.
<b>Contras</b>	Pérdidas de energía durante el transporte de la electricidad.  Mayor inversión en cableado e infraestructura submarina.	Desafíos técnicos para la operación del hidrógeno en ambiente marino.  Potencial impacto ambiental en el ecosistema marino.	La plataforma de producción de hidrógeno es a una mayor escala lo que conlleva retos logísticos superiores.	La infraestructura de cableado y tubería es más compleja de construir, administrar y coordinar.

### *Costos a evaluar*

El costo del parque eólico se divide en cuatro componentes [8]:

- Costo de desarrollo y permisos: incluye los costos de recopilación de datos ambientales, estudios de impacto ambiental, construcción de infraestructura de apoyo y servicios de gestión de proyectos.
- Costo de las turbinas: se estima a partir de un modelo de regresión lineal basado en datos de precios de turbinas con potencia nominal superior o igual a 2 MW.

- Costo de la cimentación: se divide en tres subcostos: fabricación, transporte e instalación. El costo de fabricación y la instalación de la cimentación dependen del tipo de cimentación utilizada, mientras que el costo de transporte depende de la distancia desde el puerto más cercano al sitio del proyecto.
- Costo de instalación: incluye los costos de transporte e instalación de las turbinas.

El costo de la planta de hidrógeno se divide en dos componentes [9]:

- Costo del electrolizador: se estima a partir de un modelo de regresión lineal basado en datos de precios de electrolizadores.
- Costo del compresor: se estima a partir de los parámetros de flujo ( $Q$ ) y la relación entre las presiones de entrada ( $p_i$ ) y salida ( $p_o$ ) del hidrógeno.

Por otro lado, la capacidad de producción se puede hallar por medio del balance de materia y energía según el planteamiento que se exhibe Sastre [19].

El costo del oleoducto submarino se divide en dos componentes:

- Costo del material y fabricación: se estima a partir de un modelo de regresión lineal basado en datos de precios de tuberías.
- Costo de instalación: se estima a partir de los parámetros de diámetro ( $D$ ) y longitud ( $L$ ) del oleoducto.
- El costo futuro de los componentes del proyecto se puede proyectar a partir del costo actual utilizando la teoría de la curva de aprendizaje [8].

Bajo los anteriores parámetros se puede estimar el costo de producción de hidrógeno a partir de energía eólica marina en diferentes ubicaciones, teniendo en cuenta los parámetros específicos del proyecto, como la velocidad del viento, la profundidad del agua y la distancia a la costa. También se puede utilizar para evaluar el impacto de diferentes opciones tecnológicas, como el tipo de electrolizador y el oleoducto submarino, en el costo de producción de hidrógeno.

### *Políticas e incentivos*

El costo nivelado de la energía (LCoE) de los sistemas WindSystems/H<sub>2</sub> y solar/H<sub>2</sub> es relativamente similar, pero el costo nivelado del hidrógeno (LCoH) de WindSystems/H<sub>2</sub> es más alto debido al aumento del costo de capital. Por lo tanto, aunque un sistema de generación de hidrógeno usando el potencial eólico aumenta el LCoH, incentivos o apoyos tributarios por parte del gobierno podría reducir este LCoH y compensar esos costos adicionales con el fin de hacer más competitivo el precio final del hidrógeno generado.

El objetivo principal de los apoyos en las tasas impositivas de un sistema de producción de hidrógeno verde es nivelar la inversión de capital de sus costos asociados y mejorar su competitividad y la viabilidad de los proyectos. Por lo anterior, el apoyo gubernamental por medio de políticas acertadas e incentivos bien enfocados permitirán que el hidrógeno verde compita con otros métodos de producción tradicionales en el mercado global [2].

### **Método de Monte Carlo**

El método de Monte Carlo es una técnica computacional que emplea muestreo aleatorio para aproximar los valores de funciones caracterizadas por distribuciones de probabilidad. Se ha convertido en una herramienta importante en el desarrollo de proyectos a largo plazo debido a su capacidad para cuantificar la incertidumbre y el riesgo en los procesos de toma de decisiones [20].

Combinar una evaluación económica con el método de Monte Carlo es una estrategia poderosa para reducir la incertidumbre y estimar los rendimientos futuros de una manera más precisa y específica; y de igual manera, sirve para analizar las variables que más afectan el modelo y poder enfocar los esfuerzos en dichas variables. Adicionalmente, el método de Monte Carlo permite modelar la evolución del sistema a lo largo del tiempo, considerando las interdependencias entre las variables relevantes, concede poder realizar una evaluación económica que aporta información sobre los costos y beneficios asociados a cada estado del sistema, permitiendo una mejor comprensión de los escenarios más beneficiosos para el proyecto, y finalmente, facilita una reducción de la incertidumbre al propiciar el análisis de diferentes escenarios y probabilidades, lo que ayuda a tomar decisiones más conscientes e informadas [21].

La precisión de los resultados en el método de Monte Carlo depende de la cantidad de simulaciones aleatorias realizadas. El análisis de convergencia surge como una técnica crucial para determinar el número mínimo de simulaciones necesarias para alcanzar una precisión satisfactoria, evitando un uso excesivo de recursos computacionales sin comprometer la exactitud. En esencia, el análisis de convergencia consiste en evaluar la evolución de la precisión de los resultados del método de Monte Carlo a medida que se aumenta el número de simulaciones. Se trata de un proceso iterativo donde se ejecutan simulaciones con diferentes cantidades de repeticiones, observando cómo cambia la estabilidad de los resultados [21].

## **Estado del arte**

### *Consumo de hidrógeno en Colombia*

En el mundo, aproximadamente el 6% del gas natural y el 2% del carbón producidos se utilizan para la producción de hidrógeno. En Colombia, la demanda de hidrógeno gris es de aproximadamente 150 mil toneladas, de las cuales el 99,9% proviene de la industria petrolera [19].

Si bien el hidrógeno es un combustible limpio, sus procesos de producción actuales a gran escala mediante combustibles fósiles pueden producir grandes cantidades de dióxido de carbono. Por lo tanto, es importante que, si se usa el hidrógeno con fines de descarbonización, se propenda por la producción de hidrógeno verde, que no genera emisiones. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la eficiencia de los electrolizadores, que utilizan la electricidad para generar hidrogeno a partir del agua, aún no es lo suficientemente alta como para reducir los costos y ser competitivo con el hidrógeno gris [7].

Por otra parte, la producción de hidrógeno gris es una fuente importante de emisiones de gases de efecto invernadero. En 2019, la producción de hidrógeno gris generó aproximadamente 830 millones de toneladas de dióxido de carbono, lo que equivale a aproximadamente el 2% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero [19].

### *Usos actuales y futuros del hidrógeno en Colombia*

En el sector de movilidad, el hidrógeno verde podría utilizarse para abastecer a una pequeña cantidad de vehículos, lo cual permitiría reducir emisiones de gases de efecto invernadero, sin embargo, es necesario desarrollar la infraestructura necesaria para el repostaje de vehículos con hidrógeno.

En el sector de refinerías, el hidrógeno verde podría utilizarse para reemplazar una parte del hidrógeno gris que se utiliza actualmente. Esto permitiría reducir emisiones de gases de efecto invernadero, sin embargo, se requiere de proyectos muy grandes que son inviables a corto plazo.

En el sector de generación de electricidad, el hidrógeno verde podría utilizarse para abastecer a una pequeña cantidad de comunidades en zonas no interconectadas. Esto permitiría reducir emisiones de gases de efecto invernadero, sin embargo, es necesario desarrollar la tecnología necesaria para el almacenamiento y transporte de hidrógeno.

Otra oportunidad es la industria de la acuicultura ya que es el sector de alimentos de más rápido crecimiento a nivel mundial, mostrando un crecimiento promedio de 8,8% por año durante las últimas tres décadas. Suministra el 17% de la demanda total de proteína animal y sustenta el suministro de hasta el 12% de la población mundial. Con una población mundial estimada en 10.000 millones para 2050, la demanda de productos de mar seguirá aumentando [4].

En general, el uso de hidrógeno verde en Colombia es una oportunidad para reducir emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar hacia un futuro sostenible. Sin embargo, es necesario superar los desafíos tecnológicos y económicos para que esta alternativa sea viable a corto plazo.

Un punto base es por ejemplo que a partir de una capacidad de producción de hidrógeno verde de 10 MW, es posible obtener hasta un 3,1% de reducción de emisiones respecto a la meta de descarbonización de 2,3 MtCO<sub>2</sub>/año para alcanzar la neutralidad de carbono para el año 2050 [19].

### *Turbinas eólicas de 20 MW*

La empresa encargada del desarrollo del parque Vientos Alisios tiene previsto instalar aerogeneradores con turbinas de 20 MW, esto proyectando un progreso importante en la tecnología de dichos componentes, sin embargo, es fundamental analizar realmente el estado actual de esta tecnología.

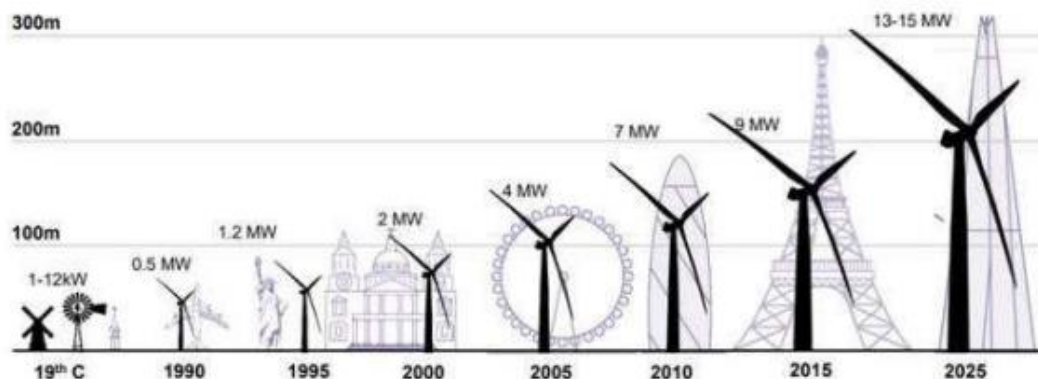
Las turbinas eólicas costa afuera de 20 MW son una tecnología en desarrollo que prometen una nueva era de turbinas eólicas con alta capacidad de generación. Actualmente, la turbina eólica costa afuera comercial más potente del mundo es la Haliade-X de 12 MW de GE Renewable Energy. Sin embargo, varias empresas están desarrollando turbinas eólicas costa afuera de 20 MW, incluyendo:

- GreenSpur Wind: Está desarrollando un generador de 20 MW para turbinas eólicas costa afuera que podría estar listo para comercializarse dentro de 3 años [22].
- Eolink: Está desarrollando una turbina eólica flotante de 20 MW que se espera que entre en funcionamiento en 2025 [23].



*Ilustración 3. Turbina eólica costa afuera de 20 MW de GreenSpur Wind en desarrollo.*

*Fuente: [24]*



*Ilustración 4. Crecimiento del tamaño y potencia de los aerogeneradores en las últimas tres décadas.*

*Fuente: [17]*

Al aumentar la capacidad de generación eléctrica de las turbinas eólicas costa afuera se podría ayudar a reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Sin embargo, estas turbinas eólicas costa afuera también serían más caras y complejas de construir y mantener, incluso según Aflaki [25] la energía extra generada por cada turbina no compensaría los sobrecostos que este tipo de turbinas acarrearía tanto en infraestructura, fabricación e instalación.

#### *Costos de la energía eléctrica y del hidrógeno producido*

Un análisis de costos para la producción de hidrógeno en una plataforma en alta mar en Noruega muestra que, a través de electrólisis alimentada por un parque eólico de 100 MW, resulta un coste de producción de 5,2 €/kg [26]. Por otro lado, se descubrió que el hidrógeno, producido con petróleo y gas existentes en plataformas puede tener un coste de 2,84€/kg, considerando un escenario futuro y teniendo en cuenta la rápida expansión de la capacidad de energía eólica marina en la plataforma continental holandesa del Mar del Norte, y también incluyendo el ahorro por las ampliaciones de red evitadas [27]. Finalmente, se calculó el costo de convertir el 100% de la energía de un parque eólico a hidrógeno en el orden de 2,50-3,50 €/kg, utilizando plataformas y redes de gas y conversión total en alta mar. Si el ahorro obtenido por la extensión evitada de la red eléctrica se incluye

en los ahorros del costo del hidrógeno, éste bajaría a 1-1,75 €/kg lo que lo hace supremamente competitivo [28].

Los resultados muestran que se puede lograr costes de hasta 2,4 euros por kilogramo de hidrógeno verde producido en alta mar, que es un valor competitivo con los costes actuales de producción de hidrógeno azul. Además, se registra una reducción de hasta el 13% del coste de la electricidad eólica cuando se instala un electrizador en alta mar que reduce los picos de carga [29].

Cuando se evalúan casos de estudios puntuales donde la integración de las dos tecnologías es prometedora se evidencia que aún existen grandes expectativas hacia cómo evolucionen en el futuro, casos como el estudio de Polonia [30], el caso de la península Ibérica [31], el caso desarrollado en Suecia [32] y llegando a un caso de optimización alemán [33] e incluso en análisis de La Guajira colombiana [34].

#### *Electrólisis en un ambiente marino*

Existen diversas tecnologías para la electrólisis en ambientes marinos, se destacan la electrólisis directa de agua de mar, la electrólisis de agua alcalina, la electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) y la electrólisis de óxido sólido (SOEC), que combina las propiedades de los últimos dos. A pesar de que la electrólisis del agua de mar ofrece la ventaja del suministro directo de agua de mar como un electrolito sin un proceso de desalinización, el  $\text{Cl}_2$  o clorato producido y liberado durante la electrólisis pueden causar contaminación ambiental. Además, la concentración de sal en el agua hace que pierda eficiencia ya que no puede proporcionar suficiente conductividad. La electrólisis alcalina ha sido el mayormente desarrollada, utiliza materiales económicos, es ventajoso en aplicaciones a gran escala, y tiene una utilidad de vida más elevada. Sin embargo, electrolitos altamente corrosivos como KOH y los NaOH son difíciles de manejar a distancia y requiere áreas, comparativamente, más grandes para su instalación. PEM es también una completa tecnología que puede operar a una densidad de corriente más alta que la alcalina y permite una configuración de planta considerablemente más compacta. SOEC presenta la mayor eficiencia energética entre las tecnologías, pero así mismo se

encuentra en una etapa de desarrollo más temprana que las demás lo que implica un mayor riesgo tecnológico y un costo más elevado.

En general, se evalúa a PEM como el más ventajoso candidato para el acoplamiento con fuentes de energía renovables fluctuantes porque tiene una gran capacidad de respuesta al cambio de carga, además, PEM está teniendo grandes avances en su capacidad de producir a escalas de MW, por lo que se espera que pueda ser utilizado para energías de grandes plantas como los parques eólicos marinos [35]. La Tabla 4 resume un comparativo entre las tecnologías.

*Tabla 4. Comparativo entre las tecnologías de electrólisis en ambientes marinos.*

	<b>Agua marina</b>	<b>Alcalino</b>	<b>PEM</b>	<b>SOEC</b>
Electrolito	Agua marina	Agua desalinizada	Agua desalinizada	Vapor de agua
Pros	Simplicidad, bajo costo	Madurez tecnológica	Puede operar a corrientes y densidades de energía superiores	Alta eficiencia
		Bajo costo de capital	Configuración compacta	Flexibilidad de combustible
		Escalabilidad	Gran capacidad de respuesta a cambios de carga	Resistencia a la corrosión
		Vida útil comparativamente más elevada	Producción de hidrógeno de alta pureza	

	<b>Agua marina</b>	<b>Alcalino</b>	<b>PEM</b>	<b>SOEC</b>
<b>Contras</b>	<p>Cl<sub>2</sub> o clorato producido pueden causar contaminación ambiental</p> <p>Una concentración de sal elevada hace que el sistema pierda eficiencia</p> <p>Producción de hidrógeno con impurezas</p>	<p>Requiere electrolitos altamente corrosivos y de difícil manejo en altamar</p> <p>Degradación de membranas.</p> <p>Producción de hidrógeno con impurezas</p>	<p>Alto costo de capital</p> <p>Su escala de producción es menor que la alcalina</p>	<p>Tecnología en desarrollo</p> <p>Materiales costosos</p> <p>Operación a alta temperatura</p>

## Capítulo 5

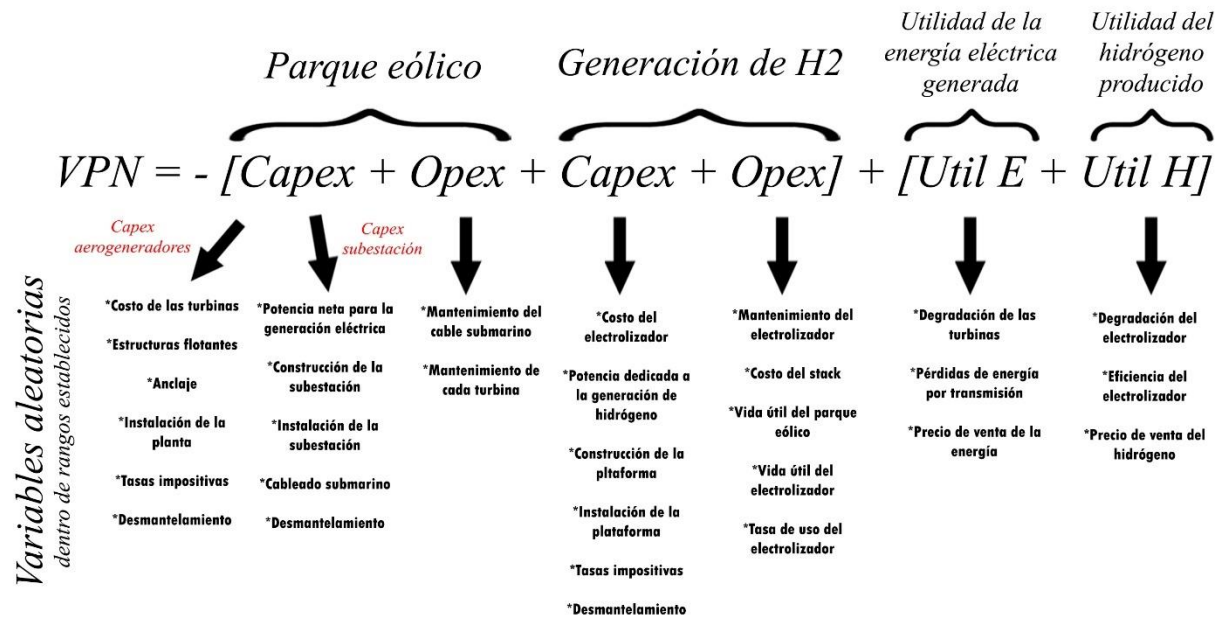
### METODOLOGÍA

Los proyectos eólicos costa afuera en Colombia apenas se están proyectando, identificando su potencial, su viabilidad y creando una hoja de ruta como país. Se espera que a principios del año 2025 se subasten los primeros parques de este tipo [36]. Por lo anterior, el primer paso fundamental para el desarrollo de este trabajo es modelar efectivamente lo que sería el parque eólico Vientos Alisios asumiendo los datos que aún no se han determinado y a partir de ellos calcular, modelar y establecer todos los valores, económicos, técnicos y logísticos, involucrados en ese proyecto en curso.

En segundo lugar, se debe caracterizar muy bien el estado actual de la tecnología referente al hidrógeno verde. Se debe disgregar la industria de producción de este vector energético, los factores más relevantes que componen dicha producción, evaluar los tipos de electrolizadores que existen, sus costos y eficiencias.

Finalmente, teniendo toda la información consolidada, se usará un modelo matemático basado en el VPN del proyecto donde incluye todos los costos relacionados, tanto de la tecnología eólica como la del hidrógeno, desde un valor base y con sus correspondientes variaciones porcentuales. Con este modelo, que permite establecer la viabilidad financiera del proyecto combinado, y los valores establecidos se ejecutará un método de Monte Carlo de 2000 simulaciones (ver apéndice *Análisis de convergencia del método Monte Carlo*) generando diferentes escenarios con el fin de establecer las variables que más afectan el VPN del proyecto y también analizar individualmente componentes concretos del modelo como el capex del parque eólico o los distintos opex de la generación de hidrógeno. Se escoge el método Monte Carlo por su versatilidad para implementar múltiples variables de entrada, cada una con sus propias aleatoriedades, por su facilidad de ejecutar y desarrollar con Excel y por su facilidad de interpretación de los resultados por medio de lectura gráfica de los escenarios simulados.

La Ilustración 5 expone el modelo matemático a usar y las distintas variables que se ven involucradas en cada caso.



*Ilustración 5. Esquemático del modelo matemático a usar y sus diferentes variables.*

#### *Valores base y sus variaciones*

Las variables listadas en la Ilustración 5 y sus valores se recolectan de varias fuentes [2], [7], [10], [16] y [20] y se toman como base para generar las 2000 simulaciones. En primer lugar, se establece los datos globales del proyecto, como la potencia y el tipo de turbina que se tomará como referencia, el factor de capacidad del parque y su vida útil.

La empresa BlueFloat Energy estima instalar turbinas de 20 MW sin especificar más detalles [37], sin embargo, como se expuso en el marco teórico, la probabilidad de que los fabricantes incrementen la capacidad de las turbinas comerciales está menguando por las dificultades técnicas y logísticas que éstas originan, y porque su mayor costo no se vería recompensado con la generación extra de energía eléctrica. Con base en lo anterior, la turbina que se toma como referencia para el trabajo es la turbina Vesta V236-15.0 MW, una turbina vanguardista y emergente en el mercado global, con gran potencial de comercializarse en los nuevos proyectos debido a sus características técnicas de producción de electricidad, dimensiones físicas y acoplamiento a la infraestructura de construcción e

instalación ya existente. Algunas de las propiedades más relevantes se listan a continuación y la curva de potencia de la turbina se puede consultar en el apéndice *Evaluación del recurso eólico en el parque Vientos Alisios* [38].

Diámetro del rotor: 236 m

Altura del buje: 155 m

Longitud de las palas: 115,5 m

Peso: 570 toneladas

Potencia nominal: 15 MW

Rango de velocidad del viento: 3,0 a 31,0 m/s

Velocidad nominal del viento: 11,1 m/s

Velocidad de corte: 31,0 m/s

Tipo de generador: Imán permanente

El factor de capacidad del parque Vientos Alisios se determinó a partir de un análisis de los datos históricos de los últimos años en la zona del proyecto, análisis detallado que se puede consultar en el apéndice *Evaluación del recurso eólico en el parque Vientos Alisios*. De ahí obtiene un cálculo promedio del factor de capacidad del parque para los últimos años teniendo en cuenta las velocidades del viento y la curva de potencia de una turbina Vesta V236-15.0 MW de referencia, valores reflejados en la Tabla 5. Para las simulaciones se tomará un factor de capacidad de 50% con una variación de  $\pm 10\%$ , un amplio rango que acoge los datos reales calculados y permite un margen de tolerancia para el análisis.

*Tabla 5. Factor de capacidad del parque a partir de los datos.*

FC 2020	54,16%
FC 2021	58,38%
FC 2022	49,31%
FC 2023	50,26%
<b>Promedio</b>	<b>52,65%</b>

El dato base de la vida útil del proyecto se toma teniendo en cuenta los años estimados para el parque Vientos Alisios [37] y el rango de variación se establece teniendo en cuenta diversos proyectos de este tipo a nivel mundial, según las cifras estimadas por las empresas propietarias de parque eólicos costa afuera.

- ✓ Factor de capacidad del parque = 50% ± 10%
- ✓ Vida útil del parque eólico = N o VUpe = 25 años ± 3 años
- ✓ Potencia del parque = 28 turbinas cada una de 15 MW = 420 MW nominales

Con estos valores, se toma la ecuación general <1> para el VPN

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FE_n}{(1+r)^n} \quad <1>$$

donde

*VPN = Valor presente neto*

*FE = Flujo de efectivo*

*r = tasa de descuento*

*n = año de cálculo*

A partir de <1> se obtiene <2> separando el flujo de efectivo en los costos variables y tomando la inversión inicial como el valor para n=0.

$$VPN = \sum_{n=1}^N \frac{FE_n}{(1+r)^n} - CAPEX$$

$$VPN = \sum_{n=1}^N \frac{VR_n - Opex_n}{(1+r)^n} - CAPEX \quad <2>$$

donde

*VR = venta del recurso*

Desglosando <2> para cada una de las tecnologías a estudiar se genera <3>

$$VPN = \sum_{n=1}^N \frac{GE_n - Opex_{PE_n}}{(1+r)^n} - CAPEX_{PE} + \sum_{n=1}^N \frac{MH_{2n} - Opex_{H2n}}{(1+r)^n} - CAPEX_{H2} \quad <3>$$

donde

$GE_n =$  Generación eléctrica

$Opex_{PE_n} =$  Opex del parque eólico

$CAPEX_{PE} =$  Inversión inicial más desmantelamiento del parque eólico

$MH_2 =$  Producción en masa de  $H_2$

$Opex_{H2n} =$  Opex de la infraestructura de generación de  $H_2$

$CAPEX_{H2} =$  Inversión inicial más desmantelamiento de la generación de  $H_2$

Ahora, se detallan cada una de las variables que componen los factores en <3> con sus respectivas variaciones según las fuentes referenciadas. Estas variaciones son las que se tendrán en cuenta en el modelo de Monte Carlo.

$$CAPEX_{PE} = P_{nominalGE} * (CT + EF + An + IP) * (1 + I + D) + CAPEX_{subestación}$$

SIGLA	CONCEPTO	VALOR DE BASE	UNIDAD	VARIACIÓN	FUENTE
$P_{nominalPE}$	Potencia nominal del parque eólico	420	MW	NA	-
CT	Costo de las turbinas	\$ 1.300.000	USD/MW	± 10%	
EF	Estructuras flotantes	\$ 1.184.000	USD/MW	± 10%	[20]
An	Anclaje	\$ 74.000	USD/MW	± 10%	
IP	Instalación de planta	\$ 523.000	USD/MW	± 10%	
I	Tasas impositivas	7,00%	costo del parque	± 3%	[2]
D	Desmantelamiento	40%	de la instalación	± 30%	[20]

$$CAPEX_{subestación} = P_{netaGE} * (Csb + Isb + Csm + Dsb)$$

SIGLA	CONCEPTO	VALOR DE BASE	UNIDAD	VARIACIÓN	FUENTE
$P_{netaPE}$	Potencia neta para generación eléctrica	168	MW	± 30 MW	-
Csb	Construcción de la subestación	\$ 175.000	USD/MW	± 10%	
Isb	Instalación de la subestación	\$ 84.000	USD/MW	± 10%	[20]
Csm	Cableado submarino	\$ 1.500.000	USD/km	± 10%	

SIGLA	CONCEPTO	VALOR DE BASE	UNIDAD	VARIACIÓN	FUENTE
Dsb	Desmantelamiento de la subestación	\$ 91.000	USD/MW	± 10%	

$$Opex_{PE_n} = \sum_{n=1}^N \frac{MCS * d_{PE} + MT * CAPEX_{PE}}{(1+r)^n}$$

SIGLA	CONCEPTO	VALOR DE BASE	UNIDAD	VARIACIÓN	FUENTE
MCS	Mantenimiento del cable submarino	\$ 4.800	USD/km	± 10%	
d <sub>PE</sub>	Distancia promedio del parque eólico a la costa	35	km	NA	[16]
MT	Mantenimiento de cada turbina	3,00%	del CAPEX/año	± 1%	

$$GE_n = \sum_{n=1}^N \frac{P_{netoGE}(1-PT) * (1-(DT * n))}{(1+r)^n}$$

SIGLA	CONCEPTO	VALOR DE BASE	UNIDAD	VARIACIÓN	FUENTE
DT	Degradación de las turbinas	1,60%	por año	± 1%	
PT	Pérdidas de energía por transmisión	4,00%	por cada 100 km	± 1%	[20]

$$CAPEX_{H_2} = P_{t_{H_2}} * (CE * 1000 + CP + IPI) * (1 + I + D)$$

SIGLA	CONCEPTO	VALOR DE BASE	UNIDAD	VARIACIÓN	FUENTE
CE	Costo del electrolizador	Alcalino \$ 750	USD/kW [10MW]	± 10%	[10]
		PEM \$ 1.050			
		SOEC \$ 4.000			
P <sub>tH<sub>2</sub></sub>	Potencia dedicada a generación de H <sub>2</sub>	30	MW	± 30 MW	-
CP	Construcción de la plataforma	\$ 112.000	USD/MW	± 10%	[7]
IPI	Instalación de la plataforma	\$ 84.000	USD/MW	± 10%	[7]
I	Tasas impositivas	7,00%	costo del parque de la	± 3%	[2]
D	Desmantelamiento	40%	instalación	± 30%	[7]

$$Opex_{H2n} = \sum_{n=1}^N \frac{Mel * CAPEX_{H2} + (Cst * CAPEX_{H2}) * \frac{(TUel * VUpe * 24 * 365)}{VUel}}{(1 + r)^n}$$

SIGLA	CONCEPTO	VALOR DE BASE	UNIDAD	VARIACIÓN	FUENTE
Mel	Mantenimiento del electrolizador	2,00%	CAPEX/año	± 1%	[10]
Cst	Costo del stack	40,00%	CAPEX	± 10%	
VUpe	Vida útil del parque eólico	25	años	± 3	-
	Alcalino	75000			
VUel	Vida útil del electrolizador	PEM	65000	horas	± 15000 horas
	SOEC	20000			[10]
	Alcalino	75,00%			
TUel	Tasa de uso del electrolizador	PEM	98,00%	-	± 10%
	SOEC	75,00%			

$$MH_{2n} = \sum_{n=1}^N \frac{Pt_{H2} * PMH * Ef * TUel * \left(1 - Del * \{n - (Z(VUel) * Z \frac{n}{Z(VUel)})\}\right)}{1000 * (1 + r)^n}$$

SIGLA	CONCEPTO	VALOR DE BASE	UNIDAD	VARIACIÓN	FUENTE
Del	Degradación del electrolizador	2,66%	por cada 10000 horas	± 1%	[10]
	Alcalino	59,00%		± 9%	
Ef	Eficiencia del electrolizador	PEM	-	± 9%	[10]
	SOEC	80,00%		± 9%	
PMH	Producción en masa de hidrógeno	432	kg de H2 al día al 100%	-	[7]

**Z** = la parte entera del número

VUel tomado en años

El dato resultante de la ecuación anterior se obtiene en kilogramos por lo cual se incluye el valor de 1000 en el denominador para obtener la expresión en toneladas.

### Aplicación del método de Monte Carlo

En resumen, el método Monte Carlo que se usó para las 2000 simulaciones consta de:

- ✓ Parámetros de entrada: que son las diferentes variables que se ven inmersas en la ecuación <3> y que se desglosaron anteriormente, cada una de estas variables con sus respectivas rangos de variación.
- ✓ Modelo matemático: corresponde a la ecuación <3>.
- ✓ Aleatoriedad: Se generan varias matrices con una serie de números aleatorios dentro de los rangos descritos para cada variable creando 2000 simulaciones de distribución normal que producen escenarios múltiples de salida a analizar. Todas las simulaciones son rastreables en las condiciones iniciales que la provocaron, con ello se pueden estudiar y comparar determinando su influencia en los resultados.

Un esbozo de las matrices creadas en Excel y que permitieron las simulaciones se exponen en el apéndice *Descripción de la implementación del método Monte Carlo*.

## **Capítulo 6**

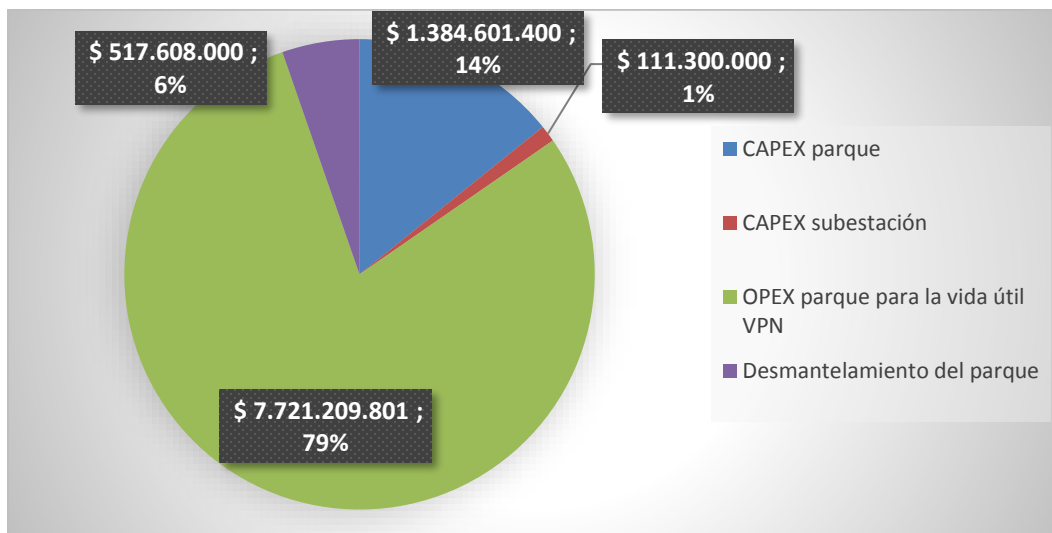
### **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

Los resultados y gráficas que se exponen en este capítulo están distribuidas en el análisis del parque eólico en sus componentes de capex y opex, el análisis de la producción de hidrógeno en sus componentes de capex y opex, y en última instancia, el análisis de los valores calculados de LCoE y LCoH y la simulación del VPN a partir de estos datos. Esto da lugar a extraer los escenarios más beneficiosos y los valores de las diferentes variables. Es de aclarar que varios de los análisis se dividieron en los percentiles de menor (P10) y de mayor costo (1-P90) con el fin de buscar patrones y tendencias en los parámetros.

#### **Parque eólico Vientos Alisios**

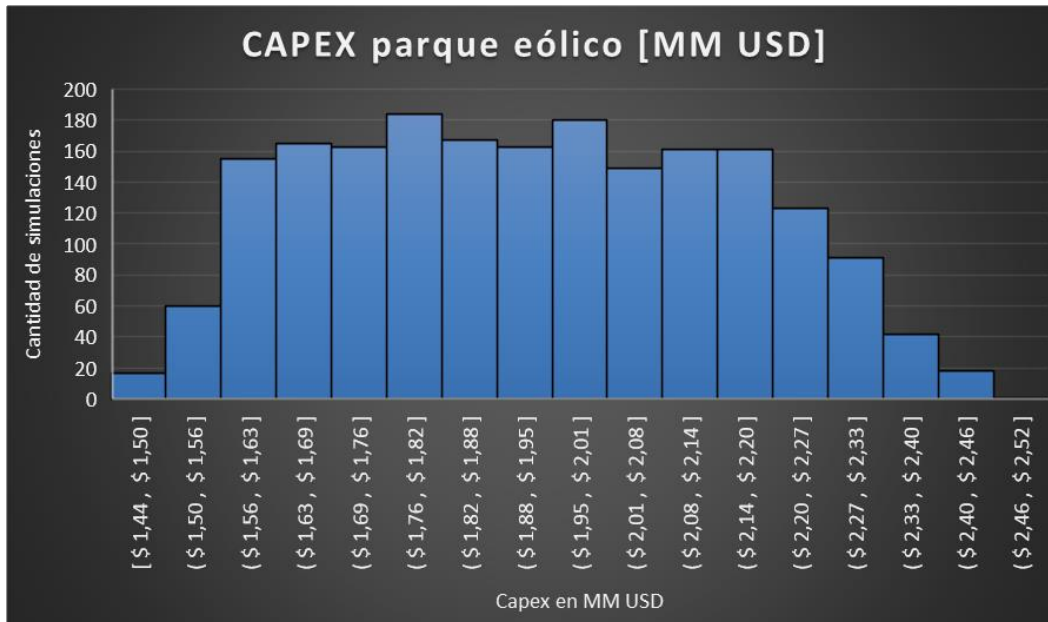
##### *Capex*

A partir de los datos de base presentados en la metodología se obtiene la Ilustración 6 la cual muestra que el grueso de los costos involucrados en un parque eólico están dados por el opex traído a valor presente representando un 79%, el restante 21% está distribuido entre el capex del parque, el capex de la subestación y un 6% calculado para el desmantelamiento.



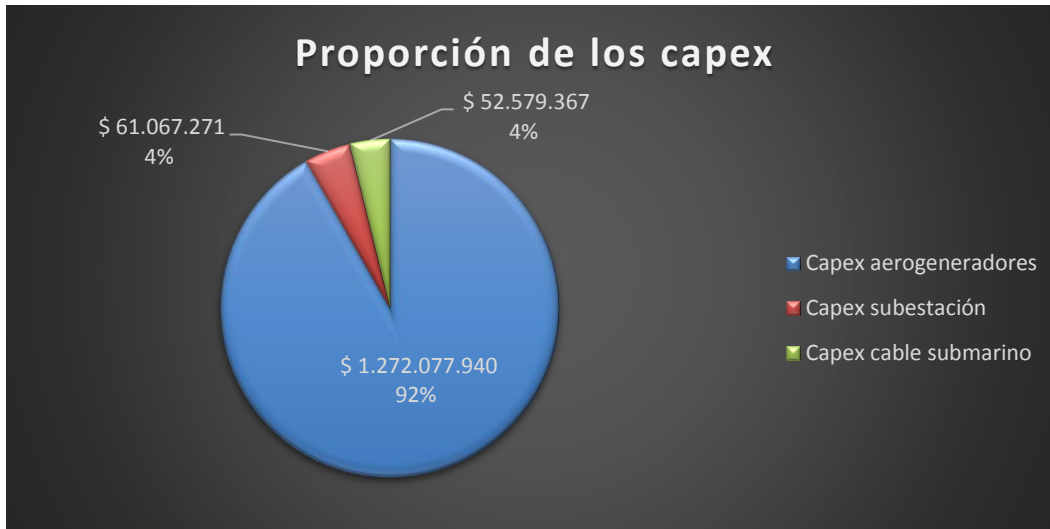
*Ilustración 6. Distribución de los costos base involucrados en el parque eólico.*

La Ilustración 7 muestra la distribución de los costos del capex para el parque eólico en las 2000 simulaciones, se observa una distribución normal repartida en un amplio rango sin concentración en los valores centrales donde el grueso de los datos se encuentra entre 1,56 y 2,2 MM USD de capex total incluyendo el desmantelamiento, que como se describió en el marco teórico, son los valores esperados para un proyecto de esta envergadura.

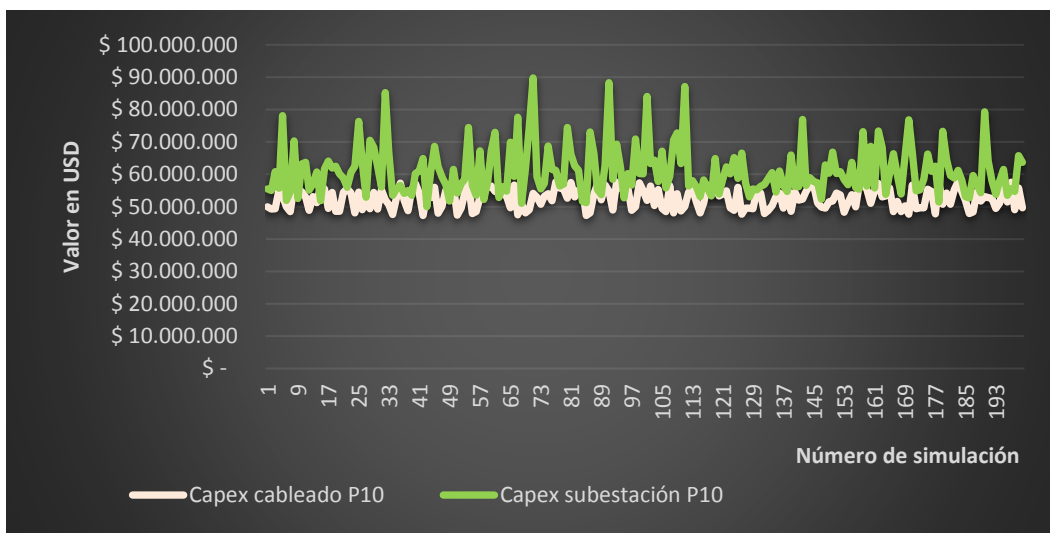


*Ilustración 7. Histograma del capex del parque eólico en las 2000 simulaciones.*

En las Ilustración 8 e Ilustración 9 se evidencia que el componente del capex de la subestación y del cable submarino no representa una porción importante con respecto al capex total del parque eólico. La mayor proporción de este capex lo ejerce la construcción y el costo de los aerogeneradores.



*Ilustración 8. Comparativo entre los diferentes capex componentes.*



*Ilustración 9. Comparativo del capex de la subestación y del cableado submarino.*

Las Ilustración 10 y Ilustración 11 reflejan la influencia que producen el costo de las turbinas y las tasas impositivas en el valor final del capex. En el caso del costo de las turbinas se ve claramente que se crea una tendencia hacia los extremos tanto en el percentil menor como en el percentil del capex mayor, lo que confirma el peso evidente que tiene esta variable en el valor final calculado para el capex del parque eólico y a la vez ratifica que el modelo y sus simulaciones son coherentes. Por el contrario, las tasas impositivas

revisten de una distribución menos sesgada, de hecho, para el percentil más costoso existe una frecuencia considerable de tasas impositivas bajas de hasta el 4%.

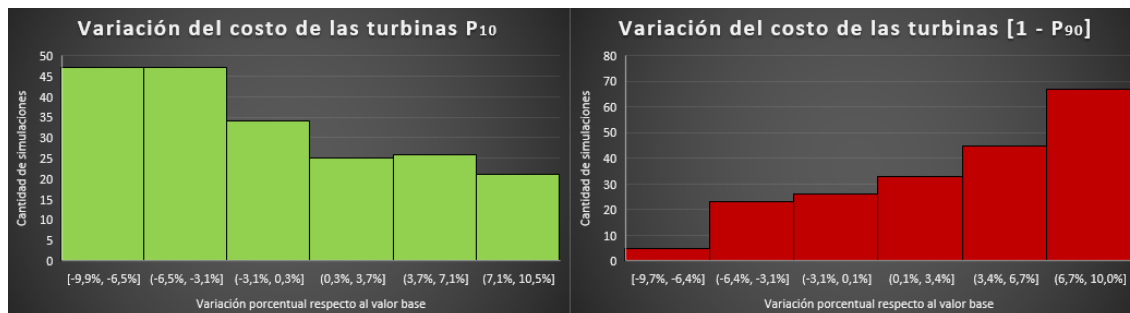


Ilustración 10. Variación del costo de las turbinas para P10 (izq.) y para 1-P90 (der.).

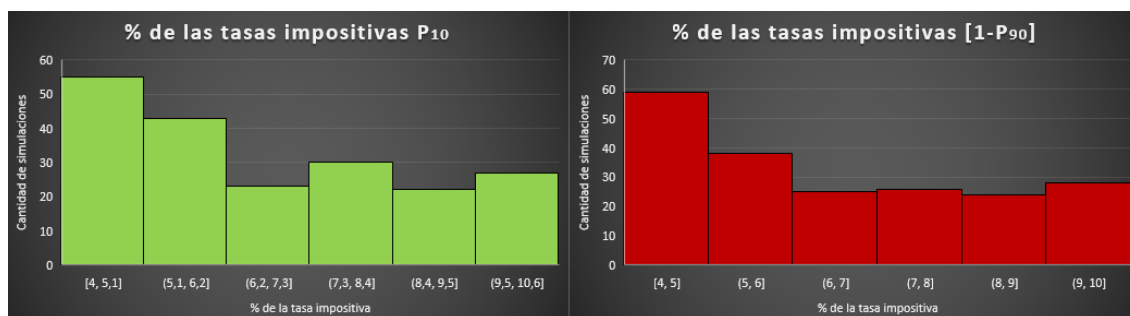
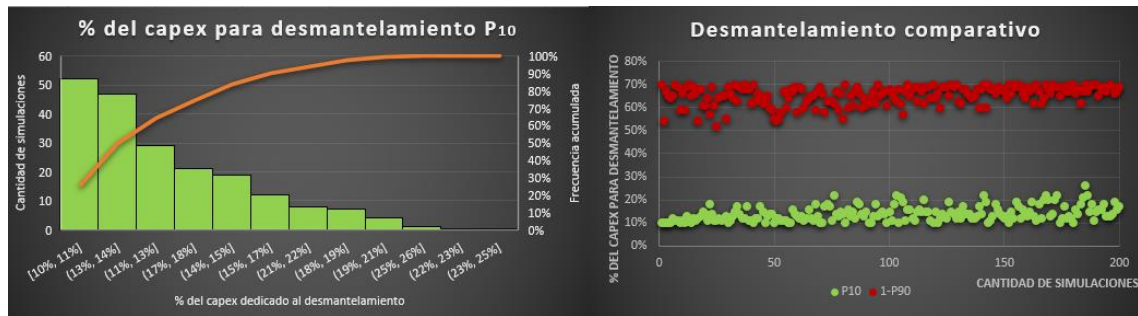


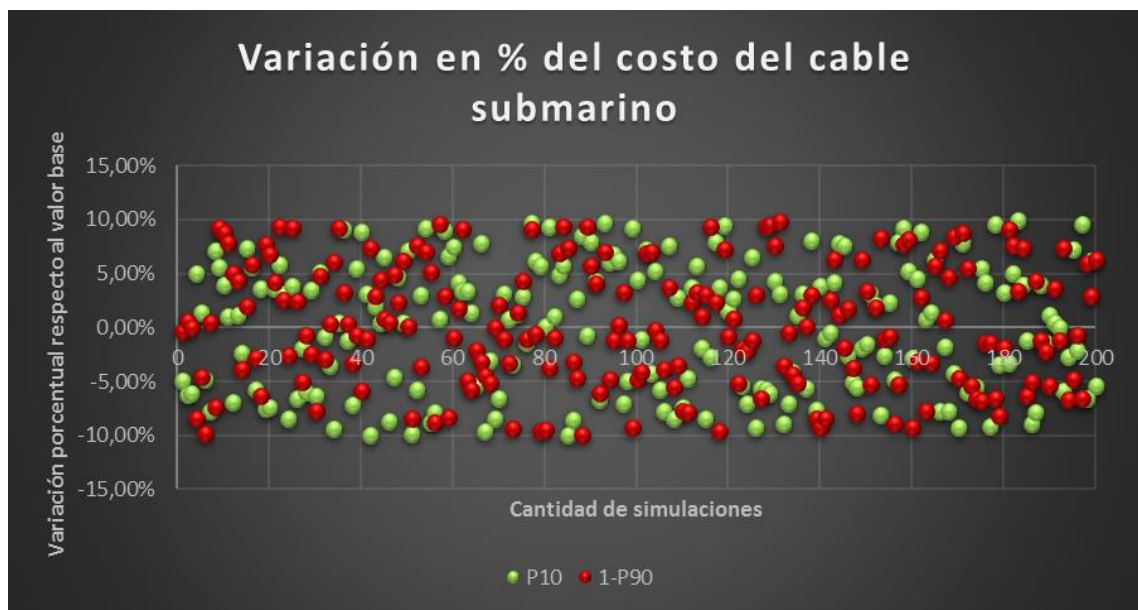
Ilustración 11. Tasas impositivas aplicadas para P10 (izq.) y para 1-P90 (der.).

Las Ilustración 12 y Ilustración 13 muestran la influencia que producen el costo del desmantelamiento y el costo del cable submarino en el valor final del capex. En el caso del costo del desmantelamiento se observa un evidente sesgo de la influencia que este parámetro ejerce, es un componente vital en el costo final del capex, donde en el 70% de los casos del percentil 10 el porcentaje del capex para desmantelamiento es menos del 18%. Éste es un factor a tener muy en cuenta ya que su variación es realmente elevada al ser un agente que sólo entrará en vigor hasta el final de la vida útil del proyecto, es decir, se tienen al menos 30 años para desarrollos o alternativas que mengüen este costo relacionado, y dado el peso de su influencia, dará lugar a grandes cambios en los cálculos de los proyectos. En el caso del costo del cable submarino se visualiza una distribución uniforme para los dos percentiles, lo que quiere decir que su afectación es realmente baja debido en mayor medida a la cercanía del parque con la costa, una distancia promedio de 35 km hace que

los costos referentes al cableado submarino no impacten significativamente el valor final del capex del parque eólico.



*Ilustración 12. Gráficas respecto a la variación en el desmantelamiento.*

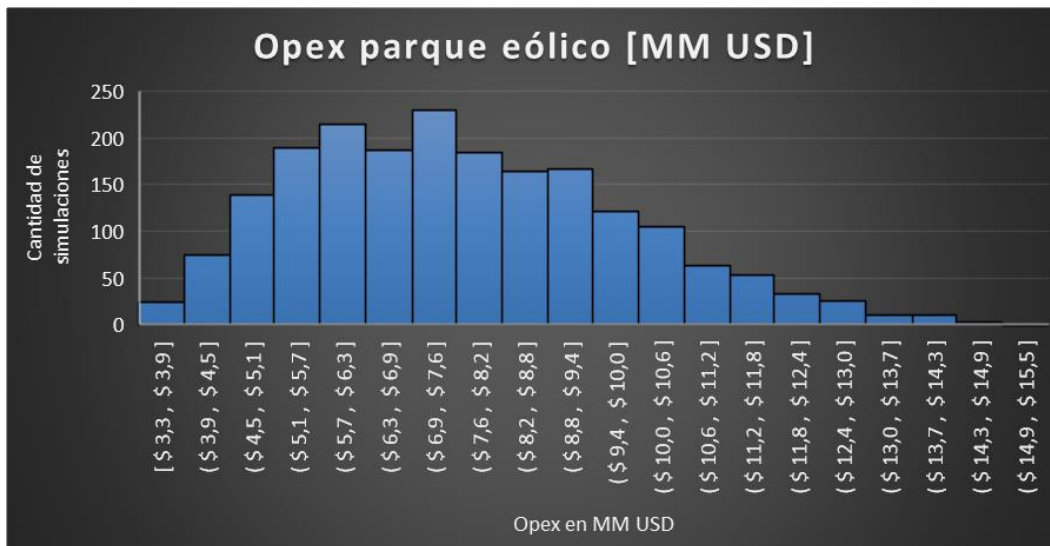


*Ilustración 13. Variación del costo del cable submarino.*

### *Opex*

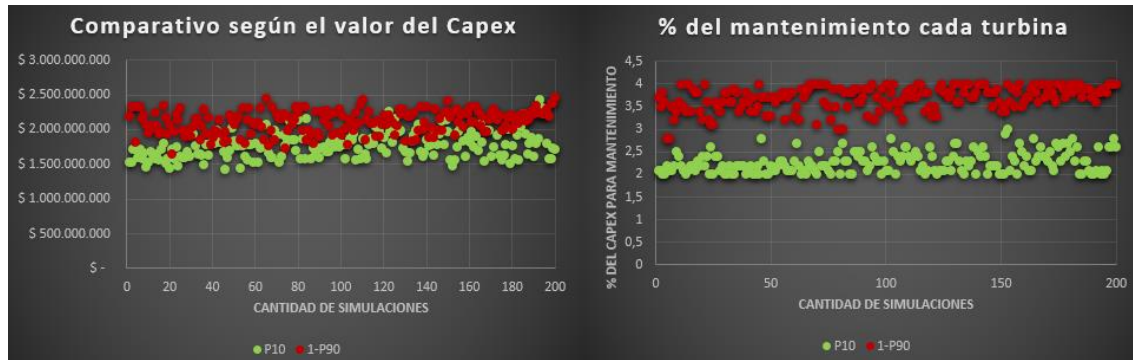
Para todos los escenarios en adelante se tomará en cuenta el valor presente neto del opex. La Ilustración 14 muestra la distribución de los costos del opex para el parque eólico en las 2000 simulaciones, se observa una distribución normal tipo campana con sesgo a la izquierda donde el grueso de los datos se encuentra entre 4,5 y 9,4 MM USD de opex total, el margen de este componente es más amplio que el del capex porque, en primera instancia

depende del valor del capex ya simulado, es decir, depende de la distribución antes expuesta del capex del parque eólico y además incluye otras variables como el mantenimiento de las turbinas y del cableado. De cualquier forma, el rango de valores obtenido coincide con los rangos esperados para un proyecto de esta envergadura.



*Ilustración 14. Histograma del opex del parque eólico en las 2000 simulaciones.*

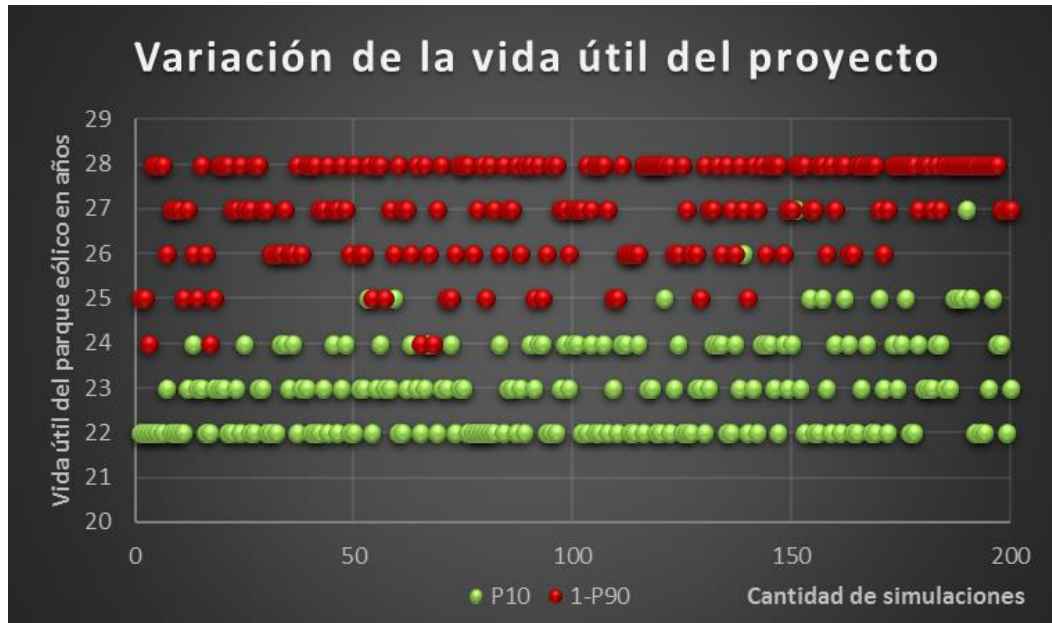
La Ilustración 15 enseña la distribución del valor del capex y del porcentaje dedicado al mantenimiento de las turbinas, los dos parámetros presentan una tendencia que es proporcional a su influencia en el valor final del opex, para el caso del capex no es tan marcada e incluso algunos valores se alcanzan a solapar, pero en el caso del porcentaje de mantenimiento de cada turbina, el peso del factor es bastante notorio, esto es de esperarse debido a que es una variable que se multiplica por el número de turbinas, lo que incrementa fuertemente su influencia.



*Ilustración 15. Comparativo entre el capex del parque eólico y el porcentaje dedicado al mantenimiento de las turbinas.*

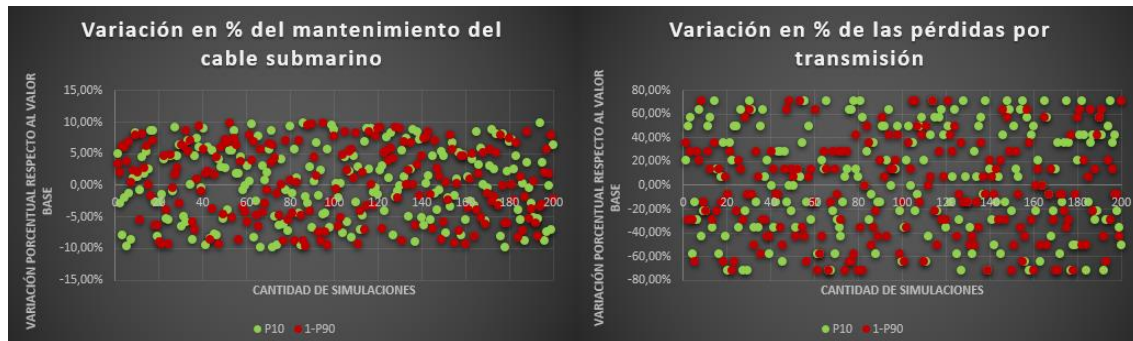
En la

Ilustración 16 se expone la variación de la vida útil del proyecto en los dos percentiles estudiados, es clara la tendencia que presentan los datos entre sí, entre más vida útil tiene el proyecto mayor es el valor total de opex, aunque parece un resultado obvio, la gráfica demuestra una vez más la confiabilidad del modelo y sus resultados.



*Ilustración 16. Variación de la vida útil del proyecto en P10.*

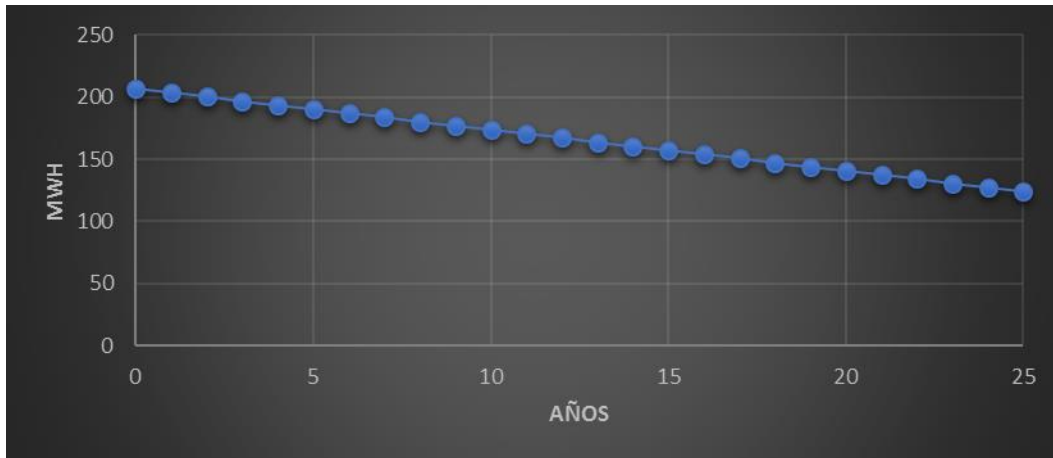
Por último, en la Ilustración 17 se detalla la poca incidencia que ejercen el porcentaje dedicado al mantenimiento del cable submarino y el porcentaje de pérdidas por transmisión.



*Ilustración 17. Comparativo de variaciones referentes a la transmisión.*

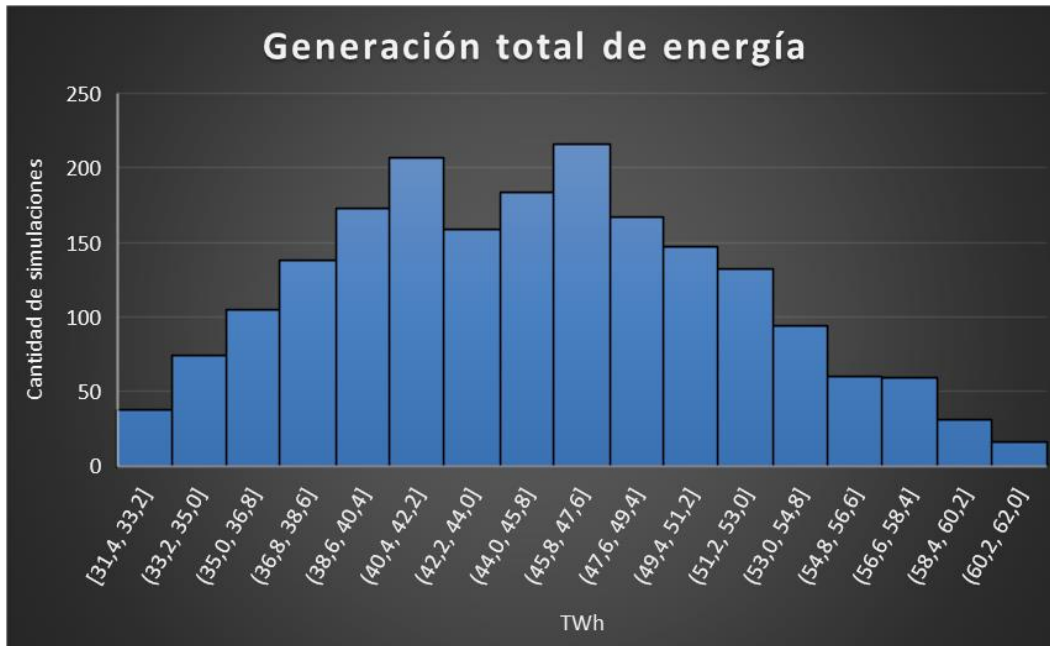
*Generación de energía*

A partir de los datos de base presentados en la metodología para la degradación de las turbinas y las pérdidas por transmisión, se obtiene la Ilustración 18 la cual muestra la generación anual de energía eléctrica teniendo en cuenta las diferentes degradaciones del sistema. Importante resaltar que como se expuso en las ecuaciones en la Metodología, estos datos son los valores traídos a valor presente neto, así sean datos de producción y no de costos, esto para el cálculo correcto del LCoE más adelante en este documento.



*Ilustración 18. Generación de energía base contemplando la degradación anual de los componentes.*

Por otro lado, en la Ilustración 19 se presenta la distribución de la generación de energía eléctrica en el parque eólico en las 2000 simulaciones, se observa una distribución normal tipo campana con mayor frecuencia en los datos que se encuentra entre 38,6 y 53,0 TWh durante la vida útil del proyecto, que es variable para cada caso. En general, son valores previstos para un proyecto como el estudiado.



*Ilustración 19. Histograma de la generación de energía total en las 2000 simulaciones.*

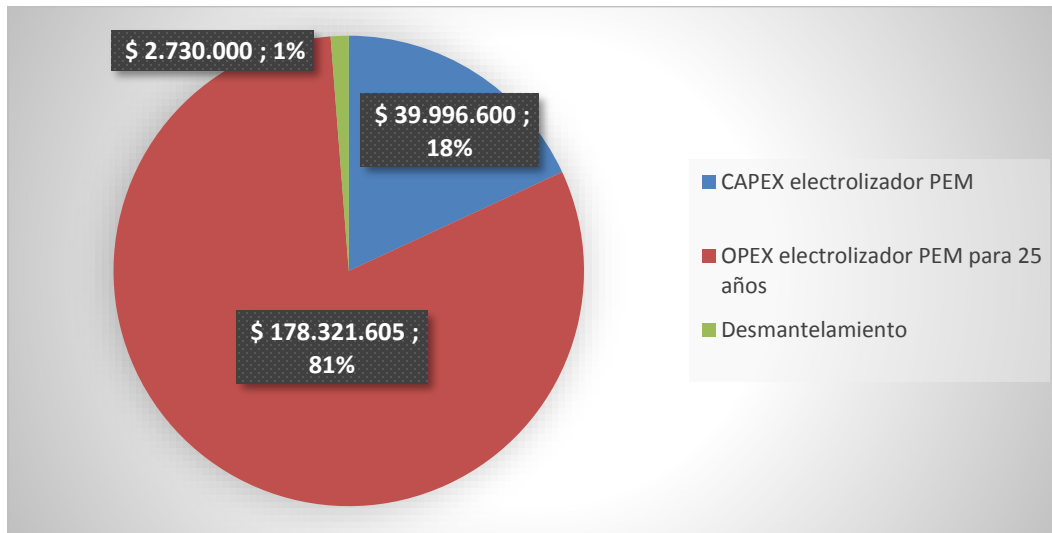
## **Generación de H<sub>2</sub>**

Con el fin de hacer un análisis global que involucre las tres tecnologías de generación de hidrógeno estudiadas, alcalina, PEM y SOEC, se realizaron las 2000 simulaciones con una aleatoriedad que acogiera la variación de cada una de las características involucradas, sin embargo, también se realizaron las simulaciones para el caso de los electrolizadores alcalino y PEM dando resultados y gráficas semejantes, dichas gráficas se pueden consultar en el apéndice *Gráficas obtenidas de las simulaciones para los electrolizadores alcalino y PEM*.

### *Capex*

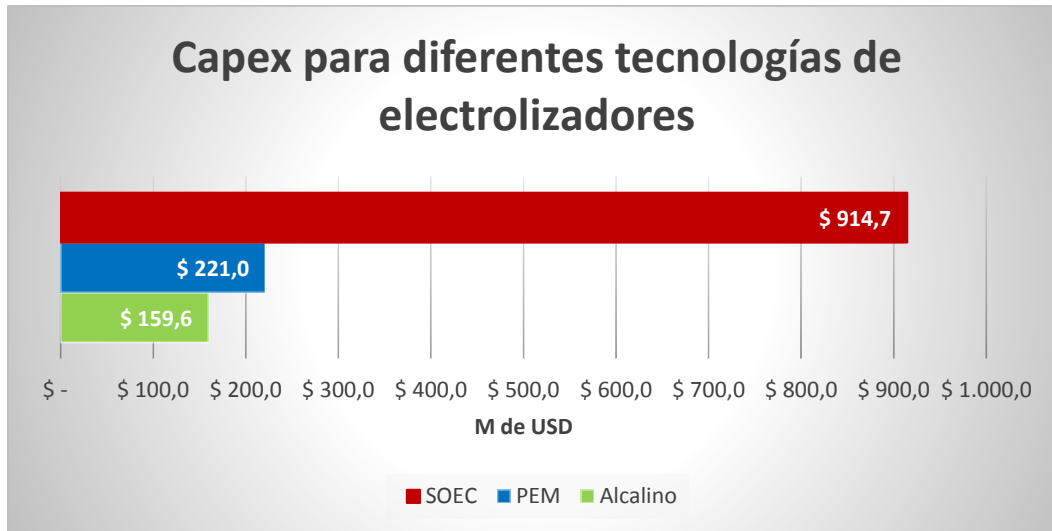
A partir de los datos del costo del electrolizador, la potencia dedicada a la producción de hidrógeno, los costos de construcción e instalación de la plataforma, las tasas impositivas y el desmantelamiento, se obtiene la Ilustración 20 la cual muestra que el grueso de los costos involucrados en un proyecto de generación de hidrógeno están dados por el opex traído a valor presente representando un 81%, el restante 19% está distribuido entre el

capex del electrolizador con un 18% y un 1% calculado para el desmantelamiento. Este análisis se realiza para el caso del electrolizador PEM, sin embargo, el comportamiento es semejante para las otras dos tecnologías, alcalina y SOEC.



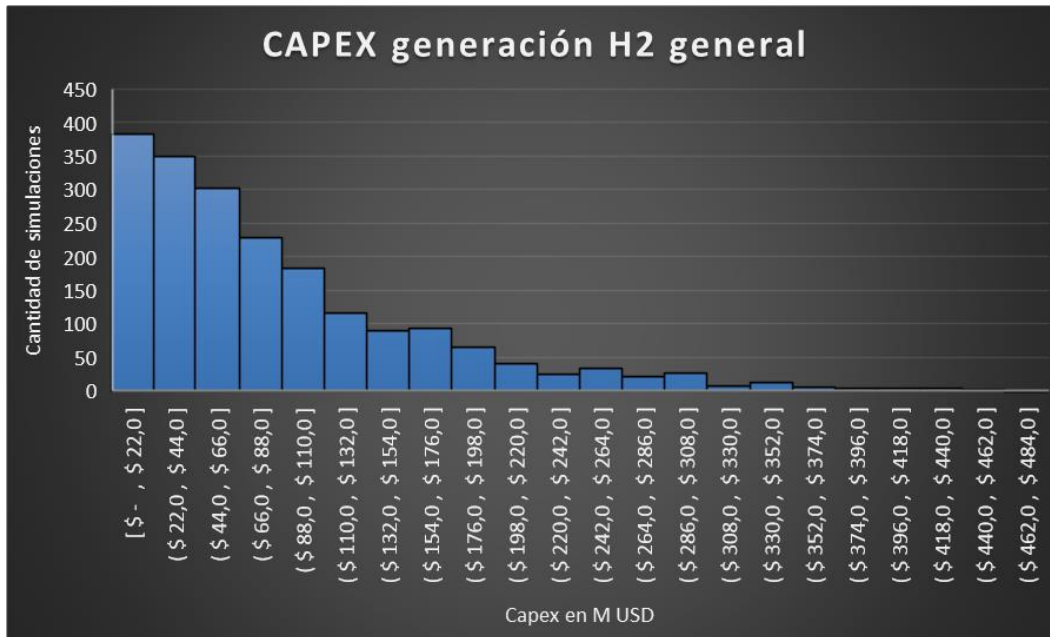
*Ilustración 20. Distribución de los costos involucrados en la generación de hidrógeno con un electrolizador PEM.*

La Ilustración 21 muestra un comparativo entre los capex base de los tres tipos de electrolizadores analizados, se nota que el capex de los electrolizadores alcalino y PEM son equiparables, siendo el alcalino un poco más económico, empero, el capex del electrolizador SOEC es considerablemente más costoso llegando a representar más de cuatro veces el capex del PEM. Este dato, junto con la poca vida útil que se expuso en los datos base, deja en evidencia que esta tecnología aún debe desarrollarse y abaratarse en gran medida para llegar a ser competitiva en proyectos de producción de hidrógeno a gran escala.



*Ilustración 21. Comparativo del capex de los tipos de electrolizadores.*

En la Ilustración 22 se enseña la distribución de los valores del capex implicados en la generación de hidrógeno en las 2000 simulaciones, se observa una distribución normal con sesgo a la izquierda donde la gran mayoría de los datos se encuentran por debajo de los 110 M USD de capex total incluyendo el desmantelamiento. El histograma tiene un sesgo bastante marcado a la izquierda debido a que el valor base del costo del electrolizador simulado debe multiplicarse por un factor de 1000 en la ecuación para escalarlo en términos de MW. Este factor multiplicativo adicional en el costo de los electrolizadores le otorga un peso predominante de tres órdenes de magnitud en el cálculo completo del capex, por esta razón, y teniendo en cuenta también los resultados expuestos en la Ilustración 21, al evaluar dos electrolizadores de costos similares y uno con una cifra considerablemente mayor, implica que las simulaciones con valores de menores costos de electrolizador tienen predominancia y afectan el valor final hallado, es decir, es como si se sumaran las distribuciones independientes de los costos del capex de cada uno de los tres electrolizadores en una sola gráfica, donde dos de los histogramas tendrían valores bajos y sólo uno de ellos, la tecnología SOEC, tendría distribuciones y valores más grandes. Ese es precisamente el resultado que se obtiene en la Ilustración 22.

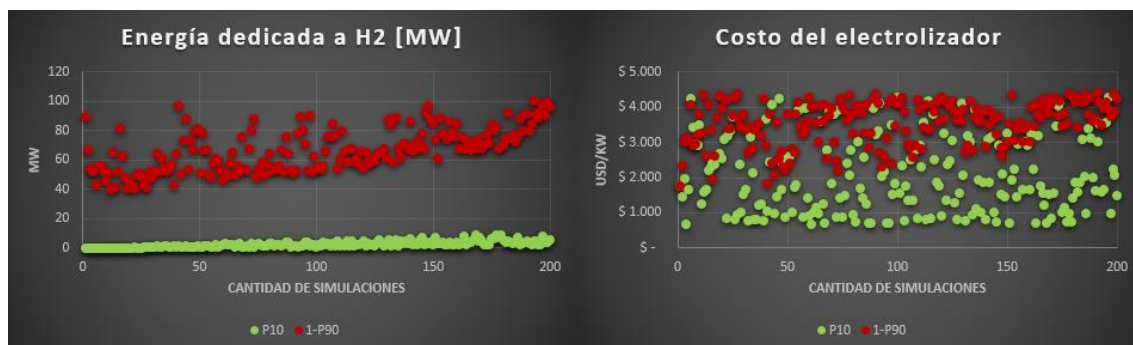


*Ilustración 22. Histograma del capex de la generación de hidrógeno en las 2000 simulaciones.*

En la Ilustración 23 se realiza un comparativo en los dos percentiles estudiados. En el primer caso se grafica la energía dedicada a la generación de hidrógeno, es natural que entre más energía se destine a este propósito el valor del capex incremente ya que la potencia dedicada es directamente proporcional a este factor y esto a su vez se traduce en que se debe construir una infraestructura más grande y compleja, sin embargo, se observa una distribución con amplio margen en el caso del percentil mayor, con potencias desde los 40 MW a los 100 MW. Este comportamiento es consecuencia de la distribución con sesgo a la izquierda presentada en la Ilustración 22, es decir, la cola alargada de la parte derecha de la figura hace que el rango de los valores simulados en el percentil mayor se extienda en valores más holgados.

En el caso de la parte derecha de la Ilustración 23, se comparan las distribuciones referentes al costo del electrolizador, la tendencia de que los mayores costos de electrolizador provocan un mayor valor final de capex se hace notoria y evidencia el peso que esta variable tiene en la ecuación, sin embargo, algunos de los valores entre un percentil y otro se solapan en escenarios donde los precios del electrolizador se asocian a uno de tipo SOEC

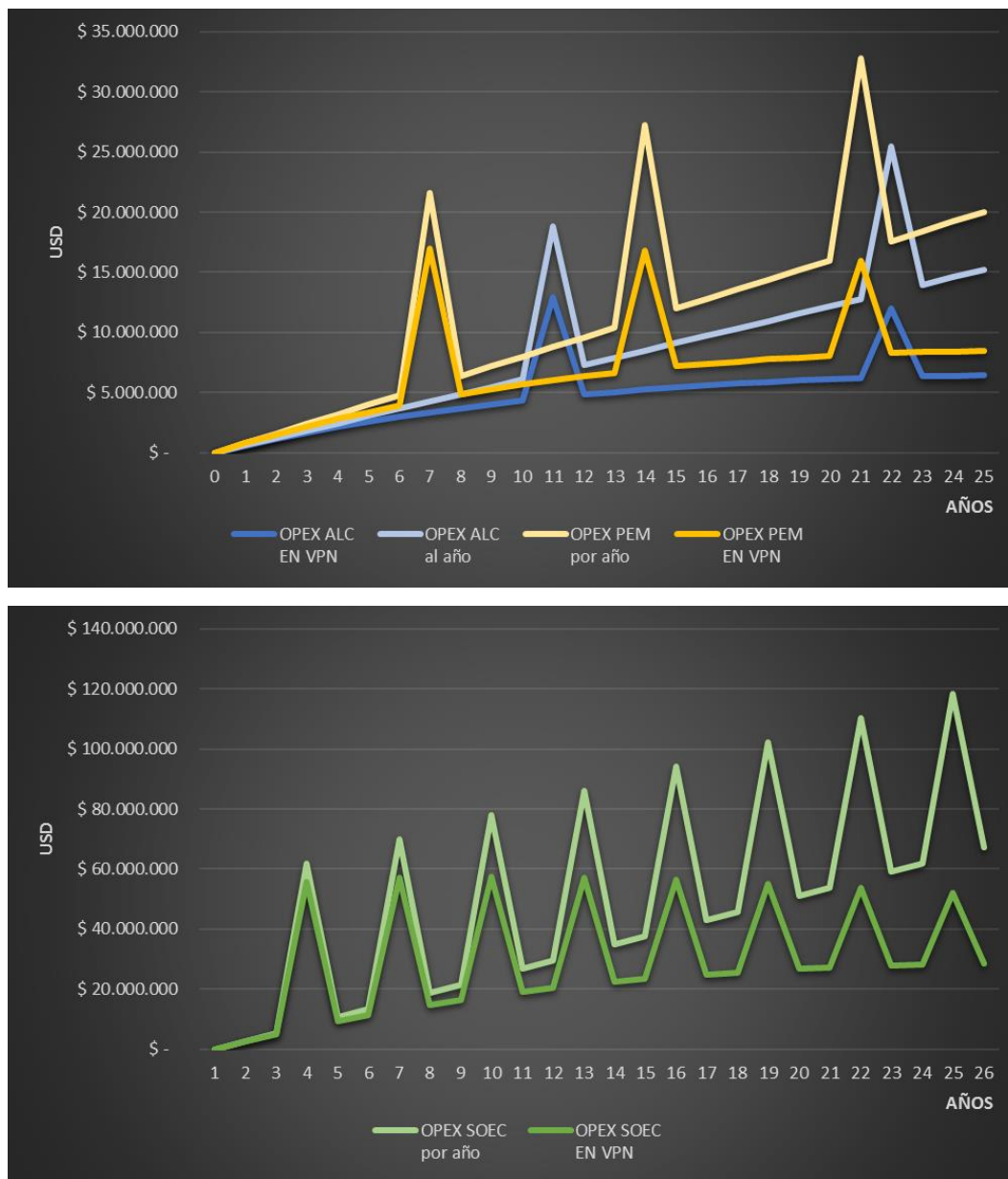
e incluso para el percentil menor se encuentran puntos donde el costo del electrolizador está en el extremo más costoso. Este comportamiento se entiende cuando se analizan las dos gráficas en conjunto, o sea, con poca energía dedicada a la generación de hidrógeno un electrolizador SOEC puede tener un capex similar a un proyecto donde la energía dedicada sea mayor, lo que quiere decir esto es que en caso de elegir usar un electrolizador de este tipo en un proyecto, lo más conveniente para compensar sus costos iniciales es dedicar la mayor cantidad de energía posible para la generación de hidrógeno.



*Ilustración 23. Comparativo entre la energía dedicada a la generación de hidrógeno y el costo del electrolizador.*

### *Opex*

En la Ilustración 24 se estima el comportamiento del opex para cada uno de los tres tipos de electrolizador que se estudian, se debe separar en dos gráficas por la escala que conlleva el electrolizador SOEC. Los picos hacen referencia a los cambios de stack, para un periodo de 25 años el alcalino acarrea dos cambios de stack, el PEM tres y el SOEC ocho, esto se ve directamente relacionado con el valor del opex, pero también afecta positivamente la generación de hidrógeno, aunque como se verá más adelante, este beneficio no es significativo.



*Ilustración 24. Comparativo del opex de la generación de hidrógeno con los tres tipos de electrolizadores.*

La Ilustración 25 expone en un diagrama de Pareto el comportamiento del opex, la distribución es muy similar a lo proyectado por el capex e incluso, se percibe que el 60% de los escenarios calculan un valor de opex de 249 M USD o menos. Nuevamente los valores del electrolizador SOEC son los que provocan la distribución dispersa y extensa de datos grandes de opex, reafirmando de nuevo su poca competitividad actual.

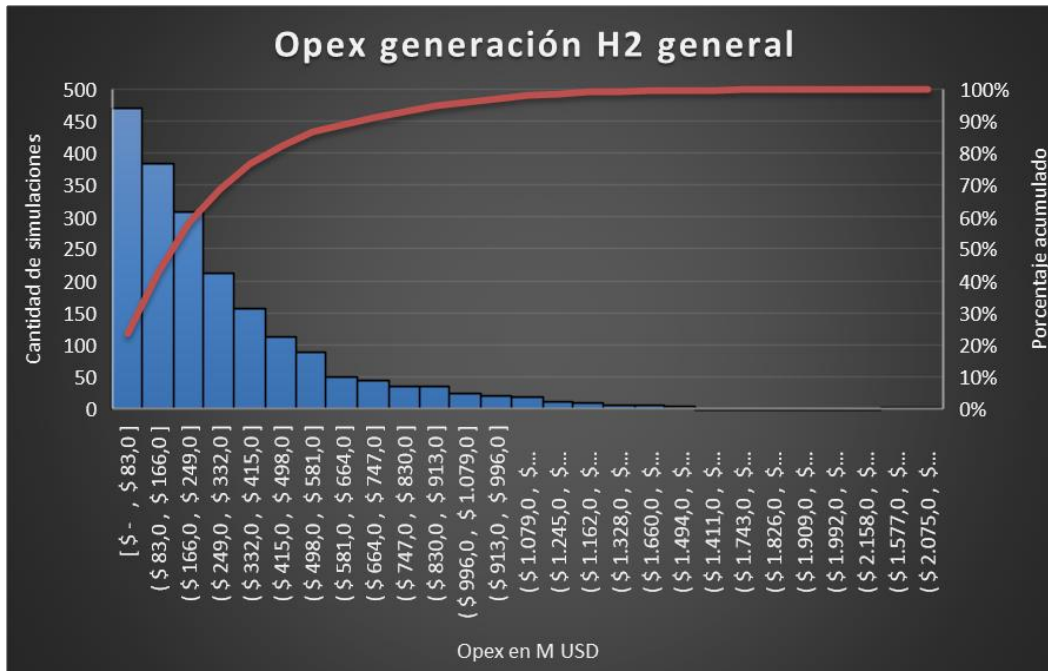
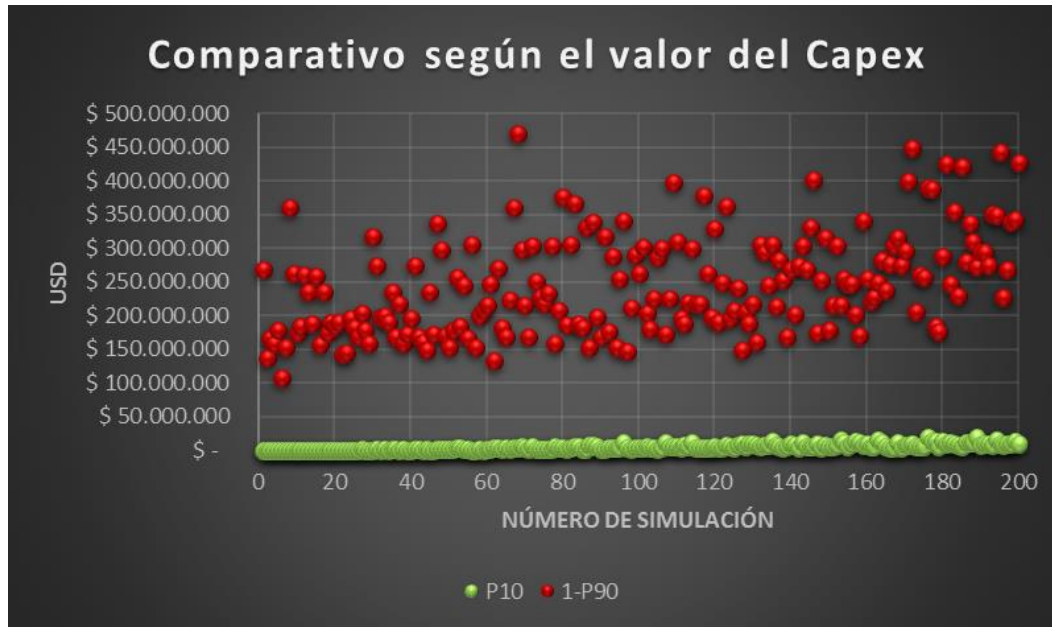
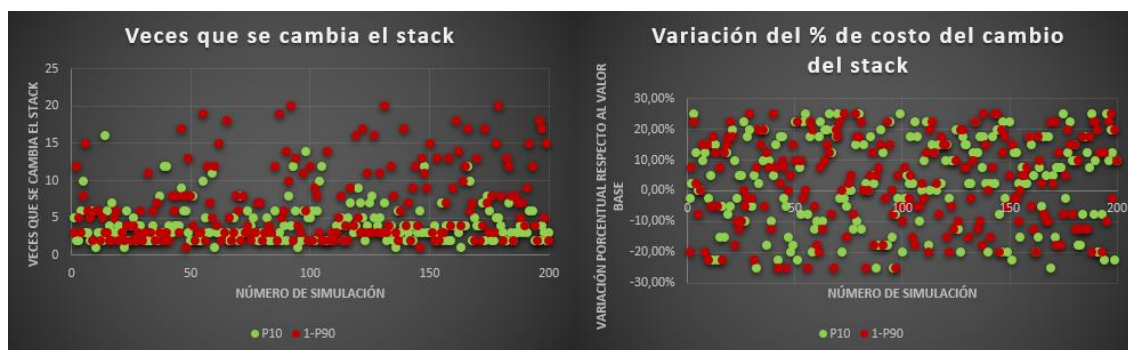


Ilustración 25. Diagrama de Pareto con el costo del opex para la generación de hidrógeno.

La Ilustración 26 muestra la influencia que produce el valor del capex en el dato calculado del opex, la tendencia entre el percentil menor y el mayor es clara, empero, en el percentil más costoso la distribución del calor del capex es bastante amplia lo que se relaciona directamente con el anterior análisis de la energía dedicada a la generación de hidrógeno. En el caso del costo del cambio del stack, la Ilustración 27 presenta dos gráficas que permiten analizar el comportamiento. En la primera se observa la distribución según las veces que se cambia el stack y en la segunda se relaciona la variación del costo de este cambio. Para el primer caso no se observa una tendencia marcada entre la dispersión de los puntos para los dos percentiles, influencia que se opaca por completo en la segunda gráfica. Se esperaría, por las figuras anteriormente presentadas, que la afectación de este parámetro fuera más importante o evidente, sin embargo, los datos demuestran que el peso mayor está en el valor del capex y más específicamente en el porcentaje estimado del capex que se le da al mantenimiento del electrolizador que al costo del electrolizador o al cambio del stack, sin importar la tecnología que se tenga en cuenta. La razón principal se debe a la mayor magnitud en el valor del capex respecto a los costos referenciados.



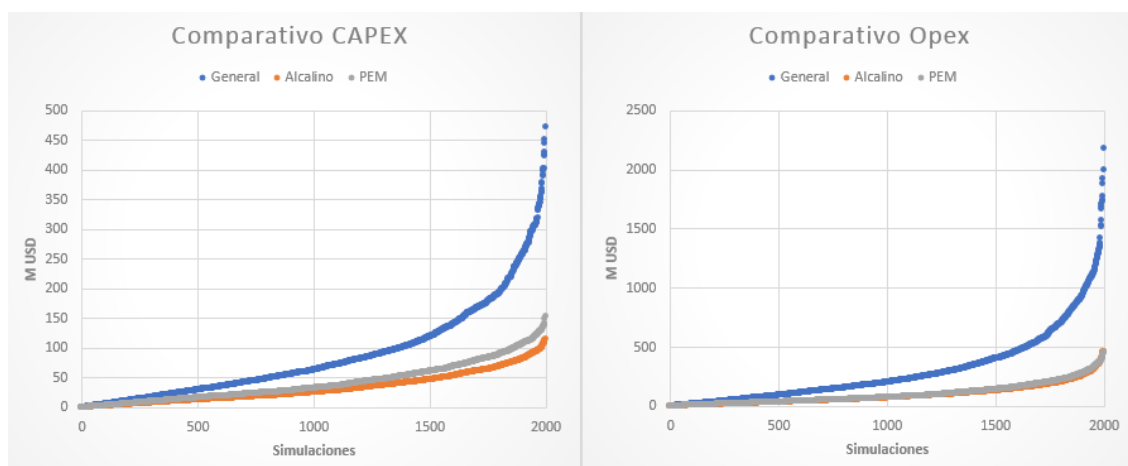
*Ilustración 26. Comparativo de la distribución del valor del capex para los dos percentiles.*



*Ilustración 27. Gráficas para el análisis del comportamiento del cambio del stack.*

Finalmente, en la Ilustración 28 se muestra un comparativo del comportamiento del capex y del opex para los tres tipos de electrolizadores contemplados. Se gráfica en orden creciente de los valores de capex y opex. En general, las simulaciones tienen una tendencia lineal y sólo en unos pocos casos extremos los valores se desbordan dando como resultado una tendencia exponencial, casos que provocan valores muy grandes de capex y opex, pero que se intuyen poco probables porque la propensión creciente se visualiza en aproximadamente el 5% de las simulaciones, es decir, el comportamiento se evidencia en

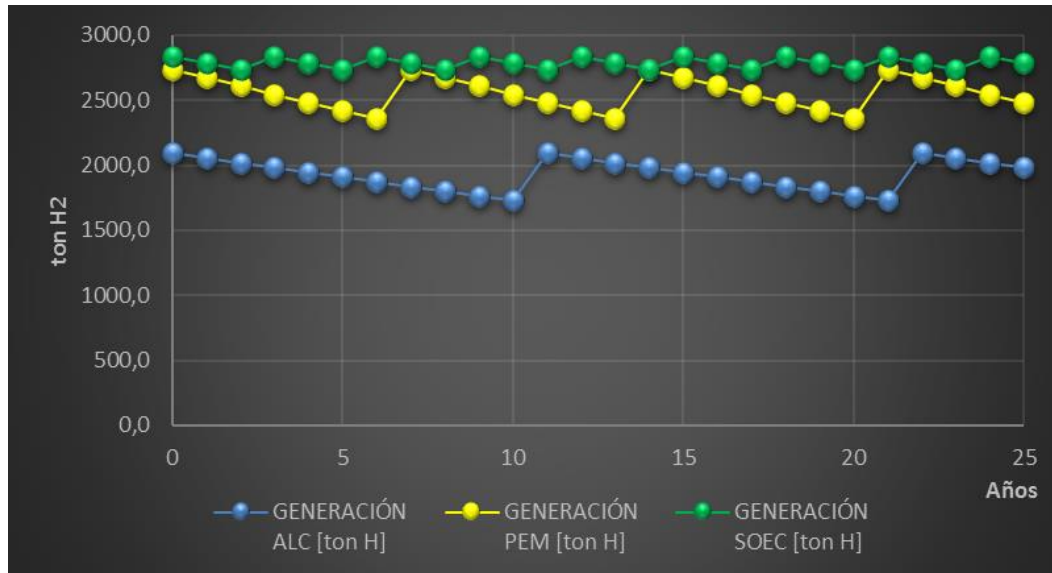
los últimos 100 escenarios graficados. Estos resultados son provocados por valores simultáneos extremos entre los rangos de las variables contempladas. En el caso del capex, es evidente que el alcalino presenta los menores valores, el PEM se proyecta cercano y el el general que incluye el SOEC sí está algunas escalas por encima; por el contrario, en el caso del opex, los valores calculados para el electrolizador alcalino y el PEM se sobreponen en casi todo el rango de simulaciones mientras el SOEC sigue siendo considerablemente más costoso.



*Ilustración 28. Comparativo entre los costos del capex y del opex para las diversas tecnologías estudiadas.*

### *Generación de hidrógeno*

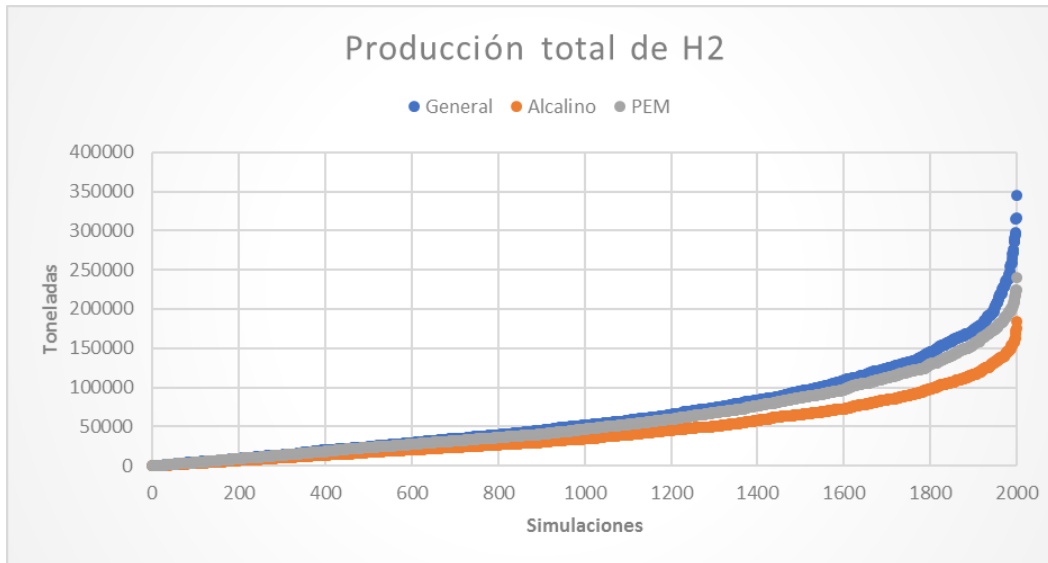
A partir de la eficiencia del electrolizador, su degradación y sus horas de uso, se obtiene la Ilustración 29 la cual muestra la generación anual de hidrógeno teniendo en cuenta las diferentes degradaciones del sistema y los tres tipos de electrolizador. La recuperación de la generación a lo largo de los años se debe a los cambios de stack donde se asume que la capacidad de generación vuelve a su estado inicial, por esta razón, el electrolizador posee una generación casi lineal con cambios de stack aproximadamente cada 3 años mientras que el alcalino sí presenta caídas importantes en la generación de hidrógeno. El electrolizador PEM es un caso intermedio entre estos dos comportamientos.



*Ilustración 29. Generación de hidrógeno con las tres tecnologías contemplando la degradación anual de los componentes.*

En la Ilustración 30 se realiza un comparativo entre la producción de las tres tecnologías. Como era de esperarse la mejor producción promedio la tiene el electrolizador SOEC debido a su constancia de generación y a su eficiencia, sin embargo, esta generación extra no se encuentra en las mismas proporciones de los costos de capex y opex con respecto a las otras dos tecnologías, o sea, la mayor inversión que involucra un electrolizador SOEC no se ve reflejado en una producción realmente mayor de hidrógeno que pueda compensar esta inversión. Por el contrario, un electrolizador PEM sí denota una producción mucho mayor que el alcalino e incluso está más cercana la producción al SOEC que al alcalino, es decir, ese pequeño costo extra en capex y opex que conlleva el electrolizador PEM, se ve fuertemente recompensado al final en la cantidad de hidrógeno generado.

Con este último análisis, queda completamente confirmado que el electrolizador SOEC actualmente no es viable ni competitivo para un proyecto de este tipo, se requieren mayores investigaciones y avances con el fin de bajar los costos y mejorar su vida útil.



*Ilustración 30. Comparativo entre la producción total de hidrógeno para cada tecnología.*

### **Análisis de generación de activos, LCoE, LCoH y VPN**

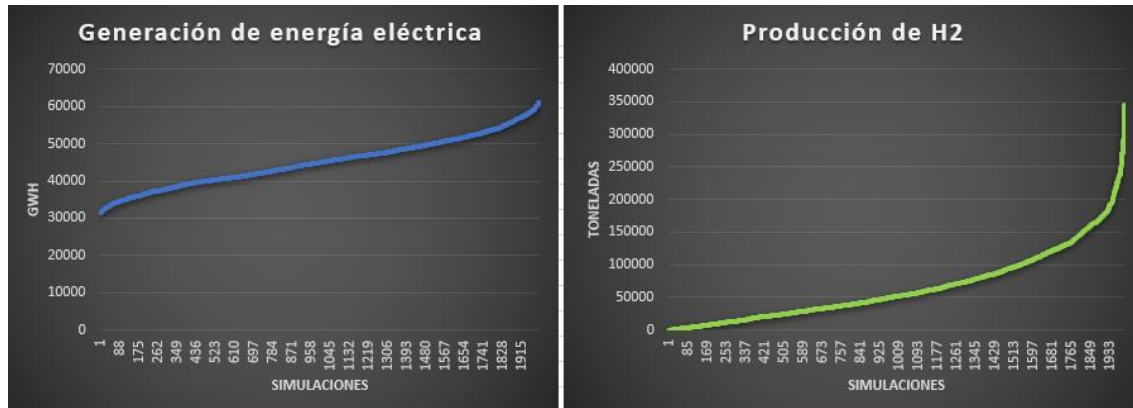
#### *Generación de activos*

Se denominan activos a la generación de energía eléctrica y a la producción de hidrógeno, que al final son los productos que se venderán para recuperar la inversión de capital. En ese contexto, la Ilustración 31 muestra para las 2000 simulaciones la producción total de los activos con el fin de comparar sus comportamientos a lo largo de los escenarios y las magnitudes de generación, GWh en el caso de la electricidad y toneladas para el hidrógeno. Se observa una generación de energía casi lineal con máximos cercanos a los 60.000 GWh para los 2000 escenarios creados, mientras que para el caso del hidrógeno se exhibe una producción con una pendiente más creciente y de tipo exponencial hacia el final de la curva, esto se traduce en que este tipo de tecnologías aún presenta bastante variación en sus parámetros y la producción puede ser muy cambiante a las condiciones de infraestructura, al tipo de electrolizador seleccionado y a las eficiencias del proyecto en sí. La curva del hidrógeno comienza en cero porque en unas pocas simulaciones no se contempla dedicar energía eléctrica a la producción de este vector y de ahí en adelante la producción crece

fuertemente hasta llegar a máximos de 350.000 toneladas a lo largo de la vida útil del proyecto. Eficiencias grandes del electrolizador con un cambio recurrente del stack, como en el caso de la tecnología SOEC, ocasiona que la producción sea grande, empero, se contrarresta con los mayores costos asociados tanto en capex como en opex. Sin embargo, también se puede interpretar como que la producción de hidrógeno tiene mucho potencial de alcanzar grandes cifras para competir en el mercado si se mejoran las condiciones de eficiencias de las tecnologías más económicas ya existentes como la alcalina y el PEM.

Acá es importante tener en cuenta que las escalas multiplicativas a la hora de calcular la utilidad que producen estos activos son distantes en tres órdenes de magnitud entre la energía y el hidrógeno, es decir, el precio de venta del hidrógeno normalmente se toma en dólares por kilogramo producido (USD/kgH<sub>2</sub>), teniendo la escala del hidrógeno en toneladas, el factor multiplicativo del precio de venta es 1.000. Por otro lado, el precio de venta de la energía se toma en dólares por kWh (USD/kWh), teniendo la escala de la energía eléctrica en GWh, el factor multiplicativo del precio de venta es 1'000.000. Lo anterior significa que si se juntaran las dos curvas de la Ilustración 31 según la utilidad generada, la curva de producción de hidrógeno se vería prácticamente sobre el eje horizontal, en otras palabras, la producción de hidrógeno no impacta notablemente el VPN del proyecto.

La mayor ventaja que ofrece la producción de hidrógeno es el aprovechamiento de los excedentes de energía eléctrica que no se pueden entregar a la red eléctrica en tierra porque la proporción de producción de hidrógeno no provoca mayor afectación a la generación de energía eléctrica. Esto se puede inferir de la gráfica debido a que las grandes cantidades de hidrógeno que se producen en las últimas simulaciones no se correlacionan con un cambio notorio en la curva de generación de energía.



*Ilustración 31. Comparativo entre la generación de energía eléctrica y la producción de hidrógeno.*

### *LCoE y LCoH*

El costo nivelado de la energía (LCoE) es una métrica clave para evaluar la competitividad económica de las diferentes tecnologías de generación de energía, en el mismo sentido se analiza el costo nivelado del hidrógeno (LCoH). Estos dos valores son calculados en cada una de las dos mil simulaciones obteniendo la misma cantidad de escenarios de LCoE y LCoH. Los histogramas de cada uno de estos valores calculados se presentan en las Ilustración 32 e Ilustración 33.

Para el caso de LCoE se obtiene una distribución normal con sesgo a la izquierda con la mayor porción de los valores entre 0,15 y 0,26 USD/kWh, siendo 0,11 USD/kWh el costo más económico generado y 0,42 USD/kWh el más costoso. Las simulaciones que provocaron estos valores y sus datos más relevantes se exponen en la Tabla 6, en ella se observa que el factor de capacidad del parque, la vida útil del proyecto, el costo de las turbinas y el porcentaje del capex contemplado para el desmantelamiento son los parámetros más cruciales en el cálculo. Estos valores de LCoE son cercanos a los que se espera de un proyecto eólico costa afuera teniendo en cuenta que en este cálculo no se contempla ningún costo o valor relacionado al hidrógeno. En los parques eólicos costa afuera se espera un costo nivelado de la electricidad de 50 €/MWh (0,054 USD/kWh) para 2040 [14], o sea, la mitad del costo más bajo simulado con el modelo planteado.

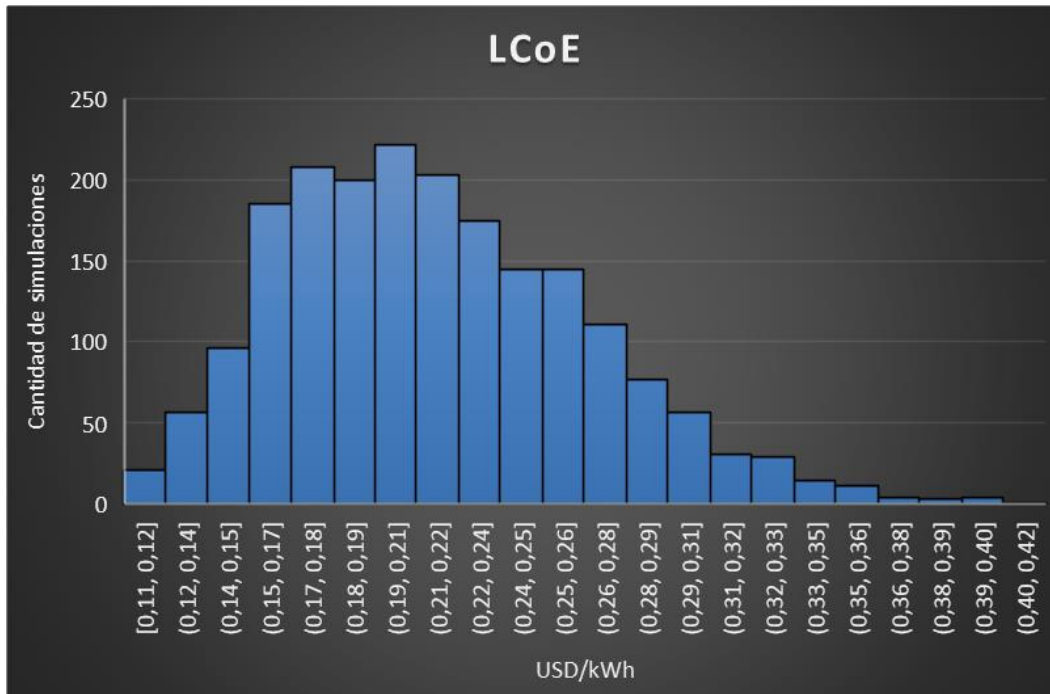


Ilustración 32. Histograma de valor calculado de LCoE para las 2000 simulaciones.

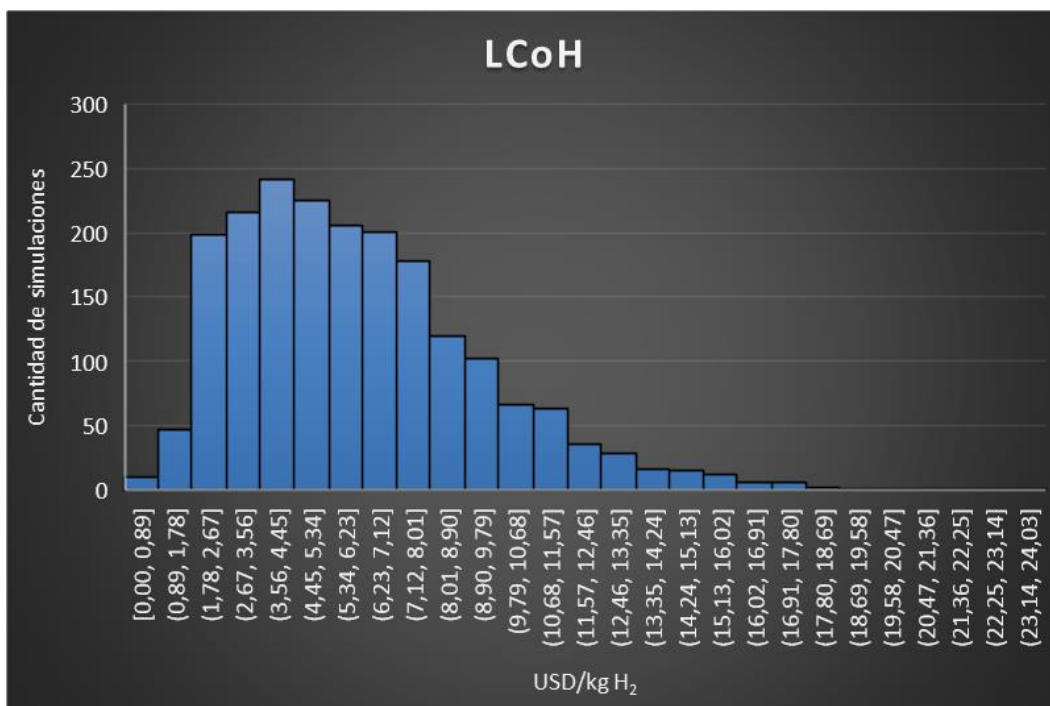


Ilustración 33. Histograma del valor calculado de LCoH para las 2000 simulaciones.

Tabla 6. Simulaciones que generaron el menor y mayor LCoE.

	<b>LCoE</b> <b>0,11 USD/kWh</b>	<b>LCoE</b> <b>0,42 USD/kWh</b>
<b># Simulación</b>	995	995
<b>Factor de capacidad</b>	58%	44%
<b>Vida útil del parque</b>	23 años	27 años
<b>Variación del costo de las turbinas</b>	-9,4%	7,9%
<b>Tasas impositivas</b>	5%	9%
<b>Porcentaje real dedicado a la generación de energía</b>	92,36%	93,07%
<b>Porcentaje del capex para desmantelamiento</b>	10%	69%
<b>Degradación de las turbinas</b>	2,4%	2,6%

Para el caso de LCoH se obtiene una distribución normal con un sesgo mucho mayor a la izquierda debido a las mayores fluctuaciones de las variables involucradas, principalmente el costo del electrolizador y la energía dedicada a la generación. La mayor porción de los valores se encuentra entre 1,78 y 8,9 USD/kg H<sub>2</sub>, siendo 0 el punto de partida (no se produce hidrógeno) y 24,03 USD/kg H<sub>2</sub> el más costoso. Las simulaciones que provocaron estos valores y sus datos más relevantes se exponen en la Tabla 7, en ella se observa que el costo del electrolizador, la vida útil del electrolizador y el uso diario que se le da al electrolizador son los parámetros más cruciales en el cálculo. Estos valores están dentro del rango de LCoH que actualmente se calcula para diversos proyectos. Se debe tener en cuenta que no se tiene un costo de la electricidad relacionado porque se asume que el hidrógeno se genera a partir de la energía excedente del sistema.

El H<sub>2</sub> debería alcanzar unos costes de producción de 1,7 €/kg H<sub>2</sub> (1,83 USD/kg H<sub>2</sub>) para ser competitivo con los vehículos eléctricos de batería (BEV) o los coches diésel [5]. Para competir en industrias con prevalencia de combustibles fósiles o la producción de NH<sub>3</sub>, el costo de equilibrio del H<sub>2</sub> debería ser de 1,6 €/kg H<sub>2</sub> (1,73 USD/kg H<sub>2</sub>) suponiendo un precio de CO<sub>2</sub> de 45 €/tonCO<sub>2</sub> para 2030. En el caso del metanol, se necesitarían costes de 1,53 €/kg H<sub>2</sub> para superar la producción de combustibles fósiles [27].

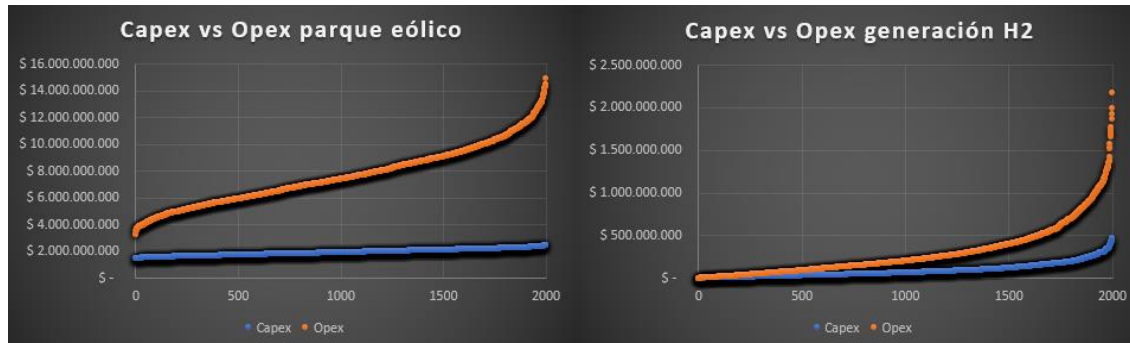
El costo más bajo calculado está dentro del rango de los precios competitivos que la literatura prevé para el hidrógeno generado a partir de energías renovables como la eólica, sin embargo, el rango de precios es aún bastante amplio y debe cerrarse esta brecha dando certeza en los cálculos de los proyectos. Una de las maneras con mayor potencial de mejorar el LCoH es aumentar la eficiencia de los electrolizadores como el alcalino o el PEM, también mejorando la cantidad de hidrógeno que se genera por unidad de potencia del electrolizador e incrementando la vida útil de los stacks minimizando su degradación.

*Tabla 7. Simulaciones que generaron el menor y mayor LCoH.*

	<b>LCoH 1,11 USD/kg H2</b>	<b>LCoH 24,03 USD/kg H2</b>
<b># Simulación</b>	906	1262
<b>Factor de capacidad</b>	42%	58%
<b>Vida útil del parque</b>	27 años	26 años
<b>Costo del electrolizador</b>	705	4286
<b>Tasas impositivas</b>	10%	10%
<b>Porcentaje real dedicado a la generación de hidrógeno</b>	7,60%	22,41%
<b>Variación de la vida útil del electrolizador</b>	32,54%	-36,64%
<b>Uso diario del electrolizador</b>	22 horas	17 horas

### *VPN*

En primera instancia se expone la Ilustración 34 que compara el comportamiento del capex y el opex en cada una de las tecnologías a lo largo de las 2000 simulaciones. Para el parque eólico se visualiza un comportamiento lineal del capex y uno exponencial para el opex con un incremento en la relación con el capex. En el caso de la generación de hidrógeno, las dos curvas tienen una tendencia exponencial sobretodo en el último cuarto de las simulaciones, pero con una proporción entre capex y opex más conservadora. Estas gráficas se hacen importantes porque de estos valores depende el flujo de efectivo y por consiguiente el cálculo del VPN.



*Ilustración 34. Comparativo entre el capex y el opex en cada una de las tecnologías.*

Para el cálculo del VPN del proyecto se realizaron 4 diferentes casos de simulación del precio de venta de los activos, en los primeros se conserva un precio de venta fijo del hidrógeno y se varía el precio de venta de la energía eléctrica con el fin de evaluar su efecto en el valor final. En el último, se fija el valor de venta de la energía eléctrica y se incrementa el del hidrógeno. Los escenarios propuestos son importantes porque permiten fijar uno de los activos variando el otro para evaluar su efecto final en el VPN y viceversa. Estos casos se describen a continuación.

Caso 1: Precio de venta de la energía 0,2 USD/kWh  $\pm$  20%

precio de venta del hidrógeno en 4 USD/kg H<sub>2</sub>  $\pm$  1.

Caso 2: Precio de venta de la energía 0,3 USD/kWh  $\pm$  20%

precio de venta del hidrógeno en 4 USD/kg H<sub>2</sub>  $\pm$  1.

Caso 3: Precio de venta de la energía 0,4 USD/kWh  $\pm$  20%

precio de venta del hidrógeno en 4 USD/kg H<sub>2</sub>  $\pm$  1.

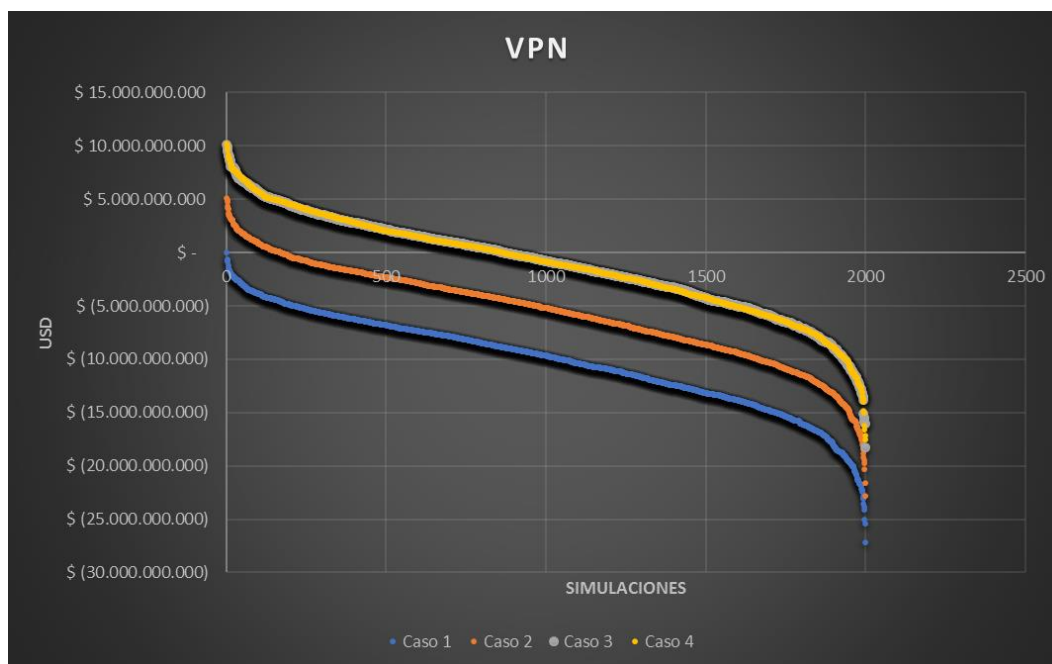
Caso 4: Precio de venta de la energía 0,4 USD/kWh  $\pm$  20%

precio de venta del hidrógeno en 6 USD/kg H<sub>2</sub>  $\pm$  1,5.

El resultado del comportamiento del VPN se muestra en la Ilustración 35. Los primeros tres casos se simulan con un cambio en el precio de venta de la energía, lo cual se ve claramente reflejado en el comportamiento de la curva y en la mejora de la viabilidad del proyecto, sin embargo, entre el caso 3 y 4 lo que cambia es el precio de venta del hidrógeno,

pero la curva no revela un cambio en su comportamiento. Este efecto se debe, como se explicó anteriormente, a que la utilidad de la venta del hidrógeno no produce un impacto significativo en el VPN del proyecto por la proporción de generación entre uno y otro activo, por ello pequeños incrementos en el valor de venta del hidrógeno no generan cambios significativos. Esto hace concluir que, bajo las premisas de este trabajo, no es viable dedicar la totalidad de la energía producida a la generación de hidrógeno, este vector tiene la bondad de servir como alternativa para la energía excedente que produzca el parque eólico.

De la Ilustración 35 también se puede deducir que para el caso 3 y 4 aproximadamente en un 43% de los escenarios simulados se obtiene un VPN positivo, es decir, que el proyecto se hace viable. Este es un porcentaje importante, aunque no satisfactorio desde el punto de vista de un inversionista.



*Ilustración 35. VPN para los diferentes casos simulados.*

De los escenarios que generan el VPN mayor en los cuatro casos se extraen sus características más relevantes y se exponen en la Tabla 8.

De esta tabla se puede inferir que la energía dedicada a la generación eléctrica no necesariamente debe ser el 100% de la potencia neta del parque eólico para obtener el mayor VPN a pesar de lo analizado en párrafos anteriores donde la utilidad del hidrógeno se hace comparativamente insignificante, esto abre cabida real a la inclusión de la tecnología de generación de hidrógeno en futuros parques eólicos costa afuera, no para producción dedicada sino para aprovechamiento de la energía excedente que no se entrega a la red eléctrica. De igual forma, se infiere que el porcentaje del capex calculado para el desmantelamiento del parque eólico sí juega un papel importante y que su valor sea bajo puede ser fundamental para darle viabilidad a los proyectos. Por último, se puede deducir que la vida útil del electrolizador es una variable a tener en cuenta dado su potencial de desarrollo a futuro que puede darle más posibilidades de incorporaciones a la industria de generación de hidrógeno en parques eólicos costa afuera.

*Tabla 8. Características más relevantes de las simulaciones con mejores resultados de VPN.*

# Simulación	Capex parque [MM USD]	Factor de capacidad parque [%]	Vida útil [años]	Variación costo de turbinas	Potencia real del parque [MW]	Energía dedicada generación eléctrica [MW]
739	\$ 1,60	60	24	8,8%	252	177
973	\$ 1,67	60	28	-5,8%	252	190
446	\$ 1,65	59	24	1,4%	247,8	234

# Simulación	Variación costo cableado submarino	% del capex para desmantelamiento del parque eólico	Opex VPN [MM USD]	Variación del % mantenimiento de cada turbina	Generación total de energía [GWh]
739	-9,07%	12%	\$ 4,3	-26,67%	52732,3
973	-7,95%	26%	\$ 6,0	-26,67%	61041,8
446	-2,55%	20%	\$ 4,0	-33,33%	51170,4

# Simulación	Capex H2 [M USD]	Variación del costo electrolizador	% del capex para desmantelamiento	Opex VPN [M USD]	Variación de la vida útil electrolizador	Uso diario del electrolizador
739	\$ 95,31	-51,48%	-9,97%	\$ 352,27	43,26%	20
973	\$ 71,89	-55,04%	-7,83%	\$ 168,27	71,88%	16
446	\$ 52,30	73,67%	-5,88%	\$ 139,95	47,82%	20

## Capítulo 7

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

Se demostró que la viabilidad de la integración de la generación de hidrógeno verde al parque Vientos Alisios no depende en gran medida de la conexión del parque a la red eléctrica en tierra debido a que los componentes como el cable submarino, la instalación de la subestación y las pérdidas de energía eléctrica por transmisión no juegan un papel fundamental en el análisis de costos y generación de activos, principalmente por la cercanía de aproximadamente 35 km del parque con la costa. La verdadera oportunidad de integración está dada más en el sentido de ser una tecnología que complemente el propósito principal del parque eólico y aproveche los excedentes en generación de energía que no se puedan entregar a la red.

Se determinó que con proporciones entre el 5 y el 20% del total de la energía eléctrica generada en el parque eólico se pueden producir decenas de miles de toneladas de hidrógeno a lo largo de la vida útil del proyecto sin afectar considerablemente el VPN del parque, generando un activo adicional de comercialización y aprovechando los excedentes de energía que no se entregan a la red eléctrica en tierra.

Se validó que la tecnología del hidrógeno dispone aún de varios desafíos a mejorar como la vida útil y las eficiencias de los electrolizadores y la cantidad de hidrógeno que se puede generar por unidad de potencia del electrolizador. Estos retos deben seguir siendo enfrentados con el fin de hacer más competitiva la industria de producción de hidrógeno en proyecto eólicos costa afuera. Factores como la reducción del costo de las tecnologías de producción con la innovación y la fabricación a gran escala pueden reducir significativamente el costo de los electrolizadores, otro componente crucial en la producción de hidrógeno verde.

Se verificó gráfica y conceptualmente que el electrolizador tipo PEM es el de características más equilibradas en cuanto a costos de inversión, de operación y de mantenimiento, igualmente presenta las mejores cifras referente a la producción de hidrógeno versus los costos y, no menos importante, sus dimensiones físicas de implementación lo hacen el más propicio para incorporar en este tipo de proyectos eólicos costa afuera.

En el mismo sentido, se comprobó que el electrolizador SOEC aún no ofrece condiciones ni económicas ni de generación que lo hagan competitivo con tecnologías más maduras, sin embargo, sí es una tecnología prometedora que ante una disminución considerable de sus costos, un aumento de su vida útil y la posibilidad de hacerlo escalable a potencias de decenas de MW puede revolucionar el mercado del hidrógeno.

Se mostró que los precios de LCoH calculados, aunque están cerca de los proyectados rondando los 5 USD/ kg H<sub>2</sub>, todavía requieren de esfuerzos con el fin de abaratar los costos. Acciones que impulsen la demanda y la producción a escala permitirán la expansión de los sectores que utilizan hidrógeno, como la industria, el transporte y la misma generación de energía dando cabida a la inclusión de estas tecnologías diversificando la generación de activos.

Se corroboró que mientras las tasas impositivas permanezcan en valores pequeños por debajo del 15%, su afectación a la viabilidad de los proyectos no es significativa, sin embargo, que los gobiernos pueden ofrecer desgravaciones fiscales o subsidios para la producción y consumo de estos proyectos siempre aumentará las probabilidades de éxito.

Se analizó que las características inicialmente proyectadas por la empresa dueña del parque eólico Vientos Alisios no son, necesariamente, las más óptimas, esto porque, por ejemplo, trabajar con turbinas de 20 MW podría acarrear más costos asociados al proyecto que beneficios.

Se determinó que el desmantelamiento del parque eólico es un factor fundamental a tener en cuenta ya que la certeza de su costo a futuro es realmente baja al ser un agente que sólo entrará en vigor hasta el final de la vida útil del proyecto, es decir, se tienen al menos 30 años para desarrollos o alternativas que mengüen el costo relacionado con este parámetro, y dado el peso de su influencia, dará lugar a grandes cambios en los cálculos de los proyectos futuros.

### RECOMENDACIONES

En futuros trabajos se puede tener en cuenta el Valor Actual Neto (VAN) financiero, es decir, evaluar el caso en que el financiamiento del proyecto tenga un porcentaje de participación de una deuda con un ente financiero con el fin de hacer el estudio más detallado en los aspectos económicos de flujo de capital.

Se recomienda adecuar este tipo de trabajos a los valores y características de proyectos similares que se planeen desarrollar debido a que muchos proyectos fracasan porque solamente basan sus estrategias en suposiciones sin analizar detalladamente los riesgos implícitos de sus actividades. Si se miden, simulan y cuantifican las posibles amenazas, es más fácil evitarlas o mitigar su impacto.

Para posteriores investigaciones en este campo se sugiere agregar al modelo los costos asociados al transporte y el almacenamiento del hidrógeno, contemplar estos factores permitirá tener una visión más amplia de los proyectos y se podrá actuar en consecuencia.

## REFERENCIAS

- [1] B. Bharathiraja, T. Sudharsanaa y A. Bharghavi, «Biohydrogen and Biogas—An overview on feedstocks and enhancemen[1] Global Bank Group and MME, «Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia», p. 217, 2022.
- [2] International Energy Agency, «Colombia 2023 Energy Policy Review». 2023.
- [3] E. Espectador, «Energía eólica en La Guajira: un dilema sin resolver para los wayuus», ELESPECTADOR.COM. Accedido: 26 de abril de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.elespectador.com/colombia-20/conflicto/el-costodel-progreso-parques-eolicos-en-la-guajira-un-dilema-sin-revolver-para-los-indigenas-wayuus/>
- [4] S. Kumar Dash, S. Chakraborty, y D. Elangovan, «A Brief Review of Hydrogen Production Methods and Their Challenges», 2023.
- [5] A. Castañeda, A. S. Guajardo, D. M. Castrillón, y J. C. Farfán, «Cartagena como centro industrial de hidrógeno bajo en carbono». 2022.
- [6] M. R. Ahmed, T. Barua, y B. K. Das, «A comprehensive review on techno-environmental analysis of state-of-the-art production and storage of hydrogen energy: challenges and way forward», 2023.
- [7] M. J. M. Ayora, «Electrolizadores: Análisis, Perspectivas de Mercado y Comparación».
- [8] Q. Vu Dinh, V. Nguyen Dinh, H. Mosadeghi, P. H. Todesco Pereira, y P. G. Leahy, «A geospatial method for estimating the levelised cost of hydrogen production from offshore wind», 2023.
- [9] A. Chica, Fernández, y J. R. Fernández, «Tecnologías del Hidrógeno». diciembre de 2020.
- [10] I. G. Zuriaga, «Retos del hidrógeno verde».
- [11] «Hidrógeno verde y almacenamiento energético: estado del arte». Accedido: 10 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://oa.upm.es/75295/1/TFG\\_ADRIAN\\_HERNANDEZ\\_FERNANDEZ.pdf](https://oa.upm.es/75295/1/TFG_ADRIAN_HERNANDEZ_FERNANDEZ.pdf)

- [12] IRENA, «Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5C climate goal».
- [13] M. Nasser, T. F. Megahed, S. Ookawara, y H. Hassan, «A review of water electrolysis-based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems», 2022.
- [14] B. A. Franco, P. Baptista, R. C. Neto, y S. Ganilha, «Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis», *Applied Energy*, vol. 286, p. 116553, mar. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116553.
- [15] BlueFloat Energy, «Vientos Alisios el proyecto eólico marino más importante en Colombia». 2023.
- [16] I. Gondal, «Offshore Renewable energy resources and their potential in a green Hydrogen supply chain through power-to-gas», *Sustainable Energy & Fuels*, vol. 3, mar. 2019, doi: 10.1039/C8SE00544C.
- [17] I. Cruz, «Guía específica de trabajo sobre “la energía eólica marina”.», 2019.
- [18] A. A. Canga-Argüelles, «Análisis del Estado del Arte de aerogeneradores offshore. Estado de la tecnología, ventajas competitivas, limitaciones y principales fabricantes.», 2021.
- [19] J. A. Muñoz Fernández, W. A. Beleño Mendoza, y H. Díaz Consuegra, «Análisis del potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de carbono en Colombia», 2022.
- [20] D. Jang, K. Kim, K.-H. Kim, y S. Kang, «Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation for green hydrogen production using offshore wind power plant», *Energy Conversion and Management*, vol. 263, p. 115695, jul. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115695.
- [21] G. Santos, «A Gentle Introduction to the Monte Carlo Simulation», Medium. Accedido: 23 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://towardsdatascience.com/a-gentle-introduction-to-the-monte-carlo-simulation-a3e5518a4aa7>

- [22] «GreenSpur building a sustainable future for offshore wind». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://greenspur.co.uk/wp-content/uploads/2022/07/20210629\\_GreenSpur\\_Circular-Economy-in-Wind.pdf](https://greenspur.co.uk/wp-content/uploads/2022/07/20210629_GreenSpur_Circular-Economy-in-Wind.pdf)
- [23] «EOLINK 20 MW Prototype Floating Wind Farm - Concept/Early Planning - France | 4C Offshore». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.4coffshore.com/windfarms/france/eolink-20-mw-prototype-france-fr93.html>
- [24] «World Energy Trade -». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://worldenergytrade.com/>
- [25] S. Aflaki, A. Atasu, y L. N. V. Wassenhove, «Los costes a largo plazo de las turbinas eólicas», *Harvard Business Review*, 20 de febrero de 2024. Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://hbr.org/2024/02/the-long-term-costs-of-wind-turbines>
- [26] K. Meier, «Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials», 2014.
- [27] S. Kumar, T. Baalisampang, E. Arzaghi, V. Garaniya, R. Abbassi, y F. Salehi, «Synergy of green hydrogen sector with offshore industries: Opportunities and challenges for a safe and sustainable hydrogen economy», *Journal of Cleaner Production*, vol. 384, p. 135545, ene. 2023, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.135545.
- [28] R. J. Mantz y H. De Battista, «Hydrogen production from idle generation capacity of wind turbines», *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, n.º 16, pp. 4291-4300, ago. 2008, doi: 10.1016/j.ijhydene.2008.05.088.
- [29] C. Jørgensen y S. Ropenus, «Production price of hydrogen from grid connected electrolysis in a power market with high wind penetration.», *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, n.º 20, pp. 5335-5344, oct. 2008, doi: 10.1016/j.ijhydene.2008.06.037.
- [30] F. Gutiérrez-Martín, D. Confente, y I. Guerra, «Management of variable electricity loads in wind – Hydrogen systems: The case of a Spanish wind farm», *International*

*Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, n.º 14, pp. 7329-7336, jul. 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2010.04.181.

[31] M. Talavera Matey, «Estudio de implantación de un parque eólico marino en la península ibérica». Accedido: 16 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/12180/MTM.pdf;jsessionid=B0DAABA19DA9E77BD85BB5092DDA11A2?sequence=1>

[32] N. Eriksson y L. Hulting, «Hydrogen Production from Offshore Wind Power in Sweden», 2023.

[33] M. Scolaro y N. Kittner, «Optimizing hybrid offshore wind farms for cost-competitive hydrogen production in Germany», *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, n.º 10, pp. 6478-6493, feb. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.12.062.

[34] M. V. L. Lazzo, «Estudio de pre-factibilidad de un parque eólico offshore para aumentar la capacidad energética del parque eólico Jerípachi».

[35] Arthur Little, «Offshore wind and Hydrogen integration». 2023.

[36] K. Ligeza, M. Łaciak, y B. Ligeza, «Centralized Offshore Hydrogen Production from Wind Farms in the Baltic Sea Area—A Study Case for Poland», 2023.

[37] «Vientos Alisios». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://vientosalisioseolico.com/>

[38] «V236-15.0 MW<sup>TM</sup>». Accedido: 23 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/offshore-wind-turbines/V236-15MW>

[39] «Power plants: Horns Rev 3 - Vattenfall». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://powerplants.vattenfall.com/horns-rev-3/>

[40] «Horns Rev 3 Offshore technical project description». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/horns\\_rev\\_3\\_offshore\\_technical\\_project\\_description\\_28.04.201.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/horns_rev_3_offshore_technical_project_description_28.04.201.pdf)

[41] «Dogger Bank Offshore Wind Farm | SSE Renewables». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.sserenewables.com/offshore-wind/projects/dogger-bank/>

- [42] «Dogger Bank C reaches Financial Close». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.sse.com/news-and-views/2021/12/dogger-bank-c-reaches-financial-close/>
- [43] «Draft cost assessment report for Walney Extension transmission assets». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2020/03/we\\_draft\\_car\\_newtemplate.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2020/03/we_draft_car_newtemplate.pdf)
- [44] «Global Wind Atlas». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://globalwindatlas.info>
- [45] S. A. E. Girado, F. S. M. Ruiz, y C. D. V. Prado, «Estudio del potencial eólico offshore de la zona costera Caribe colombiana», *Ciencia e Ingeniería*, vol. 9, n.º 2, 2022, Accedido: 15 de marzo de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://portal.amelica.org/ameli/journal/690/6903714006/>
- [46] J. Marchand, A. Shetgaonkar, J. L. Rueda Torres, A. Lekic, y P. Palensky, «EMT Real-Time Simulation Model of a 2 GW Offshore Renewable Energy Hub Integrating Electrolysers», *Energies (19961073)*, vol. 14, n.º 24, pp. 8547-8547, dic. 2021, doi: 10.3390/en14248547.
- [47] A. Singlitico, J. Østergaard, y S. Chatzivasileiadis, «Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs», *Renewable and Sustainable Energy Transition*, vol. 1, p. 100005, ago. 2021, doi: 10.1016/j.rset.2021.100005.
- [48] A. Ursúa, I. San Martín, E. L. Barrios, y P. Sanchis, «Stand-alone operation of an alkaline water electrolyser fed by wind and photovoltaic systems», *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, n.º 35, pp. 14952-14967, nov. 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.09.085.
- [49] L. Ntziachristos, C. Kouridis, Z. Samaras, y K. Pattas, «A wind-power fuel-cell hybrid system study on the non-interconnected Aegean islands grid», *Renewable Energy*, vol. 30, n.º 10, pp. 1471-1487, ago. 2005, doi: 10.1016/j.renene.2004.11.007.

- [50] H. De Battista, R. J. Mantz, y F. Garelli, «Power conditioning for a wind–hydrogen energy system», *Journal of Power Sources*, vol. 155, n.º 2, pp. 478-486, abr. 2006, doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.05.005.
- [51] A. G. Dutton *et al.*, «Experience in the design, sizing, economics, and implementation of autonomous wind-powered hydrogen production systems», *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 25, n.º 8, pp. 705-722, ago. 2000, doi: 10.1016/S0360-3199(99)00098-1.
- [52] Ø. Ulleberg, T. Nakken, y A. Eté, «The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools», *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, n.º 5, pp. 1841-1852, mar. 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.10.077.
- [53] K. Sopian, M. Z. Ibrahim, W. R. Wan Daud, M. Y. Othman, B. Yatim, y N. Amin, «Performance of a PV–wind hybrid system for hydrogen production», *Renewable Energy*, vol. 34, n.º 8, pp. 1973-1978, ago. 2009, doi: 10.1016/j.renene.2008.12.010.
- [54] F. Barbir, «PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources», *Solar Energy*, vol. 78, n.º 5, pp. 661-669, may 2005, doi: 10.1016/j.solener.2004.09.003.
- [55] BID y UK Government, «Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia». 2022.
- [56] Minenergía, «Puesta en marcha de la hoja de ruta energía eólica costa afuera - Resumen ejecutivo», 2021.
- [57] Congreso de la República de Colombia, «Ley 2099 del 10 de julio de 2021». 2021.
- [58] World Bank Group, «Colombia offshore wind workshops», 2023.
- [59] Hinicio, «Reporte final de recomendaciones». 2022.
- [60] ESMAP y World Bank Group, «Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets». 2021.
- [61] P.-L. Arias, I. Agirre, y V.-L. Barrio, «El futuro del hidrógeno verde», 2022.
- [62] M. N. García-Tola Monpín, «Hidrógeno verde para un futuro sostenible», n.º 2022.

- [63] G. Calado y R. Castro, «Hydrogen Production from Offshore Wind Parks: Current Situation and Future Perspectives», 2021.
- [64] M. Pérez-Vigueras, R. Sotelo-Boyás, R. de G. Gonzalez-Huerta, y F. Bañuelos-Ruedas, «Feasibility analysis of green hydrogen production from oceanic energy», 2023.
- [65] H. Groenemans, G. Saur, C. Mittelsteadt, J. Lattimer, y H. Xu, «Techno-economic analysis of offshore wind PEM water electrolysis for H<sub>2</sub> production», *Current Opinion in Chemical Engineering*, vol. 37, p. 100828, sep. 2022, doi: 10.1016/j.coche.2022.100828.
- [66] G. Saur y K. Nagasawa, «U.S. Wind to Hydrogen Modeling, Analysis, Testing, and Collaboration»,
- [67] C. P. Quirós, «Techno-economic Analysis of Green Hydrogen Production from Offshore Wind Energy in Costa Rica».
- [68] W. Yang, J. Bao, H. Liu, J. Zhang, y L. Guo, «Low-grade heat to hydrogen: Current technologies, challenges and prospective», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 188, p. 113842, dic. 2023, doi: 10.1016/j.rser.2023.113842.
- [69] Z. Liu *et al.*, «Optimal Operation Strategy for Wind–Hydrogen–Water Power Grids Facing Offshore Wind Power Accommodation», 2022.
- [70] P. Veers, «Grand Challenges in the Design, Manufacture, and Operation of Future Wind Turbine Systems», 2022.
- [71] «A clean energy solution from cradle to grave». Accedido: 16 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www.siemensgamesa.com/es-es/-/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/offshore/brochures/siemens-gamesa-environmental-product-declaration-epd-sg-8-0-167.pdf?ste\\_sid=54412301630e4d9a81d1e59274e6284a](https://www.siemensgamesa.com/es-es/-/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/offshore/brochures/siemens-gamesa-environmental-product-declaration-epd-sg-8-0-167.pdf?ste_sid=54412301630e4d9a81d1e59274e6284a)
- [72] R. Loisel, L. Baranger, N. Chemouri, S. Spinu, y S. Pardo, «Economic evaluation of hybrid off-shore wind power and hydrogen storage system», *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, abr. 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.03.117.
- [73] I. Gondal, «Offshore Renewable energy resources and their potential in a green Hydrogen supply chain through power-to-gas». Accedido: 6 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en:

[https://www.researchgate.net/publication/332025341\\_Offshore\\_Renewable\\_energy\\_resources\\_and\\_their\\_potential\\_in\\_a\\_green\\_Hydrogen\\_supply\\_chain\\_through\\_power-to-gas#read](https://www.researchgate.net/publication/332025341_Offshore_Renewable_energy_resources_and_their_potential_in_a_green_Hydrogen_supply_chain_through_power-to-gas#read)

[74] I. Corporativa, «¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde?», Iberdrola. Accedido: 12 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>

[75] A. Giampieri, J. Ling-Chin, y A. P. Roskilly, «Techno-economic assessment of offshore wind-to-hydrogen scenarios: A UK case study», *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 52, pp. 589-617, ene. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.01.346.

[76] «Análisis tecno-económico de parque eólicos offshore, guía para procedimiento de implantación». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70300/fichero/PROYECTO%252Fanalisis+tecno-econ%C3%B3mico+de+parques+e%C3%B3licos+offshore.Guia+pa.pdf>

[77] «Horns Rev 3 (Denmark) - Wind farms - Online access - The Wind Power». Accedido: 6 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://www.thewindpower.net/windfarm\\_en\\_16854\\_horns-rev-3.php](https://www.thewindpower.net/windfarm_en_16854_horns-rev-3.php)  
t process,» *Fuel*, vol. 185, pp. 810-828, 2016.

## APÉNDICES

### Evaluación del recurso eólico en el parque Vientos Alisios

#### *Características del viento*

Los vientos predominantes en la zona de Galerazamba superan los 8 m/s en promedio, se considera un viento de categoría clase I con una constancia valiosa y fundamental para el cálculo del potencial eólico del futuro parque. En las gráficas que se presentan a continuación se pueden observar las características más relevantes del viento según los datos estadísticos de agencias como Wind Atlas y NREL. En la Tabla 9 se extraen y comparan varias características planeadas del parque Vientos Alisios comparadas con parque similares ya proyectados u operativos en el mundo, esto con el fin de tener una base para cotejar y dimensionar lo que el parque representa para el país.

*Tabla 9. Comparativo entre los diversos parques eólicos costa afuera en el mundo.*

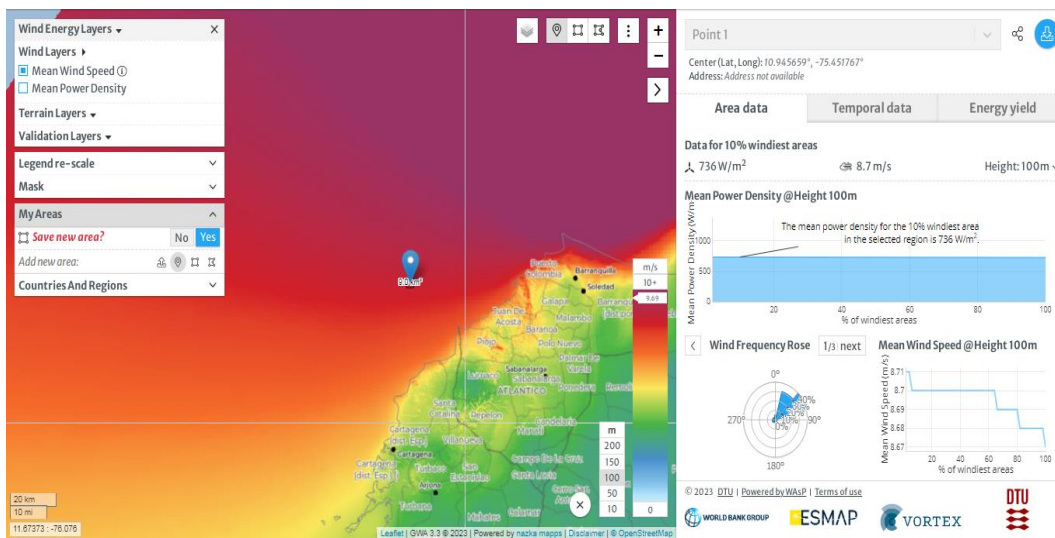
<b>Característica</b>	<b>Parque eólico Vientos Alisios</b>	<b>Parque eólico de Horns Rev 3</b>	<b>Parque eólico de Dogger Bank C</b>	<b>Parque eólico de Walney Extension</b>
<b>País</b>	Colombia	Dinamarca	Reino Unido	Reino Unido
<b>Ubicación</b>	Mar Caribe	Mar del Norte	Mar del Norte	Mar de Irlanda
<b>Capacidad instalada</b>	420 MW	407 MW	1.200 MW	650 MW
<b>Número de turbinas</b>	28	49	87	87
<b>Potencia por turbina</b>	15 MW	8,3 MW	14 MW	7,5 MW
<b>Costo total</b>	1,4 MM de euros	1,3 MM de euros	3 MM de euros	3,3 MM de euros
<b>Plazo de construcción</b>	2026-2030	2018-2021	2020-2026	2020-2022
<b>Fecha de entrada en servicio</b>	2030	2020	2025	2021
<b>Producción anual</b>	1.850 GWh	1.600 GWh	4.200 GWh	2.300 GWh
<b>Factor de planta</b>	50%	45%	40%	41%

*Fuente:* [39], [40], [41], [42] y [43]



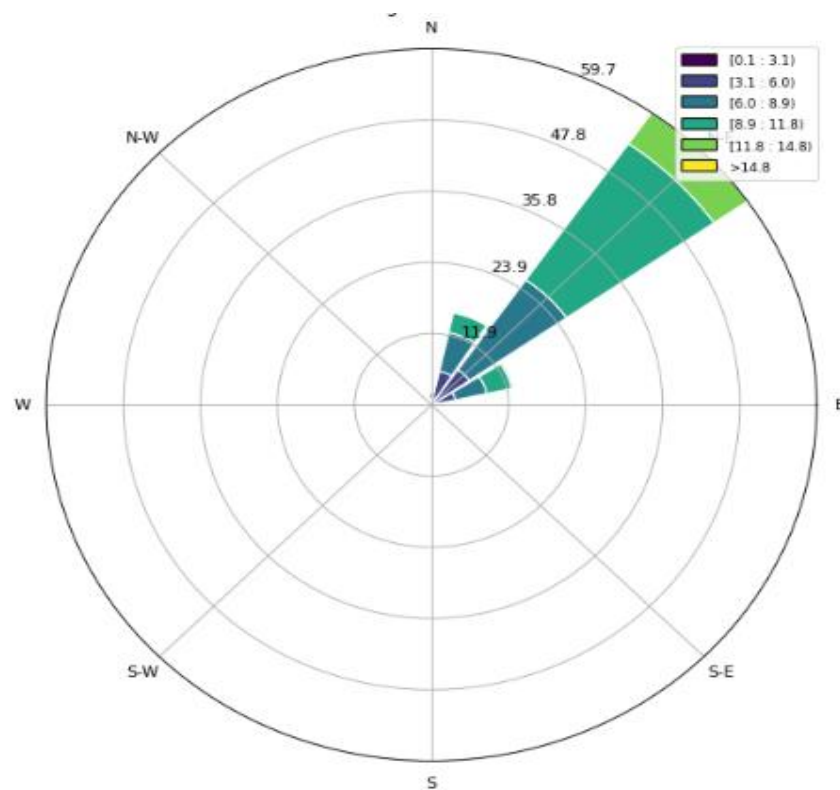
*Ilustración 36. Ubicación geográfica del parque Vientos Alisios.*

*Fuente: [37]*



*Ilustración 37. Datos del viento para la ubicación del proyecto Vientos Alisios.*

*Fuente: [44]*

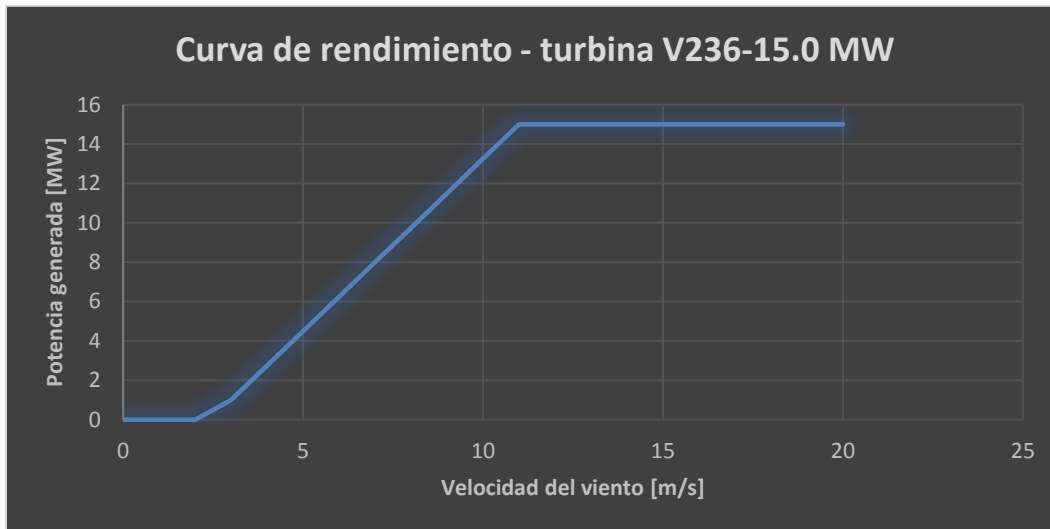


*Ilustración 38. Rosa de los vientos en la zona del parque Vientos Alisios.*

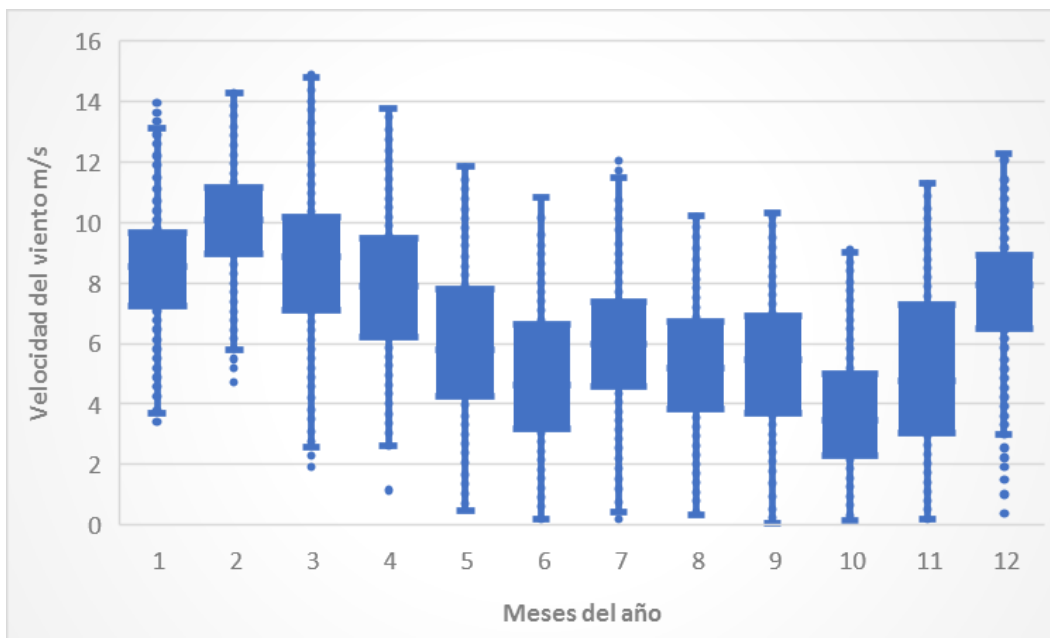
Como se observa en la Tabla 9, el parque Vientos Alisios se proyecta como una gran apuesta energética para el país, comparable en características con grandes parques en el mundo, adicional se ilustra en las Ilustración 37 e Ilustración 38 una calidad valiosa del viento en la zona, con una media superior al promedio mundial y con un flujo del viento con dirección predominante hacia el noreste, con una variación promedio casi nula lo que es conveniente a la hora de obtener el mayor potencia eólico posible por el poco control pitch que se debe hacer a las turbinas

#### *Estadísticas del viento*

Con datos recolectados de la agencia de la Nasa NREL entre los años 2020 y 2023 se estudiaron y calcularon los datos que se presentan a continuación. También es de aclarar que para los cálculos de la potencia se tomó como referencia la curva de rendimiento de una turbina Vesta V236-15.0 MW que se muestra en la Ilustración 39.



*Ilustración 39. Curva de rendimiento de una turbina Vesta V236-15.0 MW.*



*Ilustración 40. Velocidad promedio del viento a 50 m en la zona del parque Vientos Alisios.*

Se observa en la Ilustración 40 que la calidad del viento en la zona es predominantemente buena, con promedios por encima de 6 m/s, e incluso con vientos a principio de año cercanos a los 16 m/s. En los meses de septiembre y octubre es cuando se visualiza una velocidad de viento más reducida, pero igualmente considerable.

Ahora bien, con ayuda de la ley de potencias se logra realizar una extrapolación de la velocidad del viento a los 100 m que es más cercana a la tentativa altura del rotor de las turbinas que se instalarán en el parque.

*Ecuación 1. Ley de potencias*

$$u(z) = u(z_r) * \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha$$

donde

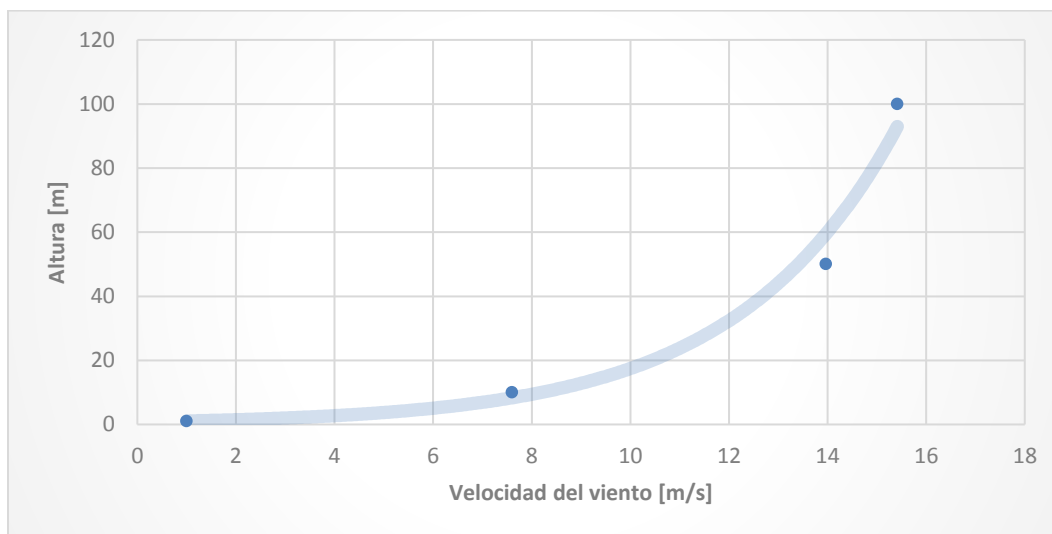
u = velocidad del viento

z = altura deseada

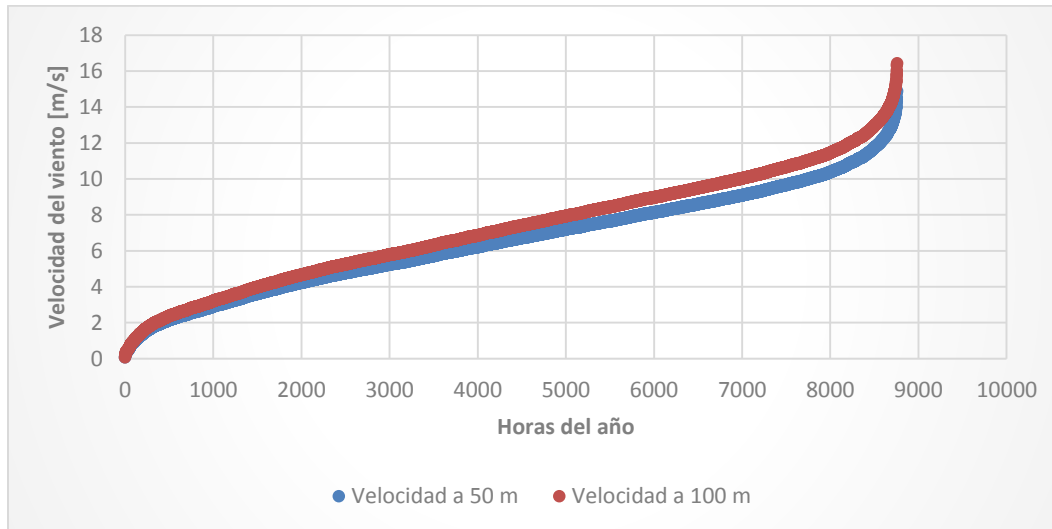
$z_r$  = altura de referencia

$\alpha$  = coeficiente de cortante del viento – constante de Hellman (0,142)

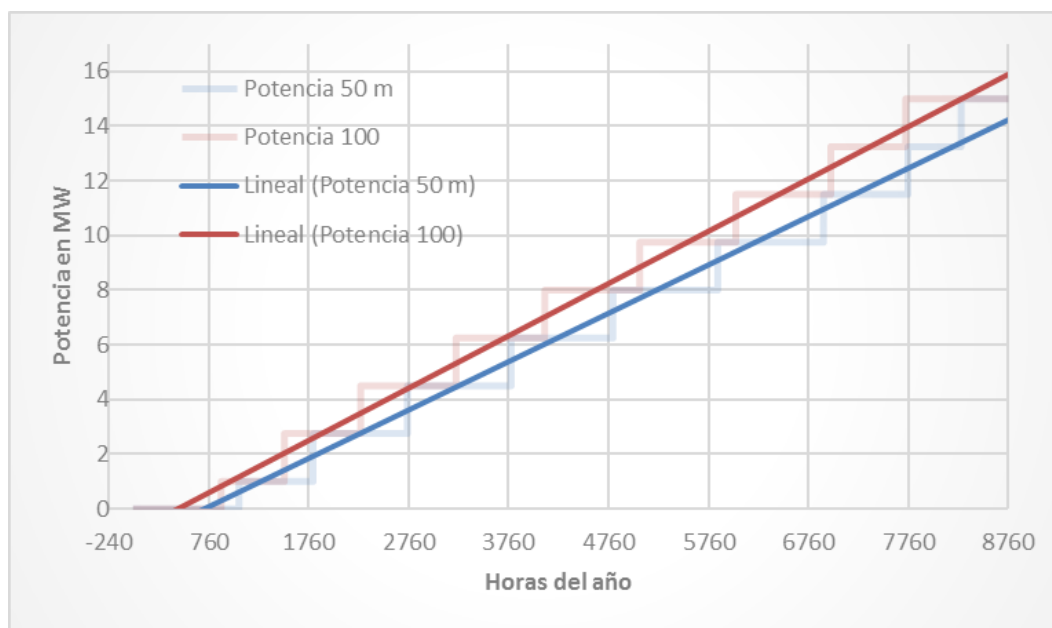
A partir de la ecuación anterior se obtienen las siguientes gráficas ilustrativas.



*Ilustración 41. Cortante del viento.*



*Ilustración 42. Comparativo de velocidad a diferentes alturas.*



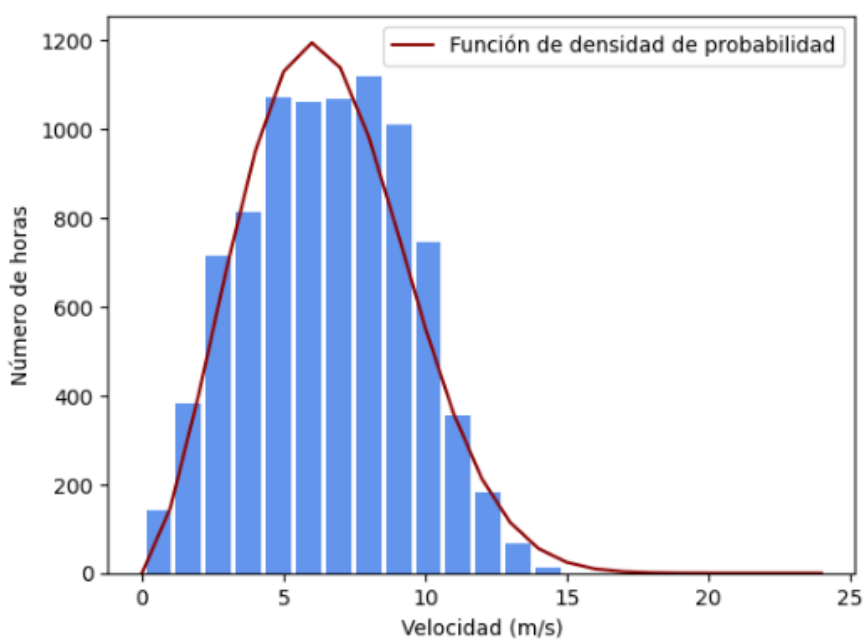
*Ilustración 43. Comparativo de potencias a diferentes alturas del rotor.*

Según las gráficas anteriores y con cálculos promedio realizados, tanto la velocidad como la potencia generada a 100 m de altura es aproximadamente 16% más que a una altura de 50 m.

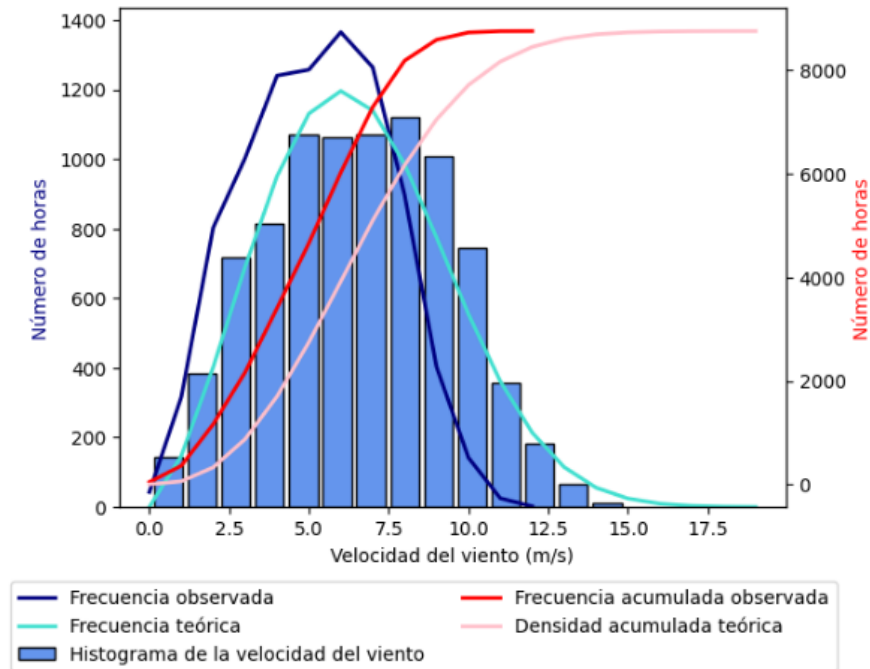
Con las Ilustración 44 e Ilustración 45, donde se expone la distribución de Weibull asociada a los datos del viento para el año 2023, se corrobora la estabilidad del viento y su distribución dentro de valores de viento bastante favorables para la generación.

Adicionalmente, se realiza un cálculo de los parámetros de Weibull para la distribución de velocidades del viento obteniendo los valores de  $k$  (*factor de forma*) y  $c$  (*factor de escala*) en 2,49 y 7,39, respectivamente.

El factor de escala nos indica un valor medio aproximado del viento y el factor de forma por encima de 2 nos indica una estabilidad importante en los valores estadísticos del viento.



*Ilustración 44. Curva de distribución de Weibull de la velocidad del viento.*

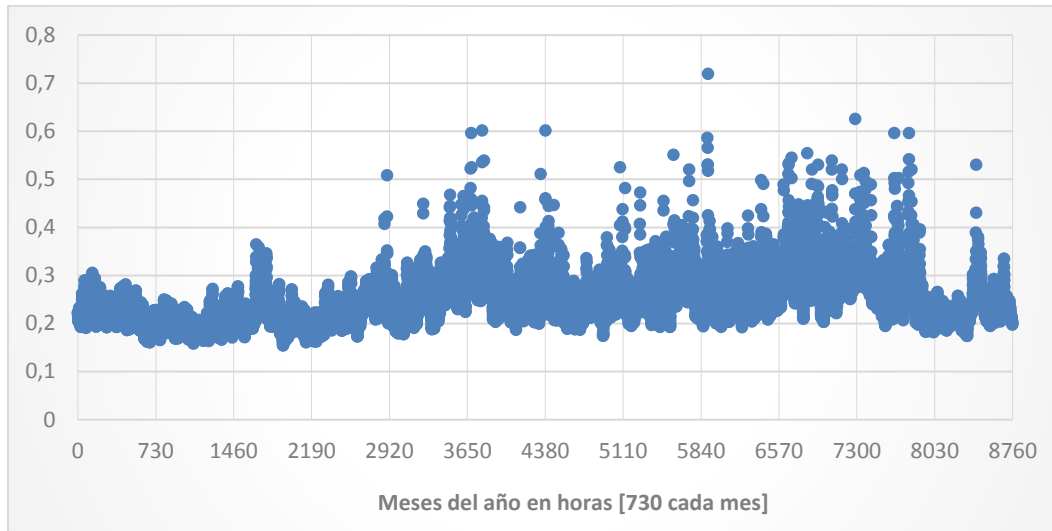


*Ilustración 45. Distribución teórica y observada en la velocidad del viento.*

Por otro lado, se efectúa una correlación basada en altura y velocidad usando Justus-Mikkail con el fin de establecer la estabilidad de la atmósfera en la zona.

*Ecuación 2. Correlación Justus-Mikkail*

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \ln(u_{ref})}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z_{ref}}{10}\right)}$$



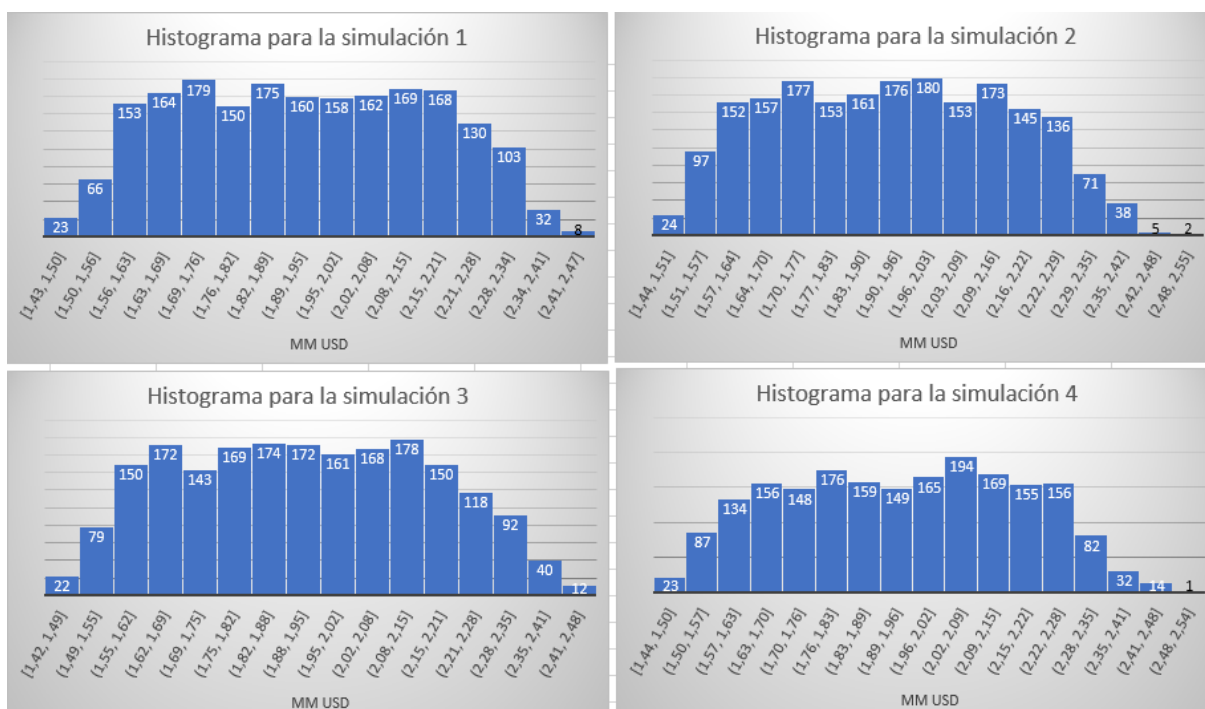
*Ilustración 46. Estabilidad del coeficiente  $\alpha$  a lo largo del año.*

Aplicando la Ecuación 2 para cada uno de los datos horarios a lo largo de un año se genera la Ilustración 46, en esta figura se observa una estabilidad de la atmósfera los cuatro primeros meses del año, por el contrario, los meses de mayo, julio, octubre y noviembre presentan variaciones considerables en el coeficiente lo que representa una atmósfera más cambiante que a su vez se traduce en fluctuaciones grandes en la generación eléctrica en cada una de las turbinas.

## Análisis de convergencia del método Monte Carlo

Con el fin de establecer la convergencia de los datos en las simulaciones del método Monte Carlo se simula 4 veces el capex del parque eólico por ser la variable que involucra 13 factores diferentes, cada uno con sus rangos de aleatoriedad establecidos (estas variables y sus rangos se pueden consultar en la sección Capítulo 5 METODOLOGÍA).

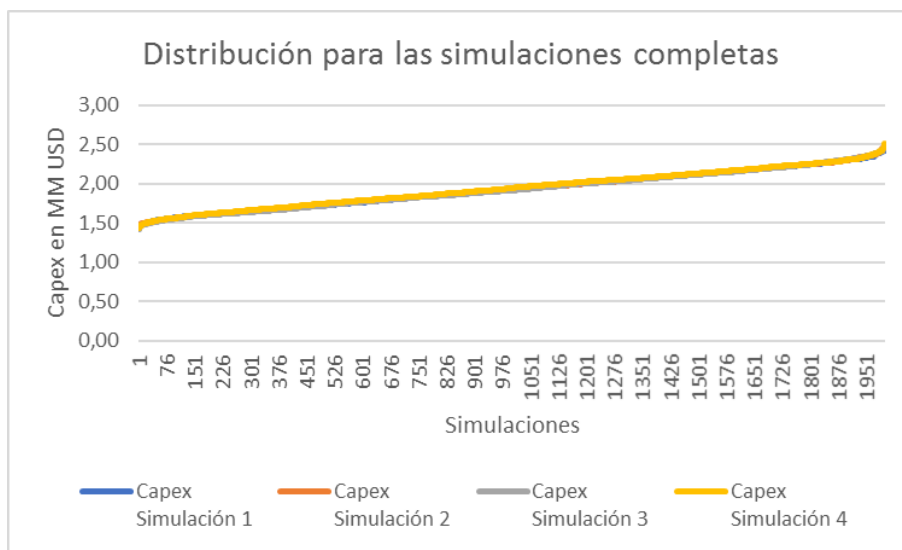
Para cada simulación se grafica el histograma de distribución de los valores, esto se comparte en la Ilustración 47 la cual demuestra que las simulaciones revelan cambios entre las frecuencias, pero en su totalidad se encuentran dentro de los mismos rangos y comportamientos estadísticos.



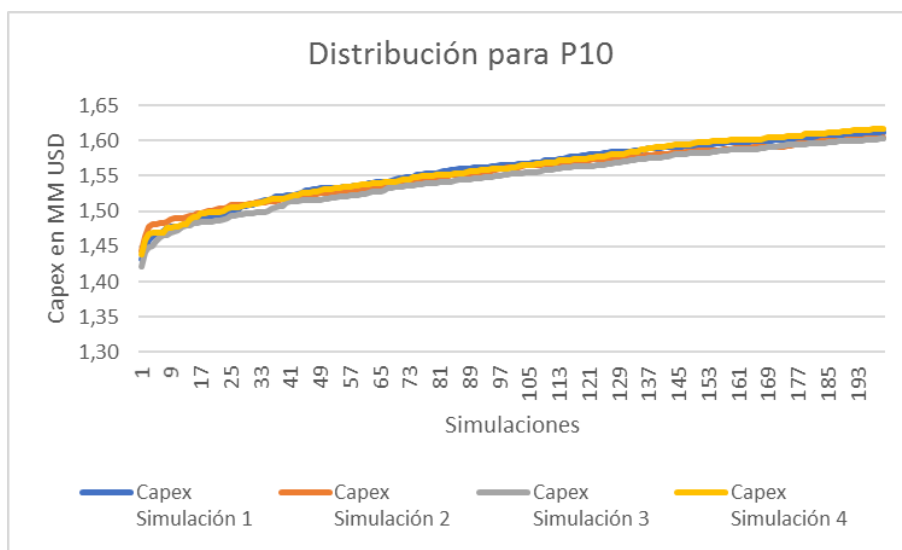
*Ilustración 47. Histograma del costo del capex del parque eólico en cada una de las 4 simulaciones.*

Las Ilustración 48 e Ilustración 49 exponen una gráfica de dispersión ordenada que permite ver la distancia relativa entre los datos de cada una de las simulaciones. En la Ilustración 48 se presenta la distribución para las cuatro simulaciones las cuales se encuentran solapadas a tal nivel que solamente se percibe la línea de una de las simulaciones. En la

Ilustración 49 se pueden observar más en detalle las primeras 200 simulaciones, esto concede la opción de examinar que sí existe una diferencia en los datos entre las simulaciones, pero su tendencia y comportamiento converge y se conserva.



*Ilustración 48. Distribución ordenada de los 2000 valores del capex en las 4 simulaciones.*



*Ilustración 49. Distribución ordenada para los primeros 200 valores del capex en las 4 simulaciones.*

Finalmente, en la Tabla 10 se presentan los valores calculados de media, mediana y desviación estándar para cada una de las simulaciones, se observa claramente la constancia de los datos y la convergencia del resultado, lo que valida y confirma el uso de las 2000 simulaciones para el desarrollo del trabajo.

*Tabla 10. Valores calculados para los datos de las 4 simulaciones*

	<b>Capex Simulación 1</b>	<b>Capex Simulación 2</b>	<b>Capex Simulación 3</b>	<b>Capex Simulación 4</b>
<b>Media</b>	1,93	1,93	1,92	1,94
<b>Mediana</b>	1,92	1,93	1,91	1,94
<b>Desviación estándar</b>	0,23	0,24	0,24	0,24

## Descripción de la implementación del método Monte Carlo

El montaje del modelo para la implementación del método de Monte Carlo se realiza en cinco etapas con base en la ecuación <3>, cada una con su matriz respectiva, pero conservando los valores iniciales establecidos. Se crea una matriz para el capex y otra para el opex del parque eólico, igualmente se genera una matriz para el capex y otra para el opex de la generación de hidrógeno, y finalmente, se produce una matriz para el cálculo del VPN del proyecto.

*Tabla 11. Muestra de una de las matrices de la las simulaciones ejecutadas.*

SIM	CAPEX MM	CAPEX	Capacidad parque [%]		Vida útil [años]		Potencia del parque [MW]	Costo de turbinas [USD/MW]		Estructuras flotantes [USD/MW]	
1	\$ 2,28	\$ 2.275.493.898	51	1%	24	-4,0%	420	\$ 1.387.157	6,7%	\$ 1.204.074	1,7%
2	\$ 2,04	\$ 2.040.238.011	55	5%	27	8,0%	420	\$ 1.290.210	-0,8%	\$ 1.300.382	9,8%
3	\$ 1,58	\$ 1.575.750.591	59	9%	27	8,0%	420	\$ 1.216.897	-6,4%	\$ 1.098.648	-7,2%
4	\$ 2,16	\$ 2.164.763.799	52	2%	27	8,0%	420	\$ 1.314.360	1,1%	\$ 1.144.219	-3,4%
5	\$ 1,63	\$ 1.626.116.645	47	-3%	27	8,0%	420	\$ 1.292.135	-0,6%	\$ 1.274.968	7,7%

Como se mencionó, aunque las simulaciones están contempladas en cinco matrices distintas, éstas tienen correlación en sus valores bases con el fin de conservar una trazabilidad de los parámetros que producen los resultados y así poder estudiarlos y lograr conclusiones.

Por ejemplo, en la Tabla 11 se expone un trozo de la matriz referente a los escenarios del capex del parque eólico, la primera columna establece el número único de la simulación y éste va hasta 2000, las siguientes dos columnas se calculan a partir de los valores generados en las variables según las ecuaciones que se desprenden para el capex del parque eólico de la ecuación <3>. De la columna cuatro en adelante se constituyen todas las variables que se requieren para el cálculo del capex del parque eólico, pero con la salvedad que estos números los genera Excel con base en la fórmula *Aleatorio.entre* y los rangos de cada variable son los expuestos en la metodología.

Adicionalmente, se realiza un cálculo porcentual de la variación del valor generado con respecto al dato base para esa variable, esto con el fin de establecer patrones de correlación.

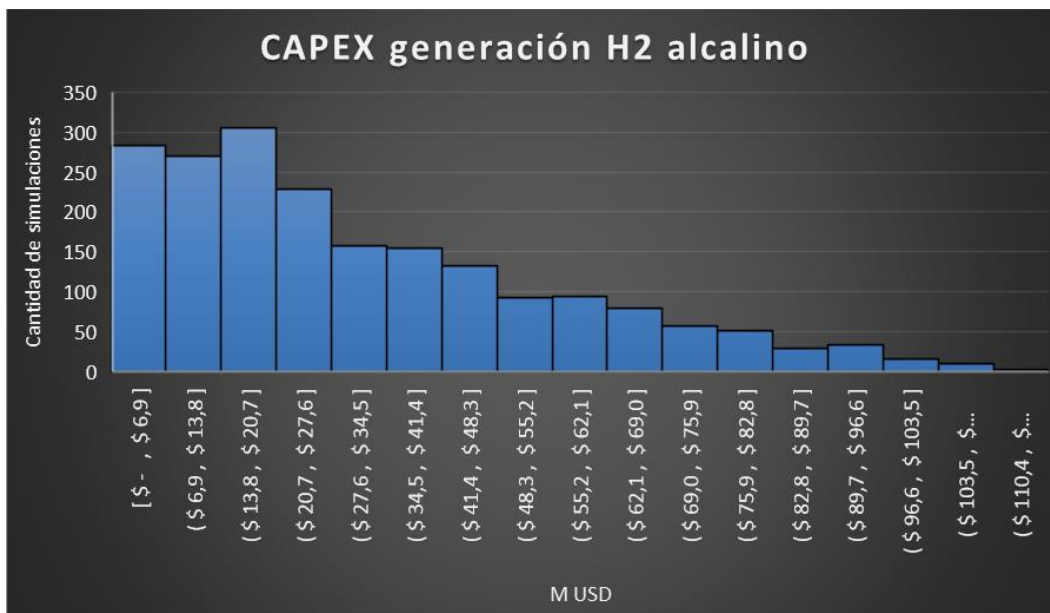
En cada una de las etapas se segregan las 2000 simulaciones en percentiles según el valor calculado de capex u opex, de ahí se analiza, por medio de gráficas, el primer y último percentil buscando encontrar patrones de comportamiento en los escenarios generados.

Para el caso del VPN, se establecen casos según la variación del precio de venta de los activos, como lo son la energía producida y el hidrógeno generado. Estos casos permiten visualizar el comportamiento del proyecto ante diferentes escenarios.

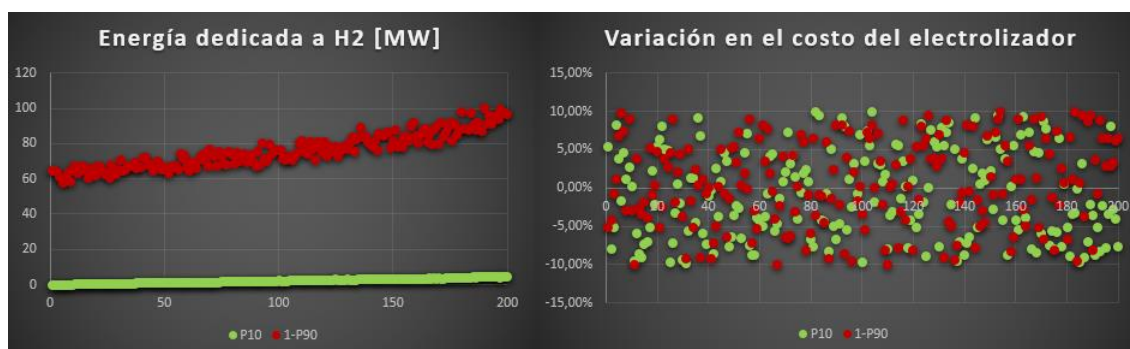
## Gráficas obtenidas de las simulaciones para los electrolizadores alcalino y PEM

*Alcalino*

Para el capex



*Ilustración 50. Histograma de la generación de hidrógeno con un electrolizador alcalino en las 2000 simulaciones.*



*Ilustración 51. Comparativo de la energía dedicada a la generación de hidrógeno y la variación del costo del electrolizador para el caso alcalino.*

Para el opex

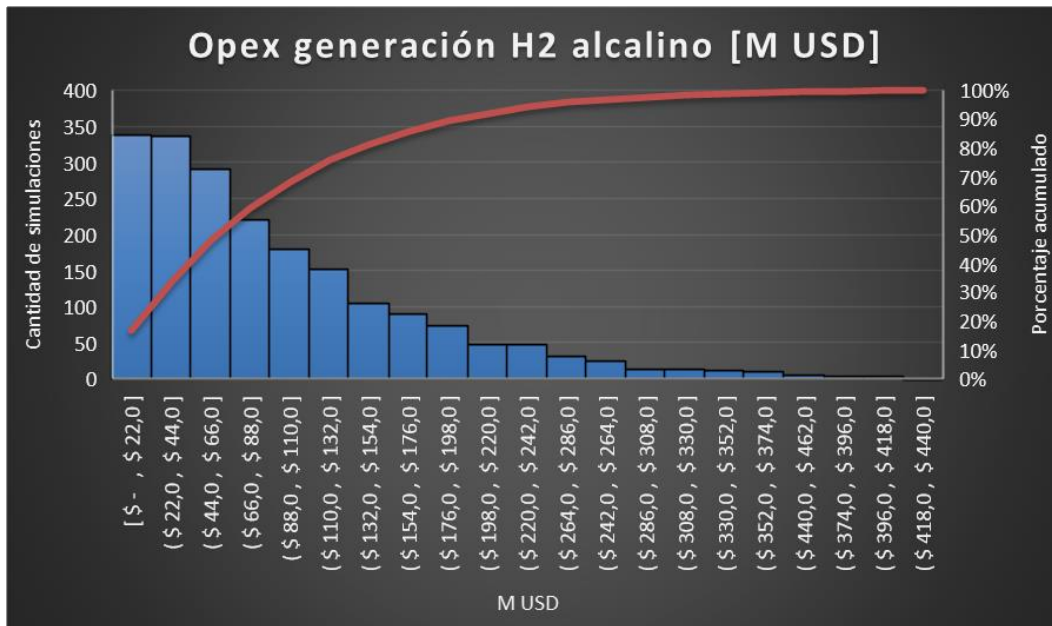


Ilustración 52. Diagrama de Pareto con las frecuencias del costo del opex de la generación de hidrógeno con un electrolizador alcalino en las 2000 simulaciones.

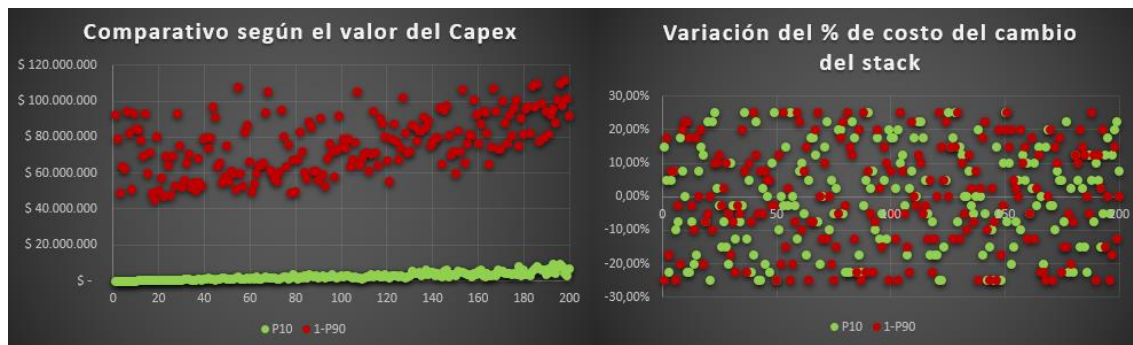
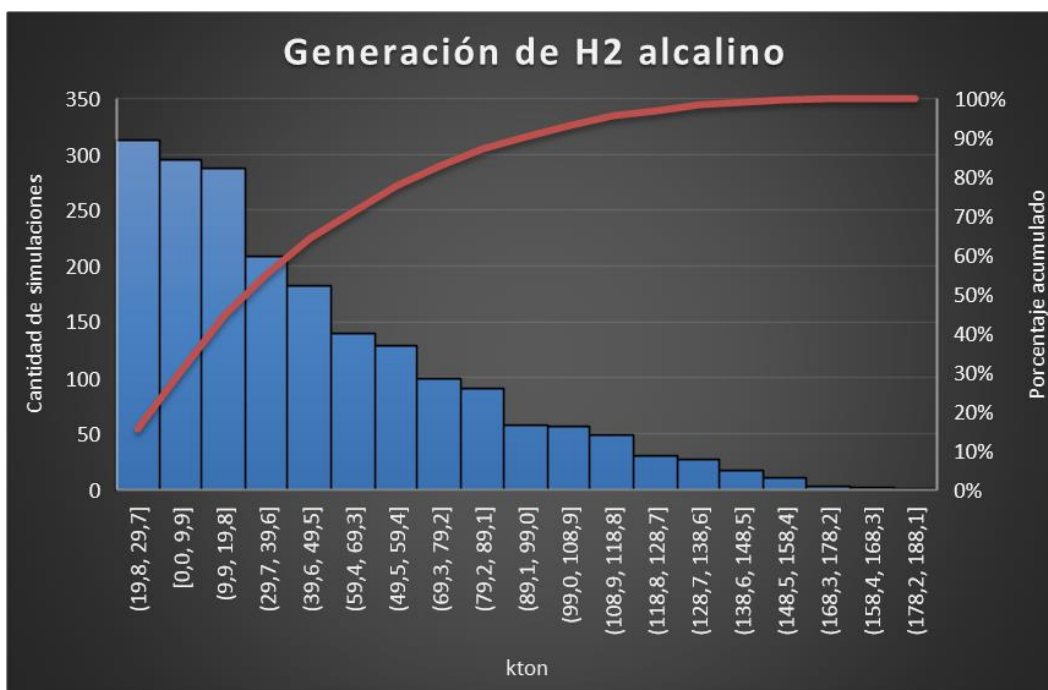


Ilustración 53. Comparativo según el valor del capex y la variación del costo del cambio del stack para el caso alcalino.

Para la generación



*Ilustración 54. Diagrama de Pareto con la producción total de hidrógeno con un electrolizador alcalino.*

PEM

Para el capex

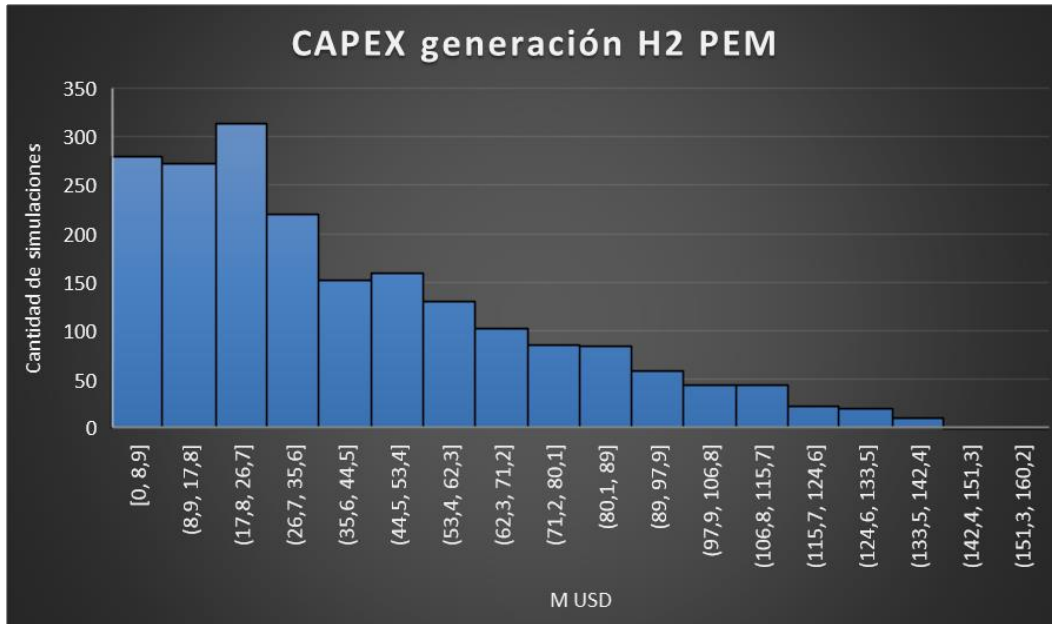


Ilustración 55. Histograma de la generación de hidrógeno con un electrolizador PEM en las 2000 simulaciones.

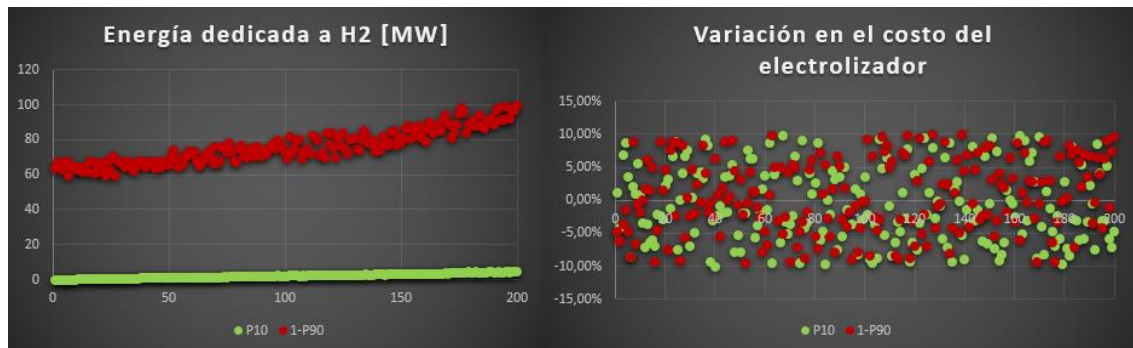


Ilustración 56. Comparativo de la energía dedicada a la generación de hidrógeno y la variación del costo del electrolizador para el caso PEM.

Para el opex

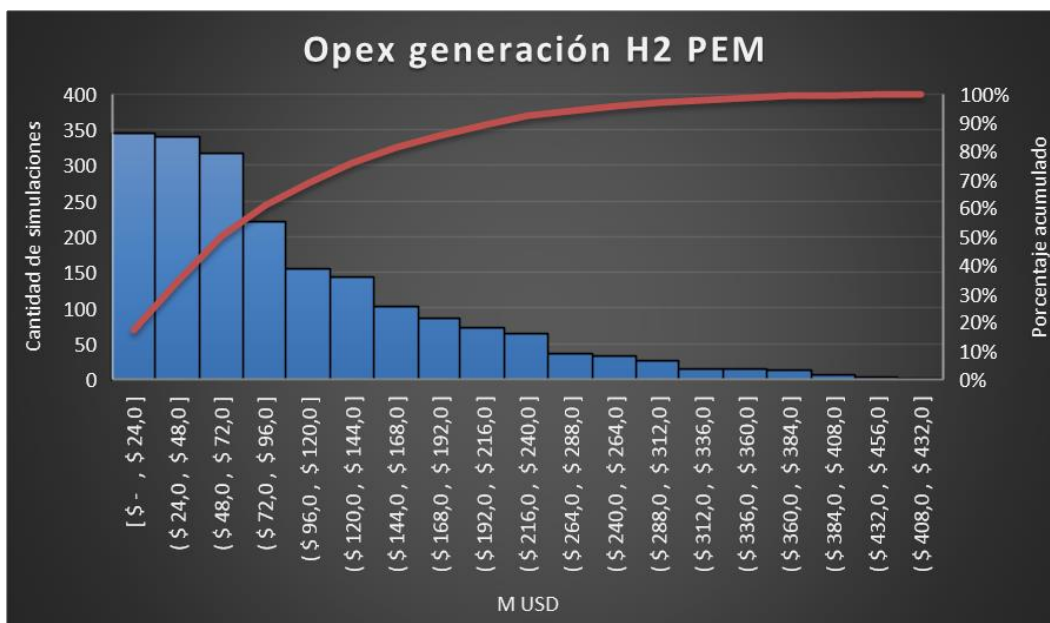


Ilustración 57. Diagrama de Pareto con las frecuencias del costo del opex de la generación de hidrógeno con un electrolizador PEM en las 2000 simulaciones.

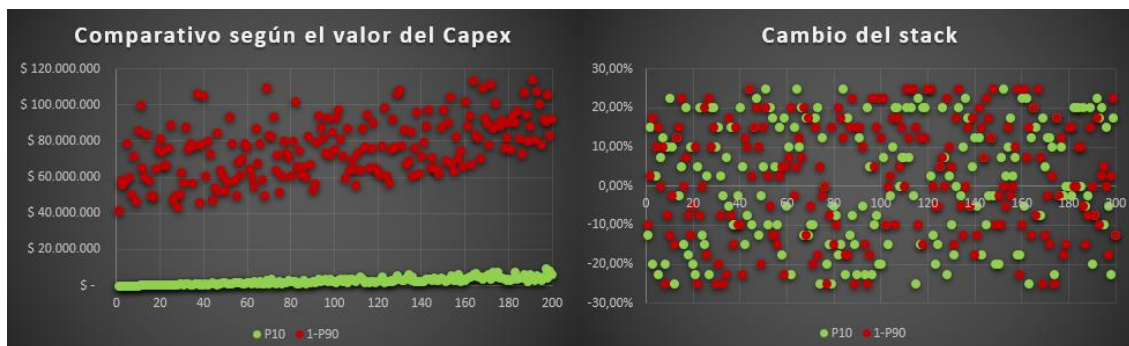
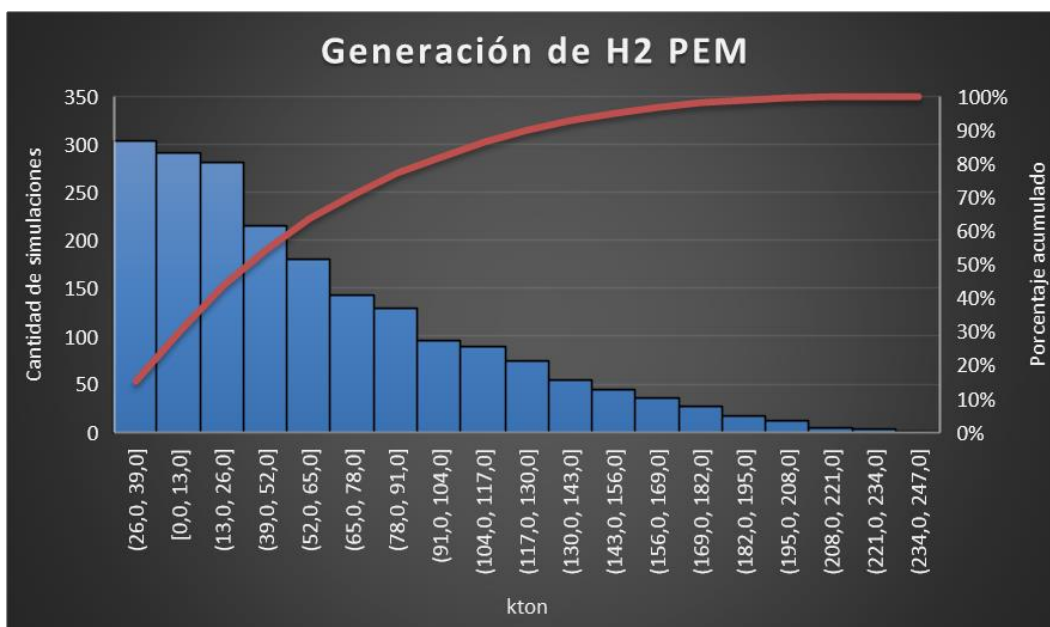


Ilustración 58. Comparativo según el valor del capex y la variación del costo del cambio del stack para el caso PEM.

Para la generación



*Ilustración 59. Diagrama de Pareto con la producción total de hidrógeno con un electrolizador PEM.*