



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
POSGRADO EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO, SOLAR Y DE OLEAJE PARA LA PENÍNSULA DE  
BAJA CALIFORNIA”

**TESIS**

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

Maestra en Ciencias de la Tierra

P R E S E N T A:

**Shalon Rojas Lagunes**

TUTOR PRINCIPAL:

Dr. Ernesto dos Santos Caetano Neto  
Instituto de Geografía

MIEMBROS DEL COMITÉ TUTOR:

Dr. Mauro Valdéz Barrón  
Instituto de Geofísica

Dr. Juan Matías Méndez Pérez  
Universidad Veracruzana



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

## Código de Ética

---

“Declaro conocer el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, plasmado en la Legislación Universitaria. Con base en las definiciones de integridad y honestidad ahí especificadas, aseguro mediante mi firma al calce que el presente trabajo es original y enteramente de mi autoría. Todas las citas de, o referencias a las obras de otros autores aparecen debida y adecuadamente señaladas, así como acreditadas mediante los recursos editoriales convencionales”.



L.C.A. Shalon Rojas Lagunes

## Resumen

---

En este trabajo se evalúa el potencial eólico (a 100 metros de altura), solar y de oleaje a lo largo de la península de Baja California, y se estudia la complementariedad entre ellas a partir de la estimación de su posible asociación. Para ello, se utilizó el reanálisis ERA5 proveniente de ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts), el cual se validó con observaciones de 8 estaciones meteorológicas/mareográficas y 1 perfilador acústico tipo doppler de corrientes, todos distribuidos a lo largo de la península de Baja California y en sus costas. La validación se realizó a partir de datos horarios para un año completo, así como promedios mensuales de observaciones. Se realizaron mapas de potencial eólico, solar y de oleaje con ERA5 para la zona de estudio abarcando una climatología de 1979-2020 y mapas para visualizar los posibles efectos del fenómeno ENSO con respecto a años neutro en dichos potenciales. Los resultados indican que el recurso mejor representado por los reanálisis es el solar, seguido del de oleaje. Con respecto al recurso eólico, los reanálisis reproducen de forma correcta las observaciones en las costas del Pacífico, mientras que en las del Golfo de California y tierra dentro, el reanálisis subestima considerablemente las observaciones, debido a que no resuelven los posibles efectos topográficos, procesos de pequeña escala, así como la conexión con fenómenos de mesoescala. Sin embargo, la viabilidad por parte del recurso eólico ( $600$  a  $900$   $W/m^2$ ) y solar ( $200$   $kWh/kW_p$ ) es buena a nivel regional, ya que en toda la península se encontraron de  $200$ – $300$  días al año donde la velocidad del viento superó el valor de  $3$   $m/s$  (valor mínimo para que los aerogeneradores empiecen a trabajar) y  $200$   $W/m^2$  de irradiancia solar horizontal (valor mínimo aceptable para un panel fotovoltaico). En el recurso de oleaje no se consideró viable a gran escala pero si de manera individual. El estudio concluye que, debido a que estos recursos tienen valores significativos en diferentes temporadas del año, pueden complementarse para generar energía la mayor parte del año. El fenómeno ENSO tuvo influencia únicamente en el potencial eólico y de oleaje en inviernos El Niño, aumentando considerablemente sus valores con respecto a años neutrales.

## Agradecimientos

---

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y al Centro de Ciencias de la Tierra por permitirme realizar mis estudios de posgrado en sus instalaciones y el apoyo brindado durante todo el proceso.

Al Consejo Nacional de Ciencias y Tecnología (CONACyT) por brindarme el financiamiento a través de la beca para estudios en el Posgrado en Ciencias de la Tierra.

Al Dr. Ernesto Caetano, por su dedicación, tiempo y consejos como director de este trabajo. Gracias por ser increíblemente paciente y accesible conmigo.

A los miembros del jurado, Dr. Ernesto Caetano, Dr. Juan Matías Méndez Pérez, Dr. Adolfo Vicente Magaldi Hermosillo, Mtro. Ramón Lira Arguello y Dr. Juan Cervantes Pérez, por su valiosa contribución en este trabajo y tiempo para con él.

A la Red Mareográfica (REDMAR) de CICESE, por tener accesibilidad y amplia cobertura a su datos, con especial agradecimiento al Mtro. Juan Francisco Martínez Osuna por su ayuda con las especificaciones de las estaciones e interés por este trabajo.

Al Servicio Meteorológico Nacional (SMN), por los datos proporcionados para la realización del presente trabajo.

Al proyecto Atlas Eólico Mexicano (AEM), por tener accesibilidad a su datos, con especial agradecimiento al Mtro. Ubaldo Miranda por su apoyo con especificaciones de las estaciones.

Al Grupo de Oleaje del CICESE, por los datos proporcionados, con especial agradecimiento al Dr. Francisco Ocampo y Dr. Bernardo Esquivel por su apoyo y accesibilidad.

A Araceli Chamán, por su eficiencia y tolerancia, así como a Gloria Alba por su apoyo, a ambas por hacer mi situación académica más llevadera.

Al Dr. Juan Matías Méndez Pérez, por su ayuda, apoyo y consejos para este trabajo.

A mi mamá, papá, Xochitl y madrina Vicky, son todo para mí, jamás lo hubiera logrado sin ustedes.

A mis amigos Jesus Javier, Violeta, Victor Daniel, Lourdes y Carlos Francisco por el tiempo, apoyo brindado durante la maestría y por su invaluable amistad.

# Índice general

Índice de figuras	iv
Índice de tablas	ix
<b>1 PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.1.1 Energías renovables en México	2
1.2 ANTECEDENTES	5
1.2.1 Energía eólica, solar y de oleaje en la península de Baja California	5
1.2.2 Uso de reanálisis para la evaluación de energías renovables	8
1.3 JUSTIFICACIÓN	9
1.4 OBJETIVOS	11
1.4.1 General	11
1.4.2 Específicos	11
1.5 HIPÓTESIS	11
<b>2 MARCO TEÓRICO</b>	<b>12</b>
2.1 ENERGÍA EÓLICA	12
2.1.1 Características generales del viento que influyen en el potencial eólico	12
2.1.2 Turbinas eólicas y emplazamientos en tierra	15
2.1.3 Ventajas	16
2.2 ENERGÍA SOLAR	17
2.2.1 Conceptos básicos de energía solar	17
2.2.2 Energía Solar Fotovoltaica	19
2.2.3 Ventajas	21
2.3 ENERGÍA DE OLEAJE	22

2.3.1	Características del oleaje . . . . .	23
2.3.2	WEC . . . . .	25
2.3.3	Ventajas . . . . .	25
<b>3</b>	<b>DATOS Y METODOLOGÍA</b>	<b>27</b>
3.1	ZONA DE ESTUDIO . . . . .	27
3.2	REANÁLISIS ERA5 . . . . .	28
3.3	DATOS OBSERVADOS . . . . .	29
3.4	EÓLICO . . . . .	30
3.4.1	Potencial eólico . . . . .	30
3.4.2	Densidad del aire . . . . .	31
3.4.3	Extrapolación vertical del viento . . . . .	32
3.5	SOLAR . . . . .	32
3.5.1	Potencial solar fotovoltaico . . . . .	32
3.6	OLEAJE . . . . .	34
3.6.1	Potencial de oleaje . . . . .	34
3.6.2	Boyas virtuales . . . . .	35
3.7	ANÁLISIS ESTADÍSTICO . . . . .	36
3.8	FENÓMENO ENSO . . . . .	37
<b>4</b>	<b>DISCUSIÓN DE RESULTADOS</b>	<b>38</b>
4.1	RECURSO EÓLICO . . . . .	38
4.1.1	Análisis estadístico . . . . .	38
4.1.2	Ciclo diurno . . . . .	39
4.1.3	Rosas de viento . . . . .	41
4.1.4	Medias mensuales . . . . .	43
4.1.5	Frecuencias absolutas diarias y horarias . . . . .	53
4.2	RECURSO SOLAR . . . . .	54
4.2.1	Análisis estadístico . . . . .	54
4.2.2	Ciclo diurno . . . . .	55
4.2.3	Medias mensuales . . . . .	56
4.2.4	Frecuencias absolutas diarias y horarias . . . . .	57
4.3	RECURSO DE OLEAJE . . . . .	59

---

4.3.1	Análisis estadístico . . . . .	59
4.3.2	Ciclo diurno . . . . .	60
4.3.3	Rosas de oleaje . . . . .	60
4.3.4	Medias mensuales . . . . .	61
4.3.5	Frecuencias absolutas diarias y horarias . . . . .	63
4.3.6	Distribución bivalente de ocurrencia . . . . .	64
4.3.7	Boyas virtuales . . . . .	65
4.4	CLIMATOLOGÍA MENSUAL . . . . .	68
4.4.1	Magnitud del viento y potencial eólico . . . . .	69
4.4.2	Irradiancia solar y potencial solar fotovoltaico . . . . .	70
4.4.3	Altura significativa y potencial de oleaje . . . . .	73
4.5	FENÓMENO ENSO . . . . .	73
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>76</b>
	<b>Referencias</b>	<b>80</b>
	<b>A RECURSO EOLICO</b>	<b>85</b>
	<b>B RECURSO SOLAR</b>	<b>105</b>
	<b>C RECURSO DE OLEAJE</b>	<b>122</b>

# Índice de figuras

1.1	Adiciones por tecnología de capacidad instalada durante 2018 (MW). Datos obtenidos de: <a href="#">SENER (2019)</a> . . . . .	2
1.2	Capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2018 (70,053 MW). Datos obtenidos de: <a href="#">SENER (2019)</a> . . . . .	3
1.3	Energía producida por tipo de tecnología durante el 2018 (317,278 GWH). Datos obtenidos de: <a href="#">SENER (2019)</a> . . . . .	3
1.4	a) magnitud del viento (m/s) a 100 metros, (b) , irradiación solar global (kWh/m <sup>2</sup> /día) y (c) Altura significativa (m) para la república mexicana. Fuente: RED-E México, NREL. . . . .	10
2.1	Representación de las fuerzas horizontales que actúan sobre las masas de aire cerca de la superficie y por encima de la capa de fricción. Fuente: The COMET program. . . . .	14
2.2	Una turbina eólica típica y sus componentes (izquierda) y esquema del transporte de energía eólica a la red nacional. . . . .	16
2.3	Efecto fotovoltaico con Celda fotovoltaica. Fuente: <a href="#">Sampaio y González (2017)</a> . . . . .	20
2.4	Sistema típico de energía solar fotovoltaico. Fuente: <a href="#">Sampaio y González (2017)</a> . . . . .	20
2.5	Sistemas de captación de a energía del oleaje. Clasificación por extensión horizontal y orientación del dispositivo (arriba), por localización y posición del dispositivo con relación al nivel del mar (izquierda) y por principio de operación (derecha) ( <a href="#">Ibañez, 2008</a> ). . . . .	26
3.1	Mapa del área de estudio: Península de Baja California, México. La escala de colores indica la topografía (metros de altura) y la batimetría (metros de profundidad). . . . .	27
3.2	Estaciones ubicadas en la zona de estudio . . . . .	29
3.3	Flujo de aire atravesando el disco del rotor. A= área. U= velocidad del viento ( <a href="#">Arshad y O’Kelly, 2019</a> ). . . . .	30
3.4	Ubicación de las las boyas virtuales en la zona de estudio y del perfilador ADCP. . . . .	35

4.1	Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación La Rumorosa. . . . .	44
4.2	Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación San Quintín. . . . .	45
4.3	Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación Cataviña. . . . .	46
4.4	Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación Bahía de los Ángeles. . . . .	47
4.5	Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación Guerrero Negro. . . . .	48
4.6	Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación Santa Rosalía. . . . .	49
4.7	Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación San Juanico. . . . .	50
4.8	Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación Bahía de Loreto. . . . .	51
4.9	Promedio mensual de magnitud del viento a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de las ocho estaciones de la zona de estudio (azul). . . . .	52
4.10	Promedio mensual del potencial eólico ( $W/m^2$ ) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de las ocho estaciones de la zona de estudio (azul). . . . .	53
4.11	Número de días de manera mensual por estación (izquierda) el total por estación (derecha) donde la magnitud del viento excede 3 m/s. . . . .	54
4.12	Promedio mensual de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de las ocho estaciones de la zona de estudio (azul). . . . .	58
4.13	Promedio mensual del potencial solar fotovoltaico de un panel ( $kWh/kW_p$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de las ocho estaciones de la zona de estudio (azul). . . . .	58
4.14	Número de días de manera mensual por estación (izquierda) y total por estación (derecha) donde la radiación solar horizontal supera $200 W/m^2$ . . . . .	59
4.15	Rosas de altura significativa de la estación Isla Todos Santos. . . . .	62
4.16	Promedios mensuales de la altura significativa (izquierda, m) y potencial de oleaje (derecha, $kW/m$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Isla Todos Santos (azul). . . . .	63
4.17	Número de días al año donde la altura significativa excede los 1.5 metros (gráfica de asteriscos) y lo mismo pero para ciclos diurnos mensuales (gráficas de barras con relleno) para la estación Isla de Todos Santos. . . . .	64
4.18	Distribución bivalente de ocurrencia en términos de altura significativa $H(m)$ y periodo asociado al pico espectral $T(s)$ para la estación Isla de Todos Santos. . . . .	66
4.19	Climatología 1979 – 2019 de la magnitud y dirección del viento a 100 metros de altura (arriba) y potencial eólico a 100 metros (abajo), ambas de acuerdo a los reanálisis ERA5. . . . .	71

4.20	Climatología 1979 – 2019 de la irradiancia solar horizontal (arriba) y potencial solar fotovoltaico (abajo), ambas de acuerdo a los reanálisis ERA5.	72
4.21	Climatología 1979 – 2019 de la altura significativa (arriba) y potencial de oleaje (abajo), ambas de acuerdo a los reanálisis ERA5. . . . .	74
4.22	Compuestos estacionales de potencial eólico, potencial solar fotovoltaico y potencial de oleaje en condiciones del fenómeno de El Niño, La Niña y neutro. . . . .	75
A.1	Turbinas eólicas de una pala (a), dos palas (b), tres palas y múltiples palas (d). Fuentes: (a) odt.co.nz, (b) industrycrane.com, (c) <a href="https://pxhere.com">https://pxhere.com</a> , (d) pengky.cn. . . . .	85
A.2	Turbinas upwind y downwind. Fuente: Mathew y Philip, 2012. . . . .	86
A.3	Turbinas eólicas de tipo Darrieus (a) y (b), y Savonius (c) y (d). . . . .	86
A.4	Variación diurna de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación La Rumorosa (azul). . . . .	89
A.5	Variación diurna de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación San Quintín (azul). . . . .	90
A.6	Variación diurna de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Cataviña (azul). . . . .	91
A.7	Variación diurna de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Bahía de los Ángeles (azul). . . . .	92
A.8	Variación diurna de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Guerrero Negro (azul). . . . .	93
A.9	Variación diurna de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Santa Rosalía (azul). . . . .	94
A.10	Variación diurna de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación San Juanico (azul). . . . .	95
A.11	Variación diurna de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Bahía de Loreto (azul). . . . .	96
A.12	Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de La Rumorosa. . . . .	97
A.13	Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de San Quintín. . . . .	98

A.14	Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de Cataviña. . . . .	99
A.15	Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de Bahía de los Ángeles. . . . .	100
A.16	Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de Guerrero Negro. . . . .	101
A.17	Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de Santa Rosalía. . . . .	102
A.18	Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de San Juanico. . . . .	103
A.19	Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de Bahía de Loreto. . . . .	104
B.1	Variación diurna de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación La Rumorosa (azul). . .	105
B.2	Variación diurna de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación San Quintín (azul). . . .	106
B.3	Variación diurna de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Cataviña (azul). . . . .	107
B.4	Variación diurna de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Bahía de los Ángeles (azul). . . . .	108
B.5	Variación diurna de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Guerrero Negro (azul). . .	109
B.6	Variación diurna de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Santa Rosalía (azul). . . .	110
B.7	Variación diurna de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación San Juanico. . . . .	111
B.8	Variación diurna de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Bahía de Loreto. . . . .	112
B.9	Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los 200 $W/m^2$ de manera diurna mensual para la estación de La Rumorosa. . . . .	113
B.10	Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los 200 $W/m^2$ de manera diurna mensual para la estación de San Quintín. . . . .	114
B.11	Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los 200 $W/m^2$ de manera diurna mensual para la estación de Cataviña. . . . .	115
B.12	Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los 200 $W/m^2$ de manera diurna mensual para la estación de Bahía de los Ángeles. . . . .	116
B.13	Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los 200 $W/m^2$ de manera diurna mensual para la estación de Guerrero Negro. . . . .	117

---

B.14	Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los $200 \text{ W/m}^2$ de manera diurna mensual para la estación de Santa Rosalía. . . . .	118
B.15	Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los $200 \text{ W/m}^2$ de manera diurna mensual para la estación de San Juanico. . . . .	119
B.16	Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los $200 \text{ W/m}^2$ de manera diurna mensual para la estación de Bahía de Loreto. . . . .	120
B.17	Nubosidad mensual por estación del reanálisis ERA5. . . . .	121
B.18	Climatología 1979-2020 de la cubierta nubosa (arriba) y precipitación total (m) (abajo), ambas de acuerdo a los reanálisis ERA5. . . . .	121
C.1	Variación diurna de altura significativa (m). Datos de reanálisis ERA5 (ro- sa), datos observados de la estación Isla Todos Santos (azul). . . . .	122
C.2	Variación diurna de altura significativa (m). Datos de reanálisis ERA5 de P1-P6. . . . .	123
C.3	Rosas de altura significativa de reanálisis ERA5 de P1-P6. . . . .	124
C.4	Distribución bivalente de ocurrencia en términos de altura significativa $H(m)$ y periodo asociado al pico espectral $T(s)$ del reanálisis ERA5. . . .	125
C.5	Promedios mensuales de altura significativa (m) (izquierda) y potencial de oleaje ( $\text{kW/m}$ ) (derecha) del reanálisis ERA5. . . . .	126

# Índice de tablas

1.1	Evolución de la generación bruta de CFE y energía recibida de permisionarios (GWH). Datos obtenidos de: <a href="#">SENER (2019)</a> . . . . .	4
3.1	Estaciones meteorológicas, mareográficas y perfilador utilizadas en la zona de estudio. . . . .	30
3.2	Valores del exponente de Hellman en función de la rugosidad del terreno (izquierda) y exponente de rugosidad asignado por estación (derecha). . .	33
3.3	Ubicaciones, profundidades del agua y distancias a la costa para los puntos considerados. . . . .	35
3.4	Medidas de bondad de ajuste. . . . .	36
3.5	Especificaciones de los eventos ENSO y condiciones neutro. . . . .	37
4.1	Análisis estadístico mensual de magnitud (m/s) y dirección (°) del viento a 100 metros de altura. Los valores en negritas corresponden a los valores de correlación más altos y errores más bajos. . . . .	39
4.2	Análisis estadístico mensual de irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Los valores en negritas corresponden a los valores de correlación más altos y errores más bajos. . . . .	55
4.3	Análisis estadístico mensual de altura significativa (m). Los valores en negritas corresponden a los valores de correlación más altos y errores más bajos. . . . .	60
A.1	Tabla de permisos de generación e importación de energía eléctrica administrada al 30 de abril de 2018. Datos obtenidos de: <a href="#">CRE (2018)</a> . . . . .	88

# CAPÍTULO 1: PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

---

## 1.1. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables se definen, según la Ley de Transición Energética (LTE, 2015), como aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano. Estas se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles en forma continua o periódica, y que al ser utilizadas no liberan emisiones contaminantes. Al mismo tiempo, representan un cambio favorable en la economía y en la creación de nuevos empleos.

Según el Cuarto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, 2017), el 75% de las emisiones de CO<sub>2</sub> provienen del uso de combustibles fósiles en la producción de energía, el transporte, los procesos industriales y los cambios en el uso de la tierra.

Los principales tipos de energía renovable son la energía hidroeléctrica, eólica, solar, marina, bioenergía (incluye el Bagazo), biogás y energía geotérmica. El último recuento de IRENA (2019) (International Renewable Energy Agency) indica que a finales de 2018, la capacidad global de generación renovable ascendía a 2351 GW, donde la energía hidroeléctrica presentó la mayor parte, seguida por la eólica y la energía solar.

La explotación de estas energías está ligada a las características particulares del sitio de estudio, ya sea a nivel local o regional. Para ello, se realizan evaluaciones de los recursos renovables en los lugares de interés para identificar su potencial. Tradicionalmente, los potenciales de energías renovables de un sitio dado son evaluados usando mediciones de las variables involucradas en el recurso adquiridas localmente, y para representar su climatología es necesario realizar un mínimo de 1 año de mediciones (Abbes y Belhadj, 2012). Sin embargo, debido a la falta de datos medidos que cumplan estas características es necesario recurrir a salidas de modelos numéricos y/o reanálisis, cuya resolución espacial y temporal permitan el estudio de posibles sitios de interés.

Recientemente, las bases de datos de reanálisis se han propuesto como una solución a estos problemas. Los reanálisis se producen mediante un modelo numérico de predicción del tiempo alimentado/impulsado por observaciones meteorológicas históricas de satélites, aviones, globos meteorológicos y estaciones en superficie. El modelo y el sistema de asimilación de datos se quedan “congelados” en el tiempo para proveer un registro lo más consistente posible, donde sólo los datos observados cambian (Lledó *et al.*, 2013). Con esto, es posible generar series de tiempo de diversas variables atmosféricas que se remontan a varias décadas y con cobertura espacial global, lo cual ha demostrado ser de gran utilidad para representar la climatología local.

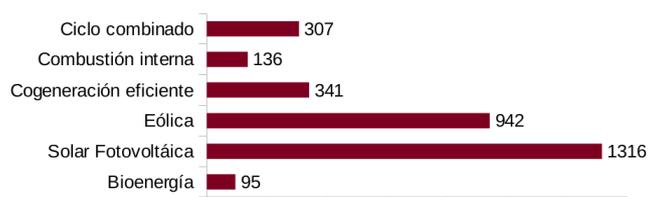
Los reanálisis más recientes desarrollados por el Centro Europeo de Previsión Meteorológica a Mediano plazo (ECMWF, por sus siglas en inglés), ERA5, cuentan con una amplia resolución temporal y cobertura espacial global. Además, se encuentran disponibles gratuitamente a través de Copérnicus Climate Data Store<sup>1</sup>. ERA5 se está volviendo cada vez más popular en estudios de evaluación de recursos renovables, sobre todo en el ámbito eólico y solar (Olauson, 2018; Piasecki *et al.*, 2019; Ulazia *et al.*, 2019).

El propósito de este trabajo es estimar la viabilidad de los recursos eólico, solar y de oleaje evaluando sus potenciales utilizando los nuevos reanálisis ERA5 en una zona potencialmente privilegiada para el desarrollo de proyectos renovables: la península de Baja California, México.

### 1.1.1. Energías renovables en México

La Reforma Energética y las metas establecidas en la Ley de Transición Energética son elementos cuyas políticas públicas permiten la implementación de más proyectos de energías limpias y con una mejor tecnología conforme pasan los años. Según la Secretaría de Energía hasta el 2018, México era uno de los primeros diez países con mayor inversión en energías limpias a nivel mundial y líder en América Latina en cuestión de eficiencia energética (Secretaría de Energía SENER (2018b)).

De acuerdo a la última actualización de la Secretaría de Energía, la capacidad instalada en México por parte de Comisión Federal de Electricidad (CFE), de los PIE<sup>2</sup> y del resto de los permisionarios<sup>3</sup> llegó a un valor de 70,053 MW, lo cual significó un incremento del 3.1% con respecto al del 2017 (67,958 MW). Las tecnologías que tuvieron mayor crecimiento de capacidad durante el 2018 fueron la solar fotovoltaica y la eólica (Fig. 1.1).



**Figura 1.1** Adiciones por tecnología de capacidad instalada durante 2018 (MW). Datos obtenidos de: SENER (2019)

En México existen clasificaciones de energía según el tipo, de cual existen dos categorías, convencionales y limpias. La Secretaría de Energía selecciona como convencionales a las que contienen a la energía térmica convencional, turbogás, ciclo combinado (integran las dos anteriores), combustión interna y carboeléctrica. Por otro lado, entre las energías limpias se consideran a la cogeneración eficiente, hidroeléctrica, eólica, geotérmica, nuclear,

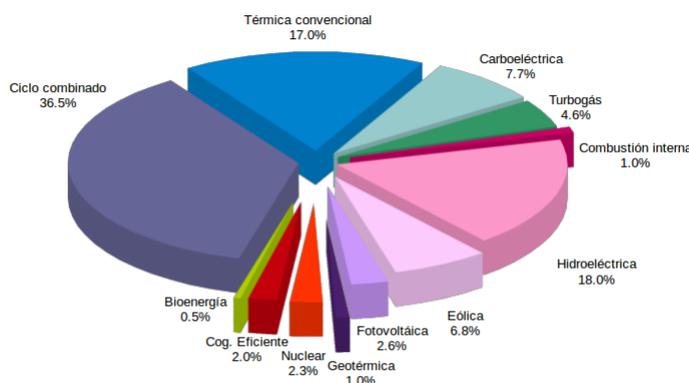
<sup>1</sup><https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>. Última visita: 1 de agosto de 2020.

<sup>2</sup>PIE=Productores Independientes de Energía.

<sup>3</sup>Autoabastecedores (AU), Cogeneradores (COG), Pequeños Productores (PP), Importadores (IMP) y Exportadores (EXP), interconectados a la red del Sistema Eléctrico Nacional.

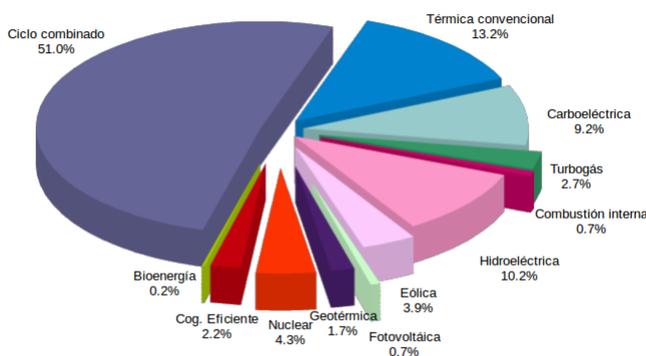
solar fotovoltaica y bioenergía. Dentro de estas últimas existe una subdivisión donde diferencian entre energías renovables: hidroeléctrica, geotérmica, eólica, solar fotovoltaica y en ocasiones bioenergía, y otras limpias: nuclear, cogeneración eficiente, y en ocasiones bioenergía.

Del total de capacidad instalada en México (2018), 33.2% son provenientes de energías limpias, dentro de las cuales el 28.9% son energías renovables (Fig. 1.2), porcentaje que supera al del 2017 (25.7%). La energía renovable de mayor capacidad instalada es la hidroeléctrica, seguida de la eólica y en tercer lugar la fotovoltaica.



**Figura 1.2** Capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2018 (70,053 MW). Datos obtenidos de: [SENER \(2019\)](#).

La generación de energía, considerando la generación bruta de la CFE, y la recibida (neta) de los diferentes permisionarios, durante 2018 fue de 317,278 GWH. Las energías limpias representaron un 23.2% del total, donde un 16.7% constituyen las renovables (15.7% en 2017)(Fig. 1.3).



**Figura 1.3** Energía producida por tipo de tecnología durante el 2018 (317,278 GWH). Datos obtenidos de: [SENER \(2019\)](#).

En la tabla 1.1 se presenta el desarrollo de la generación bruta de CFE y la recibida de los permisionarios desde 2014 hasta la última actualización de SENER en 2018, donde se destaca la participación de las energías renovables<sup>4</sup> ([SENER, 2019](#)). La generación que

<sup>4</sup>La información de la tabla 1.1 corresponde a la energía que entregan las Centrales Eléctricas a la

tuvo mayor crecimiento durante el 2018, y en comparación con años anteriores, fue la solar fotovoltaica, la cual aumentó su producción de energía cinco veces más que el año anterior. Tomando en cuenta únicamente las renovables, la eólica fue la segunda energía con mayor generación.

**Tabla 1.1** Evolución de la generación bruta de CFE y energía recibida de permisionarios (GWH). Datos obtenidos de: [SENER \(2019\)](#).

<b>Tecnología</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Hidroeléctrica	38,875	30,858	30,847	31,903	32,436
Geotérmica	6,000	6,331	6,150	6,041	5,375
Eólica	7,189	8,991	10,295	10,451	12,434
Fotovoltaica	83	45	151	349	2,175
Bioenergía	341	362	408	587	599
<b>Total limpia Renovable</b>	<b>52,488</b>	<b>46,588</b>	<b>47,852</b>	<b>49,331</b>	<b>53,019</b>
Nuclear	9,677	11,577	10,567	10,883	13,555
Cogeneración eficiente	2,677	3,519	4,310	5,892	6,964
<b>Total otras limpias</b>	<b>12,312</b>	<b>15,096</b>	<b>14,877</b>	<b>16,775</b>	<b>20,519</b>
<b>Total energías limpias</b>	<b>64,800</b>	<b>61,684</b>	<b>62,729</b>	<b>66,105</b>	<b>73,538</b>
<b>%</b>	<b>23.11</b>	<b>21.44</b>	<b>21.02</b>	<b>21.37</b>	<b>23.18</b>
Ciclo combinado	139,350	144,624	150,597	159,553	161,973
Térmica convencional	37,682	39,713	40,795	43,594	41,730
Turbogás	3,422	6,301	8,183	7,594	8,565
Combustión interna	1,499	1,740	1,915	1,967	2,127
Carboeléctrica	33,613	33,599	34,208	30,557	29,345

La energía eólica lleva años en desarrollo en México. Se posiciona en el segundo lugar después de la hidroeléctrica en capacidad instalada y en generación de energía, lo cual brinda buenas expectativas en ese sector. Por otra parte, la solar fotovoltaica ha llevado una implementación más modesta y reciente, aunque con mayor peso en el último año reportado.

En cuanto a un recurso menos explorado como es el derivado del océano, México cuenta con 3.15 millones de km<sup>2</sup> de superficie marítima, la cual tiene potencial para la generación de energía eléctrica. Para el aprovechamiento de este potencial se estudian cinco fuentes de energía que el océano posee: oleaje, corrientes marinas, mareas, gradiente térmico, y gradiente salino ([SENER, 2018a](#)).

De acuerdo a [SENER \(2018a\)](#), se han realizado distintas actividades para el desarrollo de proyectos para el aprovechamiento de energías del océano, entre los que destacan:

- Manual de normatividad
- Mapa de ruta tecnológica de Energías del Océano
- Atlas de oleaje
- Estudios en el puerto El Sauzal en Ensenada, Baja California, en Cozumel, Quintana Roo, y en Puerto de Lázaro Cárdenas, Michoacán.

Red Eléctrica Nacional. La correspondiente a los auto abastecedores locales y abasto aislado, no están consideradas

## Industria renovable en la península de Baja California

La península de Baja California, tiene una ubicación privilegiada para la generación de energía a partir de recursos renovables y cuenta con un gran potencial para invertir en proyectos a corto y largo plazo. La apuesta por las energías renovables en estos dos estados se vuelve necesaria debido a que en la península la mayor parte de su energía depende de gas natural importado en cierta medida por Estados Unidos. Además, la Ley de Transición Energética (LTE, 2015) estableció que SENER fijó la meta de una participación mínima de energía limpia en la generación de electricidad en 30 % para 2021 y 35 % para 2024.

En la península de Baja California, la mayoría de las centrales y emplazamientos eólicos y fotovoltaicos se encuentran establecidos a partir de inversión privada. De acuerdo con la última actualización de la Comisión Reguladora de Energía (CRE, 2018), existe una tendencia de utilizar la energía eólica en Baja California más que la fotovoltaica, caso contrario en Baja California Sur (ver Tabla A.1, Apéndice A).

## 1.2. ANTECEDENTES

### 1.2.1. Energía eólica, solar y de oleaje en la península de Baja California

En la evolución de México al desarrollo de las tecnologías renovables, las investigaciones prometen ser viables a corto plazo y tener beneficios económicos y ambientales, lo cual resulta una oferta tentadora en estos tiempos de crisis económica y cambio climático. México cuenta con un gran potencial para generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables, y la península de Baja California es uno de los sitios con mayor potencial eólico y solar (SENER, 2018b).

Uno de los primeros estudios para un estado de la península lo realizaron Jaramillo *et al.* (2004), el cual consistió en un análisis estadístico de la densidad de potencia eólica de Baja California Sur a partir de estaciones de viento localizadas a lo largo de la zona costera este. Se estimaron la producción de energía eólica y el factor de capacidad para dos tipos de turbinas eólicas durante el periodo de estudio. Los resultados obtenidos indican que presenta condiciones favorables para el desarrollo de parques eólicos con factores de capacidad cercanos al 25%. En este estado, es posible observar 300 días de Sol al año y, debido a la ubicación geográfica de la península, se generan vientos con intensidades continuas en ciertas áreas.

Sin embargo, los fenómenos meteorológicos pueden afectar de manera positiva o negativa a los potenciales de los recursos renovables. Zamora *et al.* (2014) estudiaron los efectos de los vientos de Santa Ana y el monzón de Norteamérica utilizando las estaciones meteorológicas automáticas pertenecientes a la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA). Los resultados indican un cambio en la velocidad y dirección del viento bajo la influencia de

estos fenómenos. Pese a que comúnmente los sistemas frontales son los principales causantes de cambios repentinos en la velocidad del viento durante el invierno, los eventos de Santa Ana presentados en la misma temporada demostraron intensificar la velocidad del viento de manera local. Aunque un evento puede durar días, cuando aparecen la densidad de energía eólica aumenta en promedio 735 %, por lo que se producen enormes cantidades de energía en un corto periodo de tiempo. En cuanto al Monzón de Norteamérica que ocurre durante el verano, se presenta una disminución en la magnitud del viento, incremento de la humedad relativa y la dirección del viento que oscila entre 90 y 135°.

En el trabajo de [Zamora y Lambert \(2011\)](#), se caracterizó el viento en la ciudad de San Quintín, Baja California durante el periodo de 2004 a 2007. Las variaciones mensuales del viento, con énfasis en las brisas marinas, fueron calculadas con la distribución estadística de Weibull. Además, se hizo una comparación de las estimaciones del cálculo de energía extraída del viento con una simulación del software HOMER, ambas para las mismas condiciones y para una turbina de pequeña frecuencia. Los resultados presentados, indican que la simulación numérica tiende a sobreestimar lo calculado y en ambos casos se observa que los meses de mayor potencial eólico son de abril a junio durante las horas de la tarde (13 a 15 horas).

[Brancucci et al. \(2018\)](#) realizaron un reporte sobre las energías renovables en Baja California Sur utilizando un modelo de costo de producción (PLEXOS) que simula la operación de un sistema de energía para evaluar los potenciales del aumento de las energías eólica y solar para el año 2024. Con el modelo evaluaron los impactos que tendrían la inclusión de estas energías limpias en las operaciones del sistema de energía de Baja California Sur en sus límites de interfaz entre 3 tres zonas de transmisión. Los resultados indicaron que la energía térmica sería desplazada, una reducción del total variable operacional de costos y una disminución en las emisiones de dióxido de carbono. Además, el sistema de energía de Baja California Sur en 2024 podría contribuir a la carga eléctrica y cumplir con los requisitos de reserva operacional durante cada hora del año en diferentes escenarios de aumento de penetraciones de energía eólica y solar a escala de servicios públicos.

[Zamora et al. \(2015\)](#) elaboraron un trabajo de investigación de los sitios donde las condiciones de viento son excelentes para la energía eólica en Baja California y se analiza el régimen de viento en dos estaciones automáticas de CONAGUA. Identifica al poblado de La Rumorosa (específicamente la zona de la Sierra de Juárez) como una zona idónea para la producción y exportación de energía al país vecino por la cercanía al estado de California, Estados Unidos. En cuanto al análisis de la velocidad del viento en dos estaciones, La Rumorosa y Bahía de los Ángeles, la segunda dispone de un potencial eólico mayor que en el de Rumorosa.

La construcción de los parques eólicos es igual de importante que la potencia de generación. El estudio de [Reynaga et al. \(2015\)](#) amplía el concepto de que, para generar energía eólica el viento depende únicamente de su velocidad, tomando en cuenta que la energía del viento está caracterizada también por otras variables como la temperatura, la humedad relativa y la presión atmosférica. Obtuvieron los datos meteorológicos de 5 estaciones meteorológicas de CONAGUA en 5 regiones del Estado de Baja California (Bahía de los

Ángeles, Ensenada, La Rumorosa, Mexicali y San Quintín). Tomando como referencia las velocidades promedio registradas en los meses de verano entre La Rumorosa y San Quintín (muy parecidas entre sí) al estar la ciudad de San Quintín a una mucho menor altitud, presenta una mayor presión atmosférica promedio en esos meses, lo que se traduce en una mayor densidad de aire (aun cuando la humedad relativa sea mayor). Lo anterior representa un mayor empuje en el rotor por lo que su potencia por unidad de área de barrido sea mayor que en La Rumorosa en esos meses.

Con respecto a la energía solar, [Perea-Moreno y Hernandez-Escobedo \(2016\)](#) presentan las características de la energía solar para las comunidades urbanas en la península de Baja California. Este trabajo presentó el primer atlas solar reducido de áreas urbanas de la península de Baja California, utilizando datos satelitales y medidos. Se analizaron los datos registrados cada 10 min durante 6 años (2010–2015) de las Estaciones Meteorológicas Automáticas (AMS) y las Estaciones Meteorológicas Automáticas Sinópticas (SAMS) del Sistema Meteorológico Nacional (SMN). También se utilizaron datos satelitales del Sistema de Energía de Superficie y Meteorología (SMSE). En este trabajo se identificó que el promedio anual del recurso solar para toda la península fue de  $5.7 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ , los meses con mayor recurso solar son mayo y junio con una irradiación de más de  $8.1 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$  y con menor recurso está la temporada de otoño-invierno donde se presenta un rango entre  $5.6\text{-}6.2 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ .

En cuanto al oleaje, [Felix et al. \(2018\)](#) caracterizaron el potencial de las olas y del viento para México incluyendo eventos extremos, los cuales pueden cambiar el régimen de ambos potenciales de acuerdo a su variabilidad estacional y/o diaria. Se realizó un análisis histórico de 60 años de las condiciones de olas y vientos a lo largo de las costas mexicanas (1948–2007) usando un modelo híbrido (WAM-HURAC). Los resultados indican que las diferencias entre los potenciales de energía al incluir y excluir eventos extremos son considerables. El mayor potencial energético por la parte del Atlántico se encuentra al noreste de la península de Yucatán, y en el Pacífico a lo largo de la península de Baja California. En general, la costa de Baja California presenta el mejor potencial energético de la costa del Pacífico a lo largo de las estaciones, especialmente en primavera e invierno, cuando los valores oscilan entre 8 y 19 MW/año.

Recientemente, [Acosta-Solis \(2020\)](#) analizó el recurso del oleaje para un sitio frente a las Islas de Todos Santos en Baja California. En su trabajo se analizaron series de tiempo de un periodo de 10 años (2010-2019) de los parámetros del oleaje (altura significativa, periodo asociado al pico espectral y dirección promedio) obtenidos de las mediciones realizadas por un perfilador acústico Doppler (ACDP). El estudio arrojó que las mayores alturas significantes del oleaje que se presentan en el sitio de medición ocurren durante el invierno. Este oleaje es del tipo *swell* cuya zona de generación ocurre principalmente en el hemisferio norte. Por otra parte, este oleaje se ve influenciado principalmente por las tormentas y sistemas extratropicales del Pacífico Norte, cuya variabilidad interanual se ve influenciada por fenómenos climáticos como El Niño.

## 1.2.2. Uso de reanálisis para la evaluación de energías renovables

Los reanálisis tienen un gran potencial para usarse en varios sectores, incluyendo el de las energías renovables teniendo resultados favorables.

*Sianturi et al. (2020)* realizaron un estudio para la región de Indonesia donde se evaluó la viabilidad de usar herramientas como los reanálisis (ERA5 y MERRA2<sup>5</sup>) para estimar la irradiancia solar. Para validar los reanálisis, se utilizaron parámetros estadísticos obtenidos a partir de las observaciones terrestres de la irradiancia solar horizontal de las estaciones de la red ASRS (Automatic Solar Radiation Station). El análisis apuntó que en la mayoría de las estaciones, ERA5 tuvo una tendencia a sobrestimar la radiación media mensual y MERRA2 a subestimarla. Adicionalmente, aplicaron un índice de claridad (cielos despejados) y se obtuvo que en la región los valores se encontraron más cerca de la condición nublada. En condiciones de un índice de claridad más bajo, la irradiancia tiende a subestimarse y en días nublados ambos reanálisis tienden a sobrestimar las observaciones. En conclusión para el sitio de estudio, ERA5 tuvo mejor desempeño que MERRA2.

Los autores *Tahir et al. (2020)* usaron un conjunto de reanálisis reconocidos con distintas características (ERA5, MERRA2, ERA-Interim, JRA-55, NCEP-NCAR, NCEP-DOE, y CFSR) para estimar el potencial de energía solar a partir de la radiación solar horizontal en la región de Balochistan, Pakistan. En general, ERA5 se constituyó como el mejor entre todos los conjuntos de datos de reanálisis para este trabajo, debido a su resolución temporal y espacial en comparación con los demás, por lo que recomiendan utilizarse en evaluaciones preliminares de sitios potenciales.

Con respecto al recurso eólico, (*Olauson, 2018*) probó los nuevos reanálisis ERA5 para evaluar su desempeño con fines de evaluación del potencial eólico. Para ello, se comparó con otra fuente de datos de reanálisis (MERRA2) para distintos países (Alemania, Dinamarca, Francia, Suecia y Bonneville Power Administration (BPA) en el noroeste de Estados Unidos) y su vez, con un conjunto de observaciones obtenidas de 1051 turbinas eólicas suecas. La evaluación se realizó a 50 metros de altura para MERRA2 y a 100 metros para ERA5. El estudio concluyó que los reanálisis ERA5 obtuvieron un mejor desempeño en todos los aspectos analizados y presentó buenos resultados representando el campo de viento para el conjunto de turbinas eólicas. Por último, señala que usando un año de datos de ERA5 se proporcionan estimaciones menos inciertas que si se usaran dos años de datos MERRA2.

Por otra parte, resulta conveniente en cuestión de generación de energía y complementariedad, realizar trabajos donde se evalúan potenciales de dos recursos para una misma área. *Piasecki et al. (2019)* realizaron un trabajo con propósitos de aprovechamiento de energía solar y eólica (solar fotovoltaica y turbinas). Se analizaron las variables de veloci-

---

<sup>5</sup>Modern-ERA Retrospective Analysis for Research and Applications versión 2 (MERRA2). Disponible en: <https://disc.gsfc.nasa.gov/datasets?keywords=%22MERRA-2%22&page=1&source=Models%2FAnalyses%20MERRA-2>.

dad del viento e irradiación global horizontal en superficie provenientes de los reanálisis ERA5 y MERRA, así como del satélite CAMS. Estos conjuntos de datos fueron validados por observaciones de 15 estaciones del Instituto Nacional de Meteorología y Administración del Agua en el país de Polonia para el periodo 2012–2013. Los resultados de CAMS y ERA5 se ajustan correctamente con las observaciones de energía solar. En cuanto a energía eólica, el desempeño de la comparación de ERA5 y MERRA con las observaciones no obtuvo buenos resultados, excluyendo dos estaciones.

### 1.3. JUSTIFICACIÓN

En México la mayor parte de las fuentes de energía eléctrica son obtenidas de combustibles fósiles, aunado a sus altos costos de utilización, transporte y extracción, y a la alta emisión de contaminantes al planeta, lleva consigo un deterioro ambiental importante que no puede continuar ignorándose. Por esta razón, la meta por parte de los estudios actuales es desarrollar investigaciones e innovar en sistemas y métodos eficientes para el aprovechamiento de fuentes de energía renovable.

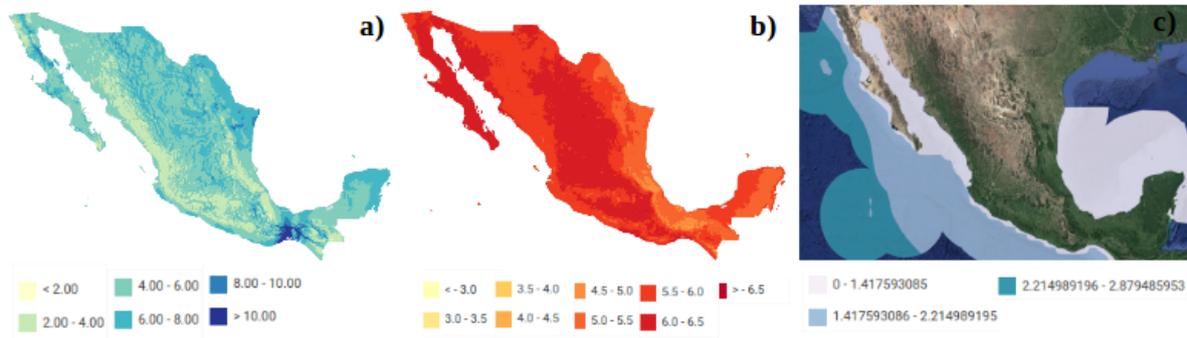
Según el ranking de [IRENA \(2019\)](#), México es el cuarto país en Latinoamérica con mayor potencial eólico. Considerando las evaluaciones del potencial del viento, las regiones más importantes de México son La Ventosa en Oaxaca, Tamaulipas, la región Pacífico Norte (incluyendo Baja California y Baja California Sur), el Estado de Veracruz y el Estado de Quintana Roo ([Jaramillo \*et al.\*, 2004](#)).

Debido a la ubicación geográfica de la península de Baja California, se genera viento con intensidades continuas en determinadas zonas. La península se constituye de elevaciones importantes ubicadas de norte a sur, principalmente en Baja California, donde se puede encontrar gran potencial. Los desiertos se localizan bajo estas montañas en ambas costas, por lo que se vuelve una zona con una barrera eólica natural perpendicular a los vientos occidentales. Además, al constituirse como un brazo de tierra separado parcialmente de la república mexicana, el campo de viento cerca de la zonas con mar abierto tiende a acelerarse (Figura 1.4 (a)).

México además de contar con lugares con potencial eólico, se encuentra en la franja de la Tierra con los mejores niveles de incidencia solar, con un promedio de irradiación superior al global con más de 5 kW/h al día. Las zonas con mayor potencial son los estados del norte de la república como Chihuahua, Durango, Sonora y la península de Baja California ([ASOLMEX, 2018](#)), superando incluso los 8 kWh/m<sup>2</sup> al día. Por ende, México tiene un potencial superior a los líderes en generación de energía fotovoltaica como España o Alemania ([ICEX, 2020](#)).

En la península de Baja California, es posible observar 300 días soleados al año ([Jaramillo \*et al.\*, 2004](#)) y cuenta con una extensa superficie de terrenos desérticos, lo que la hacen óptima para la instalación de proyectos solares. Como se observa en la figura 1.4 (b) donde se muestra la irradiación global anual para la república mexicana (NREL), en la mayor parte del área que abarcan Baja California y Baja California Sur se cuentan con

los valores más altos de México.



**Figura 1.4** a) magnitud del viento (m/s) a 100 metros, (b) , irradiación solar global ( $\text{kWh/m}^2/\text{día}$ ) y (c) Altura significativa (m) para la república mexicana. Fuente: RED-E México, NREL.

El mar ocupa más del 70 % de la superficie terrestre y tiene múltiples opciones de aprovechamiento (oleaje, mareas, corrientes, gradientes térmicos y gradientes salinos). La energía del oleaje o energía undimotriz tiene como característica el hecho de ser prácticamente predecible y que naturalmente viaja hacia la zona costera donde puede ser aprovechada (García-Santiago, 2019). Se considera que nuestro país cuenta con aproximadamente  $3,149.9 \text{ km}^2$  de mar territorial (CONABIO, 2017) y más de 11,122 kilómetros de costa (INEGI, 2003) donde esta fuente energética puede ser aprovechada.

El recurso del oleaje tiene la mayor influencia en latitudes altas, sin embargo, la variabilidad temporal es un criterio importante. El nivel medio de este recurso puede depender en gran medida de las tormentas (en su mayoría invernales). Considerando que los convertidores de energía del oleaje trabajan bajo un cierto rango de potencial (modo supervivencia, como lo hacen muchos sistemas de generación renovable) el objetivo también radica en mantener la integridad de dichos convertidores, por lo que eventos extremos comprometen la vida útil de estos sistemas.

Por tanto, lugares como la península de Baja California donde el potencial es relativamente menor a comparación con altas latitudes, puede ser más conveniente para una generación energética eficiente. En la figura 1.4 (c) se muestra la altura significativa del oleaje (altura media del tercio de olas más altas registradas en un muestreo) para las costas de México. Se observa que las costas del Pacífico mexicano, específicamente las más cercanas a la península de Baja California, tienen valores altos para nuestras latitudes.

Por su parte, el uso de reanálisis ha demostrado ser útil para producir conjuntos de datos para el monitoreo, la investigación climática y meteorológica. En este trabajo se utilizaron los reanálisis más recientes, ERA5. Estos reanálisis proporcionan estimaciones globales por hora de gran cantidad de variables atmosféricas y oceánicas, con la resolución más alta y mayor cantidad de niveles en la vertical de los reanálisis existentes actualmente (Dee *et al.*, 2020). Entre las ventajas que tiene este conjunto de datos, se pueden citar:

- Conjuntos de datos globales, resolución espacial de  $\sim 31 \text{ km}$  y temporal de 1 hora,

ambas consistentes durante 3 o más décadas (1950–presente).

- 260 variables atmosféricas y oceánicas disponibles.
- Resolución del modelo y sesgos con mejoras continuas y constantes.
- Mejor representación de la circulación troposférica a lo largo del período de observación moderno a partir de 1979.
- Los reanálisis incorporan millones de observaciones en un sistema de asimilación de datos estable que sería casi imposible para una persona recopilar y analizar por separado, lo que permite estudiar una serie de procesos climáticos.
- Los conjuntos de datos de reanálisis son relativamente sencillos de manejar desde el punto de vista del procesamiento.

## 1.4. OBJETIVOS

### 1.4.1. General

Caracterizar los recursos eólico, solar y de oleaje en la península de Baja California utilizando el conjunto de reanálisis ERA5.

### 1.4.2. Específicos

- Evaluar la eficiencia de los nuevos reanálisis ERA5 para representar las variables implicadas en cada recurso comparándolos con observaciones.
- Estimar el potencial eólico disponible sobre tierra y mar a una altura de una turbina estandar (100 m), el potencial solar de un panel fotovoltaico y el potencial de oleaje cercano a las costas de la península.
- Elaborar mapas de recurso eólico, solar y de oleaje para la zona de estudio.
- Analizar y comparar la influencia que tiene el fenómeno climático de ENSO en los potenciales de dichos recursos.

## 1.5. HIPÓTESIS

La península de Baja California tiene potencial para el desarrollo de energías renovables. Por su ubicación, los recursos eólico, solar y de oleaje pueden ser utilizados para generar un suministro eléctrico que apoye a la demanda actual de Baja California y Baja California Sur. En consecuencia, dichas energías se pueden complementar y tener resultados favorables que aumentarían significativamente las oportunidades de emplazamientos renovables en la zona de estudio.

# CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

---

## 2.1. ENERGÍA EÓLICA

El flujo de viento a determinadas velocidades es un recurso abundante para la generación de electricidad libre de contaminación. A este flujo de viento aprovechable se le denomina energía eólica, que en otras palabras es la energía cinética contenida en las corrientes de aire. El viento es consecuencia de los cambios de temperatura ocasionados por la incidencia del Sol en diferentes puntos del planeta gracias a su inclinación. Cuando el aire en superficie se calienta, se vuelve más ligero y tiende a ascender, por lo que aire más frío y denso tomará su lugar. Este intercambio en las masas de aire da lugar a los vientos de superficie, los cuales determinan el potencial eólico de un lugar.

El viento entonces, al considerarse un recurso energético depende de su disponibilidad, por lo que esta energía se encuentra sujeta a variaciones temporales de pequeña y gran escala, así como a cambiar espacialmente, tanto en superficie como en altura. Al mismo tiempo, hay que considerar que la energía eólica disponible por unidad de área expuesta al viento es proporcional al cubo de la velocidad, por lo que pequeñas variaciones en la velocidad del viento conllevan sensibles variaciones en la energía suministrada (Amada, 2001).

### 2.1.1. Características generales del viento que influyen en el potencial eólico

Cuando se habla de viento y de su dinámica cerca de superficie, se deben tomar en cuenta varios factores. Dichos factores pueden ser explicados a partir de la ley de conservación de momento correspondiente al movimiento de un fluido que es aplicada en un marco de referencia que gira con la Tierra. Siendo la atmósfera un fluido, la ecuación de movimiento de la atmósfera está dada por (Holton, 2016):

$$\frac{DU}{Dt} = -2\vec{\Omega} \times \vec{U} - \frac{1}{\rho} \vec{\nabla} p + \vec{g} + \vec{F}_r \quad (2.1)$$

El lado izquierdo de la ecuación (2.1) representa la razón de cambio de la velocidad relativa a un sistema en rotación. El lado derecho es representa la suma de las fuerzas reales que actúan por unidad de masa. Estas fuerzas corresponden a la fuerza de Coriolis, la fuerza asociada al gradiente de presión, la gravedad efectiva y la fricción.

- Fuerza de Coriolis

La primer fuerza actuando es la fuerza de Coriolis ( $-2\vec{\Omega} \times \vec{U}$ ), la cual es proporcional a la velocidad de los objetos (masas de aire), es decir, sólo actúa sobre objetos en movimiento. Esta fuerza es perpendicular a la dirección de dichos objetos. En el hemisferio norte esto se identifica con una desviación del vector de viento horizontal a la derecha. Esto es, un objeto que se mueve hacia el este en la horizontal es desviado hacia el ecuador por la fuerza de Coriolis, mientras que un objeto que se mueve hacia el oeste se desvía hacia el polo. Lo contrario sucede en el hemisferio sur, donde la desviación se da hacia la izquierda. Esta fuerza sólo afecta la dirección del viento y no la velocidad, mientras que su influencia es máxima en los polos y se disipa en el ecuador.

- Fuerza del gradiente de presión

La fuerza del gradiente de presión ( $-\frac{1}{\rho}\vec{\nabla}p$ ) es la fuerza que impulsa al viento, resultado de las diferencias de presión en una superficie. Cuando existe una diferencia de presión, existe un gradiente de presión. El gradiente de presión se identifica por la proximidad de isobaras (líneas de presión constante) en un mapa meteorológico de superficie y altura. Si varias líneas se encuentran cercanas entre si, existe un gradiente de presión mayor y donde las líneas están separadas existe menos gradiente.

Esta fuerza es perpendicular a las isobaras sobre una superficie horizontal y siempre se dirige desde la región de mayor presión a la región de menor presión.

- Gravedad efectiva

La gravedad ( $\vec{g}$ ) es el resultado de la combinación de la gravitación y la fuerza centrífuga debida a la rotación de la Tierra. La fuerza gravitacional varía con el cuadrado inverso de la distancia desde el centro de masa de cualquier objeto y con respecto a la masa de ese objeto. Por su lado, la fuerza centrífuga es una fuerza aparente que tiende a alejar los objetos del eje de rotación (desde un sistema de referencia en rotación), y es igual y opuesta a la aceleración centrípeta.

Excepto en los polos y el ecuador, la fuerza de gravedad no se dirige hacia el centro de la Tierra, sino que es perpendicular a una superficie geopotencial. La aceleración debida a la gravedad varía con respecto a la latitud debido a la forma elipsoidal de la Tierra, por lo que el radio de la Tierra se hace más pequeño a medida que uno se acerca a cualquiera de los polos.

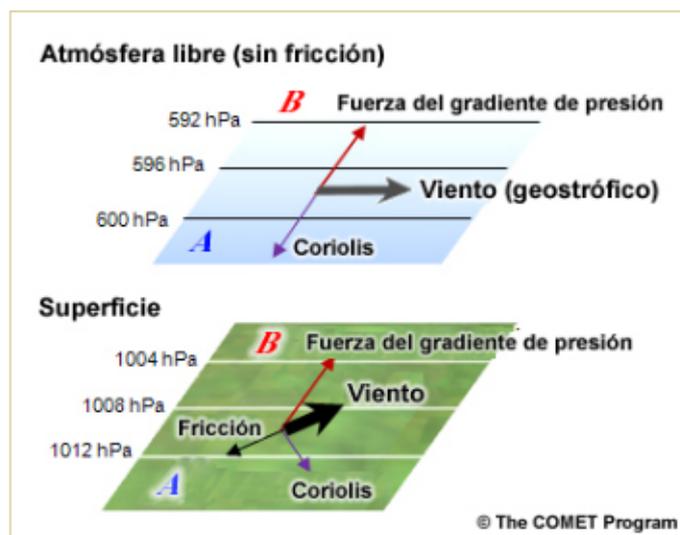
- Fuerza de fricción

Por último, la magnitud vectorial de la fuerza de fricción ( $\vec{F}_r$ ) resulta en el conjunto de componentes de las fuerzas de atrito por unidad de masa que surgen de la cortante del viento (cizalladura) en todas las direcciones del movimiento. Las fuerzas de fricción siempre actúan en sentido opuesto (se oponen) al movimiento de las masas de aire y tienen la mayor influencia en superficie. Cuando se llega a una cierta altura fuera de la

superficie, estas fuerzas dejan de actuar y empieza a establecerse el viento que se aproxima al viento geostrófico:

$$\vec{V}_g = \vec{k} \times \frac{1}{\rho f} \nabla p$$

El viento geostrófico es calculado a partir del equilibrio de la fuerza debida al gradiente de presión y la de Coriolis (Fig. 2.1). Cuando está en equilibrio geostrófico, el viento sopla en sentido paralelo a las isobaras, lo cual significa que es paralelo a los demás campos de masa, como los de densidad y temperatura. Esta aproximación geostrófica es válida para movimientos a gran escala. Conforme se aproxima hacia la superficie, las fuerzas friccionales aumentan y los vientos de superficie dejan de ser paralelos al campo de presión, sino que soplan a un ángulo hacia la región de presiones más bajas (Laing y Evans, 2011).



**Figura 2.1** Representación de las fuerzas horizontales que actúan sobre las masas de aire cerca de la superficie y por encima de la capa de fricción. Fuente: The COMET program.

Estos principios generales que describen el movimiento atmosférico se aplican en la dinámica a gran escala, por lo que es capaz de explicar la variación del viento de la circulación general de la atmósfera.

- Circulación general de la atmósfera

Cada una de las zonas en que puede dividirse el planeta viene caracterizada por un determinado régimen de vientos que varía estacionalmente. Por ejemplo, cerca del ecuador donde la temperatura en la atmósfera baja es muy grande, a consecuencia crea una depresión que atrae los vientos de ambos hemisferios y se genera convergencia formando así una zona de baja presión. En latitudes más altas ( $\sim 35$  a  $30^\circ$ ), se encuentran vientos regulares que se dirigen al ecuador llamados alisios con componente este. Desde latitudes de altas presiones tropicales hasta los polos dominan vientos del oeste, menos constantes que los alisios. En zonas polares el viento regularmente viene del noroeste.

- Efectos locales

Además de las condiciones de la circulación general de la atmósfera, existen efectos locales (variaciones a microescala) que pueden influir en parcialmente y/o en la mayor parte de las condiciones de vientos en determinado lugar del mundo. Por lo regular existen dos orígenes (Amada, 2001), que son los de origen térmico: brisas marina y terrenal, así como vientos de valle y montaña, y los de origen geográfico: aceleraciones del viento causados por elevaciones geográficas, colinas, valles, costas, lugares donde se da paso al encañonamiento del viento, etc. Los de origen térmico regularmente no son susceptibles de ser aprovechados energéticamente, salvo que tiendan a ser regulares o complementarios. Por otro lado, muchos de origen geográfico tienen suficiente contenido energético para aprovecharse.

El viento también depende de otros factores como son: variaciones a escala sinóptica (p.e. sistemas de alta y baja presión semipermanentes), variaciones interanuales (como la Oscilación Decadal del Pacífico Norte, El Niño – Oscilación del Sur), estacionales, diurnas y nocturnas, valores medios y vientos máximos históricos, etcétera.

El aprovechamiento de la energía eólica depende de distintos componentes, los cuales varían temporal y espacialmente, lo que agrega un grado de dificultad a la hora de determinar el potencial eólico de algún sitio. De ahí la importancia de desarrollar investigaciones detalladas de zonas potencialmente útiles para esta energía.

### 2.1.2. Turbinas eólicas y emplazamientos en tierra

La electricidad a partir de la energía eólica se genera mediante turbinas eólicas que aprovechan la energía cinética del viento, proporcionando la fuerza motriz para hacer girar las palas de la turbina a través de un eje de transmisión del rotor (Farooq y Kumar, 2013). El diámetro del rotor y el tamaño de las palas son factores cruciales. Las palas con tamaños más grandes pueden cubrir un área mayor y, por lo tanto, convertir más energía eléctrica del movimiento cinético del viento (Şahin, 2004).

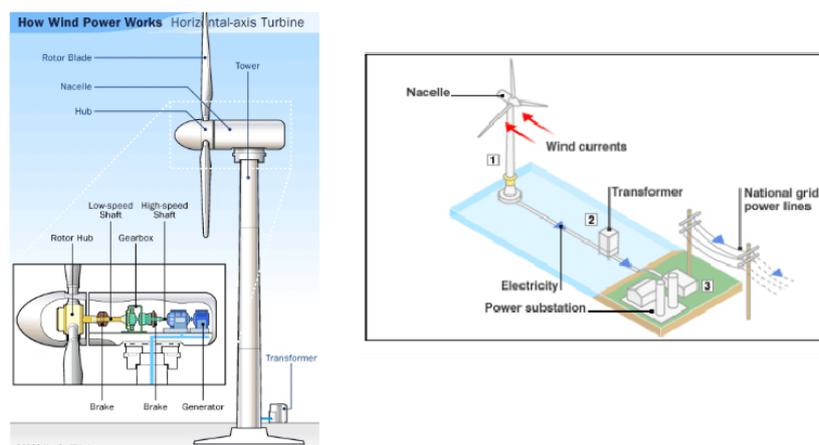
La figura 2.2 muestra los componentes principales de un sistema de turbina eólica en tierra, incluida una torre tubular instalada en una base de plataforma, palas de rotor y góndola (centro del eje). Además, también se presenta un esquema del transformador y su correspondiente distribución de energía a partir de la generación de una turbina eólica. Basado en el eje de rotación, las turbinas eólicas se pueden clasificar en dos tipos (Mathew y Philip, 2012): de eje horizontal y de eje vertical (ver Apéndice A).

### Emplazamientos

Para que las turbinas eólicas (comunmente las de eje horizontal) funcionen de manera óptima en un lugar con potencial eólico aprovechable, la selección del emplazamiento es igual de importante que la instalación de las turbinas, ya que se busca sacar el mayor

provecho a la captación de energía para reducir los costes de producción. Según Amada (2001), para que los emplazamientos sean óptimos se deben cumplir una serie de características:

- En promedio contar con vientos mayores a 3 m/s.
- Buena exposición al flujo del viento (la menor cantidad de obstáculos posibles).
- Variaciones diurnas y estacionales aceptables.
- Niveles de vientos extremos y turbulencia aceptables (temporadas de vientos extremos puede hacer que las turbinas fallen y se reduzca su vida útil, por lo que en ocasiones es mejor un lugar con climatología de vientos menos intensos, pero más constantes).
- Para parques eólicos grandes, la separación entre turbinas es importante para evitar afectar la potencia individual.
- Factores meteorológicos como: vientos extremos, turbulencia, heladas, salinidad o aerosoles del ambiente, etc.
- Además de factores de relevancia como: económicos, ambientales, institucionales, técnicos, aceptación pública, ambientales.



**Figura 2.2** Una turbina eólica típica y sus componentes (izquierda) y esquema del transporte de energía eólica a la red nacional. Fuente: <https://science.howstuffworks.com/>.

### 2.1.3. Ventajas

De acuerdo al Departamento de Energy de Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés, 2015), los beneficios de la energía eólica se pueden resumir en:

- ✓ El costo de la energía eólica es competitiva con los de los combustibles fósiles.
- ✓ Creador de nuevos empleos.
- ✓ Es una fuente inagotable de energía renovable.
- ✓ Las turbinas eólicas no consumen agua.

- ✓ La energía eólica es limpia.
- ✓ Los sistemas de energía eólica tienen bajos costos operativos.
- ✓ Se puede utilizar en una variedad de aplicaciones. Pueden proporcionar electricidad a una comunidad, utilizar en aplicación distribuida (turbinas pequeñas usadas exclusivamente para un sitio), en aplicaciones remotas como bombeo de agua, fabricación de hielo y sitios de telecomunicaciones, y puede desplazar el combustible diesel en comunidades remotas.

## 2.2. ENERGÍA SOLAR

Entre todos los recursos renovables, la energía solar es por mucho la más abundante que existe. Por lo tanto, las tecnologías solares son extremadamente importantes para cambiar a una economía mundial libre de carbono en un futuro próximo.

En el sector de las energías renovables, estas tecnologías han tenido una evolución particularmente contundente, considerando su crecimiento anual del 30 % en los últimos 30 años. Esto se debió principalmente a la disminución sustancial de los costos de instalación ( $\sim 10\%/año$ ) durante las últimas tres décadas para los módulos fotovoltaicos, que ahora se estima que son cien veces más baratos que en 1975 (Trancik, 2014). Al mismo tiempo, se registró una reducción general promedio del 22.5 % en los costos de los módulos por cada duplicación de la capacidad fotovoltaica instalada (Creutzig *et al.*, 2017). La razón de esta evolución radica en que se realizan mejoras continuas a los diseños de las instalaciones, mejores construcciones y sobre todo, mayor eficiencia energética.

### 2.2.1. Conceptos básicos de energía solar

#### Irradiancia

Intensidad de la radiación o irradiancia solar horizontal sobre la superficie terrestre ( $G$ ) se le denomina a la energía radiante (instantánea) por unidad de área por unidad de tiempo que atraviesa una superficie de área  $S$ , perpendicular a la dirección de propagación de la onda formando un ángulo. La relación de estas cantidades se expresa como:

$$G = \frac{E}{S \cdot t} \quad (2.2)$$

teniendo a  $E$  como la magnitud de la energía radiante que llega a la superficie terrestre en un tiempo ( $t$ ) determinado. Como la energía  $E$  es el resultado de la potencia  $P$  por el tiempo ( $E = Pt$ ), entonces:

$$G = \frac{P}{S} \quad (2.3)$$

Por lo que, la irradiancia depende directamente de la potencia del Sol en una unidad de área. Las unidades de la irradiancia entonces serán  $\text{W}/\text{m}^2$  (la potencia medida en Watt y el área en metros cuadrados) (Sanchez *et al.*, 2017).

## Irradiación

Por otro lado, un concepto parecido, la irradiación es la densidad de energía acumulada o recibida en una unidad de tiempo (irradiancia acumulada sobre la superficie terrestre en una unidad de tiempo). Si  $G_s$  es la irradiación y  $t$  el tiempo en segundos, entonces:

$$G_s = G \cdot t \quad (2.4)$$

Sus unidades estarían dadas por las de la irradiancia por el tiempo en segundos:  $\text{Ws}/\text{m}^2 = \text{J}/\text{m}^2$  (Sanchez *et al.*, 2017). Generalmente, el valor de la irradiación se reporta como una acumulación de energía promedio durante un periodo de tiempo (día, mes, estacional, anual), y si se expresa el tiempo en horas (h) como normalmente se hace, entonces las unidades serían  $\text{Wh}/\text{m}^2$  día,  $\text{Wh}/\text{m}^2$  mes o  $\text{Wh}/\text{m}^2$  anual.

## Radiación directa, difusa y global

La radiación del Sol viaja en línea recta y en todas direcciones. Cuando se encuentra en contacto con la atmósfera, las partículas suspendidas (aire, ozono, moléculas de agua, polvo) interactúan con los rayos solares y los absorben, difractándolos y reflejándolos (Sanchez *et al.*, 2017). Un captador solar recibe en su superficie radiación solar de dos tipos: irradiancia directa e irradiancia difusa. La primera es aquella parte que se recibe directamente del Sol sin sufrir ninguna dispersión atmosférica, mientras que la segunda es que se recibe del Sol después de ser desviada por dispersión atmosférica (ya sea por nubes y/o del cielo) (Tejeda Martínez y Gómez-Azpeitia, 2015). La irradiación difusa está a su vez compuesta por dos componentes, la irradiancia reflejada y refractada. A la suma de las radiaciones directa y difusa se le conoce como irradiación global.

En un día completamente claro y sin partículas suspendidas en la atmósfera, estando el Sol en el cenit de un punto de referencia del observador y a nivel del mar, el valor máximo de irradiancia directa que podría recibir un captador solar (p.ej. un panel fotovoltaico) es poco menos de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ . A este valor se le conoce como pico de la radiación solar (Sanchez *et al.*, 2017). En un día despejado, la irradiancia global tendrá mayor influencia de la irradiancia directa, mientras que en uno no despejado la influencia será mayor hacia la irradiancia difusa. La cantidad de irradiancia solar recibida por un captador solar depende del ángulo en que “ve” al Sol en su trayectoria diaria y anual, así como también de las condiciones meteorológicas del lugar.

## Hora pico

Si se considera que un captador solar que recibe una irradiancia directa aproximada de  $1000 \text{ W/m}^2$  bajo condiciones de día claro, al nivel del mar y estando el Sol en el cenit del captador, entonces a esta cantidad se le denomina por convención: pico de irradiancia. Suponiendo un captador que recibe una cantidad pico de irradiancia durante un tiempo prolongado como una hora, a la cantidad de energía recibida se ha convenido llamarla hora solar-pico, o simplemente hora-pico (Sanchez *et al.*, 2017).

### 2.2.2. Energía Solar Fotovoltaica

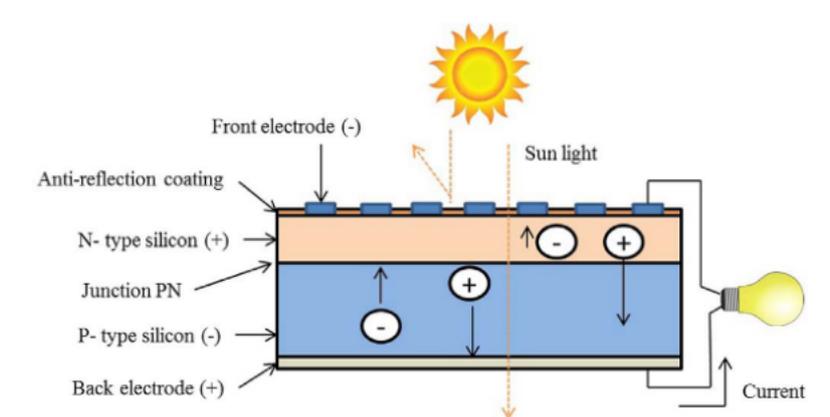
La energía solar es aprovechada en el ámbito energético de las dos formas más convencionales: por medio de procesos fototérmicos (sistemas solares que utilizan superficies reflectantes para concentrar la luz solar en un receptor de calor, que posteriormente transforma el calor en electricidad a través del sistema de energía termoeléctrica), y por medio del efecto fotovoltaico a través del cual, la luz solar se convierte en electricidad sin usar algún proceso intermedio.

Actualmente, las tecnologías solares fotovoltaicas son las dominantes, sin embargo, el mayor auge de éstas se encuentran en países pioneros como Japón y varios europeos distinguiendo Alemania. Al volverse más populares, la producción de celdas fotovoltaicas se disparó en China, y con ello, los costos fueron cada vez más accesibles debido a las mejoras en la tecnología. Recientemente, Estados Unidos e India se encuentran desarrollando con éxito este tipo de energía solar. Por esta razón, se vuelve fundamental que se desarrollen en regiones con alta disponibilidad de recursos solares (Prävǎlie *et al.*, 2019), ya que hay países cercanos a los trópicos que rebasan significativamente los niveles de insolación diaria de los países antes mencionadas.

La energía solar fotovoltaica es una de las industrias de mayor crecimiento en todo el mundo, y para mantenerse de ese modo han tenido que actualizar sus materiales, modificar constantemente el diseño de los dispositivos, adecuar tecnologías de producción más eficaces, así como crear mejoras en la eficiencia global de las celdas fotovoltaicas.

El efecto fotovoltaico (Fig. 2.3) se da en materiales conocidos como semiconductores, los cuales presentan dos bandas de energía. En una de ellas se permite la presencia de electrones (valencia negativa) y en la otra no hay presencia de ellos, es decir, la banda esta completamente “vacía” (banda de conducción). El material semiconductor más utilizado es el silicio, el segundo elemento más abundante en la Tierra. La función de la luz solar sobre el efecto fotovoltaico es suministrar una cantidad de energía al electrón más externo para permitirle pasar de la banda de valencia a la banda de conducción en el material, generando electricidad (Parida *et al.*, 2011).

Prácticamente todos los dispositivos fotovoltaicos incorporan una unión PN, donde un material de tipo N se fusiona con un material de tipo P creando un diodo semiconductor,

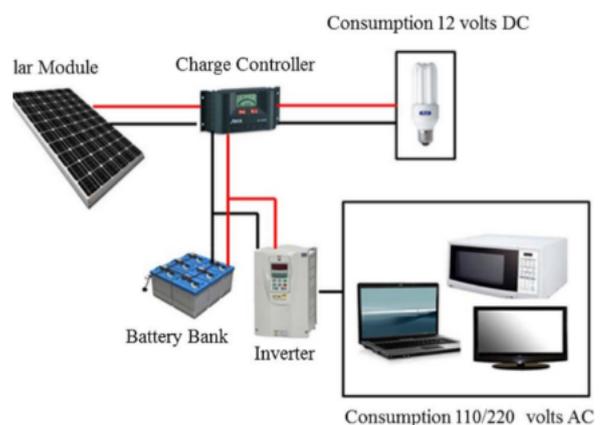


**Figura 2.3** Efecto fotovoltaico con Celda fotovoltaica. Fuente: Sampaio y González (2017)

que mediante un fotovoltaje se desarrolla. Estos dispositivos también se conocen como células solares o células fotovoltaicas (Goetzberger *et al.*, 2003).

La celda fotovoltaica constituye la unidad mínima para adquirir la energía del Sol. La asociación de estas celdas solares interconectadas es necesaria para incrementar tanto el voltaje como la corriente generada con el objetivo de obtener mayor generación eléctrica. Esta asociación formará una nueva estructura conocida como módulo o panel fotovoltaico. Es recomendable que las celdas que forman un panel sean lo más idénticas posibles, de lo contrario se generan problemas asociados a desbalances eléctricos y térmicos generados por la falta de acoplamiento entre ellas (Sanchez *et al.*, 2017).

Un sistema solar fotovoltaico típico (Fig. 2.4) consiste en cuatro elementos básicos: el módulo o panel fotovoltaico, controlador de carga (evita que las baterías se sobrecarguen o descarguen por completo), el inversor (convierte la energía de los paneles en electricidad) y una batería si es necesario (almacenan excedentes producidos por funcionamiento de noche, días nublados).



**Figura 2.4** Sistema típico de energía solar fotovoltaico. Fuente: Sampaio y González (2017).

Según [Sampaio y González \(2017\)](#), entre las aplicaciones en las que se puede usar las tecnologías fotovoltaicas se encuentran:

- Naves espaciales: Se aplica en los equipos de abordaje de naves espaciales con celdas de arseniuro de galio que demuestra tener una buena eficiencia.
- Bombeo de agua: Bombeo de agua de pozos y ríos utilizados en fincas para riego de plantaciones, para ganado y para consumo doméstico.
- Alumbrado eléctrico: Se utiliza para iluminar espacios de estacionamiento, señalización y otras áreas al aire libre.
- Construcción de sistemas fotovoltaicos integrados: Es un conjunto de sistemas y tecnologías fotovoltaicas que se integran en el edificio, formando parte de su revestimiento externo como cubiertas y fachadas. Sirve simultáneamente como material de envolvente de construcción y generador de energía.
- Telecomunicaciones: Se utiliza en la generación de energía eléctrica en estaciones de telecomunicaciones aisladas para la operación de equipos.
- Desalinización del agua: La desalación (transformación del agua de mar en agua potable) se realiza mediante baterías cargadas durante el día con paneles fotovoltaicos.
- Satélites: Los paneles solares utilizados en los satélites están compuestos por celdas solares ubicadas en las partes externas de los satélites que pueden adherirse al cuerpo del satélite o abrirse y orientarse al Sol. Debido a su ubicación, pueden recibir incluso más fotones que los paneles instalados en la Tierra y producir incluso más energía para mantener en funcionamiento el equipo eléctrico del satélite.
- Monitoreo del tiempo: El panel solar proporciona la energía necesaria para alimentar todos los equipos de medición, sensores meteorológicos, procesamiento y comunicación.

### 2.2.3. Ventajas

Las ventajas y bondades de las energías solares (con énfasis en las fotovoltaicas) las han tratado de enumerar distintos autores ([Sampaio y González, 2017](#); [Sanchez et al., 2017](#); [Mundo-Hernández et al., 2014](#)), por lo que a continuación se resumen en:

- ✓ Cero emisiones de CO<sub>2</sub> y sin problemas ambientales graves que estas fuentes causan durante su generación.
- ✓ No necesita ser extraída, refinada, o transportada al sitio de generación que está cerca de la carga.
- ✓ Costos de operación de una planta solar muy competitiva contra otras energías renovables como la hidráulica.

- ✓ A pesar de la disminución de la generación durante los días nublados, la energía del Sol es abundante, mientras que el volumen de agua en las presas durante los períodos de sequía es limitado.
- ✓ Tiene una forma de generación silenciosa.
- ✓ Como los impactos ambientales son mínimos, los sistemas fotovoltaicos eliminan la necesidad de estudios preliminares que requieren una evaluación a largo plazo, a diferencia de los sistemas altamente contaminantes.
- ✓ No se producen desechos contaminantes durante la conversión de energía.
- ✓ En el proceso de generación no hay partes móviles, lo que indica un mantenimiento mecánico nulo.
- ✓ No se requiere de un operador para funcionar. Se diseñan para que operen automáticamente.
- ✓ El uso y eliminación del silicio (material con el que se hacen la mayoría de las celdas fotovoltaicas) no representa ningún peligro ambiental, además es un material abundante.

### 2.3. ENERGÍA DE OLAJE

A medida que el Sol calienta la Tierra, se generan vientos para transferir energía a la superficie del océano (perturbación en superficie) en forma de olas de viento, que en conjunto se determinan como oleaje. El oleaje está conformado por ondas denominadas “ondas ordinarias de gravedad” de acuerdo a la clasificación propuesta por [Munk \(1950\)](#), las cuales involucran movimiento vertical de la superficie libre generadas por el viento, cuya fuerza restauradora es la gravedad y con periodos comprendidos entre 1 y 30 segundos ([Alonso Hauser, 2012](#)).

Conforme el oleaje viaja desde el mar hacia la costa, su energía acumulada se reduce debido a la fricción de la topografía del fondo ([Pryor y Barthelmie, 2010](#)). Cerca de la costa, la potencia del oleaje se ve influenciada por varios factores, incluida la refracción costera (y difracción), el rompimiento de las olas y la dureza del fondo marino ([Brooke, 2003](#)). Pese a esto, existen ubicaciones cercanas a la costa y en mar adentro, que pueden considerarse como sitios potenciales para un emplazamiento de olas, es decir, una instalación de convertidores de energía del oleaje (WEC, por sus siglas en inglés). Además, en algunas regiones la energía del oleaje fluctúa estacionalmente a medida que los vientos son más fuertes en una temporada en particular en comparación con otras.

### 2.3.1. Características del oleaje

#### Tipo de oleaje

El oleaje presenta un aspecto distinto según se encuentre en la zona de generación o fuera de ella. En la zona de generación, llamado oleaje local, su aspecto es desordenado con variaciones en la dirección de propagación en un amplio sector, y se caracteriza por tener crestas cortas y asimétricas.

Por otro lado, si el oleaje se encuentra fuera de la zona de generación donde se conoce como oleaje remoto o *swell*, las olas se dispersan debido a diferencias en la dirección de propagación (dispersión angular) o bien por diferencias en la celeridad de las olas (dispersión radial). Esto significa que en la zona de propagación, el oleaje presenta una forma más regular, con olas de crestas largas y por lo tanto periodos más largos (Alonso Hauser, 2012).

#### Espectro

El espectro direccional del oleaje es la distribución de la energía de las olas (o la variación de la superficie del mar) con respecto a la frecuencia y la dirección. Esta relación corresponde a la representación más completa de las olas y se puede expresar como:

$$S(f, \theta)df d\theta = \frac{1}{2}A^2(f, \theta) \quad (2.5)$$

donde  $S(f, \theta)$  es el espectro direccional del oleaje,  $A(f, \theta)$  es la amplitud de la componente del oleaje,  $f$  y  $\theta$  corresponden a la frecuencia y la dirección del oleaje, respectivamente.

El espectro del oleaje constituye una descripción estadística de un estado del mar, de acuerdo a las irregularidades de la superficie del océano. El espectro del oleaje se expresa generalmente en términos de los momentos de la distribución (WMO, 1998). Para el momento del espectro de orden  $n$ ,  $m_n$  está definido como:

$$m_n = \int_0^{\infty} \int_0^{2\pi} f^n S(f, \theta)df d\theta \quad (2.6)$$

#### Parámetros integrales o descriptores

Para caracterizar las olas comunmente se utilizan parámetros espectrales e integrales. Los parámetros espectrales describen las características del espectro de la ola y los constituyen: el pico espectral, ancho espectral y dispersión angular. Por otro lado, los parámetros

integrales están basados en los momentos espectrales (Holthuijsen, 2007). De estos últimos, los comúnmente utilizados para caracterizar el oleaje son: altura media ( $H$ ) y la altura significativa ( $H_s$ ).  $H_s$  se define como la media aritmética del tercio de olas más altas registradas en un muestreo, mientras que la altura media del oleaje corresponde a la media aritmética de todo el muestreo. Si a partir del registro se obtuvieron un número de olas  $N$ , los parámetros antes mencionados se calculan como (subíndice  $j$ =tercio superior del muestreo; subíndice  $i$ =todo el muestreo):

$$H = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H_i; \quad H_s = \frac{1}{N/3} \sum_{j=1}^{N/3} H_j = H_{1/3} \quad (2.7)$$

Por otra parte, experimentalmente se ha identificado que la relación entre la altura significativamente del oleaje y el momento de orden cero del espectro, está dada por:

$$H_s = 4\sqrt{m_0} \quad (2.8)$$

El parámetro de altura significativa (con unidades en metros) es el más común y aceptado que se utiliza para definir la altura del oleaje representativa de un estado irregular del mar.

Por otro lado, la derivación de los parámetros para el periodo del oleaje resulta más complicado debido a la gran variedad de formas espectrales. Los parámetros del periodo (medido en segundos) más comunmente usados son:

$$T_{m_{01}} = \frac{m_0}{m_1}; \quad T_{m_{02}} = \sqrt{\frac{m_0}{m_2}}; \quad T_e = \frac{m_{-1}}{m_0} \quad (2.9)$$

donde  $T_{m_{01}}$  corresponde al periodo del oleaje correspondiente a la frecuencia promedio del espectro,  $T_{m_{02}}$  representa el periodo del oleaje teóricamente equivalente al periodo de cruce descendente promedio ( $T_z$ ) y  $T_e$  es el periodo de energía, pues permite calcular junto con  $H_s$  la potencia del oleaje en aguas profundas (WMO, 1998). Algunos modelos numéricos de oleaje, como el WAVE WATCH III, definen el periodo de energía utilizando el periodo del pico del espectro ( $T_P$ ) ya que el modelo no calcula este parámetro directamente. El periodo asociado al pico espectral, es aquel con el componente del oleaje más energético. La relación entre  $T_P$  y  $T_e$  depende de la forma del espectro del oleaje y se expresa como:

$$T_e = \alpha T_P \quad (2.10)$$

donde el coeficiente  $\alpha$  se calcula a través de una integración numérica del espectro del oleaje (cor, 2008). Según Goda (2010), la aproximación para un espectro JONSWAP<sup>1</sup>, el valor de  $\alpha$  se estableció en 0.9.

<sup>1</sup>JONSWAP: Joint North Sea Wave Project, Hasselmann *et al.* (1973)

### 2.3.2. WEC

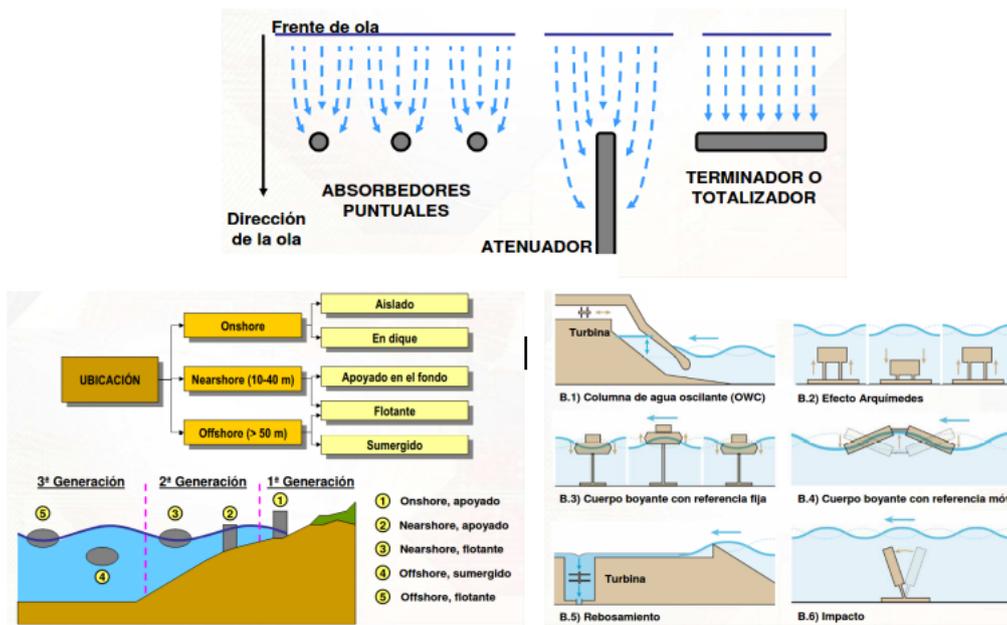
Aunque la energía de las olas tiene un potencial energético significativo, los convertidores de energía del oleaje se encuentran en las primeras etapas de desarrollo. Los WEC son tecnologías que capturan y absorben la energía de las olas para convertirla en alguna forma útil, por ejemplo, electricidad. Debido a la existencia de muchos y diferentes tipos, los más comunes se pueden clasificar por los siguientes criterios (Fig. 2.5):

- Extensión horizontal y orientación del dispositivo: en esta clasificación se distinguen los llamados “absorción puntual”, que generalmente tienen dimensiones pequeñas en comparación con la longitud de onda y absorben la energía de las olas en cualquier dirección. Los que se denominan de “atenuador” son aquellos que están alineados en paralelo a la dirección predominante de propagación de onda, y “terminator” si se encuentran normales a dicha dirección (Falnes, 2007).
- Localización y posición del dispositivo con relación al nivel del mar: sobre la línea de costa, cerca de la costa, mar adentro, y entre ellos pueden encontrarse emergidos, semisumergidos y sumergidos. Además, dependiendo del tipo de estructura de soporte, pueden ser de fondo o flotantes con sistema de amarre.
- Principio de operación: Esta clasificación distingue entre “columna de agua oscilante”, “efecto Arquímedes”, “cuerpo flotante con referencia fija”, “cuerpo flotante con referencia móvil”, “rebasamiento” e “impacto”. Las columnas de agua oscilantes utilizan el cambio del nivel del agua debido a las olas dentro de una cámara para mover el aire y activar una turbina de aire. El efecto Arquímedes tiene en cuenta el cambio de presión sobre los dispositivos provocado por las olas. Los cuerpos flotantes con referencia fija y móvil aprovechan el movimiento relativo entre dos partes del dispositivo. Los dispositivos de olas de desbordamiento aprovechan el agua que pasa sobre el borde de la estructura. Los dispositivos de impacto se mueven debido a la acción del oleaje Esteban *et al.* (2018).

### 2.3.3. Ventajas

De acuerdo a Ibañez (2008), las ventajas de esta energía son por ahora limitadas, sin embargo se pueden citar :

- ✓ Energía muy extendida (múltiples ubicaciones).
- ✓ Capacidad de predicción bastante mayor que la eólica.
- ✓ Poca interferencia medioambiental.
- ✓ Buena correlación entre recurso y demanda (37 % de la población mundial vive a 90 km de la costa).
- ✓ La sinergia con otras industrias con emplazamientos costa fuera (eólica) podría ser viable para reducir costo de instalación, operación y mantenimiento.



**Figura 2.5** Sistemas de captación de a energía del oleaje. Clasificación por extensión horizontal y orientación del dispositivo (arriba), por localización y posición del dispositivo con relación al nivel del mar (izquierda) y por principio de operación (derecha) (Ibañez, 2008).

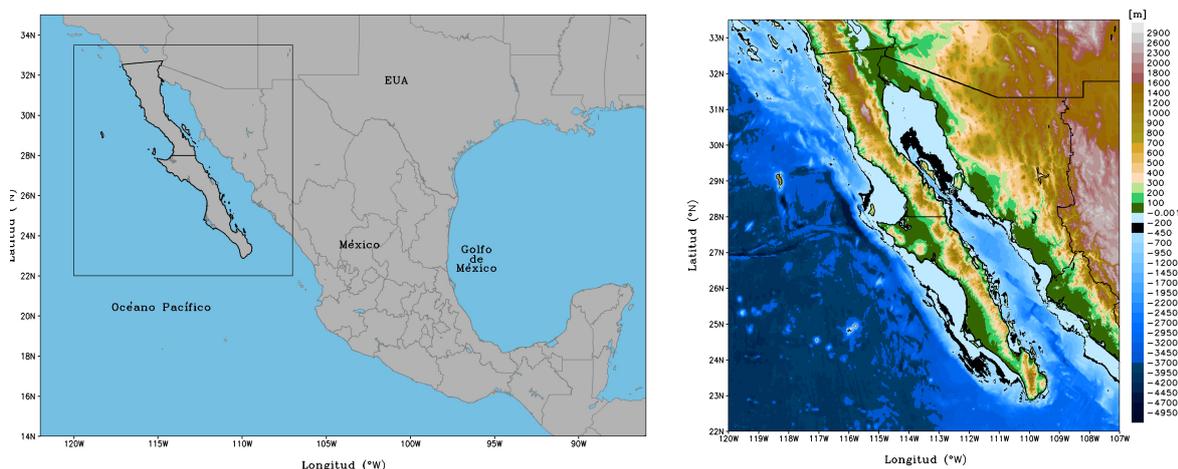
A pesar que esta tecnología se encuentra en pruebas, se han instalado algunas granjas de energía de oleaje. De acuerdo con la base de datos actualizada de OES-Enviromental<sup>2</sup>, la primera de ellas fue construida en Portugal en 2008 llamada “Aguçadoura”, la cual no funcionó por mucho tiempo, sin embargo, representó un gran salto para esta tecnología de manera comercial. En el mismo contexto, en 2011 comenzó operaciones la que pasó a ser la primera planta comercial de energía de oleaje a nivel mundial, “Central undimotriz de Motrico”, ubicada en el País Vasco, España. Consta de 16 turbinas con una potencia total de 296 kW capaces de producir 970 MWh al año.

También se encuentran centrales conectadas a la red en Gibraltar, Reino Unido (100 kW), Suecia (1 MW) e Israel (100 kW). Para probar sitios potenciales de convertirse en granjas de oleaje, se encuentran dispositivos WEC en Hawái, Estados Unidos, Reino Unido, Noruega, Escocia, y Dinamarca, todos conectados a la red excepto los dos últimos. Recientemente, se han concluido investigaciones en sitios propicios para la energía del oleaje en gran parte de los países anteriormente mencionados, sobre todo en Australia y Portugal, ya que estos países se han instalado granjas de olas en el pasado, pero por cuestiones gubernamentales y/o técnicas han sido removidos.

<sup>2</sup>OES (Ocean Energy Systems) Enviromental. Disponible en: <https://tethys.pnnl.gov/oes-environmental-metadata?country=All&type=All&status=All&search=&page=0>. Consultado en junio de 2021.

# CAPÍTULO 3: DATOS Y METODOLOGÍA

## 3.1. ZONA DE ESTUDIO



**Figura 3.1** Mapa del área de estudio: Península de Baja California, México. La escala de colores indica la topografía (metros de altura) y la batimetría (metros de profundidad). Fuente: GEBCO ([https://www.gebco.net/data\\_and\\_products/gridded\\_bathymetry\\_data/](https://www.gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry_data/))

La región de estudio abarca la península de Baja California ubicada al noroeste de la república mexicana, la cual se encuentra dividida en los estados de Baja California y Baja California Sur (Fig. 3.1). El límite en color negro en la topografía y batimetría corresponde al valor de 200 metros de profundidad, resaltado para identificar la plataforma continental.

El estado de Baja California cuenta con una superficie de 71,450 km<sup>2</sup> y se ubica geográficamente entre los meridianos 122° 46' - 117° 06' de longitud oeste y entre los paralelos 28° 00' - 32° 43' de latitud norte. La Sierra de Baja California está situada en medio de la península y en su largo tramo tiene diferentes elevaciones; las más importantes son la Sierra Juárez y la Sierra de San Pedro Martir, en la cual se encuentra el Pico de la Encantada (el de mayor altura en la península) (INAFED, 2016).

El clima de Baja California es diverso; varía de mediterráneo a árido. El clima mediterráneo se localiza en la parte noroeste del estado, con sus veranos secos y sus inviernos fríos y lluviosos. La corriente fría de California generalmente crea niebla cerca de las costas. Las nevadas son comunes en los alrededores de la Sierra de Juárez y en la Sierra de San Pedro Mártir desde diciembre hasta abril. Las lluvias son escasas hacia la parte oriental de las montañas, provocando climas áridos (INAFED, 2016).

Por otro lado, Baja California Sur cuenta con una superficie de 73,922 km<sup>2</sup>. Sus coord-

nadas geográficas son: al norte  $28^{\circ} 00'$ , al sur  $22^{\circ} 52'$  de latitud norte; al este  $109^{\circ} 25'$ , al oeste  $115^{\circ} 05'$  de longitud oeste. El clima predominante es el seco desértico en las partes bajas; la temperatura máxima sobrepasa los  $40^{\circ}\text{C}$  en verano y la mínima, menos de  $0^{\circ}\text{C}$  en invierno; sólo en la región de Los Cabos el clima es cálido subhúmedo, influido por ciclones tropicales. (INAFED, 2016).

La península se ha ido separando del macizo continental, durante miles de años; situación que se hace visible en la Falla de San Andrés que origina un desplazamiento de 2 a 3 cm por año.

## 3.2. REANÁLISIS ERA5

ERA5 es el reanálisis de ECMWF<sup>1</sup> de quinta generación para el tiempo atmosférico y el clima global para las últimas 4 a 7 décadas disponible de manera *online* y gratuita. Actualmente, los datos están disponibles desde el 1 de enero de 1950 hasta el presente.

ERA5 proporciona estimaciones por hora para una gran cantidad de variables atmosféricas, de las olas del océano y de la superficie terrestre. Tiene una resolución global de  $\sim 31$  km ( $0.28125^{\circ} \times 0.28125^{\circ}$ ) en 137 niveles que alcanzan hasta 1 Pa (aproximadamente 80 km). Esto abarca la troposfera, estratosfera y mesosfera. Los productos de olas oceánicas se producen a 0.36 grados.

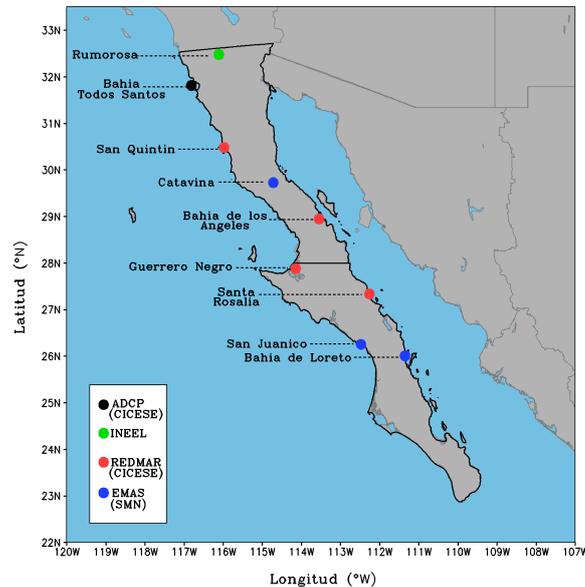
El reanálisis combina datos de modelos con observaciones de todo el mundo en un conjunto de datos globalmente completo y consistente que utiliza las leyes de la física. Este principio, llamado asimilación de datos, se basa en el método utilizado por los centros de predicción numérica del tiempo, donde cada tantas horas (12 horas en ECMWF) se combina un pronóstico previo con observaciones recientemente disponibles de una manera óptima para producir una mejor estimación del estado de la atmósfera, denominado análisis, a partir del cual se emite un pronóstico mejorado y actualizado. El reanálisis funciona de la misma manera, pero a una resolución reducida para permitir la provisión de un conjunto de datos que se remonta a varias décadas.

Hay cuatro subconjuntos principales: productos por hora y por mes, tanto en niveles de presión (campos de aire superior) como en niveles individuales (cantidades atmosféricas, de olas oceánicas y de superficie terrestre).

---

<sup>1</sup>Centro Europeo para Pronósticos Meteorológicos de Mediano alcance (ECMWF, por sus siglas en inglés). <https://www.ecmwf.int/>, consultado en agosto de 2019.

### 3.3. DATOS OBSERVADOS



**Figura 3.2** Estaciones ubicadas en la zona de estudio

Para evaluar las variables provenientes de los reanálisis ERA5 se utilizaron observaciones obtenidas de cuatro fuentes de datos. La primera es la base de la Red Mareográfica (REDMAR<sup>2</sup>) perteneciente al Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada (CICESE), de la cual se obtuvieron datos observados de cuatro estaciones meteorológicas y mareográficas. La segunda fuente fue proporcionada por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN<sup>3</sup>), organismo dependiente de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), donde se utilizaron tres estaciones meteorológicas automáticas (EMAS). El Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL<sup>4</sup>) proporcionó la tercera base de datos con observaciones de una estación meteorológica, donde sus mediciones forman parte del proyecto “Atlas Eólico Mexicano”. Con las variables de estas tres bases se realizaron los resultados respectivos al potencial eólico y solar. Por disponibilidad, se utilizó un año con la mayor cantidad de datos completos para cada estación.

Las variables correspondientes al potencial de oleaje en un punto se obtuvieron de un perfilador doppler acústico ADCP (Acoustic Doppler Current Profiler) fijado por debajo de la superficie del mar que proporciona mediciones de oleaje. Esta base de datos fue proporcionada por el Grupo de Oleaje perteneciente al CICESE, donde también se utilizó el año con mayor número de mediciones.

La localización de las estaciones meteorológicas y mareográficas, así como la ubicación del perfilador doppler se encuentra en la figura 3.2. La información más detallada de cada estación se presenta en la tabla 3.1.

<sup>2</sup>REDMAR: <http://redmar.cicese.mx/> Consultado en enero 2020.

<sup>3</sup>SMN: <https://smn.conagua.gob.mx/es/>. Consultado en julio 2020.

<sup>4</sup>INEEL: <https://www.gob.mx/ineel> Consultado en julio 2020.

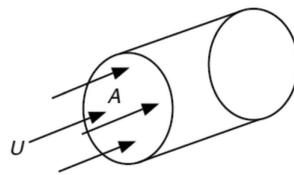
**Tabla 3.1** Estaciones meteorológicas, mareográficas y perfilador utilizadas en la zona de estudio.

Estación	Ubicación	Lat, Lon	Altura/profundidad (m)	Parámetros	Año	Red	Res. temp.
Rumorosa	B.C.	32°28' 50.47"N 116°6'46.6"W	80	Velocidad y dirección del viento, radiación solar horizontal, presión atmosférica, temperatura del aire	2019	INEEL	10 min
San Quintín	B.C.	30°29'4.23"N 115°58'38.95"W	5.5	"	2015	CICESE	1 min
Cataviña	B.C.	29°43'38.0"N 114°43'09.0"W	10	"	2017	EMAS	10 min
Bahía de los Angeles	B.C.	28° 57' N 113° 33' W	5.45	"	2016	CICESE	1 min
Guerrero Negro	B.C.S.	27° 53' N 114° 09' W	8	"	2019	CICESE	1 min
Santa Rosalía	B.C.S.	27°20'17.27"N 112°15'47.96"W	4	"	2017	CICESE	1 min
San Juanico	B.C.S.	26°15'27.1"N 112°28'42.9"W	10	"	2014	EMAS	10 min
Bahía de Loreto	B.C.S.	26°00'35.1"N 111°21'14.1"W	10	"	2016	EMAS	10 min
Isla Todos Santos	B.C.	31°49'01.9"N 116°48'49.2"W	-20	Altura signficante, periodo pico del oleaje, dirección media del oleaje	2019	CICESE	1 hora

## 3.4. EÓLICO

### 3.4.1. Potencial eólico

La energía eólica depende de la tasa de flujo de masa del aire ( $dm/dt$ ) a través de un área  $A$  correspondiente al diámetro del rotor de una turbina, como se muestra en la figura 3.3.



**Figura 3.3** Flujo de aire atravesando el disco del rotor.  $A$ = área.  $U$ = velocidad del viento (Arshad y O'Kelly, 2019).

De la ecuación de continuidad de la mecánica de fluidos, la tasa de flujo de masa es una función de la densidad del aire,  $\rho$  (en condiciones estándar, nivel del mar y 15°C, su valor es 1.225 kg/m<sup>3</sup>), y la velocidad del aire ( $U$ , se asume uniforme) y está dada por:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{1}{2}\rho AU \quad (3.1)$$

Por lo que, la energía cinética por unidad de tiempo (potencia) del flujo de aire es:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U^2 = \frac{1}{2} \rho A U^3 \quad (3.2)$$

Entonces, el potencial eólico por unidad de área,  $P/A$ , o densidad de potencia es:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (3.3)$$

Las unidades de la potencia eólica son  $W/m^2$ . La ecuación 3.3 implica que la densidad de la potencia eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento (Tong, 2010).

### 3.4.2. Densidad del aire

En los cálculos de producción de energía eólica, la densidad del aire generalmente se considera constante en el tiempo con un valor estandar de  $\rho=1.225 \text{ kg/m}^3$ , sin embargo, distintos autores señalan que la variación en la densidad del aire puede influir en el potencial de energía del viento, con variaciones aproximadas del 15% dependiendo del lugar de evaluación y del ~10% de la temperatura virtual (Ulazia *et al.*, 2019; Collins *et al.*, 2009; Farkas, 2011). Se calculó la densidad del aire a la altura donde se evaluó la magnitud del viento y el potencial eólico, 100 metros, para cada tiempo de las bases de datos. De la fórmula de densidad de potencia del viento (Ec. 3.3), se calcula la densidad del aire de la forma:

$$P_{aire} = \frac{M_{aire} P(z)}{RT_v(z)} \quad (3.4)$$

donde  $\rho$  aire es la densidad del aire a una altura  $z$  ( $g/m^3$ ),  $M_{aire}$  es el peso molecular promedio del aire (28.97 g/mol),  $P$  es la presión a una altura  $z$  (pa),  $R$  es la constante de los gases ideales (286.9 J/kg K) y  $T_v$  es la temperatura virtual del aire a una altura  $z$  (K).

Para la obtener la densidad del aire, se necesita la presión a una altura  $z$ :

$$P(z) = P_o \exp\left(\frac{-z}{H}\right) \quad (3.5)$$

donde  $P(z)$  es la presión a una altura  $z$  (pa),  $P_o$  es la presión a una altura de referencia (pa),  $z$  es la altura deseada (m) y  $H$  es el factor de escala para la reducción de presión con altura. De la cual, el factor de escala  $H$  se presenta mediante la expresión:

$$H = \frac{RT_v(z)}{M_{aire}g} \quad (3.6)$$

donde  $g$  es la aceleración gravitacional ( $9.81 \text{ m/s}^2$ ).

### 3.4.3. Extrapolación vertical del viento

De acuerdo a las estaciones de las diferentes fuentes de datos (Tabla 3.1), la velocidad del viento se encuentra a distintas alturas sobre el nivel del suelo dependiendo su emplazamiento de medición. Por ello, se realizó una extrapolación vertical del viento a cada base de datos para obtener la magnitud del viento y potencial eólico a 100 metros de altura, una altura típica para la evaluación del recurso eólico.

De acuerdo a [Justus y Mikhail \(1976\)](#) el perfil vertical del viento se puede obtener mediante :

$$\frac{V_z}{V_{ref}} = \left( \frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad (3.7)$$

donde  $V_z$  es la velocidad del viento a una altura  $z$  (m/s),  $V_{ref}$  es la velocidad del viento a una altura de referencia (m/s),  $z$  es la altura deseada (m),  $z_{ref}$  es la altura de referencia (m) y  $\alpha$  es un exponente que varía con la rugosidad del terreno.

El exponente  $\alpha$  corresponde al cambio de la velocidad del viento horizontal con la altura basado en la naturaleza del terreno (rugosidad de la superficie local). Existen distintos métodos para determinar el valor de  $\alpha$ . Frecuentemente es tomado con el valor de 1/7 ([Ahmed, 2015](#)), otros autores como [Hsu et al. \(1994\)](#) proponen un valor de 0.11 ppr ser una mejor opción en aguas abiertas. [Gross y Magar \(2015\)](#) sugieren que se podrían hacer estimaciones más complejas si se conocieran la longitud de la rugosidad de la superficie y la función de estabilidad vertical de Monin-Obukhov. No siendo este el caso y teniendo estaciones tanto cerca de elevaciones como zonas cercanas a la costa, el método desarrollado en este trabajo para determinar el valor del exponente  $\alpha$  se basa en los valores del exponente de Hellman indicados en la tabla 3.2 (izquierda) de acuerdo a la variación del terreno y los valores asignados a cada estación (derecha).

## 3.5. SOLAR

### 3.5.1. Potencial solar fotovoltaico

Para este trabajo se utilizaron características de un panel fotovoltaico del mismo tipo y marca que se encuentra en uno de los parques solares ubicado en Baja California Sur llamado “Aura Solar” con paneles de la marca Suntech Vd 295, el cual cuenta con 72 celdas por panel y un área total de  $1.94 \text{ m}^2$ .

La maneras de calcular el potencial solar varían de acuerdo al estudio que se requiere y/o

**Tabla 3.2** Valores del exponente de Hellman en función de la rugosidad del terreno (izquierda) y exponente de rugosidad asignado por estación (derecha).

Tipo de terreno	$\alpha$	Tipo de terreno	$\alpha$
Lugares llanos con hielo o hierba	0.08 - 0.12	Rumorosa	0.2
Lugares llanos (mar, costa)	0.14	San Quintín	0.2
Terrenos poco accidentados	0.14 - 0.16	Cataviña	0.2
Zonas rústicas	0.2	Bahía de los Ángeles	0.14
Terrenos accidentados o bosques	0.2 - 0.26	Guerrero Negro	0.14
Terrenos muy accidentados y ciudades	0.26 - 0.4	Santa Rosalía	0.14
		San Juanico	0.2
		Bahía de Loreto	0.2

tecnología que se desea aplicar. En este trabajo se calculó la generación de energía solar de salida de un sistema fotovoltaico de la forma:

$$E = ArG_sPR \quad (3.8)$$

donde  $E$  es la energía (kWh),  $A$  el área total de un panel ( $m^2$ ),  $r$  la eficiencia del panel solar,  $G_s$  la irradiación solar promedio del periodo de tiempo que se requiera ( $kWh/m^2$ ) y  $PR$  el coeficiente de pérdidas y de rendimiento. Las unidades que se utilizaron para el potencial solar fotovoltaico fueron  $kWh/kW_p$ , ya que representa la salida fotovoltaica total por  $kW_p$  instalado.

La eficiencia del panel solar ( $r$ ) está dada por la relación: potencia eléctrica (kWh) de un panel solar dividido entre su área. Dicha relación se da en condiciones de prueba estándar (STC) con la que normalmente trabajan los paneles fotovoltaicos:

- radiación =  $1000 \text{ W}/m^2$
- temperatura de la celda =  $25^\circ$
- velocidad del viento =  $1 \text{ m/s}$
- AM (masa del aire) =  $1.5$

La eficiencia utilizada para los resultados de potencial fotovoltaico fue del 16 %, correspondiente a un panel del parque Aura Solar III.

El valor de la irradiación  $G_s$  se obtiene de multiplicar la irradiancia solar horizontal dada normalmente en  $W/m^2$  (convertida a  $kW/m^2$ ) por las horas del periodo de tiempo que se quiera extraer la energía, sean las horas del día, mes, o año.

Por último, el coeficiente de pérdidas ( $PR$ ) de un panel fotovoltaico es un parámetro a tomar en cuenta en la extracción de energía de un panel. Con ello, se evalúa la calidad de una instalación fotovoltaica porque da el rendimiento de la instalación independiente-

mente de la orientación. El coeficiente puede estar entre el rango de 0.5 y 0.9, teniendo como valor por default de 0.75 (utilizado en este trabajo), ya que las pérdidas dependen del sitio, la tecnología y el tamaño del sistema.

Entre los detalles que da  $PR$  se encuentran pérdidas por:

- Temperatura
- Cables de CC y CA
- Sombras (dependiendo del sitio)
- Radiación débil
- Polvo, nieve, etc.
- Otras

## 3.6. OLEAJE

### 3.6.1. Potencial de oleaje

La energía del oleaje se presenta en forma de energía potencial, asociada a la elevación de la superficie libre respecto a su nivel de reposo, en suma con la energía cinética, pues las partículas del fluido por el que se propaga el tren de olas se encuentran en continuo movimiento ([Alonso Hauser, 2012](#)).

Para la extracción de la energía del oleaje el parámetro clave es el flujo de energía o el potencia del oleaje ( $P_w$ ). Según [Holthuijsen \(2007\)](#), el flujo de energía del oleaje a través de un plano vertical de ancho unitario perpendicular a la dirección de propagación del oleaje está dado por la ecuación:

$$P_w = EC_G \quad (3.9)$$

donde  $E$  es la energía del oleaje y  $C_G$  es la velocidad de grupo. La energía promedio de un estado del mar se interpreta como:

$$E = \rho g \int_0^{\infty} \int_0^{2\pi} S(f, \theta) df d\theta \quad (3.10)$$

Esta ecuación es la derivación final del espectro de energía del oleaje, que es una combinación del espectro del oleaje con la suma de las energías potencial y cinética. Entonces, la velocidad de grupo  $C_G$ , que se interpreta como la velocidad a la que se propaga la energía del oleaje, en aguas profundas tiene un valor de:

$$C_G = \frac{g}{4\pi f} \quad (3.11)$$

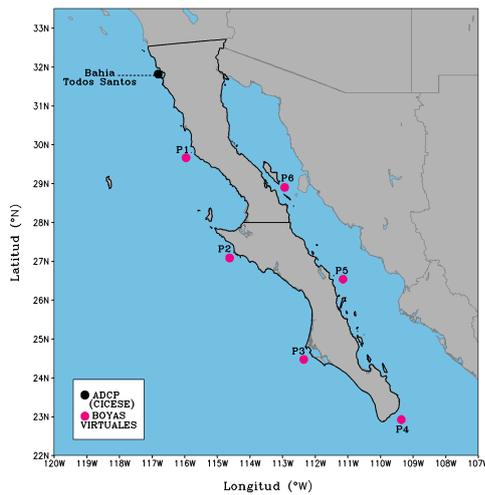
Por lo que sustituyendo  $E$  y  $C_G$ , el potencial del oleaje  $P_w$  (medido en kW/m) se define:

$$P_w = \rho g \int_0^{\infty} C_G(f) S(f) df = \frac{\rho g^2}{4\pi} \int_0^{\infty} f^{-1} S(f) df \quad (3.12)$$

$$P_w = \frac{\rho g^2}{64\pi} T_E H_s^2 \quad (3.13)$$

donde  $\rho$  es la densidad de la masa del mar ( $1025 \text{ kg/m}^3$ ),  $g$  es la aceleración de la gravedad ( $9.81 \text{ m/s}^2$ ),  $T_E$  es el periodo de energía del oleaje y  $H_s$  es la altura significativa del oleaje. Cuando se da una altura significativa en metros y el período del oleaje en segundos, el resultado es la potencia en kilovatios (kW) por metro de longitud del frente de ola (Mirzaei *et al.*, 2014).

### 3.6.2. Boyas virtuales



**Figura 3.4** Ubicación de las las boyas virtuales en la zona de estudio y del perfilador ADCP.

Punto	Lat, Lon	Profundidad (m)	Distancia aprox. del punto a la costa (km)
P1	29°39'45.0"N, 115°57'36.0"W	-1554	27.3
P2	27°04'55.6"N, 114°37'26.4"W	-1093	21.6
P3	24°28'17.0"N, 112°21'07.2"W	-351	27
P4	22°55'23.5"N, 109°21'46.8"W	-1793	27.5
P5	26°32'08.5"N, 111°08'56.4"W	-1117	30
P6	28°54'00.0"N, 112°56'06.0"W	-369	28.3

**Tabla 3.3** Ubicaciones, profundidades del agua y distancias a la costa para los puntos considerados.

Los datos observados de oleaje provenientes del perfilador acústico doppler corresponden a un único punto ubicado cerca de las Islas de Bahía Todos Santos (Tabla 3.1). En función de complementar las observaciones y con el propósito de realizar una evaluación que abarque la mayor parte del área de estudio, se ubicaron 6 puntos alrededor de la península a los que se denominaron “boyas virtuales” utilizando datos del reanálisis ERA5 usados para caracterizar el oleaje, los cuales se muestran en la figura 3.4.

En el caso de los grandes parques eólicos, los costos de infraestructura eléctrica pueden representar hasta el 20 % del costo de inversión inicial total, y se espera lo mismo para los grandes parques de oleaje. La adquisición e instalación de cableado representa un gran

porcentaje del costo de infraestructura eléctrica. El costo del cable se escala linealmente con la distancia desde la costa, lo que lo convierte en uno de los factores decisivos para la viabilidad (Sandberg *et al.*, 2016) por lo que los puntos de las boyas virtuales fueron elegidos por su cercanía viable a la costa en línea recta. La tabla 3.3 muestra la ubicación, profundidad y distancia a la costa de los puntos seleccionados. La distancia a la costa son valores aproximados.

### 3.7. ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Las medidas de bondad de ajuste de un modelo (en este caso el reanálisis ERA5) resumen la similitud o discrepancia entre valores observados y valores estimados. En este trabajo, se realizó un análisis estadístico para evaluar la sobreestimación o subestimación general de las variables más representativas de cada recurso para cada estación. Para el caso del recurso eólico las variables analizadas fueron la magnitud (m/s) y dirección (°) del viento a 100 metros de altura, en el solar fue la irradiancia solar horizontal (W/m<sup>2</sup>) y en el oleaje fue la altura significativa (m).

A continuación,  $Y_i$  y  $O_i$  hacen referencia al dato estimado y observado, respectivamente, correspondientes al instante  $i$ . Para este caso, el dato estimado hace referencia al dato de ERA5 y el dato observado al dato medido de las estaciones (Tabla 3.4).

**Tabla 3.4** Medidas de bondad de ajuste.

Parámetro estadístico	Fórmula
Error cuadrático medio (RMSE)	$\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y_i - O_i)^2}$
Sesgo (BIAS)	$\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y_i - O_i)$
Error absoluto medio (MAE)	$\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N  Y_i - O_i $
Error de desviación estándar (STDE)	$\sqrt{(\text{RMSE})^2 - (\text{BIAS})^2}$
Coefficiente de correlación de Pearson (CORR)	$\frac{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})(O_i - \bar{O})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^N (O_i - \bar{O})^2}}$
	donde $\bar{Y}$ y $\bar{O}$ son los valores medios de las series estimadas y observadas
	$\sum_{i=1}^N \frac{D}{N}$
Sesgo de la dirección del viento (BIASD)	<p>Si <math>Y_i &lt; O_i</math>:</p> $D = Y_i - O_i \quad \text{si }  Y_i - O_i  <  360 + (Y_i - O_i) $ $D = 360 + (Y_i - O_i) \quad \text{si }  Y_i - O_i  >  360 + (Y_i - O_i) $ <p>Si <math>Y_i &gt; O_i</math>:</p> $D = Y_i - O_i \quad \text{si }  Y_i - O_i  <  (Y_i - O_i) - 360 $ $D = (Y_i - O_i) - 360 \quad \text{si }  Y_i - O_i  >  (Y_i - O_i) - 360 $

### 3.8. FENÓMENO ENSO

Con el fin de evaluar la variabilidad interanual de los recursos analizados en este trabajo, se evaluaron los potenciales eólico, solar y de oleaje bajo la influencia del patrón climático ENSO (El Niño-Oscilación del Sur) en la península de Baja California.

Para ello, se realizaron compuestos estacionales de tres meses por temporada para cada fase del ENSO: El Niño (fase cálida) y La Niña (fase fría), las cuales se compararon con condiciones neutrales. Se realizaron promedios de los años El Niño y La Niña considerados como “intensos”<sup>5</sup> y para los años en condiciones neutrales. En la tabla 3.5 se muestran los años para cada condición y los meses para cada estación del año.

**Tabla 3.5** Especificaciones de los eventos ENSO y condiciones neutro.

Evento	Años	Estación del año	Meses
El Niño	1982-1983	Invierno	diciembre, enero y febrero (DEF)
	1997-1998	Primavera	marzo, abril y mayo (MAM)
	2015-2016	Verano	junio, julio y agosto (JJA)
		Otoño	septiembre, octubre y noviembre (SON)
La Niña	1988-1989		
	1999-2000	”	”
	2010-2011		
Neutro	1981		
	1993	”	”
	2013		

<sup>5</sup>Eventos El Niño y La Niña históricos: [https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/ensostuff/ONI.v5.php](https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI.v5.php). Consultado en marzo de 2021

## CAPÍTULO 4: DISCUSIÓN DE RESULTADOS

---

Con el fin de determinar la eficiencia de los reanálisis ERA5 de manera mensual para el año correspondiente a cada estación de la zona de estudio, se evaluaron datos horarios de la variable más representativa de cada recurso, siendo la magnitud del viento a 100 metros de altura (m/s) para el eólico, la irradiancia solar horizontal para el recurso solar ( $W/m^2$ ) y altura significativa para el oleaje (m).

Para ello se realizó un análisis estadístico, ciclo diurno (horario local de Baja California (GMT-8) y Baja California Sur (GMT-7)), rosas de viento y oleaje (la convención es de donde procede el viento y el oleaje) y medias mensuales (con potenciales de recursos).

### 4.1. RECURSO EÓLICO

#### 4.1.1. Análisis estadístico

En la magnitud del viento (Tabla 4.1), la estación que cuenta con la mayoría de errores más pequeños y la correlación más grande es Guerrero Negro. En segundo lugar se ubica Cataviña, seguido de San Juanico. Por otro lado, las estaciones que cuentan con los errores estadísticos más altos y valores de correlación más alejados de 1 se encuentran entre Bahía de Loreto, La Rumorosa y Bahía de los Ángeles. San Quintín es la estación con la correlación más baja del grupo de estaciones.

El sesgo (BIAS) indica de manera general que ERA5 sobreestima la magnitud en todas las estaciones que se encuentran en Baja California, con excepción de La Rumorosa, mientras que las observaciones de Baja California Sur se muestran subestimadas en su mayoría, excepto por la estación Santa Rosalía.

En cuanto al sesgo de la dirección del viento (BIASD), no muestra un patrón visible de manera mensual, sin embargo, indica que ERA5 reproduce los vectores de viento a la izquierda de la observaciones en la mayoría, teniendo los mejores resultados en San Quintín, Guerrero Negro y Cataviña, mientras que las que tienen el peor desempeño fueron Bahía de los Ángeles y Bahía de Loreto, por lo que se infiere que el reanálisis simula mejor la dirección del viento en la costa del Pacífico que por la parte del Golfo de California. El viento llega a las costas del Pacífico libremente y sin obstáculos a su paso, y si no existe algún sistema ciclónico interviniendo, el viento es proveniente del sistema de Alta Presión del Pacífico Norte todo el año, por lo que la dirección predominante oscila entre uno o dos sectores únicamente.

Por otro lado, del lado del Golfo de California la dirección del viento tiende a cambiar constantemente dependiendo de la temporada, ya sea a causa de viento local, resultado

de forzamientos sinópticos y/o sistemas de latitudes medias, además, la cercanía de las estaciones a terrenos complejos tiene repercusiones en las circulación de viento como es el caso de Bahía de los Ángeles.

**Tabla 4.1** Análisis estadístico mensual de magnitud (m/s) y dirección ( $^{\circ}$ ) del viento a 100 metros de altura. Los valores en negritas corresponden a los valores de correlación más altos y errores más bajos.

Estación	Error	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic
Rumorosa	RMSE	5.73	6.52	5.48	4.80	4.44	<b>3.85</b>	3.96	4.04	4.36	5.29	5.01	5.54
	BIAS	-4.68	-4.86	-4.23	-3.45	-3.03	<b>-2.77</b>	-3.07	-3.23	-3.38	-4.41	-3.82	-4.54
	MAE	4.83	5.25	4.58	3.87	3.50	<b>3.18</b>	3.37	3.42	3.63	4.57	4.24	4.74
	STDE	3.31	4.34	3.48	3.34	3.24	2.67	2.50	<b>2.42</b>	2.75	2.92	3.25	3.18
	CORR	0.46	0.55	0.43	0.33	<b>0.62</b>	0.34	0.35	0.03	0.36	0.40	0.59	0.52
	BIASD	-26.3	-15.6	-18.1	-14.1	-5.0	-2.8	-3.3	<b>2.6</b>	-9.4	-20.4	-23.5	-29.3
San Quintín	RMSE	<b>2.37</b>	3.56	3.52	4.42	4.54	4.18	4.39	4.47	3.46	3.70	4.08	5.13
	BIAS	<b>1.51</b>	2.86	2.56	3.62	3.69	3.67	3.75	3.92	2.88	2.76	2.87	3.97
	MAE	<b>1.89</b>	3.05	2.78	3.77	3.95	3.76	3.86	4.03	3.00	3.04	3.09	4.18
	STDE	<b>1.83</b>	2.12	2.42	2.54	2.65	2.00	2.29	2.14	1.93	2.46	2.90	3.24
	CORR	<b>-0.04</b>	<b>0.26</b>	0.21	0.10	-0.18	0.14	-0.07	-0.02	0.17	0.03	0.11	-0.05
	BIASD	6.38	19.81	8.07	2.08	1.70	<b>-0.29</b>	-3.84	0.60	10.57	9.71	20.50	22.43
Cataviña	RMSE	3.10	2.62	2.81	2.72	2.22	2.24	2.01	<b>1.98</b>	2.33	2.66	2.53	2.88
	BIAS	1.67	0.89	0.70	0.81	0.71	0.62	0.36	0.43	0.83	1.14	<b>0.05</b>	0.80
	MAE	2.47	2.06	2.18	2.17	1.74	1.79	1.60	<b>1.57</b>	1.79	2.03	2.04	2.30
	STDE	2.62	2.47	2.72	2.60	2.10	2.16	1.98	<b>1.93</b>	2.18	2.41	2.53	2.76
	CORR	<b>0.82</b>	0.62	0.58	0.56	0.72	0.50	0.50	0.60	0.62	0.57	0.38	0.71
	BIASD	-17.5	-12.3	-15.0	-17.0	3.4	<b>-0.4</b>	6.8	13.2	4.4	-17.6	-21.4	-20.8
Bahía de los Ángeles	RMSE	3.26	4.56	4.02	3.89	4.31	3.52	2.94	<b>2.40</b>	2.90	2.66	3.12	3.63
	BIAS	1.93	2.97	1.72	1.65	1.81	2.20	1.52	1.16	0.81	<b>0.79</b>	1.45	1.97
	MAE	2.66	3.86	3.15	3.16	3.53	2.92	2.35	<b>1.94</b>	2.34	2.13	2.56	2.95
	STDE	2.63	3.45	3.63	<b>3.52</b>	3.92	2.74	2.52	<b>2.10</b>	2.78	2.54	2.76	3.05
	CORR	0.53	0.55	0.66	<b>0.69</b>	0.66	0.29	0.29	0.30	0.60	0.48	0.58	0.57
	BIASD	11.92	10.65	3.80	6.87	7.20	14.83	20.73	14.39	10.90	<b>3.12</b>	5.45	6.94
Guerrero Negro	RMSE	2.31	1.94	2.06	1.81	1.93	1.79	2.11	1.74	<b>1.62</b>	1.94	1.84	2.37
	BIAS	-0.81	-0.88	<b>-0.33</b>	-0.87	-1.45	-0.78	-0.79	-0.95	-0.89	-0.78	-0.71	-1.30
	MAE	1.79	1.57	1.58	1.46	1.61	1.43	1.67	1.35	<b>1.32</b>	1.48	1.43	1.94
	STDE	2.16	1.72	2.04	1.59	<b>1.27</b>	1.62	1.95	1.46	1.35	1.78	1.70	1.98
	CORR	0.76	<b>0.88</b>	0.76	0.81	0.85	0.66	0.68	0.81	0.87	0.70	0.74	0.78
	BIASD	7.14	5.04	9.54	<b>-0.57</b>	0.64	-3.78	-6.12	-2.47	-1.95	2.25	4.08	5.03
Santa Rosalía	RMSE	4.20	3.19	3.84	3.05	2.76	2.56	2.54	<b>2.28</b>	3.11	3.62	3.49	3.77
	BIAS	-1.21	-0.08	-0.53	0.25	<b>0.00</b>	0.15	0.02	0.22	-1.16	-1.20	-1.48	-1.61
	MAE	3.17	2.42	2.82	2.31	2.18	2.01	1.99	<b>1.75</b>	2.40	2.63	2.58	2.82
	STDE	4.02	3.19	3.81	3.04	2.76	2.56	2.54	<b>2.27</b>	2.89	3.41	3.16	3.41
	CORR	0.72	0.44	0.51	0.47	0.38	0.16	0.25	0.42	0.66	0.50	0.57	0.68
	BIASD	3.76	5.59	-1.54	-0.32	-2.06	-2.73	-4.07	-6.91	-8.97	0.55	5.73	15.03
San Juanico	RMSE	2.13	2.51	2.68	2.77	2.80	2.20	2.53	2.27	2.37	2.43	2.65	2.24
	BIAS	-0.37	-0.36	0.55	0.04	0.23	-0.52	-0.67	-1.12	-1.15	-0.47	-0.39	-0.86
	MAE	1.68	1.99	2.11	2.11	2.26	1.75	2.00	1.79	1.85	1.84	2.01	1.79
	STDE	2.10	2.48	2.62	2.76	2.79	2.14	2.44	1.98	2.07	2.38	2.62	2.07
	CORR	0.51	0.57	0.59	0.65	0.64	0.68	0.70	0.73	0.80	0.57	0.45	0.48
	BIASD	11.98	2.80	2.01	11.44	1.93	6.78	12.75	9.79	12.23	5.83	8.00	6.84
Bahía de Loreto	RMSE	4.17	4.35	4.82	6.00	5.36	4.22	4.58	4.60	4.30	3.94	4.62	4.16
	BIAS	-1.25	-0.56	-2.67	-3.67	-3.57	-2.26	-2.61	-3.06	-2.64	-2.10	-1.46	-1.03
	MAE	3.32	3.39	3.65	4.64	4.24	3.37	3.71	3.68	3.28	3.06	3.51	3.13
	STDE	3.98	4.31	4.01	4.74	4.00	3.57	3.76	3.43	3.40	3.34	4.38	4.03
	CORR	0.42	0.50	0.46	0.28	0.41	0.26	0.23	0.40	0.65	0.40	0.22	0.30
	BIASD	8.49	14.54	11.61	8.17	14.95	11.58	14.07	4.14	5.23	6.38	18.75	10.54

### 4.1.2. Ciclo diurno

El desempeño de los reanálisis para representar la variación diurna de la velocidad del viento es relativamente aceptable en algunas estaciones y deficiente en otras (ver Apéndice A). Buenos resultados se muestran en San Quintín, Guerrero Negro y San Juanico (Fig. A.5, A.8 y A.10, respectivamente), donde se observa un patrón de aumento de la velocidad del viento a partir de las primeras horas de la mañana, llegando a un pico máximo entre la 14 y 16 horas de la tarde, para posteriormente descender.

El umbral de aceleración del viento en estas estaciones (desde la hora que empieza a aumentar la magnitud hasta su descenso) tiende a hacerse más grande conforme pasa el

año. Esto es, en los primeros meses del año el viento empieza a acelerarse a partir de las 9–10 de la mañana y a disminuir su intensidad después de las 17 horas. Según pasan los meses el umbral se amplía, donde el viento empieza a aumentar más temprano (7–8 horas) y desacelerar más tarde (18–19 horas). Lo anterior coincide con los meses donde la duración del día es mayor. Fuera de este umbral, el viento en las horas restantes se mantiene con magnitudes de viento bajas (de 2 a 4 m/s) sin variaciones importantes.

A pesar de que se muestran ciclos diurnos similares en estas tres estaciones, una diferencia interesante se encuentra en el comportamiento del valor mínimo de magnitud del viento en San Quintín y San Juanico que difiere con el de Guerrero Negro. En las primeras dos estaciones el mínimo se mantiene casi sobre el mismo valor en todos los meses del año y el máximo varía dependiendo del mes, por lo que el umbral de aceleración del viento es más pronunciado, mientras que en Guerrero Negro el mínimo y máximo aumentan o disminuyen de acuerdo a la intensidad del viento durante el año, teniendo el umbral de aceleración más reducido a comparación de los anteriores. Esto puede deberse a la posición geográfica de las estaciones, ya que la estación de Guerrero Negro se encuentra sobre el mar, cerca de la costa por lo que el gradiente térmico durante el día será menos pronunciado que en estaciones sobre tierra.

En Cataviña, las observaciones tienen comportamiento similar al de las estaciones de la costa del Pacífico, sin embargo, la tendencia diurna presentada por ERA5 es débil en comparación (Fig. A.6). No obstante, es capaz de identificar en algunos meses la aceleración y el máximo del viento a cierta hora del día, que se encuentra entre la 14 y 16 horas locales.

Las observaciones de la estación La Rumorosa (Fig. A.4) son subestimadas significativamente y en todos los meses por el reanálisis. Pese a esto, presentan una ligera tendencia horaria en algunos meses, sobre todo en verano, donde se observa un comportamiento bimodal del viento resultado de los gradientes topográficos que ocurren en la estación. Estas circulaciones térmicas se caracterizan por tener dos máximos en el viento, como puede observarse claramente en julio donde hay un máximo en horas de la madrugada y otro en la tarde, por lo que puede asociarse a brisa de valle y montaña. La anterior condición disminuye durante el invierno donde la variación de la velocidad del viento es atenuada, posiblemente por la interacción de un sistema más grande como son los frentes fríos, lo cual presenta una ventaja en cuestión de aprovechamiento del recurso, ya que la frecuencia de la velocidad del viento en ésta época se encuentra por arriba de los 6 m/s durante todo el día (cerca de 10 m/s en febrero).

La mayor dificultad de los reanálisis se encuentra en las estaciones que se ubican cerca de las costas del Golfo de California, las que conforman Bahía de los Ángeles, Santa Rosalía y Bahía de Loreto (Fig. A.7, A.9 y A.11, respectivamente). En cuanto a datos observados, Bahía de los Ángeles presenta un ciclo diurno parecido al observado en las estaciones de la costa del Pacífico, donde el viento se acelera a partir de las primeras horas de sol y llega a un máximo a determinada hora del día (entre 13 y 14 horas local). De mayo a agosto esta tendencia se modifica debido posiblemente al cambio en la dirección del viento propio del verano en el Golfo de California (Monzón de Norteamérica) y a circulaciones

térmicas intensificadas debido al contraste térmico entre mar y tierra. En esta estación el desempeño del reanálisis es deficiente ya que no logra identificar la variación diurna correctamente en ningún mes.

Condiciones similares a las de Bahía de los Ángeles se presentan en Santa Rosalía donde también en verano disminuye la variación diurna provocada por las brisas, pero en general es más notable el comportamiento bimodal debido a ellas durante los demás meses. En este caso ERA5 distingue una ligera variación diurna en todos los meses, pero falla en la magnitud de los máximos de velocidad del viento.

En Bahía de Loreto se observa un máximo entre las 13 y 15 horas locales y una variación diurna ligeramente más marcada en verano (datos observados). Como se observa, las condiciones son similares a las de Bahía de los Ángeles y Santa Rosalía con la excepción de que prevalecen durante el verano, por lo que los vientos del monzón parecen no afectar a la variación diurna. La presencia de Isla del Carmen ubicada al sureste de la estación, misma dirección de donde proviene el viento en verano, puede afectar la interacción del monzón con la estación. En cuanto a los reanálisis, identifican una ligera variación diurna en verano y prácticamente ninguna durante el invierno con magnitudes que distan de las observadas.

Los inconvenientes de ERA5 para presentar el ciclo diurno en la costa del Golfo de California pueden ser ocasionados por la presencia de orografía cercana a las estaciones, por lo que los gradientes topográficos son suavizados por el reanálisis (situación también presentada en La Rumorosa), además, los constantes cambios de dirección del viento en el Golfo de California debidos a brisas de mar y tierra, entrada de frentes fríos y la presencia del Monzón en verano pueden representar un problema para caracterizar el campo de vientos en esta parte de la península.

### 4.1.3. Rosas de viento

Una de las estaciones con mejores resultados en cuanto a dirección del viento es Guerrero Negro mostrada en la figura 4.5, donde el sector predominante durante todo el año es prácticamente del noroeste. La magnitud del viento es subestimada por los reanálisis. Pese a esto, la frecuencia de la magnitud del viento de los reanálisis con valores más altos (entre 12 y 15 m/s) se encuentra en la misma dirección que las observaciones.

En la estación de San Quintín (Fig. 4.2) sucede algo similar que en Guerrero Negro, siendo la dirección predominante del noroeste. La magnitud del viento es subestimada significativamente por el reanálisis, sin embargo, la dirección del viento se encuentra bien representada. Junto con la estación San Juanico (Fig. 4.7), el patrón de viento en estas tres estaciones se ve influenciado principalmente por el Centro de Alta Presión del Pacífico Norte, el cual tiende a variar en intensidad y ubicación estacionalmente (Huyer, 1983; Strub y James, 2002). Este sistema sinóptico conduce el viento desde latitudes más altas hasta las costas occidentales de la península de Baja California. Aunque el régimen de vientos en San Juanico también se ve influenciado por este sistema, a su latitud el

viento tiende a recurvar teniendo componentes del oeste y suroeste. En septiembre se puede observar una ligera influencia de los vientos monzónicos de componente sureste. En general en estas tres estaciones la dirección del viento tiene un comportamiento similar, además, los reanálisis tienen menos dificultades para representar la magnitud del viento en los meses de verano que en el resto del año.

La figura 4.1 correspondiente a la estación de La Rumorosa denota una frecuencia de dirección del viento predominante del suroeste en casi todos los meses del año, donde los reanálisis de manera general logran representar satisfactoriamente la dirección del viento pero subestiman su magnitud, siendo febrero (tanto para observados como para reanálisis) el mes de mayor magnitud del viento para esta estación con valores de hasta 20 m/s. A partir del mes de septiembre se observan direcciones del este-noreste y noreste, donde la magnitud del viento se va intensificando conforme pasan los meses hasta alcanzar valores altos de magnitud (12 a 16 m/s) en diciembre y enero provenientes de esta dirección. Por ser la estación ubicada más al norte en latitud de la península, estos sectores pueden ser resultado de la entrada de sistemas frontales típicos de latitudes medias en invierno que llegan al norte de la península, y en menor medida por la influencia de los llamados “vientos de Santa Ana”, que se presentan en la parte sur de California y norte de Baja California en otoño e invierno. Estos vientos constituyen eventos de corta duración (1–3 días aprox.) pero de gran intensidad en que el viento proveniente de la Gran Cuenca, EUA, tiende a comportarse como tipo Föhn y llega al norte de la península con características secas mientras que la humedad relativa disminuye considerablemente.

Para la estación de Cataviña (Fig. 4.3), la dirección predominante oscila entre este y oeste-suroeste de enero a abril, de oeste y suroeste mayormente de mayo a agosto, y del este de agosto a diciembre. Ya que Cataviña se encuentra aproximadamente a la mitad meridional y latitudinalmente en el estado de Baja California, el campo de viento se conforma de los provenientes del Pacífico y el del Golfo de California, que al entrar a tierra y encontrarse con orografía circundante tienden a cambiar ligeramente de dirección de como llegan a las costas. Los reanálisis tienden a representar mejor la dirección en verano que en las demás temporadas y la magnitud del viento se encuentra ligeramente subestimada en la mayoría de los meses, de los cuales, enero y diciembre constituyen los de mayor velocidad del viento.

En cuanto a la parte de la costa del Golfo de California, en Bahía de los Ángeles (Fig. 4.4) (datos observados) durante enero y febrero se observa un sector con mayor frecuencia del noreste que presenta un ligero aumento en la magnitud del viento (6 a 8 m/s) probablemente debido a frentes fríos típicos de la época invernal. Mayo constituye el mes con mayor cantidad de frecuencia en altos valores de magnitud del viento (10 m/s) con una dirección predominante del oeste y noroeste, por lo que la influencia del Centro de Alta Presión del Pacífico Norte es dominante en la estación en esa temporada. En los meses de junio y julio se empieza a ver una ligera influencia del Monzón de Norteamérica (sectores del este y sureste). Durante todo el año se observa la presencia de las brisas de mar y tierra en mayor y menor medida, característica que ERA5 no identifica.

Las rosas de viento de Santa Rosalia (Fig. 4.6) durante todo el año presentan viento del

oeste, proveniente de la orografía que se encuentra en esa dirección, y noroeste, dirección típica de otoño e invierno sobre el Golfo de California, teniendo en invierno la magnitud de viento más alta ( $\sim 12$  m/s) pero con poca frecuencia. A partir abril-mayo se empieza a intensificar las circulaciones térmicas propias de las brisas en verano, así como también se identifica viento monzónico del sureste, ligeramente visto por ERA5. En general parece que los reanálisis identifican la dirección de los vientos más intensos, pero sin identificar de manera correcta otros sectores predominantes.

Por último se observa para Bahía de Loreto en la figura 4.8, de manera general un comportamiento similar a Santa Rosalía y Bahía de los Ángeles, con vientos predominantes del noroeste y suroeste teniendo magnitudes de viento máximas del rango de 16 a 20 m/s en abril (ERA5 subestima la magnitud en casi todos los meses), para posteriormente rotar de dirección debido al monzón desde el mes de junio hasta septiembre. En agosto se observa la mayor frecuencia de direcciones del sureste, así valores de magnitud del viento altos (12 a 16 m/s), lo cual indica la influencia del Monzón de Norteamérica para la parte este de la península.

#### 4.1.4. Medias mensuales

Se realizaron promedios mensuales de la magnitud del viento de cada estación de la zona de estudio (Fig.4.9). El reanálisis representa aceptablemente la magnitud en algunas estaciones, por ejemplo, Guerrero Negro y Cataviña, donde se observa que la tendencia mensual del viento de ERA5 sigue a la de las observaciones. En la primera, los vientos constantes del Centro de Alta Presión del Pacífico Norte que llegan a las costas del Pacífico son fácilmente presentados por el reanálisis, por lo que se infiere que no tiene problemas para identificar campos de viento derivados de sistemas sinópticos, además, este viento llega directamente a Guerrero Negro sin obstáculos a su paso. Una situación similar ocurre en San Quintín y San Juanico, sin embargo, el ángulo de incidencia del viento del noroeste no llega tan perpendicular a estos puntos como en Guerrero Negro. En San Quintín subestima por mucho las observaciones tal vez debido a dificultades en la asimilación de datos al momento de generar el reanálisis en este sitio, y en San Juanico coincide con los valores en algunos meses, pero como se observó en las rosas de viento de la estación la variabilidad en la dirección del viento en verano puede influir en como representa la magnitud del viento.

Por otra parte, la dirección del viento en Cataviña tiende a variar poco y no cuenta con demasiadas elevaciones circundantes, por lo que resulta más sencillo de representar.

En el caso de La Rumorosa, ERA5 subestima significativamente las observaciones, esto puede deberse a la resolución de los reanálisis ( $\sim 31$  km) no identifica la orografía correctamente, por lo que las pendientes del terreno pueden verse suavizadas por ellos, y en el caso de esta estación, la orografía circundante se encuentra por encima de los 1300 metros, es por ello que distingue la tendencia mensual pero con magnitud disminuida.

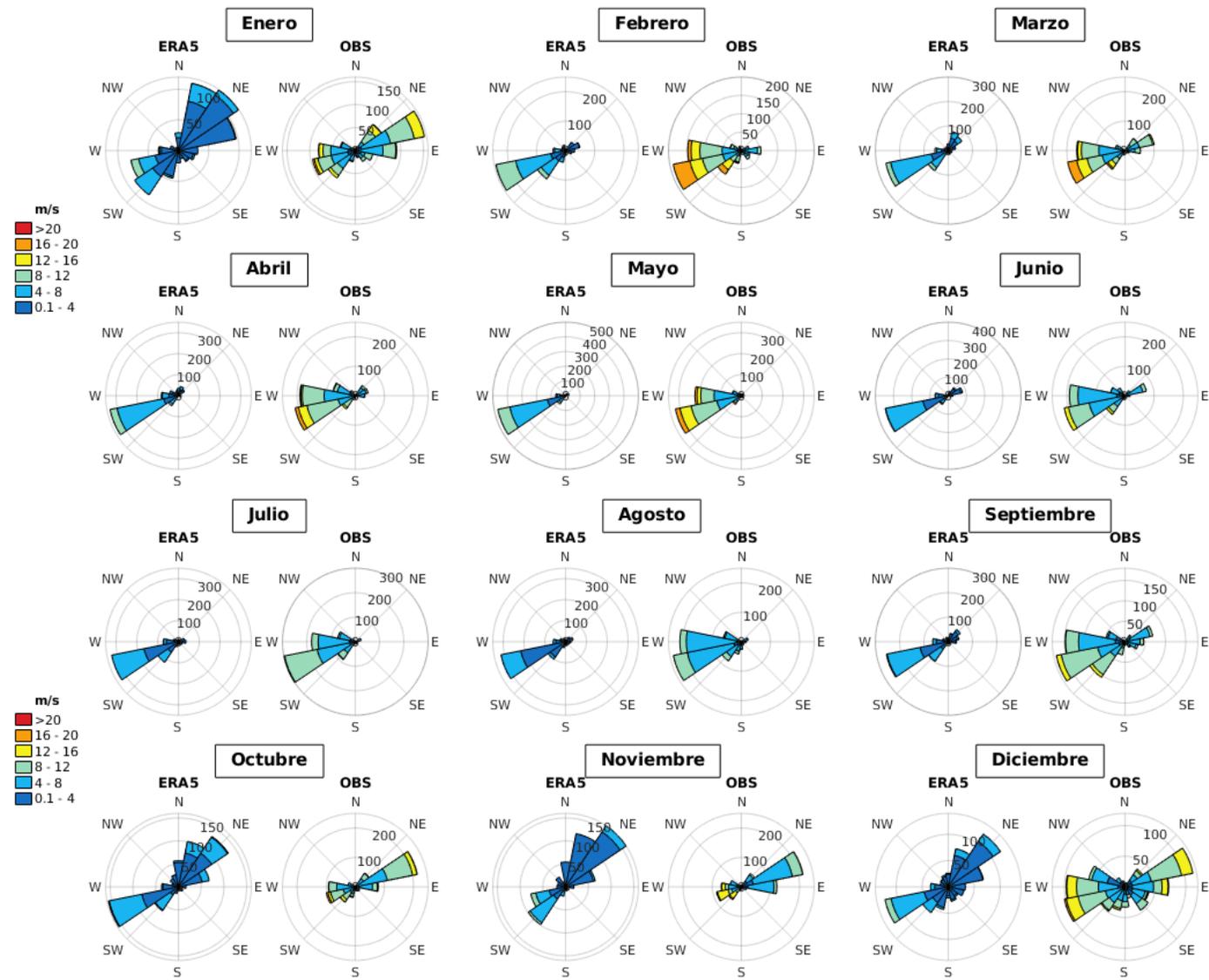


Figura 4.1 Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación La Rumorosa.

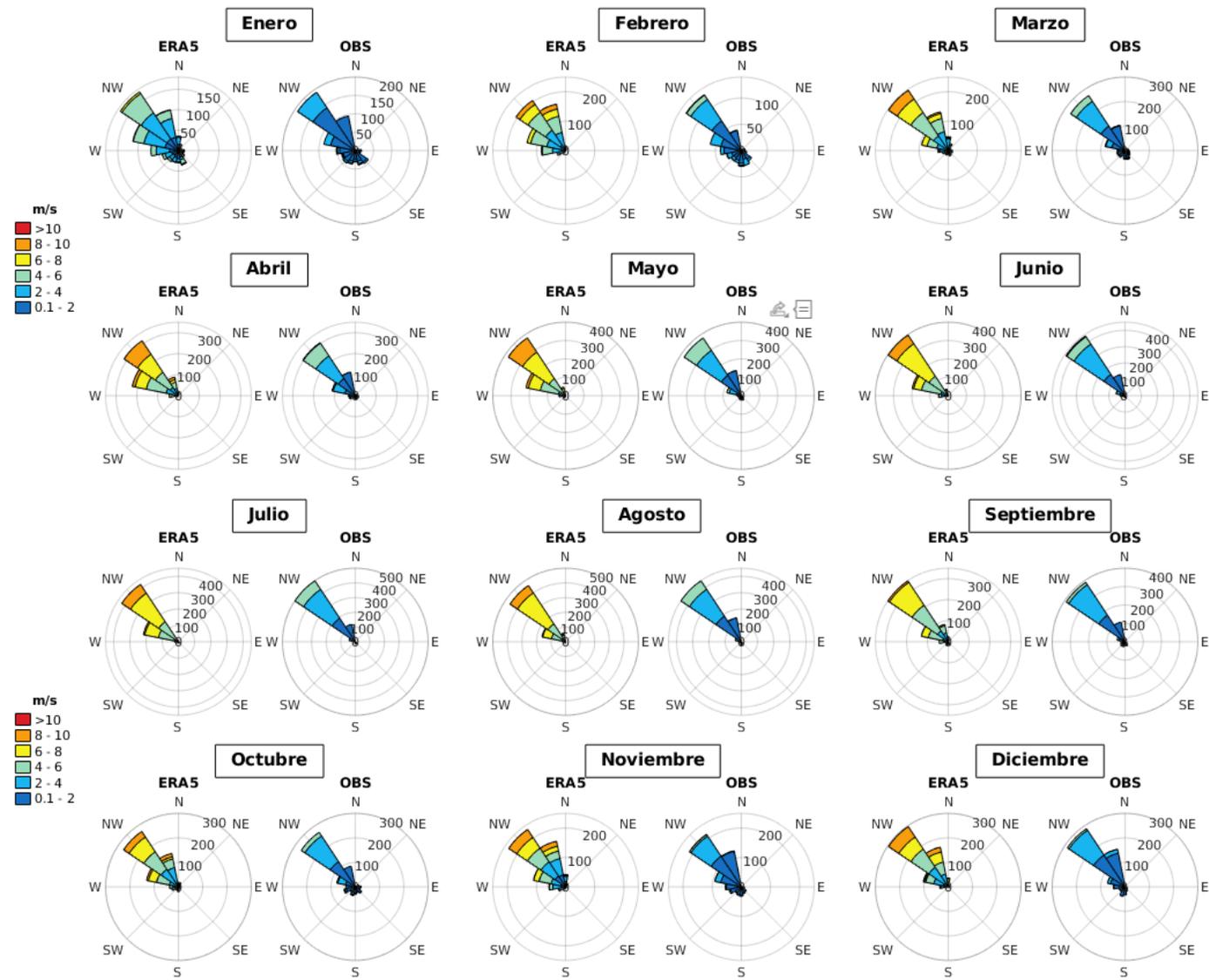


Figura 4.2 Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación San Quintín.

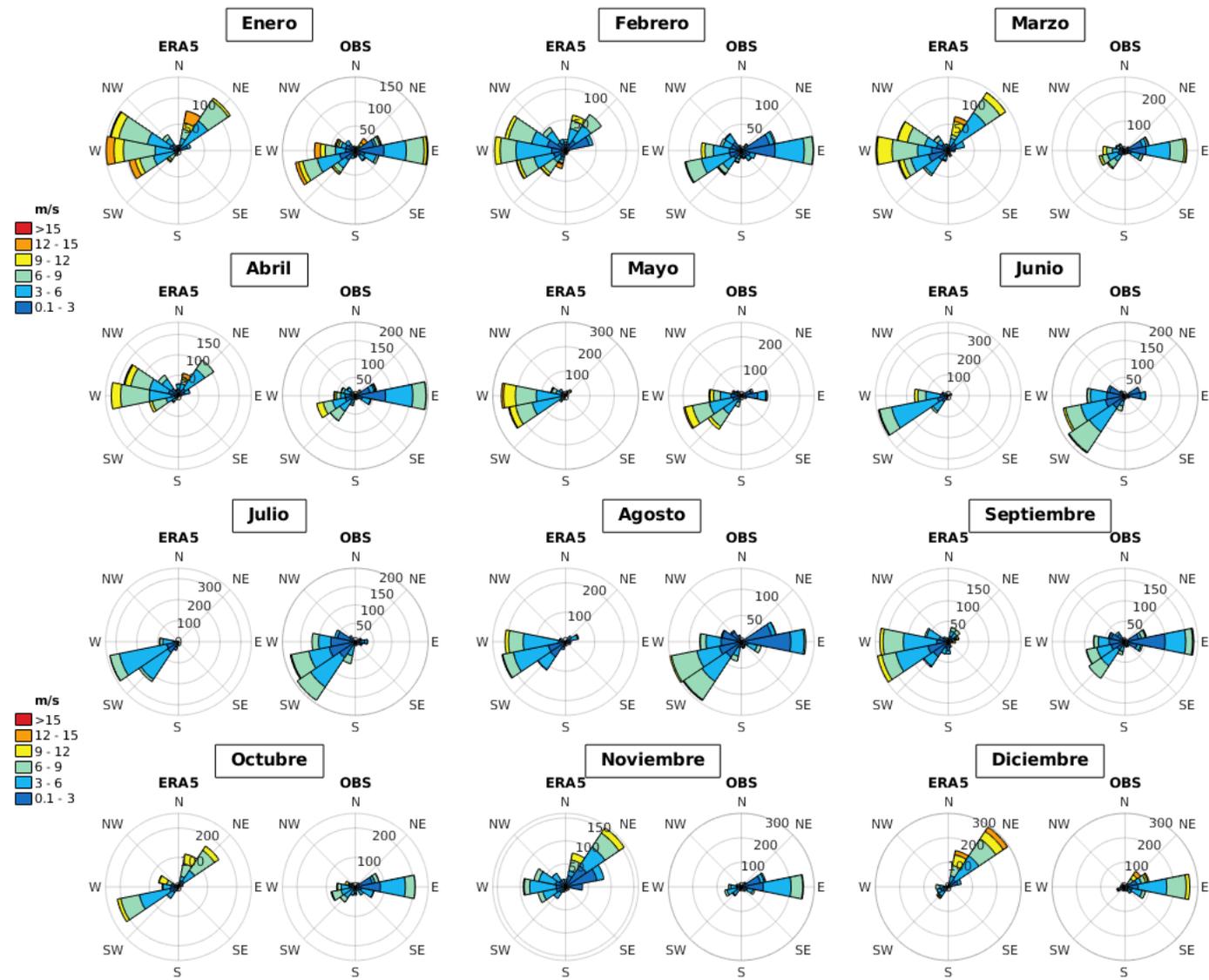


Figura 4.3 Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación Cataviña.

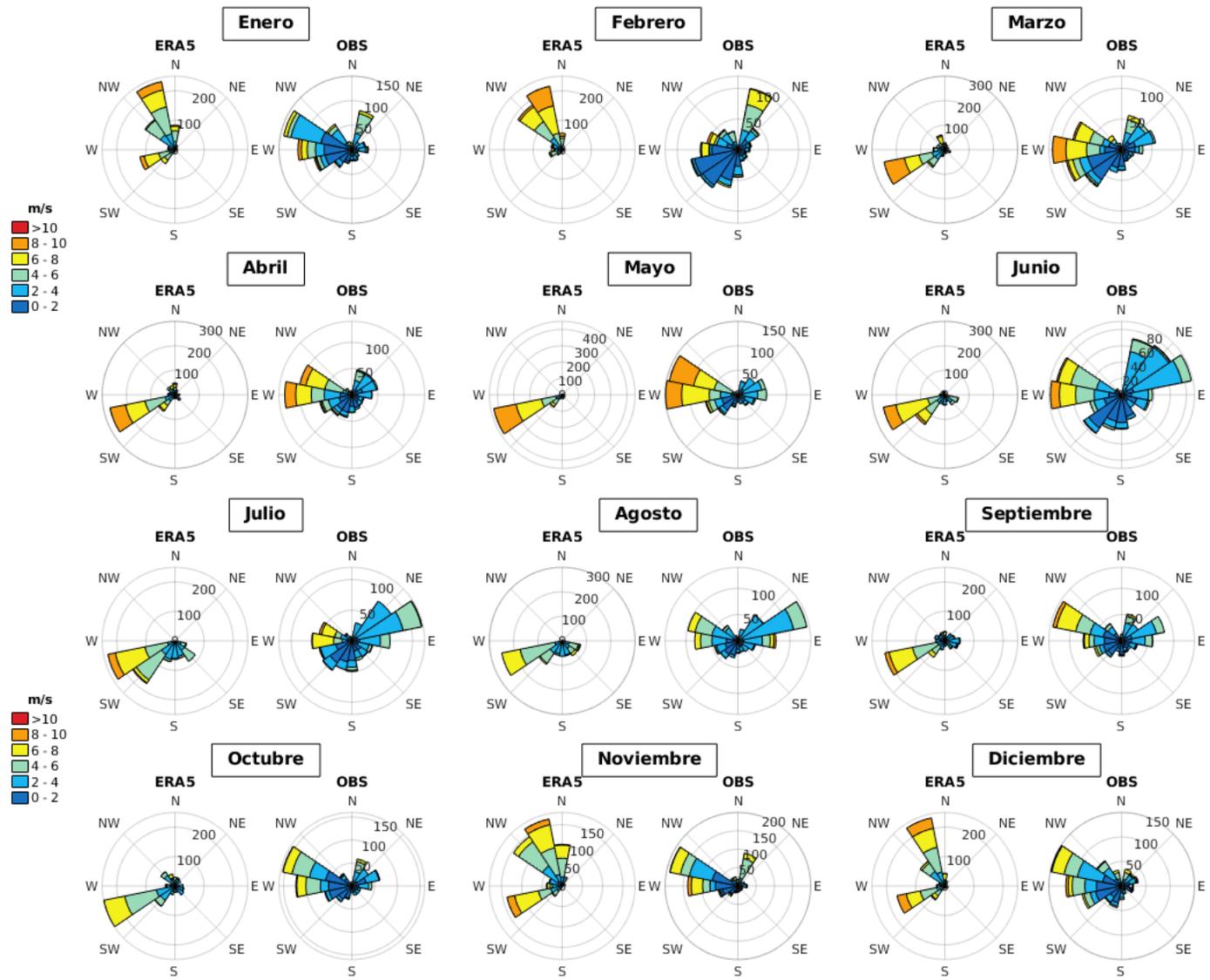


Figura 4.4 Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación Bahía de los Ángeles.

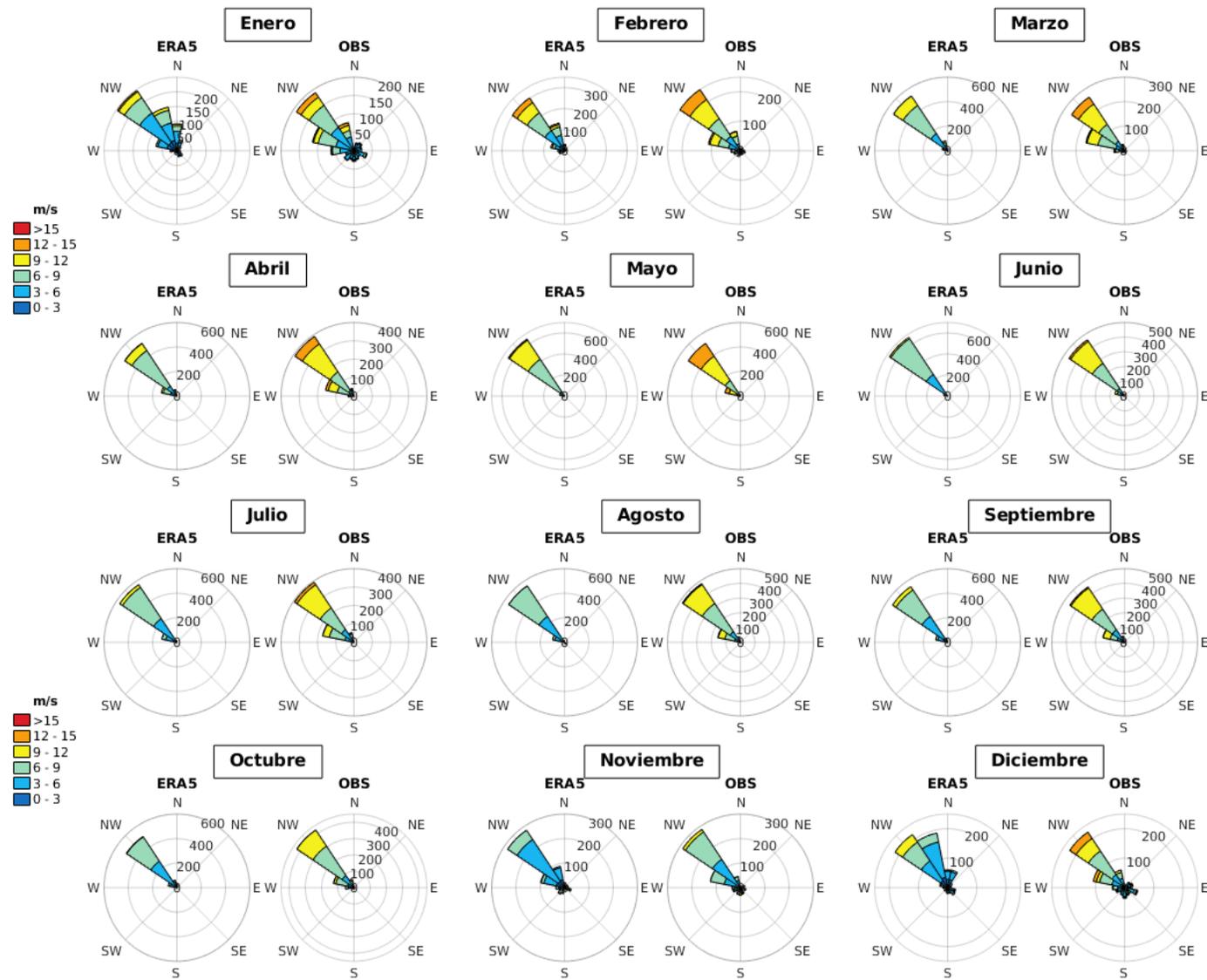


Figura 4.5 Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación Guerrero Negro.

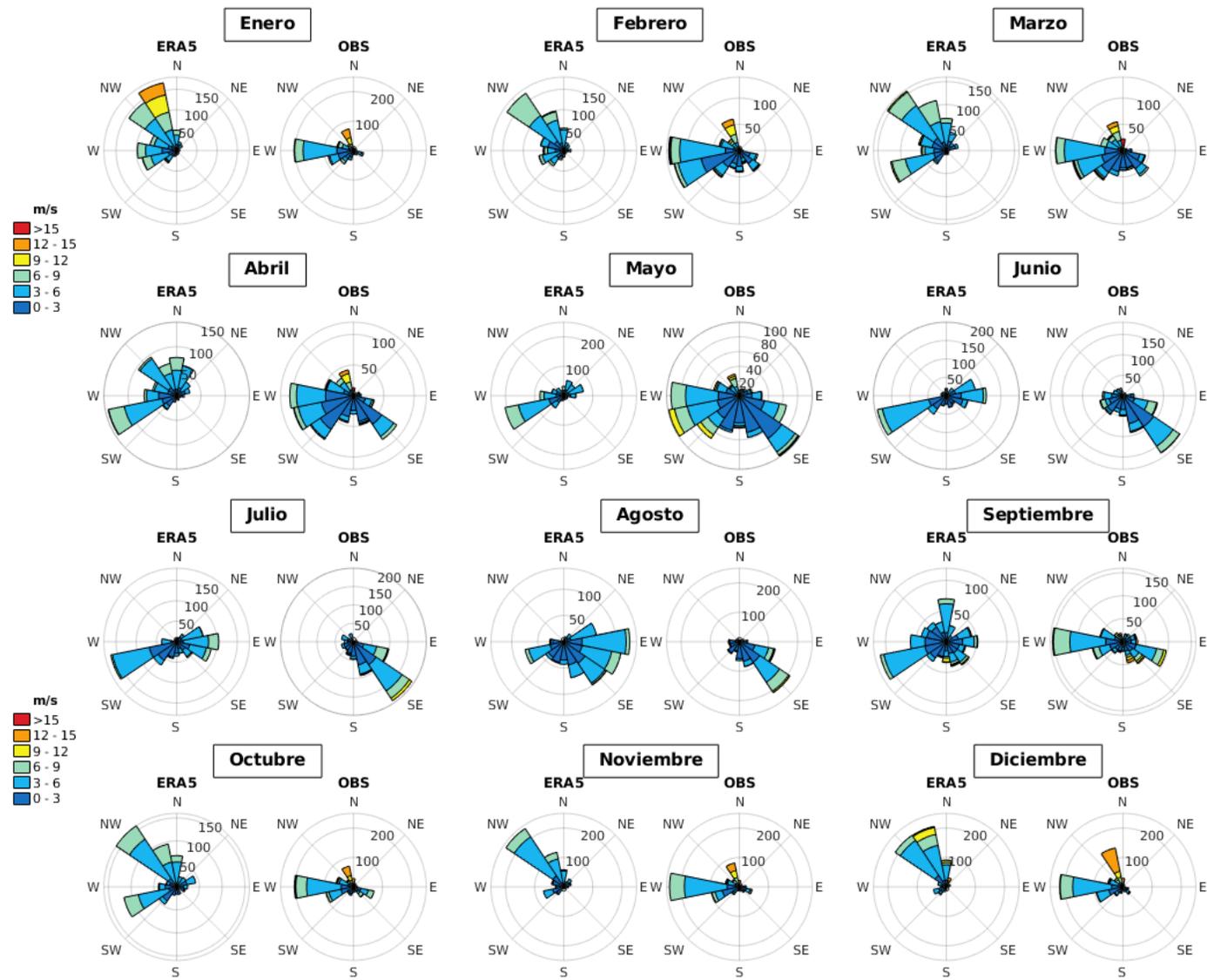


Figura 4.6 Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación Santa Rosalía.

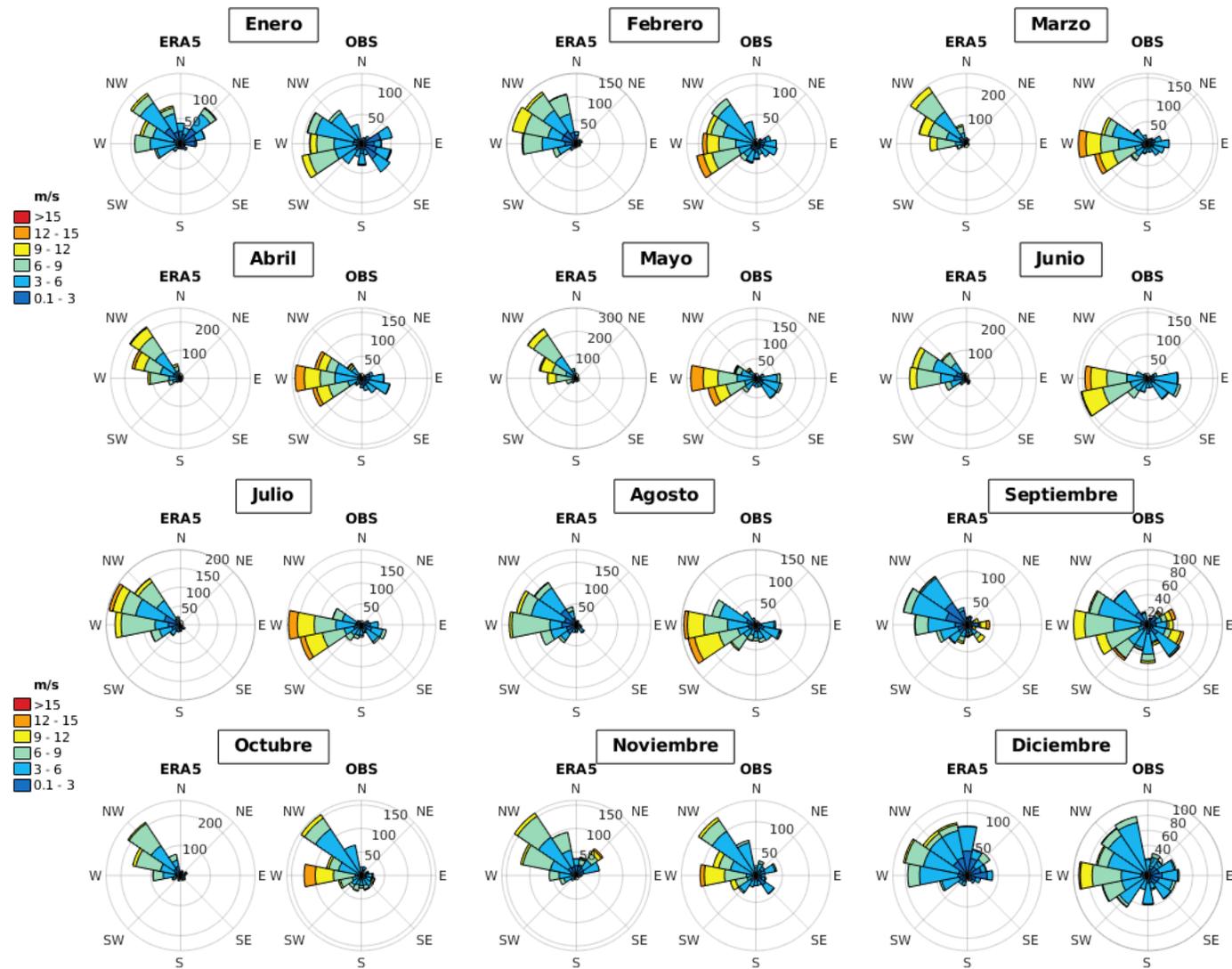


Figura 4.7 Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación San Juanico.

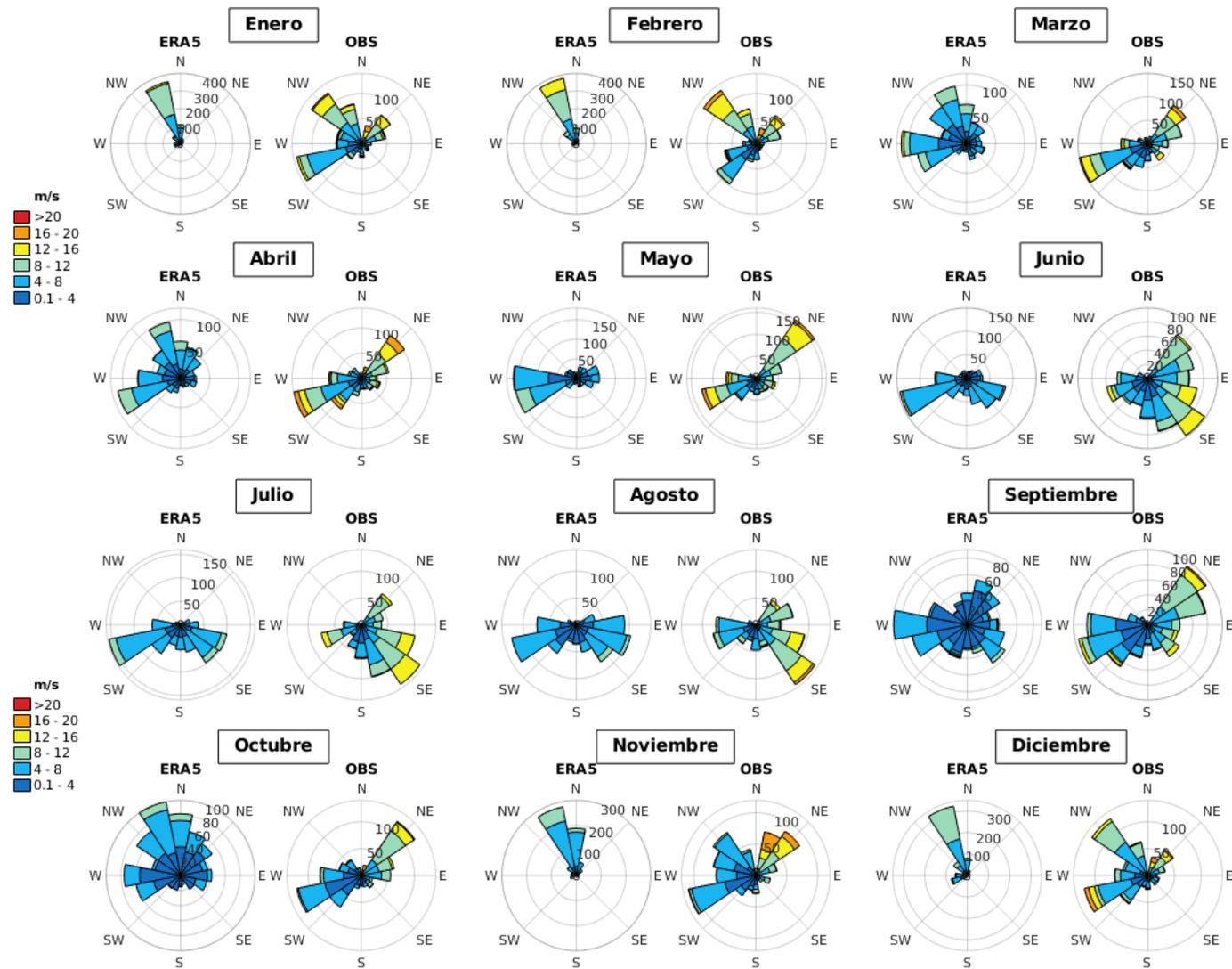
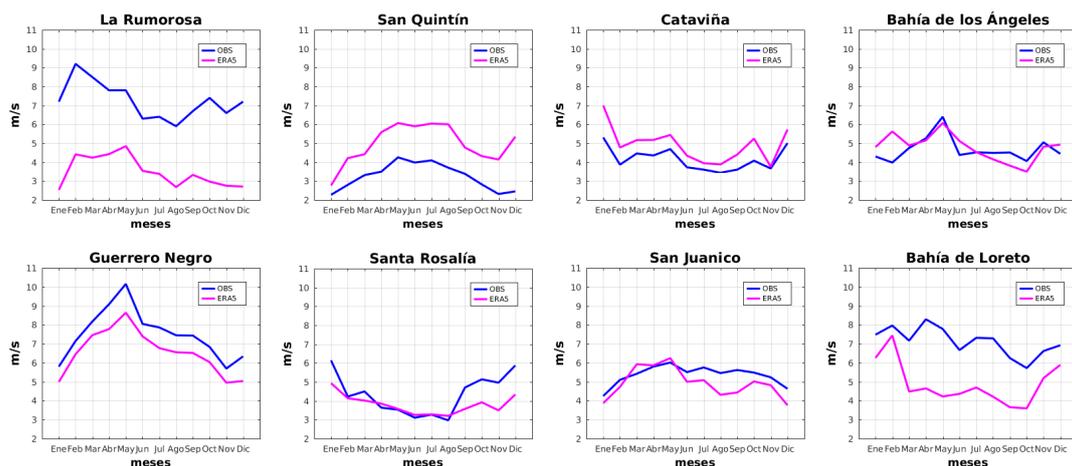


Figura 4.8 Rosas de viento a 100 metros de altura de la estación Bahía de Loreto.

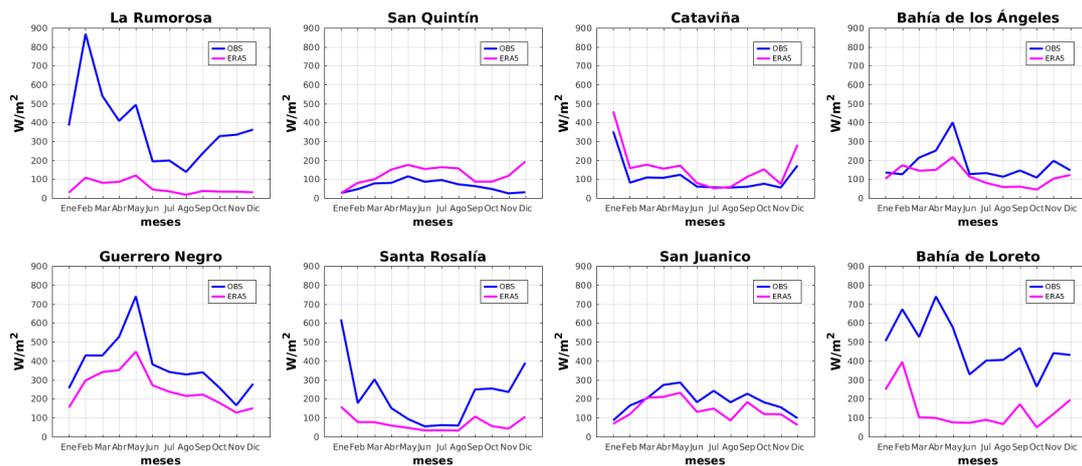
Las estaciones ubicadas del lado del Golfo de California, Bahía de los Ángeles, Santa Rosalía y Bahía de Loreto son las que más dificultades tiene el reanálisis para representar el campo de vientos. Si bien coinciden en los valores de algunos meses, las tendencias mensuales no son particularmente parecidas como ocurre en otros lugares. El constante cambio en la dirección del viento (sobre todo en Loreto), la interacción constante de brisa terrenal y marina, la presencia de islas cercanas y elevaciones cercanas puede afectar la representación de la magnitud del viento promedio.

En algunas estaciones (Guerrero Negro, San Quintín, Bahía de los Ángeles y San Juanico) los valores más altos de magnitud se encuentran en el mes de mayo, debido a que es en ésta época cuando el Centro de Alta Presión del Pacífico Norte domina el Pacífico teniendo mayor influencia. Al mismo tiempo, sus patrones mensuales son similares, tendiendo a aumentar la magnitud del viento en meses de verano y a disminuir en meses de invierno. La Rumorosa, Cataviña y Santa Rosalía encuentran en los meses invernales las magnitudes de viento más altas. Los patrones de magnitud pese a que no son del todo similares, tienen en común el tener las magnitudes más altas de sus estaciones durante el invierno y disminuyen en verano.

Las estaciones donde se encuentran los valores más altos de magnitud del viento en la mayoría de los meses del año son Guerrero Negro, La Rumorosa y Bahía de Loreto (en datos observados), teniendo en sus meses de mayor magnitud 10 m/s (en mayo), 9.1 m/s (febrero) y 8.2 m/s (en abril), respectivamente. De acuerdo al potencial eólico que se muestra en la figura 4.10, las estaciones con meses que tienen el mayor valor de potencial son La Rumorosa, que cuenta en febrero con casi 900 W/m<sup>2</sup>, Guerrero Negro que cuenta en mayo con 720 W/m<sup>2</sup> aprox., y Bahía de Loreto con 710 W/m<sup>2</sup> aprox. en abril. Además, estas tres estaciones mantienen en el resto de los meses del año valores arriba de los 300 W/m<sup>2</sup>, a diferencia del resto de las estaciones donde sólo en uno o dos meses rebasan ese valor.



**Figura 4.9** Promedio mensual de magnitud del viento a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de las ocho estaciones de la zona de estudio (azul).



**Figura 4.10** Promedio mensual del potencial eólico ( $W/m^2$ ) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de las ocho estaciones de la zona de estudio (azul).

#### 4.1.5. Frecuencias absolutas diarias y horarias

Con el fin de analizar si las variables representativas de cada uno de los recursos aquí vistos poseen los valores necesarios para su viabilidad en el campo energético, se elaboraron gráficas de frecuencias mensuales y horarias mensuales únicamente con datos observados. Para esto, se calculó la fracción de horas al día en que el viento a 100 metros de altura excede los 3 m/s (número de horas  $>3$  m/s dividido entre 24), velocidad a la que una turbina eólica empieza a generar energía.

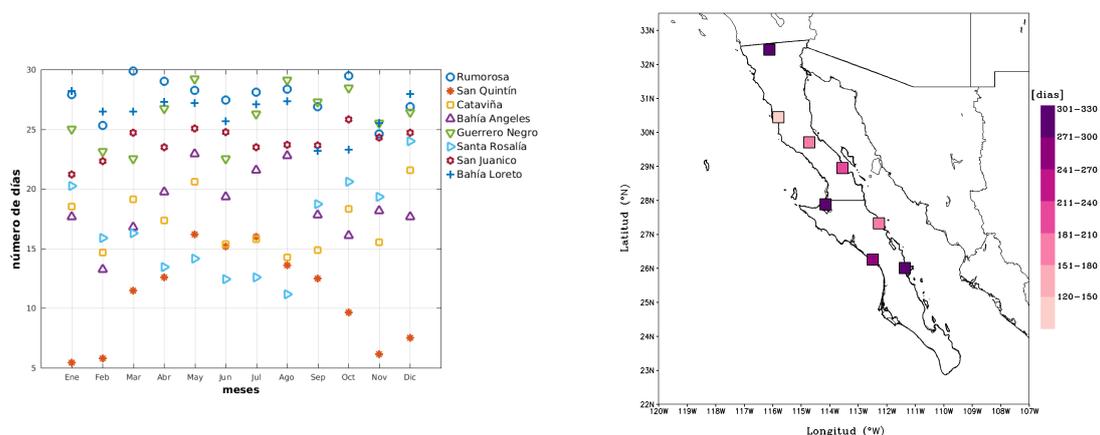
La figura 4.11 muestra el número de días en que los vientos en superficie superan los 3 m/s de manera mensual por estación y el total por estación. La distribución de número de días por mes es variado y depende del sitio de estudio, pero en general se puede observar que en primavera y verano se presentan más días que superan el umbral de viento antes mencionado, siendo las estaciones de La Rumorosa, Bahía de Loreto y Guerrero Negro las que cuentan con más de 20 días en todos los meses, aproximadamente. Por otro lado, San Quintín cuenta con menos de 10 días en meses de otoño e invierno. El número de días en total por estación muestra que en general a lo largo de la península, la mayoría de las estaciones presentan más de 200 días al año con velocidades del viento mayores a 3 m/s (con excepción de San Quintín), resaltando La Rumorosa, Guerrero Negro y Bahía de Loreto, donde se muestran entre 300 y 330 días al año.

Lo anterior representa que prácticamente durante todo el año el potencial eólico en esos sitios es viable para la generación eléctrica. El umbral de frecuencia que excede los 3 m/s para todas las estaciones tiene una dependencia del terreno en la velocidad del viento cerca de la superficie y sugiere diferentes sistemas meteorológicos que modulan el viento en las regiones (Pereyra-Castro *et al.*, 2020). El patrón intenso de vientos en la Rumorosa es causado por el encañonamiento del viento gracias a la topografía circundante, aunado a los intensos vientos en invierno asociados con sistemas de latitudes medias, además del efecto corto pero significativo de los eventos de Santa Ana durante el invierno y primavera

que se presentan en el sitio. Debido a la localización de Guerrero Negro, el viento constante proveniente del sistema de Alta Presión del Pacífico Norte llega a este lugar sin obstáculos a su paso, por lo que este régimen se mantiene por arriba del umbral mencionado en gran parte del año. En Bahía de Loreto se presentan circulaciones térmicas caracterizadas por vientos catabáticos y brisa marina y terrestre, en combinación producen vientos intensos.

En función de analizar el total de días al mes donde a ciertas horas la velocidad del viento excede los 3 m/s, se realizaron gráficas de frecuencias absolutas horarias (Fig. A.12-A.19), que a diferencia del número de días al mes mostrado anteriormente (frecuencia absoluta diaria = número fraccional con denominador de 24 horas), da como resultado un número entero de días para una hora en específico.

En general todas las estaciones muestran que a horas de la tarde, a consecuencia del calentamiento diurno, el viento tiende a acelerarse por lo que de 12 a 16 horas de la tarde existen más de 25 días al mes donde se supera el umbral de 3 m/s. En invierno en la Rumorosa se observa que durante casi todos los días del mes se supera este umbral manteniéndose durante todo el día. Es evidente el calentamiento diurno en las estaciones de la costa del Pacífico, así como las marcadas variaciones diurnas propias de las brisas en las estaciones del Golfo de California.



**Figura 4.11** Número de días de manera mensual por estación (izquierda) el total por estación (derecha) donde la magnitud del viento excede 3 m/s.

## 4.2. RECURSO SOLAR

### 4.2.1. Análisis estadístico

En la tabla 4.2 se presentan los resultados del análisis estadístico correspondiente a la irradiancia solar horizontal. Los errores más pequeños están dados por la estación San Quintín, seguido por Cataviña y posteriormente La Rumorosa y Bahía de los Ángeles. Por otro lado, San Juanico cuenta con los errores más grandes, junto con Bahía de Loreto. En cuanto al coeficiente de correlación, todas las estaciones cuentan con excelentes valores.

Parece que existe una tendencia a que en los meses de otoño-invierno los errores estadísticos sean más pequeños que en el resto del año en casi todas las estaciones, lo que indica que ERA5 es mejor representando la radiación solar en la temporada donde la insolación es menor.

De manera general, los reanálisis parecen simular mejor la irradiancia solar horizontal en Baja California que en Baja California Sur. Esto se puede deber a la cantidad a ciclones tropicales e inestabilidades que se forman en el Pacífico oriental gracias a la temporada anual de huracanes que llegan mayormente a Baja California Sur y en menor medida a Baja California.

Con respecto al sesgo, ERA5 tiende a sobrestimar la radiación solar en casi todas las estaciones, con excepción de Cataviña y San Quintín, por lo que no existe variación importante entre ambos estados de la península.

**Tabla 4.2** Análisis estadístico mensual de irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Los valores en negritas corresponden a los valores de correlación más altos y errores más bajos.

Estación	Error	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic
Rumorosa	RMSE	63.6	89.3	96.1	106.8	133.2	75.2	126.3	89.2	86.1	<b>52.6</b>	67.6	67.2
	BIAS	<b>-0.4</b>	9.8	3.6	12.4	32.9	-6.8	12.7	0.8	-2.5	-5.6	1.5	1.2
	MAE	33.0	46.7	51.0	58.0	71.3	45.4	61.0	47.1	44.7	32.9	34.4	<b>32.3</b>
	STDE	63.6	88.8	96.1	106.1	129.0	74.9	125.7	89.2	86.1	<b>52.3</b>	67.6	67.2
	CORR	0.960	0.942	0.956	0.959	0.936	0.983	0.946	0.973	0.970	<b>0.987</b>	0.961	0.941
San Quintín	RMSE	51.7	69.5	55.0	48.7	128.4	122.8	111.0	102.2	77.0	59.5	36.7	<b>34.5</b>
	BIAS	-7.2	3.3	-5.4	<b>0.6</b>	32.7	24.9	17.9	8.8	-12.0	-5.1	-12.9	-10.2
	MAE	23.8	32.3	26.5	21.9	61.2	63.6	57.3	50.7	39.7	29.6	18.5	<b>17.0</b>
	STDE	51.2	69.4	54.8	48.7	124.2	120.2	109.5	101.8	76.0	59.3	34.4	<b>33.0</b>
	CORR	0.976	0.969	0.988	<b>0.992</b>	0.943	0.945	0.956	0.961	0.977	0.980	<b>0.992</b>	0.991
Cataviña	RMSE	69.9	78.7	64.8	63.2	95.2	65.4	97.0	78.6	71.9	<b>46.4</b>	60.8	54.0
	BIAS	2.2	1.9	-6.7	-12.4	-5.6	-15.0	-9.1	-14.5	-10.4	-7.6	<b>0.8</b>	-1.8
	MAE	35.3	39.6	36.4	38.9	50.8	39.9	50.6	41.8	38.6	<b>28.0</b>	32.0	28.7
	STDE	69.9	78.7	64.4	62.0	95.0	63.7	96.6	77.3	71.2	<b>45.8</b>	60.8	54.0
	CORR	0.958	0.963	0.984	0.989	0.972	0.989	0.969	0.980	0.980	<b>0.991</b>	0.971	0.973
Bahía de los Ángeles	RMSE	66.5	57.0	71.8	78.8	61.4	85.8	108.4	<b>53.5</b>	74.3	69.3	63.4	61.1
	BIAS	<b>3.1</b>	7.5	10.4	10.2	4.4	14.1	21.4	5.8	10.4	11.2	8.9	8.1
	MAE	38.1	31.8	39.4	42.6	36.0	44.2	57.0	35.3	40.3	36.4	33.2	<b>30.2</b>
	STDE	66.4	56.5	71.0	78.2	61.3	84.6	106.3	<b>53.2</b>	73.6	68.4	62.8	60.6
	CORR	0.964	0.982	0.979	0.979	0.988	0.977	0.958	<b>0.990</b>	0.975	0.974	0.968	0.959
Guerrero Negro	RMSE	<b>57.4</b>	68.0	75.6	69.8	91.8	119.2	88.0	108.1	261.1	237.7	189.6	194.4
	BIAS	-13.9	<b>-1.4</b>	6.1	8.7	23.2	60.2	36.6	38.4	131.2	114.9	91.5	69.2
	MAE	<b>28.3</b>	32.0	35.4	30.0	41.3	62.3	44.2	60.3	146.6	127.4	101.3	107.4
	STDE	<b>55.7</b>	68.0	75.4	69.2	88.8	102.8	80.0	101.1	225.8	208.1	166.0	181.6
	CORR	0.978	0.973	0.975	<b>0.983</b>	0.971	0.965	0.977	0.962	0.752	0.744	0.773	0.567
Santa Rosalía	RMSE	74.6	84.2	101.5	88.4	85.8	67.4	101.4	83.9	79.6	<b>58.5</b>	82.4	81.5
	BIAS	-2.8	<b>0.4</b>	7.4	5.2	13.4	14.3	6.5	-12.4	-1.3	3.6	10.2	16.2
	MAE	40.4	45.3	51.4	49.1	51.8	45.0	56.1	48.5	45.2	<b>35.7</b>	41.5	40.0
	STDE	74.5	84.2	101.2	88.3	84.8	65.8	101.2	83.0	79.6	<b>58.4</b>	81.8	79.9
	CORR	0.958	0.961	0.959	0.975	0.977	<b>0.986</b>	0.959	0.975	0.973	0.983	0.952	0.938
San Juanico	RMSE	67.7	74.9	88.1	99.1	89.1	<b>63.7</b>	111.4	92.5	118.6	98.0	73.5	77.0
	BIAS	-17.5	-18.0	-6.2	-4.6	<b>-3.8</b>	-7.9	-7.2	-16.5	-38.7	-31.5	-27.4	-21.5
	MAE	39.0	43.1	51.2	55.4	48.1	<b>38.0</b>	63.2	54.5	65.4	54.9	43.6	42.4
	STDE	65.4	72.7	87.8	99.0	89.0	<b>63.2</b>	111.1	91.0	112.1	92.8	68.2	73.9
	CORR	0.977	0.980	0.973	0.971	0.977	<b>0.988</b>	0.959	0.973	0.957	0.969	0.983	0.968
Bahía de Loreto	RMSE	<b>62.5</b>	79.2	86.3	86.0	106.2	115.3	110.9	72.7	78.9	64.2	62.6	69.1
	BIAS	8.7	17.6	21.2	7.4	21.7	23.6	20.8	<b>-2.2</b>	4.5	6.7	10.2	12.1
	MAE	33.6	42.1	48.7	50.6	56.6	61.2	59.8	42.6	44.5	35.7	<b>33.5</b>	34.3
	STDE	61.9	77.2	83.6	85.7	104.0	112.9	108.9	72.7	78.7	63.8	<b>61.8</b>	68.0
	CORR	0.973	0.968	0.973	0.975	0.964	0.956	0.955	<b>0.980</b>	0.973	0.979	0.972	0.955

#### 4.2.2. Ciclo diurno

En cuanto a la variación diurna, se observa en todas las estaciones (ver en Apéndice B, Fig. B.1–B.8) que ERA5 logra representar la radiación solar horaria mensual satis-

factoriamente (con excepción en los meses de septiembre–diciembre en Guerrero Negro (Fig. B.5), por errores en las mediciones). En general, se presentan los valores máximos de radiación entre las 12 y 13 horas en toda la península, que llegan a rebasar los  $1000 \text{ W/m}^2$ . El rango de horas de Sol va incrementando desde que empieza el año, por lo que en los meses invernales la entrada de radiación empieza entre las 7–8 de la mañana y termina entre las 5 y 6 de la tarde, y en meses de verano la radiación empieza a aumentar desde las 5–6 horas y dura hasta que el sol se oculta (19–20 horas), consistente con la temporada donde los días tienen mayor duración.

Los meses donde se encuentran los valores de irradiancia más altos (en todas las estaciones) son los meses de verano, teniendo valores máximos en los meses de mayo y junio, y algunos se extienden hasta julio y agosto.

Por lo regular los valores máximos de irradiancia con que inicia (enero) y termina (diciembre) el año son prácticamente los mismos, alrededor de  $600 \text{ W/m}^2$ , con excepción de la estación La Rumorosa (Fig. B.1) donde se presentan valores en enero y diciembre de  $400 \text{ W/m}^2$  aprox., probablemente debido a que es la estación que se encuentra más al norte latitudinalmente, por lo que la influencia de sistemas frontales en épocas invernales tiende a influir en la radiación incidente.

La consistencia que presenta la irradiancia solar diurna a lo largo de la península de Baja California la vuelve idónea para proyectos fotovoltaicos, ya que en promedio las horas de mayor radiación coinciden con el valor máximo promedio diario con que un panel fotovoltaico puede generar energía eléctrica.

### 4.2.3. Medias mensuales

La figura 4.12 presenta los promedios mensuales de la irradiancia solar horizontal por estación del área de estudio. En general, ERA5 representa de manera aceptable la radiación solar en todas, con excepción de Guerrero Negro, ya que la estación presenta algunos errores de medición en la mitad de los meses del año. También se observa que los reanálisis tienden a sobreestimar ligeramente la irradiancia solar, sobre todo en los valores máximos que ocurren generalmente entre mayo y junio.

Entre estaciones no existe una diferencia evidente de los valores máximos, los cuales llegan a alcanzar alrededor de los  $350 \text{ W/m}^2$  en verano, indicando un buen indicio para la generación de electricidad en ambos estados. Con base únicamente en los datos observados, en tres de las cuatro estaciones ubicadas en Baja California alcanzan e incluso rebasan el valor máximo de irradiancia antes mencionado, mientras que en Baja California Sur los valores observados en algunas estaciones son poco menores.

Esto puede deberse a algunos ciclones tropicales propios de la temporada de huracanes en el Pacífico llegan a tocar o pasar cerca con mayor frecuencia a las latitudes de Baja California Sur que a las de Baja California.

En la estación de San Quintín en mayo y junio, no existe el máximo de irradiación solar que se menciona anteriormente. Esto se puede asociar a la presencia de dos huracanes en dichos meses del 2015 (año de estudio de la estación San Quintín). El primero, Andrés<sup>1</sup>, se presentó a finales de mayo y duró hasta el 4 de junio. Pese a que se desarrolló relativamente lejos de la península de Baja California, debido a que alcanzó la categoría 4 en la escala de Saffir-Simpson, la humedad y nubosidad de los remanentes de Andres dejó precipitaciones de ligeras a moderadas hasta el suroeste de California y noreste de Baja California. Posteriormente, del 31 de mayo al 9 de junio se presentó un segundo huracán categoría 4, Blanca<sup>2</sup>, que aunque tocó tierra en Baja California Sur hasta el 8 de junio, la nubosidad asociada y precipitaciones se presentaron con días de anticipación.

En San Juanico (2014), durante septiembre hubo un descenso en la irradiancia solar horizontal que los reanálisis también presentaron, posiblemente debido al paso del huracán Norbert<sup>3</sup> (2-7 de septiembre) que con categoría 3 se desplazó paralelo a las costas de la península de Baja California.

Las particularidades de estas dos estaciones se justifican en la nubosidad mensual calculada por ERA5 (Fig. B.17, Apéndice A), donde se observa el aumento de nubosidad en meses de verano en San Quintín y en septiembre en San Juanico. Por otro lado, también se identifica un incremento en la cubierta nubosa de junio a julio y posterior descenso en agosto en casi todas las estaciones, siendo más significativo en las cercanas a las costas del Golfo de California. Este comportamiento se puede observar en las medias mensuales de irradiancia solar como un incremento abrupto en julio. En adición a la actividad ciclónica propia de la temporada, lo anterior puede deberse también en parte a la nubosidad asociada al Monzón de Norteamérica que afecta dichas costas.

Los valores mensuales promedios que se pueden obtener de un único panel fotovoltaico (Figura 4.13) tienen la misma tendencia que los mostrados en la irradiancia solar horizontal, ya que el potencial fotovoltaico depende en su mayor parte de la irradianción en un periodo de tiempo determinado. Pese a que todas las estaciones tienen un comportamiento particular del año de medición, todas coinciden (excepto Guerrero Negro) en que el mínimo de energía fotovoltaica de un panel en meses invernales sería de 70–80 kWh/kW<sub>p</sub> y en la temporada de mayor insolación del año (mayo y junio) se pueden tener valores de entre 180 y 200 kWh/kW<sub>p</sub> aproximadamente. Estos valores son generalmente bien representados por ERA5, siguiendo la tendencia mensual y los valores promedios.

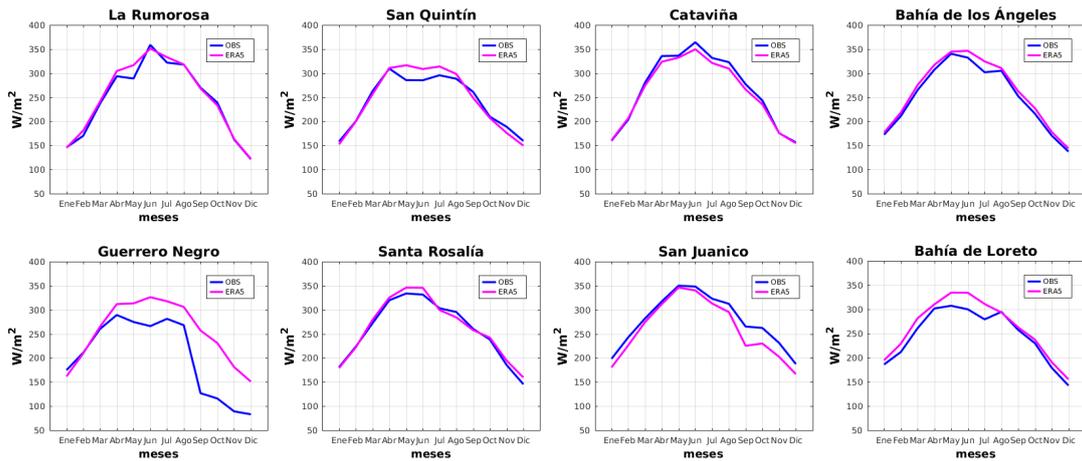
#### 4.2.4. Frecuencias absolutas diarias y horarias

De manera similar al recurso eólico, se calcularon el número de días en que la irradiancia solar horizontal rebasa los 200 W/m<sup>2</sup> (número de horas >200 W/m<sup>2</sup> dividido entre 12), cantidad mínima necesaria para que un panel fotovoltaico empiece a generar energía útil.

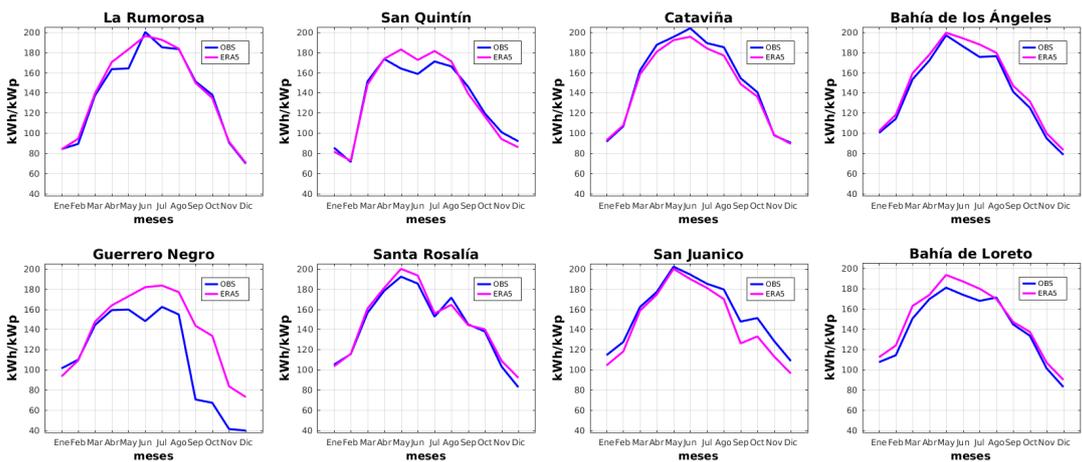
<sup>1</sup>Todd B. Kimberlain (4 de junio de 2015). Post-Tropical Cyclone Andres Discussion Number 31. Miami, Florida: National Hurricane Center.

<sup>2</sup>Richard J. Pasch (8 de junio de 2015). Tropical Storm Blanca Discussion Number .National Hurricane Center. Miami, Florida.

<sup>3</sup>Stacy R. Stewart (3 de septiembre de 2014). Tropical Storm Norbert Discussion Number 4. National Hurricane Center. Miami, Florida.



**Figura 4.12** Promedio mensual de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de las ocho estaciones de la zona de estudio (azul).



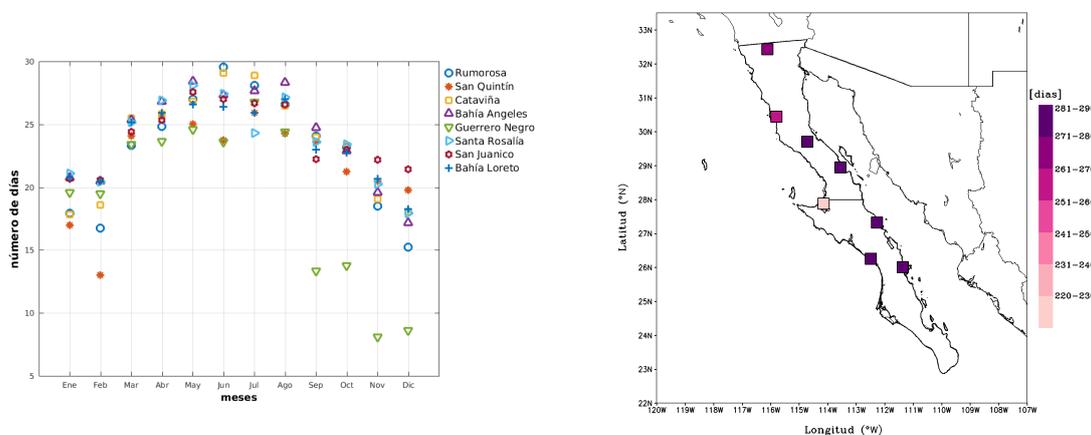
**Figura 4.13** Promedio mensual del potencial solar fotovoltaico de un panel ( $kWh/kW_p$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de las ocho estaciones de la zona de estudio (azul).

Las frecuencias absolutas diarias de manera mensual por estación y total por estación se muestran en la figura 4.14.

Mensualmente se observa que la mayoría de las estaciones tienden a comportarse de manera similar, teniendo entre 15 y 20 días donde se supera el umbral antes mencionado en enero y febrero, y va aumentando hasta los meses de verano (junio y julio) donde se alcanzan entre 25 y 30 días al mes, y posteriormente disminuyen. De manera anual, el total de días al año para la mayoría de estaciones cuentan entre 270–300 días donde los valores de radiación superan los  $200 W/m^2$ . Se observa que las estaciones ubicadas en el norte de la península cuentan con menor número de días que las del centro de Baja California y las de Baja California Sur.

Conforme al número de días de acuerdo al ciclo diurno para todos los sitios se presentan condiciones similares (Fig.B.9–B.16), donde el número de días por arriba del umbral en meses invernales se encuentra entre 8:00 y 16:00 horas aproximadamente, y en meses de verano está entre 6:00 y 17:00 horas. Aunque no existen variaciones importantes entre dichos horarios, cabe resaltar que Bahía de los Ángeles y las de Baja California Sur cuentan con casi 30 o 31 días en meses de verano donde se excede el umbral durante todo el horario antes mencionado en verano.

Al mantenerse estos valores en casi todas las estaciones (con excepción de Guerrero Negro por los errores mencionados anteriormente) sugiere la viabilidad de utilizar la energía solar fotovoltaica con fines energéticos en toda la península. Esto es posible gracias a la reducida actividad ciclónica en el área, así como la poca participación de los sistemas convectivos de mesoescala.



**Figura 4.14** Número de días de manera mensual por estación (izquierda) y total por estación (derecha) donde la radiación solar horizontal supera  $200 \text{ W/m}^2$ .

## 4.3. RECURSO DE OLEAJE

### 4.3.1. Análisis estadístico

En el recurso de oleaje, los errores estadísticos y correlación presentados en la tabla 4.3 de la altura significativa muestran a octubre como el mes con mayor cantidad de errores con valores bajos (MAE y RSME).

Por parte del sesgo se observa en todos los meses que ERA5 sobreestima las observaciones, siendo el valor más bajo en enero y los más altos en junio y julio. Por otra parte, las correlaciones en la mayor parte del año muestran valores altos, siendo abril el mes de mayor correlación, mientras que junio y julio cuentan con los valores más bajos. En cuanto al sesgo de la dirección del oleaje, muestra una tendencia de los reanálisis a representar esta variable a la izquierda de los sectores donde la presentan las observaciones en invierno, y a la derecha en meses de primavera y verano, teniendo el valor más bajo en agosto y el más alto en enero.

De manera general parece que ERA5 representa mejor la altura significativa en cualquier temporada a excepción del verano. Se infiere entonces que los reanálisis tienen mayor dificultad para representar esta variable en la temporada del año donde la altura es menor y hay más influencia de oleaje local. Por el contrario, en verano la dirección media del oleaje es mejor representada que en invierno, debido probablemente a que es más sencillo representar la dirección del oleaje en la época del año donde no existe tanta variabilidad como es en invierno.

**Tabla 4.3** Análisis estadístico mensual de altura significativa (m). Los valores en negritas corresponden a los valores de correlación más altos y errores más bajos.

Estación	Error	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic
Isla	RMSE	0.40	0.54	0.23	0.24	0.32	0.33	0.37	0.23	0.25	<b>0.22</b>	0.30	0.32
	BIAS	<b>0.07</b>	0.17	0.12	0.17	0.27	0.31	0.33	0.18	0.21	0.17	0.24	0.21
Todos	MAE	0.29	0.35	<b>0.18</b>	0.20	0.28	0.31	0.34	0.20	0.22	<b>0.18</b>	0.25	0.25
	STDE	0.39	0.51	0.20	0.17	0.17	<b>0.12</b>	0.17	0.14	0.14	0.13	0.19	0.24
Santos	CORR	0.92	0.73	0.91	<b>0.96</b>	0.94	0.58	0.69	0.71	0.88	0.93	0.94	0.88
	BIASD	16.05	6.34	3.92	-2.37	-8.02	-3.93	-3.19	<b>1.84</b>	-8.11	-10.5	2.29	9.04

### 4.3.2. Ciclo diurno

En la figura C1 se presentan el ciclo diurno de la altura significativa (Ver en Apéndice C). El comportamiento de esta variable a lo largo del año se mantiene prácticamente en un valor, tanto en los reanálisis como en las observaciones, con excepción de la variabilidad en las observaciones de enero y febrero que ERA5 no logra representar. La variación diurna en dichos meses parece estar relacionada con un incremento en la altura significativa, ya que en enero y febrero se encuentran los valores más altos del año (entre 1.4 y 1.8 metros). La variabilidad y el aumento de la altura en estos meses puede deberse a la mayor incidencia en épocas invernales de tormentas asociadas a sistemas frontales sobre el océano Pacífico del hemisferio norte. Por otro lado, en meses de verano se tienen los valores más bajos. El oleaje que llega a la península de Baja California es en su mayoría de tipo *swell*, generado a causa de tormentas de latitudes medias en ambos hemisferios, característicos en invierno.

Los reanálisis sobrestiman la variable en la mayoría de los meses. Esta sobrestimación es menor en meses de otoño e invierno y aumenta durante primavera y verano. Pese a esto, la diferencia es del orden de décimas por lo que no es significativa. La poca variación diurna puede ser indicativo de buen potencial de oleaje, ya que aun cuando la altura significativa no cuenta con valores particularmente altos (con respecto a países de latitudes altas), permanecen casi constantes en un valor durante todo el día, y así también lo haría el potencia de oleaje.

### 4.3.3. Rosas de oleaje

En la figura 4.15 se presentan rosas de oleaje mensuales donde se muestra la altura significativa y la dirección media del oleaje. Para la estación de Isla Todos Santos, los reanálisis ERA5 representan correctamente, de manera general, la dirección media del oleaje teniendo una dirección predominante del oeste y suroeste en las observaciones, y

del noroeste, oeste y suroeste (utilizando la convención meteorológica, i.e. la dirección de donde procede el oleaje) en los reanálisis.

En los meses invernales (diciembre–febrero) se presentan los valores más grandes de altura significativa, por encima de 2 metros. Los datos observados presentan una dirección prácticamente del oeste en dichos meses, mientras que los reanálisis representan la dirección del oeste agregando sectores del noroeste. Las características del oleaje dominante en esta temporada del año son resultado principalmente de las condiciones típicas invernales, que se caracterizan por la ocurrencia de eventos de tormentas de corta duración que se forman en latitudes medias propias de la cuenca del Pacífico, derivadas del Centro de Baja Presión Aleutiano que domina la región del Pacífico norte en esta época (de León *et al.*, 1989; Martínez-Díaz-De-León, 2004).

Por otro lado, en meses de verano (junio, julio y agosto) y parte del otoño se observan valores de altura significativa menores de 1.5 m y direcciones del oleaje provenientes del oeste y suroeste. En estos meses es más evidente la sobreestimación de las observaciones por parte de los reanálisis en cuanto a altura significativa, pero en cuestión de dirección, tienden a representarla mejor que en meses de invierno. La dirección predominante en verano del oleaje proveniente del suroeste puede deberse a la incidencia de tormentas extratropicales derivadas de centros de baja presión en el Pacífico sur que presentan alturas significantes menores (Adams *et al.*, 2008) y a la influencia de ciclones tropicales generados cerca de la península.

#### 4.3.4. Medias mensuales

Las medias mensuales de la altura significativa y el potencial de oleaje de la estación Isla Todos Santos se muestran en la figura 4.16. Los promedios de altura significativa y potencial de oleaje más altos (entre 1.6 y 1.8 metros y 25 kW/m, respectivamente) se encuentran en meses invernales (enero–marzo) debido mayormente a la influencia de tormentas sobre el Pacífico norte.

Por otra parte, es junio el mes donde se presentan los promedios de alturas y el potencial de oleaje más bajo del año, con valores de altura menores a 1.2 metros y 10 kW/m, respectivamente. Esto último puede deberse a que las tormentas extratropicales en el hemisferio norte prácticamente desaparecen durante el verano, lo que da paso a un periodo de relativa calma entre mayo y octubre (Ruggiero *et al.*, 2010).

ERA5 sobreestima las observaciones en casi todos los meses excepto en enero, por lo que probablemente identifique el incremento en las tormentas durante este mes. Las diferencias entre observados y reanálisis se hacen más grandes en verano y se acortan llegando a los meses de mayor altura significativa y potencial de oleaje. Pese a esto, los reanálisis siguen las tendencias mensuales a lo largo del año.

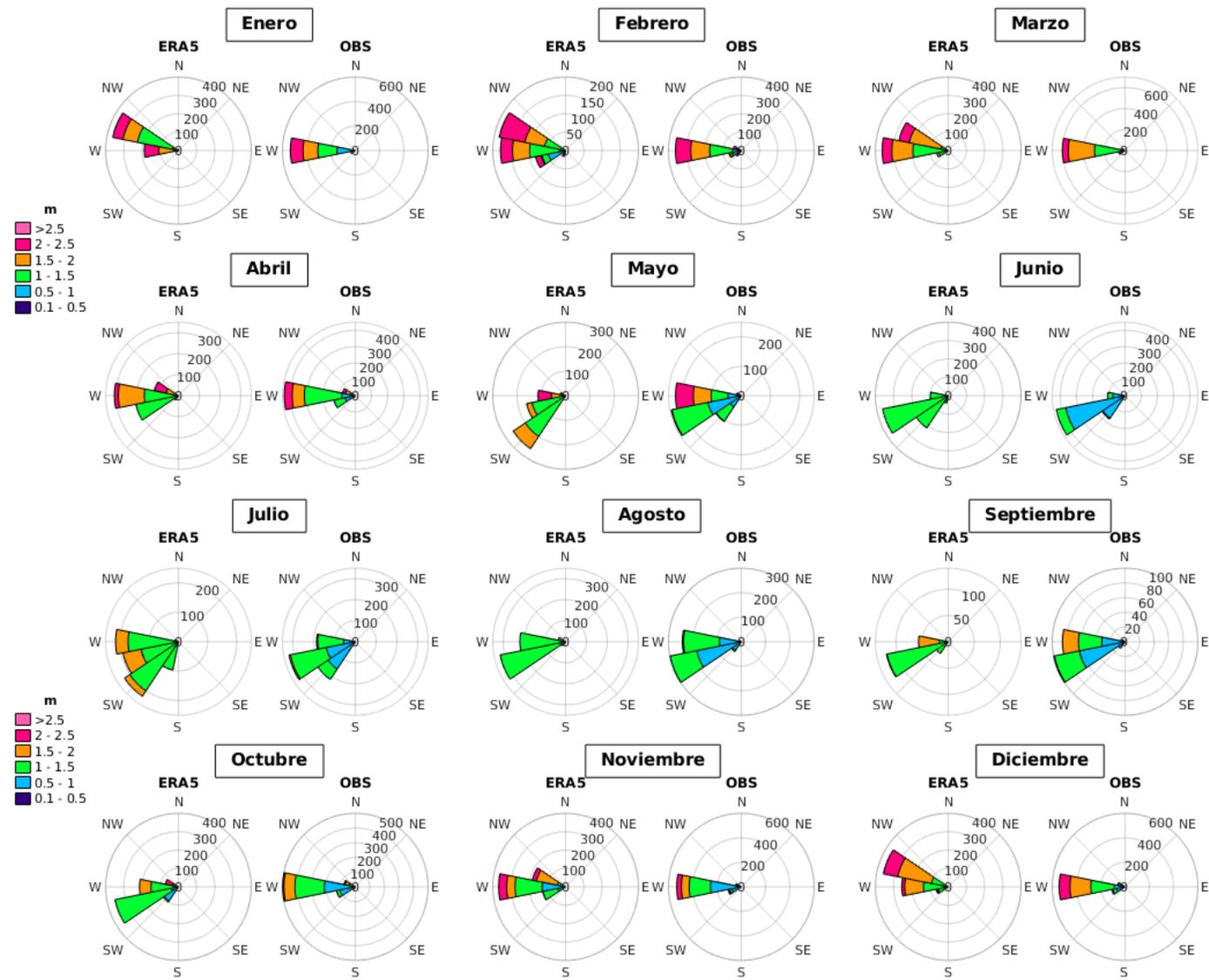
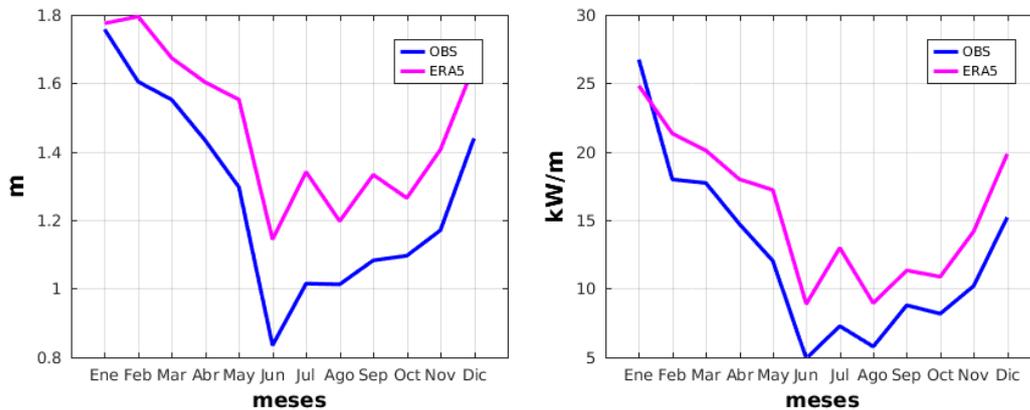


Figura 4.15 Rosas de altura significante de la estación Isla Todos Santos.



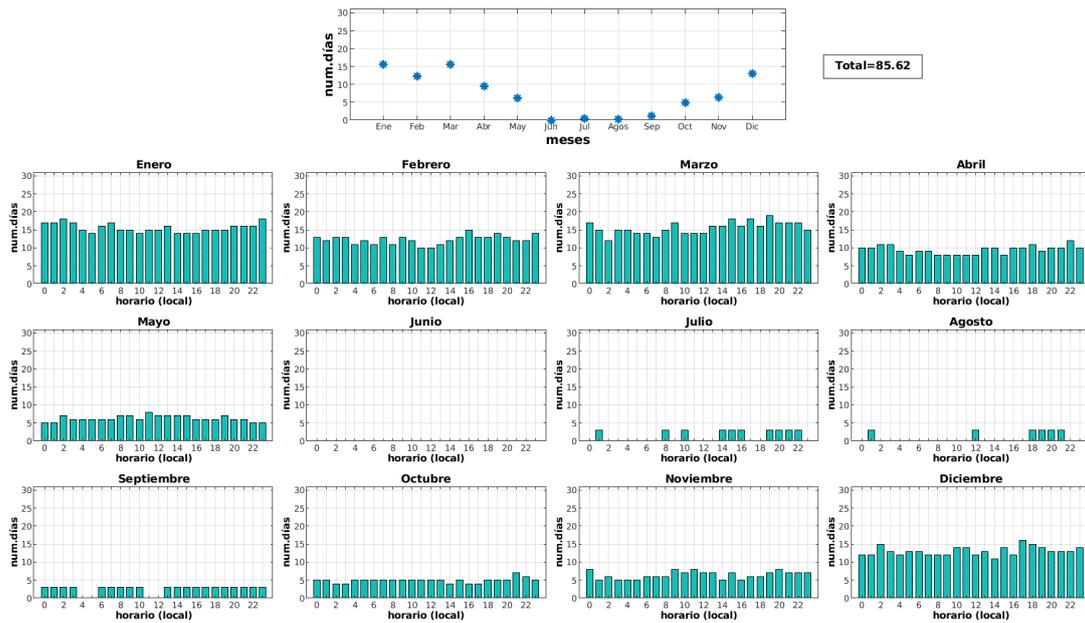
**Figura 4.16** Promedios mensuales de la altura significativa (izquierda, m) y potencial de oleaje (derecha, kW/m). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Isla Todos Santos (azul).

#### 4.3.5. Frecuencias absolutas diarias y horarias

El número de días donde la altura significativa supera el valor de 1.5 metros de manera mensual, diurna mensual y el total por estación se presenta en la figura 4.17. Durante el verano se observa que el número de días donde se excede el umbral establecido es prácticamente inexistente, sin embargo, en invierno se presentan alrededor de 15 días por mes.

Las frecuencias absolutas horarias no presentan un patrón marcado en ningún mes, lo cual tiende a ser positivo para el potencial de oleaje ya que valores altos se mantienen durante todo el día, como se comentó anteriormente.

El total por estación para el año de estudio (2019) fue de alrededor de 86 días donde la altura significativa supera el valor de 1.5 metros, equivalente en conjunto a 3 meses en el año. Comparado con los recursos eólico y solar, donde a lo largo casi todo el año existen valores que se consideran viables para el desarrollo de estas energías renovables, parece que no cuenta con los valores necesarios para su implementación, sin embargo, puede funcionar como recurso complementario de los anteriores durante el invierno.



**Figura 4.17** Número de días al año donde la altura significativa excede los 1.5 metros (gráfica de asteriscos) y lo mismo pero para ciclos diurnos mensuales (gráficas de barras con relleno) para la estación Isla de Todos Santos.

#### 4.3.6. Distribución bivalente de ocurrencia

En la figura 4.18 se muestra la distribución bivalente de ocurrencia mensual en términos de altura significativa y periodo asociado al pico espectral. ERA5 en general representa bien las distribuciones entre altura y periodo. Se observa que la mayor concentración de ocurrencias se encuentra en periodos largos (13–14 segundos) en todos los meses del año, característica típica de oleaje remoto o *swell* (generado lejos de la estación).

En enero y febrero la mayor parte de los datos se presenta en periodos largos ( $> 10$  s), donde la altura significativa se encuentra en mayor concentración en valores bajos ( $\sim 1$  m) y de manera más dispersa entre valores altos (hasta 5 metros en observados). Esta variación de las alturas significativas demuestra la influencia de las tormentas invernales asociadas a frentes fríos o polares que comúnmente se presentan en estos meses. También se presentan datos en periodos bajos ( $< 10$  s) pero en menor concentración, sobre todo en febrero. Lo anterior explica que sean enero y febrero los meses de mayor potencial de oleaje en el año. En general, cuanto mayor sea el periodo más energético será el oleaje, sin embargo, existen convertidores de energía de oleaje (WEC) capaces de transformar en energía útil el oleaje de periodos cortos.

De marzo a mayo se ven condiciones parecidas a los meses anteriores pero con distribuciones más ordenadas y alturas significativas que van disminuyendo, pero aún contribuyen al potencial de oleaje en la zona de estudio.

En meses de verano, donde la potencia media del oleaje tiene los valores más bajos, se observa que la mayor concentración de ocurrencias se encuentra en periodos largos y al-

turas bajas, posiblemente consecuencia de oleaje de tipo *swell* generado por las tormentas extratropicales del Pacífico sur. Aunque durante todo el año se tiene presencia de oleaje local, tiene mayor concentración en julio y agosto, generado probablemente de ciclones tropicales en el Pacífico norte típicos de la temporada.

Hacia finales del año la altura significativa vuelve a aumentar. Se observa en diciembre que la mayoría de los resultados se concentran en periodos de 10–16 s y alturas ligeramente por arriba de los 2 metros. Aunque esta distribución no cuenta con los valores extremos de enero y febrero, esa concentración de valores hace que el potencial de oleaje medio incremente.

### 4.3.7. Boyas virtuales

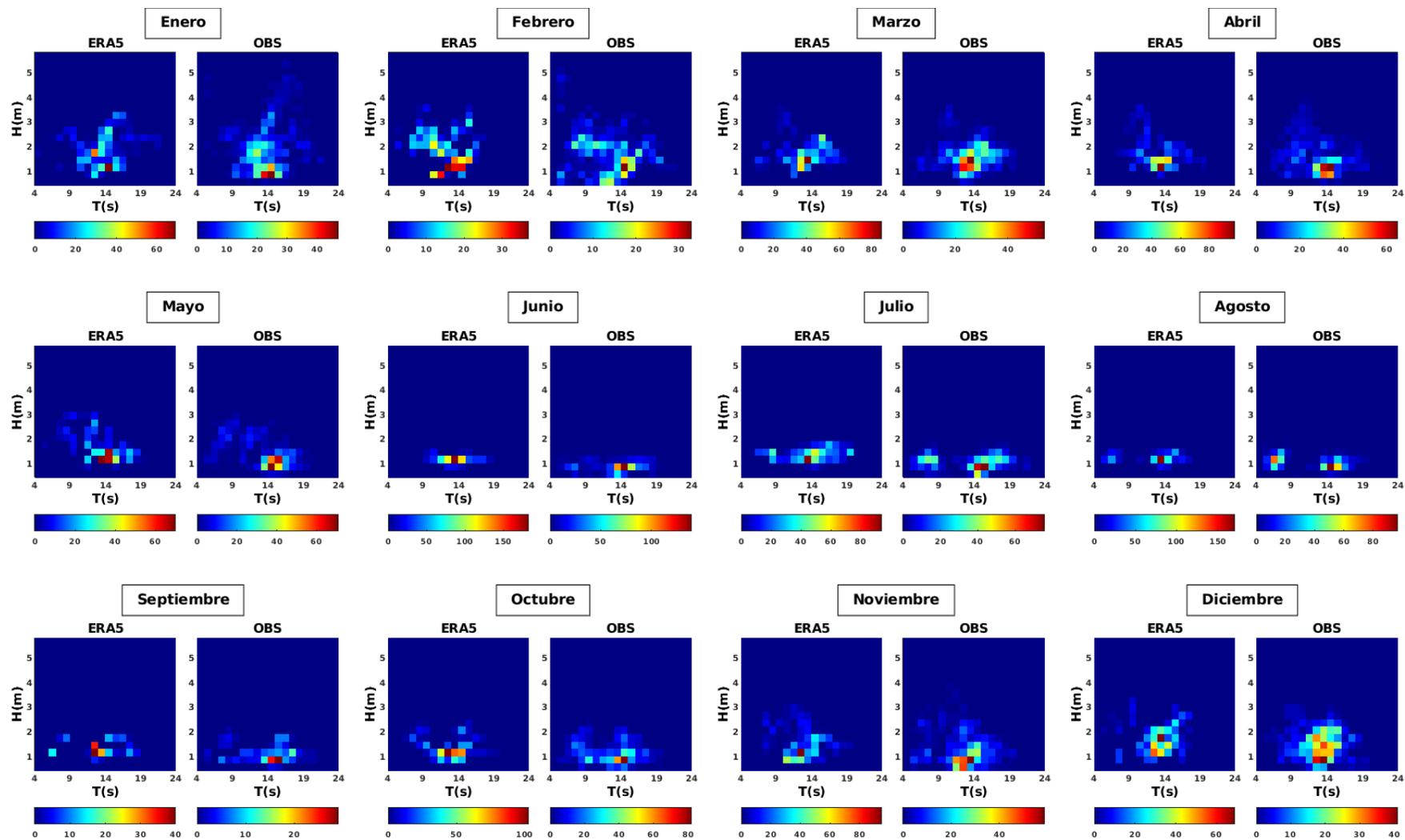
Con seis puntos seleccionados para ubicar boyas virtuales P1–P6 alrededor de la península de Baja California (Fig. 3.4) se trató de describir con base en los reanálisis ERA5 el estado del oleaje que llega a la zona de estudio a fin de complementar la estación de Isla de Todos Santos.

#### Ciclo diurno

La variación diurna en las boyas virtuales (C.2) tiene un comportamiento horario similar al presentado en la Isla Todos Santos, donde la altura significativa permanece en un valor constante durante el día en todos los meses. Al ser provenientes estos puntos del reanálisis, tampoco logran representar los ligeros pero abruptos cambios de la altura significativa en invierno (mostrados en las observaciones de Isla Todos Santos).

#### Rosas de oleaje

La dirección y la altura significativa representadas en rosas de oleaje que se presentan en la figura C.3, muestran patrones similares de acuerdo a la parte de la península donde se ubican los puntos. Las boyas situadas en la costa oeste de la península, P1–P3, tienden a comportarse de manera similar a la Isla de Todos Santos, teniendo los valores de altura significativa más altos en invierno (DEF) llegando hasta 2.5 metros, sobre todo en P1, y los más bajos en verano (JJA).



**Figura 4.18** Distribución bivalente de ocurrencia en términos de altura significativa  $H(m)$  y periodo asociado al pico espectral  $T(s)$  para la estación Isla de Todos Santos.

En cuanto a la dirección media del oleaje, se observa en las tres boyas un oleaje proveniente del oeste-noroeste en invierno, por lo que en toda la costa occidental de la península se tiene la misma influencia típica de la temporada, derivada de las tormentas de corta duración del sistema de baja presión Aleutiano dominante en el Pacífico norte en esta época del año. Durante la primavera (MAM) se presenta una dirección del oeste-noroeste y oeste, condición que cambia en verano y otoño (SON), ya que en P1 se observa una dirección predominante del oeste mientras que en P2 y P3 se muestran sectores más dominantes del suroeste, en especial en P3 donde la altura significativa es ligeramente mayor que en los dos anteriores en esta temporada. Esto puede deberse a que en verano y otoño se presentan ciclones tropicales que comúnmente se generan cerca de la costa suroeste de México, además, tormentas invernales provenientes del hemisferio sur pueden llegar a influir de manera remota en el oleaje que llega a dichos puntos (denominados en navegación como eventos de mar de fondo).

La boya virtual “P4”, ubicada en la punta sur de la península, presenta un oleaje que durante la mayor parte del año es proveniente del sur y suroeste y la altura significativa tiene los valores más altos en verano (1–1.5 m). En esa latitud, el oleaje remoto del hemisferio sur llega con mayor intensidad en el verano boreal debido a las tormentas invernales propias del invierno austral. Pese a que en invierno se tiene mayor frecuencia en dirección del sur en este punto, también se presenta oleaje del norte y noreste debido probablemente a oleaje local proveniente del viento incidente sobre el Golfo de California.

Los puntos situados en la costa oriental de la península sobre el Golfo de California (P5 y P6) son los que cuentan con mayor variabilidad anual en cuanto a dirección media del oleaje. En invierno se observa un oleaje del nor-noroeste para ambos puntos, resultado del viento proveniente de la misma dirección a causa del sistema de alta presión del Pacífico norte que se estaciona temporalmente en esta época del año cerca de la península. Estos sectores prevalecen durante la primavera y cambian en el verano, cuando el oleaje proviene del sureste en respuesta al cambio en la dirección del viento que provoca el Monzón de Norteamérica en esos meses, para posteriormente en otoño volver a tener una dirección predominante del noroeste.

### Distribución bivalente de ocurrencia

La relación de la altura significativa con el periodo asociado al pico espectral del oleaje de las boyas virtuales se muestra en la figura C.4. Hay un comportamiento similar al observado en la Isla Todos Santos (Fig. 4.18) en los puntos P1-P3, donde en su mayoría el oleaje es de tipo *swell* y se presentan valores de altura significativa altos en invierno y bajos en verano. P4 presenta también oleaje remoto en casi todas las temporadas, confirmando así su procedencia del hemisferio sur, y poca participación de oleaje local en invierno, el cual posiblemente corresponde a la dirección media del norte observada en las rosas de oleaje (Fig. C.3).

El único oleaje local que se muestra todo el año es el que llega a las costas orientales de la península, boyas P5 y P6, ya que siempre se observa oleaje de periodos cortos y alturas significantes con valores bajos ( $> 1$  m), a excepción del invierno donde la altura aumenta debido al viento incidente sobre el Golfo de California.

## Medias mensuales

De acuerdo a los promedios mensuales (Fig. C.5) se muestra una tendencia mensual similar en P1–P3, donde la mayor altura significativa y potencial de oleaje se encuentra en invierno y parte de la primavera y los menores en verano, comportamiento parecido al observado en Isla Todos Santos. El potencial de oleaje en P1 ( $\sim 30$  kW/h en invierno y  $\sim 12$  kW/h en verano) supera al de Isla Todos Santos pese a que se encuentra más al sur en latitud, esto es debido a que P1 se encuentra más alejado de la costa por lo que el oleaje llega con mayor intensidad.

Durante el verano, los valores de P3 aumentan a partir de mayo y se mantienen ligeramente por arriba de P1 y P2 hasta septiembre. Como se comentó anteriormente, el oleaje que llega a la costa oeste de la península es mayormente remoto proveniente de latitudes altas, se podría deducir entonces que el oleaje llegaría con mayor intensidad en las boyas que se encuentran más norte y sería menor conforme se desciende en latitud, sin embargo, el ligero aumento de P3 en mayo tiene que ver con un incremento en la velocidad del viento en esa zona originado por el Centro de Baja Presión que domina el Pacífico norte en verano, por lo que la intrusión de oleaje local aumentaría la altura significativa y el potencial de oleaje en ese mes, el cual es observado en la distribución bivalente correspondiente a mayo (Fig. C.4). Posteriormente desde junio hasta septiembre se mantiene ligeramente por encima de P1 y P2, y de acuerdo a la figura C.4 corresponde en su mayoría a oleaje tipo *swell* proveniente del hemisferio sur por la ubicación de latitudinal de esta boya.

En el punto P4 se muestra una tendencia diferente, ya que debido a su posición al sur de la península, el oleaje remoto de altas latitudes no es capaz de llegar, por lo que el máximo de altura significativa y potencial de oleaje en verano (1.3 m y 10 kW/m en julio) es resultado del oleaje remoto que llega del hemisferio sur en esta temporada (invierno austral).

Las tendencias mensuales en P5 y P6 son similares con los valores más altos en diciembre y enero, mientras que los más bajos se presentan en junio. Del total de boyas virtuales, estas constituyen las de menor altura significativa y potencial de oleaje ( $< 1$  metro y  $< 5$  kW/m) debido a que el oleaje local en el Golfo de California no es lo suficientemente energético como el tipo *swell* del Pacífico.

## 4.4. CLIMATOLOGÍA MENSUAL

Con el fin de caracterizar las áreas donde no se tienen mediciones en este trabajo, se realizaron mapas del área de estudio, la península de Baja California, donde se presenta una climatología mensual de las variables analizadas en este trabajo y sus potenciales (Fig. 4.19–4.21) utilizando 41 años disponibles en el reanálisis ERA5 (1979–2020).

### 4.4.1. Magnitud del viento y potencial eólico

En la figura 4.19 se presenta la climatología promedio mensual de magnitud del viento (m/s, arriba) y potencial eólico ( $W/m^2$ , abajo) de ERA5. Por el lado del Pacífico, las zonas costeras experimentan un viento predominante del noroeste y un aumento de la magnitud del viento a partir de marzo, siendo abril y mayo los meses con mayor potencial eólico, resultado del fortalecimiento del Centro de Alta Presión del Pacífico Norte en esta temporada del año. Por la forma de la península, las zonas que más aprovechan este potencial son los “picos” que sobresalen de la costa: la punta centro-oeste de Baja California, la punta noroeste (cerca del límite con Baja California), la punta suroeste de Baja California Sur. En estos puntos el viento llega perpendicularmente, mientras que en el resto de la península pasa paralelo a sus líneas de costa. La magnitud del viento en estos puntos es de alrededor de 7 m/s, y el potencial eólico desde 350 a 400  $W/m^2$ . Considerando que ERA5 tiende a subestimar en general la velocidad del viento, el potencial eólico en estos sitios en la realidad podría llegar a ser cercano al doble.

En áreas sobre el mar cercanas a la costa, en abril y mayo el potencial eólico es mucho mayor, teniendo valores de magnitud cercanos a los 8–10 m/s y potencial eólico cercano a 700  $W/m^2$ . Como se puede ver en los mapas de la figura 4.19, estos valores son fáciles de identificar y se encuentran cercanos a las “puntas sobresalientes” discutidas anteriormente, por lo que también se vuelven zonas propicias para proyectos eólicos de tipo offshore (costa fuera).

En la costa este de la península la dirección del viento es variable durante el año. En meses invernales el reanálisis identifica viento intenso proveniente del noreste sobre el Golfo de California. Esta dirección predominante es resultado del debilitamiento del anticiclón del Pacífico Norte, que al ser desplazado hacia el sur gracias al dominio del ciclón Aleutiano en invierno, tiende a ubicarse al oeste de la península de Baja California en esta temporada. El viento sinóptico sobre las costas del Pacífico es por tanto débil y más intenso sobre el Golfo de California. Pese a que ERA5 no identifica claramente zonas con alto potencial eólico como ocurre en el Pacífico, se observan valores alrededor de 300–350  $W/m^2$  sobre las costas noreste (extremo norte del Golfo) y sureste de Baja California y parte del centro de la costa de Baja California Sur. Durante el verano se observa un cambio en la dirección del viento, y para julio y agosto se tiene un viento proveniente del sur y sureste resultado del Monzón de Norteamérica. El monzón es resultado del gradiente entre el centro de baja presión que se posiciona sobre la Sierra Madre Occidental y una alta presión que se encuentra sobre el Pacífico subtropical. Estos vientos estivales llevan la humedad de aguas cálidas de latitudes más bajas hacia la costa este de la península, y a pesar de que son vientos relativamente débiles (4 a 5 m/s, 100 a 150  $W/m^2$ , aprox.) ERA5 logra identificar la rotación de vientos de esta circulación monzónica.

Sobre continente los reanálisis identifican magnitudes que no rebasan los 5 a 6 m/s, por lo que no logra representar el campo de vientos sobre las zonas montañosas que recorren de norte a sur la península de Baja California. Estas elevaciones tienen gran potencial del viento según los datos de recursos eólicos de NREL<sup>4</sup>, ya que el viento proveniente

<sup>4</sup><https://www.nrel.gov/gis/wind.html>. Consultado en octubre de 2020.

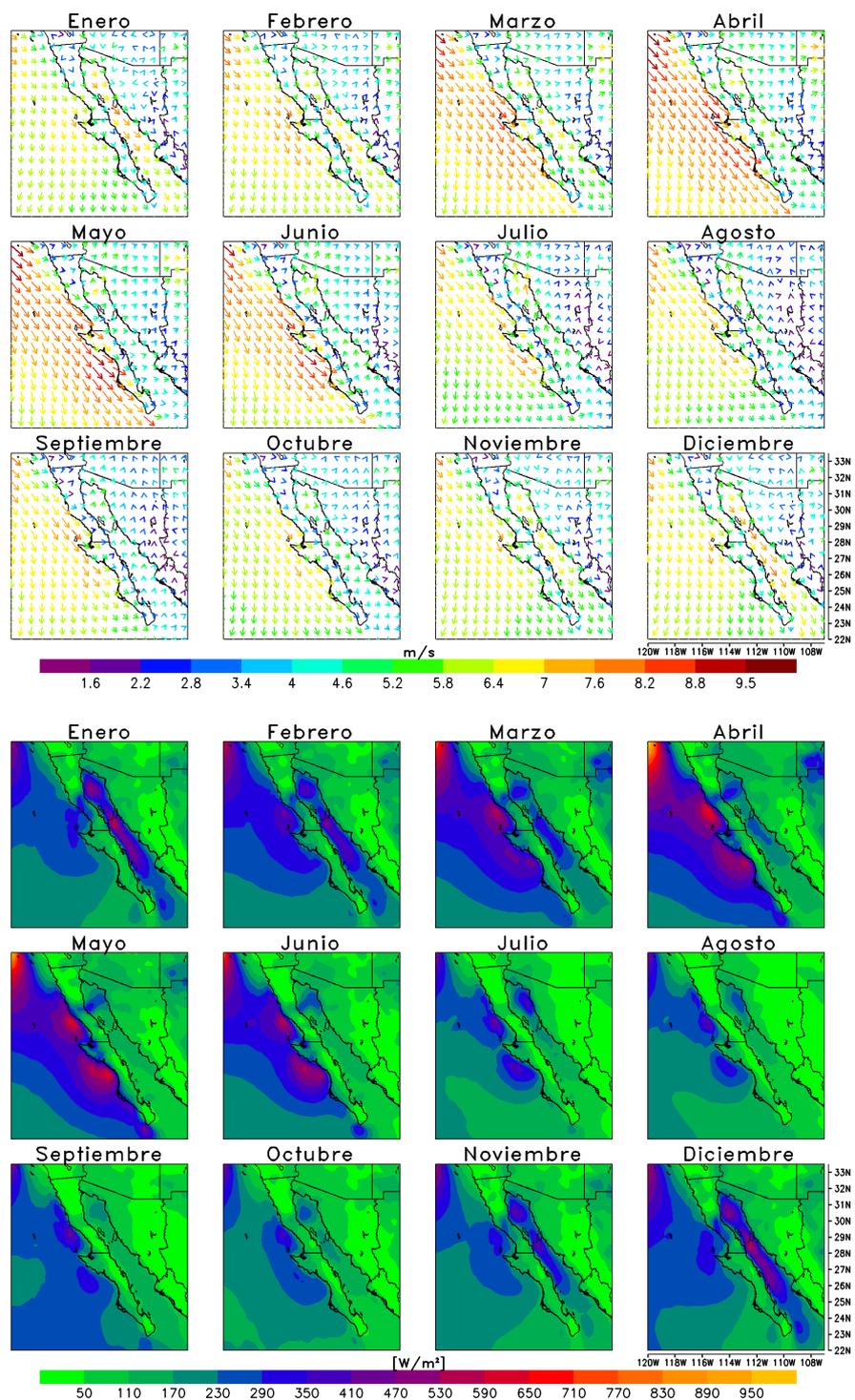
del sistema de alta presión del Pacífico Norte interactúa con la orografía compleja de la península acelerando el viento a gran intensidad, además de los contrastes térmicos entre las aguas frías del Pacífico y las más cálidas del Golfo de California. La única zona sobre tierra donde ERA5 identifica un aumento en la velocidad del viento es en el centro de Baja California (más evidente en los mapas de potencial eólico), posiblemente debido a que es la área relativamente extensa de llanuras y es más fácil para el reanálisis caracterizar el viento sobre terrenos sin pendientes pronunciadas.

#### 4.4.2. Irradiancia solar y potencial solar fotovoltaico

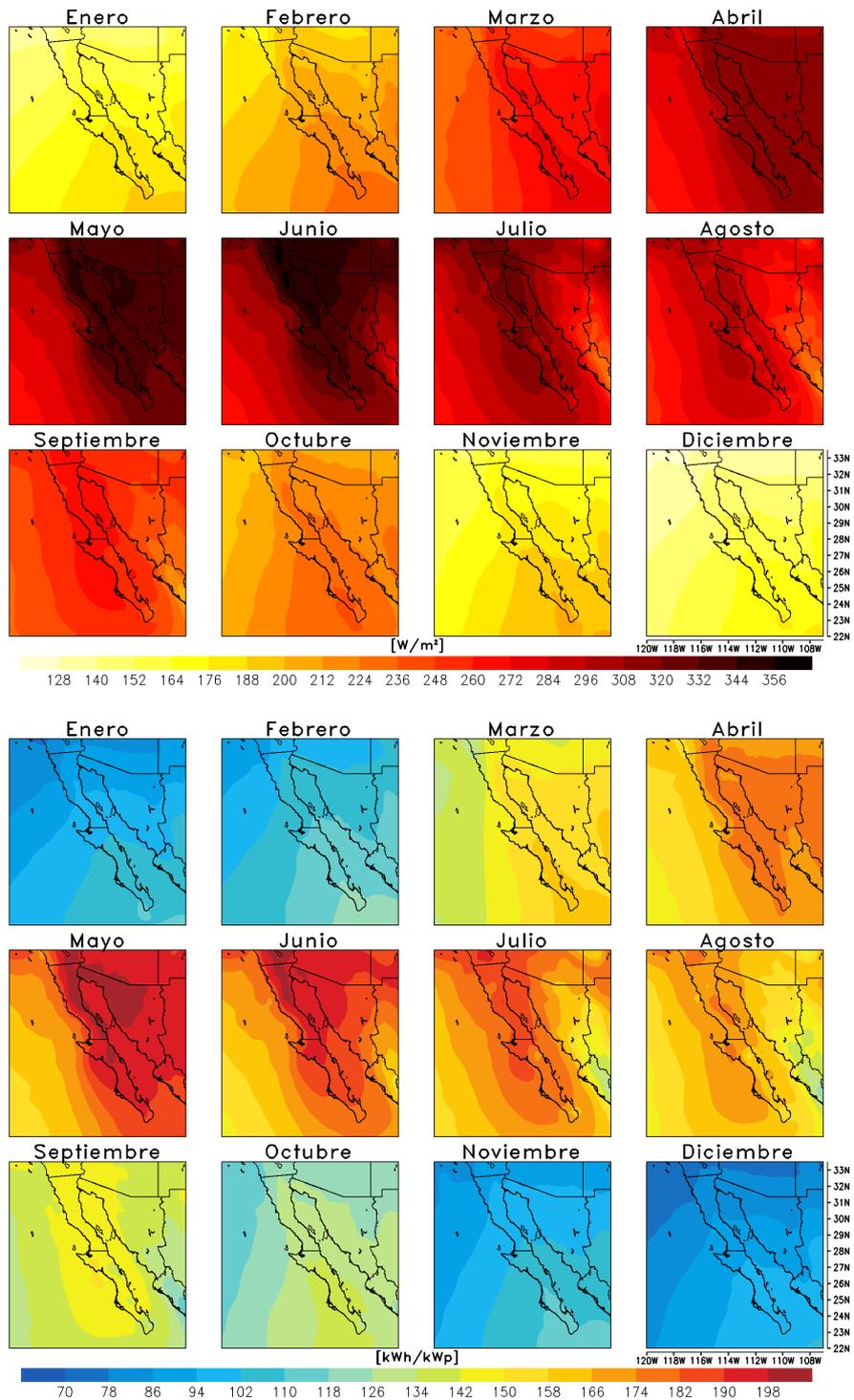
La climatología mensual de la irradiancia solar horizontal ( $\text{W}/\text{m}^2$ , arriba) y potencial solar fotovoltaico ( $\text{kWh}/\text{kW}_p$ , abajo) de la península de Baja California se muestra en la figura 4.20. Se observa que radiación solar aumenta conforme pasan los meses del año, presentando los valores más altos en los meses de mayo y junio, con valores desde 330–360  $\text{W}/\text{m}^2$  de irradiancia y 190–200  $\text{kWh}/$  de potencial fotovoltaico.

Los reanálisis muestran que los valores en algunas partes de Baja California son ligeramente mayores que en Baja California Sur en verano, debido probablemente a la entrada de huracanes y tormentas tropicales que llegan con mayor frecuencia a Baja California Sur. Asimismo, de julio–septiembre se observa una disminución de la irradiancia y potencial fotovoltaico en la zona de la Sierra Madre Occidental que se alcanza a visualizar en el área de estudio (norte de Sinaloa, sur de Sonora y una parte del suroeste de Chihuahua). Esta disminución es resultado de la precipitación propia de verano, producto de acarreo de humedad por el Monzón Mexicano (Badan-Dangon *et al.*, 1991). En consecuencia, por su cercanía al área monzónica, la irradiancia solar horizontal en la parte este y sur de Baja California Sur son ligeramente afectadas por las nubosidades y esporádicas precipitaciones. Lo anterior se comprueba en las climatologías de nubosidad y precipitación total de la figura B.18, donde se observa que en meses de verano la nubosidad permanece en valores mínimos (0–0.3) y así también la precipitación (0–1.2 mm), mientras que en meses monzónicos de julio a septiembre se presenta un ligero aumento en la nubosidad (0.4–0.5) y precipitación (5 mm) en algunas partes del este de Baja California Sur.

En meses de otoño e invierno (enero - febrero y de octubre–diciembre) los valores de irradiancia solar horizontal oscilan entre 130–240  $\text{W}/\text{m}^2$ , y entre 70 y 130  $\text{kWh}/\text{kW}_p$  de potencial solar fotovoltaico, teniendo en diciembre los valores más bajos de todo el año a consecuencia del ángulo de incidencia de los rayos solares a esta latitud que es mayor en invierno. Es por ello que se observa en la figura 4.20 que la incidencia de la radiación solar va disminuyendo latitudinalmente hacia el norte a lo largo de la península, teniendo los valores más bajos de potencial solar fotovoltaico en el norte de Baja California y los mayores en el centro y sur de Baja California Sur. Además, existe mayor entrada de sistemas frontales y polares provenientes de latitudes medias causando nublados y lluvias derivadas de tormentas invernales. Esto es respaldado por la climatologías de nubosidad y precipitación (B.18), donde se observa que la nubosidad se encuentra entre los valores de 0.4 y 0.5, y la precipitación total entre 1.2 y 3.5 mm.



**Figura 4.19** Climatología 1979 – 2019 de la magnitud y dirección del viento a 100 metros de altura (arriba) y potencial eólico a 100 metros (abajo), ambas de acuerdo a los reanálisis ERA5.



**Figura 4.20** Climatología 1979 – 2019 de la irradiación solar horizontal (arriba) y potencial solar fotovoltaico (abajo), ambas de acuerdo a los reanálisis ERA5.

### 4.4.3. Altura significativa y potencial de oleaje

De acuerdo a la climatología de la figura 4.21, donde se presentan la altura significativa (m, arriba) y potencial de oleaje (kW/m, abajo), el oleaje de mayor energía se encuentra del lado de las costas del Pacífico, con valores promedio mensuales cercanos a los 2.5 metros en meses de invierno (enero–marzo y diciembre), y potenciales de oleaje de 28–30 kW/m. Estos valores se presentan en las zonas cercanas a la costa este de Baja California y la parte noroeste de Baja California Sur y conforme se desciende en latitud se muestran potenciales más bajos. Esto es porque el descenso de los valores promedio está relacionado con la salida de la costa, y esto a su vez al aumento en la batimetría. En la figura 3.1 donde se muestra el área de estudio con topografía y batimetría, el color negro entre las profundidades más someras corresponde al valor de 200 metros de profundidad, por lo que delimita la plataforma continental de la península. Como se observa, desde la costa noroeste hasta costa oeste de Baja California y en la “punta” noroeste de Baja California Sur, la plataforma continental es más estrecha que en el resto de la costa. En consecuencia, la altura significativa y la potencia de oleaje tienen valores más altos en esas zonas, donde la plataforma continental es más pronunciada.

En meses de verano se presentan los valores de potencial de oleaje más bajos del año. La altura significativa se reduce hasta alcanzar valores en las costas del Pacífico de junio a septiembre de alrededor de 1–1.5 metros y 10 kW/m de altura significativa y potencial de oleaje, respectivamente.

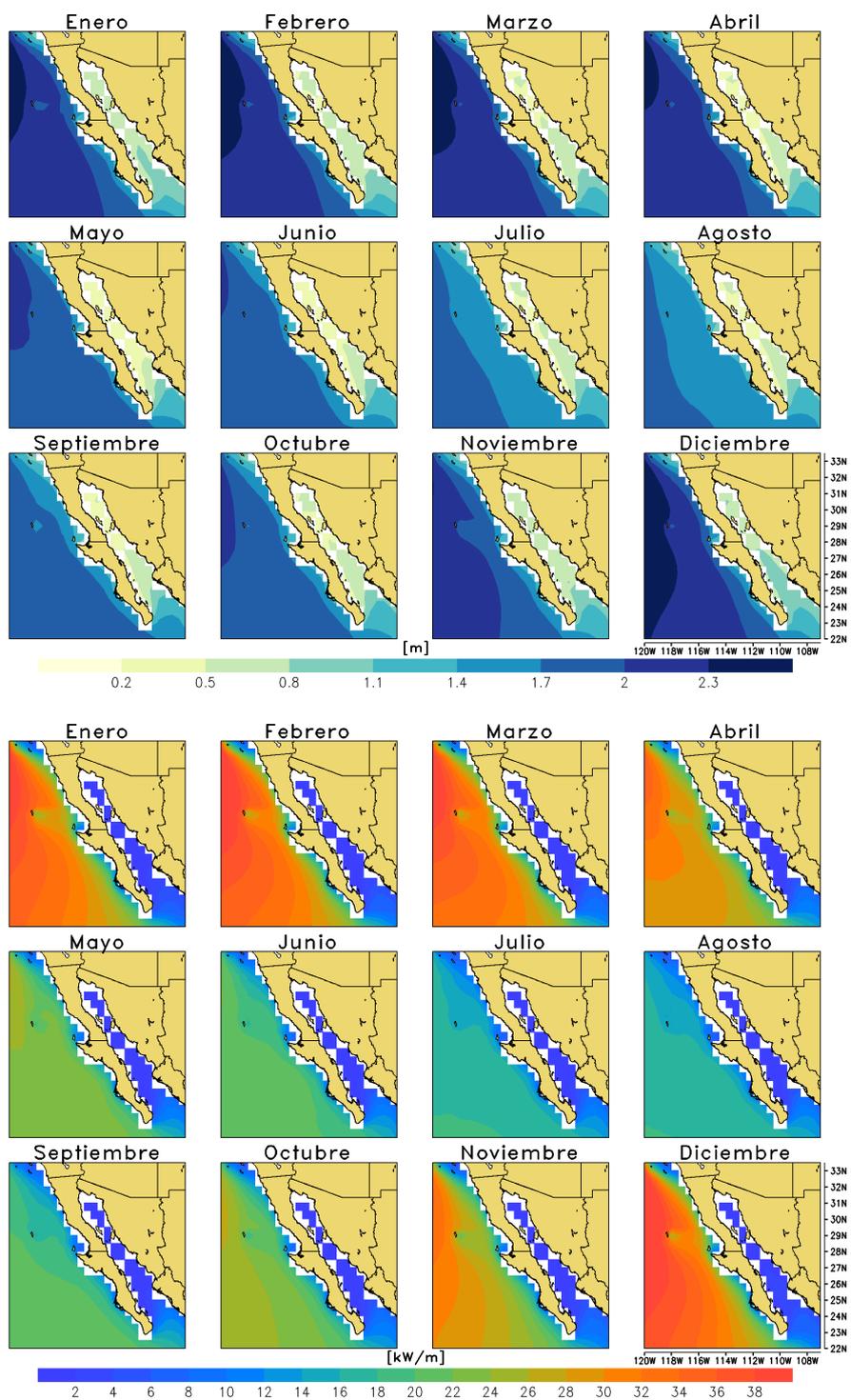
En las costas del Golfo de California, se observa un oleaje con valores menores a 0.8 metros de altura significativa y menores a 8 kW/m de potencial de oleaje, por lo que el potencial energético es muy reducido. Estos valores tienden a aumentar ligeramente ( $\sim 1$  m) en las costas del este de Baja California Sur en enero y diciembre.

## 4.5. FENÓMENO ENSO

Por último, en la figura 4.22 se presentan los compuestos estacionales de los potenciales eólico, solar y de oleaje analizados en este trabajo bajo la influencia del patrón climático ENSO (El Niño-Oscilación del Sur).

En cuanto al potencial eólico, en años La Niña hay un aumento con respecto a años neutro en todas las estaciones del año, que se identifica en mayor parte en las costas del Pacífico y del Golfo de California. De igual manera, se identifican potenciales mayores en años El Niño que en años neutrales.

El cambio más evidente se presenta en la temporada invernal que incluye los meses de diciembre, enero y febrero (DEF) de eventos El Niño, ya que en las costas del Pacífico se observan potenciales cercanos a los 400 W/m<sup>2</sup>, mientras que en años neutrales las potencias disminuyen a  $\sim 230$  W/m<sup>2</sup>. Este aumento en el potencial eólico puede deberse a que en años El Niño el centro de Baja Presión de las Aleutianas se ve reforzado durante

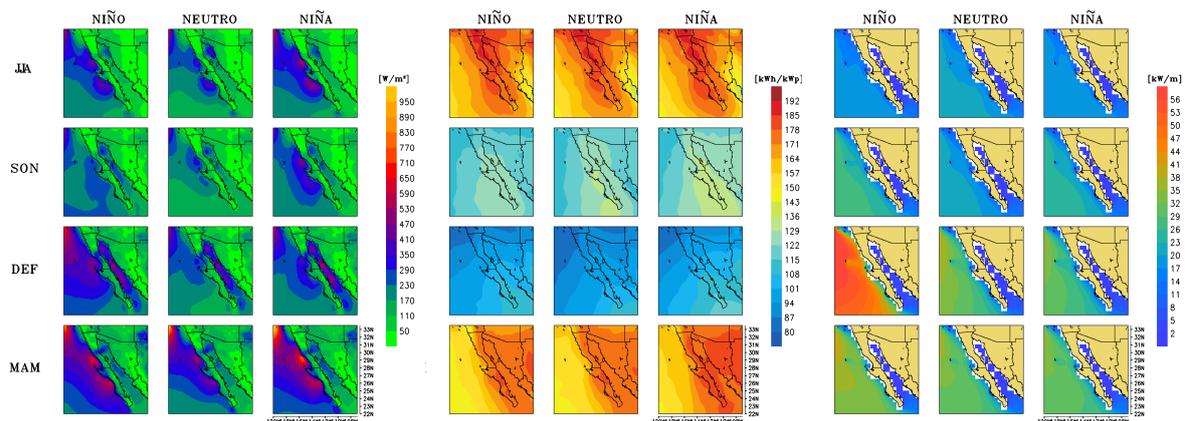


**Figura 4.21** Climatología 1979 – 2019 de la altura significativa (arriba) y potencial de oleaje (abajo), ambas de acuerdo a los reanálisis ERA5.

el invierno y principios de la primavera (Badan-Dangon *et al.*, 1991), incrementando el gradiente existente con el anticiclón del Pacífico Norte, lo que resulta en un incremento de la velocidad del viento que llega a la península.

Por otro lado, se esperaría que los efectos de El Niño/Oscilación del Sur en la radiación solar fueran más evidentes que en el potencial eólico, ya que en general los eventos de El Niño se asocian a una anomalía anual positiva de la precipitación, mientras que los años de La Niña se asocian a anomalías negativas. Lo anterior es debido a que la corriente en chorro de latitudes medias se desplaza hacia el sur en años El Niño, provocando una mayor incidencia de frentes fríos y lluvias en las zonas norte y centro de México (Magaña *et al.*, 2003). Lo opuesto (no necesariamente) ocurre en años La Niña.

Dicho lo anterior, en verano (JJA) las condiciones se observan prácticamente iguales bajo las tres condiciones. A partir del otoño (SON) e invierno (DEF) empieza a notarse cambios en el potencial, presentándose una ligera disminución del potencial fotovoltaico en años El Niño y un aumento en años La Niña con respecto a años neutro. En primavera (MAM), los efectos de La Niña son los más notables, ya que el aumento en el potencial fotovoltaico es en la mayoría de la península, mientras que en primavera de El Niño no se presentan cambios significativos.



**Figura 4.22** Compuestos estacionales de potencial eólico, potencial solar fotovoltaico y potencial de oleaje en condiciones del fenómeno de El Niño, La Niña y neutro.

Por último, se analizaron las condiciones estacionales del potencial de oleaje en áreas cercanas a las costas de la península de Baja California bajo la influencia del ENSO en comparación con años neutrales. Se observa que el potencial de oleaje es considerablemente mayor en años El Niño que en años normales durante el invierno, llegando a tener valores de hasta 50 kW/m en comparación con años neutro que cuentan valores menores a 30 kW/m. Al igual que en el potencial eólico, este incremento puede ser causado por el aumento en la profundidad de Centro de Baja Presión Aleutiano, el cual tiende a extenderse hacia el este, lo que trae consigo un aumento en la frecuencia de las tormentas típicas de la época invernal y un aumento de la altura significativa (Wang y Swail, 2001; Allan y Komar, 2000). En verano los cambios bajo las condiciones de El Niño con respecto a las neutrales son prácticamente inexistentes, así como en las costas del Golfo de California.

## CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES

---

Este trabajo tuvo como principal objetivo caracterizar los recursos eólico, solar fotovoltaico y de oleaje para la península de Baja California a partir de la evaluación de datos del reanálisis ERA5. La evaluación se realizó a partir de un análisis estadístico, ciclo diurno, medias mensuales y rosas de viento y oleaje.

En general, el recurso que mejor representaron los reanálisis fue el solar fotovoltaico, ya que la irradiancia solar horizontal que llega a la superficie es fácil de caracterizar. Sin embargo, tiende a sobreestimar esta variable en los máximos, los cuales se presentaron en mayo y junio en la mayor parte de la península con promedios de entre 300 y 350 W/m<sup>2</sup> y de potencial solar fotovoltaico de alrededor de 200 kWh/kW<sub>p</sub> (de los valores más altos en la república mexicana). De manera diurna en las horas pico de insolación, entre las 12 y 13 horas del día, la radiación solar alcanza los 1000 W/m<sup>2</sup>. Este valor diario coincide con la condición estándar de prueba de rendimiento de salida propio de un panel solar típico, condición más importante utilizada por la mayoría de fabricantes y organismos de prueba fotovoltaicos.

De acuerdo a lo anterior, las condiciones para la energía solar parecen excelentes para el emplazamiento de celdas fotovoltaicas, sin embargo, aunque no se presentaron grandes diferencias entre Baja California y Baja California Sur en este recurso, existen particularidades que diferenciaron a los dos estados de la península. En invierno se presentó una disminución de la irradiancia que tuvo mayor influencia en Baja California que en Baja California Sur, y de manera contraria, la interacción de ciclones tropicales en el Pacífico y la presencia del Monzón de Norteamérica (ambos en verano) aumentaron los valores de nubosidad y precipitaciones en Baja California Sur. Pese a lo anterior, el descenso de radiación solar no fue lo suficientemente significativo para afectar el potencial fotovoltaico en verano, y en general los efectos de la nubosidad y precipitaciones en invierno en la península son menores en comparación a otras partes de México.

El segundo recurso que tuvo mejores resultados fue el de oleaje. Pese a que el reanálisis sobreestima la altura significativa en todos los meses, las diferencias no son exorbitantes, siguió la mayoría de las tendencias mensuales de la altura y el potencial de oleaje correctamente, la dirección media del oleaje en general fue bien representada (sobre todo en verano) e identificó la procedencia del oleaje tipo *swell* que llega a las costas del Pacífico y el oleaje local que se presenta en el Golfo de California. Con esto, se identificó que los valores más altos de altura significativa, ~1.5–2 metros, y potencial de oleaje, ~18–26 kW/m, se encuentran de enero a marzo, correspondiente a la época invernal. De manera horaria mensual, no presentó una variación diurna marcada en ningún mes, lo cual resulta beneficioso en cuestión de aprovechamiento energético, ya que se mantienen ciertos valores durante todo el día.

Los resultados de las boyas virtuales y de la climatología del potencial de oleaje de ERA5 mostraron que en zonas separadas de la costa, pero lo suficientemente cerca para el transporte, el potencial del oleaje es mayor, además, en el sur de la península durante el verano llega oleaje remoto del hemisferio sur a causa de tormentas propias del invierno austral (eventos de mar de fondo), aumentando ligeramente el potencial de oleaje en esa zona. Por parte del Golfo de California no se presentan potenciales importantes.

En cuanto al potencial eólico, ERA5 representó el campo de viento aceptablemente en algunas estaciones y deficientemente en otras. Las ubicadas en la costa del Pacífico tuvieron mejores resultados en cuanto a magnitud y dirección del viento que las del Golfo de California. Del lado del Pacífico, el viento del noroeste proveniente del sistema de Baja Presión del Pacífico Norte durante todo el año llega a las costas sin obstáculos a su paso. Aunque la magnitud del viento fue subestimada en la mayoría de las estaciones, el reanálisis siguió las tendencias medias mensuales, representó aceptablemente las variaciones diurnas y tuvo buenos resultados en la dirección del viento.

Del lado del Golfo de California, el reanálisis caracterizó de manera regular las tendencias mensuales promedio en algunas estaciones, pero no representó de manera correcta los ciclos diurnos mensuales ni los gradientes topográficos causados por la orografía cercana. En cuanto a la dirección del viento, identificó el viento proveniente del anticiclón del Pacífico Norte y el cambio en la dirección provocado por el Monzón de Norteamérica, pero omitió las direcciones por brisas.

Del total de estaciones analizadas, La Rumorosa (ubicada tierra dentro) es la que mayor potencial eólico presentó, pero debido a que se encuentra cercana a elevaciones de terreno mayores a 1300 metros, ERA5 subestimó considerablemente la velocidad del viento y eliminó la posibilidad de identificar áreas sin mediciones con alto potencial eólico en zonas con orografía compleja. Por lo tanto, las deficiencias del reanálisis para caracterizar el campo de viento se encuentran principalmente en suavizar las pendientes del terreno, problemas para representar fenómenos meteorológicos de mesoescala como las brisas, “vientos” de Santa Ana y de menor escala, así como posible sensibilidad a los cambios constantes en la dirección del viento. Otro factor que también podría estar interviniendo en los resultados es la extrapolación del viento a 100 metros de altura. La extrapolación de viento con la fórmula de ley de Potencia se estima tradicionalmente bajo condiciones atmosféricas neutras, por lo que la ausencia de un estudio de estabilidad atmosférica para conocer los regímenes de viento en el área de estudio pueden causar errores en las consideraciones.

A pesar de los errores del reanálisis, se encontró alto potencial eólico en varias estaciones. Sobre la costa del Pacífico, los meses de mayor potencial fueron abril y mayo, con valores de  $\sim 10$  m/s de magnitud y  $\sim 700$  W/m<sup>2</sup> de potencial eólico en la estación con mejores resultados, Guerrero Negro. De acuerdo a la climatología de magnitud y potencial eólico de ERA5, las zonas costeras del Pacífico más energéticas se encuentran en las áreas de terreno con “puntas” sobresalientes, oeste de Baja California, noroeste (Guerrero Negro pertenece aquí) y suroeste de Baja California Sur. Sobre el mar cerca de la costa, el área donde el viento sopla antes de llegar a estos “puntas” de terreno tiene valores aún más

altos, de 8 – 10 m/s y alrededor de 700 W/m<sup>2</sup> de acuerdo al reanálisis, sin embargo, dado que tiende a subestimar la magnitud del viento es probable que en estas zonas sea cercano al doble. Lo anterior concluye que existe potencial para emplazamientos eólicos sobre ciertos puntos de la costa (onshore) y también fuera de ella pero cerca de la costa (offshore).

Sobre la costa del Golfo de California también se mostraron potenciales desde 400–600 W/m<sup>2</sup> en meses de invierno y primavera, así como mayor potencial en zonas sobre el mar del Golfo de California cerca de la costa. Dentro del continente la estación de mayor potencial eólico es La Rumorosa, donde en general ERA5 presentó buenos resultados debido a que los sistemas que actúan en ese punto son de escala sinóptica (anticiclón del Pacífico Norte y frentes fríos), pero como se comentó anteriormente, subestima significativamente la magnitud del viento. Sólo en datos observados, los valores más altos en promedios mensuales de magnitud y potencial eólico se presentaron durante el invierno (febrero) 9 m/s y casi 900 W/m<sup>2</sup>.

Los efectos del fenómeno de El Niño – Oscilación del Sur son en general reducidos en comparación con años neutrales. Aun con ello, se observó un aumento significativo del potencial eólico y potencial de oleaje en inviernos El Niño, debido posiblemente a que el ciclón de las Aleutianas se ve reforzado durante el invierno y principios de la primavera (más de lo normal), por ende el gradiente existente con el anticiclón del Pacífico Norte aumenta y con ello, el viento y oleaje que llega remotamente hacia las costas de la península.

Con base en las frecuencias absolutas diarias de los datos observados del total por estación, la península de Baja California cuenta en general con más de 200 días al año donde se superan los 3 m/s, valor mínimo para que los aerogeneradores empiecen a trabajar, y en estaciones con los valores más altos se tienen de 300 a 330 días al año. En cuanto radiación solar, el número de días donde la irradiancia solar horizontal supera los 200 W/m<sup>2</sup>, valor mínimo aceptable para un panel fotovoltaico, se encuentra entre 270–300 días al año. Por último, en nuestras latitudes se presenta un valor promedio de ~86 días al año (aproximadamente 3 meses) con una altura significativa de 1.5 metros. Con lo anterior se puede concluir que la energía derivada de los recursos eólico y solar es viable a lo largo de la península para la mayor parte del año a escala regional, para pequeñas comunidades y de manera individual, dependiendo del acceso al servicio. En cuanto a la energía del oleaje, con un total de 3 meses al año no se considera viable a nivel regional, sin embargo, se puede empezar a utilizar de manera individual para abastecer pequeños edificios, casas, o para cumplir funciones a microescala, como riego automático de un campo, almacén de energía de repuesto, etc.

Debido a que los diferentes recursos tienen sus valores más altos en diferentes temporadas, pueden complementarse con el objetivo de generar energía durante la mayor parte del año. Durante la primavera, el potencial eólico es mayor en las costas del Pacífico (costas y sobre el mar), también presenta valores altos en algunas partes de las costas del Golfo de California (como Loreto y Bahía de los Ángeles), el oleaje no es tan alto como en invierno pero aun cuenta con valores cercanos en abril y mayo, y el potencial solar empieza a tener

valores altos a partir de marzo, por lo que en esta temporada todos los recursos son viables para generar energía simultáneamente. En verano el único recurso que parece tener mayor influencia es el solar fotovoltaico, con los valores más altos del año. En otoño no existe recurso que tenga sus valores máximos en esos meses, sin embargo, representa un periodo de transición para lo que pudiera ser el mantenimiento de emplazamientos. Por último, en invierno el potencial eólico es mayor sobre el Golfo de California y por ende en parte de sus costas. Aquí entraría La Rumorosa, dado que tiene los mejores niveles de potencial eólico en febrero y posiblemente más zonas con terrenos complejos, en cuanto al oleaje, tiene sus valores máximos en esta temporada. Con base en lo anterior, existe la complementariedad entre los tres recursos a lo largo del año y se comprueba la hipótesis de este trabajo.

Por último, las ventajas que podría representar la península de Baja California con respecto a los otros estados con altos potenciales en la república mexicana se mencionan a continuación:

- Oaxaca: el tiempo de vida útil de los emplazamientos eólicos se acorta debido a que el potencial sobre la península de Baja California no es considerado “exorbitante” como en este estado, así se eliminan los eventos extremos y resulta conveniente para una generación energética eficiente.
- Tamaulipas y Veracruz: En verano es afectado por temporada de lluvias y ciclones tropicales que llegan directamente a sus costas, así como la incidencia constante de frentes fríos en invierno y primavera que da como resultado gran cantidad de lluvia y nublados, afectando los paneles fotovoltaicos. La frecuencia con lo que lo anterior sucede en la península de Baja California es mucho menor.
- Quintana Roo: sus costas y terreno propician el aumento del potencial eólico, sin embargo, las lluvias intensas de verano y la facilidad con que entran los huracanes a este estado disminuyen la vida útil de los emplazamientos eólicos y solares fotovoltaicos.
- Estados del norte de México: cuentan con excelentes valores de radiación solar, pero mayor incidencia de sistemas de latitudes medias, condición que no sucede con la misma frecuencia en la península de Baja California.
- Costas del Golfo de México: el oleaje de mayor energía es el tipo *swell*, del cual sólo llega a las costas del Pacífico y en mayor medida a los estados más al norte en latitud.

## Referencias

---

- (2008). *A Global Wave Energy Resource Assessment*, volumen All Days de *International Ocean and Polar Engineering Conference*. ISOPE-I-08-370.
- Abbes, M. y Belhadj, J. (2012). Wind resource estimation and wind park design in el-kef region, tunisia. *Energy*, 40(1):348–357.
- Acosta-Solis, G. (2020). Caracterización del oleaje en la isla de todos santos, baja california, durante el periodo 2010-2020. Tesis de licenciatura, Universidad Autónoma de Baja California.
- Adams, P. N., Inman, D. L., y Graham, N. E. (2008). Southern california deep-water wave climate: characterization and application to coastal processes. *Journal of Coastal Research*, 24(4 (244)):1022–1035.
- Ahmed, S. (2015). *Wind energy: theory and practice*. PHI Learning Pvt. Ltd.
- Allan, J. y Komar, P. (2000). Are ocean wave heights increasing in the eastern north pacific? *Eos, Transactions American Geophysical Union*, 81(47):561–567.
- Alonso Hauser, R. (2012). Evaluación del potencial undimotriz de Uruguay. pp. 1–276.
- Amada, J. M. (2001). *Curso de energía eólica*. Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
- Arshad, M. y O’Kelly, B. (2019). Global status of wind power generation: theory, practice, and challenges. *International Journal of Green Energy*, 16(14):1073–1090.
- ASOLMEX (2018). La asociación mexicana de energía solar. <https://asolmex.org/>.
- Badan-Dangon, A., Dorman, C. E., Merrifield, M. A., y Winant, C. D. (1991). The lower atmosphere over the Gulf of California. *Journal of Geophysical Research*, 96(C9).
- Brancucci, C., Bracho, R., Brinkman, G., y Hodge, B.-M. (2018). Baja california sur renewable integration study. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- Brooke, J. (2003). *Wave energy conversion*. Elsevier.
- Collins, J., Parkes, J., y Tindal, A. (2009). Short term forecasting for utility-scale wind farms—the power model challenge. *Wind Engineering*, 33(3):247–257.
- CONABIO (2017). Comisión Nacional para el conocimiento y uso de la Biodiversidad. <https://www.gob.mx/conabio>.
- CRE (2018). Comisión reguladora de energía. tabla de permisos de generación e importación de energía eléctrica administrados al 30 de abril de 2018. <http://www.cre.gob.mx>.

- Creutzig, F., Agoston, P., Goldschmidt, J. C., Luderer, G., Nemet, G., y Pietzcker, R. C. (2017). The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change. *Nature Energy*, 2(9):1–9.
- de León, A. M. D., Nava-Button, C., y Ocampo-Torres, F. (1989). Estadística del oleaje en la bahía de todos santos, bc de septiembre de 1986 a agosto de 1987. *Ciencias Marinas*, 15(3):1–20.
- Dee, Dick, y NCAR (2020). The climate data guide: Era5 atmospheric reanalysis. <https://climatedataguide.ucar.edu/climate-data/era5-atmospheric-reanalysis>.
- Esteban, M. D., López-Gutiérrez, J.-S., Negro, V., Laviña, M., y Muñoz-Sánchez, P. (2018). A new classification of wave energy converters used for selection of devices. *Journal of Coastal Research*, (85):1286–1290.
- Falnes, J. (2007). A review of wave-energy extraction. *Marine Structures*, 20(4):185–201.
- Farkas, Z. (2011). Considering air density in wind power production. *arXiv preprint arXiv:1103.2198*.
- Farooq, M. K. y Kumar, S. (2013). An assessment of renewable energy potential for electricity generation in pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20:240–254.
- Felix, A., Mendoza, E., Chávez, V., Silva, R., y Rivillas-Ospina, G. (2018). Wave and wind energy potential including extreme events: A case study of mexico. *Journal of Coastal Research*, (85):1336–1340.
- García-Santiago, E. I. (2019). *Potencial de la energía undimotriz en costas mexicanas y usos potenciales*. Tesis doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Goda, Y. (2010). *Random seas and design of maritime structures*, volumen 33. World Scientific Publishing Company.
- Goetzberger, A., Hebling, C., y Schock, H.-W. (2003). Photovoltaic materials, history, status and outlook. *Materials Science and Engineering: R: Reports*, 40(1):1–46.
- Gross, M. S. y Magar, V. (2015). Offshore wind energy potential estimation using UPS-CALE climate data. *Energy Science and Engineering*, 3(4):342–359.
- Hasselmann, K. F., Barnett, T. P., Bouws, E., Carlson, H., Cartwright, D. E., Eake, K., Euring, J., Gicnapp, A., Hasselmann, D., y Kruseman, P. (1973). Measurements of wind-wave growth and swell decay during the joint north sea wave project (jonswap). *Ergaenzungsheft zur Deutschen Hydrographischen Zeitschrift, Reihe A*.
- Holthuijsen, L. H. (2007). *Waves in Oceanic and Coastal Waters*. Cambridge University Press.
- Holton, J. (2016). *The dynamic meteorology of the stratosphere and mesosphere*, volumen 15. Springer.
- Hsu, S. A., Meindl, E. A., y Gilhousen, D. B. (1994). Determining the power-law wind-profile exponent undernear-neutral stability conditions at sea. *Journal of Applied Meteorology*, (33):757–765.

- Huyer, A. (1983). Coastal upwelling in the california current system. *Progress in oceanography*, 12(3):259–284.
- Ibañez, P. (2008). Energías de las olas: Situación y futuro. En *Simposio Internacional: Energía y Sostenibilidad. Robotiker-TECNALIA*.
- ICEX (2020). Instituto de comercio exterior (ICEX) españa exportación e inversiones, 2018. energías renovables en méxico. <https://www.icex.es/icex/es/navegacion-principal/todos-nuestros-servicios/informacion-de-mercados/estudios-de-mercados-y-otros-documentos-de-comercio-exterior/DOC2020856059.html>.
- INAFED (2016). Enciclopedia de los municipios y delegaciones de méxico. <http://www.inafed.gob.mx/work/enciclopedia/EMM03bajacaliforniasur/mediofisico.html>.
- INEGI (2003). Anuario estadístico de los estados unidos mexicanos. <https://www.icex.es/icex/es/navegacion-principal/todos-nuestros-servicios/informacion-de-mercados/estudios-de-mercados-y-otros-documentos-de-comercio-exterior/DOC2020856059.html>.
- IPCC (2017). Intergovernmental panel on climate change. *Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- IRENA (2019). Renewable capacity statistics 2019. *International renewable energy agency (IRENA), Abu Dhabi*.
- Jaramillo, O. A., Saldana, R., y Miranda, U. (2004). Wind power potential of Baja California Sur, México. *Renewable Energy*, 29(13):2087–2100.
- Justus, C. y Mikhail, A. (1976). Height variation of wind speed and wind distributions statistics. *Geophysical Research Letters*, 3(5):261–264.
- Laing, A. y Evans, J. (2011). Introduction to tropical meteorology. *Educational material from The COMET Program*.
- Lledó, L., Lead, T., y Dubois, J. (2013). A study of wind speed variability using global reanalysis data. *Technical report from AWS Truepower*, p. 11.
- LTE (2015). Ley de transición energética. <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>.
- Magaña, V. O., Vázquez, J. L., Pérez, J. L., y Pérez, J. B. (2003). Impact of el niño on precipitation in mexico. *Geofísica internacional*, 42(3):313–330.
- Martinez-Diaz-De-Leon, A. (2004). Spatial variability of wave data from todos santos bay, baja california, mexico. *Journal of Coastal Research*, 20(4 (204)):1231–1236.
- Mirzaei, A., Tangang, F., y Juneng, L. (2014). Wave energy potential along the east coast of Peninsular Malaysia. *Energy*, 68(April):722–734.
- Mundo-Hernández, J., De Celis Alonso, B., Hernández-Álvarez, J., y De Celis-Carrillo, B. (2014). An overview of solar photovoltaic energy in Mexico and Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31:639–649.

- Munk, W. (1950). Origin and generation of waves—proceedings first conference coastal engineering. *Long Beach, California, United States of America*.
- Olauson, J. (2018). ERA5: The new champion of wind power modelling? *Renewable Energy*, 126(September 2017):322–331.
- Parida, B., Iniyar, S., y Goic, R. (2011). A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(3):1625–1636.
- Perea-Moreno, A. J. y Hernandez-Escobedo, Q. (2016). Solar resource for urban communities in the Baja California Peninsula, Mexico. *Energies*, 9(11).
- Pereyra-Castro, K., Caetano, E., Martínez-Alvarado, O., y Quintanilla-Montoya, A. L. (2020). Wind and wind power ramp variability over northern Mexico. *Atmosphere*, 11(12).
- Piasecki, A., Jurasz, J., y Kies, A. (2019). Measurements and reanalysis data on wind speed and solar irradiation from energy generation perspectives at several locations in Poland. *SN Applied Sciences*, 1(8):1–8.
- Pryor, S. y Barthelmie, R. (2010). Climate change impacts on wind energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1):430–437.
- Právělie, R., Patriche, C., y Bandoc, G. (2019). Spatial assessment of solar energy potential at global scale. A geographical approach. *Journal of Cleaner Production*, 209:692–721.
- Reynaga, R., Montero, G., Octavio, L., Marlene, Z., Alejandro, L., y Elia, L. (2015). Análisis de las variables meteorológicas en la caracterización del recurso eólico. *XXXIX Semana Nacional de Energía Solar, del 5 al 9 de octubre, Campeche, México*.
- Ruggiero, P., Komar, P. D., y Allan, J. C. (2010). Increasing wave heights and extreme value projections: The wave climate of the US Pacific Northwest. *Coastal Engineering*, 57(5):539–552.
- Sampaio, P. G. V. y González, M. O. A. (2017). Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74(June 2016):590–601.
- Sanchez, A., Martínez, D., de la Luz Santos, R., Ortega, J., y Sánchez, P. (2017). *Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar*, volumen 1.
- Sandberg, A. B., Klementsén, E., Müller, G., de Andrés, A., y Maillet, J. (2016). Critical factors influencing viability of wave energy converters in off-grid luxury resorts and small utilities. *Sustainability (Switzerland)*, 8(12):1–22.
- SENER (2018a). Prospectiva de energía renovables 2018–2032. <https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico>.
- SENER (2018b). Secretaría de energía. <https://www.gob.mx/sener/articulos/mexico-es-uno-de-los-diez-paises-con-mayor-inversion-en-energias-limpias-en-todo-el-planeta-pjc-183775?idiom=es>.

- SENER (2019). Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2019-2023. <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>.
- Sianturi, Y., Marjuki, y Sartika, K. (2020). Evaluation of ERA5 and MERRA2 reanalyses to estimate solar irradiance using ground observations over Indonesia region. *AIP Conference Proceedings*, 2223(April).
- Strub, P. T. y James, C. (2002). Altimeter-derived surface circulation in the large-scale Pacific gyres.: Part 1. seasonal variability. *Progress in Oceanography*, 53(2-4):163–183.
- Tahir, Z. U. R., Azhar, M., Mumtaz, M., Asim, M., Moeenuddin, G., Sharif, H., y Hassan, S. (2020). Evaluation of the reanalysis surface solar radiation from NCEP, ECMWF, NASA, and JMA using surface observations for Balochistan, Pakistan. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 12(2).
- Tejeda Martínez, A. y Gómez-Azpeitia, G. (2015). *Prontuario Solar de México*.
- Tong, W. (2010). *Wind power generation and wind turbine design*. WIT press.
- Trancik, J. E. (2014). Renewable energy: Back the renewables boom. *Nature News*, 507(7492):300.
- Ulazia, A., Sáenz, J., Ibarra-Berastegi, G., González-Rojí, S. J., y Carreno-Madinabeitia, S. (2019). Global estimations of wind energy potential considering seasonal air density changes. *Energy*, 187:115938.
- Wang, X. L. y Swail, V. R. (2001). Changes of extreme wave heights in northern hemisphere oceans and related atmospheric circulation regimes. *Journal of Climate*, 14(10):2204–2221.
- WMO (1998). *Guide to wave analysis and forecasting*. Secretariat of the World Meteorological Organization.
- Zamora, M. y Lambert, A. (2011). Wind Energy Potential Study in San Quintín, Baja California. (September 2011).
- Zamora, M., Lambert, A., y Montero, G. (2014). Effect of some meteorological phenomena on the wind potential of Baja California. *Energy Procedia*, 57:1327–1336.
- Zamora, M., Lambert, A., Montero, G., Leyva, E., Lázaro, O., Reynaga, R., y Sandoval, C. (2015). Estudio y prospectiva del potencial eoloelectrico en baja california. *XXXIX Semana Nacional de Energía Solar, del 5 al 9 de octubre, Campeche, México*.
- Şahin, A. D. (2004). Progress and recent trends in wind energy. *Progress in Energy and Combustion Science*, 30(5):501–543.

## APÉNDICE A: RECURSO EOLICO

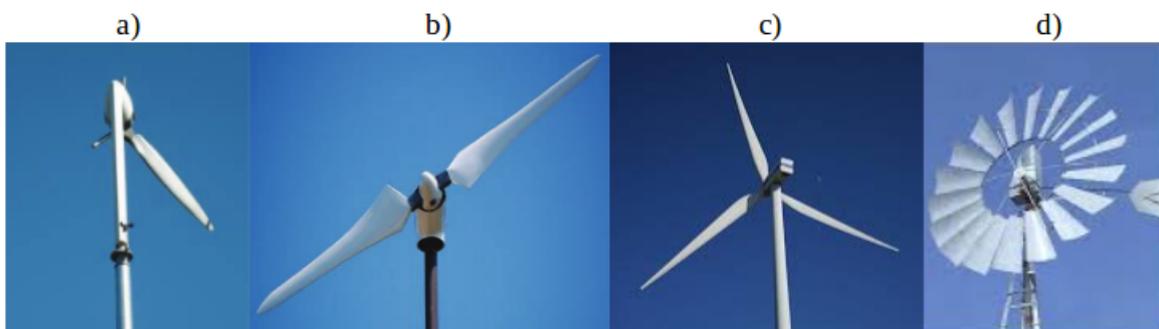
---

### CLASIFICACIÓN DE TURBINAS EÓLICAS POR TIPO DE EJE

#### Turbinas eólicas de eje horizontal

Este tipo de turbinas tiene su eje de rotación horizontal con respecto al suelo y casi paralelo a la corriente del viento. Las turbinas comerciales actuales se incluyen en esta categoría, siendo las más comunes las de tres palas. Funcionan según el principio de elevación. A medida que la corriente de viento interactúa con las palas del rotor, se genera una fuerza de elevación que hace que el rotor gire. La velocidad de rotación varía con las características de diseño y el tamaño del rotor.

El número de palas de rotor en este tipo de turbinas varía según la aplicación para la que se utilizan y los regímenes de viento en los que se espera que funcionen. Se pueden clasificar de acuerdo al número de palas (Fig. 2.3).

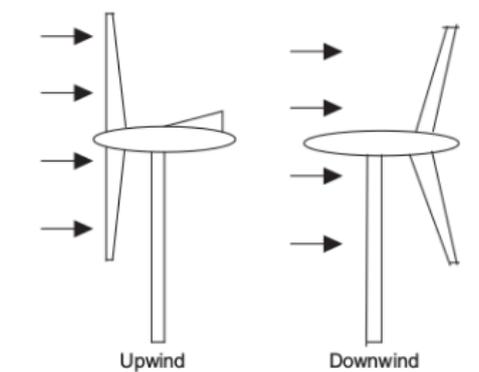


**Figura A.1** Turbinas eólicas de una pala (a), dos palas (b), tres palas y múltiples palas (d). Fuentes: (a) odt.co.nz, (b) industrycrane.com, (c) <https://pxhere.com>, (d) pengky.cn.

Los rotores de una sola pala tienen la ventaja de ser más baratos, debido al ahorro de materiales en palas. Además, como el área de la pala expuesta al flujo sería mínima para estos diseños, las pérdidas de arrastre en la superficie de la pala también serían menores. Sin embargo, no son muy populares debido a problemas de equilibrio y aceptabilidad visual. Los rotores de dos palas también tienen estos inconvenientes, pero en menor medida. La mayoría de las turbinas eólicas modernas empleadas para la generación de electricidad tienen rotores de tres palas. El patrón de carga de estos rotores es relativamente uniforme y visualmente más aceptable. También hay disponibles turbinas eólicas con más palas de rotor (por ejemplo 6, 8, 12, 18 o incluso más), que generalmente se utilizan para aplicaciones específicas como el bombeo de agua.

Asimismo, este tipo de turbinas pueden tener rotores de tipo “en contra” (upwind) o “a favor” (downwind) del viento (Fig. 2.4). Una turbina contra el viento tiene su rotor fijo

frente a la unidad, directamente frente a la corriente de viento entrante. Por el contrario, las turbinas a favor del viento tienen sus rotores colocados en la parte trasera, dejando primero la góndola orientada al viento.

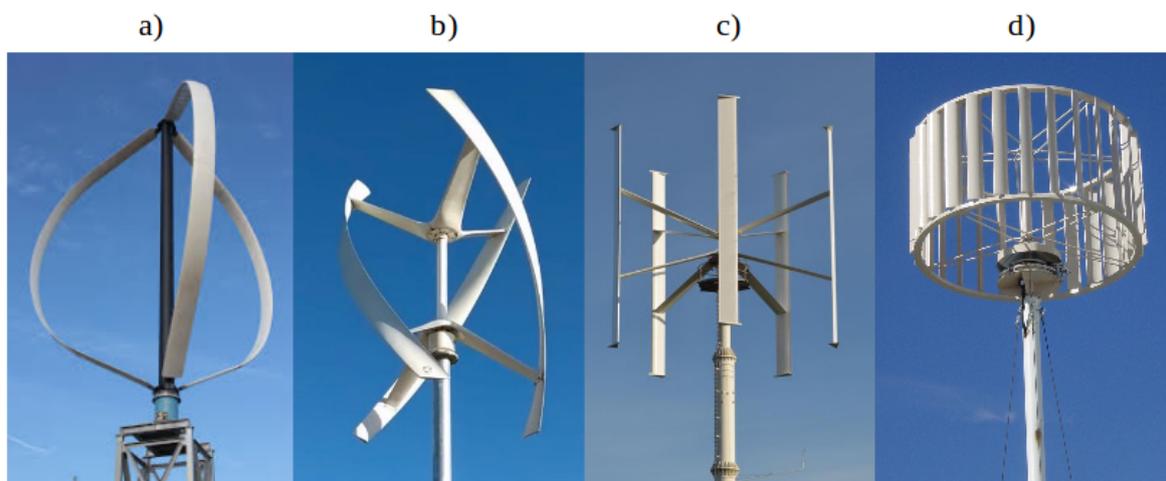


**Figura A.2** Turbinas upwind y downwind. Fuente: Mathew y Philip, 2012.

### Turbinas eólicas de eje vertical

Este tipo de turbinas tienen su eje de rotación vertical al suelo y casi perpendicular a la dirección del viento. Pueden recibir viento desde cualquier dirección, y el generador y la caja de cambios se pueden colocar cerca del nivel del suelo, por lo que suele ser más útiles en zonas urbanas y bajas donde la dirección del viento cambia con frecuencia y es menos predecible. También su mantenimiento es más fácil que con las turbinas de eje horizontal, ya que se realizan al nivel del suelo.

Existen muchas variantes de este tipo de turbinas, pero las más comunes se pueden resumir en: Darrieus y Savonius (Fig.2.5).



**Figura A.3** Turbinas eólicas de tipo Darrieus (a) y (b), y Savonius (c) y (d). Fuente: (a) arborwind.com, (b) [https://en.wikipedia.org/wiki/Vertical\\_axis\\_wind\\_turbine](https://en.wikipedia.org/wiki/Vertical_axis_wind_turbine), (c) <http://www.remnet.com>.

- Tipo Darrieus

En las turbinas Darrieus, comúnmente el rotor tiene aspas aerodinámicas montadas verticalmente en un eje central. Entre las desventajas se encuentran, que tienen un patrón de potencia cíclica que hace que el diseño sea más complicado, además, en general no arrancan automáticamente por lo que a veces se utilizan en combinación con turbinas Savonius. El mayor inconveniente de las turbinas Darrieus es la poca protección contra las altas velocidades del viento. El frenado mecánico es la única opción, aunque no es una solución completamente segura. A pesar de todas sus limitaciones técnicas, cabe señalar que son las únicas turbinas de eje vertical que se fabrican comercialmente.

- Tipo Savoius

Por otra parte, la turbina Savoius en su diseño original estaba hecha por dos palas semicilíndricas dispuestas en forma de "S", por lo que el lado convexo de un semicilindro y el lado cóncavo del otro se enfrentan al viento al mismo tiempo.

La principal ventaja de este tipo de turbinas es su simplicidad. Como no se requieren métodos sofisticados o habilidades técnicas para su fabricación, incluso se puede realizar en pequeños talleres locales. Esto lo hace atractivo para aplicaciones en países menos desarrollados. Por el contrario, su mayor desventaja se encuentra en la baja eficiencia. Además, debido a sus características estructurales, estos rotores se instalan en torres más cortas y, por lo tanto, no se pueden utilizar velocidades de viento más fuertes a alturas más altas.

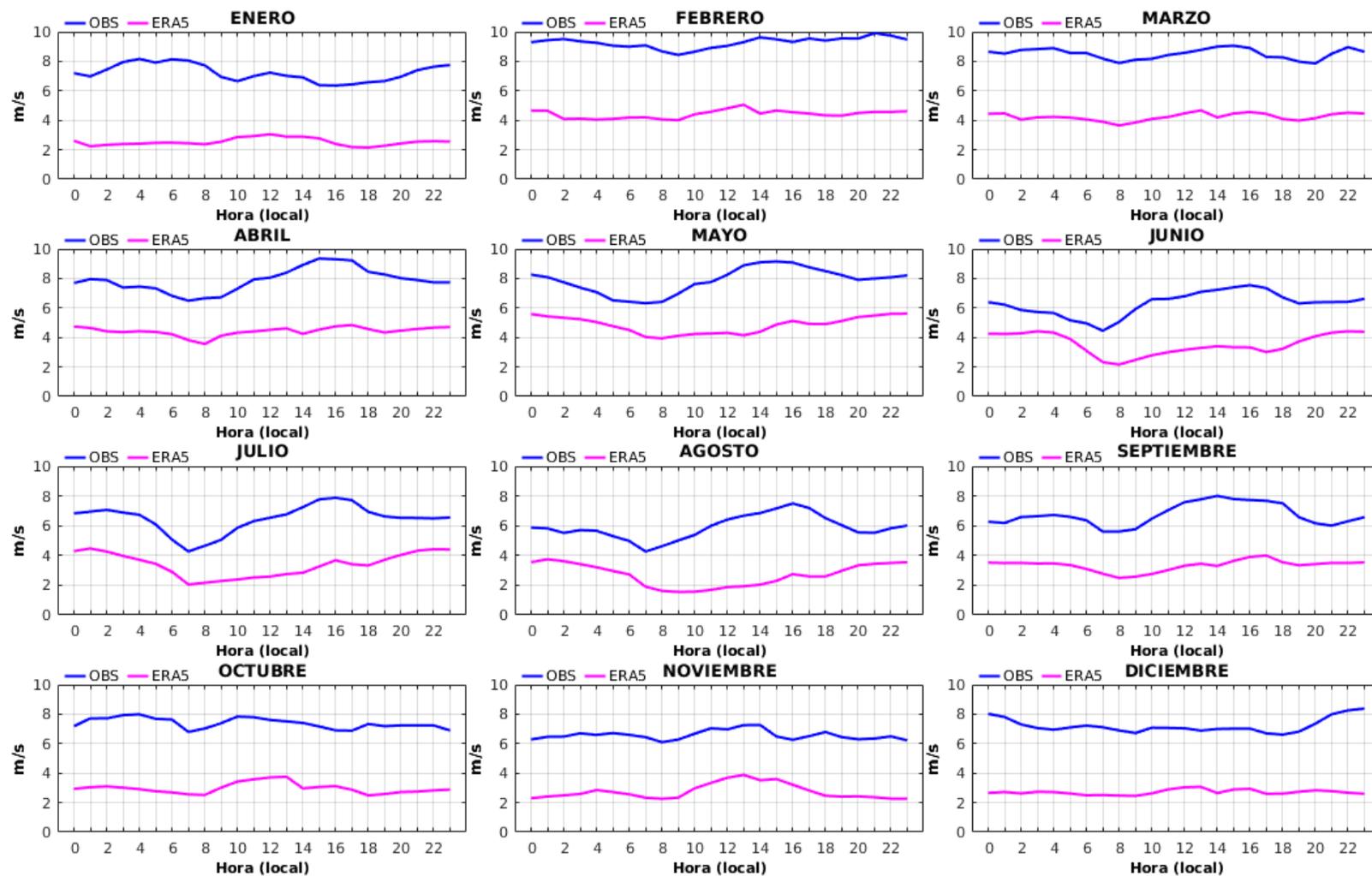
En México actualmente predominan en los parques eólicos conectados a la red los aerogeneradores de eje horizontal. Usualmente estos constan de una turbina eólica de tres palas con capacidad de operación a velocidad variable, caja de engranes multiplicadora de velocidad, generador eléctrico, convertidor electrónico de frecuencia de potencia parcial o total y un transformador para la conexión a la red eléctrica (SENER, 2017; ).

## PERMISOS DE GENERACIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

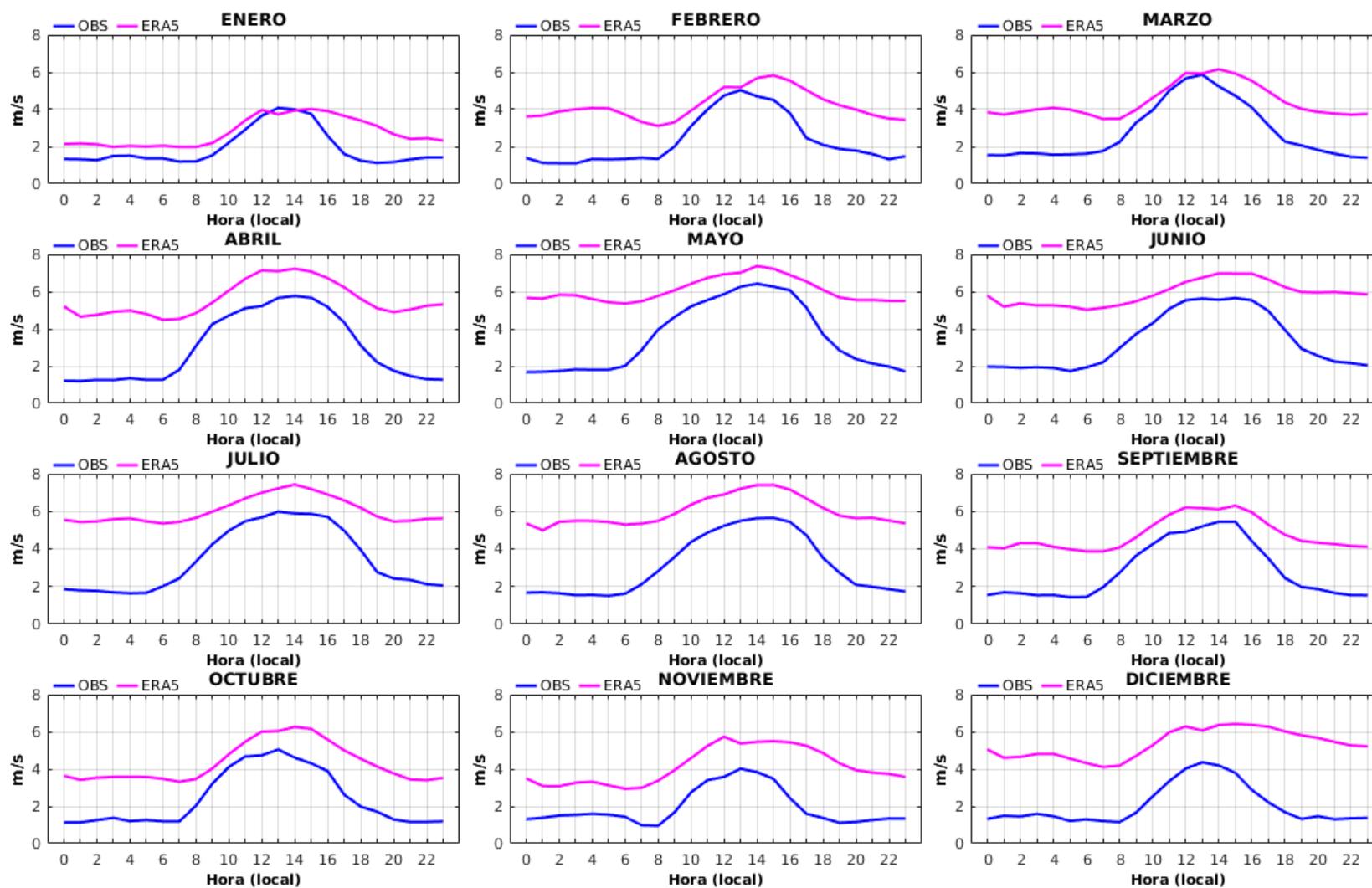
**Tabla A.1** Tabla de permisos de generación e importación de energía eléctrica administrada al 30 de abril de 2018. Datos obtenidos de: [CRE \(2018\)](#).

Permisionario	Central	Capacidad Autorizada (MW)	Generación estimada (GWh/año)	Tecnología	Estado actual	Ubicación
Municipio de Mexicali	Rumorosa I	10	27	Eólica	En operación	B.C.
Energía Sierra Juárez	Energía Sierra Juárez	156	457	Eólica	En operación	B.C.
Plamex		1.04	1.9	Fotovoltaica	En operación	B.C.
CFE Generación VI	Central Cerro Prieto	574.85	4009.91	Geotérmica y Fotovoltaica	En operación	B.C.
Servicios comerciales de Energía	Aura Solar III	30	86	Fotovoltaica	En operación	B.C.S.
CFE Generación VI	Central Guerrero Negro	0.60	0.2	Eólica	En operación	B.C.S.
CFE Generación III	Central Santa Rosalía	0.97	2.04	Fotovoltaica	En operación	B.C.S.
MPG Rumorosa		72	220.75	Eólica	En construcción	B.C.
Fuerza eólica de San Matías		30	98	Eólica	En construcción	B.C.
Delta Energía Renovable		25	44.24	Fotovoltaica	En construcción	B.C.S.
Saferay Solar	La Pasión	30	58.18	Fotovoltaica	En construcción	B.C.S.
Tocote		20	40	Fotovoltaica	En construcción	B.C.S.
Parque Solar Los Vallecitos I	Los Vallecitos I	30	72	Fotovoltaica	Por iniciar obras	B.C.
Viga Solar Baja	Central La Rumorosa I	57.50	225.56	Eólica	Por iniciar obras	B.C.
Viga Solar Baja	Central La Salada	46	144.177	Eólica	Por iniciar obras	B.C.
Viga Solar Baja	Central Rosarito Solar I	3	6.61	Fotovoltaica	Por iniciar obras	B.C.
Energía Sierra Juárez Holding		41	123	Fotovoltaica	Por iniciar obras	B.C.
Energía Real del Castillo		43	120.4	Fotovoltaica	Por iniciar obras	B.C.
Sol de Insurgentes		27.20	75	Fotovoltaica	Por iniciar obras	B.C.S.
UABCS		1.89	3	Fotovoltaica	Por iniciar obras	B.C.S.
Sol del Cabo		30	60	Fotovoltaica	Por iniciar obras	B.C.S.

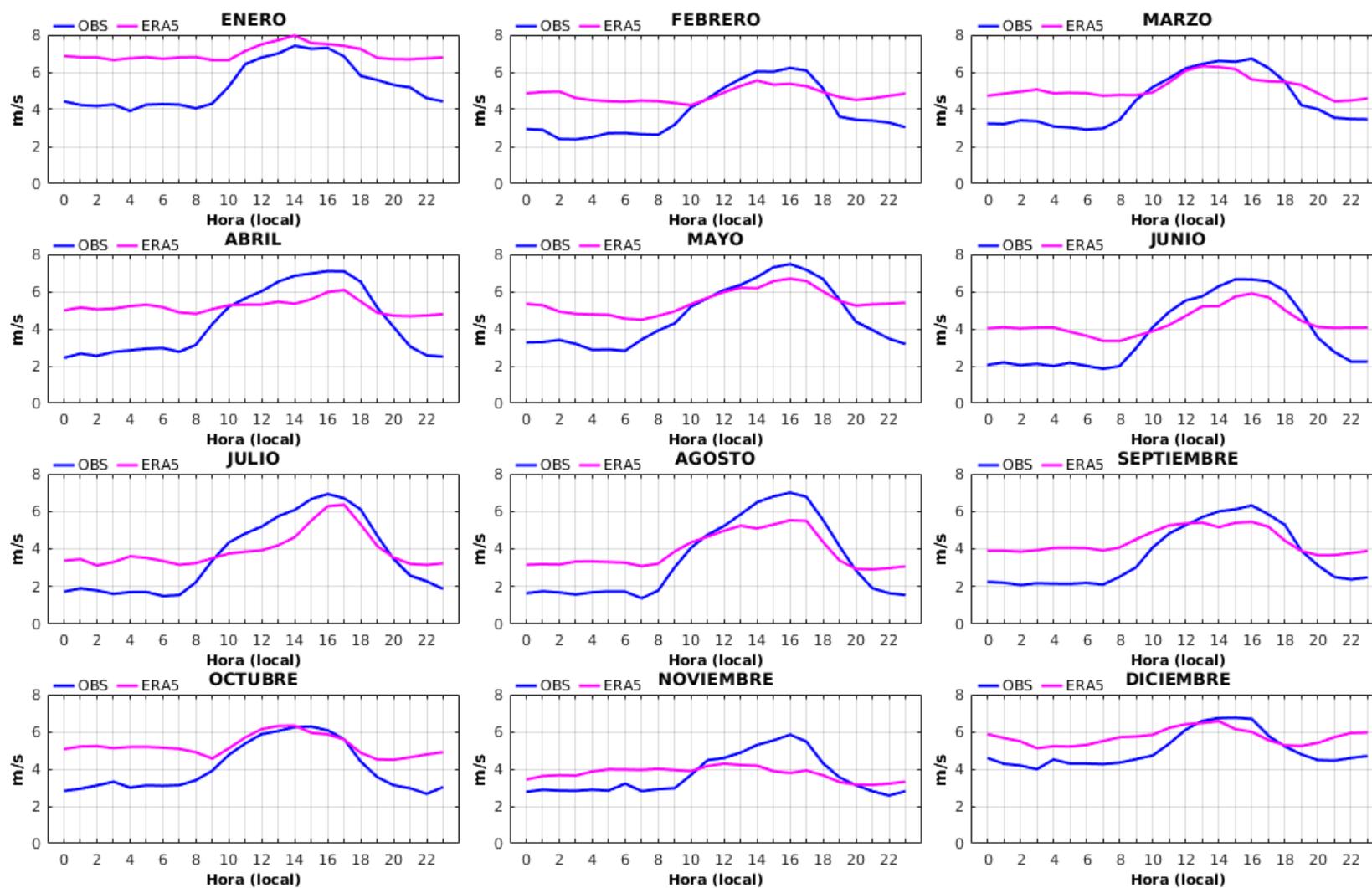
## CICLO DIURNO POR ESTACIÓN



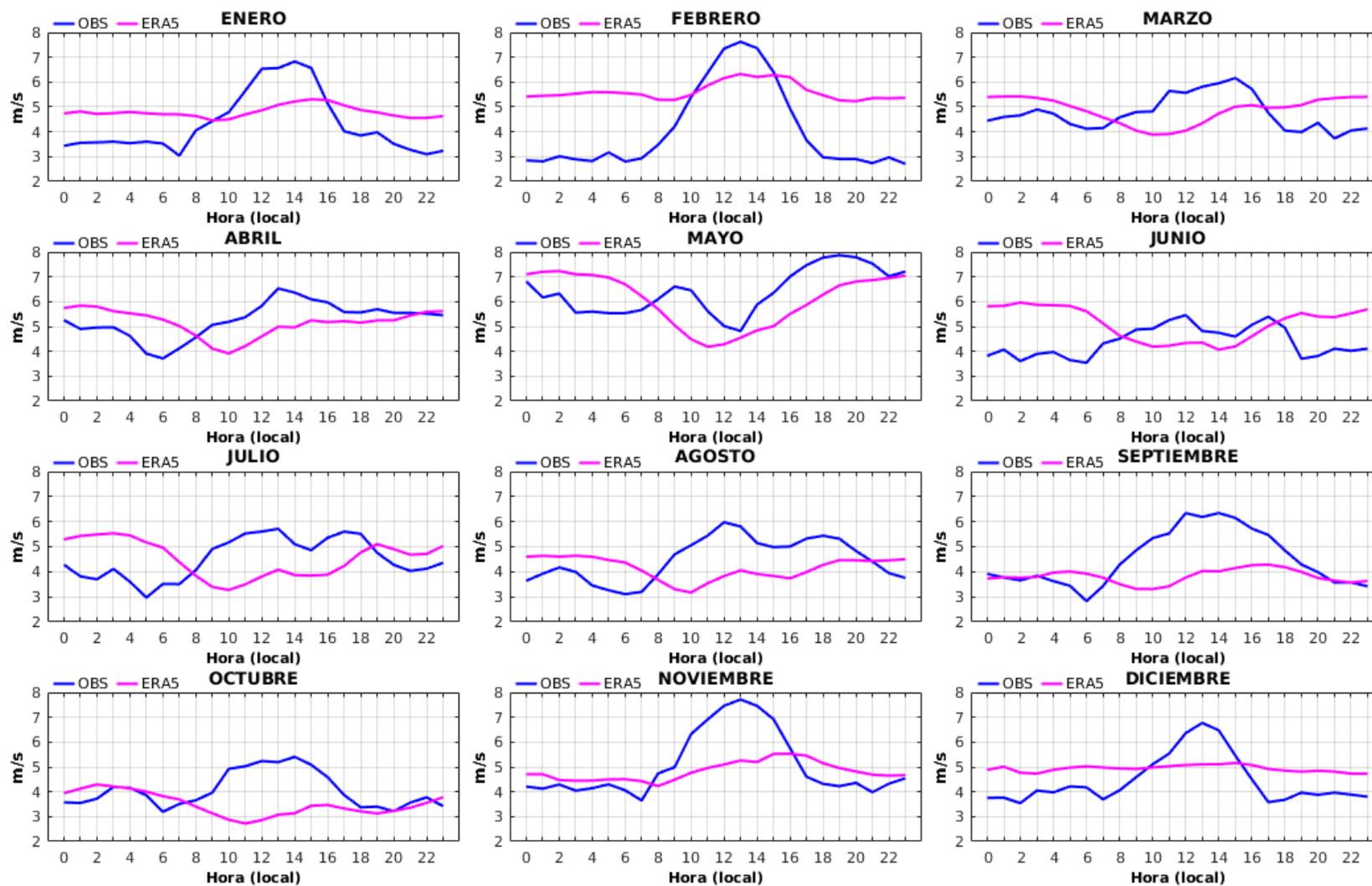
**Figura A.4** Variación diurna de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación La Rumorosa (azul).



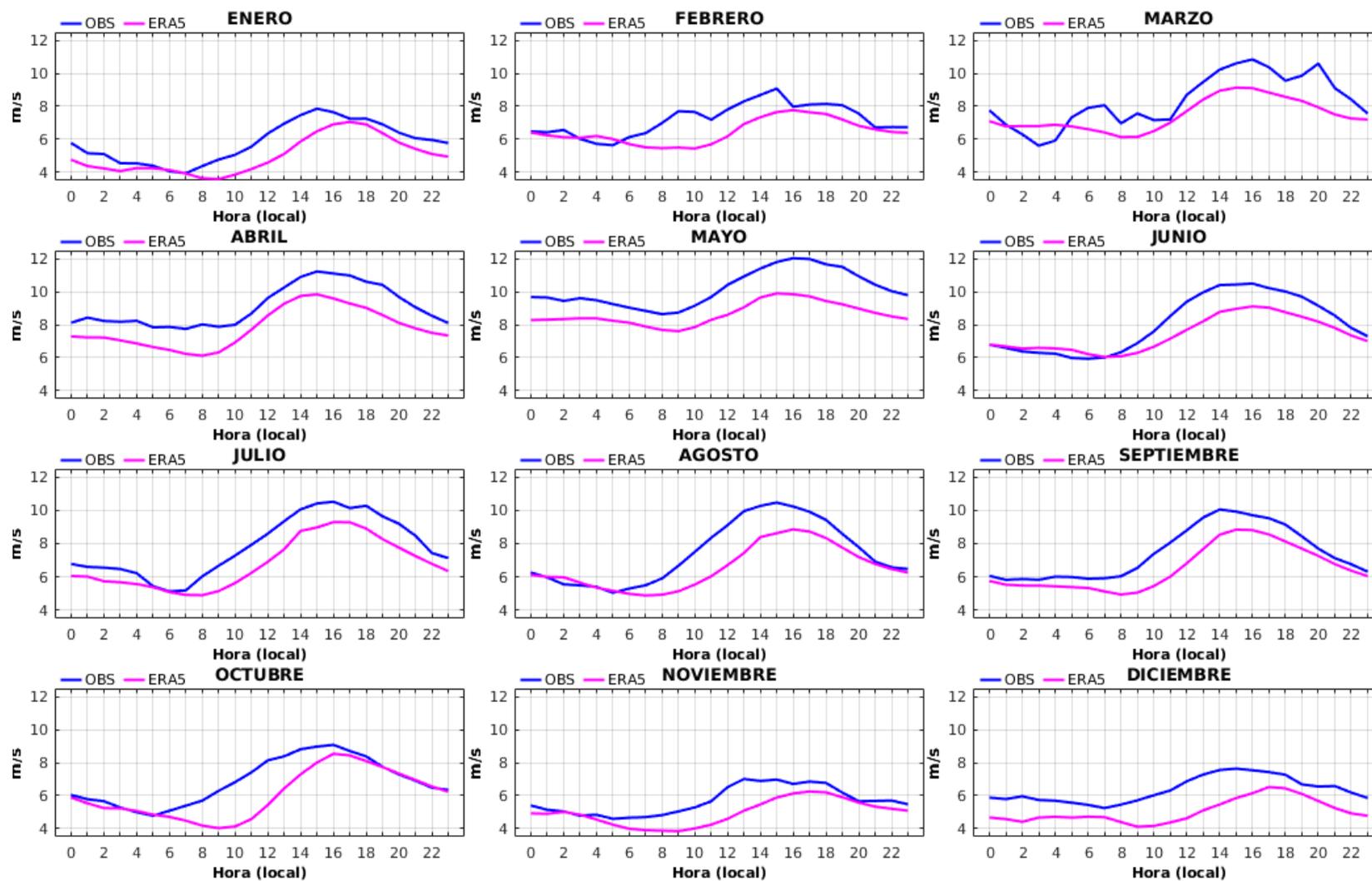
**Figura A.5** Variación diurna de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación San Quintín (azul).



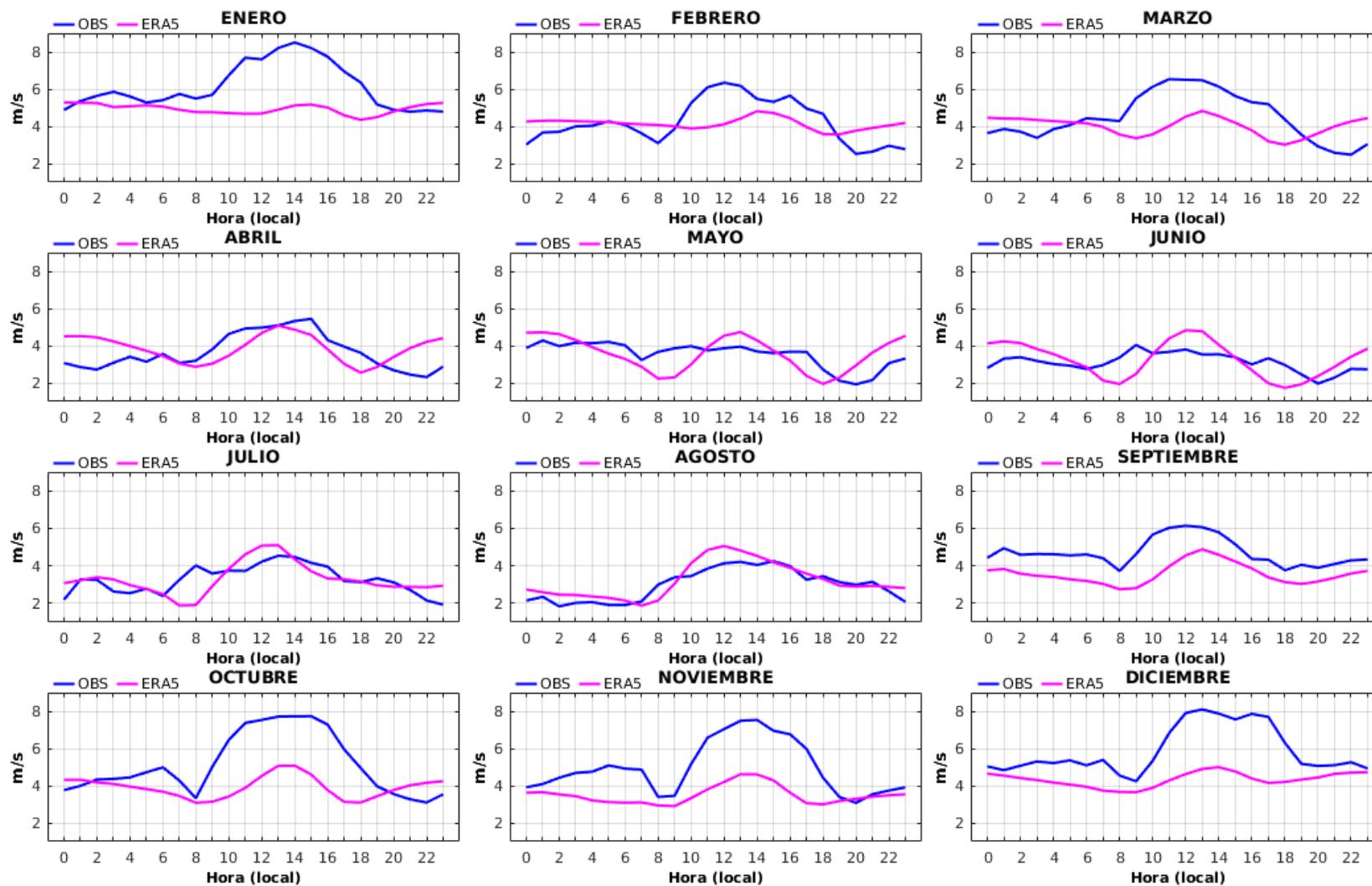
**Figura A.6** Variación diaria de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Cataviña (azul).



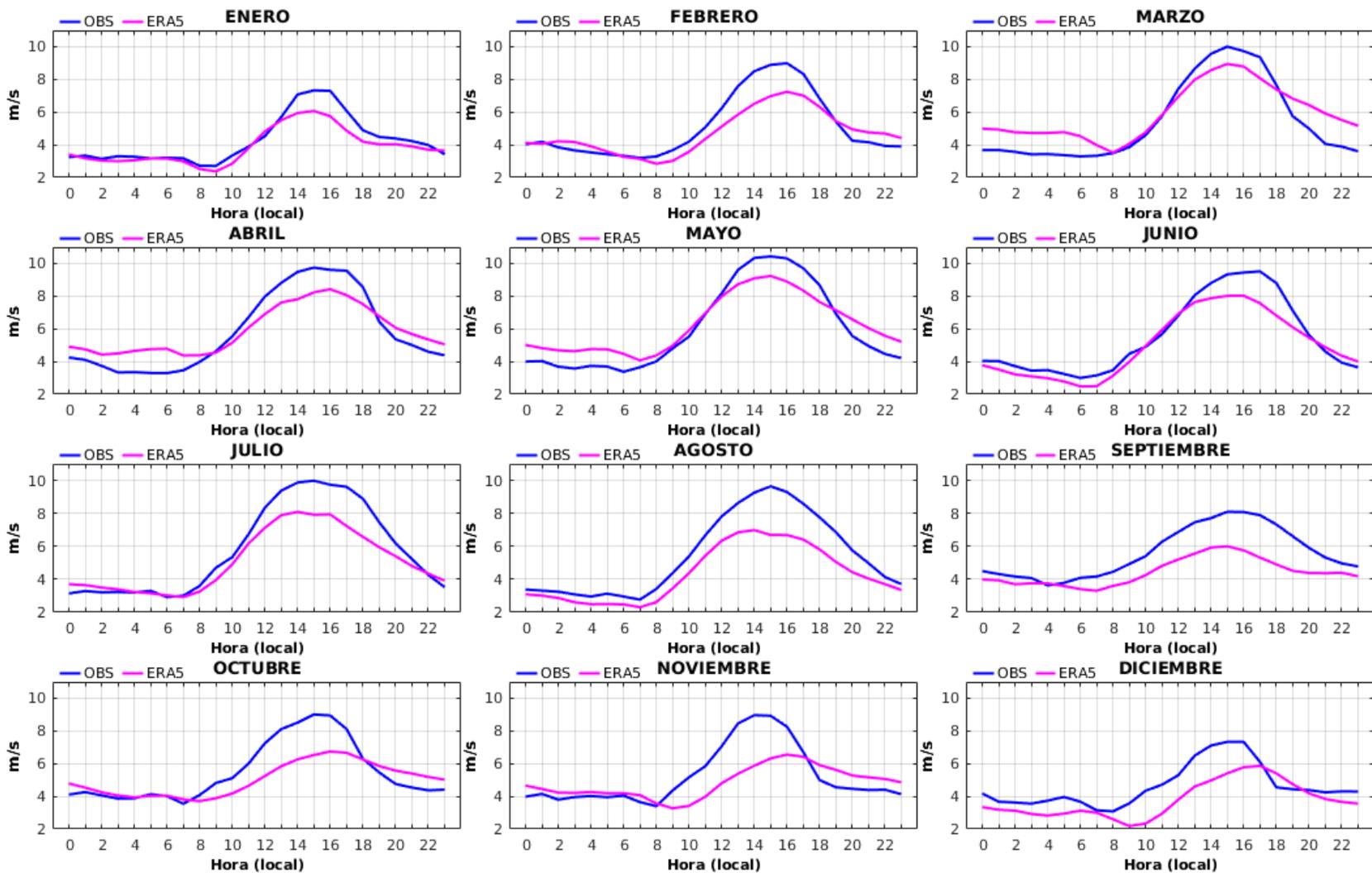
**Figura A.7** Variación diaria de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Bahía de los Ángeles (azul).



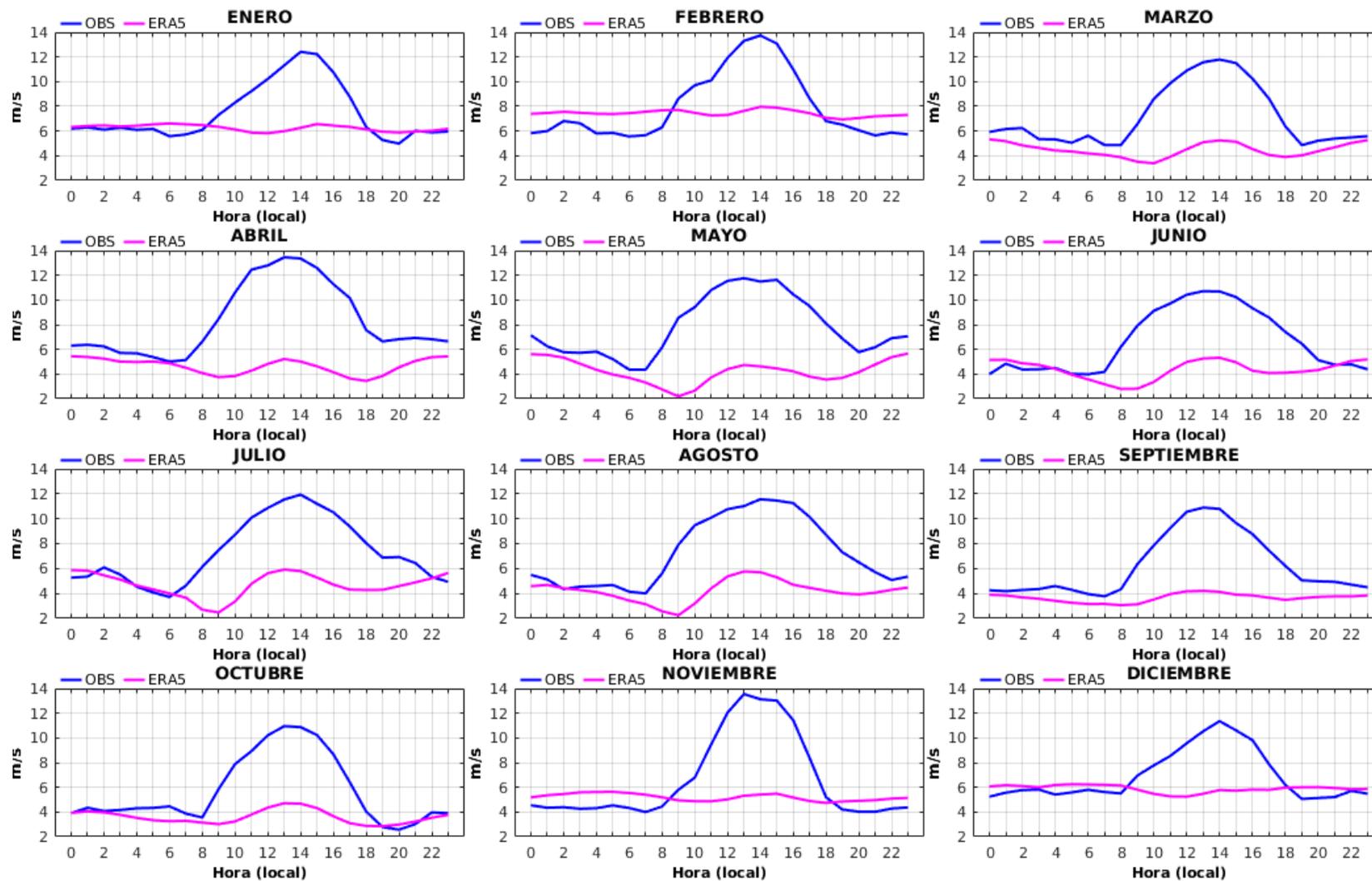
**Figura A.8** Variación diaria de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Guerrero Negro (azul).



**Figura A.9** Variación diaria de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Santa Rosalía (azul).



**Figura A.10** Variación diaria de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación San Juanico (azul).



**Figura A.11** Variación diaria de la magnitud del viento (m/s) a 100 metros de altura. Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Bahía de Loreto (azul).

## FRECUENCIAS ABSOLUTAS HORARIAS

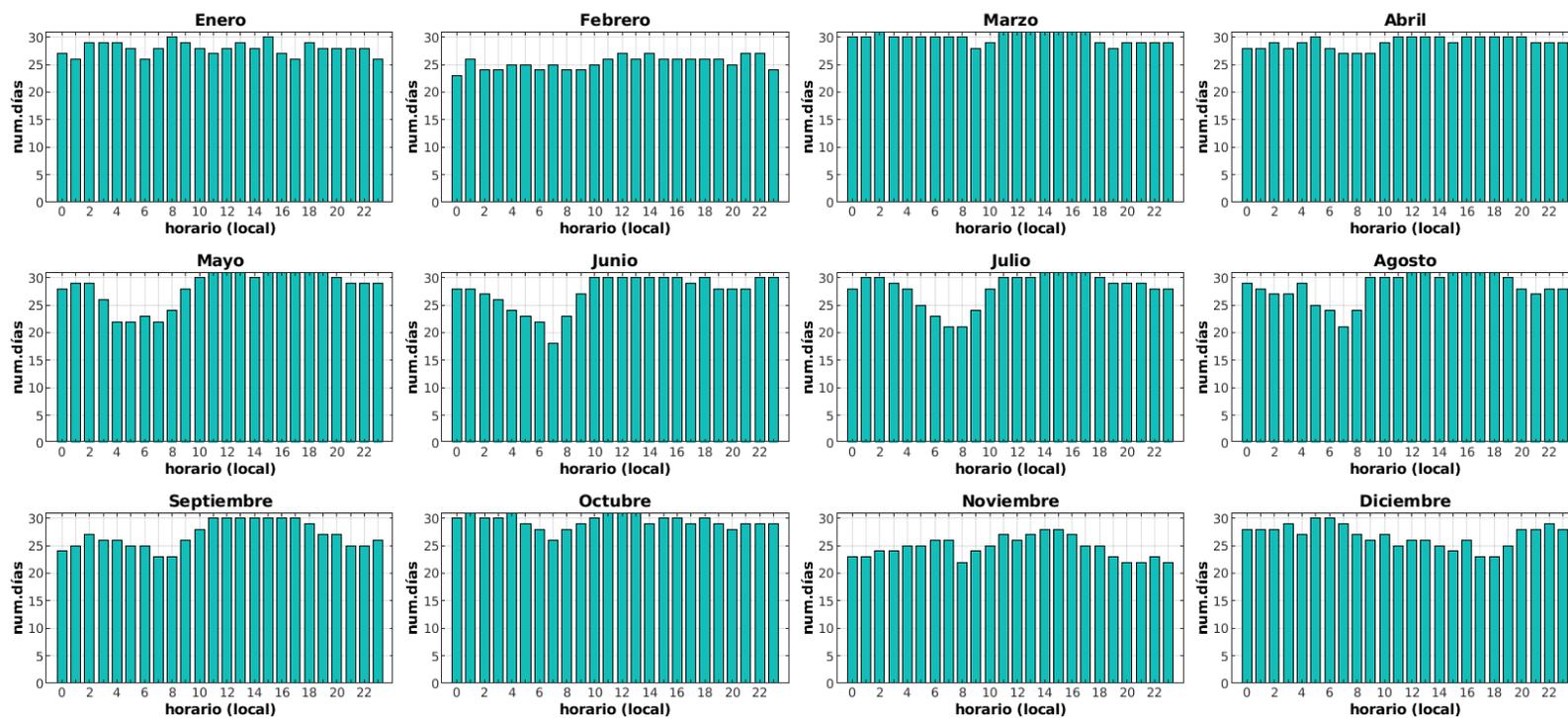


Figura A.12 Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de La Rumorosa.

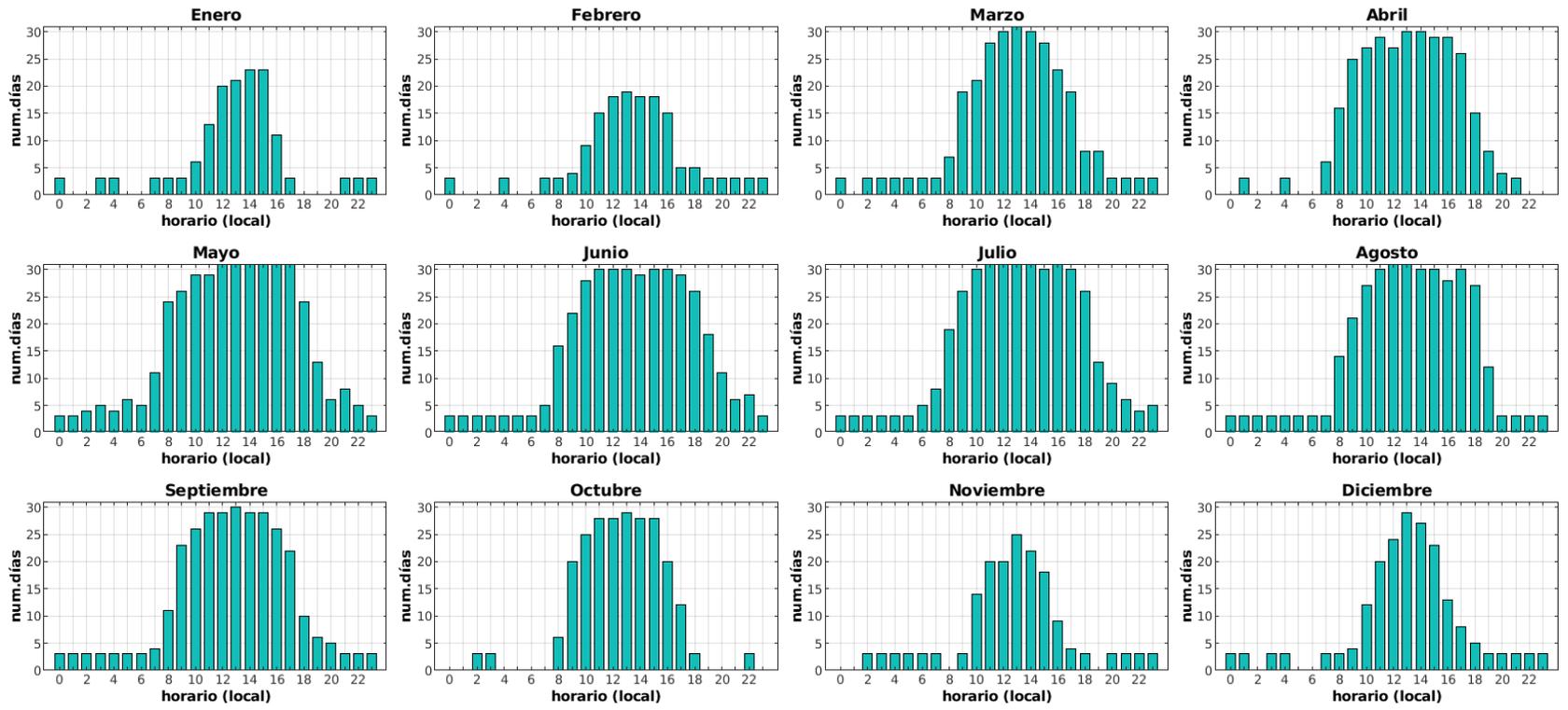


Figura A.13 Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de San Quintín.

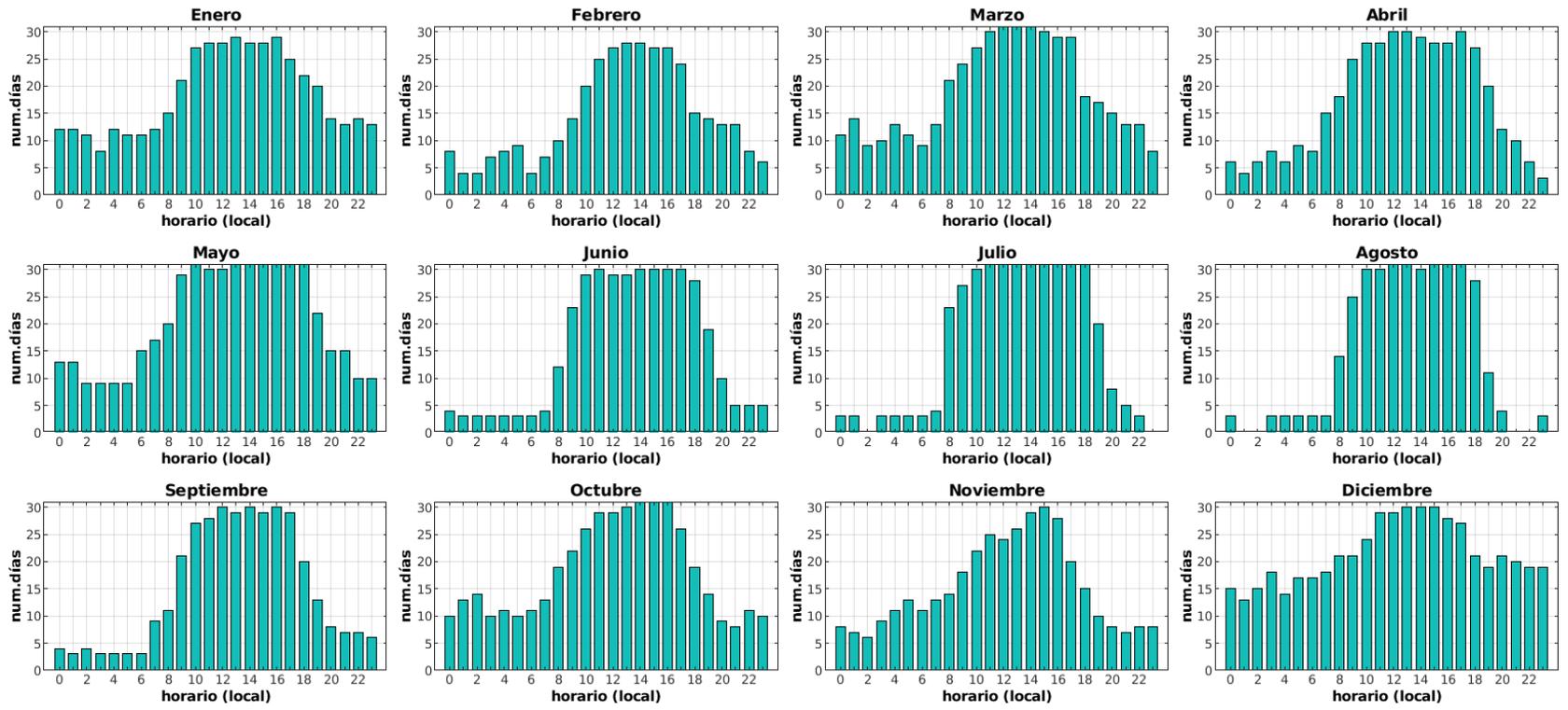


Figura A.14 Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de Cataviña.

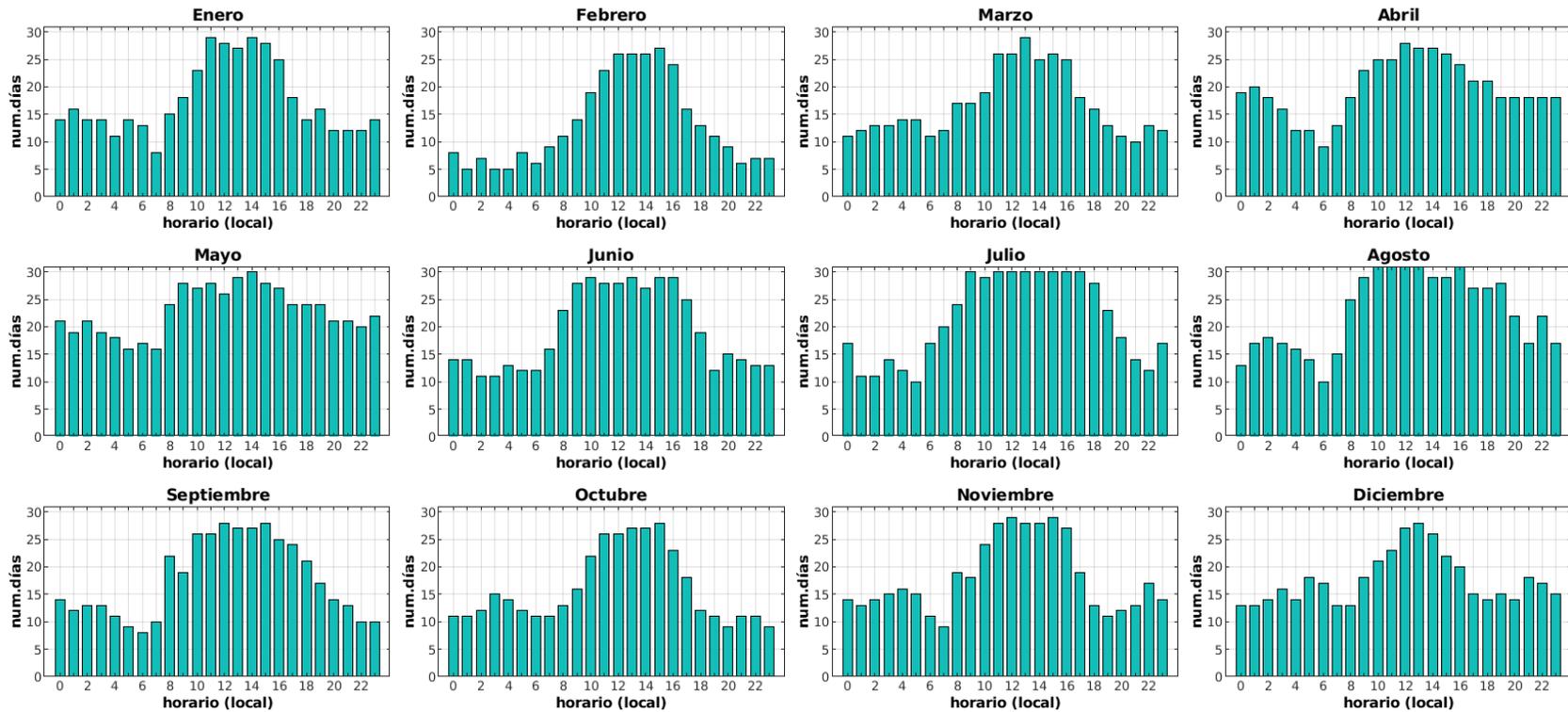


Figura A.15 Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de Bahía de los Ángeles.

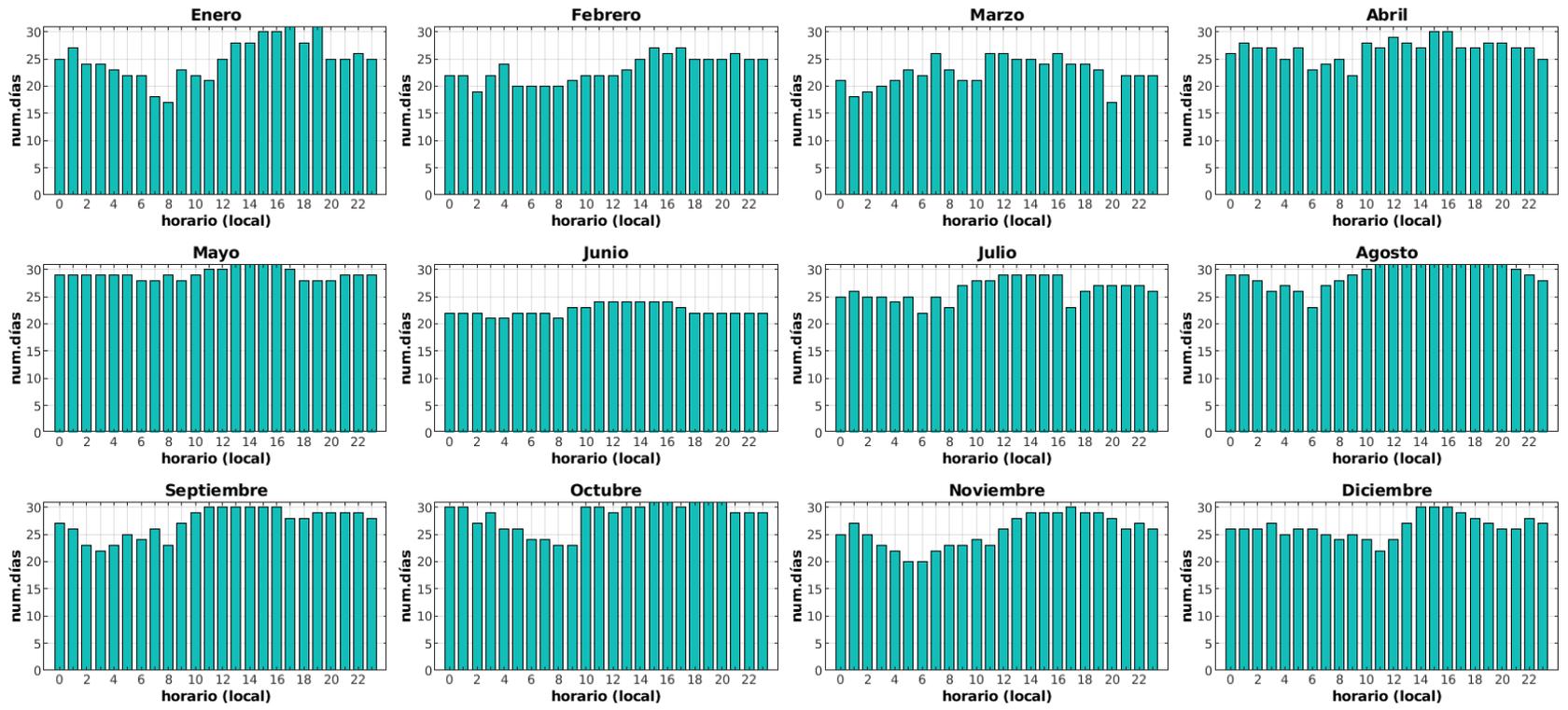


Figura A.16 Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de Guerrero Negro.

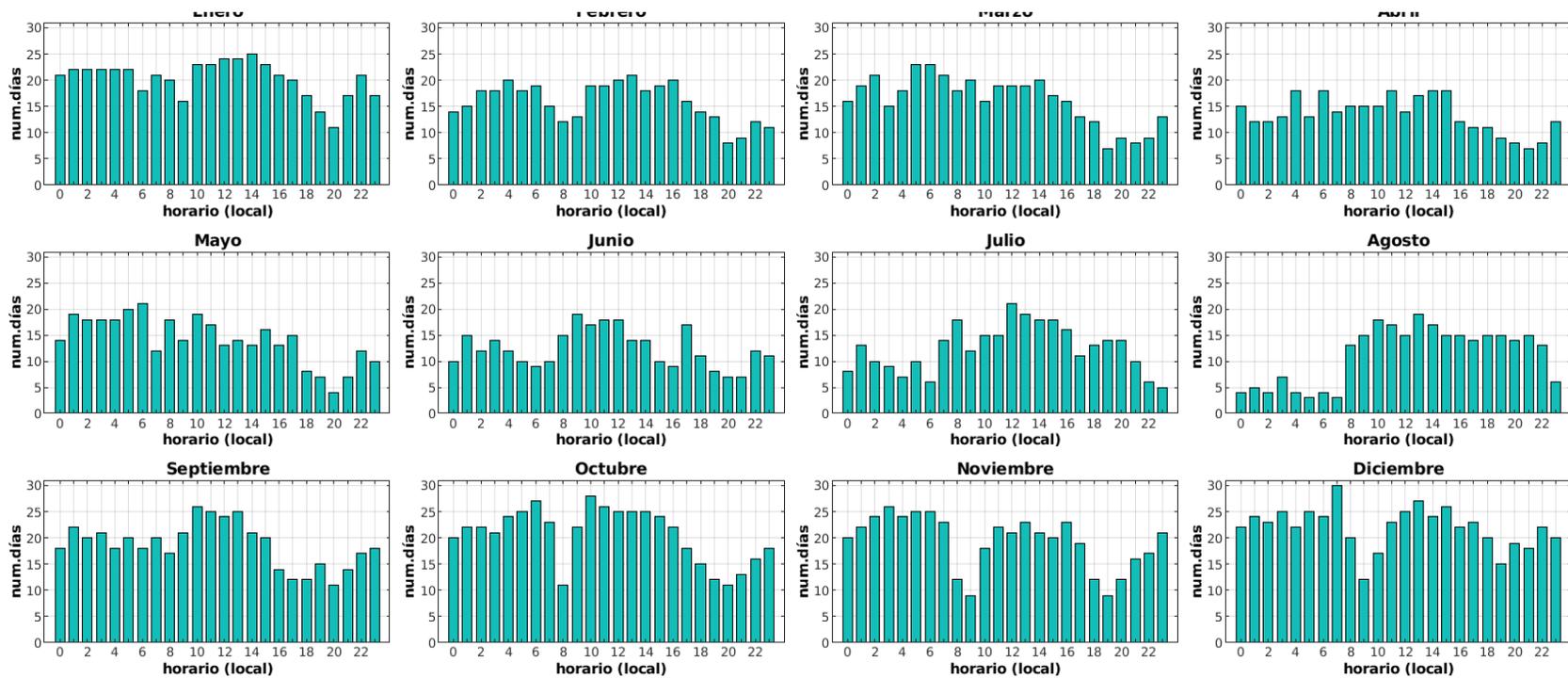


Figura A.17 Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de Santa Rosalía.

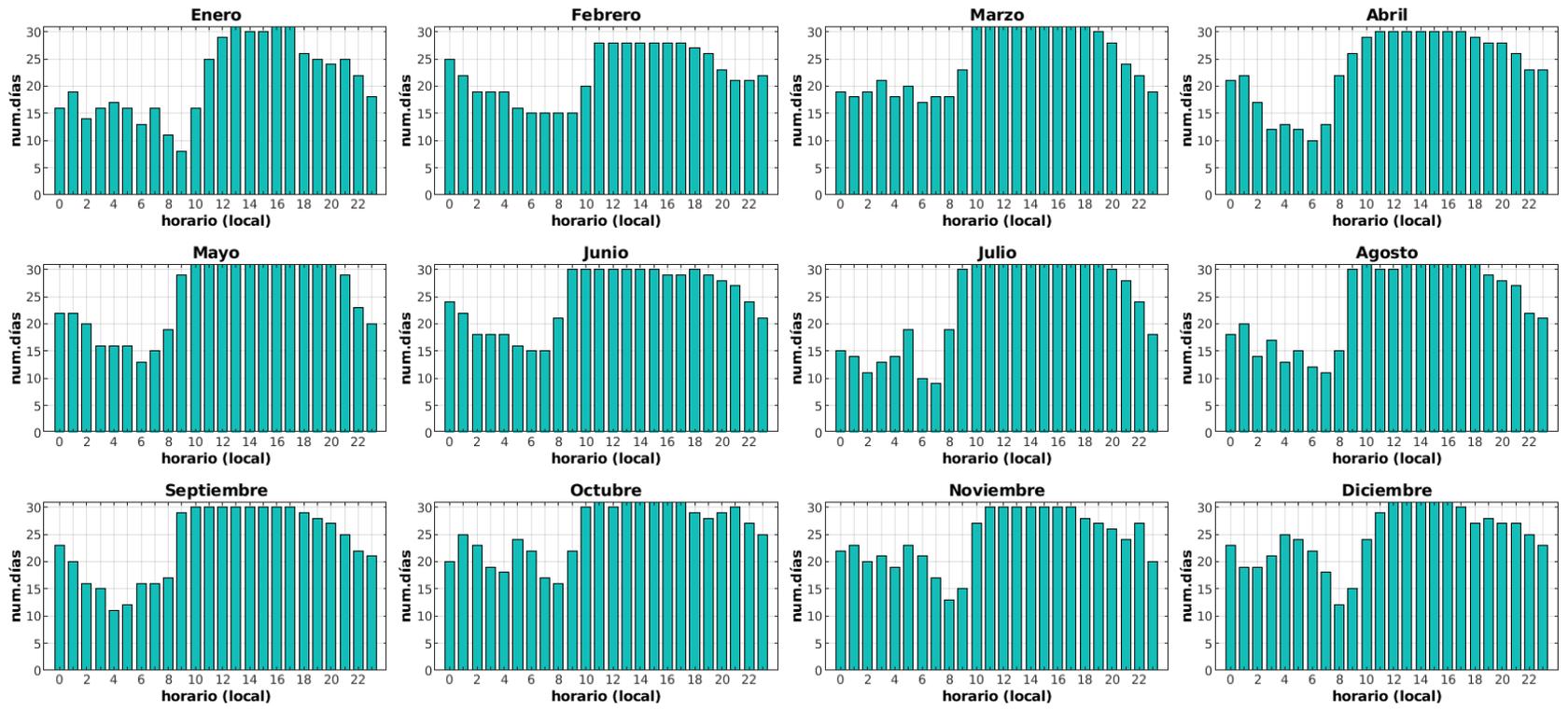


Figura A.18 Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de San Juanico.

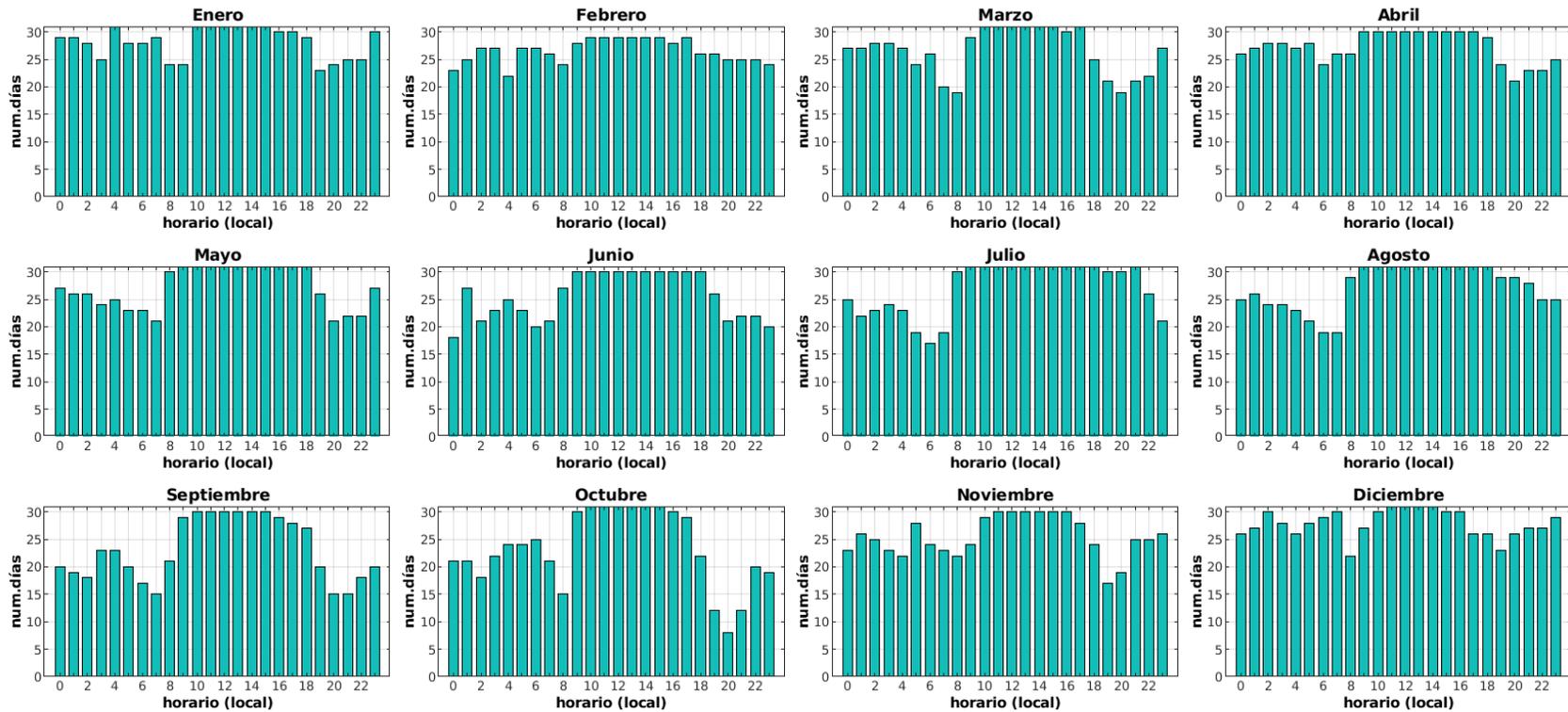
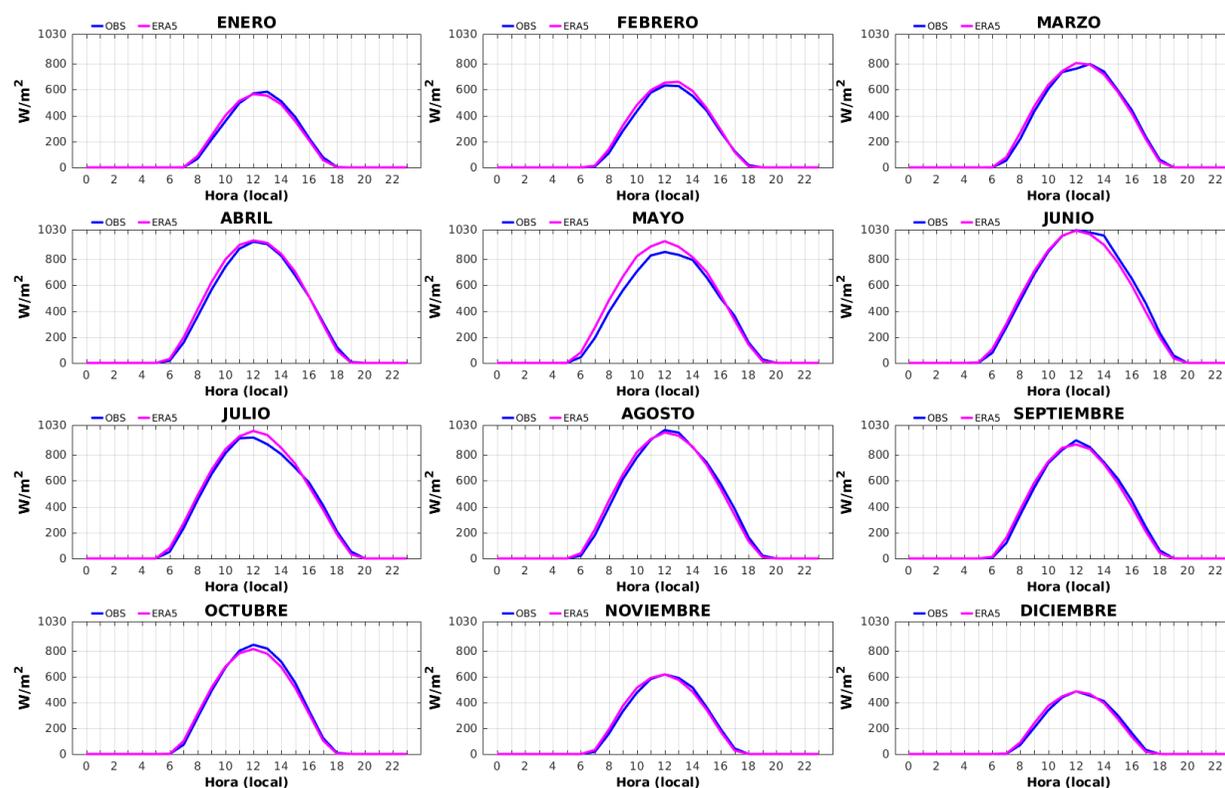


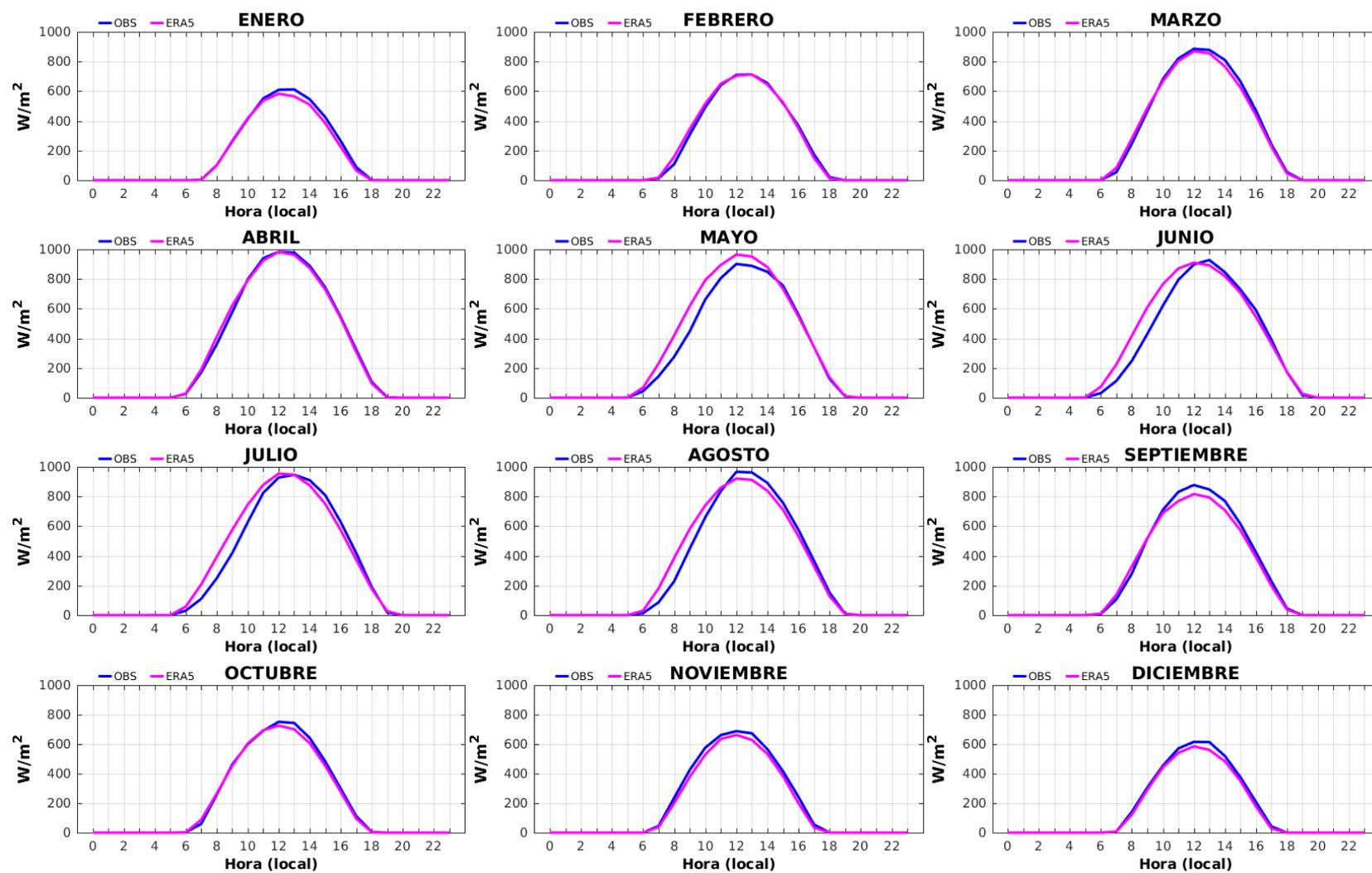
Figura A.19 Número de días donde la velocidad del viento excede los 3 m/s de manera diurna mensual para la estación de Bahía de Loreto.

# APÉNDICE B: RECURSO SOLAR

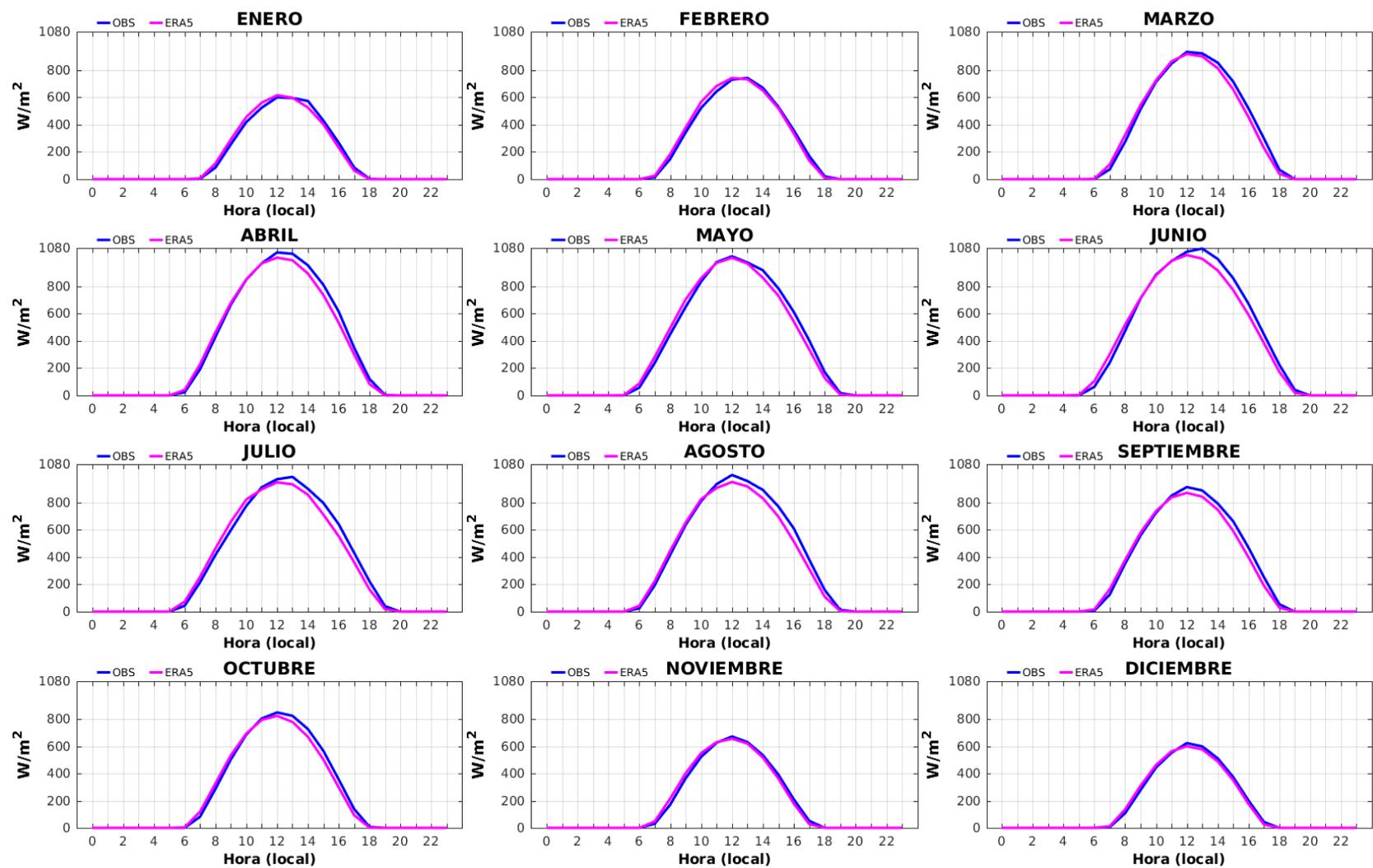
## CICLO DIURNO POR ESTACIÓN



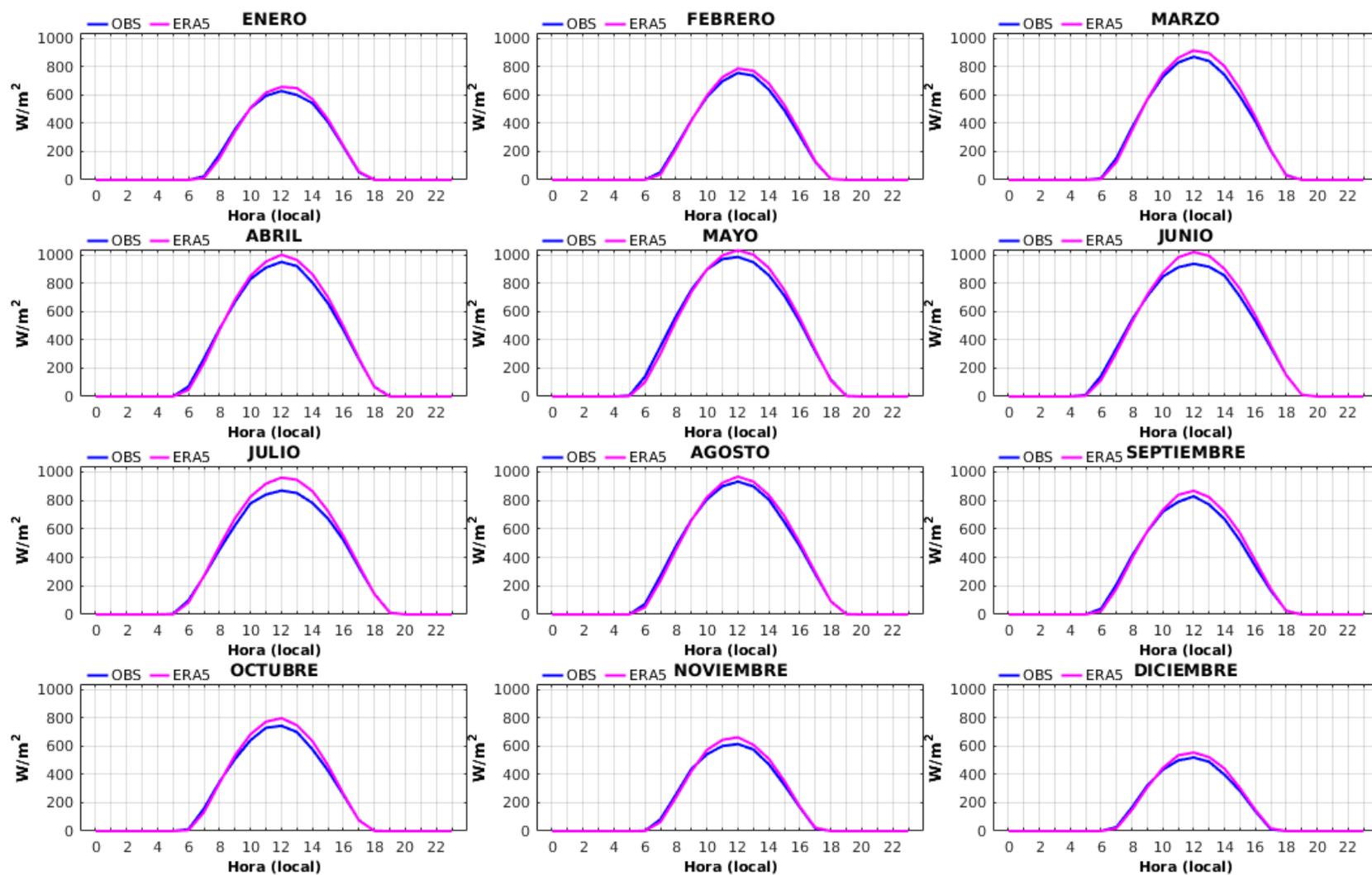
**Figura B.1** Variación diaria de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación La Rumorosa (azul).



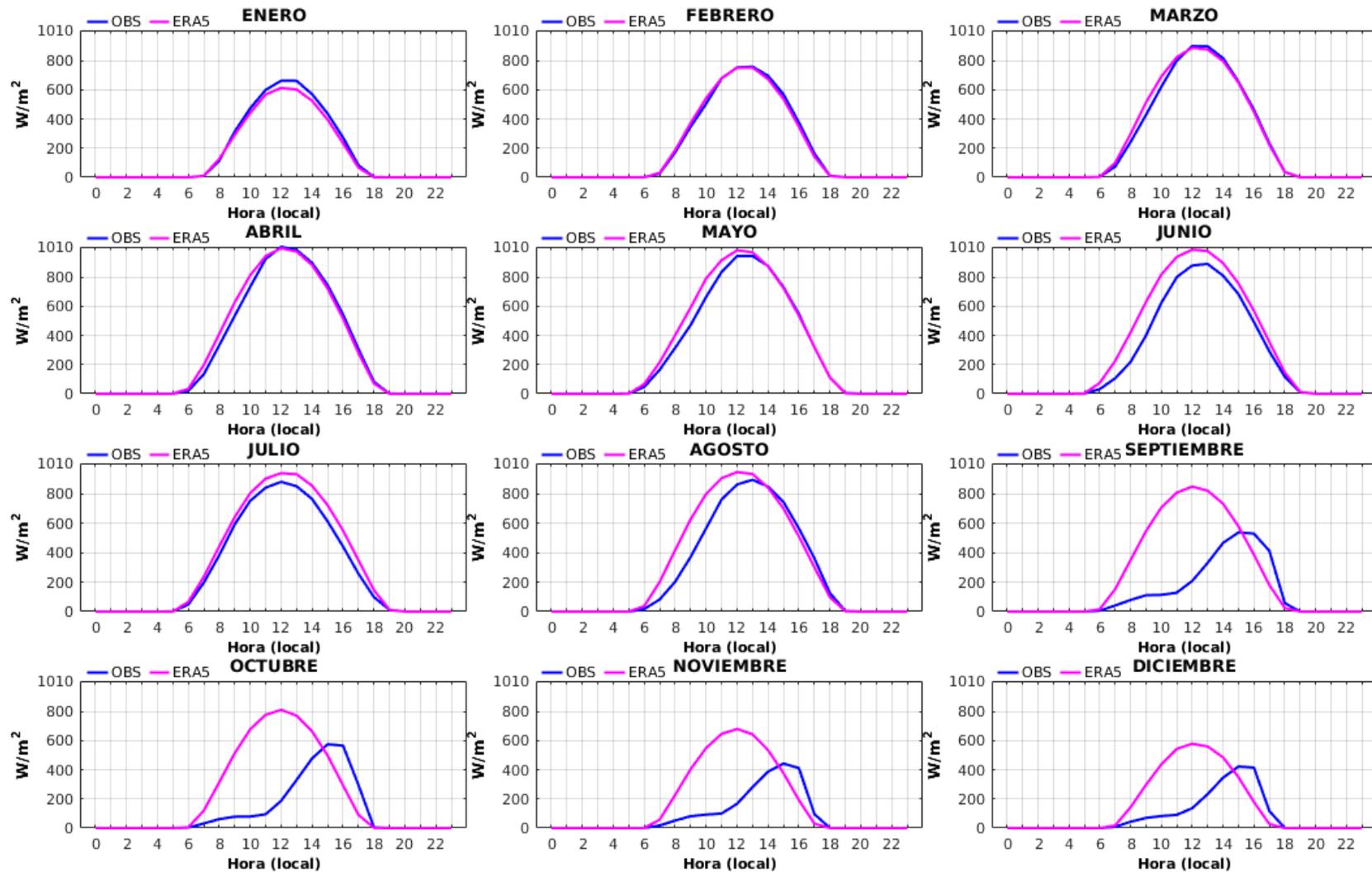
**Figura B.2** Variación diaria de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación San Quintín (azul).



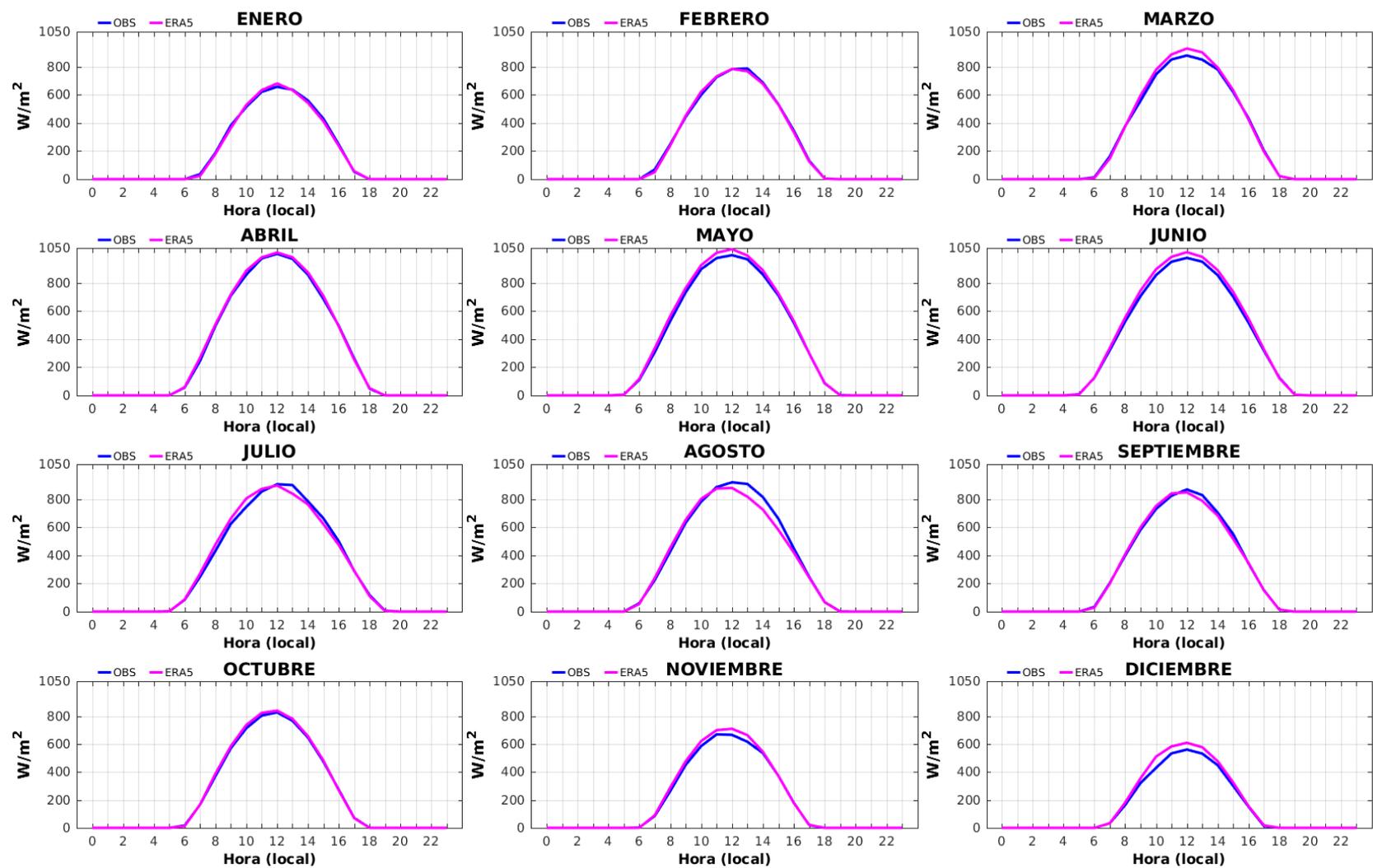
**Figura B.3** Variación diaria de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Cataviña (azul).



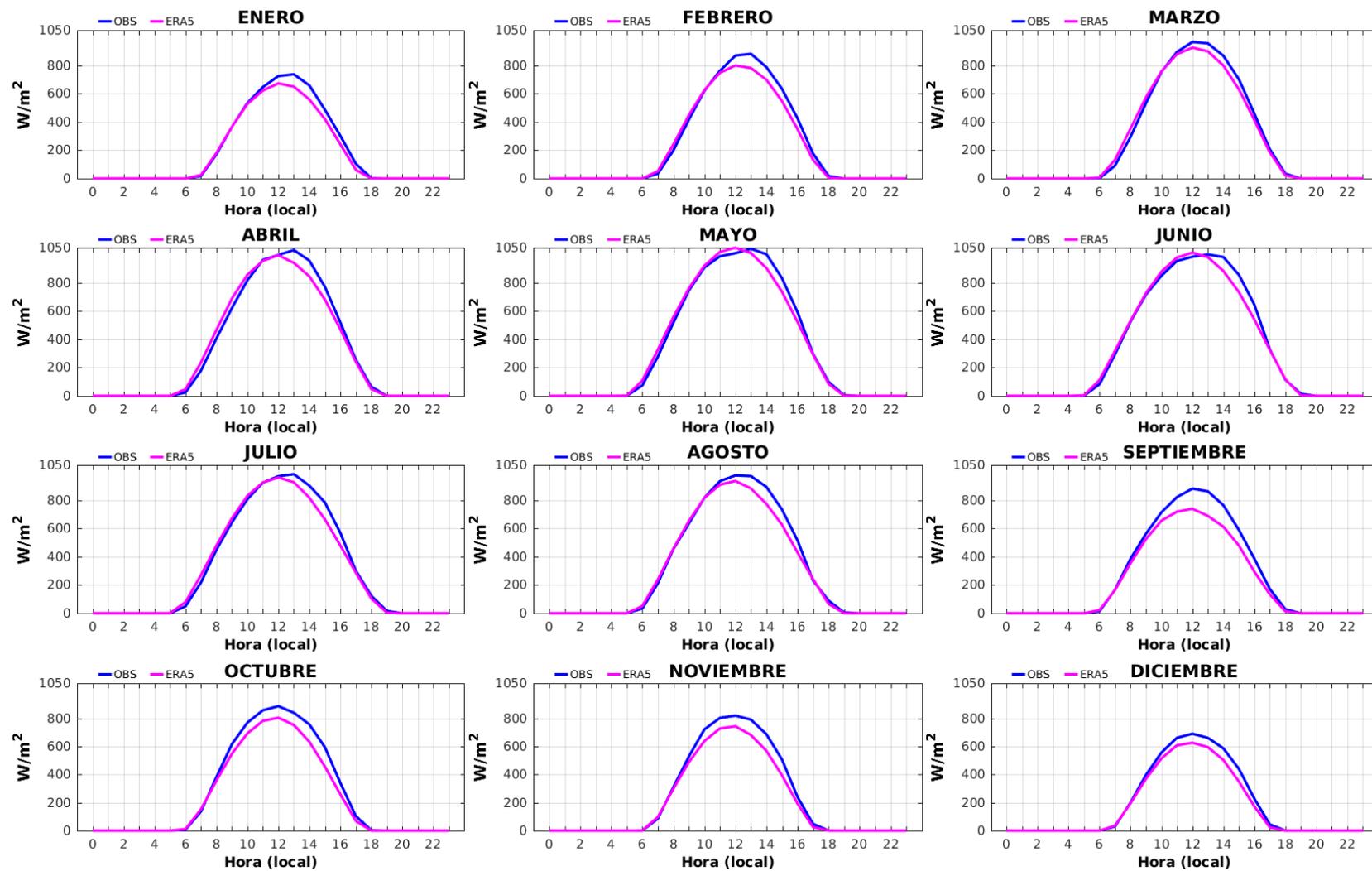
**Figura B.4** Variación diaria de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Bahía de los Ángeles (azul).



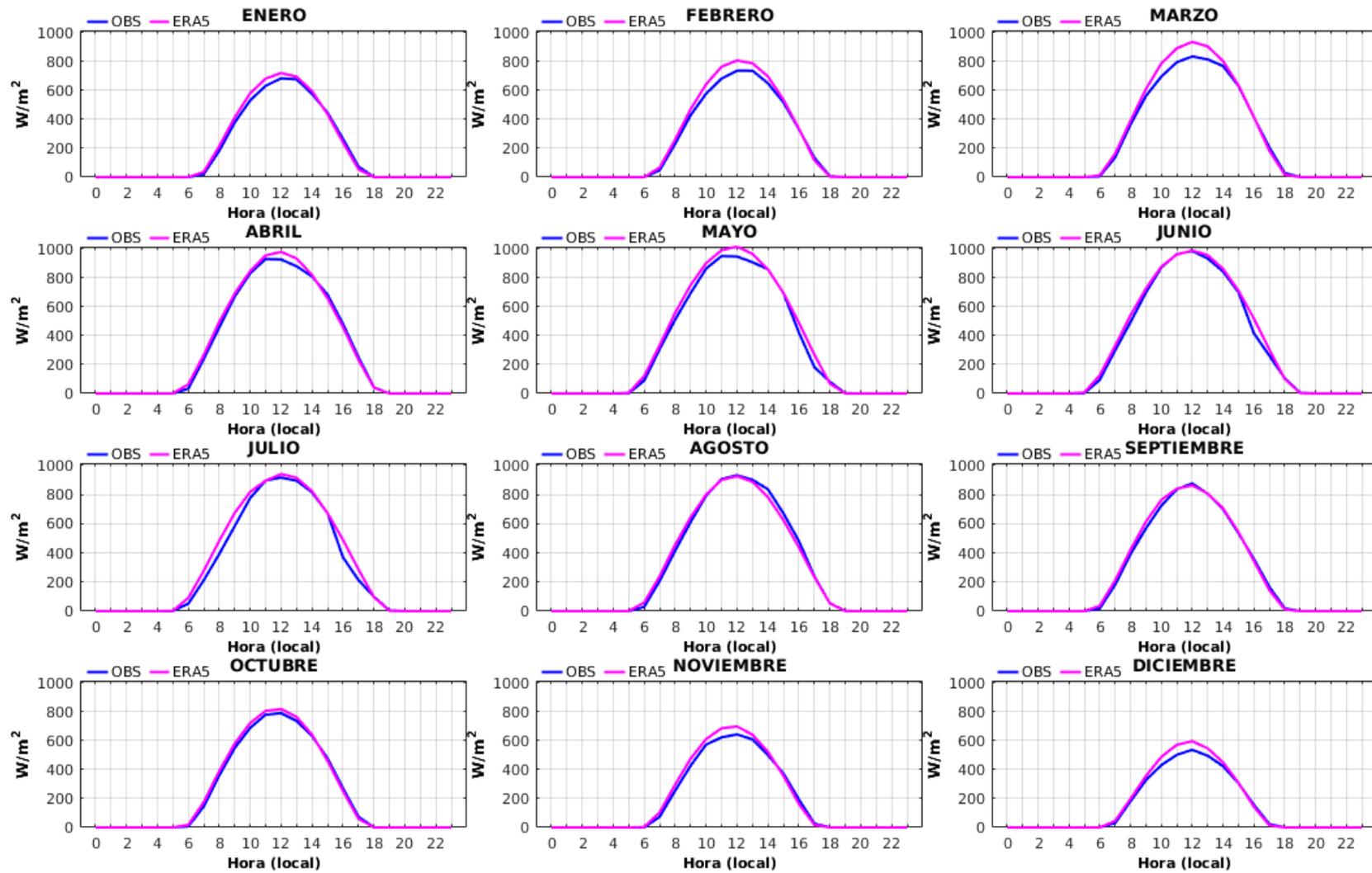
**Figura B.5** Variación diaria de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Guerrero Negro (azul).



**Figura B.6** Variación diaria de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Santa Rosalía (azul).

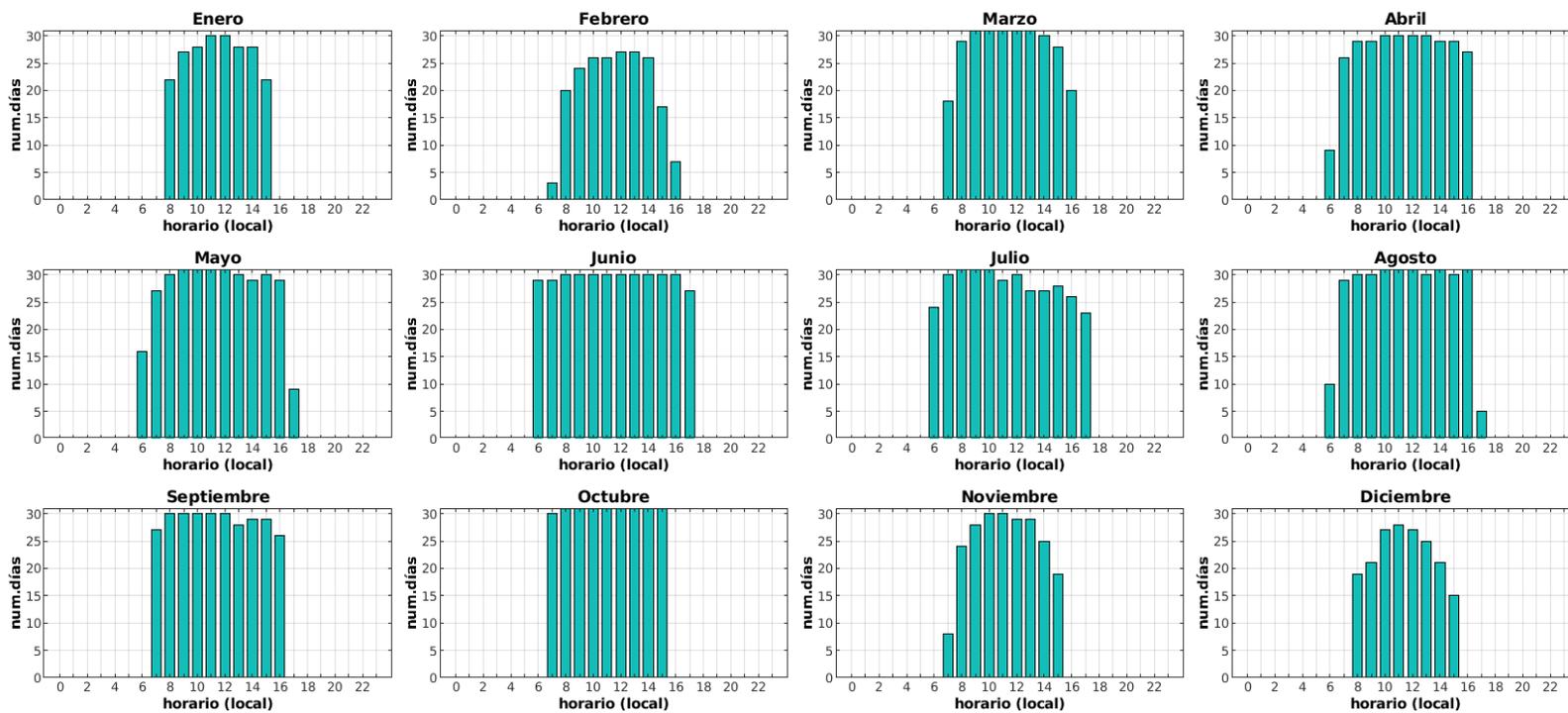


**Figura B.7** Variación diaria de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación San Juanico.



**Figura B.8** Variación diaria de la irradiancia solar horizontal ( $W/m^2$ ). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Bahía de Loreto.

## FRECUENCIAS ABSOLUTAS HORARIAS



**Figura B.9** Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los  $200 \text{ W/m}^2$  de manera diurna mensual para la estación de La Rumorosa.

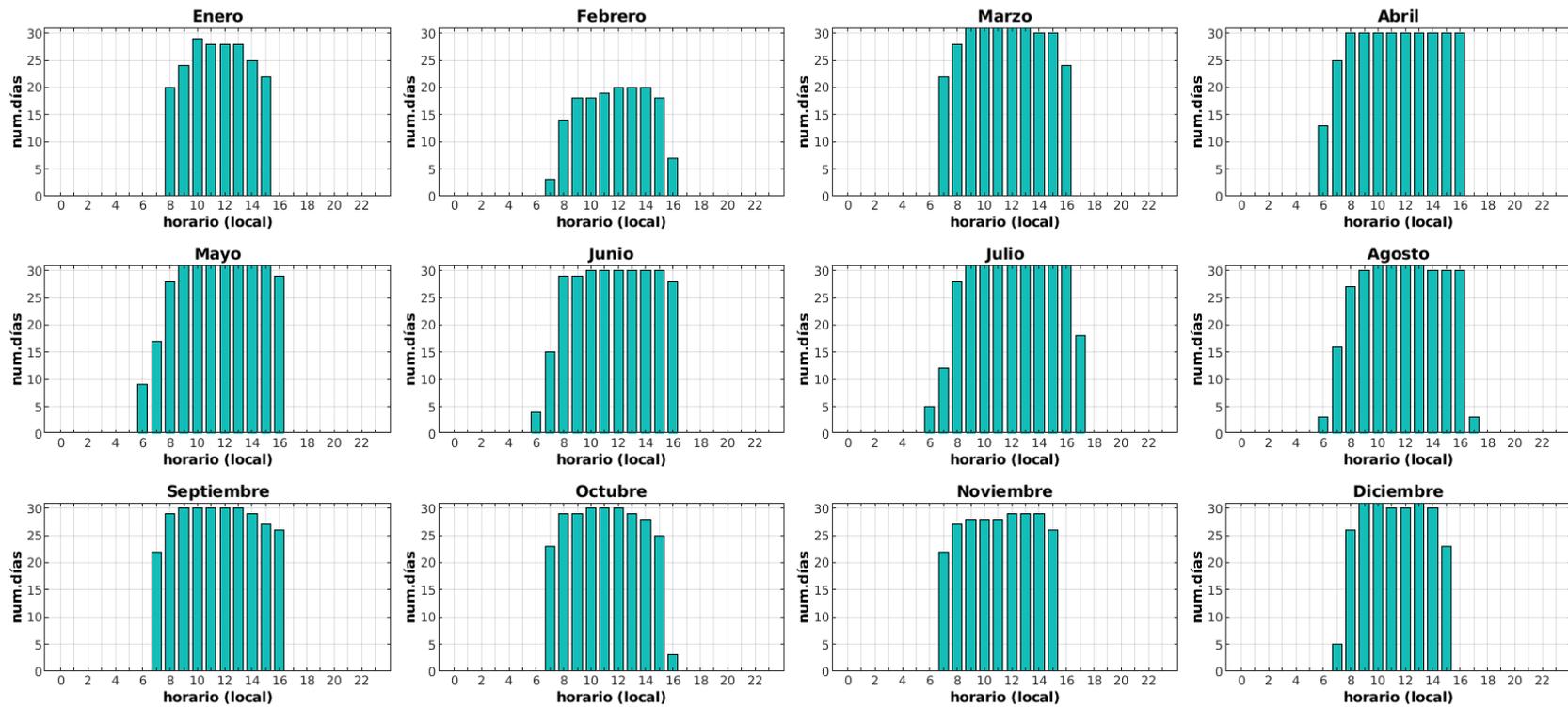


Figura B.10 Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los  $200 \text{ W/m}^2$  de manera diurna mensual para la estación de San Quintín.

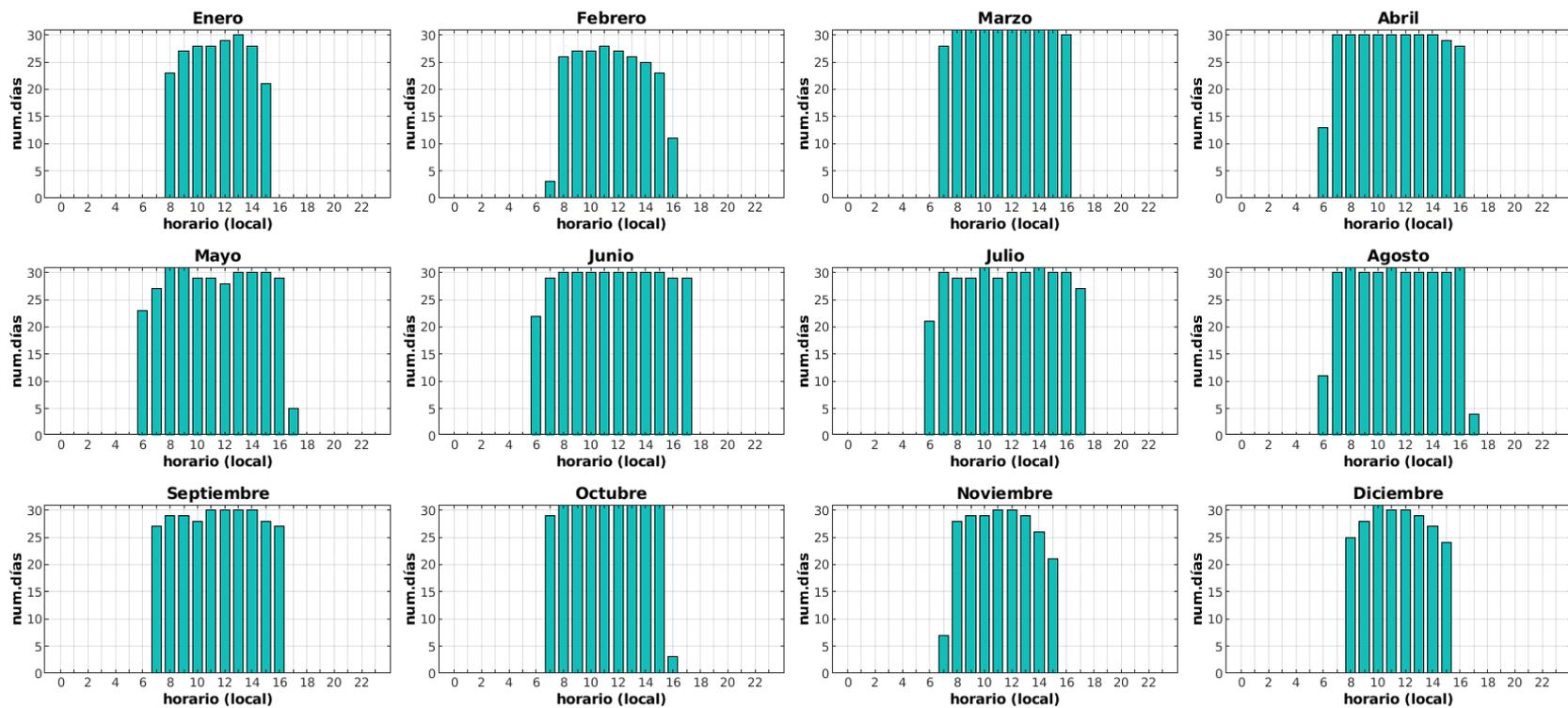


Figura B.11 Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los  $200 \text{ W/m}^2$  de manera diurna mensual para la estación de Cataviña.

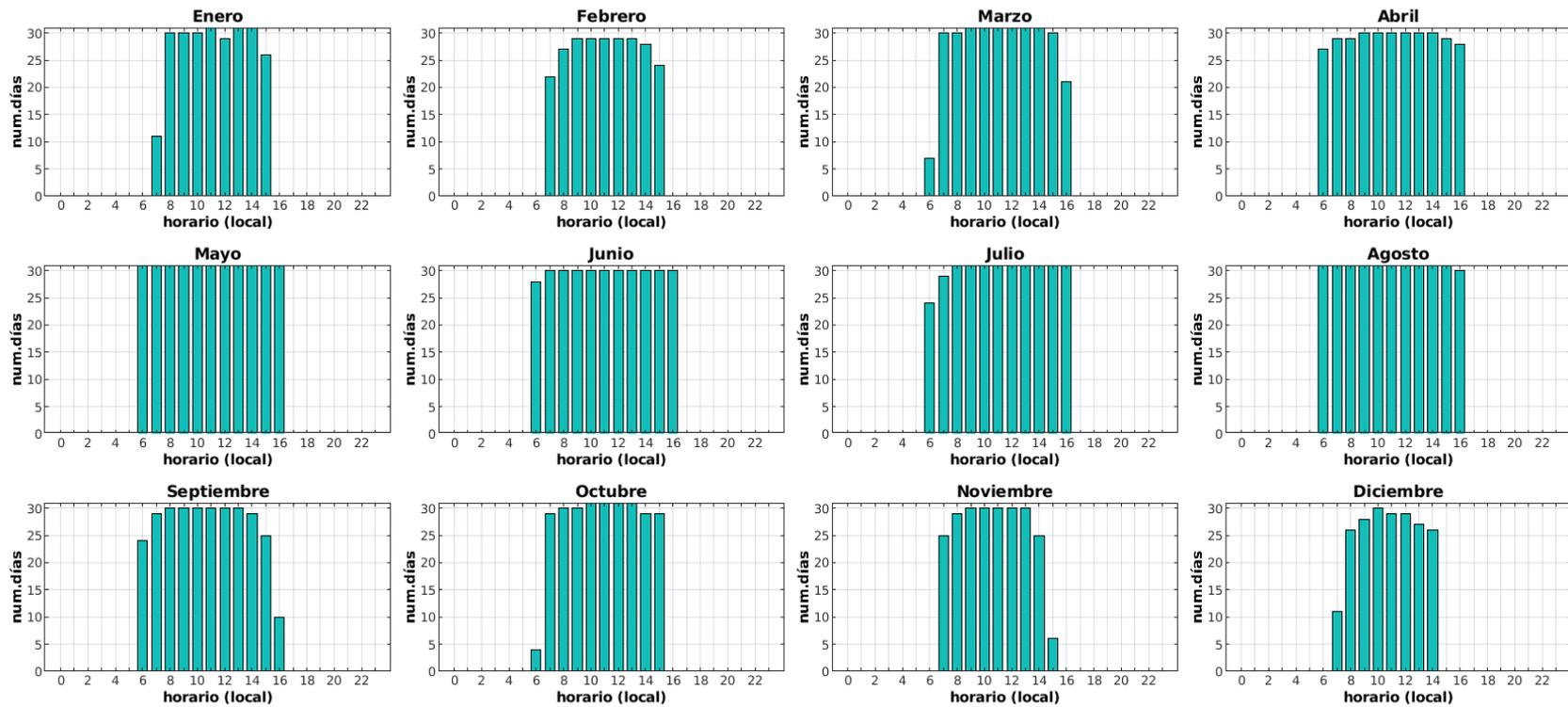
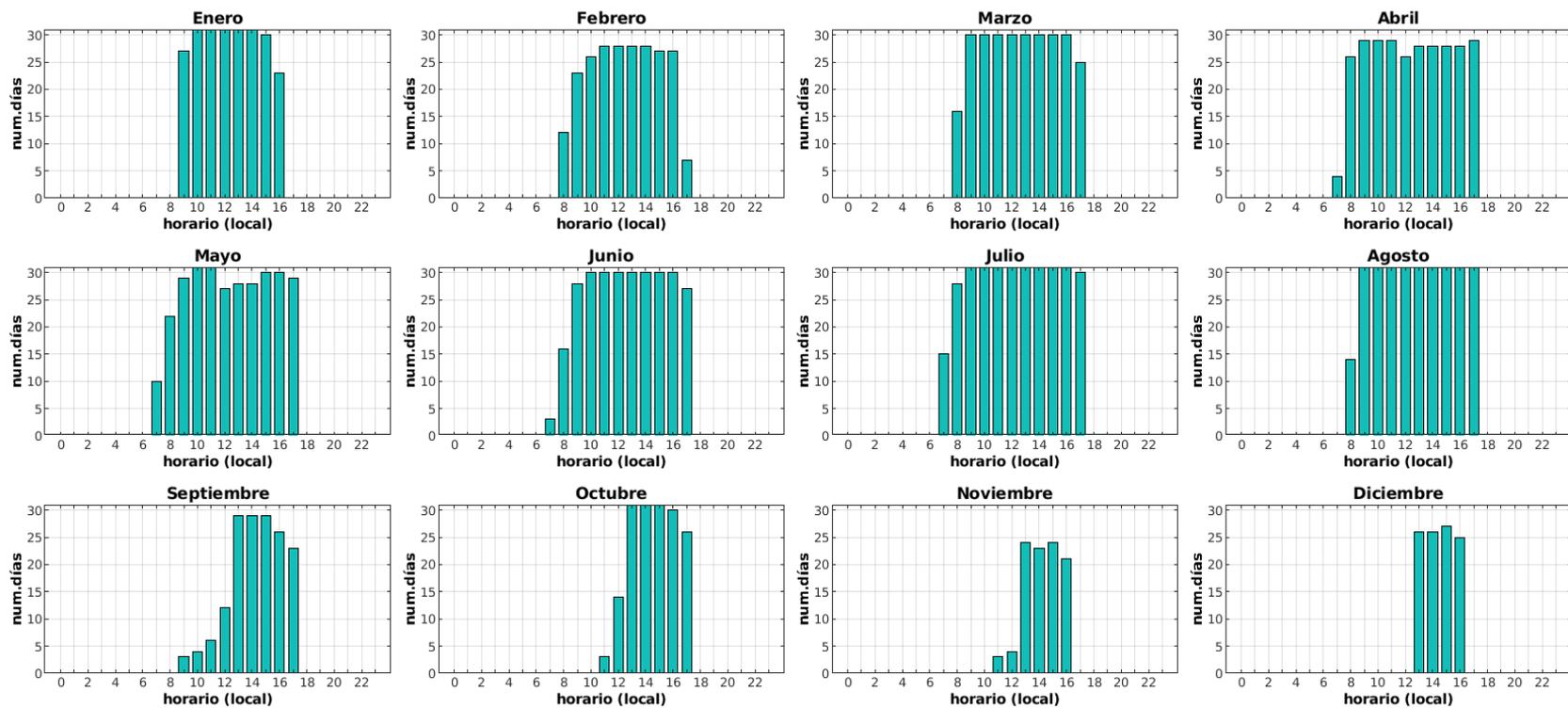


Figura B.12 Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los  $200 \text{ W/m}^2$  de manera diurna mensual para la estación de Bahía de los Ángeles.



**Figura B.13** Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los  $200 \text{ W/m}^2$  de manera diurna mensual para la estación de Guerrero Negro.

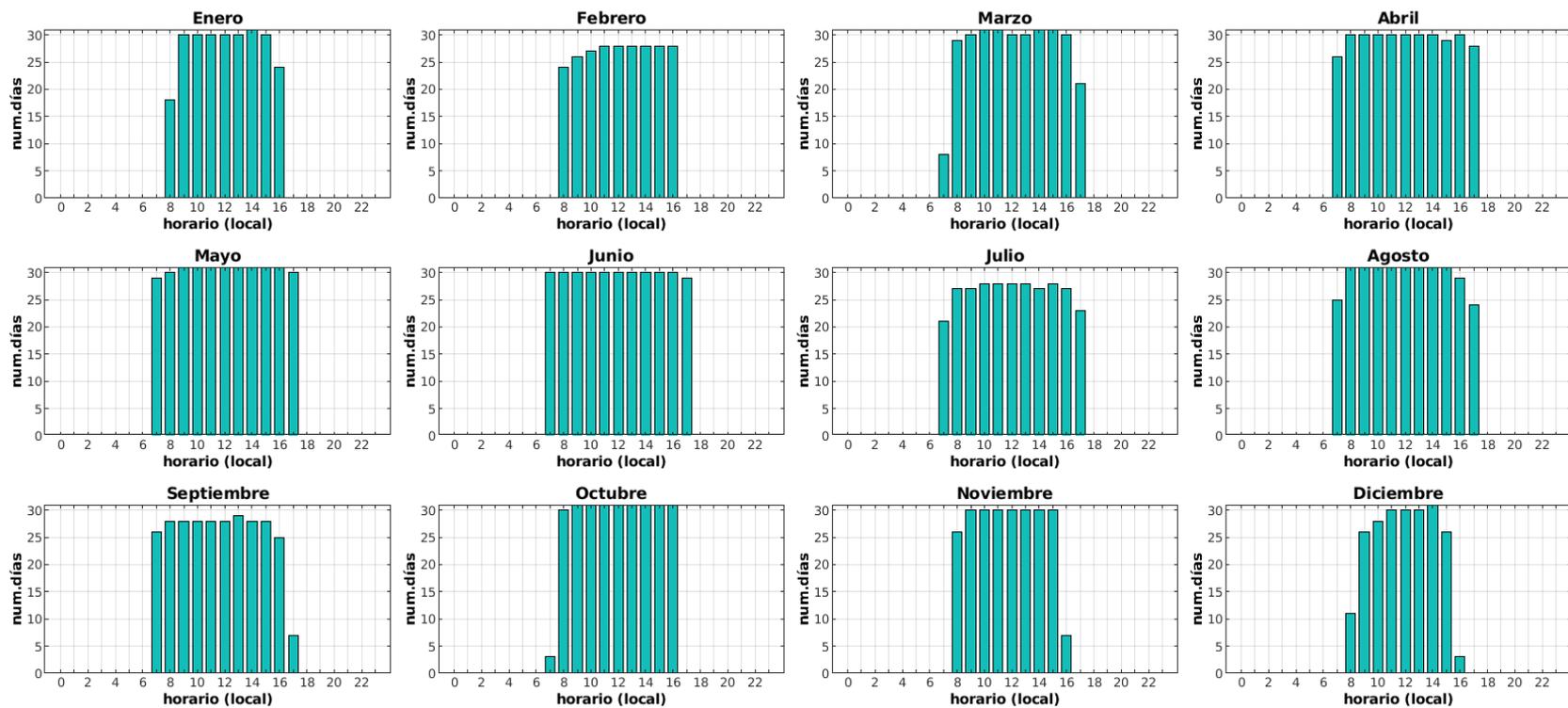


Figura B.14 Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los  $200 \text{ W/m}^2$  de manera diurna mensual para la estación de Santa Rosalía.

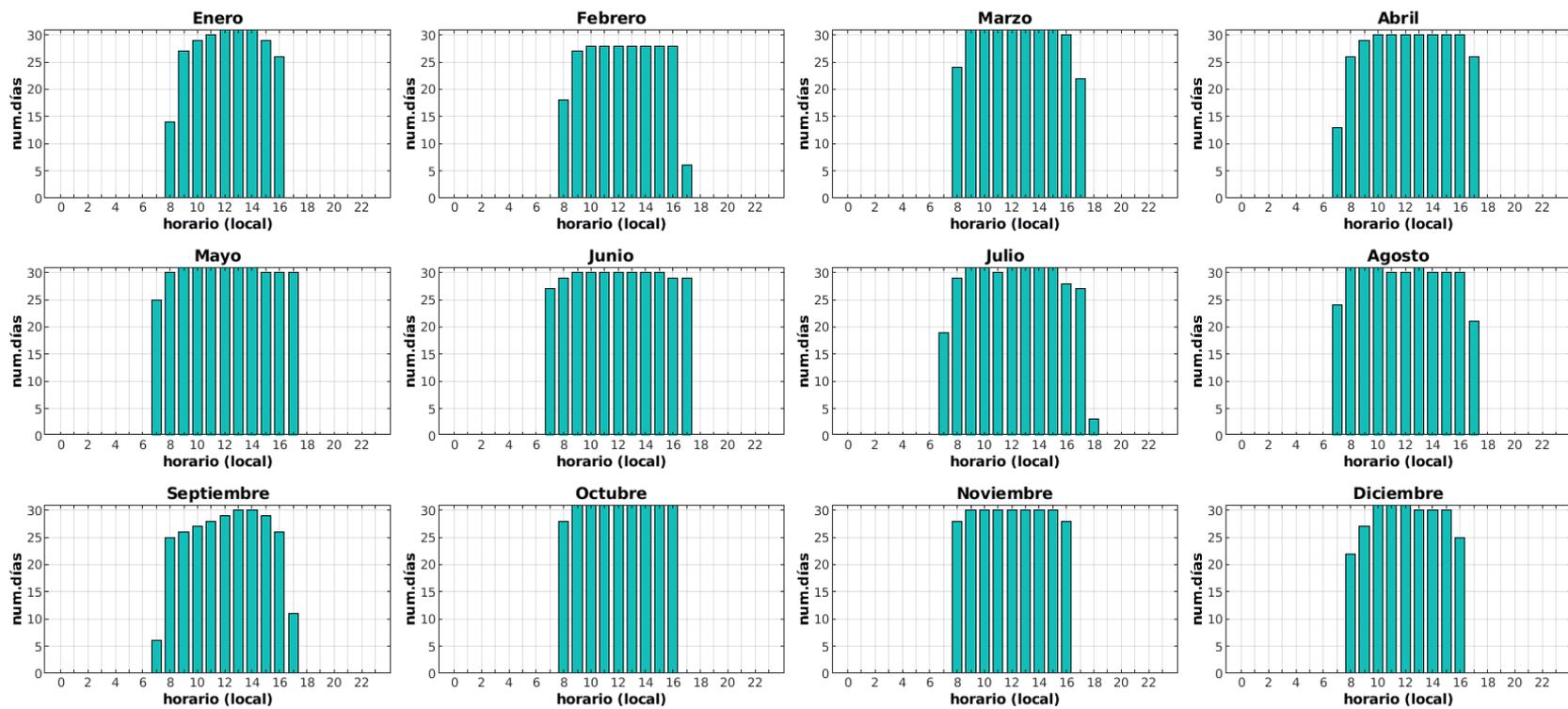
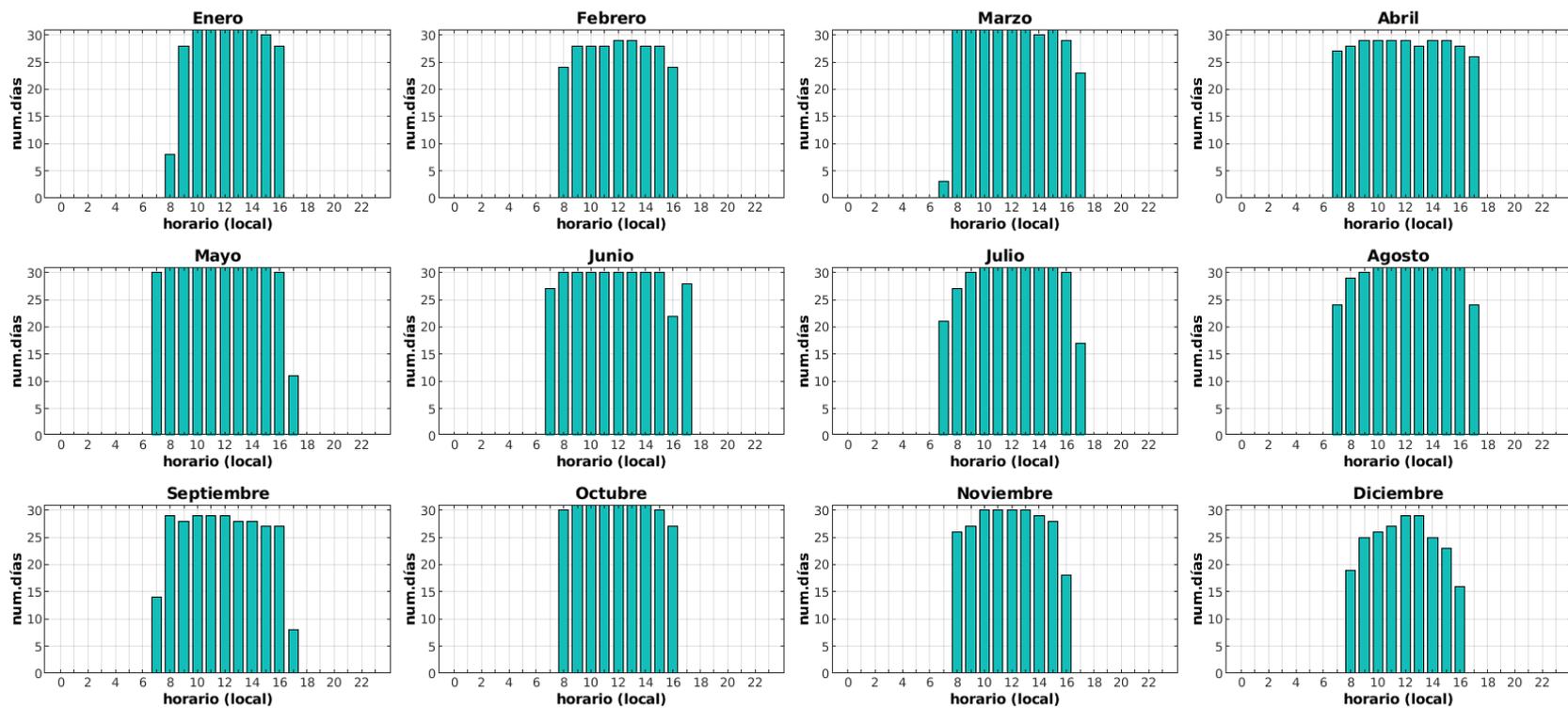


Figura B.15 Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los  $200 \text{ W/m}^2$  de manera diurna mensual para la estación de San Juanico.



**Figura B.16** Número de días donde la irradiancia solar horizontal excede los  $200 \text{ W/m}^2$  de manera diurna mensual para la estación de Bahía de Loreto.

## NUBOSIDAD Y PRECIPITACIÓN (ERA5)

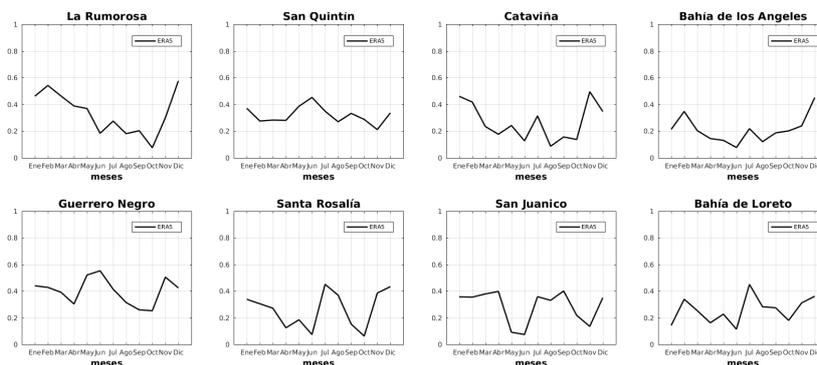


Figura B.17 Nubosidad mensual por estación del reanálisis ERA5.

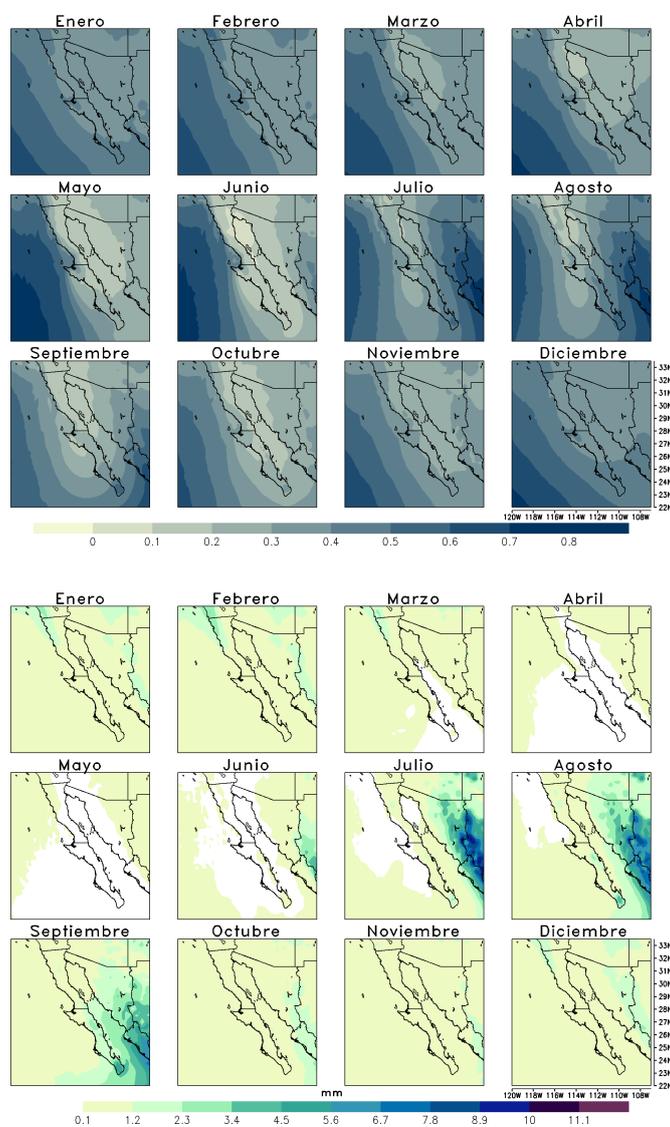
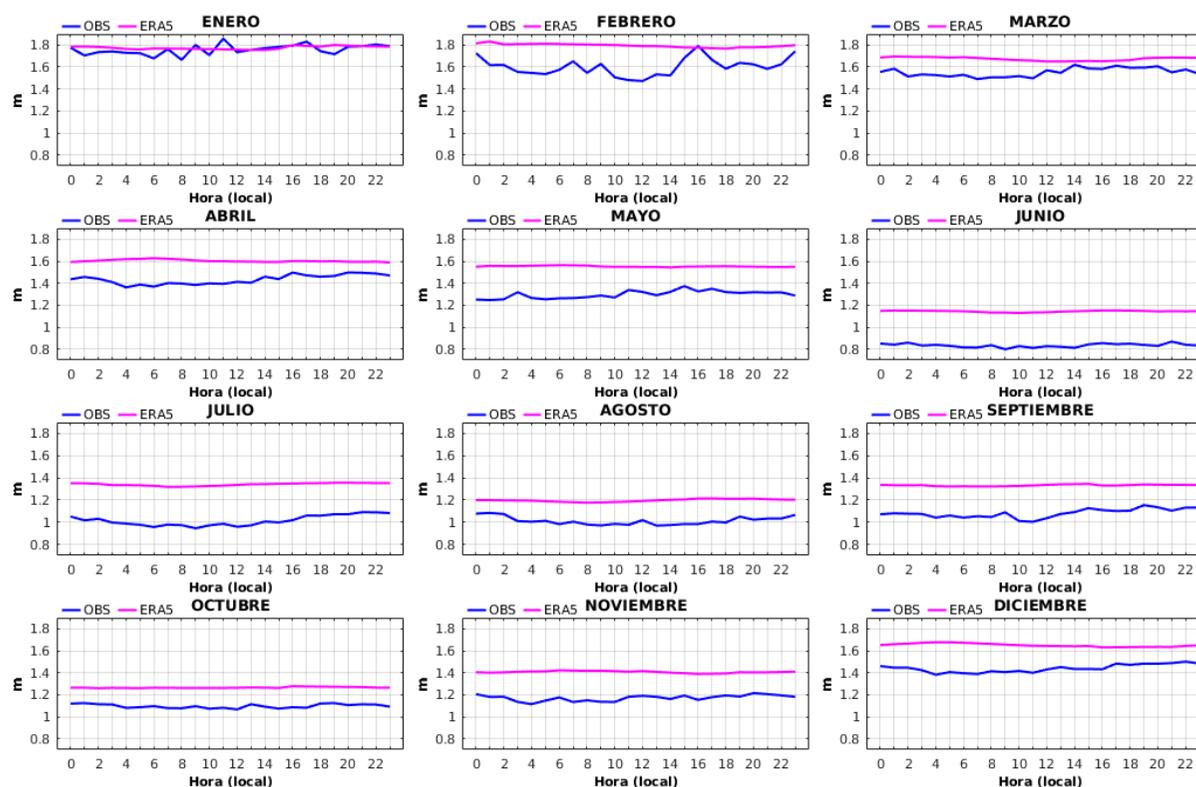


Figura B.18 Climatología 1979-2020 de la cubierta nubosa (arriba) y precipitación total (m) (abajo), ambas de acuerdo a los reanálisis ERA5.

# APÉNDICE C: RECURSO DE OLEAJE

## CICLO DIURNO



**Figura C.1** Variación diurna de altura significativa (m). Datos de reanálisis ERA5 (rosa), datos observados de la estación Isla Todos Santos (azul).

## CICLO DIURNO (BOYAS VIRTUALES)

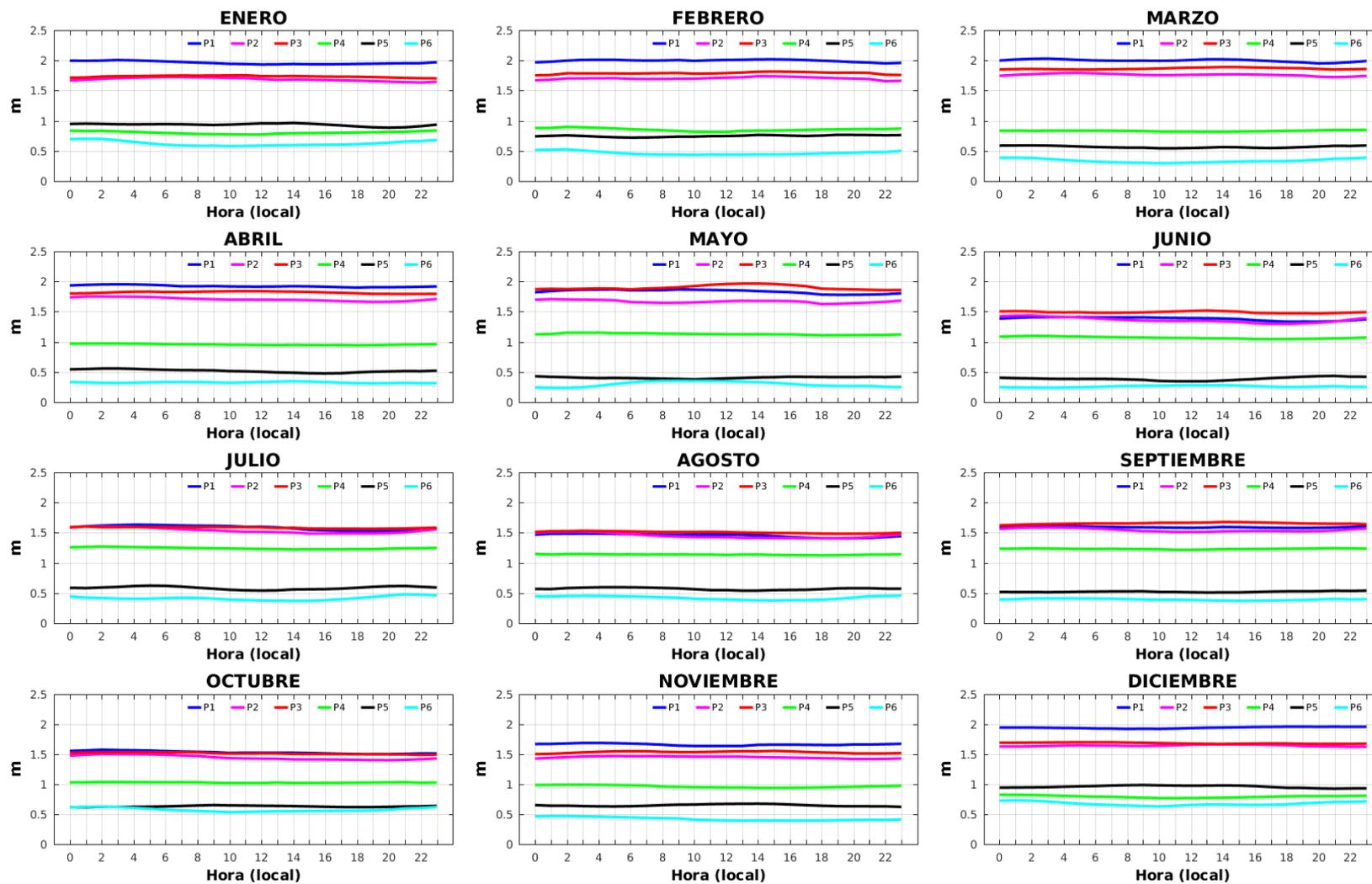


Figura C.2 Variación diurna de altura significante (m). Datos de reanálisis ERA5 de P1-P6.

# ROSAS DE OLEAJE (BOYAS VIRTUALES)

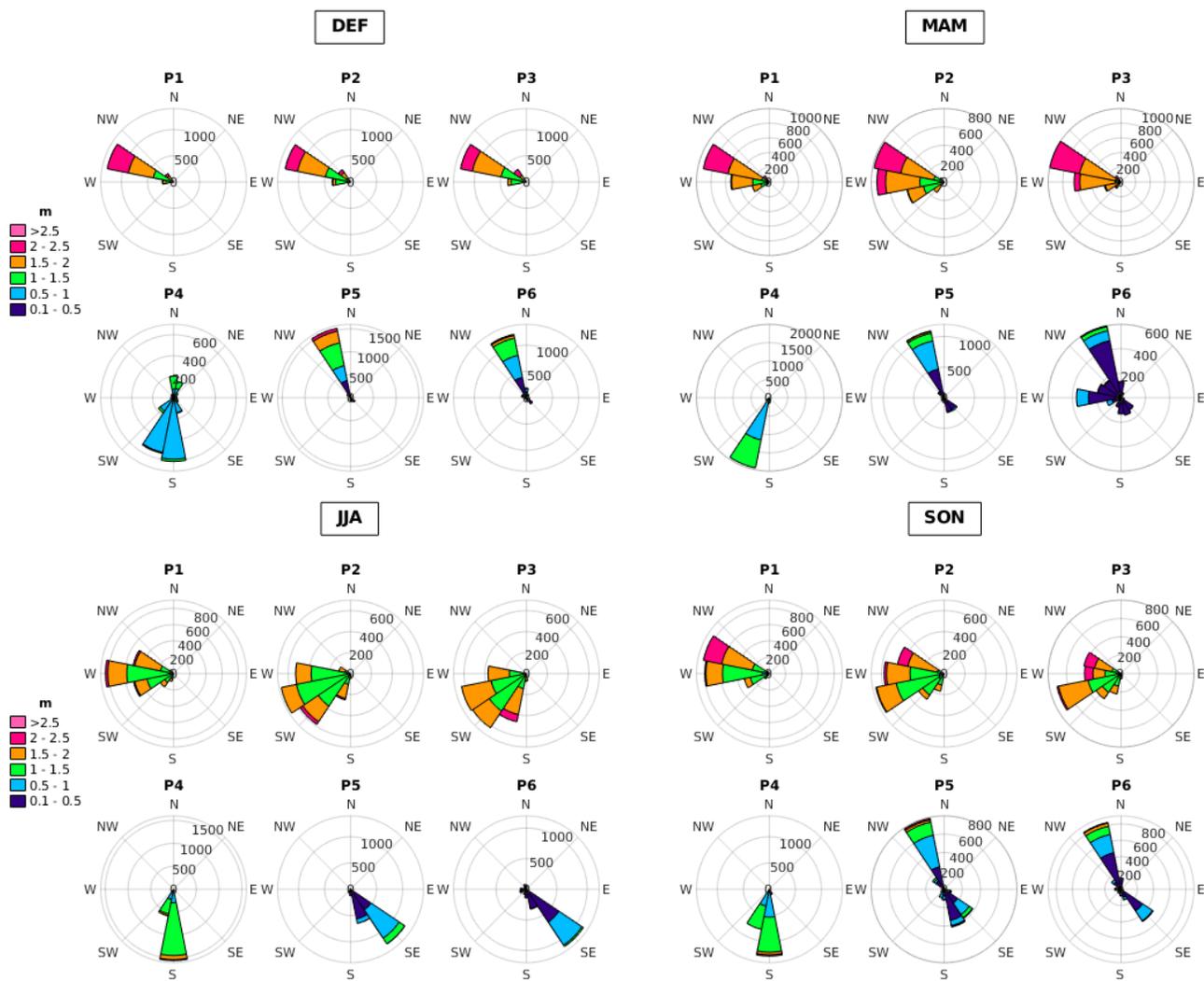
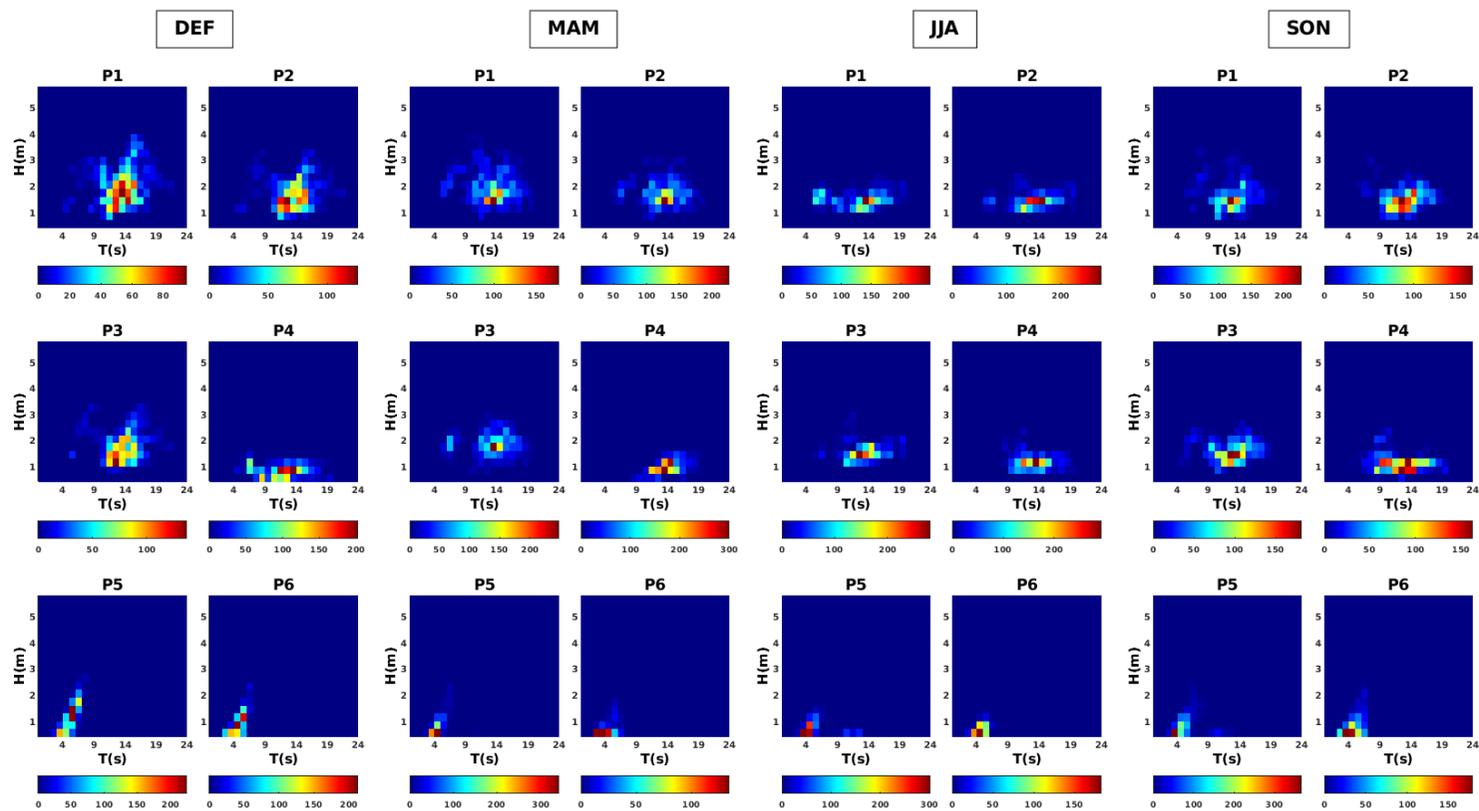


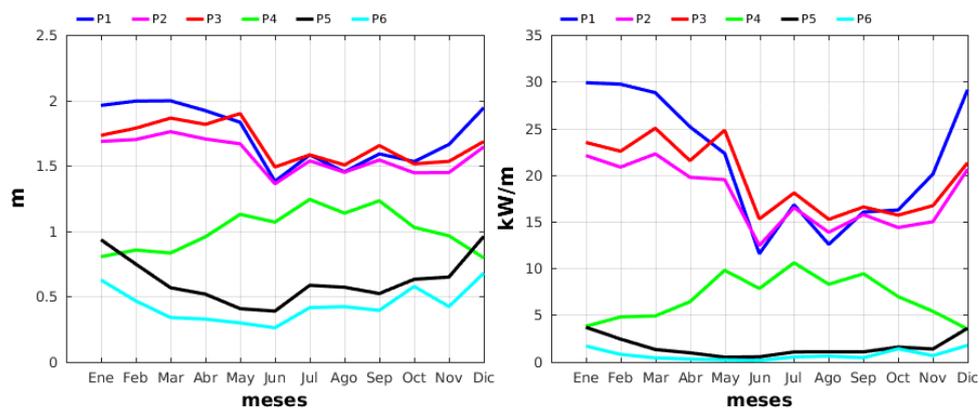
Figura C.3 Rosas de altura significante de reanálisis ERA5 de P1-P6.

## DISTRIBUCIÓN BIVARIANTE DE OCURRENCIA (BOYAS VIRTUALES)



**Figura C.4** Distribución bivalente de ocurrencia en términos de altura significativa  $H(m)$  y periodo asociado al pico espectral  $T(s)$  del reanálisis ERA5.

### MEDIAS MENSUALES (BOYAS VIRTUALES)



**Figura C.5** Promedios mensuales de altura significativa (m) (izquierda) y potencial de oleaje (kW/m) (derecha) del reanálisis ERA5.