

Propuesta de implementación de un parque eólico offshore para suplir la demanda de energía eléctrica en las zonas no interconectadas de La Guajira.

Jorge Mario Illidge Araujo

Trabajo de Grado para Optar al Título de Magíster en Ingeniería Mecánica

Director

Jorge Luis Chacon Velasco

PhD en Ingeniería Mecánica

Codirector

Manuel del Jesus Martinez

PhD en Ingeniería Mecánica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Maestría en Ingeniería Mecánica

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

A Dios, porque siempre ha sido mi compañero de trabajo, de estudio y mi guía en todo momento, como equipo, siempre construimos el camino a todas las metas propuestas, y esta es la continuación de muchas más que están por venir.

A mi familia, porque gracias a ellos soy la persona que logró llevar a cabo este proyecto, superarlo con éxito y recibir ese nuevo título profesional, para que juntos sigamos creciendo como familia.

A mi compañera de vida, porque este es un paso más para el futuro que soñamos construir y las metas que nos esperan por cumplir, juntos seguiremos cosechando éxitos.

A mis amistades y familiares que hoy, por cosas de la vida, no están con nosotros, pero que siempre los llevaré en mi corazón y cada meta que logre será un sueño más que cumpliré por ellos, honrando su memoria y todos los planes de vida que no alcanzaron a completar.

Agradecimientos

A Dios por ayudarme a superar todas las etapas de este gran desafío personal y profesional en mi vida, y sobre todo por brindarme la salud, la fortaleza y los medios para lograr satisfactoriamente esta meta.

A mi familia por apoyarme siempre, compartirme su experiencia, sabiduría y darme su amor incondicional en todo momento.

A mi compañera de vida por brindarme su amor, comprensión, conocimiento y palabras de apoyo que me ayudaron a crecer como persona y como profesional.

A mis directores, evaluadores y profesores por compartirme su conocimiento, consejos, guía, comprensión y apoyo durante todo mi proceso de formación como profesional.

A mis amistades cercanas por su apoyo incondicional, por compartirme su conocimiento y experiencias de vida que me ayudaron a seguir mejorando constantemente.

A mis compañeros de estudio por sus consejos y su orientación durante todo el proceso.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción.....	19
1 Planteamiento del problema.....	21
2 Antecedentes de investigación.....	25
2.1 Actualidad de las zonas no interconectadas en Colombia.....	25
2.2 Zonas no interconectadas en La Guajira.....	25
2.3 Consumo de energía estimado de una zona no interconectada.....	26
2.4 Energía eólica marina.....	27
2.5 Actualidad de la energía eólica en Colombia.....	28
2.6 Actualidad del sistema de transmisión de energía eléctrica en Colombia.....	34
3 Marco teórico.....	39
3.1 Potencial eólico en Colombia.....	40
3.2 Referencias de usos de la base de datos de reanálisis ERA 5.....	40
3.3 Tratamiento estadístico de los registros de la velocidad del viento.....	41
3.4 Aerogeneradores offshore a nivel mundial.....	43
3.5 Sistema de transmisión de energía eléctrica en parques eólicos marinos.....	44
3.6 Pérdidas por efecto de estela.....	45
3.7 Pérdidas técnicas, incertidumbre y percentiles de producción asociados a parques eólicos marinos.....	46

3.8	Costos de capital de proyectos eólicos marinos	49
3.8.1	Costos de la etapa de desarrollo de un proyecto eólico marino.....	51
3.8.2	Cálculo de los costos de los aerogeneradores y las estructuras de soporte	55
3.8.3	Cálculo de los costos asociados al sistema de transmisión de energía eléctrica	57
3.8.4	Referencias de costos de capital de proyectos eólicos marinos en el mundo...	60
3.9	Costos de operación y mantenimiento de proyectos eólicos marinos	60
3.10	Costo nivelado de la energía para proyectos eólicos marinos	61
3.11	Valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR).....	62
4	Objetivos	63
4.1	Objetivo general	63
4.2	Objetivos específicos.....	63
5	Justificación del proyecto.....	65
6	Metodología de trabajo.....	66
6.1	Objetivo específico 1	66
6.1.1	Actividad 1. Obtener los registros de la velocidad del viento en la zona.....	66
6.1.2	Actividad 2. Depuración de los datos asociados a la velocidad del viento en la zona	66
6.1.3	Actividad 3. Cálculo del factor de aprovechamiento del parque eólico marino...	67

6.2	Objetivo específico 2	68
6.2.1	Actividad 1. Determinar la cobertura del servicio de energía eléctrica en La Guajira y sus zonas no interconectadas.....	68
6.2.2	Actividad 2. Establecer la demanda anual estimada de energía eléctrica en las zonas no interconectadas de La Guajira.....	69
6.3	Objetivo específico 3	69
6.3.1	Actividad 1. Especificaciones técnicas del emplazamiento eólico marino	69
6.3.2	Actividad 2. Distribución de los aerogeneradores a partir de las pérdidas por el efecto de estela	70
6.3.3	Actividad 3. Arreglo de interconexión eléctrica de los aerogeneradores	71
6.3.4	Actividad 4. Cantidad de aerogeneradores a implementar	71
6.3.5	Actividad 5. Cuantificar las pérdidas técnicas del parque eólico marino.....	72
6.3.6	Actividad 6. Cuantificar la incertidumbre asociada al parque eólico marino ..	72
6.3.7	Actividad 7. Definir la estructura de soporte de los aerogeneradores	72
6.3.8	Actividad 8. Definir los percentiles de producción asociados a la generación de energía del parque eólico marino	73
6.4	Objetivo específico 4	73
6.4.1	Actividad 1. Definición de los costos de capital del parque eólico marino.....	73
6.4.2	Actividad 2. Definición de los costos de operación y mantenimiento del parque eólico marino.....	74

6.4.3	Actividad 3. Definición de la tasa de descuento de la tecnología eólica marina..	75
6.4.4	Actividad 4. Determinar el costo nivelado de la energía para el parque eólico marino propuesto.....	75
6.4.5	Actividad 5. Cálculo de las variables financieras asociadas al proyecto eólico marino	76
7	Propuesta de implementación del parque eólico marino.....	79
7.1	Cálculo del factor de aprovechamiento en la zona de interés.....	80
7.2	Requerimiento mínimo de generación de energía por parte del parque eólico marino	89
7.3	Especificaciones técnicas del parque eólico marino.....	92
7.4	Cálculo del CAPEX, el OPEX y el LCOE	98
7.5	Cálculo del VPN y los escenarios de rentabilidad del proyecto.....	101
8	Conclusiones	114
9	Recomendaciones.....	117
	Referencias Bibliográficas.....	119
	Apéndices	131

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Zonas y áreas establecidas por el gobierno colombiano para la implementación de parques eólicos marinos.....	30
Figura 2. Velocidad del viento en las zonas definidas en el mar Caribe colombiano.	31
Figura 3. Subestaciones La Loma, Cuestecitas y Colectora.....	35
Figura 4. Distancia entre la subestación costera del parque eólico y la subestación colectora.	36
Figura 5. Posibles ubicaciones de las nuevas subestaciones eléctricas a construir por parte de la UPME.	38
Figura 6. Principales componentes del CAPEX de un proyecto eólico marino.	51
Figura 7. Descripción de la etapa de desarrollo de un proyecto eólico marino.....	52
Figura 8. Esquema de la metodología de trabajo propuesta.	78
Figura 9. Polígono definido para la implementación del parque eólico marino.	83
Figura 10. Batimetría del polígono definido.	84
Figura 11. Velocidad mensual promedio durante los 12 años de datos.	85
Figura 12. Gráfico de la distribución de Weibull en la zona.	85
Figura 13. Rosa de los vientos en la zona.	86
Figura 14. Análisis comparativo del factor de aprovechamiento.	88
Figura 15. Curva de potencia del aerogenerador IEA-15 MW.....	89
Figura 16. Proyección de la demanda de energía de la región Caribe según el SIN.....	91
Figura 17. Arreglo de interconexión de aerogeneradores.	95
Figura 18. Esquema comparativo del costo nivelado con diversas fuentes.	100

Figura 19. Comportamiento del VPN para el primer escenario.	104
Figura 20. Comportamiento del VPN para el segundo escenario.	105
Figura 21. Comportamiento del VPN para el tercer escenario.	106
Figura 22. Comportamiento del VPN para el cuarto escenario.	107
Figura 23. Esquema final del parque eólico marino propuesto.	110
Figura 24. Ubicación del parque eólico marino y los puntos de entrega de la energía. ...	111
Figura 25. Dominio computacional en 3D para el análisis del efecto de estela.	134
Figura 26. Vista superior del rotor con corte transversal.	137
Figura 27. Mallado de todo el dominio computacional.	138
Figura 28. Efecto de la estela aguas abajo del aerogenerador sobre la velocidad del viento.	141

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Demanda de energía en las ZNI en La Guajira.....	26
Tabla 2. Consumo por equipo eléctrico en una vivienda en una zona no interconectada. .	27
Tabla 3. Expresiones matemáticas para los cálculos del objetivo específico 1.....	42
Tabla 4. Cantidad de subestaciones y cables de exportación según la capacidad instalada.	45
Tabla 5. Pérdidas técnicas asociadas a parques eólicos marinos.....	47
Tabla 6. Incertidumbres asociadas a parques eólicos marinos.....	48
Tabla 7. Equivalencia en porcentajes de los costos de los componentes de la etapa de desarrollo de un parque eólico marino.	53
Tabla 8. Ubicaciones descargadas y velocidades a 100 metros y extrapoladas a 150 metros de altura.	81
Tabla 9. Lista de aerogeneradores evaluados.....	87
Tabla 10. Demanda anual de energía de las ZNI en La Guajira.	90
Tabla 11. Características iniciales del parque eólico marino.	93
Tabla 12. Características del arreglo de interconexión de aerogeneradores.	94
Tabla 13. Pérdidas técnicas asociadas al parque eólico marino.....	96
Tabla 14. Incertidumbres asociadas al parque eólico marino.	96
Tabla 15. Especificaciones técnicas del parque eólico marino.....	97
Tabla 16. Costos de capital del proyecto eólico marino.	99
Tabla 17. Resultados del costo nivelado de la energía.	99
Tabla 18. Escenarios de evaluación del VPN.	103

Tabla 19. Tasa interna de retorno con la tarifa de las ZNI para los escenarios del proyecto.	109
Tabla 20. Puntos a favor y a mejorar de la metodología de trabajo propuesta.	113
Tabla 21. Dimensiones del dominio computacional con sus respectivas escalas.	133
Tabla 22. Cantidad de elementos y parámetros de calidad del mallado.	136
Tabla 23. Parámetros de solución de las ecuaciones para la simulación en 3D.	138
Tabla 24. Condiciones de contorno de la simulación con CFD en 3D.	139
Tabla 25. Valores de referencia para la simulación en 3D.	140
Tabla 26. Factores de relajación de la simulación con CFD en 3D.	140

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Dominio computacional para la simulación con CFD de los efectos de estela	131
Apéndice B. Definición del mallado del dominio computacional en 3D	134
Apéndice C. Parámetros de la solución de la simulación con CFD	138
Apéndice D. Resultados de la simulación con CFD	141

Glosario de Términos

Simbología griega y latina

A,	área transversal barrida por el viento
AEP,	energía anual generada
As,	sección transversal del cable de conexión
c,	factor de escala
CA,	capacidad instalada del parque
C_{AR},	costo de los aerogeneradores
C_{EMA},	costo de adquisición del cable de exportación de energía
C_{EMI},	costo de instalación del cable de exportación de energía
C_{ES},	costo de la estructura soporte
C_{ETA},	costo de adquisición del cable de transmisión en tierra
C_{ETI},	costo de instalación del cable de transmisión en tierra
C_{IA},	costo de adquisición del arreglo interno de cables entre aerogeneradores
C_{II},	costo de instalación del arreglo interno de cables entre aerogeneradores
C_{son},	costo de subestación de energía en tierra
C_{suboff},	costo de subestación de energía en el mar

d ,	diámetro del rotor
h ,	altura de interés
h_a ,	altura del rotor
h_r ,	longitud de rugosidad del terreno
k ,	factor de forma
km^2 ,	kilómetros cuadrados
L_c ,	longitud total del arreglo interno de cables
L_{eo} ,	longitud total del cable de exportación de energía marino
L_{eon} ,	longitud total del cable de transmisión de energía en tierra
m	metros
m^2	metros cuadrados
mm^2	milímetros cuadrados
N ,	número de aerogeneradores
P ,	potencia del viento
P_{AR} ,	potencia del aerogenerador
$P(v)$,	función de distribución de Weibull
s ,	desviación estándar
v ,	velocidad del viento

\bar{V} , velocidad media del viento

Z , profundidad del sitio

Γ , función gamma de Euler

ρ , densidad del aire

Abreviaturas

CAPEX, costos de capital

FC, factor de aprovechamiento

FNCE, fuentes no convencionales de energía

GEI, gases de efecto invernadero

GW, gigavatio

GWh, gigavatio por hora

IPC, índice de precios al consumidor

IRENA, agencia internacional de energías renovables

kW, kilovatio

LCOE, costo nivelado de la energía

MW, megavatio

MWh, megavatio por hora

OPEX, costos de operación y mantenimiento

PWh,	petavatio por hora
SIN,	sistema interconectado nacional
TIR,	tasa interna de retorno
TW,	teravatio
USD,	dólares americanos
VPN,	valor presente neto
W,	vatio
WACC,	costo promedio ponderado de capital
ZNI,	zonas no interconectadas

Resumen

Título: Propuesta de implementación de un parque eólico offshore para suplir la demanda de energía eléctrica en las zonas no interconectadas de La Guajira*

Autor: Jorge Mario Illidge Araujo**

Palabras clave: Parque eólico marino; Análisis económico; Zonas no interconectadas; Caribe colombiano.

Descripción:

Colombia aún no ha adoptado la tecnología eólica marina, pero estudios recientes han resaltado el enorme potencial de la costa Caribe. El objetivo de este estudio fue realizar un análisis técnico y económico para proponer escenarios para la generación de energía eólica marina en una de las áreas disponibles en el mar Caribe colombiano, específicamente en los alrededores de La Guajira. Se diseñó una metodología de trabajo para identificar las turbinas eólicas más eficientes, proponer un parque eólico y evaluar los costos de capital junto con el costo nivelado de energía que se puede lograr. Adicionalmente, se tomaron en cuenta las pérdidas técnicas e incertidumbres relacionadas con el desempeño del parque eólico marino.

Si bien un parque eólico marino puede no ser la solución más rentable para una zona no interconectada, el estudio se centró en evaluar los costos y la efectividad del uso potencial de la energía generada para satisfacer las necesidades energéticas de estas zonas en La Guajira y extender su alcance hasta una parte de la demanda energética anual promedio del sistema interconectado nacional en la región Caribe, generando escenarios donde se pueda lograr la rentabilidad del proyecto eólico marino.

Los resultados preliminares sugieren que el costo nivelado de la energía es de aproximadamente 112 USD/MWh, con un costo de capital de alrededor de 4.130 USD/kW y una generación anual de energía prevista de aproximadamente 2.743 GWh, supliendo así la demanda de las zonas no interconectadas en La Guajira y entre el 6% y 7% de la demanda anual promedio de la región Caribe. Por último, el estudio brindó recomendaciones para trabajos futuros destinados a mejorar el detalle y la precisión de la investigación.

*Trabajo de grado de Maestría

**Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Jorge Chacon Ph.D. Codirector: Manuel Martínez Ph.D.

Abstract

Title: Proposal for the implementation of an offshore wind farm to meet the electricity demand in the non-interconnected areas of La Guajira*

Author(s): Jorge Mario Illidge Araujo**

Keywords: Offshore wind farm; Economic analysis; Unconnected areas; Colombian Caribbean.

Description:

Colombia has not yet adopted offshore wind technology, but recent studies have highlighted the significant potential of the Caribbean coast. The objective of this study was to conduct a technical and economic analysis to propose scenarios for offshore wind power generation in one of the available areas of the Colombian Caribbean Sea, specifically around La Guajira. A working methodology was developed to identify the most efficient wind turbines, propose a wind farm, and evaluate capital costs along with the achievable levelized cost of energy. Additionally, the study accounted for technical losses and uncertainties related to the performance of the offshore wind farm.

Although an offshore wind farm may not be the most cost-effective solution for a non-interconnected area, the study focused on assessing the costs and effectiveness of using the generated energy to meet the energy needs of the ZNI in La Guajira and to extend its reach to a portion of the average annual energy demand of the national interconnected system in the Caribbean region. This analysis aimed to create scenarios where the profitability of the offshore wind project could be achieved.

Preliminary results indicate that the levelized cost of energy is approximately USD 112 per megawatt-hour (MWh), with a capital cost of around USD 4.130 per kilowatt (kW). The expected annual energy generation is about 2.743 gigawatt-hours (GWh), which would fulfill the energy needs of non-interconnected areas in La Guajira and meet between 6% and 7% of the Caribbean region's average annual demand. Additionally, the study offered recommendations for future work to enhance the research's detail and accuracy.

*M.Sc. Thesis

** Faculty of Physical and Mechanical Engineering. School of Mechanical Engineering.
Director: Jorge Chacon Ph.D. Co-director: Manuel Martínez Ph.D.

Introducción

Las energías provenientes de fuentes renovables están jugando un papel fundamental en el ecosistema energético mundial, dado que problemas como el calentamiento global, generado por los gases de efecto invernadero, están provocando que el planeta alcance etapas de altas temperaturas, que están acabando con ecosistemas y derritiendo los glaciares a ritmos acelerados como se comenta en la publicación de (Uddín, 2022). Según el documento publicado por Brelik et al. (2023), debido a esta problemática, el mundo está apostando por soluciones amigables con el medio ambiente y la principal alternativa es el uso de las energías renovables, entre las cuales la energía eólica es una de las que se encuentra en la vanguardia.

Según Soares-Ramos et al. (2020), en la actualidad la tecnología eólica está tomando gran relevancia a nivel mundial, en especial la modalidad de implementación marina, debido a que se cataloga como una tecnología amigable con el medio ambiente y con la capacidad de generar grandes cantidades de energía en comparación con la modalidad terrestre y otras tecnologías renovables. Se estima que el potencial eólico disponible a nivel mundial podría generar más de 123 petavatios-hora (PWh) anuales de energía eléctrica, de los cuales aproximadamente 71 teravatios (TW) se atribuyen al potencial eólico marino, y solo se registran instalados 0,079 TW marinos a la fecha. Cabe resaltar que, gracias a los grandes avances tecnológicos de esta modalidad de energía renovable, se proyecta aumentar en gran proporción esta capacidad instalada en futuros años, como se menciona en la publicación de (IRENA, 2024a).

Colombia figura como uno de los países con menos parques eólicos instalados en tierra y sin parques eólicos marinos instalados en la actualidad, como se menciona en la

publicación de (Shadman et al., 2023). Sin embargo, debido a la problemática energética del país por la falta de cobertura del sistema interconectado nacional, se han implementado pequeñas plantas de generación con fuentes tanto renovables como convencionales para suplir las demandas de energía en localidades, especialmente en zonas rurales, en algunos casos catalogadas como zonas no interconectadas. En la actualidad, debido a la transición energética que se está intentando llevar a cabo a nivel mundial, en Colombia se están empezando a implementar tecnologías renovables comerciales que permitan suplir la demanda de las localidades en mención y contribuyan con el cambio del uso de fuentes convencionales de generación a energías renovables como se menciona en la publicación de (Aguirre-Mendoza et al., 2019).

A nivel mundial, constantemente se están realizando estudios sobre eficiencia energética y la transición a fuentes de energía renovables. En este contexto, Colombia se suma a la producción de estudios sobre esta temática, con la publicación del Ministerio de Minas y Energía et al. (2022), donde se resalta que el potencial eólico costa afuera en Colombia es superior a 100 GW, específicamente, en el mar Caribe. Con base en estos argumentos, en el presente trabajo de investigación se plantea una propuesta de implementación de un parque eólico marino en las zonas de mayor potencial en el territorio marítimo colombiano, planteadas en el informe del Ministerio, se realiza un análisis de viabilidad técnica y económica y se proponen una serie de escenarios de posible rentabilidad del proyecto en Colombia.

1 Planteamiento del problema

En Colombia siempre ha existido una problemática relacionada con la prestación del servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional, generándose las denominadas zonas no interconectadas (ZNI), estas zonas representan aproximadamente el 52% del territorio nacional y están presentes en los 32 departamentos, alcanzando más de 450.000 viviendas sin servicio según los reportes presentados por la UPME y plasmados en la publicación de (Aguirre-Mendoza et al., 2019).

Entre las principales causas asociadas a la falta de prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, se resalta la falta de infraestructura de transmisión de energía, las dificultades para el acceso a las zonas de interés, las faltas de registros de localidades habitadas en zonas rurales, las diferencias culturales, los conflictos sociales, la falta de políticas de financiación y subsidios para amortiguar los gastos asociados a la instalación de plantas de generación destinadas a suplir las demandas específicas de dichas zonas según (Montalvo-Navarrete y Lasso-Palacios, 2024).

A partir de la información publicada por la UPME (2023), se encontró que La Guajira es uno de los departamentos con menor porcentaje de cobertura del servicio de energía eléctrica con aproximadamente un 55%, lo cual lo convierte en uno de los departamentos con mayor urgencia de implementación de proyectos de generación de energía a gran escala, que contribuyan a la solución de esta problemática de necesidad de energía en el departamento.

Según Colmenares-Quintero et al. (2024), entre las alternativas de solución que se brindan actualmente a la problemática de las zonas no interconectadas de La Guajira, se

encuentra el uso de plantas de generación a base de combustibles fósiles, con lo cual, según la UPME (2019), se logra cubrir intermitentemente una parte de la demanda de las ZNI, llegando a ser de 6 horas la disponibilidad del servicio en algunas localidades, lo cual afecta directamente la calidad de vida de las personas que las habitan.

Partiendo del hecho de que se implementan plantas de generación con combustibles fósiles en las ZNI en La Guajira, cabe resaltar que, según Uddin (2022), las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera, las cuales contribuyen a la problemática del calentamiento global, provienen principalmente del uso de combustibles fósiles, por lo tanto, con esta alternativa de solución en las ZNI, se está contribuyendo a la problemática del calentamiento global.

Según Torres et al. (2021), otra de las alternativas de solución que se implementan en la actualidad en las ZNI de La Guajira, son las granjas solares de bajas capacidades, que por lo general, se complementan con plantas de generación con combustibles fósiles para suplir en parte la intermitencia en el suministro de energía asociada al uso de paneles solares, siendo esta solución una contribución más a la problemática del calentamiento global, y a su vez no soluciona la intermitencia total en el suministro de energía con que se cuenta actualmente. Adicionalmente, con las soluciones actuales se asocian costos elevados de generación de energía, que en ocasiones terminan haciendo que estos proyectos sean inviables, debido a que económicamente es difícil acceder a estos costos por parte de los usuarios de las ZNI.

Un aspecto importante a resaltar es que, según la publicación de Lozer dos Reis et al. (2021), las ventajas de la implementación de un parque eólico marino radica inicialmente en la reducción de emisiones de GEI, las grandes cantidades de energía que se pueden generar, y los constantes avances tecnológicos que ayudan a generar la disminución en los costos de

implementación de este tipo de proyectos, los cuales contribuyen a posicionar a la energía eólica marina como una de las grandes alternativas en el camino a la transición energética mundial.

A partir de la problemática planteada en la presente investigación, asociada a la poca disponibilidad del servicio de energía eléctrica en las ZNI en Colombia, especialmente en La Guajira, y sumado a esto, el gran potencial eólico costa afuera disponible en el mar caribe colombiano reportado por el Ministerio, el cual también incluye los alrededores de La Guajira, el presente estudio se enfoca en la contribución de alternativas de solución a la problemática energética actual del departamento de La Guajira, y se plantean las siguientes preguntas de investigación:

¿Cuánta energía se puede suplir de la demanda total de las localidades no interconectadas en La Guajira por medio de un parque eólico marino?

¿Qué tan viable es la implementación de un parque eólico marino actualmente en Colombia desde el punto de vista económico?

Con base en las preguntas de investigación planteadas, la cercanía a la costa del departamento de La Guajira, el constante crecimiento en la implementación de parques eólicos marinos en el mundo y el reciente estudio de la incursión de la energía eólica marina en Colombia, publicado por el Ministerio de Minas y Energía del país, se plantea la siguiente hipótesis de investigación:

Un parque eólico marino en los alrededores de La Guajira puede suplir en su totalidad la demanda de energía eléctrica de las zonas no interconectadas de este

departamento y resulta una propuesta viable desde el punto de vista económico en comparación con las tarifas actuales asociadas a la generación de energía en estas zonas.

2 Antecedentes de investigación

A continuación, se presentan los principales antecedentes de investigación que aportan información para el desarrollo del presente trabajo, los cuales van relacionados con las zonas no interconectadas en el departamento de La Guajira, la actualidad de la energía eólica marina en Colombia y en el mundo, y las principales novedades asociadas a la infraestructura de transmisión de energía en Colombia.

2.1 Actualidad de las zonas no interconectadas en Colombia

Según el boletín técnico de cobertura de energía eléctrica en el país publicado por la UPME (2023), se identificaron 8 departamentos con un índice de cobertura de energía eléctrica entre el 50% y el 80%, algunos con prestación del servicio de energía intermitente, llegando a ser 6 horas diarias la disponibilidad del servicio. Según Colmenares-Quintero et al. (2024), en estas zonas, la principal fuente de generación de energía son los combustibles fósiles, en especial el Diesel, trayendo como consecuencia la generación de gases de efecto invernadero que contribuyen a la problemática del calentamiento global, la cual está generando el derretimiento de glaciales y el deterioro de ecosistemas vitales para mantener la calidad de vida en el planeta según la publicación de (Karakurt y Aydın, 2023).

2.2 Zonas no interconectadas en La Guajira

En la Tabla 1 se puede apreciar la demanda de energía estimada para las localidades no interconectadas registradas en el departamento de La Guajira. Los datos registrados en Tabla 1 se tomaron de los registros de consumo de la UPME para los años 2023 y 2024, y luego se calculó el promedio de consumo para cada localidad.

Tabla 1.*Demanda de energía en las ZNI en La Guajira.*

Municipio	Localidad	Demanda total (kWh)
Uribe	Nazareth	504.665
Uribe	Cabo de la vela	279.881

Nota. Adaptado de la base de datos de (UPME, 2023).

Por último, según las publicaciones de la UPME (2019) y UPME (2023), en La Guajira se registran aproximadamente 82.000 usuarios sin servicio de energía eléctrica proveniente del sistema interconectado nacional o de plantas de generación de energía cercanas a la zona.

2.3 Consumo de energía estimado de una zona no interconectada

En la publicación de Aguirre-Mendoza et al. (2019) se estima que el consumo mensual promedio de energía eléctrica para una vivienda en una zona no interconectada oscila entre 150 y 250 kWh. Este patrón de consumo se esquematiza en la Tabla 2, que detalla el consumo mensual de energía eléctrica de diversos bienes básicos en los hogares de zonas no interconectadas. Con base en estos datos de consumo y la cantidad de usuarios sin servicio en La Guajira según la UPME, se puede estimar que la demanda anual de energía para usuarios sin electricidad oscila entre 154.000 y 246.000 MWh.

Tabla 2.

Consumo por equipo eléctrico en una vivienda en una zona no interconectada.

Equipo eléctrico	Cantidad	Consumo unitario (kWh/mes)	Demanda total (kWh/mes)
Bombillos ahorradores de energía	6	3	18
Televisor	1	15	15
Equipo de sonido	1	3	3
Ventilador	1	57	57
Lavadora	1	5	5
Plancha	1	11	11
Nevera	1	47	47
Total			156

Nota. Adaptado de (Aguirre-Mendoza et al., 2019).

2.4 Energía eólica marina

Debido a la problemática del calentamiento global, el mundo está apostando por soluciones amigables con el medio ambiente y la principal alternativa es el uso de las energías renovables, entre las cuales la energía eólica es una de las que se encuentra en la vanguardia según Brelik et al. (2023). La tecnología eólica marina se divide en dos modalidades de implementación, la primera se denomina estructura soporte fija o de cimentación fija, esta consiste en una estructura empotrada al suelo marino sobre la cual se instala el aerogenerador, por lo tanto, se recomienda implementar para profundidades menores o iguales a 60 metros, la segunda modalidad se denomina de estructura flotante, esta consiste en una estructura soporte flotante anclada al suelo marino por medio de tirantes o amarres, y sobre el cual se instala el aerogenerador según la información publicada por (Díaz y Guedes Soares, 2020).

Según Santhakumar et al. (2023), la tecnología eólica marina con mayor grado de desarrollo y mayor cantidad de proyectos instalados a nivel mundial es la de cimentación fija, debido a que presenta menores costos de instalación y producción; adicionalmente, se cuenta con un conocimiento elevado en su implementación gracias a las experiencias obtenidas con

proyectos instalados y operativos en los últimos años. En el caso de la tecnología eólica flotante, aún se considera en desarrollo, con instalaciones bajo estudio y mejoras en los diseños de las estructuras de soporte. Aunque se proyecta de forma positiva para ser competitiva con la tecnología de cimentación fija, en la actualidad aún no lo es.

En la publicación realizada por IRENA (2025), se presenta un esquema de costos de capital de proyectos eólicos marinos a nivel mundial en un periodo comprendido entre el 2010 y el 2024, donde se puede apreciar que en el año 2024, los costos capital promedio fueron de 2.852 USD/kW y se estima que varía en un rango de 1.400 y 6.000 USD/kW, con factores de aprovechamiento entre el 33% y el 50%, los costos de operación y mantenimiento se estima que oscilan entre el 3% y el 4% del valor del CAPEX, y el costo nivelado de la energía varía entre 49 y 155 USD/MWh.

2.5 Actualidad de la energía eólica en Colombia

Según Bautista Sanchez y Rojas Castellanos (2019), la matriz energética de Colombia está constituida en aproximadamente un 1% por energías renovables, dentro de este 1%, Según Carvajal-Romo et al. (2019), se incluyen aproximadamente 20 MW, distribuidos en su mayor proporción, aproximadamente 19,5 MW, en un parque eólico en tierra instalado en La Guajira y una pequeña proporción en proyectos híbridos de energía eólica y solar.

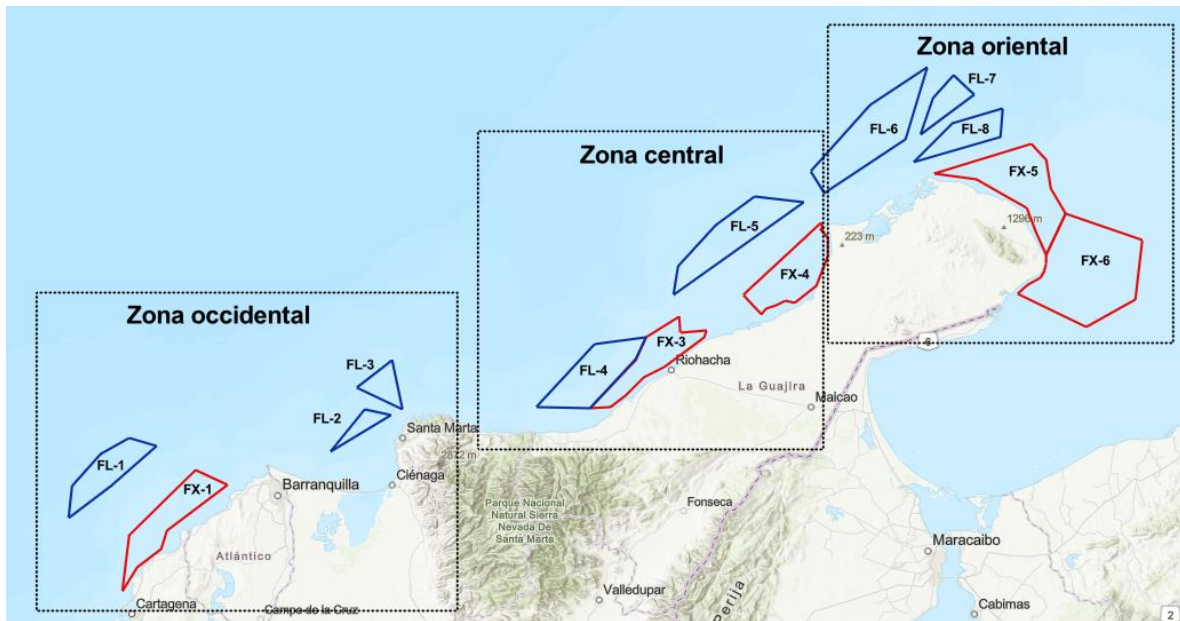
Con respecto a la tecnología eólica marina, Colombia cuenta con un gran potencial eólico en diferentes ubicaciones a lo largo del mar Caribe, como lo menciona en su publicación Rueda-Bayona et al. (2019), pero aún no figura en la lista de países que han implementado parques eólicos marinos según los datos publicados por Díaz y Guedes Soares (2020). Esto se debe principalmente a aspectos como el desarrollo tecnológico y las políticas de regulación, entre otros aspectos mencionados por (Shadman et al., 2023). Con respecto a

las instalaciones en tierra, entre los principales causas que limitan su implementación se resaltan aspectos sociales, culturales, de corrupción y ambientales, entre otros mencionados en (Edsand, 2017).

Recientemente, el gobierno de Colombia publicó un informe donde se definieron tres zonas ubicadas en el mar Caribe colombiano, denominadas oriental, central y occidental, y dentro de estas zonas se establecieron 13 áreas aptas para la implementación de parques eólicos marinos en Colombia. En la Figura 2 se pueden apreciar 5 áreas de contorno de color rojo con los respectivos nombres que se establecieron en el documento del Ministerio, las cuales hacen referencia a áreas aptas para instalaciones de cimentación fija. Adicionalmente, se pueden apreciar 8 áreas de contorno de color azul con los respectivos nombres también, las cuales hacen referencia a áreas aptas para instalaciones de estructura flotante.

Figura 1.

Zonas y áreas establecidas por el gobierno colombiano para la implementación de parques eólicos marinos.



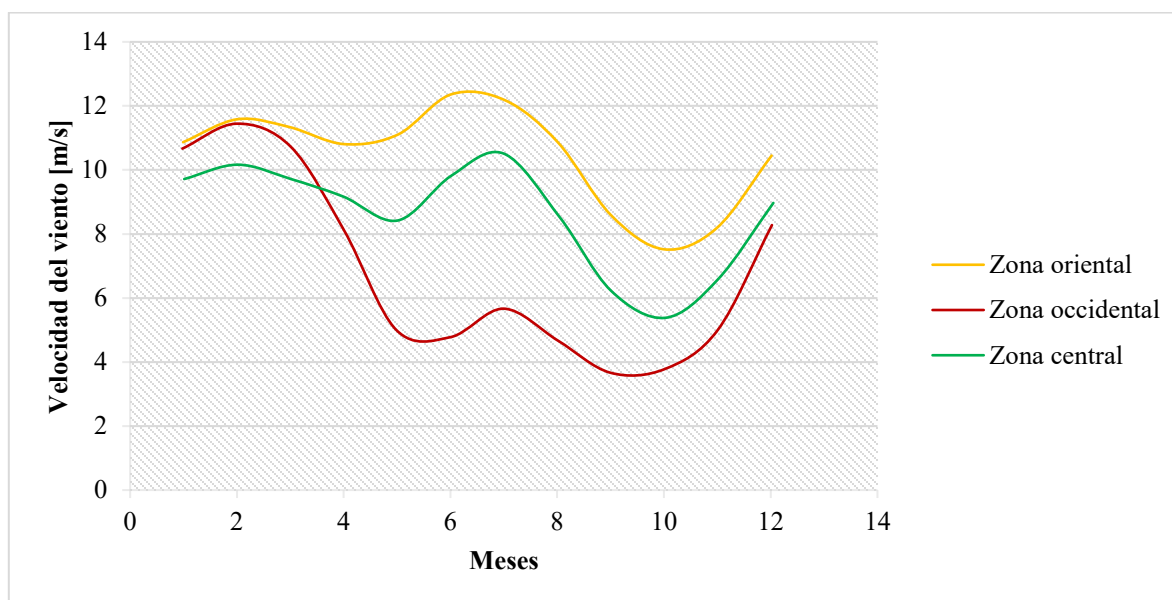
Nota. Adaptado de (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022).

En las 3 zonas definidas en el mar Caribe colombiano, se estimó una variable de gran importancia en el análisis de parques eólicos como lo es el factor de aprovechamiento, el cual hace referencia a la cantidad de energía que se puede aprovechar del flujo de viento disponible en la zona donde se va a implementar el parque eólico. En el documento del Ministerio se estima que los factores de aprovechamiento varían entre el 34% y el 70%, presentándose los mayores valores en los alrededores de La Guajira, es decir, la zona oriental según la información publicada por (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022). Cuando se comparan estos factores de aprovechamiento con los registrados a nivel mundial, que según las publicaciones de IRENA (2025) y Timilsina (2021), oscilan entre el 33% y el 50%, se puede apreciar que los factores de aprovechamiento registrados en el mar Caribe colombiano son significativamente altos.

En la zona oriental presentada en la Figura 1, la cual también se encuentra en los alrededores de La Guajira, se registran velocidades del viento superiores a los 10 m/s durante el 75% del año, e incluso se registran valores superiores a los 12 m/s en algunos meses, información que se puede apreciar en la Figura 2. Adicionalmente, a partir de los análisis eólicos realizados para las 3 zonas definidas en el documento publicado por el Ministerio de Minas y Energía et al. (2022), se estima un potencial eólico marino para profundidades menores a los 60 metros, es decir, para instalaciones eólicas de cimentación fija, de aproximadamente 31 GW.

Figura 2.

Velocidad del viento en las zonas definidas en el mar Caribe colombiano.



Nota. Adaptado de (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022).

En el caso del potencial eólico para instalaciones flotantes, es decir, profundidades superiores a los 60 metros, se estima que es de aproximadamente 78 GW, el cual se extiende a lo largo de toda la costa caribe colombiana, pero con las mayores velocidades del viento

presentes en los alrededores de La Guajira según el informe presentado por (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022).

A partir de publicaciones como la de Yildirim (2023), las estructuras de soporte con mayor presencia en parques eólicos marinos de cimentación fija existentes alrededor del mundo, son de tipo monopilote, la cual hace referencia a un cilindro empotrado en el suelo marino y sobre el cual se colocan los aerogeneradores, y las de tipo Jacket, la cual consiste en una estructura tipo pirámide empotrada al suelo marino. La elección entre estos dos tipos de estructura depende en gran medida de la profundidad de implementación y la estabilidad del terreno. En la publicación en mención, también se indica que los aerogeneradores que mejor aprovechamiento realizan de un flujo de viento con velocidades superiores a los 10 m/s serían los de eje horizontal.

El área máxima permitida para la instalación de un parque eólico marino en Colombia es de 270 kilómetros cuadrados según los parámetros establecidos por el gobierno colombiano, la cual se ocupará de acuerdo con el tamaño de los aerogeneradores, la potencia total instalada, la cual a su vez dependerá del requerimiento de energía y las pérdidas que se presenten en la operación del parque eólico (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022).

El área FX-5 planteada por el Ministerio de Minas y Energías de Colombia, la cual se puede apreciar en la Figura 1, y fue la elegida como el área de interés del presente proyecto con base en los siguientes criterios:

- Velocidad del viento de la zona: El área FX-5 se encuentra dentro de la zona oriental definida por el Ministerio, para la cual se estima la mayor velocidad del viento con respecto a las otras dos zonas.

- Modalidad de implementación: El área FX-5 cuenta con profundidades inferiores a los 60 metros, por lo tanto, se considera apta para una instalación de cimentación fija, la cual, según la publicación de Santhakumar et al. (2023), se considera como la que cuenta con un mayor grado de desarrollo tecnológico y registra los mejores costos de producción en comparación con las instalaciones de estructura flotante.
- Velocidad del viento del área: Partiendo de que en la zona oriental hay dos áreas aptas para cimentación fija, se realizó un análisis del comportamiento de la velocidad del viento en cada área, tomando la información de la velocidad del viento de la base de datos de ERA-5 con base en la recomendación brindada por Gil Ruiz et al. (2021), donde se indica que la base de datos de ERA-5 realiza una buena predicción del comportamiento de la velocidad del viento con respecto a un instrumento de medición ubicado en el sitio de interés. Del análisis del comportamiento de la velocidad del viento realizado en ambas áreas, se encontró que el área FX-5 registra las mayores velocidades del viento promedio a lo largo de su extensión.

Otro aspecto importante para la selección del área FX-5 es la distancia a la costa, la cual, según la información publicada por el Ministerio de Minas y Energía et al. (2022), se estima que varía entre 5 y 20 kilómetros, lo cual, según la información publicada por Cerik y Huang (2024), es un punto a favor de la viabilidad del proyecto desde el punto de vista técnico y económico, debido a que se reducirían los costos del sistema de transmisión de energía.

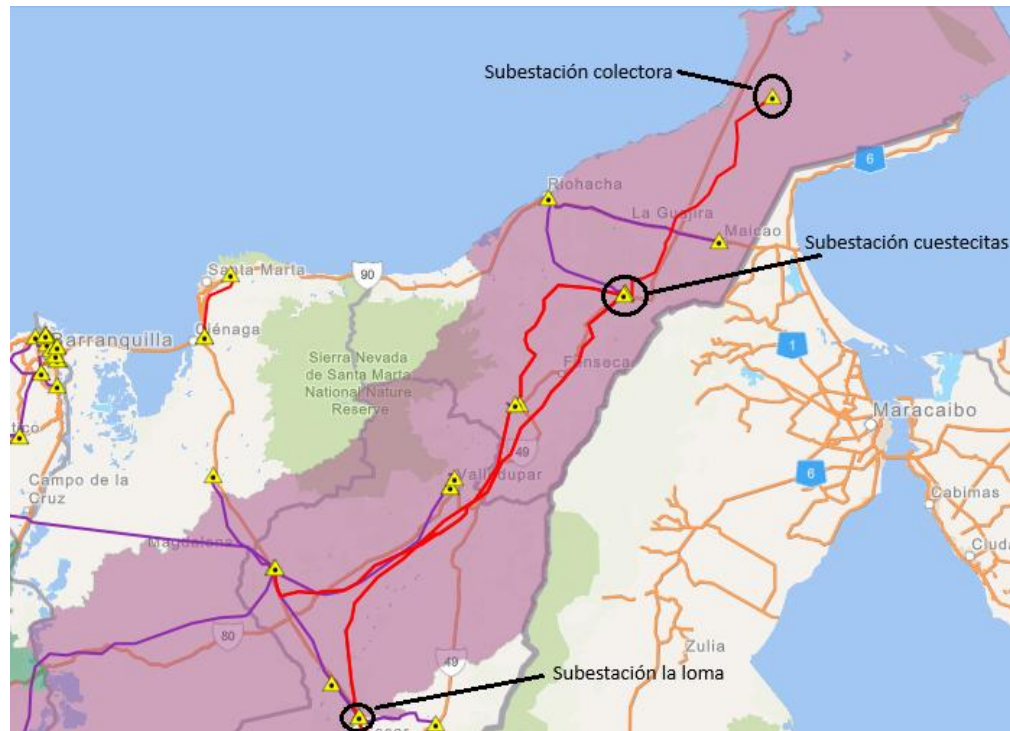
2.6 Actualidad del sistema de transmisión de energía eléctrica en Colombia

Actualmente, la empresa Grupo Energía de Bogotá, por medio de la convocatoria pública UPME 06 – 2017, inició la ejecución del proyecto de construcción de una estación colectora de 500 kV, la mejora de las subestaciones Cuestecitas y La Loma, y la construcción de 475 kilómetros de líneas de transmisión de energía entre las 3 subestaciones colectoras mencionadas (UPME, 2024b).

El proyecto busca establecer un punto de recepción de la energía generada por parques eólicos terrestres en La Guajira y conectarlos con el resto del país. La nueva subestación colectora va a estar ubicada en los alrededores del municipio de Uribia, en La Alta Guajira. En la Figura 3 se puede apreciar la ubicación de las subestaciones Colectora, Cuestecitas y La Loma.

Figura 3.

Subestaciones La Loma, Cuestecitas y Colectora.



Nota. Adaptado de (UPME, 2024b).

Adicionalmente se considera que el proyecto de la subestación Colectora puede servir como punto de partida para continuar con la cobertura de las zonas no interconectadas en el departamento de La Guajira, y estimarse como un punto de recepción para la energía generada por parte del parque eólico que se plantea en el presente trabajo de investigación (UPME, 2024b).

En la Figura 4 se puede apreciar la distancia a la que se encuentra la subestación colectora en construcción y el posible punto de recepción en la costa de la energía generada por el parque eólico marino, la cual se estima entre 84 y 100 kilómetros.

Figura 4.

Distancia entre la subestación costera del parque eólico y la subestación colectora.



Nota. Adaptado de (UPME, 2024b).

Cabe resaltar que, otro aspecto importante para la elección del área FX-5 como el área de interés del presente trabajo de investigación, es que, según la información publicada por Ángel-Sanint et al. (2023) y la UPME (2024b), el área FX-5 tiene mayor cercanía a las posibles zonas para la implementación de parques eólicos en tierra y los proyectos de infraestructura eléctrica en La Guajira.

Un aspecto importante que se debe tener en cuenta es que, según la publicación de la UPME (2024a), se indica que la infraestructura eléctrica de Colombia aún no está adecuada para funcionar correctamente, incluyendo la inyección de las grandes cantidades de energía que se pueden generar con parques eólicos marinos, debido a que, principalmente se pueden ver afectados los niveles de tensión y por ende provocar fallas. Por lo tanto, se plantearon

diversos proyectos que contemplan la adecuación de toda la infraestructura eléctrica del país y la construcción de 3 subestaciones nuevas. Dos de las tres nuevas subestaciones que se van a implementar estarán ubicadas en las cercanías del mar Caribe colombiano, considerando este como la zona de posible implementación de parques eólicos marinos en Colombia, y serán las encargadas de recibir la energía proveniente de los parques eólicos marinos. La tercera subestación estará ubicada en el interior del país; a su vez, estará conectada con las otras dos subestaciones y será la encargada de hacer la distribución de la energía al resto del país.

En la Figura 5 se pueden apreciar las posibles ubicaciones de las subestaciones propuestas por la UPME, resaltando que, según la publicación de la UPME (2024a), estas ubicaciones podrían variar a medida que se precisen las ubicaciones de los parques eólicos marinos a lo largo del mar Caribe colombiano, y se espera que estos proyectos se terminen de implementar en un periodo de 5 años aproximadamente.

Figura 5.

Posibles ubicaciones de las nuevas subestaciones eléctricas a construir por parte de la UPME.



Nota. Adaptado de (UPME, 2024a).

3 Marco teórico

La implementación de parques eólicos marinos a nivel mundial ha crecido en más del 70% en los últimos 3 años, alcanzando valores de capacidad instalada de 82 GW a finales de 2024, siendo China el país con la mayor contribución con 41 GW aproximadamente. Con respecto al continente americano, el único país que figura con instalaciones eólicas marinas es Estados Unidos, con 171 MW instalados a finales de 2024. Los registros de generación de energía indican que la mayor cantidad la aporta el Reino Unido con aproximadamente 45.000 GWh a finales del 2023, lo cual demuestra la importancia de la tecnología eólica marina en este país y los grandes aportes en materia de generación de energía que se han logrado. Adicionalmente permite catalogar a la energía eólica marina como una importante fuente de generación de energía según los datos publicados por (IRENA, 2024a).

Según Díaz y Guedes Soares (2020), la mayor cantidad de parques eólicos marinos operativos alrededor del mundo están instalados en profundidades inferiores a los 60 metros, profundidad para la cual se implementan estructuras de soporte ancladas al suelo marino, entre las cuales se resalta el monopilote como la más implementada, también se puede apreciar que el rango de profundidades en que se han implementado los monopilotes varía entre 10 y 20 metros, aunque con los avances que se han logrado en materia tecnológica para la energía eólica marina, los monopilotes son aptos para instalarse hasta profundidades cercanas a los 60 metros según los datos publicados por (Vázquez et al., 2022); estos datos pueden brindar una perspectiva de la tecnología eólica comercial más implementada a nivel mundial, por lo tanto, se toman estas pautas para definir las características del parque eólico a proponer en el presente proyecto.

3.1 Potencial eólico en Colombia

Aunque Colombia aún no tiene instalaciones eólicas marinas, cabe resaltar que, según los datos publicados por el Ministerio de Minas y Energía et al. (2022), cuenta con un potencial eólico que supera los 100 GW con velocidades que superan los 10 m/s en más del 75% del año, alcanzando valores superiores a 12 m/s en algunos meses. Debido a estos valores del recurso eólico, se estiman factores de aprovechamiento del recurso eólico superiores al 60% con algunos aerogeneradores comerciales en la actualidad.

3.2 Referencias de usos de la base de datos de reanálisis ERA 5

Según la publicación de Gil Ruiz et al. (2021), existen diversas bases de datos para descargar información relacionada con la velocidad del viento cuando no se cuenta con una estación de medición en la zona de interés, dentro de estas diversas bases de datos se resalta ERA5, la cual es una base de datos de reanálisis que realiza una estimación de la velocidad del viento con frecuencia de una hora, para alturas de 10 y 100 metros, y una resolución de aproximadamente 25 kilómetros entre nodos.

En la publicación de Gil Ruiz et al. (2021), se realiza una comparación entre los datos registrados por una estación de medición de la velocidad del viento costa afuera cada 10 minutos y los datos tomados de ERA5 cada hora en los alrededores de La Guajira en Colombia, arrojando resultados que difieren en aproximadamente el 11%, llegando a la conclusión de que la estimación de la velocidad del viento por parte de ERA5 es una buena aproximación con respecto a una estación de medición in situ, realizando estimaciones con un alto grado de precisión para territorios planos y en el mar, es decir, para espacios donde no encuentre obstáculos o desniveles del terreno.

Por lo tanto, con base en los argumentos presentados en la publicación en mención, se utilizó ERA5 como la base de datos para obtener información de la velocidad del viento en La Guajira en el presente proyecto.

3.3 Tratamiento estadístico de los registros de la velocidad del viento

Para el tratamiento estadístico de los datos existen diversas expresiones matemáticas, de las cuales, con base en una revisión bibliográfica, en la Tabla 3 se resaltan las más utilizadas en la estimación del comportamiento de la velocidad del viento en una zona, en las expresiones mencionadas se resalta la función de distribución de probabilidad de Weibull. Según Sedaghat et al. (2020), esta función permite calcular la probabilidad con que se presenta cada una de las velocidades que toma el viento en una zona, para esta distribución se requiere el cálculo de 2 parámetros denominados factor de escala y factor de forma, los cuales, según Bañuelos-Ruedas et al. (2010), definen que tanto se expande la curva y que tan simétrica es. Adicionalmente, según Gil Ruiz et al. (2021) se calcula una desviación estándar de los datos para indicar qué tan alejados de la media se encuentran.

Por último, según Vinhoza et al. (2023), se calcula la velocidad del viento en la zona teniendo en cuenta la función de Weibull, pero adaptando los datos a la altura a la que se instale el aerogenerador, para lo cual, según Diyoke (2019), se debe aplicar una expresión matemática para interpolar o extrapolar los datos de la velocidad del viento según sea el caso.

En la Tabla 3 se presenta la ecuación de la distribución de Weibull $P(v)$, la cual tiene en cuenta el factor de forma k , el factor de escala c y la velocidad del viento v en m/s. La ecuación para el cálculo del factor de escala c tiene en cuenta la velocidad promedio \bar{V} en m/s, el factor de escala k y la función gamma de Euler Γ . La ecuación para el cálculo del

factor de forma k tiene en cuenta la desviación estándar de los datos de viento s y la velocidad promedio del viento \bar{V} en m/s. La fórmula de la extrapolación vertical de la velocidad del viento tiene en cuenta las velocidades en la altura inicial v_1 en m/s, la altura final v_2 en m/s, la altura inicial y final h y h_1 en metros, y la longitud de rugosidad h_r , en metros, según la superficie sobre la que se instala el parque eólico. Se plantea la ecuación de la distribución estándar s que tiene en cuenta la velocidad del viento en cada punto v_i en m/s, la velocidad promedio del viento \bar{V} en m/s y el número de datos medidos n . Luego se plantea la ecuación de la potencia del flujo de viento P en vatios, que tiene en cuenta la densidad del viento ρ en kilogramo por metro cúbico, el área de influencia del flujo de viento A en metros y la velocidad del viento v en m/s. Por último, se tiene la expresión para el cálculo del factor de aprovechamiento que tiene en cuenta la potencia de salida del aerogenerador y la potencia eólica disponible en la zona.

Tabla 3.

Expresiones matemáticas para los cálculos del objetivo específico 1.

Paso	Descripción	Expresión matemática	Referencia
1	Cálculo de distribución de Weibull.	$P(v) = \left(\frac{k}{c}\right) * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right)}$	(Sedaghat et al., 2020) (Bañuelos-Ruedas et al., 2010) (Diyoke, 2019) (Gil Ruiz et al., 2021) (Vinhoza et al., 2023)
	Factor de escala	$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$	
	Factor de forma.	$k = \left(\frac{s}{\bar{V}}\right)^{-1,086}$	
	Extrapolación de la velocidad del viento.	$v_2 = v_1 * \left(\frac{\text{Ln}\left(\frac{h}{h_r}\right)}{\text{Ln}\left(\frac{h_1}{h_r}\right)}\right)$	
	Distribución estándar.	$s = \left[\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_i - \bar{V})^2\right]^{1/2}$	
	Potencia del flujo de viento.	$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3$	
2	Cálculo del factor de aprovechamiento	$FC = \frac{\text{Potencia salida del aerogenerador}}{\text{Potencia eólica disponible}} * 100$	(Arrambide et al., 2019)

3.4 Aerogeneradores offshore a nivel mundial

Según la publicación de Ohunakin et al. (2023), para instalaciones eólicas marinas, los aerogeneradores que mayor aprovechamiento del recurso eólico realizan son los de eje horizontal, debido a que pueden alcanzar mayores factores de rendimiento y mayor aprovechamiento del recurso con grandes velocidades del viento. Adicionalmente, debido a las grandes velocidades del viento que se registran en el mar, en la publicación en mención se proponen aerogeneradores con potencias nominales iguales o superiores a 8 MW, alcanzando los 15 WM, siendo esta una de las mayores capacidades nominales que alcanza un aerogenerador comercial en la actualidad, aunque ya se está incluyendo al mercado un nuevo aerogenerador de potencia nominal de 22 MW, pero, hasta el momento en que se desarrolló la presente investigación, no se podía acceder a la información de rendimiento de este reciente aerogenerador.

En la publicación de Arrambide et al. (2019) se mencionan varios proveedores de aerogeneradores a nivel mundial, entre los que se resaltan VESTAS y SIEMENS GAMESA como los que más contribuciones han hecho a la industria. Por lo tanto, se tomaron en cuenta estas recomendaciones en el proceso de selección del aerogenerador del parque eólico a proponer en la presente investigación.

Otro aspecto importante relacionado con los aerogeneradores es la estructura de soporte de estos, la cual se implementa con respecto a la profundidad, según Díaz y Guedes Soares (2020), la estructura de soporte que más se implementa en proyectos operativos en la actualidad es el monopilote, y según Vázquez et al. (2022), este tipo de estructura se puede implementar hasta profundidades de 60 metros, aunque también proponen como alternativa la estructura tipo Jacket que se puede implementar hasta profundidades de 60 metros.

3.5 Sistema de transmisión de energía eléctrica en parques eólicos marinos

Otro aspecto importante en la implementación de un parque eólico marino es el sistema de transmisión de energía, el cual, según Lozer dos Reis et al. (2021), se divide en 5 componentes, los cuales son los siguientes:

- El sistema de interconexión entre aerogeneradores, el cual corresponde a los tramos de cable de transmisión de energía que salen de cada aerogenerador.
- La subestación marina, que está encargada de realizar el tratamiento y adecuación de la energía generada por cada aerogenerador para luego ser exportada a la costa.
- El conjunto de cables de exportación submarinos, los cuales están encargados de transportar la energía hacia la costa.
- La subestación terrestre que está encargada de la recepción de la energía proveniente del parque eólico marino, la adecuación y la preparación de la energía para el transporte al punto final del proceso.

Según los datos publicados por Shields et al. (2021), dependiendo de la capacidad instalada para generación en el parque eólico, se define la cantidad de subestaciones marinas y cables de exportación submarinos que se deben instalar, lo cual se puede apreciar en la Tabla 4.

Tabla 4.

Cantidad de subestaciones y cables de exportación según la capacidad instalada.

Capacidad instalada (MW)	250	500	750	1.000	1.250	1.500	1.750	2.000	2.250	2.500
Subestaciones marinas	1	2	2	2	3	3	4	4	4	5
Cables de exportación	1	2	3	3	4	5	6	6	7	8

Nota. Adaptado de (Shields et al., 2021).

3.6 Pérdidas por efecto de estela

Según Sun et al. (2020), el efecto de estela en instalaciones eólicas consiste en las pérdidas que se generan en la producción de energía debido a la estela o turbulencia que se genera en la parte posterior de los aerogeneradores después del paso del flujo de viento, esta estela o turbulencia genera una disminución en la velocidad del viento, por lo tanto, los aerogeneradores posteriores al primero recibirán un viento con menor velocidad y por lo tanto generarán menos energía.

En la actualidad, según Lozer dos Reis et al. (2021) y Sedaghatizadeh et al. (2018), como resultado de muchos análisis y experiencias con el montaje de distintos parques eólicos a nivel mundial, se consideran distancias de separación en función del diámetro de los aerogeneradores para disminuir los impactos del efecto de estela en la generación de energía, las cuales van entre 7 y 10 veces el valor de diámetro del aerogenerador en la dirección predominante del flujo de viento, y entre 3 y 5 veces el diámetro del aerogenerador en la dirección perpendicular a la dirección predominante del flujo de viento, con lo cual se estima que se pueden obtener pérdidas en generación de energía por el efecto de estela que van entre el 5% y el 15%.

Otra manera de determinar el efecto de estela en un parque eólico es por medio de simulaciones con CFD. En los estudios presentados por Qian et al. (2020) y Ye et al. (2023), se realizó una simulación con CFD del efecto de estela sobre una turbina de eje horizontal, basada en el uso de las RANS (Ecuaciones de Navier-Stokes promediadas) y el modelo de turbulencia k-w SST. Por último, se realizó la validación de los resultados con otros modelos de turbulencia y datos experimentales de un túnel de viento.

Los resultados de la simulación demuestran que los efectos de la turbulencia disminuyen en gran proporción para una distancia de 7 veces el diámetro del rotor, lo cual se confirma con la comparación con los datos experimentales del túnel de viento. Adicionalmente la malla más refinada es de 34 millones de elementos específicamente en las zonas de turbulencia aguas abajo del rotor.

3.7 Pérdidas técnicas, incertidumbre y percentiles de producción asociados a parques eólicos marinos

Las incertidumbres y las pérdidas técnicas en los parques eólicos representan el rendimiento que tendrá a lo largo de los años de operación, teniendo en cuenta aspectos como el comportamiento del recurso eólico, los modelos matemáticos utilizados, las pérdidas por funcionamiento de los aerogeneradores, el sistema de transmisión de energía, la influencia de los factores ambientales, las pausas por mantenimiento, entre otros, tal como se menciona en publicaciones como la de (Tilca et al., 2021) y (Lee y Fields, 2021).

En publicaciones como la de Yue et al. (2019), se menciona que los principales análisis relacionados con la producción de energía de un parque eólico son los percentiles de producción de energía, los cuales tienen en cuenta las pérdidas técnicas y las incertidumbres que se presentan en el parque eólico, entre los percentiles de producción se resaltan dos como

los más importantes, el primero es el percentil 50 o P50, el cual tiene en cuenta todas las pérdidas técnicas que se presentan en el parque eólico en forma de porcentajes asociados a la generación de energía y que representa una incertidumbre de $\pm 50\%$ en la energía generada estimada sin pérdidas. El segundo es el percentil 90 o P90, para el cual se tienen en cuenta tanto las pérdidas técnicas como las incertidumbres, ambas expresadas como porcentajes de la generación de energía del parque eólico, y que representa una incertidumbre de $\pm 10\%$ en la energía generada estimada sin pérdidas.

En la Tabla 5 se pueden apreciar los valores promedio y más presentados de las pérdidas técnicas estimadas en la literatura con sus respectivos rangos de valores.

Tabla 5.

Pérdidas técnicas asociadas a parques eólicos marinos.

Factor	Valor (%)	Rango de valores (%)	Referencia bibliográfica
Efecto de estela	10	5 – 15	(Lozer dos Reis et al., 2021)
Disponibilidad del aerogenerador	3	2 – 5	(Tilca et al., 2021)
Medioambientales	1	1 – 2	(Lee y Fields, 2021)
Curva de potencia del aerogenerador	2,5	1 – 4	(Lee y Fields, 2021)
Histéresis por vientos altos	0,6	0,6 – 3	(Tilca et al., 2021)
Pérdidas por transmisión de energía	4	1 – 7	(Lozer dos Reis et al., 2021)

Adicional a las pérdidas técnicas definidas en la Tabla 5, en la Tabla 6 se pueden apreciar los valores promedio más presentados en la literatura para las incertidumbres asociadas al parque eólico y sus respectivos rangos de valores.

Tabla 6.*Incertidumbres asociadas a parques eólicos marinos.*

Factor	Valor (%)	Rango de valores (%)	Referencia bibliográfica
Medición y ajuste de la velocidad del viento	5,5	1 – 10	(Yue et al., 2019)
Predicción del clima	2	1,4 – 2,8	(Yue et al., 2019)
Extrapolación vertical de la velocidad del viento	5	3,5 – 9	(Tilca et al., 2021)
Extrapolación horizontal de la velocidad del viento	3,1	2,6 – 6,4	(Lee y Fields, 2021)
Curva de potencia del aerogenerador	4,5	4 – 10	(Lee y Fields, 2021)

En la (Ecuación 1) se puede apreciar la expresión matemática propuesta en la publicación de Tilca et al. (2021) para el cálculo de la energía generada en un parque eólico marino en el escenario de un percentil de producción 50, la cual relaciona la energía generada sin pérdidas y el porcentaje total de pérdidas del parque.

$$AEP_{P50} = AEP_{\text{sin pérdidas}} * \left(\frac{100 - \text{Pérdidas}}{100} \right) \quad (1)$$

En la publicación realizada por Mora et al. (2019) se estima un factor de probabilidad basado en la curva de distribución gaussiana para calcular el rendimiento de un análisis de percentil 90, el cual toma un valor de 1,2816. Luego, en la publicación realizada por Tilca et al. (2021) se puede apreciar una expresión matemática para el cálculo de la producción de energía del parque eólico para un percentil 90 en función del factor de probabilidad y la generación de energía del percentil 50. Esta expresión se puede apreciar en la (Ecuación 2).

$$AEP_{P90} = AEP_{P50} * (1 - \text{Incertidumbre} * F_p) \quad (2)$$

3.8 Costos de capital de proyectos eólicos marinos

Dentro de los componentes que hacen parte del CAPEX o costos de capital de un proyecto eólico marino de estructura de soporte fija, se resaltan la estructura de soporte con un porcentaje de contribución entre el 20% y el 25% aproximadamente, los aerogeneradores con un porcentaje de contribución entre el 30% y el 40% aproximadamente, el sistema de transmisión de energía varía su influencia en el CAPEX a partir de las distancias a la costa y capacidades instaladas para generación, en la literatura se le asignan porcentajes entre el 20% y el 40% como se puede apreciar en la publicación de (Sim, 2023).

En otros trabajos se reportan porcentajes que van desde el 10% hasta el 20% para el sistema de transmisión de energía, como se puede apreciar en el documento de (Alsubal et al., 2021). El desglose completo del CAPEX de un proyecto eólico marino por lo general se divide en tres partes: los costos de los aerogeneradores, el balance de planta y los gastos administrativos, como se puede apreciar en el documento de (Cali et al., 2018). Otros autores lo dividen en gastos administrativos, gastos de adquisición y producción; por último, los gastos de instalación y transporte. Estos valores varían en gran medida a partir de las condiciones de batimetría, distancia a la costa y capacidad instalada para generación, como se puede observar en el documento de (Alsubal et al., 2021).

En la literatura se encuentran esquemas con el desglose del CAPEX de un proyecto eólico de estructura de soporte fija en tres componentes con su respectivo porcentaje estimado de contribución, donde el mayor porcentaje de influencia le corresponde al grupo de producción y adquisición, en el cual se contemplan los costos de los aerogeneradores, la estructura soporte, el sistema de transmisión de energía y el sistema de monitoreo de la planta, el segundo porcentaje de mayor influencia corresponde a los costos de instalación y

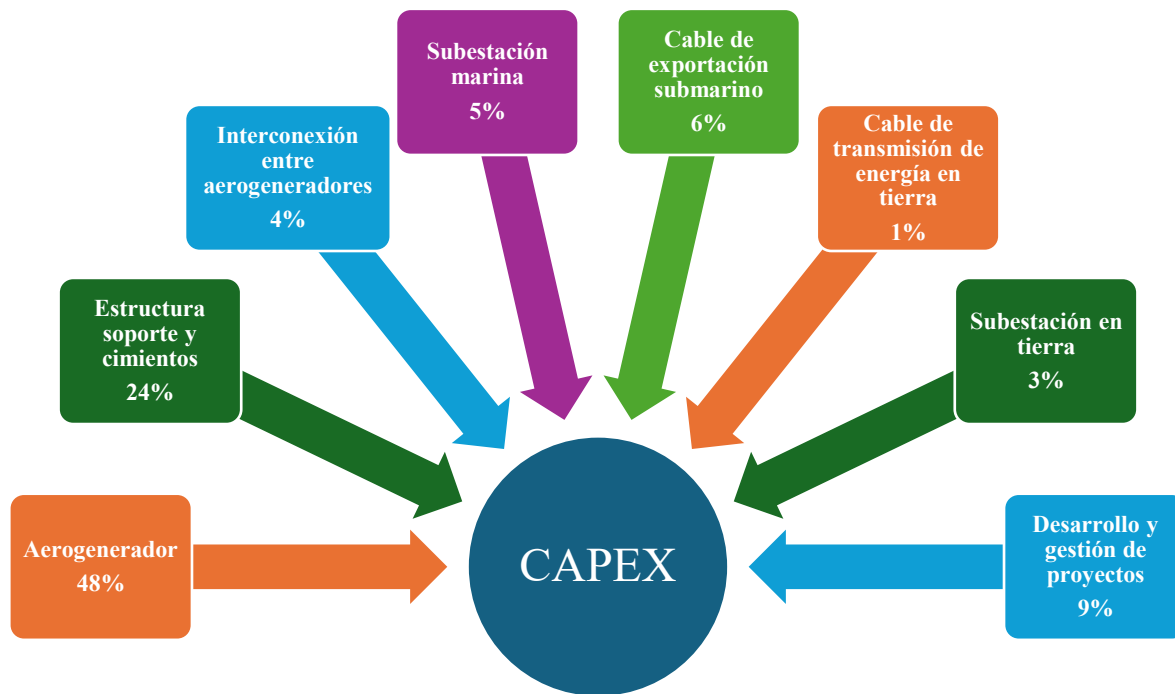
transporte de la infraestructura del proyecto, y por último se encuentran los gastos administrativos, que contemplan todo lo relacionado con gerencia de proyectos y trámites legales como se puede apreciar en (Shafiee et al., 2016).

En los datos publicados por Stehly et al. (2022), se estima que el CAPEX se divide en tres grupos, los cuales son el aerogenerador con un 36,6% de influencia, los gastos de balance del sistema o balance de planta, con un 45,9% de influencia, y por último los gastos administrativos con un 17,4% de influencia.

En la publicación del World Bank Group (2023), se presenta una descripción de los componentes del CAPEX de un proyecto eólico marino con los respectivos equivalentes en porcentajes de cada uno con respecto al CAPEX total, en la Figura 6 se presenta un esquema con la información plasmada en la publicación en mención, donde se puede apreciar que los mayores porcentajes se atribuyen a los aerogeneradores y las estructuras de soporte con aproximadamente el 72% del CAPEX total, adicionalmente se tienen los diferentes componentes que hacen parte del sistema de transmisión de energía y los costos de desarrollo.

Figura 6.

Principales componentes del CAPEX de un proyecto eólico marino.



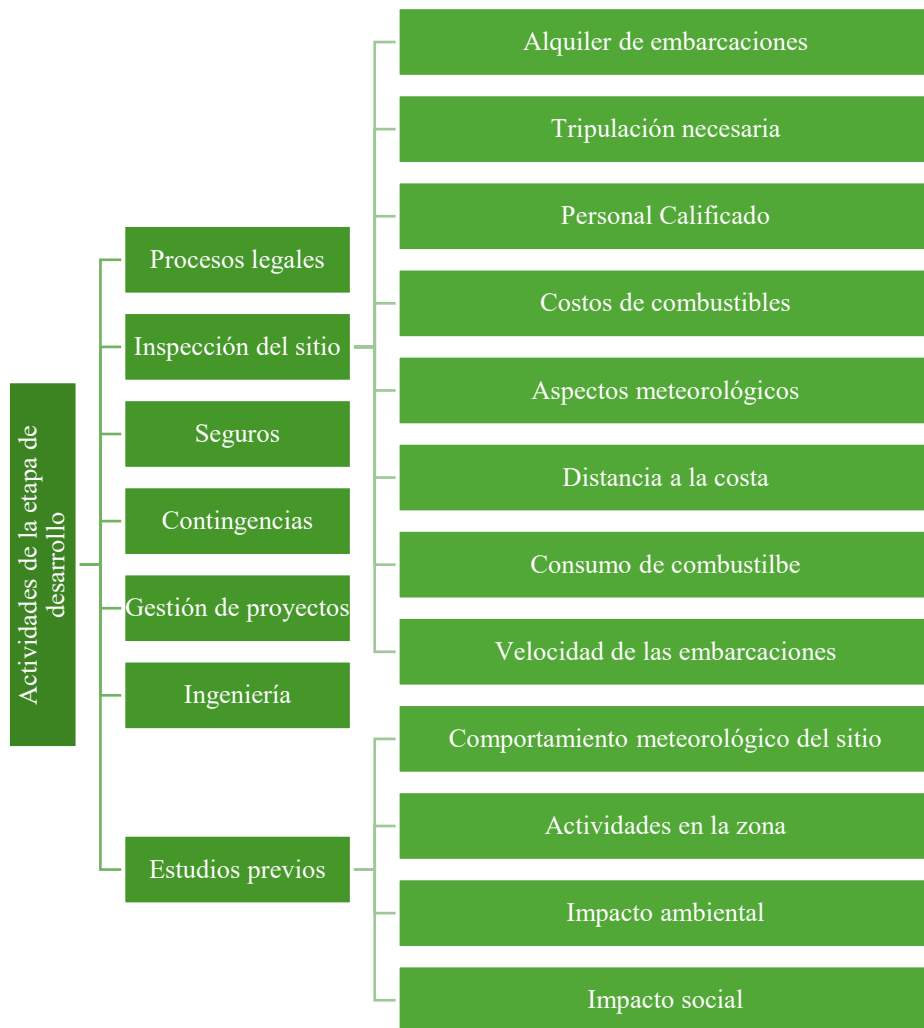
Nota. Adaptado de (World Bank Group, 2023).

3.8.1 Costos de la etapa de desarrollo de un proyecto eólico marino

Una parte importante de todo proyecto eólico marino, según Sykes et al. (2023), es la etapa de desarrollo, donde se contemplan todos los procesos de solicitud de permisos, requerimientos por parte de entes de regulación, estudios del fondo marino, estudios meteorológicos, estudios ambientales, reconocimiento de la zona de interés y procesos de ingeniería de desarrollo, entre otros. En la Figura 7 se puede apreciar un esquema de algunos aspectos, actividades y procesos que componen la etapa de desarrollo de un proyecto eólico marino, el cual se basa en experiencias de proyectos existentes alrededor del mundo.

Figura 7.

Descripción de la etapa de desarrollo de un proyecto eólico marino.



Nota. Adaptado de: (Sykes et al., 2023).

De la Figura 7 se resalta el proceso de inspección del sitio de interés, donde se tienen en cuenta diversos aspectos como las embarcaciones, el personal necesario, las distancias de recorrido, las velocidades de las embarcaciones, los aspectos meteorológicos de la zona y los requerimientos y costos de combustible para los desplazamientos. Según Sykes et al. (2023),

todos estos procesos representan aproximadamente el 34% de los costos totales de la etapa de desarrollo del proyecto eólico marino.

En las publicaciones realizadas por Johnston et al. (2020) y Myhr et al. (2014), se realiza una descripción más detallada de los estudios previos que se realizan en la zona de interés, entre los cuales se resaltan los estudios de batimetría, oleaje, velocidad y dirección del viento, aves migratorias, tráfico marino, líneas de transmisión de energía e hidrocarburos, temperaturas, entre otros, los cuales tienden a tener una duración mínima de un año, adicionalmente, en la publicación en mención se divide la etapa de desarrollo en 5 componentes generales, para los cuales se estiman los porcentajes de contribución de cada uno con respecto a los costos totales de la etapa de desarrollo, los cuales se pueden apreciar en la Tabla 7.

Tabla 7.

Equivalencia en porcentajes de los costos de los componentes de la etapa de desarrollo de un parque eólico marino.

Componente	Porcentaje
Servicios de gestión y desarrollo de proyectos	53%
Servicios de ingeniería y diseño	13%
Estudios del fondo marino	18%
Estudios meteorológicos	8%
Estudios ambientales	8%

Nota. Adaptado de (Johnston et al., 2020) y (Myhr et al., 2014).

De la Tabla 7 se puede resaltar que el mayor porcentaje de contribución se atribuye a los servicios de ingeniería, gestión y desarrollo de proyectos con aproximadamente el 66%, seguido de los diferentes estudios necesarios con el restante 34%, estando en concordancia con la información presentada en la Figura 7.

En la literatura se encuentran diversos autores que estiman los costos de la etapa de desarrollo de un proyecto eólico marino con base en diferentes experiencias alrededor del mundo, los cuales pueden servir de punto de comparación para los resultados que se obtengan en el presente trabajo de investigación. En la publicación de Castro-Santos et al. (2018) se estima un costo de 84,8 USD/kW, en la publicación de Martínez e Iglesias (2022) se estima un costo de 232,2 USD/kW, en la publicación de Maienza et al. (2020) se estima un costo de 53 USD/kW, en la publicación de Lerch et al. (2018) se estima un costo de 212 USD/kW y en la publicación de Heidari (2017) se estima un costo de 190,8 USD/kW.

Recientemente el ministerio de minas y energías de Colombia compartió un informe titulado “Colombia Offshore Wind Workshops”, presentado por World Bank Group (2023), donde se realiza una estimación de los tiempos de duración de las etapas previas a la puesta en operación del parque eólico marino, donde se puede observar que, en Colombia, para la etapa de desarrollo se estima una duración de entre 3 y 8 años, luego en la fase de construcción y puesta en operación del parque eólico se estima una duración de entre 3 y 5 años.

En la publicación realizada por Díaz y Guedes Soares (2023), se propone una expresión para el cálculo de los costos asociados a la etapa de desarrollo y gestión de proyectos, la cual se plantea en función de la capacidad instalada para generación del parque eólico marino (CA) en unidades de kilovatios y en euros de 2021, por lo tanto se debe someter a un proceso de actualización y cambio de divisa, para expresarla en dólares americanos de 2024. En la (Ecuación 3) se puede apreciar la expresión planteada en la publicación en mención.

$$C_{D\&G} = 180,9 * CA \quad (3)$$

3.8.2 *Cálculo de los costos de los aerogeneradores y las estructuras de soporte*

Para el cálculo de los costos de los aerogeneradores y de las estructuras de soporte de estos, en el caso de los parques eólicos marinos de estructura de soporte fija, se tienen diversos modelos matemáticos y diferentes referencias de costos.

Según Dicorato et al. (2011) y Yanez-Rosales et al. (2024), basados en la revisión de costos de diferentes aerogeneradores alrededor del mundo, se plantean dos expresiones matemáticas para el costo de los aerogeneradores en función de la potencia nominal del aerogenerador (P_{AR}) en megavatios, ambas en miles de euros de 2009 y 2022 respectivamente. Estas expresiones matemáticas son frecuentemente referenciadas en diversos artículos de investigación y presentan una diferencia en los resultados que se obtienen con ambas de aproximadamente un 9%.

Tomando en cuenta la publicación de IEA (2023), donde se estima que con el paso de los años, los costos de la tecnología eólica marina irán disminuyendo, se eligió la expresión más actualizada. En la (Ecuación 4) se puede apreciar la expresión matemática escogida para el cálculo del costo de un aerogenerador (C_{AR}) en función de la potencia nominal del aerogenerador (P_{AR}) en megavatios:

$$C_{AR} = -0,2048 * (P_{AR})^2 * 4,2973 * (P_{AR}) - 10,841 \quad (4)$$

Según Yanez-Rosales et al. (2024), el costo total de los aerogeneradores debe incluir el número total a instalar y, según Dicorato et al. (2011), un factor de transporte que se estima como aproximadamente el 10% del costo de cada aerogenerador.

Para el cálculo de los costos de las estructuras de soporte (C_{ES}), Dicorato et al. (2011) propone una expresión matemática en función la profundidad (Z) en metros, la potencia nominal del aerogenerador (P_{AR}) en megavatios y el factor de carga, el cual hace referencia a la relación entre la altura del rotor (ha) en metros y el diámetro de este (d) en metros, con lo cual se puede obtener una aproximación con mayor grado de precisión en la estimación de los costos de las estructuras de soporte.

Años más adelante, en las publicaciones de Shafiee et al. (2016) y Yanez-Rosales et al. (2024), se propone la expresión matemática planteada por Dicorato et al. (2011) con actualizaciones en la divisa por efectos de la inflación, quedando expresadas en euros de 2016 y 2022 respectivamente. Por lo tanto, se realizó un proceso de cambio y actualización de divisa a dólares americanos de 2024. Al igual que en el caso del cálculo del costo total de los aerogeneradores, para las estructuras de soporte, se contempla el número total de aerogeneradores a instalar y un costo de instalación y transporte que equivale aproximadamente al 50% del costo de cada estructura de soporte.

Nuevamente, se elige la expresión matemática más actualizada en términos de costos y teniendo en cuenta la tendencia de los costos relacionados con proyectos eólicos marinos en el mundo; por lo tanto, en la (Ecuación 5) se puede apreciar la expresión matemática para el cálculo de los costos de la estructura de soporte de un aerogenerador.

$$C_{ES} = 384.000 * P_{AR} * (1 + 0,02 * (Z - 8)) * \left[1 + 0,8 * 10^{-6} \left(ha \left(\frac{d}{2} \right)^2 - 10^5 \right) \right] \quad (5)$$

3.8.3 *Cálculo de los costos asociados al sistema de transmisión de energía eléctrica*

El sistema de transmisión de energía eléctrica del parque eólico marino se divide en 5 componentes, los cuales son el arreglo de interconexión de los aerogeneradores, la subestación marina, donde se realiza el tratamiento de la energía para exportarla a la costa, el cable de exportación marino, la subestación en la costa, donde se realiza la recepción de la energía proveniente del parque eólico, y por último se tiene el cable de transmisión en tierra, con el que se realiza el transporte de la energía al punto de entrega como se puede apreciar en (Lozer dos Reis et al., 2021).

El cálculo del costo de cada uno de los componentes se estima con las expresiones matemáticas propuestas por Lozer dos Reis et al. (2021), las cuales se pueden apreciar en las ecuaciones 6 y 7 para el cálculo del costo total de los cables utilizados para la interconexión de aerogeneradores. En la (Ecuación 6), definida para el cálculo del costo de adquisición de los cables de interconexión entre los aerogeneradores (C_{IA}), se tiene en cuenta el área de la sección transversal de los cables (A_s) en milímetros cuadrados, y la longitud total de estos (L_c) en metros. En la (Ecuación 7), definida para el cálculo del costo de instalación de los cables de interconexión entre los aerogeneradores (C_{II}), se tiene en cuenta el número de aerogeneradores instalados en el parque eólico (N) y la longitud total de los cables de interconexión (L_c) en metros.

$$C_{IA} = [4,260 * 10^{-4} * A_s + 2,324 * 10^{-1}] * L_c \quad (6)$$

$$C_{II} = [-2,268 * 10^{-3} * N + 3,80 * 10^{-1}] * L_c \quad (7)$$

Las ecuaciones 6 y 7 están expresadas en miles de euros de 2016; por lo tanto, se realizó un proceso de cambio y actualización de divisa a dólares americanos de 2024. La

sección transversal del cable de interconexión de los aerogeneradores se puede tomar directamente de fabricantes en función de la cantidad de energía que se transporte, y también se pueden tomar las referencias planteadas en el estudio realizado por Dicorato et al. (2011), donde se propone una lista de secciones transversales que van desde los 95 hasta los 630 milímetros cuadrados de los cables utilizados para transporte de energía en el mar.

Para estimar el costo de instalación de una subestación marina (C_{suboff}) para el tratamiento de la energía generada por el parque eólico, Yanez-Rosales et al. (2024) propone la expresión matemática que podemos apreciar en la (Ecuación 8), donde se toma en cuenta la potencia instalada para generación en el parque (CA) en megavatios, y recomiendan que se utilice para capacidades mayores a los 100 MW. Cabe resaltar que la ecuación está expresada en la divisa de euros de 2022; por lo tanto, se realizó un proceso de cambio y actualización de divisa a dólares americanos de 2024.

$$C_{suboff} = (1,15 * 10^6) * (0,5833 + 0,1079 * CA) \quad (8)$$

El siguiente componente del sistema de transmisión de energía es el cable de exportación submarino, para el cual Lozer dos Reis et al. (2021) propone un par de expresiones matemáticas que contemplan los costos de adquisición (C_{EMA}) e instalación (C_{EMI}) del cable, la longitud de este (L_{eo}) en metros y la potencia instalada para generación (CA) en megavatios. Estas expresiones matemáticas se pueden apreciar en las (Ecuaciones 9 y 10). Adicionalmente, se estiman los costos en miles de euros de 2016 por metro de cable instalado, por lo tanto, se realizó un proceso de cambio y actualización de divisa a dólares americanos de 2024.

$$C_{EMA} = [3,356 * 10^{-3} * CA + 8,387 * 10^{-2}] * L_{eo} \quad (9)$$

$$C_{EMI} = [-6,318 * 10^{-3} * CA + 3,812 * 10^{-1}] * L_{eo} \quad (10)$$

El siguiente componente del sistema de transmisión de energía es la subestación en la costa, para la cual Lozer dos Reis et al. (2021) estima que el costo de instalación de la subestación en la costa sería aproximadamente la mitad del costo de instalación de la subestación marina. Autores como Shafiee et al. (2016), Dicorato et al. (2011), Alsubal et al. (2021), utilizan la misma aproximación para estimar el costo de la subestación en la costa. En el caso de la publicación de Yanez-Rosales et al. (2024) se propone una expresión matemática para el cálculo del costo de la subestación en tierra (C_{son}) en función de la capacidad instalada (CA) en megavatios, y los costos se expresan en la divisa de euros de 2022, por lo tanto, se realizó un proceso de cambio y actualización de divisa a dólares americanos de 2024. La expresión matemática mencionada se puede apreciar en la (Ecuación 11).

$$C_{son} = (1 * 10^6) * (7,9178 * \ln(CA) - 33,298) \quad (11)$$

Por último, para estimar el costo del cable de transmisión en tierra, se puede tomar directamente del catálogo de los fabricantes o se pueden implementar las expresiones matemáticas propuestas por (Lozer dos Reis et al., 2021). En estas expresiones matemáticas se estima que, el costo de adquisición (C_{ETA}) del cable de transmisión en tierra equivale al 25% del costo del cable de exportación submarino, y el costo de instalación (C_{ETI}) se expresa con un factor de 0,53 que se multiplica por la longitud total del cable (L_{eon}) en metros, la cual también se tiene en cuenta en el costo de adquisición. Las expresiones matemáticas propuestas se pueden apreciar en las (Ecuaciones 12 y 13), y se estiman en miles de euros de

2016 por metro de cable instalado; por lo tanto, se realizó un proceso de cambio y actualización de divisa a dólares americanos de 2024.

$$C_{ETA} = 0,25 * [3,356 * 10^{-3} * CA + 8,387 * 10^{-2}] * L_{eon} \quad (12)$$

$$C_{ETI} = 0,530 * L_{eon} \quad (13)$$

3.8.4 Referencias de costos de capital de proyectos eólicos marinos en el mundo

En la literatura se encuentran referencias para el cálculo de los costos de instalación de un parque eólico costa afuera, entre los cuales, resaltamos a Yildirim (2023), el cual plantea tres parques eólicos de capacidades entre 680 MW y 1.500 MW, aerogeneradores de potencias nominales entre los 3 MW y 3.4 MW, todas instaladas a 100 metros de altura, con diámetro de 126 metros, profundidades entre 5 y 100 metros, distancias a la costa entre los 6 y los 12 kilómetros, con los cual se registraron valores del CAPEX que oscilan entre los 3.700 USD/kW y 3.900 USD/kW.

En el estudio publicado por Liang et al. (2021), se realiza el cálculo del CAPEX de un parque eólico para tres capacidades diferentes, las cuales varían entre los 330 MW y 800 MW, aerogeneradores de 5 MW de potencia, la altura de trabajo es de 105 metros, distancia a la costa de 73 kilómetros y la profundidad del sitio es de 30 metros, en estas condiciones se registraron valores del CAPEX que oscilan entre los 2.600 USD/kW y 4.200 USD/kW.

3.9 Costos de operación y mantenimiento de proyectos eólicos marinos

Estos costos hacen referencia a la inversión que se realiza anualmente para garantizar la operación del parque eólico y los mantenimientos necesarios, que pueden ser programados o correctivos por novedades, como se menciona en (Shafiee et al., 2016). En el estudio

realizado por Lozer dos Reis et al. (2021), los costos de operación y mantenimiento se estiman como un 3.5% del valor total de los costos de capital, según Alsubal et al. (2021), se estima como un 3.9% del valor del CAPEX, en la publicación realizada por IEA (2023) se estima que los costos de operación y mantenimiento tienden a ser el 3% del valor del CAPEX, adicionalmente, en la publicación de Almeida et al. (2024) se estima que el OPEX equivale a aproximadamente el 3,5% de los costos de capital del proyecto, por lo tanto, basado en los argumentos planteados, se estima un OPEX de 3,5% del valor del CAPEX del proyecto para el presente trabajo de investigación.

3.10 Costo nivelado de la energía para proyectos eólicos marinos

El cálculo del costo nivelado de energía eléctrica es el costo al que se debe realizar la venta de la energía para garantizar un punto de equilibrio en el proyecto, es decir, un valor presente neto de 0 al final de los años de operación del proyecto, donde no se generan ni pérdidas ni ganancias con el proyecto como se menciona en el documento del (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022).

En el estudio publicado por Lozer dos Reis et al. (2021), la expresión utilizada para realizar el cálculo del costo nivelado de la energía relaciona los costos de operación y mantenimiento de la planta, los costos de capital de la planta, la energía generada anualmente por el parque eólico, los años de operación del parque y el costo promedio ponderado de capital (WACC), que se define como la tasa de rendimiento que espera un inversionista sobre los valores de una compañía o proyecto, y se estima un determinado porcentaje por año como se menciona en el documento del (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022).

La expresión matemática planteada por Lozer dos Reis et al. (2021) para el cálculo del costo nivelado de la energía eólica marina se puede apreciar en la (Ecuación 14) y se presenta en unidades de dólares por megavatio-hora.

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{tp=1}^{Tp} \frac{OPEX_{tp}}{(1+WACC)^{tp}}}{\sum_{tp=1}^{Tp} \frac{AEP_{tp}}{(1+WACC)^{tp}}} \quad (14)$$

Basados en el estudio realizado por Lozer dos Reis et al. (2021), se estima que la duración de un proyecto eólico marino es de 25 años, y el WACC se estima como el 10%, este valor del WACC se puede corroborar con la información suministrada por el Ministerio de Minas y Energía et al. (2022), donde también estiman un valor del 10% para el WACC de proyectos eólicos marinos de estructura de soporte fija.

3.11 Valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR)

Según la publicación de Díaz y Guedes Soares (2023), el valor presente neto y la tasa interna de retorno son factores que se asemejan en su finalidad, la cual es definir la rentabilidad del proyecto de inversión, el VPN da como resultado el valor en unidad monetaria que se gana o se pierde con el proyecto, y la TIR arroja el resultado en porcentajes, adicionalmente, se dice que un proyecto está en equilibrio, es decir no se obtienen ni pérdidas ni ganancias, cuando el VPN es igual a cero y la TIR es igual a la tasa de descuento del proyecto, en caso de obtener un valor mayor que cero o mayor que la tasa de descuento, se dice que el proyecto es rentable y arroja ganancias, y en caso de ser menor que cero o menor que la tasa de descuento, se dice que el proyecto no es rentable y arroja pérdidas.

4 Objetivos

4.1 Objetivo general

Estudiar la implementación de un parque eólico offshore a partir del potencial aprovechable en los alrededores de La Alta Guajira, con el propósito de suplir la demanda de energía eléctrica en las zonas no interconectadas registradas por la UPME.

4.2 Objetivos específicos

Calcular el factor de aprovechamiento en el área FX-5, definida por el Ministerio de Minas y Energías de Colombia, por medio del estudio del comportamiento del viento en la zona y las curvas de potencia de aerogeneradores offshore, para determinar la posible generación de energía.

Establecer la demanda de energía eléctrica de las zonas no interconectadas en La Guajira, a partir de los datos publicados por la UPME y las estimaciones de consumo promedio de energía en las zonas rurales de Colombia, con el propósito de definir el requerimiento mínimo de generación de energía del parque eólico costa afuera a implementar.

Determinar las especificaciones técnicas del parque eólico a implementar: tipo y número de aerogeneradores, capacidad instalada para generación de energía y condiciones de operación de la zona; a partir de la demanda de energía establecida, el factor de aprovechamiento y el dimensionamiento del parque, para la producción de energía eléctrica en la zona.

Realizar un estudio financiero preliminar, mediante el cálculo del CAPEX, OPEX, LCOE, TIR y VPN, para determinar la viabilidad del proyecto eólico a implementar en la zona establecida.

5 Justificación del proyecto

Debido a que actualmente la transición energética es una de las principales metas a cumplir en el mundo, Colombia es uno de los países que también están enfocando sus esfuerzos en la transición de los combustibles fósiles a las energías renovables y cuenta con un gran potencial eólico costa afuera que aún no ha sido aprovechado. Por lo tanto, en el presente trabajo de investigación se plantea realizar un análisis preliminar de la implementación de un parque eólico marino en Colombia, teniendo en cuenta aspectos como el potencial eólico disponible, las demandas de energía de las zonas no interconectadas en La Guajira, los costos de capital y producción de parques eólicos marinos, la disposición de la energía generada y las tarifas de la energía eléctrica en La Guajira.

Con base en los argumentos planteados, el presente trabajo de investigación es un referente teórico-práctico para las empresas que estén dedicando sus esfuerzos a la inversión en proyectos de energía eólica costa afuera, un complemento para la información publicada por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, y una metodología práctica que sirve como punto de partida para futuras investigaciones con un mayor grado de detalle en el país.

Por último, el presente trabajo de investigación brinda una vista preliminar de los beneficios que se podrían obtener con la implementación de esta tecnología en el país y un análisis del rendimiento de los aerogeneradores comerciales en la actualidad con el potencial disponible en las mejores zonas del territorio marítimo colombiano.

6 Metodología de trabajo

Para el desarrollo de los 4 objetivos específicos del presente trabajo de investigación, se plantea un conjunto de actividades por objetivo de forma secuencial. A continuación, se presentan las actividades propuestas para la ejecución del primer objetivo específico.

6.1 Objetivo específico 1

Calcular el factor de aprovechamiento en el área FX-5, definida por el Ministerio de Minas y Energías de Colombia, por medio del estudio del comportamiento del viento en la zona y las curvas de potencia de aerogeneradores offshore, para determinar la posible generación de energía.

6.1.1 *Actividad 1. Obtener los registros de la velocidad del viento en la zona*

Inicialmente se toman las coordenadas geográficas del espacio definido dentro del área FX-5 para la implementación del parque eólico, luego se descarga de ERA-5 la información relacionada con la velocidad del viento en dicha ubicación para una altura de 100 metros. Por recomendaciones de Díaz y Guedes Soares (2020), el tiempo de datos que se descargará será de un mínimo de 10 años, lo cual se ve soportado por las recomendaciones encontradas en la publicación de (Gil Ruiz et al., 2021).

6.1.2 *Actividad 2. Depuración de los datos asociados a la velocidad del viento en la zona*

Luego de descargar los datos se procede a realizar el tratamiento estadístico de estos, para lo cual se generó la curva de velocidad a lo largo de los 12 meses del año, la curva de distribución de Weibull, con la cual se obtuvo la velocidad que se presenta con mayor

frecuencia a lo largo del periodo de análisis, también se realizó el gráfico de la rosa de los vientos y se determinó la dirección predominante del flujo de viento, la cual sirve para poder orientar los aerogeneradores y lograr el mayor aprovechamiento posible del flujo de viento, y por último se realizó la estimación del potencial eólico en la zona. Según García-Caballero et al. (2023), para realizar los cálculos mencionados se utilizaron las ecuaciones presentadas en la Tabla 3 y las herramientas informáticas que se utilizaron fueron Microsoft Excel, Python y Matlab.

6.1.3 *Actividad 3. Cálculo del factor de aprovechamiento del parque eólico marino*

El siguiente paso es realizar el cálculo del factor de aprovechamiento que se podría obtener con el aerogenerador que se implemente, sin tener en cuenta las pérdidas técnicas asociadas a la operación de este. Para llevar a cabo este proceso, se realizó una revisión en la literatura sobre los aerogeneradores con más registros en proyectos eólicos marinos operativos en la actualidad y los últimos que se hayan incluido en el mercado por parte de los diferentes fabricantes alrededor del mundo, para lo cual se tomó como referencia el artículo publicado por (Ohunakin et al., 2023).

Luego de definir la lista de aerogeneradores, se descargó la información relacionada con las curvas de generación de energía por velocidad del viento adaptadas a las condiciones del sitio de operación según las pautas de (Azumendi Góngora, 2018). Luego se realizó el cruce de datos de la energía disponible a partir de la velocidad del viento y la curva de potencia del aerogenerador; con este proceso se obtuvo el factor de aprovechamiento con cada aerogenerador y se determinó el que presentó el mayor rendimiento. Por último, la definición del aerogenerador se complementó con una comparación del costo nivelado de la energía que se podría obtener con cada aerogenerador. Se encontró que el aerogenerador que

menor costo nivelado obtuvo coincidía con el aerogenerador que mayor factor de aprovechamiento generó.

6.2 Objetivo específico 2

Establecer la demanda de energía eléctrica de las zonas no interconectadas en La Guajira, a partir de los datos publicados por la UPME y las estimaciones de consumo promedio de energía en las zonas rurales de Colombia, con el propósito de definir el requerimiento mínimo de generación de energía del parque eólico costa afuera a implementar.

6.2.1 *Actividad 1. Determinar la cobertura del servicio de energía eléctrica en La Guajira y sus zonas no interconectadas*

Para establecer la demanda de energía eléctrica que se debe suplir por medio del parque eólico costa afuera, se recolectaron datos de los informes publicados por la UPME (2019) sobre el estado de cobertura del servicio de energía eléctrica en Colombia, donde se plasman las zonas no interconectadas que se encuentran registradas con consumo de energía y que actualmente son abastecidas por medio de distintas plantas de generación, por lo tanto, se puede conocer el consumo anual registrado para cada zona. Adicionalmente, en Santamaria (2023), los planes de energización rural sostenible (PERS) planteados por la UPME y la referencia bibliográfica publicada por Aguirre-Mendoza et al. (2019), se pudo encontrar información de los usuarios sin servicio en las zonas no interconectadas de La Guajira, y el consumo promedio de energía de una vivienda en estas zonas, el cual se estima que varía entre 150 y 210 kWh/mes.

6.2.2 *Actividad 2. Establecer la demanda anual estimada de energía eléctrica en las zonas no interconectadas de La Guajira*

A partir de esta información y la referencia bibliográfica publicada por Carvajal-Romo et al. (2019), se estableció la demanda anual estimada de energía eléctrica para las zonas no interconectadas en La Guajira, debido a que se tiene registro del consumo de las viviendas con servicio, se estiman las viviendas sin servicio, y se tiene el consumo promedio mensual estimado para una vivienda en una zona no interconectada, realizando la multiplicación de la cantidad de usuarios sin servicio por el consumo promedio mensual estimado, se podría obtener la demanda mensual de las viviendas sin servicio, luego se multiplica por los 12 meses del año y se logra obtener la demanda anual, la cual se suma a la demanda registrada por las localidades con servicio y se logra obtener la demanda anual total de las zonas no interconectadas del departamento de La Guajira.

6.3 *Objetivo específico 3*

Determinar las especificaciones técnicas del parque eólico a implementar: tipo y número de aerogeneradores, capacidad instalada para generación de energía y condiciones de operación de la zona; a partir de la demanda de energía establecida, el factor de aprovechamiento y el dimensionamiento del parque, para la producción de energía eléctrica en la zona.

6.3.1 *Actividad 1. Especificaciones técnicas del emplazamiento eólico marino*

El siguiente paso consistió en establecer las especificaciones técnicas del emplazamiento, entre las cuales se encuentra la profundidad de la zona de operación; esta se puede determinar a partir de los datos publicados por el Ministerio de Minas y Energía et al. (2022), y los mapas de batimetría publicados por la DIMAR en Colombia. Otra de las

especificaciones técnicas del emplazamiento es la distancia al punto más cercano a la costa del área de interés; esta se ve influenciada por la distribución de los aerogeneradores y la ubicación de la subestación eléctrica marina, como se puede apreciar en las publicaciones de (Sim, 2023) y (de Almeida et al., 2024).

En este paso también se definieron las características del aerogenerador seleccionado en el objetivo específico 1; estas características son la altura de trabajo, el diámetro del rotor y la potencia nominal, datos que son parámetros de entrada para el modelo económico, como se verá más adelante. El área máxima disponible para la instalación del parque eólico según las directrices establecidas por el gobierno colombiano en la resolución 40284 de 2022 y su actualización en la resolución 40712 de 2023, es de 270 kilómetros cuadrados, por lo tanto, el espacio a utilizar después de definir la distancia de separación de los aerogeneradores no debe superar los 270 km^2 .

6.3.2 *Actividad 2. Distribución de los aerogeneradores a partir de las pérdidas por el efecto de estela*

En la publicación realizada por Sun et al. (2020) se plantean alternativas de solución para mitigar las pérdidas por estela, las cuales pueden ser las distancias de separación de un aerogenerador a otro, siendo esta la de mayor relevancia, y que permite la recuperación de la velocidad del flujo de viento por medio de la disipación de la estela en la distancia, de las cuales en la literatura se encuentran rangos de distancias en serie y paralelas para estimar el menor porcentaje de pérdidas por estela posibles. La otra alternativa es el desfase en la ubicación de los aerogeneradores para disminuir la estela que afecta a los aerogeneradores que se encuentran detrás de la primera línea donde incide el flujo de viento. Partiendo de estos argumentos y de las recomendaciones brindadas por Lozer dos Reis et al. (2021), en el

presente trabajo se implementó una distancia entre aerogeneradores alineados de 10 diámetros en la dirección predominante del flujo de viento y 5 diámetros en la dirección perpendicular a la dirección predominante del flujo de viento, con lo cual se asume un porcentaje de pérdidas del alrededor del 10% según las recomendaciones brindadas en la literatura revisada (Lozer dos Reis et al., 2021).

6.3.3 *Actividad 3. Arreglo de interconexión eléctrica de los aerogeneradores*

Otro aspecto que se debe tener en cuenta para definir la distancia a la costa del parque eólico es el arreglo de interconexión eléctrica de los aerogeneradores, el cual recibe la energía proveniente de cada aerogenerador y la entrega a la subestación eléctrica marina. En la publicación realizada por Shafiee et al. (2016), se recomienda que la ubicación de la subestación eléctrica se realice de forma que se pueda obtener la menor cantidad de kilómetros de cables de exportación y la menor cantidad de kilómetros de cables en el arreglo de interconexión de aerogeneradores, a partir de estas recomendaciones, las pautas brindadas por Wędzik et al. (2025) y la separación entre aerogeneradores definida por las pérdidas por estela, se estableció el arreglo de interconexión eléctrica entre los aerogeneradores que resultara más económico y se asumió un rango de pérdidas según las recomendaciones de (Lozer dos Reis et al., 2021).

6.3.4 *Actividad 4. Cantidad de aerogeneradores a implementar*

Luego de establecer el factor de aprovechamiento que se obtuvo con el aerogenerador seleccionado, la demanda anual de energía eléctrica de las zonas no interconectadas en la Guajira, las especificaciones técnicas del emplazamiento, y las distancias de separación entre aerogeneradores, se tomó en cuenta la publicación de Arrambide et al. (2019), y se estableció la capacidad instalada y la cantidad de aerogeneradores a implementar en el parque eólico

marino, para lo cual, según la publicación de Song et al. (2019), se definieron como variables adicionales de entrada la potencia nominal del aerogenerador y el total de horas de operación que tendría el parque eólico durante un año.

6.3.5 *Actividad 5. Cuantificar las pérdidas técnicas del parque eólico marino*

Aparte de las pérdidas por el efecto de estela, según Lee y Fields (2021), también se deben determinar otras pérdidas técnicas asociadas a la generación de energía de un parque eólico marino, las cuales se detallaron en la Tabla 5, luego, a partir de las pautas brindadas en la publicación mencionada, se expresaron como porcentajes de pérdidas asociadas a la generación de energía del parque eólico.

6.3.6 *Actividad 6. Cuantificar la incertidumbre asociada al parque eólico marino*

El siguiente aspecto a determinar son las incertidumbres asociadas a los modelos matemáticos para la estimación del comportamiento del recurso eólico en la zona, como se detalla en la publicación de Tilca et al. (2021). Estas incertidumbres se detallaron en la Tabla 6. Luego, a partir de las pautas brindadas en la publicación mencionada, estos valores se organizaron por medio de hojas de cálculo y se tomaron en cuenta para los análisis de percentiles de producción de energía.

6.3.7 *Actividad 7. Definir la estructura de soporte de los aerogeneradores*

Partiendo de la publicación realizada por Díaz y Guedes Soares (2020), donde se menciona que la estructura soporte más implementada a nivel mundial es el monopilote y que está habilitado para implementarse hasta profundidades de 60 metros, se escoge esta estructura soporte para la propuesta de parque eólico marino de la presente investigación, debido a los argumentos planteados en el documento de referencia, y también se adapta al

rango de profundidades al que está ubicada la zona de interés. En la publicación realizada por Shields et al. (2021), se detallan una serie de aspectos a tener en cuenta para definir las características geométricas del monopilote, las cuales varían a partir de la potencia nominal del aerogenerador a implementar, por lo tanto, se tomaron estas recomendaciones como guía para detallar las características del monopilote en el presente trabajo de investigación.

6.3.8 *Actividad 8. Definir los percentiles de producción asociados a la generación de energía del parque eólico marino*

Por último, se definen los percentiles de producción de mayor interés, los cuales según Lee y Fields (2021), son el percentil 50 y el percentil 90, por lo tanto, se tomaran los valores registrados en la Tabla 5 para definir la generación de energía del parque eólico en un percentil 50, luego, partiendo de la energía generada en el percentil 50, se toman los valores registrados en la Tabla 6, para definir la generación de energía del parque eólico en un percentil 90, y por último calcular los factores de aprovechamiento del parque eólico asociados a cada percentil.

6.4 *Objetivo específico 4*

Realizar un estudio financiero preliminar, mediante el cálculo del CAPEX, OPEX, LCOE, TIR y VPN, para determinar la viabilidad del proyecto eólico a implementar en la zona establecida.

6.4.1 *Actividad 1. Definición de los costos de capital del parque eólico marino*

La primera actividad que se realiza para el desarrollo del presente objetivo es la definición del CAPEX o costos de capital del parque eólico marino, para lo cual, se tomaron las ecuaciones de la 3 a la 13, con las cuales se permite calcular todos los componentes del

CAPEX planteados en la Figura 6, recordando que son los costos de los aerogeneradores, las estructuras de soporte, el sistema de transmisión de energía y los costos de gestión y desarrollo.

Cabe resaltar que a todas las expresiones tomadas de la literatura para el cálculo de los costos de los componentes del CAPEX, se deben someter a un cambio de divisa, debido a que inicialmente están en unidades de euros, y la divisa común en que se presentan estos resultados según la publicación de Lozer dos Reis et al. (2021) es el dólar, por lo tanto los costos del trabajo de investigación serán presentados en dólares, adicionalmente, las expresiones están unidades monetarias de diferentes años, por lo tanto, las expresiones se actualizan a unidades monetarias del año inmediatamente anterior al año en curso, es decir el 2024, debido a que es el último año del que se conoce un valor final con el que se define el cambio anual de la inflación y del 2025 aún no se puede conocer ese valor; El proceso de actualización de divisa se realiza a través de las tasas de cambio y los valores de la inflación registrados por el banco de la república de Colombia, este proceso se basa en la publicación presentada por (Yanez-Rosales et al., 2024).

6.4.2 *Actividad 2. Definición de los costos de operación y mantenimiento del parque eólico marino*

Partiendo de la publicación de Almeida et al. (2024) y los argumentos planteados en la sección 3.9 del presente trabajo de investigación, se tomó un OPEX del 3,5% del valor del CAPEX del proyecto eólico y adicionalmente se asume que varía entre el 3% y el 4%.

6.4.3 *Actividad 3. Definición de la tasa de descuento de la tecnología eólica marina*

Luego de definir el CAPEX y el OPEX del proyecto eólico, se definió la tasa de descuento de la tecnología eólica marina de cimentación fija, la cual, según Hekmatmehr et al. (2024), depende del nivel de desarrollo tecnológico o TRL, que para el caso de esta tecnología, se define como un TRL 9 según los datos publicados por el (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022). Adicionalmente, en la literatura y registros de proyectos existentes, para tecnologías de TRL 9, se estima una tasa de descuento del 10%, llegando a ser del 5% en países más desarrollados según Ozato et al. (2023). Por lo tanto, para el presente trabajo de investigación, la tasa de descuento de la tecnología fue del 10%.

6.4.4 *Actividad 4. Determinar el costo nivelado de la energía para el parque eólico marino propuesto*

La siguiente variable económica que se calcula es el costo nivelado de la energía, según Lozer dos Reis et al. (2021), para calcular esta variable se toman como parámetros de entrada los costos de capital, costos de operación y mantenimiento, la energía generada y la tasa de descuento; esta variable financiera indica el costo de generación de una unidad de energía para que el proyecto esté en un punto de equilibrio financiero. Según Yildirim (2023), los costos de capital se toman como la inversión inicial total del proyecto en el último año previo a la entrada en operación del parque eólico, los costos de operación y mantenimiento se proyectan por todos los años de operación del proyecto y se recomienda excluir el componente inflacionario para un análisis en moneda constante, debido a que la inflación es una variable que no se puede estimar con facilidad, por último, por medio de la (Ecuación 14) se realizó el cálculo del costo nivelado de la energía, como también se puede apreciar en la publicación realizada por (Cali et al., 2018).

Según Alsubal et al. (2021), el costo nivelado se calcula para un escenario sin impuestos, como fue el caso que se explicó en el párrafo anterior, y también se calcula en un escenario con impuestos, el cual se realiza luego de implementar el análisis del flujo de caja del proyecto, donde se incluyen los impuestos a los que está sujeto el proyecto por la regulación del país, tales como el impuesto a la renta en el caso de Colombia. También puede estar el caso de los intereses por préstamos bancarios para realizar la inversión inicial del proyecto, esto debido a que las inversiones tienden a ser del orden de billones como se puede apreciar en el documento publicado por el (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022). Según Sim (2023), es recomendable realizar primero el análisis asumiendo que el encargado de la implementación del proyecto asume el valor total de la inversión inicial sin préstamos bancarios, por lo tanto no se incluyen estos intereses, esto con el fin de determinar la viabilidad económica del proyecto desde un escenario de solo impuesto de renta, es decir un solo egreso adicional en el flujo de caja, en caso de resultar viable en ese escenario, se podría realizar una nueva evaluación incluyendo otro egreso por intereses bancarios y determinar nuevamente la viabilidad.

6.4.5 *Actividad 5. Cálculo de las variables financieras asociadas al proyecto eólico marino*

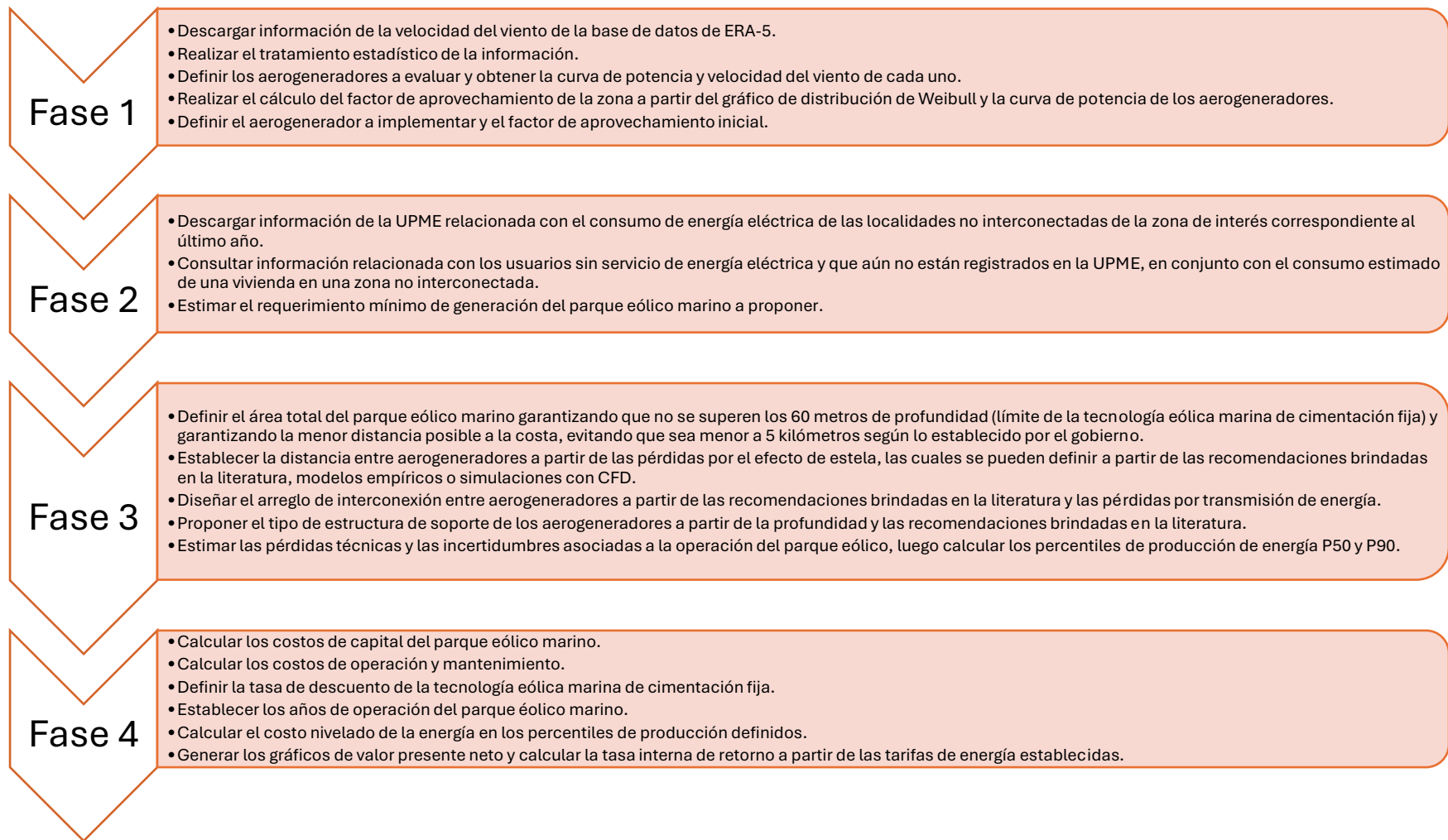
Por último, se realiza el cálculo de las variables financieras que sirven para determinar la viabilidad de un proyecto luego de realizar todos los pasos previos mencionados anteriormente, según Yildirim (2023), estas variables son el valor presente neto o VPN, el cual se calcula teniendo en cuenta las tarifas de la energía eléctrica de la zona donde se va a entregar la energía, y luego a partir del resultados obtenido, se verifica si es positivo o negativo, en caso de ser positivo, el proyecto se considera viable, si es negativo, el proyecto

no se considera viable, y si es cero, el proyecto se considera que esta en un punto de equilibrio. Adicionalmente, según Ozato et al. (2023), con el VPN también se define la tasa interna de retorno o TIR, para la cual, si se obtiene un valor igual a la tasa de descuento del proyecto, se considera que el proyecto está en equilibrio, si obtiene un valor mayor a la tasa de descuento, el proyecto se considera viable, y se consigue un valor menor a la tasa de descuento, el proyecto no se considera viable.

En la Figura 8 se puede apreciar un esquema de la metodología de trabajo propuesta para el desarrollo del presente proyecto.

Figura 8.

Esquema de la metodología de trabajo propuesta.



7 Propuesta de implementación del parque eólico marino

Para el desarrollo de la propuesta del parque eólico marino del presente trabajo de investigación se llevaron a cabo 4 fases, la primera fase consistió en establecer la zona de implementación de parque eólico marino teniendo en cuenta la batimetría, la distancia a la costa y el área máxima que se puede utilizar para este tipo de proyectos según el gobierno, y luego se realizó el cálculo del factor de aprovechamiento sin pérdidas a partir de un grupo de aerogeneradores comerciales tomados de la literatura.

La segunda fase consistió en el cálculo de la demanda estimada de las zonas no interconectadas de La Guajira y que son registradas por la UPME, adicionalmente se tomó la estimación de usuarios sin servicio en este departamento y se estimó una demanda total con los datos de consumo registrados por la UPME y el consumo promedio de un hogar en una zona no interconectada estimado en la literatura en conjunto con el total de usuarios sin servicio presentado por la UPME, esta demanda total sirvió como requerimiento mínimo para la generación de energía con el parque eólico marino propuesto en la presente investigación.

La tercera fase presenta todas las especificaciones técnicas del parque eólico marino tales como la profundidad promedio de la zona, la mínima distancia a la costa, la cantidad, el tipo y la potencia de los aerogeneradores implementados, el área final utilizada, la distribución de los aerogeneradores teniendo en cuenta las pérdidas por efectos de estela y las recomendaciones para la interconexión entre aerogeneradores desde el punto de vista eléctrico, el tipo de estructura de soporte implementado, se definieron las pérdidas técnicas y las incertidumbres asociadas a la operación del parque eólico, los percentiles de producción

de energía, se definió la cantidad y longitud de los cables de transmisión implementados en el sistema de transmisión de energía, la cantidad de subestaciones marinas y terrestres, y el recorrido estimado de las redes de transmisión en tierra para llegar a la subestación colectora del municipio de Uribia.

La cuarta fase representa todo el esquema de costos asociados al parque eólico marino, se definió el CAPEX, el OPEX y el LCOE, se tomaron las tarifas de generación de energía en las zonas no interconectadas y en el sistema interconectado nacional, ambas en el departamento de La Guajira, para luego calcular el valor presente neto que se obtendría al final de los años de operación del proyecto, para así establecer la TIR y estimar la viabilidad del proyecto con las tarifas de energía actuales en el departamento.

7.1 Cálculo del factor de aprovechamiento en la zona de interés

Por medio de la base de datos de ERA-5 se descargaron datos de la velocidad del viento a una altura de 100 metros y extrapolados a 150 metros de altura en 13 ubicaciones diferentes alrededor del polígono FX-5 definido por el Ministerio de Minas y Energía et al. (2022), los cuales se pueden apreciar en la Tabla 8 con sus respectivos valores de velocidad del viento promedio en el periodo comprendido entre el 2012 y el 2023, donde se puede apreciar que la velocidad en todos los puntos es superior a los 10 m/s, dando a entender el potencial eólico disponible en la zona.

Tabla 8.

Ubicaciones descargadas y velocidades a 100 metros y extrapoladas a 150 metros de altura.

Ubicación (Latitud, Longitud)	Velocidad (m/s)
12,67 , -71,4	10,69
12,42 , -71,4	10,37
12,48 , - 71,38	10,73
12,48 , -71,37	10,73
12,47 , -71,37	10,73
12,46 , -71,36	10,74
12,45 , -71,35	10,73
12,45 , -71,34	10,75
12,44 , -71,33	10,76
12,43 , -71,33	10,78
12,43 , -71,32	10,77
12,42 , -71,15	10,59
12,62 , -71,15	10,6

Con los datos de velocidad del viento promedio de la Tabla 8, se puede estimar una densidad de potencia promedio de $900 \text{ W}/\text{m}^2$ aproximadamente. En la Figura 9 se puede apreciar el polígono definido para la implementación del parque eólico marino de la presente investigación, recordando que se encuentra dentro del polígono FX-5 definido por el (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022).

El polígono tiene un área de $96,3 \text{ km}^2$, los cuales se definieron con base en los siguientes criterios:

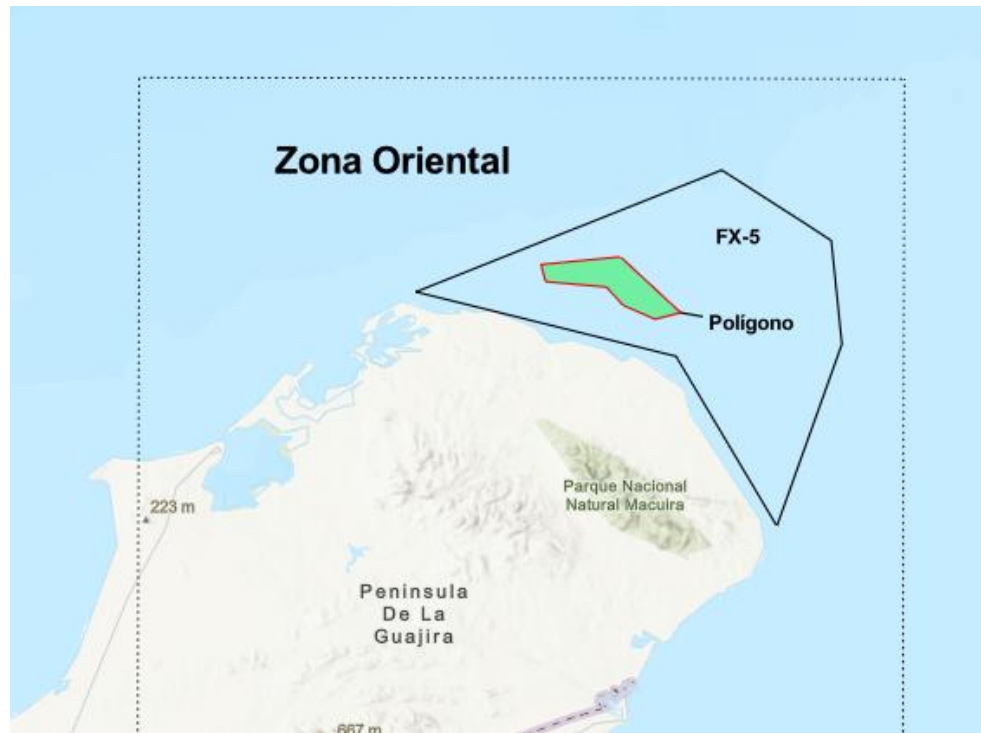
- Batimetría del área: Debido a que la tecnología eólica marina con mayor grado de desarrollo y mejores costos de producción es la de cimentación fija, la cual se implementa en profundidades iguales o inferiores a los 60 metros, para el área definida se garantizó que se conserve este criterio de profundidad para poder implementar la tecnología de cimentación fija y obtener los mejores costos de producción.

- Distancia a la costa: En la publicación del Ministerio de Minas y Energía et al. (2022), se indica que la mínima distancia a la costa para implementar parques eólicos marinos en Colombia es de 5 kilómetros. Adicionalmente, en la publicación de Wędzik et al. (2025), se indica que entre menor distancia a la costa se tenga, menores serán los costos asociados al sistema de transmisión de energía, y por lo tanto, menor será el costo nivelado de la energía. Con base en estos argumentos, se aseguró que la parte más cercana a la costa del área definida cumpla el criterio de distancia establecido por el gobierno colombiano, es decir, los 5 kilómetros, y asegurando la menor distancia a la costa posible, que ayude a disminuir el costo nivelado de la energía.
- Distribución de aerogeneradores por pérdidas por estela: Partiendo de las distancias de separación entre aerogeneradores establecidas, recordando que fueron 10 diámetros en la dirección predominante del flujo de viento, y 5 diámetros en la dirección perpendicular, se definió la mayor cantidad de aerogeneradores posibles dentro de un polígono que cumpla con los dos criterios anteriores y las distancias de este criterio.

Con base en estos tres criterios, se definió el polígono que se puede apreciar en la Figura 9, donde el punto más cercano a la costa se encuentra aproximadamente a 5 kilómetros; la profundidad promedio del polígono es de 38 metros y varía entre los 20 y los 51 metros.

Figura 9.

Polígono definido para la implementación del parque eólico marino.

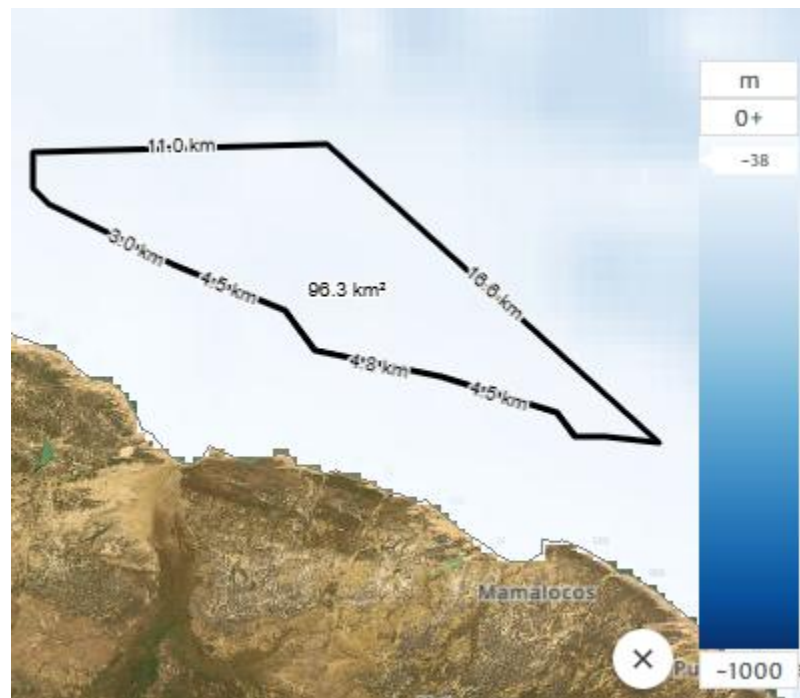


Nota. Adaptado de (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022).

En la Figura 10 se puede apreciar la batimetría del polígono definido, donde se observa que la leyenda en la parte derecha indica las profundidades que se pueden presentar en la zona. Para el polígono definido en el presente trabajo de investigación, se estima que la profundidad varía entre los 20 y 51 metros, lo cual se pudo obtener al extraer los datos del registro de profundidades en el polígono de la herramienta online “Global Wind Atlas”, con lo cual se calculó que la profundidad promedio es de 37,89 metros.

Figura 10.

Batimetría del polígono definido.



Nota. Adaptado de la herramienta online Global Wind Atlas.

En la Figura 11 se puede apreciar la velocidad mensual promedio para los 12 años analizados, donde se puede apreciar que durante el 75% del año la velocidad se mantiene entre los 10 y 13 m/s, y el 25% restante se encuentra entre los 7 y los 10 m/s, lo cual representa el gran potencial disponible en la zona.

En la Figura 12 se puede apreciar la gráfica de la distribución de Weibull con los datos de viento de la zona, donde se puede apreciar que el valor con mayor probabilidad de ocurrencia es el de 11 m/s con aproximadamente un 13% de probabilidad.

Figura 11.

Velocidad mensual promedio durante los 12 años de datos.

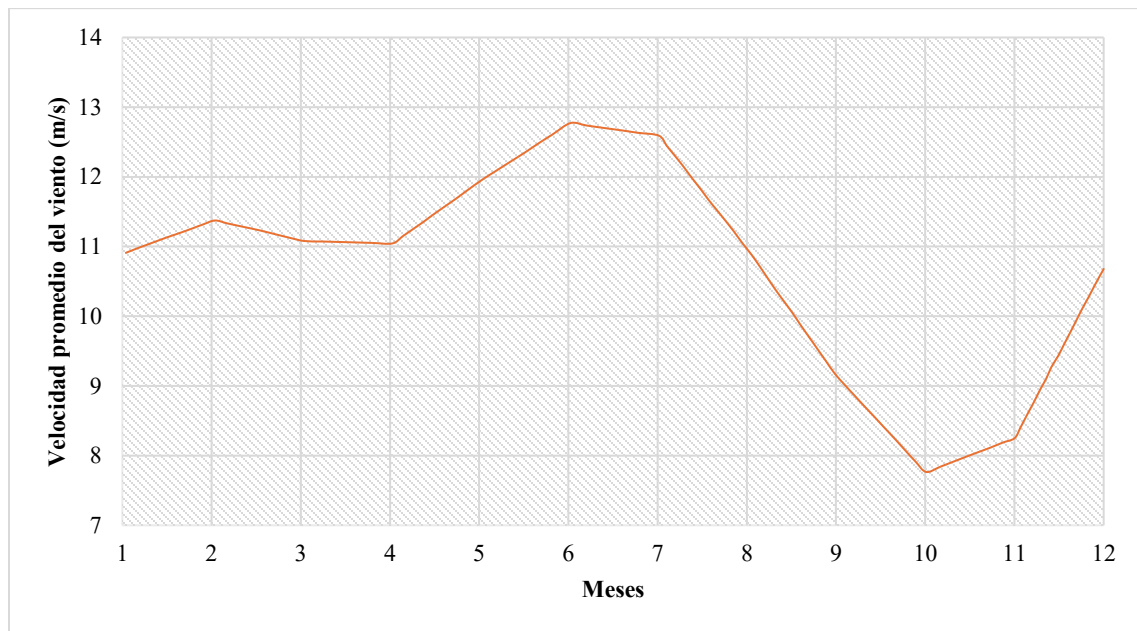
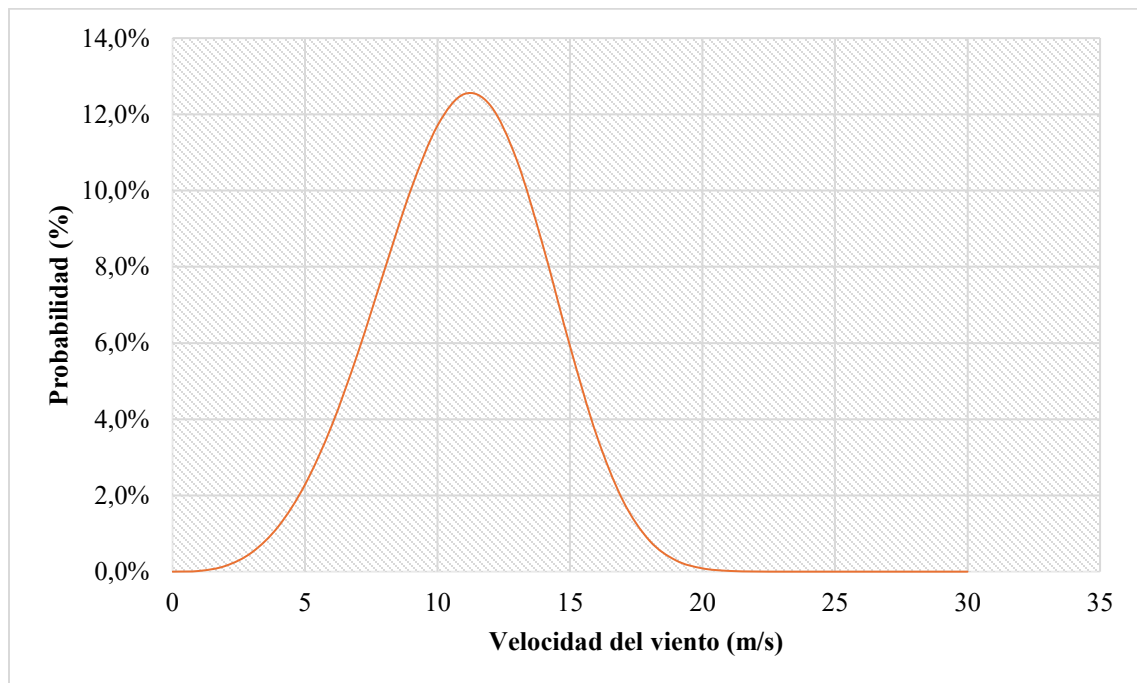


Figura 12.

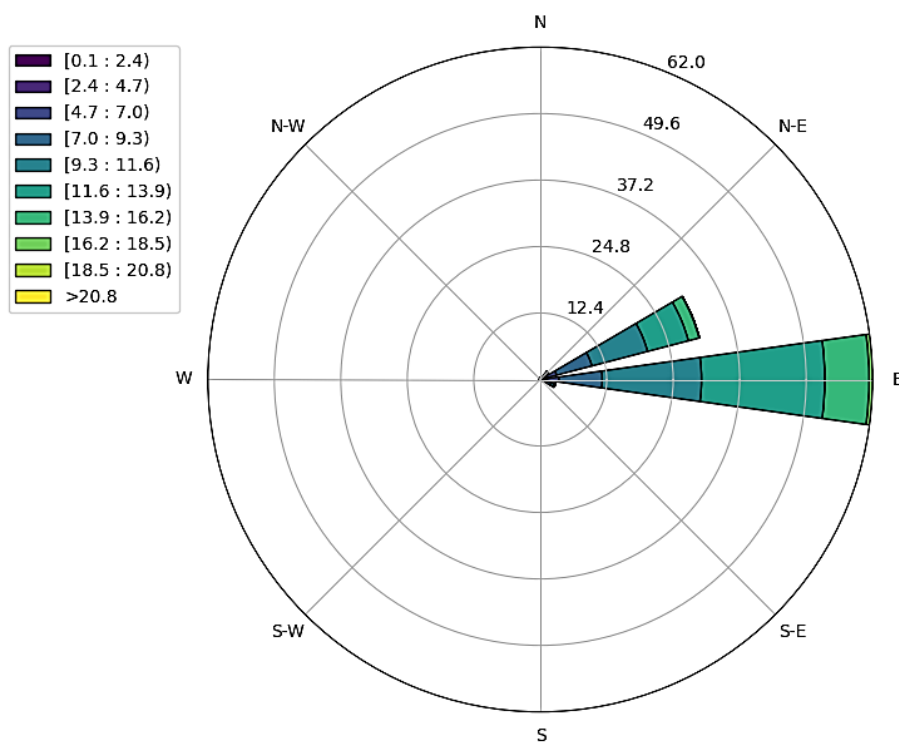
Gráfico de la distribución de Weibull en la zona.



En la Figura 13 se puede apreciar la rosa de los vientos en la zona, donde se observa que la dirección predominante del flujo de viento es desde el este hacia el oeste y una pequeña porción de los datos viene desde el noreste hacia el suroeste, por lo tanto, los aerogeneradores deben ubicarse principalmente en dirección este.

Figura 13.

Rosa de los vientos en la zona.



Luego de realizar el tratamiento estadístico de los datos de viento en la zona, se realizó el cálculo del factor de aprovechamiento que se podría obtener, para lo cual, con base en la publicación de Ohunakin et al. (2023), se definió una lista de aerogeneradores comerciales recomendados e implementados en proyectos eólicos marinos a nivel mundial, luego se descargó la curva de potencia de cada aerogenerador y se evaluaron con los datos

de viento obtenidos en la zona de interés, la lista de aerogeneradores se puede apreciar en la Tabla 9.

Tabla 9.

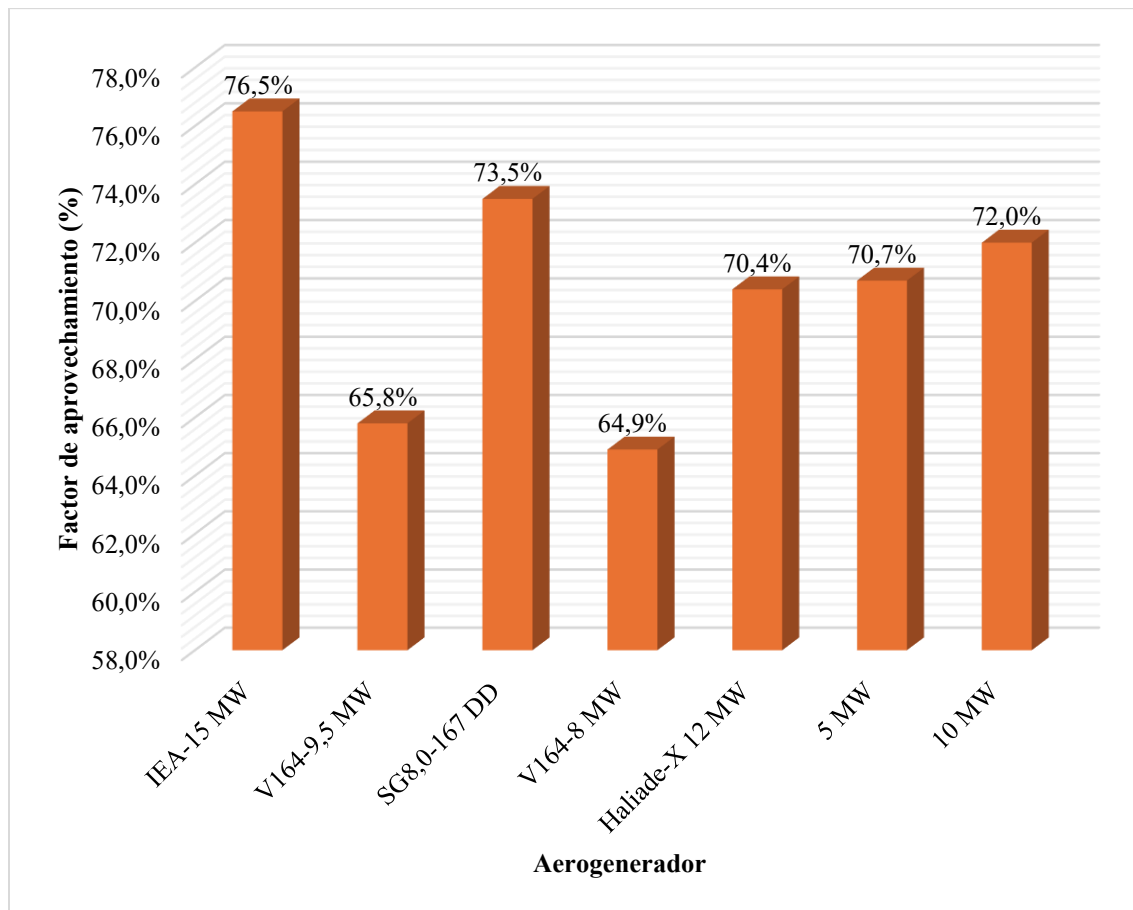
Lista de aerogeneradores evaluados.

Aerogeneradores y referencia bibliográfica	Potencia (MW)	Diámetro (m)	Altura (m)
IEA-15 MW (Anangopal et al., 2024)	15	240	150
V164-9,5 MW (Patel et al., 2022)	9,5	164	110
SG8,0-167 DD (Patel et al., 2022)	8	167	110
V164-8 MW (Vu Dinh et al., 2022)	8	164	110
Haliade-X 12 MW (Vu Dinh et al., 2022)	12	218,2	140
5 MW (Liu et al., 2024)	5	126	90
10 MW (Lozer dos Reis et al., 2021)	10	205	130

Los resultados de estos cálculos se presentan en la Figura 14, donde se puede apreciar que el mayor factor de aprovechamiento que se logra en la zona de interés se obtuvo con el aerogenerador de 15 megavatios con un 77% aproximadamente, recordando que, aunque en la Tabla 9 se definen diferentes alturas de trabajo para los aerogeneradores, el análisis de rendimiento de cada aerogenerador se realizó con datos descargados de ERA-5 a una altura de 100 metros para todos, y luego se ajustaron a la altura de operación de cada aerogenerador para poder establecer el factor de aprovechamiento final del aerogenerador definido.

Figura 14.

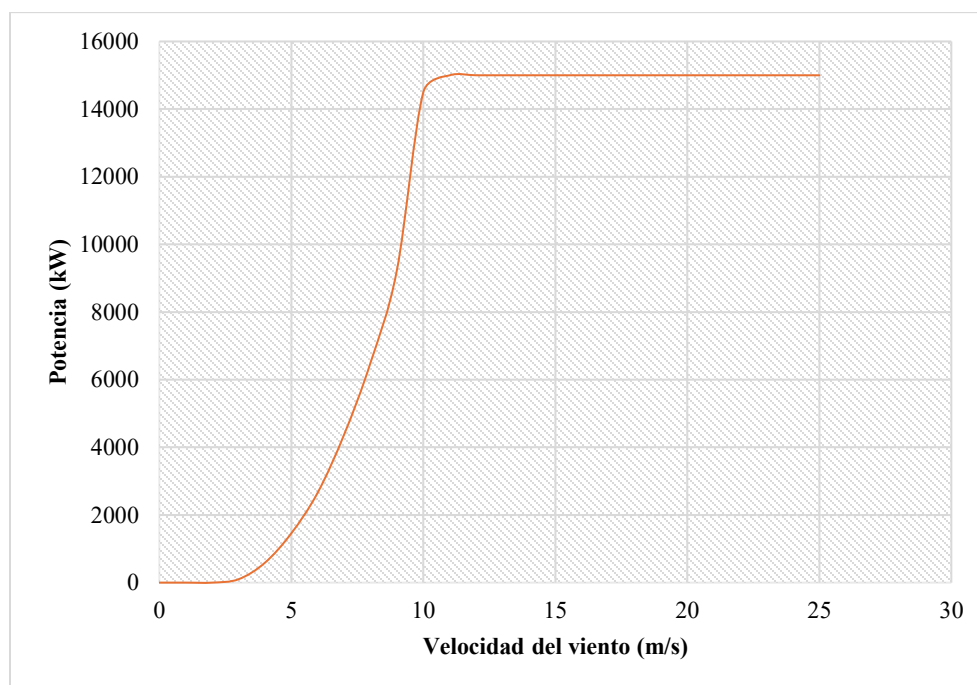
Análisis comparativo del factor de aprovechamiento.



En la Figura 15 se puede apreciar la curva de potencia y velocidad del viento para el aerogenerador IEA-15 MW, recordando que por medio esta curva de potencia y velocidad, y el gráfico de la distribución de Weibull, se realizó el cálculo del factor de aprovechamiento en la zona, y concluyendo que este aerogenerador fue el seleccionado para la implementación del parque eólico marino de la presente investigación.

Figura 15.

Curva de potencia del aerogenerador IEA-15 MW.



Nota. Adaptado de (Anangapal et al., 2024).

7.2 Requerimiento mínimo de generación de energía por parte del parque eólico marino

Con el cálculo del factor de aprovechamiento y la elección del aerogenerador a implementar, se finalizó la fase 1 de la presente investigación; para la fase 2 se realizó el cálculo de la demanda de energía de las zonas no interconectadas de La Guajira y el requerimiento mínimo de generación de energía del parque eólico a proponer. Cabe recordar que en la Tabla 1 se presentó la demanda anual de las dos zonas no interconectadas registradas con consumo por la UPME y en la Tabla 2 se presentó el estimado de consumo de una vivienda en zona rural.

Partiendo de la información mencionada en el párrafo anterior, y recordando que según la UPME (2019), se estima un total de aproximadamente 82.000 usuarios sin servicio en La Guajira, adicionalmente, se toma información de la base de datos del gobierno colombiano MINMINAS (2024), donde se registran datos de consumo de energía activa y reactiva en las zonas no interconectadas del país. A partir de la información mencionada, en la Tabla 10 se presenta la demanda anual de las zonas no interconectadas de La Guajira registradas por la UPME y la demanda estimada anual de los usuarios sin servicio en las ZNI, con lo cual se puede apreciar que en total se estiman aproximadamente 156 GWh.

Tabla 10.

Demanda anual de energía de las ZNI en La Guajira.

Usuario Final	Demanda	Unidades
Cabo de la vela	579,6	MWh
Nazareth	1.335,6	MWh
Usuario sin servicio	153.429,1	MWh
Total	155.788	MWh

Nota. Adaptado de (MINMINAS, 2024) y (UPME, 2019).

Cabe resaltar, que según la publicación de Aguirre-Mendoza et al. (2019), el consumo de una vivienda en una zona no interconectada podría ser mayor, por lo tanto, en el presente trabajo de investigación se plantean dos escenarios de demanda de energía, uno bajo con la demanda establecida en la Tabla 10, y uno alto, donde se estima el consumo mensual de una vivienda en una zona no interconectada como aproximadamente 250 kWh, con lo cual, se tendría una demanda anual de los usuarios sin servicio de aproximadamente 246 GWh.

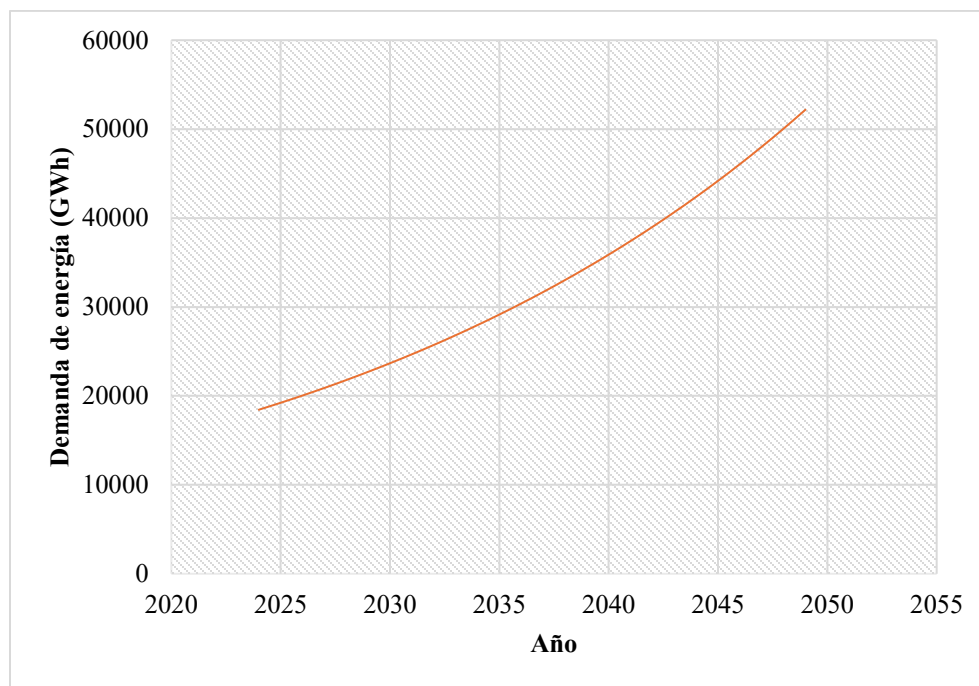
Adicionalmente se tomó en cuenta la demanda anual promedio de la región caribe y su proyección a 25 años, con el fin de implementar la mayor potencia para generación en el área disponible para la instalación del parque eólico marino, y definir el uso final del

excedente de energía que se pueda obtener después de suplir la demanda de las ZNI de La Guajira. En la Figura 16 se puede apreciar la proyección de la demanda de energía según el SIN en la región Caribe para los próximos 25 años, donde se estima que la demanda anual de 2024 es de 19.718 GWh y se estima que aumente anualmente en promedio 1.270 GWh aproximadamente, alcanzando los 879.484 GWh en total para los 25 años.

Como conclusión de la fase 2, se puede afirmar que en el escenario alto se tiene una demanda de aproximadamente 248 GWh con respecto a las ZNI, y con respecto a la demanda anual promedio de la región Caribe según el SIN, sería de aproximadamente 35.200 GWh.

Figura 16.

Proyección de la demanda de energía de la región Caribe según el SIN.



Nota. Adaptado de (UPME, 2024b).

7.3 Especificaciones técnicas del parque eólico marino

Esta fase de la investigación inició con la cantidad de aerogeneradores a implementar en el área definida, esta decisión se ve influenciada en gran medida inicialmente por el área disponible, recordando que la extensión máxima de esta área no puede superar los 270 km^2 , otro aspecto importante es el tipo de tecnología eólica a implementar, recordando que la tecnología eólica de cimentación fija es completamente comercial y la mayormente implementada a nivel mundial según los datos publicados por (Santhakumar et al., 2023). Por lo tanto, esta tecnología es la que se decide implementar en el presente trabajo de investigación.

La profundidad juega un papel importante en la selección del área para el parque eólico marino, partiendo de este argumento, el área que se definió se limitó debido a los cambios en la batimetría que se presentan en los alrededores del área de interés, debido a que se observan espacios con profundidades mayores a los 100 metros que evitan la extensión del área definida, es decir los $96,3 \text{ km}^2$.

Adicionalmente, el área que se definió, teniendo en cuenta las limitaciones de la batimetría y la tecnología eólica de cimentación fija, es la que presenta la mayor cantidad de zonas con velocidades del viento superiores a los 10,5 m/s, es decir, zonas con mayor potencial disponible.

Otro aspecto importante en la definición de la cantidad de aerogeneradores a implementar son las pérdidas en generación de energía por el efecto de estela, recordando que se asumieron distancias de separación entre aerogeneradores de 10 diámetros en la dirección predominante del flujo de viento y 5 diámetros en la dirección perpendicular, obteniendo pérdidas cercanas al 10% según la publicación de (Lozer dos Reis et al., 2021).

Por lo tanto, estas distancias de separación se asumen para el presente trabajo de investigación.

Con el aerogenerador definido, el tamaño del área y las distancias de separación entre aerogeneradores se concluye que, el parque eólico marino constará de 34 aerogeneradores de 15 MW de potencia unitaria, con lo cual se logra una capacidad instalada para generación de 510 MW, aprovechando la extensión total del área disponible e instalando la mayor cantidad de aerogeneradores posibles. Los datos relacionados con los aerogeneradores y su distribución en el área definida se pueden apreciar en la Tabla 11.

Tabla 11.

Características iniciales del parque eólico marino.

Ítem	Descripción	Valor	Unidades
1	Potencia del aerogenerador	15	Megavatios
2	Diámetro del aerogenerador	240	Metros
3	Longitud de la cuerda del álabe	5,77	Metros
4	Posición radial de la máxima extensión de la cuerda del álabe	27,2	Metros
5	Altura del eje	150	Metros
6	Cantidad de aerogeneradores	34	Unidades
7	Capacidad instalada para generación	510	Megavatios
8	Separación entre aerogeneradores en la dirección predominante del flujo de viento	2440	Metros
9	Separación entre aerogeneradores en paralelo	1200	Metros
10	Área total del polígono definido	96,3	Kilómetros cuadrados

Nota. Adaptado de (Gaertner et al., 2020).

El siguiente paso fue definir el arreglo de interconexión entre aerogeneradores para el sistema eléctrico, para lo cual se toman en cuenta la recomendaciones brindadas en la publicación de Wędzik et al. (2025), se definen 6 tramos de aerogeneradores conectados en serie, de los cuales, 4 tramos constan de 6 aerogeneradores en serie y 2 tramos de 5 aerogeneradores en serie, en la Tabla 12 se puede apreciar la cantidad de cables en kilómetros según la sección transversal para todos los tramos del parque eólico, donde se puede apreciar

que los tramos más extensos se atribuyen a los cables de sección transversal de 95, 300, 500 mm^2 , y en total, el arreglo de interconexión total del trabajo fue de 107,56 km .

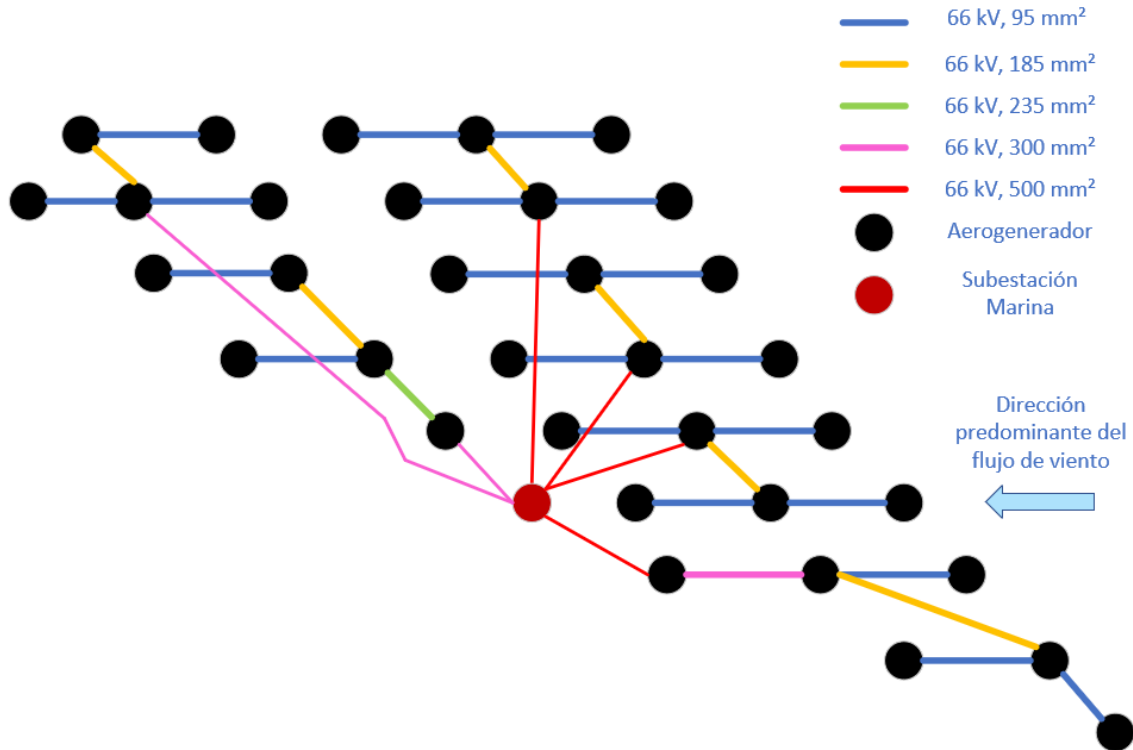
Tabla 12.

Características del arreglo de interconexión de aerogeneradores.

Sección Transversal (mm^2)	Potencia (kV)	Cantidad de Cables	Longitud (km)
95	66	8	18,8
120	66	5	12
185	66	6	13,6
235	66	5	12
300	66	6	31,65
500	66	4	19,51
Total		52	107,56

Nota. Adaptado de (Wędzik et al., 2025)

En la Figura 17 se puede apreciar un esquema del arreglo de interconexión propuesto para el parque eólico marino, donde se indica la potencia y el área de la sección transversal del cable de transmisión de energía en cada tramo de conexión. Por último, el área de la sección transversal del cable de transmisión submarino a la costa se asume como 800 mm^2 y una longitud de 5 km , a partir de las recomendaciones brindadas en la publicación de (Wędzik et al., 2025).

Figura 17.*Arreglo de interconexión de aerogeneradores.*

El siguiente paso fue definir las pérdidas e incertidumbres asociadas al rendimiento del parque eólico marino. Para determinar las pérdidas técnicas se tomaron en cuenta las recomendaciones brindadas por Lozer dos Reis et al. (2021), Tilca et al. (2021) y Lee y Fields (2021), y se plasmaron en la Tabla 13, donde se especifica un valor recomendado y un rango de valores, generando un total de 22,1% de pérdidas técnicas.

Tabla 13.*Pérdidas técnicas asociadas al parque eólico marino.*

Descripción	Pérdidas (%)	Rango (%)
Efecto de estela	10	5 - 15
Disponibilidad del aerogenerador	3	2 - 5
Medioambientales	1	1 - 2
Curva de potencia del aerogenerador	2,5	1 - 4
Histéresis por vientos altos	0,6	0,6 - 3
Pérdidas por transmisión de energía	4	1 - 7

En la Tabla 14 se pueden apreciar las incertidumbres asociadas al rendimiento del parque eólico, para las cuales se tomaron en cuenta las recomendaciones brindadas por Yue et al. (2019), Tilca et al. (2021) y Lee y Fields (2021), generando un total de 8,85%.

Con las pérdidas técnicas e incertidumbres definidas, se procede a realizar el cálculo de la generación de energía por parte del parque eólico en los percentiles de producción P50 y P90.

Tabla 14.*Incetidumbres asociadas al parque eólico marino.*

Descripción	Pérdidas (%)	Rango (%)
Medición y ajuste de la velocidad del viento	5,5	1 - 10
Predicción del clima	2	1,4 - 2,8
Extrapolación vertical de la velocidad del viento	5	3,5 - 9
Extrapolación horizontal de la velocidad del viento	3,1	2,6 - 6,4
Curva de potencia del aerogenerador	4,5	4 - 10
Medición y ajuste de la velocidad del viento	5,5	1 - 10

En la Tabla 15 se presentan las condiciones técnicas generales del parque eólico marino, donde se define la profundidad de trabajo, la distancia a la costa, la altura de trabajo, la capacidad instalada para generación, las pérdidas técnicas e incertidumbres, los factores de aprovechamiento y la energía generada en los percentiles 50 y 90, el diámetro, la potencia y la cantidad de aerogeneradores, la longitud del arreglo de interconexión, la cantidad de cables de exportación, para lo cual se tomaron en cuenta las recomendaciones brindadas por Shields et al. (2021), el tipo y las características de la estructura de soporte, para lo cual se tomaron en cuenta las recomendaciones brindadas por Shields et al. (2021), donde se especifica el tipo de estructura según la profundidad, el diámetro de la estructura según el tipo de aerogenerador y la altura de la estructura.

Tabla 15.

Especificaciones técnicas del parque eólico marino.

Característica	Valor o Tipo	Unidades
Profundidad promedio	37,89	Metros
Rango de profundidades	20 – 51	Metros
Distancia a la costa	5	Kilómetros
Altura del eje	150	Metros
Diámetro del aerogenerador	240	Metros
Potencia del aerogenerador	15	Megavatios
Cantidad de aerogeneradores	34	UND
Capacidad instalada	510	Megavatios
Tipo de estructura de soporte	Monopilote	N/A
Diámetro de la estructura de soporte	10,6	Metros
Longitud de transición con la superficie del mar	20	Metros
Longitud de empotramiento	45	Metros
Longitud promedio total de la estructura de soporte	102,89	Metros
Pérdidas técnicas	22,1	%
Incertidumbre	8,85	%
FC Bruto	78,8	%
FC P50	61,4	%
FC P90	54,4	%
AEP Bruta	3518,48	GWh
AEP P50	2742,65	GWh
AEP P90	2431,59	GWh
Arreglo de interconexión	107,56	Kilómetros
Cantidad de cables de exportación	2	UND

7.4 Cálculo del CAPEX, el OPEX y el LCOE

Con los datos planteados en la Tabla 15, se definen todos los parámetros técnicos de entrada para los modelos económicos para el cálculo de las variables financieras del proyecto, cabe aclarar que la ubicación de la subestación marina del parque eólico se define a partir de la distancia más cercana a la costa con respecto al polígono establecido para la implementación del parque eólico, se asumen los costos de infraestructura de transmisión de energía en tierra en modalidad clase V, debido a que este aspecto se ve condicionado por múltiples factores como lo son la infraestructura eléctrica disponible en la zona, el punto más cercano de conexión al SIN y la distancia a los puntos finales de entrega de la energía generada por el parque eólico marino.

Otro aspecto importante para el sistema de transmisión de energía es que, se asume la instalación de una subestación en tierra para la recepción de la energía en la costa y no se asumen mecanismos de almacenamiento de energía, debido a que se espera que la energía sea transportada directamente a las ubicaciones destino por medio de redes de transmisión.

A partir de las expresiones matemáticas planteadas en el presente documento en el grupo de ecuaciones de la 3 a la 13 y teniendo en cuenta los parámetros técnicos de entrada de la Tabla 15, se realizó el cálculo del CAPEX del parque eólico marino propuesto, los resultados se pueden apreciar en la Tabla 16, donde se divide el CAPEX en nueve componentes, donde la mayor parte se atribuye a los aerogeneradores y la estructura de soporte con un 79% aproximadamente. El sistema de transmisión de energía contribuye con un 14,8% aproximadamente y los demás componentes con un 6,2% aproximadamente.

Con respecto al OPEX del parque eólico marino, según las recomendaciones de Lozer dos Reis et al. (2021) y Almeida et al. (2024), se asume como un valor promedio del rango

en que se estima, siendo este rango entre 3% y 4% del calor del CAPEX, por lo tanto, se asume un valor de 3,5%.

Tabla 16.

Costos de capital del proyecto eólico marino.

Componente	Valor (USD/kW)	Porcentaje (%)
Desarrollo y gestión de proyectos	255,07	6,2
Aerogeneradores	834,76	20,2
Estructura soporte	2.428,82	58,8
Interconexión de aerogeneradores	160,63	3,9
Subestación marina	189,35	4,6
Cable de exportación marino	21,46	0,5
Cable de transmisión en tierra	2,26	0,1
Subestación en tierra	47,56	1,2
Cable de transmisión hasta subestación colectora	190,26	4,6
Total	4.130,18	100

Para el cálculo del costo nivelado se implementó la (Ecuación 14), donde se tienen en cuenta como parámetros de entrada el CAPEX, el OPEX, la tasa de descuento, que se asume como el 10% según las recomendaciones de Lozer dos Reis et al. (2021), y la energía generada en los dos percentiles de producción propuestos, que se definieron en la Tabla 15, con lo cual se obtienen los resultados planteados en la Tabla 17, donde se puede apreciar que el costo nivelado es de 111,49 USD/MWh en P50 y 123,43 USD/MWh en P90.

Tabla 17.

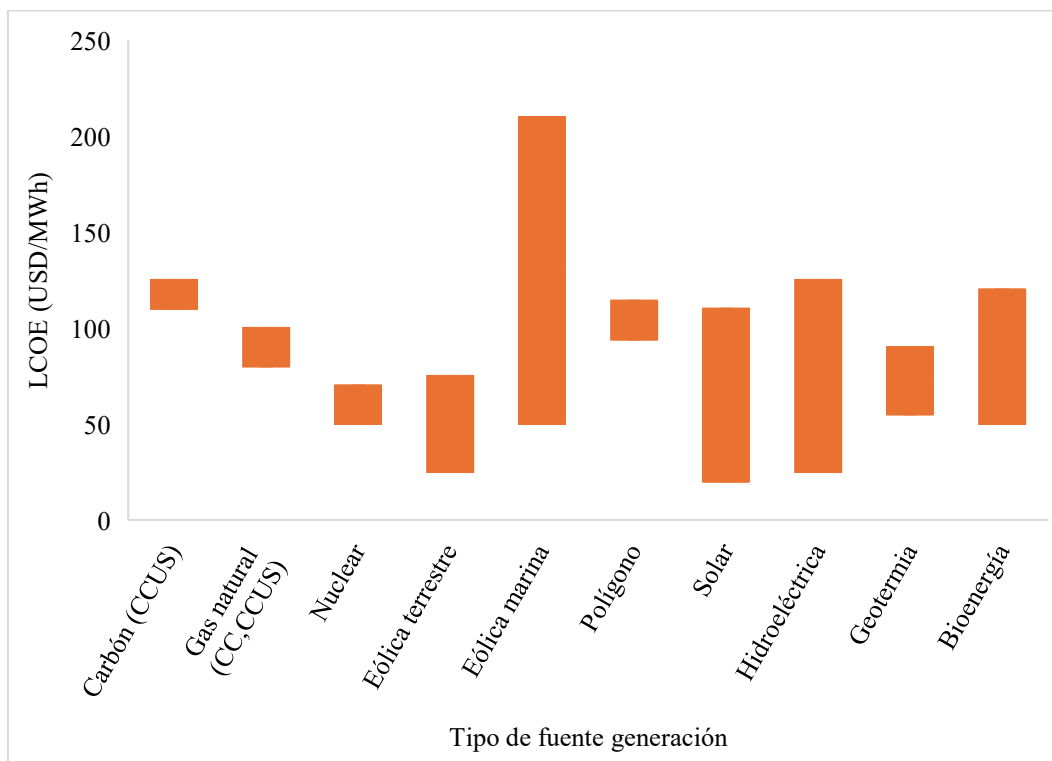
Resultados del costo nivelado de la energía.

Parámetro	Valor	Unidades
CAPEX	4.130,18	USD/kW
OPEX	144,56	USD/kW-año
WACC	10	%
Energía generada P50	2.742,65	GWh
Energía generada P90	2.431,59	GWh
LCOE P50	111,49	USD/MWh
LCOE P90	123,43	USD/MWh

En la Figura 18 se puede apreciar un esquema de comparación entre el costo nivelado obtenido para el polígono definido, que varía entre 94,03 y 114,26 USD/MWh, y otras fuentes de generación de energía tanto renovables como no renovables extraídos de la publicación de IRENA (2024b), incluyendo el rango de costo nivelado de la energía eólica marina a nivel mundial. En el esquema se puede observar que el costo nivelado obtenido para el polígono definido se encuentra en un nivel competitivo con otras fuentes de generación como la solar terrestre, el gas natural con captura y almacenamiento de carbón, las hidroeléctricas y la nuclear.

Figura 18.

Esquema comparativo del costo nivelado con diversas fuentes.



Nota. Adaptado de: (IRENA, 2024b).

Con base en los resultados obtenidos en la Figura 18, se podría generar una discusión sobre cuáles serían las ventajas y desventajas de la implementación del parque eólico marino con respecto a una instalación eólica terrestre. Entre los principales argumentos a favor de la energía eólica marina, se resalta la disponibilidad de espacio para la implementación de grandes parques eólicos, lo que puede resultar en la generación de grandes cantidades de energía, lo cual se ve soportado por los registros de los altos valores de la velocidad del viento que se registran en el mar en comparación con ubicaciones en tierra. Otro aspecto a favor es el hecho de que no se estaría generando contaminación visual y ruido en la misma proporción que se generaría en tierra, no se generarían los mismos conflictos sociales y culturales, que ya existen en La Guajira, por la ocupación de espacios, la afectación de la flora y fauna de la zona, y las contribuciones o beneficios que generaría el proyecto para las comunidades aledañas a la ubicación en tierra del parque eólico.

7.5 Cálculo del VPN y los escenarios de rentabilidad del proyecto

El siguiente paso consistió en el cálculo del valor presente neto del proyecto, para lo cual se incluyó el impuesto a la renta asumiendo el proyecto como una isla independiente, es decir, que los únicos ingresos que se tienen en cuenta para el impuesto a la renta son los obtenidos por la generación de energía. Adicionalmente, se realizó la distribución del CAPEX a lo largo de los años previos a la entrada en operación del parque eólico, se tomaron en cuenta los beneficios tributarios propuestos por el gobierno colombiano en la (Ley 2099 de 2021), donde se resaltan la depreciación acelerada, la deducción del 50% de la inversión inicial del proyecto, la exclusión de impuestos arancelarios y operaciones económicas exentas de IVA.

El valor presente neto que se obtiene con las pautas establecidas en el párrafo anterior y el LCOE calculado es negativo debido a que se incluye un egreso al proyecto sin un ingreso que lo cubra, por lo tanto, se calculó un nuevo LCOE con el nuevo egreso asociado al impuesto de renta, y se estableció para el punto de equilibrio del proyecto, es decir, un VPN de cero, para lo cual se obtuvo un LCOE de 169,21 USD/MWh para un percentil 50 y un valor de 187,38 USD/MWh para un percentil 90.

Cómo complemento para el análisis del valor presente neto se evaluaron varios escenarios, tomando como tarifas de generación de energía por parte del parque eólico, los diferentes valores del LCOE que se obtuvieron, recordando que fueron, los valores obtenidos para los percentiles de producción 50 y 90 en un escenario sin incluir impuestos y los valores obtenidos incluyendo los impuestos, es decir, se tienen 4 valores diferentes para el LCOE del parque eólico marino. Los valores que se tomaron para comparar fueron las tarifas de generación de energía que se tienen en el departamento de La Guajira y que son presentadas por la UPME, tanto para el SIN como para las ZNI.

La tarifa promedio de venta de energía en las zonas no interconectadas de La Guajira, la cual fue compartida por la UPME (2019), es estimada en aproximadamente 436,95 USD/MWh, y la tarifa de energía del sistema interconectado nacional (SIN) en La Guajira, publicada por las PERS de la UPME, es estimada en aproximadamente 209,74 USD/MWh.

Debido a que la tarifa de energía obtenida con el parque eólico solo representaría el costo de generación de energía del parque, es decir, aún faltaría incluirle los costos por transporte y distribución a usuarios finales, se estableció el porcentaje correspondiente al componente de generación de las tarifas del SIN y las ZNI, para definir únicamente el costo por generación de ambas tarifas y así generar un escenario de comparación adecuado.

Partiendo del hecho de que la empresa AIR-e es la encargada de prestar el servicio de energía eléctrica en el departamento de La Guajira, se realizó una revisión de las tarifas de energía eléctrica que publicó la empresa AIR-e (2025) en el mes de febrero de 2025, y se puede apreciar que, el costo de generación de energía representa aproximadamente el 44% del costo total del kWh, por lo tanto, se utilizó solo el 44% de las tarifas planteadas para el SIN y las ZNI, obteniendo valores de 96,5 USD/MWh y 200,97 USD/MWh respectivamente para los costos de generación.

Debido a que no se tiene claridad sobre las obligaciones tributarias a las que estén sujetas las tarifas del SIN y las ZNI para poder definir un único escenario de comparación, se evaluaron 4 escenarios que se distribuyeron como se puede apreciar en la Tabla 18.

Tabla 18.

Escenarios de evaluación del VPN.

Escenario	Tarifas	Años de evaluación
1	SIN = 96,5 USD/MWh ZNI = 200,97 USD/MWh LCOE P50 SI = 111,49 USD/MWh	25
2	SIN = 96,5 USD/MWh ZNI = 200,97 USD/MWh LCOE P90 SI = 123,43 USD/MWh	25
3	SIN = 96,5 USD/MWh ZNI = 200,97 USD/MWh LCOE P50 CI = 169,21 USD/MWh	25
4	SIN = 96,5 USD/MWh ZNI = 200,97 USD/MWh LCOE P90 CI = 187,38 USD/MWh	25

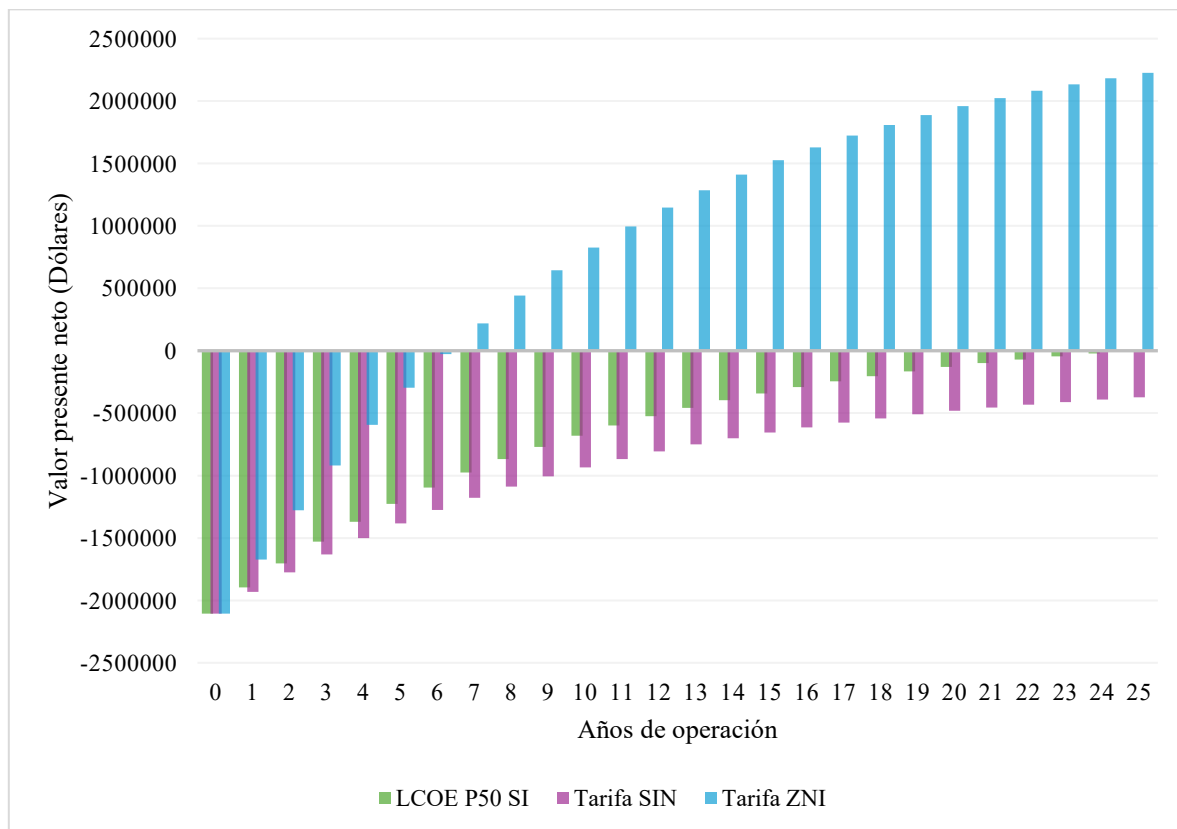
Nota. Las siglas SI y CI significan sin impuestos y con impuestos, respectivamente; las siglas

P50 y P90 significan percentil 50 y percentil 90, respectivamente.

En la Figura 19 se presenta el comportamiento del VPN para el escenario 1, donde se puede apreciar que, solo con el costo de generación de las ZNI se puede obtener un valor positivo para el VPN superando los dos millones de dólares al final de los 25 años de operación del parque eólico, debido a que el costo de generación del SIN esta por debajo del costo de generación obtenido con el parque eólico, por lo tanto generaría un VPN negativo, es decir no se sería rentable el proyecto con dicha tarifa, pero con la las ZNI si sería rentable.

Figura 19.

Comportamiento del VPN para el primer escenario.



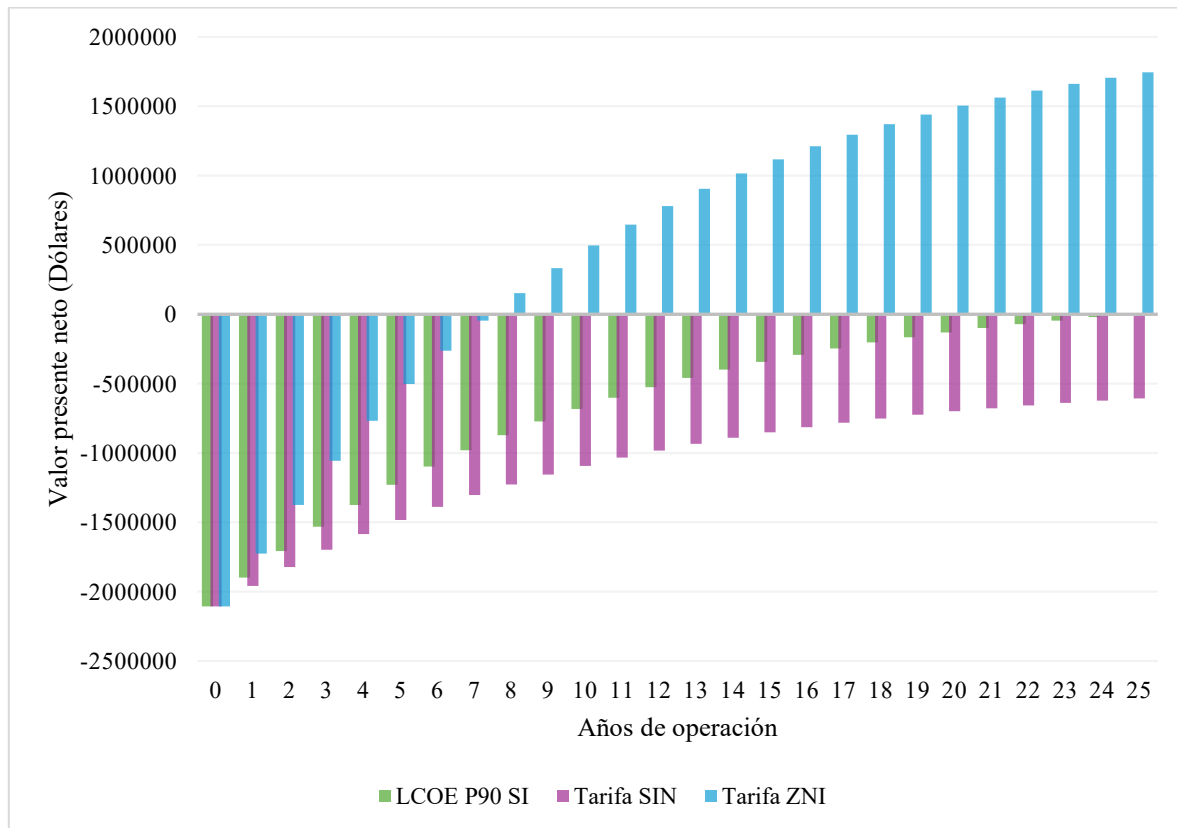
Nota. La sigla SI significa sin impuestos, la sigla P50 significa percentil 50.

En la Figura 20 se presenta el comportamiento del VPN para el escenario 2, donde nuevamente se puede apreciar que, solo con el costo de generación de las ZNI se puede

obtener un valor positivo para el VPN superando los 1,5 millones de dólares al final de los 25 años de operación del parque eólico, por lo tanto, solo sería rentable el proyecto con esta tarifa.

Figura 20.

Comportamiento del VPN para el segundo escenario.

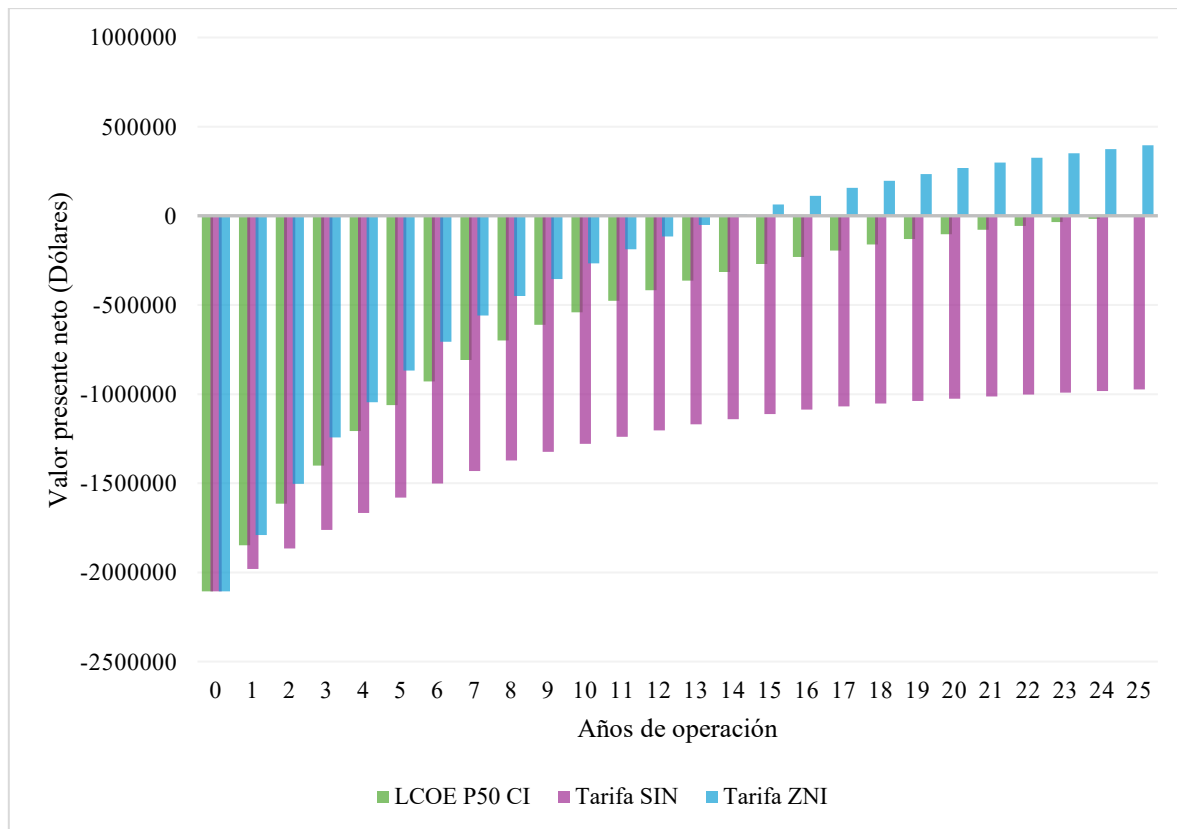


Nota. La sigla SI significa sin impuestos, la sigla P90 significa percentil 90.

En la Figura 21 se presenta el comportamiento del VPN para el escenario 3, donde nuevamente se puede apreciar que, solo con el costo de generación de las ZNI se puede obtener un valor positivo para el VPN con un valor menor a 500.000 dólares al final de los 25 años de operación del parque eólico, por lo tanto, seguiría siendo rentable el proyecto con esta tarifa.

Figura 21.

Comportamiento del VPN para el tercer escenario.

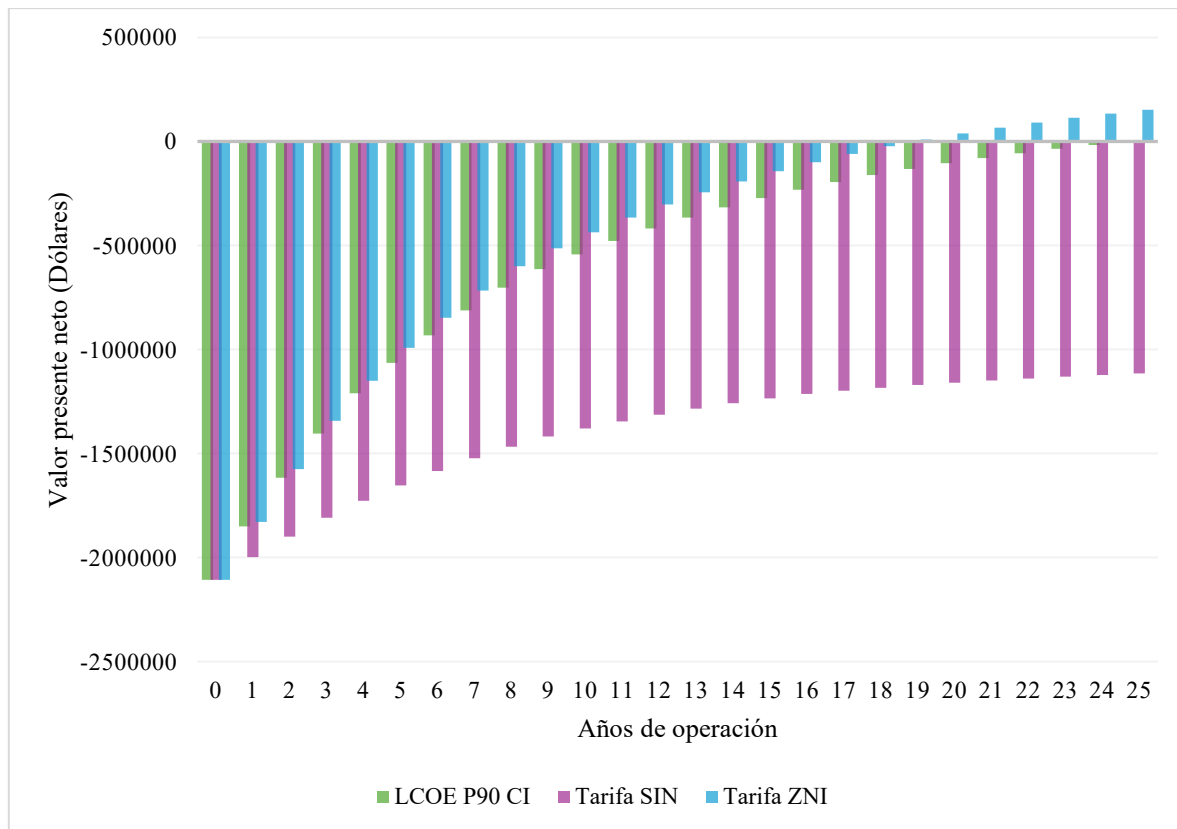


Nota. La sigla CI significa con impuestos, la sigla P50 significa percentil 50.

En la Figura 22 se presenta el comportamiento del VPN para el escenario 4, donde nuevamente se puede apreciar que, solo con el costo de generación de las ZNI se puede obtener un valor positivo para el VPN con un valor menor a 200.000 dólares al final de los 25 años de operación del parque eólico, por lo tanto, seguiría siendo rentable el proyecto con esta tarifa.

Figura 22.

Comportamiento del VPN para el cuarto escenario.



Nota. La sigla CI significa con impuestos, la sigla P90 significa percentil 90.

Con base en los esquemas de valor presente neto generados, se puede concluir que el proyecto eólico marino sería rentable con las tarifas de generación de energía que se tienen en la ZNI en La Guajira, no sería rentable para la tarifa de generación que se maneja en el SIN, obteniendo valores positivos superiores a los 200.000 dólares en un análisis de percentil 90 incluyendo impuestos, siendo este un escenario más favorable para los análisis financieros según la publicación de (Mora et al., 2019).

Cabe resaltar que, los costos de generación del parque eólico aún deben complementarse con los costos de transporte y requerimientos normativos y de regulación

que defina el estado, con lo cual se espera que el costo nivelado actual aumente, pero, aún con la falta de estos costos complementarios se tiene un panorama favorable para el proyecto con las tarifas actuales de las ZNI en La Guajira.

Adicionalmente, si bien se debe realizar un análisis más detallado sobre la infraestructura necesaria para el transporte de la energía a la subestación colectora del municipio de Uribia y luego el transporte hasta el punto de entrega a los usuarios finales. Cabe resaltar que se cuenta con un punto de partida en proceso de desarrollo por parte del gobierno, como lo es la instalación de la subestación colectora en la alta Guajira y el tendido de redes de transporte para conectarse con las principales subestaciones del SIN que transportan la energía al resto del país, lo cual es un gran aporte para ayudar a la favorabilidad en la implementación de proyectos con energías renovables en La Guajira. También se debe tener en cuenta que una de las finalidades de la construcción de la subestación colectora en Uribia es la recepción de energía procedente de plantas de generación con fuentes renovables en el departamento de La Guajira, por lo tanto, el proyecto planteado en la presente investigación estaría alineado con los planes de la nueva infraestructura eléctrica instalada en el departamento.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es la tendencia de los costos asociados a proyectos eólicos marinos a nivel mundial, según la publicación de IEA (2023), se estima que los costos de capital de estos proyectos tenderán a disminuir aproximadamente un 26% para el año 2030, lo cual permitiría obtener costos nivelados de energía más bajos y a su vez podrían ser competitivos con las tarifas de energía propuestas por el sistema interconectado nacional. A su vez, los tiempos de desarrollo, construcción y puesta en operación de los proyectos eólicos marinos serían favorables para que la tendencia a la reducción de estos

costos a futuro, permita planificar los proyectos desde una perspectiva más favorable desde el punto de vista económico.

Adicionalmente, se calcularon las tasas internas de retorno de los 4 escenarios con la tarifa de las ZNI, debido a que con esta tarifa se logra la viabilidad del proyecto. En la Tabla 19 se presentan los valores de la TIR para cada escenario, donde se puede apreciar que con los percentiles de producción 90 y la inclusión de los impuestos a la renta en el análisis, la TIR disminuye y se acerca más al WACC del proyecto, recordando que es el 10%, pero se mantiene superior a este valor, por lo tanto, el proyecto sería viable económicamente.

Tabla 19.

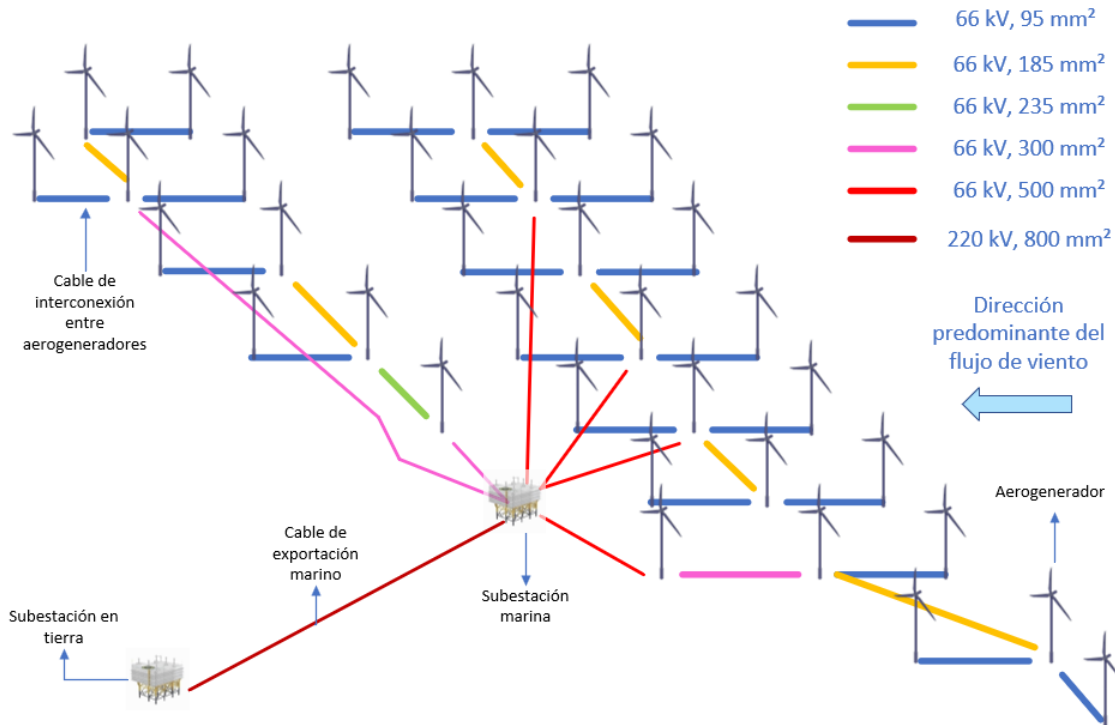
Tasa interna de retorno con la tarifa de las ZNI para los escenarios del proyecto.

Escenario	Tasa interna de retorno
1	23%
2	20%
3	12%
4	11%

En la Figura 23 se presenta un esquema del parque eólico marino propuesto donde se puede apreciar la distribución de los aerogeneradores a lo largo del área definida, los cables de interconexión entre aerogeneradores con la potencia de trabajo y la sección transversal implementada, las conexiones con la subestación marina, el cable de exportación marino y la subestación en tierra.

Figura 23.

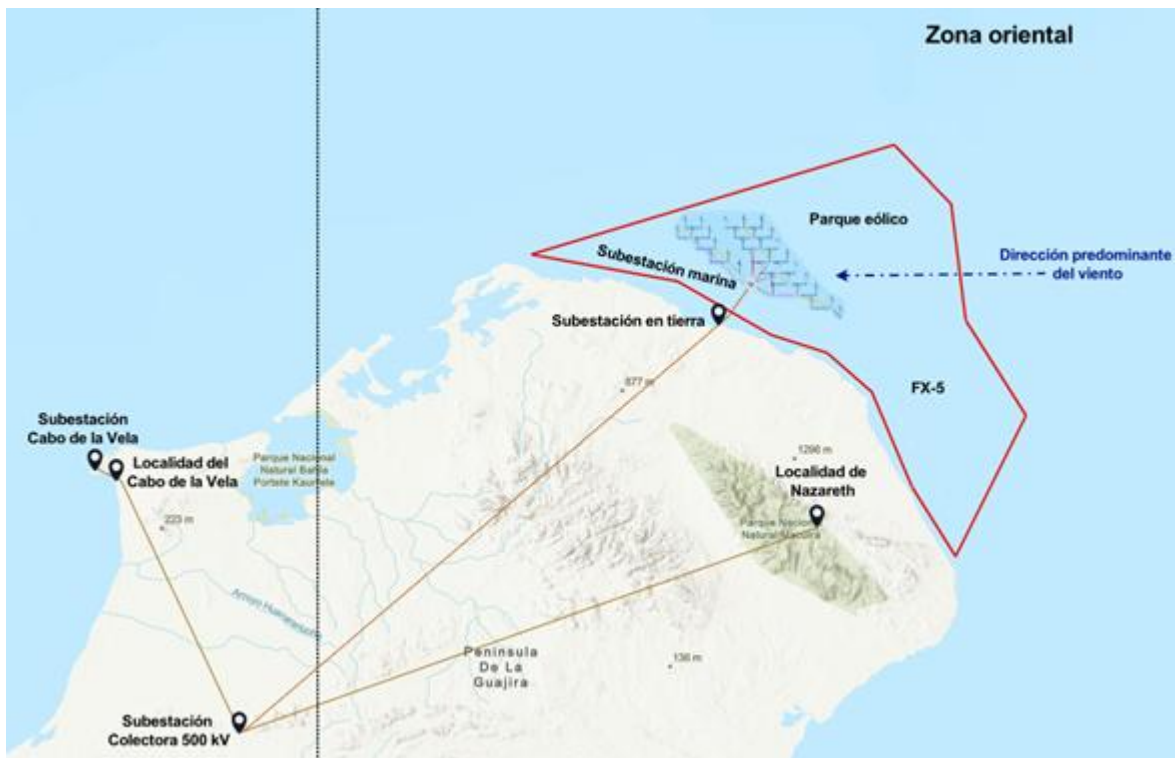
Esquema final del parque eólico marino propuesto.



En la Figura 24 se puede apreciar un esquema de la ubicación del parque eólico marino en el área FX-5, el punto estimado de recepción de la energía en la costa, la ubicación de las ZNI en La Guajira, la dirección predominante del flujo de viento, y el punto final de entrega de la energía a la subestación colectora en el municipio de Uribia en la Guajira, de donde se estima que se podría realizar la distribución de la energía a las localidades no interconectadas en La Guajira y transportarse al resto de la región caribe por medio de los tramos de conexión a las subestaciones de Cuestecitas y La Loma. Cabe recordar que la distancia desde el parque eólico marino a la costa es de 5 kilómetros y desde la costa hasta la subestación colectora se estima que varía entre 84 y 100 kilómetros.

Figura 24.

Ubicación del parque eólico marino y los puntos de entrega de la energía.



Nota. Adaptado de (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022).

Con los resultados obtenidos se puede concluir que, con la metodología de trabajo propuesta en la presente investigación se puede obtener una buena aproximación de los costos de producción asociados a un parque eólico marino en Colombia, aunque cabe resaltar que muchos valores asociados al rendimiento del parque eólico están sujetos a las estimaciones de la literatura, la incertidumbre asociada a la base de datos de reanálisis y las fórmulas para el tratamiento estadístico de la velocidad del viento. Por lo tanto, una oportunidad de mejora sería el cálculo de las pérdidas por estela y por transmisión de energía, por métodos como simulaciones con CFD de alto grado de detalle, fichas técnicas de cables de transmisión de energía y metodologías de cálculo de pérdidas por transmisión de energía que se encuentren

en la literatura, y si es posible, implementar instrumentos de medición en la zona de interés para mejorar la precisión de la estimación de la velocidad del viento.

En la Tabla 20 se puede apreciar el conjunto de puntos a favor y aspectos a mejorar que se tienen con la metodología propuesta en el presente trabajo de investigación, lo cual puede servir como punto de partida para mejorar los resultados que se puedan obtener.

Tabla 20.

Puntos a favor y a mejorar de la metodología de trabajo propuesta.

Fase	Aspectos para resaltar	Aspectos para mejorar
1	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Estimación de la velocidad del viento en la zona a partir de modelos de predicción con la ayuda de datos tomados de satélites e instrumentos de medición cercanos. ✓ Expresiones matemáticas de la literatura para la caracterización del recurso eólico. ✓ Aproximación inicial del factor de aprovechamiento y definición del mejor aerogenerador a implementar en la zona de interés. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Mejorar la precisión en la toma de datos de la velocidad del viento en la zona a partir de la implementación de un instrumento de medición. ❖ Calcular el factor de aprovechamiento en la zona por medio de la simulación con CFD del rendimiento del aerogenerador en la zona o por medio de túneles de viento adaptados a las condiciones de la zona de interés.
2	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Datos reales de consumo de energía eléctrica en las localidades no interconectadas registradas por la UPME. ✓ Aproximación al consumo de una vivienda en una zona no interconectada y a la cantidad de usuarios sin servicio de energía eléctrica en La Guajira. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Realizar una actualización de las localidades no interconectadas en el departamento de La Guajira y del consumo de energía eléctrica con la finalidad de precisar el requerimiento mínimo de generación de energía del parque eólico.
3	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aproximación al área a ocupar según el tipo de cimentación a implementar y las profundidades recomendadas para cada una. ✓ Estimación de las pérdidas e incertidumbres preliminares asociadas a la operación y al rendimiento del parque eólico a partir de datos registrados en la literatura. ✓ Arreglo de interconexión preliminar según las recomendaciones de arreglos optimizados en la literatura y las secciones transversales y potencias con más presencia en proyectos existentes. ✓ Panorama preliminar de generación de energía según los principales percentiles de producción recomendados en la literatura. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Mejorar los cálculos de las pérdidas por efecto de estela con simulaciones con CFD de alto grado de detalle que permitan optimizar la separación entre aerogeneradores y, a su vez, mejorar la definición del área a ocupar. ❖ Calcular las pérdidas por transmisión de energía a partir de las fichas técnicas de cables de transmisión recomendados e implementados en proyectos existentes. ❖ Optimizar los puntos de recepción y transmisión de la energía en la costa con la finalidad de disminuir las pérdidas eléctricas y precisar los costos de implementación.
4	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Análisis financiero preliminar con la discretización por componentes de los costos de capital, inclusión del impuesto a la renta, aplicación de beneficios tributarios y la distribución de la inversión. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Incluir los beneficios de los bonos verdes por la no emisión de GEI, y mejorar el desglose de los costos incluyendo las distancias recorridas en labores de transporte.

8 Conclusiones

A partir del potencial eólico disponible y aprovechable para la tecnología eólica de cimentación fija en La Guajira, específicamente en el polígono definido, se puede obtener un argumento a favor de la factibilidad del proyecto desde el punto de vista técnico, debido a que el factor de aprovechamiento sin pérdidas es del 78,8%, y luego de aplicar las pérdidas técnicas e incertidumbres, disminuye al 54,4%, siendo superior a la media registrada a nivel mundial que se encuentra entre el 33% y el 50%. Adicionalmente, se obtienen velocidades del viento superiores a los 10 m/s para alturas de operación de 100 metros durante el 75% del año, pequeños cambios en la dirección predominante del flujo de viento y profundidades menores a los 50 metros que permiten la implementación de proyectos de cimentación fija.

Con la propuesta de parque eólico marino planteada se puede concluir que, con la energía generada en un percentil 90, la cual es de 2.431 GWh anuales aproximadamente, se puede suplir la totalidad de la demanda de energía en las ZNI de La Guajira, la cual varía entre 156 y 248 GWh anuales, y con el excedente de energía se puede suplir entre el 6% y el 7% aproximadamente de la demanda anual promedio de toda la región caribe. A partir de estos argumentos se puede concluir que, la presente propuesta de parque eólico marino sería una opción viable en el camino a la transición energética del país, aunque cabe aclarar que, únicamente son 510 megavatios de capacidad instalada en este proyecto, con lo cual, si se logran plantear e implementar parques eólicos marinos de capacidades superiores, se podría suplir un mayor porcentaje de demanda anual promedio de la región Caribe, reducir aún más el uso de combustibles fósiles en la generación de energía del país, y a su vez generar un aporte por parte del país a la solución de la problemática del calentamiento global.

Con la distribución planteada para los aerogeneradores, se estima un porcentaje de pérdidas por estela de aproximadamente el 10%, generando una reducción de la velocidad promedio del viento de aproximadamente 0,6 m/s, logrando así que la velocidad promedio se mantenga superior a los 10 m/s a lo largo del año. Por lo tanto, si se optimizan estos valores de pérdidas por estela y se obtienen porcentajes por debajo del 10%, se lograría obtener una mayor generación de energía y, por lo tanto, disminuiría aún más el costo nivelado de la energía. Con estos resultados se puede afirmar que la aplicación de parques eólicos en la zona oriental del mar Caribe colombiano es una opción válida y con un horizonte de resultados de rendimiento y costos muy favorables y competitivos con otras fuentes de generación de energía.

El área total de implementación del parque eólico marino corresponde al 36% del área máxima permitida. Esto se debe a que, por fuera de estos límites, a medida que se aleja de la costa, se presentan grandes cambios en la profundidad, alcanzando valores superiores a los 100 metros, lo cual dificulta la implementación de la cimentación fija. Por otra parte, el aerogenerador o los aerogeneradores más cercanos a la costa se ubican a una distancia de 5 kilómetros aproximadamente, para distancias menores, si bien se presentan profundidades menores a los 40 metros, podría generar problemas de contaminación visual e incumplir las directrices establecidas por el gobierno colombiano, por lo tanto, se eligió la extensión de aproximadamente 97 kilómetros cuadrados asegurando un buen comportamiento de los dos criterios mencionados.

La distancia a la costa definida permite reducir las pérdidas por transporte de la energía, siendo este un factor favorable para el rendimiento del parque eólico y los costos asociados. Cabe aclarar que, debido a que los factores asociados al rendimiento del parque

eólico se asumen a partir de valores sugeridos en la literatura, se puede considerar un alto grado de incertidumbre en su rendimiento, pero, para generar un escenario de análisis que contemple estos aspectos, se tomaron rangos de valores de cada uno, con la finalidad de presentar un escenario de evaluación estocástico que permita obtener el posible impacto en los costos, el cual se presenta con el rango del costo nivelado de la energía, recordando que varía entre los 94 y 115 USD/MWh.

Los costos de capital y los de operación y mantenimiento calculados para el parque eólico marino propuesto, siendo estos de 4.130 USD/kW y 144,56 USD/kW-año respectivamente, se encuentran dentro de los rangos de valores referenciados en la literatura, los cuales se estima que varían entre 1.400 y 6.000 USD/kW para el CAPEX, y entre 42 y 180 USD/kW-año para el OPEX. Algo semejante sucede con el costo nivelado de la energía, el cual fue de 111 USD/MWh aproximadamente, también se encuentra dentro del rango de valores referenciados en la literatura que varía entre 49 y 155 USD/MWh. Con esto se puede concluir que se cuenta con un buen panorama para la implementación de esta tecnología en Colombia con respecto a los registros a nivel mundial.

Se puede concluir que, bajo la incertidumbre que rodea los costos obtenidos en el presente trabajo de investigación, en la actualidad el escenario de viabilidad económica se logra con la tarifa actual de generación de energía en las ZNI, debido a que se obtienen valores de la TIR superiores al WACC del proyecto y un VPN positivo, superior a los 150.000 USD, al final de los 25 años de operación, aclarando que aún falta agregarle más aspectos al costo nivelado obtenido para complementar el análisis hasta la entrega de la energía al usuario final, pero con este análisis preliminar ya se puede apreciar un panorama favorable para el proyecto con estas tarifas.

9 Recomendaciones

Aumentar la capacidad instalada para generación de energía del parque eólico marino propuesto, debido a que solo se está utilizando aproximadamente la tercera parte del área máxima permitida, es decir, se usan 96 de los 270 kilómetros cuadrados permitidos, con este aumento de capacidad, que podría soportarse con proyectos en proceso de instalación a nivel mundial del orden de 1,4 gigavatios, se podría mejorar la cantidad de energía generada y por ende mejorar los costos de producción, contribuyendo a que el proyecto sea más competitivo con otras fuentes de generación y los costos del SIN en Colombia.

Se recomienda realizar simulaciones con CFD, como la que se puede apreciar en el apéndice A, pero mejorando el grado de detalle del efecto de estela sobre la generación de energía del parque eólico, es decir aumentando la cantidad y calidad de los elementos en los volúmenes de control, con la finalidad de optimizar las pérdidas por debajo del valor tomado de la literatura y mejorar la generación de energía y los costos de producción. Adicionalmente, realizar una revisión de los costos de producción con plataforma flotante con la finalidad de obtener un análisis comparativo de ambas modalidades. También se recomienda plantear escenarios de sistemas híbridos con granjas solares para analizar el impacto en los costos de producción.

Optimizar parámetros como la potencia nominal de los aerogeneradores con las nuevas referencias y tendencias que se registren a nivel mundial, como lo es el aerogenerador de 22 megavatios recientemente lanzado al mercado. Mejorar la estimación de la batimetría, al punto de definir la profundidad en la ubicación exacta de cada aerogenerador en el área de

interés, con la finalidad de mejorar la precisión en la estimación de los costos de las estructuras de soporte y, por ende, mejorar la estimación del CAPEX y del LCOE.

Por último, se recomienda precisar las ubicaciones de la infraestructura eléctrica tanto del parque eólico marino propuesto, como de la infraestructura existente en la zona de interés, en este caso de La Guajira, con la finalidad de definir con el mayor grado de precisión posible las distancias y cantidades de kilómetros de cables e infraestructura de transmisión de energía que se deben contemplar en el proyecto eólico marino y toda su extensión. Lo cual permitiría establecer el impacto real de este parámetro importante de un proyecto eólico y ayudaría a comprobar su viabilidad tanto técnica como económica, debido a que se verificaría la posibilidad de implementar la infraestructura necesaria y los costos que generaría su instalación y puesta en marcha.

Referencias Bibliográficas

- Aguirre-Mendoza, A. M., Díaz-Mendoza, C., & Pasqualino, J. (2019). Renewable energy potential analysis in non-interconnected islands. Case study: Isla Grande, Corales del Rosario Archipelago, Colombia. *Ecological Engineering*, *130*, 252-262. <https://doi.org/10.1016/j.ecoleng.2017.08.020>
- AIR-e. (2025). *Tarifas empresa Air-e*. Tarifas empresa Air-e. <https://www.air-e.com/www.air-e.com/tarifas.html>
- Alsubal, S., Alaloul, W. S., Shawn, E. L., Liew, M. S., Palaniappan, P., & Musarat, M. A. (2021). Life Cycle Cost Assessment of Offshore Wind Farm: Kudat Malaysia Case. *Sustainability*, *13*(14), Article 14. <https://doi.org/10.3390/su13147943>
- Anangapal, H. B., Jeyaraj, B., & Victor, K. (2024). Optimization of India's offshore wind farm capacity density—A case study. *Environment, Development and Sustainability*. <https://doi.org/10.1007/s10668-024-05278-x>
- Ángel-Sanint, E., García-Orrego, S., & Ortega, S. (2023). Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia. *Energy for Sustainable Development*, *73*, 152-164. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.01.019>
- Arrambide, I., Zubia, I., & Madariaga, A. (2019). Critical review of offshore wind turbine energy production and site potential assessment. *Electric Power Systems Research*, *167*, 39-47. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.10.016>
- Azumendi Góngora, D. (2018). *Predicción de la velocidad del viento para la estimación de la energía generada por un aerogenerador*. <https://repositorio.uniandes.edu.co/entities/publication/repositorio.uniandes.edu.co>

- Bañuelos-Ruedas, F., Angeles-Camacho, C., & Rios-Marcuello, S. (2010). Analysis and validation of the methodology used in the extrapolation of wind speed data at different heights. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *14*(8), 2383-2391. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.05.001>
- Bautista Sanchez, C. E., & Rojas Castellanos, K. S. (2019). *Estudio de prefactibilidad para el desarrollo de un parque eólico offshore ubicado en la ciudad de Cartagena—Bolívar*. <http://repository.unimilitar.edu.co/handle/10654/35847>
- Brelik, A., Nowaczyk, P., & Cheba, K. (2023). The Economic Importance of Offshore Wind Energy Development in Poland. *Energies*, *16*(23), Article 23. <https://doi.org/10.3390/en16237766>
- Cali, U., Erdogan, N., Kucuksari, S., & Argin, M. (2018). Techno-economic analysis of high potential offshore wind farm locations in Turkey. *Energy Strategy Reviews*, *22*, 325-336. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.10.007>
- Carvajal-Romo, G., Valderrama-Mendoza, M., Rodríguez-Urrego, D., & Rodríguez-Urrego, L. (2019). Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status, and future prospects. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *36*, 100531. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100531>
- Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Lamas-Galdo, I., & Carral-Couce, L. (2018). Methodology to calculate the installation costs of offshore wind farms located in deep waters. *Journal of Cleaner Production*, *170*, 1124-1135. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.09.219>
- Cerik, B. C., & Huang, L. (2024). Recent advances in mechanical analysis and design of dynamic power cables for floating offshore wind turbines. *Ocean Engineering*, *311*, 118810. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2024.118810>

- Colmenares-Quintero, R. F., Baquero-Almazo, M., Kasperczyk, D., Stansfield, K. E., & Colmenares-Quintero, J. C. (2024). Analysis of IoT technologies suitable for remote areas in Colombia: Conceptual design of an IoT system for monitoring and managing distributed energy systems. *Cleaner Engineering and Technology*, *21*, 100783. <https://doi.org/10.1016/j.clet.2024.100783>
- de Almeida, J. O., Shadman, M., dos Santos Ramos, J., Bastos, I. T. C., Silva, C., Chujutalli, J. A. H., Amiri, M. M., Bergman-Fonte, C., Ferreira, G. R. L., da Silva Carreira, E., da Silva Dias, R. F., de Miranda, P. E. V., & Estefen, S. F. (2024). Techno-economic analysis of hydrogen production from offshore wind: The case of Brazil. *Energy Conversion and Management*, *322*, 119109. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119109>
- Díaz, H., & Guedes Soares, C. (2020). Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms. *Ocean Engineering*, *209*, 107381. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.107381>
- Díaz, H., & Guedes Soares, C. (2023). Cost and financial evaluation model for the design of floating offshore wind farms. *Ocean Engineering*, *287*, 115841. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2023.115841>
- Dicorato, M., Forte, G., Pisani, M., & Trovato, M. (2011). Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. *Renewable Energy*, *36*(8), 2043-2051. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.01.003>
- Diyoke, C. (2019). A new approximate capacity factor method for matching wind turbines to a site: Case study of Humber region, UK. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, *10*(4), 451-462. <https://doi.org/10.1007/s40095-019-00320-5>

- Edsand, H.-E. (2017). Identifying barriers to wind energy diffusion in Colombia: A function analysis of the technological innovation system and the wider context. *Technology in Society*, 49, 1-15. <https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2017.01.002>
- Gaertner, E., Rinker, J., Sethuraman, L., Zahle, F., Anderson, B., Barter, G., Abbas, N., Meng, F., Bortolotti, P., Skrzypinski, W., Scott, G., Feil, R., Bredmose, H., Dykes, K., Shields, M., Allen, C., & Viselli, A. (2020). *Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind*.
- García-Caballero, E., Appendini, C. M., Figueroa-Espinoza, B., Allende-Arandía, M. E., Magar, V., & Gross, M. S. (2023). Wind energy potential assessment for Mexico's Yucatecan Shelf. *Energy for Sustainable Development*, 74, 415-429. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.04.016>
- Gil Ruiz, S. A., Barriga, J. E. C., & Martínez, J. A. (2021). Wind power assessment in the Caribbean region of Colombia, using ten-minute wind observations and ERA5 data. *Renewable Energy*, 172, 158-176. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.03.033>
- Heidari, S. (2017). *Economic Modelling of Floating Offshore Wind Power: Calculation of Levelized Cost of Energy*. <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:mdh:diva-36130>
- Hekmatmehr, H., Esmaceli, A., Pourmahdi, M., Atashrouz, S., Abedi, A., Ali Abuswer, M., Nedeljkovic, D., Latifi, M., Farag, S., & Mohaddespour, A. (2024). Carbon capture technologies: A review on technology readiness level. *Fuel*, 363, 130898. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.130898>
- IEA. (2023). *World Energy Outlook 2023 – Analysis*. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- IRENA. (2024a). Renewable Energy Statistics 2024. *Renewable energy statistics 2024*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA. (2024b). *Renewable Power Generation Costs in 2023*.

<https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>

IRENA. (2025). *Renewable Power Generation Costs in 2024*.

<https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>

Johnston, B., Foley, A., Doran, J., & Littler, T. (2020). Levelised cost of energy, A challenge for offshore wind. *Renewable Energy*, 160, 876-885.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.030>

Karakurt, I., & Aydin, G. (2023). Development of regression models to forecast the CO2 emissions from fossil fuels in the BRICS and MINT countries. *Energy*, 263,

125650. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125650>

Lee, J. C. Y., & Fields, M. J. (2021). An overview of wind-energy-production prediction bias, losses, and uncertainties. *Wind Energy Science*, 6(2), 311-365.

<https://doi.org/10.5194/wes-6-311-2021>

Lerch, M., De-Prada-Gil, M., Molins, C., & Benveniste, G. (2018). Sensitivity analysis on the levelized cost of energy for floating offshore wind farms. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 30, 77-90. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.09.005>

Ley 2099 de 2021. Por medio del cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. Julio 10 de 2021. DO. N°51731

Liang, Y., Ma, Y., Wang, H., Mesbahi, A., Jeong, B., & Zhou, P. (2021). Levelised cost of energy analysis for offshore wind farms – A case study of the New York State

development. *Ocean Engineering*, 239, 109923.

<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2021.109923>

Liu, S., Li, Q., Lu, B., & He, J. (2024). Impact of incoming turbulence intensity and turbine spacing on output power density: A study with two 5MW offshore wind turbines.

Applied Energy, 371, 123648. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123648>

Lozer dos Reis, M. M., Mitsuo Mazetto, B., & Costa Malateaux da Silva, E. (2021).

Economic analysis for implantation of an offshore wind farm in the Brazilian coast.

Sustainable Energy Technologies and Assessments, 43, 100955.

<https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100955>

Maienza, C., Avossa, A. M., Ricciardelli, F., Coiro, D., Troise, G., & Georgakis, C. T.

(2020). A life cycle cost model for floating offshore wind farms. *Applied Energy*,

266, 114716. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114716>

Martinez, A., & Iglesias, G. (2022). Mapping of the levelised cost of energy for floating offshore wind in the European Atlantic. *Renewable and Sustainable Energy*

Reviews, 154, 111889. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111889>

Ministerio de Minas y Energía, Renewables Consulting Group, & World Bank Group.

(2022). *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en*

Colombia (p. 217) [Reporte Final]. Ministerio de minas y energía.

<https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-eolica-offshore/>

MINMINAS. (2024). *Estado de la prestación del servicio de energía en Zonas No*

Interconectadas | *Datos Abiertos Colombia*. la plataforma de datos abiertos del

gobierno colombiano. <https://www.datos.gov.co/Minas-y-Energ-a/Estado-de-la->

[prestacion-del-servicio-de-energ-a-en/3ebi-d83g](https://www.datos.gov.co/Minas-y-Energ-a/Estado-de-la-prestacion-del-servicio-de-energ-a-en/3ebi-d83g)

- Montalvo-Navarrete, J. M., & Lasso-Palacios, A. P. (2024). Energy access sustainability criteria definition for Colombian rural areas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 189*, 113922. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113922>
- Mora, E. B., Spelling, J., van der Weijde, A. H., & Pavageau, E.-M. (2019). The effects of mean wind speed uncertainty on project finance debt sizing for offshore wind farms. *Applied Energy, 252*, 113419. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113419>
- Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., & Nygaard, T. A. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy, 66*, 714-728. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.017>
- Ohunakin, O. S., Matthew, O. J., Adaramola, M. S., Atiba, O. E., Adelekan, D. S., Aluko, O. O., Henry, E. U., & Ezekiel, V. U. (2023). Techno-economic assessment of offshore wind energy potential at selected sites in the Gulf of Guinea. *Energy Conversion and Management, 288*, 117110. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117110>
- Ozato, J. Y., Aquila, G., de Oliveira Pamplona, E., Rocha, L. C. S., & Rotella Junior, P. (2023). Offshore wind power generation: An economic analysis on the Brazilian coast from the stochastic LCOE. *Ocean & Coastal Management, 244*, 106835. <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2023.106835>
- Patel, R. P., Nagababu, G., Kachhwaha, S. S., & Surisetty, V. V. A. K. (2022). A revised offshore wind resource assessment and site selection along the Indian coast using ERA5 near-hub-height wind products. *Ocean Engineering, 254*, 111341. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2022.111341>

- Qian, Y., Wang, T., Yuan, Y., & Zhang, Y. (2020). Comparative study on wind turbine wakes using a modified partially-averaged Navier-Stokes method and large eddy simulation. *Energy*, 206, 118147. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118147>
- Rosero Ariza, J. D. (2024). *Optimización paramétrica de una turbina eólica de eje vertical de álabes rectos para el Cañón del Chicamocha*.
<https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/15651>
- Rueda-Bayona, J. G., Guzmán, A., Eras, J. J. C., Silva-Casarín, R., Bastidas-Arteaga, E., & Horrillo-Caraballo, J. (2019). Renewables energies in Colombia and the opportunity for the offshore wind technology. *Journal of Cleaner Production*, 220, 529-543.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.174>
- Santamaria, F. (2023). Análisis del Consumo de Subsistencia de la Energía Eléctrica en Colombia. *Entre Ciencia e Ingeniería*, 17(33), Article 33.
<https://doi.org/10.31908/19098367.2877>
- Santhakumar, S., Heuberger-Austin, C., Meerman, H., & Faaij, A. (2023). Technological learning potential of offshore wind technology and underlying cost drivers. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 60, 103545.
<https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103545>
- Sedaghat, A., Mostafaeipour, A., Rezaei, M., Jahangiri, M., & Mehrabi, A. (2020). A new semi-empirical wind turbine capacity factor for maximizing annual electricity and hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(32), 15888-15903. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.028>
- Sedaghatzadeh, N., Arjomandi, M., Kelso, R., Cazzolato, B., & Ghayesh, M. H. (2018). Modelling of wind turbine wake using large eddy simulation. *Renewable Energy*, 115, 1166-1176. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.017>

- Shadman, M., Roldan-Carvajal, M., Pierart, F. G., Haim, P. A., Alonso, R., Silva, C., Osorio, A. F., Almonacid, N., Carreras, G., Maali Amiri, M., Arango-Aramburo, S., Rosas, M. A., Pelissero, M., Tula, R., Estefen, S. F., Pastor, M. L., & Saavedra, O. R. (2023). A Review of Offshore Renewable Energy in South America: Current Status and Future Perspectives. *Sustainability*, *15*(2), Article 2.
<https://doi.org/10.3390/su15021740>
- Shafiee, M., Brennan, F., & Espinosa, I. A. (2016). A parametric whole life cost model for offshore wind farms. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, *21*(7), 961-975. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1075-z>
- Shields, M., Beiter, P., Nunemaker, J., Cooperman, A., & Duffy, P. (2021). Impacts of turbine and plant upsizing on the levelized cost of energy for offshore wind. *Applied Energy*, *298*, 117189. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117189>
- Sim, J. (2023). An economic evaluation of potential offshore wind farm sites in South Korea using a real options approach. *Energy Reports*, *10*, 29-37.
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.06.007>
- Soares-Ramos, E. P. P., de Oliveira-Assis, L., Sarrias-Mena, R., & Fernández-Ramírez, L. M. (2020). Current status and future trends of offshore wind power in Europe. *Energy*, *202*, 117787. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117787>
- Song, D., Yang, Y., Zheng, S., Tang, W., Yang, J., Su, M., Yang, X., & Joo, Y. H. (2019). Capacity factor estimation of variable-speed wind turbines considering the coupled influence of the QN-curve and the air density. *Energy*, *183*, 1049-1060.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.018>
- Sun, H., Gao, X., & Yang, H. (2020). A review of full-scale wind-field measurements of the wind-turbine wake effect and a measurement of the wake-interaction effect.

Renewable and Sustainable Energy Reviews, 132, 110042.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110042>

Sykes, V., Collu, M., & Coraddu, A. (2023). A Review and Analysis of the Uncertainty Within Cost Models for Floating Offshore Wind Farms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 186, 113634. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113634>

Tilca, F., Malvasio, J. F. M., & Placco, C. (2021). Valores sugeridos de pérdidas e incertidumbres en el cálculo de probabilidades de excedencia de parques eólicos. *Energías Renovables y Medio Ambiente*, 48, 47-56.

Timilsina, G. R. (2021). Are renewable energy technologies cost competitive for electricity generation? *Renewable Energy*, 180, 658-672.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.088>

Torres, A. J. B., Ing, A. E. D., & Llanos, J. A. V. (2021). *Soluciones Solares Fotovoltaicas Híbridas Implementadas En Zonas No Interconectadas de Colombia*.

Uddin, S. (2022). *Causes, Effects, and Solutions to Global Warming*.
<https://doi.org/10.20935/AL4829>

UPME. (2019). *Metodología y resultados de la estimación del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica ICEE - 2018*. Unidad de planeación minero energética;
https://www1.upme.gov.co/siel/PIEC/2019-23/2019/Anexo3_Metodologia_ICEE_2018_paraComentariosDic5.pdf
https://www1.upme.gov.co/siel/PIEC/2019-23/2019/Anexo3_Metodologia_ICEE_2018_paraComentariosDic5.pdf

UPME. (2024a). *Planes de expansión*. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/planes-expansion/>

- UPME. (2024b). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia entre 2024 y 2038*. Demanda y eficiencia energética.
<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia>
- UPME, C. A. C. (2023). *Unidad de Planeación Minero Energética—UPME*.
- Vázquez, A., Izquierdo, U., Enevoldsen, P., Andersen, F.-H., & Blanco, J. M. (2022). A macroscale optimal substructure selection for Europe's offshore wind farms. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 53, 102768.
<https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102768>
- Vinhoza, A., Lucena, A. F. P., Rochedo, P. R. R., & Schaeffer, R. (2023). Brazil's offshore wind cost potential and supply curve. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 57, 103151. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103151>
- Vu Dinh, Q., Doan, Q.-V., Ngo-Duc, T., Nguyen Dinh, V., & Dinh Duc, N. (2022). Offshore wind resource in the context of global climate change over a tropical area. *Applied Energy*, 308, 118369. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118369>
- Wędzik, A., Szypowski, M., & Siewierski, T. (2025). An integrated method to simultaneously optimise a wind farm's internal network layout, cable cross-sections and substation location. *Applied Energy*, 377, 124361.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124361>
- World Bank Group. (2023). *Colombia Offshore Wind Workshops*.
- Yanez-Rosales, P., Río-Gamero, B. D., & Schallenberg-Rodríguez, J. (2024). Rationale for selecting the most suitable areas for offshore wind energy farms in isolated island systems. Case study: Canary Islands. *Energy*, 307, 132589.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132589>

Ye, M., Chen, H.-C., & Koop, A. (2023). High-fidelity CFD simulations for the wake characteristics of the NTNU BT1 wind turbine. *Energy*, 265, 126285.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126285>

Yildirim, A. (2023). The technical and economical feasibility study of offshore wind farms in Turkey. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 25(1), 125-142.

<https://doi.org/10.1007/s10098-022-02392-0>

Yue, C.-D., Liu, C.-C., Tu, C.-C., & Lin, T.-H. (2019). Prediction of Power Generation by Offshore Wind Farms Using Multiple Data Sources. *Energies*, 12(4), Article 4.

<https://doi.org/10.3390/en12040700>

Apéndices

Como complemento del análisis del rendimiento del parque eólico marino, se realizó una simulación de los efectos de estela aguas abajo de un aerogenerador de primera línea, con la finalidad de determinar el cambio en la velocidad del viento a su paso por el rotor del aerogenerador. En el presente apéndice se presenta un resumen de todas las fases de la simulación y todos los parámetros implementados.

Apéndice A. Dominio computacional para la simulación con CFD de los efectos de estela

Para la definición del dominio computacional se tomaron en cuenta las recomendaciones brindadas en la publicación de Ye et al. (2023), donde se definen 3 partes para todo el dominio computacional, el primero es el ambiente exterior, el cual se representa con un cubo, dentro de este cubo se ubican las otras dos partes, las cuales son la zona rotacional en forma de cilindro que abarca toda la extensión del rotor del aerogenerador, y seguido de la zona rotacional se incluye la zona de la estela, la cual asemeja un cilindro que se extiende un valor igual a la distancia de separación entre aerogeneradores que se defina.

Con base en las recomendaciones brindadas en la publicación en mención para el dominio computacional, se elaboró el dominio computacional del presente trabajo de investigación teniendo en cuenta las medidas del aerogenerador de 15 megavatios y la distancia de separación entre aerogeneradores en la dirección predominante del flujo de viento planteada en la publicación de Lozer dos Reis et al. (2021), recordando que es de 10 veces el valor del diámetro del rotor.

Con la finalidad de optimizar los tiempos de simulación y la demanda de recursos computacionales, se decidió elaborar un dominio computacional que conste de las 3 partes recomendadas en la publicación de Ye et al. (2023), pero en menor proporción, es decir, que no se incluya el cubo que asemeja el ambiente exterior, como reemplazo se ubica un cilindro aguas arriba del rotor del aerogenerador que asemeje la entrada del flujo de viento al rotor, luego se ubica el rotor del aerogenerador dentro un cilindro con la extensión total del rotor y un diámetro con la misma proporción que la indicada en el artículo de referencia, luego se ubica un cilindro de extensión igual a los 10 diámetros de separación entre aerogeneradores, el cual hace referencia a la estela aguas abajo del aerogenerador, y el diámetro igual al diámetro de la zona rotacional y la entrada del flujo de viento. Por último, se agregó un cilindro en la zona de la estela para agregar elementos de menor tamaño y realizar una simulación con mayor grado de detalle sobre esta zona.

Adicionalmente, como actividad complementaria a la optimización de la demanda de recursos computacionales y los tiempos de simulación, se realizó una escala 1:100 con la finalidad de obtener valores parecidos a los presentados en la publicación de Ye et al. (2023) y a su vez lograr disminuir el tamaño de los elementos y aumentar la cantidad que se pueden implementar sobre el dominio computacional sin aumentar en gran medida la demanda del recurso computacional. En la Tabla 21 se pueden apreciar los valores de la geometría del dominio computacional, incluyendo los valores de la geometría del aerogenerador y sus respectivos valores escalados.

Tabla 21.

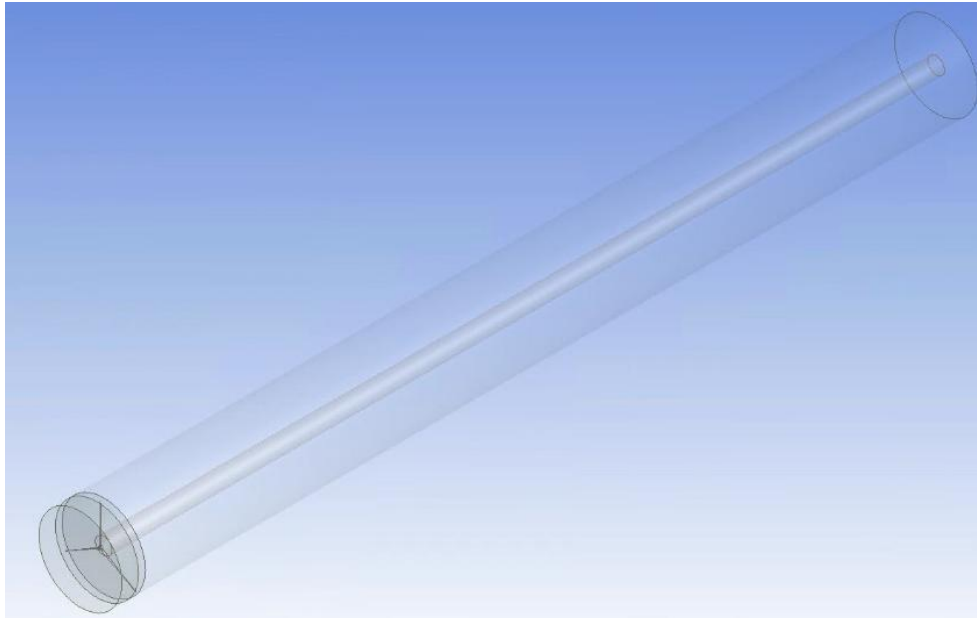
Dimensiones del dominio computacional con sus respectivas escalas.

Dimensión	Valor actual	Valor escalado	Unidades
Diámetro del rotor	240	2,4	Metros
Longitud del rotor	10	0,1	Metros
Longitud de la cuerda del álabe	5,77	0,0577	Metros
Posición radial de la máxima extensión de la cuerda del álabe	27,2	0,272	Metros
Diámetro del dominio computacional	250	2,5	Metros
Longitud de la zona de entrada	61	0,6	Metros
Longitud de la zona de estela	2500	25	Metros
Diámetro del cilindro interior de la estela	50	0,5	Metros

En la Figura 25 se puede apreciar un esquema del dominio computacional completo, el cual fue elaborado con el programa ANSYS. En la figura se puede apreciar el cilindro de entrada del flujo de viento, el cilindro donde está el rotor del aerogenerador y el cilindro correspondiente a la estela aguas abajo del aerogenerador.

Figura 25.

Dominio computacional en 3D para el análisis del efecto de estela.

**Apéndice B. Definición del mallado del dominio computacional en 3D**

El mallado del dominio computacional inicio con la definición del tamaño de los elementos sobre el rotor, es decir, el tamaño de los elementos para el eje y los álabes, el cual fue de 2 milímetros, luego se definieron las capas de inflación sobre los álabes, para lo cual se implementó la expresión matemática planteada en la publicación de Liu et al. (2024) y que se puede apreciar en la ecuación 15, con lo que se obtuvo un valor de la altura del primer elemento en la capa límite sobre la superficie del álabes de $4,02 \times 10^{-5}$ metros con una tasa de crecimiento de 1,2, cabe resaltar que este el valor que se obtiene con las medidas a escala del dominio computacional, por último se agregaron 30 capas de inflación para un tamaño total de aproximadamente 0,048 metros.

$$y^+ = \frac{y * U}{\nu} \quad (15)$$

Luego se aplicaron métodos de mallado tipo cuadrilátero para todo el dominio computacional; después se aplicaron 3 capas de refinamiento sobre todas las interfaces de contacto entre la entrada y la zona del rotor, y entre la zona del rotor y la zona de la estela. También se aplicaron las mismas cantidades de capas de refinamiento sobre la superficie de entrada del flujo de viento y la superficie de salida del flujo de viento al final de la estela. Por último, se definió un tamaño de los elementos en toda la zona de la estela de 5 centímetros y para la zona de entrada del fluido se definió un tamaño de elemento de 10 centímetros, con lo cual se obtienen las cantidades de elementos que se presentan en la Tabla 22.

Tabla 22.*Cantidad de elementos y parámetros de calidad del mallado.*

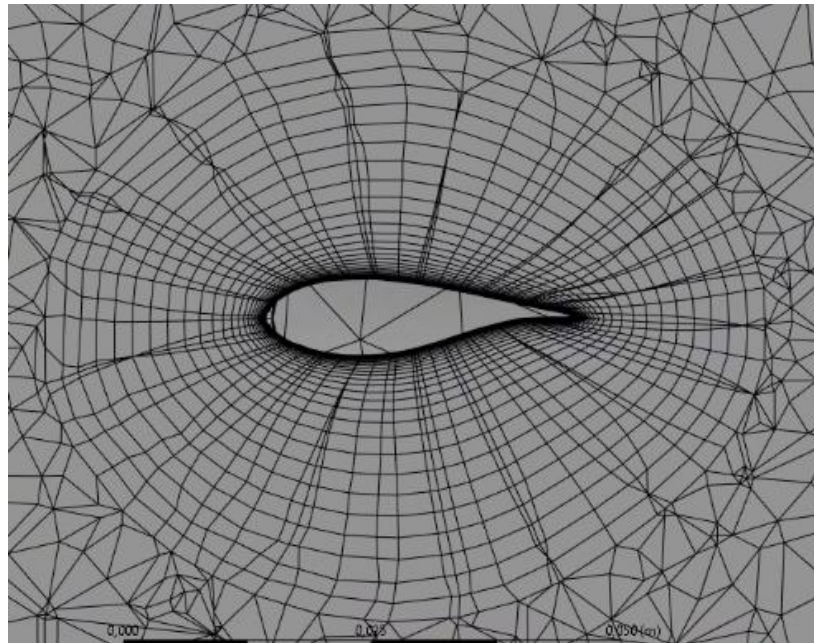
Zona	Cantidad	Unidades
Entrada	64.873	Elementos
Rotor	4'520.106	Elementos
Estela 1	10'483.408	Elementos
Estela 2	442.325	Elementos
Parámetros de calidad		
Parámetro	Valor	Valor recomendado
y+	0,048	≈1
Oblicuidad de todo el dominio	Max(0,9981)	Menores a 0,95
	Prom(0,2711)	
	Min($1,65 \times 10^{-9}$)	
Ortogonalidad de todo el dominio	Max(0,9982)	Valores cercanos a 1
	Prom(0,7255)	
	Min($1,83 \times 10^{-3}$)	
Oblicuidad en el rotor	Max(0,99816)	Menores a 0,95
	Prom(0,4082)	
	Min($5,87 \times 10^{-4}$)	
Oblicuidad en la estela 1	Max(0,9911)	Menores a 0,95
	Prom(0,2112)	
	Min($1,65 \times 10^{-9}$)	
Oblicuidad en la estela 2	Max(0,9881)	Menores a 0,95
	Prom(0,2189)	
	Min($1,09 \times 10^{-7}$)	
Oblicuidad en la entrada	Max(0,9964)	Menores a 0,95
	Prom(0,7493)	
	Min($3,07 \times 10^{-3}$)	
Ortogonalidad en el rotor	Max(0,9954)	Valores cercanos a 1
	Prom(0,5837)	
	Min($1,83 \times 10^{-3}$)	
Ortogonalidad en la estela 1	Max(0,9982)	Valores cercanos a 1
	Prom(0,7874)	
	Min($8,89 \times 10^{-3}$)	
Ortogonalidad en la estela 2	Max(0,9952)	Valores cercanos a 1
	Prom(0,7794)	
	Min($1,84 \times 10^{-3}$)	
Ortogonalidad en la entrada	Max(0,9518)	Valores cercanos a 1
	Prom(0,249)	
	Min($3,56 \times 10^{-3}$)	

En la Figura 26 se puede apreciar el mallado realizado sobre la zona del rotor, en la figura se presenta la zona del rotor con un corte transversal al área circular que se proyecta

en la vista superior del aerogenerador, con la finalidad de que se pueda apreciar el detalle del mallado sobre los álabes incluyendo las capas de inflación.

Figura 26.

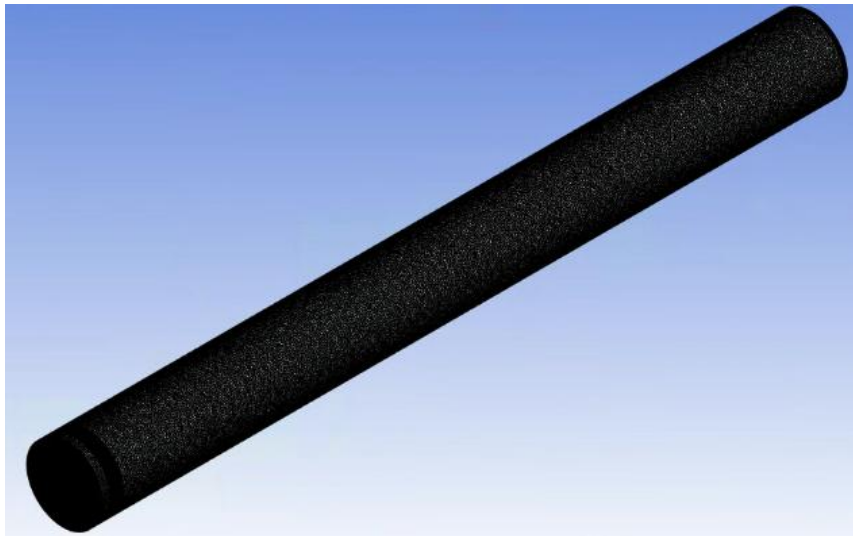
Vista superior del rotor con corte transversal.



En la Figura 27 se puede apreciar todo el mallado del dominio computacional desde una vista isométrica, la cual permite observar el mallado en todos los componentes.

Figura 27.

Mallado de todo el dominio computacional.



Apéndice C. Parámetros de la solución de la simulación con CFD

Se realizó una simulación transitoria para representar los giros del aerogenerador en el tiempo, se implementaron los parámetros de solución que se pueden apreciar en la Tabla 23, aplicando un modelo de turbulencia tipo $k\omega - SST$, y los algoritmos de solución recomendados en la publicación de (Ye et al., 2023).

Tabla 23.

Parámetros de solución de las ecuaciones para la simulación en 3D.

Ecuaciones	Tipo
Acoplamiento Presión-Velocidad	Algoritmo Simple
Gradiente	Least Squares Cell Based
Presión	Second Order
Momento	Second Order Upwind
Energía cinética turbulenta	Second Order Upwind
Tasa de disipación específica	Second Order Upwind
Formulación transitoria	Second Order Implicit

Nota. Adaptado de: (Ye et al., 2023).

Las condiciones de contorno se definen con base en las recomendaciones brindadas en la publicación de Ye et al. (2023) y que se pueden apreciar en la Tabla 24.

Tabla 24.

Condiciones de contorno de la simulación con CFD en 3D.

Condición de contorno	Tipo de condición	Valor	Unidades
Velocidad de la zona del rotor	Rotación	7,56	RPM
Condición de entrada (Inlet)	Velocidad de entrada	10,69	m/s
Condición de salida (Outlet)	Presión a la salida	0	Pascales
Alabes y eje	Pared móvil en rotación	Relativa a la zona rotacional	N/A
Paredes exteriores	Wall con velocidad cero	0	m/s

El siguiente paso es definir los valores de referencia. En la Tabla 25 se pueden apreciar los parámetros definidos para la simulación, donde se hace referencia al área, la cual se define como el área frontal del rotor. La longitud del rotor hace referencia a la longitud de la cuerda de los álabes para una simulación 3D de un aerogenerador de eje horizontal; adicionalmente, se tomaron en cuenta las recomendaciones brindadas en la publicación de (Ye et al., 2023).

Tabla 25.*Valores de referencia para la simulación en 3D.*

Parámetro de referencia	Valor	Unidades
Área	4,5238	m^2
Densidad	1,225	kg/m^3
Profundidad	0,0577	m
Entalpía	0	J/kg
Longitud	0,0577	m
Presión	0	Pascal
Temperatura	288,16	Kelvin
Velocidad	10,69	m/s
Viscosidad	$1,7894 \times 10^{-5}$	$kg/m \cdot s$
Relación de calor específico	1,4	N/A

En la Tabla 26 se definen los valores de relajación de la simulación con base en las recomendaciones brindadas en la publicación de (Rosero Ariza, 2024).

Tabla 26.*Factores de relajación de la simulación con CFD en 3D.*

Factor de relajación	Valor
Presión	0.3
Densidad	1
Momento	0.7
Energía cinética turbulenta	0.8
Velocidad turbulenta	1

Nota. Adaptado de: (Rosero Ariza, 2024).

El siguiente paso es definir el “Time Step”, para lo cual se tomaron en cuenta las recomendaciones brindadas en la publicación de Ye et al. (2023), por lo tanto, se definen 360 puntos para analizar el giro del aerogenerador cada 1° , con lo cual se obtiene un tamaño de paso de tiempo de $1,3 \times 10^{-4}$ y se definieron inicialmente 9 vueltas del aerogenerador para un total de 3240 pasos de tiempo, para el caso de una simulación en 3D, debido a la gran

exigencia computacional, para cada paso de tiempo se definen 25 iteraciones para ahorrar recurso computacional, esperando que a medida que se simulen los pasos de tiempo, la precisión en los resultados alcance el criterio de convergencia, el cual se define con un residuo de valor de 1×10^{-3} .

Apéndice D. Resultados de la simulación con CFD

El tiempo de ejecución de la simulación fue 384 horas-CPU, en la Figura 28 se presenta el comportamiento de la velocidad del viento aguas abajo del rotor a lo largo de las 9 vueltas del aerogenerador, es decir los 3240 pasos de tiempo, donde se observa que la velocidad del viento alcanza valores inferiores a 1 m/s en las inmediaciones aguas abajo del rotor del aerogenerador, luego, tiende a retornar al valor inicial de 10,69 m/s después de 3 diámetros aguas abajo del rotor del aerogenerador.

Figura 28.

Efecto de la estela aguas abajo del aerogenerador sobre la velocidad del viento.



Cabe resaltar que el gráfico del contorno de velocidades presentado en la Figura 28 corresponde a un plano transversal al área que se proyecta sobre la vista frontal del aerogenerador y ubicado en el centro del dominio computacional, por lo tanto, se pueden presentar diferentes comportamientos si se proyecta sobre ubicaciones alejadas del centro del dominio computacional en ambos sentidos, es decir, ubicaciones en la parte lateral izquierda y en la parte lateral derecha.

Se puede concluir que con las 9 vueltas del aerogenerador no son suficientes para que desarrolle en su totalidad la estela a lo largo de la zona aguas abajo del rotor, debido a que según la publicación de Ye et al. (2023), entre las 16 y las 25 vueltas del aerogenerador se alcanza a obtener el desarrollo de la estela aguas abajo del rotor en mayor proporción y se pueden ver con mayor claridad los efectos sobre la velocidad del viento.

Cabe aclarar que siempre se podrán obtener mejores resultados para la simulación y se obtendrá una mejor precisión en el cambio de la velocidad del viento aguas abajo del aerogenerador y, por lo tanto, se tendrán cambios constantes en las pérdidas por el efecto de estela asociadas a la operación del parque eólico marino propuesto. Por tal motivo se implementó un rango de pérdidas por estela recomendado en la literatura al momento de realizar el cálculo de la producción de energía del parque eólico propuesto, lo cual permite definir un rango de incertidumbre en la generación de energía por efectos del comportamiento de la estela en el parque eólico, lo cual va acorde a la realidad de la operación de estos parques como se registra en las publicaciones de (Lozer dos Reis et al., 2021) y (Yue et al., 2019).