



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

POSGRADO EN CIENCIAS DE LA TIERRA
INSTITUTO DE CIENCIAS DE LA ATMÓSFERA Y CAMBIO CLIMÁTICO

PERSPECTIVA DEL POTENCIAL EÓLICO MARINO EN MÉXICO:
UN ENFOQUE INTEGRAL MEDIANTE MODELACIÓN NUMÉRICA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

DOCTOR EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PRESENTA:

JAIME MEZA CARRETO

TUTOR PRINCIPAL:

DRA. ROSARIO DE LOURDES ROMERO CENTENO

COMITÉ TUTOR:

DR. EFRAÍN MORELES VÁZQUEZ

DR. BERNARDO FIGUEROA ESPINOSA

DR. CARLOS ALBERTO LÓPEZ VILLALOBOS



Ciudad Universitaria, CDMX, MARZO, 2025

Índice general

1	Introducción	3
§1.1	Planteamiento y justificación del problema	5
§1.2	Objetivo general	5
§1.3	Objetivos particulares	6
2	Marco teórico	7
§2.1	Modelo WRF	7
§2.2	Modelos CMIP6	7
§2.3	Revisión de las metodologías para caracterizar el potencial eólico marino . .	8
§2.4	Generalidades en simulaciones de alta resolución con el modelo WRF	13
3	Datos y métodos	16
§3.1	Datos	16
§3.1.1	Hindcast basado en el modelo WRF	16
§3.1.2	Información de los modelos del proyecto CMIP6	18
§3.2	Métodos	20
§3.2.1	Interpolación de datos del proyecto CMIP6 a la malla del modelo WRF	20
§3.2.2	Método de la ley de potencia	20
§3.2.3	Corrección de sesgo y ajuste de variabilidad en los modelos CMIP6 .	21
§3.2.4	Métricas estadísticas	22
4	Resultados	24
§4.1	Identificación de áreas con alto potencial eólico marino en México	24
§4.2	Líneas de transmisión y características batimétricas	25
§4.3	Comparación entre los modelos CMIP6 y WRF	27
§4.3.1	Ensamble CMIP6: Proyección futura de la energía eólica offshore . . .	34
5	Discusión	44
6	Conclusiones	48
	Anexo: Análisis de sensibilidad del modelo WRF	50
	Referencias	81

Índice de figuras

2.1	Esquemas físicos superficiales en los RCMs	9
2.2	Diagrama conceptual de la ABL y PBL. Modificado de: http://wwwoa.ees.hokudai.ac.jp/research/pbl.html	10
2.3	Disciplinas necesarias para el estudio e investigación integral de la energía eólica. Modificado de: https://science.sciencemag.org/content/366/6464/eaau2027	11
2.4	Simulación CFD de un flujo turbulento a través de turbinas eólicas en operación.	12
3.1	(a) Mapa de la serie de uso de suelo y cobertura terrestre (LULC) proporcionado por INEGI; (b) Clasificación de LULC de USGS; (c) Mapa de no coincidencia entre clases LULC.	17
4.1	Potencia eólica anual (W m^{-2}) calculada a partir del modelo WRF (1979–2018) a diferentes alturas: (a) 200 m, (b) 100 m y (c) 50 m AGL.	25
4.2	Potencial eólico marino (W m^{-2}) (contornos segmentados en blanco), líneas de transmisión eléctrica terrestre (líneas discontinuas en verde) y tecnologías de cimentación adecuadas (contornos de color según la leyenda) para: (a) Zona I, (b) Zona II y (c) Zona III.	26
4.3	Delimitación de las regiones con alto potencial de energía eólica dentro de las zonas de interés. Los contornos representan la velocidad promedio del viento (m s^{-1}) a 50 m AGL para el período 1985-2014.	28
4.4	Series temporales de promedios mensuales de la velocidad del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo para los seis modelos CMIP6 con mayor grado de similitud (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra) en la costa norte de Tamaulipas (Zona I).	30
4.5	Ciclos anuales de la velocidad del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo en la costa norte de Tamaulipas (Zona I). Se muestran los modelos CMIP6 con mayor grado de similitud (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra).	30
4.6	Series temporales de promedios mensuales de la velocidad del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo para los cuatro modelos CMIP6 con mayor grado de similitud (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra) en la costa noroeste de Yucatán (Zona II).	32

4.7	Ciclos anuales de la rapidez del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo en la costa noroeste de Yucatán (Zona II). Se muestran los modelos CMIP6 con mayor grado de similitud (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra).	32
4.8	Series temporales de promedios mensuales de la velocidad del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo para los cinco modelos CMIP6 con mayor grado de similitud (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra) en el Golfo de Tehuantepec (Zona III).	33
4.9	Ciclos anuales de la rapidez del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo de siete modelos CMIP6 (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra) en el Golfo de Tehuantepec.	34
4.10	Mapas históricos (1985-2014) y a corto plazo (2040-2069) de la potencia eólica (W m^{-2}) a 50 m AGL para los modelos CMIP6 con mejor desempeño, que aparecen en al menos dos de las tres áreas de interés (ver Tabla 10). Cada fila corresponde a un modelo CMIP6, mostrando los mapas en la siguiente secuencia: Media histórica (1 ^a columna), Proyección a corto plazo (2 ^a columna), Desviación a corto plazo (3 ^a columna) y Desviación porcentual a corto plazo (4 ^a columna). Los modelos y sus respectivos mapas se presentan de la siguiente manera: MRI_ESM2_0 (a-d); HADGEM3_GC31_MM (e-h); CNRM_CM6_1_HR (i-l); GFDL_ESM4 (m-p).	37
4.11	Mapas de energía eólica histórica (1985-2014) y a largo plazo (2070-2099) (W m^{-2}) a 50 m sobre el nivel del suelo para los modelos CMIP6 de mejor rendimiento, que aparecen en al menos dos de las tres áreas de interés (ver Tabla 9). Cada fila corresponde a un modelo CMIP6 y muestra los mapas en la siguiente secuencia: Media histórica (1 ^a columna), Proyección a largo plazo (2 ^a columna), Desviación a largo plazo (3 ^a columna) y Desviación porcentual a largo plazo (4 ^a columna). Los modelos y sus respectivos mapas se presentan de la siguiente manera: MRI_ESM2_0 (a-d); HADGEM3_GC31_MM (e-h); CNRM_CM6_1_HR (i-l); GFDL_ESM4 (m-p).	38
4.12	Mapas del promedio de los ensambles para la potencia eólica (W m^{-2}) a 50 m sobre el nivel del suelo obtenidos a partir de los modelos CMIP6 seleccionados, comparando la media histórica (1985-2014) con las proyecciones a corto plazo (2040-2069) (paneles superiores) y a largo plazo (2070-2099) (paneles inferiores). La media histórica se muestra en los paneles (a, e); los mapas de las proyecciones se muestran en los paneles (b, f); las desviaciones respecto a la media histórica se muestran en los paneles (c, g), y las desviaciones porcentuales se muestran en los paneles (d, h).	39
4.13	Mapas del ensamble promedio ponderado para la energía eólica a 50 m sobre el nivel del suelo para la Zona I obtenidos utilizando los mejores modelos CMIP6 para esta zona (ver Tabla 4.8). Los paneles superiores (inferiores) muestran los resultados de la comparación entre la media histórica (a, e) y la proyección climática a corto (largo) plazo: proyección promedio (b, f); diferencia absoluta (c, g); diferencia porcentual (d, h).	41

4.14 Mapas del ensamble promedio ponderado para la energía eólica a 50 m sobre el nivel del suelo para la Zona II obtenidos utilizando los mejores modelos CMIP6 para esta zona (ver Tabla 4.8). Los paneles superiores (inferiores) muestran los resultados de la comparación entre la media histórica (a, e) y la proyección climática a corto (largo) plazo: proyección promedio (b, f); diferencia absoluta (c, g); diferencia porcentual (d, h) 42

4.15 Mapas del ensamble promedio ponderado para la energía eólica a 50 m sobre el nivel del suelo para la Zona III obtenidos utilizando los mejores modelos CMIP6 para esta zona (ver Tabla 4.8). Los paneles superiores (inferiores) muestran los resultados de la comparación entre la media histórica (a, e) y la proyección climática a corto (largo) plazo: proyección promedio (b, f); diferencia absoluta (c, g); diferencia porcentual (d, h). 43

PROPUESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL

(Graduación con trabajo escrito)

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la Institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado:

Perspectiva del potencial eólico marino en México: Un Enfoque Integral mediante Modelación Numérica

que presenté para obtener el grado de:

Doctorado

es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi programa de posgrado, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de graduación.

Atentamente,

Jaime Meza Carreto

Firma: _____

Número de Cuenta: 514015071

Agradecimientos

Este trabajo ha sido posible gracias al apoyo del Posgrado en Ciencias de la Tierra de la *Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM)* y al financiamiento recibido a través del proyecto *PAPIIT IN110721*, así como al *Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (CONAHCYT)*, que me otorgó una beca para la realización de mis estudios de doctorado. Reconozco, además, los recursos de supercómputo proporcionados por el proyecto *LANCAD-UNAM-DGTIC-110*, fundamentales para el desarrollo de esta investigación.

Expreso mi más profunda gratitud a la *Dra. Rosario de Lourdes Romero Centeno*, quien no solo ha sido mi directora de tesis, sino también una mentora excepcional. Su guía, confianza y apoyo incondicional han sido pilares fundamentales en mi formación académica y profesional. Su paciencia, dedicación y compromiso han dejado una huella imborrable en mi desarrollo, impulsándome a crecer tanto en el ámbito científico como personal. Gracias por su tiempo, por sus enseñanzas y, sobre todo, por creer en mí a lo largo de este camino.

Mi más sincero reconocimiento al *Dr. Jorge Zavala Hidalgo*, quien me permitió adentrarme en el campo de la modelación numérica, guiándome con su vasta experiencia y conocimientos. Sus enseñanzas fueron fundamentales para comprender la importancia de la modelación en las ciencias de la Tierra, y su apoyo ha sido esencial para mi desarrollo en esta área. Aprecio profundamente su paciencia, dedicación y, especialmente, el compartir sus conocimientos invaluable, los cuales han sido clave en mi formación profesional.

Agradezco a los integrantes de mi comité tutorial: *Dr. Carlos Alberto López Villalobos*, *Dr. Luis Efraín Morales Vázquez* y *Dr. Bernardo Figueroa Espinoza*, expertos en disciplinas clave para la evaluación del potencial eólico marino. Su conocimiento y experiencia fueron esenciales para guiar este trabajo desde una perspectiva integral y multidisciplinaria, asegurando un enfoque sólido en las distintas dimensiones del problema. Su apoyo, comentarios y orientación no solo fortalecieron este estudio, sino que también enriquecieron mi formación científica y mi comprensión del complejo sistema océano-atmósfera. Su compromiso y generosidad al compartir su conocimiento han sido invaluable, y les expreso mi más sincera gratitud.

Mi reconocimiento también a los integrantes del grupo de *Interacción Océano-Atmósfera (IOA)* del *Instituto de Ciencias de la Atmósfera y Cambio Climático (ICAYCC)* de la *UNAM*, quienes con sus aportes contribuyeron de manera importante al desarrollo de esta investigación. Aprecio profundamente cada seminario en el que tuve la oportunidad de compartir y discutir avances, recibir observaciones y aprender de sus valiosos comentarios. Su retroalimentación fue clave para fortalecer distintos aspectos de este trabajo, y su disposición para el debate y el intercambio de ideas enriqueció de manera significativa todo el proceso de investigación.

Asimismo, agradezco profundamente a los integrantes del jurado de grado: *Dra. Rosario de Lourdes Romero Centeno*, *Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández*, *Dr. Carlos Abraham Ochoa Moya*, *Dr. Bernardo Figueroa Espinoza* y *Dr. Miguel Cahuich López*, por sus valiosas observaciones, comentarios y recomendaciones, que no solo han fortalecido este trabajo, sino que también han sido fundamentales para su mejora continua. Sus críticas constructivas, su enfoque detallado y su generosidad al compartir su experiencia y conocimiento han enriquecido profundamente el desarrollo de esta investigación, llevándola a un nivel más alto de calidad científica. Aprecio enormemente el tiempo y el esfuerzo que dedicaron para ofrecerme una visión integral que mejoró mi comprensión del trabajo realizado y contribuyó de manera significativa a su culminación exitosa.

De igual manera, expreso mi sincero agradecimiento a *Pável Ernesto Oropeza Alfaro*, *Cuauhtémoc Silva Vega*, *Mario López Sánchez*, *Adriana Mateos Jasso*, *Pedro Damián Cruz Santiago*, *Santiago Reynoso Fregoso* y *Leonardo Antonio Naranjo Vega*, por los valiosos conocimientos compartidos en computación de alto desempeño (*HPC*, *High-Performance Computing*) y sistemas *GNU/Linux*. *HPC* es sin duda una componente clave para el desarrollo de proyectos que incluyen simulaciones numéricas, y su apoyo ha sido fundamental para mejorar mis habilidades en este campo. Su orientación ha sido clave para fortalecer mi aprendizaje y comprensión en estos entornos, y les expreso mi más sincera gratitud por su apoyo y generosidad al compartir su experiencia.

Asimismo, expreso mi profundo agradecimiento a la empresa *SyCEC (Servicio y Consultoría Especializados del Carmen)* por permitirme continuar con el desarrollo de metodologías de supercómputo enfocadas en la modelación numérica. Agradezco especialmente a *Luis Octavio Ávila Aranda*, *Roberto Chávez Mendoza*, *Adriana Mateos Jasso*, *Alejandra Sánchez Sánchez*, *Julio César Figueroa González* y *Hervey Villanueva Candelaria* por su confianza y apoyo, lo que me permitió concretar la etapa final de este proyecto, además de fortalecer mis conocimientos en modelación numérica.

Finalmente, a la *Organización Mexicana de Meteorólogos (OMMAC)* y al *Mtro. Leodegario Sansón Reyes*, por guiarme hacia el campo de las ciencias atmosféricas y la meteorología operativa. También agradezco a los meteorólogos *Enrique Azpra Romero*, *Ismael Pérez García*, *José Guadalupe Mondragón Camacho*, *Ferdinando Pacheco López*, *Francisco Navarrete Alemán*, *Naydu Isabel Pérez Ortiz* y *Fernando Nicolás Arellano Guerrero*, por compartir generosamente sus valiosos conocimientos.

Resumen

Este estudio presenta una evaluación integral del potencial de energía eólica marina en México a través de 40 años (1979-2018) de simulaciones numéricas utilizando el modelo Weather Research and Forecasting (WRF) y datos del Proyecto de Intercomparación de Modelos Acoplados Fase 6 (CMIP6). El modelo WRF identifica tres regiones con potencial eólico moderado a bueno: frente a la costa norte de Tamaulipas (Zona I), la costa noroeste de Yucatán (Zona II) y el Golfo de Tehuantepec (Zona III). El análisis incluye la comparación de 47 modelos climáticos de CMIP6 con los resultados de WRF, seleccionando los modelos con mejor rendimiento para obtener proyecciones futuras a corto plazo (2040-2069) y a largo plazo (2070-2099).

Se implementaron dos estrategias basadas en ensamble. La primera, que utiliza un enfoque de intersección con el cual se consideraron 4 modelos de CMIP6, revela diferencias porcentuales positivas en la Zona II para ambas proyecciones futuras, especialmente en la de largo plazo. En las Zonas I y III también se observan valores positivos cerca de la costa, principalmente en la proyección a largo plazo, aunque son considerablemente más bajos en comparación con la Zona II. La segunda estrategia de ensamble asigna pesos a los modelos en función del Error Absoluto Porcentual Medio, de manera que se otorga un mayor peso al modelo que mostró el mejor desempeño en cada zona específica, lo que potencialmente conduce a resultados más precisos. Los hallazgos sugieren un posible incremento en la energía eólica marina en las tres zonas analizadas de México, tanto en las proyecciones a corto como a largo plazo, con diferencias porcentuales positivas de hasta un 10 % en algunas áreas.

Adicionalmente, se llevaron a cabo una serie de experimentos y pruebas de sensibilidad en el modelo WRF, evaluando el impacto de diversos parámetros en la simulación del campo de viento, con aplicación en estudios regionales, tanto en modo hindcast como en pronóstico. Se espera que los resultados de estas pruebas sean de utilidad para proporcionar una base general de configuración del modelo WRF en aplicaciones relacionadas con el recurso eólico, y se documentan en el anexo de este trabajo.

Abstract

This study presents a comprehensive assessment of offshore wind energy potential in Mexico through 40 years (1979-2018) of numerical simulations using the Weather Research and Forecasting (WRF) model and data from the Coupled Model Intercomparison Project Phase 6 (CMIP6). WRF identifies three regions with moderate to good wind potential: off the north coast of Tamaulipas (Zone I), northwest coast of Yucatan (Zone II), and the Gulf of Tehuantepec (Zone III). The analysis involves comparing 47 CMIP6 climate models with the WRF results and selecting the best performing models to obtain future projections, short-term (2040-2069) and long-term (2070-2099).

Two ensemble-based strategies were implemented. The first one, which uses an intersection approach from which 4 CMIP6 models were considered, reveals positive percentage differences in Zone II for both future projections, especially for the long-term one. In Zones I and III, positive values are also observed near the coast, mainly for the long-term projection, but they are quite lower compared to those in Zone II. The second ensemble strategy assigns weights based on the Mean Absolute Percentage Error, giving greater weight to the model that performed better in each specific zone, potentially providing more accurate results. The findings suggest the likelihood of increased offshore wind energy in these three zones of Mexico, for both short- and long-term projections, with positive percentage differences of up to 10% in certain areas.

Additionally, a series of experiments and sensitivity tests were conducted on the WRF model, evaluating the impact of various parameters on wind field simulations, with applications to regional studies in both hindcast and forecast modes. The results of these tests are expected to provide a general basis for WRF model configuration in wind resource-related applications and are documented in the annex of this work.

Capítulo 1

Introducción

La energía eólica es una solución prometedora para mitigar los efectos del cambio climático, ya que se considera una fuente de energía limpia y renovable que no emite gases de efecto invernadero durante su operación. Sin embargo, es importante tener en cuenta que cualquier instalación de generación de energía tiene una huella de carbono que debe considerar la prospección, el diseño, la extracción de materiales, el transporte, la fabricación y la modernización de los componentes del parque eólico al final de su vida útil (turbinas, generadores, sistemas de control y estructuras de soporte), entre otros factores. En la producción de energía, al comparar diversas fuentes, existe un marcado contraste en las emisiones de gases de efecto invernadero. Por ejemplo, la energía eólica emite solo 11 g de CO₂ por kW h, significativamente menos que el carbón, que genera 980 g de CO₂ por kW h, y el gas natural, que emite aproximadamente 465 g de CO₂ por kW h [1].

Sin embargo, el desarrollo de la energía eólica no está exento de desafíos: factores sociales, económicos, políticos, técnicos y ambientales pueden limitar su crecimiento [2]. En particular, los proyectos de energía eólica marina requieren una inversión significativa en infraestructura, tecnología y mano de obra, aunque esto puede estimular el crecimiento económico en las regiones donde se desarrollan. Los posibles impactos en los ecosistemas marinos, como aves, mamíferos y poblaciones de peces, incluyen riesgos de colisión, alteración del hábitat y disturbios acústicos. Para minimizar estos impactos, es crucial aprovechar los avances tecnológicos, implementar medidas de reducción de ruido, así como una adecuada ubicación y gestión de los parques eólicos marinos [3, 4]. Además, pueden haber impactos visuales y estéticos en paisajes costeros y marinos, que las comunidades pueden percibir de manera positiva o negativa según las preferencias individuales y los valores culturales [5].

A pesar de estos desafíos, se espera que el mercado global de energía eólica experimente un crecimiento significativo a corto plazo impulsado por la creciente demanda de energía. Debido a las ventajas de la generación de energía en parques eólicos marinos en comparación con los terrestres, que están relacionadas con una mayor intensidad y persistencia del viento sobre la superficie del océano, recientemente se han realizado inversiones significativas en este tipo de instalaciones. Por ejemplo, en Europa, la energía eólica marina representó el 13 % de las nuevas instalaciones en 2022, conectando 2.5 GW de capacidad eólica a la red. El Reino Unido encabezó la lista con 1.2 GW, seguido por Francia (0.5 GW), Países Bajos (0.4 GW) y Alemania (0.3 GW) [6].

En este contexto, México enfrenta el desafío imperativo de liberarse de su arraigada dependencia de los combustibles fósiles y adoptar un enfoque más ambicioso hacia las energías renovables. Para lograr esto, es necesario implementar políticas energéticas decisivas, eliminar barreras, desarrollar capacidades en tecnologías renovables y fomentar una nueva cultura energética en la sociedad [7]. Solo a través de un esfuerzo colectivo y sostenido, la nación podrá aprovechar plenamente el vasto potencial de las energías renovables, impulsando a México hacia un futuro energético más sostenible y resiliente. Según un informe de progreso sobre energía limpia en México, el país generó 86.27 TW h, lo que representa el 26.7% de energía limpia en 2021, cifra que está por debajo del objetivo del 35% establecido por la Ley de Transición Energética de México [8]. Además, México tiene un gran potencial de capacidad eólica, estimado en 3669 GW, pero la capacidad instalada acumulada a finales de 2021 fue solo de 7154 MW [8].

Algunos estudios previos han reconocido el potencial de México para el desarrollo de la energía eólica marina. En particular, Canul-Reyes et al. [9] identificaron dos áreas con alto potencial de energía eólica en México utilizando los reanálisis ERA5 y MERRA-2: el noreste de Tamaulipas y el noroeste de la Península de Yucatán. Estos hallazgos fueron respaldados por Arenas-Lopez y Badaoui [10], quienes evaluaron el potencial del recurso eólico en las costas de México utilizando 40 años de datos MERRA-2, identificando varias áreas con alta densidad de potencia eólica, incluyendo Tamaulipas. Además, Bernal-Camacho et al. [11] evaluaron la viabilidad técnica de utilizar turbinas eólicas flotantes en el Golfo de Tehuantepec y recomendaron medidas de seguridad y estabilización durante condiciones extremas. Estos estudios han delineado una primera representación del recurso eólico marino en México, pero es necesario llevar a cabo un análisis climatológico integral que incorpore el comportamiento del viento en las próximas décadas, debido a los desafíos impuestos por el cambio climático.

Investigaciones realizadas en diferentes lugares del mundo se han basado en datos de la 6ª fase del Proyecto de Intercomparación de Modelos Acoplados (CMIP6) para proyectar recursos eólicos continentales y marinos bajo escenarios futuros definidos por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC). Entre ellos, Martínez e Iglesias [12, 13] aplicaron un enfoque novedoso de reducción de escala con múltiples modelos a las proyecciones CMIP6 de un conjunto de 18 modelos climáticos globales. Compararon los recursos eólicos en evolución bajo escenarios climáticos en 11 regiones europeas [12] y a escalas nacionales/subnacionales en Canadá, EE.UU., México y América Central [13], generando proyecciones de viento bajo dos Trayectorias Socioeconómicas Compartidas (SSP): la SSP2-4.5 (emisiones moderadas) y la SSP5-8.5 (emisiones intensivas). Para México, Martínez e Iglesias [14] anticipan aumentos en la densidad de potencia eólica, principalmente en el futuro a largo plazo (2091-2100), específicamente para regiones en el noreste y sur de México. Shen et al. [15] evaluaron la capacidad de los modelos CMIP6 para simular cambios a largo plazo del viento en superficie. Proyectaron disminuciones en las velocidades medias del viento global, pero mostraron variaciones entre regiones atribuidas a cambios asimétricos entre hemisferios derivados de cambios en el gradiente de temperatura del aire cerca de la superficie, causados por el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero con el tiempo. Además, Zhang et al. [16] proyectaron impactos en la energía eólica marina en China para el período 2021-2100 utilizando modelos CMIP6 y un método de reducción de escala basado en redes

de aprendizaje profundo. Los autores identificaron pequeñas disminuciones sobre el Mar de China Oriental y aumentos en el Mar de China Meridional bajo los mismos escenarios mencionados anteriormente.

Los estudios previos relacionados con la estimación de proyecciones futuras del recurso eólico no abordan específicamente las regiones marinas en México que podrían tener perspectivas climáticas prometedoras dentro de este sector de energía renovable. Por lo tanto, la motivación de esta investigación surge de la falta de un análisis climatológico integral de los recursos eólicos marinos en México, incluyendo proyecciones climáticas. Este análisis integral implica el uso de modelos de mesoescala como el WRF (Weather Research and Forecasting Model, por sus siglas en inglés) para caracterizar el potencial eólico histórico, seguido de una comparación con los modelos del CMIP6 en el periodo histórico. A partir de esta comparación, se seleccionarán los modelos que presenten mayor similitud en las zonas de interés, para generar con ellos las proyecciones climáticas futuras. Este enfoque permitirá una evaluación precisa del potencial eólico en diferentes escalas temporales. Además, se analizarán otros factores clave, como la batimetría, la proximidad a líneas de transmisión cercanas a la costa y otros aspectos técnicos, para determinar la viabilidad de las zonas de interés y apoyar la toma de decisiones en el desarrollo de parques eólicos marinos.

1.1 Planteamiento y justificación del problema

México posee un significativo potencial para el desarrollo de energía eólica marina; sin embargo, su aprovechamiento ha sido limitado por la falta de un análisis climatológico integral que considere tanto la caracterización histórica del recurso eólico como sus proyecciones climáticas. La ausencia de infraestructura adecuada y la carencia de políticas energéticas claras han retrasado el crecimiento de este sector. La energía eólica marina representa una oportunidad estratégica para diversificar la matriz energética del país, reducir la dependencia de combustibles fósiles y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Para abordar estas limitaciones, es fundamental realizar un análisis detallado que incluya simulaciones numéricas de alta resolución con el modelo WRF y también de la información de los modelos del proyecto CMIP6. Estos enfoques permitirán una caracterización precisa del recurso eólico y facilitarán proyecciones climáticas confiables. Este análisis exhaustivo es esencial para informar la toma de decisiones y facilitar la implementación de parques eólicos marinos en México.

1.2 Objetivo general

El objetivo general de esta investigación es realizar un análisis climatológico integral de los recursos eólicos marinos en México, utilizando simulaciones numéricas de alta resolución y datos de modelos climáticos CMIP6.

1.3 Objetivos particulares

1. Identificar regiones marinas en México con un alto potencial de energía eólica utilizando 40 años de simulaciones numéricas de alta resolución espacial con el modelo WRF.
2. Evaluar la viabilidad de desarrollar parques eólicos marinos en estas regiones mediante el análisis de datos batimétricos y la disponibilidad de líneas de transmisión cercanas.
3. Evaluar el desempeño de los modelos CMIP6 para reproducir las características climáticas del campo de viento en las regiones identificadas, comparando los datos de CMIP6 con las climatologías mensuales de magnitud del viento obtenidas a partir de las simulaciones con el modelo WRF.
4. Obtener proyecciones futuras para las regiones de México con alto potencial eólico marino a partir de los resultados proporcionados por los modelos CMIP6 que mostraron el mejor desempeño.
5. Llevar a cabo una serie de experimentos y pruebas de sensibilidad en el modelo WRF, evaluando el impacto de diversos parámetros en la simulación del campo de viento, con aplicación en estudios regionales, tanto en modo hindcast como en pronóstico. Se espera que los resultados de estas pruebas sean de utilidad para tener una base general de configuración del modelo WRF en aplicaciones relacionadas con el recurso eólico, y se documentarán en el anexo de este trabajo.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1 Modelo WRF

El modelo Weather Research and Forecasting (WRF) fue desarrollado mediante la colaboración de instituciones de investigación lideradas por el Centro Nacional de Investigación Atmosférica (NCAR) [17]. El modelo WRF se destaca como uno de los modelos climáticos regionales más prominentes en la actualidad. Su notable flexibilidad y capacidad de adaptación lo posicionan como una herramienta altamente versátil para diversas aplicaciones técnicas, tales como el pronóstico meteorológico, la evaluación de la calidad del aire y el análisis de energías renovables. Su núcleo dinámico es un esquema numérico que resuelve las ecuaciones que rigen el movimiento del fluido, y también cuenta con un conjunto de esquemas de parametrización que representan procesos físicos como interacciones de capa límite, convección y radiación, entre otros.

Las aplicaciones del WRF van desde escalas regionales hasta microescalas, y permiten evaluar el impacto de diversos factores, como el terreno [18], el uso de suelo [19, 20] y la estabilidad atmosférica [21]. El WRF ha sido empleado en la evaluación del potencial de energía eólica, siendo utilizado en proyectos como el Atlas Eólico Europeo, cuyo objetivo era crear un atlas de recursos eólicos con alta resolución y con buen desempeño [22, 23, 24]. Completado en 2014, el Atlas proporcionó información valiosa a la industria eólica y a los responsables de la toma de decisiones para la ubicación, optimización del diseño y planificación de aerogeneradores y parques eólicos [24]. El WRF también se utilizó para reconstruir las velocidades del viento en el Estrecho de Taiwán durante el período 1981-2000, estableciendo una línea base para la región desde la cual se evaluó el impacto potencial del cambio climático en los patrones de viento regionales, lo anterior a través de un marco de downscaling estadístico aplicado a las salidas de algunos modelos CMIP6 [25].

2.2 Modelos CMIP6

El proyecto CMIP6 es un esfuerzo internacional coordinado y organizado por el WCRP (World Climate Research Programme, por sus siglas en inglés) y el WGCM (Working Group on Coupled Modelling, por sus siglas en inglés), para proporcionar un conjunto integral de simulaciones de modelos climáticos acoplados utilizando modelos avanzados [26, 27, 28, 29]. Su objetivo principal es mejorar la comprensión del sistema climático de la Tierra y su res-

puesta a las forzantes antropogénicas y naturales, incluida la evaluación de las proyecciones climáticas futuras. CMIP6 incluye varios modelos de diversas instituciones y países, permitiendo la comparación directa de su rendimiento y diferencias estructurales [30, 31].

CMIP6 utiliza GCMs (Global Circulation Models, por sus siglas en inglés) forzados por un nuevo conjunto de escenarios de emisiones y uso de la tierra, según se describe en Riahi et al. [32]. Este proyecto abarca experimentos históricos (1850-2014) y de proyección climática (2015-2100). Las simulaciones históricas llenan la brecha entre el pasado y el presente utilizando observaciones climáticas modernas. Las proyecciones climáticas son proporcionadas por el Proyecto de Intercomparación de Modelos de Escenarios (Scenario-MIP), la actividad principal dentro de CMIP6. Cubren el período de 2015 a 2100 y se basan en las SSPs y las trayectorias de concentración representativas, que reflejan diferentes trayectorias futuras posibles del desarrollo de la sociedad, incluido el crecimiento económico, el uso de energía, el uso de suelo y el crecimiento de la población, entre otros.

El escenario SSP5-8.5 utilizado en este estudio es uno de los ocho escenarios desarrollados dentro del marco de los SSP, que vincula escenarios socioeconómicos con trayectorias de emisiones de gases de efecto invernadero. SSP5-8.5 proyecta un forzamiento radiativo de 8.5 W m^{-2} para finales del siglo XXI, estimado por modelos de evaluación integrada [33]. Este escenario se caracteriza por una fuerte dependencia de los combustibles fósiles para el crecimiento económico y asume la falta de políticas de mitigación adicionales, lo que resulta en un aumento sustancial de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, juega un papel crucial en la investigación climática al evaluar los posibles impactos de las trayectorias de altas emisiones en varios componentes del sistema terrestre, como el aumento de la temperatura, los patrones de precipitación, el aumento del nivel del mar y los cambios en los ecosistemas.

2.3 Revisión de las metodologías para caracterizar el potencial eólico marino

En la actualidad, la caracterización del potencial eólico, tanto marino como terrestre, se fundamenta principalmente en la combinación de diversas técnicas de modelación numérica. Estas técnicas abarcan el uso de GCMs, sistemas de reanálisis, RCMs, así como modelos de mesoescala y microescala. Estos modelos interactúan durante la aplicación del método de reducción de escala o downscaling, donde se emplean métodos dinámicos y estocásticos, ambos métodos buscan estimar con mayor detalle espacial y temporal ciertas variables climáticas regionales y locales, tomando como base el forzamiento atmosférico proporcionado por los GCMs [34].

Los métodos dinámicos de downscaling generalmente hacen uso de RCMs para generar climatologías del campo de viento con una mayor resolución espacial y temporal. Esto requiere computación de alto rendimiento para períodos climáticos extensos. Por otro lado, los métodos de downscaling estocásticos son menos exigentes en términos de recursos computacionales y se ha demostrado que ofrecen un mejor rendimiento que los datos de reanálisis [35]. En lo que respecta a la estimación del recurso eólico, los RCMs están específicamente

diseñados para calcular la velocidad y dirección del viento, así como los patrones diurnos y estacionales, además de la cizalladura del viento. Sin embargo, debido a la falta de observaciones en alturas específicas, evaluar exhaustivamente las salidas de los RCMs resulta complicado. A pesar de ello, la información derivada de los RCMs ha sido fundamental para llevar a cabo numerosos estudios, como la identificación de sitios con un alto potencial eólico, el diseño de parques eólicos y la implementación de sistemas de pronóstico numérico. También se utiliza para estimar la viabilidad de proyectos eólicos, considerando factores como la batimetría, la distancia a la costa y el recurso eólico estimado, entre otros [35]. Por otro lado, los procesos que los RCMs no pueden simular debido a la escala espacial menor en comparación con la escala de la celda de malla de los modelos, se estiman mediante diversas parametrizaciones físicas. Por ejemplo, la estimación del perfil vertical del viento depende en gran medida de una estimación precisa de los flujos y coeficientes de transferencia de calor, momento y humedad. Por lo tanto, los RCMs incorporan parametrizaciones físicas superficiales para abordar estos aspectos.

En la Figura 2.1 se ilustra el conjunto de esquemas o parametrizaciones físicas utilizados para estimar los flujos y coeficientes de transferencia de calor, humedad y momento dentro de los RCMs. En tierra firme, los coeficientes de transferencia se estiman mediante el esquema de capa atmosférica superficial o ASL (Atmospheric Surface Layer), mientras que los flujos son calculados por los modelos de suelo o LSM (Land Surface Model). Por otro lado, en zonas marítimas, tanto los coeficientes como los flujos son estimados exclusivamente por el esquema ASL [36].

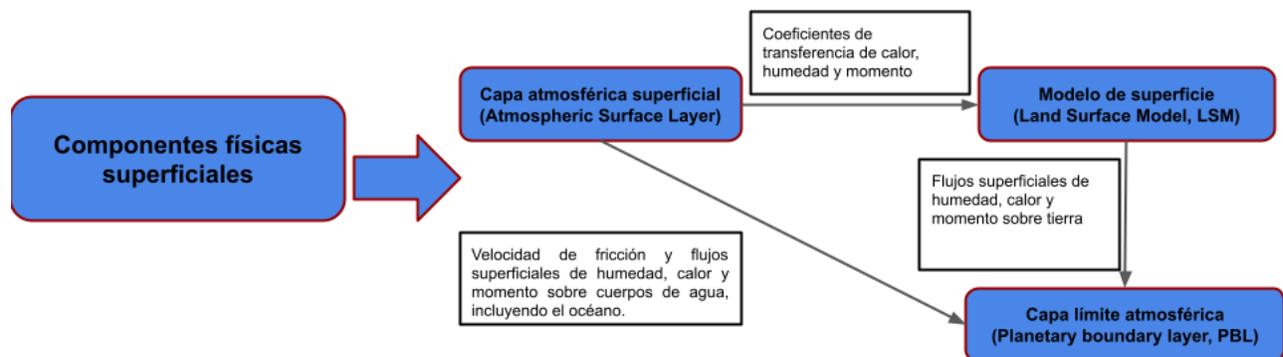


Figura 2.1: Esquemas físicos superficiales en los RCMs

En la Figura 2.2 se presenta un diagrama conceptual que muestra el espesor promedio de la ASL y la PBL (Planetary Boundary Layer), así como una capa de transición o subcapa de rugosidad. Esta última es la capa atmosférica más baja e inmediatamente adyacente a una superficie cubierta con elementos de rugosidad relativamente grandes, como piedras, vegetación, árboles o edificios [37].

Es importante destacar que la información superficial calculada por los esquemas ASL y LSM sirve como base para el esquema de la capa límite planetaria (PBL), que estima la variación vertical del campo de viento. Sin embargo, existen fenómenos significativos que afectan

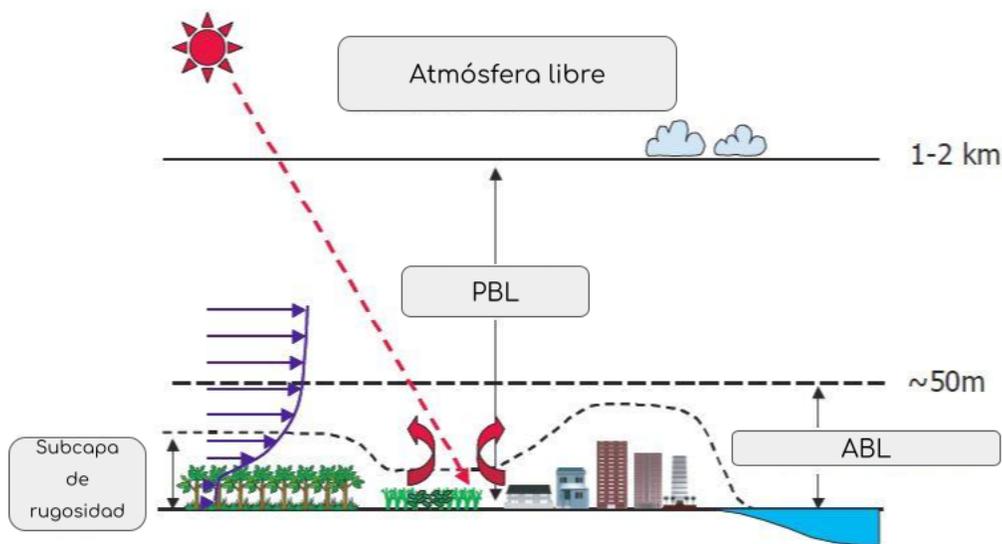


Figura 2.2: Diagrama conceptual de la ABL y PBL. Modificado de: <http://www.oes.hokudai.ac.jp/research/pbl.html>

la variabilidad del viento, como la turbulencia, cuya complejidad hace que la turbulencia 3D no se resuelva explícitamente en los RCMs [36]. Además, en la región costera, los procesos de transporte durante los eventos de brisas marinas y terrestres generan inestabilidad en la PBL. Las parametrizaciones PBL en los RCMs a menudo presentan deficiencias bajo estas condiciones, lo que ha motivado importantes esfuerzos para implementar esquemas PBL más precisos [35].

En cuanto al potencial eólico marino, es fundamental representar con precisión los procesos costeros dinámicos, como las brisas marinas y terrestres, los jets de bajo nivel y otros fenómenos en la interfaz costa-océano-atmósfera, ya que estos son responsables de una parte significativa de la variabilidad del viento disponible [35].

En el caso de los parques eólicos marinos o terrestres con turbinas en operación, el grado de variabilidad del campo de viento aumenta considerablemente. Por lo tanto, es necesario integrar diversas disciplinas científicas, de ingeniería y matemáticas para abordar de manera integral los desafíos relacionados con la energía eólica [38]. En la Figura 2.3 se presenta un esquema general que muestra algunas de las disciplinas asociadas y los fenómenos presentes en un parque eólico. La modelación del campo de viento en parques eólicos mediante modelos de microescala ajusta las simulaciones de los RCMs utilizando un esquema PBL detallado e incorporando datos observados, topografía y rugosidad de alta resolución espacial para optimizar el recurso eólico local.

Además de evaluar el potencial eólico, estos modelos son fundamentales para estudiar la aeroelasticidad, que analiza cómo las fuerzas aerodinámicas interactúan con las estructuras de los aerogeneradores, garantizando su estabilidad y eficiencia al prever y mitigar las cargas dinámicas que podrían comprometer su integridad estructural. Algunos modelos de micro-

escala se basan en versiones linealizadas de las ecuaciones de Navier-Stokes; sin embargo, recientemente se han implementado modelos de dinámica de fluidos computacional (CFD, Computational Fluid Dynamics) [39].

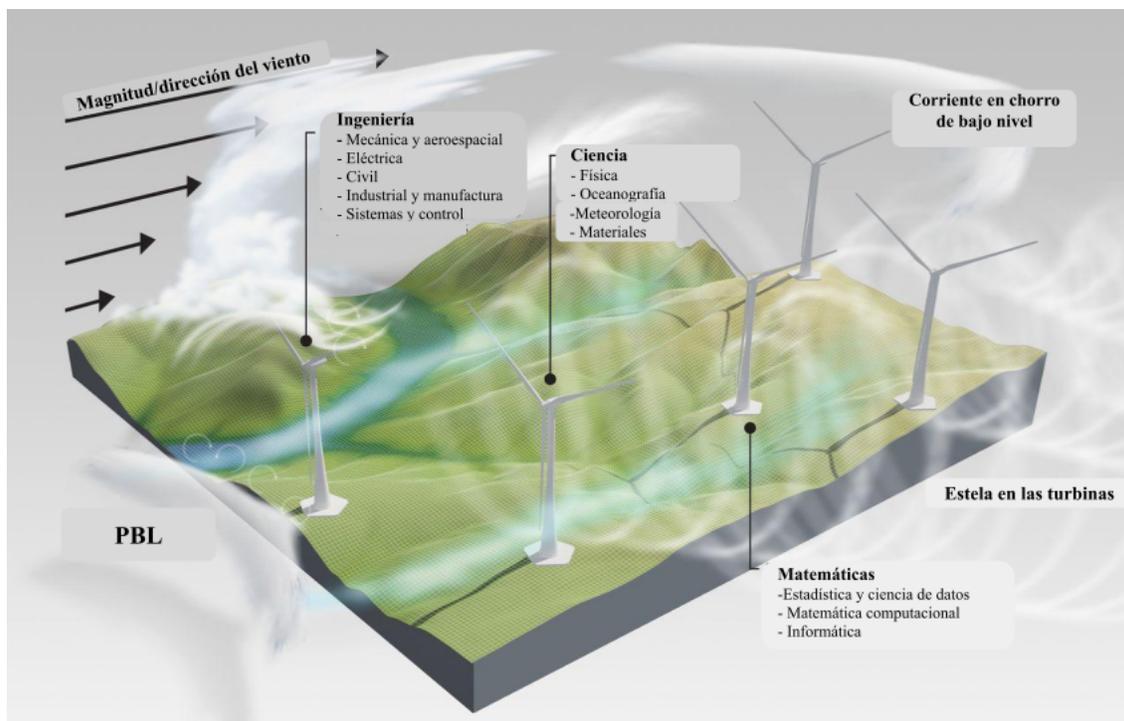


Figura 2.3: Disciplinas necesarias para el estudio e investigación integral de la energía eólica. Modificado de: <https://science.sciencemag.org/content/366/6464/eaau2027>

La Figura 2.4 presenta un ejemplo de simulación de un flujo turbulento a través de turbinas eólicas, realizada mediante Dinámica de Fluidos Computacional (CFD, por sus siglas en inglés). Esta simulación fue desarrollada utilizando el nuevo clúster de Computación de Alto Rendimiento (HPC, High Performance Computing) de la Universidad de Auckland, que forma parte de la infraestructura científica nacional NeSI (New Zealand eScience Infrastructure). Este clúster permite realizar cálculos avanzados y detallados que son fundamentales para optimizar el diseño y rendimiento de turbinas eólicas en escenarios de flujo turbulento.

En un proyecto de potencial eólico, el enfoque principal suele centrarse en la estimación de la disponibilidad y calidad del recurso eólico. Sin embargo, fenómenos como el efecto estela no suelen ser considerados de manera detallada. Este fenómeno, que se manifiesta a nivel de un parque eólico, provoca una reducción en la velocidad del viento y un incremento en la turbulencia aguas abajo de las turbinas, lo que repercute negativamente en la producción de energía y aumenta la fatiga estructural de las mismas. Abordar estos aspectos específicos requiere estudios adicionales enfocados en el diseño y la operación del parque eólico, más allá del análisis inicial del potencial eólico. Comprender las características físicas del efecto estela podría facilitar una estimación más precisa de las pérdidas de energía asociadas, además de contribuir a la optimización del diseño y la disposición de las turbinas [35].

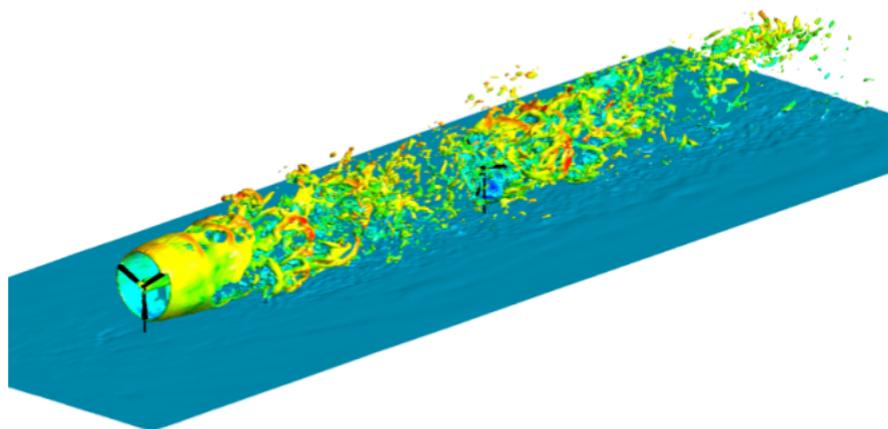


Figura 2.4: Simulación CFD de un flujo turbulento a través de turbinas eólicas en operación. Tomado de: <https://www.nesi.org.nz/case-studies/advancing-computational-fluid-dynamics>

Además, se busca representar con precisión el efecto de la estela en los parques eólicos mediante modelación numérica a microescala. Sin embargo, los flujos atmosféricos asociados a este fenómeno presentan números de Reynolds (alrededor de 10^7 a 10^8 , valores característicos de flujos turbulentos a gran escala), lo que implica la necesidad de simulaciones con mallas de alta resolución espacial. Estas mallas son fundamentales para capturar de manera explícita el comportamiento de los flujos dentro de un parque eólico con turbinas en operación, y permiten analizar con mayor detalle las interacciones complejas entre las turbinas y el flujo turbulento [35]

Por consiguiente, es necesario emplear la técnica de simulación numérica directa, que requeriría un número de puntos de malla del orden de 10^{15} , lo cual no es práctico en términos computacionales. Para superar estas limitaciones, la comunidad científica ha recurrido a la técnica de Large-Eddy Simulation, que se enfoca en resolver explícitamente las estructuras de remolinos grandes, mientras que las estructuras pequeñas se modelan mediante un modelo de Sub-Grid Scale, que podría ser estadístico o dinámico [35]. Este enfoque permite capturar la dinámica importante del flujo sin la necesidad de resolver todas las escalas hasta la disipación viscosa, lo cual sería insostenible en términos computacionales. Estos son aspectos que no se pueden representar por los Modelos Climáticos Regionales (RCMs), y es necesario considerar estos fenómenos, ya que, al final, serán fuente de error o no se alcanzarán a representar adecuadamente por los modelos empleados en los estudios de potencial eólico.

Para la caracterización del recurso eólico, además de emplear diversas técnicas de modelación numérica, es necesario llevar a cabo campañas de medición del campo de viento, especialmente fuera de la costa, para validar los resultados de los modelos. En este sentido, se recomienda la medición del perfil vertical del viento, la estabilidad atmosférica, la energía cinética turbulenta (TKE, *turbulent kinetic energy*) y los flujos turbulentos, preferiblemente utilizando dispositivos como el LIDAR (Laser Imaging Detection and Ranging) y el SODAR (Sonic Detection And Ranging) [35]. En lo que respecta a las campañas de medición fuera de la costa, algunos especialistas sugieren que la tecnología LiDAR se ha consolidado como

un sistema de medición fiable y robusto que proporciona datos de alta calidad, lo que ayuda a reducir la incertidumbre y el riesgo asociado. Además, en términos de logística y coste, el LiDAR es mucho más accesible en comparación con un mástil meteorológico.

2.4 Generalidades en simulaciones de alta resolución con el modelo WRF

Número de niveles verticales

Un aspecto crucial a considerar en la configuración del modelo WRF para la estimación del recurso eólico es el número de niveles verticales. Se recomienda emplear la misma cantidad y disposición de niveles verticales utilizados en las simulaciones que sirvieron como base para el Nuevo Atlas Eólico Europeo (NEWA, *New European Wind Atlas*). Diversas pruebas de sensibilidad han demostrado que esta configuración es óptima. Durante esas pruebas, se evaluó que la altura de los 10 niveles más bajos (en m sobre el nivel del suelo) debería ser aproximadamente 6 m, 22 m, 40 m, 56 m, 73 m, 90 m, 113 m, 140 m, 179 m y 205 m. Como los aerogeneradores pueden alcanzar alturas de hasta 200 m, se requiere una mayor resolución vertical para una estimación precisa del viento en esas alturas.

Para optimizar los recursos computacionales, si no se cuenta con la capacidad de implementar una configuración base con 61 niveles y alta resolución en los primeros 10 niveles de la atmósfera (ASL), se recomienda optar por una versión reducida, pero que mantenga una alta resolución en la ASL. Esta opción ofrece resultados satisfactorios, con una diferencia mínima respecto a la configuración base, sobre todo en los primeros 50 m cercanos a la superficie [40].

Estudios de sensibilidad en los RCMs para simulación del campo de viento

Por otro lado, se han realizado diversos estudios que analizan el rendimiento del modelo WRF en la simulación de campos de viento, particularmente dentro de la Capa Límite Atmosférica (ABL). Destaca un artículo [41] donde se evalúa el desempeño de diferentes esquemas de Capa Límite Planetaria (PBL) disponibles en el modelo WRF (9 esquemas en total), para la simulación de vientos cercanos a la superficie en el noreste de Tailandia. Estas evaluaciones se realizaron utilizando datos observados de velocidad y dirección del viento a 65 m y 90 m sobre la superficie durante un período de 3 meses, obtenidos de mediciones realizadas en 12 y 9 estaciones, respectivamente. Los resultados indicaron que la precisión de las simulaciones es sensible al esquema PBL utilizado. Se observó que el esquema PBL de Bretherton y Park (UW), junto con el esquema Revised MM5 Monin-Obukhov (ASL) y el Noah-LSM, presentan el mejor rendimiento. Las simulaciones de velocidad y dirección del viento con el esquema UW concuerdan con las observaciones en ambas elevaciones.

Se subraya el propósito del estudio de sensibilidad: identificar la configuración óptima para simular el campo de viento, lo cual es crucial para el desarrollo de la energía eólica en el noreste de Tailandia. Este trabajo cuantificó el desempeño del modelo WRF en la estimación del campo de viento, determinando LSMs dentro del modelo WRF. Estos esquemas estiman

los flujos superficiales de calor, momento y humedad, que son fundamentales como condición inicial en la atmósfera baja para el esquema PBL [42]. Según los estudios mencionados anteriormente, se observa que el modelo de mesoescala WRF ha sido utilizado como base para caracterizar el potencial eólico marino a niveles regional y local. Además, se ha constatado que el modelo exhibe un mejor rendimiento en la representación de la variabilidad y los valores extremos del campo de viento cuando se emplea una configuración de alta resolución, especialmente en regiones con topografía compleja [43].

Modelación de la "terra incognita" mediante el modelo WRF

Derivado de la revisión de las metodologías empleadas para la caracterización del potencial eólico, es crucial investigar el alcance que un modelo de mesoescala como el WRF tiene para representar los fenómenos presentes en lo que se conoce como la "terra incognita". En este sentido, se han llevado a cabo varios trabajos que buscan modelar fenómenos que ocurren en la interfaz entre la mesoescala y la microescala. Entre ellos, destaca un trabajo que analiza la capacidad de los modelos numéricos de mesoescala para simular la turbulencia 3D [44], un aspecto de gran importancia en la modelación numérica enfocada en la estimación del recurso eólico. En este estudio, se señala que la resolución horizontal de la malla, en combinación con la discretización numérica, determina el rango efectivo de escalas de movimiento resueltas en la simulación numérica de un flujo atmosférico. Los modelos de mesoescala no están diseñados para resolver explícitamente la energía turbulenta 3D, ya que utilizan una resolución de malla gruesa, donde la escala de longitud turbulenta es mucho mayor que la resolución de la malla ($\text{meso} \gg 1$).

En consecuencia, todos los efectos turbulentos son parametrizados utilizando esquemas PBL, típicamente mediante el coeficiente escalar de difusión eddy. No obstante, dentro del modelo WRF existe una alternativa conocida como el marco de anidación WRF-LES, que implica el acoplamiento de un modelo de mesoescala con la técnica de modelación LES que utiliza una malla con una resolución horizontal mucho menor que la escala de longitud turbulenta ($\text{LES} \ll 1$).

Asimismo, se señala que los esquemas PBL a menudo solo resuelven el flujo medio en la celda de malla, mientras que los modelos SGS se basan en el supuesto de la cascada de energía de Kolmogorov en el rango inercial. En mecánica del continuo, una cascada de energía implica la transferencia de energía desde las grandes escalas de movimiento a las pequeñas escalas (llamada cascada de energía directa) o viceversa (llamada cascada de energía inversa). Sin embargo, ninguno de estos supuestos es válido en el rango intermedio de escalas, denominado "terra incognita". La cuestión sigue siendo si se puede desarrollar una parametrización general para salvar la brecha entre las simulaciones a mesoescala y a microescala. Las escalas de movimiento mayores que las escalas inerciales están asociadas a la producción de energía cinética turbulenta (TKE), por lo tanto, no son universales y sus características dependen del mecanismo específico de producción de TKE (por ejemplo, flotación, cizallamiento, etc.). La parametrización tendría que incluir necesariamente características específicas de este me-

canismo. Por ello, se propone que el modelo acoplado WRF-LES nesting framework, el cual ya ha incorporado parámetros que estiman la energía cinética turbulenta 3D y utiliza la técnica de anidamiento en el modelo WRF, podría ser una opción viable para representar adecuadamente los fenómenos que tienen impacto en la "zona gris".

A pesar de las limitaciones de los modelos para resolver la turbulencia en 3D, existen herramientas para abordar este desafío, aunque no se aplicarán a la caracterización del potencial eólico. Uno de los objetivos de esta tesis es realizar un análisis de sensibilidad de parámetros físicos y de la resolución de malla vertical y horizontal. Se llevarán a cabo experimentos que se incluirán como anexos, ya que estos parámetros serán útiles como base para estudios regionales, caracterización de microescala o pronósticos de alta resolución con el modelo WRF.

Capítulo 3

Datos y métodos

3.1 Datos

3.1.1 Hindcast basado en el modelo WRF

En el caso específico de México, el Grupo de Interacción Océano-Atmósfera (IOA) [45] del Instituto de Ciencias de la atmósfera y Cambio Climático (ICAYCC) [46] de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) ha utilizado el modelo WRF [17] para generar un “hindcast” de 40 años (1979-2018) que sirve como referencia para estudios climáticos en México y sus zonas marítimas. El grupo IOA ha utilizado el modelo WRF en diversas áreas de investigación, como la incorporación de datos precisos de cobertura terrestre en la modelización atmosférica para mejorar la simulación del clima regional y la precisión del pronóstico del tiempo [47, 48]. También han estudiado la sensibilidad del modelo WRF a diferentes condiciones iniciales y de frontera, considerando diferentes resoluciones del modelo Global Forecast System [49], han analizado el rendimiento del modelo WRF en la captura de las dinámicas de las brisas marinas y sus interacciones con otros fenómenos meteorológicos [50] y han evaluado la sensibilidad del modelo WRF a diferentes LSMs para reproducir las variaciones de temperatura superficial en México [51].

Para la caracterización del potencial eólico marino en México, se empleó el hindcast basado en el modelo WRF (versión 3.9.1) del Grupo IOA, que tiene una resolución horizontal de 10 km, 50 niveles verticales y una resolución temporal horaria. Las condiciones iniciales y de frontera provienen del conjunto de datos Climate Forecast System Reanalysis (CFSR) [52], que proporciona campos atmosféricos y de superficie terrestre globales con una resolución horizontal de 0.5° y 37 niveles de presión. El dominio de las simulaciones abarca un área geográfica amplia, que va desde 5.08°N hasta 35.73°N y desde 70.51°O hasta 129.48°O . Las simulaciones se ejecutaron en la supercomputadora Miztli de la UNAM, requiriendo aproximadamente 11,000 horas de tiempo de computación [53].

Las simulaciones fueron procesadas en el clúster HPC del ICAYCC-UNAM, con 1360 cores y 42 Tflops de procesamiento combinado, lo que permitió manejar eficientemente el volumen de datos generado. Este clúster dispone de una capacidad de almacenamiento de más de 700 TB, lo que facilitó el procesamiento y almacenamiento de los resultados. La Tabla 3.1 proporciona información detallada sobre los esquemas de parametrización física del modelo

WRF empleados en las simulaciones.

Tabla 3.1: Esquemas de parametrización física del modelo WRF

Esquema de parametrización	Esquema utilizado
Land Surface Model	Noah-MP
Surface Layer Model	MM5 Monin-Obukhov
Microphysics	WRF Single-moment 3-class
Shortwave Radiation	Dudhia Shortwave Scheme
Longwave Radiation	RRTM Longwave Scheme
Planetary Boundary Layer	Yonsei University Scheme
Convection	Kain-Fritsch Scheme

Para lograr una representación más precisa del uso y cobertura del suelo (LULC, por sus siglas en inglés) en México, se incorporó una base de datos de alta resolución basada en información del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) de México (López-Espinoza et al. [47] y Rivera-Martínez [48]). Además, Meza-Carreto [51] encontró que, para la mayor parte de México, el esquema de modelo de superficie terrestre Noah-MP proporcionaba una mejor representación de la variabilidad de la temperatura. En consecuencia, este esquema es el utilizado para las simulaciones del WRF. En particular, el conjunto de datos de LULC utilizado en el hindcast del WRF es más completo y preciso que la información global predefinida. Esto es muy importante, ya que esta información tiene un efecto directo en el esquema LSM y, por lo tanto, también en el esquema PBL del modelo WRF. Es decir, tiene una influencia significativa en la modelización de los procesos que ocurren en la interfaz superficie-atmósfera, así como en la estructura de la capa límite atmosférica [54]. La Figura 3.1 muestra las clasificaciones de LULC del INEGI y el USGS [55], así como el mapa de no coincidencia entre ambas clasificaciones, donde se puede ver que no hay coincidencias en gran parte del territorio mexicano.

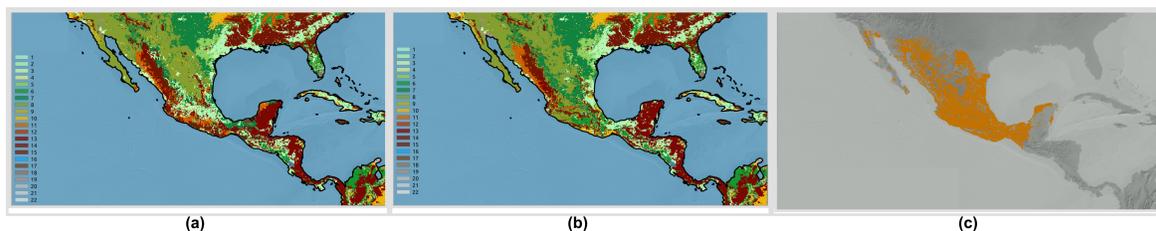


Figura 3.1: (a) Mapa de la serie de uso de suelo y cobertura terrestre (LULC) proporcionado por INEGI; (b) Clasificación de LULC de USGS; (c) Mapa de no coincidencia entre clases LULC.

Categoría LULC	Descripción
1	Terreno urbano y construido
2	Cultivos y pastizales de tierras secas
3	Cultivos y pastizales irrigados
4	Cultivos y pastizales irrigados de tierras secas
5	Mosaico de Cultivos/Pastizales
6	Mosaico de cultivos/bosques
7	Pastizal
8	Matorral
9	Mosaico de matorrales/pastizales
10	Sabana
11	Bosque de hojas anchas deciduas
12	Bosque de coníferas deciduas
13	Bosque de hojas anchas perennes
14	Bosque de coníferas perennes
15	Bosque mixto
16	Cuerpos de agua
17	Humedal herbáceo
18	Humedal leñoso
19	Terreno árido o escasamente vegetado
20	Tundra herbácea
21	Tundra boscosa
22	Tundra mixta

Tabla 3.2: Categorías de uso y cobertura de suelo de acuerdo a USGS

3.1.2 Información de los modelos del proyecto CMIP6

Los datos de los modelos CMIP6 se proporcionan en una malla global regular, con una resolución horizontal que varía entre los modelos y una cobertura vertical que incluye niveles desde 1 hasta 1000 hPa. La Tabla 3.4 muestra una lista de los modelos CMIP6, junto con su nombre, origen y resolución espacial. Para adquirir los datos de CMIP6, se utilizó la biblioteca Python CDSAPI [56], que facilita el acceso y la recuperación de datos del Copernicus Climate Data Store. Los datos están disponibles en resoluciones temporales mensuales, diarias y fijas, y el formato sigue el estándar NetCDF4. Se descargaron los datos mensuales de velocidad del viento cerca de la superficie de 47 modelos disponibles para el período histórico de 1985-2014, así como para las proyecciones futuras de 2040-2069 y 2070-2099. La elección del período histórico de 1985 a 2014 se basa en la disponibilidad de datos climáticos de los modelos CMIP6, que cubren los últimos 30 años hasta la fecha de corte en 2014. Esta ventana de tiempo proporciona una base sólida para evaluar los cambios proyectados a futuro. Además, se seleccionaron períodos de 30 años para las proyecciones futuras, específicamente 2040-2069 y 2070-2099, para mantener la consistencia en la duración de los análisis y garantizar la comparabilidad entre los resultados históricos y futuros.

Institución	Modelos	Resolución
Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization/Australia	access_cm2, access_esm1_5	1.25° × 1.875°, 1.25° × 1.875°
Alfred Wegener Institute, Helmholtz Centre for Polar and Marine Research/Germany	awi_cm_1_1_mr, awi_esm_1_1_lr	0.94° × 0.94°, 1.8° × 1.8°
Beijing Climate Center China Meteorological Administration/China	bcc_csm2_mr, bcc_esm1	1.125° × 1.125°, 2.81° × 2.81°
Canadian Centre for Climate Modelling and Analysis/Canada	canesm5_canoe	2.8° × 2.8°
National Center for Atmospheric Research, Climate and Global Dynamics Laboratory/USA	cesm2, cesm2_fv2, cesm2_waccm, cesm2_waccm_fv2	0.94° × 1.25°, 2.5° × 1.8°, 0.94° × 1.25°, 2.5° × 1.8°
Fondazione Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici/Italy	cmcc_cm2_hr4, cmcc_cm2_sr5, cmcc_esm2	0.94° × 0.94°, 0.94° × 0.94°, 0.94° × 0.94°
Centre National de Recherches Météorologiques–Centre Européen de Recherche et de Formation Avancée en Calcul Scientifique/France	cnrm_cm6_1, cnrm_cm6_1_hr, cnrm_esm2_1	1.4° × 1.4°, 0.50° × 0.50°, 1.4° × 1.4°
LLNL (Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore, CA 94550, USA); ANL (Argonne National Laboratory, Argonne, IL 60439, USA); BNL (Brookhaven National Laboratory, Upton, NY 11973, USA); LANL (Los Alamos National Laboratory, Los Alamos, NM 87545, USA); LBNL (Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA 94720, USA); ORNL (Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN 37831, USA); PNNL (Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA 99352, USA); SNL (Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 87185, USA)	e3sm_1_0, e3sm_1_1, e3sm_1_1_eca	0.94° × 0.94°, 0.94° × 0.94°, 1.25° × 1.875°
Fondazione Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici/Italy	fgoals_f3_1	1.125° × 1.125°
Geophysical Fluid Dynamics Laboratory/USA	fgoals_g3	2.5° × 1.875°
Geophysical Fluid Dynamics Laboratory/USA	gfdl_esm4	0.94° × 0.94°
German Climate Computing Center/Germany	hadgem3_gc31_ll, hadgem3_gc31_mm	2.5° × 2.5°, 2.5° × 2.5°
Institute for Global Environmental Strategies/Japan	inm_cm4_8, inm_cm5_0	2.0° × 2.5°, 2.0° × 2.5°
Institute of Numerical Mathematics, Russian Academy of Sciences/Russia	iitm_esm	0.94° × 0.94°
Institut Pierre-Simon Laplace/France	ipsl_cm5a2_inca, ipsl_cm6a_lr	1.4° × 1.4°, 1.4° × 1.4°
Japan Agency for Marine-Earth Science and Technology/Japan	kace_1_0_g	1.125° × 1.125°
Korea Institute of Ocean Science and Technology/South Korea	kiost_esm	1.5° × 1.5°
Max Planck Institute for Meteorology/Germany	mpi_esm1_2_hr, mpi_esm1_2_lr	0.94° × 0.94°, 0.94° × 0.94°
Meteorological Research Institute/Japan	mri_esm2_0	0.94° × 0.94°
Norwegian Computing Center/Norway	noresm2_lm, noresm2_mm	1.25° × 1.875°, 1.25° × 1.875°
Research Institute for Global Change/Japan	sam0_unicon	1.25° × 1.875°
The Australian National University/Australia	taiesm1	1.875° × 3.75°
National Institute for Environmental Studies/Japan	ukesm1_0_ll	2.5° × 2.5°
European consortium of national meteorological services and research institutes	EC-Earth3, EC-Earth3-Veg, EC-Earth3-AerChem, EC-Earth3-CC	0.94° × 0.94°, 0.94° × 0.94°, 0.94° × 0.94°, 0.94° × 0.94°
First Institute of Oceanography, State Oceanic Administration, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology/China	fio_esm_2_0	0.94° × 0.94°

Tabla 3.4: Modelos del Proyecto de Comparación de Modelos Acoplados Fase 6 (CMIP6)

3.2 Métodos

3.2.1 Interpolación de datos del proyecto CMIP6 a la malla del modelo WRF

En este estudio, aplicamos el proceso de reajuste de malla (o remapeo) para interpolar los datos de CMIP6 a la malla fija del modelo WRF, que tiene una resolución de 10 km. El reajuste de malla es fundamental en la modelación del sistema terrestre, ya que permite transformar datos entre diferentes mallas y asegurar la conservación de las características originales. Los modelos de CMIP6 presentan diversas configuraciones de malla, lo que requiere un proceso sistemático para transformar los datos desde su representación original en la malla a su ubicación correspondiente en la malla del WRF. Para lograr un reajuste de malla preciso, utilizamos las capacidades avanzadas disponibles en NCL, mediante el software Earth System Modeling Framework [57], que ofrece técnicas de reajuste de malla adecuadas para mallas rectilíneas, curvilíneas y no estructuradas. En particular, empleamos el método de interpolación bilineal, que garantiza la preservación de la linealidad y suavidad de los datos durante el proceso de reajuste de malla.

3.2.2 Método de la ley de potencia

Para estimar la velocidad del viento a diferentes alturas, se utilizó el método de la ley de potencia, que es una técnica ampliamente utilizada en los estudios de energía eólica [58, 59]. Este método se basa en la ecuación de la ley de potencia, que especifica la relación entre la velocidad del viento a una altura dada z y la velocidad del viento cerca de la superficie. Matemáticamente, la ecuación de la ley de potencia se puede expresar como:

$$V_z = V_{\text{ref}} \left(\frac{z}{z_{\text{ref}}} \right)^\alpha \quad (3.1)$$

Donde V_z es la velocidad del viento a la altura z , V_{ref} es la velocidad del viento cerca de la superficie, z_{ref} es la altura de referencia (generalmente 10 m) y α es el exponente de la ley de potencia. El valor de α varía según las condiciones de estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie.

Si bien el valor específico de α puede variar según la ubicación y las condiciones, es común utilizar un valor estándar de $\alpha = \frac{1}{7}$, en los estudios de energía eólica [60, 61, 62], incluyendo aquellos relacionados con el potencial eólico tanto en alta mar como en tierra firme. Sin embargo, es importante tener en cuenta que este valor puede no ser universalmente aplicable a todas las situaciones. Sería necesario realizar un estudio específico para discutir en detalle las implicaciones de utilizar el método de la ley de potencia y la selección de α , lo cual está fuera del alcance de este trabajo.

Existen varios estudios que han utilizado el método de la ley de potencia y datos CMIP6 para analizar los recursos de energía eólica en diferentes regiones. Por ejemplo, Akinsanola et al.[63] se enfocaron en proyectar cambios en la velocidad del viento y la densidad de energía eólica en África Occidental utilizando los últimos modelos CMIP6. El promedio del conjunto de CMIP6 capturó con precisión la distribución de la velocidad del viento en la

región, considerando la información del sistema de reanálisis ERA5 como línea base. Los autores encontraron una intensificación proyectada en la velocidad del viento a la altura de la turbina eólica, especialmente en la temporada de verano y con la mayor magnitud observada a lo largo de la costa de Guinea.

3.2.3 Corrección de sesgo y ajuste de variabilidad en los modelos CMIP6

La evaluación y comparación de los modelos climáticos requiere tener en cuenta los posibles sesgos en los datos de series temporales. En este marco, hemos incorporado una metodología enfocada en la corrección de sesgos y el ajuste de la variabilidad para los datos mensuales de series temporales de CMIP6 utilizando el modelo WRF como referencia. La metodología empleada en este estudio, que es una adaptación basada en el trabajo de Navarro et al. [64], se describe a continuación.

Cálculo del sesgo

El sesgo en la mediana, denominado Bias_{Med} , se define como la diferencia entre la mediana de la serie temporal de CMIP6 y la mediana del modelo de referencia WRF. De manera similar, el sesgo en la media, llamado $\text{Bias}_{\text{Mean}}$, se calcula como la diferencia entre la media de la serie temporal de CMIP6 y la media del modelo WRF.

$$\text{Bias}_{\text{Med}} = \text{Median}(\text{CMIP6}) - \text{Median}(\text{WRF})$$

$$\text{Bias}_{\text{Mean}} = \text{Mean}(\text{CMIP6}) - \text{Mean}(\text{WRF})$$

Ajuste de sesgo y variabilidad

Para mitigar el sesgo identificado, se ajusta la serie temporal del modelo CMIP6. El ajuste de sesgo $\text{CMIP6}'$ implica agregar los sesgos calculados a la serie original del modelo. Posteriormente, se introduce una variabilidad adicional a través del mapeo de cuantiles, lo que mejora la concordancia entre los datos del modelo WRF y las simulaciones del CMIP6. Estudios previos han demostrado la aplicación positiva del mapeo de cuantiles en la corrección de sesgos para diversas variables meteorológicas en simulaciones de modelos climáticos [65, 66, 67]. Con este ajuste, los datos podrían ser más adecuados para un análisis climático detallado. El resultado es la serie ajustada $\text{CMIP6}_{\text{Adjusted}}$, que refleja una corrección más precisa y una introducción controlada de la variabilidad.

$$\text{CMIP6}' = \text{CMIP6} + \text{Bias}_{\text{Med}} + \text{Bias}_{\text{Mean}}$$

$$\text{CMIP6}_{\text{Adjusted}} = \text{CMIP6}' + \text{ScalingFactor}(Q(\text{CMIP6}') - \text{CMIP6}')$$

donde $Q(\text{CMIP6}')$ representa el mapeo de cuantiles de la serie ajustada y ScalingFactor es un parámetro que controla la introducción de la variabilidad. Para estimar la corrección de sesgo, se utilizó la técnica de mapeo de cuantiles para alinear los datos del modelo con la distribución estadística de los datos de referencia. El proceso constó de dos pasos principales: cálculo de percentiles e interpolación de cuantiles.

Se calcularon percentiles tanto para los datos de los modelos corregidos por sesgo como para los datos de referencia, generando puntos que representan la distribución acumulativa de valores en cada conjunto de datos. Posteriormente, se realizó una interpolación lineal entre los percentiles de los modelos corregidos y los de los datos del modelo de referencia. Esta interpolación asigna nuevos valores a los datos del modelo CMIP6 para que se ajusten a la distribución de cuantiles de los datos del modelo WRF.

3.2.4 Métricas estadísticas

En la evaluación de los modelos climáticos y sus capacidades predictivas, el uso de métricas estadísticas desempeña un papel importante, ya que determinan cuantitativamente el rendimiento de un modelo [68, 69]. En esta sección, detallamos varias métricas estadísticas utilizadas específicamente para determinar el grado de similitud entre las climatologías medias mensuales de la velocidad del viento del modelo WRF y los 47 modelos del CMIP6. La tabla 3.5 presenta las métricas, sus fórmulas y descripciones sobre lo que cada una proporciona.

La fórmula y la descripción del coeficiente de correlación de Pearson (r) se obtuvieron de Cassisi et al. [70], mientras que las descripciones del Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE), el Error Absoluto Medio (MAE) y la Desviación Cuadrática Media (RMSD) se tomaron de Morley et al. [71], y la descripción de la distancia de Minkowski se obtuvo de Mori et al. [72]. Los valores de r , MAE, MAPE y RMSD se calcularon para cada nodo en la malla del modelo WRF y el nodo correspondiente en cada una de las 47 mallas de modelos del CMIP6. Luego se calcularon los valores promedio de MAE, MAPE y r para cada modelo del CMIP6 y se compararon con los del modelo WRF. Los cálculos se realizaron utilizando scripts de Python y los paquetes siguientes: NumPy, Pandas, Matplotlib y SciPy.

Tabla 3.5: Métricas estadísticas utilizadas. Notación: x_i representa el valor de la velocidad del viento en el tiempo i en el modelo WRF, y y_i representa el valor correspondiente de velocidad del viento en uno de los modelos del CMIP6.

Métrica	Descripción	Fórmula
Coefficiente de Correlación de Pearson (r)	El coeficiente de correlación de Pearson ayuda a evaluar la relación lineal entre dos series de tiempo. r es una cantidad adimensional.	$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}$
Error Absoluto Medio (MAE)	MAE proporciona una medida robusta de precisión, ya que no penaliza de manera desproporcionada los errores grandes.	$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i - y_i $
Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE)	MAPE proporciona una medida de qué tan cerca están las predicciones de los valores reales en términos del error porcentual. Es independiente de la escala, lo que facilita las comparaciones entre diferentes tipos de conjuntos de datos.	$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left \frac{x_i - y_i}{y_i} \right \times 100$
Desviación Cuadrática Media (RMSD)	RMSD indica la magnitud típica de los errores y penaliza de manera significativa los errores grandes.	$RMSD = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}$
Distancia de Minkowski	La distancia de Minkowski, con su parámetro ajustable p , sirve como una métrica versátil y ofrece un enfoque generalizado para las distancias LP. Mide eficazmente la disimilitud entre series de tiempo, considerando tanto la magnitud como la tendencia de los datos.	$D(x, y) = \left(\sum_{i=1}^n x_i - y_i ^p \right)^{\frac{1}{p}}$

Capítulo 4

Resultados

4.1 Identificación de áreas con alto potencial eólico marino en México

Para evaluar la viabilidad de la energía eólica en un sitio, la densidad de potencia eólica es importante. La fórmula para calcular la densidad de potencia eólica es la siguiente:

$$P = \frac{1}{2}\rho v^3 \quad (4.1)$$

donde P es la densidad de potencia (W m^{-2}), ρ es la densidad del aire (establecida en 1.225 kg m^{-3} para condiciones estándar, es decir, a nivel del mar con una temperatura de 15°C y una presión de 1 atm [73]), y v es la velocidad del viento m s^{-1} . Este enfoque es consistente con la fase inicial típica de una evaluación del recurso eólico. Este estudio analiza el potencial eólico a 50, 100 y 200 m sobre el nivel del suelo (AGL, Above Ground Level, por sus siglas en inglés), todos los cuales se encuentran dentro de los niveles considerados en el Atlas Eólico Global [74] y también se encuentran dentro del rango recomendado por Lantz et al. [75], que sugiere alturas de torre de 80 a 160 m AGL.

La figura 4.1 presenta la potencia eólica anual (W m^{-2}) calculada a partir de los datos del modelo WRF para el período de 1979–2018, en tres alturas distintas: (a) 200, (b) 100 y (c) 50 m AGL. Los mapas destacan claramente tres regiones clave con un considerable potencial de energía eólica marina en México: la costa norte de Tamaulipas (Zona I), la costa noroeste de Yucatán (Zona II) y el Golfo de Tehuantepec (Zona III). La potencia eólica para las Zonas I y II es mayor a mayor altura, oscilando entre 300 y 400 W m^{-2} . Para la Zona III, la potencia eólica se mantiene constante para diferentes alturas, con intensidades de hasta 600 W m^{-2} .

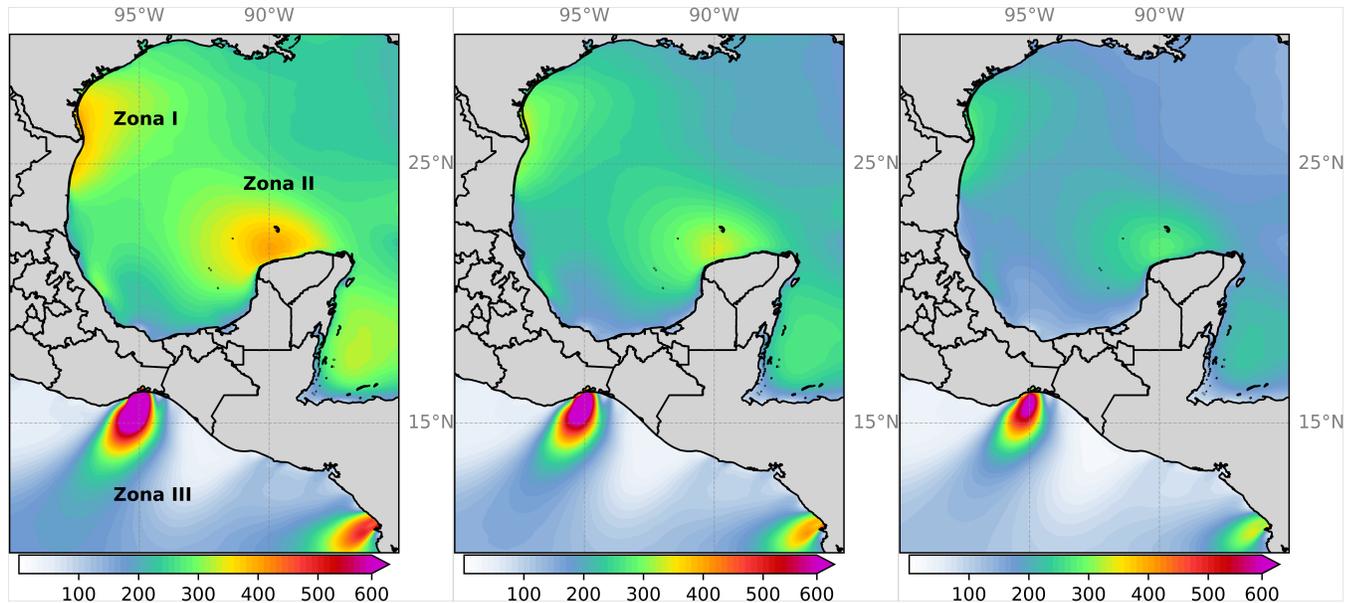


Figura 4.1: Potencia eólica anual (W m^{-2}) calculada a partir del modelo WRF (1979–2018) a diferentes alturas: (a) 200 m, (b) 100 m y (c) 50 m AGL.

4.2 Líneas de transmisión y características batimétricas

Las conexiones de red mar adentro desempeñan un papel crucial en la viabilidad de la energía eólica marina, permitiendo la transmisión eficiente de energía desde los parques eólicos marinos hasta los consumidores en tierra. A la hora de decidir entre corriente alterna y corriente continua para estas conexiones, entran en juego varios factores. Es importante considerar las ventajas tradicionales de la corriente alterna, como los costos más bajos de las estaciones. Sin embargo, a medida que aumenta la distancia y la capacidad de energía, las pérdidas de transmisión en los sistemas de corriente alterna se vuelven más significativas.

Por otro lado, las conexiones de corriente continua ofrecen menores costos de cableado y menores pérdidas en distancias más largas. La tendencia actual en los proyectos de energía eólica marina, especialmente en el Mar del Norte en Europa, se inclina hacia la adopción de sistemas de transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC). Estos sistemas HVDC han demostrado ser eficientes y rentables, lo que los convierte en una opción popular para las conexiones de energía eólica marina. Con el crecimiento de los proyectos de energía eólica marina a nivel mundial, las perspectivas para las conexiones marinas de energía eólica HVDC siguen siendo prometedoras, contribuyendo al crecimiento sostenible y al cambio global hacia fuentes de energía renovables [76].

Tabla 4.1: Tecnologías de cimentación para aerogeneradores marinos según el rango de batimetría del agua. Las profundidades están expresadas en metros (m) (Nagababu et al., 2017).

Rango de Profundidad (m)	Tecnología de Cimentación
0–30	Monopilote/Gravedad
30–50	Jacket/Trípode
50–120	Estructuras Flotantes (TLP (Tension Leg Platform) y/o Tipo Semisumergible)
>120	Estructuras Flotantes (Tipo Spar)

En el contexto del desarrollo de energía eólica marina, la batimetría juega un papel importante en la determinación de la tecnología más adecuada para aprovechar los recursos eólicos. La profundidad del agua en una ubicación marina determinada afecta directamente al tipo de cimentación que se puede utilizar para soportar las turbinas eólicas. La tabla 4.1 describe varias tecnologías de cimentación adaptadas a diferentes rangos de profundidad del agua, de acuerdo con Nagababu et al. (2017) [77]. La figura 4.2 muestra el potencial eólico climatológico anual marino a una elevación de 200 m para la Zona I (a), la Zona II (b) y la Zona III (c), así como la disponibilidad de líneas de transmisión de energía en tierra cercanas y características batimétricas.

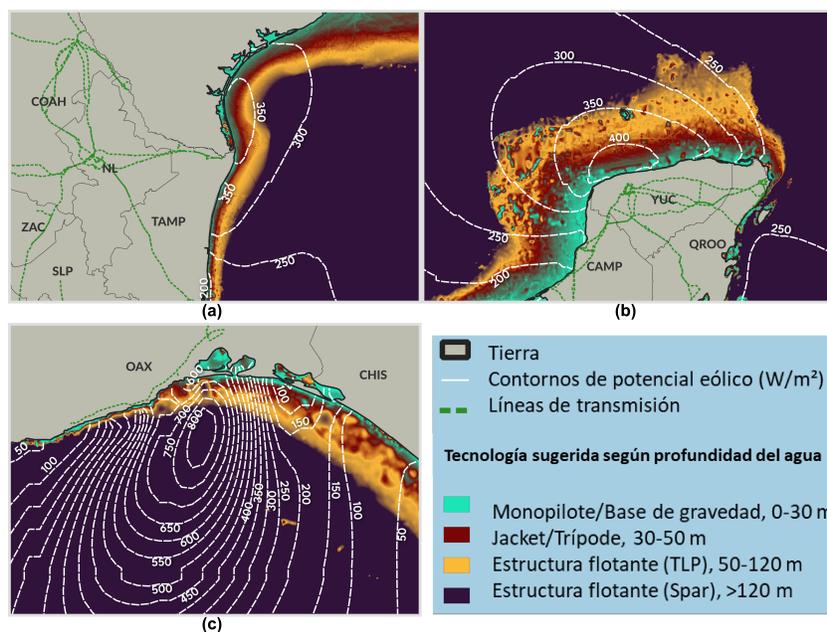


Figura 4.2: Potencial eólico marino (W m^{-2}) (contornos segmentados en blanco), líneas de transmisión eléctrica terrestre (líneas discontinuas en verde) y tecnologías de cimentación adecuadas (contornos de color según la leyenda) para: (a) Zona I, (b) Zona II y (c) Zona III.

Una opción viable para México sería la utilización de sistemas de transmisión HVDC. Esta elección está impulsada principalmente por la presencia de líneas de transmisión ubicadas a una distancia de menos de 100 km de la costa (figura 4.2). Al adoptar la tecnología HVDC, México puede aprovechar sus ventajas, como una mayor eficiencia y una reducción de la pérdida de energía durante la transmisión a larga distancia. Además, al considerar proactivamente el desarrollo futuro de parques eólicos marinos en México, la incorporación de infraestructura de transmisión HVDC desde el principio facilitaría una integración más fluida y rentable de la energía generada por estos proyectos en la red nacional. Este enfoque estratégico se alinea con el compromiso de México con el crecimiento sostenible y la transición global hacia fuentes de energía más limpias.

Por otro lado, en cuanto a la batimetría, un enfoque posible implicaría considerar las tecnologías de cimentación para aerogeneradores marinos descritas en la tabla 4.1, que se basan en rangos de profundidad del agua [77]. Para las Zonas I y II, donde las profundidades del agua permiten cimentaciones fijas, las estructuras Monopilote/Gravedad y Jacket/Trípode podrían considerarse como opciones adecuadas. Sin embargo, en la Zona III del Golfo de Tehuantepec, donde las características batimétricas son más variables en comparación con las otras dos zonas, se podrían explorar opciones alternativas como las Estructuras Flotantes (figura 4.2). Esta sugerencia tiene en cuenta las condiciones submarinas en la Zona III y tiene como objetivo optimizar la efectividad de la infraestructura de energía eólica marina en esta región específica.

4.3 Comparación entre los modelos CMIP6 y WRF

A continuación se presenta el análisis comparativo entre las simulaciones del modelo WRF y los datos de los modelos CMIP6 para las velocidades promedio del viento a 50 m AGL en las tres zonas marinas con alto potencial eólico. Para este análisis, se utilizaron las series temporales de CMIP6 ajustadas previamente mediante corrección de sesgo y ajuste de variabilidad.

Para ello, se delimitaron tres regiones en las cuales se alcanzan los valores máximos de velocidad del viento en cada zona. La delimitación de estas regiones se logra identificando polígonos que encierran cada área de interés (figura 4.3 y tabla 4.2). Con el fin de asegurar una mayor confiabilidad en los resultados, nuestra búsqueda de modelos dentro de cada región objetivo consideró las diversas configuraciones inherentes a los modelos CMIP6, que dictan su complejidad y resolución. Al seleccionar los modelos que presentan una mayor similitud, buscamos mejorar la robustez de nuestro análisis.

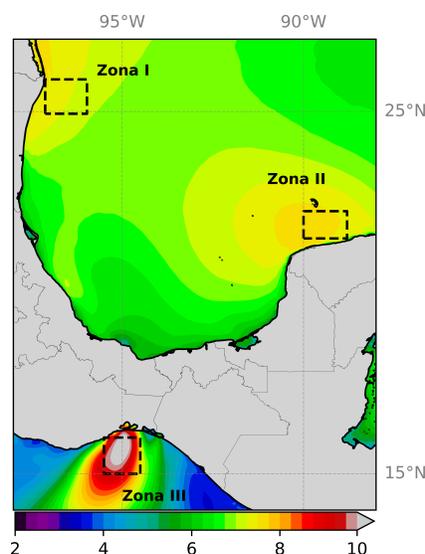


Figura 4.3: Delimitación de las regiones con alto potencial de energía eólica dentro de las zonas de interés. Los contornos representan la velocidad promedio del viento (m s^{-1}) a 50 m AGL para el período 1985-2014.

Tabla 4.2: Coordenadas geográficas de los vértices que delimitan cada región dentro de las zonas de interés.

Zona	Nombre	Vértices
I	Tamaulipas	(24.94° N, -97.12° O), (25.89° N, -97.12° O), (24.94° N, -95.97° O), (25.89° N, -95.97° O)
II	Yucatán	(21.50° N, -90.00° O), (22.25° N, -90.00° O), (21.50° N, -88.80° O), (22.25° N, -88.80° O)
III	Tehuantepec	(15.00° N, -94.50° O), (16.00° N, -94.50° O), (15.00° N, -95.50° O), (16.00° N, -95.50° O)

Para este análisis, se consideró el periodo de 1985-2014, que fue elegido porque abarca los datos de todos los modelos incluidos en nuestro estudio (tabla 3.4), lo que permite un análisis exhaustivo de los patrones de viento durante casi tres décadas. Los criterios utilizados en el proceso de selección de modelos incluyeron un límite máximo del 20% para el MAPE. Sin embargo, cabe destacar que las métricas utilizadas para estimar los errores de similitud son consistentes con los resultados del MAPE. En otras palabras, los modelos que tienen un buen desempeño en términos de MAPE también muestran buenos resultados en métricas como la

correlación de Pearson, el MAE y el RMSD.

Asimismo, la métrica de similitud de distancia de Minkowski también muestra consistencia, lo cual se puede observar en las tablas específicas de cada región que presentan el resultado de las métricas, ordenados en función del mejor MAPE para cada modelo CMIP6. Al considerar no solo el MAPE sino también la consistencia de otras métricas de similitud, nos aseguramos de que los modelos seleccionados proporcionen resultados confiables y robustos para el análisis de los patrones de viento en cada región objetivo.

Las métricas se calculan teniendo en cuenta el promedio de todos los nodos dentro de cada región delimitada en las tres zonas de interés, con el fin de determinar la similitud entre el modelo WRF y cada uno de los 47 modelos CMIP6. El análisis de cada región se realiza de forma individual y se utilizan diferentes métodos de comparación y evaluación. A continuación se detallan los resultados de estos análisis comparativos para cada área de interés.

Costa norte de Tamaulipas (Zona I): La tabla 4.3 presenta los valores de las diferentes métricas obtenidas para los modelos CMIP6 que mostraron el mayor grado de similitud con la línea base en la Zona I. Teniendo en cuenta todas las métricas en conjunto, se puede considerar que el modelo EC_EARTH3_VEG_LR mostró la mayor similitud con el modelo WRF para simular las condiciones de viento en la región, aunque en general el conjunto de los modelos CMIP6 en la Zona I presenta resultados bastante cercanos.

Tabla 4.3: Valores de las métricas estadísticas para los modelos CMIP6 que presentaron el mayor grado de similitud en la costa norte de Tamaulipas (Zona I).

Modelo	MAPE (%)	Pearson	RMSD (m s^{-1})	MAE (m s^{-1})	Dist. Minkowski (m s^{-1})
EC_EARTH3_VEG_LR	7.619	0.855	0.700	0.553	2.452
MRI_ESM2_0	7.665	0.829	0.691	0.544	2.529
EC_EARTH3_CC	7.821	0.826	0.700	0.563	2.291
HADGEM3_GC31_MM	7.933	0.852	0.702	0.572	2.423
CNRM_CM6_1_HR	7.967	0.824	0.701	0.568	2.479
CNRM_CM6_1	8.025	0.833	0.717	0.573	2.459

A continuación, se presentan las series temporales de los promedios mensuales (figura 4.4) y de los ciclos anuales (figura 4.5) de la rapidez del viento a 50 m sobre el nivel del suelo (AGL), correspondientes a los modelos CMIP6 con mayor similitud al modelo WRF en la Zona I (ver tabla 4.3) durante el período histórico 1985–2014. En general, se observa que los modelos reproducen adecuadamente la variación estacional del viento, aunque no necesariamente la variabilidad interanual, y que tienden a sobreestimar la magnitud del viento en esta región (figura 4.4).

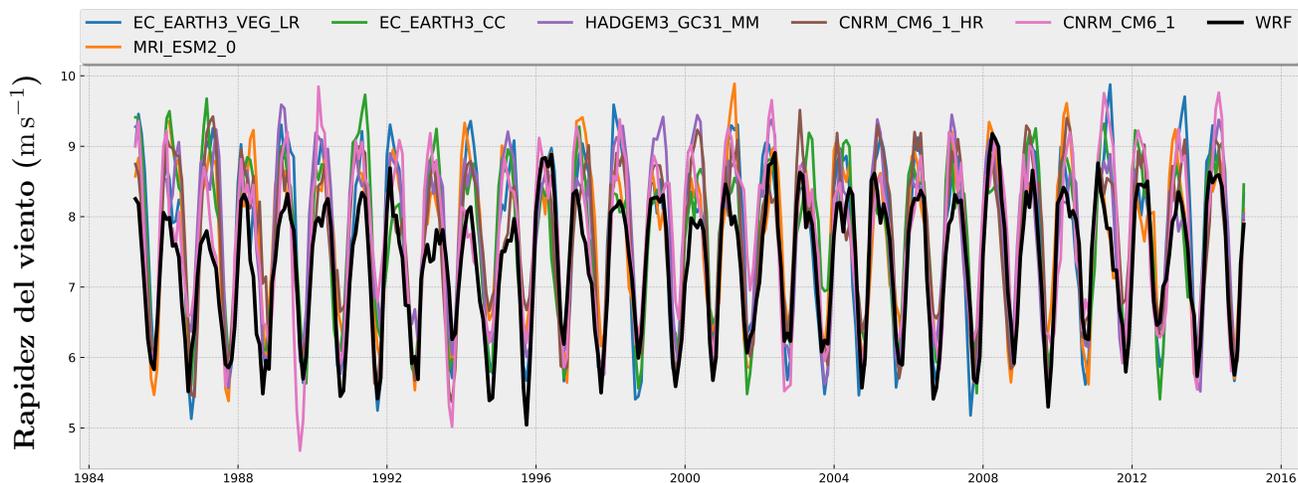


Figura 4.4: Series temporales de promedios mensuales de la velocidad del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo para los seis modelos CMIP6 con mayor grado de similitud (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra) en la costa norte de Tamaulipas (Zona I).

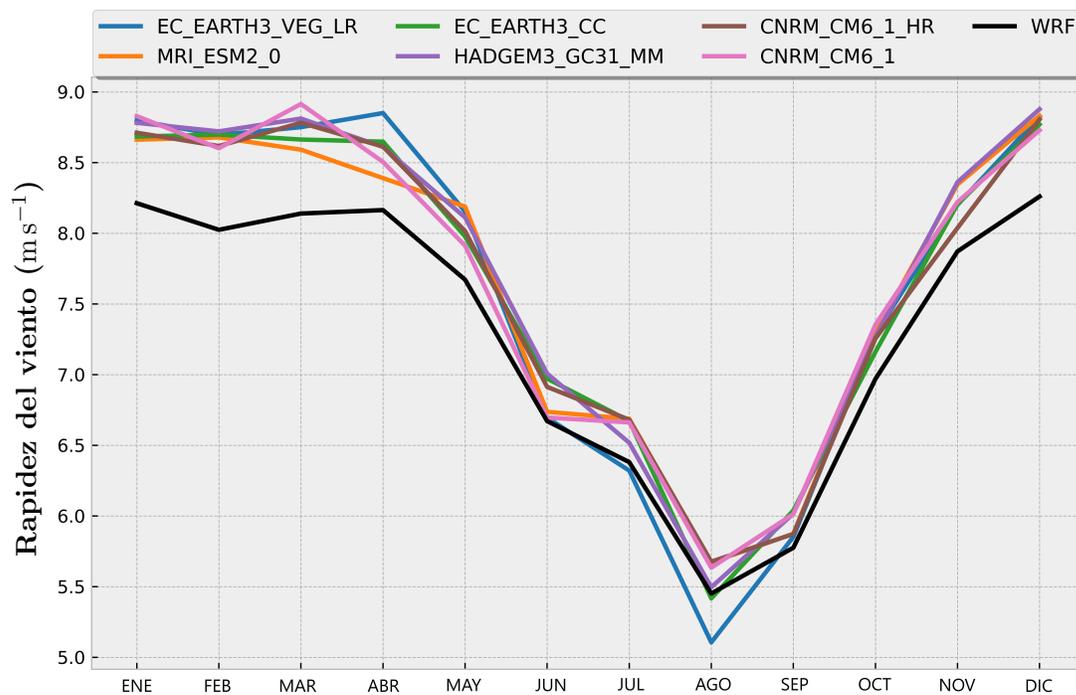


Figura 4.5: Ciclos anuales de la velocidad del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo en la costa norte de Tamaulipas (Zona I). Se muestran los modelos CMIP6 con mayor grado de similitud (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra).

El ciclo anual promedio en la Zona I, basado en los datos del modelo WRF, muestra vientos más intensos de noviembre a abril, con valores que oscilan entre aproximadamente 7.8 m s^{-1} y 8.3 m s^{-1} , y vientos más débiles en agosto y septiembre, con valores de aproximadamente 5.5 m s^{-1} y 5.75 m s^{-1} , respectivamente. Además, se evidencia claramente la sobreestimación de la velocidad del viento por parte de los modelos CMIP6, especialmente durante los meses de invierno, cuando los vientos son más intensos (figura 4.5).

Costa noroeste de Yucatán (Zona II): En la tabla 4.4 se presentan los resultados de los modelos CMIP6 que muestran el mayor grado de similitud con la línea base en la costa noroeste de Yucatán (Zona II). Al examinar las diversas métricas estadísticas, se observa que el modelo HADGEM3_GC31_MM tiene el menor RMSD, MAE y distancia de Minkowski, y la correlación de Pearson más alta en comparación con los otros tres modelos en la tabla 4.4. En esta región, los modelos presentan valores más bajos de MAPE, RMSD, MAE y distancia de Minkowski que los obtenidos para la Zona I; sin embargo, los coeficientes de correlación resultaron ser más bajos. Esto muestra la importancia de calcular diversas métricas estadísticas para llevar a cabo la evaluación de los modelos.

Tabla 4.4: Valores de las métricas estadísticas para los modelos CMIP6 que presentaron el mayor grado de similitud en la costa noroeste de Yucatán (Zona II).

Modelo	MAPE (%)	Pearson	RMSD (m s^{-1})	MAE (m s^{-1})	Dist. Minkowski (m s^{-1})
KACE_1_0_G	5.018	0.594	0.481	0.378	1.825
HADGEM3_GC31_MM	5.024	0.639	0.473	0.375	1.717
CNRM_CM6_1_HR	5.133	0.587	0.489	0.388	1.885
GFDL_ESM4	5.352	0.622	0.492	0.403	1.698

Las figuras 4.6 y 4.7 muestran las comparaciones de las series temporales de promedios mensuales y los ciclos anuales, respectivamente, de la velocidad del viento a 50 m sobre el nivel del suelo obtenidos a partir de los datos del modelo WRF y los modelos CMIP6 que mostraron mejor rendimiento en la Zona II. A partir de la figura 4.6, se observa que la serie temporal obtenida a partir de los datos del WRF muestra una mayor variabilidad en la Zona II en comparación con la Zona I, lo cual tiene un impacto en los valores obtenidos para el coeficiente de correlación de Pearson. Sin embargo, los cuatro modelos representan adecuadamente el ciclo anual promedio en la región (con una discrepancia en el modelo CNRM_CM6_1_HR en junio) (figura 4.7). El ciclo anual en la costa norte de Yucatán es algo diferente al de la Zona I (costa norte de Tamaulipas), presentando vientos máximos promedio desde marzo hasta junio, con valores entre aproximadamente 7.85 m s^{-1} y 8.20 m s^{-1} , aunque los vientos más débiles también ocurren en agosto y septiembre pero con magnitudes más altas que las de la Zona I.

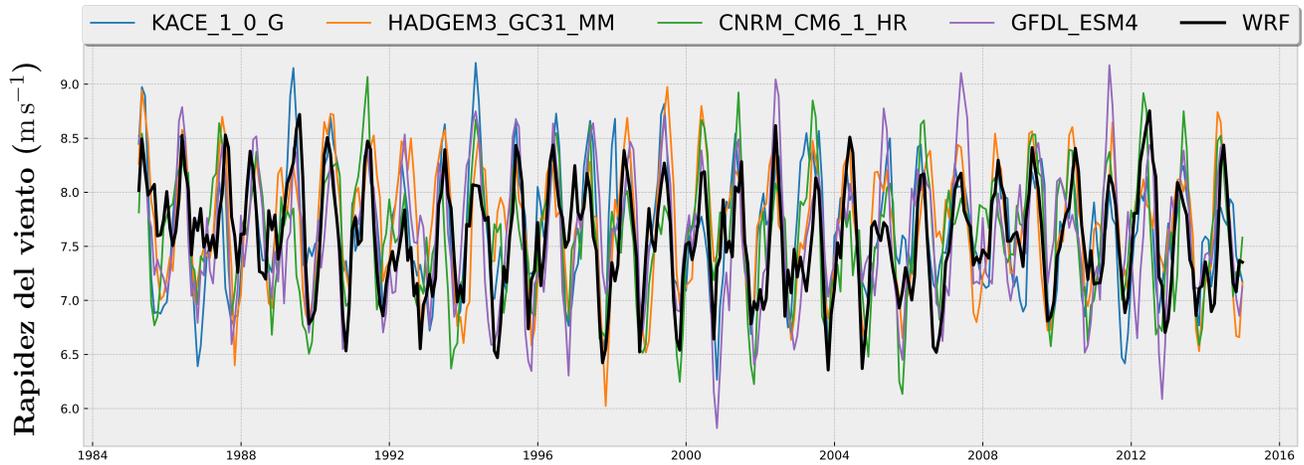


Figura 4.6: Series temporales de promedios mensuales de la velocidad del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo para los cuatro modelos CMIP6 con mayor grado de similitud (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra) en la costa noroeste de Yucatán (Zona II).

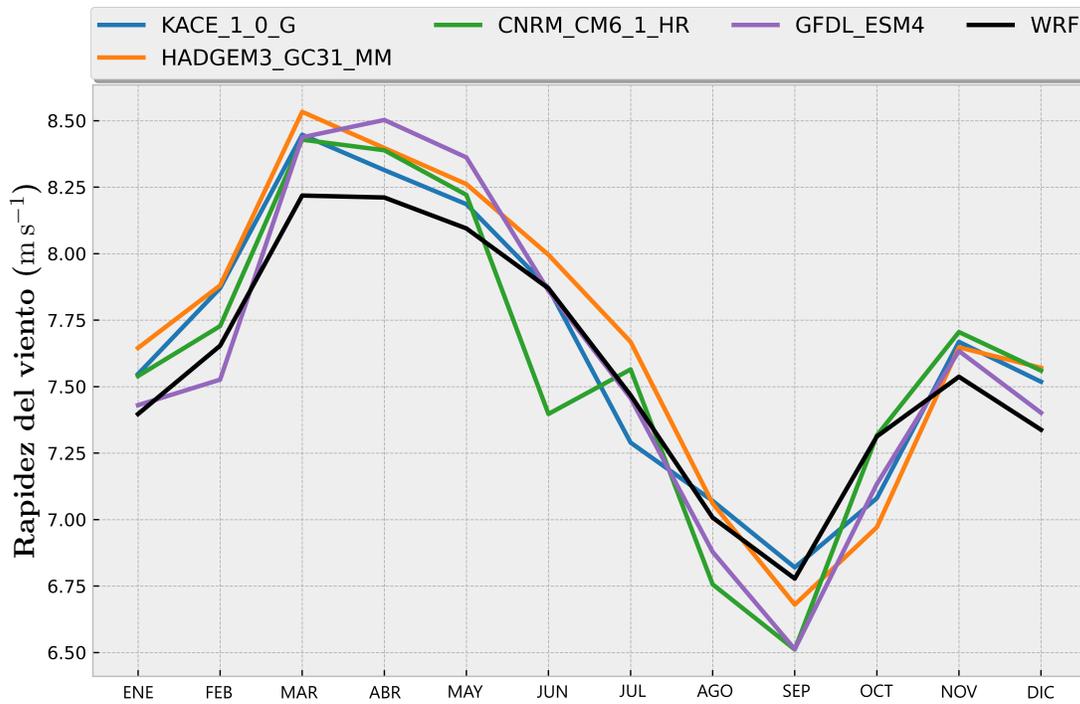


Figura 4.7: Ciclos anuales de la rapidez del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo en la costa noroeste de Yucatán (Zona II). Se muestran los modelos CMIP6 con mayor grado de similitud (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra).

El Golfo de Tehuantepec (Zona III): En la tabla 4.5, se presentan los resultados de los modelos CMIP6 que muestran el mayor grado de similitud con la línea base en el Golfo de Tehuantepec (Zona III). En general, las métricas obtenidas para el modelo FGOALS_F3_L resaltan su mayor similitud con la línea base en la simulación de los vientos mensuales en la Zona III.

Tabla 4.5: Valores de las métricas estadísticas para los modelos CMIP6 que presentaron el mayor grado de similitud en el Golfo de Tehuantepec (Zona III).

Modelo	MAPE (%)	Pearson	RMSD (m s^{-1})	MAE (m s^{-1})	Dist. Minkowski (m s^{-1})
FGOALS_F3_L	11.996	0.802	1.379	1.070	5.126
BCC_CSM2_MR	13.404	0.817	1.430	1.162	5.043
CNRM_CM6_1_HR	15.248	0.789	1.656	1.334	5.814
MRI_ESM2_0	17.555	0.759	1.914	1.594	6.089
GFDL_ESM4	17.761	0.827	1.878	1.549	6.592

La serie temporal de los promedios mensuales de la velocidad del viento a 50 m sobre la superficie (figura 4.8) muestra claramente que los modelos subestiman la magnitud de los vientos durante el verano. Esta subestimación también se observa en la comparación de los ciclos anuales medios (figura 4.9), donde se puede ver que ninguno de los modelos considerados como los de mayor similitud con la línea base reproduce el máximo relativo de la magnitud del viento durante julio y agosto, que es una característica distintiva de esta región [78] y está bien representada en los datos del modelo WRF.

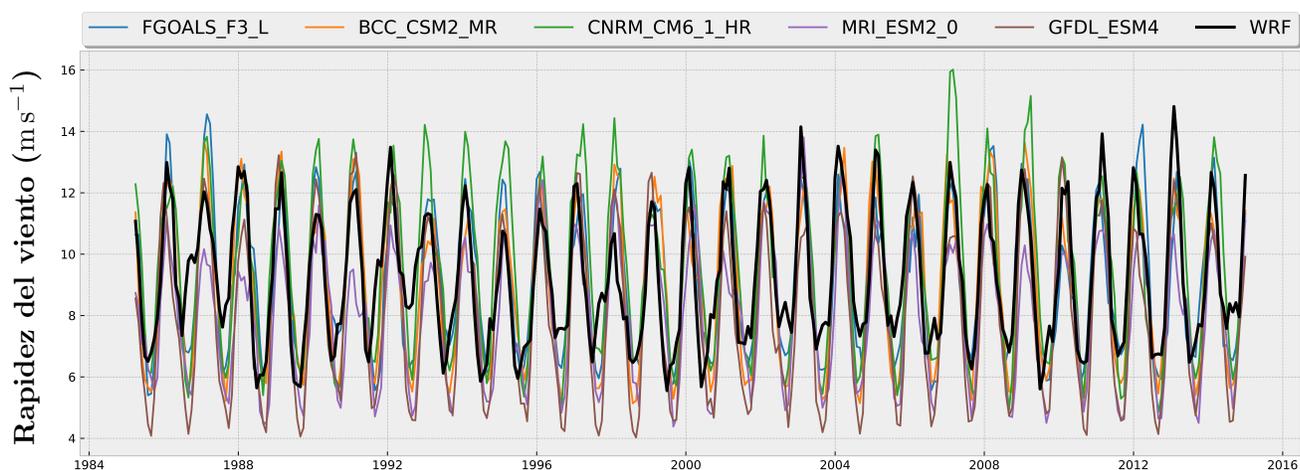


Figura 4.8: Series temporales de promedios mensuales de la velocidad del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo para los cinco modelos CMIP6 con mayor grado de similitud (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra) en el Golfo de Tehuantepec (Zona III).

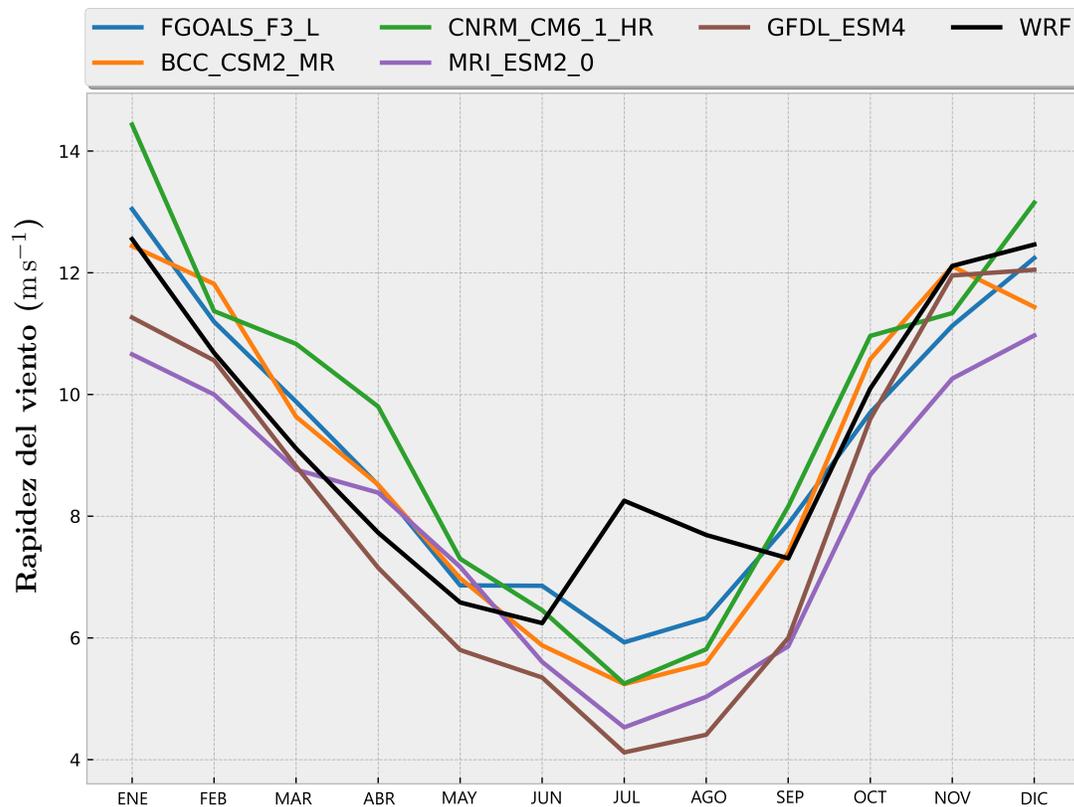


Figura 4.9: Ciclos anuales de la rapidez del viento (m s^{-1}) a 50 m sobre el nivel del suelo de siete modelos CMIP6 (líneas de colores según la leyenda) y los datos del modelo WRF (línea negra) en el Golfo de Tehuantepec.

4.3.1 Ensamble CMIP6: Proyección futura de la energía eólica offshore

Tras la evaluación de los modelos CMIP6, se generaron ensambles para analizar las proyecciones futuras en cuanto al potencial de energía eólica marina en las tres regiones de interés. Para un análisis integral se estimó el ensamble promedio y el ensamble promedio ponderado que asigna pesos específicos a cada modelo [79], priorizando aquellos que mostraron mayor grado de similitud con el modelo WRF.

Ensamble promedio

Se aplicó el ensamble promedio al conjunto de modelos CMIP6 que presentaron el mayor grado de similitud y aparecieron en al menos dos de las tres zonas de interés. La tabla 4.6 muestra qué modelos CMIP6 se eligieron para generar el ensamble promedio: MRI_ESM2_0, HADGEM3_GC31_MM, CNRM_CM6_1_HR y GFDL_ESM4.

Tabla 4.6: Lista de los modelos CMIP6 con mayor grado de similitud para cada región, destacando aquellos que aparecieron en al menos dos de ellas.

Modelo	Zona I	Zona II	Zona III
BCC_CSM2_MR			✓
EC_EARTH3_VEG_LR	✓		
MRI_ESM2_0	✓		✓
EC_EARTH3_CC	✓		
HADGEM3_GC31_MM	✓	✓	
CNRM_CM6_1_HR	✓	✓	✓
CNRM_CM6_1	✓		
FGOALS_F3_L			✓
GFDL_ESM4		✓	✓
KACE_1_0_G		✓	

Antes de calcular el ensamble promedio, se realizó un análisis que consistió en comparar la climatología histórica del potencial eólico (1985-2014) con las proyecciones a corto plazo (2040-2069) y a largo plazo (2070-2099) considerando los modelos CMIP6 seleccionados. Las climatologías se determinaron promediando los datos mensuales. Se calcularon las diferencias absolutas y las diferencias porcentuales entre las proyecciones y la climatología histórica para evaluar las tendencias utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Diferencia absoluta} = |\text{CMIP6}_{\text{proj}} - \text{CMIP6}_{\text{hist}}| \quad (4.2)$$

$$\text{Diferencia porcentual} = \left| \frac{\text{CMIP6}_{\text{proj}} - \text{CMIP6}_{\text{hist}}}{\text{CMIP6}_{\text{hist}}} \right| \times 100 \quad (4.3)$$

La diferencia absoluta mide el cambio numérico en el potencial eólico entre los períodos proyectados e históricos, proporcionando una indicación directa de la magnitud del cambio en unidades de W m^{-2} . La diferencia porcentual expresa este cambio como un porcentaje del potencial eólico histórico y, por lo tanto, es una cantidad adimensional. Juntas, estas cantidades permiten cuantificar y comparar las variaciones esperadas en el potencial eólico a lo largo del tiempo, proporcionando información valiosa sobre la escala y la importancia relativa de dichos cambios.

La figura 4.10 presenta un análisis comparativo entre los períodos históricos y las proyecciones a corto plazo (2040-2069) para los modelos seleccionados de CMIP6. Las subfiguras 4.10a, 4.10e, 4.10i y 4.10m corresponden al período histórico, mientras que las subfiguras 4.10b, 4.10f, 4.10j y 4.10n muestran las proyecciones. Se observan diferencias relevantes entre los mapas históricos y proyectados, dependiendo del modelo utilizado.

En la Zona III, el modelo HADGEM3_GC31_MM muestra una subestimación significativa del potencial eólico en la proyección (figura 4.10g), acompañada de una diferencia porcentual negativa respecto al período histórico (figura 4.10h). Un comportamiento similar se observa en el modelo MRI_ESM2_0 (figura 4.10d). Por otro lado, los modelos CNRM_CM6_1_HR y GFDL_ESM4 presentan diferencias porcentuales positivas en esta misma zona (figuras 4.10l y 4.10p), lo que sugiere que un enfoque de promedio ponderado podría mejorar la precisión en la evaluación del potencial eólico en la región.

Para las Zonas I y II, los resultados son más consistentes entre los modelos, mostrando diferencias porcentuales positivas en la mayoría de los casos (figuras 4.10d, 4.10h, 4.10l y 4.10p), lo que sugiere un aumento del potencial eólico en estas zonas durante el período proyectado.

La figura 4.11 muestra un análisis similar para las proyecciones a largo plazo (2070-2099). Los patrones observados son consistentes con los del período a corto plazo, aunque más acentuados, lo que sugiere un incremento aún mayor del potencial eólico hacia finales del siglo XXI. Este comportamiento podría tener implicaciones importantes para la planificación de proyectos de energía renovable, particularmente en las Zonas I y II.

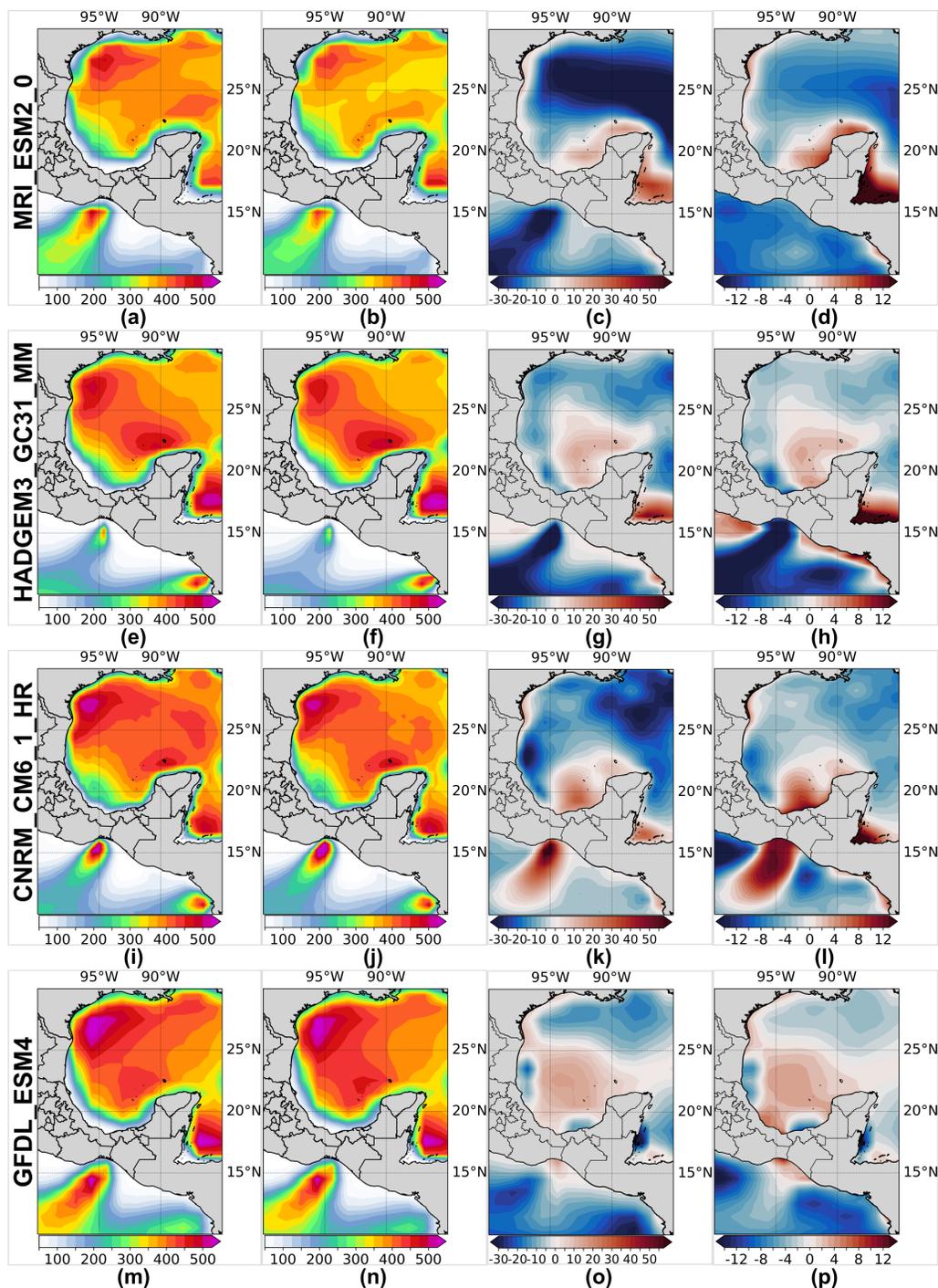


Figura 4.10: Mapas históricos (1985-2014) y a corto plazo (2040-2069) de la potencia eólica ($W m^{-2}$) a 50 m AGL para los modelos CMIP6 con mejor desempeño, que aparecen en al menos dos de las tres áreas de interés (ver Tabla 10). Cada fila corresponde a un modelo CMIP6, mostrando los mapas en la siguiente secuencia: Media histórica (1^a columna), Proyección a corto plazo (2^a columna), Desviación a corto plazo (3^a columna) y Desviación porcentual a corto plazo (4^a columna). Los modelos y sus respectivos mapas se presentan de la siguiente manera: MRI_ESM2_0 (a-d); HADGEM3_GC31_MM (e-h); CNRM_CM6_1_HR (i-l); GFDL_ESM4 (m-p).

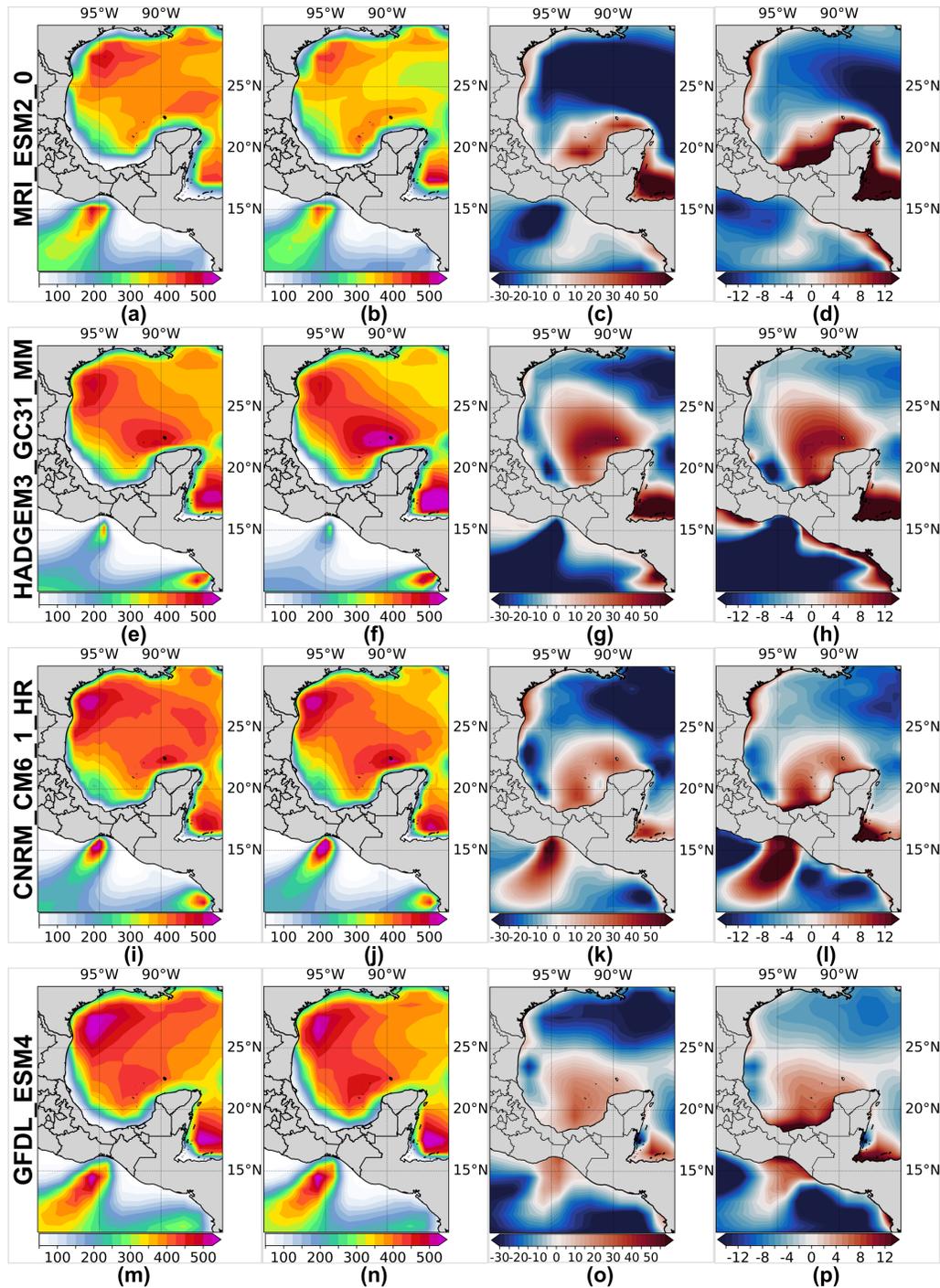


Figura 4.11: Mapas de energía eólica histórica (1985-2014) y a largo plazo (2070-2099) ($W m^{-2}$) a 50 m sobre el nivel del suelo para los modelos CMIP6 de mejor rendimiento, que aparecen en al menos dos de las tres áreas de interés (ver Tabla 9). Cada fila corresponde a un modelo CMIP6 y muestra los mapas en la siguiente secuencia: Media histórica (1ª columna), Proyección a largo plazo (2ª columna), Desviación a largo plazo (3ª columna) y Desviación porcentual a largo plazo (4ª columna). Los modelos y sus respectivos mapas se presentan de la siguiente manera: MRI_ESM2_0 (a-d); HADGEM3_GC31_MM (e-h); CNRM_CM6_1_HR (i-l); GFDL_ESM4 (m-p).

A continuación, se muestra en la figura 4.12 el promedio de los ensambles para la energía eólica de los modelos seleccionados (ver tabla 4.6), tanto para las proyecciones a corto plazo como a largo plazo en comparación con la media histórica. Es evidente en las Zonas I y II que hay una diferencia porcentual positiva a corto plazo, lo cual se acentúa significativamente en la proyección a largo plazo. En la Zona III, se observa una diferencia porcentual positiva cerca de la costa y valores negativos mar adentro.

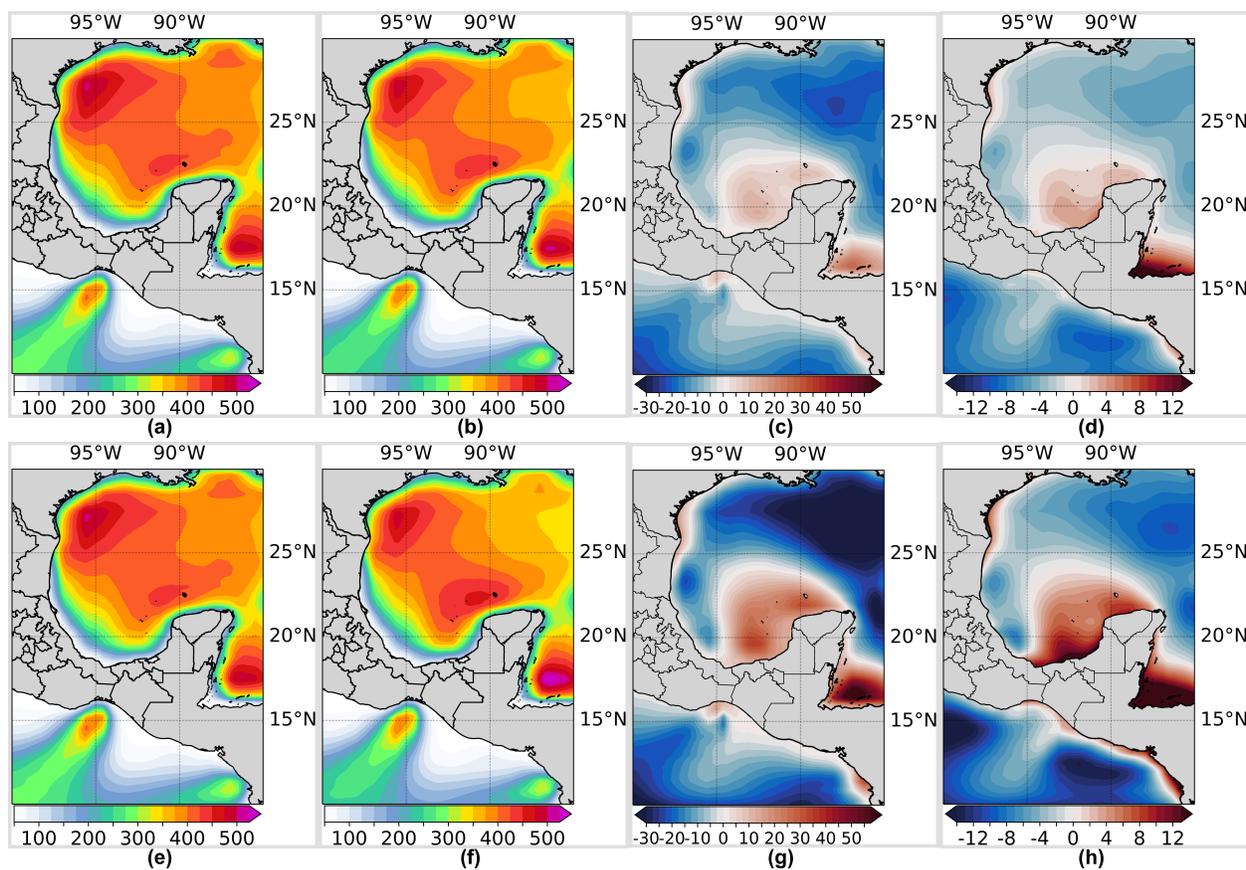


Figura 4.12: Mapas del promedio de los ensambles para la potencia eólica (W m^{-2}) a 50 m sobre el nivel del suelo obtenidos a partir de los modelos CMIP6 seleccionados, comparando la media histórica (1985-2014) con las proyecciones a corto plazo (2040-2069) (paneles superiores) y a largo plazo (2070-2099) (paneles inferiores). La media histórica se muestra en los paneles (a, e); los mapas de las proyecciones se muestran en los paneles (b, f); las desviaciones respecto a la media histórica se muestran en los paneles (c, g), y las desviaciones porcentuales se muestran en los paneles (d, h).

Ensamble promedio ponderado

El método utilizado para obtener el ensamble promedio ponderado a partir de los modelos CMIP6 se basa en calcular las contribuciones de cada modelo según su similitud con el modelo de referencia WRF en cada una de las tres zonas, en función de los valores más bajos de MAPE obtenidos previamente. El procedimiento se describe en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Procedimiento para calcular el ensamble promedio ponderado

Descripción	Ecuación
Cálculo de los pesos basados en el inverso del MAPE al cuadrado	$w_i = \frac{1}{MAPE_i^2}$
Normalización de los pesos	$w'_i = \frac{w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}$
Cálculo del ensamble ponderado utilizando los pesos normalizados	$\text{Ensamble} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n w'_i \cdot x_i$

A continuación se detallan los resultados de los ensambles promedio ponderados para el conjunto de modelos CMIP6 que mostraron el mejor desempeño en cada zona de interés, enfatizando las áreas delimitadas dentro de cada zona (ver Figura 4.3). Es importante recordar que el conjunto de modelos difiere para cada zona (ver Sección 3.3). Se calculan medias ponderadas para el período histórico (1985-2014) y las proyecciones a corto plazo (2040-2069) y largo plazo (2070-2099) para cada zona. Después de estimar estos valores, se realiza un análisis comparativo utilizando las diferencias absolutas y porcentuales entre la media histórica y ambas proyecciones futuras.

Costa norte de Tamaulipas (Zona I): En esta zona, los modelos seleccionados fueron los indicados en la Tabla 4.8. Los resultados del ensamble ponderado muestran diferencias absolutas y porcentuales significativas tanto a corto como a largo plazo. En la proyección a corto plazo, los valores de diferencia absoluta oscilan entre -5 y 10, mientras que las diferencias porcentuales están entre -1 % y 4 %. A largo plazo, las diferencias aumentan, especialmente en áreas costeras, alcanzando aproximadamente 6-7 %.

Tabla 4.8: Modelos CMIP6 utilizados en cada zona de interés

Zona de interés	Modelos seleccionados
Costa norte de Tamaulipas (Zona I)	EC_EARTH3_VEG_LR MRI_ESM2_0 EC_EARTH3_CC HADGEM3_GC31_MM CNRM_CM6_1_HR CNRM_CM6_1
Costa noroeste de Yucatán (Zona II)	EC_EARTH3_VEG_LR MRI_ESM2_0 HADGEM3_GC31_MM CNRM_CM6_1_HR GFDL_ESM4
Golfo de Tehuantepec (Zona III)	EC_EARTH3_VEG_LR MRI_ESM2_0 CNRM_CM6_1_HR GFDL_ESM4 EC_EARTH3_CC

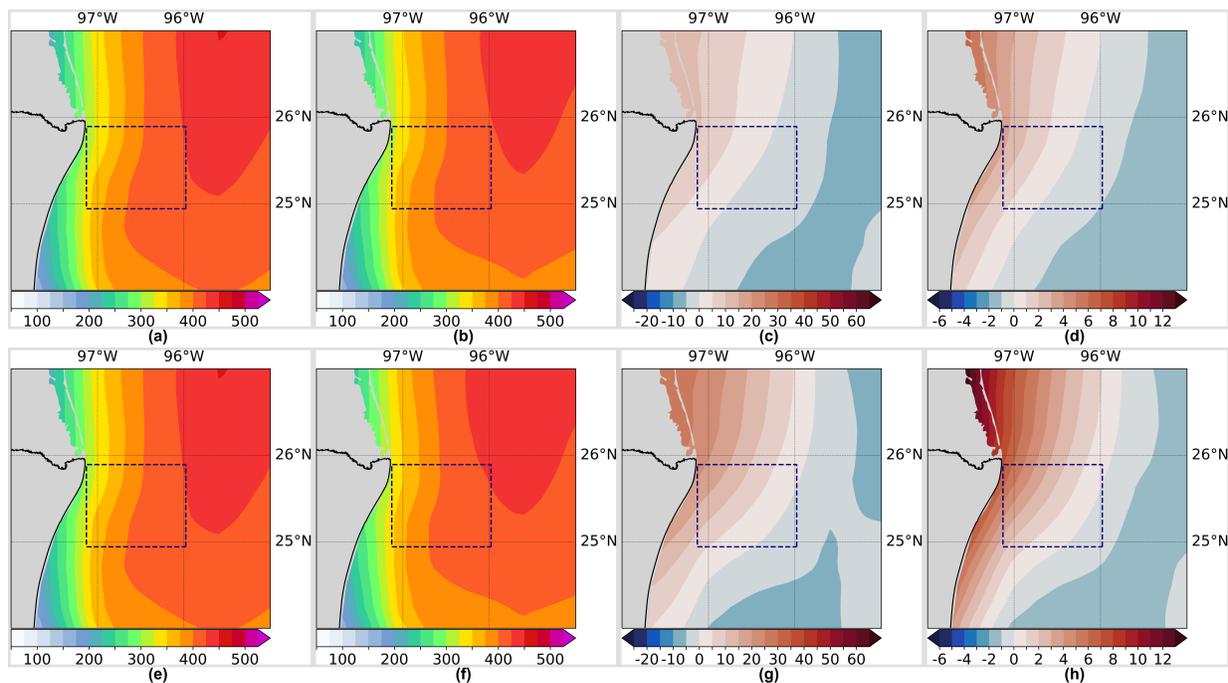


Figura 4.13: Mapas del ensamble promedio ponderado para la energía eólica a 50 m sobre el nivel del suelo para la Zona I obtenidos utilizando los mejores modelos CMIP6 para esta zona (ver Tabla 4.8). Los paneles superiores (inferiores) muestran los resultados de la comparación entre la media histórica (a, e) y la proyección climática a corto (largo) plazo: proyección promedio (b, f); diferencia absoluta (c, g); diferencia porcentual (d, h).

Costa noroeste de Yucatán (Zona II): Los modelos considerados para el promedio ponderado del conjunto de modelos en la Zona II incluyen KACE_1_0_G, HADGEM3_GC31_MM, CNRM_CM6_1_HR y GFDL_ESM4 (ver Tabla 4.8). Similar a lo observado en la Zona I, en la Zona II se evidencian diferencias absolutas y porcentuales positivas con respecto al promedio histórico en la proyección a corto plazo, las cuales se vuelven más pronunciadas en la proyección a largo plazo. Sin embargo, en este caso, las mayores desviaciones no se observan cerca de la costa, sino en el centro de la zona delimitada, con valores que alcanzan alrededor de un 4-5% en la diferencia porcentual para la proyección a corto plazo y alrededor de un 8-9% para el período a largo plazo. Esto sugiere que esta área podría contar con las condiciones más favorables para el desarrollo de un parque eólico en alta mar en la Zona II.

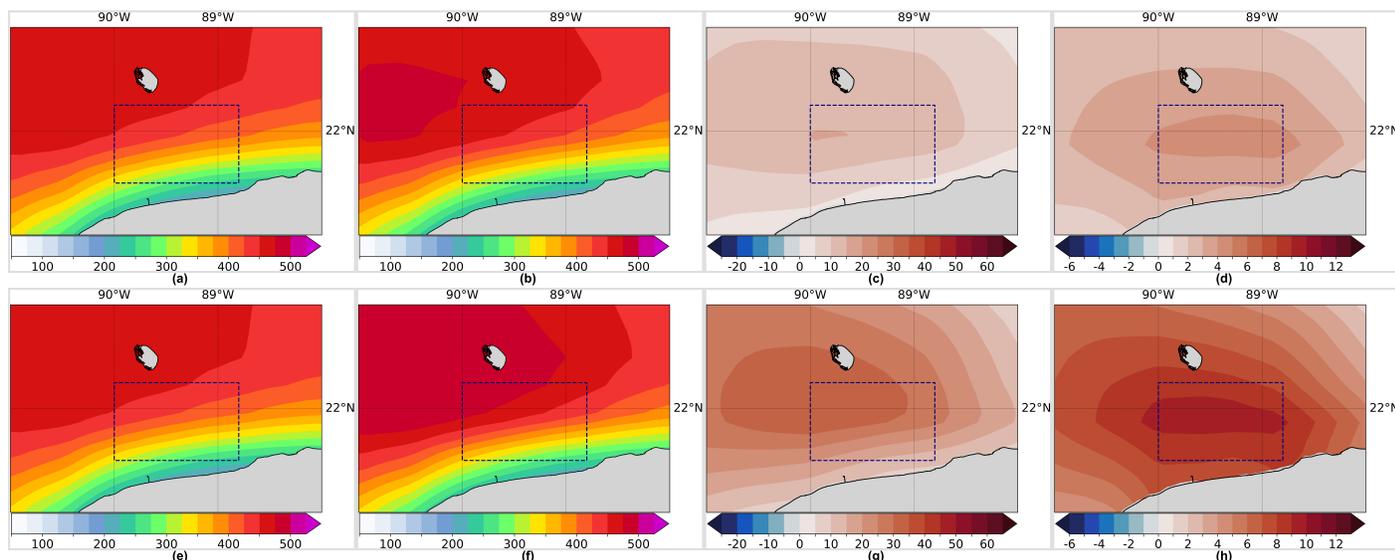


Figura 4.14: Mapas del ensamble promedio ponderado para la energía eólica a 50 m sobre el nivel del suelo para la Zona II obtenidos utilizando los mejores modelos CMIP6 para esta zona (ver Tabla 4.8). Los paneles superiores (inferiores) muestran los resultados de la comparación entre la media histórica (a, e) y la proyección climática a corto (largo) plazo: proyección promedio (b, f); diferencia absoluta (c, g); diferencia porcentual (d, h)

Golfo de Tehuantepec (Zona III): Los modelos considerados para el promedio ponderado del conjunto de modelos en la Zona III incluyen FGOALS_F3_L, BCC_CSM2_MR, CNRM_CM6_1_HR, MRI_ESM2_0 y GFDL_ESM4 (ver Tabla 4.8). El mapa de la diferencia porcentual para la proyección a corto plazo muestra valores entre 9% y 10% dentro del área delimitada, mientras que en una pequeña área muy cercana a la costa, se alcanzan valores superiores al 10%. También se observan valores mayores al 10% en la Zona III en una amplia región al sur (mar adentro) del área delimitada. Para la proyección a largo plazo, los valores de las diferencias porcentuales dentro del área delimitada se encuentran entre 6% y 8%, mientras que cerca de la costa los valores superan el 9%. En la Zona III, las diferencias entre las proyecciones futuras y el promedio histórico muestran los valores más altos hacia el centro del área y disminuyen hacia los extremos oriental y occidental.

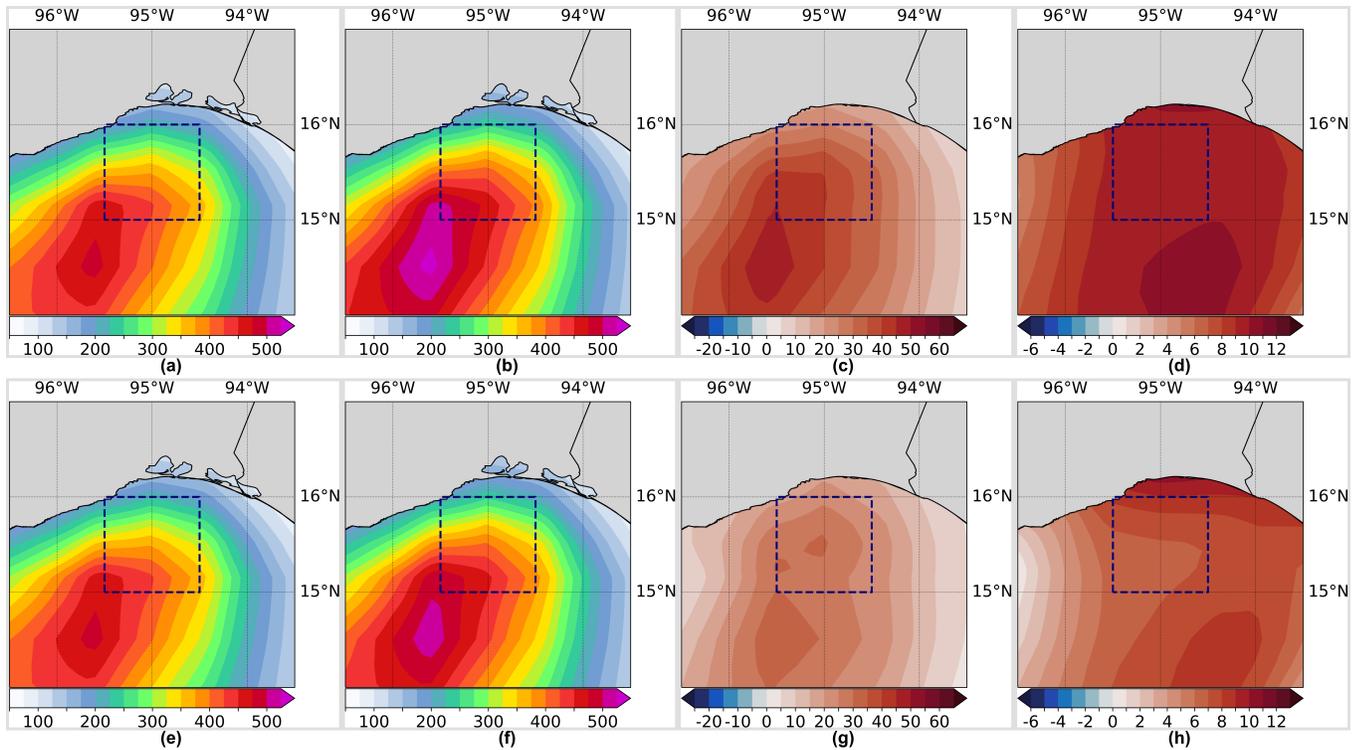


Figura 4.15: Mapas del ensemble promedio ponderado para la energía eólica a 50 m sobre el nivel del suelo para la Zona III obtenidos utilizando los mejores modelos CMIP6 para esta zona (ver Tabla 4.8). Los paneles superiores (inferiores) muestran los resultados de la comparación entre la media histórica (a, e) y la proyección climática a corto (largo) plazo: proyección promedio (b, f); diferencia absoluta (c, g); diferencia porcentual (d, h).

Capítulo 5

Discusión

A continuación, profundizamos en una discusión de los principales resultados de este estudio, haciendo comparaciones con estudios previos.

1. Identificación de áreas con alto potencial eólico y recomendaciones para tecnologías de cimentación:

Se identificaron tres áreas con un potencial significativo de energía eólica marina en México a través de simulaciones numéricas con alta resolución espacial (10 km) con el modelo WRF para el período de 40 años de 1979–2018: la costa norte de Tamaulipas (Zona I), la costa noroeste de Yucatán (Zona II) y el Golfo de Tehuantepec (Zona III). Estas áreas han sido estudiadas en otros trabajos bajo enfoques diferentes. Entre ellos, Canul-Reyes et al. [9] evaluaron el potencial eólico marino en el Golfo de México basado en datos de las reanálisis ERA5 y MERRA2 (30 y 50 km de resolución, respectivamente), identificando áreas prometedoras para el desarrollo basado en restricciones geográficas, análisis de velocidad del viento y variabilidad estacional del factor de capacidad. Identificaron la costa norte del estado de Tamaulipas y el noroeste de la península de Yucatán como las áreas con mayor potencial para el desarrollo de energía eólica marina en el Golfo de México.

Por otro lado, Bernal-Camacho et al. [11] identificaron el Golfo de Tehuantepec como una ubicación prometedora en el Pacífico mexicano para la explotación de energía eólica. Este estudio llevó a cabo una evaluación técnica para analizar la viabilidad de instalar una plataforma de aerogeneradores flotante en alta mar, de acuerdo con las condiciones marítimas más probables y extremas en la región. Los autores concluyeron que dicha tecnología podría ser adecuada para su instalación en el Golfo de Tehuantepec. Según nuestro análisis de las características batimétricas de la Zona III, la implementación de tecnologías de cimentación flotante sería la más conveniente, lo cual coincide con los resultados de Bernal-Camacho et al. [11]. Para las otras dos zonas, ubicadas en el Golfo de México, las tecnologías de cimentación fija serían las más apropiadas. Además, y basándonos en la disposición de las líneas de transmisión ubicadas a menos de 100 km de la costa en las tres zonas identificadas, se sugiere el uso de sistemas de transmisión HVDC debido a su mayor eficiencia y menor pérdida de energía, además de que promovería una integración más fluida y rentable de la energía

generada por parques eólicos marinos en la red nacional.

2. Desempeño del modelo:

Se realizó un análisis comparativo de las series temporales de promedios mensuales y ciclos anuales de magnitud del viento a 50 m sobre la superficie, obtenidos de los datos del modelo WRF y de los modelos CMIP6 de mejor rendimiento en las tres zonas de interés para el período histórico de 1985–2014. Los resultados indicaron que, en general, los modelos CMIP6 reproducen adecuadamente las variaciones estacionales y los ciclos anuales, aunque no necesariamente la variabilidad interanual, con cierta sobre o subestimación de los valores dependiendo de la época del año y la zona particular. Cada zona muestra comportamientos particulares a lo largo del año en cuanto a la variable analizada. Por ejemplo, el ciclo anual en la Zona I (ver Figura 4.5) muestra un rango de valores aproximadamente entre 5.50 y 8.30 m s^{-1} , con vientos más fuertes entre diciembre y abril y más débiles en agosto y septiembre. En la Zona II, se observan vientos con una mayor variación interanual en comparación con las otras dos zonas (ver Figura 4.6), lo que influyó en los valores más bajos del coeficiente de correlación que obtuvimos. Su ciclo anual muestra un rango de variación más pequeño, con valores entre aproximadamente 6.75 y 8.25 m s^{-1} ; sin embargo, los vientos más intensos ocurren entre marzo y mayo y no durante los meses de invierno (ver Figura 4.7). Esta es una zona que está predominantemente afectada por los vientos alisios que fluyen paralelos a la costa a lo largo del año, mientras que en la Zona I los vientos predominantes cambian de dirección a lo largo del año y la mayor parte del tiempo fluyen de mar a tierra provenientes del sureste [80]. Lo anterior indica que los procesos dinámicos que determinan el alto potencial eólico en ambas áreas son diferentes. Los resultados obtenidos en el presente estudio están de acuerdo con los análisis de los promedios mensuales del factor de capacidad en estas dos áreas del Golfo de México realizados por Canul-Reyes et al. [9]. En general, obtuvieron los valores máximos entre marzo y abril y los valores mínimos de julio a septiembre en esas regiones, lo que coincide con nuestro análisis del ciclo anual de la magnitud del viento.

La Zona III, por su parte, muestra un comportamiento bimodal en el ciclo anual de la magnitud del viento, con valores más altos durante el invierno (10.5–12.3 m s^{-1}) que disminuyen hacia el verano (valores mínimos de 6.2 m s^{-1}) pero con un ligero aumento en los meses de julio–agosto (8.2 m s^{-1} y 7.7 m s^{-1} , respectivamente) (ver Figura 4.9). Esta característica ha sido reportada en trabajos previos y está asociada con un aumento en el gradiente de presión entre el Golfo de México y el Golfo de Tehuantepec que causa una intensificación de los vientos del norte que atraviesan la brecha montañosa que existe en la región. Aparentemente, esta característica topográfica no está bien representada en los modelos CMIP6, dada su resolución horizontal, lo que resulta en una subestimación de la magnitud del viento en la Zona III durante estos meses (ver Figura 4.9).

3. Proyecciones futuras del potencial de energía eólica marina:

En este trabajo, se probaron dos tipos de ensambles de modelos CMIP6 con el fin de analizar las proyecciones futuras del potencial eólico marino considerando un período a corto plazo (2040–2069) y un período a largo plazo (2070–2099) bajo el escenario SSP5-8.5: el promedio del ensamble y el ensamble promedio ponderado. Este último se obtuvo calculando la contribución de cada modelo CMIP6 según su similitud con las condiciones climatológicas de la magnitud del viento calculada a partir del modelo de referencia WRF para cada una de las tres zonas analizadas. Para ello, se consideraron los valores más pequeños de MAPE para cada zona (ver Tablas 4.3, 4.4 y 4.5). El resultado es un ensamble promedio ponderado que asigna pesos específicos a cada modelo, priorizando aquellos que mostraron un mejor rendimiento en cada área, a diferencia del ensamble promedio que los considera a todos por igual. En este sentido, consideramos que el ensamble promedio ponderado produce resultados más consistentes, confiables y robustos en comparación con el ensamble promedio.

Luego, se realizó un análisis comparativo utilizando las diferencias absolutas y porcentuales entre la media histórica (1985–2014) y ambas proyecciones futuras. En general, los resultados muestran ciertas regiones en las que ambas proyecciones futuras estiman un aumento en el potencial eólico, con valores más altos para el período a largo plazo (ver Figuras 4.13, 4.14 y 4.15). En cuanto a las diferencias porcentuales con respecto a la climatología histórica, el ensamble mostró los valores más altos en la Zona III para la proyección a largo plazo, alcanzando el 10% muy cerca de la costa y hacia la parte central de la región, donde se producen los vientos más intensos. En la Zona II, se alcanzan valores entre el 8% y el 9% en el centro de la región, y en la Zona I, los porcentajes alcanzan valores entre el 6% y el 7% a lo largo de las áreas costeras.

Algunos estudios recientes han investigado proyecciones climáticas para la energía eólica marina en diferentes regiones utilizando salidas de modelos CMIP6. El trabajo de Thomas et al. [81] se centró en el potencial de energía eólica marina en las aguas territoriales españolas, encontrando aumentos de hasta el 15%, particularmente en el noroeste de la Península Ibérica y las Islas Canarias para el futuro cercano (2030–2059) bajo SSP5-8.5. Por otro lado, Claro et al. [82] realizaron un estudio sobre la densidad de energía eólica, encontrando aumentos estadísticamente significativos durante la temporada de verano frente a la costa noroeste de Portugal y sobre la Serra da Estrela. La investigación también destacó anomalías en la dirección del viento durante el invierno, con un desplazamiento hacia el oeste sobre el sur de Portugal y el océano cercano. Estos estudios pueden compararse con el nuestro en el sentido de que utilizaron un ensamble de modelos CMIP6 y el modelo atmosférico WRF. Aunque puede haber diferencias en las metodologías utilizadas, estos estudios encontraron tendencias similares en el potencial de energía eólica marina para diferentes áreas geográficas.

Finalmente, Martínez e Iglesias [14] llevaron a cabo un estudio sobre los recursos de energía eólica marina en el Mar Mediterráneo utilizando modelos CMIP6 y datos ERA5

como referencia, para diferentes SSPs. Bajo el escenario SSP5-8.5, se proyectó una disminución general de alrededor del 20 %, particularmente en el Mediterráneo central y occidental, y hasta un 30 % en otras áreas. Estos resultados son consistentes con otros estudios a gran escala utilizando proyecciones CMIP5, pero con cambios más significativos. Sin embargo, se observaron discrepancias al comparar las proyecciones del viento con las de iniciativas de desagregación como CORDEX. Si bien los estudios que emplean GCM proporcionan una comprensión preliminar de las tendencias generales en el Mar Mediterráneo, es posible que no capturen completamente los fenómenos regionales asociados con dinámicas a menor escala. Esto confirma la importancia de incorporar RCM en las proyecciones climáticas, como lo hicimos en nuestro estudio.

En general, estos hallazgos indicarían que podría ser viable y rentable dirigir esfuerzos hacia la construcción de parques eólicos marinos en las tres áreas marinas identificadas, teniendo en cuenta las características batimétricas y las condiciones ambientales de cada una, pero sin olvidar el hecho de que siempre hay incertidumbre asociada con las proyecciones climáticas futuras.

Capítulo 6

Conclusiones

Este estudio proporciona una evaluación exhaustiva del potencial de energía eólica marina de México utilizando modelado climático numérico. Las simulaciones numéricas con el modelo WRF para un período histórico de 40 años nos permitieron identificar tres zonas marinas con diferentes grados de potencial de energía eólica: la costa norte de Tamaulipas, la costa noroeste de Yucatán y el Golfo de Tehuantepec. Investigaciones previas destacan la importancia de emplear modelos regionales para capturar con precisión los procesos climáticos. Los modelos regionales, como el modelo WRF, han demostrado representar eficazmente características a pequeña escala, influencias topográficas y efectos costeros [83, 84], que son factores cruciales para evaluar el potencial de energía eólica marina.

Las simulaciones históricas generadas con el modelo WRF sirvieron como base para identificar los modelos CMIP6 que representaron de manera más precisa el comportamiento climatológico de la magnitud del viento en las áreas de interés mencionadas anteriormente. A partir de estos, se construyeron ensambles utilizando dos métodos: el promedio simple y el promedio ponderado. Los resultados muestran que las proyecciones futuras del potencial eólico basadas en promedios ponderados de ensambles de los modelos CMIP6 seleccionados para cada zona proporcionan proyecciones más confiables en comparación con el ensamble promedio. El promedio ponderado optimiza la precisión y evalúa los impactos del cambio climático en los recursos de energía eólica al priorizar los mejores modelos CMIP6 según las características regionales, como contrastes costeros y marinos.

En un estudio comparable, utilizando la misma trayectoria de emisiones (SSP5-8.5), se observaron aumentos sustanciales en los recursos eólicos a medio plazo (2051–2060) y largo plazo (2091–2100) en diversas regiones de América del Norte [13]. Aunque el enfoque de dicha investigación se centra principalmente en los recursos eólicos terrestres, los mapas que ilustran las diferencias porcentuales en el potencial eólico también incluyen regiones marinas. Los resultados indican un aumento potencial a medio plazo de aproximadamente el 10% en el potencial eólico en la zona marítima frente a la costa norte de Tamaulipas y en el Golfo de Tehuantepec, mientras que la zona marítima frente a la costa noroeste de Yucatán muestra diferencias porcentuales cercanas a cero, lo que sugiere que no hay cambios significativos en el potencial eólico en esa área en particular. A largo plazo, se observa un aumento en el potencial eólico solo en la zona marítima frente a la costa norte de Tamaulipas, mientras que otras áreas no muestran cambios significativos. En nuestro estudio, obtuvimos diferencias

porcentuales positivas en la potencia eólica con respecto al promedio histórico (1985–2014) en las tres regiones identificadas para las proyecciones a largo plazo (2070–2099). Los valores oscilan entre el 6 % y el 7 % a lo largo de las áreas costeras frente a la costa norte de Tamaulipas (Zona I), alrededor del 8 % y el 9 % frente a la costa noroeste de Yucatán (Zona II), y hasta el 10 % muy cerca de la costa y en el centro del Golfo de Tehuantepec (Zona III).

Diferentes enfoques regionales y procedimientos de selección de modelos conducen a discrepancias en los resultados de diferentes estudios. La metodología seleccionada debe ser apropiada para los objetivos específicos de cada estudio individual, ya que diferentes regiones y escalas temporales pueden justificar enfoques de modelado adaptados para resolver características únicas a escalas espaciales y temporales relevantes.

En particular, ningún estudio previo se ha centrado específicamente en analizar los posibles impactos climáticos en el potencial eólico de las áreas marinas de México basándose en los modelos CMIP6. Por lo tanto, este análisis regional ofrece evaluaciones preliminares de la capacidad para la energía eólica marina en México en el contexto del cambio climático, lo que puede ayudar a guiar oportunidades de desarrollo sostenible en esas áreas. Las mejoras utilizando modelos de mayor resolución fortalecerían nuestra comprensión y decisiones futuras de planificación. En conclusión, México tiene importantes recursos de energía eólica marina que parecen prometedores para su uso en el futuro. Hacerlo de manera sostenible podría reforzar la seguridad energética y apoyar los objetivos económicos y de mitigación del clima a nivel nacional.

Anexo

Análisis de sensibilidad de parámetros de configuración del modelo WRF para la estimación del campo de viento.

Sensibilidad de la resolución horizontal de la malla

Para las pruebas de sensibilidad de la resolución horizontal, se llevaron a cabo simulaciones utilizando el modelo WRF con dominios anidados en tres niveles de resolución: 1 km, 0.333 km y 0.111 km, en la región marítima frente a la costa noroeste de Yucatán (ver figura I). El objetivo principal de esta configuración de alta resolución fue realizar un estudio de sensibilidad de la resolución del modelo WRF y evaluar la viabilidad de implementar el esquema WRF-LES.

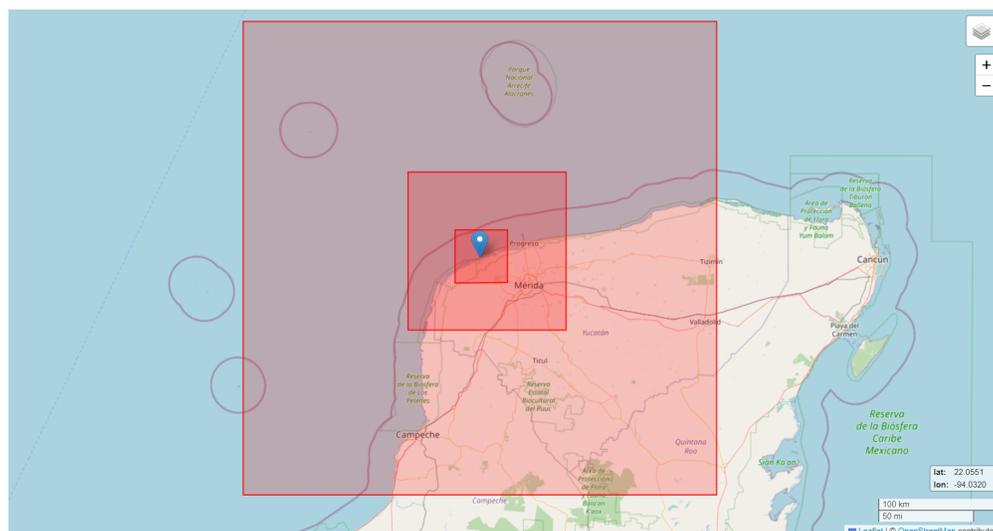


Figura I: Dominios considerados para las simulaciones de alta resolución.

Se seleccionó el mes de abril de 2013 para la simulación, no solo por razones prácticas, sino también porque ofrece un entorno adecuado para estudiar una amplia gama de fenómenos meteorológicos. Aunque el enfoque principal era evaluar la sensibilidad del modelo a diferentes resoluciones, no se descartó la posibilidad de identificar fenómenos atmosféricos significativos, como la brisa marina, cuya señal es particularmente pronunciada en esta región durante dicho mes.

Las condiciones iniciales y de frontera se tomaron del sistema de reanálisis CFSR, y las simulaciones se ejecutaron en el equipo de supercómputo Miztli de la UNAM. En la Tabla I se detallan las características de la simulación, incluyendo las dimensiones de la malla y la versión del modelo WRF utilizado.

Tabla I: Configuración general para el modelo WRF.

Características	D01	D02	D03
Resolución espacial	1 km	0.333 km	0.111 km
Resolución temporal	1 hora (Simulación para abril de 2013)		
Dimensión de la malla (xyz)	618 x 349 x 61	618 x 349 x 61	618 x 349 x 61
Condiciones iniciales y de frontera	NCEP-CFSR (0.5° x 0.5°)		
Versión del modelo	3.9.1		

En cuanto a las parametrizaciones físicas (ver tabla II), se buscó evaluar la viabilidad de implementar el esquema LES para resolver de manera explícita la turbulencia en la capa límite atmosférica. Dado el alto costo computacional asociado, este esquema solo se aplicó en el tercer dominio, que presenta una resolución espacial cercana a los 100 metros. Para los otros dos dominios, se optó por el esquema YSU como opción estándar.

Tabla II: Parametrizaciones físicas

Parametrizaciones físicas	D01	D02	D03
Capa límite planetaria	YSU	YSU	LES
Física superficial	Noah-MP	-	-
Cúmulos	Kain-Fritsch	-	-
Solución explícita	-	-	-
Microfísica	WSM 3-class simple ice	-	-
Radiación de onda larga	RRTM	-	-
Radiación de onda corta	Dudhia	-	-

Una configuración con dominios anidados con las características que hemos descrito requiere aproximadamente 1.5 horas de cómputo en Miztli por cada hora simulada, es decir, se requirieron aproximadamente 1080 horas de cómputo para el mes simulado. Sin embargo, esta configuración nos proporciona una buena caracterización de la zona de estudio, tal como se puede observar en la figura II, donde se presenta un acercamiento sobre la región de Sisal, Yuc., con los puntos de malla de cada resolución espacial sobrepuestos. Los nodos en color negro corresponden al dominio de 1 km de resolución espacial, los nodos blancos al dominio de 0.333 km y los nodos de color azul marino al dominio de 0.111 km de resolución espacial.

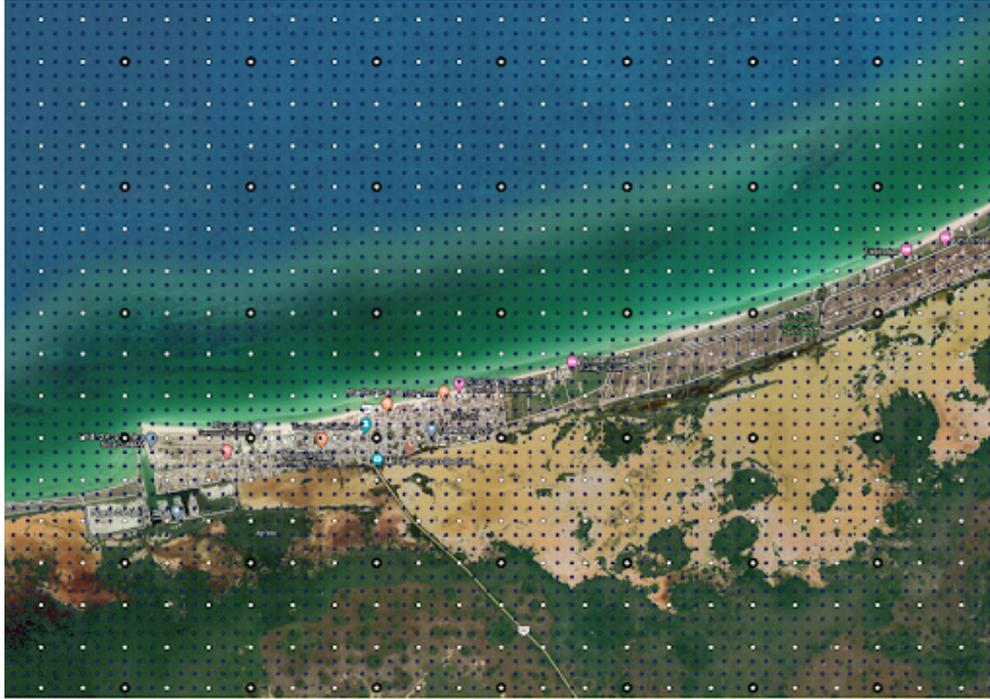


Figura II: Acercamiento sobre la región de Sisal, Yuc., con los puntos de malla de cada resolución espacial sobrepuestos.

En la figura III, se muestra una línea roja que representa el perfil seleccionado para extraer información del modelo WRF en un formato de corte vertical. Este perfil se define a lo largo de la longitud -90.0218° O y entre las latitudes 22° N y 19.7° N. En las siguientes figuras, se empleará este perfil para analizar la disposición de los niveles verticales y la variación de parámetros meteorológicos de interés, como el viento zonal, la temperatura y el vapor de agua.

Para la simulación generada en abril de 2013, se empleó la configuración con 61 niveles verticales y alta resolución en la ASL. En la figura IV se observa una sección transversal que muestra los 61 niveles alcanzando alturas superiores a los 18 km. La resolución vertical implementada tiene un mayor número de niveles en la ASL y la PBL. En la figura V se muestra la sección transversal con los primeros 10 niveles verticales cercanos a la superficie, correspondientes aproximadamente a 6, 22, 40, 56, 73, 90, 113, 140, 179 y 205 metros. Esta configuración busca simular con mayor precisión el campo de viento en estos niveles, relevantes para la altura de los aerogeneradores de un parque eólico.

A partir de las salidas del modelo WRF del dominio de mayor resolución, se graficaron secciones transversales para la componente zonal del viento (figura VI), temperatura (figura VII) y vapor de agua (figura VIII). La sección corresponde a los primeros 4 km de altura y se presenta el comportamiento horario de cada variable durante el 27 de abril de las 17 a las 21 horas. En dichas secciones se observa el frente de brisa y el avance de la brisa marina tierra adentro durante las horas antes mencionadas.

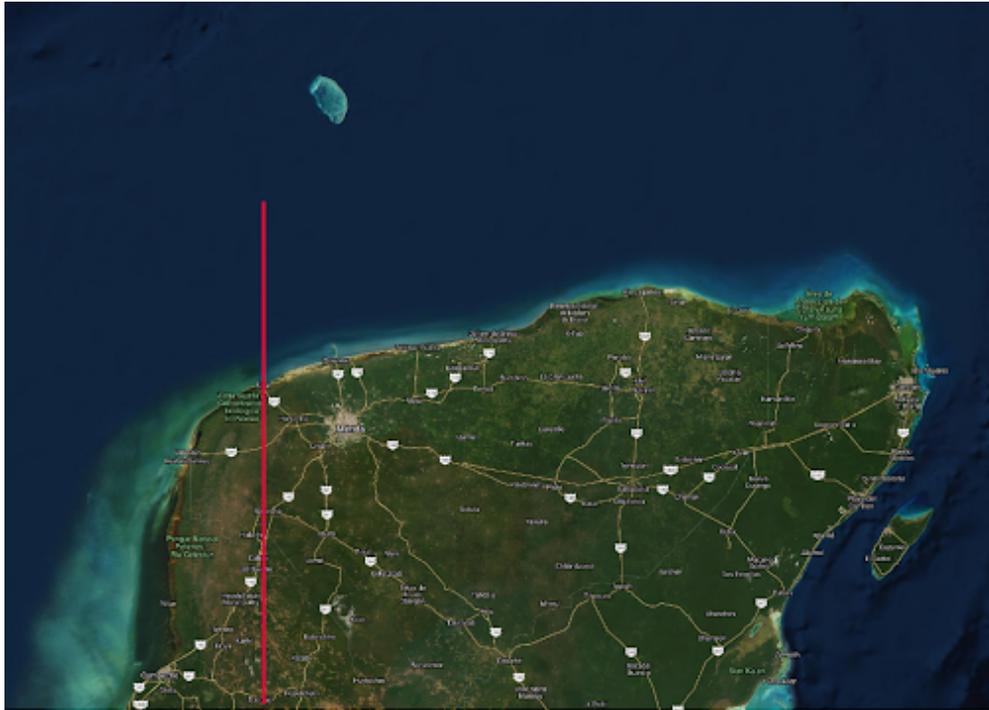


Figura III: Corte vertical entre las coordenadas (22.0° N, -90.0218° O) y (19.7° N, -90.0218° O) utilizado para visualizar la información del modelo WRF.

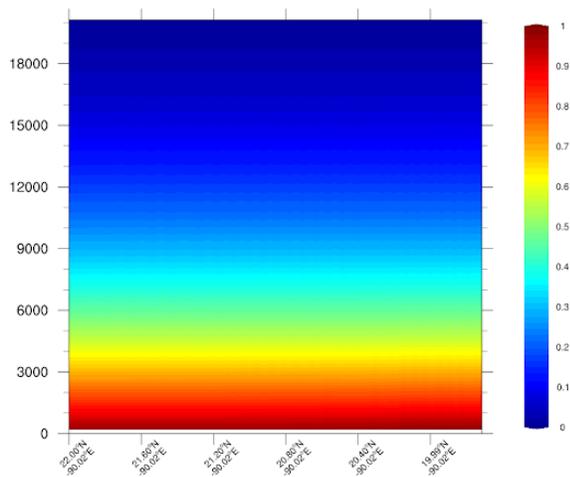


Figura IV: Distribución de los 61 niveles verticales en el modelo WRF a lo largo del corte vertical entre las coordenadas (22° N, -90.0218° O) y (19.7° N, -90.0218° O).

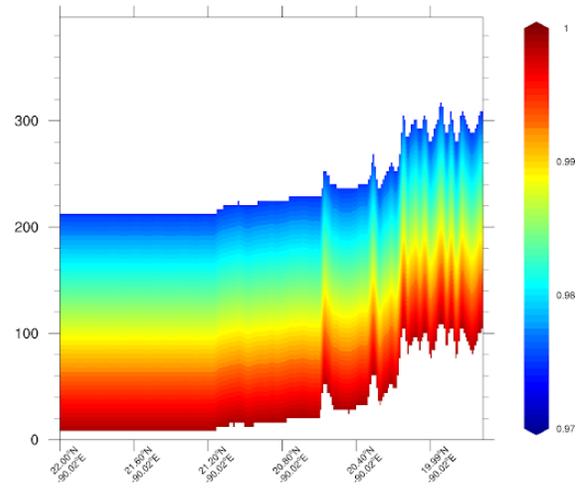


Figura V: Distribución de los primeros 10 niveles verticales en el modelo WRF a lo largo del corte vertical entre las coordenadas (22° N, -90.0218° O) y (19.7° N, -90.0218° O).

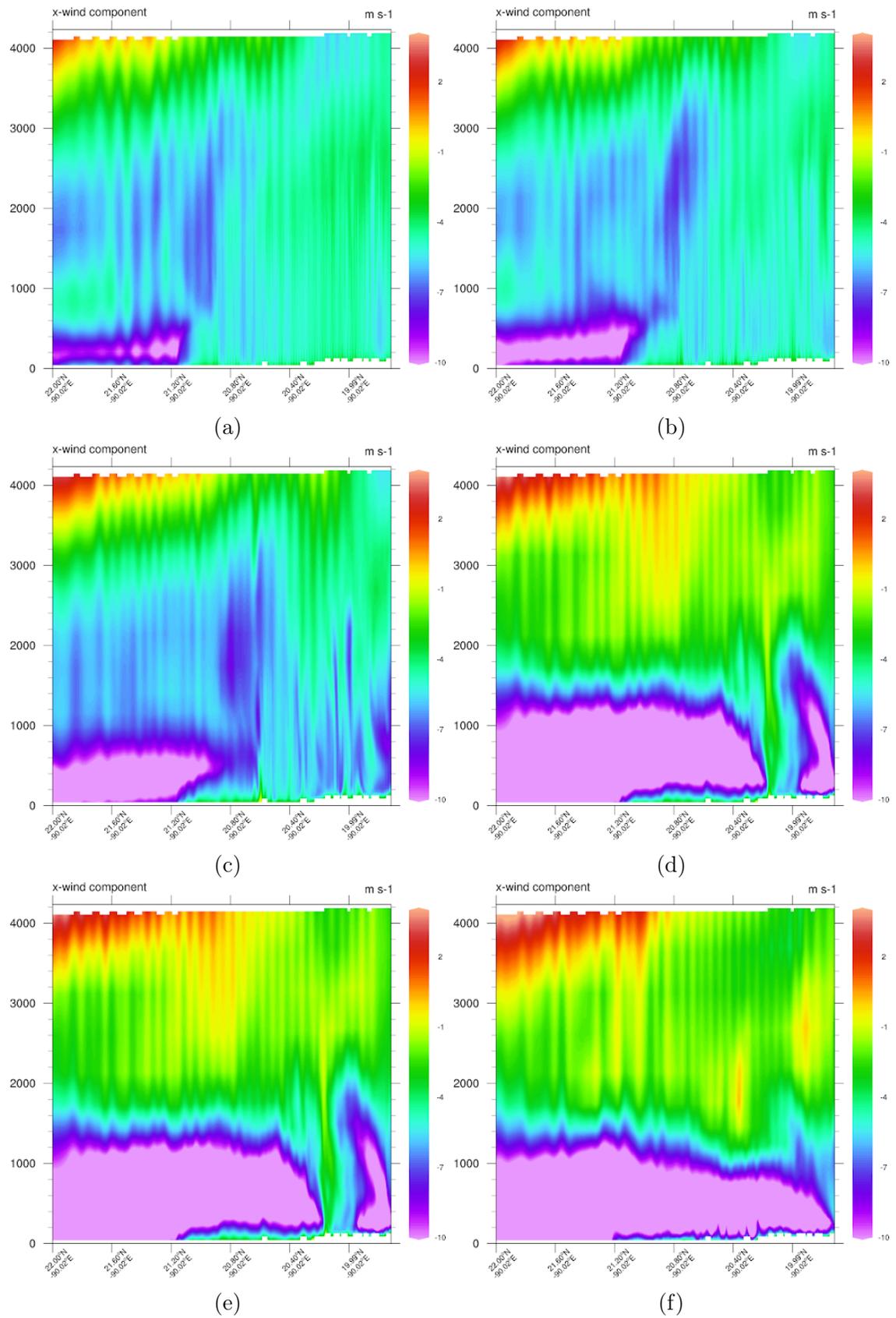


Figura VI: Corte vertical de la componente zonal del viento entre las 17:00 y 21:00 horas del 27 de abril de 2013, a lo largo de la línea de coordenadas (22° N, -90.0218° O) a (19.7° N, -90.0218° O).

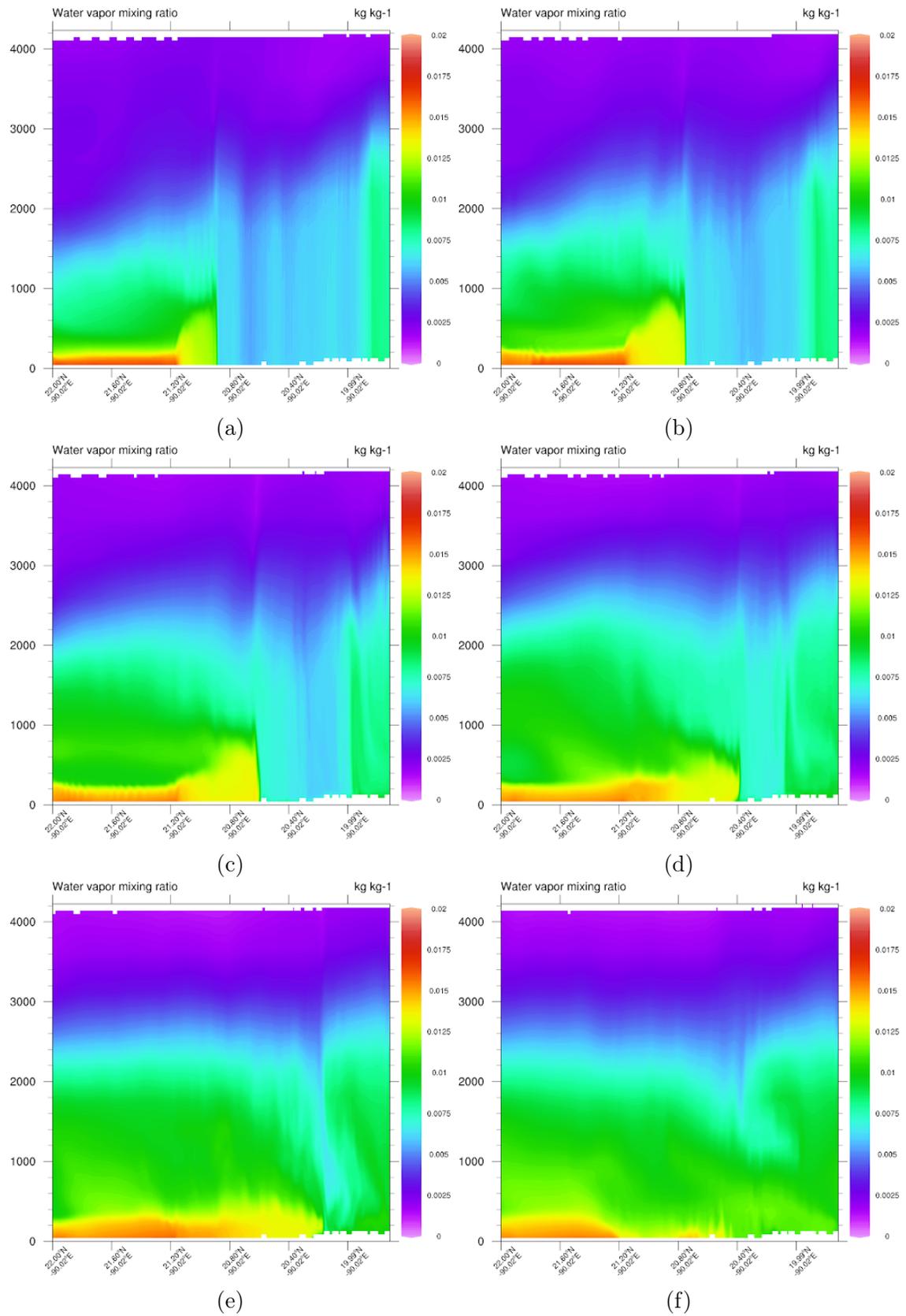


Figura VII: Corte vertical de la temperatura entre las 17:00 y 21:00 horas del 27 de abril de 2013, a lo largo de la línea de coordenadas (22°N , -90.0218°O) a (19.7°N , -90.0218°O).

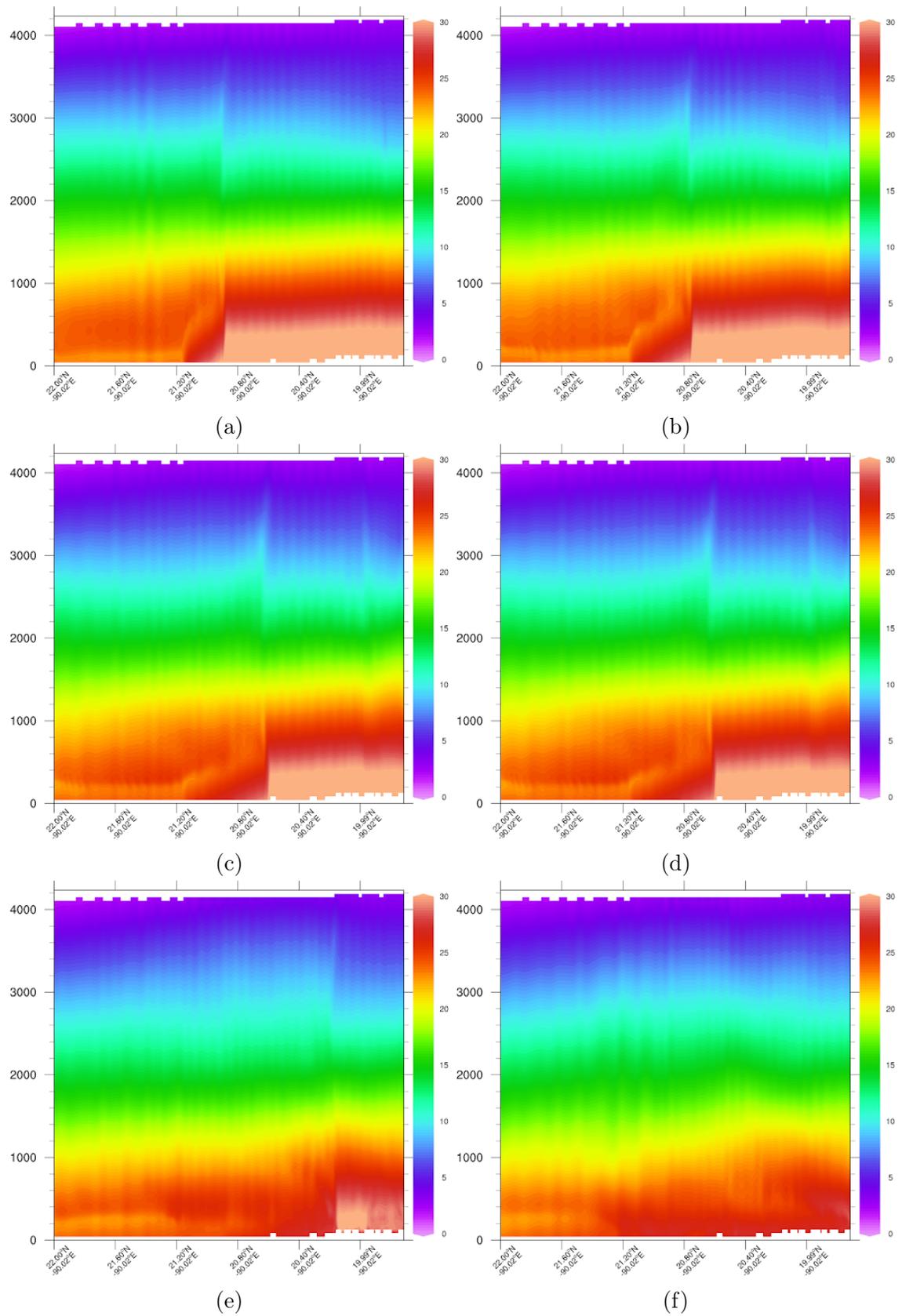


Figura VIII: Corte vertical del vapor de agua entre las 17:00 y 21:00 horas del 27 de abril de 2013, a lo largo de la línea de coordenadas (22° N, -90.0218° O) a (19.7° N, -90.0218° O).

Evaluación de los resultados del modelo WRF

Para verificar el desempeño del modelo WRF para simular el campo de viento, se compararon los resultados del modelo contra datos horarios de la rapidez del viento registrados por la estación meteorológica automática Celestún. La información que se compara comprende el mes de abril de 2013. Se estimaron los siguientes estadísticos: Index of agreement, Mean Absolute Error, Root Mean Square Error, Bias, Percentage bias, Absolute Percentage bias, Pearson correlation coefficient. Los resultados se presentan en la Tabla III, donde se observa que, en general, el modelo tiende a subestimar la rapidez del viento. Sin embargo, se nota una mejora en el desempeño del modelo conforme la resolución espacial se hace más fina. Es importante destacar que para la resolución más alta (0.111 km), se utilizó una parametrización física diferente (LES) para la modelación de la PBL, lo cual también influye en los resultados obtenidos.

SCORE	D_nacional (10 km)	D01 (1 km)	D02 (0.333 km)	D03 (0.111 km)
IOA	0.636	0.6841	0.6849	0.717
MAE	6.53	5.297	5.234	4.7
RMSE	7.68	6.504	6.4581	5.8
Bias	-6.21	-4.527	-4.231	-3.2
PB	-36.76	-26.79	-25.04	-18.9
APB	38.65	31.35	30.978	28.34
CC	0.697	0.671	0.634	0.62

Tabla III: Estadísticos de desempeño del modelo WRF para diferentes resoluciones espaciales.

En los diagramas de dispersión (Figura IX) se observa la evaluación para cada resolución espacial analizada (10 km, 1 km, 0.33 km y 0.11 km). De forma general, los resultados indican que para todos los casos el modelo tiende a subestimar la rapidez del viento. No obstante, hay una mejora en el desempeño del modelo conforme la resolución espacial es más fina. Adicionalmente, es importante mencionar que para el caso de la resolución espacial de 0.11 km se está empleando una parametrización física (LES) diferente para la modelación de la PBL, lo cual también podría afectar en los resultados de la rapidez del viento.

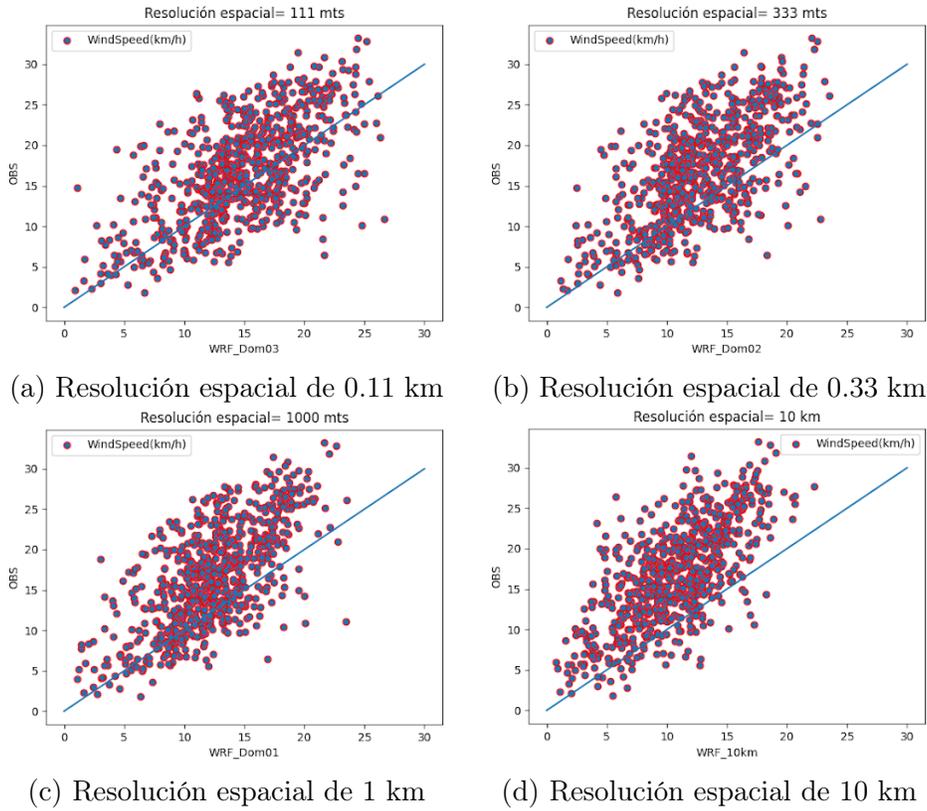
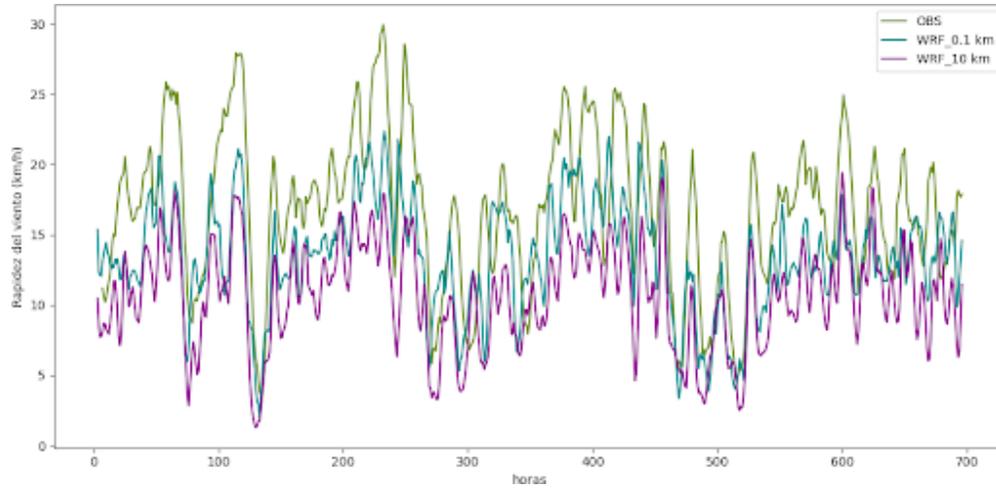


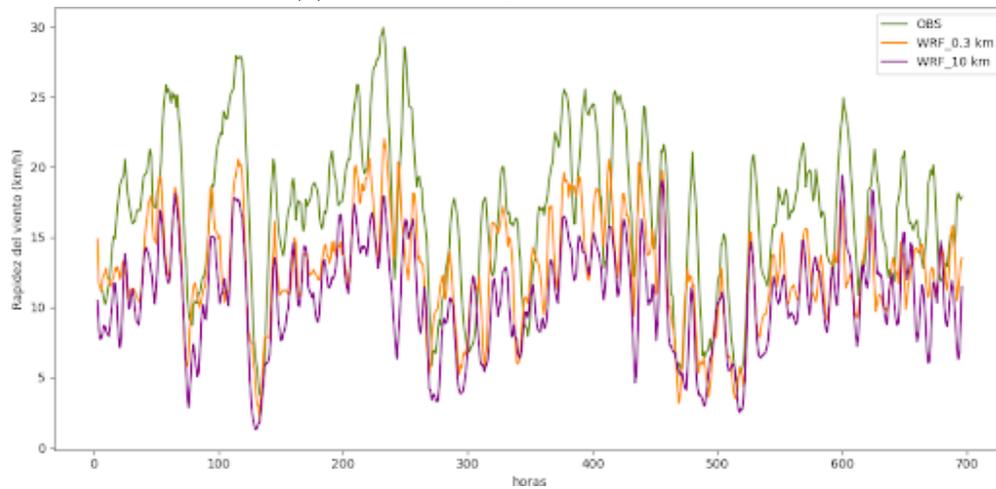
Figura IX: Diagramas de dispersión para diferentes resoluciones espaciales.

También se presentan las series de tiempo (Figura X) en las que es posible comparar los resultados del modelo WRF para cada resolución espacial contra las observaciones obtenidas a partir de la estación Celestún. De manera similar, se muestra que el modelo simula la variabilidad y tendencia de las observaciones adecuadamente. Sin embargo, para cada una de las opciones del modelo, los resultados subestiman considerablemente los datos reales.

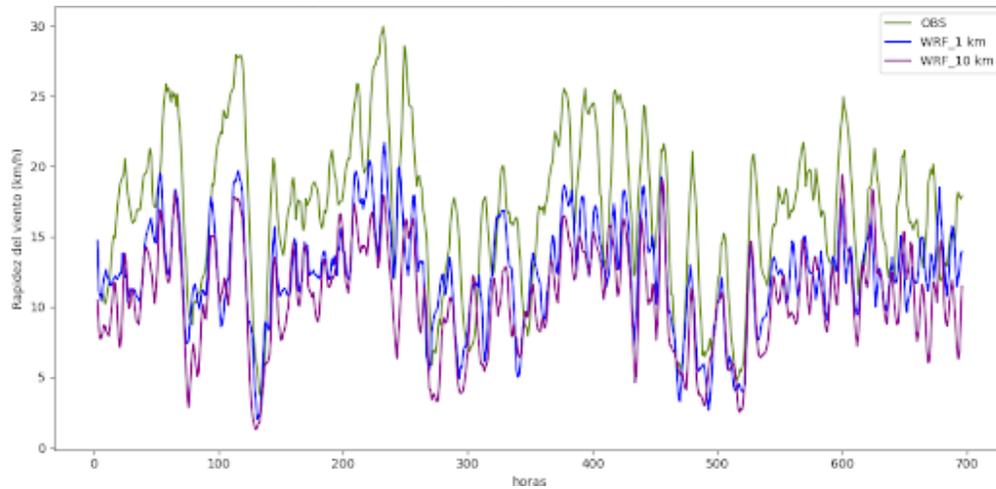
En la Figura XI se muestra únicamente la serie de tiempo que incluye los resultados de las simulaciones con dominios anidados. Estos dominios tienen la misma configuración a excepción del esquema PBL en el dominio de mayor resolución (0.11 km), ya que en este se emplea el esquema LES. La serie de tiempo para el dominio de mayor resolución presenta mayor magnitud de la rapidez del viento, aproximadamente en un rango de 2 a 3 km mayor que los otros dominios.



(a) Resolución espacial de 0.11 km

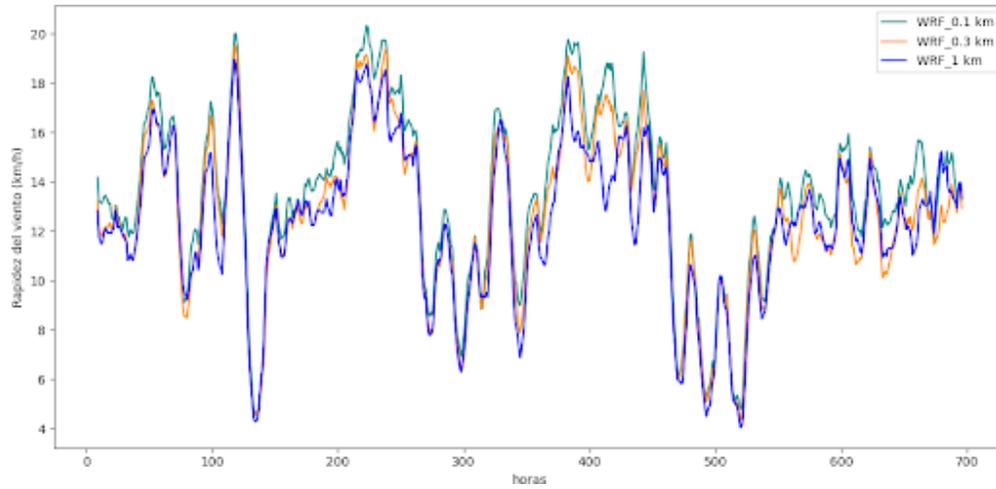


(b) Resolución espacial de 0.33 km

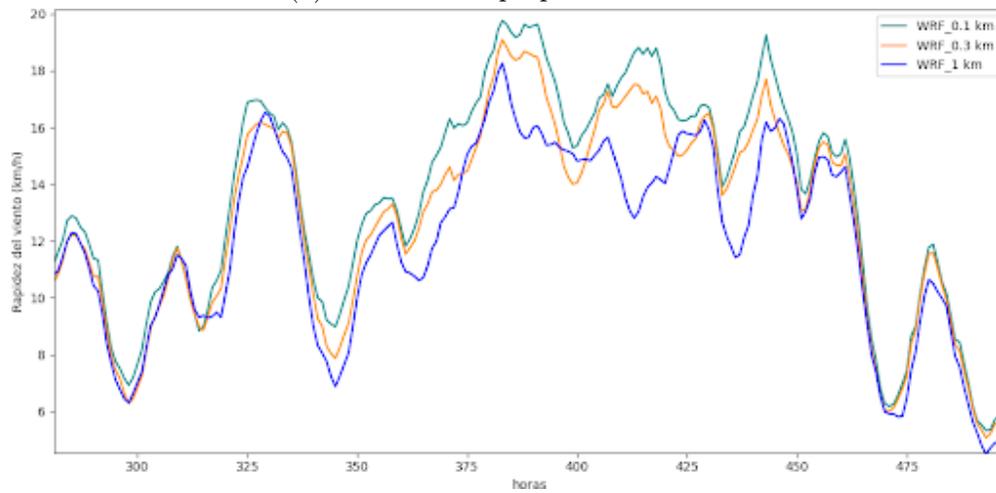


(c) Resolución espacial de 1 km

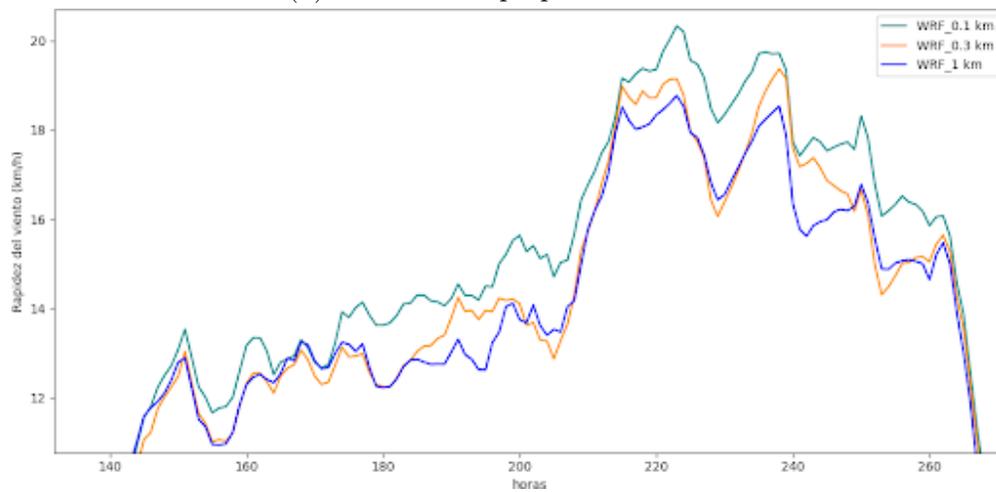
Figura X: Series de tiempo. Datos observados contra resultados de diferentes resoluciones espaciales.



(a) Serie de tiempo para dominio 1



(b) Serie de tiempo para dominio 2



(c) Serie de tiempo para dominio 3

Figura XI: Serie de tiempo para los resultados del modelo WRF con dominios anidados.

Comentarios y Recomendaciones

- El número de niveles verticales definidos cerca de la superficie parece ser adecuado para una mejor modelación de la PBL y la brisa marina. No obstante, es necesario realizar una verificación objetiva para confirmar esta adecuación.
- El modelo WRF muestra un mejor desempeño para estimar la rapidez del viento a 10 metros cuando la resolución espacial es mayor. Sin embargo, en todos los casos, el modelo subestima la rapidez del viento.
- El dominio con la mayor resolución presenta una mejora en la estimación de la rapidez del viento. No obstante, es necesario determinar si esta mejora se debe principalmente a la mayor resolución espacial o al uso del esquema de modelación de la PBL (LES).
- Debido a las limitaciones en la cobertura espacial de los dominios al utilizar el esquema LES, es posible que se pierda el efecto de los fenómenos sinópticos. Esto podría reflejarse en el coeficiente de correlación, ya que parece que una mayor cobertura del dominio permite una mejor simulación de la variabilidad de la rapidez del viento.

Sensibilidad de los parámetros físicos

Sensibilidad del esquema PBL

Se evaluaron los esquemas de PBL considerando las 7 opciones disponibles en el modelo WRF. En la figura XII se presentan los diagramas de dispersión en los que se compara la información observada durante enero del 2018 por la torre meteorológica M4 CERTE con las salidas del modelo WRF usando 6 opciones del esquema de PBL. Se observa que ciertos valores los subestima el modelo y otros los sobrestima, aunque en general los valores más altos el modelo tiende a subestimarlos.

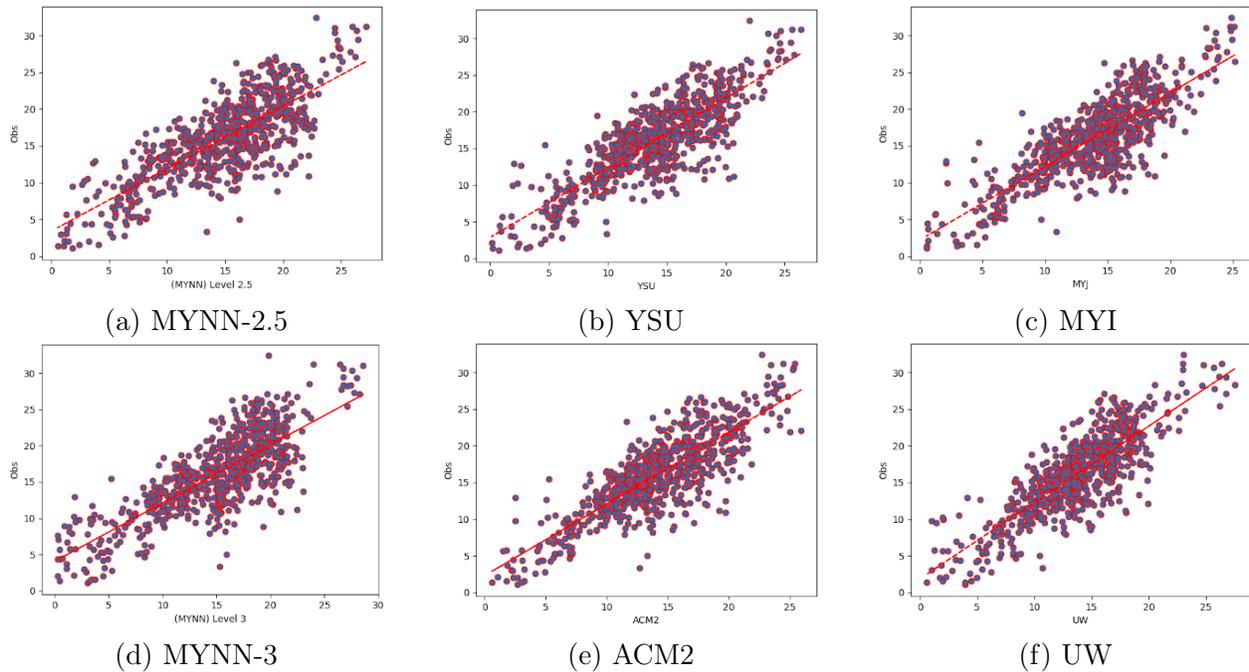


Figura XII: Diagramas de dispersión de la rapidez del viento a 80 metros sobre la superficie. Torre meteorológica vs WRF. Esquemas de PBL: MYNN-2.5, YSU, MYI, MYNN-3, ACM2, UW.

En la figura XIII se muestra el diagrama de dispersión de la rapidez del viento a 80 metros sobre la superficie para enero de 2018. Datos de la torre meteorológica vs salidas del WRF con el esquema de PBL Boulac. Se calcularon diferentes estadísticos para cada una de las opciones del esquema de PBL; por ejemplo, para las primeras 6 opciones del esquema PBL que se muestran en la figura XII, se determinó que presentan un sesgo porcentual absoluto de entre 18.3 y 19.9%, además de un índice de concordancia de entre 0.85 y 0.87.

Por otro lado, en la figura XIII se muestra el diagrama de dispersión para la simulación con el esquema de PBL que presentó mejor desempeño según la mayoría de los estadísticos calculados, con un sesgo porcentual absoluto de 17.4% y un índice de concordancia de 0.87. Con base en estos resultados, se decidió mantener fijo este esquema de PBL para el análisis de sensibilidad del modelo con diferentes esquemas de LSM.

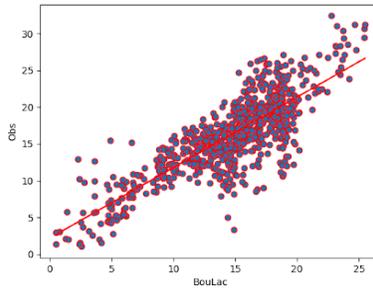


Figura XIII: Diagrama de dispersión de la rapidez del viento a 80 metros sobre la superficie para enero de 2018. Datos de la torre meteorológica vs salidas del WRF con el esquema de PBL BouLac.

En la figura XIV se presentan las series de tiempo de los datos observados y las de las simulaciones con diferentes esquemas de PBL, en donde se observa que estas últimas siguen el comportamiento de las observaciones pero, en general, subestiman los valores durante prácticamente todo el periodo.

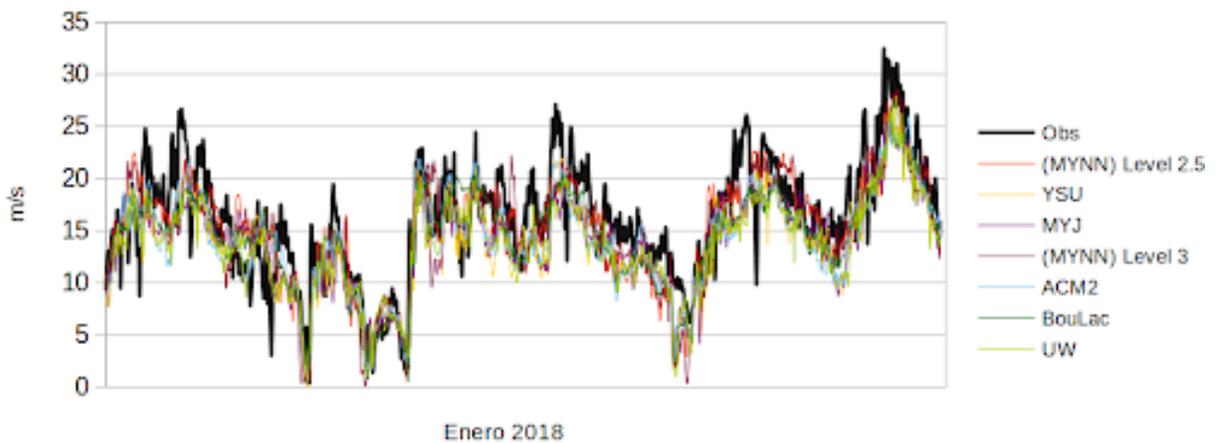


Figura XIV: Series de tiempo de la rapidez del viento a 80 metros sobre la superficie (m s^{-1}) para enero de 2018. Obtenidas con los diferentes esquemas de PBL (en colores) y con los datos de la torre meteorológica M4 CERTE (línea negra)

En la tabla IV se muestran los resultados de los estadísticos calculados para cada opción del esquema de PBL, a partir de los cuales se determinó que el esquema Boulac [85] es el que presenta mejor desempeño, al menos para la región de estudio y para el periodo evaluado (enero 2018).

Tabla IV: Resultados de los estadísticos empleados para la evaluación de cada uno de los esquemas de PBL con el modelo WRF.

Score	(MYNN) Level 2.5	YSU	MYJ	(MYNN) Level 3	ACM2	BouLac	UW
IOA	0.869	0.863	0.853	0.871	0.870	0.873	0.850
RMSE	3.70	3.79	3.81	3.74	3.63	3.53	3.92
Percentage bias	-7.16	-13.39	-13.68	-7.08	-12.23	-9.92	-15.05
Pearson	0.77	0.82	0.82	0.78	0.82	0.82	0.82
Absolute percentage bias	18.40	19.27	19.22	18.67	18.32	17.40	19.98
Bias	-1.15	-2.15	-2.19	-1.13	-1.96	-1.50	-2.42
MAE	2.96	3.09	3.08	3.00	2.94	2.79	3.21

Sensibilidad del esquema LSM

Posteriormente se evaluó el desempeño del modelo ante diferentes opciones del esquema de LSM, dejando fijo el esquema de PBL Boulac, es decir, el que mostró mejor desempeño en el análisis de sensibilidad previo. En la figura XV se presentan los diagramas de dispersión de la rapidez del viento en donde se compara la información de la torre meteorológica M4 CERTE y la obtenida con las salidas del modelo WRF con las diferentes opciones del esquema de LSM: esquema térmico-difusivo (TD) de 5 capas [86], Noah [87] y Noah-MP [88] y [89].

Los diagramas de la figura XV muestran una mayor dispersión para el caso del esquema Noah-MP, indicando la posibilidad de que este esquema, a pesar de ser una mejora de los esquemas Noah y TD, no esté diseñado para zonas costeras o cercanas al nivel del mar. En un estudio previo [51], se mostró que con el esquema Noah-MP el modelo reproduce mejor la variación de la temperatura en el interior de México, pero presenta un menor desempeño que el esquema Noah en diversas zonas costeras del país.

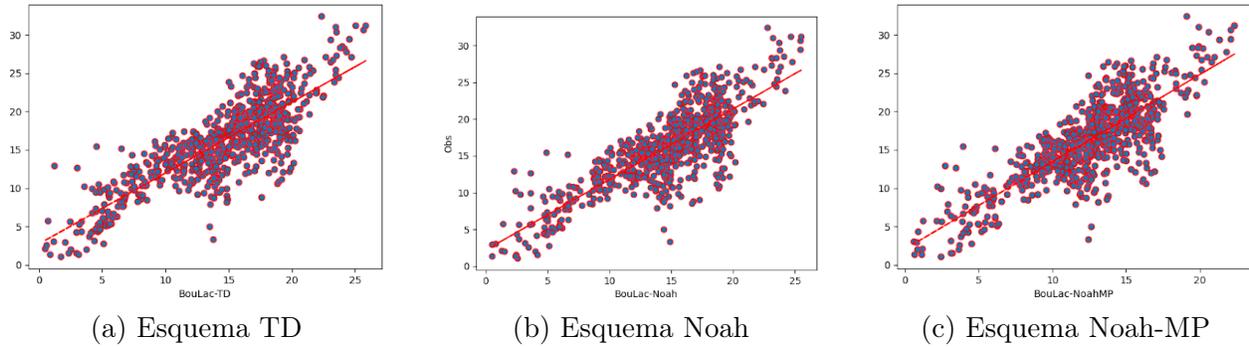


Figura XV: Diagramas de dispersión de la rapidez del viento a 80 metros sobre la superficie (m s^{-1}). Torre meteorológica vs WRF utilizando distintos esquemas de LSM: TD, Noah y Noah-MP.

En la figura XVI se muestran las series de tiempo de la rapidez del viento de los datos observados y las obtenidas a partir de las simulaciones con los tres esquemas de LSM considerados. Se observa que con los esquemas Noah y TD el modelo presenta un desempeño similar, mientras que con el Noah-MP su desempeño es más pobre, aunque las variaciones son consistentes con las observaciones. El esquema Noah presenta mejores resultados para la mayoría de los estadísticos considerados como se puede observar en la tabla V.



Figura XVI: Series de tiempo de la rapidez del viento a 80 metros sobre la superficie (m s^{-1}). Datos observados vs WRF utilizando distintos esquemas de LSM: TD, Noah y Noah-MP.

Tabla V: Resultados de los estadísticos empleados para la evaluación de cada uno de los esquemas de LSM con el modelo WRF.

Score	TD	NOAH	NOAH-MP
IOA	0.87	0.87	0.7
RMSE	3.53	3.5	4.96
Percentage bias	-10.16	-9.92	-23.3
Pearson	0.82	0.81	0.8
Absolute percentage bias	17.59	17.4	26.1
Bias	-1.63	-1.5	-3.75
MAE	2.8	2.7	4.19

Sensibilidad de las opciones del esquema LSM NOAH-MP

En una publicación reciente se determinó que, el proceso físico superficial más sensible acoplado en Noah-MP es el factor de humedad del suelo para la resistencia estomática [90], por esta razón se decidió llevar a cabo el análisis de sensibilidad de este parámetro físico dentro del esquema Noah-MP, con el propósito de identificar la opción de mejor desempeño y a su vez tratar de mejorar el esquema Noah-MP para la región de estudio. Para el parámetro físico factor de humedad del suelo para la resistencia estomática, están disponibles tres opciones dentro del esquema Noah-MP, en el namelist.input del modelo WRF se identifican como se muestra en la tabla VI.

Tabla VI: Opciones del factor de humedad del suelo para la resistencia estomática dentro del esquema Noah-MP.

Soil moisture factor for stomatal resistance (OPT_BTR)	
	Descripción
1	Noah type
2	CLM type
3	SSiB type

Se evaluó el modelo con las diferentes opciones del parámetro OPT_BTR dentro del esquema Noah-MP, aunque en realidad hay muy poca sensibilidad del modelo ante el cambio de este parámetro. En la figura XVII se presentan los diagramas de dispersión correspondientes a este análisis. Se muestra que la opción 3 (SSiB type) presenta menor dispersión de los datos, así como un desempeño un poco mejor que las opciones 1 y 2, en cuanto al índice de concordancia y el coeficiente de correlación de Pearson que se presentan en la tabla VII. En la serie temporal (figura XVIII) se nota el comportamiento similar de las tres opciones del esquema OPT_BTR, siendo más cercana la opción 3 en algunos periodos.

Con este análisis se concluye que el esquema Noah-MP es poco sensible en su parámetro OPT_BTR, al menos en zonas costeras, y que para la región de estudio el esquema Noah es el que presenta los mejores resultados.

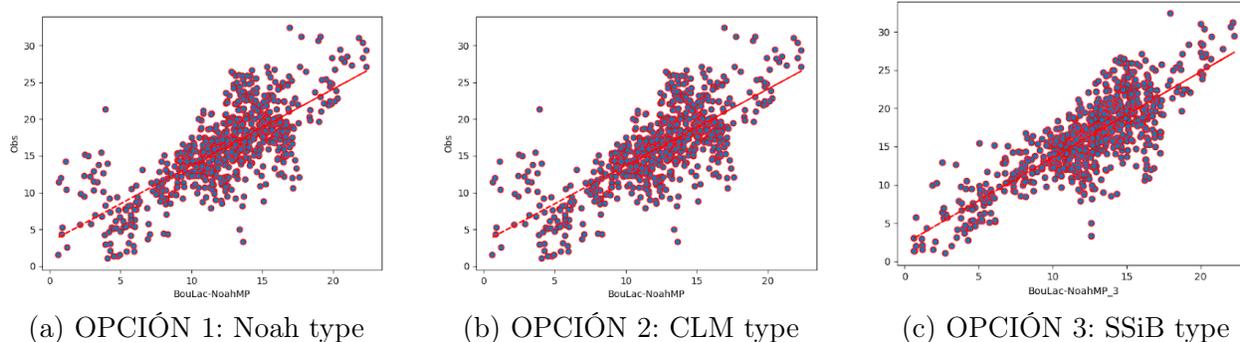


Figura XVII: Diagramas de dispersión de la rapidez del viento (m s^{-1}) a 80 metros sobre la superficie. Torre meteorológica vs WRF usando distintas opciones del parámetro OPT_BTR en el esquema LSM-NOAH_MP.

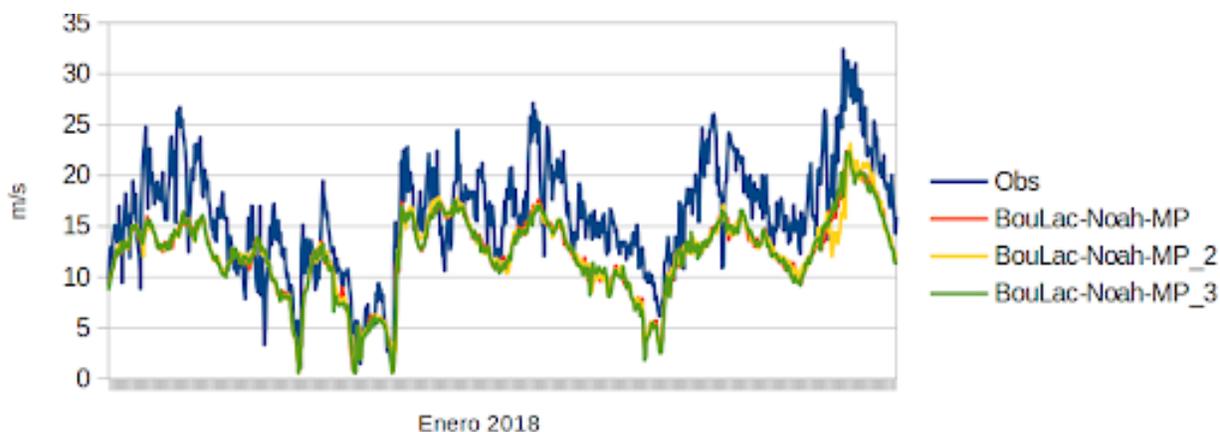


Figura XVIII: Series de tiempo de la rapidez del viento (m s^{-1}) a 80 metros sobre la superficie para enero de 2018. Obtenidas utilizando diferentes opciones del factor de humedad del suelo para la resistencia estomática en el esquema de LSM-NOAH_MP y con los datos de la torre meteorológica M4 CERTE (línea gruesa azul).

Tabla VII: Resultados de los estadísticos empleados para la evaluación de cada una de las opciones del parámetro OPT_BTR dentro del esquema Noah-MP.

Score	TD	NOAH	NOAH-MP
IOA	0.87	0.87	0.7
RMSE	3.53	3.5	4.96
Percentage bias	-10.16	-9.92	-23.3
Pearson	0.82	0.81	0.8
Absolute percentage bias	17.59	17.4	26.1
Bias	-1.63	-1.5	-3.75
MAE	2.8	2.7	4.19

Sensibilidad del número de niveles verticales

Para el análisis de la sensibilidad de la resolución vertical, además de realizar las simulaciones numéricas, se recopiló información en altura. Esta recopilación se llevó a cabo en Sisal, Yucatán, durante una estancia en el LIPC-UNAM (Figura XIX.d). El objetivo principal de esta estancia, realizada con el apoyo del Dr. Bernardo Figueroa Espinoza, fue trabajar en diferentes aspectos del proyecto doctoral, incluyendo la obtención de datos meteorológicos de la región de Sisal y el procesamiento de esa información para que sirviera como base de comparación con las salidas del modelo WRF. La información recopilada para la evaluación del modelo incluyó datos en altura y de superficie. Para el año 2013, se obtuvieron datos de la torre Sisal (Figura XIX.c) y de la estación meteorológica Sisal DAVIS VANTAGE PRO (XIX.a), ambas pertenecientes a la UNAM. Además, se recopiló información del año 2018 del Observatorio Atmosférico Sisal de la RUOA, UNAM (Figura XIX.b), cubriendo todas las variables meteorológicas disponibles. Esta información fue esencial para validar y comparar los resultados obtenidos del modelo WRF.



(a) Estación meteorológica Sisal.



(b) Observatorio Atmosférico Sisal.



(c) Torre Sisal.

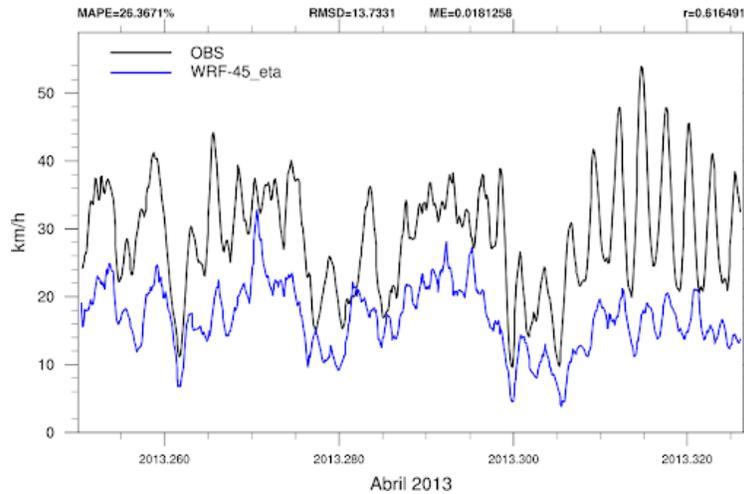


(d) LIPC-UNAM, en Sisal, Yucatán.

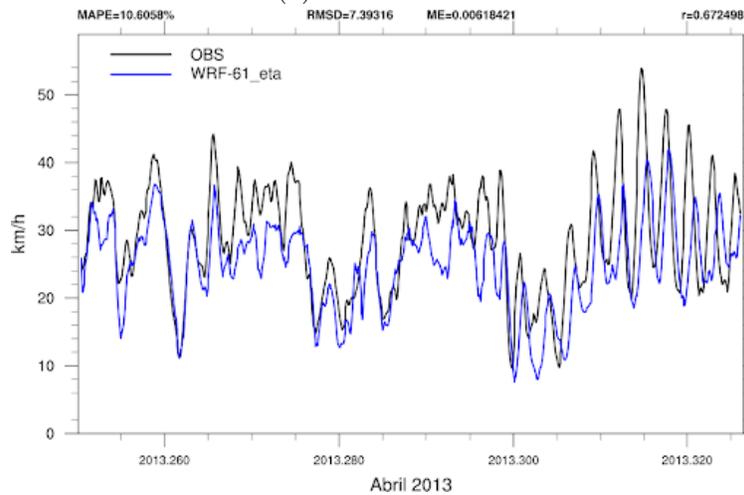
Figura XIX: Observaciones consideradas para la evaluación del modelo WRF en la región de Sisal, Yucatán.

Se analizaron dos simulaciones numéricas con alta resolución horizontal (0.111 km) pero con diferente resolución vertical: una con 45 niveles y otra con 61 niveles. Los resultados se compararon con los datos de la torre Sisal para el mes de abril de 2013. Abril fue elegido para el estudio debido a que en la región de Sisal se presenta la señal más alta de la brisa marina, un fenómeno difícil de caracterizar por los modelos numéricos de mesoescala.

Las series de tiempo para la rapidez del viento a 51 metros sobre la superficie muestran la comparación entre las observaciones y las simulaciones del modelo WRF con diferentes resoluciones verticales.



(a) 45 niveles eta



(b) 61 niveles eta

Figura XX: Series de tiempo para la rapidez del viento a 51 metros sobre la superficie. La línea negra indica las observaciones y la línea azul el modelo WRF. (a) 45 niveles eta. (b) 61 niveles eta.

Se observa que la simulación con 61 niveles verticales muestra un mejor ajuste a las observaciones en comparación con la simulación con 45 niveles verticales. Esto sugiere que

una mayor resolución vertical mejora la capacidad del modelo para representar la estructura vertical de la atmósfera, especialmente en fenómenos complejos como la brisa marina.

El aumento de la resolución vertical en los modelos numéricos de mesoescala, como el WRF, puede mejorar significativamente la precisión de las simulaciones en regiones costeras como Sisal, Yucatán, donde los fenómenos atmosféricos locales, como la brisa marina, son difíciles de caracterizar. La elección de abril para el estudio fue acertada debido a la intensidad de la brisa marina en ese mes, lo que permitió evaluar mejor la sensibilidad del modelo a la resolución vertical.

El presente experimento aborda en el análisis de sensibilidad del modelo WRF mediante simulaciones numéricas regionales para los sitios marítimos con alto potencial eólico en México. Se llevó a cabo la generación y análisis de las salidas de siete opciones de esquemas de capa límite planetaria, seguido de una evaluación comparativa con datos observados. Posteriormente, se seleccionó el esquema de PBL con el mejor desempeño para realizar un análisis de sensibilidad ante diferentes opciones del esquema o modelo de superficie (Land Surface Model, LSM). En la Tabla VIII, se detallan las opciones de los esquemas de PBL y LSM considerados para este análisis de sensibilidad del modelo WRF.

Tabla VIII: Esquemas de PBL y LSM considerados para el análisis de sensibilidad del modelo WRF.

PBL	LSM
Mellor–Yamada Nakanishi Niino (MYNN) Level 2.5	Difusión Térmica de 5 capas (TD)
Yonsei University Scheme (YSU)	Noah
Mellor–Yamada–Janjic Scheme (MYJ)	Noah-MP
Mellor–Yamada Nakanishi Niino (MYNN) Level 3	
Asymmetric Convection Model 2 Scheme (ACM2)	
Bougeault–Lacarrere Scheme (BouLac)	
University of Washington (TKE) Boundary Layer Scheme	

Características de las Simulaciones Numéricas

Las simulaciones corresponden al mes de enero de 2018, con dominios anidados como se muestra en la Figura XXI. Las condiciones iniciales y de frontera corresponden al sistema de reanálisis ERA-5, cuya resolución espacial es de 0.25° , que se seleccionó para inicializar el WRF ya que se ha demostrado que la incertidumbre relacionada con la corrección a largo plazo es un 20% menor para ERA-5 [91], en comparación con información del sistema de reanálisis MERRA-2 [92]. Para el caso de condiciones terrestres estáticas, se incorporó la información topográfica del Modelo de Elevación Digital oficial mexicano [93] de INEGI, con 30 metros de resolución espacial.



Figura XXI: Dominios anidados considerados en las simulaciones numéricas.

En las Tablas IX y X, se presentan las características de las simulaciones numéricas, resolución espacial horizontal y vertical, condiciones iniciales y parametrizaciones físicas empleadas.

Tabla IX: Características de las simulaciones numéricas.

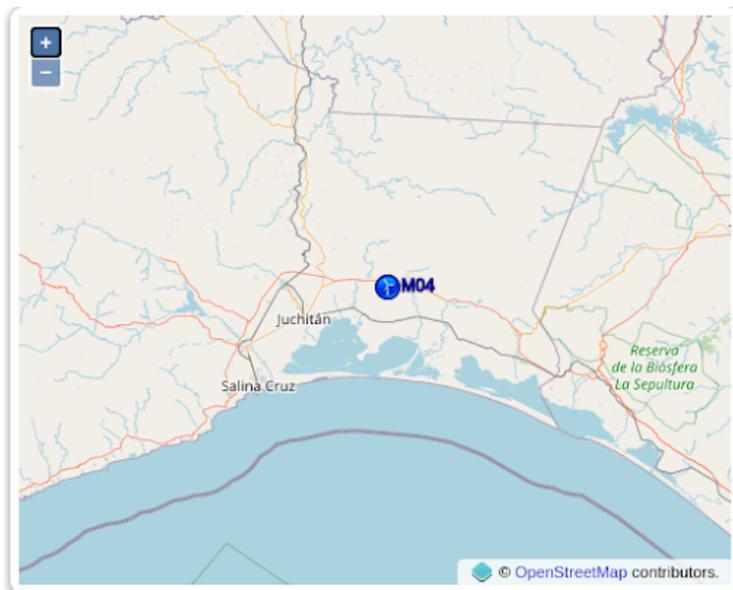
Características	D01	D02	D03	D04
Resolución espacial	27 km	9 km	3 km	1 km
Resolución temporal	1 h	–	–	–
Malla (xyz)	157x125x58	151x139x58	205x181x58	193x169x58
Condiciones iniciales/frontera	ERA5 0.25°	–	–	–
Versión del modelo	4.2.1	–	–	–
Datos topográficos	INEGI (30 m)	–	–	–

Tabla X: Parametrizaciones físicas seleccionadas que se mantienen fijas.

Parametrizaciones	D01	D02	D03	D04
Física superficial	Noah			
Cúmulos		Kain-Fritsch		
Solución explícita				
Microfísica	WSM 3-class simple ice			
Radiación de onda larga			RRTM	
Radiación de onda corta				Dudhia

Datos observados

La información observada se obtuvo a partir de la torre meteorológica M4 CERTE (80 metros) que forma parte del proyecto Atlas Eólico Mexicano, situada en la longitud -94.6957° O y en la latitud 16.547° N, a 31 m sobre el nivel del mar, como se puede observar en los mapas de las figuras XXIIa y XXIIb. La información está disponible en el portal <https://aems.ineel.mx/>, se puede descargar en archivos mensuales y tiene una resolución temporal de 10 minutos.



(a) Ubicación geográfica de la torre meteorológica.



(b) Torre meteorológica M4 CERTE (80 metros) situada en la longitud -94.6957° O y en la latitud 16.547° N, a 31 m sobre el nivel del mar.

Figura XXII: Ubicación y características de la torre meteorológica M4 CERTE.

Los archivos están en forma de texto plano, separados por espacios, con una cabecera en las tres primeras filas. La primera fila contiene el nombre de cada variable, la segunda fila contiene la altura de medición en metros sobre el nivel del suelo y la tercera fila contiene las unidades de medida.

Las cinco primeras columnas contienen la fecha: AAAA (año), MM (mes), dd (día), hh (hora) y mm (minuto). Los datos de todas las estaciones están referenciados al horario de invierno del centro del país (Ciudad de México UTC-06:00). Para cada nivel de medición, los campos de las variables se repiten cuatro veces para los valores estadísticos de media, máximo, mínimo y desviación estándar. Los nombres de las variables tienen la forma “Variable_Altura_Estadística”, donde WS (velocidad del viento), WD (dirección del viento),

temp (temperatura del aire), RH (humedad relativa), P (presión barométrica), Rad (radiación solar), DENSIDAD (densidad del aire).

Para verificar el desempeño del modelo WRF para simular el campo de viento en la región del Istmo de Tehuantepec, se compararon los resultados del modelo contra datos horarios de la rapidez del viento registrados por la torre meteorológica M4 CERTE. La información que se compara corresponde al mes de enero de 2018, y se estimaron los siguientes estadísticos: Índice de concordancia (Index of Agreement), Error absoluto medio (Mean Absolute Error), Raíz del error cuadrático medio (Root Mean Square Error), Sesgo (Bias), Sesgo porcentual (Percentage Bias), Sesgo porcentual absoluto (Absolute Percentage Bias), y el Coeficiente de correlación de Pearson (Pearson Correlation Coefficient).

Sensibilidad a distintas bases de datos topográficas como condiciones geoestáticas

Incorporación de datos topográficos de alta resolución espacial en el modelo WRF

Para mejorar la precisión de las condiciones terrestres estáticas, se incorporó información topográfica de alta resolución espacial en el modelo WRF. Específicamente, se utilizó el Modelo de Elevación Digital (DEM) oficial mexicano proporcionado por el INEGI, el cual ofrece una resolución espacial de 30 metros. Esta incorporación permite una representación más detallada y precisa del terreno, lo que resulta crucial para la simulación de fenómenos atmosféricos que están fuertemente influenciados por la topografía local.

Se generaron simulaciones numéricas de alta resolución con el modelo WRF [17] para el año 2018, en las que se emplearon condiciones iniciales y de frontera del sistema de reanálisis ERA-5 [94, 95]. La simulación tiene dos dominios (Figura XXIII), el dominio principal con 12 kilómetros y el dominio anidado con 4 kilómetros de resolución horizontal. En las Tablas XI y XII, se presentan las características de las simulaciones numéricas, resolución espacial horizontal y vertical, condiciones iniciales y parametrizaciones físicas empleadas.

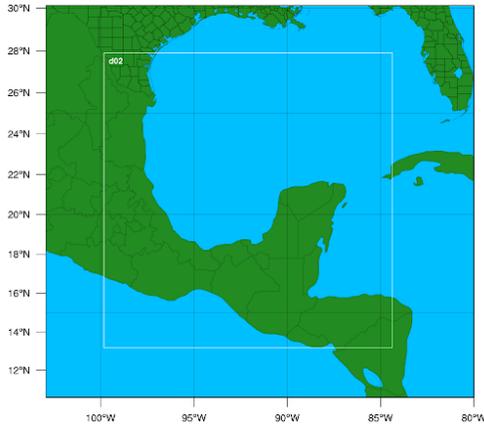


Figura XXIII: Dominios anidados considerados en las simulaciones numéricas.

Tabla XI: Características generales de las simulaciones numéricas.

Características	D01	D02
Resolución espacial	12 km	4 km
Resolución temporal	1 hora	
Dimensión de la malla (xyz)	200 x 183 x 50	403 x 412 x 50
Condiciones iniciales y de frontera	ERA 5 0.25° x 0.25°	
Versión del modelo	4.2.1	
Datos topográficos	INEGI: Resolución espacial de 30 metros	

Tabla XII: Parametrizaciones físicas seleccionadas.

Parametrizaciones	D01	D02
Capa límite planetaria (PBL)	Bougeault–Lacarrere Scheme (BouLac)	
Física superficial	Noah	
Cúmulos	Kain-Fritsch	
Microfísica	WSM 3-class simple ice	
Radiación de onda larga	RRTM	
Radiación de onda corta	Dudhia	

El uso de datos topográficos de alta resolución en el WRF mejora significativamente la capacidad del modelo para replicar patrones de viento y otros parámetros meteorológicos en regiones con topografía compleja. Esta precisión adicional es esencial para estudios y aplicaciones que dependen de la exactitud en la representación del terreno, como la evaluación del potencial eólico, la previsión meteorológica y el análisis de eventos extremos.

La implementación de estos datos topográficos se llevó a cabo mediante la configuración adecuada de los archivos de entrada del modelo WRF, asegurando que la información del DEM de INEGI fuera correctamente interpretada y utilizada por el sistema. Esta integración podría permitir una simulación más realista y detallada del comportamiento atmosférico, contribuyendo a una mejor comprensión y previsión de los fenómenos meteorológicos para las zonas de interés. Por que se logró incorporar datos topográficos de 30 metros de resolución, los cuales corresponden al modelo de elevación digital oficial mexicano (Continuo De Elevación Mexicano, CEM 3.0, 2012) de INEGI [93], con una resolución espacial de 30 metros (Figura XXVIa).

Producto observacional Cross-Calibrated Multi-Platform (CCMP)

Como base para la evaluación de este experimento con el modelo WRF se consideró el producto observacional CCMP [96], el cual incluye las componentes U y V del viento a 10 metros sobre la superficie (Figura XXIV).

Las características generales de CCMP se describen a continuación:

- Información disponible del periodo de 1987-2019.
- Resolución temporal diaria, para las 00Z, 06Z, 12Z y 18Z.
- Resolución de malla 0.25 °.
- La información del viento se obtiene a partir de sistemas de teledetección (RSS, Remote Sensing Systems), de diferentes instrumentos de radiómetro de microondas, incluyendo SSM/I, SSMIS, AMSR, TMI, WindSat y GMI.
- También se consideran las velocidades del viento y las direcciones de los dispersómetros de microondas (incluido el Quik Scatterometer de la NASA (QuikScat) y su instrumento SeaWinds).
- Tanto los datos de los radiómetros como los de los dispersómetros se han validado con boyas, con una precisión de 0.8 m s^{-1} .

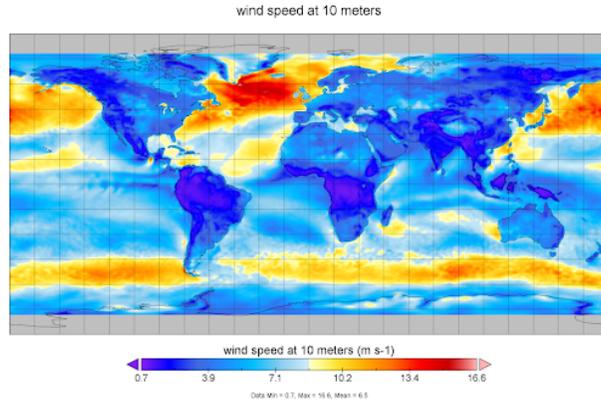


Figura XXIV: Promedio anual de la rapidez del viento (2018) obtenido a partir del producto CCMP.

Interpolación de la malla de ERA-5 y CCMP a la malla del modelo WRF

Para comparar los datos de ERA-5 y CCMP con las salidas de WRF, se interpolan las mallas de ambos productos a la de WRF, de manera que tuvieran la misma resolución y estructura de malla. Lo anterior, mediante el método de interpolación bilineal, utilizando la función `ESMF_regrid` de NCL. La función `ESMF_regrid` puede analizar tres tipos de mallas: rectilínea, curvilínea y no-estructurada. En la Figura XXV se presentan mapas del promedio anual (2018) de la rapidez del viento a 10 metros sobre la superficie, para los productos ERA-5 (a) y CCMP (b) interpolados a la malla de WRF (c).

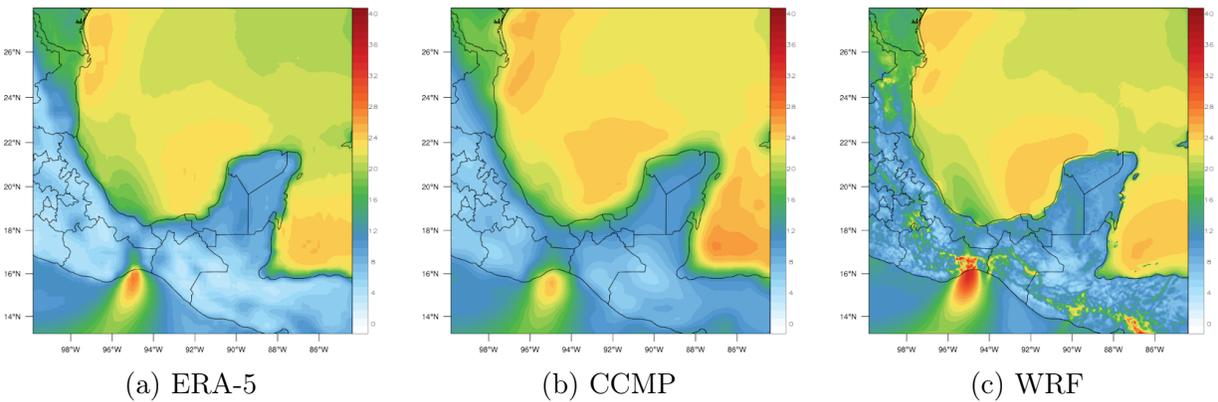


Figura XXV: Promedio anual (2018) de la rapidez del viento a 10 metros sobre la superficie. ERA-5 (a), CCMP (b), y WRF (c). CCMP y ERA-5 fueron interpolados a la malla de WRF utilizando `ESMF_regrid` de NCL.

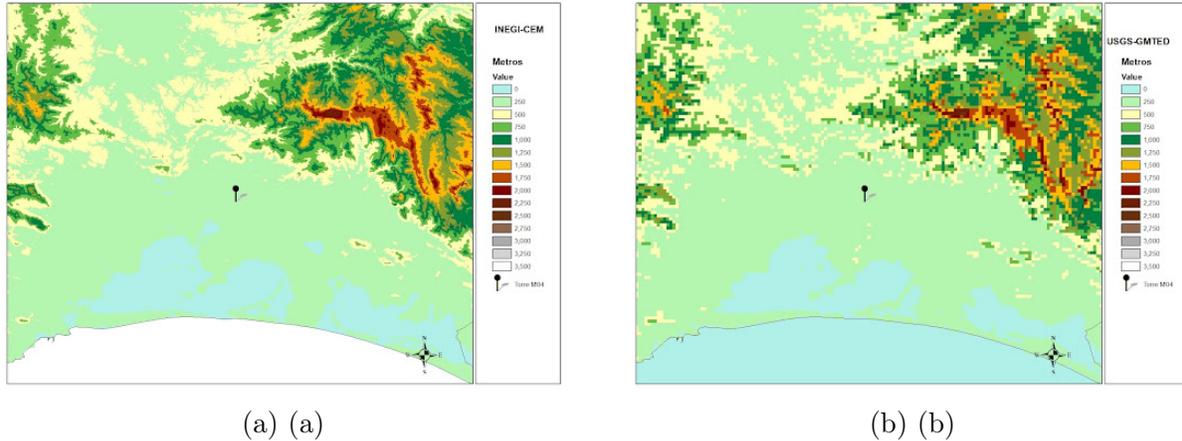
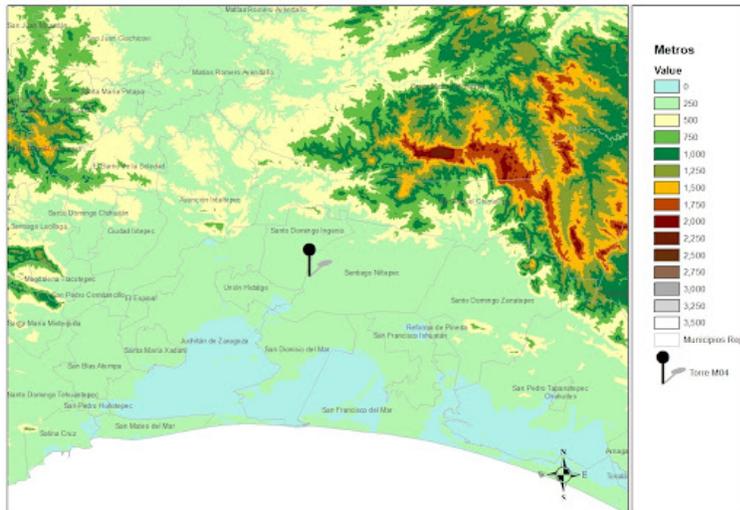


Figura XXVI: Datos topográficos empleados en las simulaciones del modelo WRF: (a) Modelo de Elevación Digital oficial mexicano (Continuo De Elevación Mexicano, CEM 3.0, 2012) de INEGI. (b) USGS-Global Multi-resolution Terrain Elevation Data 2010 (GMTED2010).

Por lo tanto, se corrió el modelo para el año 2018, considerando datos topográficos de INEGI (Figura XXVI.a) y los datos topográficos predeterminados en el modelo WRF, los cuales corresponden al USGS-Global Multi-resolution Terrain Elevation Data 2010 (Figura XXVI.b), con 1 kilómetro de resolución espacial [97].

Datos observados y evaluación del modelo WRF

Se evaluó el modelo WRF para la región de La Ventosa, Oax., tomando como información base el producto observacional CCMP [96] (Figura XXIV) y también información de la torre meteorológica M04, que es parte del proyecto Atlas Eólico Mexicano (Figura XXVII). Se realizó una evaluación puntual y también por malla. En ambos casos se puede observar una mejora cuando se emplea información topográfica de mayor resolución.



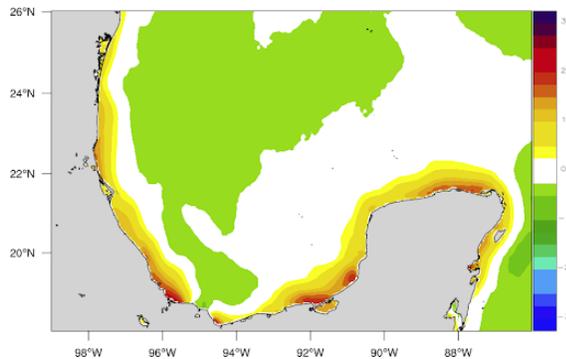
(a) Ubicación de la torre M04.



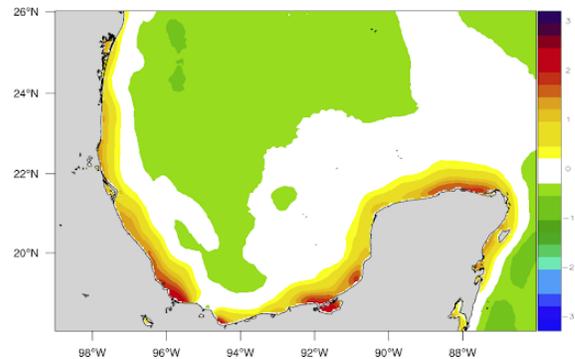
(b) Torre M04 del Atlas Eólico Mexicano.

Figura XXVII: (a) Ubicación de la torre M04. (b) Torre M04 del Atlas Eólico Mexicano.

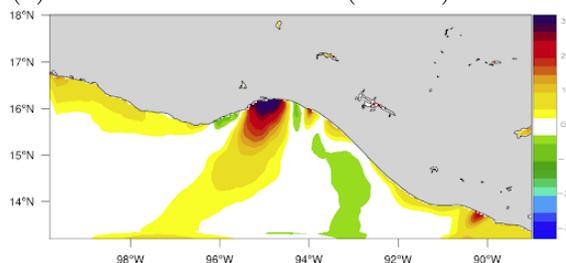
En la Figura XXVIII se muestran mapas de diferencia entre la rapidez del viento a 10 metros sobre la superficie, obtenida por el producto CCMP y en modelo WRF, lo anterior para el promedio anual para el 2018, y para las 2 versiones del modelo. Se observa que para el caso del modelo WRF con datos de INEGI, los errores disminuyen en la zona marítima cercana a la costa, lo que es importante cuando se busca representar el campo de viento con propósitos de energía eólica marina.



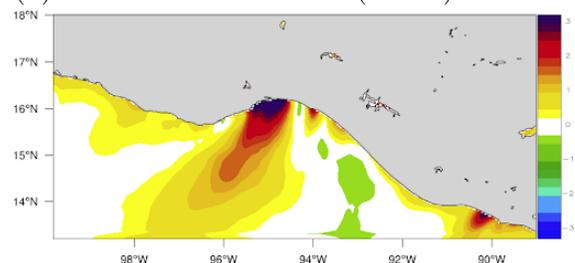
(a) Golfo de México. WRF (INEGI) - CCMP.



(b) Golfo de México. WRF (USGS) - CCMP.



(c) Golfo de Tehuantepec. WRF (INEGI) - CCMP.



(d) Golfo de Tehuantepec. WRF (USGS) - CCMP.

Figura XXVIII: Promedio anual de la diferencia de la rapidez del viento entre el modelo WRF y el producto CCMP, empleando dos bases de datos topográficos, INEGI y USGS: (a) Golfo de México WRF (INEGI) - CCMP. (b) Golfo de México WRF (USGS) - CCMP. (c) Golfo de Tehuantepec WRF (INEGI) - CCMP. (d) Golfo de Tehuantepec WRF (USGS) - CCMP.

En la Figura XXIX se muestran diagramas de dispersión, donde se comparan los datos del modelo WRF, para las dos versiones simuladas, y los datos de la torre M04, ubicada en la región de la Ventosa, lo anterior para la rapidez del viento a 80 metros sobre la superficie y para el promedio anual del año 2018. Se observa que hay un buen desempeño para ambos casos, un poco mejor para el caso en el que se emplea información de INEGI en el modelo WRF.

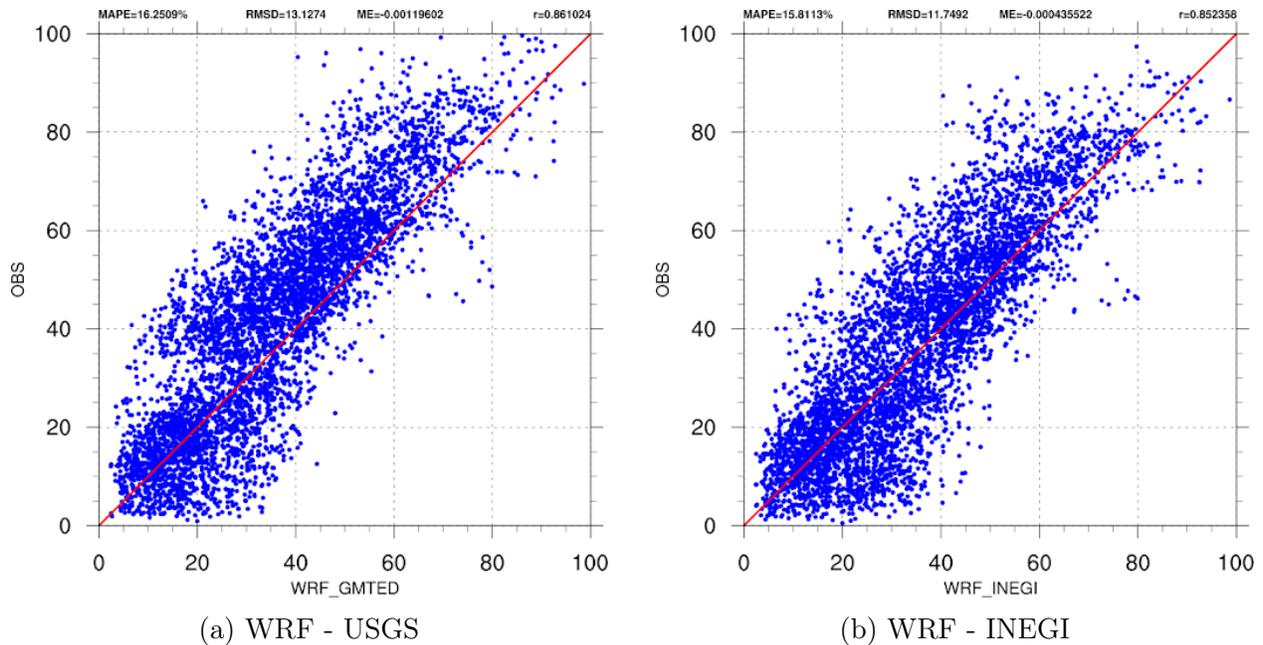


Figura XXIX: Diagramas de dispersión para la rapidez del viento a 80 metros sobre la superficie, obtenida con el modelo WRF y en comparación con los datos de la torre M04: (a) WRF - USGS. (b) WRF - INEGI.

En la comparación malla a malla entre WRF y CCMP, se observa una variabilidad menos significativa en las regiones marítimas con alto potencial eólico frente a la costa norte de Tamaulipas y el noroeste de Yucatán. Sin embargo, se destaca un cambio importante en la región del Golfo de Tehuantepec. Aquí, la interacción compleja con la topografía puede intensificar el viento, siendo más amplia e intensa la zona de máximo viento con la topografía de INEGI. Además, la evaluación puntual con la torre M04 en La Ventosa muestra una mejora estadística al emplear datos de INEGI, aunque esta mejora es relativamente pequeña. Por ello, es esencial realizar una comparación malla a malla para comprender más detalladamente las diferencias, en lugar de depender únicamente de valores puntuales o nodos de malla.

Referencias

- [1] Department of Energy, How wind can help us breathe easier, <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/how-wind-can-help-us-breathe-easier>, accessed on 7 September 2023.
- [2] K. Marvel, B. Kravitz, K. Caldeira, Geophysical limits to global wind power, *Nat. Clim. Chang.* 3 (2013) 118–121. doi:10.1038/nclimate1683.
- [3] H. Bailey, K. Brookes, P. Thompson, Assessing environmental impacts of offshore wind farms: Lessons learned and recommendations for the future, *Aquatic Biosystems* 10 (2014) 8. doi:10.1186/2046-9063-10-8.
- [4] D. Leung, Y. Yang, Wind energy development and its environmental impact: A review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (2012) 1031–1039. doi:10.1016/j.rser.2011.09.024.
- [5] G. Ellis, G. Ferraro, The social acceptance of wind energy, Tech. rep., JRC Science for Policy Report, European Commission: Brussels, Belgium (2016). doi:10.2789/696070.
- [6] Wind Europe, Wind energy in europe: 2022 statistics and the outlook for 2023–2027, <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2022-statistics-and-the-outlook-for-2023-2027/#downloads>, accessed on 7 September 2023.
- [7] J. Huacuz, The road to green power in mexico—reflections on the prospects for the large-scale and sustainable implementation of renewable energy, *Energy Policy* 33 (2005) 2087–2099. doi:10.1016/j.enpol.2004.04.004.
- [8] R. Bracho, J. Alvarez, A. Aznar, C. Brancucci, G. Brinkman, A. Cooperman, F. Flores-Espino, W. Frazier, C. Gearhart, O. Guerra Fernandez, Mexico clean energy report, Tech. Rep. No. NREL/TP-7A40-82580, National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO, USA (2022).
- [9] D. Canul-Reyes, O. Rodríguez-Hernández, A. Jarquin-Laguna, Potential zones for offshore wind power development in the gulf of mexico using reanalyses data and capacity factor seasonal analysis, *Energy Sustain. Dev.* 68 (2022) 211–219. doi:10.1016/j.esd.2022.03.008.
- [10] J. Arenas-López, M. Badaoui, Analysis of the offshore wind resource and its economic assessment in two zones of mexico, *Sustain. Energy Technol. Assess.* 52 (2022) 101997. doi:10.1016/j.seta.2022.101997.

- [11] D. Bernal-Camacho, J. Fontes, E. Mendoza, A technical assessment of offshore wind energy in Mexico: A case study in Tehuantepec Gulf, *Energies* 15 (2022) 4367. doi:10.3390/en15124367.
- [12] A. Martínez, G. Iglesias, Wind resource evolution in Europe under different scenarios of climate change characterised by the novel shared socioeconomic pathways, *Energy Convers. Manag.* 234 (2021) 113961. doi:10.1016/j.enconman.2021.113961.
- [13] A. Martínez, G. Iglesias, Climate change impacts on wind energy resources in North America based on the CMIP6 projections, *Sci. Total Environ.* 806 (2022) 150580. doi:10.1016/j.scitotenv.2021.150580.
- [14] A. Martínez, G. Iglesias, Climate-change impacts on offshore wind resources in the Mediterranean Sea, *Energy Convers. Manag.* 291 (2023) 117231. doi:10.1016/j.enconman.2023.117231.
- [15] C. Shen, J. Zha, Z. Li, C. Azorin-Molina, K. Deng, L. Minola, D. Chen, Evaluation of global terrestrial near-surface wind speed simulated by CMIP6 models and their future projections, *Ann. N. Y. Acad. Sci.* 1518 (2022) 249–263. doi:10.1111/nyas.14910.
- [16] S. Zhang, X. Li, Future projections of offshore wind energy resources in China using CMIP6 simulations and a deep learning-based downscaling method, *Energy* 217 (2021) 119321. doi:10.1016/j.energy.2020.119321.
- [17] W. Skamarock, J. Klemp, J. Dudhia, D. Gill, D. Barker, M. Duda, X.-Y. Huang, W. Wang, J. Powers, A description of the advanced research WRF version 3, Tech. Rep. No. NCAR/TN-475+STR, University Corporation for Atmospheric Research, Boulder, CO, USA (2008). doi:10.5065/D68S4MVH.
- [18] S. Fernández-González, M. Martín, E. García-Ortega, A. Merino, J. Lorenzana, J. Sánchez, F. Valero, J. Rodrigo, Sensitivity analysis of the WRF model: Wind-resource assessment for complex terrain, *J. Appl. Meteorol. Climatol.* 57 (2018) 733–753. doi:10.1175/JAMC-D-17-0121.1.
- [19] J. Li, X. Zheng, C. Zhang, Y. Chen, Impact of land-use and land-cover change on meteorology in the Beijing–Tianjin–Hebei region from 1990 to 2010, *Sustainability* 10 (2018) 176. doi:10.3390/su10010176.
- [20] F. Santos-Alamillos, D. Pozo-Vázquez, J. Ruiz-Arias, J. Tovar-Pescador, Influence of land-use misrepresentation on the accuracy of WRF wind estimates: Evaluation of GLC and Corine land-use maps in Southern Spain, *Atmos. Res.* 157 (2015) 17–28. doi:10.1016/j.atmosres.2015.01.006.
- [21] P. Durán, C. Meißner, K. Rutledge, R. Fonseca, J. Martín-Torres, M. Adaramola, Mesoscale coupling for wind resource assessment using averaged atmospheric stability conditions, *Meteorol. Z.* 28 (2019) 273–291. doi:10.1127/metz/2019/0937.

- [22] A. Hahmann, T. Sile, B. Witha, N. Davis, M. Dörenkämper, Y. Ezber, E. García-Bustamante, J. González-Rouco, J. Navarro, B. Olsen, et al., The making of the new european wind atlas—part 1: Model sensitivity, *Geosci. Model Dev.* 13 (2020) 5053–5078. doi:10.5194/gmd-13-5053-2020.
- [23] J. Rodrigo, C. Arroyo RA, B. Witha, M. Dörenkämper, J. Gottschall, M. Avila, J. Arnqvist, A. Hahmann, T. Sile, The new european wind atlas model chain, *J. Phys. Conf. Ser.* 1452 (2020) 012087. doi:10.1088/1742-6596/1452/1/012087.
- [24] M. Dörenkämper, B. Olsen, B. Witha, A. Hahmann, N. Davis, J. Barcons, Y. Ezber, E. García-Bustamante, J. González-Rouco, J. Navarro, et al., The making of the new european wind atlas—part 2: Production and evaluation, *Geosci. Model Dev.* 13 (2020) 5079–5102. doi:10.5194/gmd-13-5079-2020.
- [25] T. Chang, C. Chen, Y. Tu, H. Yeh, Y. Wu, Evaluation of the climate change impact on wind resources in taiwan strait, *Energy Convers. Manag.* 95 (2015) 435–445. doi:10.1016/j.enconman.2015.02.033.
- [26] V. Eyring, S. Bony, G. Meehl, C. Senior, B. Stevens, R. Stouffer, K. Taylor, Overview of the coupled model intercomparison project phase 6 (cmip6) experimental design and organization, *Geosci. Model Dev.* 9 (2016) 1937–1958. doi:10.5194/gmd-9-1937-2016.
- [27] K. Taylor, R. Stouffer, G. Meehl, An overview of cmip5 and the experiment design, *Bull. Am. Meteorol. Soc.* 93 (2012) 485–498. doi:10.1175/BAMS-D-11-00094.1.
- [28] K. Tokarska, M. Stolpe, S. Sippel, E. Fischer, C. Smith, F. Lehner, R. Knutti, Past warming trend constrains future warming in cmip6 models, *Sci. Adv.* 6 (2020) eaaz9549. doi:10.1126/sciadv.aaz9549.
- [29] WCRP CMIP6 Data Request, <https://cmip.llnl.gov/cmip6/data-request/>, accessed on 17 January 2023 (2019).
- [30] B. O’Neill, C. Tebaldi, D. Van Vuuren, V. Eyring, P. Friedlingstein, G. Hurtt, R. Knutti, E. Kriegler, J. Lamarque, J. Lowe, et al., The scenario model intercomparison project (scenariomip) for cmip6, *Geosci. Model Dev.* 9 (2016) 3461–3482. doi:10.5194/gmd-9-3461-2016.
- [31] N. Ridder, A. Pitman, A. Ukkola, Do cmip6 climate models simulate global or regional compound events skillfully?, *Geophys. Res. Lett.* 48. doi:10.1029/2020GL091152.
- [32] K. Riahi, D. Van Vuuren, E. Kriegler, J. Edmonds, B. O’Neill, S. Fujimori, N. Bauer, K. Calvin, R. Dellink, O. Fricko, et al., The shared socioeconomic pathways and their energy, land use, and greenhouse gas emissions implications: An overview, *Glob. Environ. Change* 42 (2017) 153–168. doi:10.1016/j.gloenvcha.2016.05.009.
- [33] C. Tebaldi, K. Debeire, V. Eyring, E. Fischer, J. Fyfe, P. Friedlingstein, R. Knutti, J. Lowe, B. O’Neill, B. Sanderson, et al., Climate model projections from the scenario model intercomparison project (scenariomip) of cmip6, *Earth Syst. Dyn. Discuss.* 12 (2020) 253–293. doi:10.5194/esd-12-253-2021.

- [34] B. C. Hewitson, R. G. Crane, Climate downscaling: Techniques and application, *Climate Research* 7 (2) (1996) 85–95.
- [35] C. L. Archer, B. A. Colle, L. Delle Monache, M. J. Dvorak, J. Lundquist, B. H. Bailey, ..., S. Lee, Meteorology for coastal/offshore wind energy in the united states: recommendations and research needs for the next 10 years, *Bulletin of the American Meteorological Society* 95 (4) (2014) 515–519.
- [36] J. Dudhia, Overview of wrf physics, University Corporation for Atmospheric Research, Boulder, CO, <https://www.climate-science.org.au/sites/default/files/physics-3.9-new-pt1.pdf> (2017).
- [37] A. M. Society, Roughness_sublayer glossary of meteorology, American Meteorological Society. (2020). “Roughness_sublayer” glossary of meteorology., http://glossary.ametsoc.org/wiki/Roughness_sublayer (2020).
- [38] P. Veers, K. Dykes, E. Lantz, S. Barth, C. L. Bottasso, O. Carlson, ..., D. Laird, Grand challenges in the science of wind energy, *Sciencedoi:10.1126/science.aau2027*.
- [39] O. Probst, D. Cárdenas, State of the art and trends in wind resource assessment, *Energies* 3 (6) (2010) 1087–1141. doi:10.3390/en3061087.
- [40] B. Witha, A. N. Hahmann, T. Sile, M. Dörenkämper, Y. Ezber, E. G. Bustamante, J. F. González-Rouco, G. Leroy, J. Navarro, Report on wrf model sensitivity studies and specifications for the mesoscale wind atlas production runs: Deliverable d4. 3.
- [41] C. Surussavadee, Evaluation of wrf near-surface wind simulations in tropics employing different planetary boundary layer schemes, in: 2017 8th International Renewable Energy Congress (IREC), IEEE, 2017, pp. 1–4.
- [42] S. Wharton, M. Simpson, J. Osuna, J. Newman, S. Biraud, The role of surface energy exchange for simulating wind inflow: An evaluation of multiple land surface models in wrf for the southern great plains site field campaign report, Tech. rep., DOE Office of Science Atmospheric Radiation Measurement (ARM) Program ... (2016).
- [43] I. Balog, P. M. Ruti, I. Tobin, V. Armenio, R. Vautard, A numerical approach for planning offshore wind farms from regional to local scales over the mediterranean, *Renewable energy* 85 (2016) 395–405.
- [44] D. Muñoz-Esparza, B. Kosović, J. Mirocha, J. van Beeck, Bridging the transition from mesoscale to microscale turbulence in numerical weather prediction models, *Boundary-layer meteorology* 153 (2014) 409–440.
- [45] IOA Group of UNAM, Available online, <http://grupo-ioa.atmosfera.unam.mx/>, accessed on 31 July 2023.
- [46] Instituto de Ciencias de la Atmósfera y Cambio Climático (ICAYCC) de la UNAM, Available online, <https://www.atmosfera.unam.mx/>, accessed on 31 July 2023.

- [47] E. López-Espinoza, J. Zavala-Hidalgo, R. Mahmood, O. Gómez-Ramos, Assessing the impact of land use and land cover data representation on weather forecast quality: A case study in central Mexico, *Atmosphere* 11 (2020) 1242. doi:10.3390/atmos1111124.
- [48] S. Rivera-Martínez, Análisis del uso de suelo y vegetación en México entre 1968 y 2011 para su uso en un modelo de pronóstico meteorológico (2018).
- [49] O. Jurado de Larios, Sensibilidad del modelo WRF ante condiciones iniciales y de frontera: Un estudio de caso en el valle de México (2017).
- [50] M. Allende-Arandía, J. Zavala-Hidalgo, A. Torres-Freyermuth, C. Appendini, R. Cerezo-Mota, N. Taylor-Espinosa, Sea-land breeze diurnal component and its interaction with a cold front on the coast of Sisal, Yucatán: A case study, *Atmos. Res.* 244 (2020) 105051. doi:10.1016/j.atmosres.2020.105051.
- [51] J. Meza-Carreto, Evaluación del desempeño del modelo WRF para reproducir las variaciones de la temperatura en México durante la década de los 80 (2018).
- [52] S. Saha, S. Moorthi, H. Pan, X. Wu, J. Wang, S. Nadiga, P. Tripp, R. Kistler, J. Woollen, D. Behringer, et al., The NCEP Climate Forecast System Reanalysis, *Bull. Am. Meteorol. Soc.* 91 (2010) 1015–1058. doi:10.1175/2010BAMS3001.1.
- [53] Miztli—LANCAD, Available online, <http://www.lancad.mx/>, accessed on 18 February 2023.
- [54] R. Mahmood, R. Leeper, A. Quintanar, Sensitivity of planetary boundary layer atmosphere to historical and future changes of land use/land cover, vegetation fraction, and soil moisture in western Kentucky, USA, *Glob. Planet. Chang.* 78 (2011) 36–53. doi:10.1016/j.gloplacha.2011.05.007.
- [55] J. Anderson, A Land Use and Land Cover Classification System for Use with Remote Sensor Data, Vol. 964, US Government Printing Office, Washington, DC, USA, 1976.
- [56] Copernicus Climate Change Service (C3S), Climate Data Store (CDS). CMIP6 Climate Projections, <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/10.24381/cds.c866074c?tab=overview>, accessed on 31 August 2023.
- [57] UCAR/NCAR/CISL/TDD, Boulder, CO, USA, The NCAR Command Language (Version 6.6.2) (2019).
URL <https://www.ncl.ucar.edu/>
- [58] A. Hahmann, O. García-Santiago, A. Peña, Current and future wind energy resources in the North Sea according to CMIP6, *Wind Energy Sci.* 7 (2022) 2373–2391. doi:10.5194/wes-7-2373-2022.
- [59] D. Carvalho, A. Rocha, X. Costoya, M. DeCastro, M. Gómez-Gesteira, Wind energy resource over Europe under CMIP6 future climate projections: What changes from CMIP5 to CMIP6, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 151 (2021) 111594. doi:10.1016/j.rser.2021.111594.

- [60] M. Islam, R. Saidur, N. Rahim, Assessment of wind energy potentiality at kudat and labuan, malaysia using weibull distribution function, *Energy* 36 (2011) 985–992.
- [61] J. Wang, J. Hu, K. Ma, Wind speed probability distribution estimation and wind energy assessment, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 60 (2016) 881–899. doi:10.1016/j.rser.2016.01.057.
- [62] H. Miao, H. Xu, G. Huang, K. Yang, Evaluation and future projections of wind energy resources over the northern hemisphere in cmip5 and cmip6 models, *Renew. Energy* 211 (2023) 809–821. doi:10.1016/j.renene.2023.05.007.
- [63] A. Akinsanola, K. Ogunjobi, A. Abolude, S. Salack, Projected changes in wind speed and wind energy potential over west africa in cmip6 models, *Environ. Res. Lett.* 16 (2021) 044033. doi:10.1088/1748-9326/abed7a.
- [64] C. Navarro-Racines, J. Tarapues-Montenegro, J. Ramírez-Villegas, Bias-Correction in the CCAFS-Climate Portal: A Description of Methodologies, Decision and Policy Analysis (DAPA) Research Area; International Center for Tropical Agriculture (CIAT), Cali, DC, USA (2015).
- [65] D. Maraun, Bias correction, quantile mapping, and downscaling: Revisiting the inflation issue, *J. Clim.* 26 (2013) 2137–2143. doi:10.1175/JCLI-D-12-00821.1.
- [66] L. Gudmundsson, J. Bremnes, J. Haugen, T. Skaugen, Downscaling rcm precipitation to the station scale using quantile mapping—a comparison of methods, *Hydrol. Earth Syst. Sci. Discuss.* 9 (2012) 6185–6201.
- [67] D. Li, J. Feng, Z. Xu, B. Yin, H. Shi, J. Qi, Statistical bias correction for simulated wind speeds over cordex-east asia, *Earth Space Sci.* 6 (2019) 200–211. doi:10.1029/2018EA000493.
- [68] C. Davis, B. Brown, R. Bullock, Object-based verification of precipitation forecasts. part i: Methodology and application to mesoscale rain areas, *Mon. Weather Rev.* 134 (2006) 1772–1784. doi:10.1175/MWR3145.1.
- [69] D. Wilks, *Statistical Methods in the Atmospheric Sciences*, Vol. 100, Academic Press, Cambridge, MA, USA, 2011.
- [70] C. Cassisi, P. Montalto, M. Aliotta, A. Cannata, A. Pulvirenti, Similarity measures and dimensionality reduction techniques for time series data mining, in: *Advances in Data Mining Knowledge Discovery and Applications*, IntechOpen, Rijeka, Croatia, 2012, pp. 71–96. doi:10.5772/49941.
- [71] S. Morley, T. Brito, D. Welling, Measures of model performance based on the log accuracy ratio, *Space Weather* 16 (2018) 69–88. doi:10.1002/2017SW001669.
- [72] U. Mori, A. Mendiburu, J. Lozano, Distance measures for time series in r: The tsdist package, *R J.* 8 (2016) 451. doi:10.32614/RJ-2016-058.

- [73] K. Mohammadi, A. Mostafaeipour, Using different methods for comprehensive study of wind turbine utilization in zarrineh, iran, *Energy Convers. Manag.* 65 (2013) 463–470. doi:10.1016/j.enconman.2012.09.004.
- [74] N. Davis, J. Badger, A. Hahmann, B. Hansen, N. Mortensen, M. Kelly, X. Larsén, B. Olsen, R. Floors, G. Lizcano, et al., The global wind atlas: A high-resolution dataset of climatologies and associated web-based application, *Bull. Am. Meteorol. Soc.* 104 (2023) E1507–E1525. doi:10.1175/BAMS-D-21-0075.1.
- [75] E. Lantz, J. Roberts, J. Nunemaker, E. DeMeo, K. Dykes, G. Scott, Increasing wind turbine tower heights: Opportunities and challenges, <https://www.osti.gov/biblio/1515397>, accessed on 10 October 2023 (2019).
- [76] A. Krontiris, P. Sandeberg, La tecnología hvdc para el sector de energía eólica marina está madurando, *Revista ABB* 3 (2018) 36–43.
- [77] G. Nagababu, N. Naidu, S. Kachhwaha, V. Savsani, Feasibility study for offshore wind power development in india based on bathymetry and reanalysis data, *Energy Sources A Recovery Util. Environ. Eff.* 39 (2017) 497–504. doi:10.1080/15567036.2016.1233303.
- [78] R. Romero-Centeno, J. Zavala-Hidalgo, A. Gallegos, J. O’Brien, Isthmus of tehuantepec wind climatology and enso signal, *J. Clim.* 16 (2003) 2628–2639.
- [79] A. Ibrahim, H. Abutarboush, A. Mohamed, M. Fouad, E. El-Kenawy, An optimized ensemble model for prediction of the bandwidth of metamaterial antenna, *CMC—Comput. Mater. Contin.* 71 (2022) 199–213.
- [80] R. Romero Centeno, J. Zavala Hidalgo, Meteorología, in: S. Z. Herzka, R. Z. Álvarez, E. Peters, G. H. Cárdenas (Eds.), *Atlas de línea base ambiental del golfo de México* (tomo I), Consorcio de Investigación del Golfo de México, México, Mexico City, 2021.
- [81] B. Thomas, X. Costoya, M. Decastro, D. Insua-Costa, M. Senande-Rivera, M. Gómez-Gesteira, Downscaling cmip6 climate projections to classify the future offshore wind energy resource in the spanish territorial waters, *J. Clean. Prod.* 433 (2023) 139860. doi:10.1016/j.jclepro.2023.139860.
- [82] A. Claro, J. Santos, D. Carvalho, Assessing the future wind energy potential in portugal using a cmip6 model ensemble and wrf high-resolution simulations, *Energies* 16 (2023) 661. doi:10.3390/en16020661.
- [83] C. Shen, Q. Duan, C. Miao, C. Xing, X. Fan, Y. Wu, J. Han, Bias correction and ensemble projections of temperature changes over ten subregions in cordex east asia, *Adv. Atmos. Sci.* 37 (2020) 1191–1210. doi:10.1007/s00376-020-0026-6.
- [84] Y. Long, C. Xu, F. Liu, Y. Liu, G. Yin, Evaluation and projection of wind speed in the arid region of northwest china based on cmip6, *Remote Sens.* 13 (2021) 4076. doi:10.3390/rs13204076.

- [85] P. Bougeault, P. Lacarrere, Parameterization of orography-induced turbulence in a mesobeta-scale model, *Monthly weather review* 117 (8) (1989) 1872–1890.
- [86] J. Dudhia, A multi-layer soil temperature model for mm5, in: *Preprints, The Sixth PSU/NCAR mesoscale model users’ workshop*, Boulder Colorado, 1996, pp. 22–24.
- [87] N. Mukul Tewari, M. Tewari, F. Chen, W. Wang, J. Dudhia, M. LeMone, K. Mitchell, M. Ek, G. Gayno, J. Wegiel, et al., Implementation and verification of the unified noah land surface model in the wrf model (formerly paper number 17.5), in: *Proceedings of the 20th conference on weather analysis and forecasting/16th conference on numerical weather prediction*, Seattle, WA, USA, Vol. 14, 2004.
- [88] M. Tewari, Implementation and verification of the unified noah land surface model in the wrf model, (No Title).
- [89] Z.-L. Yang, G.-Y. Niu, K. E. Mitchell, F. Chen, M. B. Ek, M. Barlage, L. Longuevergne, K. Manning, D. Niyogi, M. Tewari, et al., The community noah land surface model with multiparameterization options (noah-mp): 2. evaluation over global river basins, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 116 (D12).
- [90] M. Chang, W. Liao, X. Wang, Q. Zhang, W. Chen, Z. Wu, Z. Hu, An optimal ensemble of the noah-mp land surface model for simulating surface heat fluxes over a typical subtropical forest in south china, *Agricultural and Forest Meteorology* 281 (2020) 107815.
- [91] J. Olauson, Era5: The new champion of wind power modelling?, *Renewable energy* 126 (2018) 322–331.
- [92] R. Gelaro, W. McCarty, M. J. Suárez, R. Todling, A. Molod, L. Takacs, C. A. Randles, A. Darmenov, M. G. Bosilovich, R. Reichle, et al., The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (merra-2), *Journal of climate* 30 (14) (2017) 5419–5454.
- [93] E. M. Uribe-Alcantara, J. C. Escamilla-Casas, E. Cruz-Chavez, Evaluación del modelo de elevación digital oficial mexicano (continuo de elevación mexicano, cem 3.0) de inegi-evaluation of the official mexican digital elevation model (mexican elevation continuum, cem 3.0) from inegi, *Tecnología y ciencias del agua* 9 (6) (2018) 153–172.
- [94] H. Hersbach, The era5 atmospheric reanalysis., in: *AGU fall meeting abstracts*, Vol. 2016, 2016, pp. NG33D–01.
- [95] H. Hersbach, B. Bell, P. Berrisford, S. Hirahara, A. Horányi, J. Muñoz-Sabater, J. Nicolas, C. Peubey, R. Radu, D. Schepers, et al., The era5 global reanalysis, *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* 146 (730) (2020) 1999–2049.
- [96] R. Atlas, R. N. Hoffman, J. Ardizzone, S. M. Leidner, J. C. Jusem, D. K. Smith, D. Gombos, A cross-calibrated, multiplatform ocean surface wind velocity product for meteorological and oceanographic applications, *Bulletin of the American Meteorological Society* 92 (2) (2011) 157–174.

- [97] J. J. Danielson, D. B. Gesch, Global multi-resolution terrain elevation data 2010 (gmted2010), Tech. rep., US Geological Survey (2011).

ce

Referencias

- [1] Department of Energy, How wind can help us breathe easier, <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/how-wind-can-help-us-breathe-easier>, accessed on 7 September 2023.
- [2] K. Marvel, B. Kravitz, K. Caldeira, Geophysical limits to global wind power, *Nat. Clim. Chang.* 3 (2013) 118–121. doi:10.1038/nclimate1683.
- [3] H. Bailey, K. Brookes, P. Thompson, Assessing environmental impacts of offshore wind farms: Lessons learned and recommendations for the future, *Aquatic Biosystems* 10 (2014) 8. doi:10.1186/2046-9063-10-8.
- [4] D. Leung, Y. Yang, Wind energy development and its environmental impact: A review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (2012) 1031–1039. doi:10.1016/j.rser.2011.09.024.
- [5] G. Ellis, G. Ferraro, The social acceptance of wind energy, Tech. rep., JRC Science for Policy Report, European Commission: Brussels, Belgium (2016). doi:10.2789/696070.
- [6] Wind Europe, Wind energy in europe: 2022 statistics and the outlook for 2023–2027, <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2022-statistics-and-the-outlook-for-2023-2027/#downloads>, accessed on 7 September 2023.
- [7] J. Huacuz, The road to green power in mexico—reflections on the prospects for the large-scale and sustainable implementation of renewable energy, *Energy Policy* 33 (2005) 2087–2099. doi:10.1016/j.enpol.2004.04.004.
- [8] R. Bracho, J. Alvarez, A. Aznar, C. Brancucci, G. Brinkman, A. Cooperman, F. Flores-Espino, W. Frazier, C. Gearhart, O. Guerra Fernandez, Mexico clean energy report, Tech. Rep. No. NREL/TP-7A40-82580, National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO, USA (2022).
- [9] D. Canul-Reyes, O. Rodríguez-Hernández, A. Jarquin-Laguna, Potential zones for offshore wind power development in the gulf of mexico using reanalyses data and capacity factor seasonal analysis, *Energy Sustain. Dev.* 68 (2022) 211–219. doi:10.1016/j.esd.2022.03.008.

- [10] J. Arenas-López, M. Badaoui, Analysis of the offshore wind resource and its economic assessment in two zones of Mexico, *Sustain. Energy Technol. Assess.* 52 (2022) 101997. doi:10.1016/j.seta.2022.101997.
- [11] D. Bernal-Camacho, J. Fontes, E. Mendoza, A technical assessment of offshore wind energy in Mexico: A case study in Tehuantepec Gulf, *Energies* 15 (2022) 4367. doi:10.3390/en15124367.
- [12] A. Martínez, G. Iglesias, Wind resource evolution in Europe under different scenarios of climate change characterised by the novel shared socioeconomic pathways, *Energy Convers. Manag.* 234 (2021) 113961. doi:10.1016/j.enconman.2021.113961.
- [13] A. Martínez, G. Iglesias, Climate change impacts on wind energy resources in North America based on the CMIP6 projections, *Sci. Total Environ.* 806 (2022) 150580. doi:10.1016/j.scitotenv.2021.150580.
- [14] A. Martínez, G. Iglesias, Climate-change impacts on offshore wind resources in the Mediterranean Sea, *Energy Convers. Manag.* 291 (2023) 117231. doi:10.1016/j.enconman.2023.117231.
- [15] C. Shen, J. Zha, Z. Li, C. Azorin-Molina, K. Deng, L. Minola, D. Chen, Evaluation of global terrestrial near-surface wind speed simulated by CMIP6 models and their future projections, *Ann. N. Y. Acad. Sci.* 1518 (2022) 249–263. doi:10.1111/nyas.14910.
- [16] S. Zhang, X. Li, Future projections of offshore wind energy resources in China using CMIP6 simulations and a deep learning-based downscaling method, *Energy* 217 (2021) 119321. doi:10.1016/j.energy.2020.119321.
- [17] W. Skamarock, J. Klemp, J. Dudhia, D. Gill, D. Barker, M. Duda, X.-Y. Huang, W. Wang, J. Powers, A description of the advanced research WRF version 3, Tech. Rep. No. NCAR/TN-475+STR, University Corporation for Atmospheric Research, Boulder, CO, USA (2008). doi:10.5065/D68S4MVH.
- [18] S. Fernández-González, M. Martín, E. García-Ortega, A. Merino, J. Lorenzana, J. Sánchez, F. Valero, J. Rodrigo, Sensitivity analysis of the WRF model: Wind-resource assessment for complex terrain, *J. Appl. Meteorol. Climatol.* 57 (2018) 733–753. doi:10.1175/JAMC-D-17-0121.1.
- [19] J. Li, X. Zheng, C. Zhang, Y. Chen, Impact of land-use and land-cover change on meteorology in the Beijing–Tianjin–Hebei region from 1990 to 2010, *Sustainability* 10 (2018) 176. doi:10.3390/su10010176.
- [20] F. Santos-Alamillos, D. Pozo-Vázquez, J. Ruiz-Arias, J. Tovar-Pescador, Influence of land-use misrepresentation on the accuracy of WRF wind estimates: Evaluation of GLC and Corine land-use maps in Southern Spain, *Atmos. Res.* 157 (2015) 17–28. doi:10.1016/j.atmosres.2015.01.006.

- [21] P. Durán, C. Meißner, K. Rutledge, R. Fonseca, J. Martin-Torres, M. Adaramola, Meso-microscale coupling for wind resource assessment using averaged atmospheric stability conditions, *Meteorol. Z.* 28 (2019) 273–291. doi:10.1127/metz/2019/0937.
- [22] A. Hahmann, T. Sile, B. Witha, N. Davis, M. Dörenkämper, Y. Ezber, E. García-Bustamante, J. González-Rouco, J. Navarro, B. Olsen, et al., The making of the new european wind atlas—part 1: Model sensitivity, *Geosci. Model Dev.* 13 (2020) 5053–5078. doi:10.5194/gmd-13-5053-2020.
- [23] J. Rodrigo, C. Arroyo RA, B. Witha, M. Dörenkämper, J. Gottschall, M. Avila, J. Arnqvist, A. Hahmann, T. Sile, The new european wind atlas model chain, *J. Phys. Conf. Ser.* 1452 (2020) 012087. doi:10.1088/1742-6596/1452/1/012087.
- [24] M. Dörenkämper, B. Olsen, B. Witha, A. Hahmann, N. Davis, J. Barcons, Y. Ezber, E. García-Bustamante, J. González-Rouco, J. Navarro, et al., The making of the new european wind atlas—part 2: Production and evaluation, *Geosci. Model Dev.* 13 (2020) 5079–5102. doi:10.5194/gmd-13-5079-2020.
- [25] T. Chang, C. Chen, Y. Tu, H. Yeh, Y. Wu, Evaluation of the climate change impact on wind resources in taiwan strait, *Energy Convers. Manag.* 95 (2015) 435–445. doi:10.1016/j.enconman.2015.02.033.
- [26] V. Eyring, S. Bony, G. Meehl, C. Senior, B. Stevens, R. Stouffer, K. Taylor, Overview of the coupled model intercomparison project phase 6 (cmip6) experimental design and organization, *Geosci. Model Dev.* 9 (2016) 1937–1958. doi:10.5194/gmd-9-1937-2016.
- [27] K. Taylor, R. Stouffer, G. Meehl, An overview of cmip5 and the experiment design, *Bull. Am. Meteorol. Soc.* 93 (2012) 485–498. doi:10.1175/BAMS-D-11-00094.1.
- [28] K. Tokarska, M. Stolpe, S. Sippel, E. Fischer, C. Smith, F. Lehner, R. Knutti, Past warming trend constrains future warming in cmip6 models, *Sci. Adv.* 6 (2020) eaaz9549. doi:10.1126/sciadv.aaz9549.
- [29] WCRP CMIP6 Data Request, <https://cmip.1lnl.gov/cmip6/data-request/>, accessed on 17 January 2023 (2019).
- [30] B. O’Neill, C. Tebaldi, D. Van Vuuren, V. Eyring, P. Friedlingstein, G. Hurtt, R. Knutti, E. Kriegler, J. Lamarque, J. Lowe, et al., The scenario model intercomparison project (scenariomip) for cmip6, *Geosci. Model Dev.* 9 (2016) 3461–3482. doi:10.5194/gmd-9-3461-2016.
- [31] N. Ridder, A. Pitman, A. Ukkola, Do cmip6 climate models simulate global or regional compound events skillfully?, *Geophys. Res. Lett.* 48. doi:10.1029/2020GL091152.

- [32] K. Riahi, D. Van Vuuren, E. Kriegler, J. Edmonds, B. O’Neill, S. Fujimori, N. Bauer, K. Calvin, R. Dellink, O. Fricko, et al., The shared socioeconomic pathways and their energy, land use, and greenhouse gas emissions implications: An overview, *Glob. Environ. Change* 42 (2017) 153–168. doi:10.1016/j.gloenvcha.2016.05.009.
- [33] C. Tebaldi, K. Debeire, V. Eyring, E. Fischer, J. Fyfe, P. Friedlingstein, R. Knutti, J. Lowe, B. O’Neill, B. Sanderson, et al., Climate model projections from the scenario model intercomparison project (scenariomip) of cmip6, *Earth Syst. Dyn. Discuss.* 12 (2020) 253–293. doi:10.5194/esd-12-253-2021.
- [34] B. C. Hewitson, R. G. Crane, *Climate downscaling: Techniques and application*, *Climate Research* 7 (2) (1996) 85–95.
- [35] C. L. Archer, B. A. Colle, L. Delle Monache, M. J. Dvorak, J. Lundquist, B. H. Bailey, ..., S. Lee, Meteorology for coastal/offshore wind energy in the united states: recommendations and research needs for the next 10 years, *Bulletin of the American Meteorological Society* 95 (4) (2014) 515–519.
- [36] J. Dudhia, Overview of wrf physics, University Corporation for Atmospheric Research, Boulder, CO, <https://www.climate-science.org.au/sites/default/files/physics-3.9-new-pt1.pdf> (2017).
- [37] A. M. Society, Roughness_sublayer glossary of meteorology, American Meteorological Society. (2020). “Roughness_sublayer” glossary of meteorology., http://glossary.ametsoc.org/wiki/Roughness_sublayer (2020).
- [38] P. Veers, K. Dykes, E. Lantz, S. Barth, C. L. Bottasso, O. Carlson, ..., D. Laird, Grand challenges in the science of wind energy, *Sciencedoi:10.1126/science.aau2027*.
- [39] O. Probst, D. Cárdenas, State of the art and trends in wind resource assessment, *Energies* 3 (6) (2010) 1087–1141. doi:10.3390/en3061087.
- [40] B. Witha, A. N. Hahmann, T. Sile, M. Dörenkämper, Y. Ezber, E. G. Bustamante, J. F. González-Rouco, G. Leroy, J. Navarro, Report on wrf model sensitivity studies and specifications for the mesoscale wind atlas production runs: Deliverable d4. 3.
- [41] C. Surussavadee, Evaluation of wrf near-surface wind simulations in tropics employing different planetary boundary layer schemes, in: 2017 8th International Renewable Energy Congress (IREC), IEEE, 2017, pp. 1–4.
- [42] S. Wharton, M. Simpson, J. Osuna, J. Newman, S. Biraud, The role of surface energy exchange for simulating wind inflow: An evaluation of multiple land surface models in wrf for the southern great plains site field campaign report, Tech. rep., DOE Office of Science Atmospheric Radiation Measurement (ARM) Program ... (2016).

- [43] I. Balog, P. M. Ruti, I. Tobin, V. Armenio, R. Vautard, A numerical approach for planning offshore wind farms from regional to local scales over the mediterranean, *Renewable energy* 85 (2016) 395–405.
- [44] D. Muñoz-Esparza, B. Kosović, J. Mirocha, J. van Beeck, Bridging the transition from mesoscale to microscale turbulence in numerical weather prediction models, *Boundary-layer meteorology* 153 (2014) 409–440.
- [45] IOA Group of UNAM, Available online, <http://grupo-ioa.atmosfera.unam.mx/>, accessed on 31 July 2023.
- [46] Instituto de Ciencias de la Atmósfera y Cambio Climático (ICAYCC) de la UNAM, Available online, <https://www.atmosfera.unam.mx/>, accessed on 31 July 2023.
- [47] E. López-Espinoza, J. Zavala-Hidalgo, R. Mahmood, O. Gómez-Ramos, Assessing the impact of land use and land cover data representation on weather forecast quality: A case study in central mexico, *Atmosphere* 11 (2020) 1242. doi:10.3390/atmos1111124.
- [48] S. Rivera-Martínez, Análisis del uso de suelo y vegetación en México entre 1968 y 2011 para su uso en un modelo de pronóstico meteorológico (2018).
- [49] O. Jurado de Larios, Sensibilidad del modelo wrf ante condiciones iniciales y de frontera: Un estudio de caso en el valle de México (2017).
- [50] M. Allende-Arandía, J. Zavala-Hidalgo, A. Torres-Freyermuth, C. Appendini, R. Cerezo-Mota, N. Taylor-Espinosa, Sea-land breeze diurnal component and its interaction with a cold front on the coast of sisal, Yucatan: A case study, *Atmos. Res.* 244 (2020) 105051. doi:10.1016/j.atmosres.2020.105051.
- [51] J. Meza-Carretero, Evaluación del desempeño del modelo wrf para reproducir las variaciones de la temperatura en México durante la década de los 80 (2018).
- [52] S. Saha, S. Moorthi, H. Pan, X. Wu, J. Wang, S. Nadiga, P. Tripp, R. Kistler, J. Woollen, D. Behringer, et al., The ncep climate forecast system reanalysis, *Bull. Am. Meteorol. Soc.* 91 (2010) 1015–1058. doi:10.1175/2010BAMS3001.1.
- [53] Miztli—LANCAD, Available online, <http://www.lancad.mx/>, accessed on 18 February 2023.
- [54] R. Mahmood, R. Leeper, A. Quintanar, Sensitivity of planetary boundary layer atmosphere to historical and future changes of land use/land cover, vegetation fraction, and soil moisture in western Kentucky, USA, *Glob. Planet. Chang.* 78 (2011) 36–53. doi:10.1016/j.gloplacha.2011.05.007.
- [55] J. Anderson, A Land Use and Land Cover Classification System for Use with Remote Sensor Data, Vol. 964, US Government Printing Office, Washington, DC, USA, 1976.

- [56] Copernicus Climate Change Service (C3S), Climate Data Store (CDS). CMIP6 Climate Projections, <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/10.24381/cds.c866074c?tab=overview>, accessed on 31 August 2023.
- [57] UCAR/NCAR/CISL/TDD, Boulder, CO, USA, The NCAR Command Language (Version 6.6.2) (2019).
URL <https://www.ncl.ucar.edu/>
- [58] A. Hahmann, O. García-Santiago, A. Peña, Current and future wind energy resources in the north sea according to cmip6, *Wind Energy Sci.* 7 (2022) 2373–2391. doi:10.5194/wes-7-2373-2022.
- [59] D. Carvalho, A. Rocha, X. Costoya, M. DeCastro, M. Gómez-Gesteira, Wind energy resource over europe under cmip6 future climate projections: What changes from cmip5 to cmip6, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 151 (2021) 111594. doi:10.1016/j.rser.2021.111594.
- [60] M. Islam, R. Saidur, N. Rahim, Assessment of wind energy potentiality at kudat and labuan, malaysia using weibull distribution function, *Energy* 36 (2011) 985–992.
- [61] J. Wang, J. Hu, K. Ma, Wind speed probability distribution estimation and wind energy assessment, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 60 (2016) 881–899. doi:10.1016/j.rser.2016.01.057.
- [62] H. Miao, H. Xu, G. Huang, K. Yang, Evaluation and future projections of wind energy resources over the northern hemisphere in cmip5 and cmip6 models, *Renew. Energy* 211 (2023) 809–821. doi:10.1016/j.renene.2023.05.007.
- [63] A. Akinsanola, K. Ogunjobi, A. Abolude, S. Salack, Projected changes in wind speed and wind energy potential over west africa in cmip6 models, *Environ. Res. Lett.* 16 (2021) 044033. doi:10.1088/1748-9326/abed7a.
- [64] C. Navarro-Racines, J. Tarapues-Montenegro, J. Ramírez-Villegas, Bias-Correction in the CCAFS-Climate Portal: A Description of Methodologies, Decision and Policy Analysis (DAPA) Research Area; International Center for Tropical Agriculture (CIAT), Cali, DC, USA (2015).
- [65] D. Maraun, Bias correction, quantile mapping, and downscaling: Revisiting the inflation issue, *J. Clim.* 26 (2013) 2137–2143. doi:10.1175/JCLI-D-12-00821.1.
- [66] L. Gudmundsson, J. Bremnes, J. Haugen, T. Skaugen, Downscaling rcm precipitation to the station scale using quantile mapping—a comparison of methods, *Hydrol. Earth Syst. Sci. Discuss.* 9 (2012) 6185–6201.
- [67] D. Li, J. Feng, Z. Xu, B. Yin, H. Shi, J. Qi, Statistical bias correction for simulated wind speeds over cordex-east asia, *Earth Space Sci.* 6 (2019) 200–211. doi:10.1029/2018EA000493.

- [68] C. Davis, B. Brown, R. Bullock, Object-based verification of precipitation forecasts. part i: Methodology and application to mesoscale rain areas, *Mon. Weather Rev.* 134 (2006) 1772–1784. doi:10.1175/MWR3145.1.
- [69] D. Wilks, *Statistical Methods in the Atmospheric Sciences*, Vol. 100, Academic Press, Cambridge, MA, USA, 2011.
- [70] C. Cassisi, P. Montalto, M. Aliotta, A. Cannata, A. Pulvirenti, Similarity measures and dimensionality reduction techniques for time series data mining, in: *Advances in Data Mining Knowledge Discovery and Applications*, IntechOpen, Rijeka, Croatia, 2012, pp. 71–96. doi:10.5772/49941.
- [71] S. Morley, T. Brito, D. Welling, Measures of model performance based on the log accuracy ratio, *Space Weather* 16 (2018) 69–88. doi:10.1002/2017SW001669.
- [72] U. Mori, A. Mendiburu, J. Lozano, Distance measures for time series in r: The tsdist package, *R J.* 8 (2016) 451. doi:10.32614/RJ-2016-058.
- [73] K. Mohammadi, A. Mostafaeipour, Using different methods for comprehensive study of wind turbine utilization in zarrineh, iran, *Energy Convers. Manag.* 65 (2013) 463–470. doi:10.1016/j.enconman.2012.09.004.
- [74] N. Davis, J. Badger, A. Hahmann, B. Hansen, N. Mortensen, M. Kelly, X. Larsén, B. Olsen, R. Floors, G. Lizcano, et al., The global wind atlas: A high-resolution dataset of climatologies and associated web-based application, *Bull. Am. Meteorol. Soc.* 104 (2023) E1507–E1525. doi:10.1175/BAMS-D-21-0075.1.
- [75] E. Lantz, J. Roberts, J. Nunemaker, E. DeMeo, K. Dykes, G. Scott, Increasing wind turbine tower heights: Opportunities and challenges, <https://www.osti.gov/biblio/1515397>, accessed on 10 October 2023 (2019).
- [76] A. Krontiris, P. Sandeberg, La tecnología hvdc para el sector de energía eólica marina está madurando, *Revista ABB* 3 (2018) 36–43.
- [77] G. Nagababu, N. Naidu, S. Kachhwaha, V. Savsani, Feasibility study for offshore wind power development in india based on bathymetry and reanalysis data, *Energy Sources A Recovery Util. Environ. Eff.* 39 (2017) 497–504. doi:10.1080/15567036.2016.1233303.
- [78] R. Romero-Centeno, J. Zavala-Hidalgo, A. Gallegos, J. O’Brien, Isthmus of tehuantepec wind climatology and enso signal, *J. Clim.* 16 (2003) 2628–2639.
- [79] A. Ibrahim, H. Abutarboush, A. Mohamed, M. Fouad, E. El-Kenawy, An optimized ensemble model for prediction of the bandwidth of metamaterial antenna, *CMC—Comput. Mater. Contin.* 71 (2022) 199–213.
- [80] R. Romero Centeno, J. Zavala Hidalgo, Meteorología, in: S. Z. Herzka, R. Z. Álvarez, E. Peters, G. H. Cárdenas (Eds.), *Atlas de línea base ambiental del golfo de México (tomo I)*, Consorcio de Investigación del Golfo de México, México, Mexico City, 2021.

- [81] B. Thomas, X. Costoya, M. Decastro, D. Insua-Costa, M. Senande-Rivera, M. Gómez-Gesteira, Downscaling cmip6 climate projections to classify the future offshore wind energy resource in the spanish territorial waters, *J. Clean. Prod.* 433 (2023) 139860. doi:10.1016/j.jclepro.2023.139860.
- [82] A. Claro, J. Santos, D. Carvalho, Assessing the future wind energy potential in portugal using a cmip6 model ensemble and wrf high-resolution simulations, *Energies* 16 (2023) 661. doi:10.3390/en16020661.
- [83] C. Shen, Q. Duan, C. Miao, C. Xing, X. Fan, Y. Wu, J. Han, Bias correction and ensemble projections of temperature changes over ten subregions in cordex east asia, *Adv. Atmos. Sci.* 37 (2020) 1191–1210. doi:10.1007/s00376-020-0026-6.
- [84] Y. Long, C. Xu, F. Liu, Y. Liu, G. Yin, Evaluation and projection of wind speed in the arid region of northwest china based on cmip6, *Remote Sens.* 13 (2021) 4076. doi:10.3390/rs13204076.
- [85] P. Bougeault, P. Lacarrere, Parameterization of orography-induced turbulence in a mesobeta-scale model, *Monthly weather review* 117 (8) (1989) 1872–1890.
- [86] J. Dudhia, A multi-layer soil temperature model for mm5, in: Preprints, The Sixth PSU/NCAR mesoscale model users’ workshop, Boulder Colorado, 1996, pp. 22–24.
- [87] N. Mukul Tewari, M. Tewari, F. Chen, W. Wang, J. Dudhia, M. LeMone, K. Mitchell, M. Ek, G. Gayno, J. Wegiel, et al., Implementation and verification of the unified noah land surface model in the wrf model (formerly paper number 17.5), in: Proceedings of the 20th conference on weather analysis and forecasting/16th conference on numerical weather prediction, Seattle, WA, USA, Vol. 14, 2004.
- [88] M. Tewari, Implementation and verification of the unified noah land surface model in the wrf model, (No Title).
- [89] Z.-L. Yang, G.-Y. Niu, K. E. Mitchell, F. Chen, M. B. Ek, M. Barlage, L. Longuevergne, K. Manning, D. Niyogi, M. Tewari, et al., The community noah land surface model with multiparameterization options (noah-mp): 2. evaluation over global river basins, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 116 (D12).
- [90] M. Chang, W. Liao, X. Wang, Q. Zhang, W. Chen, Z. Wu, Z. Hu, An optimal ensemble of the noah-mp land surface model for simulating surface heat fluxes over a typical subtropical forest in south china, *Agricultural and Forest Meteorology* 281 (2020) 107815.
- [91] J. Olauson, Era5: The new champion of wind power modelling?, *Renewable energy* 126 (2018) 322–331.
- [92] R. Gelaro, W. McCarty, M. J. Suárez, R. Todling, A. Molod, L. Takacs, C. A. Randles, A. Darmenov, M. G. Bosilovich, R. Reichle, et al., The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (merra-2), *Journal of climate* 30 (14) (2017) 5419–5454.

- [93] E. M. Uribe-Alcantara, J. C. Escamilla-Casas, E. Cruz-Chavez, Evaluación del modelo de elevación digital oficial mexicano (continuo de elevación mexicano, cem 3.0) de inegi-evaluation of the official mexican digital elevation model (mexican elevation continuum, cem 3.0) from inegi, *Tecnología y ciencias del agua* 9 (6) (2018) 153–172.
- [94] H. Hersbach, The era5 atmospheric reanalysis., in: *AGU fall meeting abstracts*, Vol. 2016, 2016, pp. NG33D–01.
- [95] H. Hersbach, B. Bell, P. Berrisford, S. Hirahara, A. Horányi, J. Muñoz-Sabater, J. Nicolas, C. Peubey, R. Radu, D. Schepers, et al., The era5 global reanalysis, *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* 146 (730) (2020) 1999–2049.
- [96] R. Atlas, R. N. Hoffman, J. Ardizzone, S. M. Leidner, J. C. Jusem, D. K. Smith, D. Gombos, A cross-calibrated, multiplatform ocean surface wind velocity product for meteorological and oceanographic applications, *Bulletin of the American Meteorological Society* 92 (2) (2011) 157–174.
- [97] J. J. Danielson, D. B. Gesch, Global multi-resolution terrain elevation data 2010 (gmted2010), Tech. rep., US Geological Survey (2011).