



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
**CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIA
APLICADA Y TECNOLOGÍA AVANZADA,
UNIDAD ALTAMIRA**

**CONTRIBUCIÓN DEL RÉGIMEN DE BRISAS EN EL
POTENCIAL EOLOELÉCTRICO DE LA ZONA COSTERA DE
TAMAULIPAS**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN
TECNOLOGÍA AVANZADA**

**PRESENTA
ING. JOSÉ MANUEL OROZCO CONTRERAS**

**DIRECTOR DE TESIS:
DR. DAVID ALBERTO RIVAS CAMARGO**



ALTAMIRA, TAMAULIPAS, MARZO DE 2013



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REGISTRO DE TEMA DE TESIS Y DESIGNACIÓN DE DIRECTOR DE TESIS

México, D.F. a 28 de Febrero del 2012

El Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de CICATA ALT. en su sesión ORD. RCP No. 02/12 celebrada el día 21 del mes de FEB-12 conoció la solicitud presentada por el(la) alumno(a):

| | | |
|-----------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|
| <u>Orozco</u> Apellido paterno | <u>Contreras</u> Apellido materno | <u>José Manuel</u> Nombre (s) |
| Con registro: | | |
| <u>A</u> | <u>1</u> | <u>1</u> |
| <u>0</u> | <u>3</u> | <u>5</u> |
| <u>0</u> | <u>0</u> | <u>0</u> |

Aspirante de:

1.- Se designa al aspirante el tema de tesis titulado:
Contribución del Régimen de Brisas en el Potencial Eolo Eléctrico de la Zona Costera de Tamaulipas.

De manera general el tema abarcará los siguientes aspectos:
Análisis de la Variabilidad en datos medidos, identificar la frecuencia de las brisa, caracterizar el régimen de brisa, descripción de la variabilidad espacio-temporal de la brisa y estimar el potencial eoloeléctrico disponible de la brisa.

2.- Se designa como Director de Tesis al Profesor:
Dr. David Alberto Rivas Camargo

3.- El trabajo de investigación base para el desarrollo de la tesina será elaborado por el alumno en:
IPN CICATA. Unidad Altamira

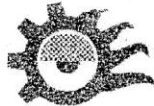
que cuenta con los recursos e infraestructura necesarios.

4.- El interesado deberá asistir a los seminarios desarrollados en el área de adscripción del trabajo desde la fecha en que se suscribe la presente hasta la aceptación de la tesis por la Comisión Revisora correspondiente:

Director(a) de Tesis

Dr. David Alberto Rivas Camargo

Aspirante

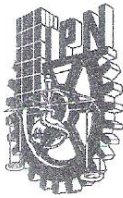


CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIA
APLICADA Y TECNOLOGÍA AVANZADA
DEL IPN
UNIDAD ALTAMIRA

Presidente del Colegio

Dr. Abelardo I. Flores Vela

Ing. José Manuel Orozco Contreras



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de Altamira, Tamaulipas siendo las 10:00 horas del día 7 del mes de marzo del 2013 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de CICATA, Altamira para examinar la tesis titulada:
Contribución del régimen de brisas en el potencial eoloeléctrico de la zona costera de Tamaulipas

Presentada por el alumno:

| | | | | | | | | | |
|------------------|------------------|---------------|---|---|---|---|---|---|---|
| Orozco | Contreras | José Manuel | | | | | | | |
| Apellido paterno | Apellido materno | Nombre(s) | | | | | | | |
| | | Con registro: | A | 1 | 1 | 0 | 3 | 5 | 0 |

aspirante de:

Maestría en Tecnología Avanzada

Después de intercambiar opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA
Director(a) de tesis

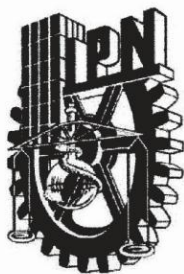
| | | |
|--------------------------------|---------------------------------------|--|
| | | |
| Dr. Marco Julio Ulloa Torres | Dr. David Rivas Camargo | |
| | | |
| Dr. Rogelio Ortega Izaguirre | Dr. Felipe Caballero Briones | |
| | | |
| Dr. Eugenio Rodríguez González | Dr. Sergio Bernardo Jiménez Hernández | |

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES



Dra. Aidé Minerva Torres Huerta

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIA
APLICADA Y TECNOLOGÍA AVANZADA
DEL IPN



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de Altamira, Tamaulipas el día 14 del mes de febrero del año 2013, el que suscribe José Manuel Orozco Contreras alumno del Programa de Maestría en Tecnología Avanzada con número de registro A110350, adscrito al Centro de Investigación en Ciencia Aplicada y Tecnología Avanzada, Unidad Altamira, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. David Alberto Rivas Camargo y cede los derechos del trabajo intitulado “Contribución del régimen de brisas en el potencial eoloeléctrico de la zona costera de Tamaulipas”, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección ing.jorozco@gmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

José Manuel Orozco Contreras
Nombre y firma

Dedicatoria

A mi familia,

*en especial a mis padres, quienes
siempre me han apoyado incondicionalmente
en cada etapa de mi vida.*

*A mi novia y futura esposa, quien me ha
brindado su amor, cariño y respaldo en este recorrido.*

*Y especialmente a la memoria del
Dr. Orzo Sánchez Montante, de quien siempre llevaré
presente su inteligencia, lealtad e inocencia.*

Agradecimientos

La presente tesis es producto de un esfuerzo, en el cual participaron de forma directa o indirecta muchas personas e instituciones, a las cuales me permito brindarle mis más sinceros agradecimientos.

- A la memoria del Dr. Orzo Sánchez Montante, iniciador de esta investigación y de quien siempre me jactaré de haber sido su alumno.
- Al Dr. David Alberto Rivas Camargo, a quien siempre estaré profundamente agradecido por la confianza que ha depositado en mí, así como por sus útiles consejos a lo largo de este trabajo de investigación.
- Al colectivo de sinodales, por su orientación y consejos brindados para este trabajo.
- A mi familia, por su amor incondicional que siempre y en todo lugar he recibido.
- A Lilianne, por su amor, apoyo, paciencia y motivación durante este trabajo de investigación.
- A mis amigos de siempre, quienes hemos estado al pendiente de lo que ocurre en nuestras vidas.
- A Xareni y Jaime, con quienes empecé este proyecto de maestría y nos hemos apoyado en todo momento y ante cualquier circunstancia.
- A mis nuevos amigos que conseguí junto con este título profesional, Rocío y David quienes me abrieron las puertas de su casa y a quienes agradezco sus palabras de aliento y motivación. A Magdiel, quién me ha brindado su amistad y conocimiento desde el primer momento que nos conocimos.
- A Edgar Rivera y *Digital Shoot*, por el apoyo recibido en diseño e impresión en varios proyectos de la maestría.
- Al Instituto Politécnico Nacional y al Centro de Investigación en Ciencia Aplicada y Tecnología Avanzada, Unidad Altamira, por haberme recibido en su

programa de Maestría en Tecnología Avanzada y dejarme ser parte de esta institución reconocida mundialmente.

- Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, por proporcionarme la beca de maestría.
- Al Instituto Nacional de Estadística y Geografía, por facilitar al equipo de trabajo la información topográfica del estado de Tamaulipas.
- Al Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Baja California, por brindarme la oportunidad de realizar la etapa final de mi maestría.

Resumen

El viento se encuentra como una de las energías inagotables más viables en la actualidad, la búsqueda de fuentes alternativas de energía recae en la necesidad de disminuir la contaminación que generan las fuentes de energía eléctrica que usan recursos no renovables. Esta necesidad ha llevado al estudio detallado de la caracterización del viento en sus diferentes escalas. El objetivo de este trabajo es analizar la contribución que tiene el sistema de brisa sobre el potencial eólico para generar energía eléctrica en la zona costera de Tamaulipas. Para esto se utilizaron datos procedentes del Reanálisis Regional de Norteamérica (NARR, por sus siglas en inglés), que fueron validados con datos *in situ* capturados por cuatro estaciones meteorológicas ubicadas en la zona costera de Tamaulipas y una boya marina ubicada al noroeste del Golfo de México. En esta validación se obtuvieron correlaciones generalmente por arriba de 0.80 entre las observaciones y el producto del reanálisis.

Para el periodo de enero de 2000 a diciembre de 2010 se filtraron los datos de viento y de temperatura para separar los regímenes de baja frecuencia y de señal diurna. Se determinó una contribución significativa de la brisa durante los meses más calurosos del año (marzo, abril, mayo y junio), esta contribución es de hasta un 34% del viento total (viento de baja frecuencia más viento de la señal diurna). Durante estos meses con mayor temperatura, la intensidad de la brisa llega a estar por encima de 2.2 m s^{-1} , con la cual, ya es posible generar energía eléctrica con tecnología de mini-aerogeneradores domésticos, a diferencia de los meses con un gradiente de temperatura menor (octubre, noviembre, diciembre y enero) cuando la brisa no alcanza a generar energía eléctrica. Estos meses pueden ser aprovechados para dar mantenimiento a los aerogeneradores. Las intensidades de brisa más altas se ubican al sur de Tamaulipas mientras que al norte del estado la brisa es menos intensa. Si se aprovechara solamente el potencial eólico de brisa para generar energía eléctrica, se podría llegar a obtener más del 700 kW h anuales.

Abstract

Currently, wind is one of the inexhaustible energies that are most viable; seeking for alternative energy sources has as motivation to reduce the pollution generated by power sources that use non-renewable resources. This need has led to detailed studies of characterization of wind at different scales; this research analyzes the contribution of the breeze on the wind power potential in the coastal zone of Tamaulipas. Data from the North American Regional Reanalysis (NARR) were used and validated with *in situ* observations recorded by four meteorological stations in the coastal area of Tamaulipas and a marine buoy located in the northwestern Gulf of Mexico. In this validation the correlations between the observations and the reanalysis were generally above 0.80.

For the period from January 2000 to December 2010, wind and temperature data were filtered to separate the low frequencies and the diurnal signal. A steady and significant contribution of the breeze was determined during the warm months of the year (March, April, May, and June), this is up to 34% of the total wind intensity (wind of low frequency plus diurnal wind). During these warm months, the breeze reaches intensities above 2.2 m s^{-1} , which is enough to operate domestic wind turbines, unlike those months with a lower temperature (October, November, December and January), when the breeze is not intense enough to generate power electricity. The most intense breeze occurs in southern Tamaulipas. If only the wind potential of breeze were exploited to generate electricity, over 700 kW h would be produced annually.

Índice General

Página

| | |
|---|-----------|
| Capítulo 1. Introducción..... | 1 |
| 1.1 Hipótesis..... | 3 |
| 1.2 Objetivo General | 3 |
| 1.3 Objetivos Específicos..... | 4 |
| 1.4 Antecedentes | 4 |
| Capítulo 2. Metodología..... | 10 |
| 2.1 Recopilación de datos. | 10 |
| 2.2 Filtro de la señal diurna..... | 14 |
| 2.3 Validación de los datos del NARR | 18 |
| 2.4 Caracterización de la intensidad del viento y su densidad de potencia en la costa de Tamaulipas. | 23 |
| 2.5 Caracterización espacio-temporal del régimen de brisa..... | 24 |
| 2.6 Estimación de generación de electricidad | 25 |
| Capítulo 3. Resultados | 27 |
| 3.1 Validación de los datos del NARR | 27 |
| 3.2 Caracterización espacial de la brisa | 38 |
| 3.3 Simulación de Intensidad y densidad de potencia por medio del WASP..... | 43 |
| 3.4 Contribución de la intensidad de la brisa al viento total. | 46 |
| 3.5 Estimación de generación de energía eléctrica. | 51 |
| Capítulo 4. Conclusiones | 55 |
| Referencias Bibliográficas..... | 57 |
| Referencias Electrónicas | 58 |

Índice de Figuras

- Figura 1.** El panel izquierdo corresponde al esquema de la circulación de brisa marina durante el día. El panel derecho corresponde al esquema de la circulación de brisa terral durante la noche (Tomado de Ahrens, 2007).3
- Figura 2.** (a) Intensidad del ciclo de viento diurno, con los ejes mayores graficados en color en las zonas donde es estadísticamente significativo, y las elipses de viento son dibujadas cada 6° en áreas ya sea a 10° de tierra o en dirección al ecuador a 30° de latitud. La línea de referencia indica el eje mayor para una elipse con semieje mayor a 2 m s^{-1} . (b) Dirección de la rotación del viento, en rojo se indica una rotación en el sentido de las manecillas del reloj y en azul en sentido contrario. (c) Momento del día cuando el viento está alineado con el eje mayor (Tomado de Gille et al., 2005).5
- Figura 3.** Promedios mensuales de la magnitud del viento en la estación para cuatro años diferentes (Tomado de Quiroga-Goode et al., 2007).6
- Figura 4.** Producción anual de electricidad (eje izquierdo) y ahorros económicos (eje derecho) proyectados para dos parques eólicos de 10 aerogeneradores cada uno. El primero está formado de aerogeneradores de 5 MW (azul) y el otro de 2 MW (verde). Los porcentajes indican el factor de capacidad (eficiencia) de cada uno de ellos (Tomado de Quiroga-Goode et al., 2007).7
- Figura 5.** Campo promedio del viento regional durante los meses de enero, abril, junio y octubre (2005-2008) obtenido del producto satelital BMWF-CERSAT. Las isolíneas representan el campo de presión (Tomado de Carrasco-Díaz, 2012).9
- Figura 6.** Campo de viento medio (2004-2009) de la costa de Tamaulipas a partir del producto satelital, dividido en cuatro cuadrantes (Tomado de Carrasco-Díaz, 2012).9
- Figura 7.** Series de tiempo de la intensidad de viento registradas por las estaciones meteorológicas en Matamoros, San Fernando, Soto La Marina, Altamira y la Boya NDBC42045.12
- Figura 8.** Dominio del NARR y su topografía con resolución de 32 km. La escala muestra la elevación del terreno en metros (Tomado de Mesinger et al., 2006).13

Índice de Figuras (continuación)

- Figura 9.** Costa de Tamaulipas con topografía. Las cruces rojas indican la ubicación de las estaciones meteorológicas y de la boya (1. *Altamira*, 2. *Soto La Marina*, 3. *San Fernando*, 4. *Matamoros*, 5. *Boya NDBC42045*). Los puntos negros representan la malla de los datos del NARR14
- Figura 10.** Serie de tiempo de las componentes de la estación de Matamoros. Línea negra representa los datos *in situ* obtenido por la estación. Línea roja representa la señal ajustada por cuadrados mínimos. Note que para una mayor apreciación del ajuste se omitió el periodo de abril a agosto de 2000 ya que la serie no tenía huecos en ese periodo.15
- Figura 11.** Espectro de varianza conservada de la componente U del viento en la estación de Matamoros, donde la señal diurna se observa notoriamente en el periodo de 1 día.....16
- Figura 12.** Función del filtro de Lanczos, con $fc = 0.5$ ciclos por unidad de tiempo y 100 coeficientes de Fourier.17
- Figura 13.** Espectros de varianza conservada de la componente U en la estación de Matamoros aplicando tres filtros, pasa bajas, pasa altas y pasa bandas. En color negro se muestra la señal completa, mientras que la línea roja representa la señal filtrada según sea el caso. El panel izquierdo muestra el espectro completo de la señal y de su respectivo filtro. El panel derecho muestra el mismo espectro, con un acercamiento para observar la señal con más detalle.18
- Figura 14.** Convención de ángulos meteorológicos, con ángulo de 0° hacia el norte, creciendo en sentido de las manecillas del reloj. Éstos ángulos indican la dirección de donde viene el viento.....20
- Figura 15.** Comparación entre datos de viento del NARR y datos observados en la ubicación de la boya NDBC42045. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).....27

Índice de Figuras (continuación)

- Figura 16.** Comparación entre datos de viento del NARR y datos observados en la ubicación de la estación de Matamoros. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodo entre 22 y 26 horas).....28
- Figura 17.** Comparación entre datos de viento del NARR y datos observados en la ubicación de la estación de San Fernando. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodo entre 22 y 26 horas).....28
- Figura 18.** Comparación entre datos de viento del NARR y los observados en la estación de Soto La Marina. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodo entre 22 y 26 horas).
.....29
- Figura 19.** Comparación entre datos de viento del NARR y datos observados en la ubicación de la estación de Altamira. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Período entre 22 y 26 horas).....29
- Figura 20.** Correlación de la temperatura entre datos del NARR y datos observados en la estación de Altamira. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).
.....32
- Figura 21.** Correlación de la temperatura entre datos del NARR y datos observados en la estación de Soto La Marina. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).....32

Índice de Figuras (continuación)

- Figura 22.** Correlación de la temperatura entre datos del NARR y datos observados en la estación de San Fernando. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).....33
- Figura 23.** Correlación de la temperatura entre datos del NARR y datos observados en la estación de Matamoros. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).....33
- Figura 24.** Correlación de la temperatura entre datos del NARR y datos observados en la boya NDBC42045. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).....33
- Figura 25.** Día medio de la temperatura horaria en la estación de Matamoros. La línea negra corresponde con los datos del NARR, mientras que la línea roja corresponde a los datos observados.....34
- Figura 26.** Día medio de la componente zonal del viento en la estación de Matamoros. La línea negra corresponde con los datos del NARR, mientras que la línea roja corresponde a los datos observados.35
- Figura 27.** Espectro de varianza conservada de la temperatura en la estación de Matamoros. El panel izquierdo corresponde a los datos del NARR. El panel derecho corresponde a los datos observados.....37
- Figura 28.** Espectro de varianza conservada de la temperatura en la Boya. El panel izquierdo corresponde a los datos del NARR. El panel derecho corresponde a los datos observados. .38
- Figura 29.** Desviación estándar del gradiente zonal de la temperatura (superficial) en la costa de Tamaulipas. Las cruces representan las estaciones donde se realizaron las observaciones *in situ*. Las líneas negras representan las líneas de nivel (topografía) de la zona.38

Índice de Figuras (continuación)

- Figura 30.** Desviación estándar del gradiente zonal de la temperatura (superficial) dividido en las estaciones del año. Las cruces representan la ubicación de las 4 estaciones en tierra y la boya en el Golfo de México. Se muestran los contornos de la topografía.....39
- Figura 31.** Evolución de la desviación estándar del gradiente zonal de la temperatura (superficial) a lo largo de un año promedio.39
- Figura 32.** Evolución horaria (UTC-06:00) del gradiente zonal de la temperatura superficial en un día promedio del mes de enero.40
- Figura 33.** Evolución horaria (UTC-06:00) del gradiente zonal de la temperatura superficial en un día promedio del mes de abril.....41
- Figura 34.** Evolución horaria (UTC-06:00) del gradiente zonal de la temperatura superficial en un día promedio del mes de julio.....41
- Figura 35.** Evolución horaria (UTC-06:00) del gradiente zonal de la temperatura superficial en un día promedio del mes de octubre.42
- Figura 36.** Simulación del WAsP con datos de baja frecuencia a 10 m para el periodo 2000-2010. Los círculos representan la ubicación de las estaciones virtuales. El panel izquierdo corresponde a la intensidad. El panel derecho corresponde a la densidad de potencia media.43
- Figura 37.** Simulación del WAsP con datos de baja frecuencia a 50 m para el periodo 2000-2010. Los círculos representan la ubicación de las estaciones virtuales. El panel izquierdo corresponde a la intensidad. El panel derecho corresponde a la densidad de potencia media.44
- Figura 38.** Simulación del WAsP con datos de la señal diurna a 10 m para el periodo 2000-2010. Los círculos representan la ubicación de las estaciones virtuales. El panel izquierdo corresponde a la intensidad. El panel derecho corresponde a la densidad de potencia media.44

Índice de Figuras (continuación)

- Figura 39.** Simulación del WAsP con datos de la señal diurna a 50 m para el periodo 2000-2010. Los círculos representan la ubicación de las estaciones virtuales. El panel izquierdo corresponde a la intensidad. El panel derecho corresponde a la densidad de potencia media.45
- Figura 40.** Intensidad de la brisa en meses promedio (2000-2010). La línea verde indica el promedio total: 1.5 m s^{-1} en donde la intensidad es mayor, 1.2 m s^{-1} en la intensidad media y 0.9 m s^{-1} en la intensidad menor. Las líneas negras indica la desviación estándar de la serie.46
- Figura 41.** Año medio (2000-2010) de la intensidad de la brisa. La línea verde indica el promedio de la serie. La línea verde indica el promedio total: 1.5 m s^{-1} en donde la intensidad es mayor, 1.2 m s^{-1} en la intensidad media y 0.9 m s^{-1} en la intensidad menor. Las barras de error representan la desviación estándar de las series.47
- Figura 42.** Evolución horaria en un día promedio de la intensidad de brisa (señal diurna) para cada mes. Las líneas verdes representan el promedio de la intensidad de la brisa mensual. Las líneas negras representan la desviación estándar. El tiempo está expresado en horario local (UTC-06:00).48
- Figura 43.** Contribución porcentual de la intensidad de brisa (señal diurna) durante el periodo completo (2000-2010).49
- Figura 44.** Contribución porcentual por mes de la intensidad de brisa (señal diurna) al viento total. 50
- Figura 45.** Histograma de la intensidad de brisa con un ajuste de la distribución de Weibull (Stevens et al., 1979) utilizando los parámetros de forma y escala, $K=2.3293$ y $C=1.7214$ respectivamente.53

Índice de Tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Ubicación de las estaciones meteorológicas y de la boya utilizadas en el presente estudio. | 11 |
| Tabla 2. Periodo con menor número de datos faltantes en las observaciones <i>in situ</i> . | 19 |
| Tabla 3. Datos estadísticos de la comparación entre datos del NARR y observados de la serie sin filtrar. | 30 |
| Tabla 4. Datos estadísticos de la comparación entre datos | 30 |
| Tabla 5. Datos estadísticos de la comparación entre datos del NARR y observados de la señal de Altas Frecuencias (Periodos menores a 26 h). Note que se omitieron los datos de la media, ya que tiende a ser cero. | 30 |
| Tabla 6. Datos estadísticos de la comparación entre datos del NARR y observados de la Señal Diurna (Periodos entre 22 h y 26 h). Note que se omitieron los datos de la media, ya que tiende a ser cero. | 31 |
| Tabla 7. Datos estadísticos de la comparación entre datos de temperatura del NARR y los observados de las series sin filtrar | 35 |
| Tabla 8. Datos estadísticos de la comparación entre datos de temperatura del NARR y los observados de la baja frecuencia. Note que la media es igual a la serie sin filtrar. | 36 |
| Tabla 9. Datos estadísticos de la comparación entre datos de temperatura del NARR y los observados de la alta frecuencia. Note que se omitieron los datos de la media ya que tienden a ser cero. | 36 |
| Tabla 10. Datos estadísticos de la comparación entre datos de temperatura del NARR y los observados de la señal diurna. Note que se omitieron los datos de la media ya que tienden a ser cero. | 36 |
| Tabla 11. Características de las 3 tecnologías a comparar. | 51 |
| Tabla 12. Relación entre velocidad de viento y potencia generada de cada tecnología empleada en este análisis. | 51 |
| Tabla 13. Potencia interpolada en rangos bajos de intensidad de la brisa. | 52 |

Índice de Tablas (continuación)

| | |
|--|----|
| Tabla 14. Potencia anual que generaría cada tecnología si funcionara entre 2 y 4 $m s^{-1}$ anualmente. | 53 |
| Tabla 15. Consumo típico de electrodomésticos y su uso horario anual aproximado alimentado por un aerogenerador Pitchwind Systems AB..... | 54 |

Capítulo 1. Introducción

La energía eólica es aquella obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por el efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas. La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar termoeléctricas a base de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde (www.ecoticias.com/energias-renovables/61314/Energia-Eolica-fuerza-aire-renovables, 2012).

En meteorología, el viento se define como el desplazamiento de masas de aire en la atmósfera, éste se origina como una consecuencia de los gradientes térmicos que producen a su vez gradientes de presión atmosférica. El viento característico en un punto geográfico particular queda determinado por la contribución del viento sinóptico sobre el punto mismo y el viento local generado (Roth, 2003). De acuerdo con la escala o dimensión espacial del recorrido de los vientos, se distinguen tres tipos de vientos: los vientos sinópticos o globales, los regionales y los locales, aunque hay algunos sistemas de viento, como los monzones, que son más difíciles de categorizar dentro de esta simple clasificación (Cañellas Jalón, 2011).

Las peculiaridades de la distribución del viento han llevado a seleccionar los sitios donde explorar el recurso eólico mediante estudios de prospección eólica. En la presente propuesta de investigación se desarrolla una metodología para evaluar el potencial eólico asociado al viento local, como régimen de brisas, en la región costera de Tamaulipas.

En meteorología se suelen denominar los vientos según su fuerza y la dirección desde la que soplan. El viento se puede producir en diversas escalas, desde flujos tormentosos que duran decenas de minutos hasta brisas locales con duración de varias horas. Una clasificación de los vientos según el periodo de duración de su intensidad distingue la existencia de ráfagas, que son aumentos repentinos de la intensidad del viento durante un tiempo corto, las turbonadas, que son vientos intensos de duración intermedia (aproximadamente un minuto), y vientos de larga duración con diversos nombres según su fuerza media, entre ellos se encuentran vientos de brisa, temporal, tormenta y huracán (Roth, 2003).

Las causas principales de la circulación atmosférica a gran escala son el calentamiento diferencial de la superficie terrestre según la latitud y la inercia producida por la rotación del planeta.

En los trópicos, la circulación de depresiones térmicas por encima del terreno y mesetas elevadas puede impulsar la circulación de monzones. En las áreas costeras, el ciclo brisa marina / brisa terrestre puede definir los vientos locales, mientras que en las zonas con relieve variado, las brisas de valle y montaña pueden dominar los vientos locales (Araya et al., 2010).

A lo largo de un año las variaciones estacionales de la radiación solar incidente provocan variaciones en la intensidad y dirección de los vientos dominantes en cada uno de los puntos de la superficie terrestre. Tal es el caso de las brisas de montaña, moduladas por el calentamiento diferencial diario que el relieve terrestre presenta y que son intensificadas bajo condiciones sinópticas favorables para un mayor gradiente térmico. Esto da lugar a que se produzcan movimientos verticales de las masas de aire de baja densidad que provocan vacíos y desequilibrios de presión. Como un mecanismo de restauración del equilibrio, masas de aire de mayor densidad, contiguas a las regiones de inestabilidad, se desplazan para ocupar estos vacíos de baja presión, teniéndose en consecuencia la existencia de celdas de circulación (Moragues y Rapallini, 2003).

De manera similar, en las costas se producen brisas por el efecto del calentamiento diferencial que experimenta la masa continental y las masas de agua. Durante el día la mayor temperatura de la tierra da lugar a movimientos ascendentes de las masas de aire calentadas en superficie, que son rápidamente compensadas por la llegada de aire relativamente frío procedente del mar o grandes lagos (brisa marina), ver Figura 1. Al anochecer hay un periodo de calma cuando las temperaturas se igualan y durante la noche el mecanismo se invierte al estar la superficie sobre el agua más caliente que la tierra debido al enfriamiento radiativo, el cual es mayor en tierra, aunque la velocidad del viento suele ser menor debido a que los gradientes térmicos son menos intensos (brisa terral). Ambas circulaciones, brisa marina y brisa terral, son referidas como vientos térmicos (Ahrens, 2007).

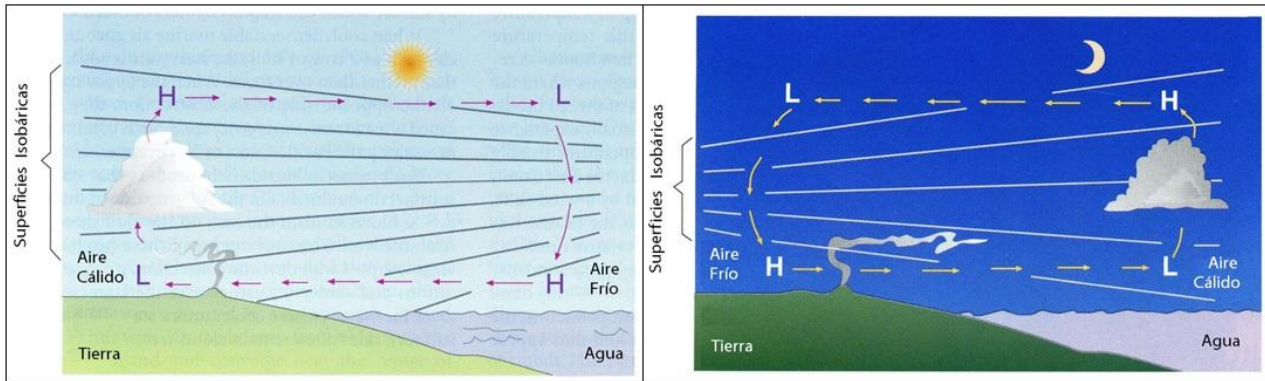


Figura 1. El panel izquierdo corresponde al esquema de la circulación de brisa marina durante el día. El panel derecho corresponde al esquema de la circulación de brisa terrenal durante la noche (Tomado de Ahrens, 2007).

1.1 Hipótesis

A partir de la aplicación de un filtro pasa-banda a los datos de viento y temperatura del Reanálisis Regional de América del Norte (NARR, por sus siglas en inglés) previamente validados con observaciones *in situ*, se puede obtener la señal de brisa. Ésta puede ser caracterizada en términos del gradiente de temperatura y de la intensidad de viento a lo largo de la costa de Tamaulipas, y así obtener la contribución de la intensidad del régimen brisa al potencial eoloeléctrico total (viento de bajas frecuencias más viento de la señal diurna).

1.2 Objetivo General

- Caracterizar el régimen de brisas en la región costera de Tamaulipas.
- Determinar la contribución del régimen de brisas al potencial eoloeléctrico en la región costera de Tamaulipas.

1.3 Objetivos Específicos

- Validación de los datos de viento y de temperatura del NARR.
- Identificar la señal característica del régimen de brisas mediante un análisis espectral de las series de tiempo.
- Obtener la señal del régimen local de brisas mediante la aplicación de un filtro de Lanczos.
- Describir la variabilidad espacial, estacional e intra-estacional de la brisa en términos del gradiente de temperatura e intensidad del régimen de brisa.
- Evaluar la contribución eoloeléctrica del régimen de brisa mediante el análisis de datos de generación de potencia de 3 tecnologías de aerogeneración.

1.4 Antecedentes

En un estudio reciente se analizaron datos de los dispersómetros (del inglés *scatterometers*) de los satélites QuikSCAT y ADEOS-II, los cuales realizaron cuatro observaciones diarias de abril a octubre de 2003 (Gille et al., 2005). Estos datos fueron usados para estudiar la circulación de la brisa tierra-mar, ajustando una señal elíptica, basado en la teoría lineal de Haurwitz y Schmidt (1947). Este análisis describe la variabilidad diurna de los vientos, proporcionando observaciones espacio-temporales de la brisa en todo el planeta con una resolución de 0.25° . Sus resultados indican que la diferencia de temperatura máxima entre el mar y la tierra ocurre típicamente a las 14:00 h, y que la brisa marina alcanza su máxima intensidad entre las 16:00 h y las 20:0 h. En este estudio se resalta la importancia de las brisas en la dinámica costera de la capa de mezcla, dado que si el forzamiento del viento de la brisa y el calentamiento solar están en fase, puede influir en el almacenamiento de calor en la capa superior del océano y en los procesos de intercambio de masas de aire.

En la Figura 2 se puede apreciar un resumen de los resultados de estas observaciones. En las costas de Tamaulipas se presenta una intensidad de viento diurno medianamente alta ($\sim 1.3 \text{ m s}^{-1}$), de aquí la necesidad de cuantificar y caracterizar este sistema de brisa en la zona. En la Figura 2a se observa una alta intensidad diurna entre los -30° y 30° de latitud, notándose una alta intensidad específicamente en la costa del Golfo de México, Venezuela, Colombia, noreste de Brasil, Somalia, oeste de Madagascar, sureste de la India, y en el noroeste de Australia. En la Figura 2b se muestra la rotación de las elipses, donde se aprecia un patrón donde en el hemisferio norte tiende a hacer una

rotación anticiclónica mientras que en el hemisferio sur tiene una rotación ciclónica principalmente. En la Figura 2c se muestra el momento del día cuando la intensidad diurna es la más alta, que es cuando corresponde con el semieje mayor de la elipse.

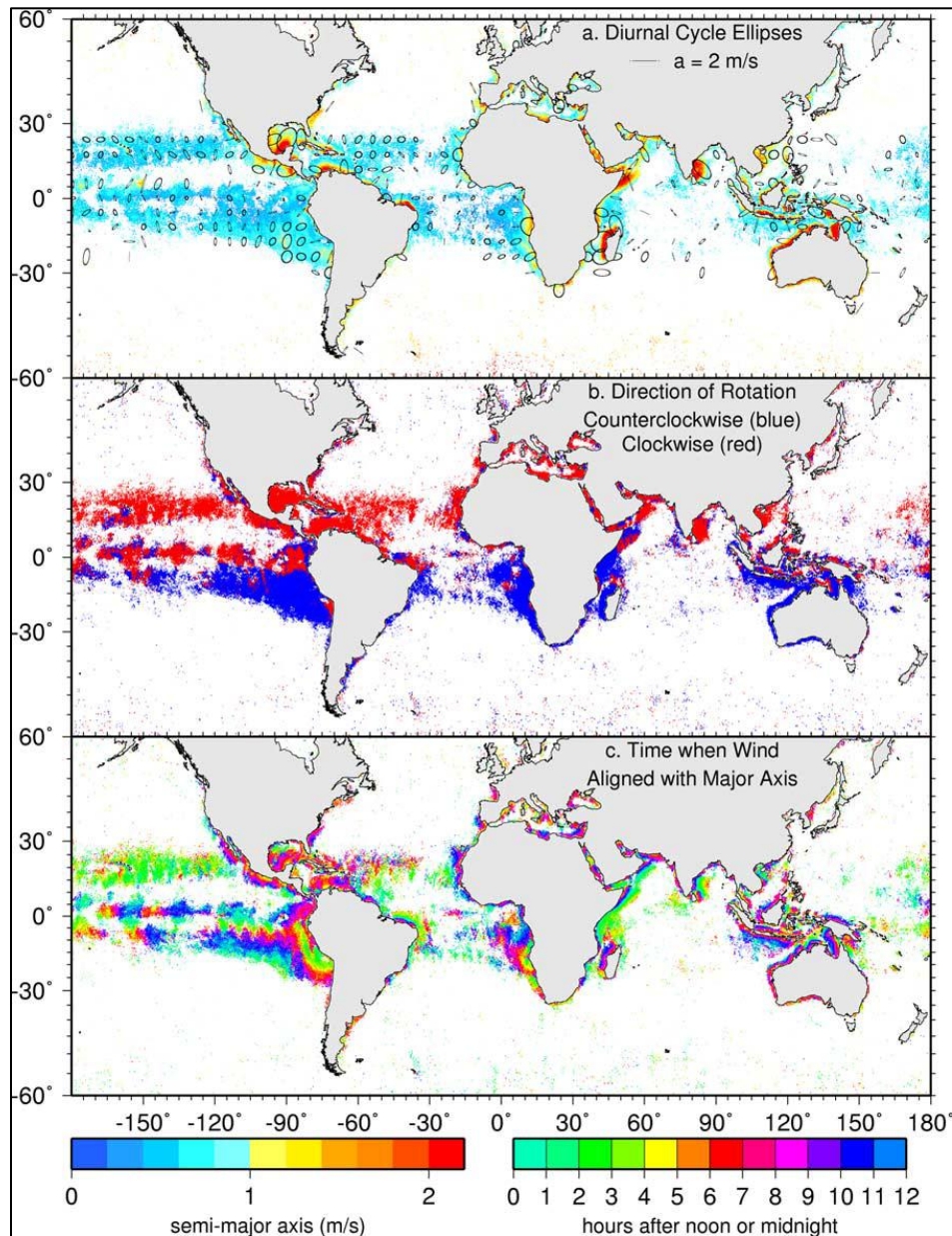


Figura 2. (a) Intensidad del ciclo de viento diurno, con los ejes mayores graficados en color en las zonas donde es estadísticamente significativo, y las elipses de viento son dibujadas cada 6° en áreas ya sea a 10° de tierra o en dirección al ecuador a 30° de latitud. La línea de referencia indica el eje mayor para una elipse con semieje mayor a 2 m s^{-1} . (b) Dirección de la rotación del viento, en rojo se indica una rotación en el sentido de las manecillas del reloj y en azul en sentido contrario. (c) Momento del día cuando el viento está alineado con el eje mayor (Tomado de Gille et al., 2005).

Por otro lado, un trabajo de investigación fue impulsado por la necesidad de las autoridades del Puerto Industrial de Altamira, Tamaulipas para conocer el potencial eólico disponible para generar energía eléctrica en el Puerto Industrial. Se procedió a realizar una evaluación del potencial eólico en la zona usando datos provenientes de la estación meteorológica de la Administración Portuaria Integral (API) de Altamira del 2003 al 2006, y dependiendo de estos resultados, se procedería con equipo especializado a realizar una estimación más precisa del viento disponible en la zona (Quiroga-Goode et al., 2007). En la Figura 3 se muestran los promedios mensuales de la intensidad del viento para los años 2003 al 2006, donde se puede apreciar un incremento entre los meses de marzo y junio, con una máxima aproximada de 5.8 m s^{-1} y un decremento entre julio y septiembre, con una mínima de aproximadamente 3.9 m s^{-1} .

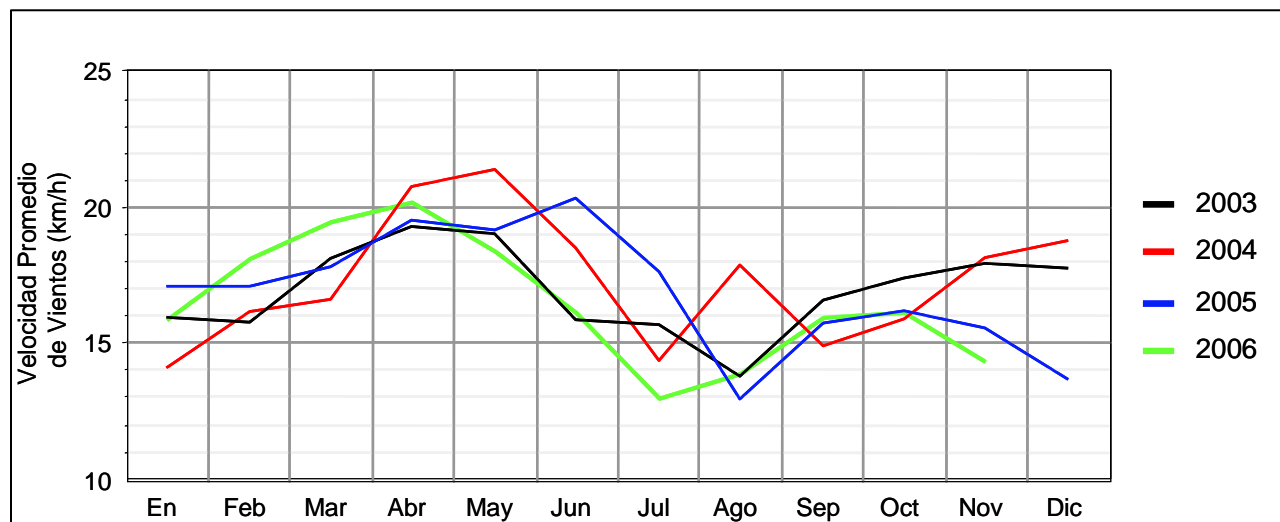


Figura 3. Promedios mensuales de la magnitud del viento en la estación para cuatro años diferentes (Tomado de Quiroga-Goode et al., 2007).

Después de obtener las salidas de una simulación numérica utilizando *Windographer 1.07*, se realizó una modelación para calcular la producción de energía eléctrica que generaría un parque conformado por 10 aerogeneradores de 2 diferentes tipos de tecnología. En la Figura 4 se muestra el resultado de la producción eléctrica de esta simulación.

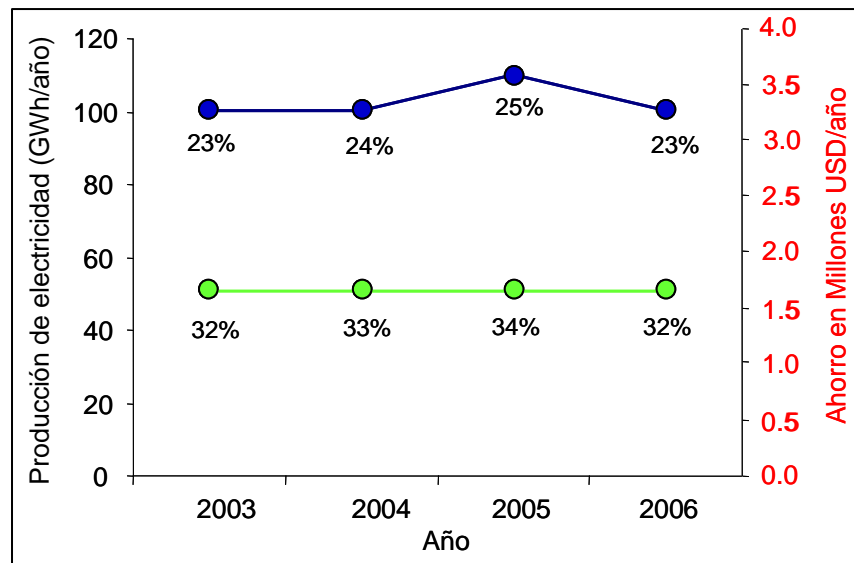


Figura 4. Producción anual de electricidad (eje izquierdo) y ahorros económicos (eje derecho) proyectados para dos parques eólicos de 10 aerogeneradores cada uno. El primero está formado de aerogeneradores de 5 MW (azul) y el otro de 2 MW (verde). Los porcentajes indican el factor de capacidad (eficiencia) de cada uno de ellos (Tomado de Quiroga-Goode et al., 2007).

En el reporte de Quiroga-Goode (2007) concluye que existe una clase de vientos pobre y marginal, donde la densidad de potencia a una altura de 50 m varía entre 189 y 225 $W m^{-2}$. También concluye que con los datos no tan precisos de viento en intensidades bajas, es factible creer que el potencial real es mayor que el cuantificado en el reporte, y se sugiere hacer mediciones con equipo especializado al menos por un año para evaluar el potencial eólico del Puerto. Por tal motivo, en el 2011 se realizó la instalación de una torre experimental con mediciones de viento a 10, 30 y 50 m de altura durante tres años, donde reafirmaría lo estimado en su estudio anterior, presentando una densidad de potencia pobre y marginal (Quiroga-Goode et al., 2011).

En un análisis posterior se analizaron datos del año 2006 de las variables atmosféricas de 17 estaciones meteorológicas autónomas a lo largo de la costa del Golfo de México, Península de Yucatán e islas y cayos, dándole un enfoque de la componente diurna del viento asociada al fenómeno de las brisas (Taylor, 2009). Este análisis permitió identificar y describir el comportamiento de la brisa marina, a través del ajuste de elipses de variabilidad para representar el ciclo diurno de las brisas, ajustándose con mayor precisión cuando la señal es más intensa. La

componente diurna muestra mayor amplitud al oeste y noroeste de la Península de Yucatán, extendiéndose al menos a 100 km de la costa. Esta señal se puede identificar en Cayo Arcas, Cayo Arenas e Isla Pérez, donde la brisa llega a alcanzar hasta los 4.5 m s^{-1} de intensidad, y es más intensa en los meses de abril a junio. Entre otras cosas se encontró que la intensidad de la señal diurna es máxima cuando el gradiente térmico alcanza los valores más altos, lo cual ocurre en los meses de abril y junio.

Recientemente, Carrasco-Díaz (2012) desarrolló una metodología para caracterizar la variabilidad del viento y realizar estimaciones del potencial eólico en el Estado de Tamaulipas, México. Para desarrollar esta metodología usó datos del producto satelital BMWF-CERSAT (e. g., Bentamy et al., 2007), que contiene las componentes zonal (dirección este-oeste) y meridional (dirección norte-sur) del viento con resolución espacial de 25 km, durante el periodo del 2004 al 2009. En este estudio se realizó una validación con observaciones *in situ*. Se determinó el campo de viento promedio de la región mostrada en la Figuras 5 y se modeló el campo de viento a 50 m de altura, así como la densidad de potencia media con el paquete computacional *Programa de Aplicación y Análisis del Atlas de Viento* (WASP, por sus siglas en inglés). En este estudio se concluyó que la zona del Estado de Tamaulipas se puede dividir en 4 cuadrantes Q_1 , Q_2 , Q_3 y Q_4 (Figura 6), dependiendo de su intensidad de viento, donde el cuadrante Q_1 y Q_2 (parte del Golfo de México) tienen una media por encima de los 6 m s^{-1} , el cuadrante que corresponde al norte del estado Q_4 tiene una media aproximada de 4 m s^{-1} , finalmente en Q_3 la parte sur de Tamaulipas tiene una media de 2 m s^{-1} aproximadamente. También se resalta que a pesar del no tan alto potencial eólico disponible, es económicamente factible realizar emplazamientos de parques eólicos en el norte del estado, presentándose en esta zona un factor de capacidad superior a 0.30 (30%). Este factor representa el porcentaje de tiempo que una turbina estaría generando energía eléctrica durante un año (Carrasco-Díaz et al., 2011).

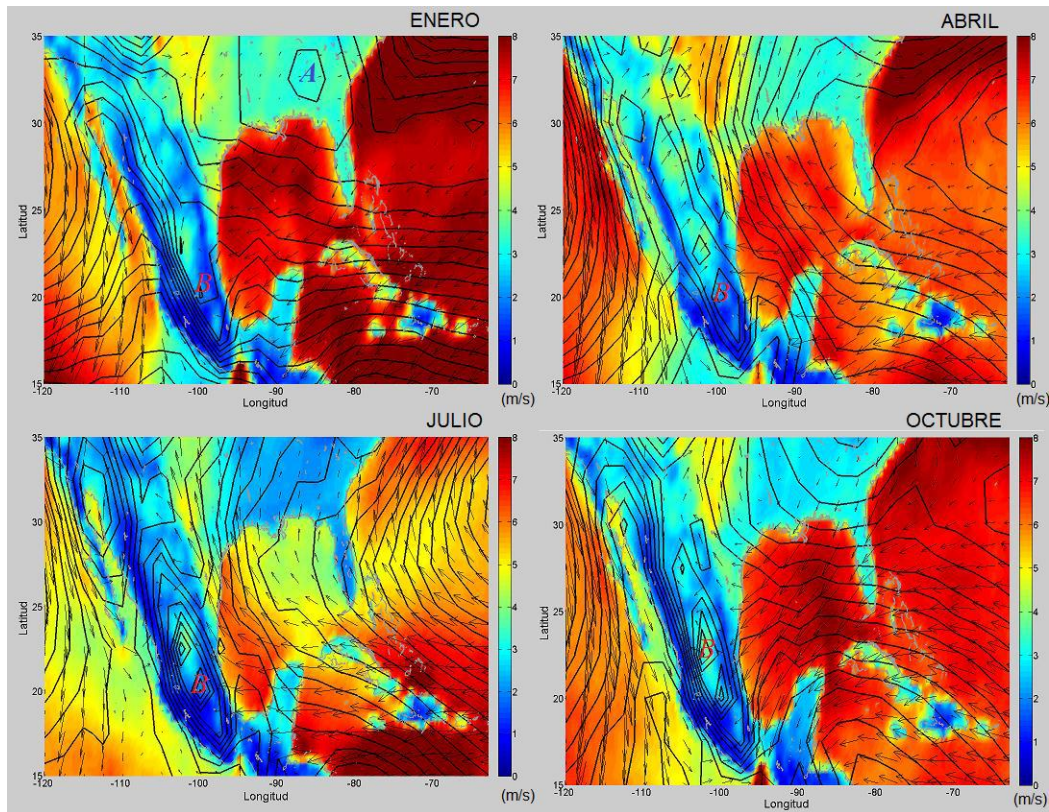


Figura 5. Campo promedio del viento regional durante los meses de enero, abril, junio y octubre (2005-2008) obtenido del producto satelital BMWF-CERSAT. Las isóneas representan el campo de presión (Tomado de Carrasco-Díaz, 2012).

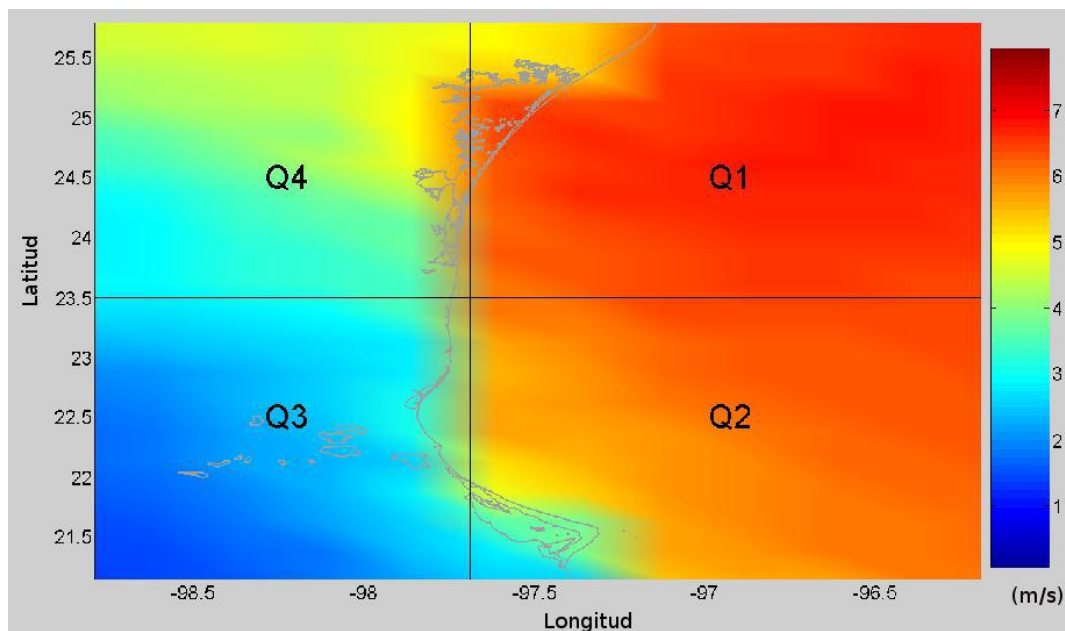


Figura 6. Campo de viento medio (2004-2009) de la costa de Tamaulipas a partir del producto satelital, dividido en cuatro cuadrantes (Tomado de Carrasco-Díaz, 2012).

Capítulo 2. Metodología

Los pasos para realizar el análisis de la contribución del régimen de brisas en el potencial eoloelectrico de la zona costera en Tamaulipas que se plantea en la presente tesis se basan en las siguientes actividades:

- Recopilación de datos de viento y temperatura del NARR.
- Filtro de la señal diurna representativa de la brisa.
- Validación de los datos del NARR por medio de la comparación en baja frecuencia, alta frecuencia y señal diurna de datos *in situ* de 4 estaciones en tierra y una boya marina al oeste del Golfo de México.
- Caracterización de la intensidad y densidad de potencia eólica media disponible de la brisa en la zona costera de Tamaulipas por medio del paquete computacional WASP.
- Caracterización espacio-temporal del régimen de brisas en la costa de Tamaulipas en términos del gradiente de temperatura de la zona.
- Estimación de generación de electricidad utilizando 3 tecnologías aerogeneradoras.

2.1 Recopilación de datos.

En la región costera de Tamaulipas se identifican 5 organizaciones que administran datos meteorológicos: Comisión Nacional del Agua (CNA), Secretaría de Marina (SEMAR), Administración Portuaria Integral (API), Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) y Aeropuertos. No obstante, la solicitud administrativa de la disposición de algunos de estos registros para fines de investigación académica como la presente resulta complicada en tiempo y forma. Los archivos fuente de los datos meteorológicos administrados por la CNA, se disponen libremente mediante solicitud personal directa, en archivos con formato .xls, uno para cada mes en los que existan registros dentro del periodo de estudio. También se recurrió a los datos de una boya marina ubicada en el oeste del Golfo de México, por medio de la página de libre acceso del Centro Nacional de Boyas de Datos (NDBC, por sus siglas en inglés) de la Administración Nacional de Océano y Atmósfera (NOAA, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos: www.ndbc.noaa.gov. Esta boya es la más cercana a la costa y al área de estudio, con datos simultáneos a los de las estaciones en tierra. La Tabla 1 muestran la ubicación de las estaciones meteorológicas utilizadas en el presente estudio.

Tabla 1. Ubicación de las estaciones meteorológicas y de la boya utilizadas en el presente estudio.

| Estación | Latitud | Longitud | Altitud (m) |
|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|
| ALTAMIRA | 22° 23' 15'' N | 97° 55' 32'' W | 9 |
| SOTO LA MARINA | 23° 45' 51'' N | 98° 12' 28'' W | 21 |
| SAN FERNANDO | 24° 50' 34'' N | 98° 09' 27'' W | 45 |
| MATAMOROS | 25° 53' 09'' N | 97° 31' 07'' W | 4 |
| BOYA NDBC42045 | 26° 13' 00'' N | 96° 29' 59'' W | 0 |

La recopilación de datos de las estaciones meteorológicas comprende desde el 1° de enero del 2000 al 31 de diciembre del 2010. Los sensores que integran estas estaciones meteorológicas son un anemómetro, para medir la rapidez del viento, veletas direccionales para medir el rumbo del viento (dirección), sensor de presión atmosférica, de temperatura, de humedad relativa del aire, de irradiación solar y de precipitación. De estas variables se usaron la intensidad y dirección del viento y la temperatura, con una frecuencia de muestreo de las estaciones en tierra de un dato promedio cada 10 minutos a una altura de 10 m sobre el nivel de la superficie local de la estación, mientras que la frecuencia de muestreo de la boya es de un dato cada hora.

Originalmente se trabajaría con las 4 estaciones en tierra para tratar de caracterizar el régimen de brisas en la zona, sin embargo, al observar de manera general los datos, es evidente la elevada cantidad de datos faltantes en las series. En la Figura 7 se muestran las series de tiempo de las 4 estaciones meteorológicas ubicadas en tierra y de la boya marina, donde se puede apreciar la importante cantidad de datos faltantes.

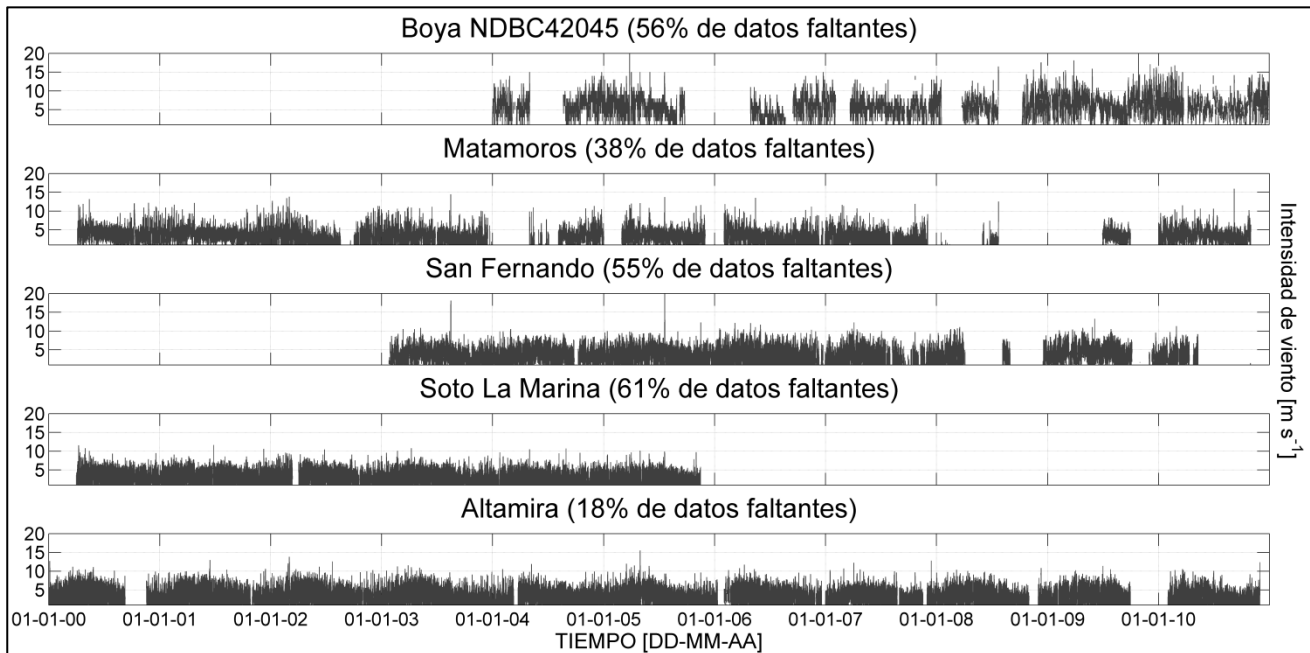


Figura 7. Series de tiempo de la intensidad de viento registradas por las estaciones meteorológicas en Matamoros, San Fernando, Soto La Marina, Altamira y la Boya NDBC42045.

Debido a la importante cantidad de datos faltantes se optó por trabajar con los datos del NARR, el cual tiene una resolución espacial de 32 km y una resolución temporal de 3 horas (Mesinger et al., 2006). El NARR usa una recolección de datos meteorológicos que datan desde 1979 y se van actualizando casi a tiempo real. En la Figura 8 se observa el dominio completo del NARR junto con su topografía. El sistema NARR es esencialmente el mismo que el Sistema de Asimilación de Datos del Modelo Eta (EDAS, por sus siglas en inglés) de abril de 2003, con excepción de algunas diferencias como el uso de un gran número de fuentes de datos procedentes del Reanálisis Global 2, del Centro Nacional de Investigación Atmosférica, de Centros Nacionales para la Predicción Ambiental en conjunto con el Centro de Modelado Ambiental (GR2, NCAR, NCEP/EMC, respectivamente, por sus siglas en inglés), de la Agencia Meteorológica de la Fuerza Armada, entre otros (Mesinger et al., 2006). Algunas de las siguientes variables se utilizan como entrada al reanálisis: dominio de tierra y agua, tipo de vegetación, tipo de suelo, categoría de la pendiente de la superficie, albedo máximo, temperatura superficial del suelo, y el número de capas del suelo (Ek et al., 2003; Mitchell et al., 2004). Los datos utilizados en la corrida del reanálisis incluyen en su mayoría observaciones utilizadas en el nuevo análisis global y su versión actualizada GR2. Los datos que no utilizan el NARR del GR2 son los datos satelitales de temperatura, ya que fueron reemplazados por el uso de sensores de radiación satelital.

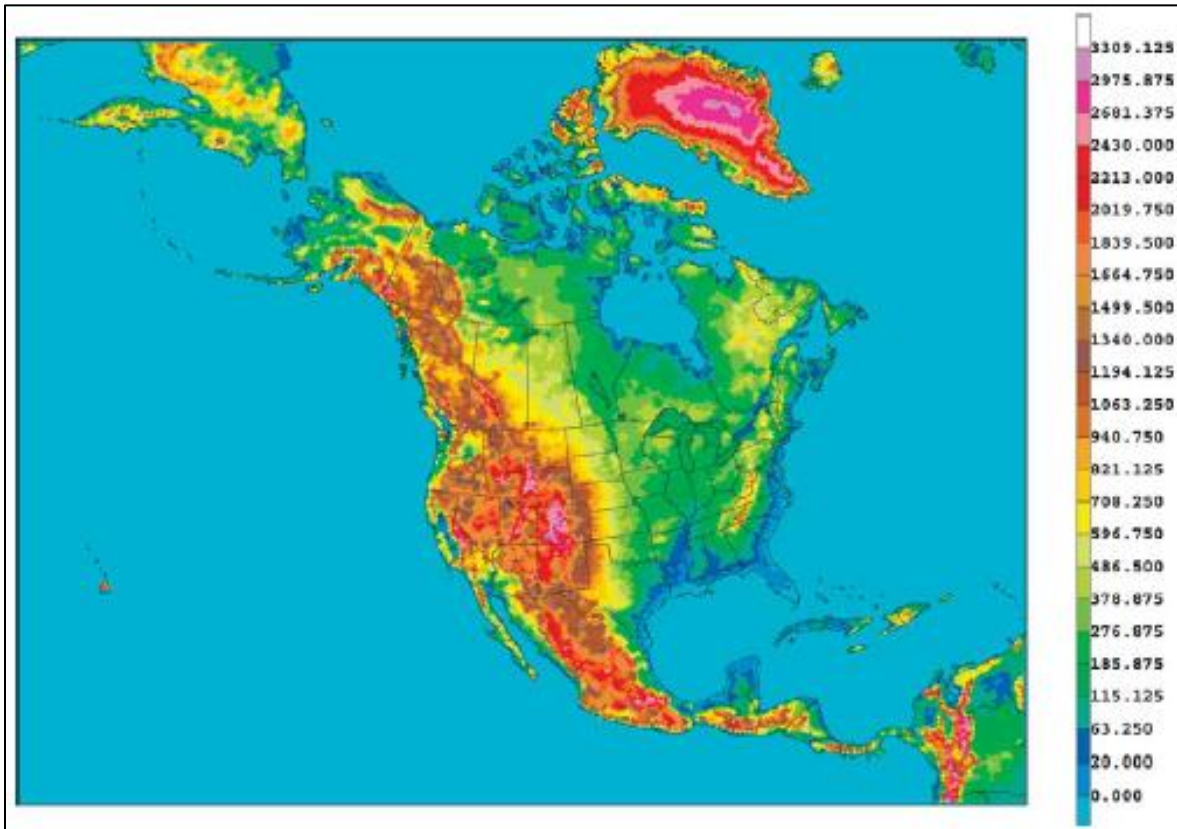


Figura 8. Dominio del NARR y su topografía con resolución de 32 km. La escala muestra la elevación del terreno en metros (Tomado de Mesinger et al., 2006).

En la Figura 9 se observa el área de estudio para este proyecto, donde se puede observar la parte de la malla de los datos procedentes del NARR. Para que coincidieran temporalmente los datos de las estaciones de mar y tierra con los datos del NARR se promediaron y homogeneizaron los datos *in situ* para obtenerlos cada 3 horas.

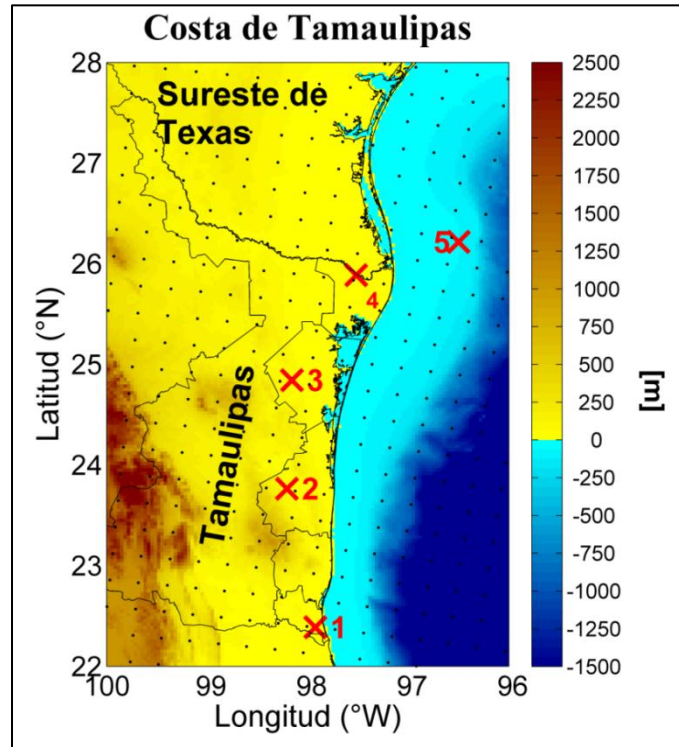


Figura 9. Costa de Tamaulipas con topografía. Las cruces rojas indican la ubicación de las estaciones meteorológicas y de la boya (1. Altamira, 2. Soto La Marina, 3. San Fernando, 4. Matamoros, 5. Boya NDBC42045). Los puntos negros representan la malla de los datos del NARR

2.2 Filtro de la señal diurna

Para poder filtrar los datos adecuadamente es necesario que no existan huecos en la serie de tiempo, por lo tanto se interpolaron los huecos de las componentes zonal y meridional del viento (Figura 10), así como de la temperatura, mediante el ajuste por cuadrados mínimos de una suma de armónicos. Éste es un método de interpolación que ha sido usado exitosamente en diversos trabajos previos (e.g., Rivas et al., 2005), en que las frecuencias se seleccionaron arbitrariamente con el fin de que coincidieran con aquéllas que puedan presentarse en la atmósfera. Esto es:

$$Y = Y0 + \sum_{i=1}^N [a_i \cos(\omega_i t) + b_i \sin(\omega_i t)] \quad ,$$

- donde:
- $Y0$ es el primer coeficiente ajustado y es aproximadamente el valor medio de la serie.
 - a_i, b_i son amplitudes de los armónicos (ajustados mediante cuadrados mínimos).
 - $N=13$ es el número de armónicos que se sumarán.
 - ω_i son las frecuencias angulares de los armónicos:
 $\frac{1}{365}, \frac{1}{180}, \frac{1}{90}, \frac{1}{60}, \frac{1}{30}, \frac{1}{21}, \frac{1}{14}, \frac{1}{7}, \frac{1}{5}, \frac{1}{3}, \frac{1}{2}, 1, 2 d^{-1}$.

En la Figura 10 se muestra el ejemplo del ajuste por cuadrados mínimos de las componentes del viento de la estación de Matamoros durante el periodo del 1ro de abril de 2000 al 31 de abril de 2001. En esta serie existe un 0.6% de huecos.

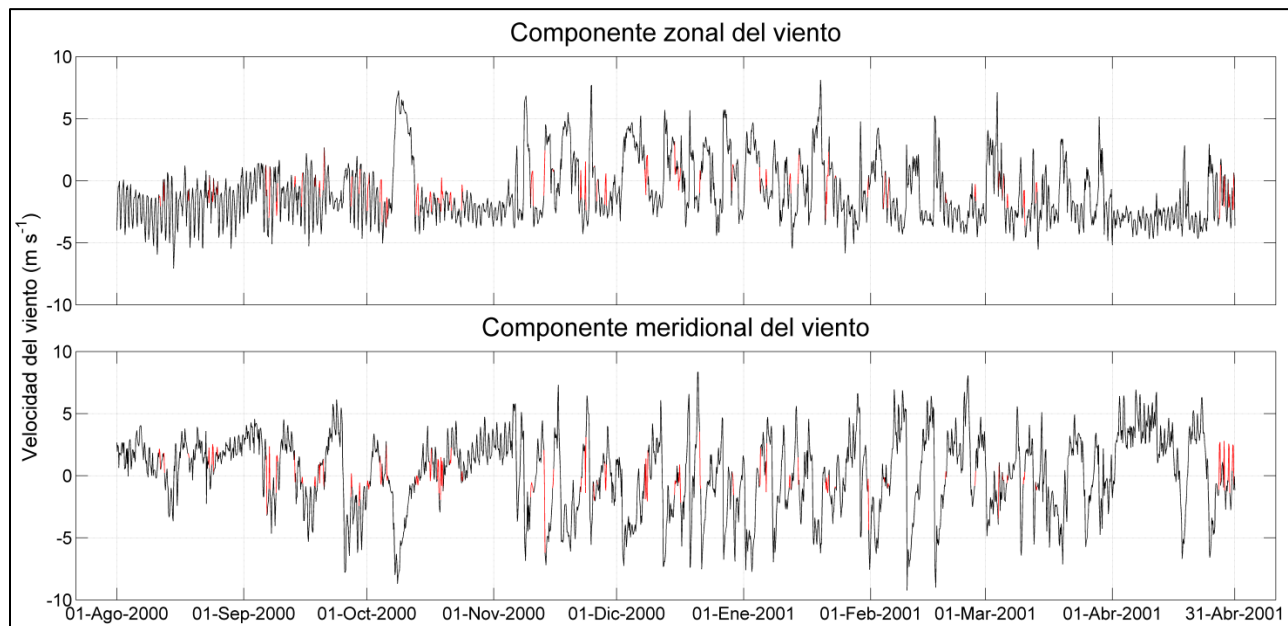


Figura 10. Serie de tiempo de las componentes de la estación de Matamoros. Línea negra representa los datos *in situ* obtenido por la estación. Línea roja representa la señal ajustada por cuadrados mínimos. Note que para una mayor apreciación del ajuste se omitió el periodo de abril a agosto de 2000 ya que la serie no tenía huecos en ese periodo.

Dado que los huecos en la serie que se utilizará para la validación no son tan extensos ni tan numerosos, los resultados no deben ser sensibles al método de interpolación utilizado, esto no afecta estadísticamente a los datos en ese periodo. Una vez que se eliminaron los huecos de las series de tiempo, se obtiene el espectro de potencia de cada una de las señales para identificar la banda de frecuencia donde se encuentra la señal diurna (Figura 11).

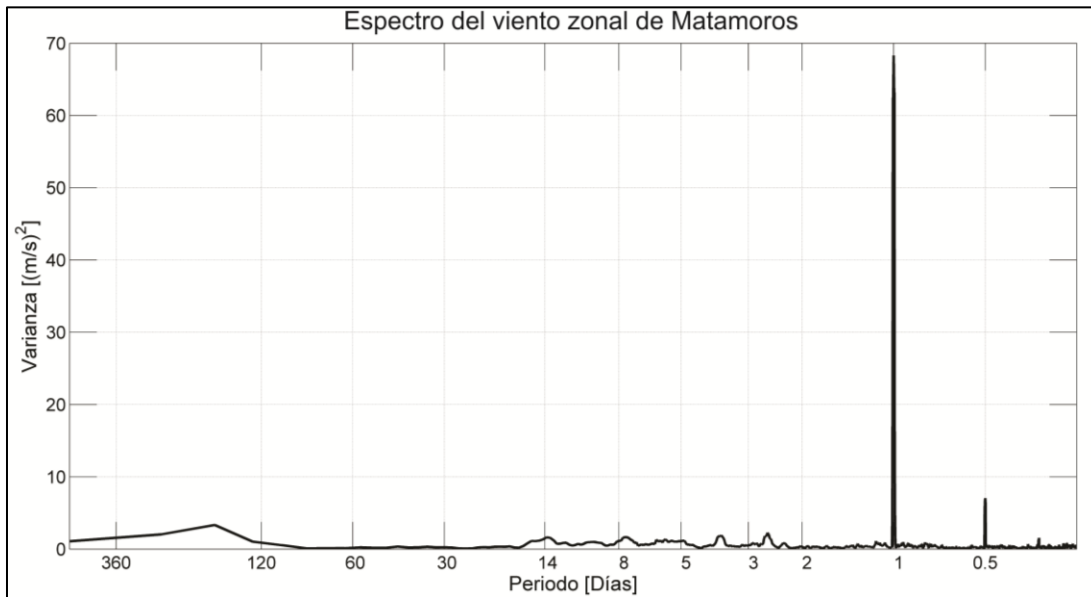


Figura 11. Espectro de varianza conservada de la componente U del viento en la estación de Matamoros, donde la señal diurna se observa notoriamente en el periodo de 1 día.

El filtro que se aplicó a las series de datos se obtiene de la convolución de los coeficientes de Lanczos y las series de tiempo de los datos. Esto es:

$$h(t) = \sum_{t=0}^k f(t)g(k-t) \quad ,$$

donde: $h(t)$ es la convolución de $f(t)$ y $g(t)$.
 $f(t)$ es la serie de tiempo a filtrar sin la media.
 k es el número de elementos de la serie a filtrar.
 $g(t)$ es la serie de los coeficientes del filtro de Lanczos. Esto es:

$$g(t) = Cf * \sigma \quad ,$$

donde: $g(t)$ es la serie de los coeficientes del filtro de Lanczos.
 Cf son los coeficientes de Fourier.
 σ son los factores de Lanczos. Esto es:

$$\sigma_n = \frac{\sin \left[\frac{2\pi n}{(2s+1)} \right]}{\frac{2\pi n}{(2s+1)}} \quad ,$$

donde: σ_n son los factores de Lanczos.
 s es el número de términos de la serie.
 n es la serie de términos de la ventana de Lanczos.

Coefficientes de Fourier:

$$Cf = \frac{\sin\left(\frac{n\pi fc}{fm}\right)}{n\pi},$$

donde: fc es la frecuencia de corte.
 fm es la frecuencia de muestreo.
 n es la serie de términos de la ventana de Lanczos.

La Figura 12 es un ejemplo de la función del filtro de Lanczos con una frecuencia de corte de 0.5 ciclos por unidad de tiempo, frecuencia de muestreo de 1 y 100 coeficientes de Fourier. Se convoluciona esta función con una serie de datos, de lo que se obtiene solamente las bajas frecuencias de la serie a filtrar.

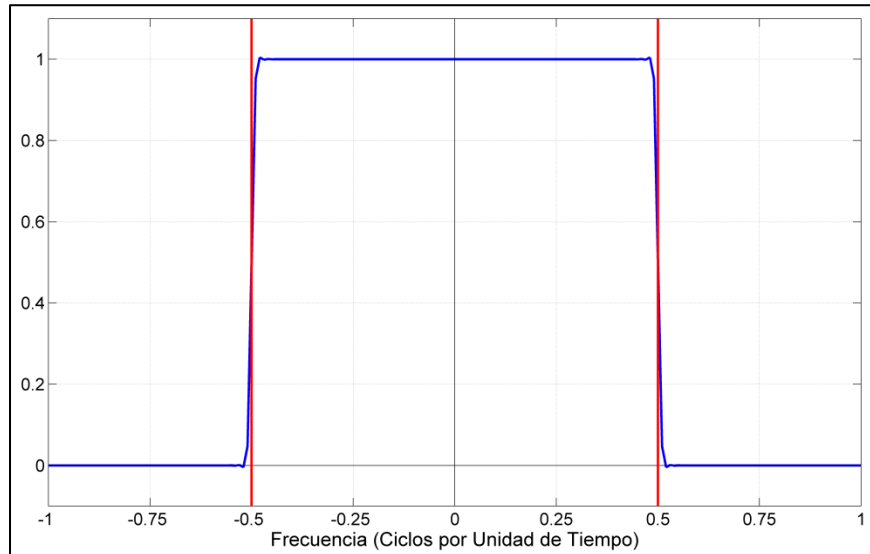


Figura 12. Función del filtro de Lanczos, con $f_c = 0.5$ ciclos por unidad de tiempo y 100 coeficientes de Fourier.

Así, al aplicar el filtro se obtienen las series de tiempo en bajas frecuencias (periodos mayores a 26 horas), altas frecuencias (periodos menores a 22 horas) y en la señal diurna (periodos entre 22 y 26 horas), ver Figura 13.

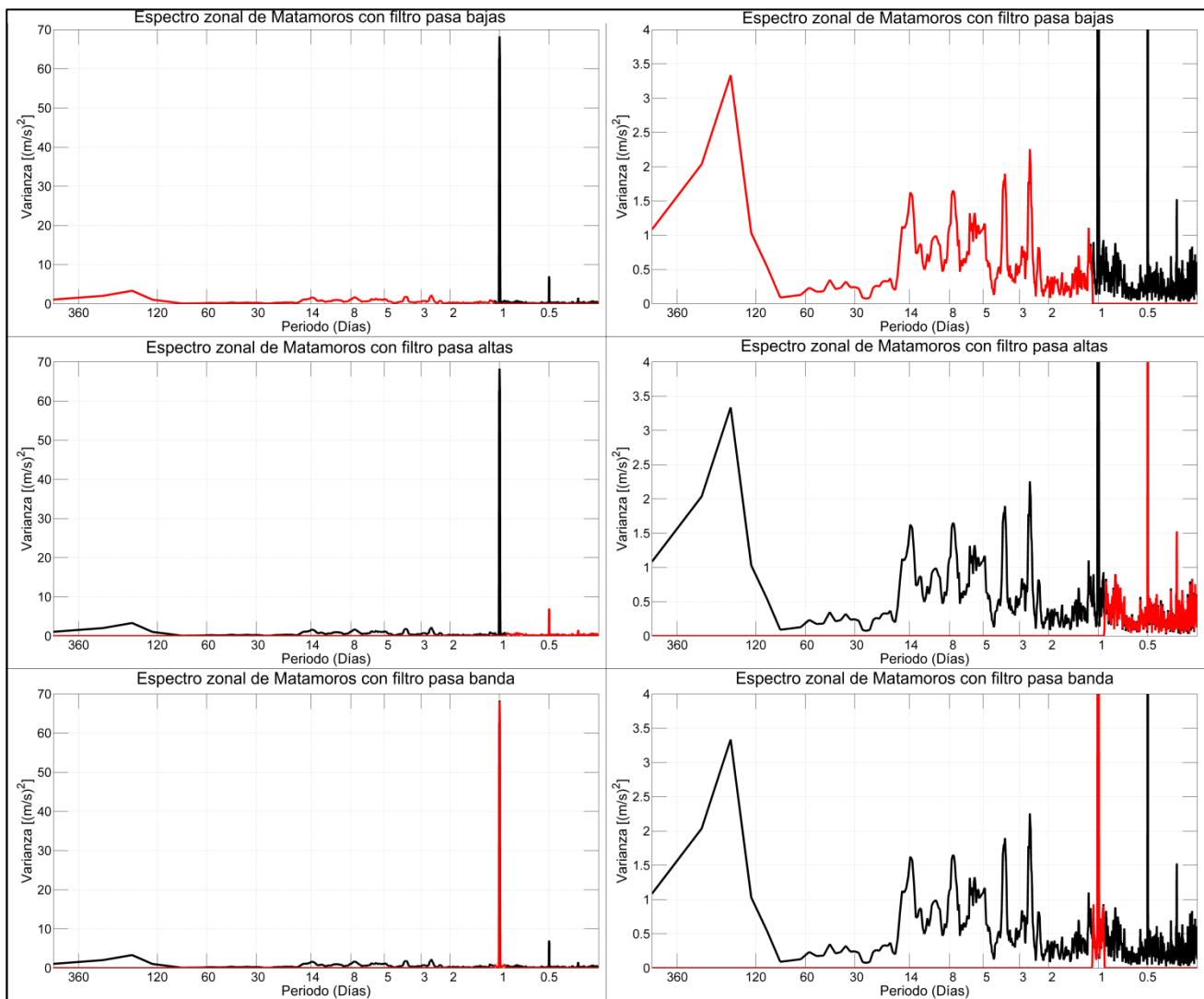


Figura 13. Espectros de varianza conservada de la componente U en la estación de Matamoros aplicando tres filtros, pasa bajas, pasa altas y pasa bandas. En color negro se muestra la señal completa, mientras que la línea roja representa la señal filtrada según sea el caso. El panel izquierdo muestra el espectro completo de la señal y de su respectivo filtro. El panel derecho muestra el mismo espectro, con un acercamiento para observar la señal con más detalle.

2.3 Validación de los datos del NARR

Con la ayuda del programa computacional *MatLab* versión 7.7.0.471 se realizaron todos los cálculos estadísticos en este proyecto. Para validar los datos del NARR se buscó en cada estación el año donde hubiera menos datos faltantes, y también se agregó la boya NDBC42045 para la validación del NARR sobre el mar, siguiendo el mismo procedimiento (Ver Tabla 2). También se homogeneizaron los datos de las estaciones meteorológicas y de la boya para que coincidieran con la resolución temporal de los datos del NARR (cada 3 horas), mediante una interpolación lineal.

Tabla 2. Periodo con menor número de datos faltantes en las observaciones *in situ*.

| Estación Meteorológica | Periodo (mayo-abril) | % Datos faltantes en el periodo |
|-------------------------------|-----------------------------|--|
| Altamira | 2004-2005 | 2.1 |
| Soto La Marina | 2000-2001 | 1.3 |
| San Fernando | 2004-2005 | 9.3 |
| Matamoros | 2000-2001 | 0.6 |
| Boya NDBC42045 | 2009-2010 | 11.3 |

Para un análisis más detallado de la brisa se obtuvieron las componentes zonal y meridional del viento a partir de su intensidad y dirección. Esto es:

$$u = -I * \text{sen}(d) \quad ; \quad v = -I * \text{cos}(d)$$

donde:

- u es la componente zonal del viento (dirección este-oeste).
- v es la componente meridional del viento (dirección sur-norte).
- I es la intensidad del viento.
- d es la dirección del viento medido en sentido horario con respecto al norte.

Note que en los registros originales la dirección del viento está reportado de acuerdo a la convención meteorológica (de donde proviene el viento), mientras que en las componentes u y v la dirección del viento está definido hacia donde va (convención oceanográfica); ver Figura 14. Ya que la costa de Tamaulipas está orientada casi meridionalmente, la componente u (o componente zonal) describe el viento a través de la costa.

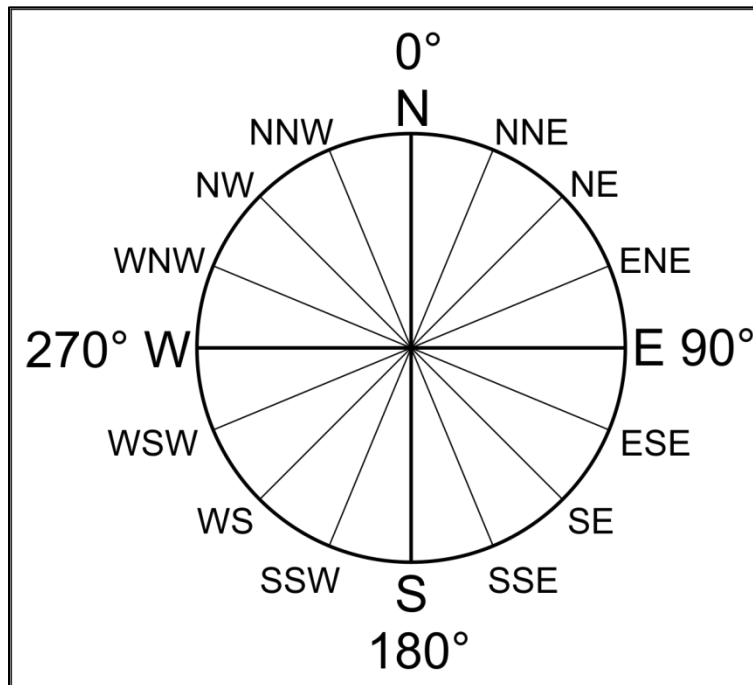


Figura 14. Convención de ángulos meteorológicos, con ángulo de 0° hacia el norte, creciendo en sentido de las manecillas del reloj. Éstos ángulos indican la dirección de donde viene el viento.

Una vez que se han filtrado las variables de viento y temperatura de los datos *in situ* y de los datos del reanálisis, se obtienen los estadísticos para comparar de los datos de las estaciones con los del NARR. Esta estadística incluye la media, desviación estándar, error estándar de estimación, coeficiente de correlación lineal entre componentes y coeficiente de correlación compleja con su ángulo de desfase (fase) [Kundu, 1976].

Media aritmética: Valor característico de una serie de datos cuantitativos, también llamado promedio o simplemente media:

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i ,$$

- donde:
- \bar{x} es la media de la serie de datos x .
 - N es el número total de elementos de la serie x .
 - x_i es cada elemento de la serie de datos x .

Desviación Estándar: Es un índice numérico que mide el grado de dispersión o variabilidad de un conjunto de datos con relación al valor medio del conjunto. Es un promedio de los cuadrados de las desviaciones individuales de cada observación con respecto a la media de una distribución:

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

donde: σ es la desviación estándar de la serie de datos x.
 N es el número total de elementos de la serie x.
 x_i es cada elemento de la serie de datos x.
 \bar{x} es la media de la serie de datos x.

Error estándar de estimación: Indica el grado de correspondencia promedio entre pares individuales de valores pronosticados y observados, mientras más pequeño sea este valor, significa un menor error entre los valores calculados y los valores medidos:

$$eee = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - y_i)^2}{N}},$$

donde: eee es el error estándar de estimación.
 x_i es cada dato observado.
 y_i es cada dato del NARR.
 N es el número de elementos de las series.

Coefficiente de correlación lineal: Relación recíproca entre dos o más variables, puede tomar valores entre -1 y 1, donde un coeficiente de correlación lineal que tienda a 1 indicaría una correspondencia casi perfecta entre las 2 variables a comparar, un valor de 0 indica una nula relación y un coeficiente de -1 indica una perfecta relación inversa, esto es, mientras una de las variables aumenta, la otra disminuye de forma proporcional:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N [(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})]}{N \sigma_x \sigma_y} ,$$

donde:

- r es la correlación entre el conjunto “x” y el conjunto “y”.
- x_i es cada dato observado.
- \bar{x} es la media de los datos observados.
- y_i es cada dato del NARR.
- \bar{y} es la media de los datos del NARR.
- σ_x es la desviación estándar de “x”.
- σ_y es la desviación estándar de “y”.
- N es el número de elementos de las series.

Correlación compleja: Al igual que la correlación lineal, ésta indica la correspondencia entre dos variables. En este caso, es la correlación entre un vector resultante de datos observados y otro vector resultante de datos calculados. De esta correlación se obtiene su magnitud, que puede tomar valores de 0 a 1, donde una relación perfecta en magnitud tendrá un valor de 1, también se obtiene la fase entre los 2 vectores resultantes, el cual, el ángulo obtenido nos dirá la diferencia de dirección de los dos vectores, se desea que este ángulo sea lo más cercano a cero:

$$UV_{obs} = U_{obs} + iV_{obs} \quad ; \quad UV_{NARR} = U_{NARR} + iV_{NARR}$$

donde:

- UV_{obs} es el vector resultante de los datos observados.
- UV_{NARR} es el vector resultante de los datos del NARR.
- U_{obs} es la componente zonal de los datos observados.
- U_{NARR} es la componente zonal de los datos del NARR.
- V_{obs} es la componente meridional de los datos observados.
- V_{NARR} es la componente meridional de los datos del NARR.
- $i = \sqrt{-1}$ es la raíz de los números imaginarios.

$$ccom = \frac{\sum_{i=1}^N [(UV_{obs} - \overline{UV_{obs}})(UV_{NARR} - \overline{UV_{NARR}})]}{N \sigma_{UV_{obs}} \sigma_{UV_{NARR}}} ,$$

| | | |
|--------|------------------------|--|
| donde: | $ccom$ | es la correlación compleja. |
| | UV_{obs} | es el vector resultante de los datos observados. |
| | UV_{NARR} | es el vector resultante de los datos del NARR. |
| | $\overline{UV_{obs}}$ | es la media del vector resultante de los datos observados. |
| | $\overline{UV_{NARR}}$ | es la media del vector resultante de los datos del NARR. |
| | N | es el número de elementos de las series. |
| | $\sigma_{UV_{obs}}$ | es la desviación estándar del vector resultante de los datos observados. |
| | $\sigma_{UV_{NARR}}$ | es la desviación estándar del vector resultante de los datos del NARR. |

$$r_c = \sqrt{ccom_{real}^2 + ccom_{imag}^2} \quad ; \quad \varphi = \arctan\left(\frac{ccom_{imag}}{ccom_{real}}\right) * \frac{180^\circ}{\pi} \quad ,$$

| | | |
|--------|---------------|---|
| donde: | r_c | es la magnitud de la correlación compleja. |
| | φ | es el ángulo de desfase entre los vectores resultantes de los datos observados y de los datos del NARR. |
| | $ccom_{real}$ | es la parte real de la relación compleja. |
| | $ccom_{imag}$ | es la parte imaginaria de la relación compleja. |

2.4 Caracterización de la intensidad del viento y su densidad de potencia en la costa de Tamaulipas.

El Programa de Aplicación y Análisis del Atlas del Viento (WAsP, por sus siglas en inglés) es una herramienta computacional que se utiliza para predecir la climatología del viento, recursos eólicos y estimar producciones de energía eléctrica simulando turbinas y parques eólicos en una región dada. Las predicciones están basadas en datos de viento medidos en las estaciones en la región de estudio (Troen et al., 1988). El WAsP trabaja con un modelo de flujo sobre el terreno, un modelo de cambio de rugosidad y un modelo de obstáculos de viviendas (Carrasco-Díaz, 2012). En este proyecto se utiliza esta herramienta computacional, versión 8.03.0020, y siguiendo la metodología propuesta en Carrasco-Díaz (2012) se realizó esta estimación de la intensidad y densidad de potencia de la señal diurna a 10 y 50 m.

Se utilizaron cartas topográficas suministradas por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI) a través del Centro de Consulta y Comercialización Victoria. Los datos de curvas de nivel (CN), cuerpos de agua (HA), áreas urbanas (AU) y áreas de cultivo (RA)

fueron procesados por el módulo *Map Editor* del WASP y actualizados con imágenes del *Google Earth*, los cuales fueron suministrados por Carrasco-Díaz (2012). Una vez provista esta información se procedió a dividir la región en 7 polígonos, donde se introdujo una estación virtual en cada uno de ellos con los datos de baja frecuencia y de la señal diurna previamente obtenidos de los datos del NARR. Estas estaciones se colocaron siguiendo el criterio de que éstas no estuvieran a más de 5 km de distancia de la costa. Originalmente se dividió el área de estudio en 8 polígonos, pero los datos representativos del norte de Tamaulipas estaban dañados, haciendo imposible su utilización.

2.5 Caracterización espacio-temporal del régimen de brisa.

Al tener una visión general de la intensidad media de lo largo de la costa de Tamaulipas, se seleccionaron 3 localidades en la zona costera de Tamaulipas, que representan la intensidad menor, media y mayor de la brisa. Los datos del NARR se interpolan en estos tres puntos. Las series resultantes se interpolan para que sean datos horarios. En cada una de estas ubicaciones se obtiene la intensidad de la brisa en un año promedio del 2000 al 2010, meses promedios de todos los años, un día promedio representativo de cada mes y el aporte porcentual de la brisa para cada caso. En estos mismos puntos se obtiene la densidad de potencia del viento, basada en promedios de la intensidad de velocidad del viento, definida como:

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 \quad ,$$

donde: $\frac{\bar{P}}{A}$ es la densidad de potencia del viento.
 ρ es la densidad del aire.
 V es la magnitud del viento.

Dado que la diferencia entre la temperatura superficial del mar y de la tierra es la causa de que exista un gradiente de presión entre estas superficies, que a su vez es lo que origina la brisa, es importante observar el comportamiento de la temperatura superficial en el área de estudio. Por esta razón se obtiene el gradiente de la temperatura dado por:

$$\nabla T = \frac{\partial T}{\partial x} \hat{i} + \frac{\partial T}{\partial y} \hat{j} \quad ,$$

donde: ∇T es el gradiente de temperatura.
 $\frac{\partial T}{\partial x} \hat{i}$ es la derivada parcial de la temperatura con respecto a x en dirección \hat{i} (dirección este-oeste).
 $\frac{\partial T}{\partial y} \hat{j}$ es la derivada parcial de la temperatura con respecto a y en dirección \hat{j} (dirección sur-norte).

Ya que la posición de la costa de Tamaulipas es prácticamente paralela a los meridianos, la dirección del gradiente que interesa es en \hat{i} (o zonal). Una vez obtenido el gradiente de la temperatura en dirección zonal, se obtiene un día promedio mostrado en horas de 4 meses representativos del año (enero, abril, julio y octubre), esto para observar el comportamiento del gradiente de la temperatura a lo largo de un día promedio de los meses mencionados. También se obtendrá la desviación estándar del gradiente de la temperatura en dirección zonal para cada mes del año, con esto se podrá observar el comportamiento la dispersión del gradiente de temperatura y su área de influencia.

2.6 Estimación de generación de electricidad

El resultado de cualquier turbina eólica depende, en gran medida, de cuatro factores principales: la magnitud del viento dominante, el área de barrido de las aspas, la confiabilidad general del sistema, y la eficiencia de la conversión de energía total del viento en electricidad dada por un coeficiente de potencia (C_p) de cada tecnología. Los factores clave que repercuten en el rendimiento potencial de la energía son aplicables para todos los aerogeneradores, ya sean pequeños o grandes, y son una serie de factores cruciales que determinan en conjunto la potencia de generación de energía en el área de barrido por el rotor (Gunturu et al., 2012). Esto es:

$$P = C_p \frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 A \quad ,$$

| | | |
|--------|-----------|--|
| donde: | P | es la potencia ofrecida por el aerogenerador. |
| | C_p | es el coeficiente de potencia y es la eficiencia aerodinámica de conversión de energía eólica en energía mecánica. |
| | ρ | es la densidad del aire. |
| | \bar{v} | es la intensidad media del viento. |
| | A | es el área de barrido de las aspas del aerogenerador. |

Basándose en la ubicación geográfica donde se encuentra la menor, media y mayor aportación de la brisa, según los resultados del WAsP, se analizaron tres tecnologías aerogeneradoras, basándose en los datos de potencia de cada una de las tecnologías, y usando los datos de viento ubicado en la zona con mayor intensidad de brisa. Se obtuvieron las horas que trabajarían los aerogeneradores y se calculó la potencia generada durante un año medio.

Capítulo 3. Resultados

3.1 Validación de los datos del NARR

En las Figuras 15-19 se muestra la comparación entre los datos del NARR y de las observaciones en las estaciones meteorológicas, donde se observa una buena correlación en las frecuencias bajas en las comparaciones de las 5 estaciones. En las frecuencias altas, por otro lado, se ve que no existe correlación alguna, esto indica que los datos procedentes del NARR no representan los fenómenos que ocurren en periodos cortos (< 22 h). No obstante, para el proyecto no es necesario tomar en cuenta esta alta frecuencia, ya que la señal de la brisa se encuentra representada en el ancho de banda de la señal diurna. En esta banda existe una alta correlación en la componente zonal en todas las estaciones, mientras que en la componente meridional sólo en la boya y en la estación de Matamoros se puede apreciar una tendencia a correlacionarse. Esto indicaría que la señal diurna prácticamente está regida por la componente zonal, y esto se corrobora en la estadística comparativa (Ver Tablas 3-7).

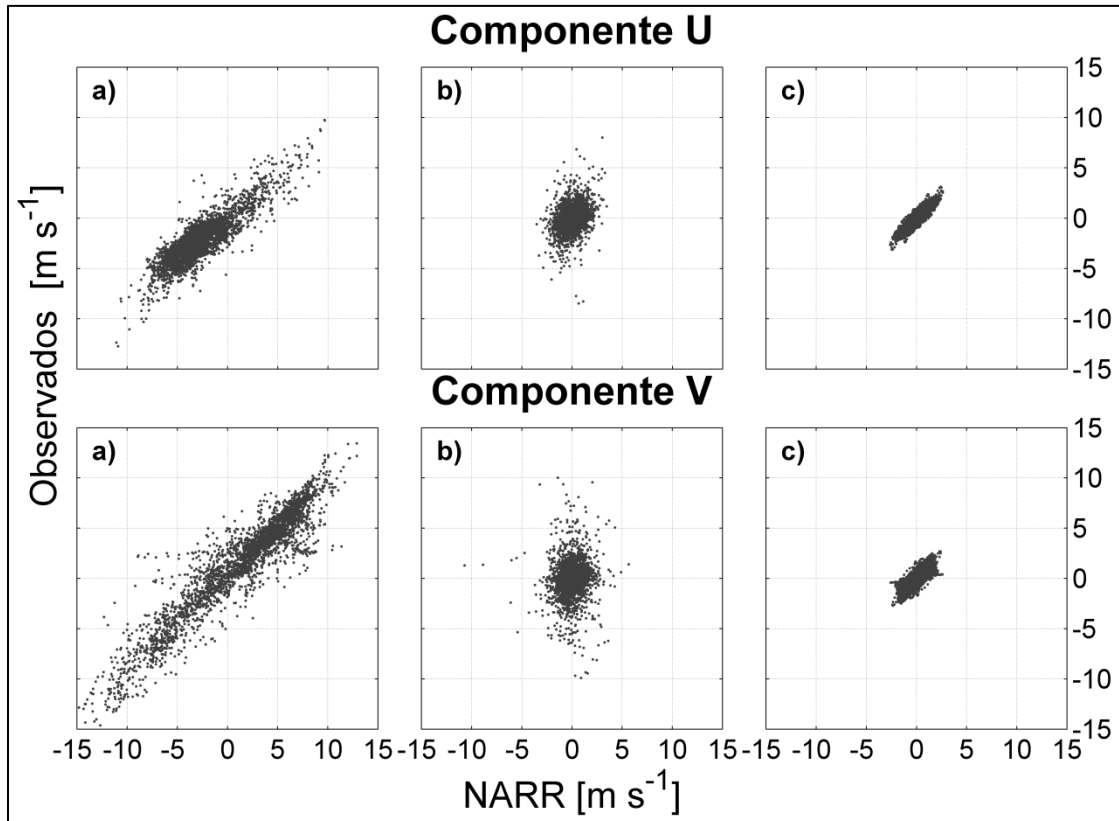


Figura 15. Comparación entre datos de viento del NARR y datos observados en la ubicación de la boya NDBC42045. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).

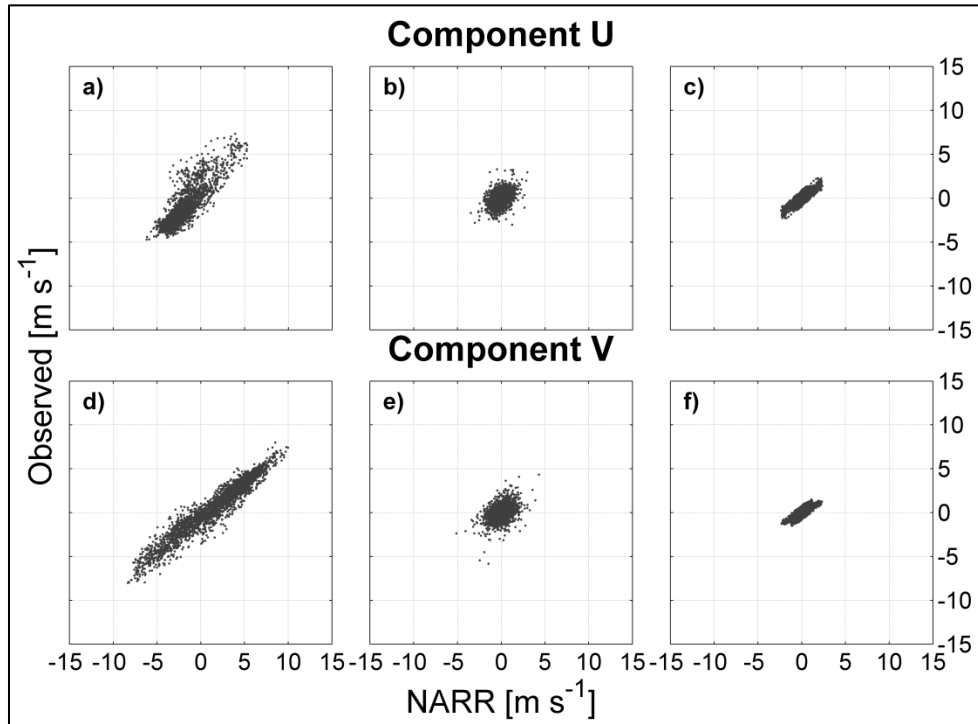


Figura 16. Comparación entre datos de viento del NARR y datos observados en la ubicación de la estación de Matamoros. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodo entre 22 y 26 horas).

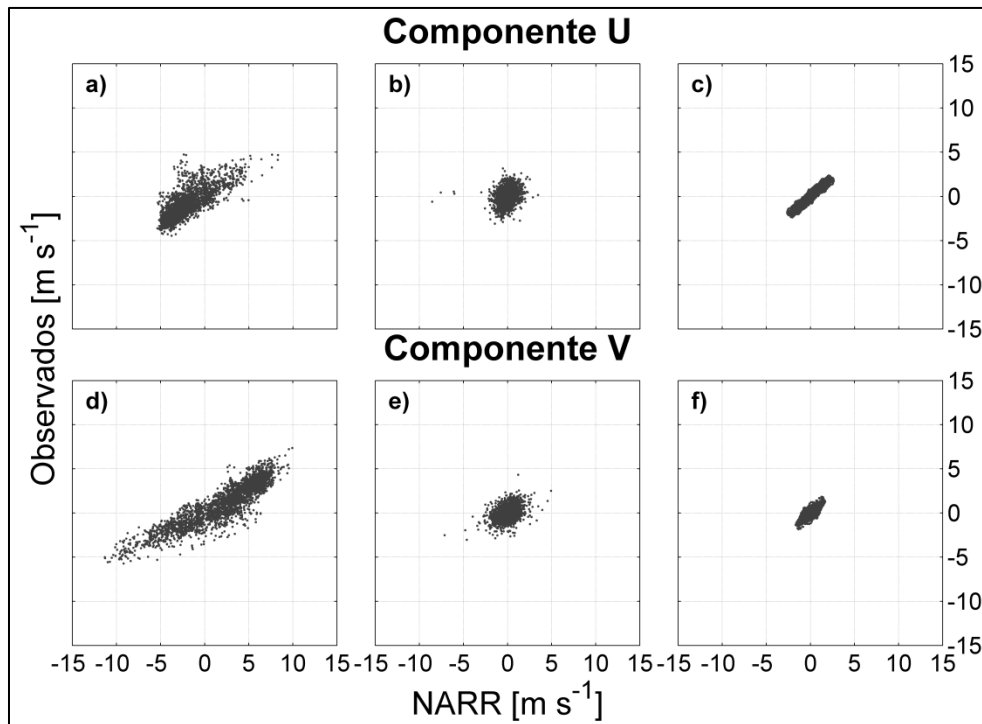


Figura 17. Comparación entre datos de viento del NARR y datos observados en la ubicación de la estación de San Fernando. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodo entre 22 y 26 horas).

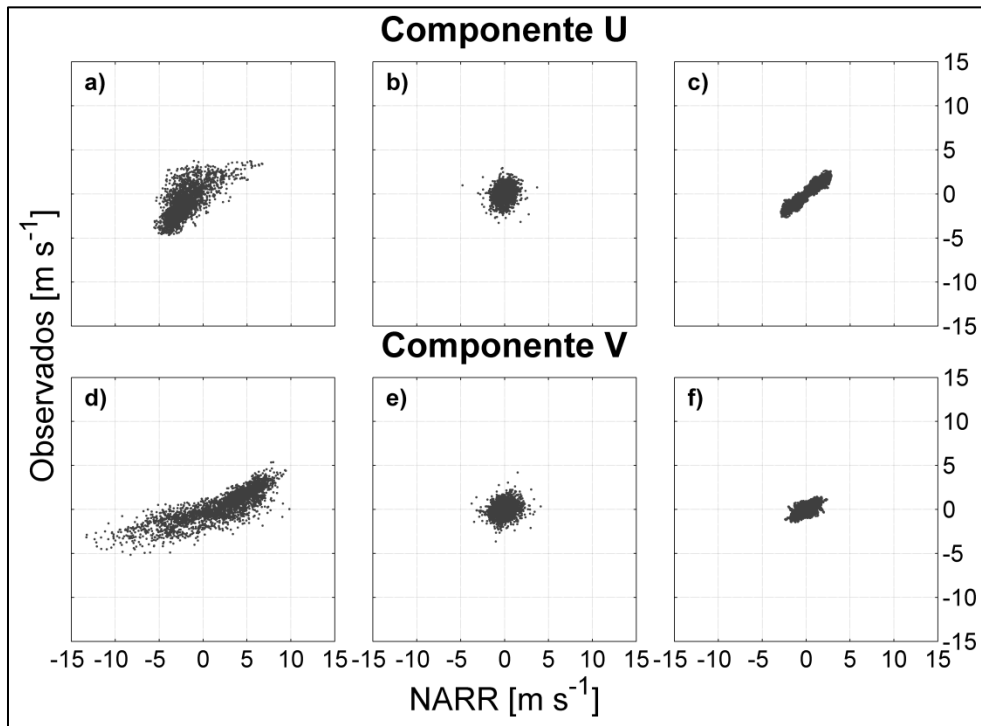


Figura 18. Comparación entre datos de viento del NARR y los observados en la estación de Soto La Marina. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodo entre 22 y 26 horas).

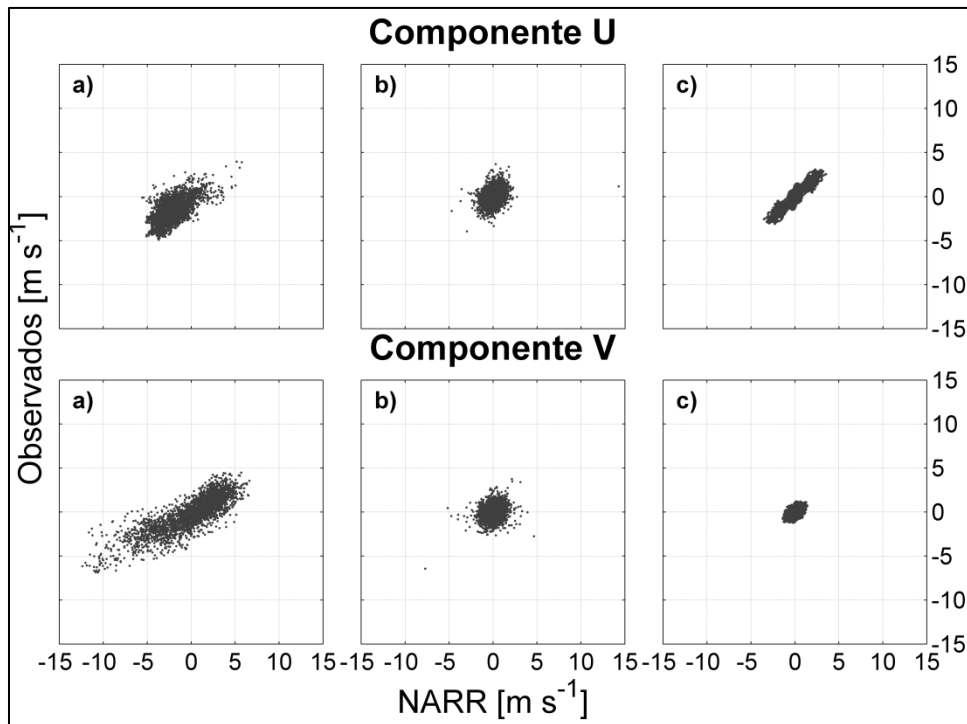


Figura 19. Comparación entre datos de viento del NARR y datos observados en la ubicación de la estación de Altamira. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodo entre 22 y 26 horas).

Tabla 3. Datos estadísticos de la comparación entre datos del NARR y observados de la serie sin filtrar.

| SERIE COMPLETA | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------------------------------------|------|--|---|---|-------------|-----------------------------------|-----|------------|-----|---------------------|-----|------------|-----|
| Estación Meteorológica | Correlación (r) Observados vs NARR | | Correlación Compleja (ccom) Observados vs NARR | Fase (φ) Observados vs NARR (°) | Error Estándar de Estimación Observados vs NARR (ms^{-1}) | | Desviación Estándar (ms^{-1}) | | | | Media (ms^{-1}) | | | |
| | U | V | | | U (\pm) | V (\pm) | NARR | | Observados | | NARR | | Observados | |
| | | | | | | | U | V | U | V | U | V | U | V |
| Altamira | 0.75 | 0.77 | 0.75 | -0.7 | 1.7 | 2.2 | 2.3 | 3.4 | 2.2 | 2.1 | -2.2 | 0.3 | -1.6 | 0.0 |
| Soto La Marina | 0.75 | 0.77 | 0.77 | 21.8 | 1.9 | 3.3 | 2.3 | 4.1 | 2.2 | 1.9 | -2.2 | 2.2 | -1.2 | 0.5 |
| San Fernando | 0.75 | 0.87 | 0.82 | 5.7 | 2.0 | 2.5 | 2.5 | 4.0 | 2.1 | 2.5 | -2.3 | 2.3 | -1.1 | 1.3 |
| Matamoros | 0.81 | 0.93 | 0.90 | 10.3 | 1.5 | 1.7 | 2.1 | 3.8 | 2.2 | 3.1 | -2.0 | 1.8 | -1.3 | 0.9 |
| Boya NDBC42045 | 0.80 | 0.87 | 0.86 | -9.1 | 2.0 | 2.8 | 3.1 | 5.5 | 2.8 | 5.3 | -2.6 | 1.4 | -2.1 | 1.7 |

Tabla 4. Datos estadísticos de la comparación entre datos del NARR y observados de la señal de Bajas Frecuencias (Periodos mayores a 26 h). Note que se omitieron los datos de la media, ya que tiende a ser igual a la media de la serie completa.

| BAJA FRECUENCIA | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------------------------------------|------|--|---|---|-------------|-----------------------------------|-----|------------|-----|--|
| Estación Meteorológica | Correlación (r) Observados vs NARR | | Correlación Compleja (ccom) Observados vs NARR | Fase (φ) Observados vs NARR (°) | Error Estándar de Estimación Observados vs NARR (ms^{-1}) | | Desviación Estándar (ms^{-1}) | | | | |
| | U | V | | | U (\pm) | V (\pm) | NARR | | Observados | | |
| | | | | | | | U | V | U | V | |
| Altamira | 0.63 | 0.84 | 0.78 | -1.1 | 1.3 | 1.9 | 1.5 | 3.2 | 1.3 | 1.9 | |
| Soto La Marina | 0.71 | 0.85 | 0.83 | 26.3 | 1.6 | 3.1 | 1.6 | 3.9 | 1.7 | 1.7 | |
| San Fernando | 0.78 | 0.91 | 0.87 | 7.0 | 1.7 | 2.3 | 2.0 | 3.9 | 1.6 | 2.3 | |
| Matamoros | 0.85 | 0.96 | 0.94 | 10.9 | 1.3 | 1.5 | 1.7 | 3.6 | 2.0 | 2.9 | |
| Boya NDBC42045 | 0.87 | 0.94 | 0.93 | -9.1 | 1.5 | 1.9 | 2.8 | 5.3 | 2.4 | 4.9 | |

Tabla 5. Datos estadísticos de la comparación entre datos del NARR y observados de la señal de Altas Frecuencias (Periodos menores a 26 h). Note que se omitieron los datos de la media, ya que tiende a ser cero.

| ALTA FRECUENCIA | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------------------------------------|------|--|---|---|-------------|-----------------------------------|-----|------------|-----|--|
| Estación Meteorológica | Correlación (r) Observados vs NARR | | Correlación Compleja (ccom) Observados vs NARR | Fase (φ) Observados vs NARR (°) | Error Estándar de Estimación Observados vs NARR (ms^{-1}) | | Desviación Estándar (ms^{-1}) | | | | |
| | U | V | | | U (\pm) | V (\pm) | NARR | | Observados | | |
| | | | | | | | U | V | U | V | |
| Altamira | 0.32 | 0.21 | 0.27 | -4.6 | 1.0 | 1.0 | 0.8 | 0.8 | 0.9 | 0.8 | |
| Soto La Marina | 0.23 | 0.24 | 0.25 | 19.6 | 0.8 | 0.9 | 0.6 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | |
| San Fernando | 0.24 | 0.38 | 0.30 | -6.8 | 1.0 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.7 | |
| Matamoros | 0.41 | 0.43 | 0.42 | 5.4 | 0.7 | 0.8 | 0.6 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | |
| Boya NDBC42045 | 0.32 | 0.04 | 0.15 | -11.1 | 1.2 | 1.9 | 0.9 | 1.1 | 1.2 | 1.7 | |

Tabla 6. Datos estadísticos de la comparación entre datos del NARR y observados de la Señal Diurna (Periodos entre 22 h y 26 h). Note que se omitieron los datos de la media, ya que tiende a ser cero.

| SEÑAL DIURNA | | | | | | | | | | |
|------------------------|--|------|---|--|---|-------------|-----------------------------------|-----|------------|-----|
| Estación Meteorológica | Correlación (r) Observados vs NARR | | Correlación Compleja (c_{com}) Observados vs NARR | Fase (φ) Observados vs NARR ($^{\circ}$) | Error Estándar de Estimación Observados vs NARR (ms^{-1}) | | Desviación Estándar (ms^{-1}) | | | |
| | U | V | | | U (\pm) | V (\pm) | NARR | | Observados | |
| | | | | | | | U | V | U | V |
| Altamira | 0.95 | 0.50 | 0.92 | 0.9 | 0.5 | 0.5 | 1.6 | 0.5 | 1.5 | 0.4 |
| Soto La Marina | 0.95 | 0.63 | 0.89 | 2.2 | 0.5 | 0.6 | 1.5 | 0.7 | 1.2 | 0.5 |
| San Fernando | 0.95 | 0.74 | 0.91 | -0.6 | 0.4 | 0.4 | 1.2 | 0.6 | 1.1 | 0.5 |
| Matamoros | 0.89 | 0.86 | 0.88 | 5.5 | 0.5 | 0.4 | 1.0 | 0.8 | 0.8 | 0.5 |
| Boya NDBC42045 | 0.89 | 0.81 | 0.86 | -8.6 | 0.4 | 0.6 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 |

En la estadística de la serie completa (Tabla 3) hay en general una buena correlación compleja, observándose la mínima en la estación de Soto la Marina (0.77). En esta estación también se observa un ángulo de fase alto, esto indica que la dirección del viento de los datos del NARR varía 21.8° de los datos observados. Los coeficientes de correlación lineal por componentes zonal (u) y meridional (v) también presentan buena correlación (> 0.89 y > 0.5 , respectivamente). Como era de esperarse la componente zonal presenta una mayor correlación, ya que tiene mayor aportación debido a la posición de la costa. La desviación estándar de la componente meridional en los datos del NARR es mayor que en la componente zonal, a diferencia de los datos observados, que presentan una pequeña diferencia en la desviación estándar entre las componentes. La media de las componentes del NARR tiene una sobreestimación en comparación con los datos observados de aproximadamente 0.8 m s^{-1} en la componente zonal y de 0.72 m s^{-1} en la componente meridional. La media de la componente zonal presenta en todas las estaciones signo negativo y en la componente meridional signo positivo, notándose una dirección del viento medio al nornoroeste aproximadamente, ya que la componente zonal es mayor en intensidad que la meridional.

Los datos de la baja frecuencia (Tabla 4) son muy similares a los datos completos (sin filtrar), lo que indica que la mayor aportación del viento procede de eventos de periodos más largos que 26 h. Por otro lado, la baja correlación existente en los datos de alta frecuencia (Tabla 5) indica que el NARR no es óptimo para caracterizar eventos más cortos que 22 h. Las correlaciones más altas se presentan justamente en la banda de frecuencias representativa de la brisa (en la señal diurna), con la menor correlación compleja en la estación de Matamoros de 0.88 y la más alta correlación en la

estación de Altamira con 0.92. La correlación lineal de las componentes zonal es mayor que la meridional, lo que es de esperarse, ya que la dirección de viento que más influye en la brisa es la componente zonal debido a la posición casi meridional de la costa, como se ha mencionado antes.

De manera similar a la validación de las componentes del viento en cada estación meteorológica, se calculó la correlación para la temperatura (Ver Figuras 20-24).

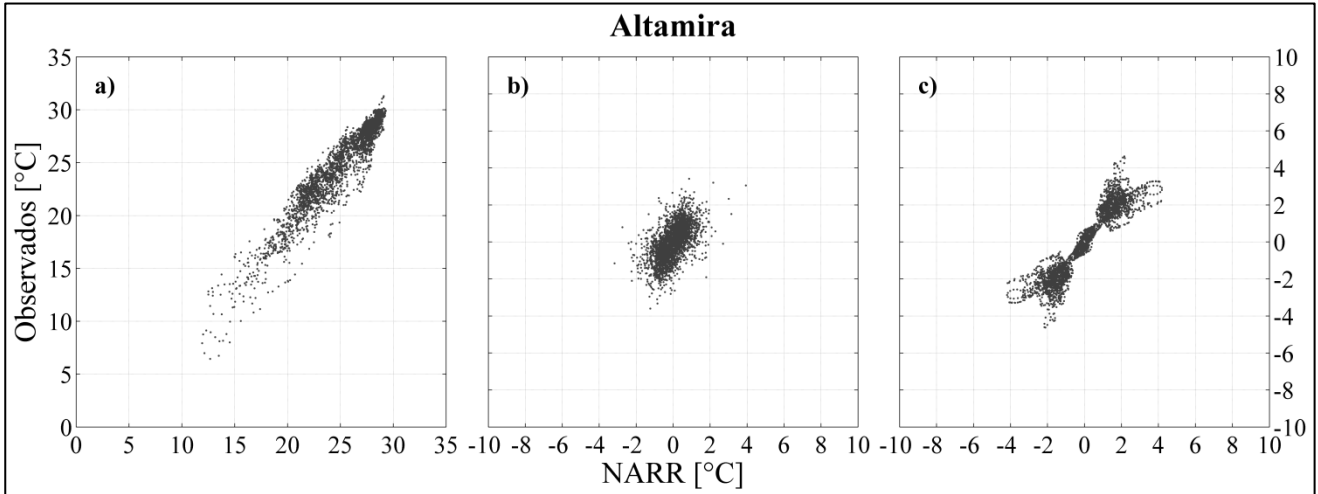


Figura 20. Correlación de la temperatura entre datos del NARR y datos observados en la estación de Altamira. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).

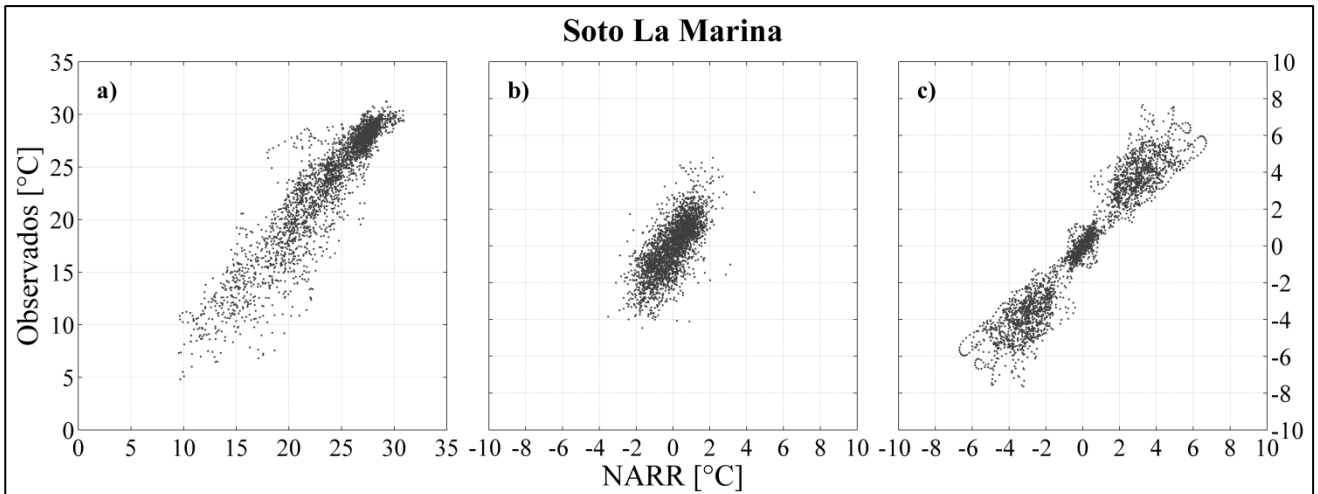


Figura 21. Correlación de la temperatura entre datos del NARR y datos observados en la estación de Soto La Marina. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).

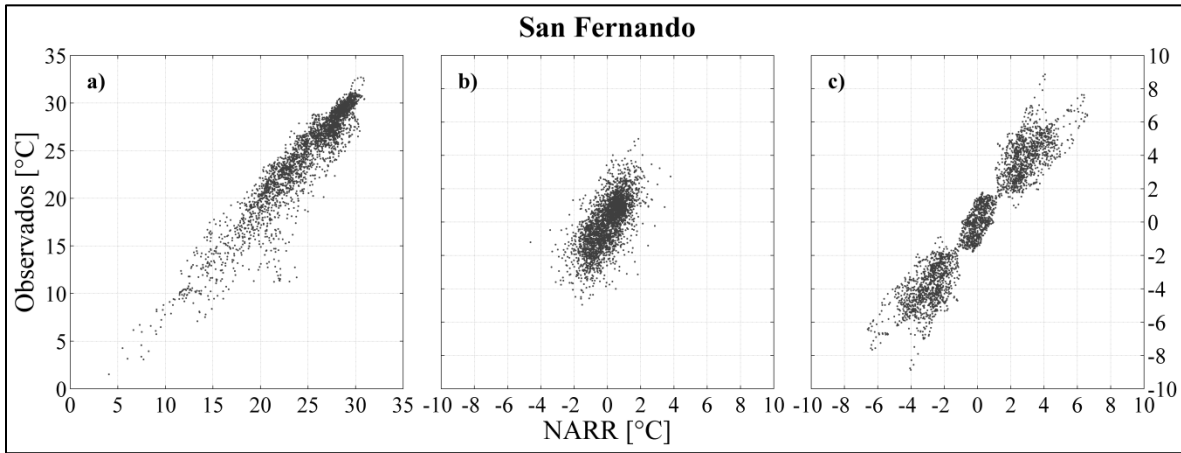


Figura 22. Correlación de la temperatura entre datos del NARR y datos observados en la estación de San Fernando. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).

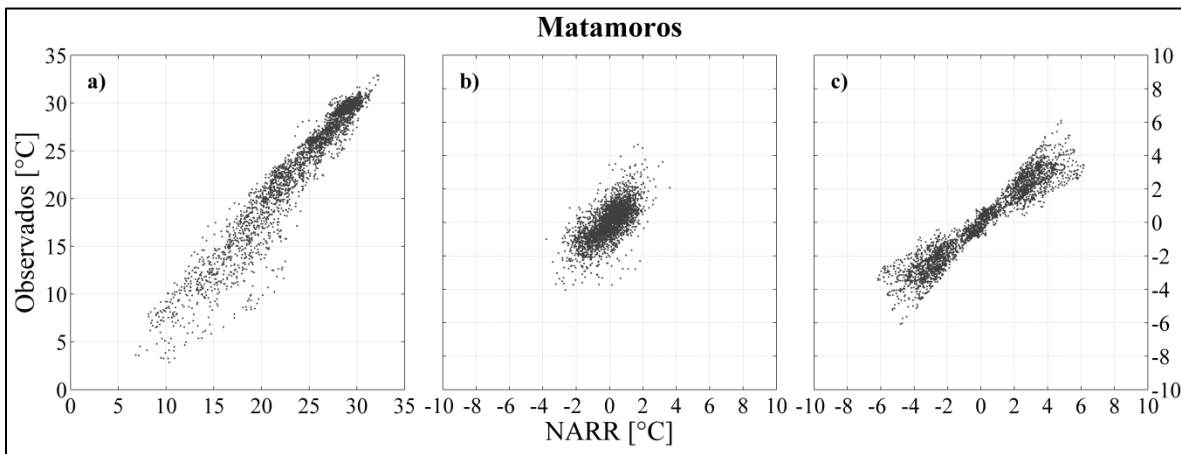


Figura 23. Correlación de la temperatura entre datos del NARR y datos observados en la estación de Matamoros. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).

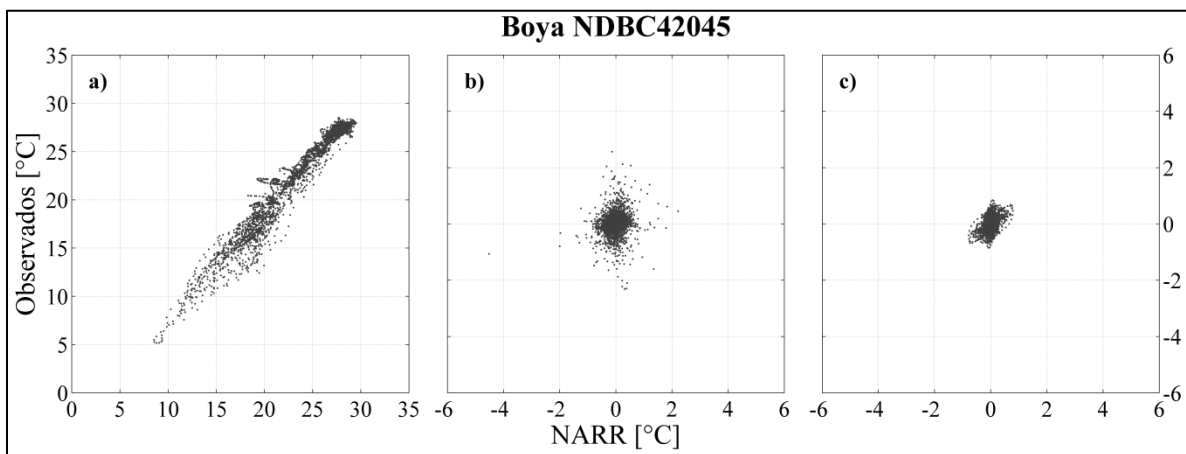


Figura 24. Correlación de la temperatura entre datos del NARR y datos observados en la boya NDBC42045. a) Señales de Baja Frecuencia (Periodos mayores a 26 horas), b) Señales de Alta Frecuencia (Periodos menores a 22 horas) y c) Señal Diurna (Periodos entre 22 y 26 horas).

Se observa, al igual que con las componentes del viento, una buena correlación en las bajas frecuencias en las 5 comparaciones. Para las frecuencias altas aún se observa una correlación pobre en las estaciones de tierra y casi nula en la boya. En el caso donde se presenta una alta correlación es en la señal diurna, pero aquí se observa que solamente en las estaciones de tierra tiene una alta correlación, en la boya tiene muy poca, casi tan baja como con la de la alta frecuencia. Esto se manifiesta numéricamente en las estadísticas de las Tablas 7-10. También se observa una peculiar forma de “moño” en los datos de la señal diurna en las estaciones meteorológicas en tierra. Para saber lo que causa la forma de estas correlaciones se muestra la evolución horaria durante un día promedio en la estación de Matamoros y de los datos del NARR en esa misma ubicación (Ver Figura 25). Se encontró que los datos del NARR se centran muy bien cuando el gradiente térmico es casi nulo y sobreestima hasta 1°C aproximadamente en los puntos máximos y mínimos de la variación de la temperatura (señal diurna), lo que ocasionaría la forma del “moño” en las correlaciones, obteniéndose una buena correlación al acercarse a los puntos de inflexión y variando más en los máximos y mínimos. Nótese en la Figura 26 que los datos de viento del NARR de la componente zonal presenta sus máximos y mínimos antes que los datos observados.

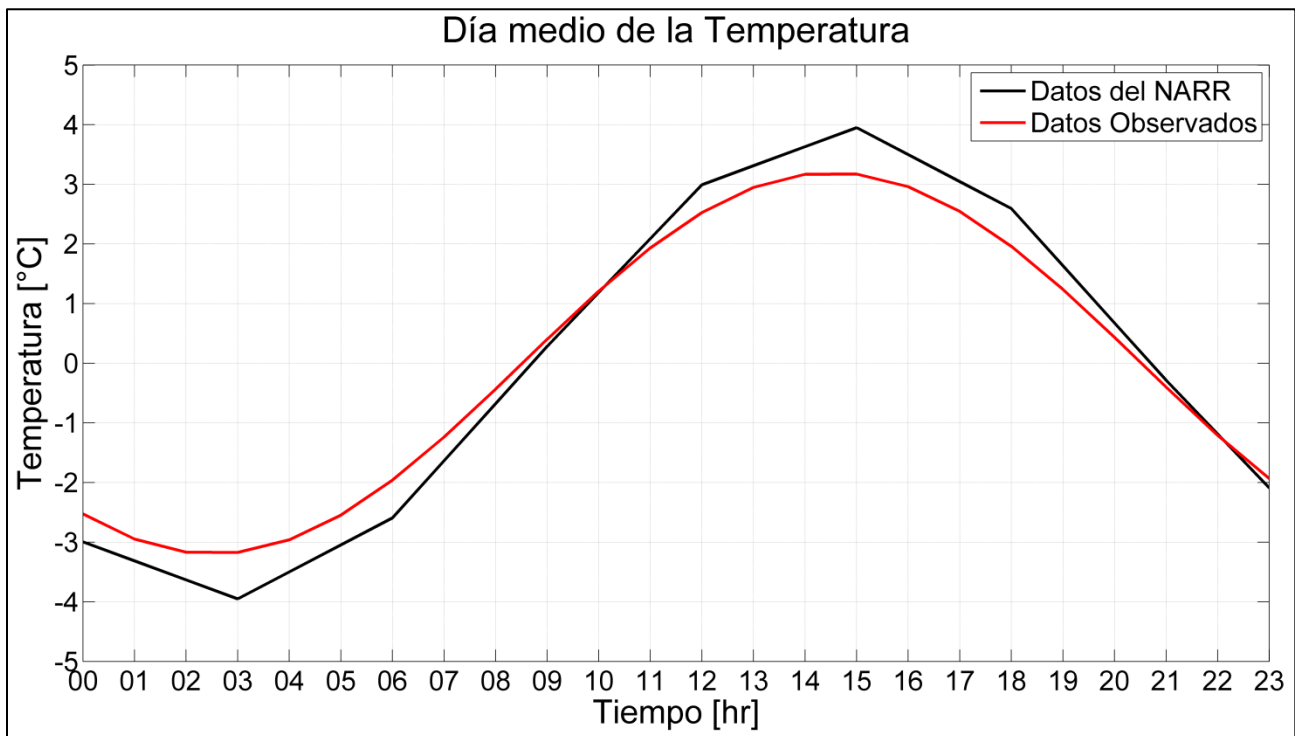


Figura 25. Día medio de la temperatura horaria en la estación de Matamoros. La línea negra corresponde con los datos del NARR, mientras que la línea roja corresponde a los datos observados.

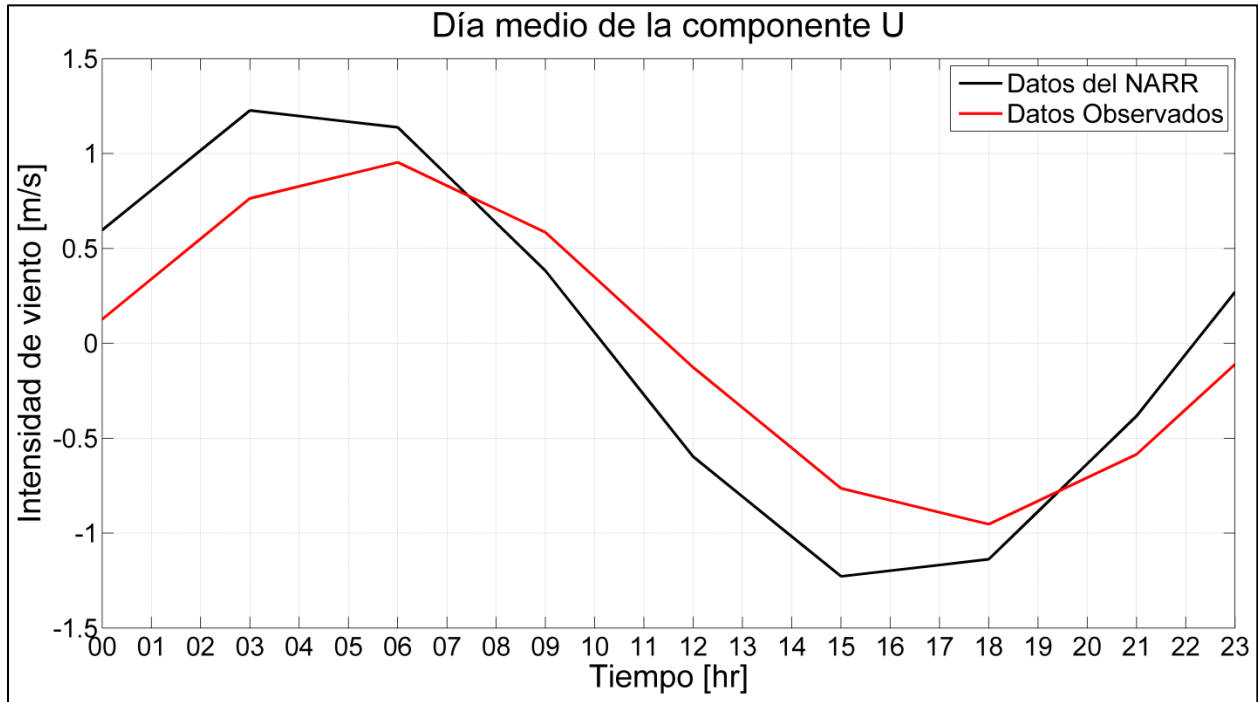


Figura 26. Día medio de la componente zonal del viento en la estación de Matamoros. La línea negra corresponde con los datos del NARR, mientras que la línea roja corresponde a los datos observados.

Tabla 7. Datos estadísticos de la comparación entre datos de temperatura del NARR y los observados de las series sin filtrar

| SERIE COMPLETA | | | | | | |
|------------------------|-----------------|-----------------------------------|--------------------------|------------|------------|------------|
| Estación Meteorológica | Correlación (r) | Error Estándar de Estimación (°C) | Desviación Estándar (°C) | | Media (°C) | |
| | | | NARR | Observados | NARR | Observados |
| Altamira | 0.94 | 1.7 | 3.7 | 4.6 | 24.8 | 24.6 |
| Soto La Marina | 0.93 | 2.7 | 5.4 | 6.7 | 23.6 | 23.4 |
| San Fernando | 0.94 | 2.5 | 5.3 | 6.6 | 24.5 | 24.1 |
| Matamoros | 0.95 | 2.4 | 6.1 | 7.0 | 24.0 | 23.3 |
| Boya NDBC42045 | 0.97 | 1.7 | 4.6 | 5.2 | 23.0 | 22.0 |

Tabla 8. Datos estadísticos de la comparación entre datos de temperatura del NARR y los observados de la baja frecuencia. Note que la media es igual a la serie sin filtrar.

| BAJA FRECUENCIA | | | | | | |
|-------------------------------|------------------------|--|---------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <i>Estación Meteorológica</i> | <i>Correlación (r)</i> | <i>Error Estándar de Estimación (°C)</i> | <i>Desviación Estándar (°C)</i> | | <i>Media (°C)</i> | |
| | | | <i>NARR</i> | <i>Observados</i> | <i>NARR</i> | <i>Observados</i> |
| <i>Altamira</i> | 0.95 | 1.4 | 3.3 | 4.1 | 24.8 | 24.6 |
| <i>Soto La Marina</i> | 0.93 | 2.2 | 4.4 | 5.5 | 23.6 | 23.4 |
| <i>San Fernando</i> | 0.94 | 1.9 | 4.5 | 5.3 | 24.5 | 24.1 |
| <i>Matamoros</i> | 0.97 | 2.1 | 5.3 | 6.6 | 24.0 | 23.3 |
| <i>Boya NDBC42045</i> | 0.98 | 1.6 | 4.5 | 5.2 | 23.0 | 22.0 |

Tabla 9. Datos estadísticos de la comparación entre datos de temperatura del NARR y los observados de la alta frecuencia. Note que se omitieron los datos de la media ya que tienden a ser cero.

| ALTA FRECUENCIA | | | | |
|-------------------------------|------------------------|--|---------------------------------|-------------------|
| <i>Estación Meteorológica</i> | <i>Correlación (r)</i> | <i>Error Estándar de Estimación (°C)</i> | <i>Desviación Estándar (°C)</i> | |
| | | | <i>NARR</i> | <i>Observados</i> |
| <i>Altamira</i> | 0.59 | 0.8 | 0.7 | 0.9 |
| <i>Soto La Marina</i> | 0.72 | 1.0 | 1.0 | 1.4 |
| <i>San Fernando</i> | 0.67 | 1.1 | 0.9 | 1.5 |
| <i>Matamoros</i> | 0.68 | 0.8 | 1.0 | 1.1 |
| <i>Boya NDBC42045</i> | 0.15 | 0.4 | 0.3 | 0.4 |

Tabla 10. Datos estadísticos de la comparación entre datos de temperatura del NARR y los observados de la señal diurna. Note que se omitieron los datos de la media ya que tienden a ser cero.

| SEÑAL DIURNA | | | | |
|-------------------------------|------------------------|--|---------------------------------|-------------------|
| <i>Estación Meteorológica</i> | <i>Correlación (r)</i> | <i>Error Estándar de Estimación (°C)</i> | <i>Desviación Estándar (°C)</i> | |
| | | | <i>NARR</i> | <i>Observados</i> |
| <i>Altamira</i> | 0.94 | 0.7 | 1.6 | 1.9 |
| <i>Soto La Marina</i> | 0.96 | 1.1 | 2.9 | 3.6 |
| <i>San Fernando</i> | 0.96 | 1.3 | 2.7 | 3.6 |
| <i>Matamoros</i> | 0.96 | 0.9 | 2.8 | 2.3 |
| <i>Boya NDBC42045</i> | 0.45 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |

Al igual que con el viento, la temperatura tiene una notoria similitud entre su serie completa (sin filtrar) y la de baja frecuencia, ambas con su menor correlación en la estación de Soto la Marina (0.93) y la mayor en la Boya (0.97 en la serie total y 0.98 en la baja frecuencia). Existe una pequeña diferencia en la variabilidad del NARR con respecto a los datos observados, estos últimos tienen mayor variabilidad, también hay una sobrestimación de 0.5°C del valor promedio de las temperaturas del NARR con respecto a los datos observados. En la alta frecuencia las correlaciones siguen siendo bajas, la mayor se encuentra en la estación de Soto la Marina (0.72) y la menor en la Boya (0.15).

En la Tabla 10 se confirma la baja correlación (0.45) que presenta la temperatura en la Boya para la señal diurna, a diferencia de las estaciones de tierra donde tienen una alta correlación promedio de 0.96. Para analizar la causa que origina la baja correlación de la temperatura en la boya se comparan los espectros de varianza conservada de la temperatura observada en la Boya y la observada en la estación de Matamoros, por ser la más cercana (Figuras 27-28). Del mismo modo se obtienen los espectros para los datos del NARR en las mismas posiciones para ver si sigue el mismo comportamiento. Se observa que tanto en los datos *in situ* como en los datos del NARR, la señal diurna característica se pierde en la ubicación de la boya, lo que hace que no exista variabilidad diurna. Esto indica que el gradiente térmico diurno que da origen a la brisa se debe a fluctuaciones sobre tierra únicamente; dada la alta capacidad calorífica del mar, las fluctuaciones térmicas diurnas sobre éste son prácticamente nulas.

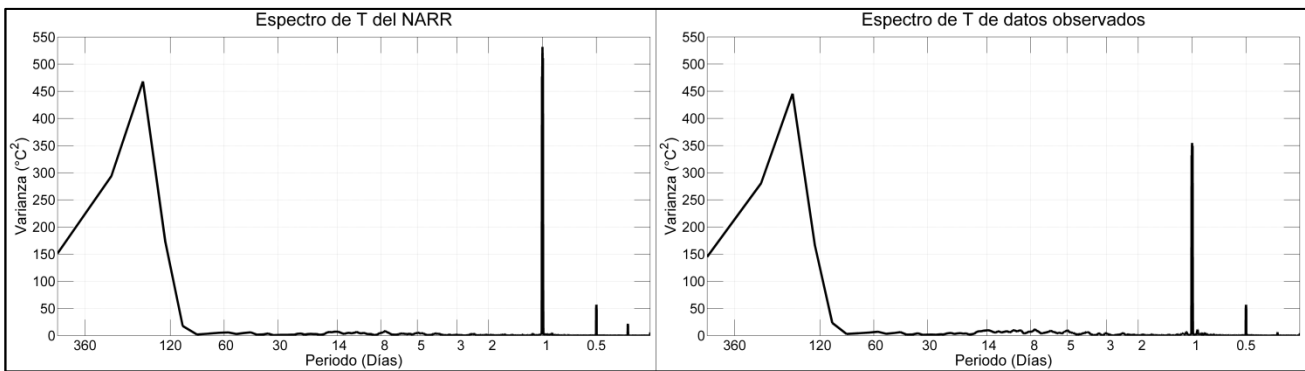


Figura 27. Espectro de varianza conservada de la temperatura en la estación de Matamoros. El panel izquierdo corresponde a los datos del NARR. El panel derecho corresponde a los datos observados.

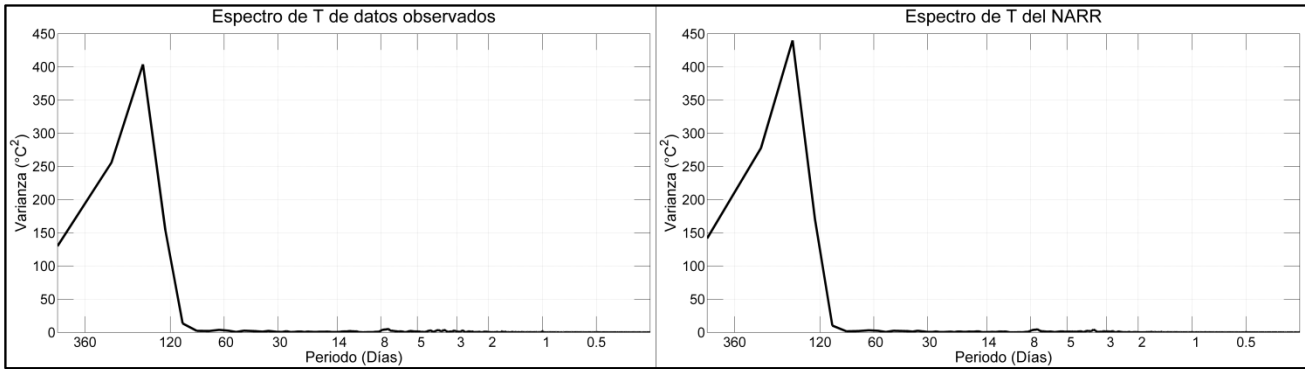


Figura 28. Espectro de varianza conservada de la temperatura en la Boya. El panel izquierdo corresponde a los datos del NARR. El panel derecho corresponde a los datos observados.

3.2 Caracterización espacial de la brisa

En la Figura 29 se muestra la desviación estándar del gradiente zonal (dirección este-oeste) de temperatura ($\frac{\delta T}{\delta x}$, donde T es la temperatura y x es la coordenada zonal). Se puede observar claramente la alta variabilidad del gradiente térmico entre el mar y la tierra, donde se ve que esta diferencia de temperatura abarca aproximadamente 0.5° tierra dentro (50 km aproximadamente).

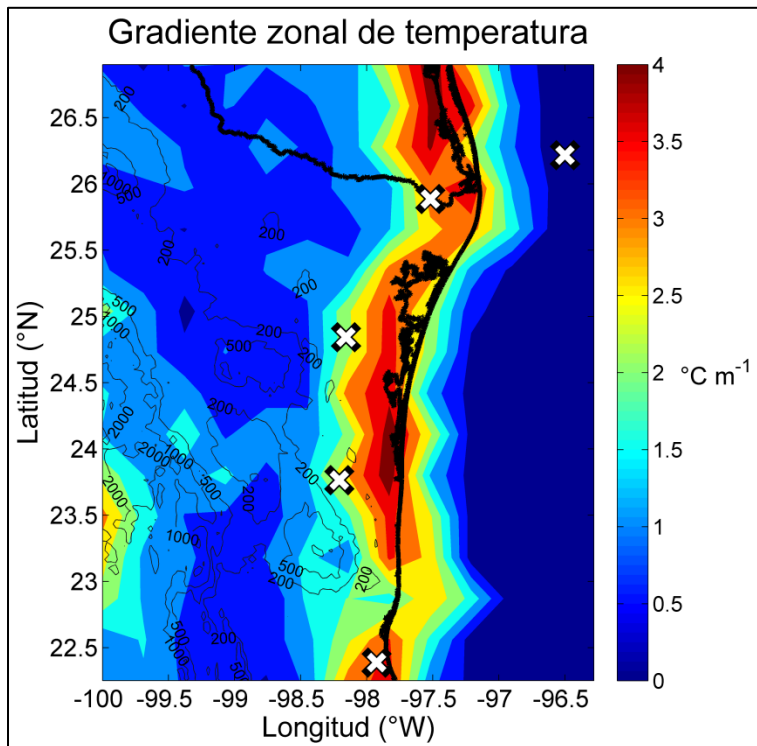


Figura 29. Desviación estándar del gradiente zonal de la temperatura (superficial) en la costa de Tamaulipas. Las cruces representan las estaciones donde se realizaron las observaciones *in situ*. Las líneas negras representan las líneas de nivel (topografía) de la zona.

Para observar el comportamiento temporal de la brisa durante un año promedio, en la Figura 30 se muestra la desviación estándar por estaciones del año. Se aprecia una alta variabilidad del gradiente térmico en la estación primaveral, seguida de una disminución durante el verano, una variabilidad mucho menor en otoño, y para el invierno vuelve a aumentar la variabilidad.

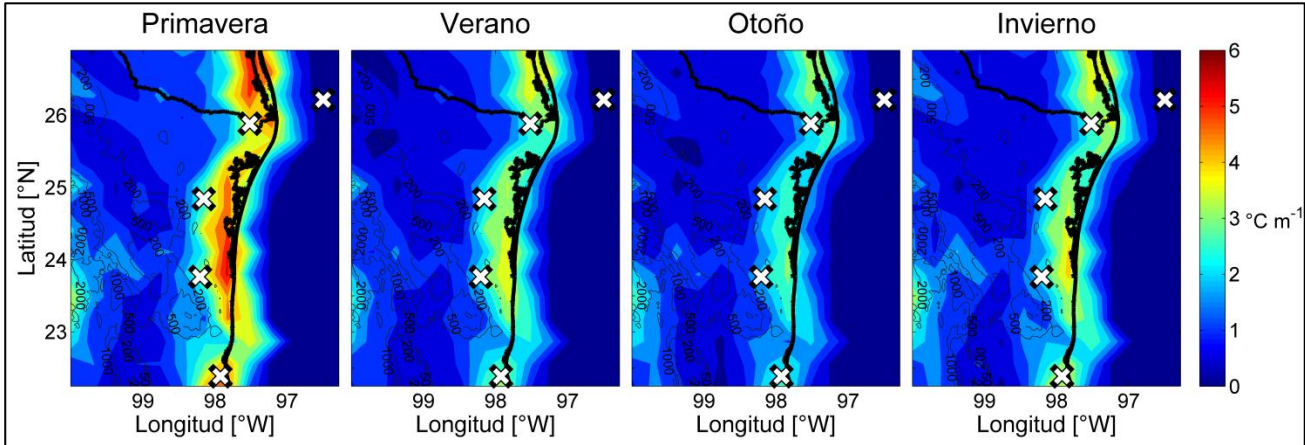


Figura 30. Desviación estándar del gradiente zonal de la temperatura (superficial) dividido en las estaciones del año. Las cruces representan la ubicación de las 4 estaciones en tierra y la boya en el Golfo de México. Se muestran los contornos de la topografía.

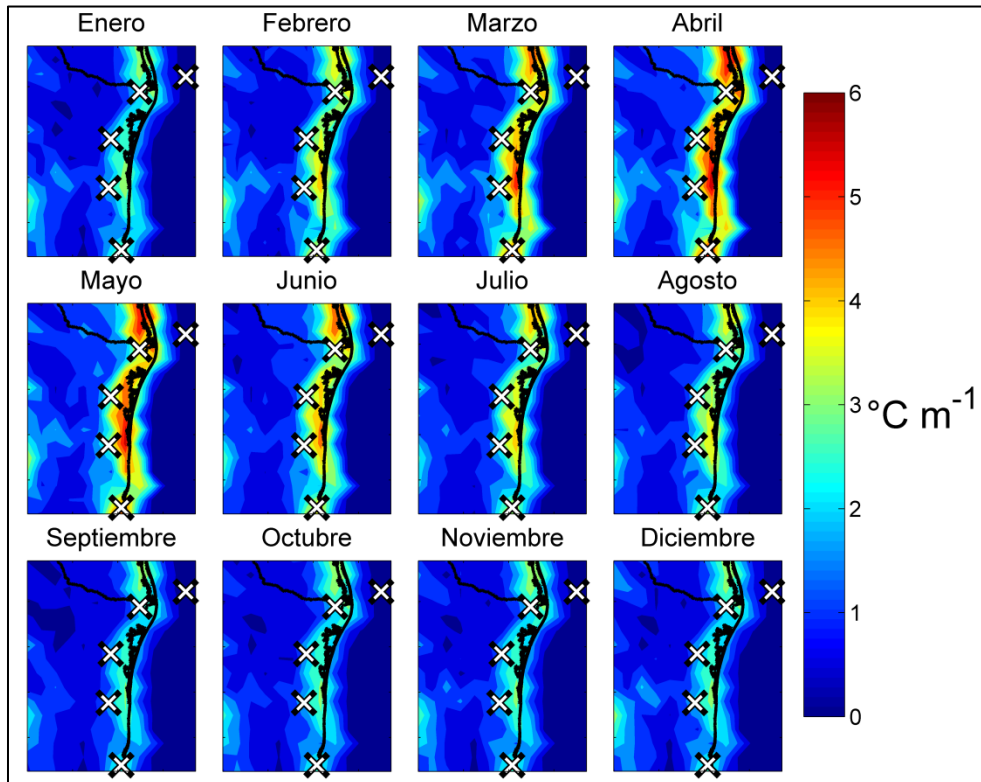


Figura 31. Evolución de la desviación estándar del gradiente zonal de la temperatura (superficial) a lo largo de un año promedio.

En la Figura 31 se muestra con mayor resolución temporal la evolución del gradiente térmico. Se aprecia que la intensidad durante el invierno se ve fuertemente afectada por la variabilidad de febrero y parte de marzo, que aún es invierno en gran parte del mes.

En las Figuras 32-35 se muestran los promedios horarios del gradiente térmico en un día promedio durante 4 meses diferentes (enero, abril, julio y octubre). Aquí se observa en qué hora del día empieza a notarse la diferencia térmica entre la superficie de la tierra y del mar, lo que propiciaría la brisa marina y la brisa terral, ya que el signo del gradiente indica hacia dónde cambia la temperatura. Cuando el gradiente es positivo significa que la superficie del mar se encuentra más caliente que la de la tierra, lo que origina la brisa terral. De forma inversa, cuando el gradiente es negativo, significa que la tierra se encuentra más caliente que la superficie del mar, propiciando la brisa marina.

En el mes de enero (Figura 32) el calentamiento diurno empieza a surgir aproximadamente a las 06:00 h (hora local, UTC-06:00), esto porque se observa que empieza a anularse el gradiente de temperatura positivo dando lugar al gradiente negativo, llegando a su máximo a las 15:00 h aproximadamente. Entre las 20:00 h y 21:00 h la temperatura entre el mar y la tierra se nivela hasta casi las 23:00 h, cuando comienza a surgir el efecto de la brisa terral, que es cuando la temperatura superficial de la tierra desciende más rápidamente que la del mar.

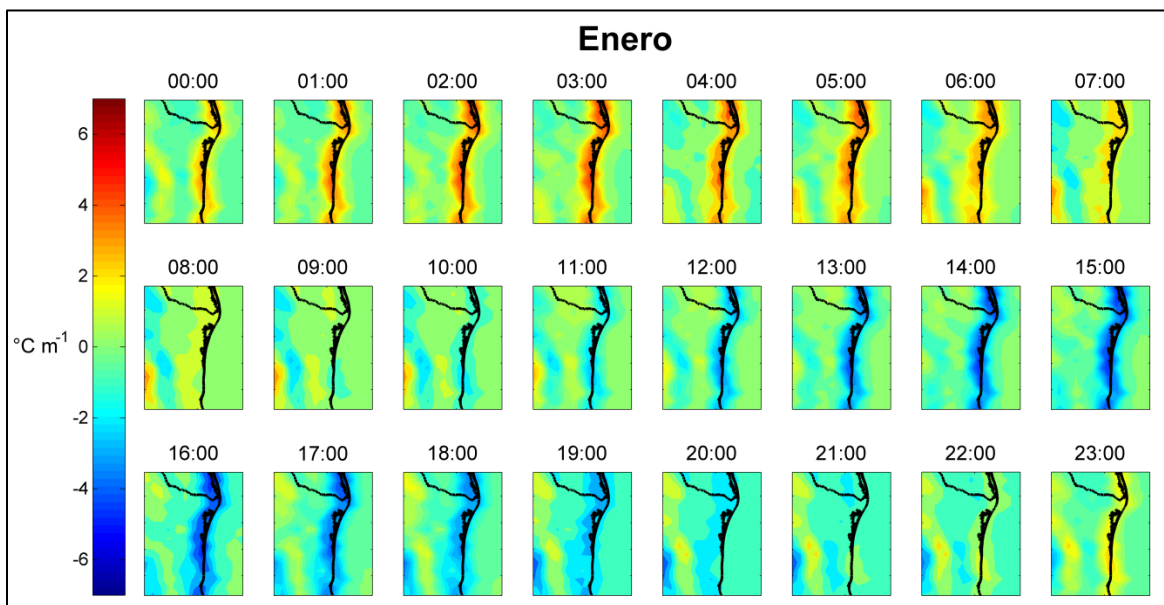


Figura 32. Evolución horaria (UTC-06:00) del gradiente zonal de la temperatura superficial en un día promedio del mes de enero.

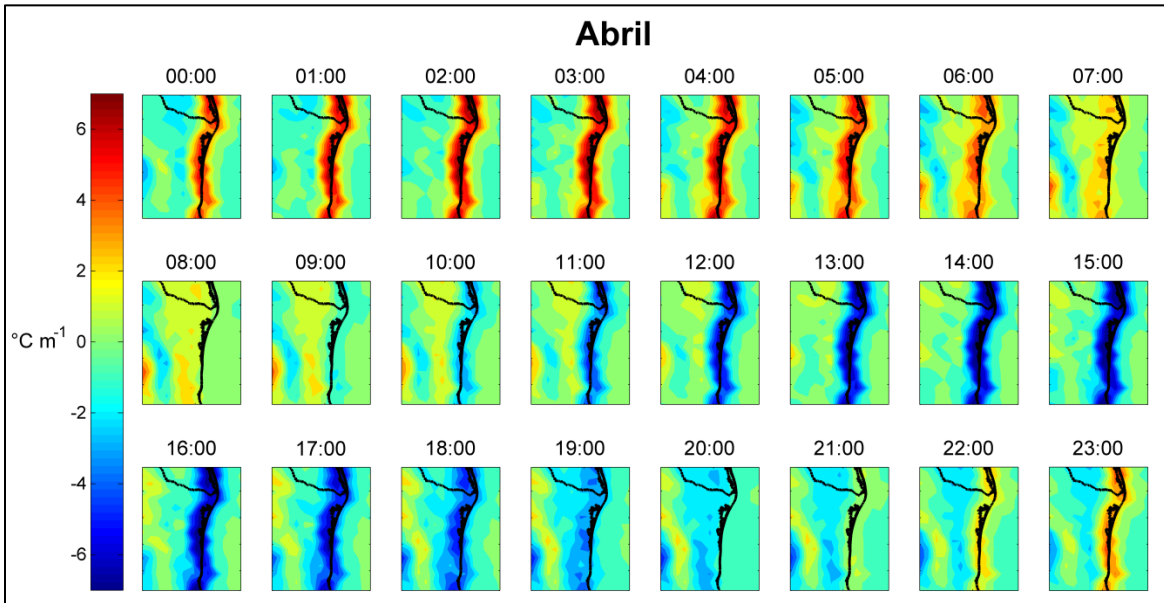


Figura 33. Evolución horaria (UTC-06:00) del gradiente zonal de la temperatura superficial en un día promedio del mes de abril.

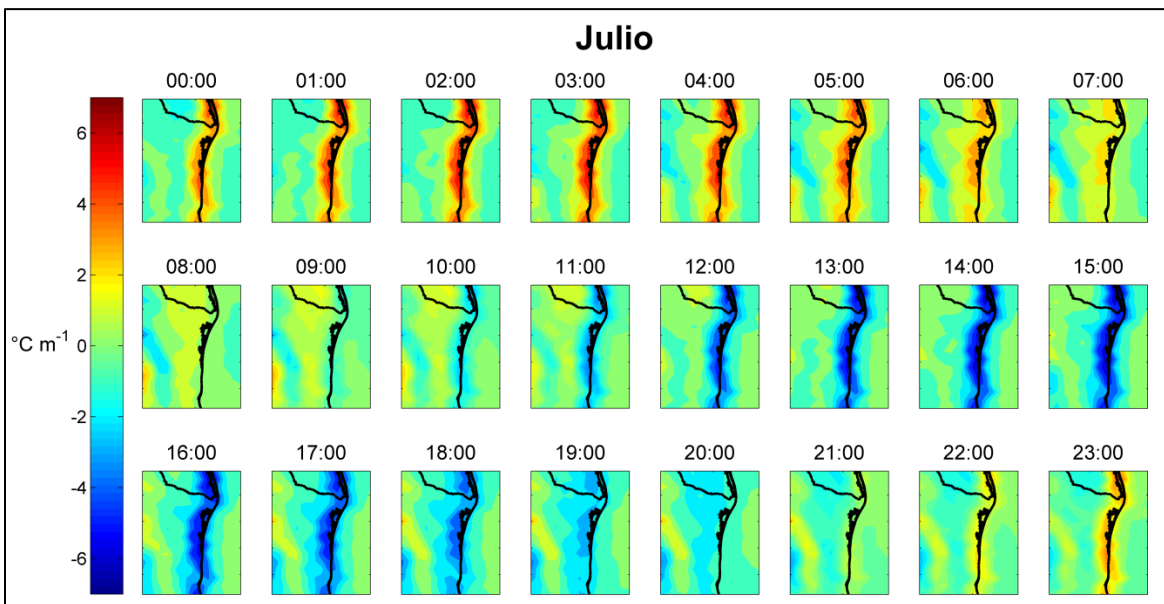


Figura 34. Evolución horaria (UTC-06:00) del gradiente zonal de la temperatura superficial en un día promedio del mes de julio.

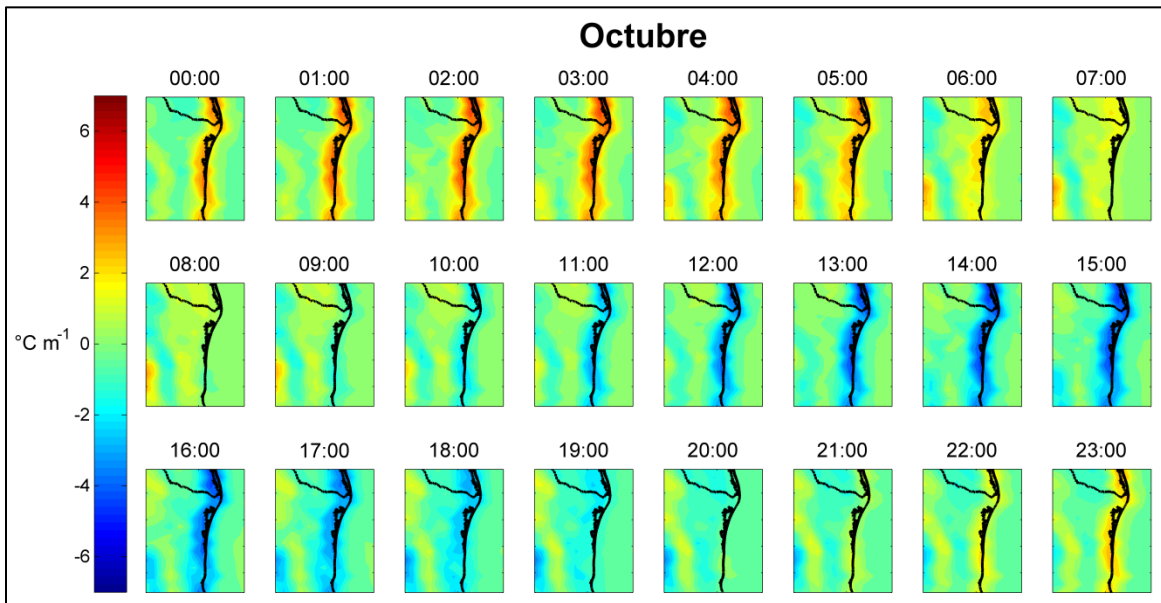


Figura 35. Evolución horaria (UTC-06:00) del gradiente zonal de la temperatura superficial en un día promedio del mes de octubre.

La evolución de la brisa a lo largo del año se ve afectada por la intensidad del gradiente zonal de la temperatura superficial, haciéndose más fuerte en los meses donde hay una mayor temperatura (Figura 33). Se observa que en abril los días son más largos que las noches, a diferencia de los días de octubre, donde las noches empiezan a ser más largas que los días.

Para el mes de julio (Figura 34) el gradiente se empieza a notar a las 10:00 h, teniendo su máximo a las 15:00 h y 16:00 h. El gradiente sigue siendo intenso en las horas cuando la temperatura es alta, así como en las horas cuando la temperatura superficial de la tierra es más fría que el mar (a las 02:00 h).

En octubre se puede apreciar cómo el gradiente va disminuyendo. La franja longitudinal del gradiente ya se observa mucho más angosta, así como las intensidades se vuelven más pequeñas y por lo tanto también su duración.

3.3 Simulación de Intensidad y densidad de potencia por medio del WAsP

Los datos que se introdujeron en las estaciones virtuales de la herramienta computacional WAsP fueron los datos de la señal diurna y de baja frecuencia del NARR interpolados en puntos a no más de 5 km de la costa. Se corrió el modelo con dichos datos para determinar la intensidad y densidad de potencia media de la zona a una altura de 10 m, también por medio del mismo WAsP se realizó una extrapolación a una altura de 50 m (Ver Figuras 36-39).

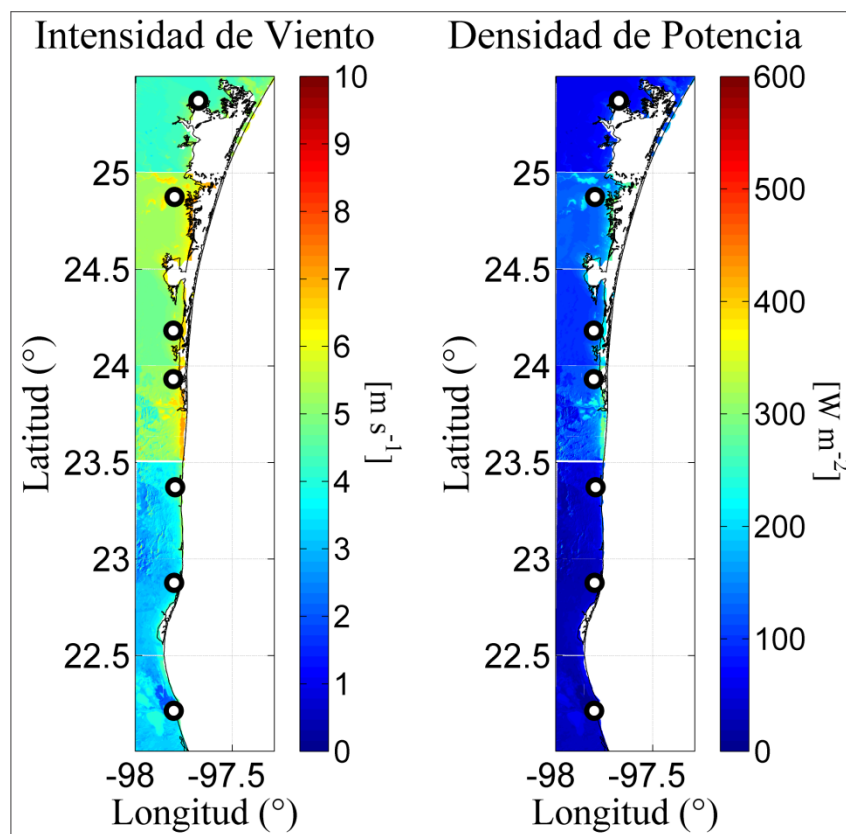


Figura 36. Simulación del WAsP con datos de baja frecuencia a 10 m para el periodo 2000-2010. Los círculos representan la ubicación de las estaciones virtuales. El panel izquierdo corresponde a la intensidad. El panel derecho corresponde a la densidad de potencia media.

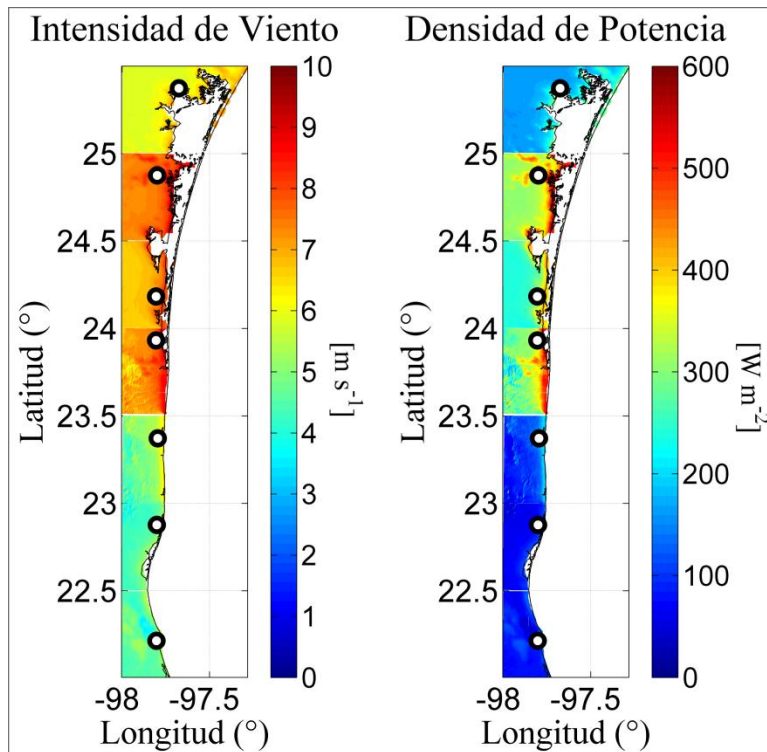


Figura 37. Simulación del WASP con datos de baja frecuencia a 50 m para el periodo 2000-2010. Los círculos representan la ubicación de las estaciones virtuales. El panel izquierdo corresponde a la intensidad. El panel derecho corresponde a la densidad de potencia media.

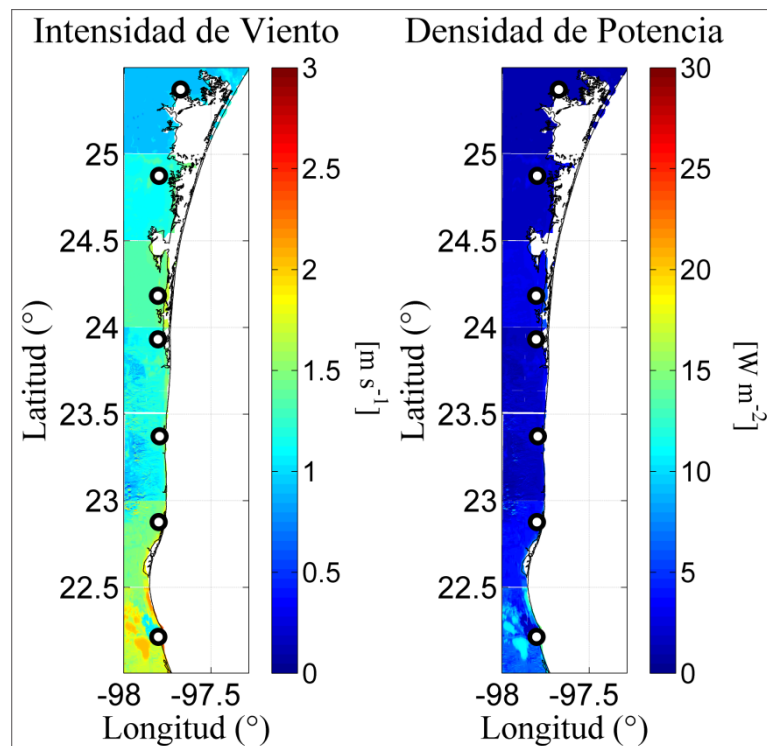


Figura 38. Simulación del WASP con datos de la señal diurna a 10 m para el periodo 2000-2010. Los círculos representan la ubicación de las estaciones virtuales. El panel izquierdo corresponde a la intensidad. El panel derecho corresponde a la densidad de potencia media.

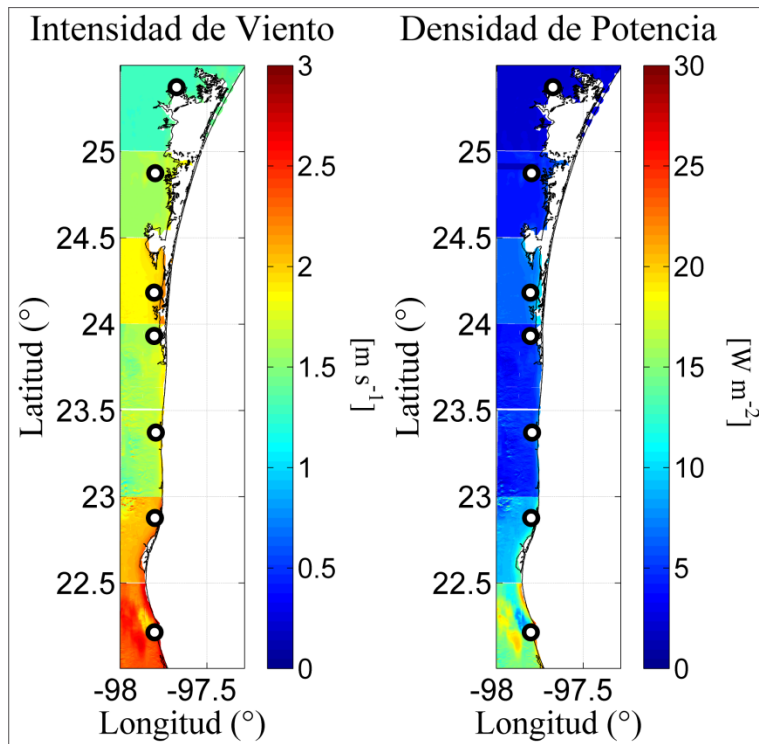


Figura 39. Simulación del WAsP con datos de la señal diurna a 50 m para el periodo 2000-2010. Los círculos representan la ubicación de las estaciones virtuales. El panel izquierdo corresponde a la intensidad. El panel derecho corresponde a la densidad de potencia media.

Existe una marcada diferencia en las bajas frecuencias (Figuras 36-37) en el Estado de Tamaulipas entre la parte norte (entre 23.5°N y 25°N) y la parte sur (entre 22°N y 23.5°N), esto puede ser debido a la circulación sinóptica que afecta a la zona. En la parte norte se ve una intensidad media aproximada de 5.5 m s^{-1} , mientras que en la parte sur de 3 m s^{-1} , aproximadamente. Dicha diferencia se puede observar notoriamente en la densidad de la baja frecuencia a 50 m (Figura 37), donde en la parte sur se observa una densidad de potencia de 100 W m^{-2} aproximadamente, mientras que en el norte es de aproximadamente 400 W m^{-2} . Esto también es debido a que para obtener la densidad de potencia se eleva la velocidad del viento al cubo, haciendo un pequeño incremento en la velocidad un gran aumento en la densidad de potencia.

En la señal diurna (Figura 38-39) este patrón ya no es tan marcado, pero sí existen diferencias de intensidades entre los polígonos. Esto es debido a que en este caso la variabilidad es más local, por lo tanto, la velocidad del viento dependerá de circunstancias de la región, provocando que algún incremento en latitud, alguna laguna, o algún tipo de zonas urbanas afecte la intensidad del viento. Aquí se puede resaltar un incremento en la intensidad el viento en la parte sur del estado, esto puede ser debido al complejo sistema lagunario que existe en la zona pudiendo reaccionar entre todo el

sistema para ocasionar un incremento en la intensidad del viento diurno. De forma contraria que en la señal de baja frecuencia, en el norte del estado se observa una baja intensidad de la brisa (señal diurna), y también habría que observar de forma más detallada la zona, ya que las características locales como líneas de nivel, tipo de terreo, sistemas lagunarios, etc. afectará en gran medida la intensidad de la brisa.

3.4 Contribución de la intensidad de la brisa al viento total.

Tomando como referencia las estaciones virtuales de los polígonos del WAsP donde se encuentran las intensidades bajas (estación virtual más al norte del estado), medias (cuarta estación virtual de sur a norte en el estado) y altas (estación virtual mas al sur del estado) a una altura de 10 m, la Figura 40 muestra la serie de datos del 2000 al 2010 con meses promedio. Se observa en el caso de la intensidad media y alta que éstas son muy parecidas entre sí, apreciándose en algunos años 2 máximos relativos por año, uno que corresponde a los meses de abril y mayo, y otro para el mes de septiembre. En el caso de la intensidad baja, el pico más recurrente es el que se presenta en el mes de septiembre. También se calculó un año medio para cada caso (Figura 41), donde se corrobora en el caso donde la intensidad es mayor que los meses con mayor temperatura (marzo, mayo, junio y julio) es cuando se aprecia una mayor intensidad en la brisa.

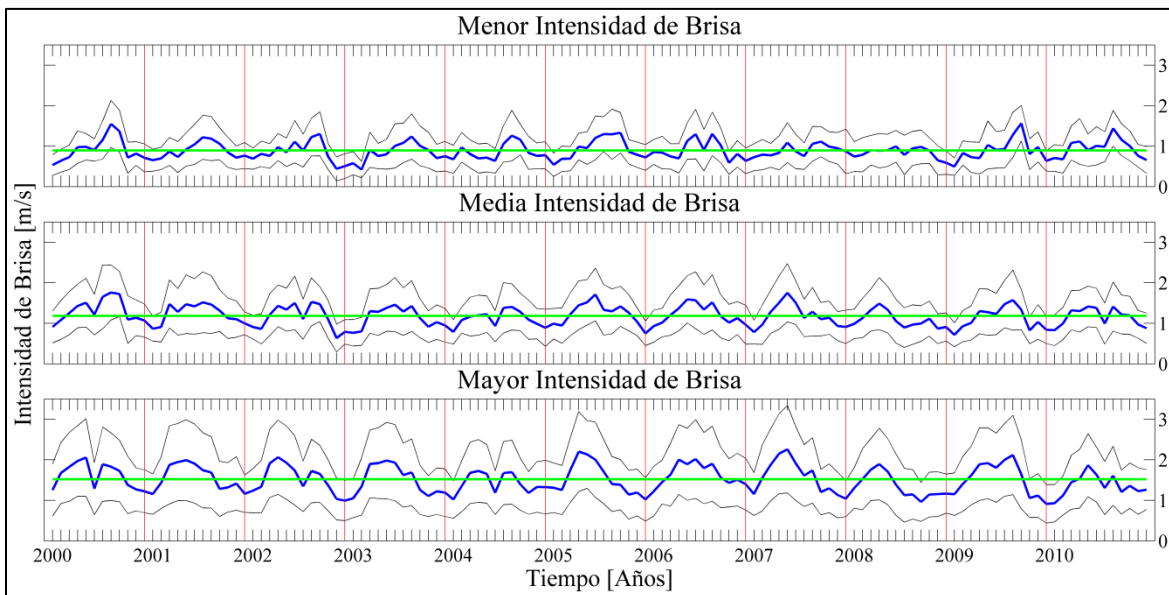


Figura 40. Intensidad de la brisa en meses promedio (2000-2010). La línea verde indica el promedio total: 1.5 m s^{-1} en donde la intensidad es mayor, 1.2 m s^{-1} en la intensidad media y 0.9 m s^{-1} en la intensidad menor. Las líneas negras indica la desviación estándar de la serie.

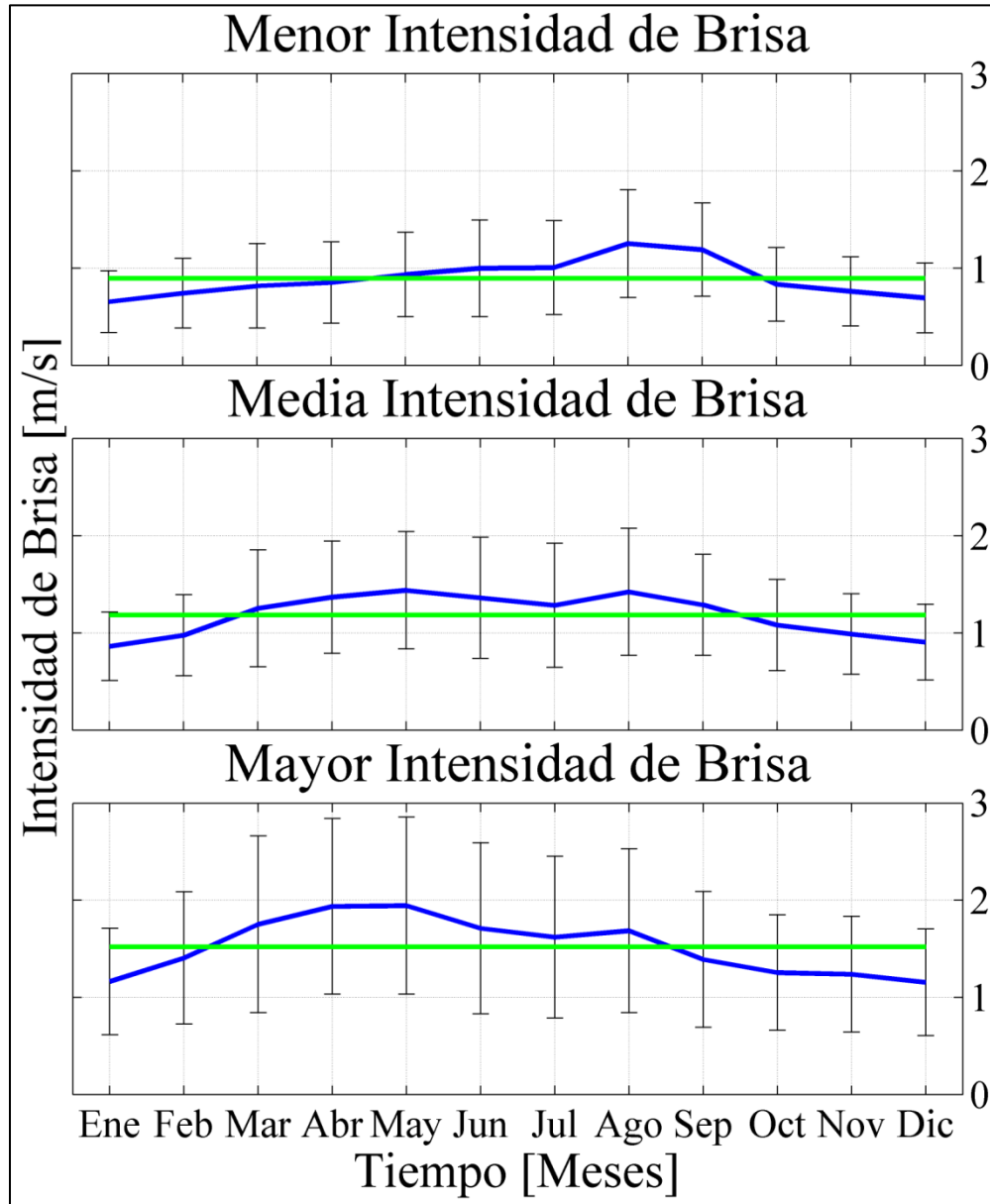


Figura 41. Año medio (2000-2010) de la intensidad de la brisa. La línea verde indica el promedio de la serie. La línea verde indica el promedio total: 1.5 m s^{-1} en donde la intensidad es mayor, 1.2 m s^{-1} en la intensidad media y 0.9 m s^{-1} en la intensidad menor. Las barras de error representan la desviación estándar de las series.

En el caso donde la intensidad es mayor en la Figura 41, se observa que los meses con mayor gradiente térmico son los que tienen mayor intensidad de brisa. Sin embargo, para el caso donde la intensidad es baja, existe un máximo entre los meses de agosto y septiembre, incluso, los meses entre marzo y mayo no muestran ningún pico sobresaliente. Este máximo que se observa puede ser debido a altitud del terreno, o alguna otra característica local que afecte a la señal diurna. Con la

información provista hasta el momento no se podría decir que este evento sea debido a la brisa, ya que otros factores pudieran estar influyendo en ella como la humedad o la presión.

En la Figura 42 se muestra la evolución horaria en un día promedio de cada mes. Entre las 12:00 h y las 18:00 h (hora UTC-06:00) se observa un máximo en la intensidad del viento, así como entre las 00:00 h y las 06:00 h, que correspondería con las horas de la brisa marina y la brisa terral, respectivamente.

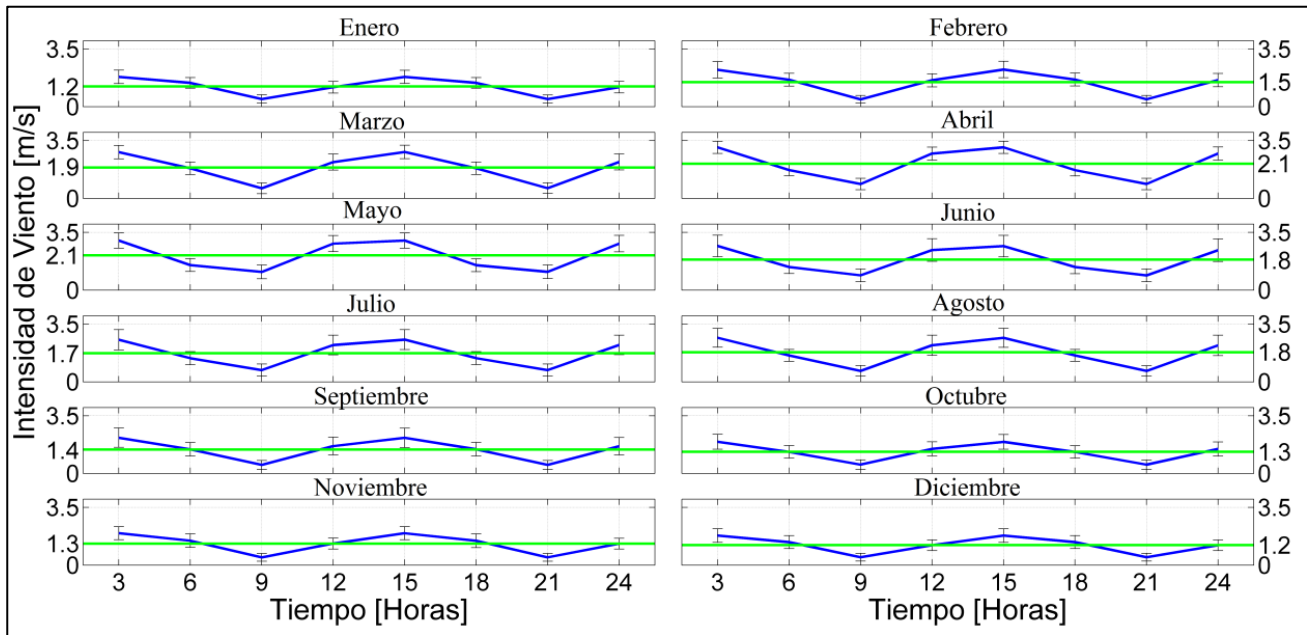


Figura 42. Evolución horaria en un día promedio de la intensidad de brisa (señal diurna) para cada mes. Las líneas verdes representan el promedio de la intensidad de la brisa mensual. Las líneas negras representan la desviación estándar. El tiempo está expresado en horario local (UTC-06:00).

En las Figuras 43-44 se muestra la contribución porcentual de la brisa a la intensidad del viento total (bajas frecuencias más frecuencias diurnas). La contribución promedio de la brisa es del 34% en el caso donde la brisa es mayor y de un 19% donde es menor.

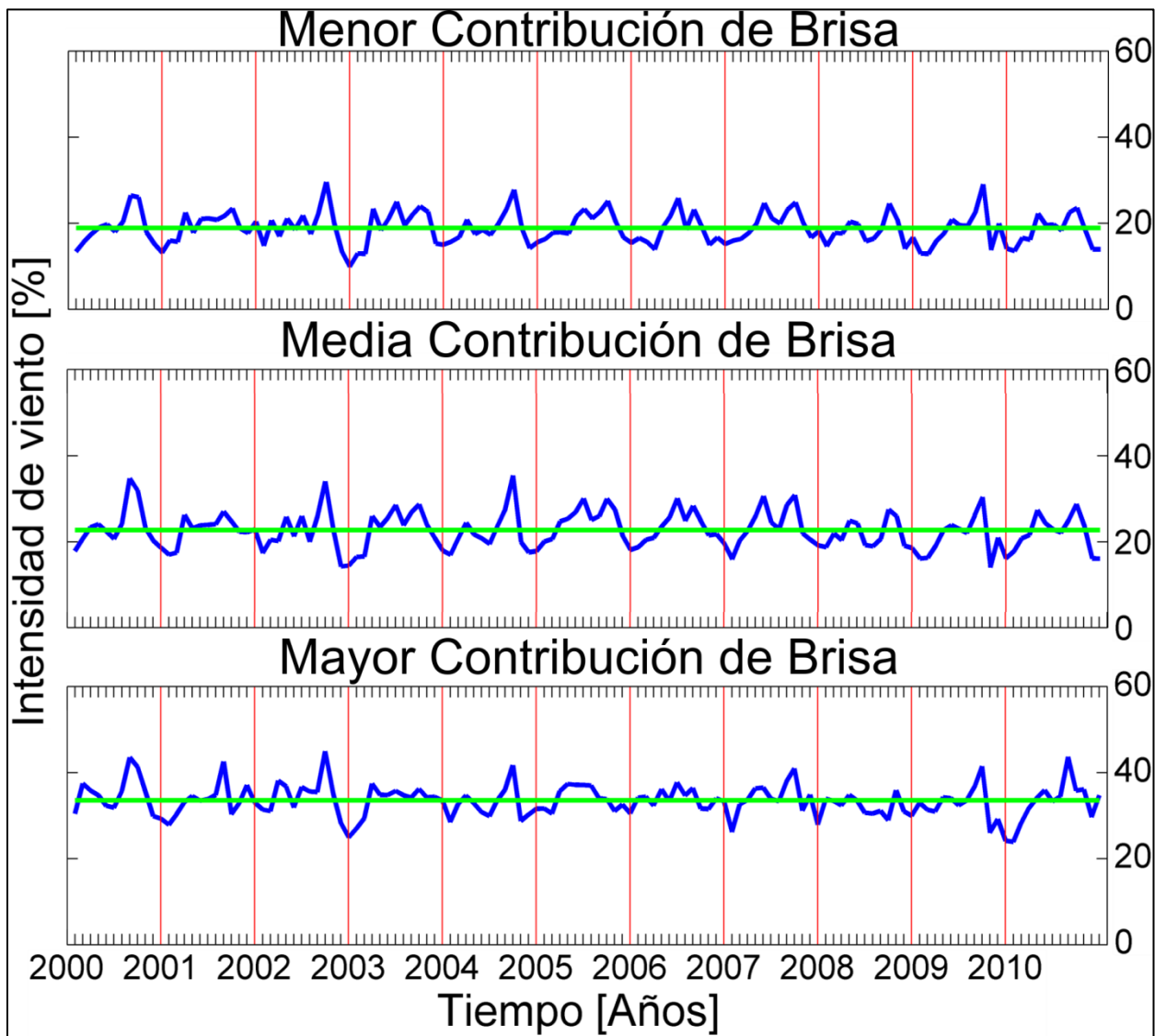


Figura 43. Contribución porcentual de la intensidad de brisa (señal diaria) durante el periodo completo (2000-2010).

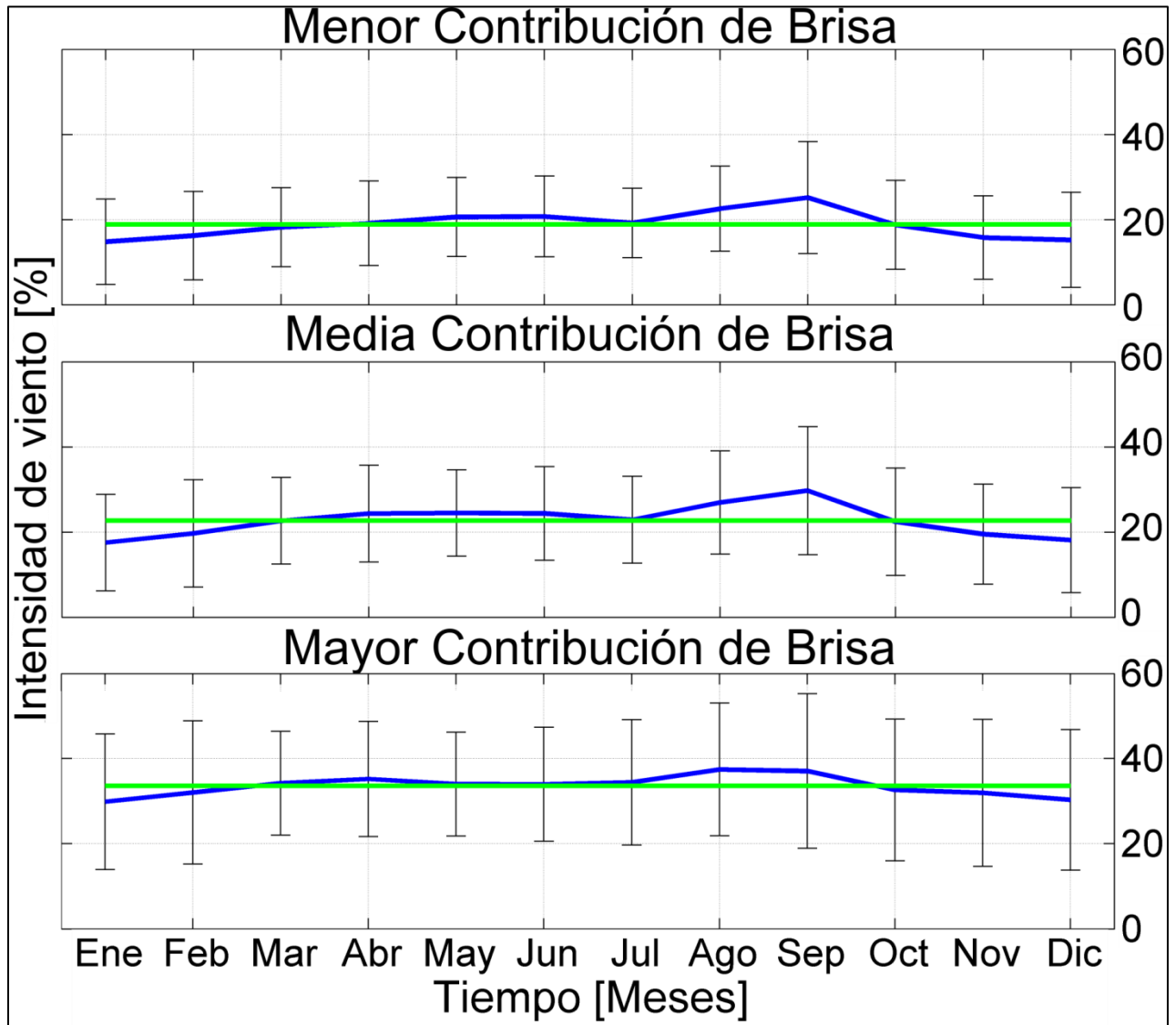


Figura 44. Contribución porcentual por mes de la intensidad de brisa (señal diurna) al viento total.

En la contribución de la brisa durante un año promedio (Figura 44) se observa el mismo máximo para los meses entre agosto y septiembre. Este pico se observa en los 3 casos y no solamente en el de baja intensidad, esto es debido a que en los meses de agosto y septiembre el viento de bajas frecuencias es menor, por lo tanto la aportación relativa de la brisa se incrementará.

3.5 Estimación de generación de energía eléctrica.

Para realizar un cálculo realista de la energía que puede generar la brisa en la costa de Tamaulipas se buscaron tecnologías en las cuales la velocidad de arranque fuera de baja intensidad. De las tecnologías que se encontraron se escogieron 3, bajo el criterio de que fueran de bajo costo y que arrancaran a producir energía a las velocidades más bajas posibles (*Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers*), ver Tabla 11. De las 3 tecnologías se obtuvieron los datos de potencia generada por las turbinas a diferentes velocidades (Ver tabla 12).

Tabla 11. Características de las 3 tecnologías a comparar.

| | Aircon | Pitchwind Systems AB | C&F Green Energy CF20 | Unidades |
|-----------------------------|---------------|-----------------------------|----------------------------------|-----------------|
| Potencia Nominal | 10 | 30 | 20 | kW |
| Velocidad Nominal de viento | 11 | 15 | 9 | $m s^{-1}$ |
| Velocidad de arranque | 2.5 | 2.0 | 2.2 | $m s^{-1}$ |
| Velocidad de paro | 32 | -- | 70 | $m s^{-1}$ |
| Diámetro del rotor | 7.1 | 14.0 | 13.1 | m |
| Área de barrido | 39.6 | 154.0 | 134.8 | m^2 |

Tabla 12. Relación entre velocidad de viento y potencia generada de cada tecnología empleada en este análisis.

| Aircon | | Pitchwind Sysems AB | | C&F Green Energy CF20 | |
|------------------------------------|---------------|------------------------------------|---------------|------------------------------------|---------------|
| Velocidad de Viento ($m s^{-1}$) | Potencia (kW) | Velocidad de Viento ($m s^{-1}$) | Potencia (kW) | Velocidad de Viento ($m s^{-1}$) | Potencia (kW) |
| 1.00 | 0.00 | 1.00 | 0.00 | 1.00 | 0.00 |
| 2.00 | 0.10 | 2.00 | 0.00 | 2.00 | 0.00 |
| 3.00 | 0.30 | 2.50 | 0.40 | 2.50 | 0.19 |
| 4.00 | 1.60 | 4.00 | 0.90 | 3.02 | 0.51 |
| 5.00 | 3.90 | 5.00 | 2.30 | 3.99 | 1.30 |
| 6.00 | 7.30 | 6.00 | 3.30 | 4.50 | 1.92 |
| 7.00 | 11.80 | 7.00 | 4.90 | 5.00 | 2.95 |
| 8.00 | 17.60 | 8.00 | 6.70 | 5.99 | 5.55 |
| 9.00 | 22.70 | 9.00 | 8.10 | 6.50 | 6.87 |
| 10.00 | 26.20 | 10.00 | 9.30 | 7.01 | 8.50 |
| 11.00 | 28.40 | 11.00 | 9.80 | 8.00 | 12.65 |
| 12.00 | 29.30 | 11.50 | 9.80 | 9.00 | 17.48 |
| 13.00 | 29.70 | | | 9.50 | 19.28 |
| 14.00 | 29.80 | | | 10.00 | 20.24 |
| 15.00 | 29.90 | | | 10.50 | 20.64 |

De los datos proporcionados por cada tecnología se obtiene por medio de una interpolación lineal, la potencia que se generaría con intensidades de brisa entre 2 y 4 $m s^{-1}$ (ver Tabla 13).

Tabla 13. Potencia interpolada en rangos bajos de intensidad de la brisa.

| Intensidad de la brisa ($m s^{-1}$) | Potencia (kW) generara por: | | |
|--|-----------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|
| | Aircon | Pitchwind Systems AB | C&F Green Energy CF20 |
| 2.0 | 0.10 | 0.00 | 0.00 |
| 2.2 | 0.14 | 0.16 | 0.07 |
| 2.4 | 0.18 | 0.32 | 0.15 |
| 2.6 | 0.22 | 0.43 | 0.25 |
| 2.8 | 0.26 | 0.50 | 0.37 |
| 3.0 | 0.30 | 0.57 | 0.50 |
| 3.2 | 0.56 | 0.63 | 0.64 |
| 3.4 | 0.82 | 0.70 | 0.78 |
| 3.6 | 1.08 | 0.77 | 0.94 |
| 3.8 | 1.34 | 0.83 | 1.13 |
| 4.0 | 1.60 | 0.9 | 1.32 |

Con los datos de la intensidad de brisa que se obtuvieron del NARR localizados en la zona donde se presenta la mayor intensidad, se hace un histograma de un año promedio para observar la función de probabilidad de las intensidades de la brisa (Figura 45). Estos datos se utilizarán para determinar la energía eléctrica que generaría cada tecnología durante un año medio (Tabla 14) con cada velocidad de viento.

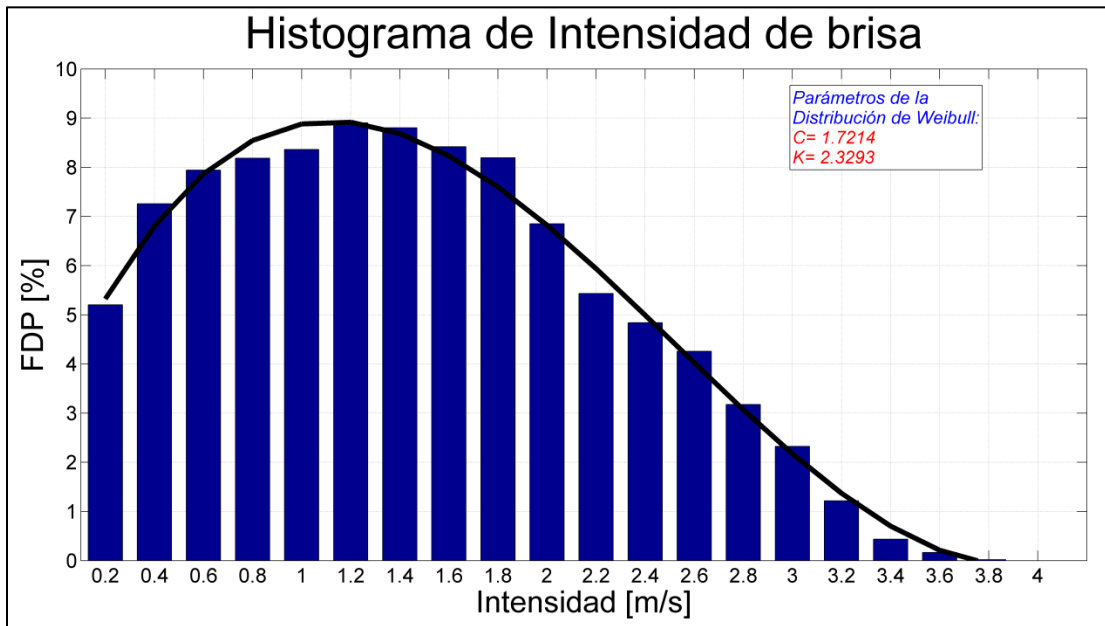


Figura 45. Histograma de la intensidad de brisa con un ajuste de la distribución de Weibull (Stevens et al., 1979) utilizando los parámetros de forma y escala, $K=2.3293$ y $C=1.7214$ respectivamente.

Tabla 14. Potencia anual que generaría cada tecnología si funcionara entre 2 y 4 $m s^{-1}$ anualmente.

| Intensidad de la brisa ($m s^{-1}$) | Porcentaje anual (%) | Horas al año que representa | Potencia anual (kW h) generada por: | | |
|---------------------------------------|----------------------|-----------------------------|-------------------------------------|---------------|----------------------|
| | | | C&F Green Energy CF20 | Aircon | Pitchwind Systems AB |
| 2.00 | 6.85 | 601.80 | 0 | 60.18 | 0 |
| 2.20 | 5.43 | 477.22 | 33.41 | 66.81 | 76.35 |
| 2.40 | 4.84 | 425.06 | 63.76 | 76.51 | 136.02 |
| 2.60 | 4.26 | 374.02 | 93.50 | 82.28 | 160.83 |
| 2.80 | 3.18 | 279.00 | 103.23 | 72.54 | 139.50 |
| 3.00 | 2.32 | 204.07 | 102.03 | 61.22 | 116.32 |
| 3.20 | 1.22 | 107.01 | 68.49 | 59.92 | 67.42 |
| 3.40 | 0.44 | 38.49 | 30.02 | 31.56 | 26.94 |
| 3.60 | 0.17 | 14.50 | 13.63 | 15.66 | 11.17 |
| 3.80 | 0.02 | 1.77 | 2.00 | 2.37 | 1.47 |
| 4.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total: | 28.72 | 2522.93 | 510.07 | 529.06 | 736.01 |

Como se ve en la Tabla 14, el 28.7% del año existe viento mayor a los 2.2 $m s^{-1}$, esto en horas significan 2522.93 horas anuales, para términos prácticos, este número de horas significan 3 meses y medio aproximadamente. Al evaluar lo que generaría cada tecnología, se multiplicó lo que éstas generarían a una velocidad específica y al final se sumaron todas estas potencias. La tecnología que genera menos potencia es la de *C & F Green Energy*, con una potencia anual de 510.1 kW h, seguida por el aerogenerador de *Aircon*, con 529.1 kW h generados anualmente, y finalmente la

turbina de *Pitchwind Systems AB* generaría una potencia anual aproximada de 736.0 kW h. En la Tabla 15 hay unos ejemplos de varios aparatos eléctricos y su consumo eléctrico aproximado (Ente Nacional Regulador de la Electricidad), así como las horas que trabajaría cada uno si sólo dependiera de la generación de una turbina de *Pitchwind Systems AB*.

Tabla 15. Consumo típico de electrodomésticos y su uso horario anual aproximado alimentado por un aerogenerador Pitchwind Systems AB.

| Electrodoméstico | Consumo (kW h) | Horas al año en las trabajaría con un aerogenerador Pitchwind Systems AB | Días al año en los que trabajaría con un aerogenerador Pitchwind Systems AB |
|------------------------------------|-----------------------|---|--|
| Computadora | 0.30 | 2453 | 102 |
| Horno de microondas | 0.64 | 1150 | 48 |
| Lavadora | 0.19 | 3874 | 161 |
| Plancha | 0.60 | 1227 | 51 |
| Minicomponente | 0.06 | 12277 | 512 |
| Secador de cabello | 0.40 | 1840 | 77 |
| Televisor 14" | 0.05 | 14720 | 613 |
| Aire acondicionado (5000 BTU) | 0.71 | 1037 | 43 |
| Aspiradora | 0.68 | 1082 | 45 |
| Cafetera | 0.72 | 1022 | 43 |
| Horno Eléctrico | 1.04 | 708 | 30 |
| Foco incandescente 60W | 0.06 | 12267 | 511 |
| Licuada | 0.30 | 2453 | 102 |
| Refrigerador de 10 ft ³ | 0.21 | 3505 | 146 |
| Ventilador | 0.09 | 8178 | 341 |

Hay que notar que esto es la contribución eléctrica solamente de la brisa, ésta puede verse afectada por las señales de baja frecuencia. Según la teoría y basado en otros trabajos (Carrasco-Díaz, 2011), donde el promedio anual de la dirección del viento de baja frecuencia son vientos procedentes del este, lo que favorece a la generación de energía eoloeléctrica cuando la brisa tenga esta dirección (brisa marina) y se vería afectado negativamente cuando la brisa provenga del oeste (brisa terral).

Capítulo 4. Conclusiones

El principal problema en el noreste de México para hacer investigación meteorológica es la falta de datos *in situ* disponibles al público, es por esto que se recurre al uso de datos satelitales, modelación numérica o en este caso al uso de un reanálisis regional, que trata de recrear los fenómenos físicos en la zona, y cada determinado tiempo se reajusta con la asimilación de diversos datos observados. Estas alternativas dan una importante contribución a la investigación, sin embargo, es más importante realizar la validación de estos datos. La validación de los datos del NARR en esta investigación ha arrojado resultados satisfactorios. Tomando en cuenta la señal completa del viento sin filtrar se obtiene una correlación aceptable, con 0.75 de correlación compleja en la comparación más baja que es en la estación de Altamira y una correlación de 0.90 en la comparación con la estación de Matamoros, siendo ésta la correlación más alta. En el caso de la temperatura, por otro lado, las correlaciones aumentan, obteniéndose una correlación mínima de 0.93 (Estación de Soto La Marina) y una máxima de 0.98 (Boya NDBC42045).

Tras aplicar un filtro pasa-bandas se obtuvo que el NARR está imposibilitado para reproducir las variables físicas que se desarrollan en periodos más cortos de 22 horas, y resulta aún más preciso en bajas frecuencias (correlación arriba de 0.86) y en la señal diurna (correlación arriba de 0.92). El NARR trata de reproducir estas variables pero nunca se podrá reproducir al 100% los fenómenos en el ambiente, pero se puede representar un alto porcentaje de éstos, más aún si se pueden aislar los datos en las frecuencias en las que ocurren los eventos que interesan en esta investigación.

Dentro de la misma validación surge la relación directa que existe entre los vientos de brisa marina y la variación del campo de la temperatura diurna. Se observó que en la comparación de los datos de temperatura de la boya NDBC42045 existe una correlación baja en la señal diurna. Sin embargo, se observó que es debido a que la energía en esta banda espectral (diurna) es prácticamente nula, a diferencia de lo observado en tierra, donde la señal diurna está muy presente en la serie. Esto indica que la variación diurna de temperatura no influye en el mar, ya que la variación de la temperatura superficial varía poco por la gran capacidad calorífica del mar, motivo por el que la extensión horizontal del efecto de la brisa sea limitado.

Se puede observar la variación temporal de la brisa dependiendo de la variación térmica, dando lugar a vientos de brisa más intensos en marzo, abril y mayo que son los meses con mayor temperatura. Espacialmente, también existe una diferencia entre la zona norte y sur de Tamaulipas,

donde el sur tiene una intensidad de brisa mayor que en el norte. La aportación de la brisa al viento total es del 34% en donde la intensidad de brisa es mayor, y un 19% en donde es menor.

Se observa un ancho de aproximadamente 100 km del forzamiento del gradiente de temperatura entre la tierra y el mar, el cual va variando a lo largo del año, disminuyendo en los meses más fríos. También se observa la variación del gradiente de temperatura a lo largo del día durante los meses del año, teniendo una mayor duración e intensidad en los meses calurosos y disminución en los meses de temperatura relativamente baja.

La energía eólica que se puede producir con los vientos locales de brisa marina es de hasta 736 kW h anuales. A pesar de no ser mucha la contribución de la brisa, ésta sí es constante año con año, pudiendo prever que en los meses de marzo, abril, mayo, y junio se puede aprovechar este recurso, dejando los meses que no generen energía eléctrica (octubre, noviembre, diciembre y enero) para dar mantenimiento a los aerogeneradores.

Referencias Bibliográficas

- Ahrens, C. D., 2007: *Meteorology Today: An Introduction to Weather, Climate, and the Environment*. 8va. Edición, Brooks/Cole, 621 pp.
- Alpert, P., M. Kusuda, y N. Abe, 1984: Anti-clockwise rotation, eccentricity and tilt of the wind hodograph. Part II: An Observational Study. *Journal of Atmospheric Sciences*, 41, 3568-3583.
- Bentamy et al., 2007: Improved near real time surface wind resolution over the Mediterranean Sea. *Ocean Science*, 3, 259-271.
- Cañellas Jalón, M., 2011: *Estudio de la energía eólica marina y sus posibilidades dentro del contexto español*. Diplomatura en navegación marítima, Universidad Politécnica de Catalunya, Barcelona, 133 pp.
- Carrasco-Díaz, M., A. Roque-Rodríguez, O. Sanchez-Montante, y D. Rivas, 2011: Local breeze effects on wind energy wind generation in the northern coast of Cuba. *Wind Engineering*, 35(6), 635-648.
- Carrasco-Díaz, M., 2012: Reconstrucción del campo de viento para la generación de mapas de potencial eólico a lo largo de la costa del estado de Tamaulipas, México. Tesis de maestría, CICATA-IPN. 77 pp.
- Ek, M. B., K. E. Mitchell, Y. Lin, E. Rogers, P. Grunmann, V. Koren, G. Gayno, and J. D. Tarpley, 2003: Implementation of Noah land surface model advances in the National Centers for Environmental Prediction operational mesoscale Eta model. *J. Geophys. Res.*, 108, 8851, doi:10.1029/2002JD003296.
- Fedor Mesinger et. al., 2004: North American Regional Reanalysis: A long-term, consistent, high-resolution climate dataset for the North American domain, as a major improvement upon the earlier global reanalysis datasets in both resolution and accuracy. *Bulletin of the American Meteorological Society*.
- Gille, S. T., S. G. Llewellyn Smith, y N. M. Stom, 2005: Global observations of the land breeze, *Geophys. Res. Lett.*, 32, L05605, doi:10.1029/2004GL022139.
- Gunturu, U. B. y Schlosser, C. A., 2012: Characterization of wind power resource in the United States. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 12, 9687-9702.
- Haurwitz, B., 1947: Comments on the sea-breeze circulation, *J. Meteorol.*, 4, 1-8.

- Kundu, P. K., 1976: An analysis of inertial oscillations observed near Oregon coast. *Journal of Physical Oceanography*, 6, 879-893.
- Mitchell, K. E., et al, 2004: The multiinstitution North American Land Data Assimilation System (NLDAS): Utilizing multiple GCIP products and partners in a continental distributed hydrological modeling system. *J. Geophys. Res.*, 109, D07S90, doi:10.1029/2003JD003823.
- Moragues, J., y Rapallini, A., 2003: Energía eólica. Instituto Argentino de la energía “General Mosconi”, 22 pp.
- Quiroga-Goode, G., 2007: Evaluación del potencial eólico en el puerto de Altamira con la base datos FTS 2003–2006. *Reporte interno*, API-Altamira, México.
- Quiroga-Goode, G., O. S. Montante, J. Rodríguez, y t. Lambert, 2011: Marginal winds leading to competitive rates: a case study in southern Tamaulipas. *Wind Engineering*, 35(2), 11-126.
- Rivas, D., A. Badan, y J. Ochoa: 2005: The ventilation of the deep Gulf of Mexico. *J. Phys. Oceanogr.*, 35 (10): 1763-1781.
- Roth, Günter D., 2003: *Meteorología*. Ediciones Omega, 1ra. Edición, 320 pp.
- Schmidt, F. H., 1947: An elementary theory of the land- and sea-breeze, circulation, *J. Meteorol.*, 4, 9 – 15.
- Stevens, M. J. M., y P. T. Smulders, 1979: The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. *Wind Engineering*, 3, 132-145.
- Taylor, N., 2009: Análisis y visualización de la componente diurna de los vientos en el sur del Golfo de México. Tesis de licenciatura, UNAM, 389 pp.
- Troen, I., N. Mortensen, E. L. Petersen, 1988: WAsP – Wind Atlas Analysis and Application Programme. User’s Guide. *Risoe National Laboratory Pub.*, Roskilde, Denmark, 32pp.

Referencias Electrónicas

- Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers. Apoyado por la Comisión Europea bajo el programa *Energía Inteligente – Europa*.
http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE_V2.pdf
- Datos de la boya NDBC42045, obtenidos de la página de la NOAA.
http://www.ndbc.noaa.gov/station_page.php?station=44025
- Datos del NARR: <http://www.emc.ncep.noaa.gov/mmb/rrean/>
- Portal de noticias de medio ambiente, *Energía Eólica, La fuerza del aire:*

<http://www.ecoticias.com/energias-renovables/61314/Energia-Eolica-fuerza-aire-renovables>

- Ente Nacional Reguladora de la Electricidad.

[http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/files/consumos.pdf/\\$file/consumos.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/files/consumos.pdf/$file/consumos.pdf)

- Reporte de evaluación de la turbina CF 20.

<http://www.cfgreenenergy.com/TurbineReports/SummaryReportCF20.pdf>