



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA CIVIL – HIDRÁULICA

CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO MARINO EN LA
PENÍNSULA DE YUCATÁN

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

PRESENTA:
ESTEFANÍA GARCÍA CABALLERO

TUTORES PRINCIPALES:
DR. CHRISTIAN MARIO APPENDINI ALBRECHTSEN, INSTITUTO DE
INGENIERÍA, UNAM
DR. BERNARDO FIGUEROA ESPINOZA, INSTITUTO DE INGIENIERÍA, UNAM

SISAL, YUCATÁN, ABRIL DE 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: Dra. Allende Arandía María Eugenia

Secretario: Dr. Figueroa Espinoza Bernardo

1 er. Vocal: Dr. Appendini A. Christian M.

2 do. Vocal: Dr. López González José

3 er. Vocal: Dra. Cerezo Mota Ruth

Lugar donde se realizó la tesis: Sisal, Yucatán, México

TUTORES DE TESIS:
Dr. Christian Mario Appendini Albrechtsen

NOMBRE

FIRMA

Dr. Bernardo Figueroa Espinoza

NOMBRE

FIRMA

A mi familia y amigos

“Solo existen dos días en el año en que no se puede hacer nada. Uno se llama ayer y otro mañana. Por lo tanto, hoy es el día ideal para amar, crecer, hacer y principalmente vivir”

Dalai Lama XIV

A Siggy & Tatai

Agradecimientos

A mis padres y mi tío Jesús por el apoyo, cariño y enseñanzas que me brindaron desde el primer día en que emprendí esta aventura. También a mi hermano Christian y mi cuñada Sussy por su apoyo y cariño en mis triunfos y tropiezos. A mi sobrina Romy por ser un motor para seguir adelante, gracias por enseñarme que los retos se superan con esfuerzo y dedicación. A mi abuela Esther que me sigue acompañando desde lo más alto y protegiendo e iluminando en mis momentos más oscuros.

A mi maestro y tutor, Dr. Christian Appendini por confiar en mis capacidades y brindarme todo su apoyo durante la realización de este trabajo de investigación, incluso en los momentos más complicados del proceso.

A mi maestro y tutor, Dr. Bernardo Figueroa por compartir su conocimiento en un tema que era completamente ajeno a mí y la paciencia para resolver todas las preguntas que surgieron durante el desarrollo del proyecto.

A mi maestra y sinodal, Dra. María Eugenia Allende quien estuvo al pendiente de mi desarrollo durante la maestría y me proporcionó todo su apoyo, conocimiento y tiempo para concluir el trabajo de investigación. Igualmente le agradezco a toda su familia por recibirme en su hogar mientras se realizaba este trabajo.

A mis maestros y sinodales, Dra. Ruth Cerezo y Dr. José López quienes me brindaron herramientas para profundizar en la investigación, así como su tiempo y atención durante la revisión y corrección del escrito.

A todos mis profesores de la maestría por compartir su conocimiento y permitirnos crecer con cada reto que nos propusieron en sus asignaturas. Agradezco su tiempo, paciencia, dedicación y confianza que me ofrecieron para consultarlos en cualquier momento que surgieron dudas sobre los temas vistos en clase.

A todas las personas que conocí a lo largo de mi estancia en el LIPC, en especial a Eduardo, Leonardo y Cesar por ser compañeros excepcionales y grandes amigos. A Os, Rodrigo, Mariana, Chava, Miguel, Jorge, Daniel, Clemente, Rafa, Martin, Wilmer, Niels, Ana, Frida, Paola y Jorge Solis por el apoyo y hacer amena mi estancia en Yucatán. A Alexis, Karen, Mariana, Itza, Mauricio, Gerardo, Jou, Omar, Peter y Peque, porque a pesar del tiempo y la distancia siempre me han brindado su cariño, apoyo y amistad.

A Ale por su apoyo, compañía, enseñanzas y cariño, por reconocer mis capacidades y motivarme para seguir creciendo día con día. A su familia por todo el cariño y atención que me dedicaron, los agradezco mucho.

Al Servicio Meteorológico Nacional por facilitar los datos de EMAs y ESIMes requeridos para desarrollar este proyecto. Así mismo a la Secretaría de Marina y especialmente, a la Dirección Adjunta de Oceanografía, Hidrografía y Meteorología por los datos proporcionados de sus estaciones meteorológicas.

A DTU por las simulaciones realizadas para el proyecto “Atlas Eólico Mexicano”, cuyos resultados fueron implementados para llevar a cabo este trabajo de investigación. Especial agradecimiento a la Dra. Vanesa Magar y al Dr. Markus Gross por permitirnos el acceso a la base de datos, sin la cual no hubiera sido posible generar este proyecto.

Al Oc. Camilo Rendón por su apoyo en el desarrollo de prácticas durante las materias, así como su motivación para concluir la maestría. Al Ing. Gonzalo Martín por su apoyo técnico durante toda mi estancia en el LIPC. A Lucy Correa por todo su tiempo y atención para realizar los trámites administrativos a lo largo del posgrado.

Al Sistema Nacional de Becas (CONACYT) por la beca 2018-000068-02NACF-22216 proporcionada para financiar mis estudios de maestría. Por otra parte, a CEMIE-Océano por su apoyo para asistir a la Reunión Anual de la Unión Geofísica Mexicana en 2018 con línea de investigación “LE Energía del Oleaje” (O-LE1). A PAPIIT DGAPA-UNAM (TA100420) e (IA101121) por su financiamiento en el proyecto de investigación.

Tabla de contenido

1	RESUMEN	1
2	ABSTRACT	2
3	INTRODUCCIÓN	3
3.1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
3.2	HIPÓTESIS	4
3.3	OBJETIVOS	4
4	ANTECEDENTES	5
5	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	10
5.1	ENERGÍAS RENOVABLES	10
5.2	ENERGÍA EÓLICA	12
5.2.1	<i>El viento en la atmósfera</i>	12
5.2.2	<i>Aprovechamiento del recurso eólico</i>	18
6	ÁREA DE ESTUDIO	25
7	METODOLOGÍA	27
7.1	DATOS	27
7.1.1	<i>Climate Forecast System Reanalysis (CFSR)</i>	27
7.1.2	<i>Datos 4C Offshore</i>	28
7.1.3	<i>Weather Research and Forecasting (WRF)</i>	28
7.1.4	<i>ETOPO1</i>	29
7.1.5	<i>Datos atmosféricos medidos</i>	29
7.2	PREPROCESAMIENTO	31
7.2.1	<i>Comparación Preliminar del Potencial Eólico</i>	31
7.2.2	<i>Validación del Modelo WRF</i>	32
7.3	CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO	36
7.3.1	<i>Rosas de Viento</i>	37
7.3.2	<i>Hodógrafas</i>	37
7.3.3	<i>Climatología Mensual y Estacional</i>	38
7.3.4	<i>Potencia del viento</i>	39
7.4	DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO COSTA AFUERA	39
7.4.1	<i>Identificación de la zona con mayor potencial eólico</i>	40
7.4.2	<i>Definición de las características de los aerogeneradores</i>	40
7.4.3	<i>Configuración espacial del parque eólico</i>	41
7.4.4	<i>Cálculo del potencial eólico del parque costa afuera</i>	42
7.4.5	<i>Comparación entre un parque eólico costa afuera y uno terrestre</i>	43
8	RESULTADOS	44
8.1	EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL VIENTO EN YUCATAN EN COMPARACIÓN A OTROS CAMPOS EÓLICOS	44
8.2	VALIDACIÓN DE MODELO WRF	47
8.3	CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO	52
8.3.1	<i>Variabilidad diurna</i>	52
8.3.2	<i>Variabilidad mensual y estacional</i>	55
8.3.3	<i>Rosas de Viento</i>	60
8.4	DENSIDAD DE POTENCIA DEL VIENTO	61
8.4.1	<i>Climatología mensual</i>	61
8.4.2	<i>Puntos de interés</i>	62
8.5	PARQUE EÓLICO COSTA AFUERA EN YUCATÁN	64

8.5.1	<i>Características del parque eólico costa afuera</i>	66
8.5.2	<i>Potencia extraída del viento</i>	66
9	TRABAJO FUTURO	69
9.1	ÁREA DE APROVECHAMIENTO, CIMENTACIÓN Y CONFIGURACIÓN DE LOS AEROGENERADORES	69
9.2	CÁLCULO DE POTENCIA NOMINAL	69
10	CONCLUSIONES	72
11	REFERENCIAS	73

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Incremento anual en la capacidad energética de fuentes renovables, por tecnología del 2012-2018. Tomado de REN21 (2019).....	5
Figura 2. Evolución de la capacidad energética en el sector eólico del 2008 al 2018 a nivel global en Gigawatts (GW). Tomado de REN21 (2019).....	6
Figura 3. Evolución de la capacidad instalada por año de energía eólica terrestre (onshore) y costa afuera (offshore) del 2015-2019, a nivel mundial. Tomado de GWEC (2019)	6
Figura 4. a) Total de nuevas instalaciones en la zona terrestre (onshore) para el 2019. b) Capacidad total instalada en la zona terrestre alrededor del mundo para el año 2019. Tomado de GWEC (2019)	7
Figura 5. Velocidad promedio anual del viento a 100 m de altura, al norte del Golfo de México. Tomado de Musial et al. (2019)	8
Figura 6. Localización del sitio 1 correspondiente al Puerto Isabel. Los colores indican el promedio anual de la velocidad del viento. Tomado de Musial et al. (2019).	9
Figura 7. Celdas de la circulación atmosférica global asociadas a las zonas de alta y baja presión que se generan por el calentamiento diferencial de la superficie terrestre. Tomado de https://nauticaformacion.es/vientos-planetarios-circulacion-atmosferica-vientos-alisios-del-oeste-polares/	13
Figura 8. Ilustración del movimiento del viento para los hemisferios Norte y Sur a lo largo del continente americano debido al gradiente de presión (PGF) y la fuerza de Coriolis. Tomada de Ahrens (2000).....	14
Figura 9. (A) Brisa de mar (día) y (B) brisa de tierra (noche). Tomado de Talayero et al. (2008).	15
Figura 10. Componentes generales de una turbina de viento. Tomado de https://calculosolar.com/curso/8_teoría.html	21
Figura 11. Área de estudio. Ubicación geográfica de la Península de Yucatán que abarca los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.....	25
Figura 12. Diagrama de flujo del marco metodológico de este trabajo.	27
Figura 13. Distribución espacial de las estaciones meteorológicas en la Península de Yucatán. Los marcadores en color magenta son los puntos de malla tomados del modelo WRF para cada estación. El marcador de cruz indica las ubicaciones de las estaciones meteorológicas.....	31
Figura 14. Distribuciones de Rayleigh ($c= 6$ m/s) y de Weibull ($v=6$ m/s y $k=3$). Tomado de Nelson (2014).....	36
Figura 15. Distribución de las estaciones meteorológicas utilizadas y los puntos de interés para describir la variabilidad del viento en el área de estudio.....	37
Figura 16. Hodógrafa que representa el desarrollo de brisas marinas en la localidad de Kinloss, Escocia. Tomado de Simpson (1996).....	38
Figura 17. Relación entre distancia de la costa, profundidad del agua y costos de inversión para parques eólicos marinos en Europa ($k=1000$). Tomado de Ng (2016).....	41
Figura 18. Diagrama de Taylor de los datos del WRF DTU simulados y los datos medidos de las estaciones meteorológicas.....	47
Figura 19. (a) Gráficas de dispersión, q-q y (b) distribución de probabilidad de Weibull de los datos simulados y medidos para la estación de Dzilam de Bravo. Los contornos en (a) representan la densidad de los datos, la línea negra a 45o la relación lineal esperada y la línea negra discontinua la relación q-q. Los histogramas en (b) muestran los datos simulados (azul) y los datos medidos (verde), donde los círculos y los asteriscos son el ajuste de la distribución de Weibull.....	49
Figura 20. Al igual que en la Figura 19 , (a) Gráficas de dispersión, q-q y (b) distribución de probabilidad de Weibull para los datos simulados y medidos para la estación de Progreso.....	50
Figura 21. Al igual que en la Figura 19 , (a) Gráficas de dispersión, q-q y (b) distribución de probabilidad de Weibull para los datos simulados y medidos para la estación de Sisal.	51

Figura 22. Distribución de los puntos de interés en la Península de Yucatán. Los marcadores en color marrón representan los sitios ubicados en la zona terrestre y los de color azul, los puntos ubicados en el mar.....	52
Figura 23. Mapas de variabilidad diurna del viento en la Península de Yucatán, para el día 5 de abril a las 18:00 hrs TL (00:00 hrs UTC) al día 6 de abril a las 18:00 hrs TL (00:00 hrs UTC) del 2014 utilizando los datos de velocidad del viento del modelo WRF a 10 [m] de altura en [m/s].	53
Figura 24. Variabilidad diurna de la velocidad del viento en la zona terrestre y marina en Dzilam de Bravo (P1 y P2), Progreso (P3 y P4) y Sisal (P5 y P6). Climatología horaria de 10 años (2005 a 2016). El color azul corresponde a la zona marina y el color marrón a la zona terrestre, los tres tipos de símbolos corresponden a cada una de las ubicaciones.	54
Figura 25. Hodógrafas de viento. Representan la distribución de la dirección y magnitud diurna del viento en la zona terrestre (línea roja) y marina (línea azul) en (a) Dzilam de Bravo, (b) Progreso y (c) Sisal. Los círculos indican el dato horario.	55
Figura 26. Variabilidad mensual de la velocidad del viento en la zona terrestre y marina en Dzilam de Bravo (P1 y P2), Progreso (P3 y P4) y Sisal (P5 y P6). Climatología horaria de 10 años (2005 a 2016). El color azul corresponde a la zona marina y el color marrón a la zona terrestre, los tres tipos de símbolos corresponden a cada una de las ubicaciones.	56
Figura 27. Cross table para el municipio de Dzilam de Bravo para la zona (a) terrestre (P1) y (b) marina (P2). Los colores indican la magnitud del viento en [m/s].	57
Figura 28. Cross Table para el municipio de Progreso para la zona (a) terrestre (P1) y (b) marina (P2). Los colores indican la magnitud del viento en [m/s].....	58
Figura 29. Cross Table para el municipio de Sisal para la zona (a) terrestre (P1) y (b) marina (P2). Los colores indican la magnitud del viento en [m/s]......	59
Figura 30. Rosas de viento de Dzilam de Bravo para P1 (a) y P2 (b). Los colores indican la magnitud del viento [m/s], los círculos concéntricos el porcentaje de ocurrencia y la orientación de los conos indica la dirección del viento.....	60
Figura 31. Rosas de viento de Progreso para P3 (a) y P4 (b). Los colores indican la magnitud del viento [m/s], los círculos concéntricos el porcentaje de ocurrencia y la orientación de los conos indica la dirección del viento.	60
Figura 32. Rosas de viento de Sisal para P5 (a) y P6 (b). Los colores indican la magnitud del viento [m/s], los círculos concéntricos el porcentaje de ocurrencia y la orientación de los conos indica la dirección del viento.	61
Figura 33. Variación mensual del potencial disponible del viento a 10 [m] para la Península de Yucatán. La barra de color indica el potencial disponible en [W/m ²]. M1 corresponde al municipio de Dzilam de Bravo, M2 a Progreso y M3 al municipio de Sisal.	62
Figura 34. Histograma de ocurrencia (a) y series de tiempo (c) del potencial disponible del viento para los puntos P1 y P2 ubicados (b) en el municipio de Dzilam de Bravo. El color azul indica la ubicación marina (P1) y el color café la ubicación terrestre (P2).	63
Figura 35. Histograma de ocurrencia (a) y series de tiempo (c) del potencial disponible del viento para los puntos P3 y P4 ubicados (b) en el municipio de Progreso. El color azul indica la ubicación marina (P1) y el color café la ubicación terrestre (P2).	64
Figura 36. Histograma de ocurrencia (a) y series de tiempo (c) del potencial disponible del viento para los puntos P5 y P6 ubicados (b) en el municipio de Sisal. El color azul indica la ubicación marina (P1) y el color café la ubicación terrestre (P2).	64
Figura 37. Variación mensual del potencial disponible del viento a 100 [m] para la Península de Yucatán. La barra de color indica el potencial disponible en [W/m ²]. M1 corresponde al municipio de Dzilam de Bravo, M2 a Progreso y M3 al municipio de Sisal.	65
Figura 38. Configuración de los 30 aerogeneradores utilizados para la propuesta del parque eólico costa afuera en Yucatán.	66
Figura 39. Curva de potencia del aerogenerador modelo SWT-7.0-154.....	67

Figura 40. Distribución de Probabilidad de Weibull para la evaluación del potencial eólico de la propuesta para un parque eólico en la costa de Yucatán.	67
Figura 41. Curvas de potencia para aerogeneradores V112 y V90 de Vestas de 3 [MW]	70

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Escala de tiempo y espacio de la dinámica atmosférica. Tomado de Nelson (2014)...	16
Tabla 2. Valores típicos del parámetro de rugosidad, z_0 . Tomado de Nelson (2014).....	17
Tabla 3. Campos eólicos costa afuera seleccionados para este estudio.....	28
Tabla 4. Características de los datos medidos de las Estaciones Meteorológicas Automáticas y Sinópticas proporcionados por el Servicio Meteorológico Nacional.	29
Tabla 5. Características de los datos medidos de las estaciones meteorológicas proporcionados por la Secretaría de Marina.	30
Tabla 6. Estaciones meteorológicas proporcionadas por el SMN, la SEMAR y el LIPC. Se especifica el sitio y la zona a la cual corresponde cada una de ellas: costera, tierra o marina. ...	32
Tabla 7. Clasificación de meses de acuerdo con estaciones del año.	39
Tabla 8. Características del aerogenerador seleccionado para la propuesta del parque eólico costa afuera en Yucatán (Siemens Wind Power, n.d.).	40
Tabla 9. Comparación preliminar de los parques eólicos en Estados Unidos, Europa y México.	46
Tabla 10. Estadísticos obtenidos para velocidad y dirección del viento de los datos medidos (O) y simulados (M) del modelo WRF DTU.	48
Tabla 11. Resultados del cálculo de potencia para el parque eólico marino propuesto en Sisal y el parque eólico terrestre “Eólica Golfo 1” en Dzilam de Bravo.	68
Tabla 12. Características de aerogeneradores Vestas de 3 [MW] (Bauer & Matysik, n.d.).....	70
Tabla 13. Resultados del cálculo del potencial de salida y factor de planta.....	71

1 Resumen

Dentro del tema de energía, los recursos renovables han tomado fuerza y se han posicionado como la vía más importante para vivir una revolución energética. La reducción en la disponibilidad de combustibles fósiles y su impacto negativo en el medio ambiente ha llevado a repensar las estrategias para cubrir el aumento de la demanda mundial de energía. En países como Dinamarca, Países Bajos y Alemania, se espera que, en un corto plazo, la energía eólica satisfaga la mayor parte de su consumo energético. En estos países, los campos eólicos se encuentran en su mayoría costa afuera (offshore, en inglés), debido a un potencial energético mayor, y a normas medioambientales.

En México, la Península de Yucatán tiene actualmente varios proyectos de campos eólicos en tierra; sin embargo, existen problemas medioambientales y sociales que ponen en riesgo a estos proyectos. Como alternativa, los parques eólicos marinos presentan diversas ventajas como lo es el mayor aprovechamiento del potencial eólico en comparación con la zona terrestre.

En este trabajo presentamos las características del campo de viento terrestre y marino con datos del modelo WRF para un periodo del 2005 al 2016. Los datos obtenidos del modelo fueron validados con mediciones del viento proporcionadas por estaciones meteorológicas automáticas en el área terrestre y marina, propiedad del Servicio Meteorológico Nacional (SMN) y la Secretaría de Marina (SEMAR). Analizamos el potencial eólico en ambas áreas y presentamos una comparación preliminar entre los principales parques eólicos en Europa y Estados Unidos de América, para estimar la competitividad de Yucatán frente a los pioneros en energía eólica. La zona de mayor potencial en la zona marina se delimitó y se propuso un parque eólico marino, para luego realizar una aproximación del potencial que podría generarse. Una vez que se determinó el potencial eólico, comparamos los parques eólicos marinos más importantes del mundo, los parques terrestres en México y el propuesto para este proyecto. Los resultados muestran que la costa de Yucatán tiene un potencial eólico dentro de un rango ideal para alcanzar un nivel de potencia máximo, además ofrece diversas ventajas como una plataforma poco profunda, condiciones normales de oleaje y poca profundidad en zonas alejadas a la costa.

2 Abstract

Renewable resources have positioned themselves as the most important way to get an energy revolution. The expected decrease of fossil fuels availability and their negative impact on the environment has led to rethink the strategies to cover the increase in the global energy demand. In countries such as Denmark, the Netherlands and Germany, it is expected that, in the short term, wind power will satisfy most of their energy consumption. In these countries, wind farms are mostly offshore, due to greater energy potential, and environmental policies.

In Mexico, the Yucatan Peninsula currently has several wind farms projects inland; however, there are environmental and social problems that put these projects at risk. As an alternative, offshore wind farms present several advantages, including the wind potential which is higher than in inland areas.

In this work we present the characteristics of the land and sea wind field with data from the WRF model for a period from 2005 to 2016. We validate the WRF data with wind measurements provided by automatic weather stations in the land and marine areas, property of the National Meteorological Service (SMN) and the Marine Secretary (SEMAR). We analyze the wind potential in both areas and present a preliminary comparison between the main wind farms in Europe and the United States, to estimate the competitiveness of Yucatan against the pioneers in wind energy. The section of highest potential in the marine zone was delimited and we proposed an offshore wind farm, to later compute the wind potential that could be generated. Once the wind potential has been determined, we compared the most important offshore wind farms in the world, the onshore wind farms in Mexico and the one proposed for this project. The results show that the Yucatan offshore area has a wind potential within an ideal range to reach a maximum power level, while providing several advantages such as a shallow shelf, mild wave conditions and appropriate depths far from the coast.

3 Introducción

Las energías renovables han tomado un papel importante dentro de las áreas de tecnología, ciencia, política, economía y desarrollo social, debido a que representan una herramienta fundamental para alcanzar los Objetivos para el Desarrollo Sostenible (ODS) adoptados por la Asamblea General de las Naciones Unidas (AGNU) en el 2015, donde participaron diversos países comprometidos con adoptar medidas necesarias para alcanzar las metas establecidas (Gielen et al., 2019). Uno de los instrumentos establecidos para alcanzar los ODS es el llamado Acuerdo de París, que busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la aceleración del calentamiento global. Con dicho acuerdo, 195 países se comprometieron a implementar acciones que reduzcan las emisiones de GEI y así moderar el aumento de la temperatura global, siendo la implementación de fuentes de energía limpia una de las principales acciones del acuerdo. Además de los ODSs de la AGNU, el uso de energías renovables se ha impulsado debido a la reducción en la disponibilidad de combustibles fósiles y al aumento global de la demanda energética. Así, ha surgido la necesidad de replantear las estrategias para cubrir el aumento de la demanda energética en el mundo con fuentes renovables (REN21, 2016).

Evaluando el uso de energías renovables a nivel mundial, Dolores, Diez, López y Negro (2011) determinan que la energía eólica es la más utilizada hasta ahora, teniendo un mayor desarrollo en comparación con otras energías renovables, especialmente en instalaciones terrestres. En la última década el sector eólico ha iniciado la migración de parques eólicos terrestres a marinos, aprovechando el espacio y mayores velocidades de viento en mar abierto. Cabe mencionar que estos parques son colocados a una distancia de aproximadamente 10 km de la costa por lo cual su contaminación visual y sonora es reducida de forma considerable (Bilgili et al., 2011). En Europa la capacidad instalada incrementó de menos de 50 MW en el 2000 a 1471 MW para finales del 2008, lo cual se traduce en un incremento de cerca del 50% por año (Green & Vasilakos, 2011). De acuerdo a Bilgili et al. (2011), nueve son los países que tienen en operación parques eólicos costa afuera: Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Alemania, Irlanda, Italia, Países Bajos, Suiza y Reino Unido. Por otro lado, en Estados Unidos, para el 2008 las instalaciones de parques marinos representaron cerca del 2.23% de su capacidad total instalada de energía eólica.

En México, de acuerdo a la IEA (International Energy Agency), el ejercicio de la Reforma Energética implementada en el 2013 se ha complicado debido a los bajos precios del petróleo, pero ha abierto el mercado energético al sector privado generando un avance significativo para el desarrollo de las energías renovables (Agency, 2016). Como resultado, actualmente las empresas enfocadas al uso de energía solar y eólica han sido seleccionadas en las primeras subastas, donde el sector privado en la industria eólica ganó 620 MW y 1038 MW en la primera y segunda subasta, respectivamente (IRENA, 2017). Con esta tendencia mundial hacia las energías renovables, en particular la energía eólica, así como el avance en México en estos proyectos, este estudio tiene como objetivo evaluar el potencial eólico en la Península de Yucatán y proponer un campo eólico sobre la plataforma yucateca. Este trabajo surge con el conocimiento de que la zona costera de

Yucatán presenta una intensidad y estabilidad del campo de viento a lo largo del año, que sugiere que sea una zona competitiva en comparación con otras áreas del mundo donde se emplea esta misma tecnología (Figueroa-Espinoza et al., 2014). La implementación de la energía eólica costa afuera representa una nueva alternativa de desarrollo para alcanzar una independencia energética en México.

3.1 Planteamiento del problema

En los últimos años diversos proyectos de energía eólica se han desarrollado en la Península de Yucatán; sin embargo, existen problemas medioambientales y sociales que dificultan la ejecución de estos proyectos y ponen en riesgo su permanencia. En diferentes partes del mundo, la migración de parques eólicos a la zona marina representa una alternativa para solucionar los problemas medioambientales y sociales. Siendo que la Península de Yucatán cuenta con una plataforma continental de gran extensión, se plantea como una zona aprovechable para utilizar el recurso eólico como fuente alterna de energía.

3.2 Hipótesis

La implementación de un parque eólico costa afuera en la Península de Yucatán permitirá un mayor aprovechamiento del recurso eólico en comparación a los parques terrestres, generando la energía suficiente para complementar la demanda energética del estado de Yucatán.

3.3 Objetivos

Objetivo general

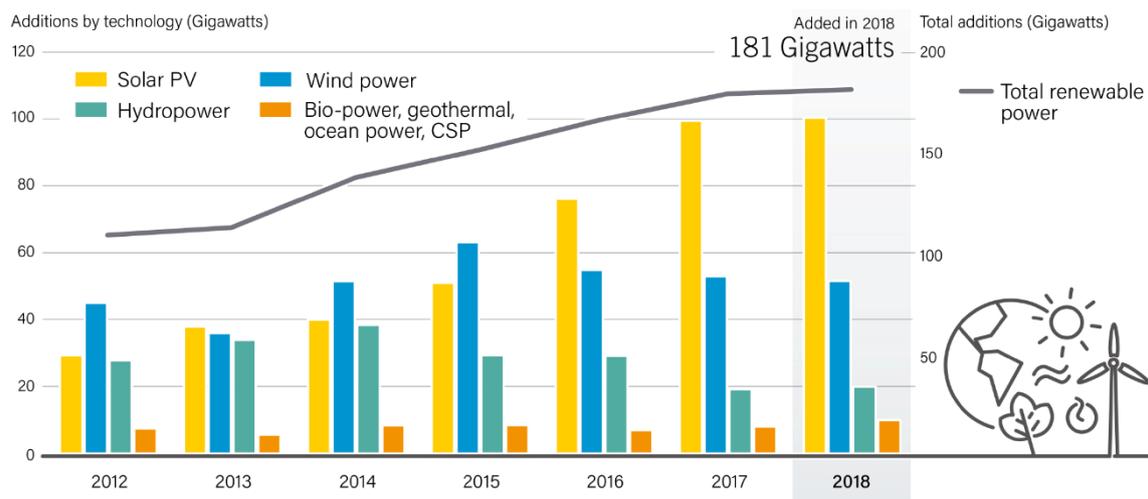
Calcular el potencial eólico costa afuera y elaborar el diseño de un parque eólico marino para la costa de Yucatán

Objetivos particulares

- Caracterizar los campos de vientos marinos y terrestres de Yucatán.
- Identificar la zona con mayor potencial eólico costa afuera en Yucatán.
- Proponer las características de diseño para un campo eólico marino para la costa de Yucatán y evaluar su producción.

4 Antecedentes

El desarrollo de la sociedad está basado en el consumo de grandes cantidades de energía, la cual en su mayoría proviene de fuentes no renovables. Debido a diferentes problemáticas ambientales derivadas del uso de combustibles fósiles y de su agotamiento, actualmente se busca migrar al uso de energías renovables o alternativas, las cuales engloban diferentes recursos presentes en nuestro entorno, por ejemplo, el viento, la radiación solar y las corrientes marinas. Para el 2018 de acuerdo al reporte presentado por REN21 (2019) la capacidad energética a nivel global alcanzó cerca de los 2,378 GW con un añadido de 181 GW como se muestra en la **Figura 1**. De las nuevas instalaciones aproximadamente el 55% corresponde a celdas fotovoltaicas, seguida de la energía eólica con un 28% y 11% para energía hidroeléctrica. Así mismo se reporta que más de 90 países tenían instalados por lo menos 1 GW de energías renovables, mientras que al menos en 30 países se excedieron los 10 GW de capacidad energética. En los reportes sobre la evolución de las energías renovables en el mundo, México juega un rol importante debido a la riqueza en recursos naturales con los que cuenta, lo que se traduce en un alto potencial energético. La distribución de los recursos a lo largo del territorio mexicano permite realizar un desarrollo regionalizado de las energías renovables, siendo la energía solar, eólica y geotérmica las principales formas de generación.



Note: Solar PV capacity data are provided in direct current (DC).

REN21 RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT

Figura 1. Incremento anual en la capacidad energética de fuentes renovables, por tecnología del 2012-2018. Tomado de REN21 (2019).

La presencia del viento en la atmósfera se considera como un medio para la generación de energía eléctrica, implementando una turbina eólica la cual aprovecha la energía cinética del viento, convirtiéndola en mecánica y posteriormente en eléctrica. La energía eólica es una de las energías renovables más utilizadas en el mundo y ha tenido un crecimiento acelerado en los últimos años por sus bajos costos y alto potencial energético. Debido a que el mercado global de la energía eólica se ha mantenido en crecimiento, una mayor cantidad de países han conseguido instalar aerogeneradores a micro y macroescala.

De acuerdo con reportes del 2018 este tipo de energía renovable quedó en segundo lugar de capacidad energética añadida después de la energía solar. Aunque la energía eólica terrestre ha sido utilizada durante mucho tiempo, se ha decidido migrar a la zona marina donde se encontraron espacios más grandes para el desarrollo de proyectos, así como velocidades del viento más altas y con mayor estabilidad.

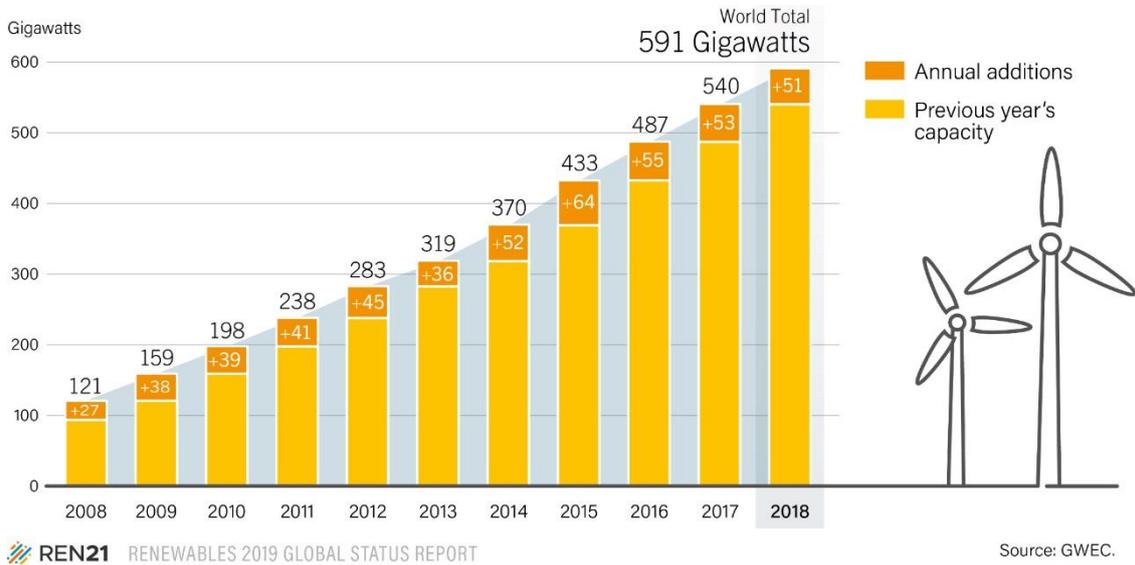


Figura 2. Evolución de la capacidad energética en el sector eólico del 2008 al 2018 a nivel global en Gigawatts (GW). Tomado de REN21 (2019).



Figura 3. Evolución de la capacidad instalada por año de energía eólica terrestre (onshore) y costa afuera (offshore) del 2015-2019, a nivel mundial. Tomado de GWEC (2019)

En los últimos años han surgido nuevos mercados para las energías renovables en África, Sureste de Asia, América Latina y el Medio Oriente, dando lugar a aproximadamente el 10% de las nuevas instalaciones en el 2018, aproximadamente 8% más que en el 2017.

Para el término del reporte de REN21 (2019) se calculó un acumulado de 591 GW alrededor del mundo en energía eólica, donde 568.4 GW corresponden a la zona onshore y el resto a la zona offshore (**Figura 2**). De acuerdo al Global Wind Energy Council (GWEC) (2019) en el 2019 se superó la marca registrada para el 2018 con un total de 60 GW instalados. De esta cifra, los parques eólicos terrestres añadieron 54.2 GW a su capacidad instalada mientras que los parques marinos incrementaron un 10% en comparación con el 2018, el nivel más alto registrado hasta ahora (**Figura 3**). Por otro lado, en términos de instalaciones acumuladas para la zona terrestre, los países con mayor capacidad son China, EUA, Alemania, India y España, juntos suman aproximadamente el 73 % de la energía eólica terrestre instalada en el mundo (**Figura 4.b**).

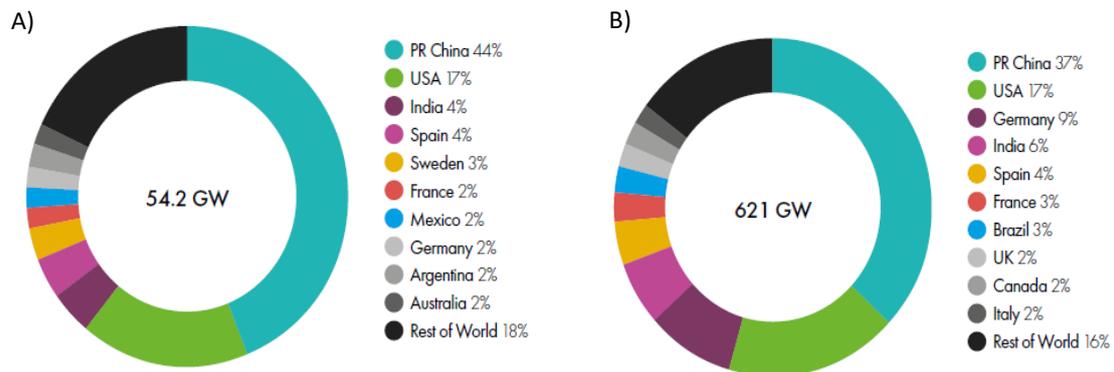


Figura 4. a) Total de nuevas instalaciones en la zona terrestre (onshore) para el 2019. b) Capacidad total instalada en la zona terrestre alrededor del mundo para el año 2019. Tomado de GWEC (2019)

De acuerdo al GWEC (2019), en México, para el 2019, se registró un incremento del 2% en la energía eólica terrestre, con 929 MW instalados para 2018 y 1,281 MW en 2019 (**Figura 4.a**), finalizando con un total de 6,215 MW instalados. El estado de Yucatán cuenta actualmente con el Parque Eólico Dzilam Bravo (PEDB) promovido por Eólica del Golfo 1 S.A.P.I. de C.V. (EdG1) en la zona sur del municipio de Dzilam de Bravo en la región centro-norte de la península. De acuerdo con la manifestación de impacto ambiental, está distribuido en un polígono de 1,368.53 hectáreas, con 28 aerogeneradores de 2.5 MW, dando un total de 70 MW de capacidad instalada y una producción de aproximadamente 270 GW por año (S.C.P., 2013).

De acuerdo al estudio realizado por Musial et al. (2019) para evaluar el potencial disponible en la zona marina de Estados Unidos, se encontró que cerca del 15% del potencial energético del viento está contenido en el Golfo de México (GoM, por sus siglas en inglés). Este trabajo tiene como objetivo caracterizar el área de estudio y clasificarlo de acuerdo con la distancia a la costa, velocidad del viento y batimetría, así como el potencial de viento disponible. En el reporte se registró que el GoM tiene una velocidad promedio anual del viento entre los 7 [m/s] y 9[m/s], el cual es ligeramente menor que los 8.5 y 10 [m/s] registrados en mares europeos. Por otro lado, considerando estas velocidades evaluaron que la capacidad bruta de recursos eólicos marinos del GoM es de alrededor de 1,872 [GW] (Musial et al., 2019). Para conocer el potencial de producción de energía, se realizó un análisis dividiendo el área del GoM, del territorio de Estados Unidos, en distintas mallas que funcionarían como campos eólicos. De acuerdo a Musial

et al. (2019), en cada una de las áreas se consideraron los valores de viento a una altura de 100 [m], a una distancia de 200 [m] de la costa y una densidad de potencia de 3 [MW/km²]. Este análisis dio como resultado que el potencial de producción de energía bruta del GoM es de 6,376 [TWh/año], esto sin considerar filtros tecnológicos, económicos o de ubicación como se muestra en la **Figura 5**.

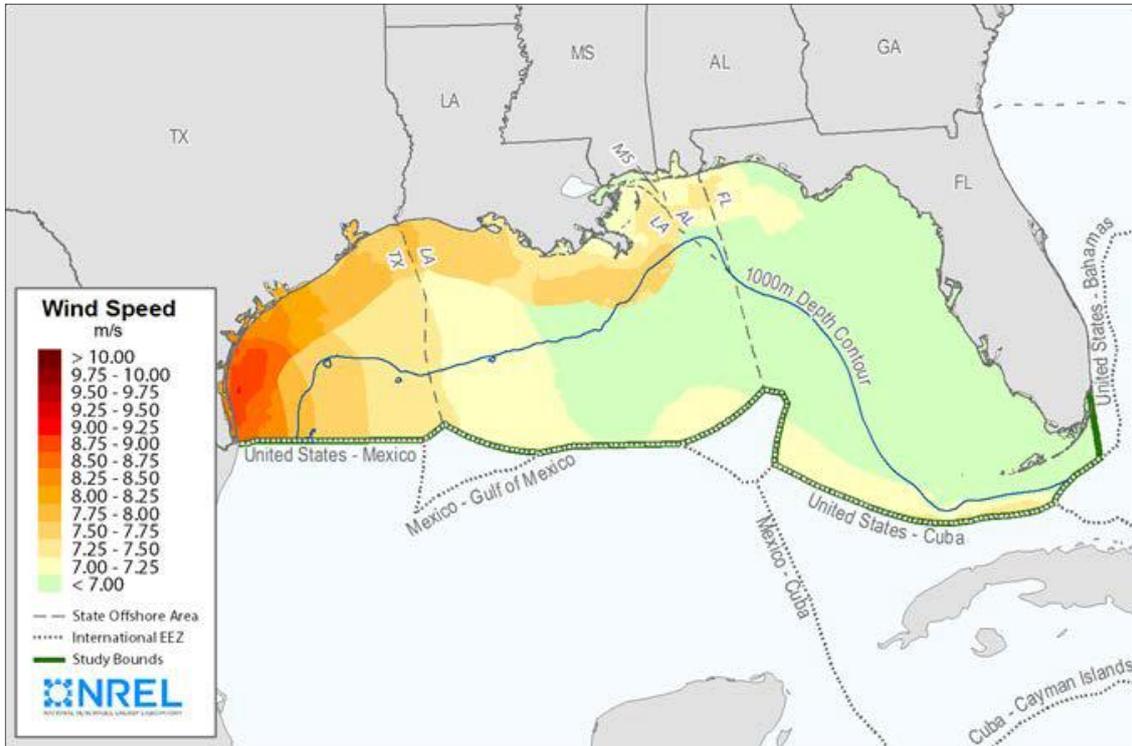


Figura 5. Velocidad promedio anual del viento a 100 m de altura, al norte del Golfo de México. Tomado de Musial et al. (2019)

Una vez caracterizada toda el área disponible, se seleccionaron seis sitios para los cuales siguieron ciertos criterios como el potencial económico y proximidad a la costa, área disponible, costo de producción, impacto ambiental y social, profundidades, entre otros. Después de realizar la selección de los seis sitios, realizaron una segunda discusión y filtraron las selecciones hasta obtener únicamente tres puntos los cuales permitieran caracterizar toda el área y a su vez cumplieran con los criterios propuestos. Al igual que en este trabajo, realizaron la descripción de diferentes propuestas de parques eólicos en los sitios seleccionados (Musial et al., 2020).

A lo largo de este proceso, Musial et al. (2020) definieron las propiedades de los aerogeneradores que se implementarían y su distribución, calculando los valores promedio de la velocidad de viento en cada sitio (**Figura 6**). Los sitios seleccionados corresponden al Puerto Isabel (PI), Puerto Arthur (PA) y Pensacola (P), los cuales mostraron velocidades promedio del viento de 9 [m/s], 7.87 [m/s] y 7.37 [m/s] respectivamente. El rango de diámetro del rotor fue de 200 a 223 [m] a una altura promedio de 130 [m], una potencia nominal de 10 [MW] y espaciado de 7 veces el diámetro del rotor. Como resultado del cálculo del potencial para 16 aerogeneradores en los dos primeros sitios y 31 en el tercero, se obtuvo una capacidad de generación de 1,115.58 [MW], 1,122.66 [MW] y 1,743.96 [MW] respectivamente, sumando un total de

3,982 [MW]. Musial et al. (2020) indican que el valor de la velocidad promedio del viento es una variable importante que afecta la cantidad de energía que un proyecto puede generar y a su vez la localización y recursos disponibles en la costa influyen en la definición de las propuestas.

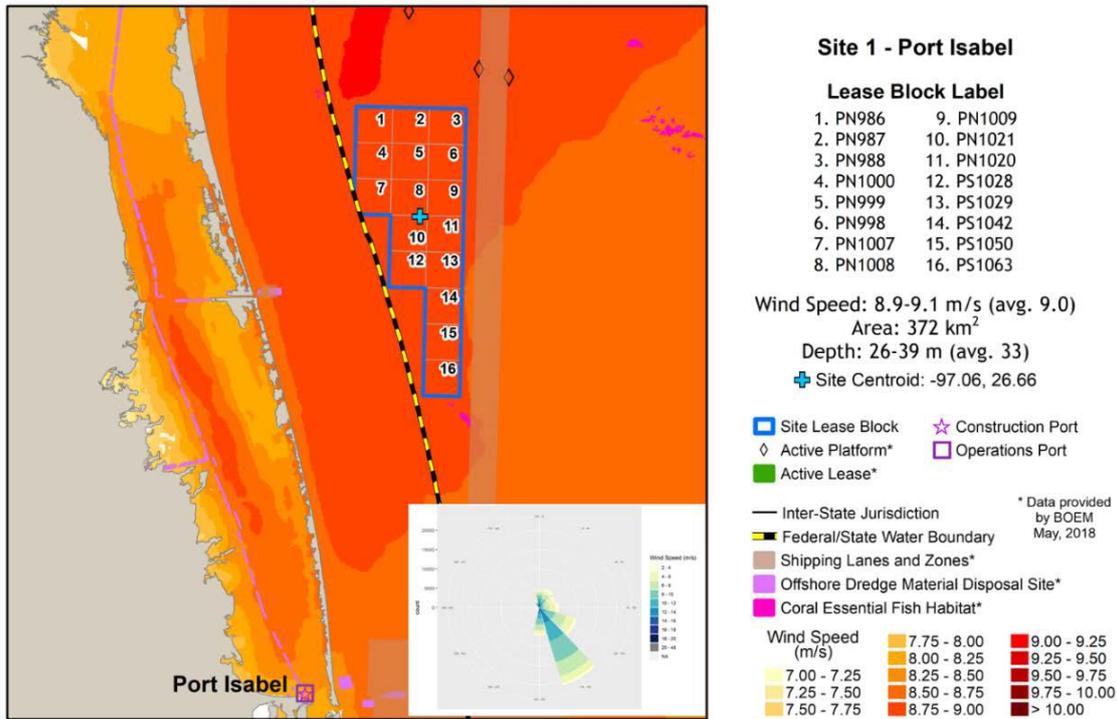


Figura 6. Localización del sitio 1 correspondiente al Puerto Isabel. Los colores indican el promedio anual de la velocidad del viento. Tomado de Musial et al. (2019).

En la zona de Mérida, Yucatán, Gross & Magar (2015) llevaron a cabo un estudio para conocer las características dinámicas del viento, encontrando que tienen una estacionalidad mensual con velocidades promedio de 7 - 8 [m/s] a lo largo del año y una velocidad máxima media de 10 [m/s]. Además, reportan densidades de potencia de 200 - 300 [W/m²] a 10 [m] de altura y 400 - 500 [W/m²] a una altura de 50 [m], densidad de potencia que se extienden hasta la zona costa afuera. Este último rango de potencia de acuerdo con la escala reportada en Elliot et al. (2003) para valores por arriba de 50 [m] de altura, es considerada de moderada a buena y corresponde a velocidades del viento de 6.1 a 7.3 [m/s]. En el estudio realizado por Archer (2005), al noreste de México y a lo largo de la Península de Yucatán algunas zonas se encuentran por arriba de la Clase 3 de su clasificación, es decir, velocidades del viento promedio superiores a los 7.5 [m/s].

Considerando lo anterior, el uso de energías renovables es una tendencia mundial encaminada al desarrollo sustentable. Si bien México también está desarrollando estas tecnologías, la zona marina de Yucatán es una zona con un alto potencial energético que debe ser estudiado.

5 Fundamentos Teóricos

En esta sección se hace una breve introducción al tema de energías renovables, enfocándonos posteriormente en la energía eólica. A lo largo de los diferentes subtemas se da una breve explicación sobre las energías renovables y los diferentes recursos aprovechados por las mismas, para posteriormente adentrarse en la energía eólica. Para explicar esto último, se inicia con una descripción sobre qué es el viento y sus características, así como su comportamiento y las fuerzas que lo rigen, su clasificación, etc. En la última subsección se explican algunos de los conceptos más importantes relacionados con la energía eólica terrestre (*onshore*) y costa afuera (*offshore*), además de su aprovechamiento, las características de los aerogeneradores, parques eólicos y la evaluación del recurso natural aprovechable.

5.1 Energías Renovables

En la actualidad existen diferentes formas de generación de energía y es posible clasificarlas en dos grupos principales, las energías renovables y las energías convencionales o no renovables de acuerdo con los recursos naturales que cada una aprovecha. En el caso de las energías convencionales, estas son generadas principalmente por recursos fósiles o reacciones nucleares, los cuales son considerados recursos finitos debido a que la velocidad con la que se generan en la naturaleza es baja. Por otro lado, un recurso renovable es infinito dentro de un periodo de tiempo superior al de la humanidad y este tipo de energía se puede dividir nuevamente en tres grupos: solar, planetaria y geotérmica (Twidell & Weir, 2015).

Con estas diferentes fuentes naturales es posible generar energía o transformar el recurso de diversas formas dependiendo de su conversión natural, por ejemplo, si la fuente es el sol, entonces la radiación solar que genera un gradiente térmico da lugar al viento. Estas últimas llamadas conversiones naturales se pueden transformar en electricidad, calor o combustible mediante diferentes mecanismos, por ejemplo, por medio de un sistema fotovoltaico para la radiación solar o una turbina eólica para el viento (Merino, 2007). A continuación, una breve descripción de las diferentes fuentes, sus conversiones naturales y las formas de aprovechamiento.

Energía Geotérmica

La energía geotérmica es aquella que aprovecha la energía proveniente del calor emitido desde el interior de la Tierra, ya que se registran temperaturas entre los 3,000°C y 10,000°C. Las diferencias de temperatura entre el interior de la tierra y la corteza terrestre son causantes de un continuo flujo de calor con un valor promedio a nivel global de 0.063 W/m². En la actualidad este tipo de energía es aprovechada únicamente en regiones con anomalías geotérmicas en las cuales se tienen registros de altas temperaturas a bajas profundidades. Las estaciones ubicadas en los campos geotérmicos normalmente utilizan estos flujos de calor para la generación de electricidad y en sistemas de calefacción (Twidell & Weir, 2015).

Energía Planetaria

De acuerdo a Quaschnig (2016) las fuerzas generadas debido a la interacción que existe entre la Tierra y la Luna dan como resultado las mareas, que generan el movimiento de grandes masas de agua en el océano, el cual involucra altos niveles de energía que pueden aprovecharse mediante plantas de energía ubicadas en la costa. Cuando se presenta marea alta las compuertas de la planta se abren para captar el flujo de agua y posteriormente cuando ocurre el reflujó las compuertas se cierran para evitar su salida, creando una diferencia de potencial. El agua contenida en los depósitos es liberada al océano una vez que se presenta marea baja y espera a que inicie nuevamente el ciclo de marea. Es uno de los tipos de energía renovables menos utilizados debido a su impacto sobre la naturaleza, altos costos y los requerimientos del área interés.

Energía Solar

El sol es considerado la fuente de energía más grande que tenemos, tal que anualmente cerca de 1.08×10^8 kWh de energía solar llegan a la superficie terrestre, siendo diez mil veces mayor a la demanda anual a nivel global. Existe una diferencia entre la energía solar directa e indirecta. En el caso de la energía solar directa tenemos como ejemplo la radiación incidente, la cual puede ser utilizada para generar electricidad o calor de acuerdo con el sistema implementado. Por otro lado, el viento, el flujo de agua en los ríos y el propio crecimiento de las plantas son formas indirectas de energía solar (Quaschnig, 2016).

Los sistemas más importantes para generar electricidad y calor aprovechando las conversiones naturales de la energía solar de forma directa e indirecta son:

- Celdas fotovoltaicas/solares
- Calentadores solares
- Plantas Hidroeléctricas
- Biocombustibles
- Turbinas eólicas y marinas

La mayor ventaja del uso de las energías renovables es su abundante disponibilidad debido a que los recursos son infinitos y, por otro lado, comparados con los recursos fósiles el impacto negativo en el ambiente es menor. Además, considerando el objetivo global de energía (SDG 7) adoptado por la AGNU en 2015 y mencionado por Gielen et al. (2019), las energías renovables nos permitirán garantizar el acceso a energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos.

La tecnología de los diferentes tipos energías renovables han tenido un desarrollo más rápido en comparación con otras debido principalmente a que la complejidad en su funcionamiento es menor, con eficiencias mayores a menores costos. Entre las tecnologías más avanzadas están la energía solar, eólica e hidroeléctrica, sin embargo, la hidroeléctrica, a pesar de generar grandes cantidades de electricidad sigue teniendo costos elevados para su construcción e importantes impactos socio-ambientales. En el caso de la energía geotérmica, esta no puede ser implementada en cualquier sitio debido a que se requieren condiciones específicas del área y la operación de las plantas es costosa. Los biocombustibles han demostrado ser una tecnología de bajo costo, sin embargo, se han

desarrollado de forma local o en microescala y tienen la desventaja de generar grandes cantidades de emisiones a la atmósfera.

5.2 Energía Eólica

Los vientos presentes en la atmósfera representan una forma de energía solar que se transforma en energía cinética. Así, los vientos pueden ser aprovechados para la generación de electricidad. La energía eólica es una de las energías renovables más utilizadas ya que ha tenido un crecimiento acelerado en los últimos años debido al mayor interés de inversionistas ante la reducción de costos en instalación y mantenimiento. Para la evaluación del recurso eólico, es necesario llevar a cabo un registro de la velocidad y dirección del viento, así como de la temperatura del aire y la densidad del viento, entre otros parámetros, incluyendo las características de los aerogeneradores. Sin embargo, en esta sección se hace una descripción de la dinámica de los vientos en la atmósfera, seguido de los componentes de la energía eólica, incluyendo el potencial eólico y su aprovechamiento por medio de los aerogeneradores.

5.2.1 El viento en la atmósfera

El viento se define como el movimiento de las masas de aire que se desplazan a través de la atmósfera bajo diversas condiciones. En la atmósfera ocurren diferentes procesos que determinan la dinámica del viento, de tal manera que se puede observar su movimiento en términos de distancia y tiempo (Fernández, 2011). La descripción del movimiento del aire en la atmósfera es compleja ya que involucra procesos a diferentes escalas espaciotemporales, siendo posible dividir a la atmósfera en subsistemas dependiendo de la escala de interés.

Como describe Nelson (2014), los dos principales factores en la circulación atmosférica global son: la radiación solar y el movimiento de rotación de la Tierra. La radiación solar calienta de manera diferenciada la superficie terrestre, lo cual genera zonas de bajas (el cinturón ecuatorial, entre los 60°N y 60°S) y altas presiones (entre los 30°N y 30°S). De acuerdo a Guillén (2015), la circulación atmosférica global tiene algunas particularidades, ya que el aire ecuatorial con una mayor temperatura, asciende y se desvía hacia los polos, pero éste a su vez reduce su temperatura a medida que avanza y desciende nuevamente a la superficie terrestre a una latitud de aproximadamente 30°. Parte de esta corriente retorna a la zona de baja presión en el ecuador, mientras que el resto sigue su trayectoria hacia los polos. El aire con la temperatura más baja que llega a los límites del polo se encuentra con otro que baja del polo hasta una latitud de 60° y se eleva sobre éste, como se observa en los pares de celdas por arriba de lo 30° de latitud (**Figura 7**). De esta forma se puede identificar que además de las regiones de baja presión en el ecuador y de alta presión en los polos, existen celdas de circulación intermedia: uno de alta presión alrededor de la latitud 30° delimitado por el aire descendente y otro de baja presión alrededor de la latitud 60°. El gradiente horizontal de presiones genera un flujo del viento de las altas presiones a las bajas presiones, lo cual define tanto la velocidad como la dirección del movimiento del aire. Entre mayor sea el gradiente, la velocidad del viento es más grande. Debido a la rotación de la tierra, el aire que se mueve de manera paralela al gradiente horizontal de presión y perpendicular a las isobaras cambia su dirección, este

efecto sobre las masas de aire al recorrer grandes distancias, se le conoce como el efecto de Coriolis (Talayero (2008)). De esta forma, se generan en ambos lados de la zona de baja presión, los *vientos alisios*, en los cuales predomina la componente este del viento y circulan a lo largo del ecuador. Este sistema se extiende hasta los 30° de latitud donde se generan las altas presiones tropicales con vientos más débiles (Fernández, 2011). Por otro lado, desde la zona de altas presiones hasta los polos dominan vientos del oeste, los cuales son menos constantes que los vientos alisios, tanto en dirección como en intensidad. En la **Figura 7** se observan las celdas de circulación atmosférica asociadas a las zonas de alta y baja presión que se generan por el calentamiento diferencial de la superficie terrestre. Debido a que la dinámica del viento se ve fuertemente influenciada por el calentamiento de la atmósfera, se puede considerar a la energía eólica como una variante de la energía solar.

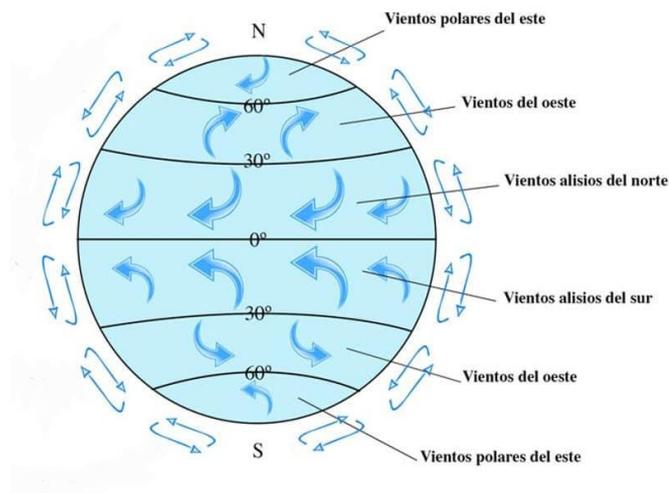


Figura 7. Celdas de la circulación atmosférica global asociadas a las zonas de alta y baja presión que se generan por el calentamiento diferencial de la superficie terrestre. Tomado de <https://nauticaformacion.es/vientos-planetarios-circulacion-atmosferica-vientos-alisios-del-oeste-polares/>

5.2.1.1 Fuerza de Coriolis

Para entender mejor el sistema de vientos global, es importante conocer el efecto de Coriolis. Retomando la descripción anterior de los sistemas de vientos, tenemos que las zonas cercanas al ecuador cuentan con un nivel de calentamiento mayor en comparación con otras latitudes, por lo cual el aire proveniente del ecuador es menos denso. En consecuencia, el aire caliente asciende, fluyendo en dirección a los polos, donde el aire cerca de la superficie terrestre es más frío. Debido a la rotación de la Tierra, cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha o a la izquierda en el hemisferio sur como se representa en la **Figura 8** (Ahrens, 2000) . El *efecto de Coriolis* describe dicho movimiento aparente ocasionado por la rotación del globo terráqueo. Taylor (2004) menciona, “Este fenómeno fue definido por Coriolis, matemático francés (1795-1843), quien observó que un objeto de masa m que se desplaza con una velocidad angular constante ω , experimenta una velocidad tangencial mayor cuanto más grande es su alejamiento del centro.” (p.101). De esta forma el efecto de Coriolis incrementa desde un valor de “cero” en el ecuador, hasta un máximo en los polos, por lo que el cambio gradual de esa distancia causa una aceleración ante la fuerza ejercida

sobre la masa del cuerpo. La fuerza Coriolis actúa sobre cualquier cuerpo móvil y puede ser estimada por la siguiente expresión de Talayero (2008):

$$F = -2 \cdot \Omega \cdot U \cdot \sin \varphi \quad (1)$$

Donde:

Ω : Velocidad angular de la Tierra (360° en 24h o 7.29×10^{-5} rad/s)

U : Velocidad del móvil

φ : Latitud

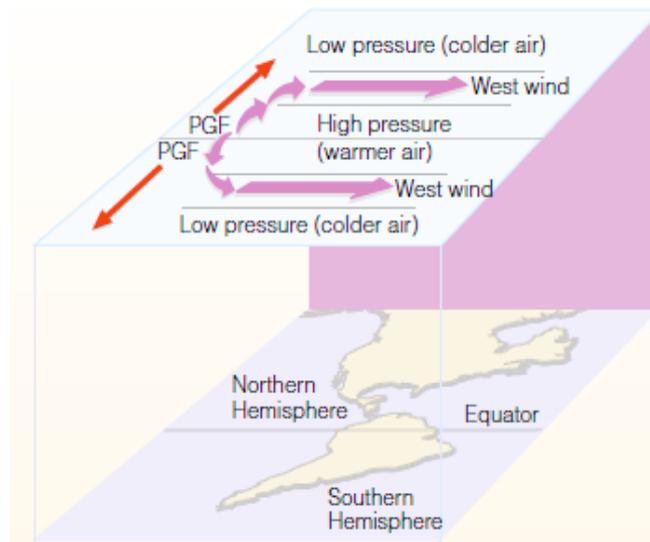


Figura 8. Ilustración del movimiento del viento para los hemisferios Norte y Sur a lo largo del continente americano debido al gradiente de presión (PGF) y la fuerza de Coriolis. Tomada de Ahrens (2000).

A la zona que se encuentra desde la superficie de la tierra hasta 1 km de altura, se le llama *planetary boundary layer* o capa límite terrestre, a lo largo de la cual el viento se encuentra influenciado por su interacción con la superficie terrestre. A la zona adyacente (arriba de 1 km de altura), se le conoce como *atmósfera libre* (Talayero et al., 2008).

Cuando la fuerza que se genera ante el gradiente de presión se equilibra por la presencia de la fuerza de Coriolis, el flujo del viento es paralelo a las isobaras, denominado *viento geostrófico*. Este tipo de viento se encuentra a una altura de 1 km sobre el nivel del suelo. Matemáticamente, el equilibrio que se genera entre el gradiente de presión y la fuerza de Coriolis se representa con la siguiente ecuación:

$$\left(-\frac{1}{\rho}\right) \cdot \frac{\partial p}{\partial n} = -2 \cdot \Omega \cdot U \cdot \sin \varphi \quad (2)$$

Donde:

ρ : Densidad del aire

$\partial p / \partial n$: Gradiente horizontal de presión

De esta forma, el efecto de Coriolis influye en la circulación global de la atmósfera, siendo una fuerza planetaria de gran importancia en los procesos atmosféricos.

5.2.1.2 Variabilidad de los campos de viento

Los campos de viento en una zona determinada presentan variaciones espaciales y temporales que dependen de distintos factores, como puede ser la variabilidad en el calentamiento de la tierra y el mar, la topografía, la presencia de zonas urbanas, entre otros. Las variaciones entre el calentamiento en la zona terrestre y marina generan diferencias de presión que dan lugar a los vientos locales conocidos como *brisas*. Estos vientos también serán afectados por la fricción de las distintas superficies (tierra y mar), asociados a los rasgos topográficos en tierra, como montañas y valles. Debido a que a lo largo del día el calentamiento entre el mar y la tierra es diferenciado, también se presentan variaciones diurnas. La variación diurna se encuentra relacionada con las diferencias de temperatura entre el día y la noche, lo cual genera brisas de poca penetración tierra adentro (Guillén, 2015). Uno de los eventos locales más importantes que definen la interacción entre la costa y el mar, son las brisas marinas y de tierra (**Figura 9**). Durante el día la tierra se calienta más rápido que el mar, el aire más caliente es menos denso y, por tanto, asciende generando una baja presión. Es así como se establece una corriente de aire desde el mar a la tierra, a este fenómeno se le conoce como *virazón*. En el caso contrario, por la noche debido a la rapidez con la que se enfría la tierra, se genera una corriente inversa que va desde la tierra hacia el mar y se le conoce como *terral* (Taylor, 2004).

Al considerar las irregularidades topográficas y del tipo de suelo de cada zona, es necesario considerar un factor importante denominado *rugosidad*. Este factor afecta las condiciones bajo las cuales fluye el viento. Para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula (Fernández, 2011):

$$z_0 = \frac{h \cdot S}{2 \cdot A_H} \quad (3)$$

Donde:

h : Altura del viento [m]

S : Sección transversal al flujo del viento [m²]

A_H : Área horizontal media de cada elemento en la zona de interés [m²]

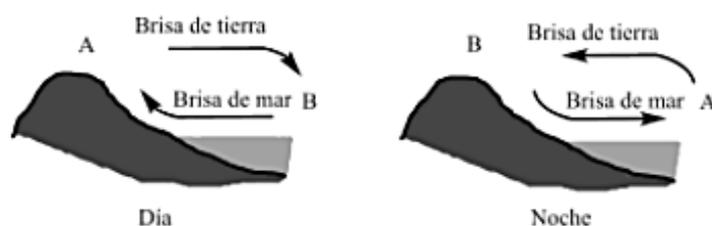


Figura 9. (A) Brisa de mar (día) y (B) brisa de tierra (noche). Tomado de Talayero et al. (2008).

El viento también presenta cambios en distintas escalas temporales a lo largo del año: estacionales, diarios, o de segundos (turbulencias), como se muestra en la **Tabla 1**.

Mientras las variaciones diurnas se deben al calentamiento diferenciado de la superficie terrestre debido al día y la noche, las variaciones estacionales se deben al calentamiento diferencial del sol por la posición de la tierra a lo largo del año. Así mismo se presentan variaciones interanuales que se generan por cambios en los sistemas de presiones asociados a las oscilaciones de gran escala como son la Oscilación del Atlántico Norte, la variación interdecadal del Pacífico, y otras (Kayano et al., 2019).

Tabla 1. Escala de tiempo y espacio de la dinámica atmosférica. Tomado de Nelson (2014)

Nombre	Tiempo	Longitud	Ejemplo
Circulación global	Semanas a Años	1,000 a 40,000 km	Vientos alisios, Corriente en chorro
Escala sinóptica	Días a Semanas	100 a 5,000 km	Ciclones, Huracanes, Tifones
Mesoescala	Minutos a Días	1 a 100 km	Tormentas eléctricas, Brisas, Tornados
Microescala	Segundos a Minutos	< 1 km	Turbulencia

Además de la variabilidad temporal en los campos de viento, éstos también tienen una variación espacial, tanto en la horizontal como en la vertical. En la vertical se encuentra la zona de corte o cizalla, que se refiere a un cambio en la velocidad y dirección del viento a distintos niveles de la columna de aire. Independientemente de que se presente un viento de cizalla fuerte o no, la distribución de los vientos en la capa límite generalmente presenta una variación logarítmica. De acuerdo con Stull (2012) en la capa superficial de la atmósfera los vientos disminuyen conforme se acercan a la superficie terrestre hasta aproximarse a cero, resultando en un *perfil logarítmico* respecto a la altura. Considerando lo anterior, existen diferentes formas de modelar las velocidades del viento a diferentes alturas. El método más general consiste en realizar un cálculo a partir de velocidades conocidas a la altura más baja. La velocidad del viento a una altura dada, de acuerdo la ley de potencia, se calcula a partir de:

$$v = v_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (4)$$

Donde v_0 = velocidad del viento medido, H_0 = Altura a la que se conoce la velocidad del viento y H = Altura a la que se desea conocer. El valor del exponente α se encuentra alrededor de $1/7$ (0.14), considerando una atmósfera estable en la cual la temperatura decrece con la altura, aunque α puede variar de acuerdo con las condiciones atmosféricas. La altura estándar en la meteorología para la medición del clima es de 10 [m], sin embargo, de acuerdo con las condiciones del área de estudio y equipo disponible, las mediciones se pueden hacer a una menor o mayor altura. A partir de datos recopilados a cierta altura y tomando el exponente de cizalla de 0.14, los valores de potencia podrían ser considerablemente subestimados. Por lo anterior, para realizar la estimación vertical de la velocidad, se han desarrollado otras expresiones a partir del perfil logarítmico del viento:

$$v = v_0 \frac{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (5)$$

Donde z_0 es el parámetro de rugosidad y se considera una velocidad del viento igual a cero sobre la superficie. En la **Tabla 2** se muestran algunos de los valores del parámetro de rugosidad dependiendo de las condiciones del área donde se está realizando la medición de la velocidad del viento. De acuerdo con los parámetros de rugosidad, para un z_0 mayor se tienen superficies donde el viento tiene una mayor influencia por fricción y, por tanto, su velocidad es menor.

Tabla 2. Valores típicos del parámetro de rugosidad, z_0 . Tomado de Nelson (2014)

Terreno	Nieve, terreno plano	Mar abierto	Blown Sea	Nieve, área de cultivo	Césped	Zona de cultivo	Llanuras cubiertas de cultivo	Área con pocos árboles	Área con población grande de árboles y algunas construcciones	Bosques	Ciudades	Áreas centrales de las ciudades y edificios altos
z_0	0.0001	0.0001	0.001	0.002	0.02-0.05	0.05	0.002-0.3	0.06	0.3	0.4-1.2	1.2	3.0

El viento también puede tener variaciones de acuerdo con la localidad, el periodo de tiempo y a la superficie, presencia de vegetación y obstáculos. Por lo que uno de los fenómenos más complejos en el estudio de la dinámica del viento es la *turbulencia*, la cual ocurre cuando las fuerzas inerciales dominan sobre las fuerzas viscosas (a altas velocidades o escalas espaciales grandes). Este fenómeno se debe a las inestabilidades hidrodinámicas que generan un flujo inestable, lo que da lugar a remolinos de diferentes dimensiones y cambios en las velocidades del viento en un amplio espectro de frecuencias. Generalmente la caracterización de la turbulencia se hace utilizando métodos estadísticos. De acuerdo con Manwell (2010) la variabilidad de un conjunto de datos es representada por su desviación estándar:

$$\sigma = \left[\frac{1}{N-1} \sum_{j=1}^N (v_j - \bar{v})^2 \right]^{0.5} \quad (6)$$

Donde \bar{v} es la velocidad promedio del viento y v_j es cada uno de los datos de velocidad de una serie de tiempo larga. Para este conjunto de datos, $N-1$ es muy cercano a N , por lo cual, la desviación estándar se puede calcular a partir de:

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{j=1}^N v_j^2}{N} - \bar{v}, \quad \bar{v} = \frac{\sum_{j=1}^N v_j}{N} \quad (7)$$

Por otra parte, la intensidad de la turbulencia es estimada para periodos de tiempo cortos (desde minutos hasta una hora) y se calcula a partir de la velocidad media, dividida entre la desviación estándar, como se muestra a continuación (Manwell et al., 2010):

$$I = \frac{\sigma}{\bar{v}} \quad (8)$$

5.2.2 Aprovechamiento del recurso eólico

De acuerdo con Guillén (2015) el principio de funcionamiento de un aerogenerador para transformar la energía del viento a electricidad, parte de la captura de la energía cinética del viento por medio de un rotor. El rotor la transforma en energía mecánica y esta se concentra en su eje de rotación para posteriormente transmitirla a un generador eléctrico. El desarrollo de la tecnología para la obtención de la energía eólica y su implementación fue en la zona terrestre. Hasta ahora, se ha avanzado en su optimización, tal que se están creando diversas herramientas que permitan el movimiento de varias partes de la turbina para tener un mayor aprovechamiento del recurso. A su vez, el reciclaje de las turbinas que cumplen con su ciclo de vida, así como partes dañadas ya es una realidad de tal manera que están un paso más cerca de ser energías limpias en su totalidad.

Debido a la reducción de espacios disponibles para parques eólicos terrestres, donde se cumplieran las condiciones de viento mínimas, además de la implementación de normas medioambientales, los líderes en este sector tomaron la decisión de migrar a la zona marina. Actualmente, existe una continua búsqueda por reducir los costos de instalación y mantenimiento de tal forma que sean competitivos con los emplazamientos terrestres. Fernández (2011) y otros autores indican que las velocidades del viento en la zona marina son significativamente mayores en comparación con las velocidades en la zona terrestre. Dicha diferencia está alrededor del 20% y tomando en cuenta la producción energética del viento, el aumento de la producción para la zona marina es de aproximadamente el 80%. Independientemente del emplazamiento geográfico de los campos eólicos, éstos están compuestos por uno o varios aerogeneradores, los cuales se describen a continuación.

5.2.2.1 Aerogeneradores

El funcionamiento de una turbina o aerogenerador se debe al paso del viento a través de sus aspas, lo que genera el movimiento de un rotor como consecuencia de la transferencia de energía cinética. La cantidad de energía que es transmitida al rotor depende de la densidad del aire, área de *barrido* o del rotor y la velocidad del viento. Como lo describe Fernández (2011), el principio aerodinámico por el que las palas de los aerogeneradores giran es similar al que ocupan los aviones para volar. De acuerdo con este principio, el aire es forzado a fluir a través de las caras inferior y superior de un perfil inclinado, lo cual genera una diferencia de presiones entre las caras. Esta diferencia da origen a una fuerza resultante que actúa sobre el perfil y es posible descomponerla en dos direcciones: *fuerza de sustentación* y *fuerza de arrastre*. La dominancia de cada una de estas fuerzas depende de la orientación de las palas con respecto al movimiento del viento

y el eje de rotación. Comúnmente en los aerogeneradores la fuerza dominante es la de sustentación, debido a que ésta permite obtener una mayor potencia por unidad de área.

El inicio del movimiento de las palas de un aerogenerador requiere de un valor mínimo de la velocidad del viento, de tal manera que sea capaz de superar la fuerza de fricción y comenzar a producir trabajo útil. A dicho valor se le conoce como *velocidad de conexión*, la cual está comprendida entre los 3 y 5 [m/s], y sin la cual no es posible que un aerogenerador empiece a trabajar (Fernández, 2011). Una vez que inicia el movimiento y se empieza a convertir la energía cinética en mecánica, la potencia aumenta conforme incrementa la velocidad del viento hasta llegar a la *potencia nominal*. La potencia nominal es el máximo potencial que puede alcanzar un aerogenerador y a partir de este punto empiezan a funcionar los mecanismos de regulación para evitar que trabaje por encima de su límite. Los componentes principales que forman un aerogenerador son los cimientos, la torre, la góndola, el rotor y los álabes (**Figura 10**), los cuales se describen a continuación.

Cimientos

La cimentación está diseñada principalmente en función de las dimensiones y características geotécnicas del terreno (Fernández, 2011). Los tipos de cimentación utilizados en tierra y en mar son diferentes debido las condiciones bajo las cuales estará sometida la estructura. En la zona terrestre se ocupan estructuras en forma de pilote, las cuales constan de una base circular que entra algunos metros debajo de la tierra y sostiene la torre. Las estructuras más utilizadas para cimientos de parques marinos sobre la plataforma continental son el *monopilote* y el *trípode*, mientras que para el caso de aguas profundas se emplean estructuras flotantes.

El tipo de cimentación también depende de las propiedades del suelo del sitio donde se van a colocar las turbinas, así como de la profundidad del agua; por otro lado, el tamaño y el peso de la turbina y la torre son componentes clave para decidir el tipo de cimiento.

a) Monopilote

Los monopilotes son tubos de acero de diámetro grande y paredes gruesas que se conducen o perforan el lecho marino, tal que su diámetro exterior tiene un rango de los 4 a los 6 [m]. La conducción de pilotes es más eficiente y menos costosa que perforar el suelo marino y en cualquiera de los modos, los monopilotes son actualmente la base más común para los aerogeneradores en aguas someras (<25 [m]). Respecto al tipo de suelo marino, este tipo de cimentación es comúnmente utilizado para condiciones del suelo rígidas a semirígidas (Kaiser & Snyder, 2012; Thomsen, 2014).

b) Base de Gravedad

Son un tipo de estructuras que utilizan su peso para resistir el empuje del viento y del oleaje, comúnmente fabricados con concreto,

las cuales aplican una presión vertical sobre el suelo para mantenerse estables. Usualmente tienen de 15 a 25 [m] de diámetro y son implementadas en condiciones del suelo marino semirígido y uniforme, para profundidades someras.

Debido a sus dimensiones y el peso de las piezas, su transporte e instalación llegan a ser problemáticas, además de que el suelo marino debe ser preparado mediante un dragado y colocando material para su instalación. A pesar de que el concreto es barato, la instalación de bases de gravedad es bastante caro y consume mucho tiempo, por lo cual es una alternativa poco utilizada (Thomsen, 2014).

c) Jacket

Este tipo de cimiento son una armadura abierta que consiste en un marco soldado de miembros tubulares que se extienden desde la línea de lodo en el suelo marino hasta por encima de la superficie del agua. Los pilotes son introducidos a través de cada pata del sistema Jacket y en el lecho marino para asegurar la estructura contra fuerzas laterales. Debido a la preferencia por instalar parques eólicos cerca de la costa, en aguas someras, no es una de las opciones más aceptadas ya que es utilizada a partir de los 50 [m]. Además es un tipo de estructura robusta y pesada que requiere de costosos equipos para transportar y levantar (Kaiser & Snyder, 2012).

d) Tripode

Los trípodos consisten en un eje central conectado a tres tubos cilíndricos los cuales terminan con un pilote que es introducido en el lecho marino. Son un tipo de estructura más pesados y caros de fabricar que los monopilotes, pero son más útiles en aguas profundas (25-50 [m]). Los pilotes de anclaje, con su gran distancia al centro de la cimentación, tienen la capacidad de resistir fuerzas verticales muy fuertes, así como los momentos de flexión inducida por la turbina y las olas. Su desventaja es su costo, su transporte en grandes cantidades debido a sus dimensiones y forma, además de que lleva mucho más tiempo instalarlo que un monopilote (Kaiser & Snyder, 2012; Thomsen, 2014).

e) Estructura Flotante

Conforme incrementa la profundidad del agua, el uso de los cimientos anteriormente descritos se ve limitado por razones económicas. En comparación con lo que se observa en las plataformas petroleras, el límite de la industria eólica marina es probablemente los 100 [m] debido a condiciones económicas. Las estructuras flotantes consisten en una plataforma flotante y un sistema de anclaje, las cuales son capaces de resistir su propio peso, el peso del aerogenerador y las fuerzas debidas a la acción combinada del oleaje, corrientes, viento y

marea. Existen varios tipos de plataformas y éstas se basan en la geometría, flotación y la parte estructural de las plataformas petroleras para lograr una adecuada operación de la turbina (Luna, 2018).

Torre

La torre es el soporte de todo el sistema que conforma el aerogenerador la cual se fija al suelo por medio del cemento, proporcionando la altura suficiente para evitar turbulencias y obstáculos cercanos. El tamaño de la torre depende directamente de la longitud de las palas y la potencia de diseño del aerogenerador.

Góndola

Es la sección delimitada por el rectángulo azul más grande en la **Figura 10** donde se encuentran los componentes principales para el funcionamiento del aerogenerador como lo son el rotor, multiplicador y el generador eléctrico.

Alabes

Las palas o álabes del rotor capturan el viento y transmiten su potencia hacia la góndola. Regularmente son fabricados con acero, fibra de vidrio y fibra de carbón de tal forma que sean resistentes y livianos para su movimiento (Guillén, 2015).

En comparación con las turbinas eólicas empleadas en la zona terrestre, los aerogeneradores marinos son sometidos a un mayor número de retos debido a las condiciones a las que están expuestos. Uno de los problemas más importantes es la corrosión generada por el continuo contacto con agua salada debido al movimiento de las olas, y a la temperatura en la atmósfera, lo cual afecta directamente la estructura (Tong, 2010).

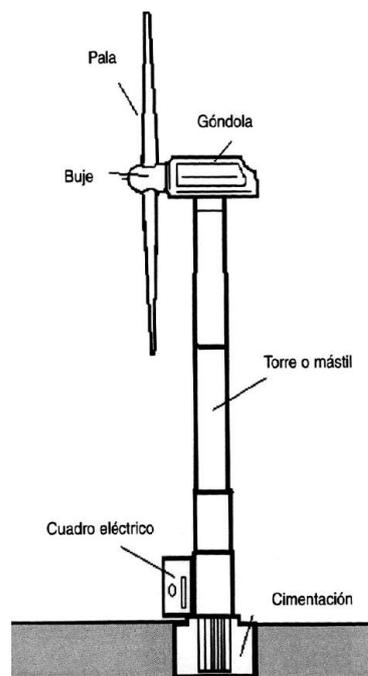


Figura 10. Componentes generales de una turbina de viento. Tomado de https://calculosolar.com/curso/8_teoría.html

5.2.2.2 Parques eólicos

Para poder aprovechar el recurso eólico y tener una generación de energía relevante para satisfacer la demanda energética de una población, se recurre a la implementación de parques eólicos, los cuales están conformados por un conjunto de aerogeneradores. En el diseño de los emplazamientos de un sistema eólico se toman en cuenta diferentes factores, de tal manera que se asegure el mayor aprovechamiento posible del recurso. Algunos de los factores influyentes en la toma de decisiones para generar el diseño de un parque eólico son: la velocidad media del viento y sus variaciones (diurnas, estacionales e interanuales), la distribución de probabilidades de la velocidad, la variación de velocidades con la altura, la distribución de direcciones y probabilidad de cambios bruscos de dirección, las interacciones entre estelas generadas por los aerogeneradores, la frecuencia de condiciones extremas, intensidad turbulenta, entre otras (Fernández, 2011).

Uno de los factores que influyen en el rendimiento y seguridad de los aerogeneradores es un evento conocido como *efecto estela*. A partir de este efecto existe una reducción en la cantidad de energía producible por los aerogeneradores debido a que genera una pérdida de velocidad del viento una vez que este pasa por el aerogenerador. Además de la reducción de la velocidad del viento, pueden generar turbulencias que viajan sobre la estela y crean cargas dinámicas sobre los aerogeneradores cercanos, reduciendo así su vida útil o incrementando su probabilidad de fallo (Guillén, 2015). A fin de reducir este efecto estela se han hecho diferentes estudios para conocer la mejor distribución de los aerogeneradores con la finalidad de reducir sus impactos, sin incrementar los costos de terreno y la interconexión de los aerogeneradores a la red. Se ha encontrado que como norma general, la separación entre aerogeneradores debe ser de cinco a nueve diámetros del rotor en la dirección del viento dominante, y de tres a cinco diámetros del rotor en dirección perpendicular a los vientos dominantes (Fernández, 2011).

5.2.2.3 Potencial eólico

5.2.2.3.1 Potencial eólico disponible

De acuerdo con Fernández (2011) una masa de aire en movimiento, a una determinada velocidad v tiene una energía cinética dada por:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (9)$$

De esta forma, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire y, por tanto, cuanto mayor sea su densidad, la cantidad de energía que recibirá la turbina será más grande.

La potencia del viento está dada por un diferencial de energía:

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2}v^2 \frac{dm}{dt} \quad (10)$$

Del cual, el diferencial de masa se expresa como:

$$\frac{dm}{dt} = \rho A \frac{dx}{dt} \quad (11)$$

Donde $dx/dt=v$.

Sustituyendo en la ec. (10) para determinar la potencia del viento, obtenemos:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (12)$$

Donde:

ρ = Densidad del viento

A = Área de barrido

v = Velocidad del viento

De esta forma se puede decir que el potencial disponible de las masas de aire en movimiento es directamente proporcional a la densidad del aire, al área perpendicular a la dirección del viento y el cubo de la velocidad.

5.2.2.3.2 *Potencial eólico aprovechable*

De acuerdo a Bailey & Freedman (2008), para realizar el cálculo del potencial eólico aprovechable se debe considerar el área barrida transversalmente por el viento (de forma circular) y la longitud del aspa de la turbina (l), tal que:

$$A = \pi l^2 \quad (13)$$

Sin embargo, para poder emplear la expresión del potencial del viento se debe considerar que no es posible extraer toda a energía por conservación de masa. El físico alemán Karl Albert Betz encontró que ninguna turbina es capaz de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica, de lo cual surge el concepto de *coeficiente de potencia* (C_p) el cual está en función de la potencia aprovechable (teórica) y la potencia disponible (Guillén, 2015):

$$C_p = \frac{\text{Potencia disponible}}{\text{Potencia teórica}} \quad (14)$$

En 1927 Albert Betz dedujo el valor máximo que puede tener el coeficiente de potencia para el caso de un sistema con un rendimiento del 100%, es decir, un caso ideal. Dicho valor es aproximadamente el 59% (16/27) y recibe el nombre de *límite de Betz* (Guillén, 2015). De acuerdo con las características del fabricante, el valor del coeficiente de potencia en turbinas comerciales puede variar entre 0.35-0.45, dependiendo de las condiciones bajo las cuales funcione el parque eólico.

Una vez obtenido el valor del área de barrido y considerando el coeficiente de potencia, es posible calcular la potencia disponible de la energía cinética que ingresa a la turbina utilizando (Rueda-Bayona et al., 2019):

$$P_{disponible} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (15)$$

De esta manera, conociendo las características del viento en una zona determinada, así como las características de los aerogeneradores que se planean utilizar, es posible determinar el potencial disponible para la generación de energía. Con base en estos antecedentes, es posible seleccionar una zona de estudio y estudiar el potencial energético para proponer un campo eólico. Esto es lo que se presenta a continuación en este trabajo.

6 Área de estudio

El área de interés de este trabajo es la Península de Yucatán, donde se realiza un análisis en dos escalas espaciales. Por un lado, se evalúa el potencial del viento disponible en la Península de Yucatán, incluyendo la zona marina y terrestre, para comparar la competitividad de ambas zonas y constatar el mayor aprovechamiento en la zona marina. Y, por otro lado, se genera una propuesta de un parque eólico marino, enfocándose a la zona de estudio con el mayor potencial eólico, donde se consideran las características del viento, el área disponible y la profundidad de la zona.

Para delimitar el parque eólico, la zona de estudio se limita a la costa de Yucatán, la cual está integrada por trece municipios costeros, con una superficie de 646 300 [has] (Pare & Fraga, 1994). Sin embargo, para la evaluación del potencial eólico, el dominio utilizado para este trabajo está delimitado entre los 22.5°N y 19°N y entre los 91°W y 86.5°W, abarcando el estado de Yucatán y parte de los estados de Campeche y Quintana Roo (Figura 11).



Figura 11. Área de estudio. Ubicación geográfica de la Península de Yucatán que abarca los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

La batimetría presenta un talud que se extiende en promedio 250 [km] costa afuera y una pendiente suave de aproximadamente 1:1000 (Mendoza & Ortiz Pérez, 2000). Con esa pendiente se alcanzan los 10 [m] de profundidad a una distancia de 10 [km] desde la costa, lo cual es una característica ideal para una propuesta de un parque eólico marino. Esta batimetría muy particular de la región permite implementar sistemas de cimientos más

sencillos en comparación con zonas donde se presentan profundidades de más de 50 [m] que requieren sistemas flotantes.

El oleaje de la costa de Yucatán tiene una dirección preferencial NE y un promedio de altura de ola (h_w) de 1 [m], siendo un clima de oleaje moderado que facilita la operación de los parques eólicos. Las corrientes inducidas por el oleaje presentan una velocidad de $\sim 0.02 - 0.10$ [m/s] y generan un transporte litoral en dirección oeste. Si bien estas corrientes generan erosión costera al interactuar con las estructuras implementadas por el hombre a lo largo de la costa, no tienen un impacto significativo sobre los parques eólicos costa afuera. Sin embargo, en la zona existe una corriente oceánica persistente aproximadamente 10 [cm/s] con dirección oeste, que en condiciones extremas puede tener un efecto importante sobre las estructuras.

7 Metodología

Para generar el diseño de un parque eólico terrestre o marino, se deben de realizar diversos estudios donde se obtengan las características del viento en la zona de interés para posteriormente identificar el sitio con mayor potencial eólico disponible. Cada uno de los pasos realizados a lo largo de este estudio son descritos en las siguientes secciones, las cuales parten de la descripción de los datos utilizados a lo largo del trabajo. Como análisis preliminar se hace una comparación del potencial disponible en la Península de Yucatán con desarrollos eólicos en otras partes del mundo, utilizando vientos de reanálisis como una primera estimación del potencial eólico. Posteriormente se realizó la caracterización del recurso eólico en la Península de Yucatán, tanto en la zona terrestre y como en la zona marina, utilizando resultados de un modelo numérico de mesoescala para la zona de estudio. Finalmente se presenta el desarrollo de la propuesta de un parque eólico marino en la costa de Yucatán. En la **Figura 12** se muestra el diagrama de flujo que sigue la metodología de este trabajo.

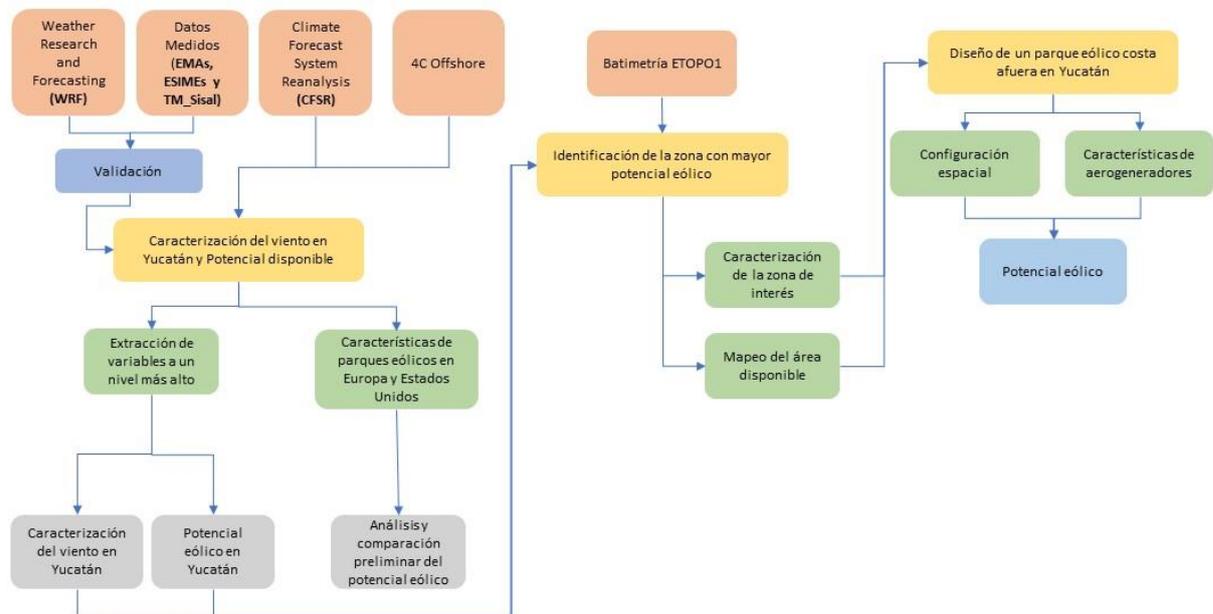


Figura 12. Diagrama de flujo del marco metodológico de este trabajo.

7.1 DATOS

7.1.1 Climate Forecast System Reanalysis (CFSR)

Para realizar el análisis preliminar del potencial de parques eólicos marinos en el mundo, se utilizaron datos de viento de reanálisis global del National Center for Environmental Prediction (NCEP) Climate Forecast System Reanalysis (CFSR) (Saha et al., 2011). Para hacer la comparación se identificó el parque eólico ubicado en Dzilam de Bravo, Yucatán, una zona costa afuera propuesta para la Península de Yucatán, para seis diferentes parques eólicos marinos desarrollados en Europa y uno en Estados Unidos de América. (Saha et al., 2011) Se utilizaron los datos de las componentes u y v del viento a una altitud de 10 [m], del periodo de 2011 al 2015 con una resolución temporal de 6 horas y una resolución espacial de $0.312^\circ \times 0.312^\circ$. La serie de datos con la que se trabajó

corresponde únicamente a un punto de malla característico de cada uno de los parques, para el periodo de tiempo seleccionado. Cabe señalar que utilizar los datos del CFSR no permite hacer una estimación real del potencial eólico debido a la resolución espacial de los datos de reanálisis, sin embargo, nos permitió hacer una comparación cualitativa del potencial eólico en distintas regiones.

7.1.2 Datos 4C Offshore

Para obtener la descripción de los campos eólicos marinos en el mundo, se consultó la información publicada por una organización dedicada a la consultoría e investigación del mercado de energía eólica costa afuera. Esta organización tiene como nombre *4C Offshore* (2019) y en su plataforma es posible tener acceso a las características de los campos eólicos y su situación actual. Con estos datos se identificaron diferentes características de los parques eólicos, como el número de turbinas, tamaño del campo eólico, longitud de las aspas de las turbinas, velocidad promedio del viento (teórica), entre otros. Las características antes mencionadas se recopilaron para los campos eólicos enlistados en la **Tabla 3**. Los parques eólicos fueron seleccionados de tal forma que, en conjunto, tanto las características de los aerogeneradores y el tamaño del parque fueran similares. Así mismo se utilizaron ejemplos en diferentes sitios para que el potencial generado fuera evaluado bajo distintas condiciones de viento.

Tabla 3. Campos eólicos costa afuera seleccionados para este estudio.

PARQUE EÓLICO	PAÍS
Kentish Flats	Inglaterra
Horns Rev I	Dinamarca
Alpha Ventus	Alemania
Beatrice	Inglaterra
Edmond Aan Zee	Países Bajos
Belwind	Bélgica
Block Island	Estados Unidos

7.1.3 Weather Research and Forecasting (WRF)

La base de datos de viento para la caracterización de la Península de Yucatán se obtuvieron del modelo Weather Research and Forecasting (WRF) (WRFV.3.5.1.), y fue proporcionada por la Danish Technical University (DTU). El modelo WRF se utiliza para la predicción numérica del tiempo, desarrollado principalmente por el National Center for Atmospheric Research (NCAR), la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), NCEP, entre otras (Hahmann et al., 2016). Las simulaciones con el WRF se realizaron en tres dominios anidados, donde el dominio de mayor resolución espacial era una malla rotada para cubrir correctamente el área de México con una proyección

Lambert. Las salidas del modelo tenían 41 niveles verticales donde los primeros 10 niveles se encontraban distribuidos hasta los 1000 [m] de altura. El tope de la atmósfera se definió a los 50 [hPa]. La base de datos proporcionada corresponde al dominio 3 del modelo, para el periodo de 2005 a 2016, con una resolución temporal de 1 hora en una malla de 144 x 148 nodos, con una resolución espacial de 5 [km] y únicamente los 12 primeros niveles verticales. Las variables que se utilizaron fueron: las componentes u y v de la velocidad del viento a 10 [m] de altura, la magnitud del viento y la dirección preferencial del viento.

7.1.4 ETOPO1

La base de datos utilizada para la batimetría es la del modelo ETOPO1 desarrollado por el *National Geophysical Data Center* (NGDC) de la NOAA. ETOPO1 es un modelo global de relieve con resolución espacial de un minuto de arco, el cual provee la topografía y batimetría entre los -90° y 90° latitud y -180° y 180° en longitud (Amante & Eakins, 2009).

7.1.5 Datos atmosféricos medidos

Las mediciones utilizadas para la validación de los modelos numéricos fueron proporcionadas por el *Servicio Meteorológico Nacional* (SMN), la *Secretaría de Marina* (SEMAR) y el Laboratorio de Ingeniería y Procesos Costeros del Instituto de Ingeniería (LIPC-II) de la UNAM. La información fue solicitada para 12 estaciones ubicadas en la Península de Yucatán para el periodo de 2005 a 2016. De las 12 estaciones, nueve corresponden al SMN, dos a la SEMAR y una al LIPC-IIUNAM.

SMN

Los datos del SMN (n.d.) se midieron con Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAs) y Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIMEs). Las estaciones y características de la información para cada estación se muestran en la **Tabla 4**. Las variables utilizadas fueron: intensidad del viento, dirección del viento, temperatura del aire, humedad relativa y presión barométrica, así como la fecha y hora (UTC) de las mediciones (**Tabla 4**).

Tabla 4. Características de los datos medidos de las Estaciones Meteorológicas Automáticas y Sinópticas proporcionados por el Servicio Meteorológico Nacional.

Estación	Periodo	Resolución Temporal	Altura [m]
EMAs			
Celestún	2005 a 2009 y 2011 a 2017	10 minutos	10
Rio Lagartos	2005 a 2016 y 2017 (inicia en agosto)	10 minutos	5
Tizimin	2012 a 2017	10 minutos	19
Dzilam	2008 a 2017 (no contiene 2016)	10 minutos	2

Oxkutzcab	2008 a 2017 (no contiene 2012)	10 minutos	28
Tantaquin	2008 a 2017	10 minutos	30
ESIMEs			
Valladolid	2008 a 2017	10 minutos	27
Mérida	2011 a 2016	10 minutos	12
Progreso	2008 a 2017	10 minutos	10

SEMAR

Los datos proporcionados por la Dirección Adjunta de Oceanografía, Hidrografía y Meteorología de la SEMAR (n.d.) fueron de dos estaciones meteorológicas automáticas (EMAs), ubicadas dentro de la Península de Yucatán. Los datos que se utilizaron fueron: la intensidad y dirección del viento, temperatura del aire, humedad relativa y presión barométrica, para el periodo de tiempo del 2005 al 2016. Las estaciones y las características de las mediciones se muestran en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Características de los datos medidos de las estaciones meteorológicas proporcionados por la Secretaría de Marina.

Estación	Periodo	Resolución Temporal	Altura [m]
Marina			
Isla Pérez	2010 a 2018	15 minutos	3
Yucalpeten	2015 (desde diciembre) a 2018	15 minutos	4

LIPC-UNAM

Como parte del Observatorio Costero del Sureste (OCSE), uno de los proyectos de monitoreo continuo es la medición de variables atmosféricas por medio de cinco anemómetros sónicos instalados en una torre meteorológica de 50 [m] de altura (proyecto CONACYT-CFE 89073). La torre se encuentra instalada en el municipio de Sisal, con servidor en la Unidad Académica Sisal de la UNAM (LIPC-II-UNAM, n.d.). Los datos de los diferentes sensores son guardados automáticamente, los cuales corresponden a las componentes u y v del viento. Las series de tiempo extraídas de la base de datos corresponden al periodo de mediados del 2010 y finales del 2014, con una resolución temporal de una hora y a una altura de 12.5 [m].

7.2 PREPROCESAMIENTO

Una vez identificadas las ubicaciones de las estaciones meteorológicas, se obtuvieron las series de tiempo los datos simulados para las doce estaciones, mediante la búsqueda del nodo más cercano a la estación analizada. Se extrajeron las variables de magnitud y dirección del viento, las componentes u y v de la velocidad del viento a 10 [m] de altura y la temperatura del aire a 2 [m] sobre la superficie. En la **Figura 13** se muestra la distribución geográfica de las estaciones en la Península de Yucatán y los puntos de malla correspondientes al modelo.

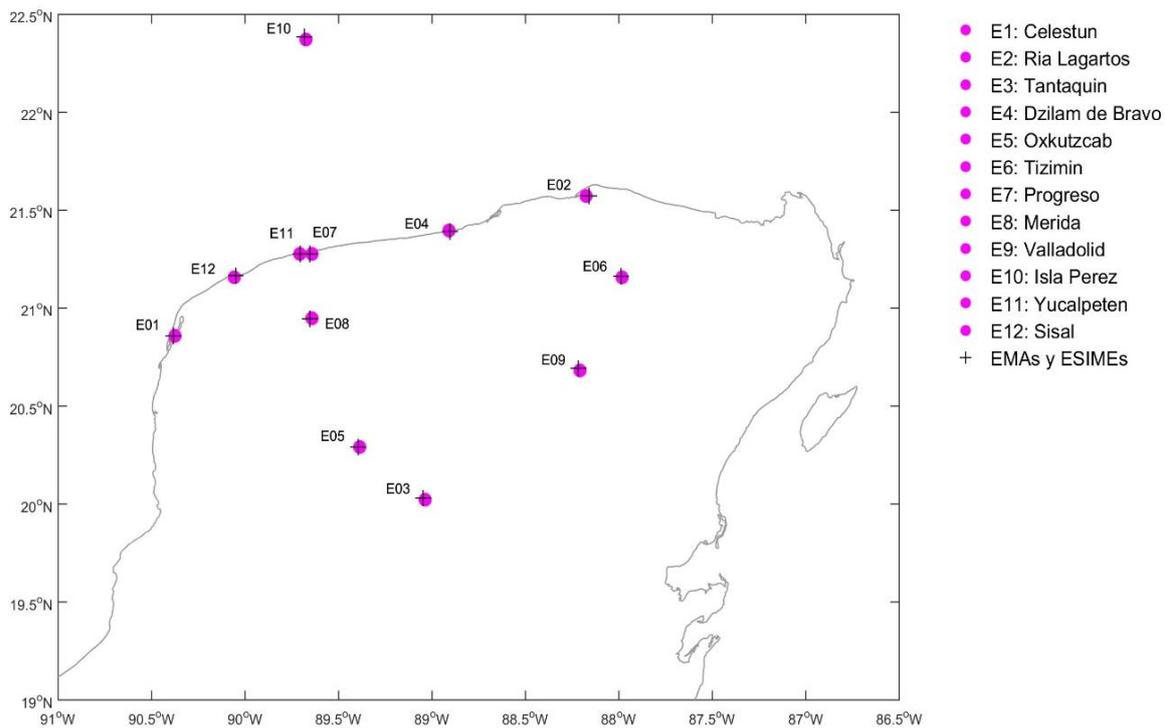


Figura 13. Distribución espacial de las estaciones meteorológicas en la Península de Yucatán. Los marcadores en color magenta son los puntos de malla tomados del modelo WRF para cada estación. El marcador de cruz indica las ubicaciones de las estaciones meteorológicas.

7.2.1 Comparación Preliminar del Potencial Eólico

Utilizando las componentes (u , v) del viento de la base de datos del CFSR para el periodo de 2011 a 2015 se obtuvo la rapidez promedio anual del viento para cada una de las ubicaciones correspondientes a los seis parques eólicos en Europa y Estados Unidos. De la base de datos del *4C Offshore*, se utilizó la longitud de aspa de la turbina, la densidad del aire y el coeficiente de potencia. Con el promedio anual y la información obtenida sobre las características de cada parque eólico, utilizando la ecuación (4), se extrapoló la velocidad del viento de cada uno de los parques eólicos de la **Tabla 2** a una altura de 100 [m] y posteriormente se calculó el potencial eólico. Este mismo análisis se realizó para la zona de Yucatán y con los resultados obtenidos se hizo una evaluación de la competitividad del área de estudio, tanto en la parte marina como en la terrestre.

7.2.2 Validación del Modelo WRF

El objetivo de la validación del modelo es verificar la correcta reproducción de la dinámica del viento comparando los datos simulados con datos medidos en diversos puntos de la zona de estudio. Para la validación de los datos de intensidad y dirección del viento, se utilizaron diversos estadísticos que serán descritos más adelante. La validación de las salidas del modelo WRF fue realizada para el periodo de 2005 a 2016 con los datos medidos correspondientes a las 12 estaciones ubicadas en la zona terrestre y marina de Yucatán. Las estaciones meteorológicas se enlistan en la **Tabla 6**, donde se incluye información sobre su ubicación.

Tabla 6. Estaciones meteorológicas proporcionadas por el SMN, la SEMAR y el LIPC. Se especifica el sitio y la zona a la cual corresponde cada una de ellas: costera, tierra o marina.

Número de estación	Sitio	Zona
Estación 1	Celestún	Costera
Estación 2	Ría Lagartos	Costera
Estación 3	Tantaquin	Tierra
Estación 4	Dzilam	Costera
Estación 5	Oxkutzcab	Tierra
Estación 6	Tizimin	Tierra
Estación 7	Progreso	Costera
Estación 8	Mérida	Tierra
Estación 9	Valladolid	Tierra
Estación 10	Isla Pérez	Marina
Estación 11	Yucalpeten	Costera
Estación 12	Sisal	Costera

7.2.2.1 Preprocesamiento de los datos medidos

Como primer paso se hizo la depuración de la base de datos medidos para las 12 estaciones disponibles. A lo largo de este procedimiento, se revisaron los datos para identificar anomalías relacionadas con errores del sensor en las mediciones, entre las cuales destacan valores de velocidad inusuales, continuas durante largos periodos de tiempo, así como registros de velocidades iguales a cero.

Posterior a la depuración de los datos, se llevó a cabo la conversión de unidades a [m/s], unificándolas con las unidades de los datos del modelo. Una vez realizada la conversión, los datos de las 12 estaciones se interpolaron a 10 [m] de altura, utilizando la

ecuación (5), donde se requiere la altura Z a la que se desea conocer la velocidad del viento, la altura de la medición, la velocidad del viento medida y el parámetro de rugosidad. A cada una de las estaciones se les asignó un valor para el parámetro de rugosidad de acuerdo con el análisis superficial de las características topográficas de cada ubicación donde se encuentran las estaciones meteorológicas.

7.2.2.2 Estadística General

Para evaluar la correcta reproducción de la rapidez del viento por parte del modelo, se llevó a cabo el cálculo de diferentes parámetros estadísticos. A continuación, se hace una breve explicación de su significado y la expresión matemática que los describe.

Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE)

Este estadístico representa la desviación entre los datos simulados y los datos observados o medidos, es decir, la distancia media que existe entre ambos vectores de datos. Puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$RMSE = \left[\frac{(\sum_{i=1}^n (M_i - O_i)^2)}{n} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (16)$$

Donde M son los datos del modelo y O los observados.

Desviación Estándar (SD)

La desviación estándar es una medida de variación de todos los valores con respecto a la media, tal que suele ser positivo y da un valor nulo cuando se trata del mismo número. Este cálculo se realizó tanto para los datos medidos como los simulados siguiendo la ec. (17):

$$SD = \left[\frac{(\sum_{i=1}^n (X - \bar{X})^2)}{n - 1} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (17)$$

Coefficiente de Correlación (CC)

El coeficiente de correlación mide la fortaleza de una relación lineal entre dos variables, en este caso los datos simulados y medidos. Los valores van de -1 como una correlación negativa perfecta a 1 como una correlación positiva perfecta. El significado de perfecto se refiere a que, si se traza una línea para ambas series de datos, van a seguir una línea recta con un ángulo de 45° respecto a la parte positiva de los ejes x y y al graficar los valores medidos contra los simulados.

$$CC = \frac{Cov_{xy}}{SD_x SD_y} \quad (18)$$

Sesgo o Bias

Este estadístico permite conocer la tendencia de los datos, donde un valor positivo puede significar para nuestro caso que las simulaciones están sobreestimando los valores reales, mientras que un valor negativo indica una subestimación.

Para calcular este parámetro se emplea la siguiente expresión:

$$Bias = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (M_i - O_i) \quad (19)$$

Índice de Concordancia (IA)

En 1981 Willmontt propuso un índice de concordancia, como una medida de estandarización del grado de predicción del error del modelo, el cual va entre 0 y 1. Este índice representa el promedio del error cuadrático medio y el error potencial. La concordancia de 1 indica que la correspondencia es perfecta, un índice de 0 indica que no hay concordancia en lo absoluto. El índice de concordancia puede detectar diferencias aditivas y proporcionales, entre la media y la varianza, de los datos observados y simulados.

Cabe señalar que el índice de concordancia puede ser muy sensible a valores extremos debido a la diferencia de los cuadrados.

$$IA = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (O_i - M_i)^2}{\sum_{i=1}^n (|M_i - \bar{O}| + |O_i - \bar{O}|)^2} \quad (20)$$

Donde:

O_i es el valor observado

M_i es el valor simulado

\bar{O}_i es el promedio de los valores de las observaciones

\bar{M}_i es el promedio de los valores de las simulaciones

7.2.2.3 Estadística Circular

Para calcular los diferentes estadísticos que describen el comportamiento de la dirección del viento, se utilizaron funciones que permiten analizar esta variable al no tener un comportamiento lineal. A continuación, se describen los diferentes estadísticos para la dirección del viento y sus respectivas expresiones matemáticas.

Longitud Media del Vector (MVL)

Se utiliza para datos observados y simulados individualmente, esto debido a que el promedio del ángulo no puede ser la suma dividida entre la muestra. Por lo que se utilizan las siguientes ecuaciones.

$$MVL = \sqrt{x^2 + y^2}, \text{ donde: } x = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \cos(\theta_i), y = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sin(\theta_i) \quad (21)$$

Dirección Media (MD)

El valor de MD nos va a indicar en este caso, la dirección media de la cual proviene el viento y su cálculo parte de los valores de x y y obtenidos para la MVL, relacionándolos de la siguiente manera.

$$MD = \begin{cases} \arctan\left(\frac{y}{x}\right) & \text{para } x \geq 0 \\ \arctan\left(\frac{y}{x}\right) + \pi & \text{para } x < 0 \\ \text{indefinido} & \text{para } MVL = 0 \end{cases} \quad (22)$$

Coefficiente de Correlación Circular (CCC)

Al igual que el CC para la intensidad del viento, el coeficiente de correlación circular indica la correspondencia que existe entre los valores de la dirección del viento del modelo implementado (a) y la dirección del viento de los datos medidos en campo (b). Su expresión es la siguiente:

$$CCC = \sum_{i=1}^n \frac{[\sin(a_i - \bar{a}) \cdot \sin(b_i - \bar{b})]}{\{[\sum_{i=1}^n \sin^2(a_i - \bar{a})] \cdot [\sum_{i=1}^n \sin^2(b_i - \bar{b})]\}^{\frac{1}{2}}} \quad (23)$$

Donde a y b son variables angulares y \bar{a} y \bar{b} son direcciones promedio.

Desviación Estándar Circular (CSD)

Como se realizó con la intensidad del viento, la desviación estándar de la dirección nos va a permitir conocer en qué medida el conjunto de valores se alejan de la media. Este cálculo fue realizado tanto para los datos medidos, como para los datos del modelo.

$$CSD = [2(1 - R)]^{\frac{1}{2}} [0, \sqrt{2}], R = \|\bar{r}\| \text{ longitud del vector resultante} \quad (24)$$

7.2.2.4 Distribución de la velocidad del viento

Una de las herramientas más importantes para la caracterización del viento es la distribución de frecuencias por intervalos de velocidad, la cual nos indicará la forma en la que se distribuye la intensidad del viento de un conjunto de datos. La relación entre las velocidades del viento y sus probabilidades permite generar un ajuste mediante una distribución continua, tal que, en caso de ausencia de datos, es posible predecir esta información tomando en cuenta su distribución.

Esta distribución se puede representar mediante histogramas de frecuencias. Para la construcción de los histogramas primero se realiza una agrupación de la variable en *clases*, las cuales están definidas por límites y se representan por la *marca de clase*, que es el valor medio. Para conocer la frecuencia con que ocurre cada rango de valores, se debe dividir el número de casos de cada clase entre el número total de datos y esto se puede traducir en una probabilidad.

Nelson (2014) menciona que se han generado diversas distribuciones de probabilidad, pero en la caracterización del viento, únicamente dos se han tomado en cuenta, las distribuciones de *Rayleigh* y *Weibull*. La mayoría de los autores reconocen una correcta representación de los datos para ambas distribuciones, no obstante, para porcentajes de probabilidad altos en valores de velocidad del viento por debajo de los 2 [m/s] se puede tener una baja reproducibilidad. Sin embargo, las regiones con vientos constantes, tales como las que abarcan los vientos alisios, la distribución de Weibull es la

más comúnmente usada. La distribución de Weibull se caracteriza por considerar un factor de forma k y un factor de escala c [m/s]. Esta distribución es la más utilizada y su ecuación está dada por:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (25)$$

Donde:

k: Factor de forma

c: Factor de escala

Por otro lado, la distribución de Rayleigh es un caso particular de Weibull, donde $k=2$ y, además, es una distribución más simple debido a que únicamente depende de la velocidad media del viento (**Figura 14**).

De esta forma para la validación de los datos del modelo WRF, se obtuvo la distribución de probabilidad tanto para los datos medidos como para los datos del modelo. Mediante estos ajustes se obtuvieron diversos parámetros estadísticos con los cuales se evaluó el grado de confiabilidad de la base de datos simulados. Los cálculos fueron realizados para las 12 estaciones meteorológicas disponibles.

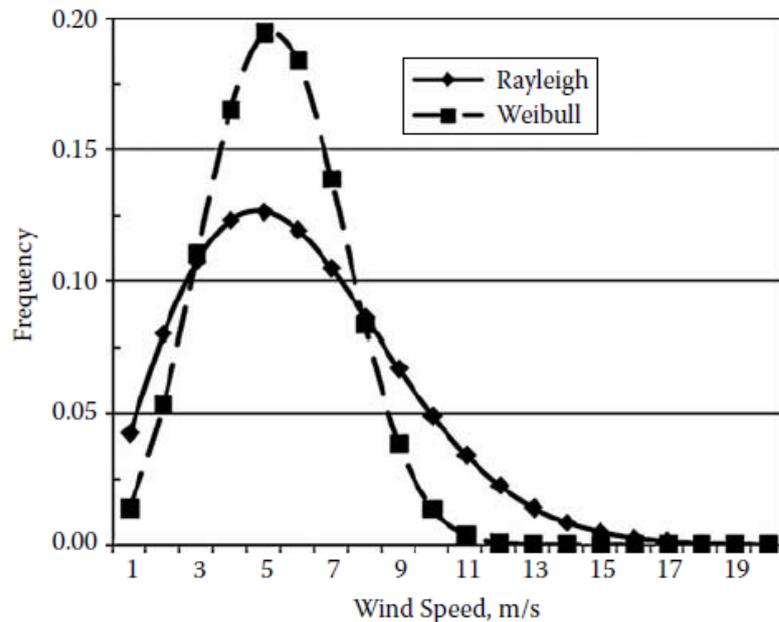


Figura 14. Distribuciones de Rayleigh ($c=6$ m/s) y de Weibull ($v=6$ m/s y $k=3$). Tomado de Nelson (2014)

7.3 CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO

Una vez concluida la validación del modelo se realizó la caracterización del viento para la zona terrestre y marina en la región de la Península de Yucatán. Para llevar a cabo este análisis se consideró la intensidad y dirección del viento en diferentes escalas temporales para todo el dominio, así como en particular para las estaciones de Dzilam de Bravo, Progreso y Sisal a una altura de 10 [m].

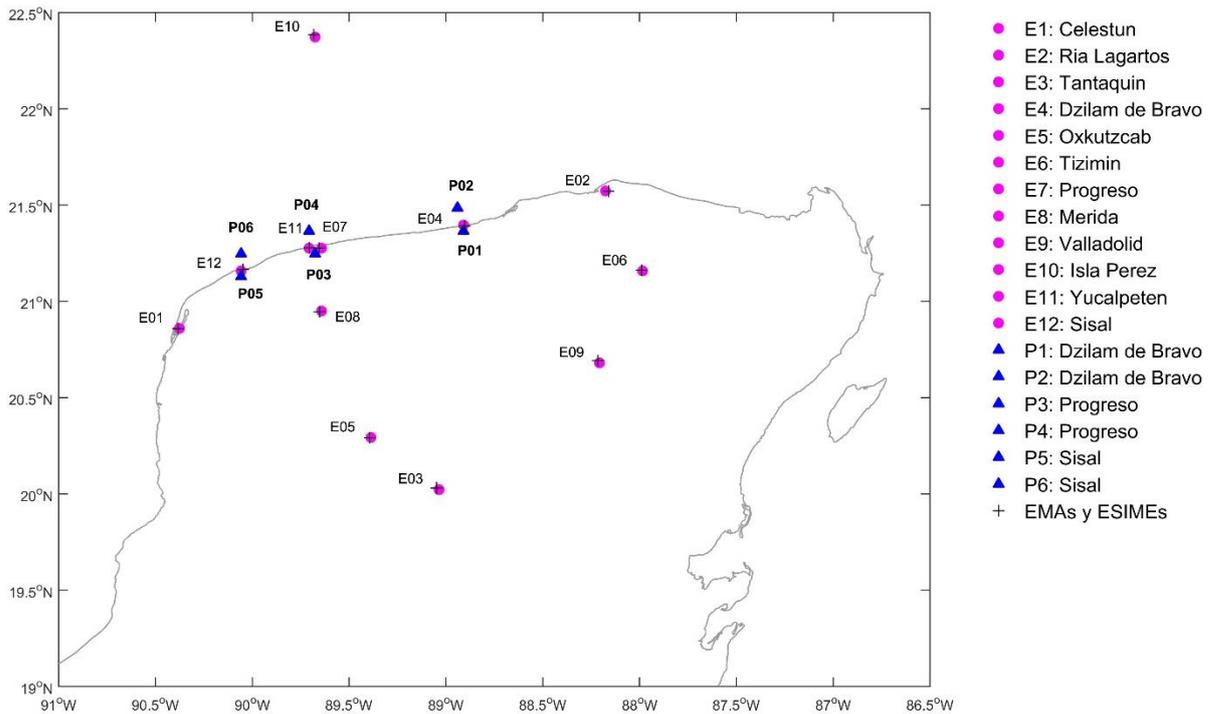


Figura 15. Distribución de las estaciones meteorológicas utilizadas y los puntos de interés para describir la variabilidad del viento en el área de estudio.

Para entender el comportamiento del viento a diferentes escalas de tiempo se analizó la variabilidad diurna climatológica, la climatología mensual y estacional, así como los promedios anuales para 11 años de datos. Se hizo el análisis para los tres sitios de interés considerando la zona terrestre y marina, dando como resultado 6 puntos de estudio como se muestra con marcadores triangulares de color azul en la **Figura 15**. Se generaron rosas de viento para conocer su distribución en los 6 puntos, así como hodógrafas para entender su variabilidad diurna.

7.3.1 Rosas de Viento

Las características direccionales del viento son muy importantes para la definir de la ubicación de los aerogeneradores en un parque eólico y esta información puede ser representada mediante una rosa de frecuencias. En términos matemáticos, Talayero (2008) define que una *rosa* es una representación gráfica en forma circular donde se puede representar una determinada variable por sectores de dirección, como lo es, frecuencia, velocidad, energía, intensidad turbulenta, entre otras. A lo que nombramos sector, es una porción del conjunto de 360 direcciones y comúnmente se establece un total de 12 sectores, cada uno equivalente a 30° o 16 sectores de 22.5° cada uno. Con las rosas de frecuencias en este trabajo se representó la dirección de incidencia del viento y la intensidad con la que llega a la zona de estudio. Para ello se utilizaron los datos de viento del periodo de 2005 al 2016.

7.3.2 Hodógrafas

Sakazaki (2010) y Simpson (1996) mencionan que una forma adecuada de ilustrar la distribución horizontal de las características del viento es mediante el uso de hodógrafas. Las hodógrafas representan las variaciones diurnas en el vector del viento en

un punto determinado y permite enfatizar la presencia de diferentes +fenómenos, por ejemplo, las brisas terrestres y marinas, así como la dirección de rotación. Para generar este tipo de gráfica se toman en consideración los vectores de viento horarios, los cuales varían en dirección y magnitud. Cada uno de los 24 vectores es plasmado en un gráfico de coordenadas polares, tal que todos los vectores se extienden del origen hacia un punto, dirección en que se mueve el viento, con una determinada intensidad. Posteriormente, para generar la hodógrafa se unen con una línea los extremos de cada vector de manera ascendente con respecto a la hora que les corresponde hasta cerrar el polígono como se muestra en la **Figura 16**.

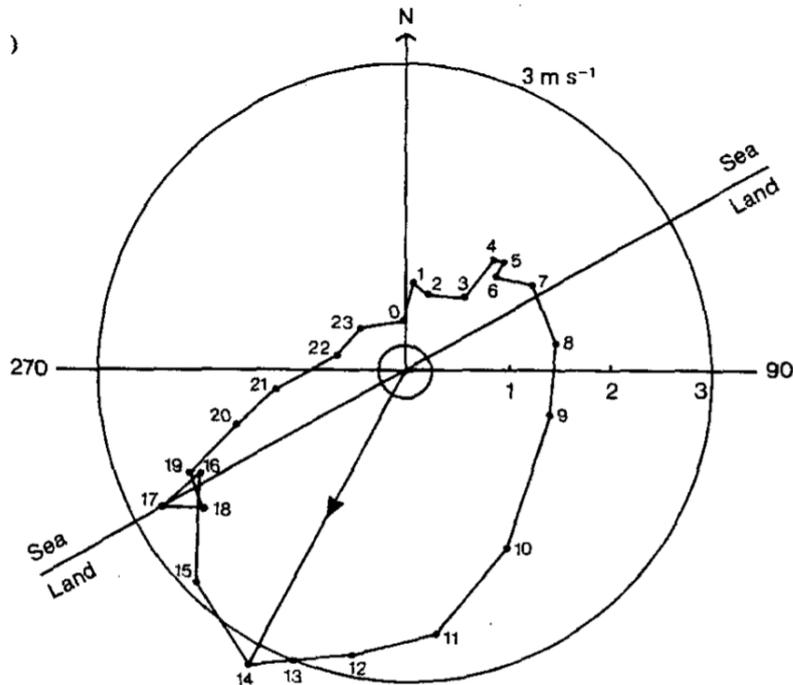


Figura 16. Hodógrafa que representa el desarrollo de brisas marinas en la localidad de Kinloss, Escocia. Tomado de Simpson (1996)

El objetivo de estudiar la variabilidad diurna de la intensidad y dirección del viento es mostrar el comportamiento promedio de la velocidad y dirección del viento a lo largo del día, mostrando así la hora de máxima intensidad y por otra parte la dirección preferencial del viento.

7.3.3 Climatología Mensual y Estacional

Para caracterizar la climatología mensual, se obtuvieron los promedios mensuales de la intensidad del viento, para todo el dominio y para los 6 puntos de interés, de tal forma que se pudieran identificar los meses de mayor y menor intensidad del viento. No se realizó el cálculo para la dirección del viento debido a que ésta no cambia significativamente a lo largo del año, ya que su variabilidad es principalmente diurna.

Para la climatología estacional se consideró la clasificación de las estaciones del año como se muestra en la **Tabla 7**. Para realizar el cálculo de los promedios se tomaron los valores obtenidos de la climatología mensual y se promediaron los valores de los tres meses que conforman cada periodo.

Tabla 7. Clasificación de meses de acuerdo con estaciones del año.

Estación	Meses
Primavera	Marzo, Abril y Mayo
Verano	Junio, Julio y Agosto
Otoño	Septiembre, Octubre y Noviembre
Invierno	Diciembre, Enero y Febrero

7.3.4 Potencia del viento

Para realizar el cálculo del potencial del viento se consideraron dos alturas de referencia, la primera a 10 [m], siendo la altura a la cual se encuentran los datos de viento y la segunda, que corresponde a la altura a la cual el potencial disponible para un parque eólico se reporta, ésta es la altura a la que se encuentra el rotor del aerogenerador, aproximadamente a los 100 [m]. Al igual que para la caracterización del viento se realizó el análisis del potencial eólico a diferentes escalas temporales. Se obtuvo el potencial para la variabilidad diurna climatológica, la climatología mensual y estacional, así como para el promedio anual.

Cabe señalar que del cálculo del potencial únicamente se obtuvo el potencial disponible del viento por unidad de área, por lo cual todavía no se consideran parámetros relacionados con los aerogeneradores. Para conocer el potencial del viento disponible se implementó la ecuación (12), en la cual se utilizaron los valores de velocidad del viento y densidad del aire, considerando un área de barrido de 1 [m²]. El cálculo del potencial del viento disponible se realizó para todo el dominio con la finalidad de poder analizar la capacidad eólica tanto en la zona terrestre y como en la zona marina. Por otro lado, se obtuvieron las series de datos para los seis puntos de interés como se realizó anteriormente para las localidades de Dzilam de Bravo, Progreso y Sisal.

7.4 DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO COSTA AFUERA

Para llevar a cabo el diseño del parque eólico se establecieron las características de los aerogeneradores considerando el tamaño de los álabes, distancia de la costa, número de turbinas, tipo de fondo, etc. Dichas características están descritas en la **Tabla 8**, en la cual se puede observar que se consideraron dos modelos de aerogeneradores, ya que se compararon los resultados de dos diámetros del rotor y potencia nominal diferentes.

De acuerdo con las consideraciones descritas en los fundamentos teóricos, para generar una propuesta se requiere definir las características de los aerogeneradores, así como la ubicación y las características del área disponible. En este apartado se describirá el proceso para generar el diseño del parque en la costa de Yucatán, así como el cálculo de la cantidad de energía que se podría obtener con ese diseño. Posteriormente se realizó una evaluación de la propuesta con otros parques eólicos costa afuera existentes.

7.4.1 Identificación de la zona con mayor potencial eólico

Una vez que se concluyó con la caracterización del potencial eólico en los puntos de interés, se identificó la zona que pudiera tener el mayor aprovechamiento posible del recurso. De acuerdo con los resultados obtenidos, la localidad donde se obtuvo el mayor potencial fue la región cercana a la comunidad de Sisal, Yucatán, ubicada al NW de la Península de Yucatán. Por lo anterior, esta zona será la considerada para la propuesta del parque eólico.

7.4.2 Definición de las características de los aerogeneradores

Para la creación del diseño, se realizó una investigación de los tipos de aerogeneradores utilizados actualmente en el mercado de la energía eólica terrestre y marina y se seleccionó la opción que mejor se ajustara a nuestro interés. Entre las características de interés para elaborar el diseño se encuentra la ubicación, tipo de fondo o cimentación, la distancia desde la costa, profundidad de la zona, diámetro del rotor del aerogenerador seleccionado, número de turbinas y el potencial nominal. En la **Tabla 8** se encuentran las características antes mencionadas de la turbina elegida y otros datos necesarios para el cálculo del potencial eólico.

Tabla 8. Características del aerogenerador seleccionado para la propuesta del parque eólico costa afuera en Yucatán (Siemens Wind Power, n.d.).

Características del Parque Eólico	
Modelo	SWT-7.0-154
Tipo de fondo	monolito
Distancia de la costa	20 km
Profundidad de aerogeneradores	~20 m
Diámetro del rotor	154 m
Longitud de pala	75 m
Área de barrido	18600 m ²
Número de turbinas	30
Potencia Nominal	7 MW

Se decidió que fuera un parque eólico con un total de 30 aerogeneradores, considerando que es el número promedio de turbinas instaladas en parques ya desarrollados en el mundo. Por otro lado, de acuerdo con los estudios geológicos realizados en la zona de interés, se determina que la plataforma continental de Yucatán está constituida por roca caliza y tiene una pendiente suave (1:1000) (Mendoza & Ortiz Pérez, 2000). Considerando dichas características los tipos de cimentación que pueden ser utilizados son los monopilotes y las bases de gravedad, entre las cuales la primera resulta una opción idónea debido a su bajo costo de fabricación, transporte e instalación. Y considerando el tipo de cimentación que se propone utilizar, se consideró una profundidad de aproximadamente 20 [m] para colocar los aerogeneradores.

La turbina es un modelo SWT-7.0-154 perteneciente a la empresa Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A (Siemens Wind Power, n.d.). Esta turbina se desarrolló para aprovechar vientos intensos en la zona costa afuera tal que es un modelo resistente a condiciones extremas. Como se describe en la **Tabla 8**, para la turbina A el diámetro del

rotor es de 154 [m], el cual utilizando la ecuación (13) da como resultado 18,600 [m²] de área de barrido.(13)

7.4.3 Configuración espacial del parque eólico

Para la configuración espacial del parque eólico se debe considerar el equipo que se va a implementar, el mapeo del área disponible y la configuración espacial de los aerogeneradores. Uno de los temas más importantes dentro de la planeación de los parques eólicos ya sean terrestres o marinos, es la distribución o el arreglo de las turbinas. Este tema es de gran interés debido a que una correcta configuración espacial se traducirá en una alta eficiencia y, por tanto, en una mayor producción de energía.

Existen diversos estudios que se han realizado para establecer una metodología eficiente para seleccionar la distribución de las turbinas en un parque eólico, con el objetivo de tener la menor pérdida posible de energía. Cuando el viento pasa a través de las aspas de los aerogeneradores ocurre un fenómeno conocido como *estela*, el cual es producto de un déficit de momento que genera un flujo de salida de menor velocidad. De acuerdo con Barthelmie (2007) las pérdidas de energía debido a estelas de los aerogeneradores en parques eólicos costa afuera son aproximadamente de 10-20% del potencial total disponible. Salgado & María (2011) indican que, como norma general, la separación que debe existir entre aerogeneradores en un parque eólico es de cinco a nueve diámetros del rotor en la dirección de los vientos dominantes. Por otro lado, en la dirección perpendicular a los vientos dominantes la distancia entre aerogeneradores debe de ser de tres a cinco diámetros del rotor.

La distancia de la costa y la profundidad del agua afecta tanto los costos de inversión como de operación y mantenimiento. En la **Figura 17** se muestra una relación entre los costos de inversión desde dos aspectos que son la distancia de la costa y la profundidad.

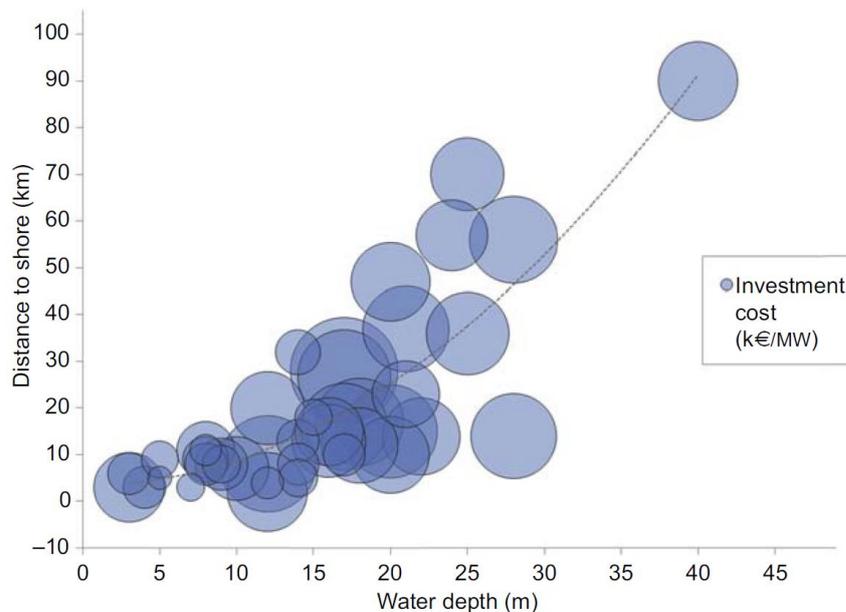


Figura 17. Relación entre distancia de la costa, profundidad del agua y costos de inversión para parques eólicos marinos en Europa ($k=1000$). Tomado de Ng (2016)

De acuerdo a Ng (2016) un incremento en la distancia de la costa afecta mayormente los costos de instalación y los costos de conexión. Respecto a los costos de instalación, se incrementan debido a que se requiere un mayor tiempo de viaje desde el puerto hasta el sitio donde se va a colocar el parque eólico. Por otro lado, en algunos sitios una mayor distancia significa condiciones climáticas poco favorables que limita el tiempo de actividad para realizar la instalación. Sobre los costos de conexión a la red, estos aumentan debido a la mayor longitud del cable de exportación los cuales se estiman (incluyendo la instalación) en 0.5-1 [m€/km], con una relación lineal. Sobre un incremento en la profundidad del agua, éste afecta principalmente los costos de cimentación, tal que están estimados (incluyendo instalación) en 1.5-2 [m€/MW] para aguas someras e incrementa exponencialmente conforme aumenta la profundidad.

Utilizando una regresión, se encuentra una relación significativa para ambas variables, tal que su coeficiente es de alrededor de 0.1, lo que indica que un aumento del 10% en la profundidad del agua o la distancia a la costa, implicará un aumento del 1% en los costos de inversión. Debido a su multicolinealidad entre las dos variables, no es posible repararlas. Para este proyecto se decidió considerar siete veces el diámetro del rotor en el sentido preferencial a la dirección del viento, y cuatro diámetros en el sentido perpendicular al movimiento del viento. A partir de esta suposición y considerando los valores de diámetro para los aerogeneradores elegidos, se obtuvo que la distancia en la dirección del viento debe ser de 1078 [m] y de 616 [m] en sentido perpendicular. Además de la distancia entre aerogeneradores, se considera alternar la posición de estos, para evitar el efecto de sombra en la dirección preferencial del viento. Respecto a la ubicación en la cual se propone establecer el parque eólico, depende de la batimetría de la zona de estudio. Una vez establecido el diseño del parque, se determinó la posición de cada uno de los aerogeneradores para poder realizar la evaluación del potencial generado en cada uno de estos puntos.

7.4.4 Cálculo del potencial eólico del parque costa afuera

Una vez concluido el diseño del parque eólico con las características antes descritas, se procedió a realizar una aproximación del potencial extraíble por los aerogeneradores utilizando los datos del modelo numérico. En este proceso se extrajo la serie de tiempo de velocidades de viento correspondiente al aerogenerador más alejado de la costa de acuerdo con la configuración descrita en la sección anterior. A partir de la serie de datos horarios se obtuvo un histograma experimental con clases de 0 a 30 [m/s] con longitud de una unidad. Una vez obtenido el histograma, se procedió a calcular el valor de la velocidad media con la ec. (26):

$$v_m = \frac{\sum v \cdot N}{\sum N} \quad (26)$$

Donde v corresponde a cada una de las clases asignadas en el histograma y N son el número de datos de una misma clase. Otra información requerida para el cálculo del potencial generado por el parque es la curva de potencia proporcionada por el fabricante para el aerogenerador seleccionado. Esta curva de potencia está construida a partir de datos de mediciones realizadas en laboratorio o zonas de experimentación para condiciones específicas de temperatura y bajos niveles de turbulencia.

La curva de potencia da información de la potencia eléctrica teórica producida por el aerogenerador para diferentes velocidades, sin embargo, para obtener un resultado más realista se debe considerar un *factor de turbulencia* (r_{turb}) y el *factor de densidad del aire* (r_{aire}). El factor de turbulencia es una reducción de potencia debido a la estadística del viento, la curva de potencia y al método de cálculo, en la mayoría de los casos su valor corresponde a 0.10, es decir, a una reducción del 10% de la potencia. Por otra parte, el factor de densidad del aire es una reducción del rendimiento del aerogenerador al nivel del mar, que está en función de la altitud del aerogenerador y de la densidad del aire. Para aplicar estos dos factores se implementó la ec. (27):

$$P_{fact} = P_{aer} \cdot (1 - r_{turb}) \cdot (1 + r_{aire}) \quad (27)$$

Donde P_{aer} corresponde a los valores obtenidos de la curva de potencia del aerogenerador.

Como siguiente paso, se procedió a calcular la función de probabilidad del viento siguiendo la ec. (25) la cual involucra un factor de forma (k), un factor de escala (λ) y los valores de velocidad (v) del viento. Debido a que estamos trabajando en la zona marina, el factor de forma utilizado es de **3**, mientras que el factor de escala puede ser aproximado mediante una expresión que relaciona la velocidad media (v_m) del viento y k :

$$\lambda = \frac{v_m}{\left(\frac{k-1}{k}\right)^{\frac{1}{k}}} \quad (28)$$

A partir de P_{fact} y la función de probabilidad del viento f , se puede conocer la potencia neta mediante la ec. (29):

$$P_{net} = P_{fact} \cdot f \quad (29)$$

Finalmente, para calcular la potencia promedio de salida (P_{mean}) por aerogenerador se debe hacer la suma total de P_{net} en [kW]. Para conocer la potencia diaria se toma como base P_{mean} y se multiplica por 24 horas para obtener P_{diaria} [kWh]. Por otro lado, la P_{diaria} se multiplica por 365 para obtener la potencia anual (P_{anual} [kWh]), y mensual ($P_{mensual}$ [kWh]) se calcula dividiendo P_{anual} entre 12.

7.4.5 Comparación entre un parque eólico costa afuera y uno terrestre

Para poder comparar el potencial aprovechable entre dos parques eólicos (uno costa afuera y uno terrestre), se realizó el cálculo de la potencia extraíble para el parque “Eólica Golfo 1” ubicado en Dzilam de Bravo. Para ello, se consideró el mismo número de aerogeneradores y con las mismas características del aerogenerador seleccionado en la sección anterior (ver **Tabla 8**). Las series de tiempo que se utilizaron para este análisis corresponden a la ubicación geográfica de cada uno de los respectivos parques. Al comparar los resultados podremos conocer la zona de mayor aprovechamiento del recurso eólico.

8 Resultados

8.1 EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL VIENTO EN YUCATAN EN COMPARACIÓN A OTROS CAMPOS EÓLICOS

A partir de los datos del CFSR realizamos un análisis del recurso eólico para diferentes parques eólicos establecidos en el mundo, así como el parque eólico de Dzilam de Bravo en Yucatán y un punto propuesto en la zona marina de la costa norte de la Península de Yucatán. Los diferentes cálculos realizados tienen como propósito conocer la competitividad de Yucatán frente a otros sitios en el mundo, de países que actualmente son líderes en la industria de la energía eólica. Por otro lado, se pretende realizar una comparación entre la zona marina y terrestre de Yucatán para conocer la diferencia del potencial entre ambas zonas y así sustentar la viabilidad de un proyecto eólico costa afuera.

Se realizó el cálculo del potencial a partir de datos de velocidad del viento del CFSR para 8 parques eólicos, de los cuales 7 se encuentran distribuidos en el mar y uno de ellos pertenece a los parques eólicos terrestres localizados en Yucatán. Aunque cada uno de los parques seleccionados tiene sus propias características, para realizar la comparación preliminar se decidió homogeneizar las especificaciones del aerogenerador. Por este motivo el diámetro considerado fue de 90 [m] y la altura del mástil de 100 [m], considerando este último la altura donde se encontraría el rotor.

Como podemos observar en la **Tabla 9** la mayoría de los sitios analizados tienen un valor de velocidad media (v_m) entre los 8 y 10 [m/s] con excepción del punto correspondiente al parque “Eólica Golfo 1” en la zona terrestre de Yucatán con una v_m de 5.19 [m/s]. En el caso del parque “Alpha Ventus” ubicado en el Mar del Norte, perteneciente a Alemania su v_m es la velocidad más alta con un valor de 10.88 [m/s].

Por otro lado, se obtuvo el porcentaje de valores de velocidad (**Tabla 9**) que supera los 11 [m/s], lo que coincide con los resultados obtenidos por Guillén (2015), donde la potencia nominal de un aerogenerador estándar oscila entre los 11 y 15 [m/s]. Esta velocidad nominal se obtiene cuando el aerogenerador alcanzó el máximo de potencia para el cual fue fabricado, tal que, aunque se incremente la velocidad, éste no será capaz de generar una mayor cantidad de energía. Esta información es importante ya que indicará el tiempo que los aerogeneradores estarán trabajando a su máxima potencia. Comparando el porcentaje de valores que alcanzan la velocidad nominal en este análisis, el “Alpha Ventus” tiene el mayor porcentaje de valores que alcanzan la velocidad nominal con un 45.93%, seguido de “Horns Rev 1” (Dinamarca), “Beatrice” (Escocia) y “Belwind” (Bélgica) con un promedio de 37-42%. Finalmente, los parques de “Kentish Flats” (Reino Unido), “Edmond Aan Zee” (Países Bajos), “Block Island” (Estados Unidos) y el punto seleccionado en la zona marina de Yucatán presentaron porcentajes entre el 17-26%. El parque “Eólica Golfo 1” tiene el menor porcentaje, el cual es equivalente al 1%.

Posteriormente se presentan los resultados del cálculo del potencial disponible ($P_{\text{disponible}}$), el cual está en función del diámetro de los aerogeneradores y la v_m , y el potencial de diseño ($P_{\text{diseño}}$). El cual se calcula a partir de la potencia nominal de diseño del aerogenerador seleccionado. Como se puede observar en la **Tabla 9**, en algunos campos el potencial aprovechable tiene un valor cercano a la capacidad instalada y en otros casos superior a dicho valor. Lo anterior está asociado a distintos factores, de los cuales uno de los principales es que se utilizaron diferentes especificaciones a las del aerogenerador propuesto originalmente en cada parque eólico, en algunos casos las dimensiones de área de barrido fueron mayores y en otras fueron menores. Otro factor es la altura a la cual se está evaluando la v_m , ya que, de acuerdo con la curva de la variabilidad vertical del viento, entre mayor sea la altitud, mayor es la velocidad.

Tomando como referencia el número de turbinas del punto “Yucatán (offshore)”, realizamos una comparación entre este punto y los campos de “Kentish Flats”, “Edmond Aan Zee” y “Eólica Golfo 1”, los cuales tienen una dimensión similar. Como resultado, encontramos que para el campo “Kentish Flats” con una v_m de 7.76 [m/s] su potencial disponible es de 54.6 [MW], mientras que su potencia de diseño es de 90 [MW]. Por otro lado, el parque marino de “Edmond Aan Zee” mostró una v_m de 8.63 [m/s] dando como resultado un $P_{\text{disponible}}$ de 90.19 [MW] y un $P_{\text{diseño}}$ de 108 [MW]. Para el campo eólico terrestre de “Eólica Golfo 1” en Yucatán, se registró una v_m de 5.19 [m/s], generando un potencial de 15.79 [MW] considerando que su potencial de diseño es de 60 [MW]. Finalmente, para “Yucatán (offshore)” se obtuvo una v_m de 8.43 [m/s] y un $P_{\text{disponible}}$ de 70.02 [MW].

En los tres campos utilizados para la comparación, se observa que el potencial calculado está por debajo del potencial de diseño, esto es debido a que las características utilizadas del aerogenerador fueron distintas a las originales establecidos en las fichas de dichos parques. Se debe de considerar que el potencial de diseño es una cantidad propia de cada aerogenerador y es calculado a partir de una velocidad nominal, la cual puede ser igual a la v_m o mayor/menor. Tomando como referencia la velocidad nominal, los parques de “Kentish Flats”, “Edmond Aan Zee” y en el propuesto como “Yucatán (offshore)” entre el 17 y 26 % del tiempo se presentan valores similares a la velocidad nominal. Sin embargo, campos como “Horns Rev I”, “Beatrice” y “Belwind” tienen porcentajes de velocidad nominal de 37 a 42%, lo cual justifica que sean parques eólicos de mayor tamaño con v_m de 9.8 a 10.25 [m/s], valores cercanos al rango de la velocidad nominal.

A partir de los resultados obtenidos, podemos sugerir que en la propuesta del parque eólico de este proyecto se considere una altura del mástil del aerogenerador mayor a 100 [m], de tal forma que se puedan encontrar velocidades del viento de mayor intensidad. Por otro lado, el aumento en el tamaño de las palas aumenta el área de barrido y por lo tanto el potencial extraído.

Tabla 9. Comparación preliminar de los parques eólicos en Estados Unidos, Europa y México.

Campo Parámetro	KENTISH FLATS	HORNS REV I	ALPHA VENTUS	BEATRICE	EDMOND AAN ZEE	BELWIND	BLOCK ISLAND	YUCATÁN (Offshore)	EÓLICA GOLFO 1
Ubicación	51.460° N 1.094° E	55.486° N 7.840° E	54.011° N 6.607° E	58.254° N 2.885° W	52.606° N 4.419° E	51.670° N 2.802° E	41.116° N 71.52° W	21.97° N 89.18° W	21.363° N 88.77° W
V_m [m/s]	7.76	10.25	10.88	9.81	8.63	10.21	8.19	8.43	5.19
V > 11 (m/s) (Reg. de 5 años)	17.73 %	41.70 %	45.93 %	36.99 %	26.08 %	40.21 %	21.41 %	19.56 %	0.56 %
P_{disponible} [MW]	54.6	335.68	60.216	309	90.144	228.085	10.7025	70.02	15.79
P_{diseño} [MW]	90	160	60	588	108	165	30	NO APLICA	60
Tipo de fondo	Monopilote	Monopilote	Tripode & Jacket	Jacket	Monopilote	Monopilote	Jacked	Monopilote	Cimentación circular
Número de turbinas	30	80	12	84	36	55	5	30	29
Diámetro del rotor [m]	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Altura del mástil [m]	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Distancia de la costa [km]	8.5	17.9	56	13.5	10	46	4.5	68	NO APLICA
Área del parque [km²]	10	21	4	131	24	13	2	30	8.51

8.2 VALIDACIÓN DE MODELO WRF

La validación del modelo numérico se realizó con los datos medidos de las diferentes estaciones meteorológicas disponibles. Los resultados de los estadísticos se presentan en un diagrama de Taylor (**Figura 18**), el cual permite observar en una misma gráfica los valores de la raíz del error cuadrático medio (RMSD), la desviación estándar (SD) y el coeficiente de correlación (CC) para las 12 estaciones analizadas (**Figura 13**). En la **Figura 18** se observa que las estaciones con un RMSD menor y un CC más alto son Progreso, Valladolid, Isla Pérez y Sisal (7, 9, 10 y 12 respectivamente).

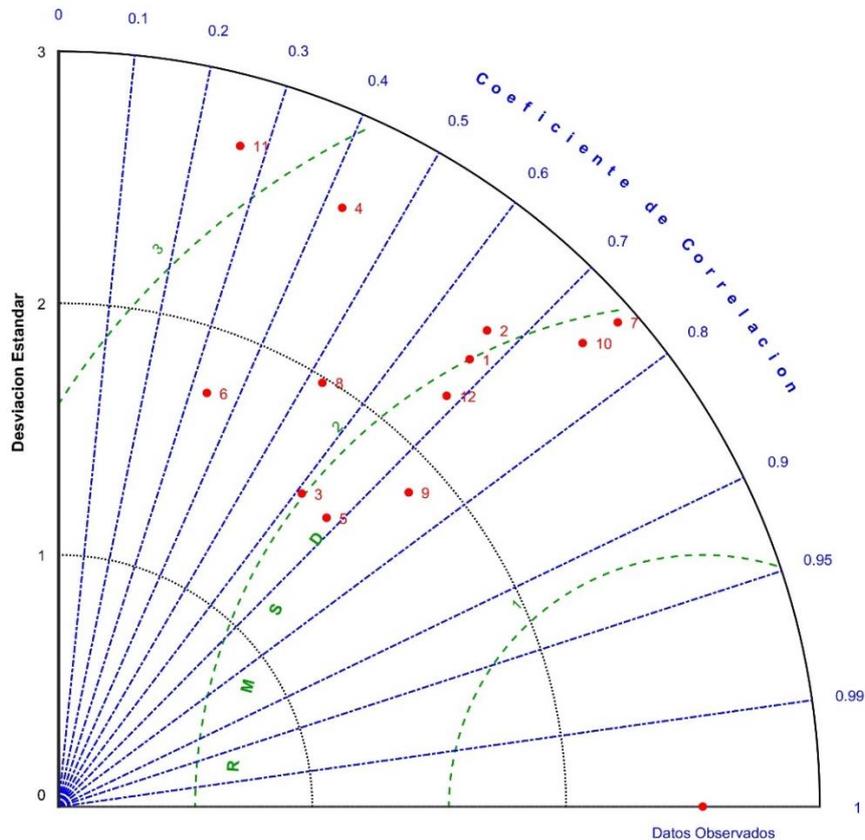


Figura 18. Diagrama de Taylor de los datos del WRF DTU simulados y los datos medidos de las estaciones meteorológicas.

En la **Tabla 10** se presentan los estadísticos calculados para cada una de las estaciones meteorológicas analizadas, tanto para la velocidad del viento como para su dirección. La relación lineal

El RMSD mostró un promedio de ~ 2 [m/s] para todas las estaciones, con una desviación estándar de ~ 2.5 [m/s], similar a la SD de los datos medidos. La relación lineal entre los datos simulados y los medidos es alta en el 75 % de las estaciones meteorológicas analizadas. Por otra parte, se observó una sobreestimación de los datos simulados en las estaciones 4, 7 y 10, sin embargo, el BIAS obtenido se encuentran dentro del rango de -1 y 1 y su SD entre 2 a 3 [m/s]. Por lo anterior, se considera que las simulaciones numéricas reproducen adecuadamente la variabilidad del viento y su dirección (**Figura 18**, **Tabla 10**).

Tabla 10. Estadísticos obtenidos para velocidad y dirección del viento de los datos medidos (O) y simulados (M) del modelo WRF DTU.

Estación	Velocidad del viento			Dirección del viento						
	RMSD [m/s]	BIAS [m/s]	IA	CCC	CSD [°]		MD [°]		MVL	
					O	M	O	M	O	M
1	2.15	0.79	0.96	0.66	1.01	0.84	69.67	40.53	0.48	0.64
2	2.26	0.80	0.97	0.60	0.87	0.79	84.26	56.22	0.61	0.69
3	1.5	0.97	0.89	-0.41	1.28	0.99	179.82	55.74	0.18	0.50
4	4.98	-3.23	0.84	0.40	0.98	0.77	60.65	50.05	0.52	0.70
5	1.14	2.06	0.54	0.41	0.83	0.74	102.27	75.72	0.66	0.72
6	2.33	0.74	0.94	0.33	1.09	0.87	84.86	51.22	0.41	0.62
7	2.93	-1.32	0.95	0.66	0.83	0.77	79.09	53.10	0.65	0.71
8	1.73	3.40	0.21	0.51	0.90	0.83	95.73	69.08	0.59	0.65
9	1.45	2.59	0.33	0.58	0.90	0.87	91.51	63.23	0.60	0.62
10	2.57	-0.95	0.97	0.73	0.82	0.73	94.22	56.05	0.67	0.73
11	3.02	0.79	0.95	0.48	0.70	0.67	125	72.02	0.75	0.77
12	2.09	0.16	0.99	0.74	0.86	0.73	70.75	47.69	0.63	0.73

El análisis estadístico de la dirección del viento mostró el mejor ajuste para las estaciones 10 y 12, con un CCC promedio de ~ 0.73 y una CSD promedio de 0.84 para los datos medidos (O) y de 0.73 para los datos simulados (M) (**Tabla 10**). Tanto la CSD como el MVL describen la dispersión de los datos respecto a su MD, ambos estadísticos indican que la dispersión es menor para los datos M, con una CSD más pequeña y valores del MVL cercanos a 1, en comparación con los datos O. Para los datos O, su MD fue de 94.22° y 70.75° en las estaciones 10 y 12, y para los datos M de 56.05° y 47.69° , respectivamente.

Una forma de visualizar el comportamiento de los datos y cómo es que éstos se relacionan, es por medio de gráficas de dispersión y cuantil-cuantil (q-q). Estas representaciones gráficas permiten conocer si los datos presentan una distribución lineal. Para ello se utilizaron las estaciones de Dzilam de Bravo y Progreso, éstas fueron

seleccionadas para mostrar los resultados de validación, ya que están relacionadas con proyectos eólicos en Yucatán y para este trabajo es relevante comparar el potencial eólico en la zona terrestre y marina. Por otro lado, la estación de Sisal fue seleccionada debido al nivel de confiabilidad de los datos (Figuroa-Espinoza et al., 2014).

Estación 4: Dzilam de Bravo

En la **Figura 19** se muestra la relación de los datos de velocidad del viento simulados y medidos para Dzilam de Bravo. Los datos simulados muestran una subestimación de los valores más altos de velocidad, es por ello que se obtuvo un BIAS de -3.23 [m/s] y un CC de 0.4. Por otro lado, la relación q-q muestra que la serie de datos no siguen la línea de referencia, lo que sugiere que ambas bases de datos presentan una distribución diferente. Lo anterior se puede observar en la **Figura 19** en la cual se muestran los histogramas y funciones de distribución de probabilidad (PDF) de Weibull tanto para los datos simulados como para los datos medidos. Mediante el histograma, se puede observar que en esta estación el modelo realiza una sobreestimación de las velocidades entre los 3 y 10 [m/s], mientras que subestima las velocidades mayores a los 10 [m/s]. El ajuste de las curvas de distribución muestra que los datos simulados se aproximan a una distribución normal, mientras que los datos medidos muestran una curva con asimetría a la derecha.

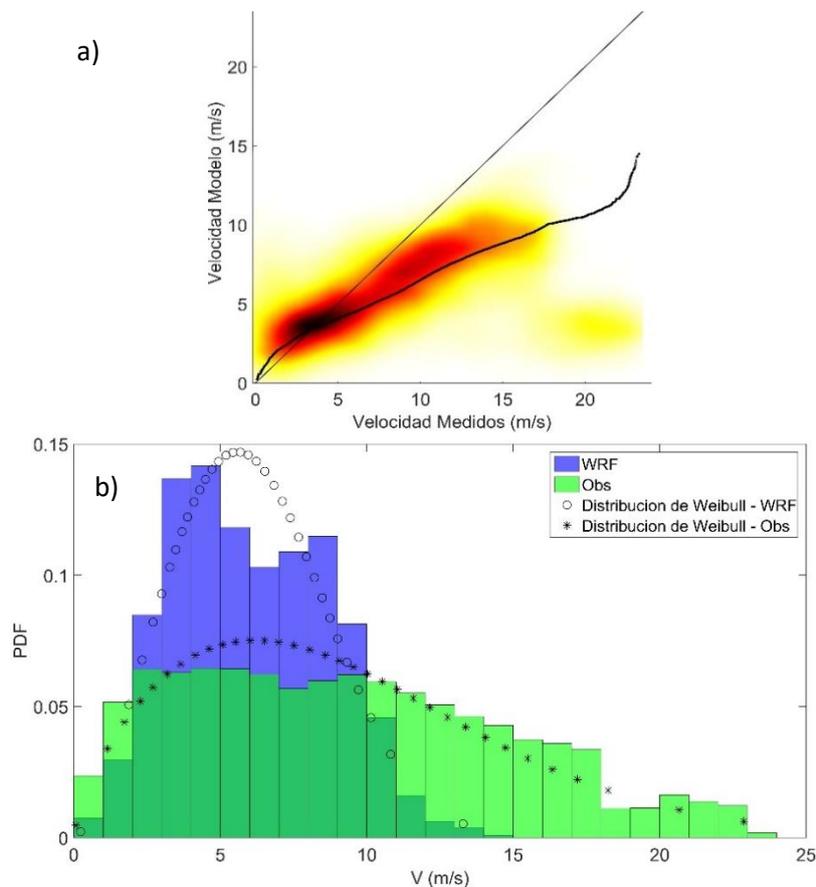


Figura 19. (a) Gráficas de dispersión, q-q y (b) distribución de probabilidad de Weibull de los datos simulados y medidos para la estación de Dzilam de Bravo. Los contornos en (a) representan la densidad de los datos, la línea negra a 45° la relación lineal esperada y la línea negra discontinua la relación q-q. Los histogramas en (b) muestran los datos simulados (azul) y los datos medidos (verde), donde los círculos y los asteriscos son el ajuste de la distribución de Weibull.

Estación 7: Progreso

En la estación de Progreso la mayor concentración de los datos está dentro del rango de velocidades de 3.5 a 4.4 [m/s], con una subestimación para valores mayores a 11 [m/s] (**Figura 20a**). En comparación con la estación de Dzilam de Bravo, podemos observar una distribución cercana a una función lineal, sin embargo, encontramos algunos valores medidos de hasta 30 [m/s]. En este caso, los datos pueden representar un error del equipo al realizar las mediciones o eventos particulares que el modelo no tiene la capacidad de reproducir. Se obtuvo un BIAS de -1.32, que confirma la subestimación del modelo ante los datos medidos y, por otro lado, el coeficiente de correlación con un valor de 0.75 justifica el comportamiento lineal observado en la gráfica de dispersión.

Los histogramas de ocurrencia muestran que el modelo sobreestima los valores de velocidad entre 3 y 10 [m/s] y subestima velocidades mayores a 10 [m/s] (**Figura 20b**). Con respecto a la aproximación de la distribución de Weibull, ambas curvas muestran una forma asimétrica a la derecha, tal que su diferencia se debe a la función de distribución de probabilidad de ambas bases de datos. El parámetro de escala (c) utilizado, de 7.13 y 8.5 [m/s] para los datos simulados y los datos medidos respectivamente.

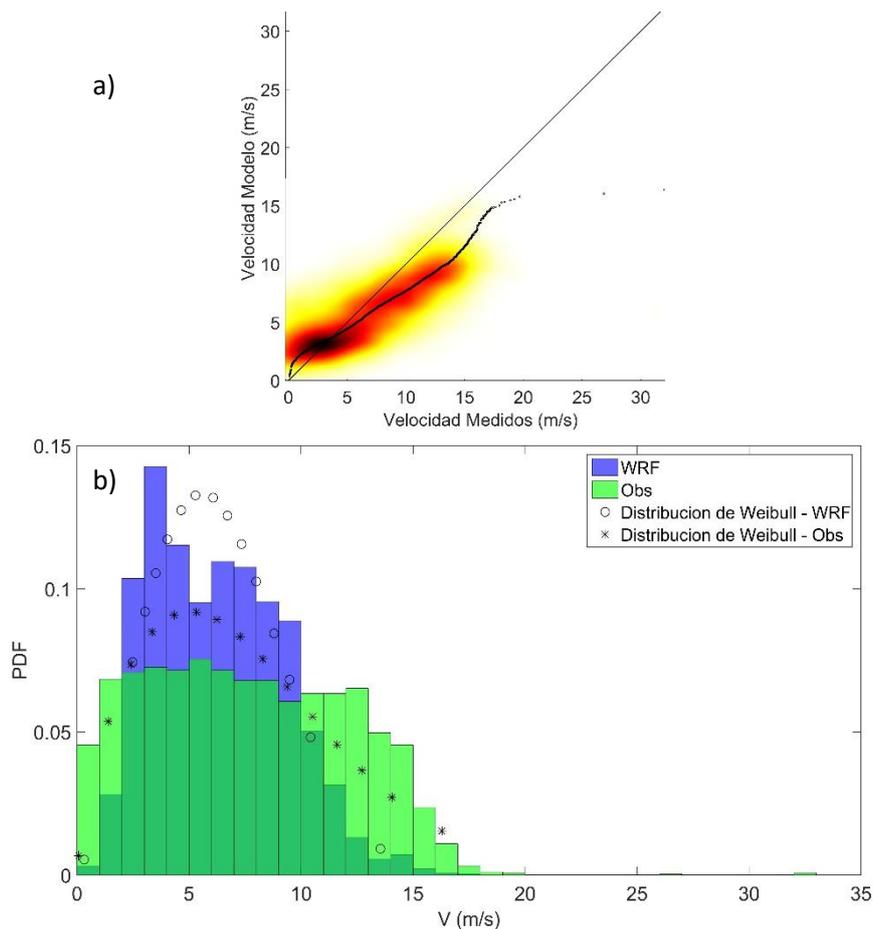


Figura 20. Al igual que en la **Figura 19**, (a) Gráficas de dispersión, q-q y (b) distribución de probabilidad de Weibull para los datos simulados y medidos para la estación de Progreso.

Estación 12: Sisal

Para la estación de Sisal encontramos correlación del modelo con los datos medidos de 0.68, sin embargo, existe una sobreestimación para velocidades altas. El valor de BIAS para esta estación fue de 0.16, el cual justifica la sobreestimación mencionada anteriormente para los valores de velocidad mayores. Así mismo en la **Figura 21** vemos que la mayor densidad de datos se encuentra a una velocidad de 5 a 6 [m/s] como se observa también en los histogramas (**Figura 21.b**). Por otro lado, la serie de puntos en color negro que representa los cuantiles del modelo y medidos muestra un comportamiento lineal, similar a los resultados de la estación de Progreso.

El ajuste de las distribuciones de Weibull, en comparación con lo observado para Dzilam de Bravo, muestran una mayor similitud entre datos de velocidad medidos y del modelo, con un RMSD 2.10 [m/s]. La similitud de las curvas también se ve reflejada en sus parámetros de forma y escala, donde el modelo presentó un parámetro de forma de 2.75 y de 2.08 para los datos medidos, lo cual sugiere que se aproximan a una curva *normal*. Por otro lado, el parámetro de escala fue de 6.45 y 6.31 para los datos del modelo y los datos medidos, respectivamente, los cuales indican que el 63.2% de los valores de velocidad se encuentran por debajo de estos valores.

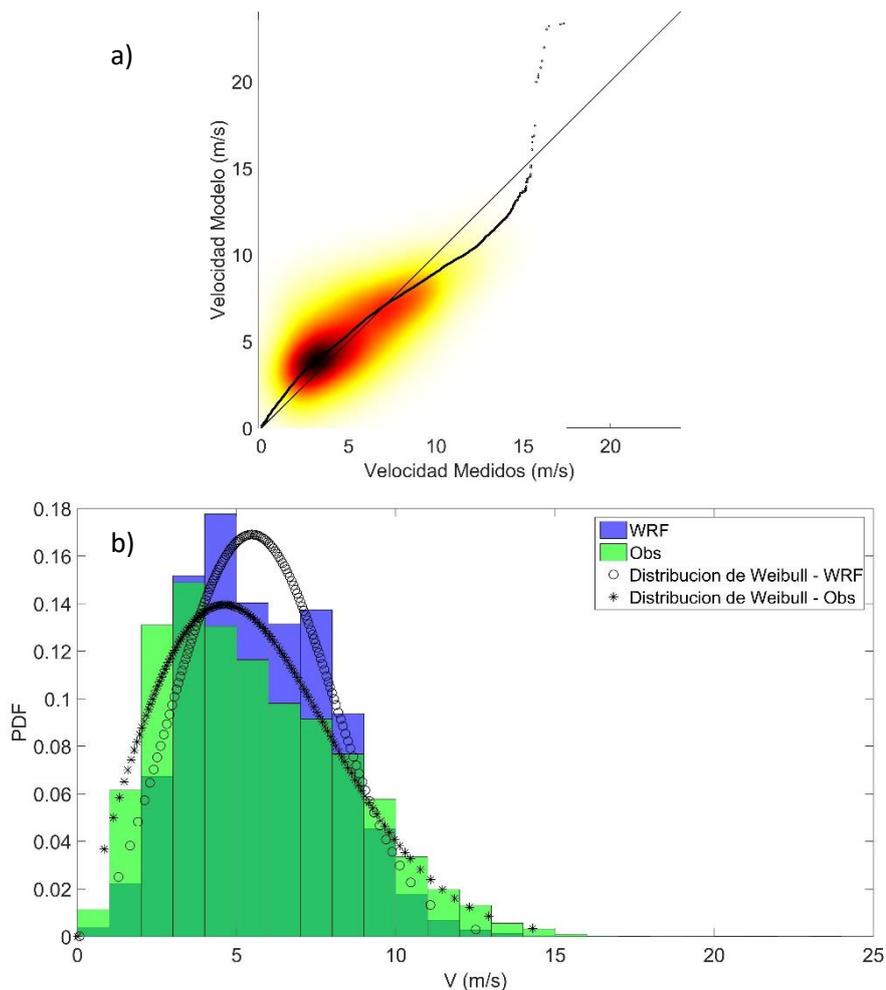


Figura 21. Al igual que en la **Figura 19**, (a) Gráficas de dispersión, q-q y (b) distribución de probabilidad de Weibull para los datos simulados y medidos para la estación de Sisal.

Con los resultados del análisis para las diferentes estaciones meteorológicas seleccionadas, se concluye que el modelo WRF de DTU reproduce de forma correcta las condiciones del viento medias para la Península de Yucatán. Por el contrario, el modelo realizó sobreestimaciones para las velocidades más altas del viento, sin embargo, al ser eventos de baja frecuencia no son relevantes para el cálculo del potencial eólico.

8.3 CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO

Para caracterizar el viento se realizó un análisis para la Península de Yucatán y en particular para seis puntos de interés, correspondientes a los municipios de Dzilam de Bravo, Progreso y Sisal considerando la zona terrestre y marina de cada municipio (**Figura 22**). A continuación, se describe la variabilidad diaria e interanual de la magnitud y dirección del viento.

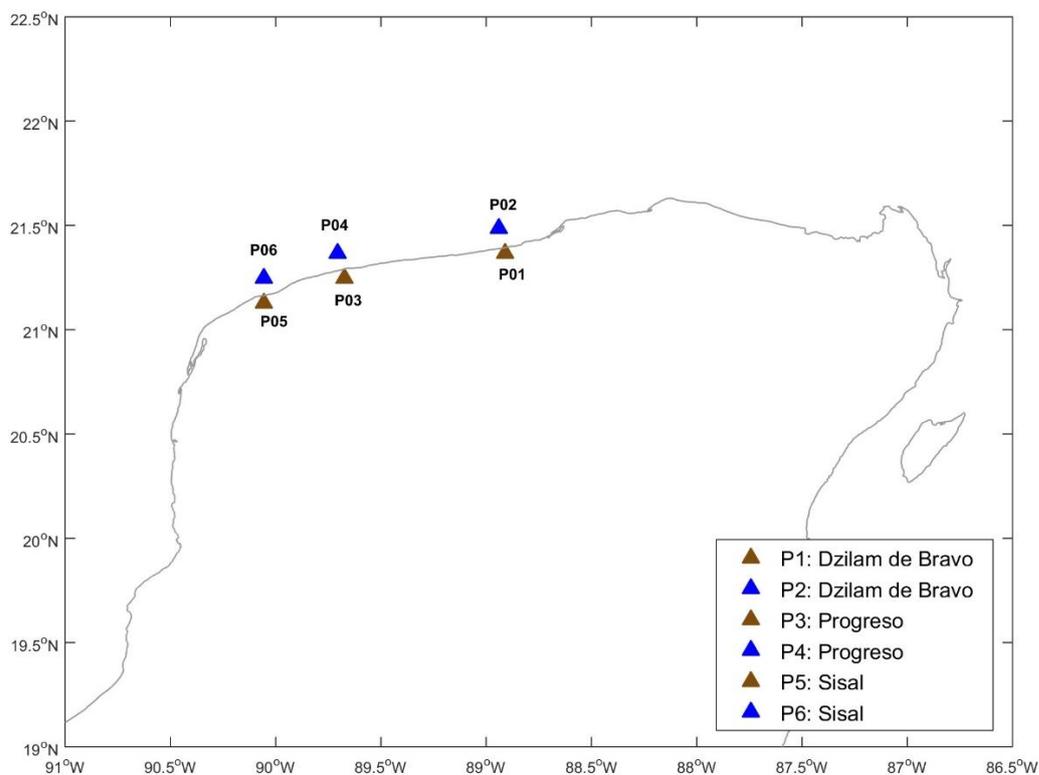


Figura 22. Distribución de los puntos de interés en la Península de Yucatán. Los marcadores en color marrón representan los sitios ubicados en la zona terrestre y los de color azul, los puntos ubicados en el mar.

8.3.1 Variabilidad diaria

Para entender el comportamiento del viento a lo largo del día, se estudió el campo de viento para todo el dominio y los seis puntos de interés. En la caracterización del dominio completo se evaluaron los cambios de velocidad y dirección del viento para el día 5 de abril del 2014, como una fecha representativa del ciclo diario en la región (Allende-Arandía et al., 2020). La **Figura 23** muestra la variabilidad diaria de la magnitud y dirección del viento a 10 [m] de altura cada 3 hrs. Como resultado se observa que entre las 18 y 21 hrs UTC (12 y 15 hrs TL), el viento del este converge hacia la zona terrestre sobre la costa de Yucatán con velocidades entre los 10-12 [m/s]. Dicho comportamiento, conocido como brisa marina se mantiene hasta las 3 hrs UTC (21 hrs TL), para

posteriormente cambiar de dirección, tal que el viento proviene del sureste. Su intensidad aumenta en la zona marina a las 9 hrs UTC (3 hrs TL) alcanzando velocidades de 12 [m/s] al oeste de la Península de Yucatán. En los mapas de las 12 y 15 hrs UTC (6 y 9 hrs TL) observamos una disminución en la intensidad del viento, con valores entre los 5 y 10 [m/s] para la zona marina y de 2 a 4 [m/s] en la zona terrestre.

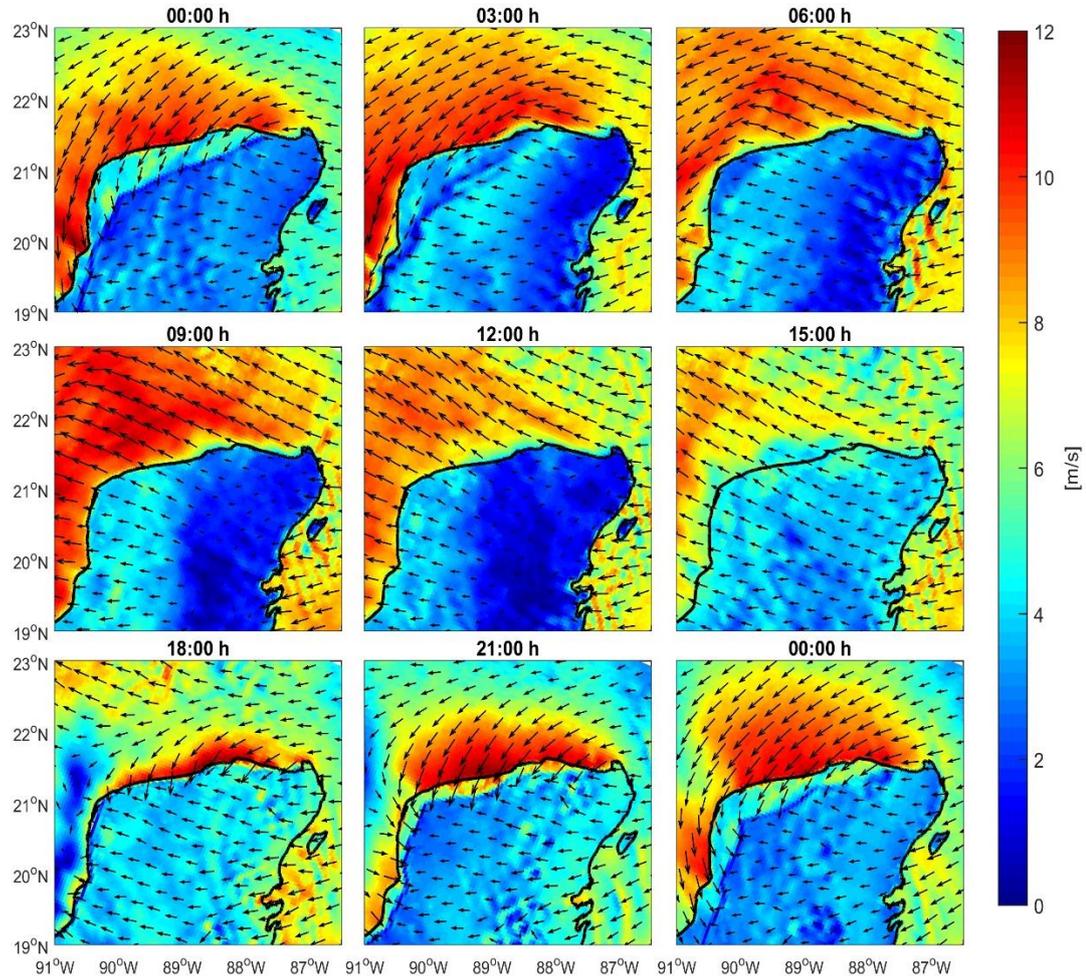


Figura 23. Mapas de variabilidad diurna del viento en la Península de Yucatán, para el día 5 de abril a las 18:00 hrs TL (00:00 hrs UTC) al día 6 de abril a las 18:00 hrs TL (00:00 hrs UTC) del 2014 utilizando los datos de velocidad del viento del modelo WRF a 10 [m] de altura en [m/s].

En la **Figura 24** se puede observar que de las 0:00 hrs TL las velocidades presentan un valor que oscila entre los 3-4 [m/s] en la zona terrestre mientras que en la zona marina es de 6.5-7.5 [m/s]. Para las 6:00 hrs TL se observa una disminución de la velocidad, con valores de 2.1-3.5 [m/s] aproximadamente en la zona terrestre, mientras que para la zona marina se presentan valores mínimos de 5-6 [m/s] a las 10:00 hrs TL. Posteriormente a las 7:00 y 11:00 hrs TL en la zona terrestre y marina, respectivamente se puede observar un incremento en las velocidades del viento en ambas zonas. En el caso de las velocidades en tierra, observamos un incremento desacelerado de las 9:00 a las 11:00 hrs TL, alcanzando su máxima velocidad aproximadamente a las 15:00 hrs TL con valores de 5-7 [m/s]. Por otro lado, en el mar vemos un incremento constante de la velocidad hasta alcanzar los 9 [m/s] a las 18:00 hrs TL, para los tres sitios de interés. Por último, en la

zona terrestre como en la marina se observa un descenso de la velocidad del viento a partir de las 16:00 y 19:00 hrs TL, respectivamente.

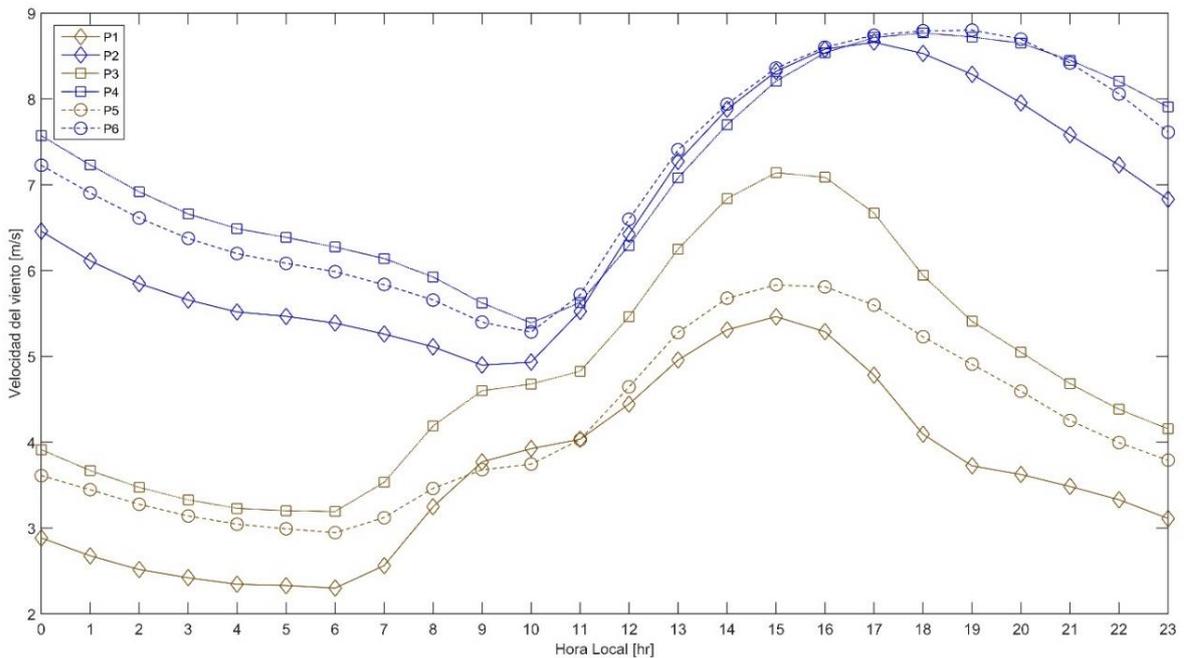


Figura 24. Variabilidad diurna de la velocidad del viento en la zona terrestre y marina en Dzilam de Bravo (P1 y P2), Progreso (P3 y P4) y Sisal (P5 y P6). Climatología horaria de 10 años (2005 a 2016). El color azul corresponde a la zona marina y el color marrón a la zona terrestre, los tres tipos de símbolos corresponden a cada una de las ubicaciones.

Los patrones observados en el análisis de variabilidad diurna también se han encontrado en diversos estudios realizados para esta zona, tal es el caso de los resultados reportados por (Torres-Freyermuth et al., 2017). En dicho trabajo se analizó la variabilidad diurna del viento para las diferentes estaciones del año, encontrando que los valores más altos de velocidad se observan entre las 17:00 y 18:00 hrs TL con una dirección predominantemente del noreste.

Para analizar la variabilidad diurna de la dirección del viento, se implementó una representación geométrica de un vector que permite reconocer la trayectoria de un cuerpo, conocida como hodógrafas. En la **Figura 25** se pueden observar los cambios en la dirección del viento a lo largo del día para la zona terrestre y marina. El comportamiento de la dirección del viento sigue una trayectoria similar en la zona terrestre y marina, sin embargo, la velocidad a la que ocurre este cambio de dirección es diferente entre ambas zonas. Analizando el municipio de Dzilam de Bravo (**Figura 25a**) para la zona terrestre (representada con la línea roja en la **Figura 25a**) se observa que a las 0:00 hrs TL el viento tiene una dirección del E y posteriormente, de las 6:00 a las 12:00 hrs TL una dirección del SE. Después de las 12:00 hrs TL proviene nuevamente del E y una vez que alcanza su máxima velocidad (6 [m/s]) del NE. Para el caso del viento en el mar (representada con la línea azul en la **Figura 25a**), podemos observar que el cambio de dirección a lo largo del día es del NEE y ESE. Tanto en el municipio de Dzilam de Bravo (**Figura 25a**), como en Progreso (**Figura 25b**) y Sisal (**Figura 25c**) la variabilidad de la dirección del

viento es similar, sin embargo, las diferencias observadas en las hodógrafas corresponden a la magnitud del viento (**Figura 24**). La variabilidad diurna que se observa en la magnitud y dirección de los vientos representa el sistema de brisas en la zona norte de la península como lo describe Allende-Arandía et al. (2020). El cambio en la dirección del viento durante las brisas (terrestre-marina) se encuentra influenciado por las variaciones del viento local y sinóptico, además de que la componente meridional (v) del viento tiene una contribución mayor durante estos eventos. Allende-Arandía et al. (2020) menciona que el calentamiento diferencial de la superficie terrestre es uno de los principales factores que generan las brisas, orientando los vientos perpendicularmente a la línea de costa.

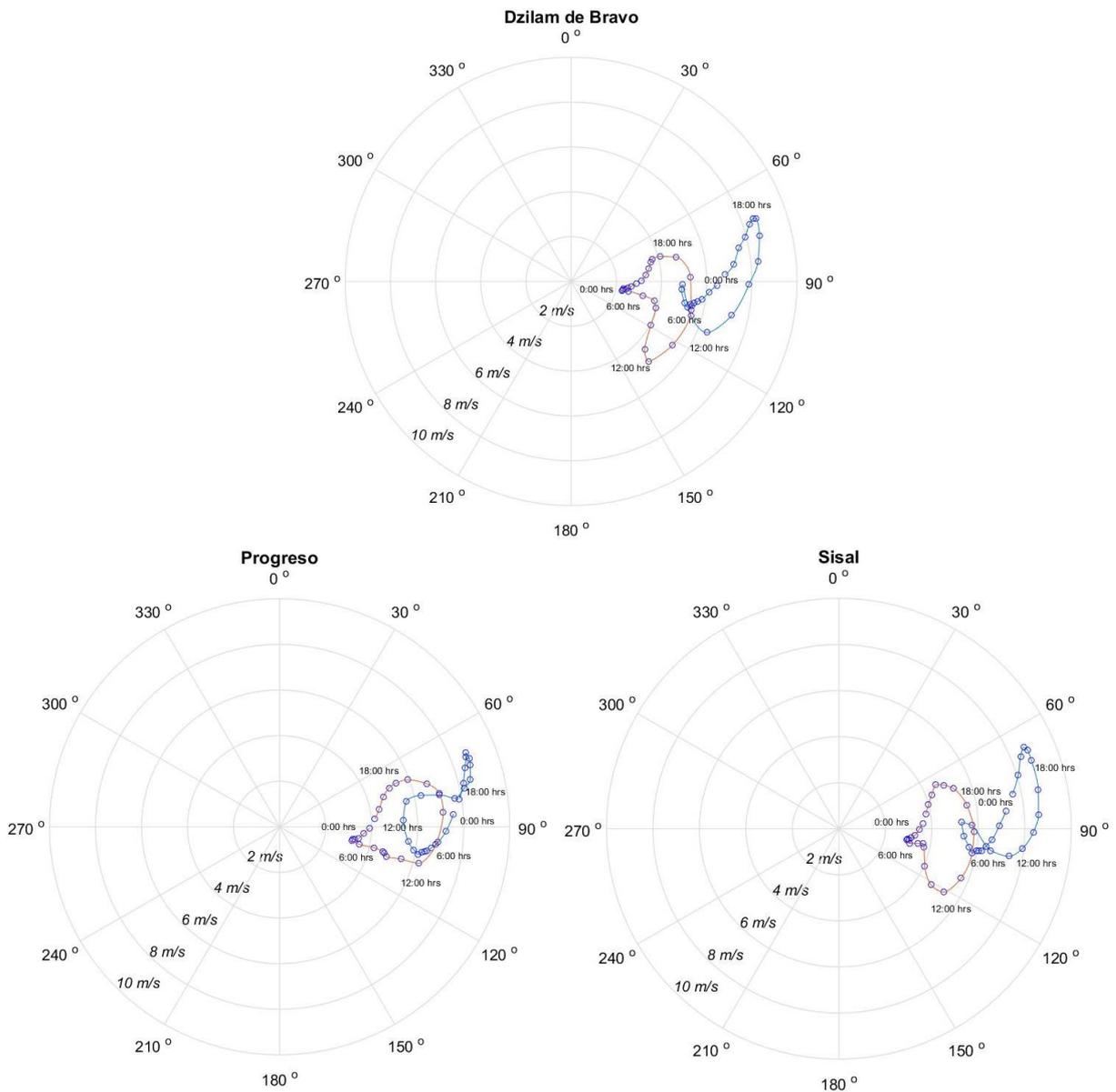


Figura 25. Hodógrafas de viento. Representan la distribución de la dirección y magnitud diurna del viento en la zona terrestre (línea roja) y marina (línea azul) en (a) Dzilam de Bravo, (b) Progreso y (c) Sisal. Los círculos indican el dato horario.

8.3.2 Variabilidad mensual y estacional

La climatología mensual y estacional nos permite conocer los cambios que existen en las características promedio del viento a lo largo de un año. En el caso de la

climatología mensual encontramos que existe una variabilidad característica en el área de estudio y para describirla, se obtuvo la variabilidad mensual de la magnitud del viento (**Figura 26**). Se siguió la misma secuencia respecto al nombramiento de los puntos de interés, iniciando con el municipio de Dzilam de Bravo (P1 y P2), seguido de Progreso (P3 y P4) y Sisal (P5 y P6) en la zona terrestre y marina, respectivamente. Como primer resultado se puede observar que los sitios terrestres tienen una magnitud del viento menor a los sitios ubicados en el mar, al igual que en el análisis diario. Los puntos donde el viento presenta una menor magnitud son P1 y P2, el P1 muestra un mínimo de ~ 3 [m/s] y un máximo de 4 [m/s] y el P2 tiene un valor mínimo de 6 [m/s] y máximo de 7.2 [m/s]. Por el contrario, en los puntos P3 y P4 se observan los valores más altos, con mínimos de 4.3 y 6.8 [m/s] y máximos de 5.5 y 7.8 [m/s], respectivamente.

Respecto a la variabilidad de la magnitud del viento a lo largo del año, en la **Figura 26** se puede observar que los valores máximos se presentan entre los meses de marzo a mayo (primavera), tanto en la zona terrestre como marina. Posteriormente, encontramos una disminución de la velocidad durante los meses de junio a septiembre, lo cual corresponde a los meses de verano y el inicio del otoño. Para los meses de octubre y noviembre encontramos un aumento de la magnitud del viento, la cual disminuye para diciembre y se mantiene hasta febrero del siguiente año.

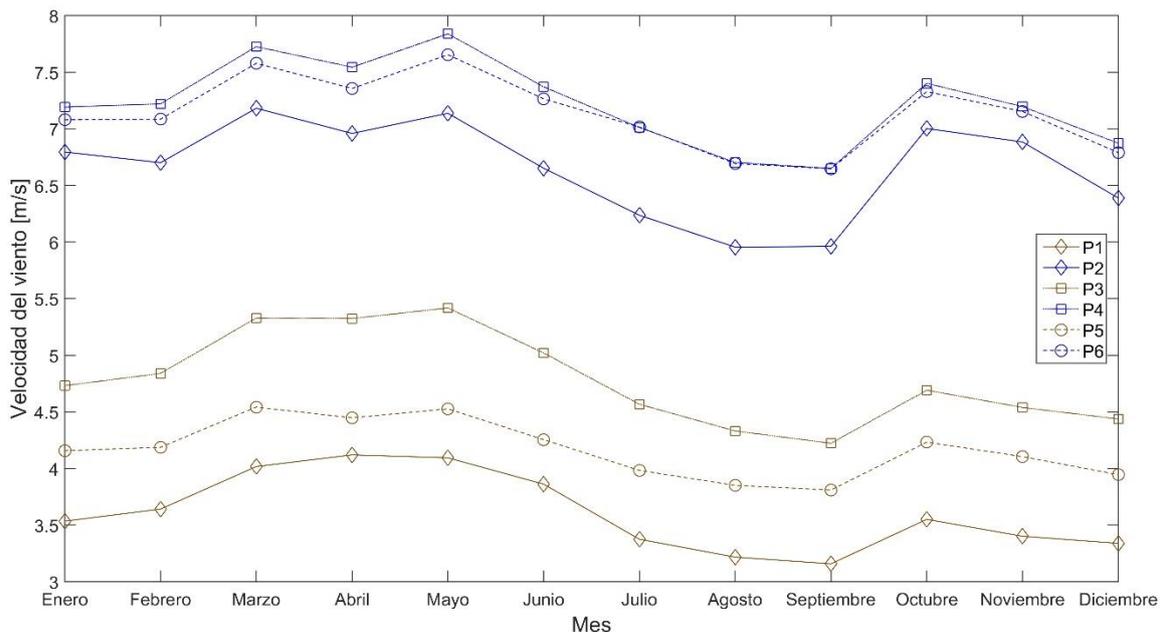


Figura 26. Variabilidad mensual de la velocidad del viento en la zona terrestre y marina en Dzilam de Bravo (P1 y P2), Progreso (P3 y P4) y Sisal (P5 y P6). Climatología horaria de 10 años (2005 a 2016). El color azul corresponde a la zona marina y el color marrón a la zona terrestre, los tres tipos de símbolos corresponden a cada una de las ubicaciones.

Para identificar las horas del día en las que el viento alcanza su máximo valor, se realizaron unas tablas cruzadas o *cross tables* (en inglés). En la **Figura 27a** se muestra el punto P1 (Dzilam de Bravo, terrestre), donde se observa que de las 0:00 a las 7:00 hrs TL se presentan velocidades del viento bajas (~ 2 [m/s]) la mayor parte del año. La velocidad del viento aumenta alcanzando su máximo valor alrededor de las 15:00 hrs TL (7 [m/s]), posteriormente, entre las 18:00 y 20:00 hrs TL empieza a disminuir. Cabe señalar, que

los meses en los que se observa el mayor número de horas, donde la magnitud del viento oscila entre 5 y 7 [m/s], corresponden a los meses de marzo a mayo, con una duración aproximada de 10 a 12 hrs en un día. Por otra parte, en los meses de junio a septiembre el periodo de tiempo en que se presentan las velocidades más altas tiene una duración aproximada de 5-6 hrs a lo largo del día, en comparación con los meses anteriores.

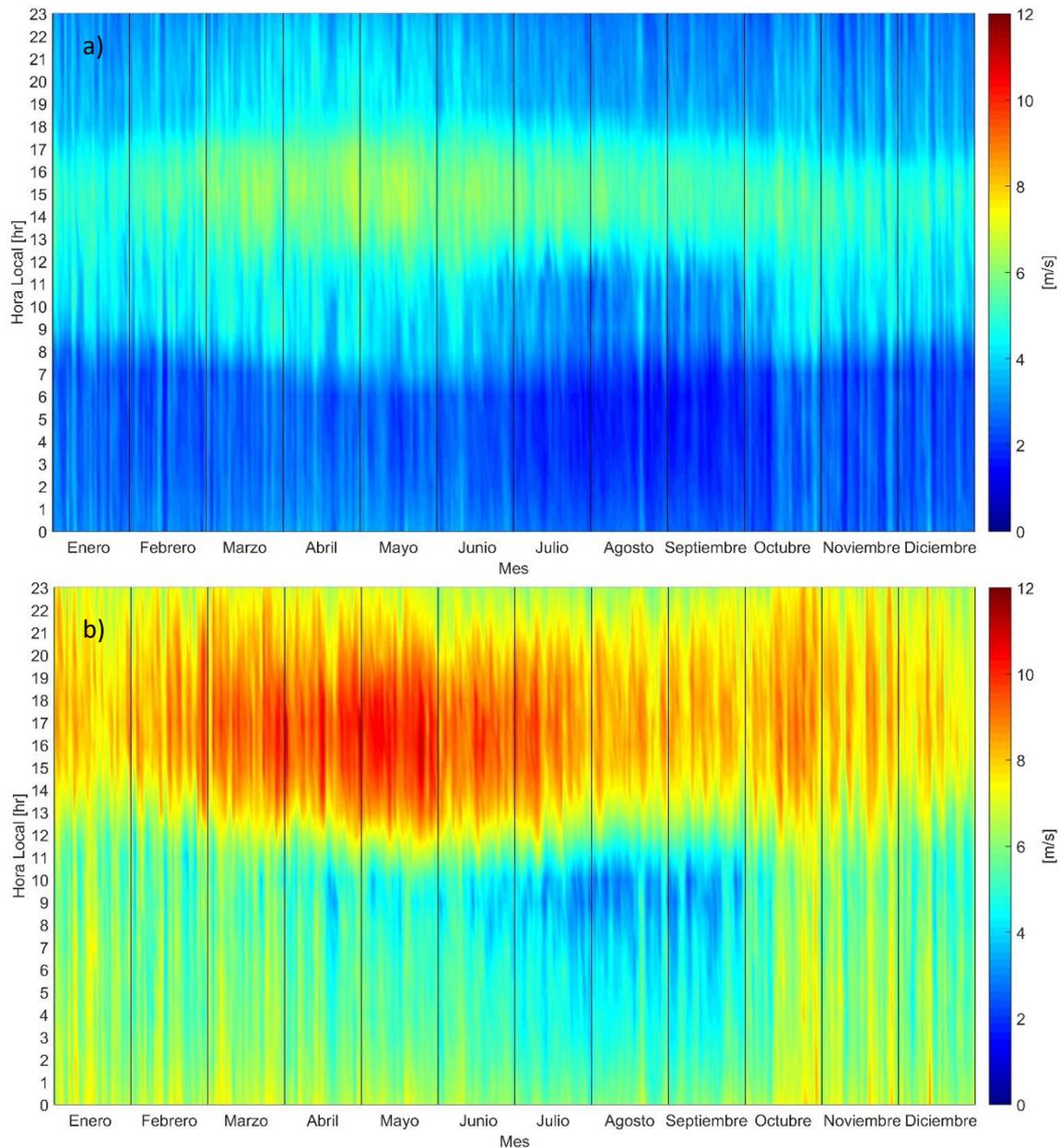


Figura 27. Cross table para el municipio de Dzilam de Bravo para la zona (a) terrestre (P1) y (b) marina (P2). Los colores indican la magnitud del viento en [m/s].

La **Figura 27b** describe a P2, el cual presenta un comportamiento diferente a la zona terrestre, tanto en la magnitud del viento en el intervalo de 5-7 [m/s] como en el periodo de tiempo que alcanza estas magnitudes. En esta figura se observa que de junio a septiembre se registran los valores mínimos (2-4 [m/s]) de la magnitud del viento, donde el rango de velocidades de las 0 a 12 hrs es de 2 a 6 [m/s] y de las 13 a 23 hrs oscila entre los 6 y 11 [m/s].

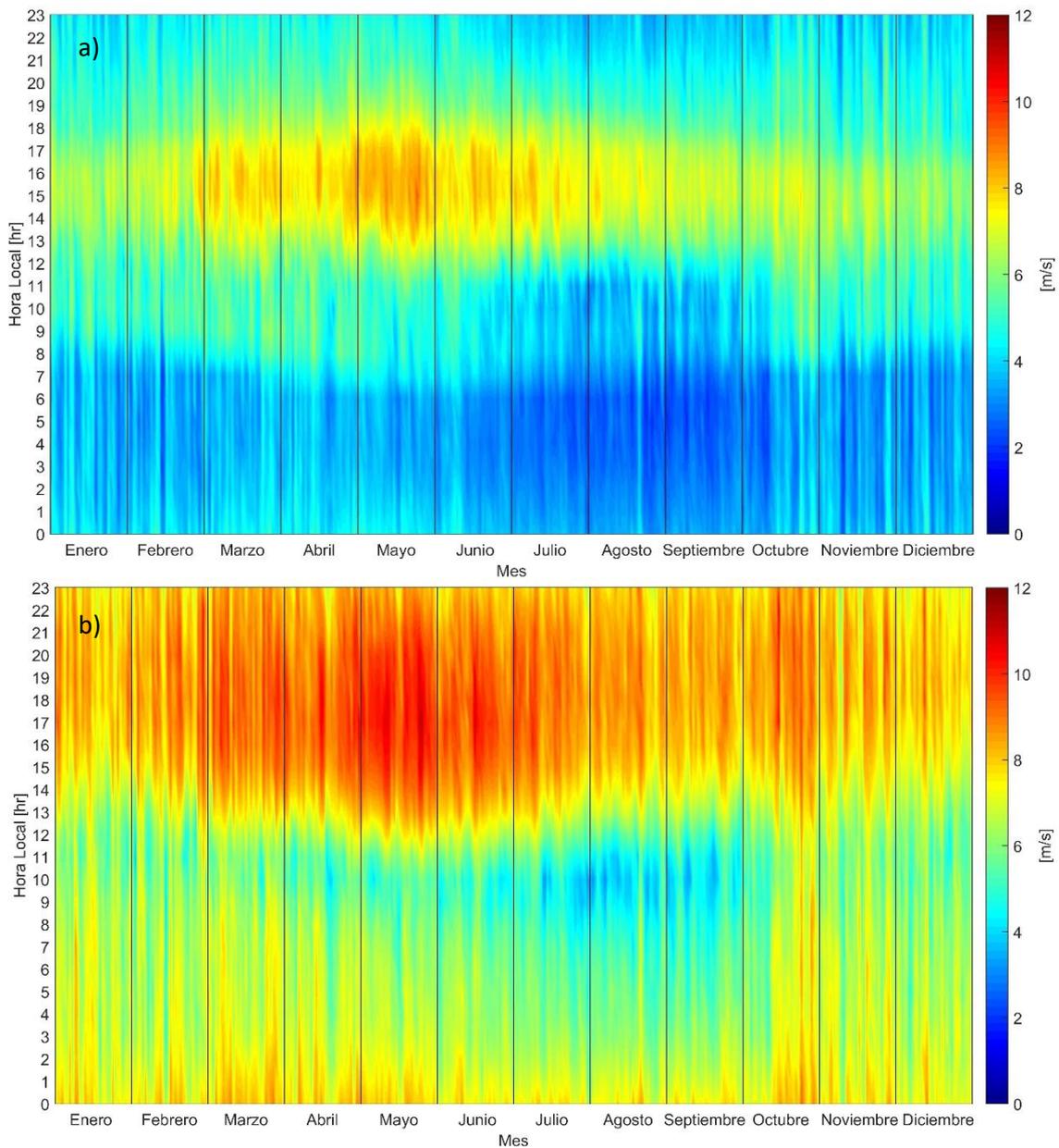


Figura 28. Cross Table para el municipio de Progreso para la zona (a) terrestre (P1) y (b) marina (P2). Los colores indican la magnitud del viento en [m/s].

En el caso del análisis realizado para P3 y P4 ubicados en el municipio de Progreso, en la **Figura 28** podemos observar que la magnitud del viento es mayor en comparación a Dzilam de Bravo. En P3 (**Figura 28a**) para los meses de marzo a mayo se observa una magnitud del viento de 8 a 10 [m/s] entre las 14:00 y 18:00 hrs, que al igual que la variabilidad diurna, son los valores máximos de velocidad. Por otro lado, los valores mínimos (2-4 [m/s]) se encuentran de las 0:00 a las 7:00 hrs, siendo éstos de mayor magnitud en comparación con lo observado en P1 y P2.

En la **Figura 29** se observan los resultados obtenidos para el municipio de Sisal en P5 (**Figura 29a**) y P6 (**Figura 29b**). Para P5 los valores mínimos de la magnitud del viento (2-4 [m/s]) se presentan de las 0:00 a las 12:00 hrs y de las 21:00 a las 23:00 hrs, mientras que los valores máximos (5-7 [m/s]) se presentan de las 13:00 a las 20:00 hrs. Para P6, la

magnitud de la velocidad mínima es de 3-6 [m/s] y ocurre entre las 0:00 y las 12:00 hrs del día, alcanzando velocidades máximas de 7-12 [m/s] entre las 13:00 y las 23:00 hrs.

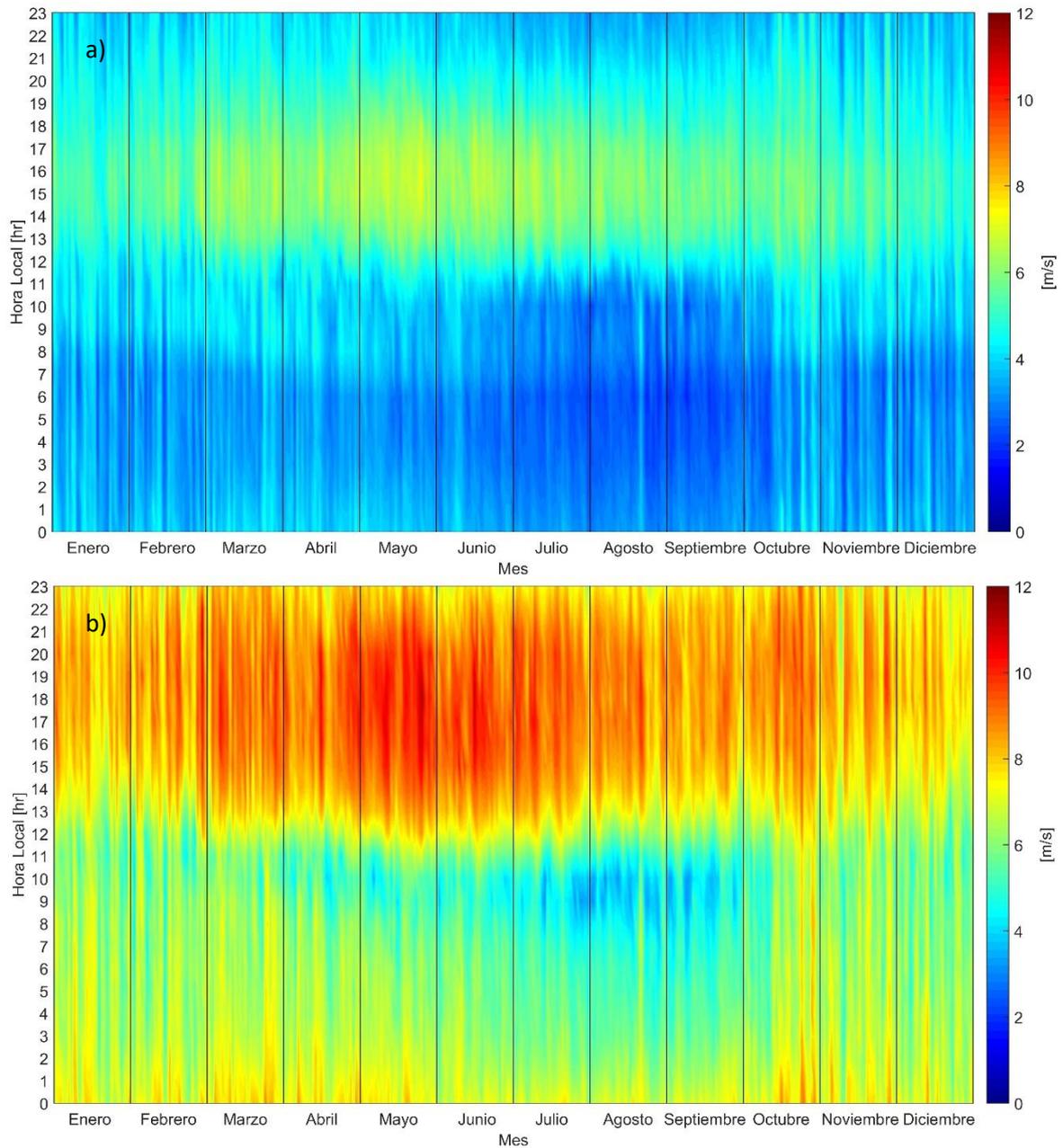


Figura 29. Cross Table para el municipio de Sisal para la zona (a) terrestre (P1) y (b) marina (P2). Los colores indican la magnitud del viento en [m/s].

A partir de estos resultados, podemos destacar que la variabilidad del viento entre los tres municipios es mínima, sin embargo, las diferencias importantes se encuentran al comparar los puntos ubicados en el mar con los puntos en tierra. Lo que sugiere que la zona marina es más adecuada para el aprovechamiento del recurso eólico. Es importante señalar que hasta este momento solo se ha considerado la magnitud del viento. Por lo anterior, se realizó una caracterización de la dirección del viento para los tres municipios de interés.

8.3.3 Rosas de Viento

Las rosas de viento nos permiten conocer la distribución del viento en términos de su dirección, tal que podemos saber la frecuencia con la que el viento se presenta en una determinada dirección. A continuación, se presentan las rosas de viento para los seis puntos de interés, correspondientes los municipios de Dzilam de Bravo, Progreso y Sisal.

En la **Figura 30** las rosas de viento del municipio de Dzilam de Bravo (P1 y P2), muestran que la dirección del viento es del N al SE. En P1 (**Figura 30a**) cerca del 40% de los eventos provienen del NE-E con una magnitud del viento que oscila entre los 2 y 8 [m/s]. Con respecto a P2 (**Figura 30b**), el 50% de los eventos son del NE y tienen magnitudes que varían entre los 2-14 [m/s], mientras que los eventos del E, presentan una magnitud máxima entre los 8 y 10 [m/s] y su frecuencia es del 20% de ocurrencia.

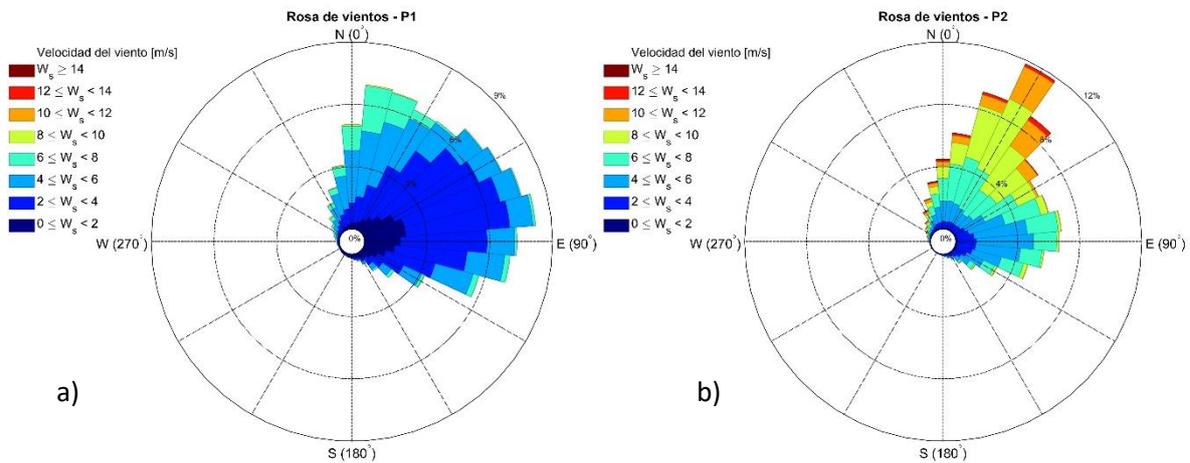


Figura 30. Rosas de viento de Dzilam de Bravo para P1 (a) y P2 (b). Los colores indican la magnitud del viento [m/s], los círculos concéntricos el porcentaje de ocurrencia y la orientación de los conos indica la dirección del viento.

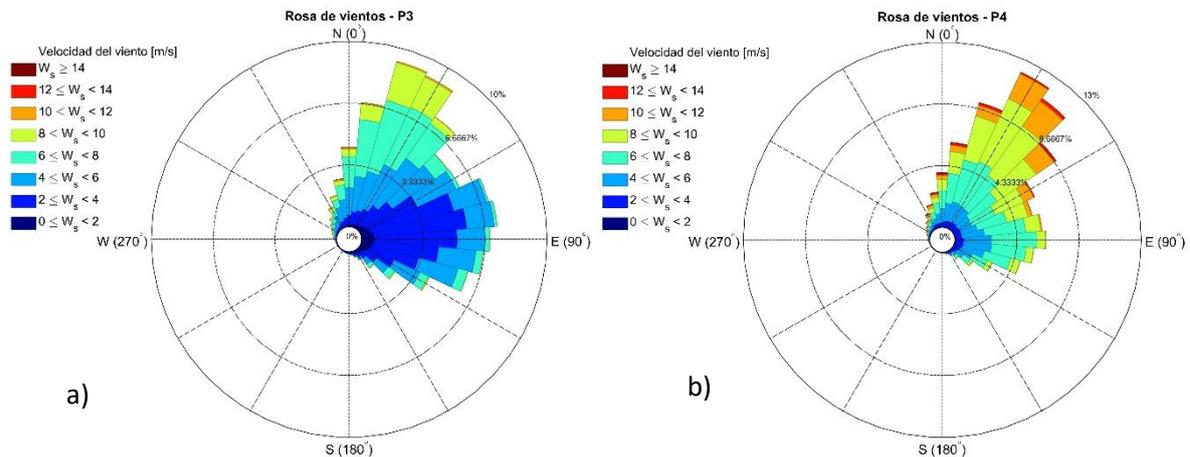


Figura 31. Rosas de viento de Progreso para P3 (a) y P4 (b). Los colores indican la magnitud del viento [m/s], los círculos concéntricos el porcentaje de ocurrencia y la orientación de los conos indica la dirección del viento.

A diferencia de P1, en P3 (**Figura 31a**) y P5 (**Figura 32a**), correspondientes a los puntos terrestres en Progreso y Sisal, podemos observar dos direcciones preferenciales del viento. Por un lado, se presenta una dirección del NNE con magnitudes de 2 a 12 [m/s] para el 30% de los eventos y por otro, una dirección preferencial del E con magnitudes de 2 a 8 [m/s] para aproximadamente el 20% de los eventos.

Al igual que en P2, en P4 (**Figura 31b**) y P6 (**Figura 32b**), se observa que la distribución de las direcciones del viento para la zona marina de Progreso y Sisal tienen una dirección preferencial del NE con una magnitud del viento que oscila entre los 2 y 14 [m/s] y un porcentaje de ocurrencia del 50%. Para los eventos del E, sus magnitudes se encuentran entre los 2 y 10 [m/s] y su ocurrencia es del 20%.

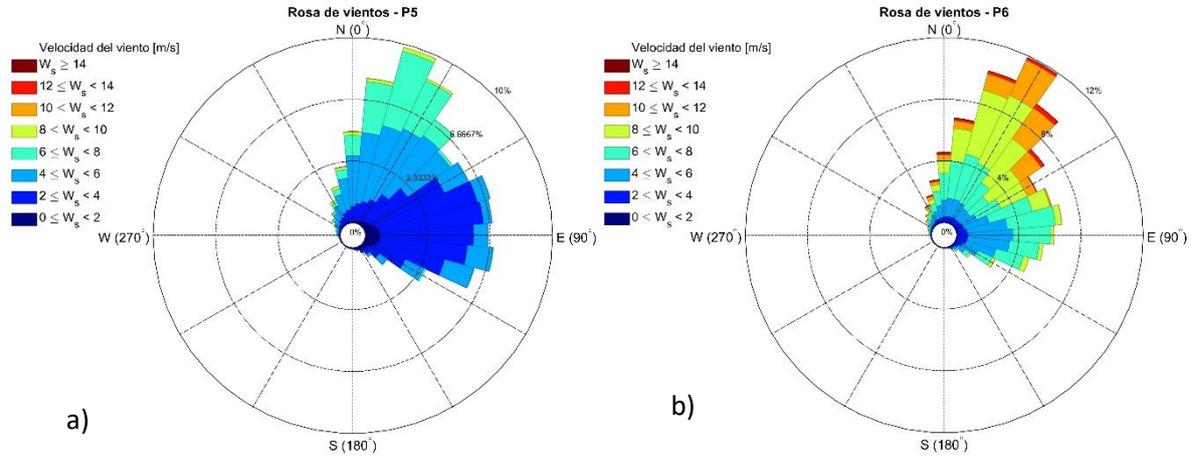


Figura 32. Rosas de viento de Sisal para P5 (a) y P6 (b). Los colores indican la magnitud del viento [m/s], los círculos concéntricos el porcentaje de ocurrencia y la orientación de los conos indica la dirección del viento.

8.4 DENSIDAD DE POTENCIA DEL VIENTO

Una vez que se realizó la caracterización del viento para la Península de Yucatán se procedió a calcular el potencial eólico disponible o densidad de potencia a 10 [m] de altura, el cual no involucra pérdidas de energía como sucede en el aprovechamiento del recurso. Este valor indica la potencia que contiene el viento al desplazarse por la atmósfera y está en términos de Watts por unidad de área (ej. W/m^2). Como se mencionó en el marco teórico, el cálculo del potencial involucra la densidad del viento, que puede variar dependiendo de las condiciones del área y la velocidad del viento.

8.4.1 Climatología mensual

Para identificar el potencial eólico disponible en la región, se generaron mapas que muestran la variabilidad mensual (**Figura 33**). Al igual que como se observó en la evaluación de la magnitud del viento, los meses con mayor potencial disponible, son de marzo a mayo, con zonas que alcanzan los $400 [W/m^2]$. Estos máximos de potencial se encuentran al NW de la Península de Yucatán y se extienden mar adentro con valores mínimos de $300 [W/m^2]$. Para esta zona durante los meses de junio a septiembre se pueden observar los valores más bajos de potencial, que oscilan entre 100 y $250 [W/m^2]$. En los meses de octubre a diciembre y de enero a febrero los valores de potencial disponible se encuentran en un rango promedio que va de los 150 a $300 [W/m^2]$. La mayor variabilidad del potencial disponible se observa en la zona marina, mientras que en la zona terrestre no se observan diferencias significativas. El potencial promedio registrado en tierra es de aproximadamente $50 [W/m^2]$ y $100 [W/m^2]$ en las zonas costeras.

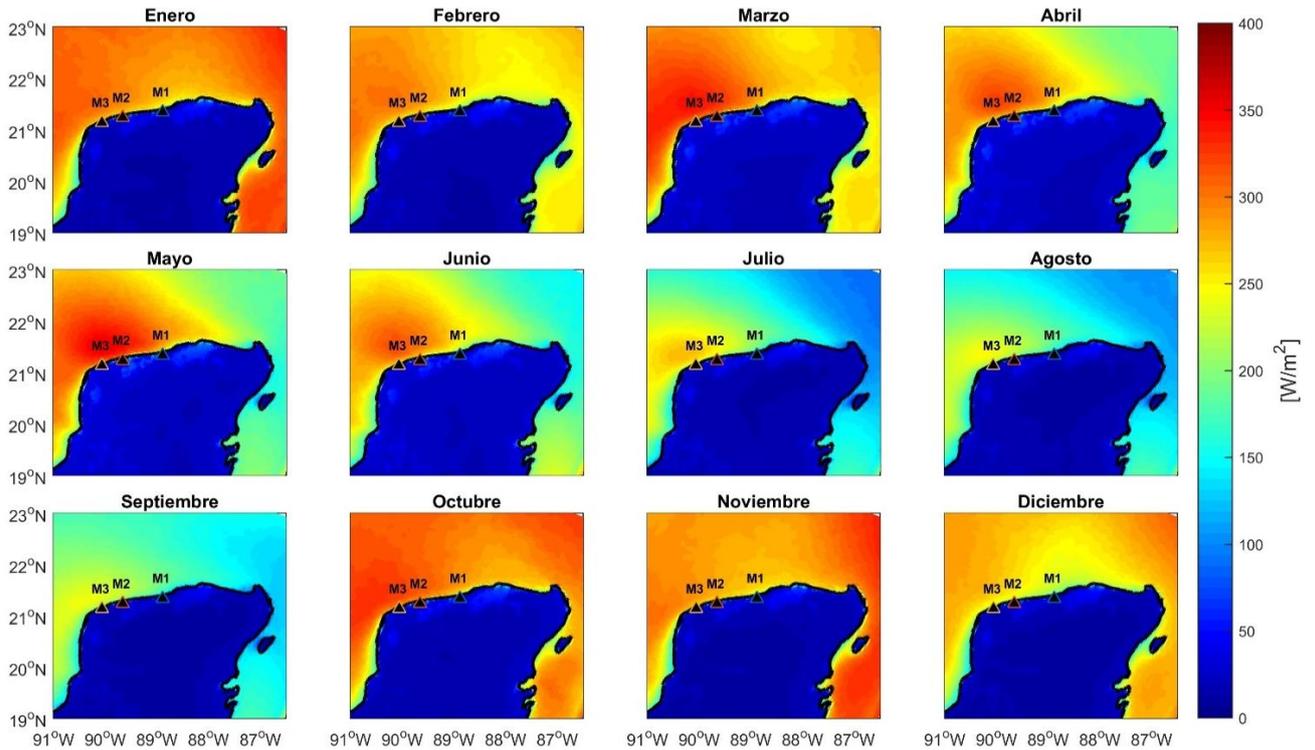


Figura 33. Variación mensual del potencial disponible del viento a 10 [m] para la Península de Yucatán. La barra de color indica el potencial disponible en $[W/m^2]$. M1 corresponde al municipio de Dzilam de Bravo, M2 a Progreso y M3 al municipio de Sisal.

8.4.2 Puntos de interés

Posterior a la evaluación del recurso eólico disponible para la Península de Yucatán, se realizó un análisis puntual para los municipios de Dzilam de Bravo, Progreso y Sisal. La **Figura 34a** muestra el histograma de ocurrencia del potencial del viento para P1 y P2 que corresponden a los puntos ubicados en la zona terrestre y marina de Dzilam de Bravo, respectivamente. Observando la distribución de P1, el 50% del tiempo, el potencial se encuentra en el rango de 0 a 50 $[W/m^2]$, mientras que aproximadamente el 35% está entre 50 y 100 $[W/m^2]$. El 15% del tiempo restante, está distribuido en los valores más altos del potencial disponible del viento, alcanzando hasta 300 $[W/m^2]$, cabe señalar que únicamente el 1% del tiempo se logra obtener este potencial. Para P2, el histograma (**Figura 34a**) muestra una distribución del porcentaje de ocurrencia en un rango que va de los 0 a 1000 $[W/m^2]$. El mayor porcentaje de ocurrencia se obtiene entre los 100 y 250 $[W/m^2]$, siendo aproximadamente el 60% del tiempo. El 12% del tiempo corresponde a los valores más bajos de potencial disponible ($<100 W/m^2$), mientras que el 20% del tiempo se observa un potencial entre los 250 y 600 $[W/m^2]$, el 8% del tiempo el potencial disponible supera los 600 $[W/m^2]$.

La **Figura 34c** muestra las series de tiempo del potencial disponible del viento, en ella se observa la diferencia que existe entre la zona marina y terrestre. En ambas zonas la mayor cantidad de potencial disponible (100 $[W/m^2]$ en P1 y 500 $[W/m^2]$ en P2) se puede obtener durante los meses de marzo a junio. Cabe señalar, que en los meses de invierno (diciembre, enero, febrero) es posible obtener un potencial disponible similar e incluso mayor a los 100 y 500 $[W/m^2]$, respectivamente. Esto último puede estar

relacionado con eventos de mayor escala espacial, como los llamados *Nortes* (conocidos así en la región). Estos eventos están asociados a los frentes fríos que llegan a la zona del Golfo de México y alcanzan rachas de viento de hasta 30 [m/s], lo que equivaldría a obtener una potencia disponible $>10^3$ [W/m²] (Allende-Arandía et al., 2020).

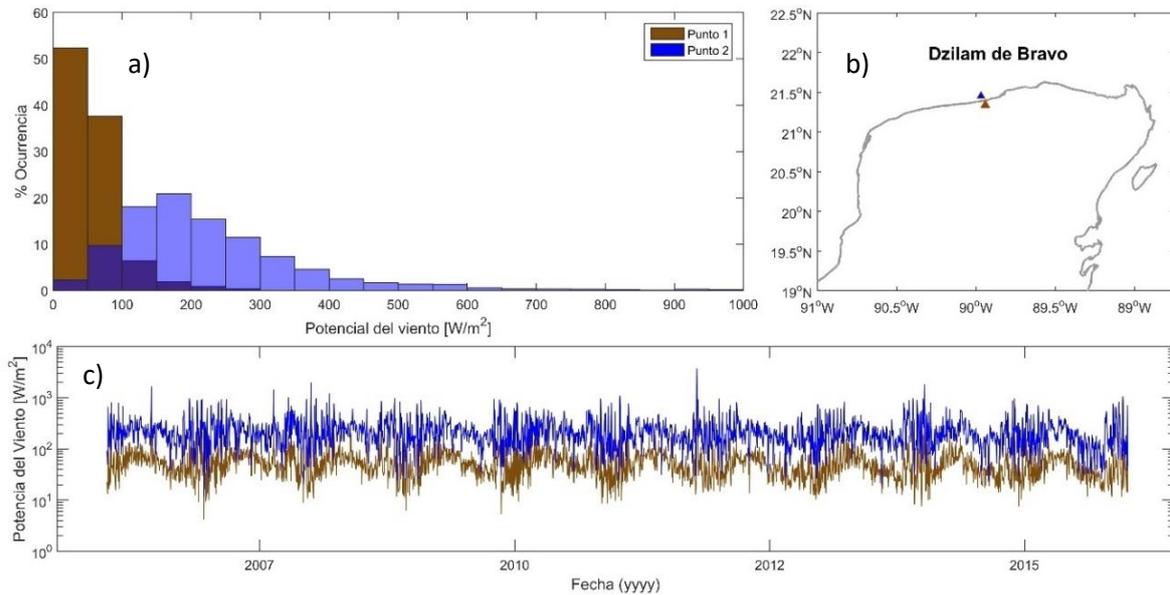


Figura 34. Histograma de ocurrencia (a) y series de tiempo (c) del potencial disponible del viento para los puntos P1 y P2 ubicados (b) en el municipio de Dzilam de Bravo. El color azul indica la ubicación marina (P1) y el color café la ubicación terrestre (P2).

En la **Figura 35a** se presenta el porcentaje de ocurrencia del potencial de viento para el municipio de Progreso de P3 (terrestre) y P4 (marino). En la figura podemos observar que para P3 el 60% del tiempo el potencial se encuentra entre 0 y 150 [W/m²], mientras que el 40% supera los 150 [W/m²]. La distribución para P4 indica que poco más del 80% de ocurrencia corresponde a valores mayores a 150 [W/m²], llegando hasta los 1000 [W/m²], solamente 1% del tiempo. El 20% del tiempo se observa un potencial menor a los 150 [W/m²], confirmando que en el mar se presentan los valores más altos de potencial y que éstos ocurren con mayor frecuencia que en la zona terrestre.

Finalmente, en la **Figura 36a** se describe la distribución del potencial para Sisal, tal que en P5, al igual que en Progreso, el 75% del tiempo corresponde a un potencial menor a 150 [W/m²], siendo éste el mayor porcentaje de ocurrencia. El 25% del tiempo restante se encuentra un potencial mayor a los 150 [W/m²], alcanzando un potencial máximo de hasta 500 [W/m²] para P5. En el caso de P6, cerca del 85% de ocurrencia, el potencial disponible está entre los 150 [W/m²] y los 1000 [W/m²]. El 15% restante corresponde a una potencia <150 [W/m²]. En la **Figura 35c** y **Figura 36c** se puede observar el mismo comportamiento descrito para **Figura 34c**, donde al inicio de los años se presentan eventos con valores de potencia del viento de más de 100 [W/m²] para la zona terrestre y superiores a los 600 [W/m²] para la zona marina, tal que estos eventos pueden estar

relacionados con la presencia de *Nortes*. Por otro lado, con las series de tiempo se puede identificar la variación interanual que presenta el viento en la zona.

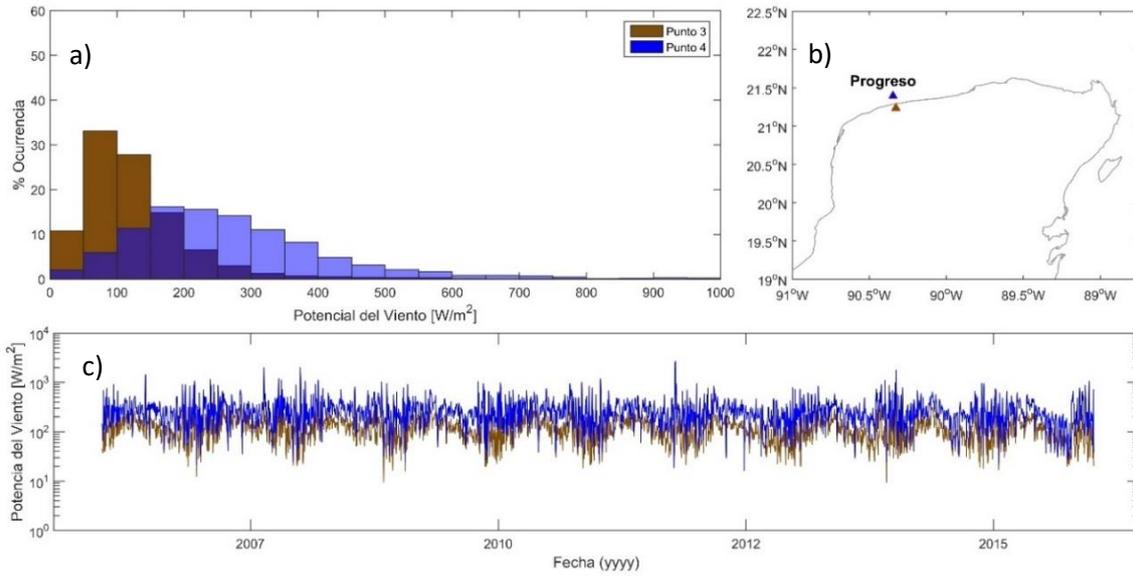


Figura 35. Histograma de ocurrencia (a) y series de tiempo (c) del potencial disponible del viento para los puntos P3 y P4 ubicados (b) en el municipio de Progreso. El color azul indica la ubicación marina (P1) y el color café la ubicación terrestre (P2).

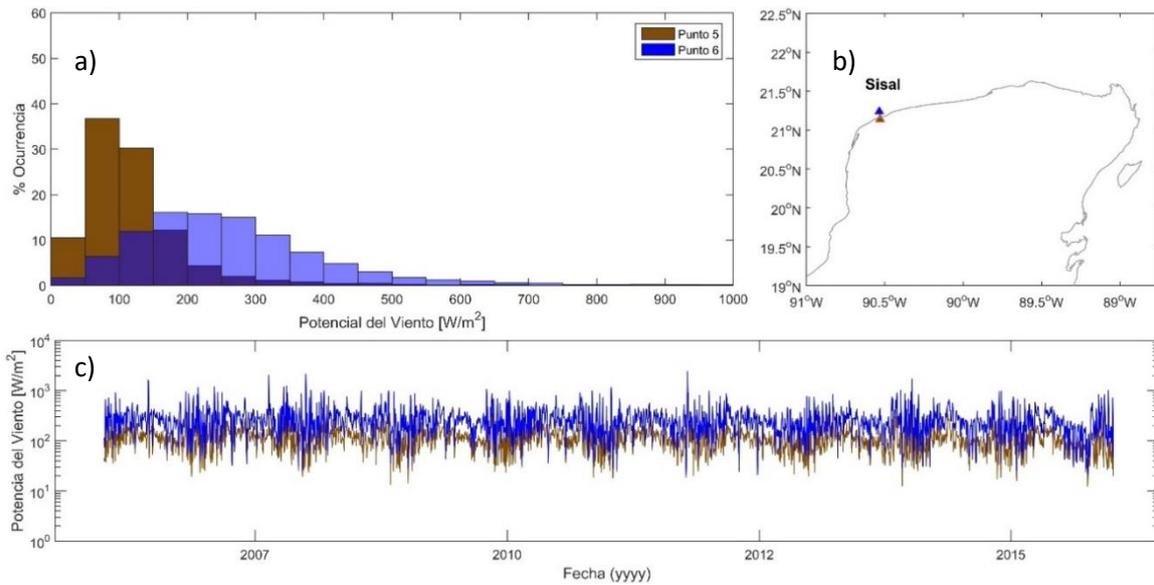


Figura 36. Histograma de ocurrencia (a) y series de tiempo (c) del potencial disponible del viento para los puntos P5 y P6 ubicados (b) en el municipio de Sisal. El color azul indica la ubicación marina (P1) y el color café la ubicación terrestre (P2).

8.5 PARQUE EÓLICO COSTA AFUERA EN YUCATÁN

Uno de los objetivos de este proyecto es la elaboración de una propuesta de un parque eólico marino para Yucatán, en la cual se incluyen las características del parque, así como una evaluación de la potencia extraíble. A partir de la caracterización del viento

y el cálculo del potencial del viento disponible a 10 [m], se concluyó que el recurso en la zona marina es aproximadamente el doble del que se presenta en la zona terrestre.

El análisis del viento en las secciones anteriores fue realizado a una altura de aproximadamente 10 [m], sin embargo, los aerogeneradores se colocan a alturas que van desde los 80 a los 120 [m]. La base de datos del modelo WRF cuenta con capas a varios niveles y para este estudio se utilizó la más cercana a los 100 [m] de altura, del cual se extrajeron las variables correspondientes a la velocidad y dirección del viento para todo el dominio. Como resultado obtuvimos la climatología mensual de la Península de Yucatán a 100 [m] como se observa en la **Figura 37**, la cual muestra la variabilidad a lo largo del año del viento en términos del potencial disponible por unidad de área [W/m^2]. Si realizamos una comparación del rango de potencial entre **Figura 33** y **Figura 37** para la zona marina, podemos ver que, a una altura de 100 [m] se tiene un potencial promedio mensual del viento de hasta 550 [W/m^2], mientras que a 10 [m] de altura es de 400 [W/m^2].

Por otro lado, la variabilidad mensual nos permite determinar los meses en los cuales se presentan los vientos con mayor y menor magnitud. Como se observó en la climatología mensual del potencial disponible del viento a 10 [m] de altura, en el periodo de marzo a mayo se presentan los vientos de mayor magnitud, dando como resultado un potencial disponible de 400 a 550 [W/m^2] en la zona marina. Cabe señalar que los potenciales de 500 a 550 [W/m^2] se observan principalmente al NW del dominio. Para los meses de julio a septiembre, la magnitud del viento presenta sus valores más bajos tal que se observa un potencial disponible de 200-400 [W/m^2] en el mar. Finalmente, en los meses de octubre a febrero el potencial disponible es de 400-500 [W/m^2] y se distribuye homogéneamente a lo largo de toda la zona marina, a diferencia de lo que ocurre los demás periodos.

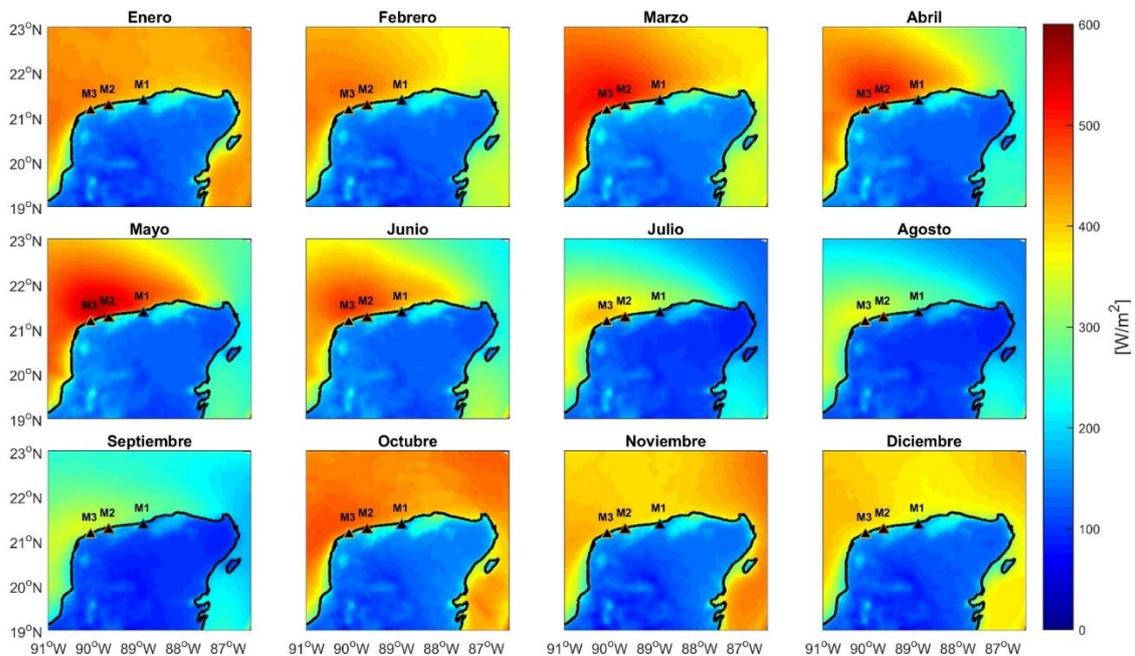


Figura 37. Variación mensual del potencial disponible del viento a 100 [m] para la Península de Yucatán. La barra de color indica el potencial disponible en [W/m^2]. M1 corresponde al municipio de Dzilam de Bravo, M2 a Progreso y M3 al municipio de Sisal.

A partir de lo que se puede observar en la **Figura 37**, podemos determinar la zona con mayor nivel energético en la zona marina, en la cual es posible desarrollar la propuesta del parque eólico costa afuera en Yucatán. La mayor concentración de energía se localiza al NW de Yucatán, abarcando los puertos de Sisal, Progreso y Telchac con una extensión mar adentro de aproximadamente 80 [km] y una profundidad máxima de 40 [m].

8.5.1 Características del parque eólico costa afuera

El aerogenerador seleccionado para la evaluación del parque marino es utilizado actualmente por el mercado dedicado a la generación de energía eólica en el mar y tiene características específicas para este tipo de entorno. El modelo del aerogenerador es SWT-7.0-154, con potencial nominal de 7 [MW] y diámetro del rotor de 154 [m]. Por otro lado, sobre la capacidad del parque eólico, éste tendrá un total de 30 aerogeneradores ubicados 20 [km] costa afuera a una profundidad de 20 [m] aproximadamente. Como se describió en la metodología, para la distribución de los aerogeneradores se tomó como referencia el diámetro del rotor, así como la dirección preferencial del viento en la zona seleccionada. Las distancias entre los aerogeneradores son medidas desde el centro del rotor, tal que la distancia paralela al movimiento del viento es de 1078 [m], mientras que de forma perpendicular es de 616 [m]. La orientación del parque eólico corresponde a la dirección preferencial del viento. En la **Figura 38** se observa la distribución de los 30 aerogeneradores en un total de 5 filas con 6 dispositivos cada una, ocupando un área total de aproximadamente 15 [km²].

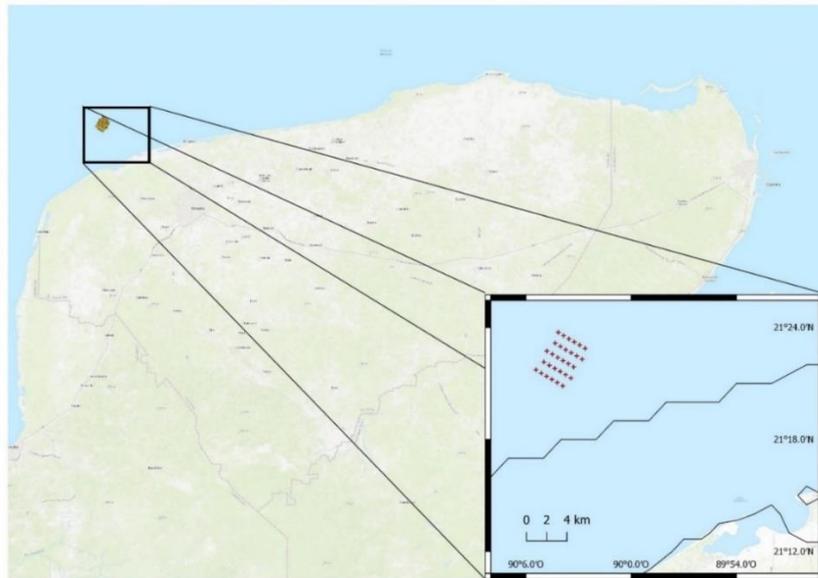


Figura 38. Configuración de los 30 aerogeneradores utilizados para la propuesta del parque eólico costa afuera en Yucatán.

8.5.2 Potencia extraída del viento

Para calcular la cantidad de energía extraíble del parque eólico propuesto, se utilizó el histograma experimental obtenido de los datos del WRF y la ec. (23), a partir de los cuales se calculó la velocidad media (v_m), obtenido con valor de 7.63 [m/s]. Por otro lado, conociendo la curva de potencia del aerogenerador (**Figura 39**) y considerando un factor

de turbulencia (r_{turb}) del 10% y un factor de densidad del aire (r_{aire}) de -1%, se calculó P_{fact} mediante la ec. (27).

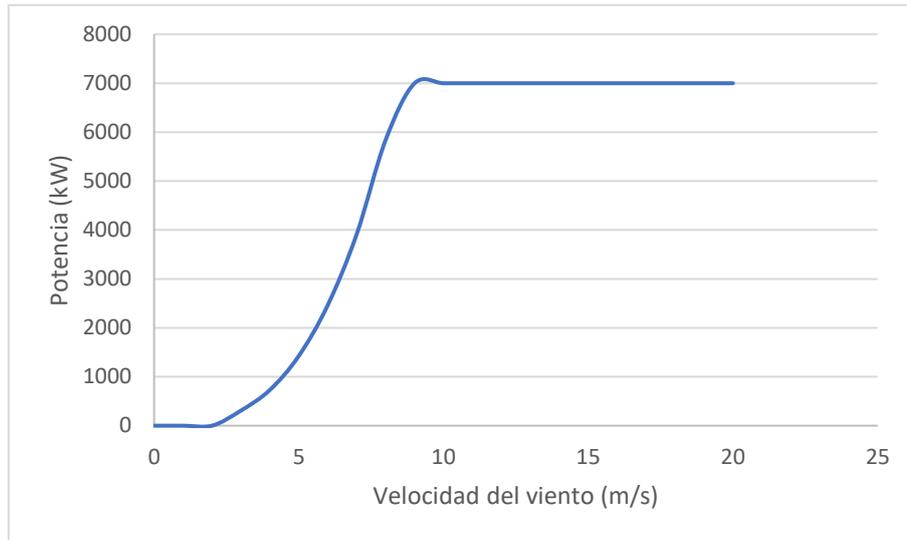


Figura 39. Curva de potencia del aerogenerador modelo SWT-7.0-154.

Utilizando la v_m se realizó el cálculo de la función de probabilidad del viento y posteriormente aplicando la ec. (29) se determinó la potencia neta. De lo anterior, dio como resultado la distribución de probabilidad de Weibull que se muestra en la **Figura 40**. Cerca del 28% de los eventos se tienen velocidades entre los 7 y 8 [m/s], el 40% es superior a los 8 [m/s] y el 32% restante corresponde a velocidades menores a los 7 [m/s]. Realizando la suma total de la potencia neta, se obtuvo el valor de la potencia promedio de salida (P_{mean}) y con ésta se calcularon los valores de potencia en las diferentes escalas temporales (diaria, mensual y anual) (**Tabla 11**).

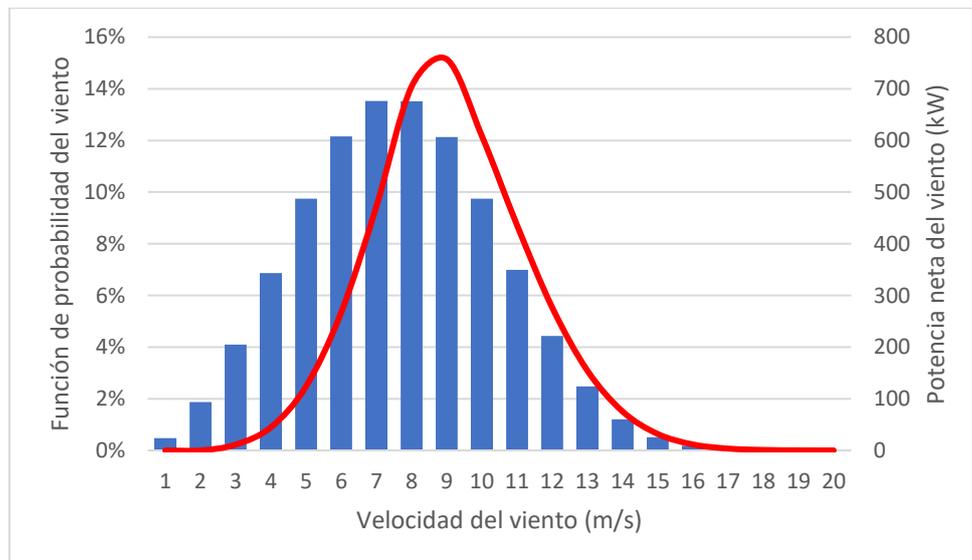


Figura 40. Distribución de Probabilidad de Weibull para la evaluación del potencial eólico de la propuesta para un parque eólico en la costa de Yucatán.

En la **Tabla 11** se muestra el potencial aprovechable obtenido (v_m , P_{mean} , P_{diaria} , $P_{mensual}$, P_{anual}) para un punto de la propuesta del parque eólico costa

afuera “Sisal” y para un punto en el parque eólico “Eólica Golfo 1”. De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa que la v_m para la propuesta del parque eólico costa afuera “Sisal” es mayor en comparación con el parque “Eólica Golfo 1”, tal que en este último se obtuvo una P_{mean} de 2,227.85 [kW], mientras que en el parque eólico costa afuera es posible aprovechar hasta el 58% más de la energía disponible.

En la **Tabla 11** se muestra la capacidad total de los dos parques. Considerando que ambos parques tienen un total de 30 aerogeneradores, el parque eólico costa afuera mostró una generación de energía de 78% más que “Eólica Golfo 1”, con un total de 106 [MW].

Tabla 11. Resultados del cálculo de potencia para el parque eólico marino propuesto en Sisal y el parque eólico terrestre “Eólica Golfo 1” en Dzilam de Bravo.

	Parque eólico “Sisal”	Parque eólico “Eólica Golfo 1”
Velocidad promedio (v_m) [m/s]	7.63	5.86
Potencia promedio de salida (P_{mean}) [kW]	3523.70	2227.85
Potencia diaria de salida (P_{diaria}) [kWh]	84356.1	53468.4
Potencia mensual de salida ($P_{mensual}$) [kWh]	2,574,061	1,627,443
Potencia anual de salida (P_{anual}) [kWh]	30,888,731	19,529,316
Capacidad total del parque [MW]	106	66.81

A partir de los resultados obtenidos para el parque eólico marino de “Sisal”, encontramos que en comparación con parques eólicos terrestres como “Eólica Golfo 1”, el recurso eólico disponible costa afuera es mayor, con lo que se puede alcanzar hasta el doble de la capacidad que tiene un parque terrestre. Aun cuando los proyectos eólicos marinos representan una oportunidad de mayor generación de energía, es importante mencionar que sus costos de instalación y mantenimiento son superiores, por lo que un parque de dimensiones pequeñas podría no ser rentable. La plataforma continental de Yucatán representa una oportunidad para el desarrollo de un parque eólico marino en comparación con otros sitios considerando su instalación, operación y mantenimiento. Entre sus ventajas se encuentra una pendiente suave (1:1000) y extensión de 250 [km], lo cual se traduce en la posibilidad de instalar un parque eólico de grandes dimensiones, a una distancia suficiente desde la costa para evitar la contaminación visual y zonas de pesca. Así mismo, en la zona el clima de oleaje es moderado (altura de ola 1 [m] y velocidad de corrientes de $\sim 0.02 - 0.10$ [m/s]), lo cual permite que el tiempo de operación y mantenimiento sean constantes. En relación con el impacto social y medioambiental, la instalación de un parque eólico marino representa una alternativa para evitar problemas con la tenencia de tierra, que en otros sitios ha sido un factor importante para abandonar proyectos de parques eólicos terrestres. Además de acuerdo con otros estudios, las instalaciones de parques en el mar permiten la creación de nuevos arrecifes y, por tanto, una zona de protección y anidación de especies la cual beneficia a varias actividades económicas como la pesca.

9 TRABAJO FUTURO

Como parte del trabajo futuro de este proyecto, se busca profundizar en tres áreas específicas las cuales son *selección del área de aprovechamiento, cimentación del aerogenerador, distribución o configuración de los aerogeneradores y cálculo de potencia nominal para la zona de interés*. Esto es con el objetivo de adaptar la propuesta del parque eólico a nuestra zona de estudio tomando en consideración un mayor número de variables, lo cual sugiere que se debe realizar diferentes estudios en el área de diseño.

9.1 Área de aprovechamiento, cimentación y configuración de los aerogeneradores

El desarrollo de los proyectos en la zona marina también requiere de una evaluación de impacto ambiental, social y económico, ya que como se conoce la costa de Yucatán lleva a cabo diferentes actividades que se pueden ver afectadas por el establecimiento de un parque eólico costa afuera. Por estas razones se debe realizar un estudio para delimitar el espacio disponible donde la afectación a todos estos sectores sea mínima y por el contrario, sea un beneficio para las comunidades cercanas. La generación de energía de cualquier tipo implica conocer los impactos ambientales, así como sus beneficios y necesidades.

Dentro del proceso de diseño para un parque eólico se encuentra la configuración o distribución de los aerogeneradores, la cual va a determinar las pérdidas de velocidad por los efectos de la estela, así como los costos de acuerdo con su profundidad, distancia aerogenerador-aerogenerador y distancia a la costa. La selección del tipo de cimentación está completamente relacionada con las profundidades que se presentan en la zona de interés, tipo de suelo y las características de las fuerzas que actúan sobre las estructuras.

9.2 Cálculo de potencia nominal

Para la configuración de un parque eólico, además de la selección del área y la distribución espacial de los aerogeneradores, requiere de la selección de un aerogenerador que se ajuste a las características de la zona de interés. Por ese motivo, otra área de oportunidad para profundizar en la propuesta del parque eólico es un estudio a mayor detalle en la selección de la turbina eólica, donde se puede variar la *velocidad/potencia nominal*, tamaño del aerogenerador, costos, etc.

Con el objetivo de ejemplificar la importancia que tienen cada uno de estos aspectos, se realizó un ejercicio considerando dos aerogeneradores que tuvieran la misma potencia nominal, pero especificaciones diferentes como se muestra en la **Tabla 12**. Dichos aerogeneradores son de la compañía Vestas y corresponden a los modelos V112 y V90 (Bauer & Matysik, n.d.).

La potencia de salida de un aerogenerador varía con la velocidad instantánea del viento y tiene un comportamiento como el que se muestra en la **Figura 39**. Entre los diferentes puntos de referencia de una curva de potencia, se encuentra la velocidad de inicio que es la velocidad del viento a la cual un aerogenerador empieza a producir

energía. Por otro lado, la velocidad nominal que corresponde al valor de velocidad del viento a la cual se alcanza el valor nominal de potencia del aerogenerador (su máxima capacidad de aprovechamiento para la cual fue diseñado).

Tabla 12. Características de aerogeneradores Vestas de 3 [MW] (Bauer & Matysik, n.d.)

	Vestas V112-3.0	Vestas V90-3.0
Potencia nominal [kW]	3,000	3,000
Diámetro del rotor [m]	112	90
Velocidad de inicio [m/s]	3	4
Velocidad nominal	12	15

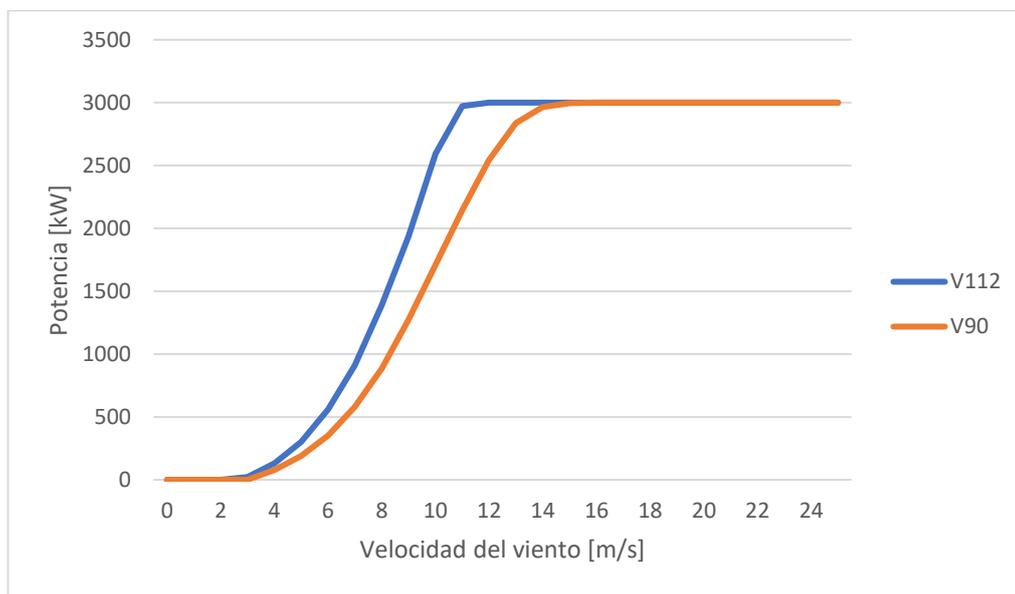


Figura 41. Curvas de potencia para aerogeneradores V112 y V90 de Vestas de 3 [MW]

Para estimar la cantidad de energía extraíble considerando estos dos aerogeneradores, se utilizó la metodología implementada en la sección 7.4.4 de la página 42, donde a partir de los datos del WRF se realizó el cálculo de la función de probabilidad del viento (**Figura 40**) y posteriormente se determinó la potencia neta. Para realizar el cálculo de la potencia neta se parte de los valores de potencia de los aerogeneradores que están representados en la **Figura 41**, los cuales son multiplicados por la función de probabilidad (ec. (29)). Como resultado de la suma total de la potencia neta se obtiene el valor de la potencia promedio de salida P_{mean} de cada aerogenerador, los cuales se enlistan en la **Tabla 13**. Realizando una comparación entre los resultados de ambos aerogeneradores, se puede entender que, al reducir el valor de velocidad nominal, para mantener la misma potencia nominal, debe existir un incremento en el tamaño del aspa del aerogenerador. En este caso, ambos están diseñados para una potencia de 3 [MW], con una velocidad nominal de 12 [m/s] para V112 y 15 [m/s] para V90, tal que el primero es 24% más grande que el otro compensando así la reducción de la velocidad nominal. Para el aerogenerador V112, su P_{mean} fue de 1.23 [MW], mientras que para el V90 fue de

0.87 [MW] para una velocidad promedio de salida de 7.63 [m/s] la cual se encuentra por debajo de ambas velocidades nominales. Esto último nos indica que lo que se está arriesgando es el *factor de planta* el cual nos indica el tiempo en que el mecanismo está a velocidad y potencia nominal. Para estos dos casos, considerando los datos del WRF implementados en este trabajo, su factor de planta es de 16% (V112) y 4.5% (V90), los cuales son porcentajes de tiempo bajos considerando el costo de este tipo de tecnología.

Para poder incrementar el factor de planta se puede optar por seleccionar un aerogenerador con una potencia nominal más pequeña y por tanto una velocidad nominal más baja, manteniendo el tamaño de los álabes. Como referencia se puede tomar el valor de la velocidad promedio del sitio de estudio, de tal manera que la velocidad nominal del aerogenerador sea igual o se encuentre por debajo de ese valor de velocidad y, por tanto, incrementa el tiempo en que se alcanzan los valores nominales (incrementa en factor de planta). Realizando el mismo ejercicio, pero ahora considerando que el aerogenerador V112 tiene una velocidad de 7 [m/s] y potencia nominal de 1 [MW], su factor de planta es del 63% y P_{mean} de 0.7 [MW].

Tabla 13. Resultados del cálculo del potencial de salida y factor de planta.

	V112	V90
Velocidad promedio (v_m) [m/s]	7.63	7.63
Potencia promedio de salida (P_{mean}) [kW]	1230.91	871.92
Potencia diaria de salida (P_{diaria}) [kWh]	29,541.9	20,926.2
Potencia mensual de salida ($P_{mensual}$) [kWh]	899,181	636,941
Potencia anual de salida (P_{anual}) [kWh]	10,790,172	7,643,289
Factor de planta (%)	16	4.5

A partir de estos ejercicios podemos observar que la selección de los aerogeneradores va a definir la cantidad de energía del viento que será aprovechada y uno de los factores principales es la velocidad promedio del sitio de interés. La selección de un aerogenerador para una velocidad nominal superior a la velocidad promedio puede representar un bajo aprovechamiento del equipo. Sin embargo, al reducir la velocidad nominal requerida, conservando el potencial nominal requiere incrementar el tamaño del aerogenerador lo cual puede provocar un incremento considerable en el costo del equipo.

Por estos motivos es necesario realizar una evaluación profunda de las opciones que existen en el mercado para seleccionar un aerogenerador que se adapte a las características del recurso de la zona de interés y, por tanto, tenga la mejor relación costo-beneficio.

10 Conclusiones

En el presente trabajo se realizó la caracterización del viento en la Península de Yucatán a partir de datos medidos (SMN, SEMAR y LIPC-UNAM) y modelados (DTU), y se calcularon los potenciales para posteriormente realizar el diseño de un parque eólico fuera de la costa, y conocer su competitividad frente a un parque que se encuentra en operación en la parte terrestre de la Península de Yucatán.

Debido a que no existe un solo organismo que controle la medición de variables de viento en México, se realiza un tratamiento de datos que permite establecer una uniformidad en los datos para realizar una posterior validación con modelos numéricos (los cuales estarán disponibles a quien los solicite).

Para calcular el potencial eólico en la zona nos dimos a la tarea de validar un modelo atmosférico (tomando únicamente datos de viento) de la DTU, quienes utilizaron el WRF con sus propias parametrizaciones. El resultado mostró que este modelo logra reproducir las condiciones de viento de la zona (variabilidad diurna, mensual y estacional), mostrando buenas concordancias en las velocidades de interés para un parque eólico, por esta razón, el modelo se validó satisfactoriamente.

El cálculo de potencial eólico fue realizado con los datos del modelo de la DTU a 10 [m] para todo el dominio disponible que corresponde a la zona terrestre y marina de Yucatán. En la caracterización del potencial se realizaron las comparaciones de ambas zonas y se encontró que la zona marina muestra un potencial mayor sobre el terrestre, por lo cual un parque eólico costa afuera representa una buena alternativa para generar una mayor cantidad de energía.

El diseño del parque eólico fuera de la costa se hizo con base a las características de otros ya establecidos en el mundo (Holanda, Bélgica, Alemania, entre otros), encontrando que uno en la zona marina de Yucatán es competitivo frente a estos líderes. Las características del parque eólico para Yucatán fueron descritas en la metodología, así como el procedimiento para calcular el potencial eólico extraíble en el área seleccionada.

Como resultado de la evaluación del parque eólico costa afuera, se encontró que el recurso en la zona marina es mayor en comparación con el desempeño de la zona terrestre, con una capacidad total de 106 [MW] con v_m de 7.63 [m/s]. Además, las dimensiones del área disponible para el desarrollo de un proyecto eólico marino permiten ajustar el desarrollo de forma tal que se puedan evitar problemas como contaminación visual o invasión de zonas pesqueras.

La energía del viento puede ser aprovechada en la zona marina y terrestre de la Península de Yucatán, tal que en este trabajo de investigación establecimos fundamento previo para iniciar a expandir las opciones de generación de energía en nuestro país.

11 Referencias

- 4C Offshore. (2019). Global Offshore Renewable Map. URL: <https://www.4c offshore.com/offshorewind>.
- Agency, I. E. (2016). *Mexico Energy Outlook World Energy Outlook Special Report Together Secure Sustainable*. www.iea.org/t&c/
- Ahrens, D. (2000). *Essentials of Meteorology: An Invitation to the Atmosphere*. 3ra. Edición. Brooks. Cole Publishing Company. USA.
- Allende-Arandía, M. E., Zavala-Hidalgo, J., Torres-Freyermuth, A., Appendini, C. M., Cerezo-Mota, R., & Taylor-Espinosa, N. (2020). Sea-land breeze diurnal component and its interaction with a cold front on the coast of Sisal, Yucatan: A case study. *Atmospheric Research*, 244, 105051. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.atmosres.2020.105051>
- Amante, C., & Eakins, B. W. (2009). *ETOPO1 arc-minute global relief model: procedures, data sources and analysis*. <https://www.ngdc.noaa.gov/mgg/global/relief/ETOPO1/docs/ETOPO1.pdf>
- Archer, C. L. (2005). Evaluation of global wind power. *Journal of Geophysical Research*, 110(D12), D12110. <https://doi.org/10.1029/2004JD005462>
- Bailey, B. H., & Freedman, J. M. (2008). A Regional Assessment of the U.S. Offshore Wind Energy Resource through the Use of Mesoscale Modeling. *Marine Technology Society Journal*, 42(2), 8–18. <https://doi.org/https://doi.org/10.4031/002533208786829124>
- Barthelmie, R. J., Frandsen, S. T., Nielsen, M. N., Pryor, S. C., Rethore, P., & Jørgensen, H. E. (2007). Modelling and measurements of power losses and turbulence intensity in wind turbine wakes at Middelgrunden offshore wind farm. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, 10(6), 517–528. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/we.238>
- Bauer, L., & Matysik, S. (n.d.). Vestas. Retrieved March 14, 2022, from <https://es.wind-turbine-models.com/turbines?manufacturer=17>
- Bilgili, M., Yasar, A., & Simsek, E. (2011). Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(ELSEVIER), 905–915. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.006>
- Elliott, D., Schwartz, M., Scott, G., Haymes, S., Heimiller, D., & George, R. (2003). *Wind energy resource atlas of Oaxaca*. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). <https://www.nrel.gov/docs/fy03osti/34519.pdf>
- Esteban, M. D., Diez, J. J., López, J. S., & Negro, V. (2011). Why offshore wind energy? *Renewable Energy*, 36(2), 444–450. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.07.009>
- Fernández, J. M. (2011). *Guía completa de la energía eólica* (Issue 333.92 F363g). Madrid, ES: AMV Ed., 2011.
- Figuroa-Espinoza, B., Salles, P., & Zavala-Hidalgo, J. (2014). On the wind power potential in the northwest of the Yucatan Peninsula in Mexico. *Atmósfera*, 27(1), 77–89. [https://doi.org/10.1016/S0187-6236\(14\)71102-6](https://doi.org/10.1016/S0187-6236(14)71102-6)
- Gielen, D., Boshell, F., Saygin, D., Bazilian, M. D., Wagner, N., & Gorini, R. (2019). The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Reviews*, 24, 38–50. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006>

- Green, R., & Vasilakos, N. (2011). The economics of offshore wind. *Energy Policy*, 39(2), 496–502. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.011>
- Gross, M. S., & Magar, V. (2015). Offshore wind energy potential estimation using UPSCALE climate data. *Energy Science and Engineering*, 3(4), 342–359. <https://doi.org/10.1002/ese3.76>
- Guillén, O. (2015). *Energía Eólica para Generación Eléctrica* (1a ed.). Trillas.
- GWEC, G. W. E. C. (2019). *GWEC/ GLOBAL WIND REPORT 2018*. https://indianwindpower.com/pdf/GWEC_Global_Wind_2018.pdf
- Hahmann, A. N., Peña Diaz, A., & Hansen, J. C. (2016). WRF mesoscale pre-run for the wind atlas of Mexico. *DTU Wind Energy, E-0126*. https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/124336660/AEM_WRFPre_run_Report_Jun2016.pdf
- IRENA. (2017). Acelerando la transformación energética mundial. *REpensando La Energía 2017*, 12. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jan/IRENA_REthinking_2017_Summary_ESP.PDF?la=en&hash=8D28A5D7C7F8BA3234FA1384A96976807EFE1CD6
- Kaiser, M. J., & Snyder, B. (2012). *Offshore wind energy cost modeling: installation and decommissioning* (Vol. 85). Springer Science & Business Media.
- Kayano, M. T., Andreoli, R. V., & Souza, R. A. F. de. (2019). El Niño–southern oscillation related teleconnections over South America under distinct Atlantic multidecadal oscillation and Pacific Interdecadal oscillation backgrounds: La Niña. *International Journal of Climatology*, 39(3), 1359–1372. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/joc.5886>
- LIPC-II-UNAM. (n.d.). *Torre Sisal*. Proyecto CONACYT-CFE 89073. Retrieved October 21, 2019, from <http://tepeu.sisal.unam.mx/vientosisal/concat.php>
- Luna, L. D. (2018). *Determinación de parámetros hidrodinámicos para el diseño estructural de la cimentación de una turbina eólica flotante* [Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México]. https://tesiunam.dgb.unam.mx/F/S6ITT5NGDB3KVB3ASHPMSYVPHJJSKG3NNB3MU6K8G4FT48RX2B-22526?func=full-set-set&set_number=076148&set_entry=000020&format=999
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley & Sons.
- Mendoza, M., & Ortiz Pérez, M. A. (2000). Caracterización geomorfológica del talud y la plataforma continentales de Campeche-Yucatán, México. *Investigaciones Geográficas*, 43, 7–31.
- Merino, L. (2007). Las energías renovables. *Madrid, España: Haya Comunicación*.
- Musial, W., Beiter, P., Stefek, J., Scott, G., Heimiller, D., Stehly, T., Tegen, S., Roberts, O., Greco, T., & Keyser, D. (2020). Offshore wind in the US Gulf of Mexico: regional economic modeling and site-specific analyses. New Orleans (LA): Bureau of Ocean Energy Management. 94 p. *Contract, M17PG00012*. https://epis.boem.gov/final-reports/BOEM_2020-018.pdf
- Musial, W., Tegen, S., Driscoll, R., Spitsen, P., Roberts, O., Kilcher, L., Scott, G., & Beiter, P. (2019). Survey and assessment of the ocean renewable resources in the US Gulf of

- Mexico. New Orleans (LA): Bureau of Ocean Energy Management. *Contract, M17PG00012*, 2017–2020. [https://espis.boem.gov/final reports/BOEM_2020-017.pdf](https://espis.boem.gov/final%20reports/BOEM_2020-017.pdf)
- Nelson, V. (2014). *Wind Energy: Renewable Energy and the Environment* (2da ed.). CRC Press.
- Ng, C., & Ran, L. (2016). *Offshore wind farms: technologies, design and operation*. Woodhead Publishing.
- Pare, L., & Fraga, J. (1994). *La costa de Yucatán: desarrollo y vulnerabilidad ambiental*. Instituto de Investigaciones Sociales de la UNAM. <http://ru.iis.sociales.unam.mx/handle/IIS/4989>
- Quaschnig, V. (2016). *Understanding renewable energy systems*. Routledge.
- REN21. (2016). Energías Renovables 2016. In *Ren21*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- REN21. (2019). Renewables 2019: Global status report. *REN21 Secretariat*. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf
- Rueda-Bayona, J. G., Guzmán, A., Eras, J. J. C., Silva-Casarín, R., Bastidas-Arteaga, E., & Horrillo-Caraballo, J. (2019). Renewables energies in Colombia and the opportunity for the offshore wind technology. *Journal of Cleaner Production*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.174>
- S.C.P., C. (2013). *Manifestación de Impacto Ambiental. Modalidad Particular. Parque Eólico Dzilam de Bravo. (Clave SEMARNAT: 31YU2013EDO44)*.
- Saha, S., Moorthi, S., Wu, X., Wang, J., Nadiga, S., Tripp, P., Behringer, D., Hou, Y. T., Chuang, H., & Iredell, M. (2011). NCEP climate forecast system version 2 (CFSv2) 6-hourly products. *Research Data Archive at the National Center for Atmospheric Research, Computational and Information Systems Laboratory*.
- Sakazaki, T., & Fujiwara, M. (2010). Diurnal variations in lower-tropospheric wind over Japan part I: Observational results using the wind profiler network and data acquisition system (WINDAS). *Journal of the Meteorological Society of Japan. Ser. II*, 88(3), 325–347. <https://doi.org/https://doi.org/10.2151/jmsj.2010-305>
- Salgado, J. M. F. (2011). *Guía completa de la energía eólica*. Vicente Ed.
- Secretaría de Marina, & DIGAOHM. (n.d.). *Red de estaciones Meteorológicas*. Retrieved August 8, 2019, from <https://digaohm.semar.gob.mx/>
- Siemens Wind Power. (n.d.). *SWT-7.0-154*. [Http : / / Www . Siemens . Com / Global / En / Home/Markets/Wind/Turbines/Swt-7-0-154.Html](http://www.siemens.com/global/en/home/markets/wind/turbines/swt-7-0-154.html).
- Simpson, J. E. (1996). Diurnal changes in sea-breeze direction. *Journal of Applied Meteorology*, 35(7), 1166–1169. [https://doi.org/https://doi.org/10.1175/1520-0450\(1996\)035<1166:DCISBD>2.0.CO;2](https://doi.org/https://doi.org/10.1175/1520-0450(1996)035<1166:DCISBD>2.0.CO;2)
- SMN. (n.d.). *Estaciones Meteorológicas Automáticas*. Retrieved June 25, 2019, from <https://smn.conagua.gob.mx/es/observando-el-tiempo/estaciones-meteorologicas-automaticas-ema-s>
- Stull, R. B. (2012). *An introduction to boundary layer meteorology* (Vol. 13). Springer Science & Business Media.
- Talayero, A. P., Telmo, E., Bayod, Á. A., Blasco, J., Comech, M. P., García, B., Gregorio, S., López, J. A., Monge, L., Mur, J., Pueyo, C., & Sallán, J. (2008). Energía Eólica. In *Energías Renovables* (p. 302). Prensas Universitarias de Zaragoza.

- Taylor, D. (2004). *Renewable Energy: Power for a sustainable future* (2da ed.). Oxford University Press.
- Thomsen, K. (2014). *Offshore wind: a comprehensive guide to successful offshore wind farm installation*. Academic Press.
- Tong, W. (2010). *Wind power generation and wind turbine design*. WIT press.
- Torres-Freyermuth, A., Puleo, J. A., DiCosmo, N., Allende-Arandía, M. E., Chardón-Maldonado, P., López, J., Figueroa-Espinoza, B., de Alegria-Arzaburu, A. R., Figlus, J., & Briggs, T. M. R. (2017). Nearshore circulation on a sea breeze dominated beach during intense wind events. *Continental Shelf Research*, *151*, 40–52.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.csr.2017.10.008>
- Twidell, J., & Weir, T. (2015). *Renewable energy resources*. Routledge.
https://www.uobabylon.edu.iq/eprints/publication_4_10679_78.pdf