



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**  
**INGENIERÍA EN ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**CARACTERIZACIÓN DEL RÉGIMEN DE VIENTOS PARA EL APROVECHAMIENTO  
EÓLICO OFFSHORE EN MÉXICO**

**TESIS**  
**PARA OPTAR POR EL GRADO DE:**  
**MAESTRO EN INGENIERÍA**

**PRESENTA:**  
**ANA LEYDIS MARTÍNEZ BOZA**

**TUTOR PRINCIPAL**  
**RODOLFO SILVA CASARÍN, II, UNAM**

**CIUDAD UNIVERSITARIA, CIUDAD DE MÉXICO, MAYO 2022**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: DR. MENDOZA BALDWIN EDGAR GERARDO

Secretario: DRA. CHÁVEZ CERÓN VALERIA

1 er. Vocal: DR. SILVA CASARÍN RODOLFO

2 do. Vocal: DR. RODRÍGUEZ CUETO YANDY

3 er. Vocal: DRA. MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ CECILIA

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: POSGRADO DE INGENIERÍA, UNAM, CIUDAD DE MÉXICO.

**TUTOR DE TESIS:**

RODOLFO SILVA CASARÍN

-----  
**FIRMA**

## ***Dedicatoria***

*A mis papás por ser mi luz, por estar en todo momento a mi lado, por su apoyo, preocupación, sabios consejos y por todo el amor que me han dado...*

## *Agradecimientos*

Le doy gracias a Dios por haberme permitido seguir cumpliendo mis sueños, gozar de salud y por la maravillosa familia que tengo.

Al Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería en Energía y a CONACYT por darme la oportunidad de realizar esta maestría y cumplir mis sueños.

A mis papás por ser los mejores del mundo, por su amor, dedicación, apoyo en todo momento y sabios consejos, gracias por ser yo tu prioridad, sin ustedes no hubiese cumplido mis metas ni sería la persona que soy ahora: los amo.

A mi hermana, por ser mi motor impulsor; gracias por existir.

A todos los profesores de la Maestría en Ingeniería en Energía por sus conocimientos y apoyo en todo momento durante estos años.

A mi tutor, el Dr. Rodolfo Silva Casarín por guiarme, confiar en mí y estar siempre dispuesto a ayudarme sin importar el poco tiempo disponible.

Al Dr. Yandy Rodríguez Cueto, por siempre estar ahí cuando la necesitaba, por su preocupación, por su constante ayuda y apoyo, por sus incontables revisiones que resultaron imprescindibles para la realización de esta tesis.

A todos y cada uno de los miembros del jurado por sus consejos y recomendaciones.

A Eduardo, por su amor, por los buenos y malos momentos vividos y por los que aun estar por llegar, gracias por formar parte de mi vida y darme la mayor bendición del mundo.

A los “Friends”, gracias por formar parte de mi vida y estar ahí cuando más los necesite. Son un pilar fundamental en mi vida. Los quiero

A mi familia mexicana, Carmen, Lucio y Mariana sin su apoyo nada de esto sería posible, gracias.

A toda mi familia, por siempre estar presente cuando más los necesité; gracias por su cariño, consejos en estos años de esfuerzos y sacrificios.

A todos aquellos que me han guiado, apoyado, y que siempre han confiado en mí.

## ***Resumen***

La República Mexicana, al tener la influencia de vientos que se generan en el Océano Pacífico, el Golfo de México y Mar Caribe, la hacen una de las regiones más privilegiadas respecto a la disponibilidad de recurso eólico que puede tener y aprovechar. No obstante que el recurso del viento es mucho mayor y más sostenible en zonas marinas, dado que la instalación de turbinas para el aprovechamiento de la energía del viento en tierra es más sencilla que en el mar, la construcción de parques eólicos en México se ha limitado a la porción continental e insular. El presente trabajo se enfoca en la caracterización del régimen de vientos en la Zona Económica Exclusiva (ZEE), así como la estimación del potencial eólicos offshore en México. Para el análisis del comportamiento de los vientos se utilizaron algunas medidas de tendencia central y de dispersión. La estimación del potencial eólico marino se llevó a cabo a partir de la ecuación de densidad de potencial del viento utilizada por múltiples investigadores. Las velocidades medias del viento mayor a los 6.5 m/s corresponden al Golfo de Tehuantepec, las costas de Campeche y el norte de Mérida. Seguidas por las de 5.4-6.5 m/s en los mares de Baja California, Tabasco, parte de Yucatán, Quintana Roo y en el Golfo de México. La persistencia de la velocidad del viento superior a 3 m/s, domina en más de un 70 % en las costas de México. Se encontraron varias áreas de interés para el aprovechamiento eólico offshore en México, las cuales son Golfo de Tehuantepec con un potencial medio aproximado desde 221.8 a un poco más de 641.8 W/m<sup>2</sup>. Las costas del Pacífico de Baja California con valores de 151.8-221.8 W/m<sup>2</sup>, mientras que para Baja California Sur y el Golfo de California es de 81.7-151.8 W/m<sup>2</sup>. En el Golfo de México hacia las costas de Tamaulipas predominan potenciales medios de 221.8- 291.8 W/m<sup>2</sup>, en la costa de Veracruz de 151.8-221.8 W/m<sup>2</sup>. En las costas de Campeche de 221.8 a 361.8 W/m<sup>2</sup>. Mientras que en las de Yucatán y Quintana Roo se encontraron entre 151.8-221.8 W/m<sup>2</sup>, principalmente. Con base en los resultados obtenidos se recomienda realizar estudios ambientales, técnico-económicos y sociales en las zonas de interés que se identificaron en el presente análisis.

**Palabras claves:** potencial eólico offshore, régimen de vientos, Zona Económica Exclusiva

## ***Abstract***

The Mexican Republic, having the influence of winds that are generated in the Pacific Ocean, the Gulf of Mexico and the Caribbean Sea, make it one of the most privileged regions regarding the availability of wind resources that it can have and take advantage of. Despite the fact that the wind resource is much greater and more sustainable in marine areas, given that the installation of turbines to harness wind energy on land is simpler than at sea, the construction of wind farms in Mexico has limited to the continental and insular portion. The present work focuses on the characterization of the wind regime in the Exclusive Economic Zone (EEZ), as well as the estimation of the offshore wind potential in Mexico. For the analysis of the behavior of the winds, some measures of central tendency and dispersion were used. The estimation of the offshore wind potential was carried out from the wind potential density equation used by multiple researchers. The average wind speeds greater than 6.5 m/s correspond to the Gulf of Tehuantepec, the coasts of Campeche and north of Mérida. Followed by those of 5.4-6.5 m/s in the seas of Baja California, Tabasco, part of Yucatan, Quintana Roo and in the Gulf of Mexico, with a standard deviation of the wind speed in most of the study area. less than 2.4m/s. The persistence of the wind speed above 3 m/s, dominates in more than 70% on the coasts of Mexico. Several areas of interest were found for the use of offshore wind power in Mexico, which are the Gulf of Tehuantepec with an approximate average potential from 221.8 to a little more than 641.8 W/m<sup>2</sup>. The Pacific coast of Baja California with values of 151.8-221.8 W/m<sup>2</sup>, while for Baja California Sur and the Gulf of California it is 81.7-151.8 W/m<sup>2</sup>. In the Gulf of Mexico towards the coast of Tamaulipas, average potentials of 221.8-291.8 W/m<sup>2</sup> predominate, while on the coast of Veracruz 151.8-221.8 W/m<sup>2</sup>. On the coast of Campeche from 221.8 to 361.8 W/m<sup>2</sup>. While in those of Yucatán and Quintana Roo they were found between 151.8-221.8 W/m<sup>2</sup>mainly. Based on the results obtained, it is recommended to carry out environmental, technical-economic and social studies in the areas of interest that were identified in this analysis.

**Keywords:** offshore wind potential, wind regime, Exclusive Economic Zone

# Contenido

<b>Dedicatoria</b> .....	I
<b>Agradecimientos</b> .....	II
<b>Resumen</b> .....	III
<b>Abstract</b> .....	IV
<b>Índice de tablas</b> .....	VII
<b>Índice de figuras</b> .....	VII
<b>Introducción</b> .....	1
<b>Capítulo 1.</b> .....	4
1. <i>Energía eólica offshore</i> .....	4
1.2 <i>Ventajas y desventajas de la energía eólica offshore respecto a la terrestre</i> .....	4
1.2.1 <i>Ventajas de la energía eólica offshore respecto a la terrestre</i> .....	4
1.2.2 <i>Desventajas de la energía eólica offshore respecto a la terrestre</i> .....	5
1.3 <i>Tecnologías actuales de generación</i> .....	5
1.4 <i>Situación de la energía eólica offshore a nivel internacional</i> .....	11
1.5 <i>Perspectivas de la energía eólica offshore a nivel internacional</i> .....	14
1.6 <i>Situación de la energía eólica offshore en México.</i> .....	15
1.7 <i>Zonas con mayor potencial de aprovechamiento de la energía eólica offshore</i> .....	16
1.8 <i>Datos curiosos sobre los parques eólicos offshore.</i> .....	17
1.8.1 <i>Montaje de parques eólicos offshore</i> .....	17
1.8.2 <i>Los 5 parques eólicos offshore más grandes del mundo.</i> .....	18
1.9 <i>Costos de los parques eólicos offshore</i> .....	21
<b>Capítulo 2.</b> .....	25
2.1 <i>Modelo numérico de reanálisis ERA-5</i> .....	25
2.2 <i>Procesamiento de los datos de ERA-5</i> .....	25
2.3 <i>Correlación entre los datos de Modelo ERA-5 y los datos de Boyas y Estaciones Costeras.</i> .....	26
2.3.1 <i>Datos de las Boyas de la NOAA en las costas mexicanas</i> .....	26
2.3.2 <i>Correlación entre los datos de las boyas y estaciones y el modelo ERA-5.</i> .....	26
2.4 <i>Metodología de la investigación</i> .....	27
2.4.1 <i>Medidas de tendencia central y de dispersión</i> .....	27
2.4.2 <i>Distribución de probabilidades de Weibull</i> .....	29

2.4.3	<i>Densidad de potencia del viento (potencial eólico)</i> .....	30
2.5	<i>Regionalización de los resultados</i> .....	31
2.6	<i>Área de estudio</i> .....	31
<b>Capítulo 3.</b> .....		33
3.1	<i>Medidas de tendencia central y de dispersión en la región de estudio del periodo de 1970-2019.</i> 33	
3.1.1	<i>Medidas de tendencia central de la velocidad del viento</i> .....	33
3.1.2	<i>Medidas de dispersión de la velocidad del viento</i> .....	35
3.2	<i>Medidas de tendencia central de la dirección del viento</i> .....	37
3.2.1	<i>Medidas de dispersión de la dirección del viento</i> .....	40
3.3	<i>Parámetros de la distribución de probabilidades de Weibull. Agrupaciones.</i> .....	42
3.4	<i>Persistencia de las velocidades del viento por encima de los 3 m/s.</i> .....	44
3.5	<i>Densidad de potencia del viento en la región de estudio en el periodo de 1980-2019.</i> ....	46
<b>Capítulo 4.</b> .....		51
4.1	<i>Recomendaciones ambientales</i> .....	51
4.2	<i>Recomendaciones técnico- económicos</i> .....	52
4.3	<i>Recomendaciones sociales</i> .....	53
<b>Recomendación general</b> .....		54
<b>Conclusiones</b> .....		55
<b>Bibliografía</b> .....		57

## Índice de tablas

<b>Tabla 1.</b> Clasificación del recurso energético. Fuente: NREL, 2004.....	16
<b>Tabla 2.</b> Correlación entre los datos de las boyas, estaciones y el modelo ERA5.Fuente: elaboración propia.....	27
<b>Tabla 3.</b> Relación entre viabilidad y velocidad del viento promedio para su uso como fuente de energía. Fuente: Mendoza, 2018.....	45

## Índice de figuras

<b>Figura 1.</b> Estructuras de tecnologías base. Fuente: EWEA 2011 .....	6
<b>Figura 2.</b> Base de gravedad. Fuente: EWEA 2011 .....	7
<b>Figura 3.</b> Trípode. Fuente: EWEA 2011 .....	8
<b>Figura 4.</b> Tri-pilote. Fuente: EWEA 2011 .....	8
<b>Figura 5.</b> Estructuras flotantes por parques. Fuente: (Santiago, 2018).....	9
<b>Figura 6.</b> Estructura de un parque eólico marino. Fuente: Iberdrola. ....	10
<b>Figura 7.</b> Evolución de la potencia instalada en el mundo 2015-2019 [GW]. Fuente: <a href="https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo">https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo</a> .....	12
<b>Figura 8.</b> Potencia eólica marina instalada en 2019, Fuente: <a href="https://www.energias-renovables.com/eolica/sesenta-gigas--20200325">https://www.energias- renovables.com/eolica/sesenta-gigas--20200325</a> .....	13
<b>Figura 9.</b> Evolución diacrónica de la profundidad media de las aguas y la distancia de los parques marinos. Fuente: <a href="https://www.energias-renovables.com/eolica/sesenta-gigas--20200325">https://www.energias-renovables.com/eolica/sesenta-gigas--20200325</a> .....	13
<b>Figura 10.</b> Parque eólico marino Walney Extension. Fuente: <a href="https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/">https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/</a> .....	18
<b>Figura 11.</b> Parque eólico marino London Array. Fuente: <a href="https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/">https://elperiodicodelaenergia.com/los- 10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/</a> .....	19
<b>Figura 12.</b> Parque eólico marino Gemini. Fuente: <a href="https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/">https://elperiodicodelaenergia.com/los-10- mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/</a> .....	20
<b>Figura 13.</b> Parque eólico marino Gode Wind 1 y 2. Fuente: <a href="https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/">https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/</a> .....	20
<b>Figura 14.</b> Parque eólico marino Gwynt y Môr. Fuente: <a href="https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/">https://elperiodicodelaenergia.com/los- 10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/</a> .....	21
<b>Figura 15.</b> Promedio ponderado global de los costos totales instalados, factor de capacidad y los costos nivelados de la energía eólica marina en el periodo de 2010-2019. Fuente: IRENA (2019) .....	22
<b>Figura 16.</b> Área de estudio (ZEE). Fuente: Elaboración propia .....	32
<b>Figura 17.</b> Velocidad media del viento entre 1980-2019 (m/s). Fuente: elaboración propia .....	33
<b>Figura 18.</b> Velocidad máxima del viento entre 1980-2019 (m/s). Fuente: elaboración propia. ..	34
<b>Figura 19.</b> Velocidad mínima del viento entre 1980-2019 (m/s). Fuente: elaboración propia....	35
<b>Figura 20.</b> Desviación estándar de la velocidad del viento entre 1980-2019 (m/s). Fuente: elaboración propia.....	36
<b>Figura 21.</b> Varianza de la velocidad del viento. Fuente: elaboración propia.....	37

<b>Figura 22.</b> Rosa Náutica de los vientos.....	38
<b>Figura 23.</b> Dirección media del viento entre 1980-2019 (grados). Fuente: elaboración propia..	38
<b>Figura 24.</b> Máxima dirección del viento (grados). Fuente: elaboración propia.....	39
<b>Figura 25.</b> Mínima dirección del viento (grados). Fuente: elaboración propia. ....	40
<b>Figura 26.</b> Desviación estándar de la dirección del viento entre 1980-2019 (grados). Fuente: elaboración propia.....	41
<b>Figura 27.</b> Varianza de la dirección del viento entre 1980-2019. Fuente: elaboración propia. ...	42
<b>Figura 28.</b> Regiones a partir de agrupaciones del parámetro de forma de la Distribución de Weibull para velocidades del viento. Fuente: elaboración propia. ....	43
<b>Figura 29.</b> Regiones a partir de agrupaciones del parámetro de escala de la Distribución de Weibull de la velocidad del viento. Fuente: elaboración propia.....	44
<b>Figura 30.</b> Persistencia de velocidades del viento mayor a 3 m/s. Fuente: elaboración propia...	46
<b>Figura 31.</b> Densidad de potencia media del viento ( $W/m^2$ ). Fuente: elaboración propia. ....	47
<b>Figura 32.</b> Densidad de potencia máxima del viento ( $W/m^2$ ). Fuente: elaboración propia. ....	48
<b>Figura 33.</b> Densidad de potencia mínima del viento ( $W/m^2$ ). Fuente: elaboración propia. ....	48
<b>Figura 34.</b> Regiones a partir de agrupaciones de la densidad de potencia media del viento ( $W/m^2$ ). Fuente: elaboración propia.....	49

## ***Introducción***

La energía juega un papel fundamental en el desarrollo humano, puesto que es un elemento vital en el crecimiento económico, la equidad social y la sostenibilidad ambiental, por lo que existe la necesidad de buscar y fuentes de energía renovables y desarrollar sus tecnologías asociadas con el fin de favorecer el equilibrio entre los mismos. Para mantener el nivel alcanzado, o seguir desarrollándose y lograr disminuir la contaminación y las emisiones de gases de efecto invernadero; las energías renovables son transcendentales para el futuro de la humanidad y del planeta.

En la literatura especializada las definiciones de energías renovables varían de acuerdo con el tipo de fuentes incluidas y con las consideraciones de sostenibilidad que incorporen, evidenciando así el hecho de que no hay una definición común o global de energía renovable.

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), “la energía renovable incluye todas las formas de energía producida a partir de fuentes renovables de manera sostenible, incluida la bioenergía, la energía geotérmica, la energía hidroeléctrica, la energía oceánica, la energía solar y energía eólica.” ratificado por 108 miembros (107 estados y la Unión Europea) a partir de febrero de 2013.

Por su parte la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) define los recursos de energía renovable como aquellos “derivados de fuentes naturales procesos” y “reposición a un ritmo más rápido de lo que son consumidos” (IEA 2002). En esta se incluye las siguientes fuentes: “electricidad y calor derivados de la energía solar, eólica, océano (corrientes, mareomotriz, undimotriz, gradiente térmico y salino), energía hidroeléctrica, biomasa, recursos geotérmicos y biocombustibles e hidrógeno derivado de recursos renovables” (IEA 2002).

Las adiciones de capacidad mundial de energía renovable en 2020 reflejan impulsos sin precedentes para la transición energética. A pesar de la desaceleración económica inducida por COVID-19, el mundo agregó más de 260 GW de energías renovables en 2020, superando la expansión en 2019 en cerca del 50 %. La energía solar y la eólica en particular han demostrado notable crecimiento, con 127 GW y 111 GW de nuevas instalaciones en último lugar año, respectivamente. Juntos, ahora representan más del 50 % de la capacidad total instalada de renovables. En medio de los desafíos e incertidumbre de 2020, estos números cuentan una historia notable de resiliencia y esperanza de un mejor futuro, más equitativo, limpio y justo. Actualmente en México, solamente el 8.6 % del total de la energía proviene de fuentes renovables, siendo su capacidad en 2019 de 25648 MW aumentando en 2020 a 28358 MW. (IRENA\_RE\_Capacity\_Statistics\_2021)

Existe una fuente que cuenta con las propiedades necesarias para ofrecer una solución viable a los desafíos energéticos: la energía eólica offshore. En los últimos años, la energía eólica offshore ha pasado de ser una fuente secundaria a ser un recurso de carácter global a través de una capacidad creciente de las turbinas aisladas de 30 kW a 10 MW en solo 30 años. A finales de 2019, la capacidad eólica marina instalada en el mundo representaba cerca de 29 GW. Aproximadamente

el 90 % de la capacidad eólica marina instalada global se pone en servicio y operado en el Mar del Norte y cerca del Océano Atlántico. (IRENA\_Fostering\_Blue\_Economy\_2020).

Uno de los principales impulsores de este crecimiento e implementación acelerados del mercado es la fuerte disminución de costos de esta tecnología, con la energía eólica marina siendo actualmente competitiva en costos con todas las demás tecnologías de generación. Los avances en las tecnologías de turbinas eólicas marinas, así como en los anclajes, instalación, acceso, operación e integración de sistemas, han permitido que los movimientos hacia aguas más profundas, más lejos de la costa, lleguen a sitios con mayores recursos eólicos. (IRENA\_Fostering\_Blue\_Economy\_2020).

El empleo de la energía eólica marina está siendo, una de las áreas de desarrollo sostenible en cuanto a energías limpias se refiere. Por lo tanto, cabe esperar que, previamente a iniciar cualquier tipo de inversión económica en la creación de infraestructuras y avance tecnológico en lo que a su explotación se refiere, será de gran utilidad conocer el comportamiento espacial y temporal de este recurso.

El desarrollo de sitios eólicos de mejor calidad ubicados cerca de la costa teóricamente puede suministrar una cantidad mayor que la electricidad consumida en todo el mundo. La energía eólica podrá satisfacer la mayor demanda de energía limpia a medida que el mundo intenta reducir su uso de carbono, de acuerdo con la AIE (2019).

Por la distribución de vientos (confluencia de centro de altas y bajas presiones) que ofrece la ubicación geográfica de la República Mexicana, situada entre las vertientes del Océano Pacífico y del Océano Atlántico, la hace poseedora de una posición privilegiada respecto a otros países en cuanto a la disponibilidad de recurso eólico que puede tener y aprovechar. Condición que ha sido a explotada a través de parques eólicos en tierra y nuevos estudios y proyectos de aprovechamiento de la misma. No estando en igual desarrollo la energía eólica offshore.

Por lo antes mencionado, como motivación para la presente investigación se encuentra la ausencia de una caracterización del potencial eólico offshore en México, que permita el aprovechamiento de la energía eólica existente en los mares mexicanos y que puede ser un aporte fundamental a la matriz energética nacional. Adicionalmente, la inexistencia de una regionalización espacial de dicho potencial, con base en datos globales, que facilite el análisis del comportamiento histórico de los datos de viento para dilucidar las potencialidades de emplear este recurso energético en los mares mexicanos.

Esta investigación plantea resolver la problemática sobre una “caracterización del régimen de vientos para el aprovechamiento del potencial eólico offshore en las costas de México”; por lo que, al resolver dicho problema, se podrán caracterizar los vientos (velocidad y dirección) y el potencial energético eólico de las costas mexicanas, para futuros proyectos de implementación de parques eólicos offshore.

Para poder dar cumplimiento a dicha hipótesis el **objetivo general** es: Caracterizar el régimen de vientos costa fuera en México para su potencial aprovechamiento energético. Y como **objetivos específicos**:

- Validar la base de datos del ERA-5 interpolados a través de datos de boyas.
- Caracterizar el régimen del viento por medio del análisis de las medidas de tendencia central y de dispersión de la velocidad y dirección del viento.
- Realizar agrupaciones a partir de los parámetros de escala y forma de la Distribución de probabilidades de Weibull.
- Analizar la persistencia de la velocidad del viento por encima del mínimo de funcionamiento de los aerogeneradores (3 m/s).
- Determinar el potencial eólico estimando la densidad de potencia del viento.
- Regionalizar el potencial eólico offshore en México.

Para dar cumplimiento a estos objetivos fueron concebidas las siguientes *tareas de investigación*:

- Recopilación de la información primaria (Antecedentes) sobre energía eólica offshore.
- Recopilación de información y base de datos del ERA-5 de velocidad del viento en mares de México, dirección y densidad.
- Análisis del régimen de vientos y del potencial eólico offshore de las zonas de estudio.
- Caracterización del potencial eólico en México
- Discusión y conclusiones.

Con el presente trabajo se persigue aportar nuevos conocimientos sobre la caracterización del recurso eólico marino en las costas mexicanas como estudio previo a iniciar cualquier tipo de inversión económica y la posible implementación de parques eólicos en las costas o en aguas más profundas, y de esta manera a futuro contribuir a la matriz energética con aporte de energía libre de CO<sub>2</sub>.

La presente investigación se encuentra estructurada de la siguiente forma:

- ✓ Introducción
- ✓ Capítulo 1: Antecedentes. Estado del Arte.
- ✓ Capítulo 2: Materiales y métodos.
- ✓ Capítulo 3: Resultados
- ✓ Capítulo 4: Recomendaciones técnicas, ambientales y sociales.

# **Capítulo 1.**

## ***1. Energía eólica offshore***

La energía eólica se basa en las diferencias de presiones existentes en la superficie terrestre, que generan movimientos de corrientes de aire, dando lugar a lo que conocemos comúnmente por viento. Su aprovechamiento se lleva a cabo en zonas dedicadas a la explotación de este recurso, denominados parques eólicos, los cuales pueden ser en tierra (onshore) o en enclaves costeros (offshore) ubicados sobre la superficie marina.

La eólica offshore es una fuente de energía ilimitada, limpia y renovable que se presenta como una alternativa que contribuirá a conseguir los objetivos de descarbonización que se obtiene al aprovechar la fuerza del viento que se produce en alta mar, donde este alcanza una velocidad mayor y más constante debido a la inexistencia de barreras. Para explotar al máximo este recurso, se desarrollan megaestructuras asentadas sobre el lecho marino, y dotadas con las últimas innovaciones técnicas. (Iberdrola, 2020)

En los últimos años la instauración de parques eólicos marinos ha crecido, ya que se puede aprovechar una mayor intensidad de los vientos y por ende mayor generación de energía a partir de un menor número de aerogeneradores. Esta tipología de parques ha experimentado un crecimiento debido al desarrollo de nuevas tecnologías que permiten adaptar las técnicas actuales para aprovechar el recurso eólico existente en el mar. (Gómez, 2017)

Las tecnologías eólicas offshore para la generación de energía eléctrica se encuentran ubicadas cada día más lejos de las costas y pueden ser ancladas al fondo marino de diferentes formas. Esta fuente de energía es capaz de producir 50 % más que las eólicas en tierra, actualmente se logra obtener hasta 10 MW por generador. Su factor de planta también es superior alcanzando entre 31 y 43 %, mientras que la eficiencia de conversión es del orden del 30 % mayor que en los onshore. Esto se debe principalmente a que existe una mayor homogeneidad de los flujos de los vientos sobre la superficie del océano. En cuanto a las exigencias de equipamiento se consideran las turbinas, los rotores, generadores y las estructuras de soporte deben ser más robustas que las eólicas en tierra. (Guerron et al., 2013)

### ***1.2 Ventajas y desventajas de la energía eólica offshore respecto a la terrestre***

#### ***1.2.1 Ventajas de la energía eólica offshore respecto a la terrestre***

Uno de los principales aspectos a tener en cuenta a la hora de referirnos a las ventajas de la energía eólica offshore es la frecuencia, intensidad y regularidad del viento en alta mar que suele ser casi el doble que, en tierra, lo que conlleva a una mayor efectividad. Otro punto a favor de la energía

offshore es la vía de transportar sus componentes estructurales hacia la zona de emplazamiento, ya que debido a su peso y dimensiones se hace complejo su traslado, por lo que es más sencillo hacerlo en barcos que en trenes o camiones.

El menor impacto sonoro y visual que producen los parques eólicos offshore y obviamente al no producir residuos contaminantes durante su vida útil por ser una energía renovable que produce electricidad y energía gracias a la energía cinética del viento, la convierten en un atractivo en comparación con la onshore

Por otro lado, el relieve y la morfología del terreno afectan en la instalación de los aerogeneradores, mientras que en el mar se evitan todos estos obstáculos que pueden impedir el efectivo paso del viento por estos generadores. Otra ventaja es que los parques de energía eólica marina también contribuyen a la conservación de las especies de aves, ya que las principales rutas migratorias de las mismas no suelen encontrarse predominantemente sobre los océanos, por lo que resulta menos peligroso que en los parques eólicos terrestres. Por último, pero no menor importante tenemos que la superficie del mar es tres veces más grande que la de tierra, por lo que el espacio para construir estos parques eléctricos offshore es inmenso, por lo que se evita la necesidad de desplazar o invadir zonas rurales. (Prado, 2018).

### *1.2.2 Desventajas de la energía eólica offshore respecto a la terrestre*

La principal desventaja en la eólica marina se encuentra en los costos de construcción de las instalaciones necesarias, debido a la mayor dificultad de estas tareas en alta mar, además de la necesidad de construir y poner en funcionamiento un sistema de cableado bajo el fondo marino que sea capaz de transportar la energía eléctrica hasta la costa. Estos hechos generan que los gastos tanto de instalación como de operación y mantenimiento se eleven en algunos casos hasta casi el doble de lo que se supondría que fuera en tierra para parques con igual capacidad de generación. (Prado, 2018)

Otro inconveniente es que las tecnologías eólicas offshore se encuentran aún en progreso y muchas en desarrollo, por lo que todavía no ha madurado, aunque progresivamente han ido surgiendo nuevos avances tecnológicos además del continuo trabajo en su desarrollo pueden suponer grandes cambios en las instalaciones haciéndolas mucho más viables. (Prado, 2018)

Aunque todavía no se ha demostrado científicamente, otra posible desventaja es que los aerogeneradores y los ruidos de los procesos para el aprovechamiento de este recurso eólico marino provoque cambios en los ecosistemas de la zona de emplazamiento, ya que pueden provocar la migración de especies acuáticas que vivían en estas zonas. (Prado, 2018)

## *1.3 Tecnologías actuales de generación*

La principal diferencia de las turbinas marinas con las terrestres son la tecnología de fijación.

Entre las diferentes tecnologías de fijación se tienen las siguientes:

**Monopilote:** Consiste en un solo pilote de acero que están hincado en el fondo marino. Cuánto puede adentrarse el pilote y el espesor de la pared determinan la profundidad máxima del agua y la capacidad nominal de la turbina eólica. Típicamente, la torre de la turbina se monta en la base a través de una pieza de transición que se fija al pilote mediante una junta especial. (Santiago, 2018)

Como principal desventaja de esta tecnología es que se vuelve menos estable en aguas más profundas, adaptándose mejor a profundidades de agua de hasta 25 m. Sin embargo, es posible que los desarrollos futuros en las capacidades de fabricación y el tamaño de los equipos de instalación signifiquen estructuras monopoladas con diámetros/ espesores más grandes, lo que reducirá la flexibilidad de la estructura y lo hará adecuado para sitios de aguas más profundas. (Véase Figura 1a). (Santiago, 2018)

**Jacket:** Consiste en tres o cuatro patas conectadas entre sí por soportes delgados, éstos son tubulares y generalmente se unen mediante soldadura, ahorrándose de esta manera material. Esta estructura está anclada al lecho marino a través de pilotes. Estas estructuras tienen mayores costos de fabricación y ensamblaje que las de otros tipos, aunque se compensan con una masa significativamente menor para las mismas características de rigidez. Los procesos de producción automatizados tienen el potencial de reducir aún más los costes. (Véase Figura 1 b). (Santiago, 2018).

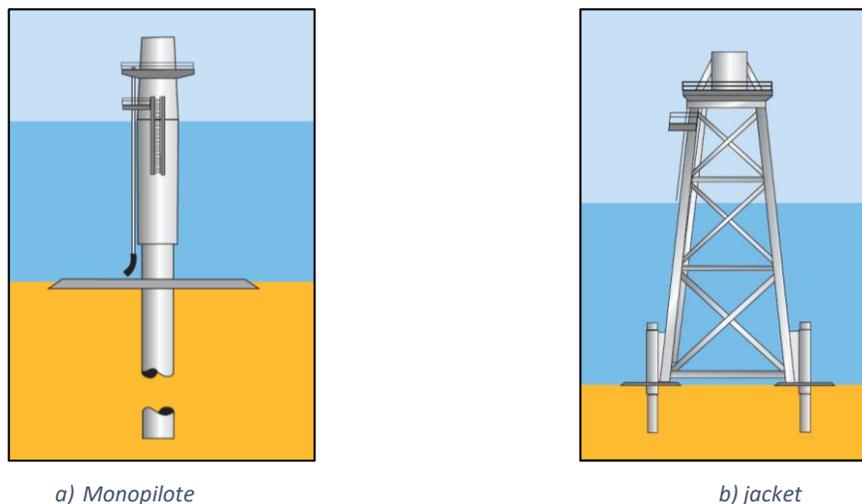


Figura 1. Estructuras de tecnologías base. Fuente: EWEA 2011

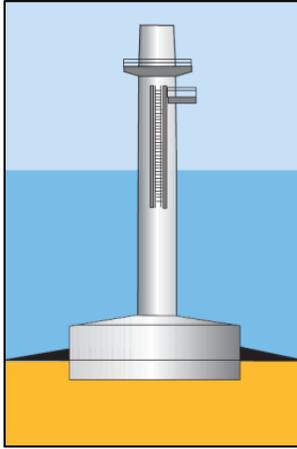


Figura 2. Base de gravedad. Fuente: EWEA 2011

Base de gravedad: Consiste en una gran base de concreto o acero que depende de la gravedad para permanecer en la posición que se desee.

Funciona por el peso y el lastre de la estructura base (concreto reforzado con acero) para mantener la torre y la turbina en su lugar. Las estructuras basadas en la gravedad (GBS, por sus siglas en inglés) están diseñadas para evitar las fuerzas de tracción o elevación que se dan entre la parte inferior de la estructura de soporte y el fondo marino, ventaja respecto a las cimentaciones con pilotes. La base de gravedad conserva su estabilidad en diferentes condiciones ambientales, debido a que aumenta el peso de la estructura por las cargas muertas. Las estructuras de gravedad suelen ser competitivas cuando las cargas ambientales son relativamente moderadas o cuando se puede proporcionar un contrapeso adicional con relativa facilidad a un costo moderado. (Figura 2) (Santiago, 2018)

Las bases de gravedad se han utilizado en proyectos eólicos offshore utilizando cajones de concreto en forma cilíndricas o cónicas, que se montan directamente sobre un área preparada del fondo marino. Este tipo de estructuras es utilizado principalmente en sitios donde la profundidad del mar sea menor a 30 m, aunque algunos otros diseños se están considerando para mayores profundidades. (Santiago, 2018)

Estos diseños de base de gravedad se han utilizado en proyectos marinos en el Mar Báltico ya que cumplen con las condiciones meteorológicas y oceanográficas y las profundidades del agua adecuadas para su instalación. Las dimensiones de los cimientos de estas estructuras aumentan principalmente por la capacidad de la turbina, las condiciones de las olas y la profundidad del agua. (Santiago, 2018)

Pilote tapón de gran altura: Consisten en una serie de pilas que se encuentran cubiertas por una estructura rígida. Estas han sido utilizadas principalmente en Asia, en las aguas poco profundas y en condiciones donde el lecho marino es blando. (Wind Energy Update, 2013)

De succión: Las estructuras de este tipo combinan las propiedades de una subestructura monopilote y de una de gravedad para poder resistir el vuelco con la interfaz con el lecho marino, provista por una capa de acero. (Santiago, 2018)

**Trípode:** Es una estructura estándar que se forma de tres patas hechas de tubos de acero cilíndricos. El eje central del trípode se encuentra unido a la torre de la turbina. Este puede tener mangas de pilotes tanto verticales como inclinados. El ancho de la base y la profundidad de introducción se pueden ajustar para adaptarse a las condiciones ambientales y del lecho marino. Los pilotes suelen ser relativamente pequeños, de 2 a 3 m de diámetro. (Santiago, 2018). (Figura 3)

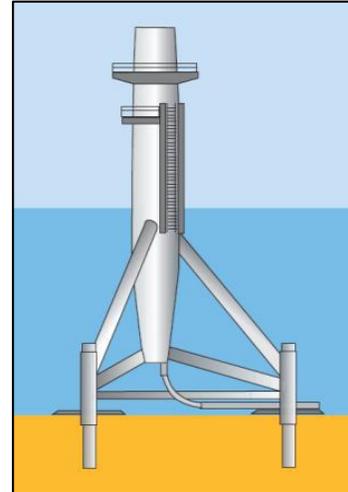


Figura 3. Trípode. Fuente: EWEA 2011

De igual forma que en los diseños de monopilotes, el tamaño de la base aumentará en relación con la capacidad de la turbina, aunque también se verá afectada por las características de las olas y la profundidad del agua en el sitio del emplazamiento. Este tipo de estructura es más recomendada para profundidades de 20 a 50 m. (Santiago, 2018).

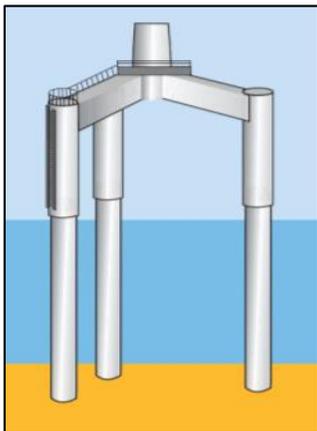


Figura 4. Tri-pilote. Fuente: EWEA 2011

**Tri-pilote:** Diseño hecho de tres pilotes tubulares de acero y una pieza de transición con tres patas colocadas encima que además conecta con la torre de la turbina; las juntas entre los pilotes y la pieza de transición se sellan juntas permanentemente. La empresa BARD ha patentado una versión de este diseño que consiste en una pieza de transición con tres pasadores que se introduce en los tres pilotes preinstalados, cómo se puede ver en la figura 4. (Santiago, 2018).

La anchura de la base y la profundidad de penetración de cada pilote se pueden ajustar para adaptarse a diversos sitios.

**Flotante:** Esta tecnología surgió en el mercado eólico offshore por la necesidad de la industria de moverse a aguas más profundas, ya que en muchos países hay un número limitado de zonas idóneas en aguas poco profundas que permita el despliegue de subestructuras fijas que sean económicamente viables. Ejemplo de áreas que enfrentan estos percances se encuentran en Europa, como en Noruega y las cuencas mediterránea y atlántica. (Santiago, 2018).

En los sitios donde la profundidad supera los 50 m las estructuras flotantes de soporte resulten más económicas, ya que presentan una serie de beneficios importantes. Entre estas ventajas se encuentran; una mayor flexibilidad en los procesos tanto de construcción como de instalación, la capacidad de transferir grandes cargas de flexión al agua en lugar de a un rígido lecho marino que

se encuentra más alejado, y por supuesto una mayor facilidad a la hora de la extracción al desmantelar el emplazamiento. (Santiago, 2018)

Existen tres tipos principales de estructuras flotantes (Figura 5);

Flotabilidad: Este diseño es una plataforma flotante que se ubica cerca de la superficie marina, lográndose mantener en su lugar por las amarras. Puede ser afectada principalmente por los movimientos de las olas, por lo que se sugieren controles de sistemas pasivos.

Líneas de fondeo: Se conectan por líneas de amarre que están pretensadas para poder estabilizar la turbina tanto en movimiento vertical, horizontal como de rotación. Las líneas a su vez están ancladas a través de pilotes al lecho marino.

Estabilizado con lastre: En este diseño flotante se utiliza el lastre para que el centro de gravedad quede sumamente por debajo de lo que sería el centro de flotación y así lograr la estabilidad, mientras que las amarras su objetivo es mantener el sistema en su lugar.

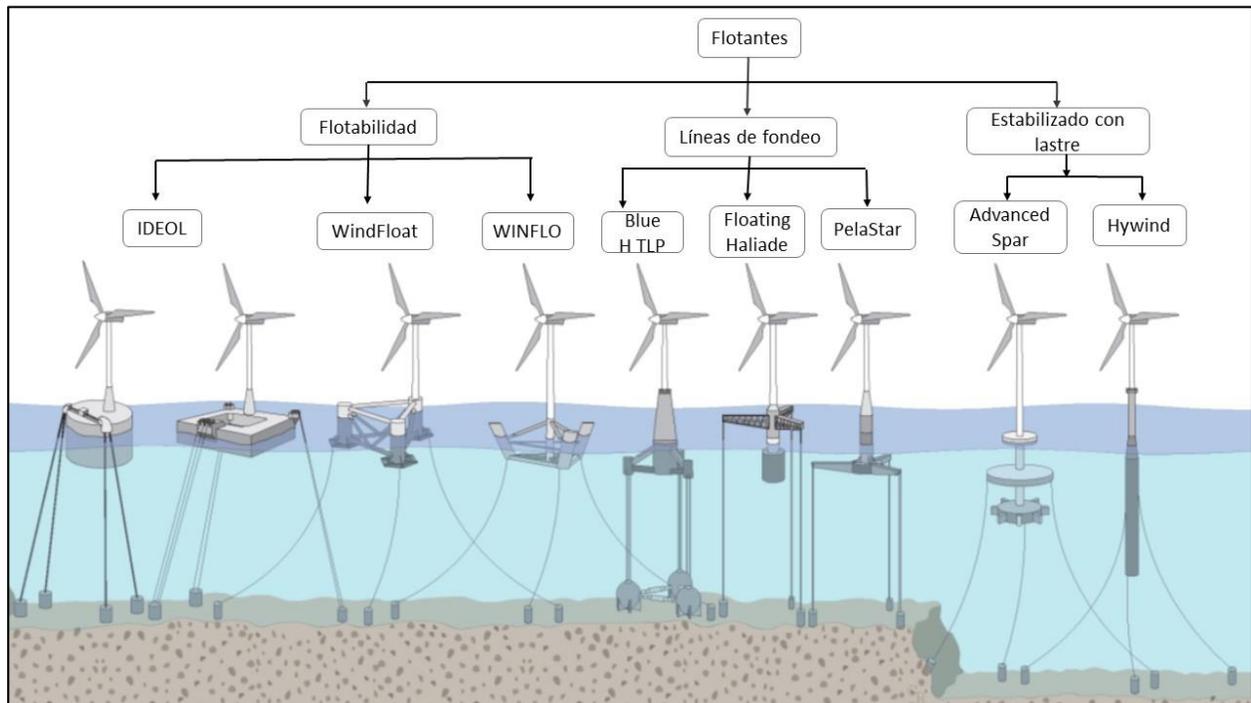


Figura 5. Estructuras flotantes por parques. Fuente: (Santiago, 2018)

Esta tecnología a pesar de los beneficios que presenta también muestra una serie de desafíos entre los que se encuentra la complejidad en el proceso de diseño de las mismas, los costos de construcción, instalación y de operación y mantenimiento, así como los de la infraestructura eléctrica. Además de que se necesita minimizar el movimiento provocado por las olas. (Santiago, 2018)

En conclusión, los sistemas de fijación al lecho marino antes expuestas, el monopilote han sido los más dominante, ya que son muy convenientes para aguas poco profundas y a su vez son menos costoso que las jackets.

En dependencia de las tecnologías de base que presenten los parques eólicos marinos será la manera de conectan a tierra. Se recomiendan cables submarinos enterrados ya que se reduce el riesgo de daños ocasionados (equipos de pesca, anclas, etc.). Cuando son estructuras ancladas, el cableado va por dentro de la estructura, desde la góndola a la base, y en el caso de las flotantes, va desde la base directamente al fondo marino, siendo a la vez el anclaje de la estructura a éste. (Santiago, 2018)

Los parques eólicos offshore están conformados por instalaciones de servicio, subestaciones (centros de transformación), éstas a su vez convierten la baja o media tensión en alta y así favorecer el transporte hasta la costa. Ya en tierra, tan sólo resta conectar la línea eléctrica con la red de distribución existente. (Figura 6) (Santiago, 2018)

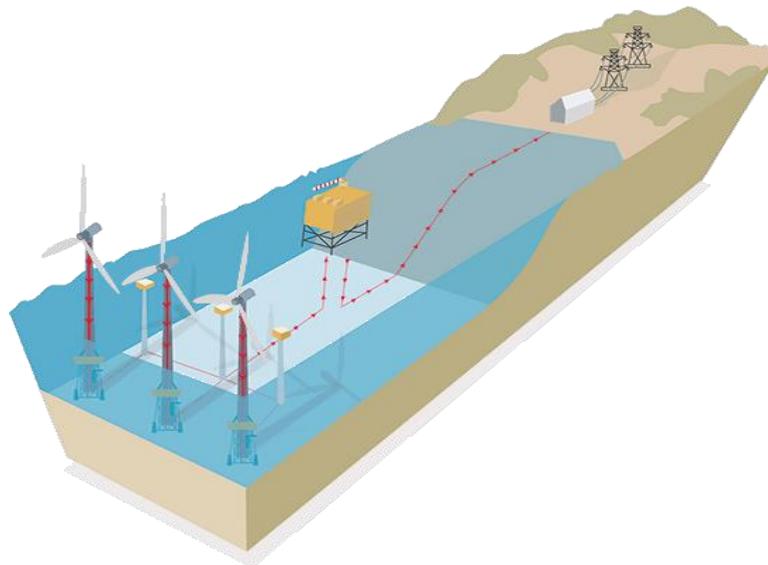


Figura 6. Estructura de un parque eólico marino. Fuente: Iberdrola.

Otro aspecto muy importante a tener en cuenta en el diseño de un parque eólico marino es la ***dirección del viento***, muy necesaria para una correcta colocación de los aerogeneradores y en la composición de su colocación. Aunque la góndola de éstos puede girar 360°, es muy importante para su colocación, cuando hay un grupo de aerogeneradores. (Escriche, 2017)

***Intensidad de corrientes:*** estas son de vital importancia ya que si fueran demasiado grandes daría problemas a las cimentaciones y al proceso de colocación.

***Intensidad de oleaje:*** al igual que las corrientes, el oleaje es un punto vital en la construcción de un parque offshore. A pesar de que con la tecnología que se dispone actualmente está preparada para aguantar fuertes oleajes, siempre será mejor sitios donde haya poco oleaje ya que el

aerogenerador será más económico y sobre todo la instalación será mucho más fácil. (Escriche, 2017)

**Efecto sombra:** este se traduce como una pérdida en el potencial disponible, ya que al incidir el viento sobre el rotor este pierde energía, por lo que, si detrás de ese aerogenerador hay otro, la energía disponible será mucho menor. Otra de las razones por la que se pierde energía es debido al perfil de velocidades, el cual si no tiene una distancia mínima para recuperarse se desestabiliza y sufre turbulencias. Se conocen como pérdidas aerodinámicas. (Escriche, 2017)

**Distancias entre aerogeneradores:** debido al efecto sombra y las turbulencias en el perfil de velocidades es imprescindible una correcta distancia entre aerogeneradores. En el caso de los parques offshore la inestabilidad y la turbulencia son mayores por tal motivo la distancia debe ser mayor. (Escriche, 2017)

#### *1.4 Situación de la energía eólica offshore a nivel internacional*

De acuerdo con la AIE el desarrollo de parques eólicos ubicados en los mejores sitios cercanos a la costa posee el potencial de proporcionar casi 36000 TWh de electricidad por año, la cual podría satisfacer la mayor parte de la demanda de energía limpia. Esta estimación no tiene en consideración las dificultades que se presentan en la transmisión y almacenamiento de la energía generada.

La evolución histórica de la capacidad eólica total acumulada en el mundo ha entrado en la década de las renovables. Las adiciones de capacidad mundial de energía renovable en 2020 reflejan un impulso notorio para la transición energética. En lo relativo a la energía eólica offshore, en el año 2016, de los 486749 MW acumulados de energía eólica, tan sólo 14 384 MW se corresponden con la capacidad eólica offshore. Sin embargo, la evolución que este tipo de energía está experimentando en los últimos años es muy favorable, siendo notable su crecimiento que se ha desarrollado desde el año 2011 hasta el 2020. A pesar de la desaceleración económica inducida por COVID-19, el mundo agregó más de 260 GW de energías renovables en el año 2020, superando la expansión en 2019 en cerca del 50 %. (IRENA, 2021).

Además, alrededor del 80 % de toda la nueva capacidad eléctrica añadida es renovable, lo que demuestra que es cada vez más la fuente preferida de generación de energía a nivel mundial. La energía solar y la eólica en particular han demostrado notable crecimiento, con 127 GW y 111 GW de nuevas instalaciones en los últimos años, respectivamente. Juntos, ahora representan más del 50 % de la capacidad total instalada de las renovables.

Según GWEC (Global Wind Energy Council), en 2019 se alcanzó un nuevo récord mundial al sumar 6.1 GW nueva capacidad eólica marina instalada, lo que significa un incremento del 35.5 % respecto al año anterior, cuando se alcanzó 4.5 GW. Alcanzando la eólica con bases flotante una capacidad acumulada de 29 GW en todo el mundo. Por lo que la energía eólica marina representó aproximadamente el 10% de las nuevas instalaciones de energía eólica en el año 2019 (Figura 7). Para el 2020 se mantuvo el crecimiento al ser de 6.1 GW y llegando a alcanzar 35.3

GW de potencia offshore acumulada, encabezado por Reino Unido con 29 %, China con 28 % y Alemania con 22 %, luego Países Bajos con 7 % al igual que le resto del mundo, también Bélgica con un 6 %, según el GWEC.

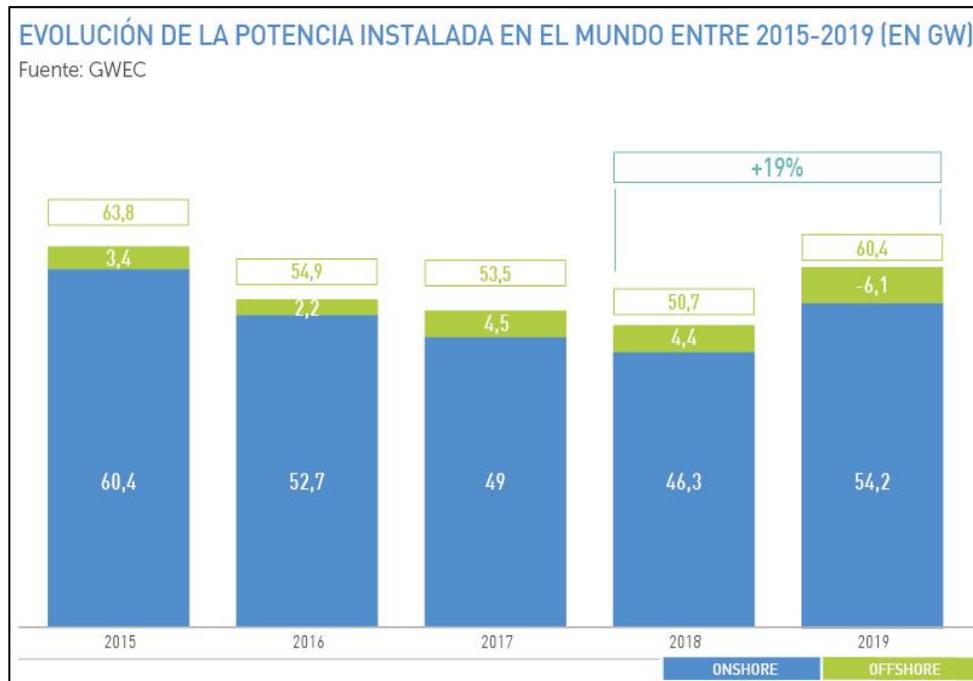


Figura 7. Evolución de la potencia instalada en el mundo 2015-2019 [GW]. Fuente: <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo>

De los 6.1 GW puestos en marcha en el 2019 mar adentro, el 59 % fue instaurado en las costas del Europa, mientras que el 41 % restante en el litoral asiático. (GWEC, 2020).

Europa, continuó siendo el mayor mercado con el 59 % de las nuevas instalaciones en 2019, los países nórdicos, Reino Unido y Alemania son los países líderes, seguidos en menor medida por Dinamarca, Países Bajos, Bélgica y Suecia. China sigue siendo el líder general en expansión, añadiendo más de 2395 MW de capacidad en 2019. Reino Unido y Alemania afianzan el segundo y tercer lugar, instalando 1764 MW y 1111 MW respectivamente. (Figura 8)

Sin embargo, planes y objetivos para el despliegue futuro se han expandido a medida que los costos disminuyen y la tecnología se dirige hacia la madurez. Anualmente, las adiciones de capacidad han promediado más de 4.5 GW entre 2017 y 2019 inclusive. (IRENA, 2020a)

Los mecanismos basados en el mercado han sido la principal fuente impulsora del crecimiento que ha habido en el 2019. Mientras que a las subastas le corresponde más de 40 000 MW en todo el mundo. La mayor parte de esta potencia añadida ha sido generada en los mercados ya conformados. Según el Balance GWEC destaca cinco mercados: China, Estados Unidos, Reino Unido, India y España. A estos les corresponde el 70 % de la nueva potencia.

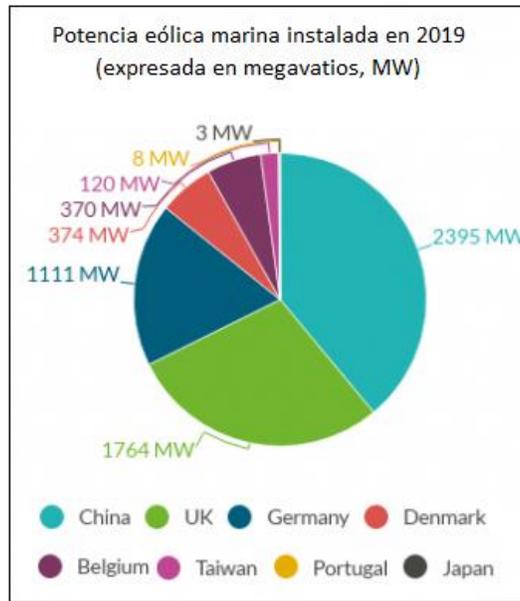


Figura 8. Potencia eólica marina instalada en 2019, Fuente: <https://www.energias-renovables.com/eolica/sesenta-gigas--20200325>

A medida que ha evolucionado la energía eólica marina, la distancia media de los parques marinos a la línea de costa ha estado en continuo crecimiento en los últimos 10 años, principalmente en Europa. Los parques eólicos marinos europeos se distancian de la línea de costa una media de poco más de 10 km en 2010; 20 km en 2013; más de 30 km en 2016; 40 km en 2018; y 59 km, de media, en 2019. Con la profundidad de las aguas ha sucedido lo mismo. Menos de 15 metros de profundidad media en 2011; más de 20 en 2015; y 33, de media, en 2019. (Figura 9). (<https://www.energias-renovables.com/eolica/sesenta-gigas--20200325>).



Figura 9. Evolución diacrónica de la profundidad media de las aguas y la distancia de los parques marinos. Fuente: <https://www.energias-renovables.com/eolica/sesenta-gigas--20200325>

El tamaño promedio de las turbinas marinas también se ha mantenido en continuo desarrollo. En el año 2019 el tamaño medio fue 7.8 MW, actualmente ya ha sido instalado una turbina de 12 MW en Rotterdam, la más grande hasta el momento en el mundo. El tamaño promedio de los parques eólicos offshore también continúa creciendo, duplicándose en los últimos 10 años. En 2010, era de 300 MW, mientras que ahora supera los 600 MW. El más grande es Hornsea 1, en el Reino Unido: 1200 MW. (<https://www.energias-renovables.com/eolica/sesenta-gigas--20200325>)

### *1.5 Perspectivas de la energía eólica offshore a nivel internacional*

Según la GWEC, se pronostica que la capacidad instalada de la energía eólica offshore continuará creciendo, con más de 355 GW de capacidad de energía añadida hasta el 2024, lo que equivaldría a 71 GW de energía eólica añadidos durante cada año hasta el 2024. Expandiendo su participación en las instalaciones de energía eólica total al 20 % para este año.

En 2022, a pesar de la desaceleración en China, se espera que la capacidad en alta mar aumente aún más gracias a un mayor despliegue en el Reino Unido y Francia, y en otros mercados de Asia. Con una amplia lista de proyectos respaldados por subastas, se prevé que Estados Unidos se convierta en uno de los mercados extraterritoriales más grandes en 2024. (AIE, Renewables 2020)

Se espera, según los pronósticos de GWEC Market Intelligence que continúe en una creciente aceleración la capacidad eólica marina a nivel mundial, con 50 GW de capacidad adicionales para 2024, sumando casi el 207 % sobre la capacidad que se encuentra actualmente.

Según los escenarios de IRENA, compatibles con los acuerdos de París, la capacidad eólica marina podría alcanzar los 228 GW para 2030, a medida que la innovación continúe y la industria evolucione. Para 2050, la energía eólica marina aumenta sustancialmente, con un total de instalaciones costa afuera cercanas a los 1000 GW a nivel mundial (Figura 8). Asia tomaría la delantera en las próximas décadas con más del 60 % de las instalaciones globales en 2050, seguida de Europa (22 %) y América del Norte (16 %).

Uno de los principales impulsores de este crecimiento e implementación acelerados del mercado es la fuerte disminución de costos de tecnología, con la energía eólica marina siendo actualmente competitiva en costos con todas las demás energías tecnológías de generación. De 2010 a 2018, el costo nivelado promedio ponderado global de electricidad (LCOE) de la energía eólica marina disminuyó de 0.16 USD/kWh a 0.13 USD/kWh. Por lo que se espera que los LCOE sigan cayendo a un promedio de entre 0.05 USD/kWh y 0.09 USD/kWh para 2030 y entre 0.03 USD/kWh y 0.07 USD/kWh para 2050. En 2018, los costos promedio de instalación fueron de 4353 USD/kW y se espera que caigan entre 1700 USD/kW y 3200 USD/kW para 2030 y entre 1400 USD/kW y 2800 USD/kW para 2050. (IRENA Fostering Blue Economy, 2020)

La I + D (investigación + desarrollo) junto con la innovación impulsada por la tecnología probablemente conducirán a que los tamaños de las turbinas alcancen entre 15 MW y 20 MW en

una década o dos, frente a los 9.5 MW actuales. La combinación de tecnologías mejoradas de turbinas eólicas, implementación de alturas de buje más altas y más las palas con áreas de barrido más grandes aumentan los factores de capacidad. Para parques eólicos marinos, se esperan factores de capacidad mejorados en el rango de 36 % a 58 % para 2030 y 43 % a 60 % para 2050, en comparación con un promedio de 43 % en 2018. (IRENA Fostering Blue Economy, 2020).

Sin duda, este pronóstico podrá verse afectado por la actual pandemia de COVID-19, debido a interrupciones en las cadenas de suministro mundiales y la ejecución de proyectos en 2020. Sin embargo, es demasiado pronto para predecir el alcance del impacto del virus en la economía global más amplia y los mercados energéticos.

### *1.6 Situación de la energía eólica offshore en México.*

En cuanto a la disponibilidad de aprovechamiento del recurso eólico, México posee una posición privilegiada respecto a la distribución de los vientos como resultado de su ubicación geográfica.

Los avances recientes en las tecnologías empleadas para generar electricidad en los parques eólicos offshore y la disminución de los costos de las mismas están haciendo esta fuente de energía aún más atractiva y notable. Además de que podría ser capaz de satisfacer por sí sola la demanda energética a nivel mundial. A pesar de esto, su maduración como tecnología aun presenta retos notables. (IEA, 2019).

La IEA expresa la manera en que esta energía ha abatido costos debido a sus avances tecnológicos, los cuales se esperan que continúen y desde el lado del mercado también se han empezado a tomar decisiones para impulsar esta tecnología.

De acuerdo a un análisis de la IEA respecto a México, expresa que tienen un enorme potencial para establecer turbinas a menos de 60 km de la playa, las costas del Golfo de México, la del Mar Caribe y la costa oeste de Baja California y Baja California Sur. Sin embargo, el Mar de Cortés y el Istmo de Tehuantepec tienen potencial para turbinas entre 60 y 300 km de la costa. El resto de la costa del Océano Pacífico no es viable para dicho aprovechamiento. (IEA, 2019)

Entre los impulsos de desarrollar dicha tecnología en México se pueden encontrar las investigaciones llevadas a cabo por Gross y Magar (2015), quienes utilizan datos climáticos de alta resolución para predecir la velocidad del viento a varias alturas y en varios lugares a lo largo de la costa de México. Se exploran varias técnicas para la extrapolación del viento identificando 6 áreas prioritarias de desarrollo el mapa de recurso eólico se generó con datos de la base UPSCALE, a altura de 50 m sobre el nivel medio del mar. El recurso energético se clasificó usando las categorías del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, 2004), (NREL por sus siglas en inglés) para la densidad de potencia de energía eólica (ver Tabla 1).

Tabla 1. Clasificación del recurso energético. Fuente: NREL, 2004

Clase de Potencia	Potencial de Desarrollo	WPD (W/m <sup>2</sup> )	Velocidad media del Viento (m/s)
C1	<i>Pobre</i>	000-200	0.0-6.0
C2	<i>Marginal</i>	200-300	6.0-6.8
C3	<i>Moderado</i>	300-400	6.8-7.5
C4	<i>Bueno</i>	400-500	7.5-8.1
C5	<i>Excelente</i>	500-600	8.1-8.6
C6	<i>Sobresaliente</i>	600-800	8.6-9.5
C7	<i>Magnifico</i>	>800	>9.5

Alto Golfo de California con WPD desde 300 - 400 W/m<sup>2</sup> a 50 m, aumentando a 400 - 600 a 150 m, naturalmente, la incertidumbre en esta región es alta, debido a la orografía y al contraste tierra-mar, que no está bien resuelto, incluso en este conjunto de datos. Definitivamente se requerirá un estudio a escala reducida aquí. Al norte de Isla Cedros la densidad de energía eólica prevista es similar a la del Alto Golfo de California. Sin embargo, el viento es mayoritariamente unidireccional.

Otra de las áreas es la Costa pacífica de la parte norte de Baja California Sur, sin embargo, aquí es notable la presencia de vientos más fuertes. El Golfo de Tehuantepec, esta región a menudo se ve favorecida por su prominencia en las parcelas de densidad de energía eólica, que promete rendimientos superiores a 1000 W/m<sup>2</sup>. También en Veracruz, el cual no es tan extremo como el Golfo de Tehuantepec, pero también muestra algunas ráfagas de viento fuerte, cambio de direccionalidad y variación estacional sustancial (4-8 m/s).

En el caso del Norte de Mérida, aquí los vientos son más confiables, con eventos más tranquilos, en lugar de ráfagas; muy similar a Baja California Sur; exhibiendo una estacionalidad mensual muy estable. En Quintana Roo los resultados indican una fuente confiable, ciertamente los perfiles verticales son significativamente más uniformes, y una variación estacional baja estable, más aún en la primera mitad del año, indican que el 400 - 500 W/m<sup>2</sup> puede ser factible aquí.

Carrasco-Díaz et al. (2012) resumen el potencial de energía eólica para la costa de Tamaulipas como 200 - 300 W/m<sup>2</sup>, para la costa sur; y 400 - 500 W/m<sup>2</sup> en la mitad norte del estado.

### 1.7 Zonas con mayor potencial de aprovechamiento de la energía eólica offshore

El Banco Mundial en un informe publicado en 2019, ha elaborado varios análisis respecto al potencial técnico de la energía eólica offshore. Para ello toma en cuenta 48 mercados emergentes, arribando a la conclusión de que en tan solo 8 países la potencia conjunta ascendía a 3.1 TW. Señala, además, que el potencial de la energía eólica flotante duplica al de la tecnología eólica offshore con fondo fijo. De estos 48 mercados el potencial técnico es de 15.6TW, de los cuales 5.6 TW corresponde a tecnologías de fondo fijo y 10.1 TW a flotantes. El país con más potencial es

China, con 2982 GW, de este total, 1400 GW son instalaciones eólicas fijas, mientras que 1582 pertenecen a la eólica flotante.

Por otra parte, de Latinoamérica expone a Argentina y Brasil como dos países con un gran potencial para el desarrollo esta fuente de energía a gran escala. Argentina cuenta con un potencial total de 1870 GW, de la cual 1312 GW pertenece a eólica flotante y 558 GW de fondo fijo. En cambio, Brasil dispone de oportunidades de desarrollo de 1228 GW, con 748 GW de eólica flotante y 480 GW con fondo fijo.

Otro grupo de países que muestra que poseen gran potencial para futuros desarrollos de la energía eólica offshore son Sudáfrica, Chile, Namibia, Vietnam y México.

El Banco Mundial para estos análisis solo tuvo en consideración las regiones donde las velocidades del viento a 100 metros de altura superaban los 7 m/s, utilizando los datos del Global Wind Atlas de Energy Sector Management Assistance Programme y Technical University of Denmark.

## *1.8 Datos curiosos sobre los parques eólicos offshore.*

### *1.8.1 Montaje de parques eólicos offshore*

Hoy en día, los parques eólicos marinos se localizan en aguas poco profundas (hasta 60 m), alejados de la costa, las rutas de tráfico marino, las instalaciones estratégicas navales y militares y los espacios de interés ecológico. (Iberdrola,2019)

De acuerdo con “Wind Europe, Eólica marina en Europa: tendencias y estadísticas clave 2018”, los parques eólicos marinos europeos presentan una profundidad media de 27.1 m y a una distancia media de 33 km de la costa, disminuyendo respecto al año 2017 que fue de 41 km. (Iberdrola, 2019)

Los parques eólicos marinos también se pueden implantar en masas de agua terrestres, tales como lagos, fiordos o zonas costeras. La instalación, puesta en marcha y mantenimiento de los parques marinos son un gran reto, que involucra a varios profesionales y diversos trabajos, como el dragado del fondo del mar, el montaje, transporte y fijación de los cimientos, y la instalación de cables submarinos. (<https://www.edp.com/es/historias-de-edp/eolicas-en-alta-mar>)

Para la implementación de un parque eólico offshore hay que tener en cuenta 3 pasos fundamentales. El primero es fijar las turbinas al fondo marino ya sea por tecnologías fijas (aguas poco profundas) o flotante (mayores profundidades del mar). El segundo es determinar los mejores aerogeneradores, acorde al potencial de aprovechamiento que presenta la zona donde se pretende instalar. Las principales diferencias con las onshore se relacionan con los materiales utilizados: ya que incluyen protección contra la corrosión, sistemas de apoyo a la deshumidificación, así como refuerzos en el nivel del revestimiento del metal utilizado en la carcasa de la máquina. Y el último paso es llevar la energía producida hasta tierra firme hasta los consumidores. Los sistemas de transmisión de los parques marinos tienen condiciones de instalación, operación y mantenimiento

bastante restrictivas, debido a las condiciones en alta mar. Entre los más utilizados se encuentran los Sistemas de Transmisión en Alta Tensión en Corriente Alternada, ya que implica sólo la presencia de un cable submarino, una Subestación ubicada en offshore, otra ubicada en onshore y un punto común de conexión, en corriente alterna. (<https://www.edp.com/es/historias-de-edp/eolicas-en-alta-mar>)

### 1.8.2 Los 5 parques eólicos offshore más grandes del mundo.

La energía eólica marina a día de hoy se concentra básicamente en el mercado europeo. Entre las dos primeras grandes compañías líderes del sector se encuentra la española Iberdrola. La danesa Orsted se sitúa en el primer puesto del podium, con el 19 % de los parques, seguido de Iberdrola con el 11 %. Les siguen Macquarie Capital (10 %), Northland Power (9 %) y Statoil (5 %) que completan los Top 5 de nueva capacidad adicional. Todos ellos juntos representan el 54% de los nuevos parques. (Wind Europe, 2017).

Los cinco parques eólicos marinos operativos con más capacidad de generación son:

#### 1. *Walney Extension. 659 MW. Reino Unido*

Situado en las costas de Cumbria, en el noreste de Inglaterra, en el Reino Unido, se encuentra el parque Walney Extension, el más potente del mundo: tiene una potencia instalada de 659 MW. El parque se inauguró el pasado 6 de septiembre de 2018 y es propiedad de la multinacional danesa Orsted.



Figura 10. Parque eólico marino Walney Extension. Fuente: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/>

Ubicado al lado del parque eólico marino Walney, construido en dos fases con 51 turbinas cada una, lo que supuso 102 turbinas que generaban 367,2 MW de energía total y lo hicieron el parque más grande del mundo hasta septiembre de 2012. La zona recuperó la normalización cuando, en septiembre de 2018, se completó Walney Extension, que contaba con 87 turbinas, 40 con una

capacidad de 8,25 MW de potencia y 47 de 7 MW. Desde ese mes, el nuevo parque es capaz de generar, así, una potencia de 659 MW. (Wind Europe, 2017)

### *2. London Array, 630 MW. Reino Unido*

Ubicado también en el Reino Unido, pero en este caso situado en el exterior del río Támesis, aproximadamente a unos 20 km de las costas de Essex. Sus instalaciones se basan en 175 aerogeneradores suministrados por la alemana Siemens, una subestación en tierra firme y dos subestaciones en alta mar. (Wind Europe, 2017)



*Figura 11. Parque eólico marino London Array. Fuente: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/>*

### *3. Gemini. 600 MW. Holanda*

El tercer parque eólico marino más grande del mundo se encuentra situado en Holanda, situado a la costa holandesa de Groningen. El parque Gemini tiene una capacidad de 600 MW y empezó a construirse en el año 2015, aunque no se inauguró hasta el pasado 8 de mayo de 2018. El parque consta también de dos fases: la primera, con 75 turbinas ubicadas en el norte de Ameland y la segunda con 75 turbinas más construidas en el norte de Schiermonnikoog. (Wind Europe, 2017)



Figura 12. Parque eólico marino Gemini. Fuente: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/>

#### 4. Gode Wind 1 y 2. 582 MW. Alemania

Este parque eólico marino tiene las fases 1 y 2 construidas y en funcionamiento y tiene una tercera parte proyectada. Se localiza en el nordeste de Norderney, el lado alemán del Mar del Norte. Y consta de 97 turbinas de 6 MW cada una.



Figura 13. Parque eólico marino Gode Wind 1 y 2. Fuente: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/>

#### 5. Gwynt y Môr. 576 MW. Reino Unido

También situado en el Reino Unido, en aguas del País de Gales, Gwynt y Môr tiene una capacidad instalada de 576 MW, con 160 turbinas que producirán energía suficiente para abastecer a más de 400.000 hogares con energía renovable cada año.



Figura 14. Parque eólico marino Gwynt y Môr. Fuente: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/>

El parque eólico se extiende sobre un área de unos 80 km<sup>2</sup>. Las 160 turbinas de Siemens, con una capacidad de 3.6 MW cada una, y las 160 bases de acero monopile, algunas con un peso de más de 700 toneladas, han sido montadas mediante una instalación de buques bajo el agua a una profundidad a más de 28 metros. Cada turbina se sitúa a 150 metros sobre el nivel del mar. Además, RWE y sus proveedores instalaron dos grandes subestaciones marinas con un peso de 1,300 toneladas cada una y con 134 km de cable instalado en tierra. (Wind Europe, 2017)

### *1.9 Costos de los parques eólicos offshore*

El costo de la energía producida por un parque eólico offshore va a depender del recurso, de la distancia a la costa y de la profundidad del mar. El crecimiento que han tenido estos parques y las perspectivas que se tiene en varios países se basa en las reducciones de los costos de las cimentaciones y la transmisión de potencia generada, del incremento en los tamaños de los aerogeneradores y de la mayor productividad en relación con las existentes en tierra. Las condiciones de clima más severas en el mar y las largas distancias desde la costa hacen que aumenten los costos de mantenimiento y que disminuya la disponibilidad del tiempo de funcionamiento al aparecer reparaciones inesperadas.

Un parque eólico marino generalmente demora entre 5 y 10 años en desarrollarse, lo que requiere de US\$ 10 millones a US\$ 50 millones. Los costos totales instalados de parques eólicos marinos disminuyeron en un 18 % entre 2010 y 2019. A continuación, se puede observar el promedio ponderado global de los costos totales instalados, factor de capacidad y los costos nivelados de la energía eólica marina en el periodo de 2010-2019. (IRENA, 2019)

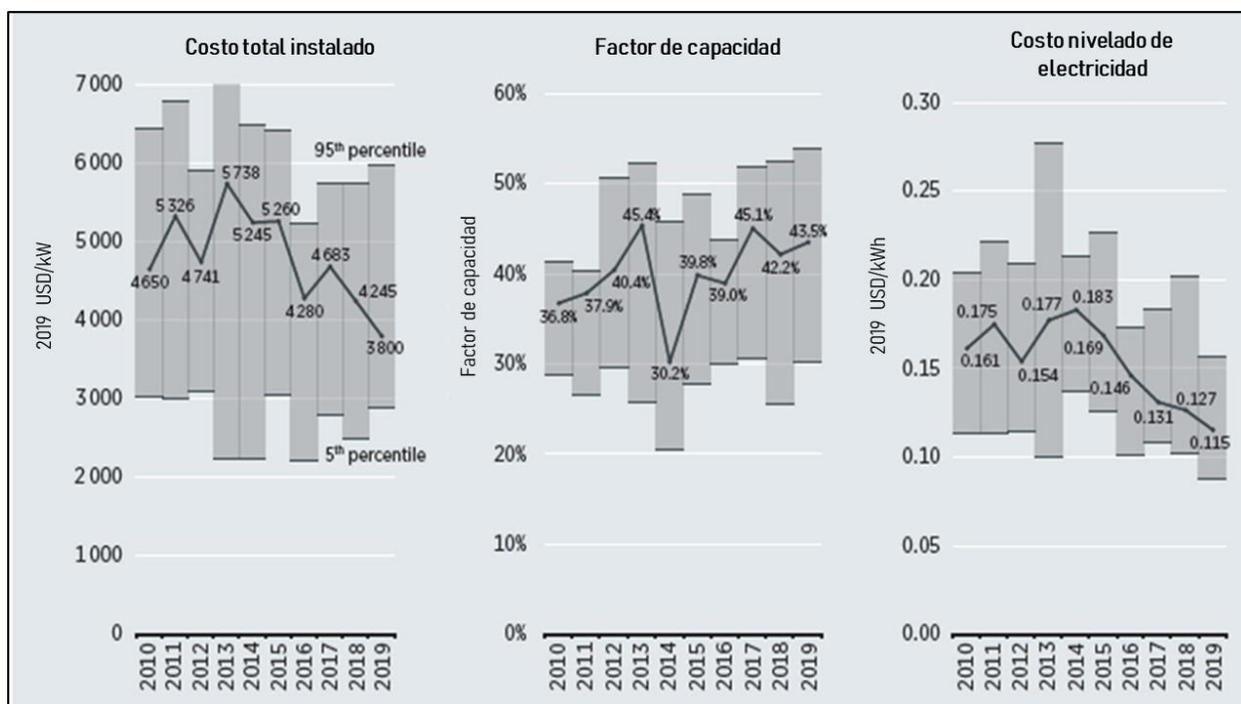


Figura 15. Promedio ponderado global de los costos totales instalados, factor de capacidad y los costos nivelados de la energía eólica marina en el periodo de 2010-2019. Fuente: IRENA (2019)

De acuerdo con IRENA (2019) los costos de instalación promedio ponderado global para la energía eólica marina disminuyó de 4650 USD/kW a 3800 USD/kW entre 2010 y 2019 (Figura 15), el cual alcanzó su punto máximo de 5 740 USD/kW en 2013, lo que representa un 33% más alto que su valor de 2019.

Capacidad instalada global acumulada de la eólica marina aumentó más de nueve veces entre 2010 y 2019, de 3.1 GW a 28.3 GW. Esta fue impulsada en gran medida por las instalaciones en Europa, que representó el 78% del total global despliegue a finales de 2019.

Las mejoras tecnológicas, incluyendo turbinas y palas más grandes, con bujes a mayores alturas y un mejor acceso a los recursos eólicos (a medida que los parques eólicos marinos se trasladaron más lejos de la costa) han dado como resultado el promedio ponderado global aumento del factor de capacidad del 37% en 2010 a 44% en 2019.

En 2019, en comparación con 2018, hubo una ligera disminución de 1 % en el promedio global ponderado del costo nivelado de proyectos eólicos offshore comisionados, con una disminución entre 2010 y 2019 de 29 %, desde 0.162 USD/kWh a 0.115 USD/kWh.

En Europa, que tiene el mayor despliegue de energía eólica marina, los proyectos encargados entre 2010 y 2019 registraron una caída del 27 % en el costo nivelado, desde 0.159 USD/kWh a 0.117 USD/kWh. La mayor caída ocurrió en Bélgica, con un 40 % entre 2010 y 2019, desde 0.198 USD/kWh hasta 0.119 USD/kWh. En Alemania y el Reino Unido, que fueron los mayores mercados para proyectos comisionados en Europa, entre 2010 y 2019 hubo una caída de 33 % y

26 %, respectivamente; con los costos nivelados en ambos países cayendo a alrededor de 0.12 USD/kWh para proyectos encargados en 2019. (IRENA, 2019).

Con el reciente aumento en las implementaciones, el costo se ha reducido. Esto ha sido impulsado por mejoras tecnológicas, economías de escala y aumento en la experiencia del fabricante de turbina. Sin embargo, la creciente madurez de la industria también se refleja en el costo de los programas de ahorro, en la estandarización de diseños de turbinas y cimentaciones, en la industrialización de fabricación de componentes eólicos marinos en centros regionales y en la creciente sofisticación y la velocidad de las prácticas de instalación. Los tiempos de instalación y los costos por unidad de capacidad están cayendo también, esto se debe a la experiencia del desarrollador, el uso de naves especializadas diseñadas para estos trabajos en alta mar y el aumento del tamaño de la turbina con capacidades cada vez mayores. Esto es crucial para reducir los costos tanto de instalación como de operación y mantenimiento.

Los costos de funcionamiento y mantenimiento registraron un descenso similar con el aumento del tamaño de las turbinas, la ampliación de la capacidad de servicio y la aparición de sinergias de costos en las zonas, cada vez mayores, de parques eólicos marinos. Los resultados de las subastas, incluidas las ofertas sin subvenciones, vaticinan un gran cambio en la competitividad de la energía eólica marina en la década de 2020, con precios entre los 0.05 USD/kWh y los 0.10 USD/kWh.

Además del impacto de la experiencia y la competencia en la reducción de costos de operación y mantenimiento, mayores clasificaciones de turbinas han reducido los costos unitarios de operación y mantenimiento. Un ejemplo del impacto de reducción de costos de operación y mantenimiento de estos factores proviene de Ørsted, una importante empresa eólica marina con una cartera de hasta 9.9 GW de parques eólicos marinos en funcionamiento o bajo construcción a nivel mundial, que han sido capaces de reducir los costos de operación y mantenimiento de 2015 a 2018 en más de 43%, de 118 USD/kW/año a 67 USD/kW/año. (IRENA, 2019)

Según los últimos datos de proyectos del Bloomberg New Energy Finance (BNEF), las financiaciones de energía eólica offshore en el primer semestre de 2020 fueron de \$ 35 mil millones, aumentando en un 319 % interanual, encontrándose por encima de la cifra de todo el año 2019 que fue de \$ 31.9 mil millones. En el año 2020 también se llevaron a cabo inversiones en más de 28 parques marinos, entre ellos el conjunto Vattenfall Hollandse Zuid (de los más grandes) ubicado en las costas de Países Bajos con una capacidad de 1.5 GW y con un costo aproximado de 3.9 mil millones.

Además, en 2020 se llevaron a cabo otros acuerdos relevantes dentro de los cuales se encuentran el proyecto Seagreen SSE de 1.1 GW frente al Reino Unido (\$ 3.8 mil millones); la matriz CIP Changfang Xidao de 600 MW en Taiwán (\$ 3.6 mil millones) ; y los proyectos Fecamp y Saint-Brieuc en las costas francesas, que suman un total de 993 MW y \$ 5.4 mil millones. Dentro de las financiaciones se suman también las de 17 instalaciones chinas, lideradas por Guangdong Yudean Yangjiang Yangxi Shapaat 600 MW y \$ 1.8 mil millones. (Bloomberg New Energy Finance (BNEF))



## **Capítulo 2.**

### **2.1 Modelo numérico de reanálisis ERA-5**

Para el análisis del viento y del potencial eólico offshore se utilizó el modelo de reanálisis ERA-5, que es la quinta generación de reanálisis atmosféricos de ECMWF del clima global. Los reanálisis proporcionan una descripción numérica del clima reciente combinando modelos con observaciones, siendo una contribución clave a la implementación del Servicio de Cambio Climático Copernicus, financiado con fondos europeos. Esto se refleja en el hecho de que ERA-5 es el primer reanálisis producido como un servicio operativo en lugar de un proyecto de investigación.

El ERA-5 ofrece una mayor resolución en espacio y tiempo y asimila más conjuntos de datos de observación que los reanálisis anteriores, lo que lo hace significativamente más preciso. Contiene estimaciones de variables atmosféricas como la temperatura del aire, la presión y el viento a diferentes altitudes, entre otras; proporcionando estimaciones por hora de una gran cantidad de variables climáticas atmosféricas, terrestres y oceánicas. Los datos cubren la Tierra en una cuadrícula de 30 km y resuelven la atmósfera utilizando 137 niveles desde la superficie hasta una altura de 80 km. Este incluye información sobre las incertidumbres de todas las variables en resoluciones espaciales y temporales reducidas.

Las actualizaciones mensuales de calidad garantizada de ERA-5 (1979 hasta el presente) se publican dentro de los 3 meses de tiempo real. Las actualizaciones diarias preliminares del conjunto de datos están disponibles para los usuarios dentro de los 5 días de tiempo real. El conjunto de datos preliminar ERA-5 de 1950 a 1978 ya está disponible en el almacén de datos climáticos (CDS).(<https://www.ecmwf.int/>)

### **2.2 Procesamiento de los datos de ERA-5**

Los análisis, tanto relacionados con la descarga de datos de ERA-5 como los relacionados con el procesamiento, cálculo y agrupamientos de los resultados se realizaron mediante el empleo del programa Python, y todas las librerías y módulos que éste posee. La descarga de los datos del modelo ERA-5 se automatizó mediante el empleo del módulo cdsapi (Climate Data Storage API), lo que permitió obtener los datos en formato grib. Dichos datos fueron procesados mediante el módulo cfdgrib y transformados a formato tiff. Una vez transformados los datos a formato tiff, estos se utilizaron para calcular las velocidades y direcciones del viento en cada píxel de la malla correspondiente a México, así como los valores de tendencia central y de escala y forma de las distribuciones de Weibull. Con dichos datos de velocidades se calculó la densidad de potencia y posteriormente dichas densidades, junto con las velocidades y las direcciones; fueron agrupadas mediante el empleo del método k-mean del módulo scikit-learn de Python. Finalmente, los datos fueron recortados a los límites de la Zona Económica Exclusiva de México, por ser de interés solamente aquellos datos correspondientes a zonas marinas y costeras.

## 2.3 Correlación entre los datos de Modelo ERA-5 y los datos de Boyas y Estaciones Costeras

### 2.3.1 Datos de las Boyas de la NOAA en las costas mexicanas

Los datos disponibles corresponden a:

- ✓ **Boya 42055 Campeche – 214 NMNE de Veracruz;**
  - a. Datos meteorológicos estándar periodo 2005-2019 (dirección y velocidad del viento) estos son cada 1 hora.
  - b. Datos continuos del viento que estos están registrados cada 10 min del 2005-2018.
  - c. Datos medidos suplementarios que también están cada 1h del 2005-2019.
  
- ✓ **Estación 42056 Base Yucatán – 120 NMESE de Cozumel;**
  - a. Datos meteorológicos estándar periodo 2005-2019 (dirección y velocidad del viento) estos son cada 1 hora.
  - b. Datos continuos del viento que estos están registrados cada 10 min del 2005-2016.
  - c. Datos medidos suplementarios que también están cada 1h del 2005-2019.
  
- ✓ **Estación V4 Veracruz;**
  - a. Datos meteorológicos estándar periodo 2010-2016 (dirección y velocidad del viento) estos son cada 1hora.
  - b. Datos continuos del viento que estos están registrados cada 10 min del 2001-2016.
  
- ✓ **Estación 46047; TANNER BANK - 121 NM oeste de San Diego, California**
  - a. Datos meteorológicos estándar periodo 1991-2021 (dirección y velocidad del viento) estos son cada 1 hora.
  - b. Datos continuos del viento que estos están registrados cada 10 min de 1999-2017.
  - c. Datos medidos suplementarios cada 1h del 2019-2021.

### 2.3.2 Correlación entre los datos de las boyas y estaciones y el modelo ERA-5.

Para validar el modelo ERA5 se correlacionó los datos del viento tanto de la velocidad como la dirección cada 1 hora de las boyas y estaciones con los del modelo de reanálisis ERA-5 a partir del análisis de valor medio, valor cuadrático medio y la desviación estándar de los mismos. Fueron hallados por medio de la hoja de cálculo de Excel. (Tabla 2)

Tabla 2. Correlación entre los datos de las boyas, estaciones y el modelo ERA-5. Fuente: elaboración propia.

		Valor medio	Valor cuadrático medio	Desviación Estándar
Estación 42056 (Yucatán)	Velocidad	6.286	7.040	3.170
	Velocidad en ERA5	6.161	6.555	2.236
	Dirección	96.340	115.615	63.918
	Dirección en ERA5	187.616	198.498	64.822
Boya 42055 (Campeche)	Velocidad	6.256	6.766	2.577
	Velocidad en ERA5	6.214	6.634	2.321
	Dirección	108.398	126.988	66.150
	Dirección en ERA5	108.398	126.988	66.150
Estación V4 (Veracruz)	Velocidad	4.861	6.043	3.590
	Velocidad en ERA5	3.952	4.756	2.647
	Dirección	243.759	358.843	263.344
	Dirección en ERA5	184.776	191.171	49.031
Estación 46047 (Pacífico)	Velocidad	6.153	6.822	2.948
	Velocidad en ERA5	6.189	6.805	2.828
	Dirección	286.826	294.459	66.608
	Dirección en ERA5	289.801	297.313	66.408

Al hacer un análisis comparativo del valor medio de la velocidad del viento entre las boyas, estaciones y el modelo se encontró una alta correlación, la mayor diferencia se encuentra con la Estación V4, Veracruz, por lo que la desviación estándar y el valor cuadrático medio también son los que más difieren con los del modelo ERA-5.

En cuanto al valor medio, valor cuadrático medio y la desviación estándar de la dirección del viento entre las estaciones, boyas y el modelo numérico sí se presenta una mayor diferencia que en cuanto de la velocidad, principalmente con la estación Yucatán y Veracruz.

A pesar de lo antes expuesto, no representa una diferencia estadísticamente significativa entre conjuntos de datos. Siendo el modelo una válida opción para el análisis de régimen de vientos.

## 2.4 Metodología de la investigación

### 2.4.1 Medidas de tendencia central y de dispersión

Para poder dar cumplimiento a la hipótesis de esta investigación, se utilizó la base de datos del ERA-5 que tiene una resolución espacial de 0.5 grados, por lo que su uso directamente sin interpolar a menor resolución, para correlacionar con datos meteorológicos medidos en estaciones puede ser un poco burdo. En tal sentido, lo más recomendable es primero interpolar, por lo que se procesaron los datos de velocidad y dirección del viento en las costas mexicanas.

Para caracterizar comportamiento del régimen de vientos en las costas de México se utiliza el análisis estadístico, como el caso de las medidas de tendencia central, (media, máxima, mínima) y de dispersión (desviación estándar y varianza) de los datos recolectados durante el periodo de 1980-2019. Cuando se refiere al promedio de algo, se habla de la *media aritmética*; representada por la siguiente expresión para una muestra:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (1)$$

donde:

$\bar{X}$  es la media aritmética

$x$ : variable sobre la que se pretenden calcular la varianza

$x_i$ : observación número  $i$  de la variable  $x$ .  $i$  puede tomará valores entre 1 y  $n$ .

$n$ : cantidad de datos.

La varianza y la desviación estándar indican si los valores se encuentran más o menos próximos a las medidas de posición, dan una distancia promedio de cualquier observación del conjunto de datos con respecto a la media de distribución. La desviación estándar es simplemente la raíz cuadrada positiva de la varianza. La varianza es una medida de dispersión que representa la variabilidad de una serie de datos respecto a su media. Formalmente, se calcula como la suma de los residuos al cuadrado divididos entre el total de observaciones.

La *varianza* se define de la manera siguiente:

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1} \quad (2)$$

La *desviación estándar* como ya se había mencionado anteriormente se calcula como:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad (3)$$

donde

$\sigma^2$  : es la varianza y  $\sigma$  : es la desviación estándar

$x$ : variable sobre la que se pretenden calcular la varianza

$x_i$ : observación número  $i$  de la variable  $x$ .  $i$  puede tomará valores entre 1 y  $n$ .

$n - 1$ : cantidad de datos de la muestra

$\bar{X}$ : Es la media de la variable  $x$

#### 2.4.2 Distribución de probabilidades de Weibull

Un análisis de frecuencias del viento permite conocer la forma de distribución de los datos y obtener su porcentaje de probabilidad de ocurrencia. La distribución de Weibull (Weibull, 1951) es una distribución típicamente utilizada en meteorología, específicamente en el análisis de velocidad del viento; siendo ampliamente utilizada en los estudios de viento, (Johnson, N.L, Kotz, S., Balakrishnan, N., 1995; Rao, A. R, Hamed, K.H, 2000; Ruiz. G, Mendoza. E, Silva. R, 2009; Belu, R., Koracin, D.,2013) ya que la distribución de la velocidad del viento es importante porque los sitios con idénticas velocidades promedio del viento, pero diferentes distribuciones pueden resultar en un recurso eólico disponible sustancialmente diferente.

La función de probabilidad de Weibull para una variable aleatoria  $x$  es:

$$f(x) = \frac{k}{c} \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} \quad k > 0; x > 0; c > 1 \quad (4)$$

$f(x)$  - es la probabilidad de que ocurra una velocidad a proyectar con relación a los parámetros que se definan en el algoritmo.

$k$  - factor de forma, es la propiedad estadística de desviación estándar que se obtiene a partir de la velocidad del viento con respecto al tiempo, siendo éste un parámetro adimensional y muestra la estabilidad del viento.

$c$  - factor de escala, está contenido por el promedio de la velocidad del viento durante el periodo seleccionado. El valor más alto de  $(c)$  indica que la velocidad del viento es más alta.

La función de distribución de probabilidad de Weibull es una función continua, muy útil para caracterizar y con ello estimar el potencial de las velocidades de viento para la generación de energía eléctrica o mecánica. La flexibilidad, sencillez y confiabilidad que posee el modelo, se debe a los parámetros de forma ( $k$ ) y de escala ( $c$ ), que determinan las características, ajustándose a los datos. (Cortes et al., 2016)

Existen diferentes métodos para calcular los parámetros  $k$  y  $c$ , en este estudio se utilizó el método de los momentos, que requiere del cálculo de la velocidad media del viento y su desviación estándar. El parámetro  $k$  se puede obtener con la ecuación 5:

$$k = \left( \frac{\sigma}{Vm} \right)^{-1.086} \quad (5)$$

donde:

$k$ : parámetro de forma

$\sigma$ : Desviación estándar de los datos de velocidad (m/s)

$Vm$ : Velocidad media del viento (m/s)

Mientras que el parámetro de escala ( $c$ ) se puede obtener con la ecuación 6:

$$c = \frac{Vm}{\gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (6)$$

donde:

$Vm$ : Velocidad media del viento (m/s)

$\gamma$ : Función gamma

$k$ : parámetro de forma

De este modo, cuanto mayor sea el factor de escala,  $c$ , de la función de Weibull, mayor probabilidad habrá de tener un viento con una velocidad determinada. El parámetro de forma,  $k$ , indica cómo de puntiaguda es la distribución. Es decir, que, si las velocidades del viento tienden a estar próximas a un cierto valor, la distribución tendrá un alto valor de  $k$  y será muy puntiaguda. (Shu, Jesson, 2020)

### 2.4.3 Densidad de potencia del viento (potencial eólico)

Para el caso de determinar el potencial eólico se utiliza la estimación de la densidad de potencia del viento ( $W/m^2$ ) a través de la siguiente función:

$$WPD = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \quad (7)$$

Donde  $\frac{P}{A}$  es la densidad de potencia del viento en  $W/m^2$

$\rho$  densidad del viento en  $kg/m^3$

$v^3$  el cubo de la velocidad del viento en  $m/s$

Esta expresión proporciona una determinación más real del potencial energético de un sitio, debido a este término cúbico, dos sitios con la misma velocidad promedio del viento, pero con diferentes distribuciones pueden tener valores muy diferentes de densidad de potencia.

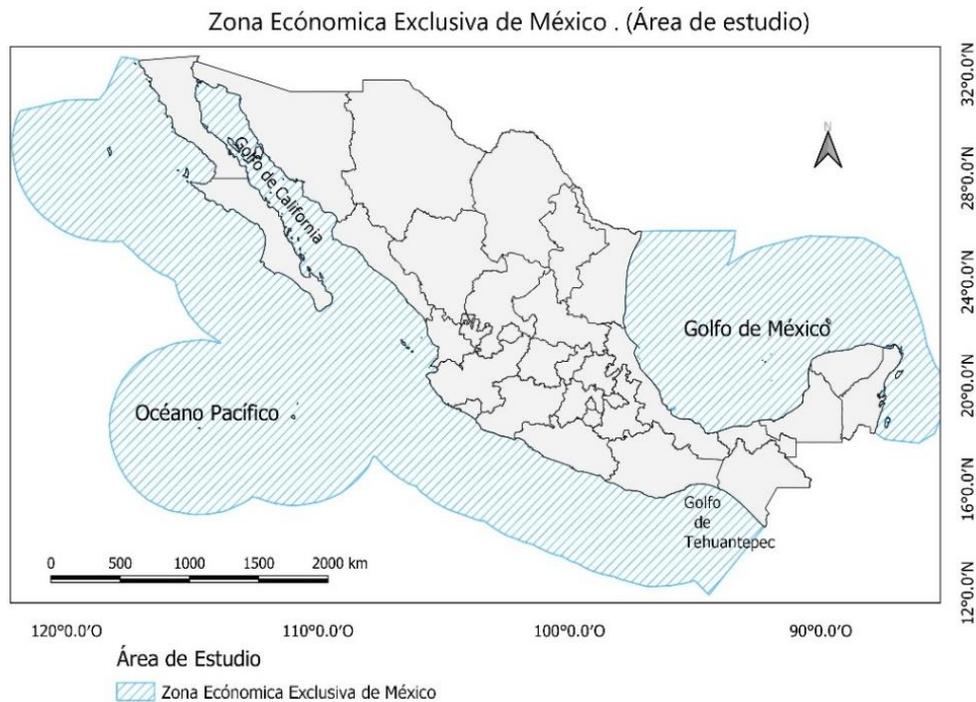
## 2.5 *Regionalización de los resultados*

Para proceder a la distribución espacial (regionalización) de los ráster de los resultados obtenidos se usó QGIS, que es un Sistema de Información Geográfica de software libre y de código abierto para plataformas GNU/Linux, Unix, Mac OS, Microsoft Windows y Android. Este fue uno de los ocho primeros proyectos de la Fundación OSGeo y en 2008 oficialmente superó la fase de incubación. Desde el inicio del proyecto en el año 2002 hasta la actualidad, QGIS ha experimentado una evolución que le ha llevado a ser un programa GIS que cubre la mayor parte de las necesidades en visualización de datos.

En este caso se utilizó la versión QGIS 3.16 Hannover que fue lanzada el 23 de octubre de 2020, siendo una versión LTR o Lanzamiento a Largo Plazo, es decir, inicia una nueva fase de desarrollo y sustituirá a la versión de lanzamiento a largo plazo actual.

## 2.6 *Área de estudio*

Como área de estudios para el análisis del comportamiento del régimen de vientos para el aprovechamiento eólico offshore en México se escogió la Zona Económica Exclusiva (ZEE), la cual abarca una superficie total de 3 269 386 km<sup>2</sup>, ubicada en el Océano Pacífico, el Golfo de California y el Golfo de México. Limita con Guatemala, Belice y Honduras al sur, Cuba al este y Estados Unidos al norte. (Figura16)



*Figura 16. Área de estudio (ZEE). Fuente: Elaboración propia*

De acuerdo con la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar de 1982, la zona económica exclusiva "es un área situada más allá del mar territorial y adyacente a éste, sujeta al régimen jurídico específico establecido en esta Parte, de acuerdo con el cual los derechos y la jurisdicción del Estado ribereño y los derechos y libertades de los demás Estados se rigen por las disposiciones pertinentes de esta Convención."

La Zona Económica Exclusiva puede definirse como aquella área del mar, que se extiende 200 millas náuticas (370.4 km), desde la línea base desde la cual se mide la anchura del mar territorial, hacia el océano, en la que un Estado ejerce derechos de soberanía y jurisdicción en relación con la exploración, explotación y administración de los recursos vivos y no vivos de esa área, incluidos los del subsuelo. En el derecho constitucional mexicano, la ZEE se encuentra regulada por el párrafo octavo del artículo 27 de la Constitución Federal, que reglamenta el régimen de propiedad en México.

## Capítulo 3.

### 3.1 Medidas de tendencia central y de dispersión en la región de estudio del periodo de 1970-2019.

#### 3.1.1 Medidas de tendencia central de la velocidad del viento

Los aerogeneradores terrestres y marinos (offshore) están equipados con los mismos equipos y funcionan según los mismos principios. Aunque las principales diferencias radican en que, en los offshore, tienen mayores dimensiones y además las cimentaciones son más robustas.

En el análisis del comportamiento del régimen de viento en la Zona Económica Exclusiva (ZEE) de México para el aprovechamiento eólico marino, se calcularon la media, máxima y la mínima de las velocidades del viento. Los aerogeneradores empiezan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de 3.0 a 4.0 m/s, y llega a la máxima producción de electricidad con un viento de unos 13 a 14 m/s. Si el viento es muy fuerte, por ejemplo, de 25 m/s como velocidad media durante 10 minutos, los aerogeneradores se paran por cuestiones de seguridad. Por tales motivos se utilizó esta escala de velocidades del viento en los mapas pues estos rangos de valores de velocidades del viento son los representativos y utilizados en los análisis del potencial de aprovechamiento eólico. Nos indica como puede ser aprovechado energéticamente el viento.

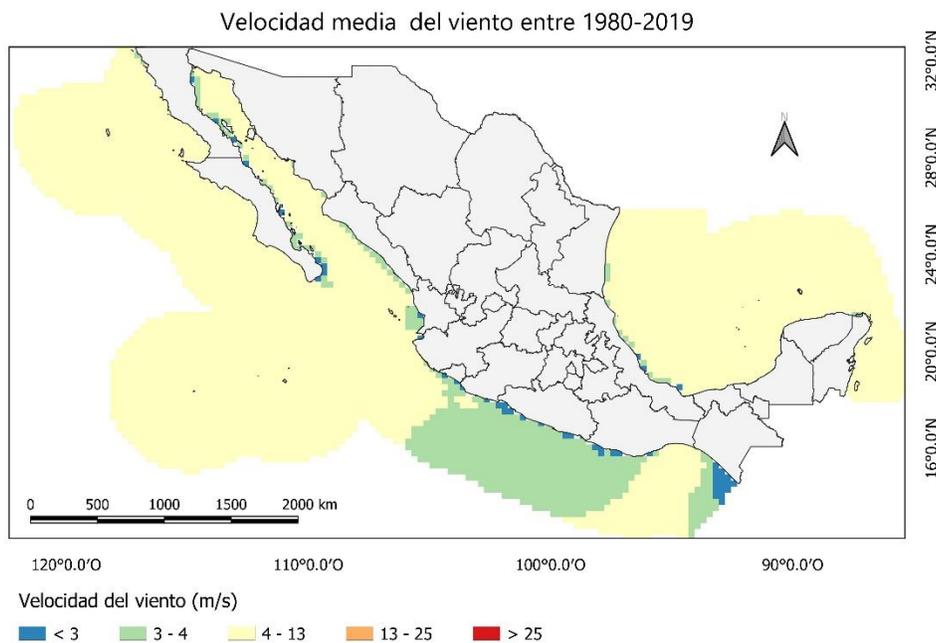


Figura 17. Velocidad media del viento entre 1980-2019 (m/s). Fuente: elaboración propia

En la figura 17 se puede apreciar el comportamiento de la velocidad media del viento en el área y periodo de estudio. El valor máximo que alcanzó la velocidad media del viento fue de 8 m/s mientras que el mínimo fue de 2 m/s. La mayor parte de la ZEE o sea las costas de Baja California, Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo, Golfo de California y Golfo de Tehuantepec se encuentran con velocidades medias del viento en el rango de 4-8 m/s, vientos que pueden ser ampliamente aprovechables en la producción de energía eólica marina, pues con valores entre 13-14 m/s se alcanza la mayor producción de energía eléctrica. El resto de las zonas sus valores van de 3-4 m/s que es la mínima velocidad media necesaria para que los aerogeneradores comiencen a trabajar. Otro aspecto positivo en la evaluación del recurso eólico es que la velocidad media del viento no llega a ser mayor ni igual a 25 m/s ya que con estas se pone en riesgo el buen funcionamiento de los aerogeneradores por lo que se paran.

Otra de las medidas de tendencia analizada son las velocidades máximas de los vientos, ya que esta indica qué tan fuerte puede llegar a ser la intensidad de los vientos en la zona de estudio y hasta qué punto influir en la seguridad del parque eólico offshore (Figura 18). El rango de valores que predomina en la zona son entre 4-13 m/s y de 13-25 m/s. El mínimo valor de la velocidad máxima es de 4.7 m/s mientras que el máximo es de 28.3 m/s. Casi toda el área de estudio presenta valores por debajo de los 25 m/s, sin poner en peligro el buen funcionamiento de los aerogeneradores. El mejor comportamiento de esta variable se encuentra en el Golfo de Tehuantepec y en el Golfo de México, con velocidades máximas entre 13-25 m/s.

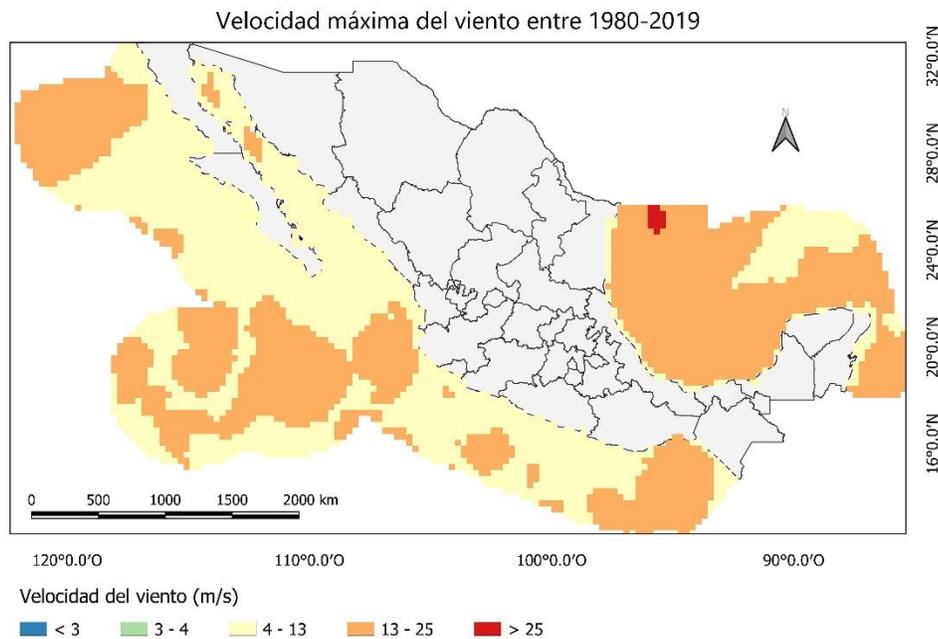


Figura 18. Velocidad máxima del viento entre 1980-2019 (m/s). Fuente: elaboración propia.

El análisis del comportamiento de la velocidad mínima del viento es de vital importante para determinar los sitios donde el recurso eólico puede ser aprovechable, ya que se deben presentar

vientos por encima de 3 m/s. En el periodo de estudio, las áreas del Golfo de México al norte de Campeche, parte de Yucatán y Quintana Roo registran valores entre 3-4 m/s, que es la mínima velocidad necesaria para el arranque. Las demás zonas de estudio presentan velocidades menores a los 3 m/s como mínimas registradas. (Figura 19)

Se observa que la ZEE en su mayoría cumple con los requerimientos necesarios en cuanto a la velocidad del viento para el óptimo aprovechamiento energético eólico. Destacándose las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

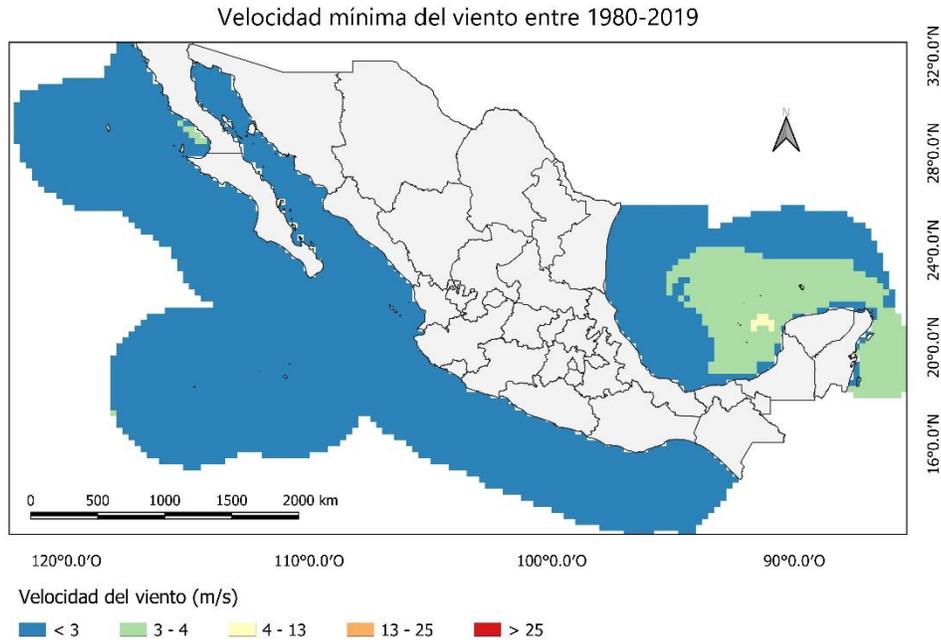


Figura 19. Velocidad mínima del viento entre 1980-2019 (m/s). Fuente: elaboración propia.

### 3.1.2 Medidas de dispersión de la velocidad del viento

La desviación estándar mide la dispersión de una distribución de datos. Entre más dispersa está una distribución de datos, más grande es su desviación estándar. Es interesante que la desviación estándar no puede ser negativa. Una desviación estándar baja indica que la mayor parte de los datos de una muestra tienden a estar agrupados cerca de su media (también denominada el valor esperado), mientras que una desviación estándar alta indica que los datos se extienden sobre un rango de valores más amplio.

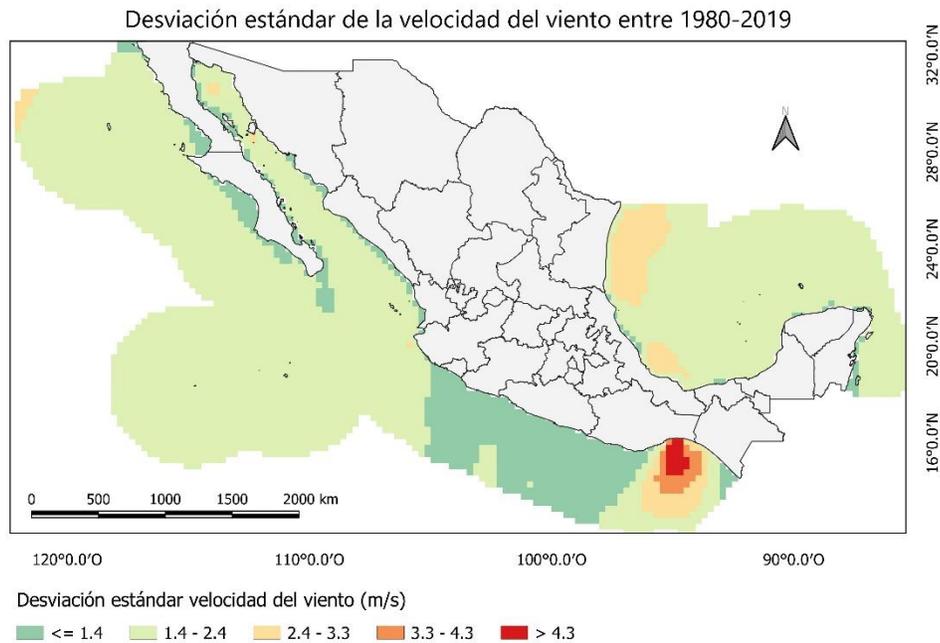


Figura 20. Desviación estándar de la velocidad del viento entre 1980-2019 (m/s). Fuente: elaboración propia.

Se puede observar que las desviaciones estándar de la velocidad del viento no superan los 2.4 m/s en la mayor parte de la zona de análisis. Sin embargo, en el Golfo de Tehuantepec oscila entre 2.4 y mayor a 4.3 m/s. Esta zona, que presenta los mayores valores de velocidad media viento también tiene los mayores de desviación estándar indicando la alta variabilidad que tienen los datos con respecto a la media, situación que pudiera no ser tan óptima para el aprovechamiento eólico y que llevaría un análisis más profundo. En los mares próximos a Tamaulipas es de 2.4-3.3 m/s al igual que en una pequeña zona de la costa de Veracruz. (Figura 20)

También se analizó la varianza que, al igual que la desviación estándar, dan una distancia promedio de cualquier observación del conjunto de datos con respecto a la media de distribución. O sea, entre menores valores de las medidas de dispersión de la velocidad del viento se obtengan mejor pudiera ser el recurso energético aprovechable, ya que la mayor parte del tiempo las velocidades del viento se van a comportar como su valor medio. En el caso de la varianza se muestra un predominio de valores menores e iguales a  $5.7 \text{ (m/s)}^2$  en la mayor parte de la zona de estudio, excepto en el Golfo de Tehuantepec donde alcanza valores elevados de 5.7 hasta  $27.8 \text{ (m/s)}^2$ , correspondiendo con el comportamiento mostrado en la desviación estándar. (Figura 21)

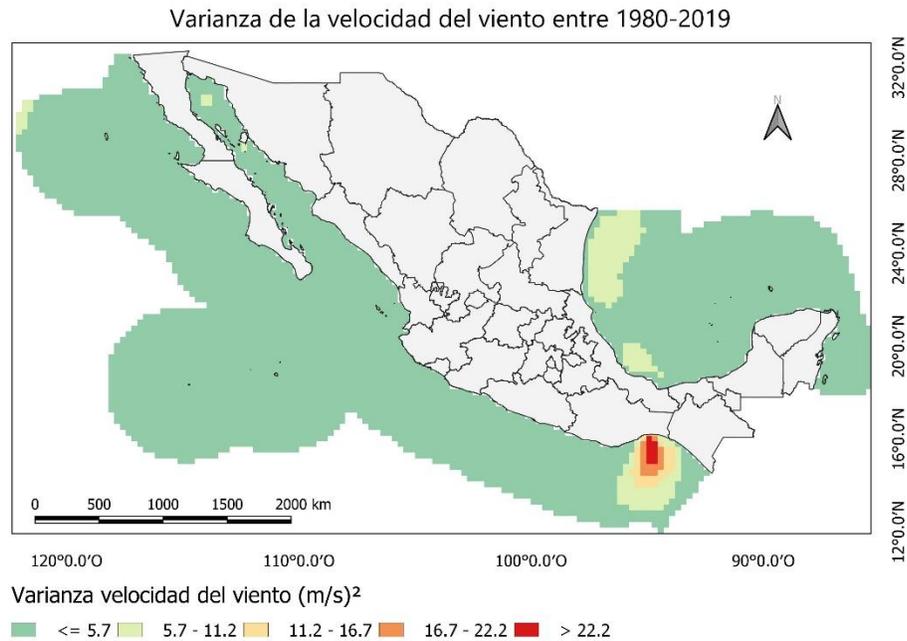


Figura 21. Varianza de la velocidad del viento (m/s)<sup>2</sup>. Fuente: elaboración propia.

### 3.2 Medidas de tendencia central de la dirección del viento

La dirección del viento es un factor importante para identificar la orientación y la optimización de la distribución de las turbinas eólicas dentro de un parque eólico. El viento tiende a venir en una dirección determinada, por lo que la ubicación del emplazamiento puede variar. La dirección de los vientos no son las mismas en todos los terrenos, cambian y dependen de las condiciones climáticas y sinópticas. Principalmente la rosa de los vientos se distribuye en los 4 puntos cardinales (norte, sur, este y oeste), pero para el análisis de la distribución direccional la rosa se dividió en grados, abarcando un ángulo de 45° del horizonte (norte, noreste, este, sudeste, sur, suroeste, oeste, noroeste y norte). También puede dividirse en 16 con ángulos de 22.5 ° o en 12 sectores abarcando un ángulo de 30°, este último es el que el atlas europeo más utiliza.

A continuación, en la figura 22, se representa la rosa náutica donde se pueden observar las direcciones del viento y su respectivo ángulo de inclinación.

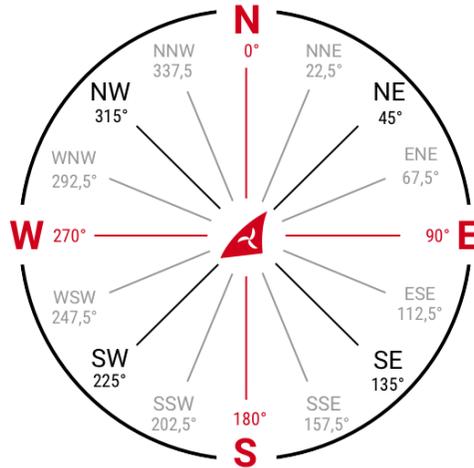


Figura 22. Rosa Náutica de los vientos

En la figura 23 se analiza la media de la dirección del viento para la ZEE de México en el periodo de 1980-2019. La dirección del viento es un factor importante para identificar la orientación y la optimización de la distribución de las turbinas eólicas dentro de un parque eólico. El promedio de la dirección del viento relacionado conjuntamente con la desviación estándar, aporta a la orientación del parque eólico. El análisis de los valores máximos y mínimos de las direcciones del viento nos dicen los ángulos de rotación a los que se pueden ver sometidos los aerogeneradores, por lo que si el viento cambia se deberá mover y su ubicación debe variar. En el caso de caracterizaciones del viento para aprovechamiento eólico el ángulo de giro de las turbinas depende del ángulo de variación del viento.

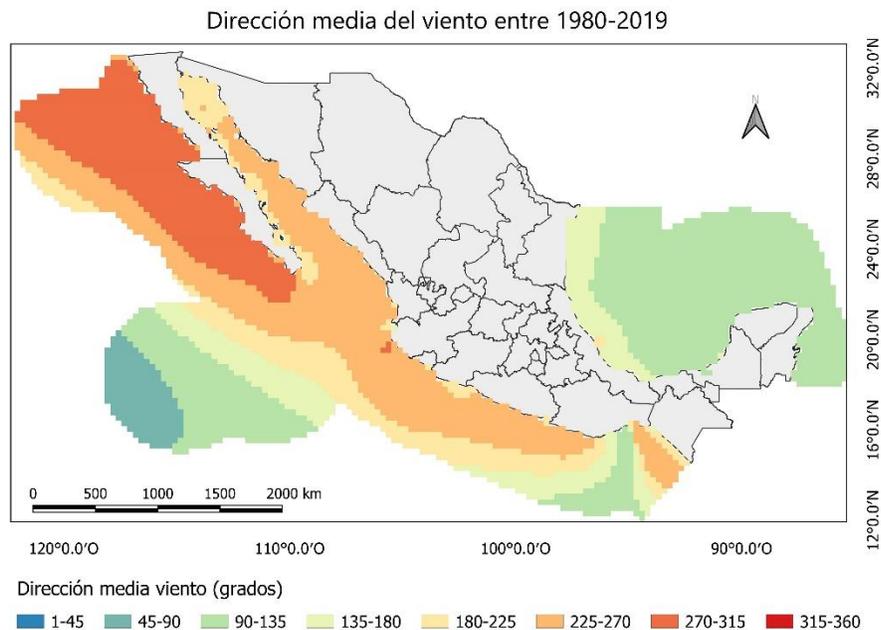


Figura 23. Dirección media del viento entre 1980-2019 (grados). Fuente: elaboración propia.

La costa de Baja California del Océano Pacífico presenta direcciones medias entre los 270°-315° (W– NW), mientras que el Golfo de California predominan entre 180°-270° (S – W) al igual que en las costas del Pacífico mexicano. Sin embargo, el Golfo de Tehuantepec, el Golfo de México y la costa de Quintana Roo se observan direcciones del viento entre 90°-135° (E - SE). Siendo en las costas de Tamaulipas y Veracruz en dirección 135°-180° (SE – S). (Figura 23)

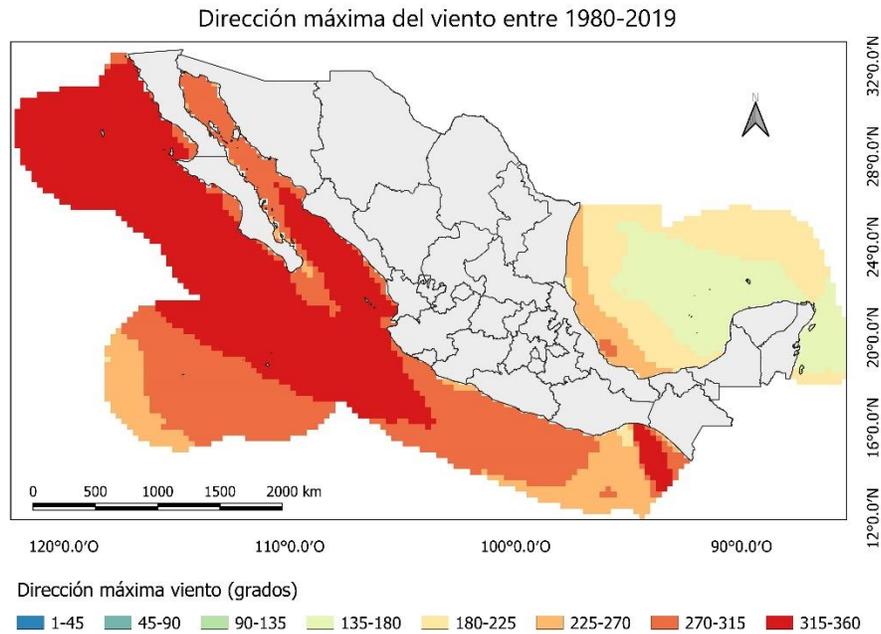


Figura 24. Dirección máxima del viento (grados). Fuente: elaboración propia.

La figura 24 representa la máxima dirección del viento para dicho periodo, en el cual se encontró que predomina en la mayor parte del Océano Pacífico direcciones entre 270°-360° (W – N). Mientras que en el Golfo de Tehuantepec direcciones de 225°-270° (SW – W). En los mares de las costas de Yucatán y Quintana Roo son de 90-135° (E – SE), mientras que en las de Tamaulipas y Veracruz 270°-315° (W – NW) y más alejado de las costas entre 180°-225° (S – SW).

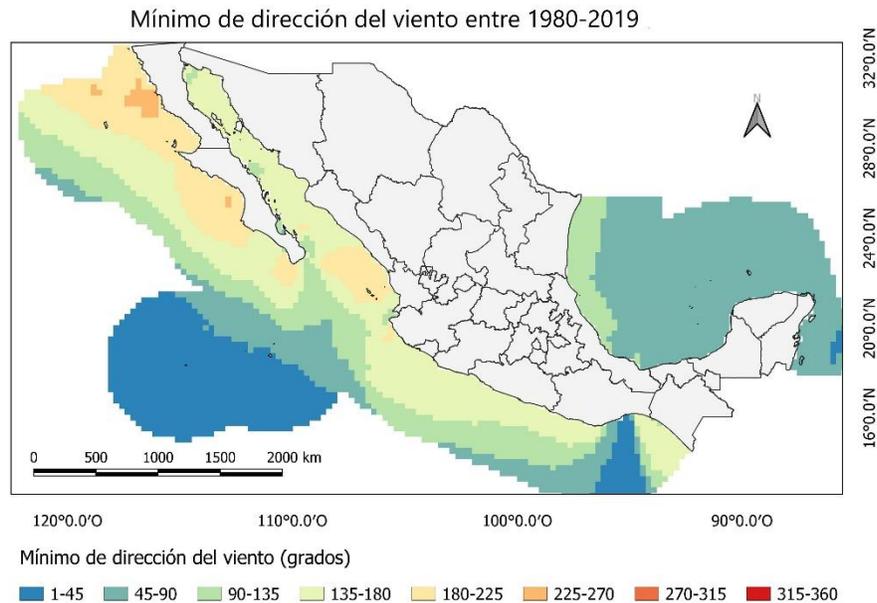


Figura 25. Dirección mínima del viento (grados). Fuente: elaboración propia.

La variable dirección mínima del viento presenta un comportamiento similar en prácticamente todo el Golfo de México con direcciones mínimas de entre 45°-90° (NE-E) excepto la costa de Tamaulipas y gran parte de la de Veracruz con 90°-135° (E-SE). En el Golfo de California van de 135°-180°(SE-S) al igual que en las costas de Jalisco, Colima, Michoacán, Guerrero, Chiapas y parte de las de Oaxaca, no siendo así en el Golfo de Tehuantepec la cual va de 1°-90°(N-E). En los mares del Pacífico próximo a las costas de Baja California predomina entre 180°-225°(S-SW), la costa sur de Sinaloa y la norte de Nayarit presentan similar dirección mínima del viento. (Figura 25)

### 3.2.1 Medidas de dispersión de la dirección del viento

La desviación estándar de la dirección del viento (Figura 26) toma valores menores e iguales a 22° en la mayor parte del Golfo de México y los mares de Quintana Roo. Mientras que en las costas de Tamaulipas, Veracruz y Tabasco su desviación estándar es de 22°-33° y de 33°-45° en algunas partes de la de Veracruz. Semejante comportamiento se observa en los mares próximos a Baja California. En el Golfo de California se encuentran valores dentro del rango 33°-45°principalmente, con pequeñas zonas de 45°-56°, mostrando un comportamiento similar el Golfo de Tehuantepec. En el Océano Pacífico, la desviación estándar de la dirección del viento aumenta, siendo de 45° a mayores que 56°. Las costas de Colima, Michoacán, Guerrero y parte de Oaxaca presentan una desviación de 22°-33°. El máximo de desviación estándar fue de aproximadamente 68° mientras que el mínimo valor encontrado fue de 10.5°.

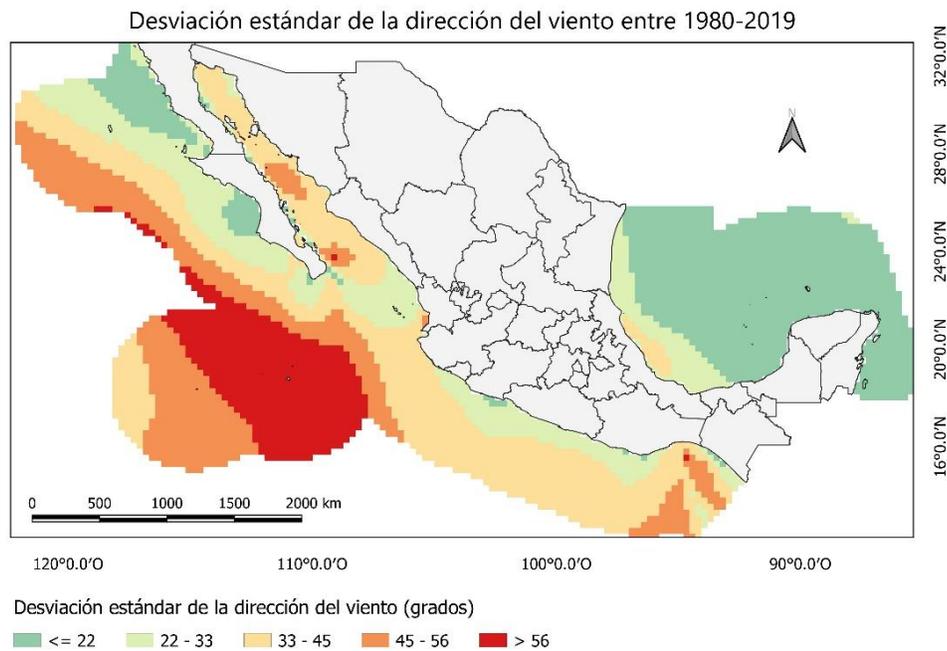


Figura 26. Desviación estándar de la dirección del viento entre 1980-2019 (grados). Fuente: elaboración propia.

Como se puede apreciar (Figura 27) la varianza de la dirección del viento en los mares próximos al territorio mexicano presenta valores menores a 1894 mientras que a medida que nos alejamos de las costas del Pacífico va aumentando la varianza. Con una varianza que toma valores entre 109.5 como mínimo y 4571.5, como máximo.

Como se puede observar las dos medidas de dispersión (Figura 26 y Figura 27) analizadas reflejan similar comportamiento. Las zonas donde mayor dispersión presentan los valores de la dirección del viento provoca una mayor incertidumbre con respecto al comportamiento medio de esta variable, factor importante en la orientación y diseño de los parques eólicos.

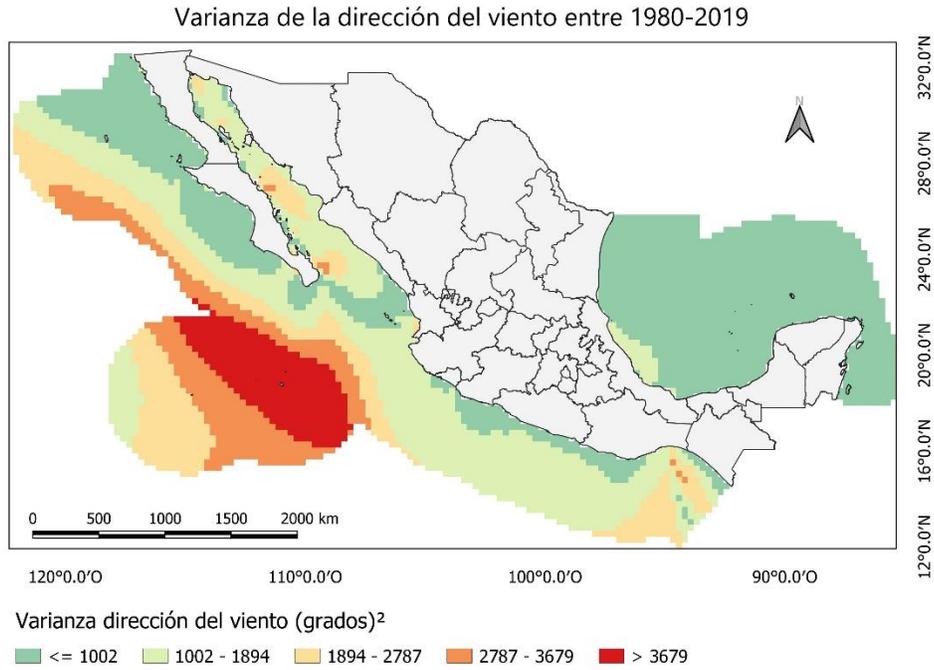


Figura 27. Varianza de la dirección del viento entre 1980-2019 (grados)<sup>2</sup>. Fuente: elaboración propia.

### 3.3 Parámetros de la distribución de probabilidades de Weibull. Agrupaciones.

La distribución de probabilidades de Weibull se describe mediante dos constantes conocidas como parámetro de forma y parámetro de escala. A partir del método de agrupamiento de K- medias, se crearon grupos para encontrar regiones con comportamientos estadísticos similares, en el que cada observación pertenece al grupo cuyo valor medio es más cercano. Para ambos parámetros se determinaron 5 grupos estadísticamente representativos.

Regiones a partir de agrupaciones del parámetro de forma de la Distribución de Weibull para la velocidad del viento

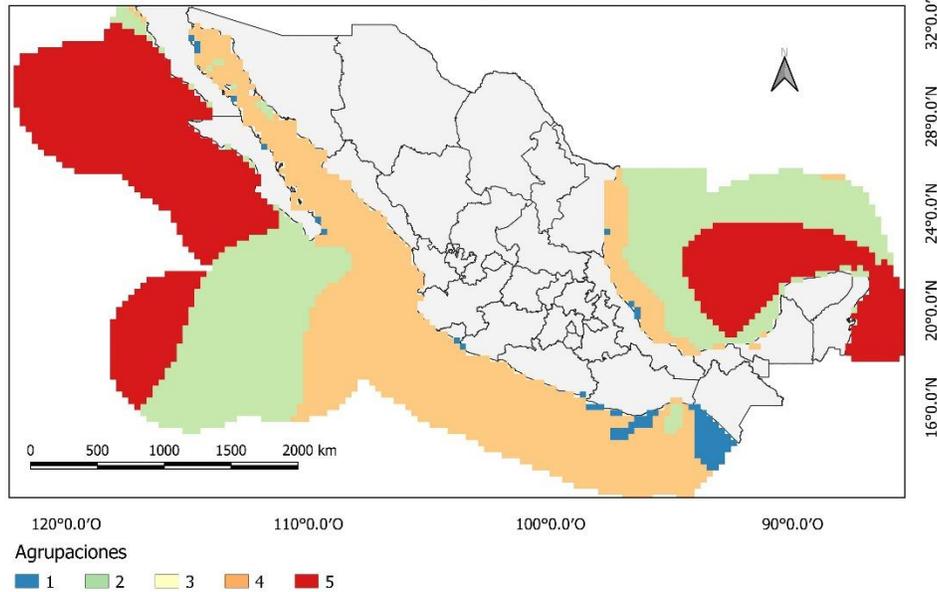
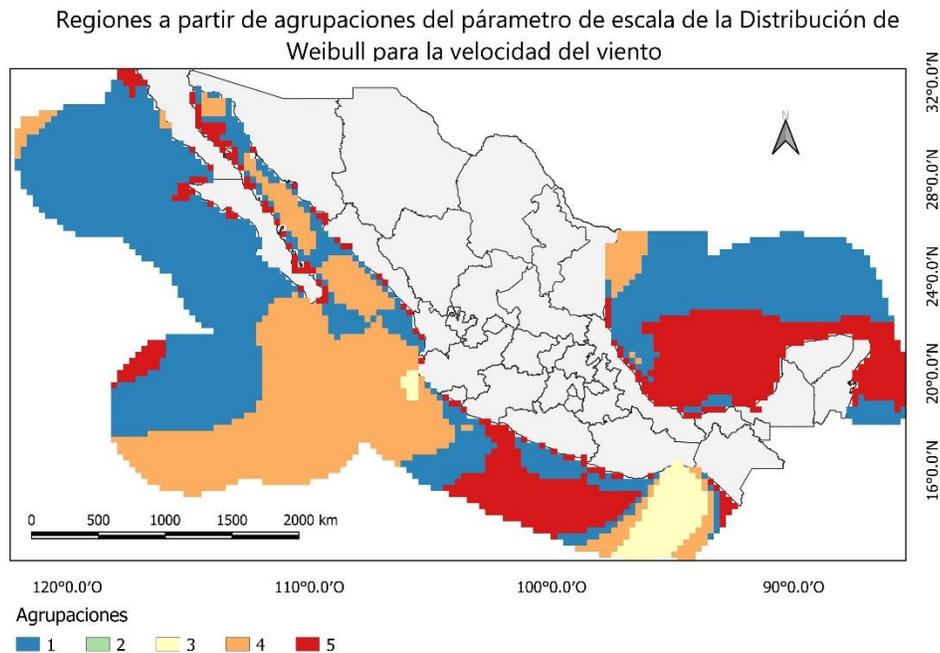


Figura 28. Regiones a partir de agrupaciones del parámetro de forma de la Distribución de Weibull para velocidades del viento. Fuente: elaboración propia.

En cuanto al parámetro de forma se hallaron 5 agrupaciones con igual comportamiento del mismo. Los mares próximos a Baja California, así como los de Quintana Roo, Yucatán y el este del Golfo de México pertenecen al grupo 5, el cual presenta valores entre 3.42 y 5.02. Mientras que desde el Golfo de California hasta Oaxaca y la zona más cerca de la línea costera de Tamaulipas y Veracruz presentan características similares siendo el grupo 4, con valores de 0.71 a 2.10. (Figura 28)



*Figura 29. Regiones a partir de agrupaciones del parámetro de escala de la Distribución de Weibull de la velocidad del viento. Fuente: elaboración propia.*

Para el parámetro de escala se identificaron cinco grupos. Los mares de Baja California corresponden al grupo 1 (valores desde 0.96 a 1.31) al igual que en la parte norte de Veracruz, Colima y Michoacán. Mientras que a Yucatán, Campeche y Quintana Roo prevalecen características similares estadísticamente perteneciendo al grupo 5 (valores entre 0.42 a 0.96). En el Golfo de California sobresalen características del grupo 4 (valores de 1.31 a 1.94) y 1 (entre valores desde 0.96 a 1.31), al igual que en Tamaulipas. (Figura 29)

### 3.4 Persistencia de las velocidades del viento por encima de los 3 m/s.

La velocidad media del viento no es suficiente para evaluar el potencial eólico disponible en el área de estudio, pero es un primer indicador de su posible aprovechamiento. En la tabla 3 se presenta la relación entre viabilidad y velocidad del viento promedio para su uso como fuente de energía definida en “La Guía de Energía: un catálogo internacional de equipos de energía a pequeña escala”. (Clancy, J. S., Hulscher, W., Hulscher, W. S., Hulscher, W. S., Fraenkel, P., 1994 y Mendoza, 2018).

La velocidad media del viento solo aporta un indicador de conveniencia en el sitio de medición, ya que un lugar específico con vientos irregulares altos y bajos puede tener el mismo promedio de velocidad que en otro lugar con una velocidad promedio constante durante todo un año.

*Tabla 3. Relación entre viabilidad y velocidad del viento promedio para su uso como fuente de energía. Fuente: Mendoza, 2018*

Promedio anual de velocidad del viento a 10 m de altura	Posibilidad de uso de la energía eólica
Menos de 3 m/s	Usualmente no es viable, a menos que existan circunstancias especiales para evaluar mejor el recurso.
Entre 3 y 4 m/s	Puede ser una buena opción para equipos eólicos de bombeo de agua (Aerobombeo), poco viable para generación eléctrica con equipos eólico (aerogeneración).
Entre 4 y 5 m/s	Aerobombas son competitivamente económicamente a los equipos Diesel, aerogeneración con sistemas autónomos es viable.
Entre 5 y 6 m/s	Viable para Aerobombeo y aerogeneración con sistemas autónomos.
Más de 6 m/s	Viable para Aerobombeo, aerogeneración con sistemas autónomos y para sistemas conectados a la red eléctrica.

Debido a esto se analiza la persistencia de la velocidad del viento por encima de los 3 m/s, dominando en más de un 70 % dichas velocidades en las costas del pacifico de Baja California, Golfo de México y los mares de Quintana Roo. En el Golfo de California, costas de Tamaulipas y Veracruz están presentes entre un 10-70 %, similar en el Golfo de Tehuantepec entre un 70-80 % persisten velocidades por encima de 3 m/s. (Figura 30)

Este comportamiento de la persistencia del viento mayor a los 3 m/s refleja que la mayor parte de la ZEE es usualmente viable para el aprovechamiento eólico offshore ya que cuenta la mayor parte del tiempo analizado con la velocidad mínima necesaria de arranque de los aerogeneradores y posterior puesta en funcionamiento del parque eólico offshore. En correspondencia de las características del recurso en cada zona será el diseño y puesta en marcha del mismo.

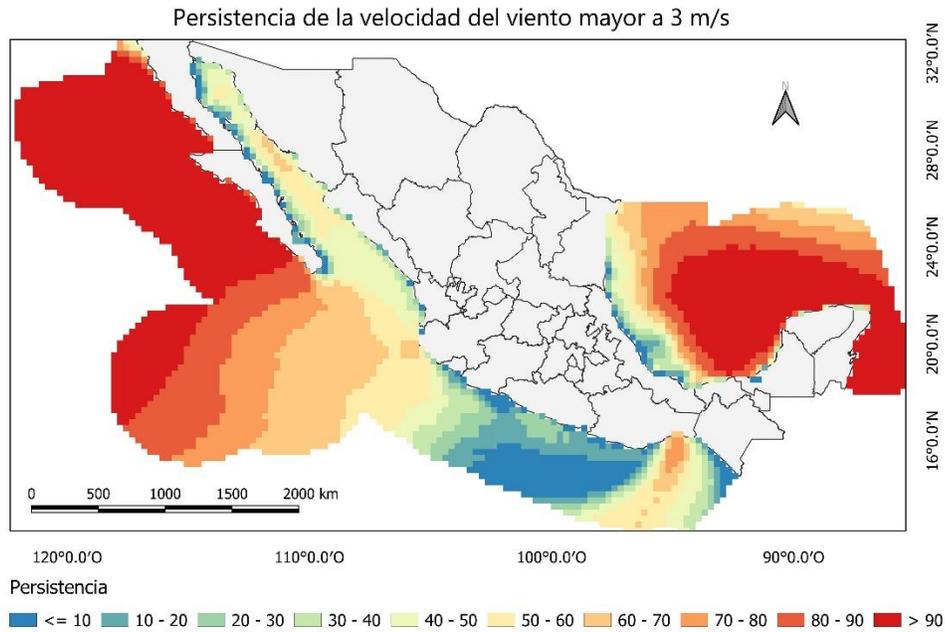


Figura 30. Persistencia de velocidades del viento mayor a 3 m/s. Fuente: elaboración propia.

### 3.5 Densidad de potencia del viento en la región de estudio en el periodo de 1980-2019.

El recurso energético se analizó con datos de viento a nivel de superficie, o sea a 10 m de altura, y tomando una densidad del aire de  $1.225 \text{ kg/m}^3$ . Con una densidad de potencia media del viento de  $151.8\text{-}221.8 \text{ W/m}^2$  se encuentra la mayor parte de la costa del pacífico de Baja California, mientras que para Baja California Sur disminuye el potencial, siendo de  $81.7\text{-}151.8 \text{ W/m}^2$ , al igual que para el Golfo de California. Al analizar el Golfo de México, se aprecia como para las costas de Tamaulipas predomina potenciales medios de  $221.8\text{-}291.8 \text{ W/m}^2$ , mientras que en la costa de Veracruz de  $151.8\text{-}221.8 \text{ W/m}^2$ . Las zonas con mayor densidad de potencia media se encuentran en el Golfo de Tehuantepec que va desde  $221.8$  a un poco más de  $641.8 \text{ W/m}^2$ , seguido por las costas de Campeche con  $221.8$  a  $361.8 \text{ W/m}^2$ . Mientras que en las de Yucatán y Quintana Roo encontramos entre  $151.8\text{-}221.8 \text{ W/m}^2$  principalmente con algunas zonas en menor medida entre  $221.8\text{-}291.8 \text{ W/m}^2$ . (Figura 31)

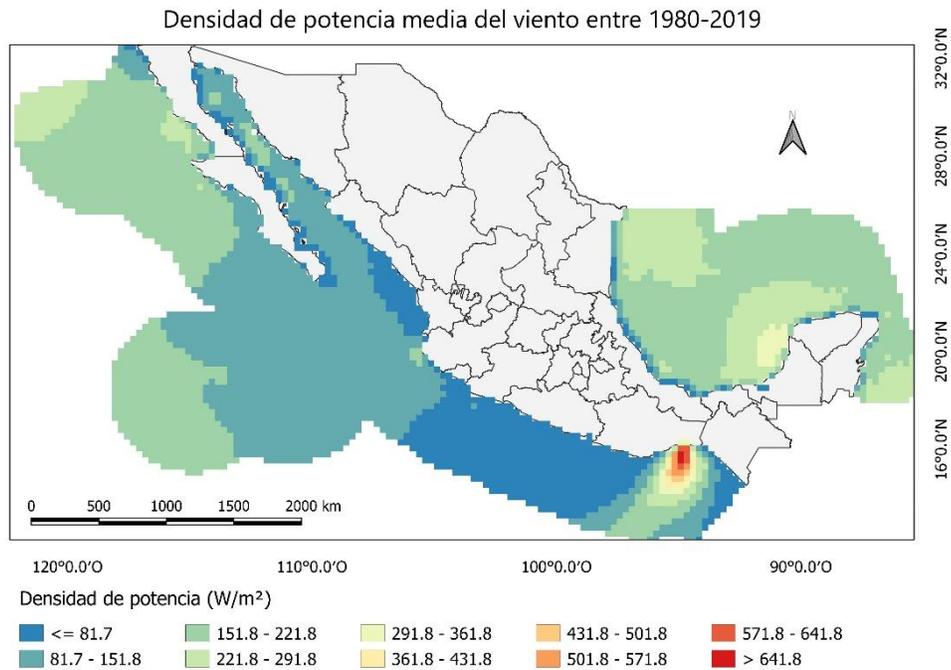


Figura 31. Densidad de potencia media del viento ( $W/m^2$ ). Fuente: elaboración propia.

En la figura 32 se analiza la densidad de potencia máxima de la velocidad del viento en el periodo de estudio y en la ZEE, la cual toma valores menores a  $1462.1 W/m^2$  en las costas del pacífico de Baja California y en el Golfo de California. En el Golfo de México sin embargo la potencia máxima obtenida es de  $1462.1$  a  $2839.2 W/m^2$  principalmente. En cambio, en el Golfo de Tehuantepec se encuentra entre  $2839.2$  y  $6970.3 W/m^2$ . (Figura 31)

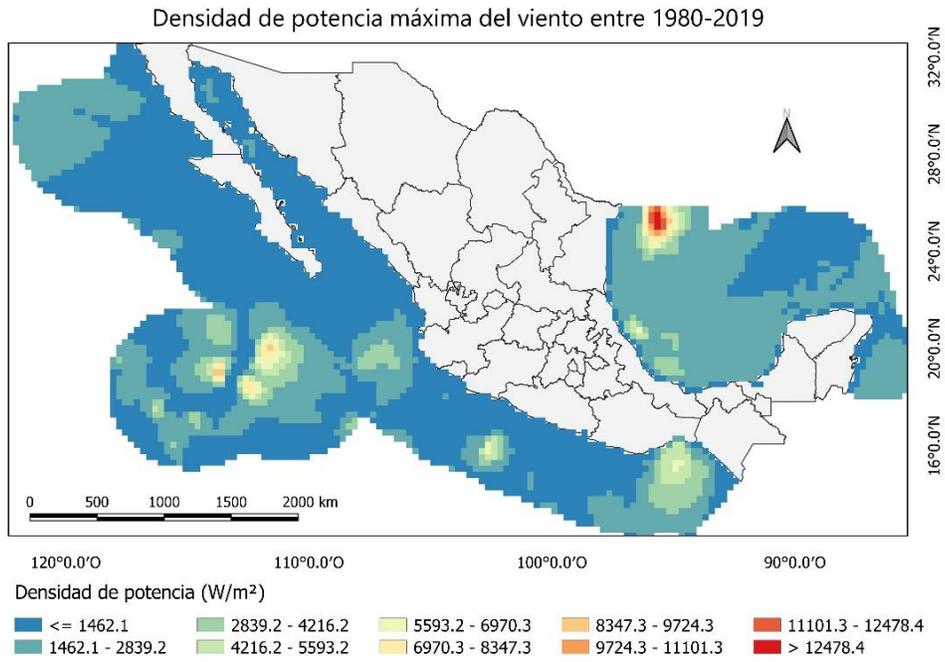


Figura 32. Densidad de potencia máxima del viento ( $W/m^2$ ). Fuente: elaboración propia.

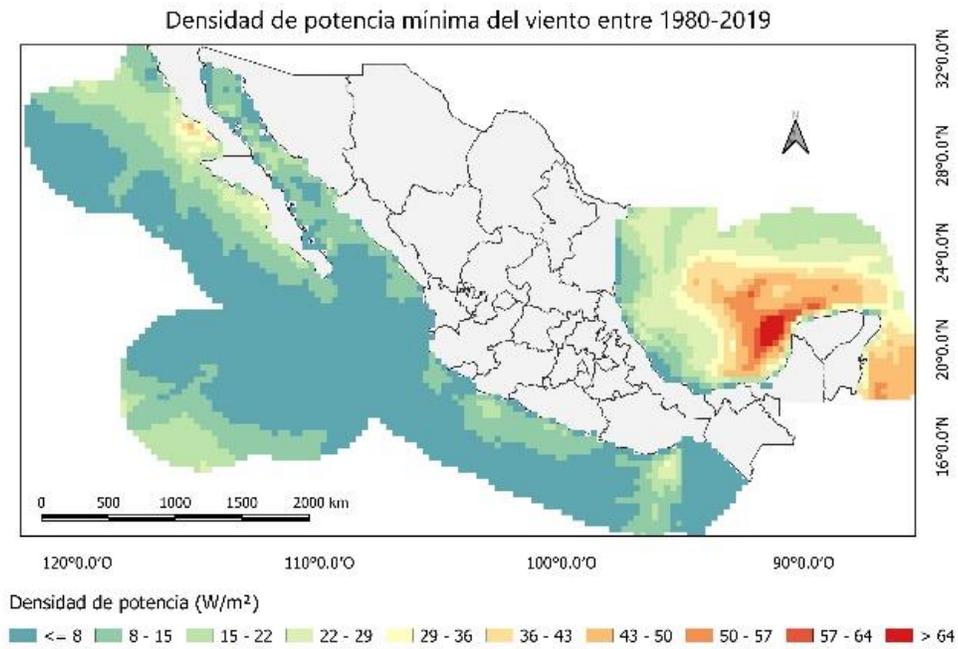


Figura 33. Densidad de potencia mínima del viento ( $W/m^2$ ). Fuente: elaboración propia.

La densidad de potencia mínima del viento presenta un comportamiento similar en la costa del Pacífico de Baja California estando entre 14.6 y 42.9 W/m<sup>2</sup>, en el Golfo de Tehuantepec hasta 35.8 W/m<sup>2</sup> y en las costas de Tamaulipas y Veracruz de 7.6 a 35.8 W/m<sup>2</sup>. En resto del Golfo de México, costa de Campeche de 35.8 W/m<sup>2</sup> llegando hasta ser mayor a 64.1 W/m<sup>2</sup>, mientras que en las de Yucatán y Quintana Roo valores de 28.8 a 64.1 W/m<sup>2</sup>. (Figura 33)

La densidad de potencia media, mínima y máxima de la velocidad del viento es de vital importancia en el análisis del comportamiento y aprovechamiento del potencial eólico marino en la zona de estudio.

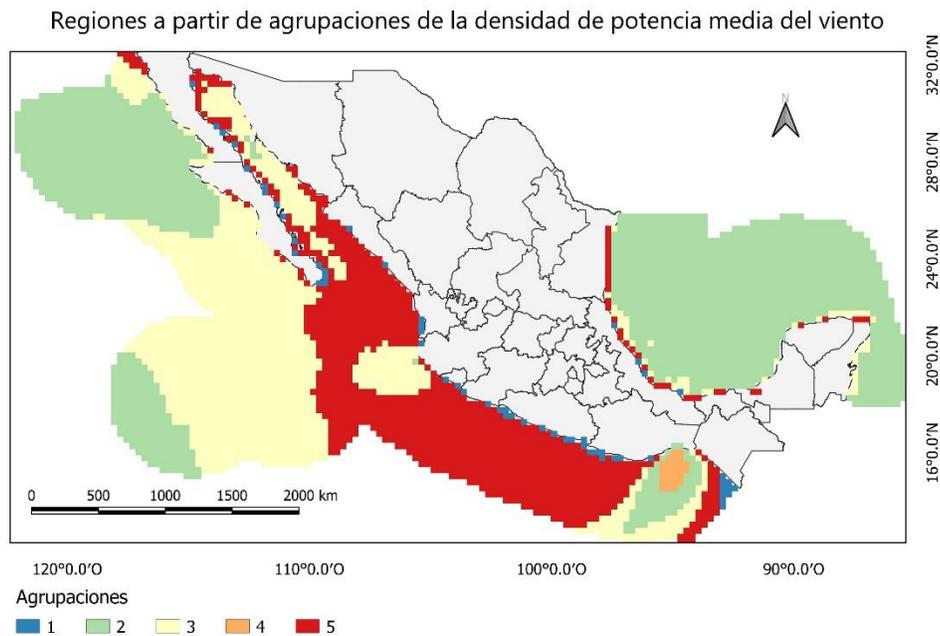


Figura 34. Regiones a partir de agrupaciones de la densidad de potencia media del viento (W/m<sup>2</sup>). Fuente: elaboración propia.

Con el objetivo de agrupar zonas con semejante comportamiento estadístico de la densidad de potencia media del viento, se delimitó la región de estudio en 5 clases. El grupo 3 (densidades de potencia media entre 106.09 y 175.07 W/m<sup>2</sup>) predomina en el Golfo de California, en la costa del Pacífico de Baja California Sur y en las de Jalisco. En el Golfo de México, las costas de Quintana Roo, parte de Baja California y determinadas zonas del Golfo de Tehuantepec se encuentran en el grupo 2 (valores de 175.09 a 351.26 W/m<sup>2</sup>). La zona más centro del Golfo de Tehuantepec corresponde al grupo 4 (registrándose densidades de potencia entre 370.14 y 711.80 W/m<sup>2</sup>) encontrándose solo ella, en sí mismo es un grupo, por lo que parece indicar que no se parece a ninguna otra región de la ZEE. Siendo estas agrupaciones las más significativas.

La diferencia entre las agrupaciones brinda dos elementos de posterior análisis:

1. la cantidad de energía que se puede producir en ellas es estadísticamente diferente entre zonas, pero estadísticamente semejantes al interior de ellas,

2. los aerogeneradores a instalar pudieran ser diferentes también, de manera que se instalen aerogeneradores que logren aprovechar al máximo la energía en cada grupo en función de las características energéticas de las regiones.

Es un error frecuente considerar que la energía eólica requiere vientos muy estables. En la mayoría de los emplazamientos distribuidos a lo largo del mundo, el viento varía frecuentemente, con vientos fuertes poco frecuentes y bajos vientos la mayor parte del tiempo

Por tanto, se puede considerar que es una ventaja tener una generación eléctrica lo más estable posible. En el mar, los periodos de calma son relativamente extraños, y cuando ocurren son muy cortos. Por tanto, el aprovechamiento del potencial eólico en el mar es superior que en tierra firme.

## **Capítulo 4.**

### **4.1 Recomendaciones ambientales**

Para instalar un parque eólico offshore se debe tener en cuenta los impactos ambientales que estos pueden traer consigo, como es el caso de la flora y fauna marina, ya que es una fuente de recursos importante, que no debe afectarse de manera negativa, por lo que, en la medida de lo posible, se debe evitar el despliegue de dispositivos en los bancos de pesca, hábitats marinos de especial interés y las rutas de emigración de las aves. Cabe destacar que, respecto a este tema, la energía eólica offshore ha dado un resultado inesperado en este campo, ya que en Suecia los aerogeneradores marinos han servido como arrecifes artificiales y han aumentado la biodiversidad de peces y moluscos.

Las alteraciones al fondo marino es otro punto a cuidar durante el proceso de instalación y anclaje, sin embargo, una ventaja es que la presencia de estos va a delimitar la pesca y el anclaje de barcos en la zona disminuyendo así la afección al fondo marino.

Un punto muy citado en la construcción de parques eólicos es el efecto visual, este en el mar se reduce considerablemente, ya que al haber menor cizallamiento con el viento se pueden construir torres más bajas, las cuales son menos visibles. Se recomiendan en lugares lejanos a la costa, a unas 5 millas los aerogeneradores offshore apenas se distinguen, así mismo pasa con respecto al ruido. Otro problema respecto a la ubicación son las zonas con alto tráfico marítimo, que se puede evitar al colocar los aerogeneradores marinos en zonas estratégicas.

Cabe destacar que muchos de los posibles impactos ambientales ocasionados por los parques eólicos marinos pueden ser mitigados, gracias a los avances científico-técnicos alcanzados en los últimos tiempos. Tal es el caso del impacto generado por el campo eléctrico producido alrededor de la línea eléctrica submarina, para lo cual existe la posibilidad de uso de conductores bipolares HVDC, los cuales hacen que se minimicen los campos electromagnéticos producidos y el riesgo de vertido de  $MgCO_3$ . (Söker, H. et al., 2000)

Debido a estos y muchos otros aspectos, cuando se planifica la instalación de parques eólicos marinos, de los primeros que hay que llevar a cabo es el medio ambiental de la zona, donde se tenga en cuenta los efectos sobre la actividad pesquera, flora, fauna y aves. Además, los efectos sobre la navegación marítima y aérea, sobre el turismo, el patrimonio histórico y arqueológico y sobre el paisaje. Sobre la geomorfología y las comunidades biológicas del fondo marino, las playas, la dinámica litoral y la estabilidad de las costas adyacentes, de los espacios marinos sometidos a un régimen de protección ambiental, así como la incidencia en materia de defensa y seguridad. (Rodríguez et al., 2011)

A diferencia de otras fuentes de energía, como los combustibles fósiles, donde el impacto ambiental se produce principalmente durante la vida útil de la planta (emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes), la mayor parte del impacto ambiental de las renovables se concentra en dos momentos: fabricación y desmantelamiento. Y es que cuando una instalación renovable dejar de funcionar, se convierte en un montón de chatarra que debe ser reutilizada o en

su defecto, reciclada. Al estar compuestas principalmente de fibra de vidrio, resinas plásticas y “epoxi”, son desechos no degradables, llevándonos a una problemática ambiental producida no por emisiones, sino por una excesiva generación de desperdicios sólidos. (Ramírez-Tejeda, K., Turcotte, D. A., Pike, S., 2017)

Sin embargo, algunos países como Alemania, Austria, Países Bajos y Finlandia prohíben que los materiales compuestos se depositen en vertederos o se incineren. Francia, por su parte, está considerando introducir un objetivo de reciclaje para aerogeneradores en su legislación.

A nivel europeo está el proyecto FiberEU, en el que participan empresas españolas como TecNALIA, Siemens Gamesa o Maier, y que se centra en la demostración a gran escala de nuevas cadenas de valor de economía circular. Basadas en la reutilización de materiales compuestos reforzados con fibra al llegar al final de su vida útil.

El proveedor mundial de soluciones para la energía eólica Vestas anunció que para 2040 produciría turbinas eólicas sin residuos, es decir, reciclables al 100 %; y se ha propuesto aumentar la tasa de reciclabilidad de bujes y palas del 44 % actual al 50 % para 2025, y al 55 % para 2030. (<https://www.cambio16.com/que-hacer-con-los-aerogeneradores-cuando-llegan-al-fin-de-su-vida-util/>).

## 4.2 Recomendaciones técnico- económicos

En el presente trabajo de investigación, se estimó el potencial eólico offshore para México, teniendo en cuenta las características del viento a nivel de superficie, o sea a 10 m, y con una densidad del aire constante de 1.225 kg/m<sup>3</sup>. Por lo que se recomienda para un análisis ya de zonas específicas para el emplazamiento de posibles aerogeneradores a instalar tener en cuenta que las leyes de la física impiden que se pueda extraer toda la potencia disponible en el viento a su paso por el rotor de un aerogenerador. El viento a su paso se frena, saliendo del mismo con una velocidad menor que con la que ha entrado. El límite de Betz establece que no se puede superar un rendimiento de 16/27 (59 %) en la transformación de energía eólica en mecánica (Betz, 1920), pero este porcentaje depende de la eficiencia y características de la máquina. En la ecuación 8 se incluye el coeficiente del límite aprovechable para calcular la potencia extraíble. (Mendoza, 2018).

$$Pe = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \cdot Cp$$

donde:

Pe: Potencia extraíble (Wh)

$\rho$ : Densidad del aire (Kg/m<sup>3</sup>)

V: Velocidad del viento (m/s)

A: Área del rotor (m<sup>2</sup>)

Cp.: Coeficiente de límite aprovechable (% expresado en decimal)

Se recomienda además tener en cuenta el comportamiento del viento y estimar su potencial eólico marino a 50 y 100 m de altura, considerando así la altura promedio de los aerogeneradores marinos. A 50 m se produjeron los mapas internacionales de recursos de energía eólica de 2009 elaborados por NREL y a 100 m es la altura del cubo del aerogenerador marino Haliade™ 150-6 MW, utilizado como turbina estándar de la industria para implementaciones en alta mar. (Magar, V., Gross, M.S., González-García L., 2018)

Como se explica en Magar et al., (2018), las limitaciones de profundidad de las tecnologías actuales y la distancia a las líneas de transmisión se consideran las limitaciones tecno-económicas más importantes para los proyectos de parques eólicos marinos a gran escala. Otra restricción tecno-económica la impone la propia tecnología. Las diferentes tecnologías tienen diferentes restricciones de profundidad de instalación, alturas nominales de cubo y capacidades instaladas, así como curvas de potencia específicas de la tecnología. Por ejemplo, la Haliade™ 150-6 MW, tiene una capacidad instalada de 6 MW y una altura nominal de cubo de 100 m, y puede instalarse en cualquier profundidad de agua de hasta 200 m porque puede estar fijada al fondo del mar o a un flotador.

### *4.3 Recomendaciones sociales*

La generación eólica es una de las fuentes de energía renovable que más fuentes de empleo genera, sobre todo en medianas y pequeñas empresas. El funcionamiento de los aerogeneradores repercutirá positivamente en las regiones donde se ubiquen, a través del desarrollo del tejido industrial y la generación de empleo en las labores de mantenimiento de las instalaciones.

A pesar de los beneficios que generan estos, la aceptación social es un aspecto clave a la hora de hacer frente al despliegue de la energía eólica marina. (Europe's onshore and offshore Wind energy potential, 2009). Los actuales proyectos en alta mar indican que la aceptación social está estrechamente relacionada con los impactos ambientales. (Offshore Wind in Europe, 2002)

Un estudio de impacto social está basado en la caracterización, evaluación, seguimiento y gestión de las consecuencias y riesgos sociales de un proyecto sobre su entorno socio-económico. La evaluación de los impactos sociales permite identificar los posibles impactos negativos de un proyecto para anticiparlos, mitigar sus efectos y maximizar sus impactos positivos. Iniciando un proceso participativo, el estudio de impacto permite elaborar soluciones que respetan las obligaciones legales y consideran las especificidades locales, por lo tanto, es una herramienta operativa a partir de la cual se pueden definir estrategias de desarrollo sostenible e inclusivo en las áreas de influencia de los proyectos (Insuco, 2018)

Tanto los estudios sociológicos como los técnico-económicos y los medioambientales influyen en si la población está a favor o en contra de un determinado proyecto, por lo que es de vital importancia la participación de la población afectada. Desde el punto de vista político, un proyecto

de estas características conlleva la realización de estos diferentes estudios para preservar el bienestar económico de la población, jugando un papel fundamental las entrevistas y cuestionarios.

Las comunidades cercanas a los emplazamientos no tienen apreciación clara de la importancia energética de los proyectos eólicos pues se enfocan más en los problemas sociales dada la poca participación en la toma de decisiones y la escasa información que se les brinda por parte del estado. (Escalante, 2018)

Varios estudios sociales como los de Castillo (2011); Déniz, J. J., de la Rosa, M. E., Verona, M. C. (2012); Juárez-Hernández, S., León, G. (2014); Nahmad, S., Nahón, A., Langlé, R. (2014); Olmos (2015); Escalante (2018), entre otros., se han centrados en los conflictos que han estado sujeto a los grandes proyectos energéticos en México, principalmente en el Istmo de Tehuantepec. Por lo que se recomienda fomentar la conciencia social sobre la importancia de estos, a través de la normatividad secundaria en la reforma energética, realizando las Evaluaciones de Impacto Social (EvIS) y la Ley de consulta indígena.

Otra estrategia podría ser la capacitación de algunas empresas consultoras, que se identifiquen los conflictos sociales potenciales en las comunidades de interés energético, así como realizar una gestión social profunda. Además, establecer un mecanismo justo sobre el precio de la renta de la tierra.

### ***Recomendación general***

Es imprescindible realizar las valoraciones ambientales, técnico-económicas y sociales en las zonas de interés, ya que de esta forma se puede establecer la pertinencia e informar a los tomadores de decisiones y sociedad en general. También se deben tener en cuenta las condiciones climáticas que puedan afectar el funcionamiento de los parques eólicos y los eventos extremos y sus periodos de retornos ya que pudieran presentar un problema para el desarrollo de este tipo de proyectos.

Por otro lado, se observó que el centro del Golfo de Tehuantepec posee características propias y no se parece a ninguna otra región del país, por lo que es un elemento de análisis posterior, que debería ser estudiado a más detalle.

## ***Conclusiones***

Las velocidades medias del viento mayor a los 6.5 m/s corresponden al Golfo de Tehuantepec, las costas de Campeche y al norte de Yucatán. Seguidas por las de 5.4-6.5 m/s en los mares de Baja California, Tabasco, parte de Yucatán, Quintana Roo y en el Golfo de México (vientos los de mayor aprovechamiento eólico).

En el Golfo de Tehuantepec las velocidades máximas del viento oscilan entre 4.7 y 28.3 m/s, con velocidades máximas entre 14.1 y 23.6 m/s. En el Golfo de México, al norte de Campeche, parte de Yucatán y Quintana Roo se tienen valores entre 2.7 y mayores a 3.4 m/s. Siendo factibles para posible aprovechamiento eólico.

La desviación estándar de la velocidad del viento en la mayor parte de la zona de estudio fue menor a 2.4 m/s y la varianza de la velocidad del viento con predominio de valores menores e iguales a 5.7. Sin embargo, en el Golfo de Tehuantepec la desviación oscila entre 2.4 y mayor a 4.3 m/s y la varianza va desde 5.7 hasta 27.8  $(m/s)^2$ .

La persistencia de la velocidad del viento por encima de los 3 m/s, domina en más de un 70 % en las costas del Pacífico de Baja California, Golfo de México y los mares de Quintana Roo. En el Golfo de California, costas de Tamaulipas y Veracruz están presentes entre un 10-70 %. En el Golfo de Tehuantepec entre un 70-80 % persisten velocidades por encima de 3 m/s.

La dirección predominante del viento es de vital importancia en la instalación de los aerogeneradores. La costa del Pacífico de Baja California presenta direcciones medias entre W - NW, Golfo de California entre S-W al igual que en las costas del pacífico mexicano. Sin embargo, el Golfo de Tehuantepec, el Golfo de México y la costa de Quintana Roo se observan direcciones del viento entre E y SE. Siendo en las costas de Tamaulipas y Veracruz en dirección SE-S.

La desviación estándar de la dirección del viento toma valores menores e iguales 22° en la mayor parte del Golfo de México y los mares de Quintana Roo. En las costas de Tamaulipas, Veracruz y Tabasco su desviación estándar es de 22°-33° principalmente al igual que en los mares próximos a Baja California. En el Golfo de California oscila entre 33°-45° mostrando un comportamiento similar el Golfo de Tehuantepec. La varianza de la dirección toma valores menores a 1894  $(grados)^2$  en la mayor parte de la zona de estudio.

El parámetro de forma de la distribución de Weibull presentó similar comportamiento en las costas del Pacífico de Baja California, de Quintana Roo, Yucatán y el este del Golfo de México. Mientras que desde el Golfo de California hasta Oaxaca y la zona más próxima a la costa de Tamaulipas y Veracruz presentan características similares. Para el parámetro de escala los mares de Baja California, parte norte de Veracruz, Colima y Michoacán corresponden a un grupo. Yucatán, Campeche y Quintana Roo prevalecen características similares. También el Golfo de California y Tamaulipas forman parte de otro grupo.

Se encontraron varias áreas de interés para el aprovechamiento eólico offshore en México, las cuales son Golfo de Tehuantepec con un potencial medio aproximado desde 221.8 a un poco más

de  $641.8 \text{ W/m}^2$ . Las costas del Pacífico de Baja California con valores de  $151.8\text{-}221.8 \text{ W/m}^2$ , mientras que para Baja California Sur y el Golfo de California es de  $81.7\text{-}151.8 \text{ W/m}^2$ .

En el Golfo de México hacia las costas de Tamaulipas predomina potenciales medios de  $221.8\text{-}291.8 \text{ W/m}^2$ , mientras que en la costa de Veracruz de  $151.8\text{-}221.8 \text{ W/m}^2$ . En las costas de Campeche de  $221.8$  a  $361.8 \text{ W/m}^2$ . Mientras que en las de Yucatán y Quintana Roo encontramos entre  $151.8\text{-}221.8 \text{ W/m}^2$  principalmente.

## ***Bibliografía***

- (s.f.). Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/eolica/sesenta-gigas--20200325>.
- (s.f.). Obtenido de <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>.
- (s.f.). Obtenido de <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo>.
- (s.f.). Obtenido de (<https://www.cambio16.com/que-hacer-con-los-aerogeneradores-cuando-llegan-al-fin-de-su-vida-util/>). .
- (s.f.). Obtenido de <https://community.ieawind.org/home>.
- (s.f.). Obtenido de <https://www.ndbc.noaa.gov/>.
- (IRENA\_Fostering\_Blue\_Economy\_2020). (s.f.).
- 2020, G. i. (s.f.). *Global Wind Energy Council*.
- Ahmed, S. (2011). Wind energy: theory and practice. *PHI Learning, India*.
- Akdag,S.A., Bagiorgas H.S., Mihalakakou, G. (2010). Use of two-component Weibull mixtures in the analysis of wind speed in the Eastern Mediterranean. *Applied Energy 87* , 2566–2573.
- Alstom. (2014). Haliade™ 150-6MW Offshore wind turbine.
- Avila, C. (2017). Contesting energy transitions: Wind power and conflicts in the Isthmus of Tehuantepec. *J. Polit. Ecol.*, 24, 992–1012.
- (s.f.). *Banco Mundial, Informe 2019*.
- Belu, R., Koracin,D. (2013). Estatistical and Spectral Analysis of Wind Characteristics Relevant to Wind Energy Assessment Using Tower Measurements in Complex Terrain.
- (s.f.). *Bloomberg New Energy Finance (BNEF)*.
- Cabreras, R. (2014). Validación del software especializado WAsP para el dimensionado de parques eólicos de altura ubicados en terrenos complejos. *Universidad Politécnica Salesiana*.
- Cadenas,E.,Rivera, W. (2008). Análisis Estadístico de Mediciones de la Velocidad del Viento Utilizando. *Simposio de Metrología 2008 Santiago de Querétaro, México*.
- Candelas, C. G. (2020 ). Diseño de un aerogenerador Offshore con soporte Jacket. *Facultad de Náutica de Barcelona, Universitat Politècnica de Catalunya*.
- Carrasco, D. (2012). Reconstrucción del campo de viento para la generación de mapas de potencial eólico a lo largo de la costa del estado de Tamaulipas, México.
- Carrasco-Díaz, M. D.-C.-M. (2015). An assessment of wind power potential along the coast of Tamaulipas, Northeastern Mexico. *Renewable Energy 78*, 295–305.

- Carvalho, D., A. Rocha, C. Silva Santos, R. Pereira. (2013). Wind resource modelling in complex terrain using different mesoscale-microscale coupling techniques. *Appl. Energy* 108, 493–504.
- Castillo, E. (2011). Problemática en torno a la construcción de parques eólicos en el istmo de Tehuantepec. *Desarrollo Local Sostenible* , 4 (12).
- Clancy, J. S., Hulscher, W., Hulscher, W. S., Hulscher, W. S., Fraenkel, P. . (1994). The Power Guide: An international catalogue of small-scale energy equipment. *London: IT Publications*. .
- Cortes et al. (2016). Evaluación, predicción y modelación del potencial eólico. *Ingeniería Mecánica*, vol. 19, núm. 3, Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría"., 167-175.
- Dee, D. P., S. M. Uppala, A. J. Simmons, P. Berrisford, P. Poli, S. Kobayashi, et al. (2011). The erainterim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system. *QJR Meteorol. Soc.* 137, 553–597.
- Déniz, J. J., de la Rosa, M. E., Verona, M. C. (2012). El impacto social de las compañías de energía eólica españolas en las comunidades campesinas de Oaxaca y su reflejo en las memorias de sostenibilidad. *XVII Congreso Internacional de Contaduría, Administración e Informática* .
- Dioses, I. (2013). Evaluación del potencial eólico para un emplazamiento seleccionado en la Región Piura utilizando GH-Windfarmaer. *Tesis de pregrado en Ingeniería Mecánico*, Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería. Programa Académico de Ingeniería Mecánica Eléctrica. Piura, Perú.
- Dokur, E. ,Ceyhan, C. , Kurban, M. . (2017). Finsler Geometry for Two-Parameter Weibull Distribution Function.
- Dvorak, J.M , Archer, L.C , Jacobson, Z. M. (2009). California offshore wind energy potential. *Renewable Energy* 35, 1244–1254.
- E. Cadenas, W. Rivera . (2008). Análisis Estadístico de Mediciones de la Velocidad del Viento Utilizando la Técnica de Valores Desviados.
- Elliott, D., M. Schwartz, G. Scott, S. Haymes, D. Heimiller, R. George. (2003). Wind energy resource atlas of Oaxaca. *Technical Report. NREL, Colorado, USA*.
- Eraso, Ch. F, Escobar, R.E., Paz, D., Morales, C. (2017). Metodología para la determinación de características del viento y evaluación del potencial de energía eólica en Túquerres - Nariño. <http://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/revcie/index>.
- Escalante, P. (2018). Balance de aprovechamiento de la energía eólica en México (1992-2015).
- Eurek, K., Sullivan, P. , Gleason, M., Hettinger, D. , Heimiller, D. , Lopez, A. . (2017). An Improved Global Wind Resource Estimate for Integrated Assessment Models. *National*

- Renewable Energy Laboratory*, To be published in Energy Economics NREL/JA-6A20-65323.
- (s.f.). *Europe's onshore* .
- (2009). *Europe's onshore and offshore Wind energy potential*.  
EWEA Report, 2. (s.f.). *European Wind Energy Association*,.
- Fernández, R. (2020). Estudio de implantación de un Parque Eólico Offshore en la costa de Cádiz. *Màster en Energías Renovables y sustentabilidad energética. Universidad de Barcelona* .
- Galindo, A. (2013). Prefactibilidad de los parques eólicos marinos.
- Gómez, J. (2017). Análisis de viabilidad económico-financiera de parques eólicos offshore. Aplicación a un parque offshore en el T.M de San Bartolomé de Tirajana. *Tesis*.
- Gross, M. S.; V. Magar;. (2015). Offshore wind energy potential estimation using UPSCALE climate data. *Energy Science and Engineering* 3(4), 342-359.
- Guerron. G et al . (2013). Análisis del comportamiento de un paque eólico en condiciones extremas. *INER, Quito, Ecuador*.
- (s.f.). *GWEC in 2020 \_ Global Wind Energy Council*.
- GWEC\_ Over 60GW of wind energy capacity installed in 2019, t. s.-b. (s.f.).
- Henkel,K.S,Suryan M.R,Lagerquist A.B. (s.f.). Marine Renewable Energy and Environmental Interactions: Baseline Assessments of Seabirds, Marine Mammals, Sea Turtles and Benthic Communities on the Oregon Shelf.
- Hernández, R. A. , Ortega, V. O . (s.f.). Análisis estadístico del viento como recurso energético. <https://www.edp.com/es/historias-de-edp/eolicas-en-alta-mar>). (s.f.).
- Iberdrola. (2019). Obtenido de <https://www.iberdrola.com>
- Iberdrola. (2020). <https://www.iberdrola.com>.
- IEA. (accedido en octubre de 2019). Obtenido de <https://www.iea.org>
- IEA. (s.f.). *Renewables 2020*.
- Insuco. (2018). Los estudios de impacto social (EIS). *Insuco: http://www.insuco.com/es/servicios-estudios/loestudios-de-impacto-social-eis*.
- (s.f.). *IRENA\_Future\_of\_wind\_2019*.
- (s.f.). *IRENA\_RE\_Capacity\_Statistics\_2021*.
- IRENA\_Renewable\_Energy\_Statistics\_2020. (s.f.).

- J . van der Tempel, N. F. B. Diepeveen, W. E. de Vries, D. Cerda Salzmann,. (s.f.). Offshore environmental loads and wind turbine design: impact of wind, wave, currents and ice. *Delft University of Technology, The Netherlands*.
- Johnson, N.L , Kotz, S. , Balakrishnan, N. . (1995). Continuous univariate distributions. Wiley series in probability and mathematical statistics. *John Wiley & Sons, Vol 2, 752 pp, USA*.
- Juárez-Hernández, S., León, G. (2014). Energía eólica en el Istmo de Tehuantepec: desarrollo, actores y oposición social. *Problemas del Desarrollo 178 (45), 139-162. .*
- Magar, V. , González, G. L , Gross, M. S. (2017). Evaluación técnico-económica del potencial de desarrollo de parques eólicos en mar: el caso del Golfo de California. *Revista de Ciencias Biológicas y de la Salud*.
- Magar, V., Gross, M.S., González-García L. (2018). Offshore wind energy resource assessment under techno-economic and social-ecological constraints. *Ocean & Coastal Management 152, 77e87*.
- Mendoza, U. I. (2018). Valoración del viento como fuente de energía eólica en el estado de Guerrero.
- Mundial, B. (s.f.). <https://www.bancomundial.org>.
- Mur, A. (s.f.). Curso de Energía Eólica. *Máster Europeo en Energías Renovables y Eficiencia Energética.*, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
- Nahmad, S., Nahón, A., Langlé, R. (2014). La visión de los actores sociales frente a los proyectos eólicos del Istmo de Tehuantepec. *México: Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT)*.
- (s.f.). *Offshore Wind in Europe, 2002*.
- Olmos, R. A. (2015). Los parques eólicos en el Istmo de Tehuantepec y el desarrollo regional. *20° Encuentro Nacional sobre Desarrollo Regional en México. Cuernavaca, Morelos: AMECIDER – CRIM, UNAM*.
- Pau, C. (2011). Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application. *Applied Energy 88, 272–282*.
- Perea, M.A; Alcalá, G. ;Hernández, E.Q. (2019). Seasonal Wind Energy Characterization in the Gulf of Mexico.
- Prado, G. I. (2018). Estudio de implantación de un parque eólico offshore flotante en la costa de Cantabria.
- Ramírez-Tejeda, K., Turcotte, D. A., Pike, S. (2017). Unsustainable Wind Turbine Blade Disposal Practices in the United States: A Case for Policy Intervention and Technological Innovation. *New Solutions, 26(4), 581-598*.
- Rao, A. R, Hamed, K.H . (2000). Flood frequency analysis. . *CRC, Press LLC, 355 pp, USA*.

- Report, G. W. (2019). *Global Wind Energy Council*.
- Rodrigo, G.D. (2011). Diseño preliminar de un aerogenerador de 4,5 MW de potencia.
- Rodríguez, C. L et al. (2011). Impactos ambientales de un parque eólico marino. Retos y oportunidades. El caso de Huelva.
- Ruiz, G, Mendoza, E, Silva, R. (2009). Caracterización del régimen de oleaje y viento de 1948-2007 en el litoral mexicano.
- Santiago, P. (2018). Situación actual y perspectivas de la energía eólica marina en Europa.
- Shu, Jesson. (2020). Estimation of Weibull parameters for wind energy analysis across the UK. *Renewable Sustainable Energy* 13,, 023303.
- Söker, H. et al. (2000). North Sea Offshore Wind – A Powerhouse for Europe. Technical Possibilities and Ecological Considerations. A Study for Greenpeace. Hamburg, Germany: Greenpeace.
- Sumair, M., Aized, T. , Gardezi, R. S, Rehman, U.S . (2020). A novel method developed to estimate Weibull parameters. *Energy Reports* 6, 1715–1733.
- Weibull, W. (1951). A Statistical Distribution Function of Wide Applicability. *Journal of Applied Mechanics*, 18, 293-297.
- Wind Energy Update, 2. (s.f.).
- Wind Europe, 2. (s.f.).