COMPARACIÓN ENTRE DOS TECNOLOGÍAS OCEÁNICAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE EN EL MAR CARIBE DE COLOMBIA.

FELIPE CADENA IDÁRRAGA

PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERÍA EN ENERGÍAS

DIRECTOR:

NELSON FERNANDEZ BARRERO

INGENIERO DE PETROLEOS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS

BOGOTÁ D.C.,

2025

NOTA DE ACEPTACIÓN

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

NELSON FERNANDEZ BARRERO

Firma del director

_____

Firma del presidente del jurado

_____

Firma del jurado

_____

Firma del jurado

Bogotá D.C. febrero de 2024

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica

Dra. María Fernanda Vega de Mendoza

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ramiro Augusto Forero Corzo

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Secretario general

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dr. Carlos Mauricio Veloza Villamil

Directora del Programa

Dra. María Angélica Acosta Pérez

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi hermosa FAMILIA.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mis padres por esta oportunidad tan bonita que me brindaron y por su incondicional apoyo, también agradecer a mi hermano por ser un pilar importante en mi formación y bienestar, a mis amigos y compañeros por acompañarme en este proceso tan importante, y a mi director de tesis Nelson Fernández Barrero por su acompañamiento y resolución de inquietudes.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	12
INTRODUCCIÓN	13
1. OBJETIVOS	19
1.1 Objetivo general.	19
1.2 Objetivos específicos.	19
2. MARCO TEÓRICO	20
2.1 Información del fondo marino.	20
2.1.1 Pendiente promedio del fondo marino.	20
2.1.2 Profundidad de la columna de agua.	20
2.1.3 Corrientes marinas.	20
2.2 Información de energía eólica	21
2.2.1 Energía eólica	21
2.2.2 Energía eólica offshore	23
2.2.3 Dirección del viento	23
2.2.4 Parámetros de forma (k) y parámetros de forma (c)	24
2.2.5 Desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento.	24
2.2.6 Densidad de energía eólica	24
2.2.7 Velocidad del viento	24
2.2.8 Método logarítmico	25
2.2.9 Distribución de Weibull	25
2.2.10 Efecto estela	26
2.2.11 Modelo de Jensen	26
2.3 Información del fondo marino	27

2.3.1 Almacenamiento de energía 27

2.3.2 Almacenamiento de energía en el océano 28

2.3.3 Tecnologías oceánicas de almacenamiento de energía 28

2.3.4 Tecnologías de almacenamiento seleccionadas 30

2.3.5 Eficiencia de un sistema de almacenamiento de energía. 36

2.3.6 Capacidad de almacenamiento de energía. 36

2.3.7 Costo unitario de la energía almacenada. 36

2.3.8 Velocidad de respuesta de un sistema de almacenamiento. 36

3. METODOLOGÍA 37

3.1 Especificaciones de las tecnologías oceánicas de almacenamiento. 37

3.2 Criterios para la selección del bloque. 37

3.3 Datos meteorológicos del bloque seleccionado 43

3.4 Selección del aerogenerador. 47

3.5 Configuración del parque eólico. 52

3.6 Modelo de cálculo de la energía eólica. 53

3.7 Criterios de comparación para Tecnologías oceánicas de almacenamiento de energía. 58

4. RESULTADOS 61

4.1 Análisis de bloques disponibles en el Mar Caribe colombiano. 61

4.1.1 Resultados de la parametrización del recurso 63

4.2 Configuración del parque. 64

4.3 Energía generada 66

4.4 Comparación del rendimiento de las tecnologías. 66

5. CONCLUSIONES 68

RECOMENDACIONES Y LIMITACIONES 69

REFERENCIAS 70

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1 *Áreas designadas por el gobierno de Colombia para eólica offshore* 15

Figura 2 *Partes de un aerogenerador* 21

Figura 3 *Energía eólica offshore* 22

Figura 4 *Rosa de vientos* 23

Figura 5 *Tecnología FLASC* 29

Figura 6 *Tecnología Ocean Battery* 30

Figura 7 *Tecnología StEnSea (Stored Energy at Sea)* 31

Figura 8 *Sistema StEnSea* 31

Figura 9 *Tecnología BEST (Buoyancy Energy Storage Technology)* 33

Figura 10 *Buoyancy energy storage technology.* 34

Figura 11 *Buoyancy energy storage technology conectado a una superficie flotante* 35

Figura 12 *Relieve y batimetría del caribe colombiano con las áreas designadas por el gobierno de Colombia para eólica offshore* 40

Figura 13 *Mapa de pendientes, área de instalación y altura máxima y mínima de zona "Fl - 6" de eólica offshore* 41

Figura 14 *Densidad anual de energía eólica a 80 m (W/m^2)* 44

Figura 15 *Método logarítmico* 45

Figura 16 *Distribución de Weibull mensual* 46

Figura 17 *Curvas de Potencia* 49

Figura 18 *Distribución de potencia* 50

Figura 19 *Disminución de velocidad del viento* 52

Figura 20 *Configuración de un bloque del parque con dirección de viento de Este a Oeste.* 53

Figura 21 *Perfil de velocidades de viento en octubre* 54

Figura 22 *Curva de potencia Vestas V164-8.0.* 55

Figura 23 *Energía generada por fila* 57

Figura 24 *Ficha técnica BEST* 58

Figura 25 *Ficha técnica StEnSea* 59

Figura 26 *Costo unitario StEnSea* 60

Figura 27 *Distribución de los bloques en Fl-6.*

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1 *Costos de almacenamiento de energía (USD/kWh)* 17

Tabla 2 *Especificaciones de StEnSea y BEST.* 37

Tabla 3 *Equivalencia del resultado por criterio evaluado* 38

Tabla 4 *Velocidad anual promedio de las corrientes marinas en cada zona de eólica offshore en Colombia* 43

Tabla 5 *Gama de aerogeneradores.* 48

Tabla 6 *Resultados Caracterización de batimetría.* 62

Tabla 7 *Resultados Caracterización del viento* 63

Tabla 8 *Resumen de dimensiones* 64

Tabla 9 *Resumen de energía total generada* 66

Tabla 10 *Comparación de parámetros de BEST y StEnSea.* 67

Tabla 11 *Resumen de almacenamiento en Fl-6.* 67

RESUMEN

Esta tesis tiene como objetivo principal comparar el rendimiento de dos tecnologías oceánicas de almacenamiento energético aplicables a un parque eólico offshore en el mar Caribe de Colombia. En primer lugar, se parametrizarán los bloques marítimos designados por el gobierno para la ubicación del parque eólico y su sistema de almacenamiento energético, analizando las condiciones y características de cada bloque. Posteriormente, se calculará la cantidad de energía eólica que puede ser generada en el bloque seleccionado, utilizando datos específicos del área de estudio. Finalmente, se realizará una comparación detallada de los sistemas de almacenamiento oceánico disponibles para la energía eléctrica generada, con el fin de seleccionar el sistema que ofrezca el mejor rendimiento en términos de eficiencia, costo de almacenamiento y viabilidad técnica. en el resultado de este análisis se puede evidenciar que la zona más óptima para la aplicación de las tecnologías de almacenamiento de energía oceánica fue una región del mar caribe de Colombia al norte del departamento de La Guajira, nombrada Fl -6 por el gobierno de Colombia , además, se calculó una producción de energía aproximadamente de 643.152 MWh/mes, en el mes de menor probabilidad y velocidad de viento (Octubre); finalmente se indica que para las dos tecnologías oceánicas de almacenamiento de energía (StEnSea y BEST) la que tiene un mejor desempeño es StEnSea, esto debido a su bajo costo unitario de energía.

PALABRAS CLAVE.

Energía eólica, Almacenamiento, Mar Caribe, Colombia, Tecnologías oceánicas de almacenamiento.

INTRODUCCIÓN

Actualmente la demanda de energía a nivel mundial va en crecimiento debido al aumento de la población y la gran industrialización [1]. Por esta razón hemos ingeniado distintas maneras para satisfacer nuestras necesidades energéticas. Desde principios del siglo XX Colombia ha venido desarrollando diferentes modificaciones en su sector eléctrico desde que fue fundado el instituto de aprovechamiento de agua y fomento eléctrico en 1946. Este posteriormente sería el instituto colombiano de energía eléctrica en 1968 y dando nacimiento al ministerio de minas y energías en el año 1974. "A mediados de la década de los 90s las leyes 142 y 143 iniciaron nuevas rutas referentes al sistema eléctrico nacional; además, se nombró el Sistema Interconectado Nacional (SIN)" [2].

El SIN es la red principal que abarca el 97% del territorio del país y se compone de numerosas centrales de generación, líneas de transmisión y subestaciones. Estas instalaciones permiten la conexión y transferencia eficiente de energía eléctrica a través de largas distancias en diferentes regiones. De esta manera se satisface la demanda residencial, industrial y de transporte a nivel nacional [3]. El sistema eléctrico colombiano está conformado principalmente por generación hidráulica y térmica; para el primer semestre del año 2024 la distribución energética fue compuesta por el 63.7% de generación hidráulica, el 30.2% lo aportaron las plantas térmicas y el 6.1% restantes fue generado por las plantas menores y cogeneración de sistemas renovables [9].

"En 2024 el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia, registró un crecimiento energético de 4.37% asociado principalmente con el aumento en la demanda energética del país" [4]. Las hidroeléctricas son protagonistas en la generación de energía, éstas están instaladas en condiciones topográficamente favorables, como lo son las regiones montañosas y cuerpos fluviales de gran caudal como la región andina del país. Como el agua es el recurso más utilizado en generación de energía eléctrica en Colombia, el modelo energético colombiano está fundamentado en la generación de energía a través de plantas hidroeléctricas [5].

Del mismo modo, la generación de energía por medio de las centrales termoeléctricas aporta un porcentaje del 26.8% de la energía total en la generación nacional de electricidad. "El problema de las termoeléctricas, según López y Sanches, es que su participación en la contaminación atmosférica, pues se ubican en el tercer sector más contaminante en Colombia" [6].

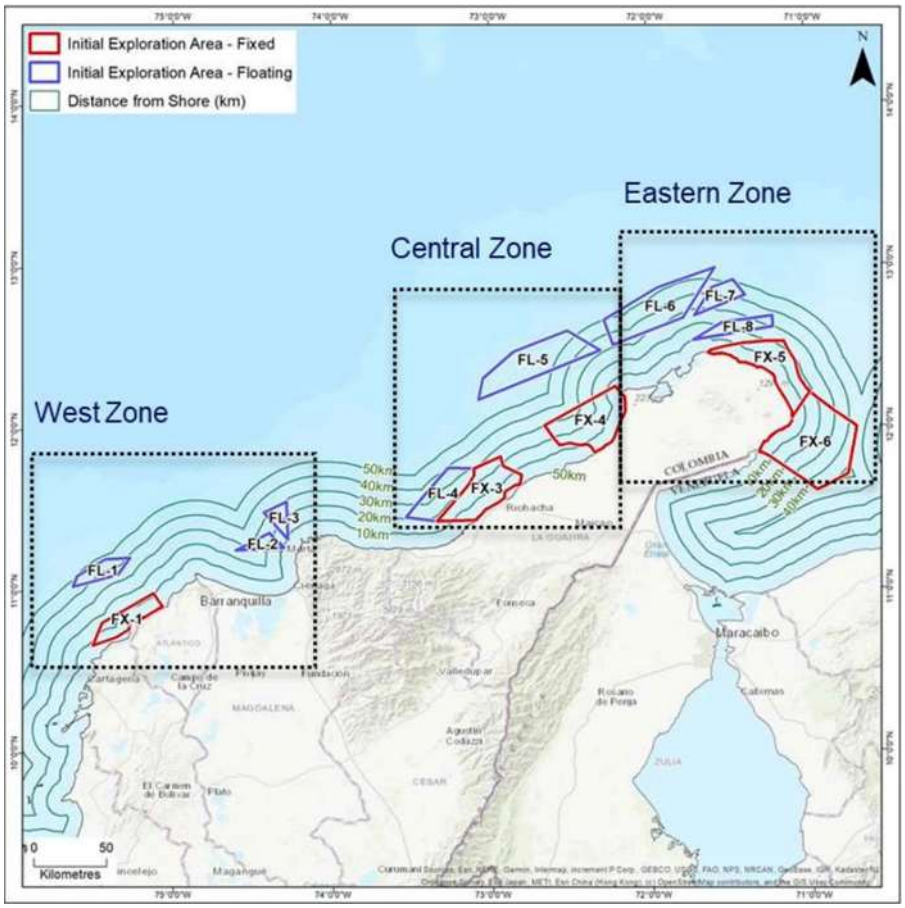
Aunque existen varias tecnologías de generación de energía, últimamente se ha optado por las energías renovables tales como solar, eólica, geotérmica y biomasa, entre otras. De hecho, de acuerdo con el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, 2018), las Naciones Unidas proporcionó un informe para monitorear y evaluar el cambio climático; y en conjunto con el acuerdo de París 2015, "Colombia se comprometió a llegar a cero emisiones para el año 2050, estableciendo acciones para afrontar el calentamiento global, haciendo uso de las fuentes de energía renovable tales como energía solar y eólica" [7].

En Colombia el potencial eólico es de 21 GW tan solo en el departamento de La Guajira [8].

Sin embargo, "el parque eólico que más aporta a la producción de energía es el parque eólico Jepírachi que cuenta con una capacidad instalada de 19,5 MW, por lo que estás soluciones solo aportan el 0.4% de la energía que se produce en todo el país" [8]. No obstante, aunque el potencial en La Guajira es considerablemente grande, sólo una pequeña porción podría aprovecharse adecuadamente, esto se debe principalmente al relieve en tierra firme, ya que la rugosidad del entorno en estas áreas genera turbulencias que pueden reducir la producción de energía considerablemente. Por otra parte, Ortiz y Kample aseguran, que en el mar abierto las condiciones topográficas no afectan en gran dimensión la producción de energía a partir del viento [9].

Figura 1

Áreas designadas por el gobierno de Colombia para eólica offshore



Nota. La figura muestra las zonas que el gobierno de Colombia destino para eólica offshore, imagen. Tomado de: E. The Renewables Consulting Group, "Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia", 2022.

Puesto que el potencial eólico es mucho mayor costa afuera y en miras de aumentar su panorama eólico, Colombia ha elaborado una hoja de ruta para poder obtener energía a partir del viento con proyectos offshore. Como se muestra en la Figura 1 el gobierno ha designado 13 bloques puntuales en el mar caribe de Colombia para la elaboración de parques nearshore (parques eólicos cerca de la costa) offshore (parques eólicos en mar abierto) [10]. Fernández, Beleño y Diaz afirman que, "Si bien existen riesgos ambientales y sociales asociados, estos deberían ser menores respecto a los que se han experimentado hasta ahora con la energía térmica e hidroeléctricas" [7].

Aunque en los últimos años la energía eólica en Colombia no se ha desarrollado de igual manera en el país como la energía solar, Márquez dice que "los costos elevados de la energía eólica

(LCOE) tienen tendencia a la baja, pues para 2050 se espera que su precio se reduzca en un 38%" [11]. Además, teniendo en cuenta los beneficios significativos del despliegue a gran escala de los mercados eólicos en todo el mundo [10]. Se espera que en los próximos años se puedan implementar estas tecnologías a nivel nacional.

Para el óptimo funcionamiento y distribución de energía en el sistema eléctrico, se hace uso de muchas fuentes de generación las cuales se deben encargar de compensar y corregir las fallas de la red [12]; según Gómez-Chaves las energías renovables no son cien por ciento confiables, ejemplo de esto es el comportamiento de la radiación solar, ya que en diferentes horas del día su comportamiento es muy difícil de predecir [13]. A. Ramírez, F. Duque, J Valencia indican que "la cuantificación de estos recursos, junto con sus respectivos análisis son variables complejas, que utilizan una serie de técnicas probabilísticas en las que se incorpora la naturaleza cambiante del recurso" [14]. Otro ejemplo es la energía eólica, ya que la potencia de salida de las turbinas está relacionada directamente con la velocidad del viento. Debido a que el viento es un fenómeno estocástico que evoluciona con el tiempo y el espacio, la potencia de salida se considera fluctuante. "Estos comportamientos conllevan a que sea importante analizar la manera de mitigar la variación de la potencia de salida de generadores eólicos" [15]. Adicionalmente los tiempos de respuesta en la generación deben ser rápidos; sin embargo, Rivera afirma que "la energía no siempre se entrega en periodos cortos de tiempo, por lo que, para sistemas solares o eólicos, se hace indispensable contar con sistemas de almacenamiento de energía, que permitan entregar energía almacenada de la manera más eficiente posible" [12].

Tabla 1

Costos de almacenamiento de energía (USD/kWh)

Technology opinion	Matúrity	Cost (USD/kWh)
CAES (aboveground)	Demo	390 - 430
Advanced Pb- acid	Demo	625- 1150
Na/S	Comercial	455- 555
Zn/Br-Flow	Demo	340- 1340
V redox	Demo	750 - 830
Fe/Cr flow	R&D	300- 400
Zn/air	R&D	325- 350
Li-ion	Demo	900- 1700

Nota. La tabla muestra el costo por energía almacenada en diferentes tecnologías de almacenamiento de energía. Tomado y editado de: Christensen, J. M., Hendriksen, P. V., Grunwaldt, J.-D., & Jensen, A. D. (2013). Chemical energy storage. In H. Hvidtfeldt Larsen, & L. Sønderberg Petersen (Eds.), DTU International Energy Report 2013: Energy storage options for future sustainable energy systems (pp. 47-52). Technical University of Denmark.

Teniendo en cuenta que la generación de energía se debe ajustar a la demanda, y que las tecnologías renovables no son cien por ciento confiables, se ha optado por el almacenamiento de energía de gran capacidad, "convirtiéndose en un factor crítico para conseguir el balance energético entre la energía demandada y generada" [16]. Sin embargo, aunque existen diferentes maneras de almacenar energía, como lo son el almacenamiento por bombeo hidráulico o las baterías de litio, estos costos de almacenamiento son elevados como se puede evidenciar en la Tabla 1, donde se muestra el costo unitario de energía por cada tipo de tecnología y su etapa de madurez en el mercado. Adicionalmente, "estas soluciones dependen de muchos factores como: la energía requerida de almacenamiento, las especificaciones y características naturales del territorio, y de lugares apropiados para gestionarlos de forma óptima" [2].

De igual manera existen sistemas de almacenamiento que aprovechan las condiciones del océano para almacenar energía, estos tienen como nombre tecnologías oceánicas de almacenamiento de energía. Sin embargo, "estos sistemas no están muy estudiados y no son comerciales aún ya que se encuentran en fase de prueba o prototipo de pequeña escala" [17], aunque estas tecnologías no son muy conocidas, pueden ser fundamentales en el futuro del almacenamiento de energía en sistemas energéticos offshore.

En conclusión, la energía eólica offshore en Colombia tiene una gran ventaja respecto a otras tecnologías, e incluso a eólica onshore, pues los vientos tienden a ser más veloces y frecuentes en el mar abierto, además, al estar alejadas de las poblaciones humanas, por lo que se evitan oposiciones locales por factores como la contaminación acústica y visual. Por otra parte, Hernández afirma que “las tecnologías oceánicas de almacenamiento de energía tienen la ventaja de ser instaladas en el fondo marino, reduciendo la huella visual y acústica, además de poder contar con disponibilidad de más espacio en alta mar” [18].

1. OBJETIVOS

1.1 Objetivo general.

Comparar el rendimiento de dos tecnologías oceánicas de almacenamiento energético para un parque eólico offshore en el mar caribe de Colombia.

1.2 Objetivos específicos.

- Parametrizar los bloques destinados por el gobierno, para ubicar el parque eólico offshore con el sistema de almacenamiento.
- Calcular la energía eólica generada del bloque seleccionado del mar caribe de Colombia.
- Comparar los sistemas de almacenamiento oceánico para la energía eléctrica generada y seleccionar el sistema óptimo.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Información del fondo marino.

2.1.1 Pendiente promedio del fondo marino.

En un plano irregular, la pendiente promedio se refiere a la inclinación general del terreno considerando las variaciones en la elevación dentro de la zona analizada. Aunque el terreno no sea perfectamente uniforme, esta medida proporciona un valor promedio que representa el grado de inclinación predominante.

2.1.2 Profundidad de la columna de agua.

La profundidad de una columna de agua se refiere a la distancia vertical entre la superficie del agua y el fondo de un cuerpo de agua, como un lago, océano o depósito.

2.1.3 Corrientes marinas.

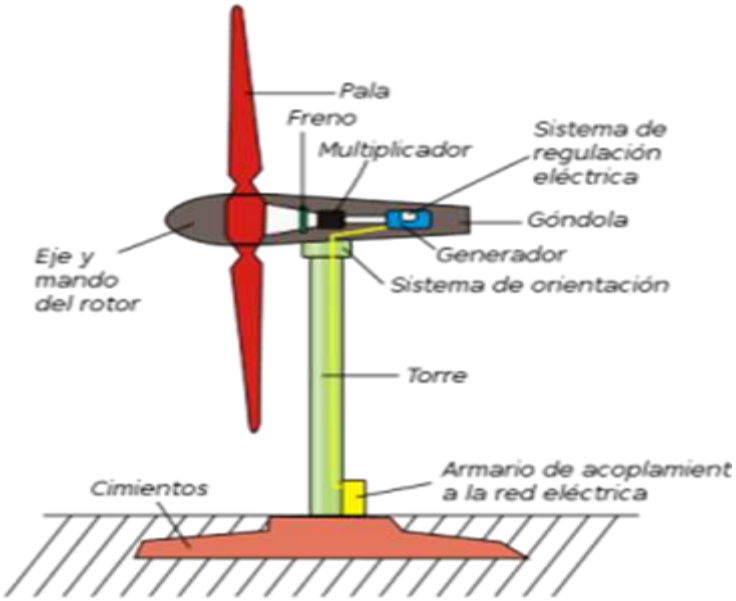
Las corrientes marinas son movimientos continuos y direccionales de masas de agua en los océanos, que se generan por diversos factores y desempeñan un papel crucial en la regulación del clima, el transporte de nutrientes y la dinámica de los ecosistemas marinos.

2.2 Información de energía eólica

2.2.1 Energía eólica

Figura 2

Partes de un aerogenerador

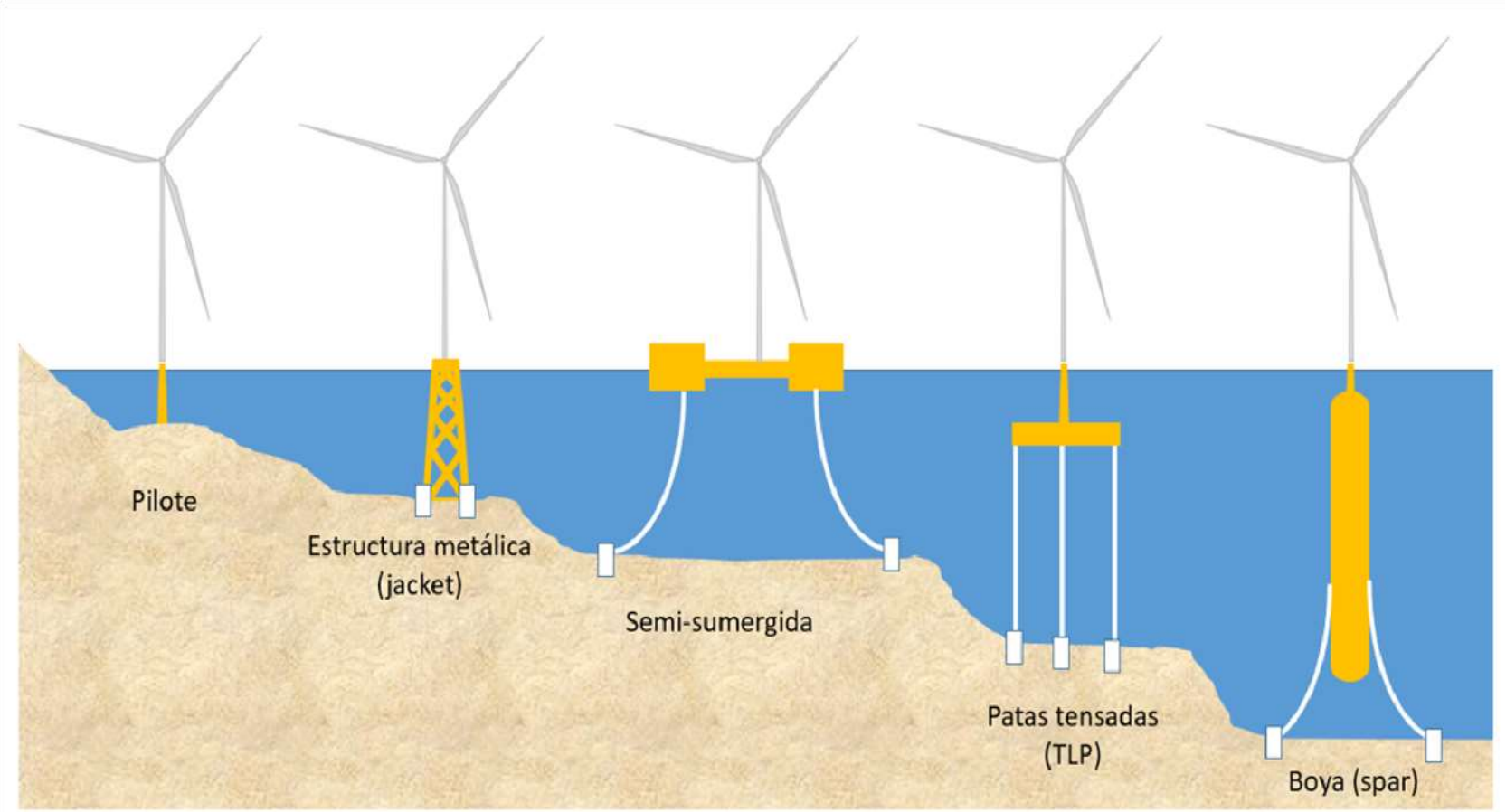


Nota. La imagen muestra cada una de las partes de un aerogenerador convencional, Imagen tomada de : https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-eolica/ .

Una máquina eólica es un dispositivo que aprovecha la energía del viento para realizar trabajo, su funcionamiento es muy sencillo, pues el aire que llega a las palas hace girar un rotor, generando movimiento mecánico que se traduce a trabajo. Si la energía mecánica generada se utiliza directamente, el dispositivo se denomina aeromotor; en cambio, si esta energía impulsa un generador eléctrico, recibe el nombre de aerogenerador. González, Biechi e Issac dicen que "El funcionamiento de una turbina eólica comienza con el flujo de aire que actúa sobre las aspas del rotor, transfiriendo la energía cinética del viento al eje del rotor y convirtiéndola en energía mecánica. Posteriormente, esta energía mecánica es transformada en energía eléctrica mediante el generador, completando así el proceso de conversión de energía eólica en electricidad" [19]

Figura 3

Energía eólica offshore



Nota. En se pueden ver las distintas configuraciones de aerogeneradores en el mar pare eólica offshoreimagen tomada de : https://elportaldelaenergia.com/eolica-offshore/ .

2.2.2 Energía eólica offshore

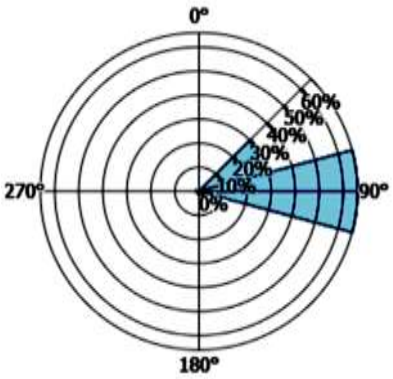
La energía eólica costa afuera, también conocida como energía eólica offshore, a diferencia de la energía eólica onshore donde las instalaciones eólicas se sitúan en tierra firme, la energía eólica offshore se caracteriza por estar ubicada en zonas marítimas como océanos o mares. Además, las turbinas eólicas off-shore se instalan en estructuras fijas o flotantes en el mar. Existen varias tecnologías y diseños utilizados en la implementación de parques eólicos en el mar. Algunos de estos incluyen turbinas fijas que se anclan al lecho marino, así como turbinas flotantes que pueden adaptarse a diferentes profundidades. Estas tecnologías permiten la expansión de parques eólicos costa afuera en aguas más profundas, donde las turbinas fijas no serían viables. "Esta ubicación estratégica aprovecha la fuerza del viento sobre el agua, lo que resulta en una generación de electricidad más eficiente y sostenible. La diversidad de enfoques tecnológicos contribuye a la versatilidad y adaptabilidad de la energía eólica costa afuera como una fuente crucial de energía renovable" [18].

2.2.3 Dirección del viento

Según Murcia, Serna y Zapata, la dirección del viento es un parámetro variable en el tiempo, sin embargo, se hace uso de una rosa de vientos con el fin de representar de manera gráfica la frecuencia de los vientos según su dirección [20].

Figura 4

Rosa de vientos



Nota. La rosa de los vientos muestra la frecuencia y dirección del viento

En la Figura 4 la rosa de vientos muestra las direcciones predominantes del viento, orientadas como un compás (Norte, Este, Sur y Oeste), se destacan vientos más frecuentes provienen del Este,

entre 70° y 110°. Los círculos concéntricos representan la frecuencia en porcentaje, observándose que las mayores frecuencias, de hasta el 60%, corresponden a vientos entre 90° y 110°.

2.2.4 Parámetros de forma (k) y parámetros de forma (c)

El parámetro de forma "k" de la distribución de Weibull es un valor adimensional que indica el rango de variación de la velocidad del viento durante un periodo de tiempo [21] ; por otra parte, el parámetro de escala "c" tiene unidades de m/s y está relacionado con la media de la velocidad del viento.

2.2.5 Desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento.

La desviación estándar de una distribución de Weibull "mide la dispersión de los datos respecto a la media y se calcula con una fórmula que involucra los parámetros de escala (c) y forma (k), además de la función gamma" [21]. Andrade indica que "la distribución de Weibull es útil para describir la variación del viento en un emplazamiento típico, ya que captura la asimetría del comportamiento del viento" [22]. Para calcular la desviación estándar de Weibull se hace uso de la siguiente ecuación.

Ecuación 1: *Desviación estándar de Weibull dependiente de (c), (k) y (Γ)*ll.

$$\sigma = c\sqrt{\Gamma(1+2/k) - [\Gamma(1+1/k)]^2}$$

c: Parámetro de escala, que ajusta la amplitud de la distribución.

k: Parámetro de forma, que determina la forma de la curva.

Γ(x): Función gamma, que generaliza la factorial para números reales.

2.2.6 Densidad de energía eólica

La densidad de energía eólica, según Bassett, Carriveau y Ting, es la energía total del viento por unidad de área, perpendicular a su dirección durante un tiempo, generalmente un año [23].

2.2.7 Velocidad del viento

La velocidad del viento es una magnitud vectorial, aunque tiene tres componentes en la aplicación de la energía eólica, sólo se consideran los componentes en el plano horizontal paralelo a la superficie terrestre, este valor se puede calcular con la siguiente ecuación (Ecuación 2).

***Ecuación 2**: Velocidad del viento.*

$$v = \left(\frac{2 \cdot E}{\rho} \right)^{\frac{1}{3}}$$

2.2.8 Método logarítmico

El método logarítmico para la estimación de la velocidad del viento en diferentes alturas se basa en el perfil de velocidad del viento, que generalmente sigue una distribución logarítmica en función de la altura sobre el suelo, especialmente en áreas terrestres, sin embargo, para este caso se utilizará para áreas marítimas, por lo tanto, en la *Ecuación 3* se evidencia un coeficiente de rugosidad o altura característica (*z0*), con un valor reducido cercano a 0 , debido a las condiciones del océano, adicionalmente, 2 alturas *(z) y (z ref).*

***Ecuación 3:** Método logarítmico*

$$v(z) = v(z_{\text{ref}}) \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{\text{ref}}}{z_0}\right)}$$

2.2.9 Distribución de Weibull

"La distribución de Weibull es una distribución de probabilidad que se utiliza especialmente en el análisis de datos eólicos y en el modelado de confiabilidad de componentes y sistemas" [24], está dado por la ecuación 4 y 5, en donde se modificó cada ecuación multiplicando por el tiempo de estudio, en el caso de la Ecuación 4 el tiempo de estudio fue de un mes (720 h) ; y en el caso de la Ecuación 5 del tiempo de estudio fue de un año (8760 h)

Ecuación 4: *Distribución de Weibull para un mes.*

$$f(x;c,k) = \frac{k}{c}\left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} \times 720$$

Ecuación 5: *Distribución de Weibull para un año*

$$f(x;c,k) = \frac{k}{c}\left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} \times 8760$$

2.2.10 Efecto estela

El efecto estela es la alteración del flujo del aire causado por una turbina eólica en funcionamiento, las estelas son las zonas de turbulencia y reducción de la velocidad del viento que se generan inmediatamente detrás de una turbina debido a la resistencia que ésta presenta al viento.

2.2.11 Modelo de Jensen

El modelo de Jensen es un modelo matemático utilizado para estimar el efecto estela en parques eólicos, este modelo describe cómo "el viento se desacelera y se vuelve más turbulento cuando pasa a través de una turbina eólica, y cómo estas turbinas afectan a las que se encuentran en su estela [[24].

Ecuación 6: *Factor de inducción axial*

$$a = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \sqrt{1 - Ct}\right)$$

Ecuación 7: *Coeficiente de expansión de estela*

$$k = \frac{0.5}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

Ecuación 8: *Radio inicial*

$$r_0 = \frac{D}{2}$$

Ecuación 9: *Ancho de la estela.*

$$r(x) = r_0 \cdot \left(1 + \frac{k \cdot x}{r_0}\right)$$

Ecuación 10: *Velocidad del viento en la estela.*

$$v(x) = v_0 \cdot \left(1 - \frac{2 \cdot a}{\left(1 + \frac{k \cdot x}{r_0}\right)^2}\right)$$

La Ecuación 6 muestra el factor de inducción axial, este factor describe cuánto se reduce la velocidad del viento al pasar a través del rotor de una turbina, debido a la extracción de energía y depende del coeficiente de empuje que usualmente es de (0,5). La Ecuación 7 muestra el cálculo del coeficiente de expansión de estela (k). Con la Ecuación 8 se calcula del radio inicial, depende del diámetro del área de barrido. La Ecuación 9 muestra el ancho de la estela calculado con el radio inicial y los parámetros (k) y (c). La Ecuación 10 es el cálculo de velocidad del viento que entra en el aerogenerador de atrás.

2.3 Información del fondo marino

2.3.1 Almacenamiento de energía

Almacenamiento de energía o Energy Storage (ES) se "refiere según Muños, al proceso por el cual, se almacena energía en alguna forma que permita guardarla, para posteriormente utilizarla, esto es, cuando se presente el mayor costo de oportunidad" [25]. Para sumar a la red un sistema energético renovable Elías, Tan y Chan dicen que es necesario ampliar la red como los sistemas de almacenamiento de energía. Los sistemas de almacenamiento de energía hidráulica por bombeo

son actualmente la tecnología de almacenamiento dominante para almacenar el excedente de energía [26], sin embargo existen diversos sistemas de almacenamiento como: almacenamiento de energía con baterías, almacenamiento con volante de inercia, almacenamiento térmico, almacenamiento con aire comprimido etc.; aunque estos sistemas son muy populares, actualmente están surgiendo nuevas tecnologías de almacenamiento de energía como lo son los sistemas de almacenamiento de energía oceánica.

2.3.2 Almacenamiento de energía en el océano

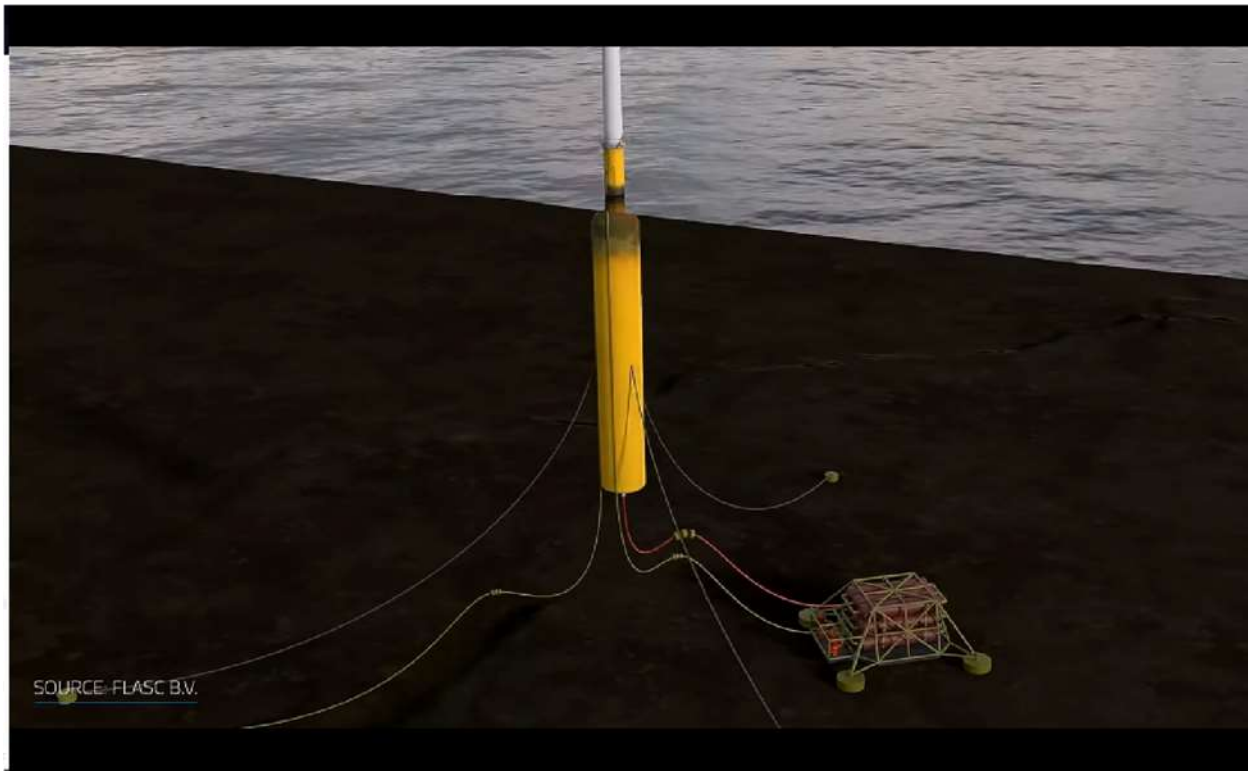
Hernández afirma que "actualmente se está investigando en nuevas tecnologías de almacenamiento de energía como son los sistemas de almacenamiento oceánico ya que no existe una tecnología viable en el mercado que ofrezca un almacenamiento de energía semanal asequible en el océano, las zonas costeras o las islas sin montañas" . Por lo que las tecnologías de almacenamiento de energía en el océano o cuerpos de agua están tomando fuerza; en este trabajo se va a comparar dos sistemas de almacenamiento de energía, en este caso oceánico, el sistema BEST o buoyancy energy storage technology (tecnología de almacenamiento de energía por flotabilidad y StEnSea storage energy at sea (almacenamiento de energía en el mar).

2.3.3 Tecnologías oceánicas de almacenamiento de energía

Existen varias tecnologías oceánicas de almacenamiento de energía, sin embargo, la mayoría dependen de sistemas de bombeo de agua para comprimir un fluido que generalmente es aire, dentro de estas tecnologías se encuentran floatin liquid using seawater under compression o FLASC, como lo muestra la Figura 5 esta es una tecnología que va sujeta en los pilotes de las estructuras de eólica offshore en donde se encuentran los motores/generadores y cilindros con aire.

Figura 5

Tecnología FLASC

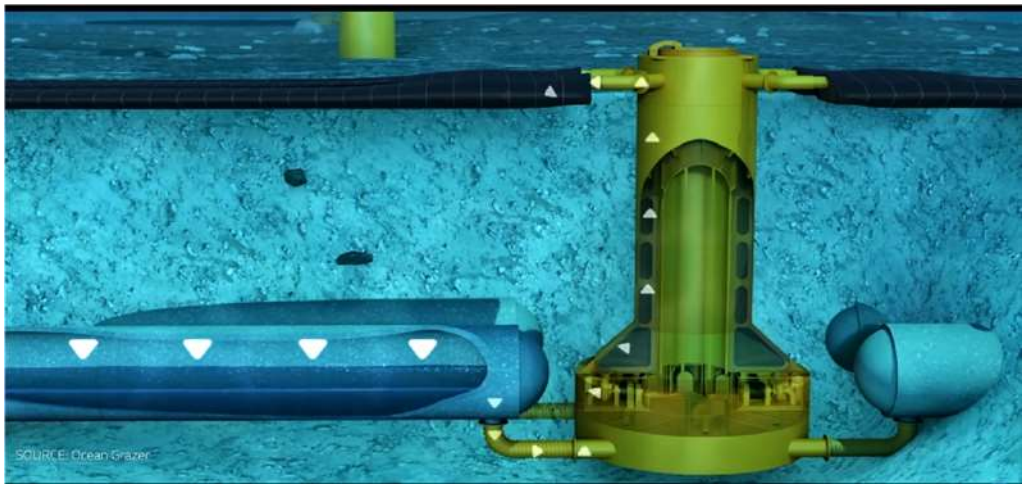


Nota. Se muestra la instalación de esta tecnología en el fondo marino, imagen tomada de: https://undecidedmf.com/episodes/how-the-ocean-could-be-the-future-of-energy-storage

Otra tecnología que aprovecha un fluido a presión es Ocean Battery, un sistema que combina vejigas flexibles con un recipiente de hormigón enterrado en el fondo del mar como se muestra en la Figura 6, su funcionamiento es muy interesante, ya que se bombea el agua del contenedor de hormigón a las vejigas flexibles, almacenando la energía en forma de presión; cuando se requiere la energía nuevamente, las vejigas impulsan el fluido nuevamente a los contenedores de hormigón.

Figura 6

Tecnología Ocean Battery



Nota. En la imagen se puede ver la aplicación de la tecnología Ocena Battery en el fondo marino, imagen tomada de: https://undecidedmf.com/episodes/how-the-ocean-could-be-the-future-of-energy-storage

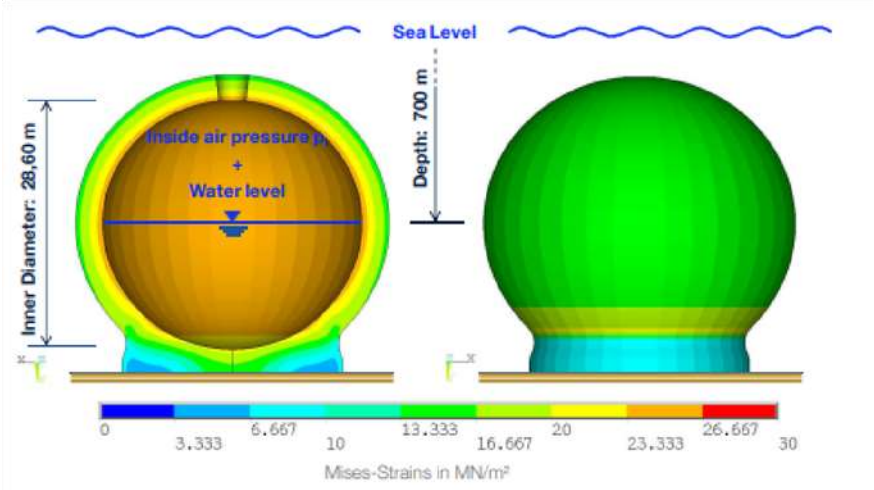
2.3.4 Tecnologías de almacenamiento seleccionadas

Aunque las tecnologías ya mencionadas tienen un gran potencial, las siguientes tecnologías cuentan con bastante información para desarrollar este proyecto, además, han tenido un mejor desarrollo y están más cerca del comercio, estas tecnologías son: Storage Energy at Sea (StEnSea) y Buoyancy Energy Storage Technology (BEST).

2.3.4.a Tecnología StEnSea. La tecnología emergente de almacenamiento de energía marina, StEnSea (Figura 7), actualmente se está probando en prototipos de pequeña escala, sin embargo, apunta a una eficiencia de almacenamiento superior al 70%. Esta tecnología consta de un tanque esférico colocado en aguas profundas para crear una diferencia de presión entre la superficie del agua y el sistema bomba-turbina dentro del tanque. La alta presión hace que el agua circundante ingrese al tanque vacío, haciendo girar la turbina para generar electricidad. Para cargar el sistema, se bombea agua fuera del tanque [26].

Figura 7

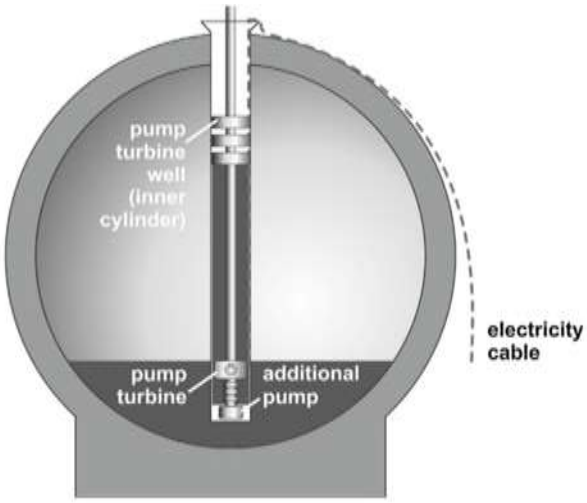
Tecnología StEnSea (Stored Energy at Sea)



Nota. En la imagen se ven diferentes parámetros de la tecnología StEnSea, imagen tomada de: Christoph Lay y Andreas Garg, "Tecnología StEnSEA (Stored Energy Sea)", 2012.

Figura 8

Sistema StEnSea



Nota. La imagen muestra la disposición de la tecnología StEnSea., figura tomada de J. D. Hunt *et al.*, "Buoyancy Energy Storage Technology: An energy storage solution for islands, coastal regions, offshore wind power and hydrogen compression", *J Energy Storage*, vol. 40, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102746

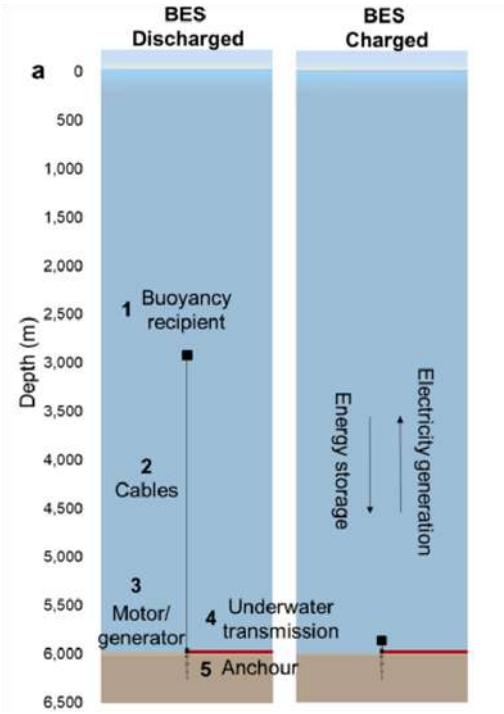
Durante el bombeo (Figura 8), el volumen interior de la esfera se mantiene por debajo de la presión atmosférica, requiriendo una bomba auxiliar que llena un cilindro donde se aloja la turbina-bomba

y otros equipos eléctricos. Ambas bombas necesitan una presión de entrada suficiente para evitar cavitación: la presión en la bomba auxiliar depende de la columna de agua dentro de la esfera, mientras que en la turbina-bomba depende de la columna de agua en el cilindro. La presión requerida por la bomba auxiliar es menor debido a una diferencia de presión más baja [26].

2.3.4.b Tecnología BEST. Por otra parte, la tecnología BEST (Buoyancy Energy Storage Technology) (Figura 9) es un innovador método de almacenamiento de energía que emplea un motor/generador eléctrico para almacenar energía. Aunque este sistema aún sigue en prueba, se espera que cuente con una eficiencia de 80% aproximadamente. Este sistema a diferencia de los ya mencionados funciona descendiendo un recipiente de gas comprimido en áreas con fondos marinos profundos. Cuando se necesita almacenar energía, el motor/generador utiliza electricidad generada para descender el recipiente de gas en el agua. De manera inversa, cuando se quiere generar electricidad, al recipiente de gas comprimido se le permite ascender a través del agua, activando el motor/generador y produciendo energía eléctrica en el proceso. Esta tecnología aprovecha la diferencia de densidad entre el gas comprimido y el agua circundante para almacenar y liberar energía de manera eficiente y sostenible [17].

Figura 9

Tecnología BEST (Buoyancy Energy Storage Technology)

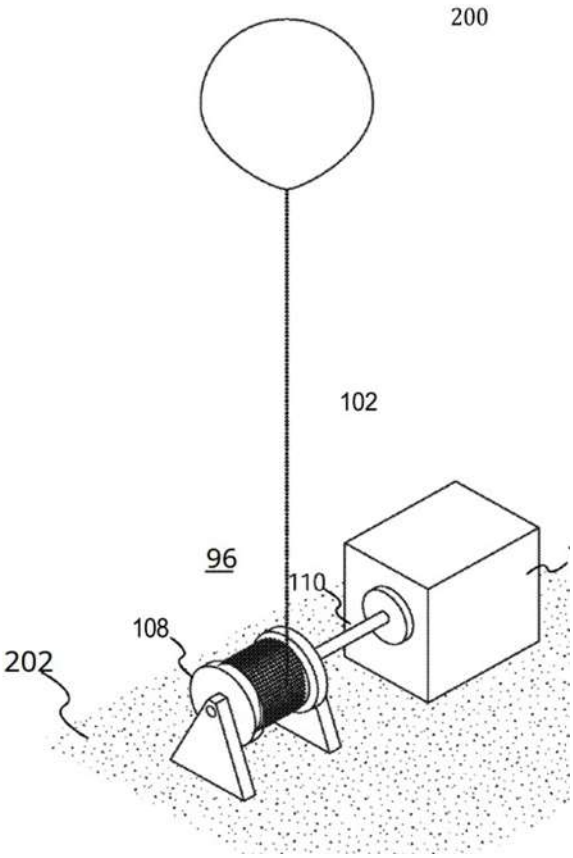


Nota. Funcionamiento de tecnología BEST**,** figura tomada de: J. D. Hunt *et al.*, "Buoyancy Energy Storage Technology: An energy storage solution for islands, coastal regions, offshore wind power and hydrogen compression", *J Energy Storage*, vol. 40, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102746.

Esta tecnología se caracteriza por tener gran versatilidad, ya que puede funcionar con diferentes gases como lo pueden ser el aire o el hidrógeno. El hidrógeno tiene la ventaja de ser un elemento con baja densidad incluso a altas presiones, y el aire por su destaca por su abundancia en la naturaleza.

Figura 10

Buoyancy energy storage technology.

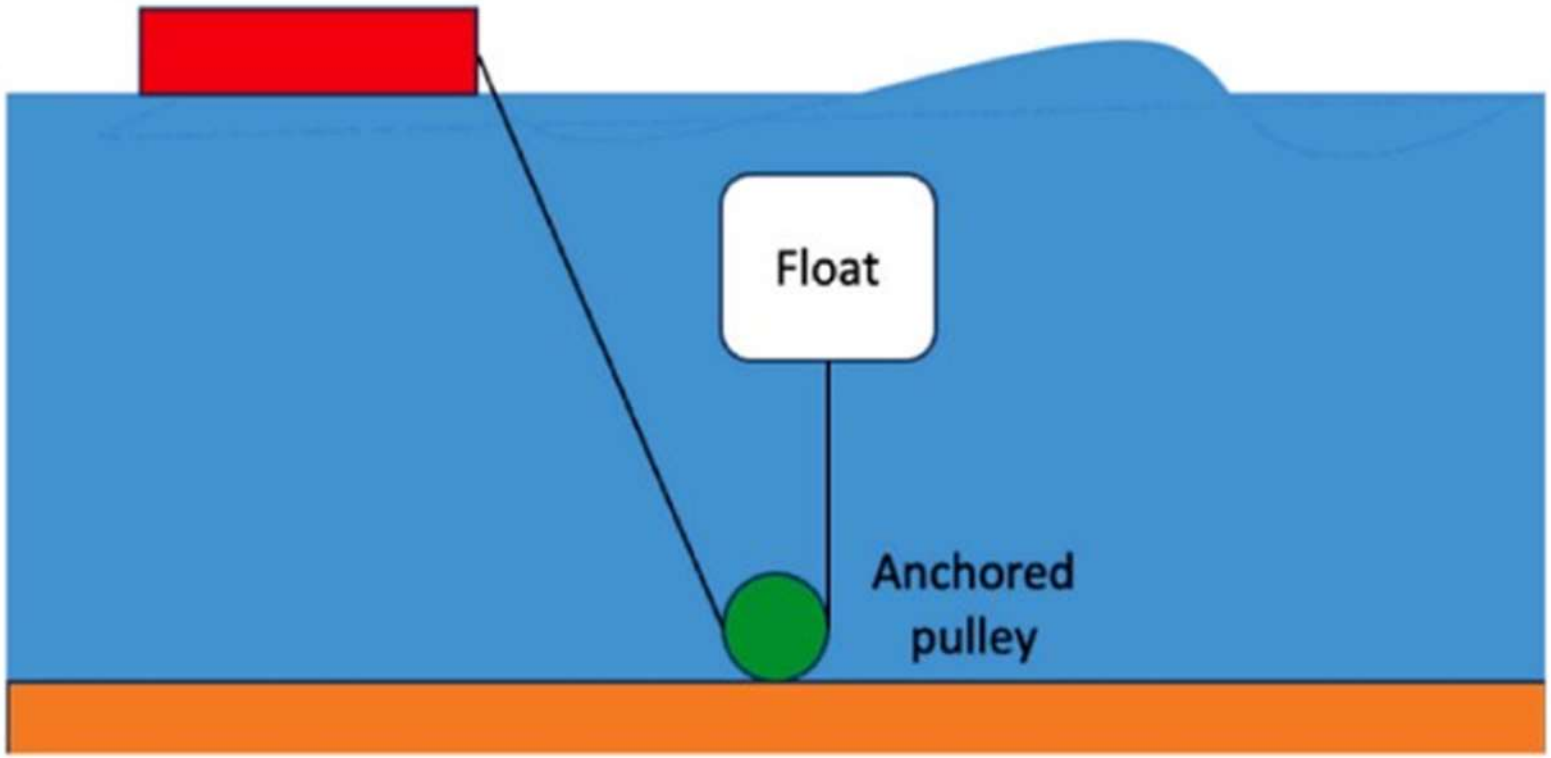


Nota. La imagen es un boceto del sistema BEST*:* John Paul Morgan, "Buoyancy energy storage and energy generation system", US 2010/0107627 A1, el 6 de mayo de 2010

En la Figura 10 se evidencian los cables conectan el recipiente al ancla y al motor/generador, empleando poleas para distribuir fuerzas, aumentando la velocidad de los cables y reduciendo el esfuerzo en el generador. La velocidad de ascenso de los recipientes debe mantenerse baja (<10 mm/s) para minimizar pérdidas por arrastre, mientras que los cables pueden alcanzar velocidades de hasta 1 m/s. El costo y la resistencia de los cables son factores limitantes.

Figura 11

Buoyancy energy storage technology conectado a una superficie flotante



Nota. sistema Best Anclado en una superficie flotante sobre el cuerpo de J. D. Hunt *et al.*, "Buoyancy Energy Storage Technology: An energy storage solution for islands, coastal regions, offshore wind power and hydrogen compression", *J Energy Storage*, vol. 40, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102746.

El motor/generador puede instalarse bajo el agua (Figura 11), soportando altas presiones, o conectarse a un barco en la superficie que asuma una fracción de las fuerzas gracias al sistema de poleas [17]. Se requiere una línea de transmisión submarina para conectar el generador con una planta eólica.

2.3.5 Eficiencia de un sistema de almacenamiento de energía.

La eficiencia de un sistema de almacenamiento energético se refiere a la relación entre la energía que se recupera durante la descarga y la energía que se utiliza durante la carga del sistema [27], [28]. Se expresa como un porcentaje y está influenciada por las pérdidas en los procesos de conversión, transmisión, y almacenamiento.

2.3.6 Capacidad de almacenamiento de energía.

La capacidad de almacenamiento energético se refiere al total de energía que un sistema puede contener y se mide en kilovatios-hora (kWh) o megavatios-hora (MWh). Este valor depende del diseño físico del sistema y de sus características operativas.

2.3.7 Costo unitario de la energía almacenada.

El costo unitario de la energía se refiere al gasto necesario para producir, almacenar o consumir una unidad de energía, usualmente es expresado en dólares por kilovatio-hora (USD/kWh), este costo se puede calcular de la siguiente manera (Ecuación 11):

Ecuación 11: *Costo unitario de la energía.*

$$\text{Costo unitario (USD/kWh)} = \frac{\text{Costo total}}{\text{Capacidad} \times \text{Eficiencia}}$$

2.3.8 Velocidad de respuesta de un sistema de almacenamiento.

La velocidad de respuesta de un sistema de almacenamiento energético se refiere al tiempo que tarda en comenzar a entregar o almacenar energía desde el momento en que recibe la señal para hacerlo, en los documentos revisados no se halló una velocidad puntual para cada energía, por lo tanto, esta velocidad de respuesta se puede caracterizar dependiendo de los tipos de conversion de energía.

3. METODOLOGÍA

3.1 Especificaciones de las tecnologías oceánicas de almacenamiento.

Para llevar a cabo esta parte del proyecto de manera efectiva, es crucial comenzar por una recopilación de información, centrándose particularmente en los requerimientos de profundidad y características del fondo oceánico para cada una de las dos tecnologías, esta información será el punto de partida para posteriormente, poder evaluar cada zona de eólica offshore en Colombia.

Tabla 2

Especificaciones de StEnSea y BEST.

Especificaciones		
Criterios	STEN SEA	BEST
Fondo marino (pendiente promedio)	<4 %	<4 %
Profundidad	600-800 m	200-1400 m
Espacio disponible	1200 km^2	1200 km^2
Corrientes oceánicas	0 m/s - 1,5 m/s	0 m/s - 1,5 m/s

Nota. La tabla muestra especificaciones para cada tecnología de almacenamiento seleccionadas.

En la Tabla 2 se puede evidenciar cada una de las especificaciones que se seleccionaron para poder comparar las tecnologías; se tendrán en cuenta cuatro criterios estos son pendiente promedio, profundidad de cada zona, espacio disponible para la instalación de las tecnologías y corrientes oceánicas.

3.2 Criterios para la selección del bloque.

Para la comparación de las dos tecnologías se utilizará cada criterio anteriormente mencionado, Además, en la Tabla 3 se puede evidenciar que para cada criterio hay un resultado, si el valor que se halle está en uno de los rangos del resultado, se le asigna una equivalencia, de esta manera se calificará cada zona esperando seleccionar la zona con mayor resultado, de esta manera podrá escoger objetivamente la zona óptima.

Tabla 3

Equivalencia del resultado por criterio evaluado

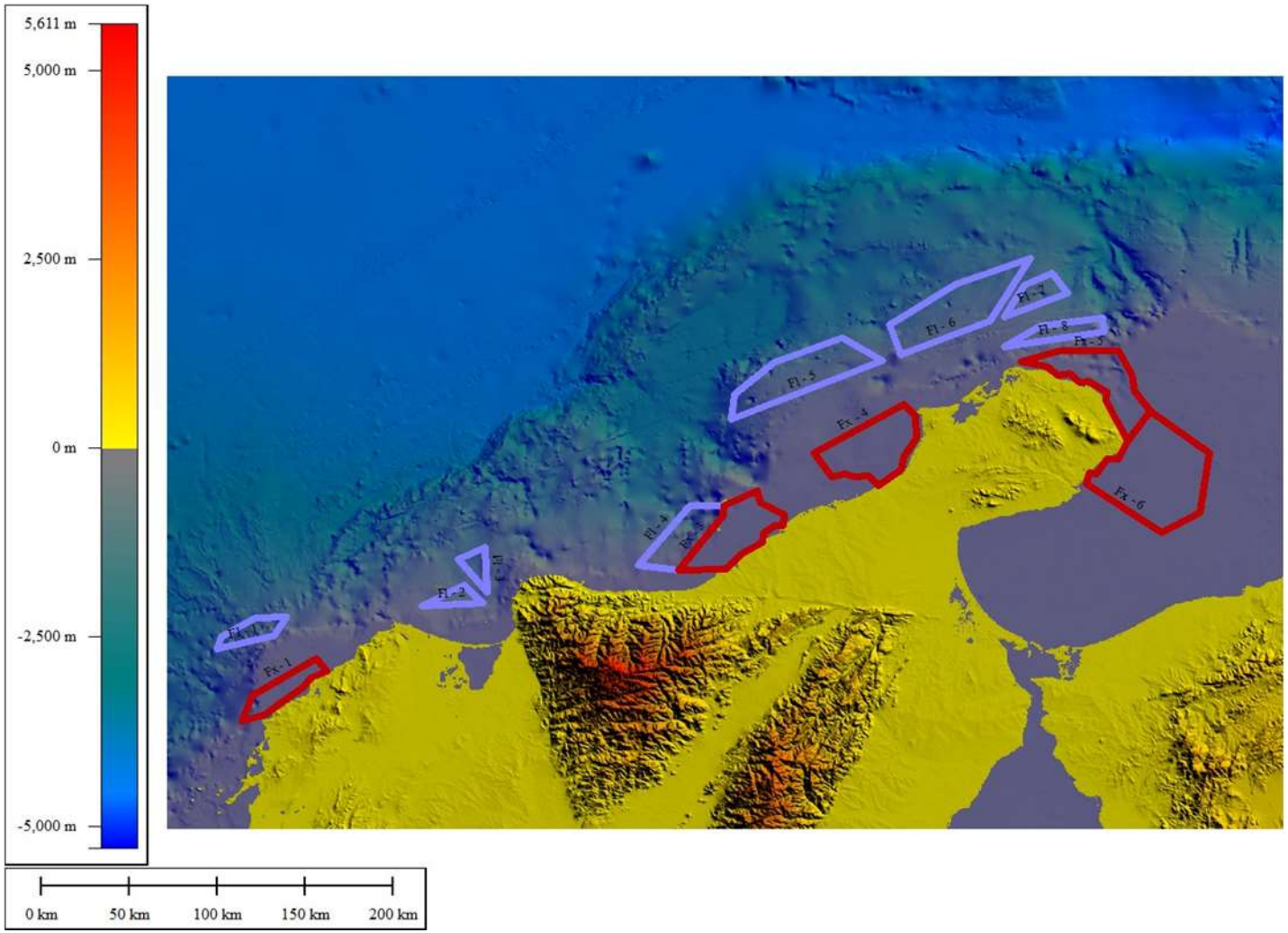
STEN SEA			BEST		
Criterio	Resultado	Equivalencia	Criterio	Resultado	Equivalencia
Fondo marino (pendiente promedio)	>4%	1	Fondo marino (pendiente promedio)	>4%	1
	2,5% - 4%	2		2,5% - 4%	2
	1,2% - 2,5%	3		1,2% - 2,5%	3
	0,1% - 1,1%	4		0,1% - 1,1%	4
	<0,1 %	5		<0,1 %	5
Profundidad	<600m	1	Profundidad	<200m	1
	600m - 650m	2		200m - 350m	2
	650m - 700m	3		350m - 500m	3
	700m - 750m	4		500m - 650m	4
	>750m	5		>650m	5

Espacio disponible	<70 m²	1	Espacio disponible	<70m²	1
	70m² - 400m²	2		70m² - 400m²	2
	400m² - 900m²	3		400m² - 900m²	3
	900m² - 1200m²	4		900m² - 1200m²	4
	>1200m²	5		>1200m²	5
Velocidad máxima anual de corrientes oceánicas a 10 m de profundidad (m/s)	>0,5 m/s	1	Velocidad máxima anual de corrientes oceánicas a 10 m de profundidad (m/s)	>0,5 m/s	1
	0.36 m/s - 0.49 m/s	2		0.35 m/s - 0.49 m/s	2
	0.2 m/s - 0.35 m/s	3		0.2 m/s - 0.34 m/s	3
	0.1 m/s - 0.19 m/s	4		0.1 m/s - 0.19 m/s	4
	0 m/s	5		0 m/s	5

Nota. La tabla muestra criterios, resultados y equivalencias para cada característica evaluada en las tecnologías

Figura 12

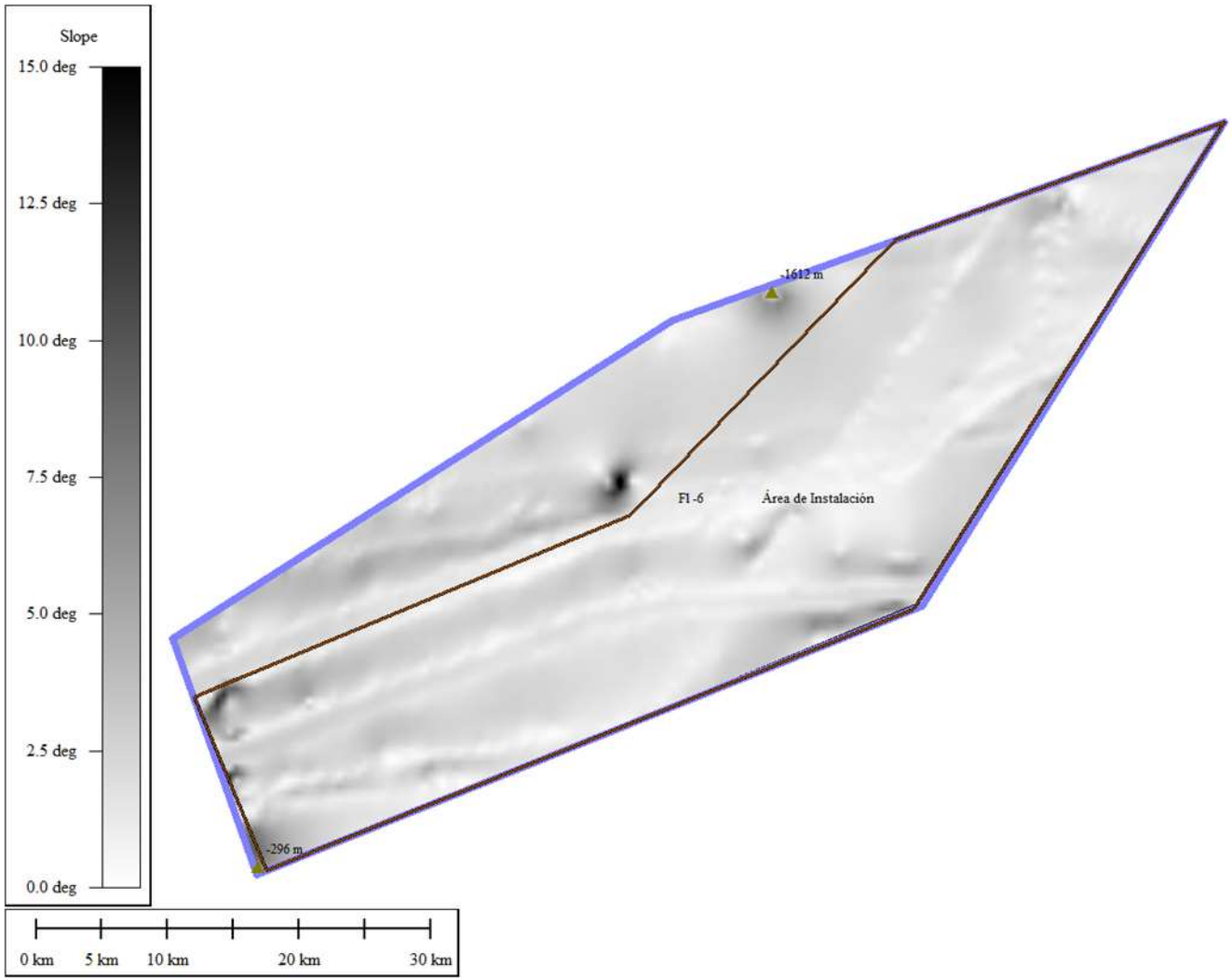
Relieve y batimetría del caribe colombiano con las áreas designadas por el gobierno de Colombia para eólica offshore



Nota: Mapa de zona Caribe de Colombia con cada zona de eólica offshore con batimetría y profundidad

Figura 13

Mapa de pendientes, área de instalación y altura máxima y mínima de zona "Fl - 6" de eólica offshore



Nota: Mapa de pendientes de La zona Fl- 6 con alturas máx y mín y su respectiva área de instalación disponible para cada tecnología

Los datos de batimetría se extraen de una base de datos en línea, estos datos de adjuntan al software Global Mapper, donde se tratan y se pueden elaborar gráficos como el de la Figura 12, en el que se evidencia la batimetría y relieve de la zona caribe de Colombia, adicionalmente, se subraya la ubicación de cada una de las zonas de eólica offshore en Colombia.

A continuación, se describen las metodologías para cada criterio evaluado:

- Se requiere de la pendiente promedio del fondo marino ya que se necesitan superficies con inclinaciones mínimas, para ambas tecnologías se recomiendan pendientes deben ser menores al 4%, esta información se puede obtener haciendo uso del software Global Mapper que permite visualizar un paseo de pendientes (Figura 13), además, este software puede dar un pendiente promedio del área "Fl - 6" delineada con color morado.
- La profundidad de cada zona, para StEnSea este valor se recomienda que sea entre 600 y 800 metros de profundidad, mientras que para BEST se recomienda profundidades entre los 200 a 1400 metros de profundidad, la eficiencia de cada tecnología depende de estas profundidades [28] [27]. en la Figura 13 se ven las profundidades máximas y mínimas de la zona de eólica offshore de nombre "FL - 6", estas profundidades están representadas son triángulos amarillos.
- Espacio disponible para la instalación de cada tecnología de almacenamiento de energía, es esencial que se cuente con espacio suficiente para la aplicación de cada tecnología. En cada una de las zonas se escogió un área de instalación para las tecnologías de almacenamiento, de tal manera que se evite seleccionar áreas con altas variaciones de pendiente, en la Figura 13 esta área se representa con el delineado café.
- Para el caso de corrientes oceánicas, se debe evitar una corriente muy alta que pueda afectar las instalaciones del equipo, para poder evaluar esta sección, se hace uso de la página web Copernicus, esta página web posee un mapa interactivo del cual se puede extraer gran variedad de información de todos los océanos del mundo. Aprovechando que Global Mapper indica las coordenadas de cada zona, se escogió un punto x de cada zona y se colocó en el mapa interactivo de Copernicus, posteriormente, para cada punto se obtienen las velocidades promedio anuales de las corrientes marina a diferentes profundidades (esta información está compilada en la Tabla 4)

Tabla 4

Velocidad anual promedio de las corrientes marinas en cada zona de eólica offshore en Colombia

Nombre	Promedio de velocidad anual (m/s)
FX-1	0,125
FX-3	0,115
FX-4	0,152
FX-5	0,351
FX-6	0,059
FL-1	0,405
FL-2	0,218
FL-3	0,206
FL-4	0,204
FL-5	0,349
FL-6	0,434
FL-7	0,438
FL-8	0,434

Nota: tabla con la velocidad promedio de cada zona de eólica offshore en Colombia

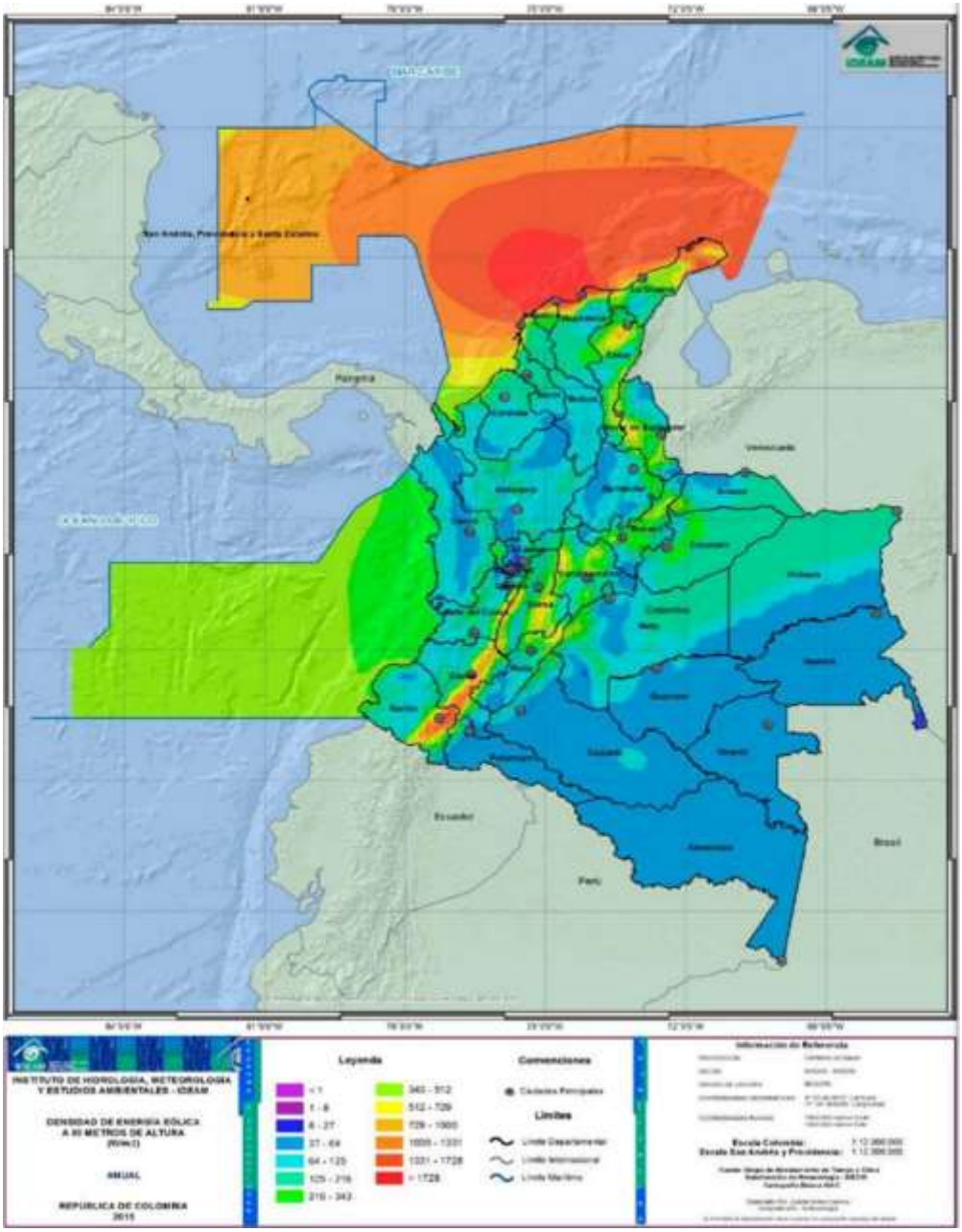
3.3 Datos meteorológicos del bloque seleccionado

Para examinar el potencial del recurso eólico disponible en el área seleccionada es necesario recopilar información sobre el comportamiento de vientos del área seleccionada previamente (Fl - 6), para obtener esta información se hace uso de un Atlas de viento de Colombia suministrado por el gobierno de Colombia, dentro de este documento se encuentra información mensual y anual de valores necesarios para el cálculo de la energía eólica en “Fl - 6”, estos datos son: dirección del viento, parámetro de forma (k), parámetro de escala (c), desviación estándar de Weibull para la velocidad del viento y densidad de la energía eólica; en la Figura 14 se muestra un ejemplo de los croquis que se pueden encontrar en el Atlas de viento de Colombia, en este caso se muestra la

densidad anual del viento a una altura de 80 metros, se deducen las diferentes densidades anuales a partir de las leyendas de colores. Por otra parte, para el cálculo de la velocidad del viento en esta área, se hace uso de la Ecuación 2.

Figura 14

Densidad anual de energía eólica a 80 m (W/m^2)

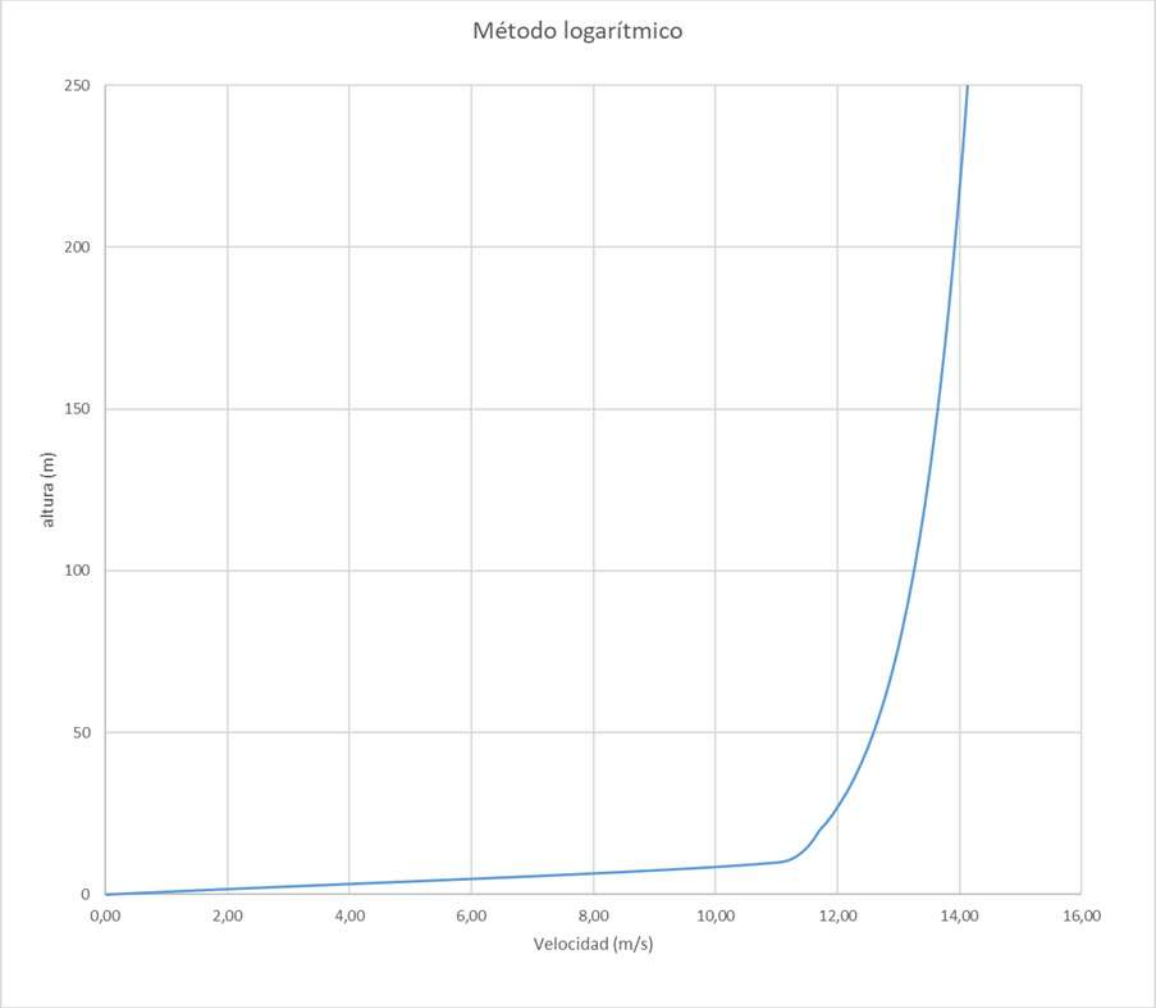


Nota. Croquis de densidades de viento en el territorio colombiano, imagen tomada de: J. F. Ruiz Murcia, J. Serna Cuenca, y H. J. Zapata Lesmes, *Atlas de Viento de Colombia*, vol. 1. 2017

Con los valores proporcionados a 80 metros de altura, se utiliza el método logarítmico de la Ecuación 3 en donde se puede estimar la velocidad del viento a diferentes alturas, con el fin de tener una idea de la velocidad de viento con la que podrían trabajar los aerogeneradores, a continuación, en el Gráfico 1, se puede ver el ajuste que hace el método logarítmico partiendo de una altura referencia de 80 metros, para establecer la velocidad del viento para diferentes alturas.

Figura 15

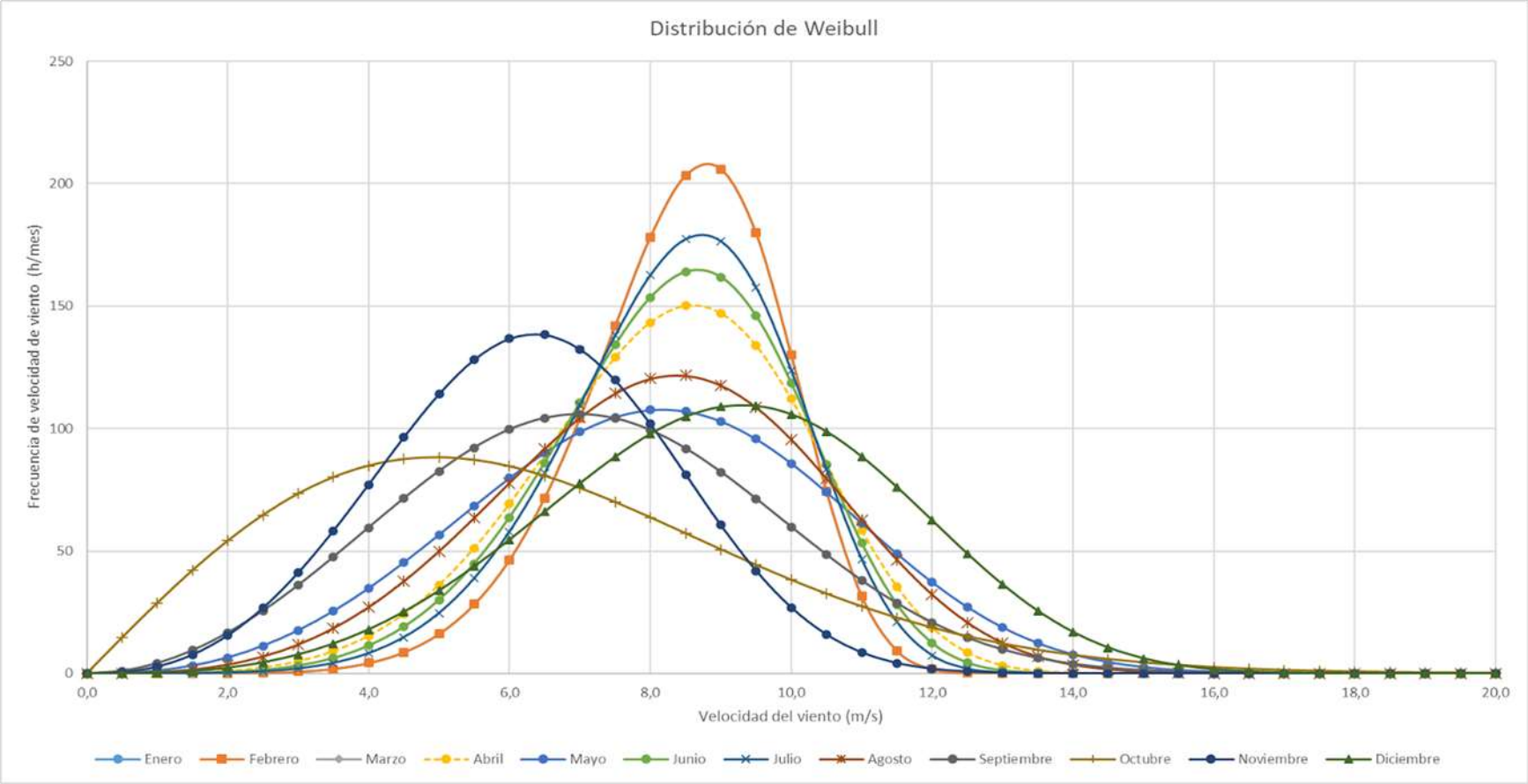
Método logarítmico



Nota. Representación por método logarítmico de velocidades de viento a diferentes alturas.

Figura 16

Distribución de Weibull mensual



Nota. Gráfico de distribución de Weibull con diferentes probabilidades de velocidad de viento y la cantidad de horas disponibles

Después de obtener estos valores, se puede realizar una distribución de Weibull con la Ecuación 5, en donde se puede identificar cual mes del año tiene la menor frecuencia de velocidades de viento, en el Gráfico 2 se puede ver que el mes de octubre es el mes con velocidades de viento más bajas y con menos frecuencia de vientos.

3.4 Selección del aerogenerador.

Con base en los datos obtenidos del área "Fl - 6", se seleccionará una gama de aerogeneradores de la página web Wind turbine models, estos aerogeneradores son los únicos que se pueden implementar en eólica offshore, en la Tabla 5, se muestran las características de cada uno de los aerogeneradores para determinar el más adecuado.

Según la Tabla 5 los aerogeneradores que tienen un desempeño equiparable son: Aerodyn SCD 8.0/168, Multibrid M5000, Vestas V164-8.0, ya que tienen una altura del buje equiparable, además, la velocidad nominal de velocidad del viento es parecida en los tres aerogeneradores, por otra parte, sin embargo, el aerogenerador de menos potencia es el Multibrid M5000, que cuenta con 5000 kW de potencia, mientras que el Aerodyn SCD 8.0/168 y el Vestas V164-8.0,tiene una potencia de 8000 kW; aunque la potencias no son equiparables en los tres aerogeneradores las dimensiones son parecidas, teniendo en cuenta que el espacio es limitado, finalmente se opta por estas tres opciones, a continuación se muestran tres gráficas en la que se compila información importante para seleccionar uno de estos tres aerogeneradores

Tabla 5

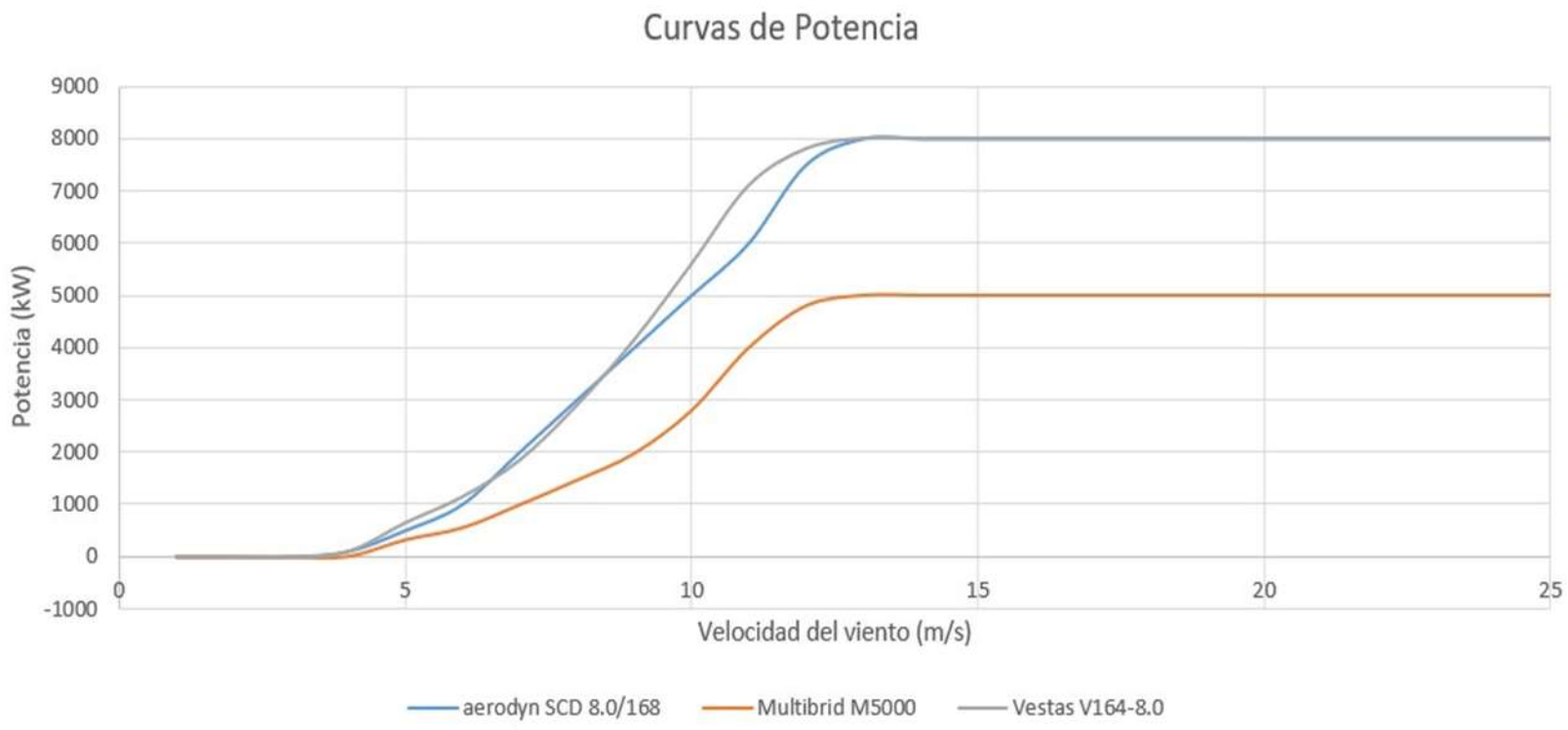
Gama de aerogeneradores.

Nombre del Equipo	Rated power (kW):	Cut-in wind speed (m/s)	Rated wind speed (m/s)	Cut-out wind speed (m/s)	Survival wind speed: (m/s)	Diámetro (m)	Número de hojas	Densidad de pot. 1 (W/m^2)	Densidad de pot. 2 (m^2/kW)	Altura del buje (m)	Offshore
Aerodyn SCD 8.0/168	8000	3,5	11,5	25	-	168	2	360,9	2,8	100	si
Bonus B35/450	450	4,5	17	28	-	35	-	486	2,1	-	si
Bonus B82/2300	2300	3,5	15	25	55	82,4	3	434	2,3	100	si
Multibrid M5000	5000	3,5	12	25	-	116	3	473,1	2,1	102	si
Vestas V112-3.0 Offshore	3000	3	12	25	-	112	3	304,5	3,3	100	si
Vestas V164-8.0	8000	4	13	25	50	164	3	378,7	2,6	100	si
W2E Wind to Energy W2E-171/8.0	8000	3	14,5	25	-	171	3	348,4	2,9	160	si
W2E Wind to Energy W2E-172/5.5	5500	3	12	25	-	172	3	236,7	4,2	160	si
W2E Wind to Energy W2E-185/6.0	6000	3	12	25	-	185	3	223,2	4,5	170	si
W2E Wind to Energy W2E-215/9.0	9000	3	13	25	-	215	3	247,9	4	180	si

Nota. Tabla con diferentes datos de 10 aerogeneradores del mercado.

Figura 17

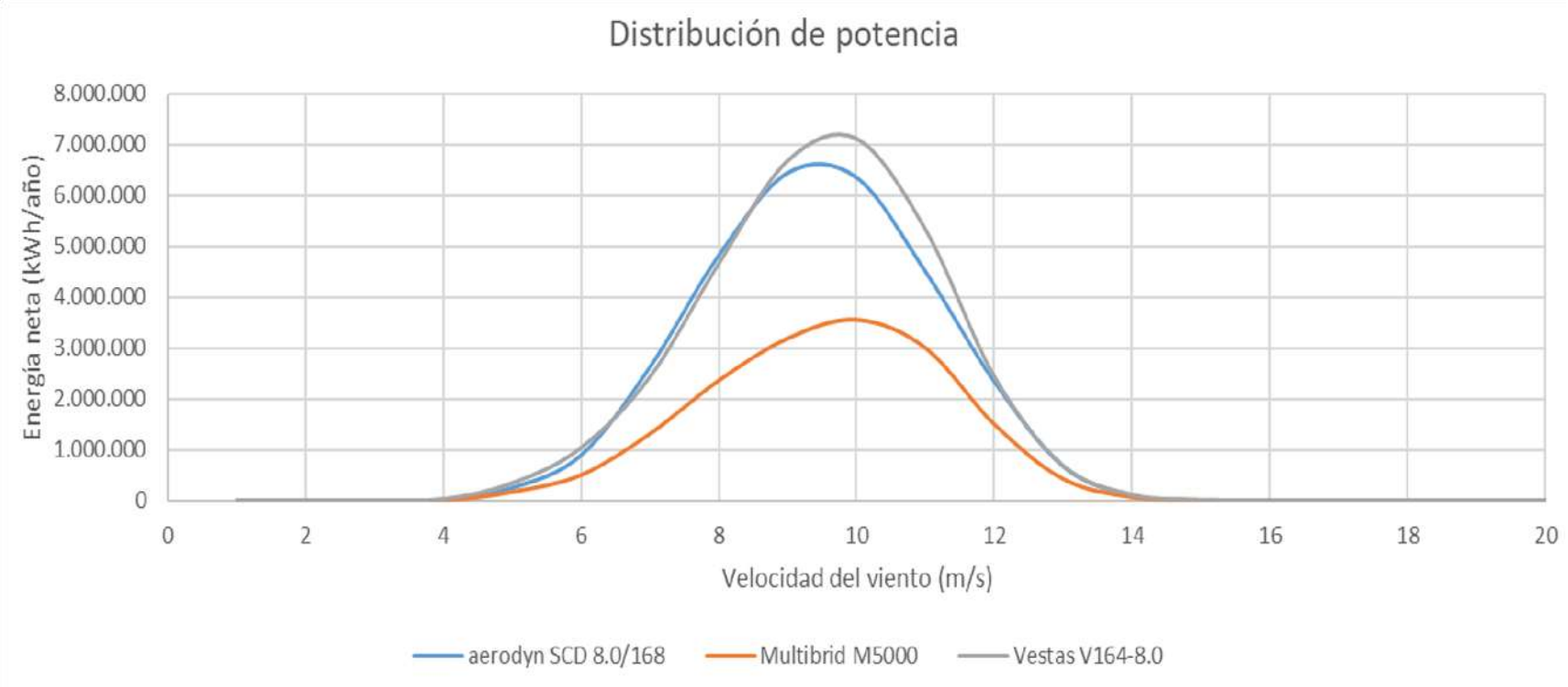
Curvas de Potencia



Nota. Potencias máximas de cada aerogenerador respecto a las velocidades posibles

Figura 18

Distribución de potencia



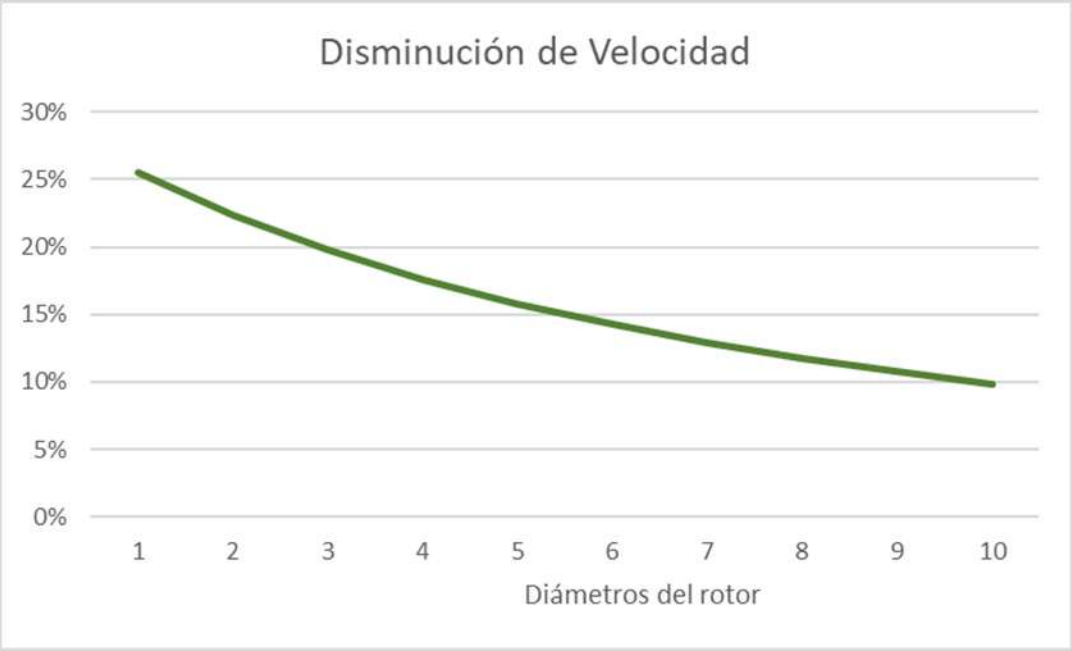
Nota. Gráfico de potencia de los aerogenadores cruzado con la distribución de Weibull anual.

En el Gráfico 4 se puede ver la comparación de las curvas de potencia de cada uno de los aerogeneradores, se puede ver que el Aerodyn SCD 8.0/168 y el Vestas V164-8.0 tienen comportamientos similares, sin embargo, el c llega a máxima potencia con una velocidad del viento menor. En el Gráfico 4, se puede ver una distribución de potencia, que indica la cantidad de energía que puede producir el aerogenerador dependiendo de la velocidad de viento más probable.

Posteriormente se opta por el Vestas V164-8.0 , ya que su desempeño es mejor que los otros dos aerogeneradores, con esta información lo siguiente es determinar la configuración más óptima para maximizar la generación de energía, esto se realizará con el modelo de Jensen, con la información obtenida se puede estimar la cantidad de energía que se perdería con dicha configuración esto se evidencia en el Gráfico 5, se puede ver que entre más espacios se deje entre los aerogeneradores, la pérdida de velocidad del viento es menor, cabe aclarar que estos espacios entre aerogeneradores son equivalentes a el diámetro del rotor (área de barrido) en Gráfico 5 deja ver que con 10 diámetros de distancia la pérdida de velocidad del viento es del 10% entre el aire que sale de un aerogenerador y entra en él es que esta posterior a este.

Figura 19

Disminución de velocidad del viento



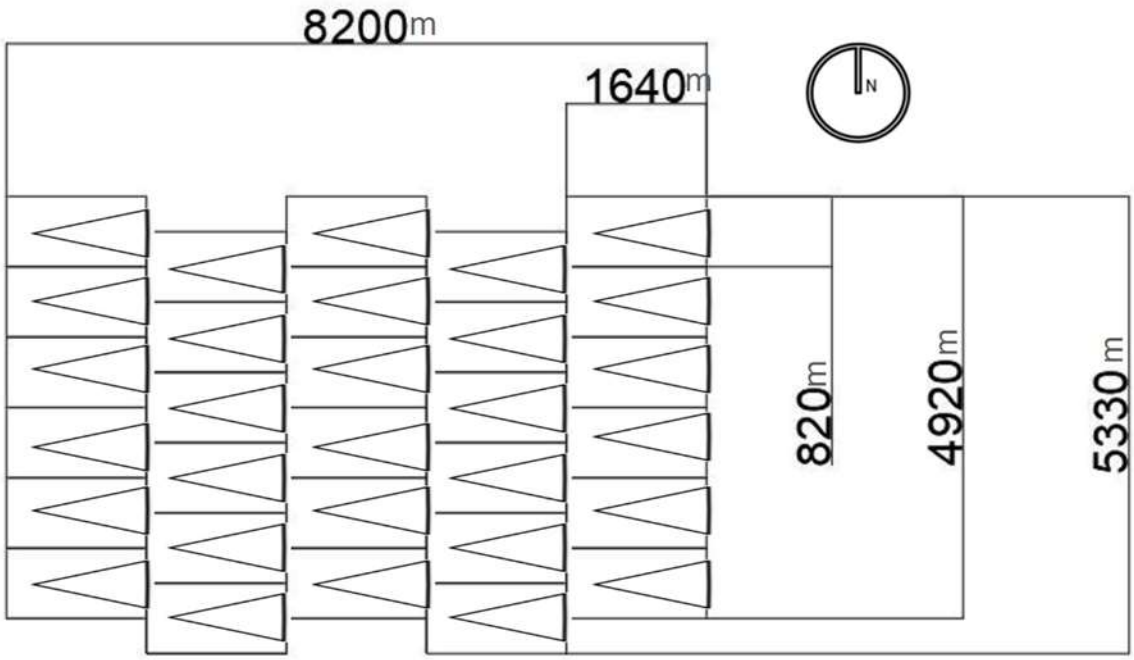
Nota. Porcentaje de disminución de velocidad del viento por turbulencias producidas por aerogeneradores

3.5 Configuración del parque eólico.

teniendo en cuenta las pérdidas y de velocidad de viento se opta por dejar un espacio de 10 diámetros entre cada columna de aerogeneradores, y según la literatura, la distancia entre aerogeneradores por fila debería ser entre 3 y 5 diámetros [24], por lo que se opta por una distancia de 5 diámetros de esta, en la Figura 15 se muestra como seria la configuración, los triángulos son los aerogeneradores con el efecto estela, esta representación indica que el aerogenerador esta justo en el centro de cada línea lateral derecha, hay que tener en cuenta que en la imagen el viento corre en dirección Este-Oeste.

Figura 20

Configuración de un bloque del parque con dirección de viento de Este a Oeste.



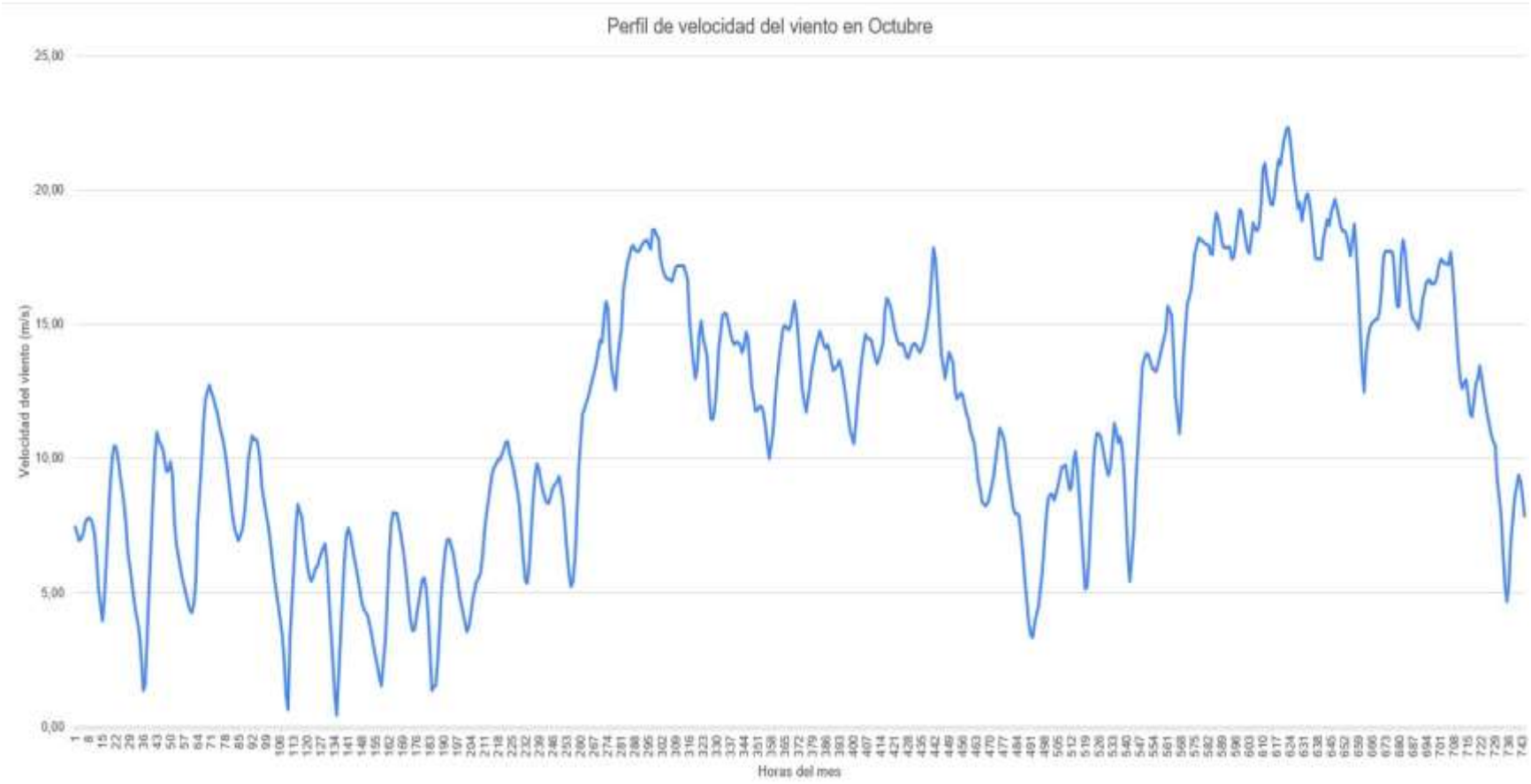
Nota. Representación de disposición de aerogeneradores con una dirección del viento de oriente a occidente

3.6 Modelo de cálculo de la energía eólica.

Para poder calcular la energía generada se recurre a datos extraídos de la página web de la NASA, en donde se obtuvo información de velocidad del viento a 100 metros de altura en un periodo de un año a continuación en el Gráfico 6 se muestra un perfil de velocidad de viento horario durante el mes de octubre del año 2024.

Figura 21

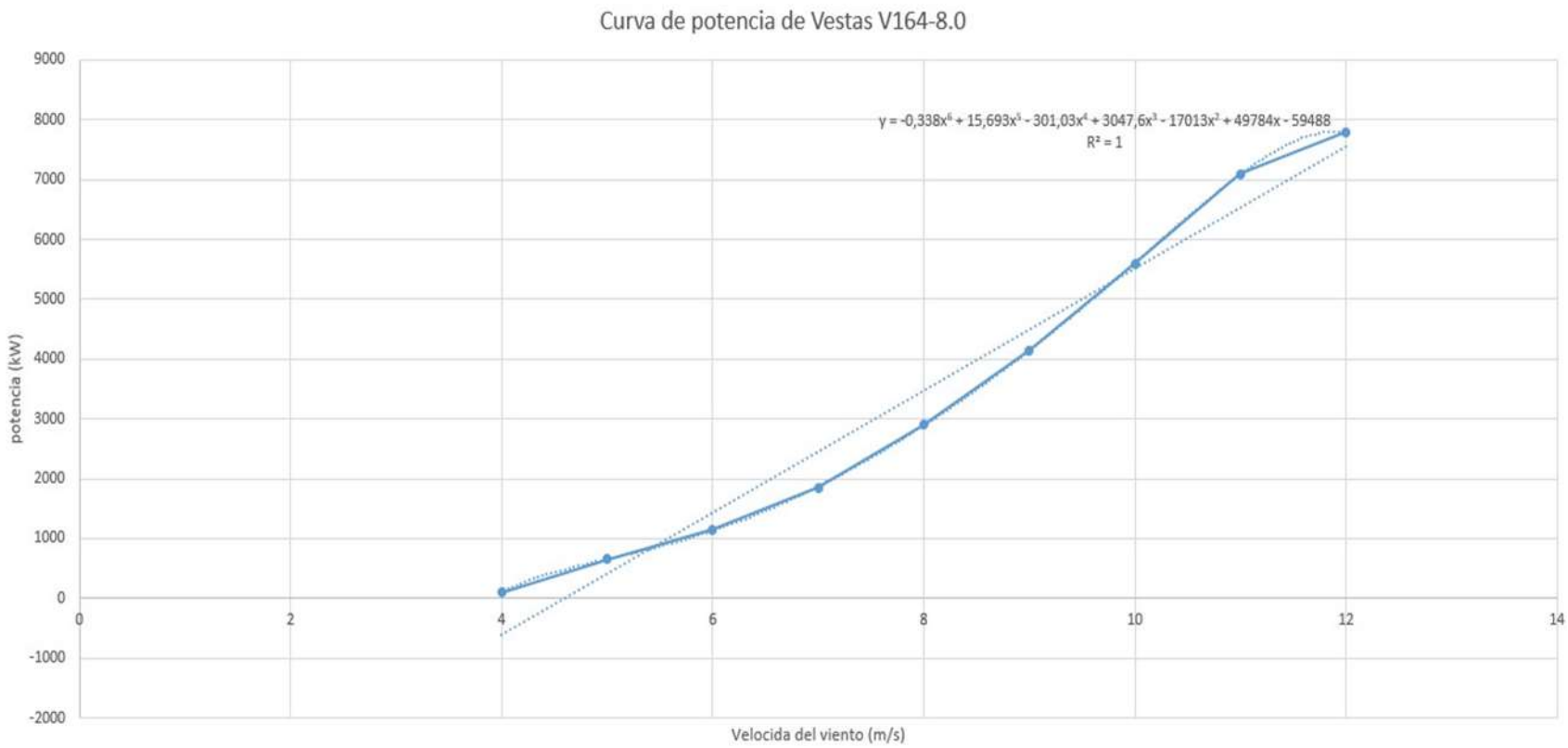
Perfil de velocidades de viento en octubre



Nota. Perfil de velocidades de viento en la zona FL-6 durante el mes de octubre del año 2024

Figura 22

Curva de potencia Vestas V164-8.0.



Nota. Curva de potencia de velocidad para el aerogenerador Vestas V164-8.0 con regresión. polinómica de sexto grado para el calculo de la energía generada

A partir de este perfil de velocidades del viento se puede estimar la potencia que tendrán los aerogeneradores de la primera fila durante una hora, para llevar a cabo este cálculo se hizo uso del software Excel, en el cual se realizó una gráfica de la curva de potencia del aerogenerador Vestas V164-8.0, en Excel se utilizó la herramienta de línea de tendencia, en donde la línea de tendencia es polinomial de sexto grado, generando la Ecuación 12, esta ecuación se utiliza para encontrar los valores de potencia entre los 4 m/s y los 12 m/s el viento puede tomar cualquier valor entre este margen.

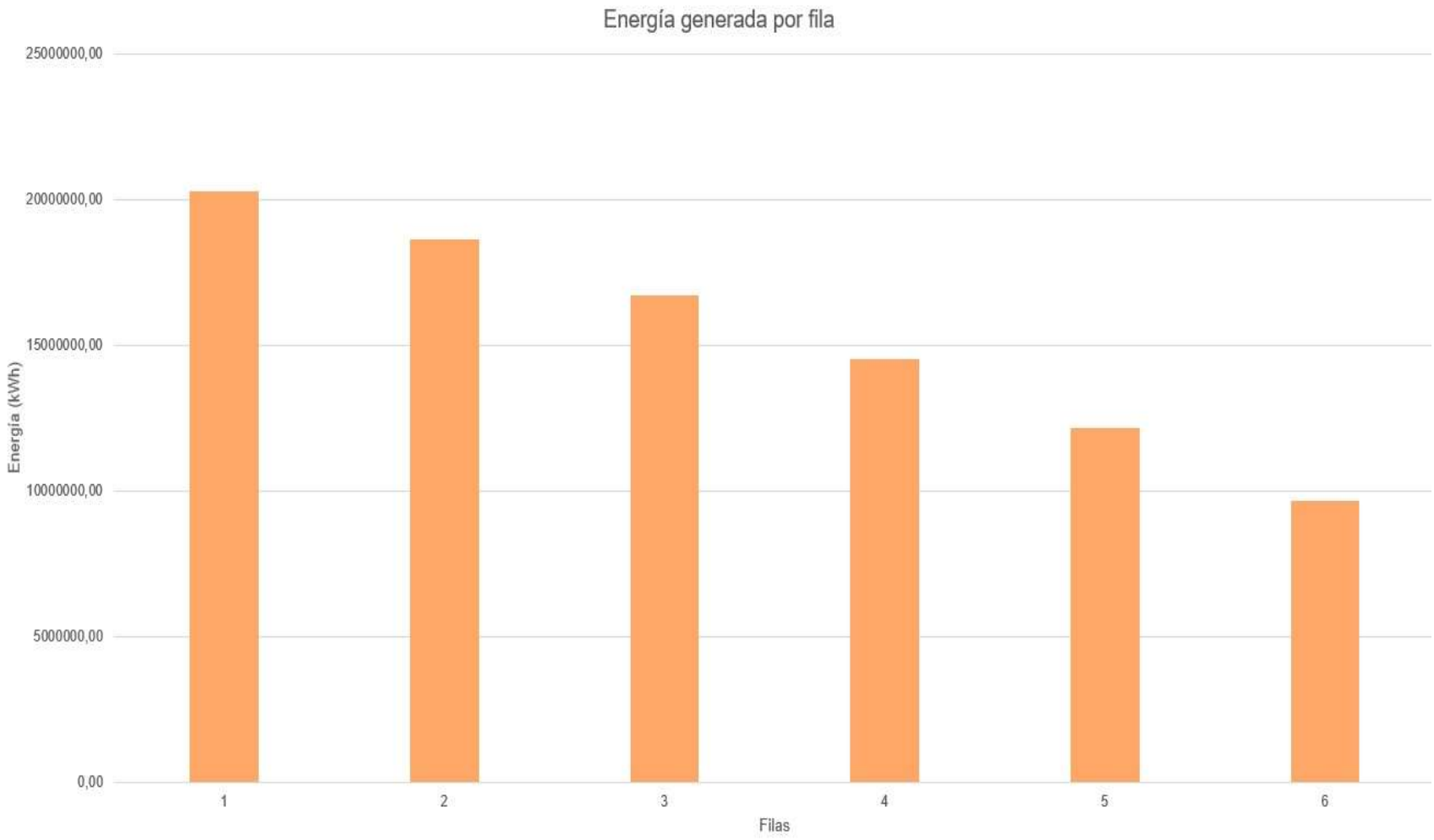
Ecuación 12: *Ecuación de curva de potencia Vestas V164-8.0 entre los límites de 4 y 12 m/s.*

$$y = -0.338x^6 + 15.693x^5 - 301.03x^4 + 3047.6x^3 - 17013x^2 + 49784x - 59488$$

De esta manera se obtiene la potencia por cada velocidad de viento que llega a la primera fila del aerogenerador, para calcular la energía se debe multiplicar la potencia del aerogenerador por la cantidad de equipos que se van a instalar en la primera fila, y se obtiene la energía por cada hora, ahora bien, si se quiere calcular la energía del resto de las filas, se debe aplicar el método de Jensen para determinar a qué velocidad va a entrar el viento en el siguiente generador ya que por efecto de la estela este viento será más lento respecto al viento que entró en la primera fila. En el Gráfico 8 se puede ver la disminución de generación de energía en cada fila, esto se debe principalmente por el efecto este que genera turbulencias y disminución de velocidad del viento.

Figura 23

Energía generada por fila



Nota. Generación de energía en cada bloque por cada fila de aerogeneradore

3.7 Criterios de comparación para Tecnologías oceánicas de almacenamiento de energía.

Las tecnologías oceánicas para almacenamiento de energía se encuentran aún en estudio o en etapas de prueba, es por esto, que la información encontrada de cada tecnología varía dependiendo del entorno donde se hizo el estudio, por esta razón los valores de operación tienden a variar en cada documento revisado. En primera instancia la Tecnología StEnSea se encuentra en las últimas etapas de prueba, a su vez, la tecnología BEST solo cuenta con estudios de prototipos; por lo tanto, se tendrán en cuenta 4 criterios principales para poder evaluar las tecnologías de almacenamiento, estos criterios son: Eficiencia, Capacidad de almacenamiento, costo de la energía y Velocidad de respuesta, características que no tienden a variar considerablemente en cada estudio que se ha realizado. A continuación, se mostrarán las fichas técnicas oficiales de las tecnologías de almacenamiento oceánico.

Figura 24

Ficha técnica BEST

Parameter	Value
Storage Capacity	1 MWh
Operating Distance	100 m
Water Depth	120 m
Float Type	Seaflex 35T
Floats in Array	110
Total Float Cost (USD)	849620.00
Radial Spacing	2.6 m
Marine Footprint	3565 m^2
Design Float Speed	0.027 m/s
Power output @ design float speed	1 MW
Hydrodynamic Efficiency	99.5%
Generator power rating	1 MW
Generator Efficiency	97%
Roundtrip Efficiency	83%

Nota. Figura tomada de:https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X17301639

Figura 25

Ficha técnica StEnSea

Technical Data

• Material:	Concrete	• Diameter:	30 m
• Turbine:	5 MW	• Shell thickness:	2.70 m
• Discharge Time :	4 h	• Storage Volume:	12,000 m³
• Capacity:	20 MWh	• Min. water depth :	700 m
• Efficiency:	80-85 %	• Pressure:	70 bar

Nota. Datos tecnicos de la tecnología StEnSea, imagen tomada de: : J. D. Hunt *et al.*, "Buoyancy Energy Storage Technology: An energy storage solution for islands, coastal regions, offshore wind power and hydrogen compression", *J Energy Storage*, vol. 40, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102746.

En las Figuras 16 y 17 se muestran varias especificaciones de las tecnologías BEST y StEnSea, sin embargo, solo se extraen los criterios de eficiencia y capacidad de almacenamiento de estas dos fichas técnica. Teniendo en cuenta la eficiencia y costo total de la Tecnología BEST para 1 MWh de energía almacenada, se utiliza la Ecuación 11 para calcular el costo unitario de BEST, este resultado se evidencia en la Ecuación 13.

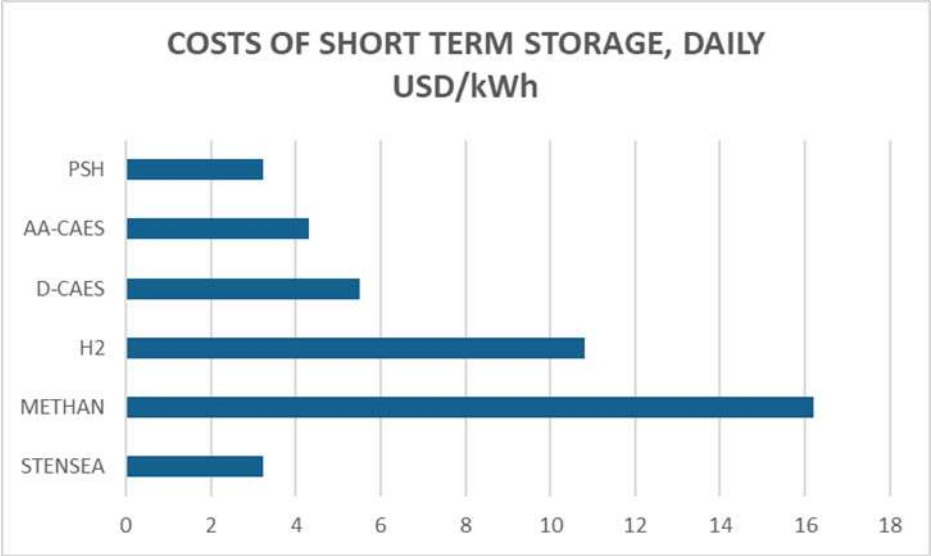
Ecuación 13: *Cálculo de costo unitario con la tecnología BEST.*

$$\text{Costo unitario} = \frac{849,620}{1,000 \times 0.83} \approx 1,023\,\text{USD/kWh}$$

Este es un parámetro clave para evaluar la viabilidad económica de un sistema energético, a continuación, se en la Figura 18 se aprecia un estimado real de la tecnología de almacenamiento StEnSea.

Figura 26

Costo unitario StEnSea



Nota. Costo unitario de la energía para diferentes tipos de almacenamiento de energía.

La velocidad de respuestas la tecnología BEST puede ser moderada a lenta pues la energía se puede almacenar o entregar a la red en un tiempo de segundos a decenas de segundos, esto se debe a que el movimiento del recipiente de flotabilidad, así como las poleas y cables, introduce un retraso mecánico por la inercia y el sistema se puede mover a velocidades aproximadas de 1 m/s [17], velocidad que repercute directamente en la velocidad de respuesta. Por otra parte, en el caso de StEnSea la velocidad estimada es lenta pues el uso de turbinas hidráulicas y el bombeo de agua bajo alta presión limitan la velocidad de respuesta.

4. RESULTADOS

En este segmento se mostrará los resultados que se obtuvieron en cada uno de los objetivos

4.1 Análisis de bloques disponibles en el Mar Caribe colombiano.

En la Tabla 6 la zona de eólica offshore que mejor desempeño tiene es la “Fx - 6”, esta posee un gran problema, y es que la profundidad de columna de agua máxima es muy baja, con tan solo 51 m de profundidad, por lo tanto, ninguna tecnología oceánica de almacenamiento de energía puede ser eficiente con estas circunstancias; esta característica no solo está presente en la zona “Fx - 6” sino que también en la mayoría de las zonas nearshore

Por la circunstancia antes mencionada se opta por la zona “Fl - 6” ya que tiene el mayor puntaje después de la zona “Fx - 6” , además, los tipos de tecnología tienen un puntaje muy cercano, La profundidad es de 1612 metros de profundidad, siendo la profundidad máxima de todas las zonas evaluadas; de las áreas disponibles para instalación de equipos de almacenamiento offshore es la que mayor área tiene con 1273 km^2; por otra parte las corrientes oceánicas tienen una velocidad de 0,2 m/s lo que la hace una zona muy adecuada para la instalación de las tecnologías de almacenamiento

Tabla 6

Resultados Caracterización de batimetría.

Nombre	Área (km^2)	Capacidad nominal (MW)	Criterios	Resultado		STEN SEA	BEST
FL-6	1550	6200	Promedio pendiente (%)	3,56		2	2
			Profundidad del agua (m)	Mín: 269	Máx: 1612	4	5
			Espacio disponible	1273		5	5
			Corrientes oceánicas	0,4		2	2
			Total			13	14
FX-6	2500	10000	Promedio pendiente (%)	0,12		4	4
			Profundidad del agua (m)	Mín: 25	Máx: 51	1	1
			Espacio disponible	Área(km^2): 1212		5	5
			Corrientes oceánicas	0,059		5	5
			Total			15	15

Nota. Resultados de parametrización de batimetría para las zonas Fl-6 y Fx-6 con sus totales ponderados

4.1.1 Resultados de la parametrización del recurso

Tabla 7

Resultados Caracterización del viento

Mes	Dirección de Viento	Desviación estándarmWeibull vel. del viento	Densidad de Aire (kg/m^3)	Densidad de energía eólica a 80 m (W/m^2)	Parámetro de forma (k)	Parámetro de escala (c)	Velocidad a 80 m [m/s]
Enero	Este	1,00	1,20	1728,00	7,00	9,00	14,23
Febrero	Este	1,00	1,20	1728,00	7,00	9,00	14,23
Marzo	Este	1,00	1,20	1331,00	5,50	9,00	13,04
Abril	Este	1,50	1,20	1331,00	5,00	9,00	13,04
Mayo	Este	2,50	1,20	1331,00	3,50	9,00	13,04
Junio	Este	2,00	1,20	1728,00	5,50	9,00	14,23
Julio	Este	2,50	1,20	1728,00	6,00	9,00	14,23
Agosto	Este	2,00	1,20	1331,00	4,00	9,00	13,04
Septiembre	Este	3,00	1,20	1000,00	3,00	8,00	11,86
Octubre	Este	2,50	1,20	729,00	2,00	7,00	10,67
Noviembre	Este	2,50	1,20	729,00	3,50	7,00	10,67
Diciembre	Este	2,50	1,20	1000,00	4,00	10,00	11,86
Anual	Este	2,50	1,20	1331,00	4,50	9,00	13,04

*Nota***.** Resultados mensuales y anuales de la caracterización del viento en la zona Fl-6

En la Tabla 7 se puede ver la compilación de los datos que se extrajeron del Atlas de vientos de Colombia, adicionalmente se calculó la velocidad del viento a 80 metros de altura, esta información junto con el método logarítmico permite suponer el comportamiento de la velocidad del viento a la atura de los aerogeneradores que se seleccionaron, además, son datos necesarios para el cálculo de la distribución de Weibull, distribución que permite saber en qué mes la velocidad de viento es menor y la probabilidad de viento. Con los diferentes parámetros que se encontraron también se pudo elaborar un modelo de Jensen, con este modelo, se facilita la predicción del cambio de la velocidad del viento después del paso de este por un aerogenerador.

4.2 Configuración del parque.

Tabla 8

Resumen de dimensiones

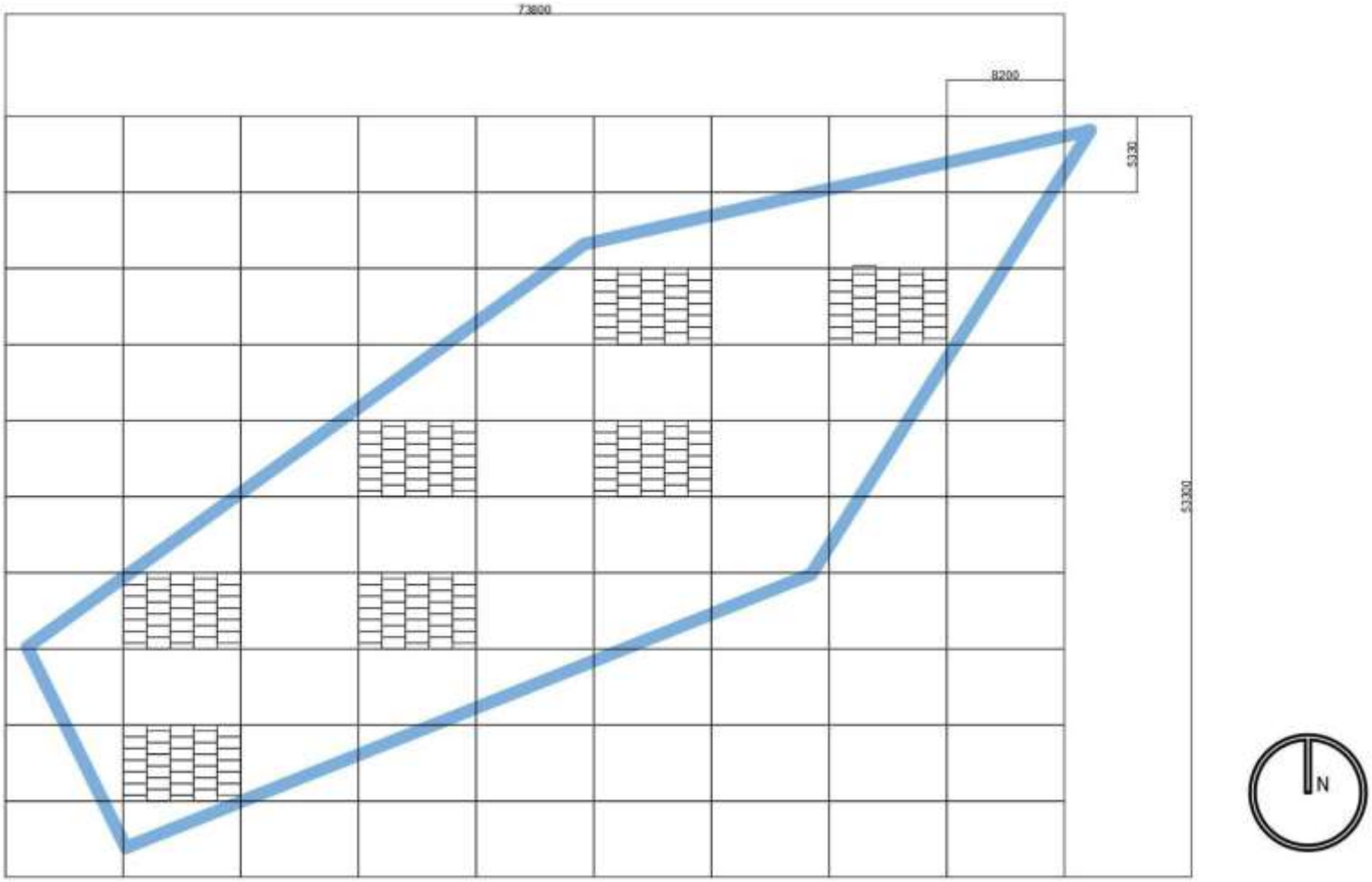
Dimensiones	
Distancia entre aerogeneradores en dirección del viento (m)	8200
Distancia entre aerogeneradores en dirección perpendicular al viento (m)	4920
Distancia extra perpendicular al viento (m)	410
Área de parque (km^2)	43,71
Cantidad de diámetros del área de barrido entre filas	10,00
Cantidad de diámetros del área de barrido entre columnas	5,00

Nota. Dimensionamiento de los bloques del parque eólico

Gracias al modelo de Jensen que se elaboró, se pudo tener un criterio para la configuración del parque eólico en el que se establecieron distinción entre cada columna de 10 diámetros del rotor del aerogenerador, y una distancia entre cada fila de 5 diámetros para cada aerogenerador (Tabla 8)

Figura 27

Distribución de los bloques en Fl-6.



Nota. Disposición de los bloques para el parque eólico en el área Fl-6 .

En la Figura 19 se muestra la acomodación de 7 bloques dentro del área de la zona “Fl - 6”, cabe resaltar que la dirección del viento es de Este- Oeste. En cada bloque están configurados con 30 aerogeneradores, se procura optimizar el espacio lo mejor posible, adicionalmente, entre bloque tanto laterales como posteriores se deja una distancia margen de un bloque, de esta manera se permite que el viento vuelva a fluir con una velocidad considerable.

4.3 Energía generada

Tabla 9

Resumen de energía total generada

Fila	Energía generada por cada fila (kWh/mes)	Cantidad de aerogeneradores por fila
1	20267047,42	5
2	18606686,21	5
3	16724129,46	5
4	14497946,50	5
5	12142275,19	5
6	9640783,91	5
Energía total	**91.878.869**	**30**

Nota. Energía generada en cada fila de aerogenerador con una cantidad de cinco aerogenadores por cada fila

En la Tabla 9 se describe la distribución y generación de energía del parque eólico offshore, destacando cómo se organiza la producción energética por filas. Suponiendo una disposición del parque con los aerogeneradores lo más separados posible, se puede evaluar la eficiencia de la disposición afectada por las turbulencias y el efecto estela, pues el parque demuestra la baja generación de energía de la última fila respecto a la primera, con una disminución en la última fila aproximada del 50 % de energía producida, respecto a la primera fila.

4.4 Comparación del rendimiento de las tecnologías.

En la Tabla 10 se pueden ver todos los valores evaluados para BEST y StEnSea en donde se encontró un valor crucial para la selección de la tecnología más adecuada para la aplicación de almacenamiento de energía en la zona FL-6 de eólica offshore, este es el costo unitario de la energía en BEST ya que se encuentra en 1023,6 USD/kWh y en comparación con StEnSea la diferencia es en efecto exorbitante para la aplicación que se necesita. Finalmente, en la Tabla 11

se adiciona información relevante que resume la cantidad de equipos que se necesitan para almacenar 5% de la energía generada en el parque eólico.

Tabla 10

Comparación de parámetros de BEST y StEnSea.

Comparación tecnologías oceánicas de almacenamiento de energía		
parámetro	StEnSea	BEST
Eficiencia (%)	80	83
Capacidad de Almacenamiento (MW/h)	20	1
Costo unitario de la energía (USD/kWh)	2,6	1023,6
Velocidad de respuesta	Lenta	Moderada

Nota. Comparación de las tecnologías de almacenamiento, se evidencia un mejor rendimiento en la tecnología StEnSea.

Tabla 11

Resumen de almacenamiento en Fl-6.

Resumen de Almacenamiento	
Energía generada en los 7 bloques (MWh/mes)	643.152,08
5% de la energía generada (MWh/mes)	32.157,60
Energía almacenada por un equipo (MWh)	20,00
Cantidad de equipos necesarios para almacenar energía	1.607,88
Área por equipo (m^2)	475,29
Área requerida (km^2)	764.211,88

Nota. Resultados de la investigación de las tecnologías oceánicas de almacenamiento de energía.

5. CONCLUSIONES

En la parametrización de los bloques de eólica offshore se puede evidenciar que las tecnologías oceánicas de almacenamiento de energía se ajustan a mayores profundidades, como lo es la zona Fl-6, además, cuenta con un área extensa para acomodar el sistema de almacenamiento de energía. Es importante mencionar que la velocidad de las corrientes marinas es casi la misma en todas las áreas de eólica offshore por lo que se podría usar otros sistemas de almacenamiento en las zonas nearshore.

Se calculó una energía de 91.878,87 MWh/mes en el mes de menor probabilidad y velocidad de viento (octubre) por lo que se podría estimar una mayor producción en los 11 meses restantes, además por las condiciones del área de estudio (Fl-6), la ubicación y distribución del parque eólico se encontraron pérdida de viento del 10% para cada aerogenerador detrás de otro.

Se seleccionó el sistema de almacenamiento StEnSea por dos principales factores: la capacidad de almacenamiento por equipo en el caso de StEnSea es de 2 MWh, y en el caso de BEST es de 1 MWh; por otra parte, el costo unitario de almacenamiento es extremadamente alto en la tecnología BEST siendo de 1024,6 USD/kWh en comparación a los 2,6 USD/kWh de StEnSea.

La disminución de producción de energía entre la primera y última fila es de más del 50%, por lo que sería conveniente poner los aerogeneradores más separados unos de otros, también, se podrían instalar menos aerogeneradores en la última fila o simplemente acomodar un sistema 5X5 intercalado, de esta manera la inversión de por todo el proyecto no sea tan elevado.

La cantidad de área para instalar el sistema de almacenamiento StEnSea es muy elevado, ya que se requiere de una superficie aproximada de 765.000 km², esta área es mucho mayor a el área de la zona “Fl - 6”, por lo que se podría optar por más espacio en alrededor de esta zona, teniendo en cuenta que la contaminación visual no es perceptible con estas tecnologías de almacenamiento. Por otra parte, pensando en la fauna marina la solución simplemente sería colocar la máxima cantidad de equipos permitidos en la zona “Fl - 6”.

RECOMENDACIONES Y LIMITACIONES

Recomendaciones

Para hacer una parametrización más detallada se debería optar por analizar en fondo marino del océano, ya que para la seguridad e integridad de las tecnologías además de áreas planas, se necesita de sedimentos firmes, de esta manera se evitaría volcamientos o deslizamientos de los dispositivos.

Se sugiere que para zonas nearshore se utilicen tecnologías de menor profundidad o directamente otros sistemas de almacenamiento de energía que puedan ser instalados en la superficie terrestre, ya que las profundidades en estas zonas no son lo suficientemente considerables.

La tecnología que más se ajusta con las necesidades del proyecto es StEnSea por características como almacenamiento de energía por equipo y costo unitario de la energía, sin embargo, para que la tecnología BEST se equiparable con StEnSea se deberá escalonar la capacidad de almacenamiento de BEST.

Limitaciones

Para el primer objetivo específico no se tuvo en cuenta la conformación del fondo marino, en el documento “Hoja de ruta eólica costa afuera en Colombia” suministrado por el gobierno de Colombia, indica que no existen estudios de fondo marino en ninguna de las áreas de eólica offshore del mar caribe de Colombia.

REFERENCIAS

[1] S. Cortés y A. Arango Londoño, “Energias Renovables En Colombia: Una Aproximacion Desde La Economia”, Revista Ciencias Estratégicas, vol. 25, núm. 38, 2017.

[2] S. Chamba, W. Vargas, D. Echeverría, y J. Riofrio, “Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano”, Revista Técnica “energía”, vol. 19, núm. 1, 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.506.

[3] Breyner Reina Portocarrero, Sandra Ximena Carvajal Quintero, y Dahiana López García, “Diagnóstico y propuesta de modernización de la energía en Zonas No Interconectadas: Caso Isla Fuerte, Bolívar.”, SICEL, vol. 11, ene. 2024.

[4] XM Sinergox, “En el primer semestre del 2024, con el ingreso de 40 proyectos nuevos, se fortalece la seguridad del Sistema Interconectado Nacional”, Informe de oferta y generación, Medellin, el 2 de agosto de 2024.

[5] C. Osorio, “La consulta popular ante los impactos ambientales de la construccion de Proyectos Hidroelectricos en Colombia. Estudio del Caso de la Hidroelectrica El Quimbo.”, Universidad Catolica de Colombia, 2018.

[6] M. Lopez, Cristina, Sanches, “Diagnostico de Las centrales Termoeléctricas En Colombia Y Evaluación de alternativas tecnológicas para el cumplimiento de la norma de emisión de fuentes fijas”, 2007.

[7] J. A. Muñoz-Fernández, W. A. Beleño-Mendoza, y H. Díaz Consuegra, “Análisis del potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de carbono en Colombia”, Revista Fuentes el Reventón Energético, vol. 20, núm. 1, 2022, doi: 10.18273/revfue.v20n1-2022006.

[8] Johann Ricardo Rodríguez Arcila, “Estudio del potencial eólico en Colombia, viabilidad de un parque eólico”, Universidad Politécnica De Cartagena, Cartagena, 2019.

[9] M. Ortiz, G. P; Kampel, “Potencial de energia eólica Offshore na margem do Brasil”, 2011.

[10] E. The Renewables Consulting Group, “Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia”, 2022.

[11] J. V. Márquez, “Evolución y perspectivas de la eólica offshore en España”, Cuadernos de Energía, núm. 56, 2018.

[12] Yesenia Villota Rivera, “Almacenamiento De Energía En Colombia”, Maestría En Derecho Del Estado Con Énfasis En Regulación, Universidad Externado De Colombia, Bogotá D.C, 2021.

[13] Edward Gómez-Chaves, “Herramientas de software para energía eólica”, oct. 2019.

[14] Alejandro Castillo Ramírez, Fernando Villada Duque, y Jaime Valencia Velásquez, “Diseño multiobjetivo de un sistema híbrido eólico-solar con baterías para zonas no interconectadas.”, vol. 18, pp. 77–93, feb. 2014.

[15] M. escobar mejia, andres, holguin, “Sistemas De Almacenamiento De Energia Y Su Aplicación En Energias Renovables”, Scientia Et Technica, vol. 17, núm. 47, 2011.

[16] M. A. Guerrero, E. Romero, M. Milanés, V. Miñambres, y E. González, “Aplicación de sistemas de almacenamiento de energía con supercondensadores en plantas de generación fotovoltaica”, Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación, 2009.

[17] J. D. Hunt et al., “Buoyancy Energy Storage Technology: An energy storage solution for islands, coastal regions, offshore wind power and hydrogen compression”, J Energy Storage, vol. 40, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102746.

[18] Andrés Machuca Hernández, “Implementación De Energía Eólica Off-Shore En Colombia”, La Universidad De Los Andes, Bogotá D.C, 2024.

[19] Idi Amin Isaac, Helmuth Biechl, y Jorge Wilson Gonzalez, “La Energía Eólica En Alemania: Experiencias A Tener En Cuenta Para El Caso Colombiano”, dic. 2008.

[20] J. F. Ruiz Murcia, J. Serna Cuenca, y H. J. Zapata Lesmes, Atlas de Viento de Colombia, vol. 1. 2017.

[21] I. Mendoza Uribe, “Valoración del viento como fuente de energía eólica en el estado de Guerrero”, Ingeniería, vol. 22, núm. 3, 2018.

[22] Carlos Alberto Andrade Amaya, Oceanografía dinámica de la cuenca de Colombia. Cartagena de Indias, 2015.

[23] K. P. Bassett, R. Carriveau, y D. S. K. Ting, “Integration of buoyancy-based energy storage with utility scale wind energy generation”, J Energy Storage, vol. 14, 2017, doi: 10.1016/j.est.2017.04.013.

[24] M. Villarrubia, “Ingeniería de la energía eólica”, Alfaomega Grupo Editor, S.A, vol. 19, núm. 5, 2013.

[25] Ronny pablo Muños Muños, “Almacenamiento de energía: modelos de negocios y ubicación óptima”, Universidad De Chile, Santiago de Chile, 2013.

[26] M. Puchta et al., “Development and testing of a novel offshore pumped storage concept for storing energy at sea − Stensea”, J Energy Storage, vol. 14, 2017, doi: 10.1016/j.est.2017.06.004.

[27] John Paul Morgan, “Buoyancy energy storage and energy generation system”, US 2010/0107627 A1, el 6 de mayo de 2010

[28] Christoph Lay y Andreas Garg, “Tecnología StEnSEA (Stored Energy Sea)”, 2012.