



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS
INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS BÁSICAS Y
APLICADAS (IICBA)**

**CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
(CIICAp)**

**PRONÓSTICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE CORTO
PLAZO EN PARQUES EÓLICOS UTILIZANDO TÉCNICAS DE
PREDICCIÓN DE CLIMA DE MICROESCALA**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRÍA EN SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA**

GEORGINA LIZETH GONZÁLEZ GONZÁLEZ

DIRECTOR (ES): DR. ANTONIO RODRÍGUEZ MARTÍNEZ

DR. GABRIEL CUEVAS FIGUEROA

SINODALES:

DR. ROSENBERG J. ROMERO DOMÍNGUEZ

DR. JESÚS CEREZO ROMAN

DRA. GABRIELA HERNÁNDEZ LUNA

CUERNAVACA, MOR.

MARZO, 2019

RESUMEN

En la actualidad el aumento de la demanda energética ha provocado impactos negativos al ambiente debido al uso de combustibles fósiles y de esta manera contribuyendo al cambio climático. La energía eólica representa una alternativa a esta problemática, sin embargo, este recurso tiene limitantes debido a su intermitencia y disponibilidad.

El objetivo de este trabajo es desarrollar un modelo de pronóstico de predicción numérico del tiempo, para el cálculo de la generación de energía eléctrica para parques eólicos en un horizonte de corto plazo (24 horas).

La metodología que se utilizó para este trabajo se divide en 6 etapas, la etapa uno consiste en la selección del sitio y condiciones entrada y de frontera. La etapa dos contempla la configuración del dominio y la selección de los esquemas de parametrización. La etapa tres consta de la selección de semanas representativas y su simulación en el modelo Weather Research Forecasting (WRF), posteriormente la etapa cuatro consiste en la obtención de datos e interpolación de velocidad de viento. La etapa cinco consiste en la obtención de la curva de potencia estimada y finalmente la etapa seis contempla el análisis estadístico de resultados y validación del modelo de pronóstico de generación eléctrica.

Se aplicó la metodología en el suroeste de México, lo que permitió desarrollar y obtener un máximo error de 15.41% del pronóstico que en comparación con la literatura consultada es aceptable para un método físico.

En el presente trabajo de investigación se planteó para satisfacer el numeral 9.10 correspondiente a las Bases de Mercado Eléctrico que promueve el desarrollo de modelos que permitan obtener el pronóstico de predicción de fuentes primarias con incertidumbre.

ABSTRACT

Currently, the increase in energy demand has caused negative impacts to the environment due to the use of fossil fuels and in this way contributing to climate change. Wind energy represents an alternative to this problem; however, this resource has a limiting factor due to its intermittency.

The objective of this work is to develop a prediction model of numerical weather prediction, for the calculation of electric power generation for wind farms in a short-term horizon (24 hours).

The methodology used for this work is divided into 6 stages, stage one consists of site selection and entry and border conditions. Stage two contemplates the configuration of the domain and the selection of the parameterization schemes. Stage three consists of the selection of representative weeks and their simulation in the Weather Research Forecasting (WRF) model, later stage four consists of data collection and wind speed interpolation. Stage five consists of obtaining the estimated power curve and finally stage six contemplates the statistical analysis of results and validation of the electricity generation forecast model.

The methodology was applied in the southwest of Mexico, which allowed to develop and obtain a maximum error of 15.41% of the prognosis that in comparison with the literature consulted is acceptable for a physical method.

In the present research, it was proposed to satisfy the numeral 9.10 corresponding to the Electricity Market Bases that promotes the development of models that allow obtaining the prediction forecast of primary sources with uncertainty.

AGREDECIMIENTOS

Al consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONAYT) y a la secretaría de Energía (SENER) por la beca otorgada para el desarrollo de mi crecimiento profesional y personal.

A la Red Temática CONACYT de sustentabilidad Energética, Medio Ambiente y Sociedad (SUMAS), proyecto 293876, por el apoyo recibido y los aprendizajes compartidos por todos sus miembros.

Al Dr. Antonio Rodríguez Martínez por todos sus enseñanzas compartidas y guía como asesor.

Al Dr. Gabriel Cuevas Figueroa por compartir sus conocimientos e invertir tiempo para contribuir en mi desarrollo personal.

A la Dra. Gabriela Hernández Luna por sus consejos y aportaciones en mi conocimiento profesional, además de su valiosa amistad que me brindo y apoyo en mi crecimiento personal.

Al M. en C. Uriel Lezama Lope por las aportaciones y enseñanzas que permitieron mi desarrollo profesional.

A mi comité evaluador: Dr. Antonio Rodríguez Martínez, Dr. Gabriel Cuevas Figueroa,



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



Dr. Rosenberg J. Romero Domínguez y al Dr. Jesús Cerezo Román por sus aportaciones para que este trabajo fuera de calidad.

A mi Familia que gracias a su apoyo, amor y paciencia se logró culminar con éxito mi tesis.

A mis compañeros de CIICAp que brindaron su apoyo y compartieron su conocimiento para mejorar mi crecimiento profesional, además de alegrar y motivar la culminación de mi tesis.

DEDICATORIAS

A mis padres

Primero que nadie, quiero agradecer a mis padres, por el apoyo que siempre me ofrecieron durante mi formación. Por haber puesto sus anhelos y fuerza conmigo para seguir adelante y no darme por vencida ante las circunstancias presentadas. En especial a mi madre Roselia González Cortés quienes me ha brindado los mejores valores a lo largo de mi vida y cuidado de mí.

A mi hija

Gracias hija mía por siempre estar a mi lado y brindarme el aliento en los momentos más difíciles y desesperación. Sin tu ayuda no habría culminado esta maravillosa etapa, agradezco tu tiempo y motivación que me regalaste.

A mi familia

Agradezco inmensamente a toda mi familia que siempre ha buscado aceptar y apoyar mis decisiones. Por creer en mis habilidades y conocimientos e impulsarme a luchar por mis anhelos. Además de su valioso tiempo invertido en escucharme y aconsejarme.

A mis amigos

Agradezco a todos mis amigos que estuvieron en esta travesía conmigo e hicieron ameno cada situación, también por guiarme en trabajos y de manera personal.

INDICE

RESUMEN.....	ii
ABSTRACT	iii
AGREDECIMIENTOS	iv
DEDICATORIAS.....	vi
CAPITULO 1.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 REVISIÓN LITERARIA.....	3
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	20
1.4 JUSTIFICACIÓN	21
1.5 HIPÓTESIS	21
1.6 MOTIVACIÓN.....	22
1.7 OBJETIVOS	22
1.7.1 Objetivo general	22
1.7.2 Objetivos particulares.....	22
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO	24
2.1 INCLUSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	24
2.2 ENERGÍA EÓLICA.....	27
2.3 ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO	28
2.4 MÉTODOS PARA PRONÓSTICO	30
CAPÍTULO 3. INTEGRACIÓN DEL MODELO	36
3.1 ÁREA DE ESTUDIO.....	37
3.2 ADQUISICIÓN DE DATOS	38
3.3 SELECCIÓN DE FECHAS PARA SIMULACIÓN	39
3.4 MODELO DE PREDICCIÓN NUMÉRICA DEL TIEMPO PNT.....	43



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



3.4 CONFIGURACIÓN DEL MODELO WEATHER RESEARCH FORECASTING (WRF).....	44
3.4.1 Condiciones iniciales y de contorno	45
3.4.2 Programa real.....	47
3.4.2.1 Opciones físicas.....	49
3.5. POTENCIA INTERPOLADA.....	50
3.6 CÁLCULOS DE ERRORES EN LOS AJUSTES DE LAS SERIES	51
CAPÍTULO 4. RESULTADOS	54
4.1 OBTENCIÓN DE VELOCIDADES DE VIENTO ESTIMADAS.....	54
4.2 PRONÓSTICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DEL RECURSO EÓLICO.....	54
4.3 CÁLCULOS DE ERRORES EN LOS AJUSTES DE LAS SERIES	86
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES	93
RECOMENDACIONES	94
REFERENCIAS	95
APENDICE 1	99
INSTALACIÓN DEL MODELOS WRF	99
APENDICE 2.....	108
HOJA DE CÁLCULOS DE MATLAB.....	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Producción de energía primaria (13,790.027 MMtep)	25
Figura 2. Consumo energético mundial.....	26
Figura 3. Producción de energía en México	29
Figura 4. Previsto de energía eólica instalada en el 2018	30
Figura 5. Métodos para predicción para generación de energía eólica	32
Figura 6. Metodología de la integración del modelo.....	36
Figura 7. Ubicación de sitio	37
Figura 8. Diagrama de viento	38
Figura 9. Diagrama de viento (1-7 mayo 2017)	40
Figura 10. Diagrama de viento (31 julio-6 agosto 2017).....	41
Figura 11. Diagrama de viento (7-13 noviembre 2016)	42
Figura 12. Diagrama de viento (30 enero-05 febrero 2017)	43
Figura 13. Etapas del modelo WRF.....	45
Figura 14. Configuración de dominios anidados.....	46
Figura 15. Procesamiento del modelo WRF	48
Figura 16. Configuración del programa real	49
Figura 17. Potencia interpolada.....	51
Figura 18. Generación de energía eólica (01-05-2017).....	56
Figura 19. Generación de energía eólica (02-05-2017).....	57
Figura 20. Generación de energía eólica (03-05-2017).....	58
Figura 21. Generación de energía eólica (04-05-2017).....	59
Figura 22. Generación de energía eólica (05-05-2017).....	60
Figura 23. Generación de energía eólica (06-05-2017).....	61
Figura 24. Generación de energía eólica (07-05-2017).....	62
Figura 25. Generación de energía eólica (31-07-2017).....	64
Figura 26. Generación de energía eólica (01-08-2017).....	65



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



Figura 27. Generación de energía eólica (02-08-2017).....	66
Figura 28. Generación de energía eólica (03-08-2017).....	67
Figura 29- Generación de energía eólica (04-08-2017).....	68
Figura 30. Generación de energía eólica (05-08-2017).....	69
Figura 31. Generación de energía eólica (06-08-2017).....	70
Figura 32. Generación de energía eólica (07-11-2016).....	72
Figura 33 Generación de energía eólica (08-11-2016).....	73
Figura 34. Generación de energía eólica (09-11-2016).....	74
Figura 35. Generación de energía eólica (10-11-2016).....	75
Figura 36. Generación de energía eólica (11-11-2016).....	76
Figura 37. Generación de energía eólica (12-11-2017).....	77
Figura 38. Generación de energía eólica (13-11-2016).....	78
Figura 39. Generación de energía eólica (30-01-2017).....	79
Figura 40. Generación de energía eólica (31-02-2017).....	80
Figura 41. Generación de energía eólica (01-02-2017).....	81
Figura 42. Generación de energía eólica (02-02-2017).....	82
Figura 43. Generación de energía eólica (03-02-2017).....	83
Figura 44. Generación de energía eólica (04-02-2017).....	84
Figura 45. Generación de energía eólica (05-02-2017).....	85
Figura 46. Errores porcentuales absolutos medios	89
Figura 47. Desviación absoluta media.....	91
Figura 48. Desviación cuadrática media.....	92



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Desventajas y desventajas de métodos de pronósticos	20
Tabla 2. Métodos estadísticos	33
Tabla 3. Método físico	34
Tabla 4. Método híbrido.....	35
Tabla 5. Fechas seleccionadas en el modelo.....	39
Tabla 6. Configuración del modelo WRF	50
Tabla 7. Errores en los ajustes de las series	87

CAPITULO 1.

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad el incremento poblacional ha provocado una demanda mayor en el consumo de energía eléctrica y de manera colateral impactos negativos al ambiente (Mundial, 2015). Para satisfacer la demanda eléctrica tradicionalmente se han explotado los combustibles fósiles tales como hidrocarburos, carbón y algunos derivados; su uso ocasiona una alteración negativa al ambiente. En los últimos años se han desarrollado tecnologías para el aprovechamiento de energías renovables o limpias para generar energía eléctrica, las cuales son una opción viable a la minimización de impactos negativos al ambiente. El uso de tecnologías como la solar, hidroeléctrica y eólica, busca un equilibrio entre la sociedad, la economía y la mejora al ambiente, satisfaciendo la demanda de energía eléctrica de forma sustentable para generar una mejor calidad de vida mediante el desarrollo tecnológico.

De acuerdo con la Secretaria de Energía el 81.2% de la energía eléctrica que se consume es proveniente de combustibles fósiles y el restante es proveniente de energías limpias (SENER, 2015), la baja relación de energías limpias contra las energías de origen fósil compromete la permanencia de éstos y genera problemas ambientales, tales como: la contribución a los Gases de Efecto de Efecto Invernadero (GEI), cambio climático, problemas a la sociedad por medio de enfermedades respiratorias, entre otras.

Esta y otras problemáticas impulsaron a México a la implementación de políticas que favorezcan el uso de energías limpias, tales como:

- Energía fotovoltaica
- Energía eólica
- Energía geotérmica



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



- Energía mareomotriz
- Hidroeléctrica
- Energía nuclear

El 6 de junio de 2012 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley General de Cambio Climático (LGCC, 2013), que tiene como objetivo garantizar el derecho a un medio ambiente sano, a un desarrollo sustentable, así como a la preservación y restauración del equilibrio ecológico. Una de las principales características de la LGCC es el establecimiento de un conjunto de metas con el fin de orientar el desempeño de México hacia una economía baja en carbono. Respecto de las emisiones de GEI, en el artículo Segundo Transitorio de la LGCC se asume una meta de reducirlas un 30% al año 2020 con respecto a la línea base la cual es 960 MtCO₂ (INECC, 2013), así como un 50% de reducción de emisiones al año 2050 en relación con las emitidas en el año 2000. Mientras que el artículo Tercero Transitorio de la LGCC establece el objetivo de lograr por lo menos 35% de generación de energía eléctrica a base de energías limpias para el año 2024.

Debido a los cambios mencionados en las líneas anteriores se han desarrollado proyectos que promueven el uso de la energía eólica para la generación de energía eléctrica en México, como el Parque Eólico Tres Mesas, con una capacidad total de 148.5 MW, ubicado en el estado de Tamaulipas, logrando en 2016 una capacidad instalada a nivel nacional para esta tecnología de 54 MW, y esperando que aumente a 134 GWh dentro de los próximos cuatro años (Parra, 2017). Sin embargo, el uso de estas fuentes sustentables de energía dentro de las redes eléctricas conlleva otras problemáticas operativas que comprometen la seguridad de los sistemas. Estas problemáticas en el uso de las energías limpias, están relacionadas directamente con la incertidumbre de las fuentes primarias de energía de las que provienen, por ejemplo la intensidad del viento y dirección hacen de los parques eólicos un recurso intermitente definido así en las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM, 2015) ,

de manera similar ocurre con otras fuentes de energía como la fotovoltaica que depende de la radiación solar y que los días nublados afectan directamente a la producción.

En México, el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) es el ente responsable de cuidar la seguridad operativa del sistema eléctrico y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y tiene entre sus responsabilidades el cumplimiento de las bases de mercado eléctrico (MEM, 2015) que incorpora en los procesos de planeación y operación del sistema las fuentes intermitentes entre las que se encuentra la de origen eólico.

Debido a que las herramientas para predecir la intermitencia para el aprovechamiento del recurso eólico, no cuenta con la precisión suficiente en la elaboración de pronósticos para la producción de energía mediante esta fuente renovable en corto y muy corto plazo, que se usan como insumos para la planeación y operación para la incorporación segura en el sistema, brinda la oportunidad para mejorar los pronósticos de generación eléctrica de corto plazo en parques eólicos, mediante el uso de técnicas para la predicción del clima de micro escala. Ya que todo déficit de energía provocado por la sobreestimación de la generación mediante fuentes intermitentes deberá ser absorbido por otras centrales generadoras con mayor disponibilidad como son, plantas hidroeléctricas o de fuentes fósiles, como carbón o gas, elevando así el costo de la energía generada o incluso arriesgando la producción de esta.

1.2 REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE.

Para el desarrollo del presente trabajo, se llevó a cabo una revisión literaria de estudios y trabajos que otros autores han realizado, los cuales sirven como base para conocer algunos aspectos referentes al tema que ayudaran a la elaboración de la presente investigación de tesis. A partir de estos trabajos se permitió obtener un panorama más amplio y a conocer detalles importantes que nos permiten indagar sobre el tema. Los

trabajos de investigación que mayor relevancia se tuvieron fueron los siguientes:

**Transmisión de nubes convectivas profundas y precipitaciones intensas:
Estudio comparativo entre simulación de modelo de PNT y extrapolación.**

Se realizó una evaluación del pronóstico de nubes convectivas por medio de un modelo de Predicción Numérica del Tiempo (PNT), se extrapolaron los campos de nubes en un rango de transmisión de 1- 5 horas en un periodo de un año (2012-2013) la asimilación de los datos fue durante 6 horas (Vojech Bliznak, 2016).

Un sistema híbrido para la predicción de la velocidad del viento a corto plazo.

Se ejecutó un estudio en el cual se propone un sistema de pronóstico híbrido que contiene tres módulos: procesamiento, agrupación de datos y módulos de pronósticos. El objetivo de este estudio es tener una mejor eficiencia de la energía eólica en comparación con otros modelos existentes ya en el mercado. La metodología trabaja con la técnica de descomposición, se aplica para reducir la influencia del ruido dentro de la serie de datos sin procesos previos y así de esta forma obtener una frecuencia estable para extraer datos originales. Los resultados experimentales que se llevaron a cabo indican que la metodología propuesta supera los modelos de pronóstico tradicionales (Qingqing Hea, 2018).

**Un modelo mejorado de pronóstico de pasos múltiples basado en conjuntos
WRF y Sistemas borrosos creativos para la velocidad del viento.**

Este artículo contribuye al desarrollo de un método de pronóstico de viento, denominado método CS-FS-WRF-E que se basa en el conjunto del modelo WRF y un sistema borroso optimizado, su principal objetivo es reducir la incertidumbre dentro de



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



un solo valor determinado. El modelo WRF que fue propuesto está construido por 12 miembros que cubren tres resoluciones horizontales diferentes y cuatro condiciones de inicialización diferentes. Como conclusión de este artículo se observó que una resolución horizontal más alta no siempre tiene una mayor exactitud, con respecto a la previsión de viento. La simulación en los modelos de Predicción Numérica del Tiempo (PNT) indicó que una mayor resolución tiene un valor bajo en el error de pronóstico, mientras que la sensibilidad del modelo aumenta (Zhao, 2016).

WRF Simulación de viento de superficie en latitudes altas.

En este estudio se realizaron simulaciones de alta resolución de la investigación y pronóstico del tiempo. Se estudiaron diferentes parámetros como el viento en la superficie, presión, temperatura, humedad y profundidad de la nieve en regiones costeras de ártico. La metodología que se siguió para este trabajo fue realizar simulaciones con diferentes resoluciones de elevación, longitudes de rugosidad de la superficie, esquemas de parametrización, datos de inicialización y condiciones de cobertura de nieve con observaciones meteorológicas y se validó el modelo del WRF en latitudes altas. En el caso del ártico las simulaciones del modelo WRF (Wetaher Research Forecasting) tiene un buen desempeño en los parámetros meteorológicos, sin embargo, en la fluctuación del viento muestra que contiene errores significativos. El resultado del estudio fue que con el esquema de parametrización YSU disminuye el índice de error de pronóstico en latitudes altas (Haotian, 2018).

Características de la energía eólica de Oahu, Hawaii.

Se llevó a cabo un estudio utilizando un modelo atmosférico regional donde se exploró el potencial de energía eólica de Oahu con una alta resolución de 1 km y durante un período de 2005 al 2014 que permitió la evaluación de la variabilidad de cada hora en

los doce meses de cada año. Una validación del modelo con estaciones meteorológicas y parques eólicos mostró la necesidad de datos de observación a la altura del centro de la turbina para estimar correctamente los errores del modelo para aplicaciones de energía eólica porque la respuesta del modelo puede ser una altura de medición del viento cerca de la superficie. El rendimiento del modelo en escalas de tiempo mayores evidencia el potencial para la evaluación a largo plazo de las características del viento. Por otro lado, los errores del modelo en escalas de tiempo diarias indicaron limitaciones de la planificación a corto plazo, excepto por los cambios repentinos en la velocidad del viento, que se simularon con precisión. El resultado del estudio permitió identificar las ubicaciones óptimas para las plantas de energía eólica a partir de las estimaciones del factor de capacidad, que incluyen el análisis de la media, la variabilidad en diferentes escalas de tiempo, rampas y períodos sostenidos de baja generación (Businger, 2018).

Predicción y verificación de vientos en un terreno complejo de África oriental utilizando modelos de meso-escala y microescala acoplados.

En este presente estudio se desarrolló una técnica novedosa para la ubicación y el pronóstico para parques eólicos. El enfoque del modelado se probó con una selección de diferentes opciones físicas y campos de inicialización en una ubicación geográfica compleja caracterizada por un contraste de ciclos meteorológicos diurnos. Como resultado del estudio se logró una mejora del 10% en el pronóstico de velocidad del viento mediante el acoplamiento de un modelo de mesoescala a un modelo de microescala, este último se basó en Large Eddy Simulation (LES). Las plataformas de modelado y modelado a microescala fueron los modelos Weather Research and Forecasting (WRF) y OpenFOAM. Las salidas de la configuración optimizada del modelo WRF se suministraron como entradas al modelo climático desarrollado en OpenFOAM. Las predicciones del modelo climático coincidieron mejor que el modelo



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



de mesoescala predijo los vientos en escalas temporales cortas en alta resolución espacial. Las salidas del modelo redujeron los errores de predicción del modelo RMSE de la velocidad del viento a 1.07 m/s en la ubicación del mástil. Los vientos pronosticados por el modelo en el sitio utilizando WRF y CFD a una altura del centro de la turbina supuesta proporcionaron información de diagnóstico valiosa para decidir la ubicación de las turbinas eólicas y, por lo tanto, demostraron la capacidad para contribuir al diseño del parque eólico (Muhammad, 2018).

Evaluación de velocidad del viento según del modelo WRF en el norte de Tailandia.

Se realizó una investigación para estimar la velocidad del viento en el norte de Tailandia mediante el uso del modelo WRF con la versión 3.7, el período de duración del estudio fue de 5 años del 2000 al 2004. La distribución de la velocidad del viento espacial se analizó estacionalmente mediante el uso del sistema de análisis y visualización de cuadrícula, conocido por sus siglas en inglés como GrADS. Las simulaciones de la velocidad promedio del viento en 5 años se compararon con los 13 conjuntos de datos de observación de la estación proporcionados por el Departamento Meteorológico de Tailandia (TMD). El análisis estadístico presentó error cuadrático medio (RMSE) y correlación.

Modelado de recurso eólicos en terrenos complejos utilizando diferentes técnicas de acoplamiento de microescala a mesoescala.

Se realizó una evaluación del recurso eólico en Portugal utilizando un modelo Wether Research Forecasting (WRF) para estimar las condiciones de viento del sitio y comprobar los resultados obtenidos de las simulaciones modeladas. En este trabajo se realizaron mediciones en campo real del viento con mediciones virtuales por medio del



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



modelo WRF. Los datos de viento entran en la altura de la capa límite planetaria para, con el objetivo de evaluar si el uso de los vientos geofísicos puede traer alguna mejora en los modelos de indirección. El resultado de este trabajo fue realizar una comparación de las tres metodologías ya mencionadas, donde se obtuvo que la segunda metodología tuvo un mejor resultado debido a que el modelo de condiciones iniciales y de entrada (WAsP) tiene una resolución más fina de la superficie y robustez del terreno, por lo que el modelo cuenta con diferentes variables que pueden predecir y contemplar datos específicos del área, además de pérdidas del viento por características del terreno (Carvalho, 2017).

Caracterización de la previsibilidad de los sitios eólicos en los Estados Unidos.

El rápido crecimiento de la energía eólica promueve la gestión en la incertidumbre y variabilidad del viento en su incorporación a la red eléctrica. El pronóstico del viento es uno de los mayores desafíos asociados con la energía eólica. Se realizó un estudio geoespacial en donde no solo se basaron en el poder de los modelos de pronóstico, sino que también en las condiciones meteorológicas y propiedades del parque, es decir características orográficas. Se analizaron distribuciones espaciales de seis características del viento (no linealidad, entropía espectral, variabilidad, velocidad media del viento, energía eólica media y el factor de capacidad) y dos métricas de error de pronóstico en 126,000 sitios de Estados Unidos. Se utilizó un método estadístico M3 y un modelo de predicción numérica del tiempo (PNT), en este caso Weather Research Forecsting (WRF) y se concluyó que el Golfo de México es más fácil de pronosticar debido a que hay menos linealidad, entropía y variabilidad del viento (Cong, 2018).



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



Un enfoque de pronóstico híbrido aplicado en el pronóstico de la velocidad del viento basado en una estrategia de procesamiento de datos y un algoritmo optimizado de inteligencia artificial.

La importancia y aplicación de energía limpia se ha convertido en una tendencia inevitable que nos trae muchos beneficios, sin embargo, también genera algunas ventajas debido a que el viento es un recurso volátil. En china se realizó un estudio que fortalece el pronóstico de energía eléctrica a través del recurso eólico, este cuenta con el objetivo de la programación de parques eólicos y la integración segura a la red. El estudio pronosticó la velocidad de viento que se produce en un periodo de 10 a 30 minutos, utilizando datos históricos. Se propone un nuevo modelo híbrido que combina la optimización modificada del viento, el modelo empírico complementario o ensamblado y una red neuronal para el pronóstico de viento de 10 y 30 minutos. La implementación del presente modelo permitió disminuir el ruido o error del pronóstico en un horizonte de muy corto tiempo (Wang, 2018).

Estimaciones de producción de energía eólica y simulación eólica del WRF forzadas por diferentes reanálisis: comparación con los datos observados para Portugal.

En este trabajo se realizó una comparación de un modelo físico y un modelo estadístico. En este proyecto se realizó una evaluación del modelo WRF para observar, si una resolución menor tiene un mejor rendimiento en el modelo físico, inicialmente se establecieron tres dominios para obtener una resolución de 3.6 km del dominio más pequeño, sin embargo, se estableció un cuarto para hacerlo más pequeño, pero no tuvo el resultado esperado ya que no aumento su rendimiento significativamente y aumento las necesidades computacionales. Las condiciones iniciales y de frontera fueron alimentadas por la NCAR, con un muestro espacial de 6 h



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



en una resolución de 3000 km, se establecieron cuatro dominios anidados $D_1=90$ km, $D_2=18$ KM, $D_3=3.6$ km y $D_4=1.2$ km. Se consideraron los datos de tres estaciones de medición de viento para evaluar las simulaciones del modelo, el tiempo de muestreo fue de cada 10 minutos entre el lapso de enero a junio del 2008.

Las pruebas de sensibilidad realizadas en este trabajo se dividen en diferentes categorías: opciones numéricas; opciones físicas; influencia de la complejidad del terreno y, finalmente, la influencia de la resolución de dominio de simulación.

Para extraer la serie de tiempo de viento simulado en los puntos que coinciden con las ubicaciones de estaciones meteorológicas, la interpolación horizontal y vertical se realizó utilizando los puntos de cuadrícula de simulación más cercanos. La interpolación horizontal se realizó una vez (como la rejilla horizontal WRF es constante en el tiempo) y la interpolación vertical se desarrolló para cada marca de tiempo de salida del modelo, ya que las alturas de los niveles verticales del modelo varían con el tiempo (Dobschinski, 2017).

Análisis de sensibilidad del modelo WRF del viento según la parametrización física y representación del terreno en Andalucía (sur de España).

En este documento se realizó una evaluación sobre la elección de esquemas de parametrización y terreno del modelo de mesoescala de investigación y pronóstico del tiempo (WRF), en el contexto del recurso eólico. Se llevaron a cabo 32 configuraciones de parametrización, utilizando dos esquemas de microfísica, además se evaluaron los esquemas de cúmulos, la capa límite planetaria (PBL), la radiación de onda corta y onda larga. Posteriormente se desarrollaron las estimaciones del viento que se obtuvieron de varios experimentos con diferentes resoluciones espaciales. En este trabajo se realizó con 3 nodos anidados de 1, 3 y 9 km. Las estimaciones se compararon con los datos de cuatro estaciones, ubicadas en el sur de España, que proporcionó datos de velocidad y dirección del viento cada hora a 40 m sobre el nivel

del suelo. Los resultados del primer análisis mostraron que la desviación estándar de la velocidad del viento (STD) y los valores de polarización eran principalmente sensibles a la parametrización de PBL. El segundo análisis mostró una influencia débil de la resolución espacial en los valores (Santos, 2013).

Análisis de la perspectiva de la energía eólica para la generación de energía por tres métodos de distribución de Weibull.

La energía eólica es una fuente de energía renovable que cada año que pasa incrementa, de tal forma que la tasa de crecimiento es de 64.3%. Por lo que el viento es un sector potencial en todo el mundo. Él trabajó que realizó Azad fue realizar una perspectiva de la energía eólica en tres diferentes lugares para conocer cuál será el desempeño del parque. Los escenarios propuestos son: Sandwip, Mongla y Khagrachari y se analizó mediante el método de distribución de Weibull. Los datos fueron recogidos del Departamento Meteorológico de Bangladesh ubicado en diferentes áreas del país. Se utilizaron tres métodos de la distribución de Weibull: el método densidad de potencia, método de mínimos cuadrados y herramientas estadísticas.

Los métodos de distribución de Weibull se usaron para conocer los parámetros estadísticos aceptables. El estudio identificó el sitio ventoso más prospectivo aplicando un método eficiente de mínimos cuadrados con un error mínimo (Azad, 2015).

Downscaling dinámico: cuestiones fundamentales desde un punto de vista de NWP.

El método dinámico es una herramienta que permite un avance debido a que analiza una predicción numérica del tiempo (NWP). El objetivo del modelo regional es proporcionar detalles específicos de un modelo global de baja resolución, que se supone tienen un nivel satisfactorio para predecir a escala algunos acontecimientos. La

reducción a escala es un método utilizado para obtener una distribución y evolución del tiempo de las características de pequeña escala. Este método está teniendo un auge mayor debido a que permite una mejor aplicación a escala regional y local.

El modelo dinámico utiliza el análisis de pronósticos y simulaciones de resolución gruesa. El método estadístico se basa entre escalas de parámetros y observaciones a escala regional.

Los parámetros más comunes obtenidos de los dinámicos son la precipitación, vientos superficiales, humedad del suelo, escorrentía y profundidad. El uso del método dinámico comúnmente es su probabilidad de generar un sesgo positivo en la precipitación en alta resolución por lo que se complementa con un modelo de parametrización.

Predicción de la energía eólica basada en modelos estadunidenses y estadísticos

La explotación de una energía renovable y especialmente del viento ha tenido un crecimiento debido a los cambios actuales de la normatividad que se enfoca en las preocupaciones por el calentamiento global y cambio climático. La disposición de la energía potencial para corto y largo plazo no siempre tiene una variabilidad y la complejidad de las condiciones ambientales. Se han propuesto diversos métodos que propicien el desempeño de energía eólica, se encuentran dos categorías muy importantes: Físico y estadístico. El método físico tiene consideraciones topográficas, la complejidad del terreno, la temperatura local y la presión a estimar del de manera más precisa el campo de velocidad. Por otro lado, los modelos estadísticos son utilizados para establecer la conexión entre la potencia generada y variables históricas. Algunos modelos estadísticos son:



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



- Sistema atmosférico Skion
- Modelo del sistema regional atmosférico RAMS
- Filtro de Kalman
- Filtro Kolmogorov-Zurbenko

De acuerdo con el presente artículo los modelos estadísticos tienen una ventaja sobre los físicos debido a que no requiere una mayor demanda computacional, además de que el tiempo de predicción del recurso eólico es menor. El método estadístico es más preciso para la predicción a menor resolución, sin embargo, para fines más exactos los métodos físicos sirven para resoluciones menores.

La capacidad de modelos WRF para reproducir la dirección del viento de superficie sobre terreno complejo.

En este artículo se evalúa la capacidad del modelo Weather Research and Forecasting (WRF) para la predicción y dirección del viento en la superficie de terreno complejo. Una evaluación previa ha demostrado la capacidad de WRF para pronosticar la velocidad del viento sobre la región una vez que los efectos de la topografía a escala de subgrid se parametrizan. Los resultados muestran que las diferencias dependen de la velocidad del viento y cuan mayor es la velocidad del viento, menores son las diferencias de dirección del viento.

Las áreas con terreno más complejo muestran mayores diferencias sistemáticas entre el modelo y las observaciones, en estas áreas, se muestra una corrección estadística para ayudar. La importancia del punto de cuadrícula seleccionado para la comparación con las observaciones también se analiza. Una selección cuidadosa es relevante para la reducción comparativa problemas en terrenos complejos. Las diferencias entre el WRF y la superficie in situ las direcciones del viento son más grandes en magnitud sobre áreas de terreno complejo cuando se compara con áreas de terreno. Los terrenos complejos tienen una mayor variabilidad de viento lo que hace que la

simulación sea más complicada.

Análisis de la variabilidad del viento superficial a largo plazo sobre el complejo terreno utilizando una resolución espacial alta simulación WRF.

Este trabajo realizó simulaciones en el modelo WRF con un periodo de prueba (1960 a 2005), con una resolución horizontal de 2 km para analizar la variabilidad del viento en la superficie sobre una región compleja del terreno ubicada en el norte de Iberia. Una corta porción de esta simulación se ha utilizado en un estudio previo para demostrar la capacidad del modelo WRF en la reproducción la variabilidad del viento observada durante el período 1992-2005.

A partir de la validación, la simulación se utilizó para inspeccionar el comportamiento del viento y variabilidad. Se aplicó un análisis de componentes principales para el viento promedio diario. Dos modos principales de variación se basaron en acumular un gran porcentaje de la variabilidad del viento (83.7%). El primer modo refleja la canalización del flujo entre los grandes sistemas montañosos en el norte de Iberia modulado por las características topográficas más pequeñas de la región. El segundo modo contribuye aún más a estresar el comportamiento del viento diferenciado sobre las montañas y valles. Ambos modos muestran contribuciones significativas en las frecuencias más altas durante todo el período analizado, con diferentes contribuciones a frecuencias más bajas durante las diferentes décadas se encontró una relación fuerte entre estos dos modos (Jimenez, 2012).

Un conjunto de WRF para pronósticos mejorados de la velocidad del viento a la altura de la turbina.

En los últimos años, la producción de energía eólica ha tenido un rápido crecimiento, por lo cual el Departamento de Energía de los Estados Unidos estimó un objetivo de tener el 20% de la energía eléctrica de la nación de viento para 2030. El viento a



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



diferencia de otras fuentes de energía varía sustancialmente tanto en el espacio como en el tiempo. Por lo tanto, las tasas de producción de la energía del viento fluctúan más fuertemente que los de otras fuentes tradicionales de energía proveniente de combustibles fósiles. Para optimizar el viento para la generación de energía, se necesitan pronósticos precisos. Desafortunadamente ha habido pocas evaluaciones de predicciones en modelos de vientos a 80 m, una altura donde la se encuentra la influencia de flujos turbulentos y donde el calor, la humedad de la superficie de la tierra puede variar mucho dependiendo en la hora del día. Los meteorólogos tradicionalmente se han centrado los pronósticos de viento en el nivel de 10 m, una altura a la cual las observaciones oficiales de viento son rutinariamente tomadas y un nivel en el que los vientos están fuertemente influenciados por fricción superficial. La investigación previa de pronóstico del viento en el oeste de Estados Unidos se ha centrado en el flujo en complejo terreno y por lo tanto, no aplicable en Iowa, donde la capa límite estratificación es de bajo nivel y superficie cambiante de las condiciones son probablemente los factores dominantes que proporcionan incertidumbre en pronósticos a corto plazo a una altura de 80 m.

El modelo de pronóstico e investigación meteorológica (WRF) con un espaciado de malla horizontal de 10 km se utilizó para explorar las mejoras en los pronósticos de velocidad del viento en una altura típica del centro de la turbina eólica (80 m). Un conjunto consistiendo en simulaciones de modelos WRF con diferentes esquemas de capa límite planetaria (PBL) mostraron la velocidad del viento. Una segunda configuración usando tres perturbaciones aleatorias del modelo del sistema de pronóstico global es producido por más difusión en la velocidad del viento pronósticos, pero la media del conjunto poseía un mayor error absoluto medio (MAE). Un tercer conjunto de diferentes los tiempos de inicialización mostraron una mayor dispersión del modelo. El pronóstico de eventos de rampa también fue explorado. Un evento fue considerado como un evento de rampa si el cambio en la energía eólica era 50% o más de la capacidad total en 4 o 2 h ((Deppe, 2016).

Efecto vigilia en el rendimiento de parques eólicos: comportamiento estable y dinámico.

El objetivo de este documento fue evaluar el impacto del efecto de vigilia tanto en la operación de estado estable como rendimiento dinámico de un parque.

El modelo se implementó en MATLAB y luego se integró en un paquete de simulación del sistema de potencia para describir el efecto de estela y su impacto en un parque eólico, particularmente en términos del coeficiente de estela y las pérdidas totales de potencia activa.

El impacto principal del efecto de vigilia es perturbar el flujo del viento dentro de un parque eólico. Como consecuencia de una sola estela o interacción entre múltiples estelas separadas el viento corriente abajo de una turbina eólica ha reducido la velocidad y se vuelve altamente turbulento. Esto reduce la producción de energía del parque eólico cuando se compara con la dirección del viento. En este trabajo, un modelo simple y explícito de estelas fue presentado, y utilizado para evaluar el impacto del efecto de vigilia en tanto la operación en estado estable como el rendimiento dinámico de un parque eólico.

Las simulaciones del efecto de las vigalias sobre el funcionamiento del parque eólico indican que la eficiencia depende del espaciado entre las turbinas y la naturaleza del régimen de viento que son expuestos a condiciones de forzamiento y distribución de direccionalidad y velocidades del viento. Las condiciones del viento dependen de la naturaleza y por lo tanto no puede ser modificado, sin embargo, el diseño del parque eólico se puede modificar para reducir la influencia del efecto de vigilia y por lo tanto, optimizar el rendimiento de la parque eólico (González, 2012).



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



Evaluación del rendimiento y mejora de la precisión de viento en un día de duración del sistema de previsión energética en China.

China ha sido el mayor mercado de energía eólica en todo el mundo. Este artículo presentó la evaluación del rendimiento y la mejora de la precisión de una nueva predicción de potencia eólica diaria en China. Este sistema consiste en un modelo numérico de predicción del tiempo (NWP) y redes neuronales (ANN). El modelo de NWP se establece mediante el acoplamiento del sistema de pronóstico global (GFS) con el sistema de Pronóstico e Investigación del Tiempo (WRF) juntos para predecir los parámetros meteorológicos.

Además, el filtro Kalman se ha integrado en este sistema para reducir los errores sistemáticos en el viento velocidad desde WRF y mejorar la precisión del pronóstico. Los resultados numéricos de un caso del mundo real son probados por la efectividad del sistema de pronóstico en términos de corrección de la velocidad del viento crudo y la precisión del pronóstico de potencia. El error cuadrático medio de raíz normalizada (NRMSE) tiene un valor promedio de mes de 16.47%, que es un margen de error aceptable para permitir el uso de los valores pronosticados en electricidad operaciones de mercado (Zhao J. W., 2015).

Métodos actuales y avances en la previsión de la generación de energía eólica.

La generación de energía eólica difiere de la generación térmica convencional debido a la naturaleza del viento, la previsión de la energía eólica desempeña un papel clave para hacer frente a los desafíos de equilibrar la oferta y demanda en cualquier sistema eléctrico, dada la incertidumbre asociada al poder de un parque eólico. La predicción precisa de la energía eólica reduce la necesidad de energía de equilibrio adicional y reserva poder para integrar la energía eólica. Las herramientas de pronóstico de energía eólica permiten un mejor despacho, programación y compromiso unitario de



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



generadores térmicos, planta hidroeléctrica y planta de almacenamiento de energía y más competitivo la comercialización del mercado a medida que la energía eólica aumenta y disminuye en la red. Este documento presentó una revisión de los métodos actuales y los avances en predicción de energía eólica. En primer lugar, los métodos numéricos del viento de predicción pueden ser escalas globales a locales, predicción por conjuntos, escalamiento y reducción de escalas dependiendo a lo que se quiere obtener. Entonces las técnicas utilizadas para la evaluación comparativa y el análisis de incertidumbre de las previsiones se resumen en el rendimiento de varios enfoques sobre diferentes horizontes de tiempo de pronóstico (Foley P. G., 2016).

Métodos y herramientas para evaluar la disponibilidad de fuentes de energía renovables.

El viento fue una de las primeras fuentes de energía en ser aprovechado por primeras civilizaciones. La energía eólica se ha utilizado para propulsar veleros, para proporcionar energía mecánica con el objetivo de moler grano en molinos de viento y para bombear agua. La primera turbina eólica funcionó y fue construida en Cleveland en 1888 por C.F. Brush, tenía 18 m de altura y tenía una turbina de 12 KW. Hoy en día el uso de la energía eólica en la generación de electricidad está ampliamente extendido y nuevas unidades con una capacidad nominal de miles de megavatios están siendo instaladas cada año. La capacidad total de energía eólica instalada en todo el mundo ha superado los 120 GW en el 2008. El creciente interés por la energía eólica, junto con su naturaleza incierta, hace la estimación de la energía eólica tal vez sea la más difícil y parte crucial de un proyecto. La evaluación de la energía eólica depende de la energía solar. La energía potencial limitada por toda la geografía física (altas áreas de altitud, áreas de alta pendiente), socio geográfico (áreas cercanas ciudades, aeropuertos o sitios arqueológicos, áreas protegidas) y tierra las restricciones de uso (áreas utilizadas para la agricultura, etc.) conducen a estimación



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



de la energía teórica.

Esto se puede evaluar a una escala del orden de pocos kilómetros, simplemente procesando los datos disponibles (largos o corto plazo), con modelos estadísticos o interpolando técnicas. Estos últimos se usan principalmente cuando hay suficientes datos no disponible para el sitio de interés, pero solo para los cercanos. Cuando la escala de estimación debe ser mucho más pequeña, del orden de unos pocos metros, los métodos utilizados deben ser más precisos.

La energía teórica puede estar más limitada por las características de las turbinas eólicas disponibles comercialmente (tamaño, eficiencia, horas de carga completa) y las limitaciones de un parque eólico. Finalmente, la energía explotable se puede definir como la parte de la energía teórica que puede ser cosechada usando una economía factible, dado también el costo de las fuentes de energía alternativa (Angelis, 2015).

PROYECTO ANEMOS

En el año 2007 se desarrolló un proyecto de Ensemble forecasting, en la cual participaron 23 países europeos, el propósito de este proyecto fue realizar el pronóstico de predicciones del viento para la generación de energía eléctrica. El uso de modelos permitió conocer las variables meteorológicas. Se llevaron a cabo dos tipos de modelos el: estadístico y físico. Los modelos estadísticos no requieren conocer las características físicas del sitio, como la orografía, ni las condiciones meteorológicas día con día, solo requiere de antecedentes históricos de la generación de potencia generada. Mientras que los modelos físicos requieren conocer la orografía del lugar, necesitan ser alimentados de variables meteorológicas globales, las cuales cuentan con una resolución muy baja, por lo que requiere complementarse con un modelo de parametrización y obtener una mejor resolución que reduzca los índices de error. En la Tabla 1. se muestran algunas ventajas y desventajas de cada tipo de modelo.

Tabla 1. Desventajas y ventajas de métodos de pronósticos

Métodos estadísticos		Métodos Físicos	
Ventaja	Desventaja	Ventaja	Desventaja
Requiere de menos coste computacional, son modelos que no requieren mucho tiempo	Requieren de un histórico de datos. Es susceptible a cambios	Estiman fenómenos meteorológicos, por lo cual no es tan susceptible. No requiere antecedentes históricos.	Requieren mucha demanda computacional. Necesita complementarse con un modelo de parametrización

La implementación de modelos para la predicción de energía eólica permite disminuir la incertidumbre de error y promueve su uso, además de permitir su ingreso a la red eléctrica. Para el Proyecto ANEMOS se prefirió utilizar un modelo físico como WRF (Weather Research Forecasting) combinado con un modelo estadístico como es el caso del MOS (Model Output Statics) y un modelo físico como CFD (Dinámica de Fluidos Computarizados) disminuyó la incertidumbre de errores hasta un 16%.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La reforma energética ha creado leyes, reglamentos, acuerdos y disposiciones complementarias emitidos por la Secretaría de Energía (SENER) y de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que promueven el cumplimiento de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista. En la actualidad las centrales eléctricas intermitentes no cuentan con un pronóstico de energía eléctrica, generando una incertidumbre en su fiabilidad para suministrar a la red.

El numeral 9.10 correspondiente a las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, en

donde se establece que los representantes de las centrales eléctricas intermitentes están obligados a presentar un pronóstico de energía eléctrica en tiempo real en periodos de una hora al CENACE, por lo que se debe cumplir con este requisito para la inserción de energías renovables.

1.4 JUSTIFICACIÓN

En el presente trabajo de investigación se planteó satisfacer el numeral 9.10 correspondiente a las Bases de Mercado Eléctrico que promueve el desarrollo de modelos que permitan obtener el pronóstico de predicción de fuentes primarias con incertidumbre. De manera colateral el cumplimiento del numeral 9.10 permitirá promover la inclusión de energías limpias, la cual está contemplada dentro de las metas de la Ley General de Cambio Climático (LGCC).

Existen diversas técnicas numéricas del tiempo que se utilizan para desarrollar pronósticos meteorológicos en regiones limitadas como el caso de parques eólicos, estas técnicas son denominadas de microescala y utilizan como entrada las condiciones iniciales y de frontera de otros modelos de menor precisión denominados de mesoescala. El uso de estas técnicas es difundido para realizar pronósticos en parques eólicos a nivel de aerogenerador.

1.5 HIPÓTESIS

La modelación física de las variables meteorológicas en microescala dentro de parques eólicos minimiza los márgenes de error en los pronósticos de generación eléctrica en el corto plazo.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



1.6 MOTIVACIÓN

La presente tesis se enfocó en desarrollar un modelo de pronóstico de generación de energía eléctrica por medio del recurso eólico en tiempo real. Se planteó integrar el modelo WRF tomando en cuenta condiciones climáticas y orográficas del área de estudio. Además de realizar una comparación de datos estimados respecto a los reales y el cálculo de los errores en las series de tiempo. El principal interés del tema de tesis fue cumplir con el numeral 9.10 correspondiente a las Bases del Mercado Eléctrico Mayoristas y contribuir en la introducción de energías limpias en México.

1.7 OBJETIVOS

1.7.1 Objetivo general

Desarrollar un modelo de pronóstico de predicción numérico del tiempo de microescala, para el cálculo de la generación de energía eléctrica para parques eólicos en el corto plazo.

1.7.2 Objetivos particulares

- Revisión de bibliografía.
- Selección del parque eólico a estudiar de acuerdo con los diferentes contextos operativos como orografía, datos técnicos y distribución de los aerogeneradores en el parque.
- Recopilación de información histórica, orográfica y técnica sobre los parques eólicos a estudiar.
- Selección de campos de velocidad y dirección de viento usando el modelo Weather Research Forecasting (WRF).
- Interpolación de velocidad y dirección de viento.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



- Análisis de potencia y energía con base de potencia de fabricante.
- Análisis de potencia y energía con base en curva de potencia integrada por parque.
- Análisis estadístico y validación de resultados.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

Durante esta sección se presentará el marco teórico que permitió conocer algunos conceptos de importancia relacionados al presente trabajo. Con esto contextualizaremos el tema de interés.

2.1 INCLUSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

De acuerdo con el Banco Mundial (2018) la energía es un mecanismo indispensable para el desarrollo económico y social de una nación. El 13 % de la población mundial aún no cuenta con acceso a servicios de electricidad, los cuales son necesarios para vida la cotidiana del ser humano. Además, se han registrado que más de 3000 millones de personas en todo el mundo aun dependen de fuentes convencionales como la madera, carbón y desechos de origen animal para su uso diario. Estas actividades han provocado impactos negativos al ambiente que repercuten en la salud humana, como consecuencia de estas acciones se han establecidos diferentes planificaciones y políticas energéticas que permiten dar prioridad al desarrollo de tecnologías que promuevan el desarrollo y uso de energías con origen renovable (Vázquez, 2015).

En 2015 se obtuvo una producción mundial de energía primaria de 13,790 millones de toneladas equivalentes de petróleo, en este caso fue 0.6% mayor que en el año 2014. En la Figura 1, se muestra el porcentaje de producción de energía del 2015.

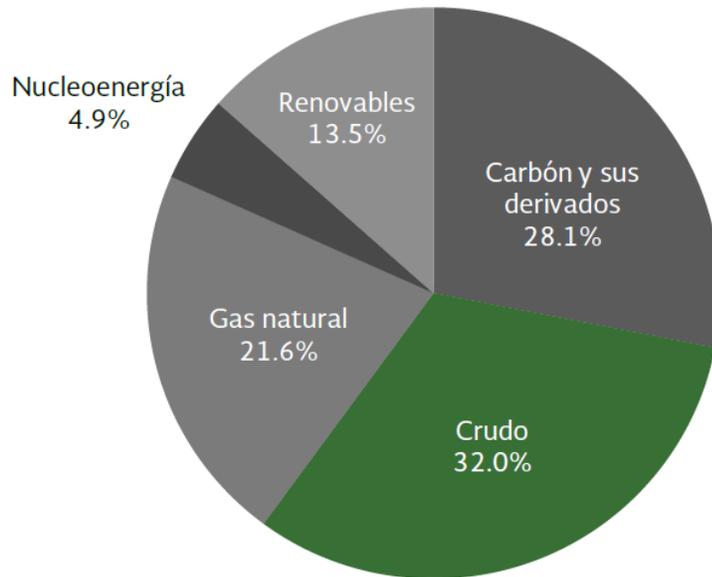


Figura 1. Producción de energía primaria (13,790 MMtep)

Fuente: World Energy Balance, IEA, 2015

Como se puede observar en la Figura 1, la producción de energía primaria el petróleo crudo se encuentra en primer lugar con un 32 %, posteriormente sigue el carbón y sus derivados (coque, acero entre otros) un 28.1%, el gas natural ocupa el tercer lugar con un 21.6%, dejando así a las energías renovables en cuarto lugar con un 13.5 %. El consumo mundial de energía ha aumentado el 1.0% en el 2015 con 9,383.60 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

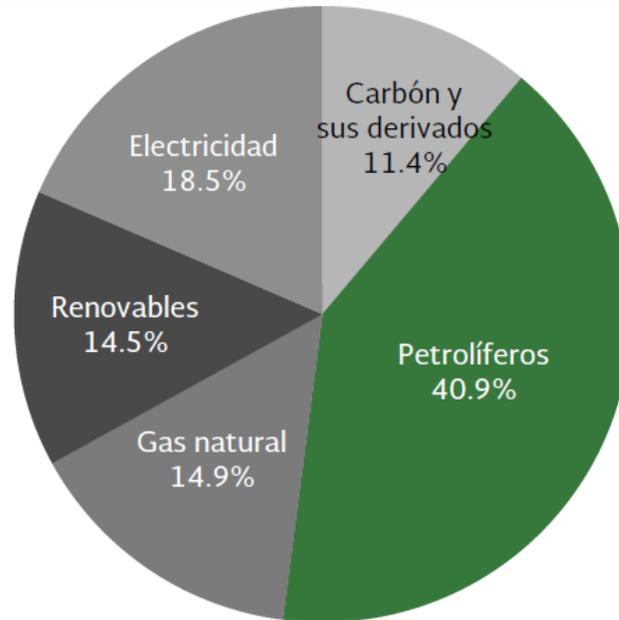


Figura 2. Consumo energético mundial

(Fuente: *World Energy Balances*, IEA, Edición 2017)

La Figura 2. muestra el consumo de energía mundial, colocando a las energías renovables como cuarto lugar con un 14.5%. Dentro ese porcentaje se encuentra a la energía geotérmica con un 9.7% y a la energía eólica y solar con 6.6% (Energía, 2017). La creación e implementación de políticas energéticas y ambientales gestionan el uso de energías renovables, iniciando una conciencia en favor de la calidad socioambiental.

La agenda 2030 es un documento que integró 17 objetivos, denominados Objetivos de Desarrollo Sustentable, en el cual particularmente en el objetivo 7 denominado: energía asequible y no contaminante induce al aumento de energía renovable y establece que para el 2030 se duplicara la tasa a la mejora en la eficiencia energética (ONU, 2015).

2.2 ENERGÍA EÓLICA

El recurso eólico es originado por el sol, debido a las variaciones de temperatura y la diferencia de presión que suceden en la superficie de la tierra, formado así las corrientes de aire que contienen a la energía cinética (SENER, 2017), al entrar en contacto con el aerogenerador se transforma en energía mecánica y por medio de un eje acoplado a un generador se producirá energía eléctrica (Manwell, 2009).

Las características del viento cambian de acuerdo con el tiempo y espacio, lo cual se debe principalmente a la altura y condiciones geográficas de la superficie. Las variaciones de tiempo pueden abarcar varias escalas de tiempo que van desde escalas interanuales, estacionales, diurnas hasta turbulentas. Se puede cuantificar la potencia del recurso eólico considerando el flujo másico del aire que atraviesa el área de barrido del rotor de un aerogenerador. A continuación, en la ec. 1 se describe esta acción en la ecuación de la continuidad.

$$\frac{dm}{dt} = \rho A U \tag{1}$$

Donde:

$\frac{dm}{dt}$ es el flujo másico de aire (m/s^2).

ρ : es la densidad del aire (ρ).

A : es el área de barrido (A).

U : es la velocidad del aire, la cual se asume como uniforme.

El poder de flujo viene dado por:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U^2 = \frac{1}{2} \rho A U^3 \tag{2}$$

Y finalmente, la energía eólica por unidad de área o densidad de potencia viene dada por:

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

En la ecuación 2 y 3, se describe que la densidad de la energía eólica es proporcionalmente a la densidad del aire y al cubo de la velocidad del viento. En la atmósfera, la capa límite planetaria es la sección que se encuentra en contacto directo con la superficie de la tierra (Chorley, 2003).

2.3 ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO

En la actualidad en México se encuentran operando 42 parques eólicos, la mayoría de estos parques se encuentran en regiones del sur del país. Específicamente en el estado de Oaxaca a causa de su gran potencial eólico (amdee, 2018). De acuerdo con la secretaria de energías, las fuentes renovables han alcanzado un 7.9% en producción de la energía en México, así mismo la energía eólica se ubica como la segunda energía más producida. En la figura 3. se observa que posteriormente al petróleo, con un 61.3 % sigue la energía renovable con un porcentaje de 7.9%.

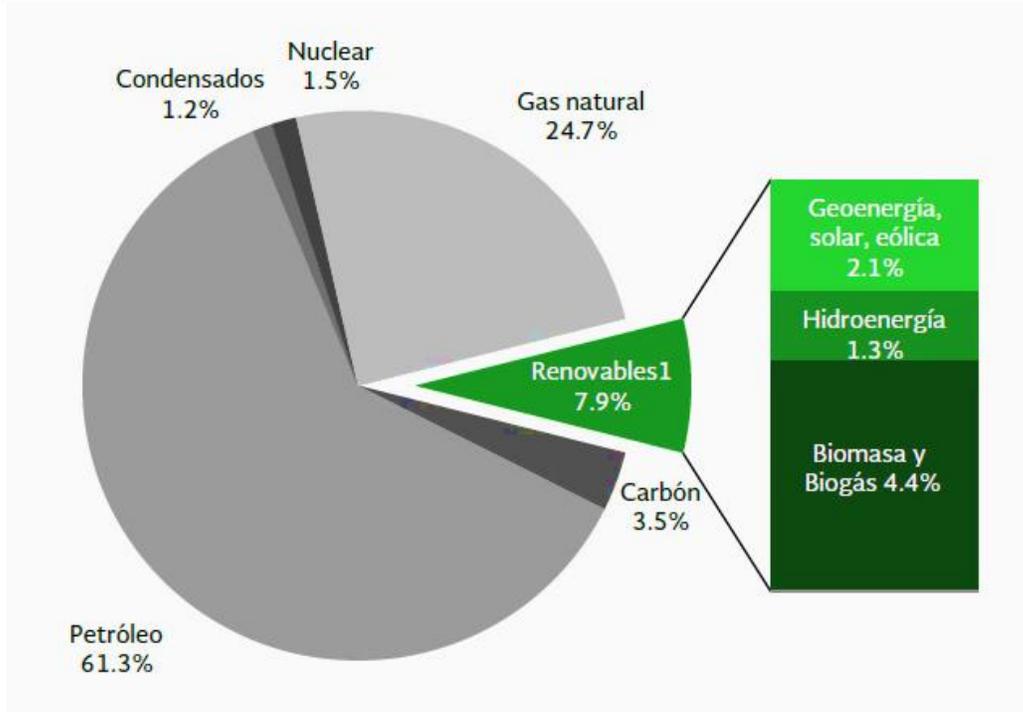


Figura 3. Producción de energía en México

Fuente: Sistema de Información Energética. SENER

En la Figura 3. Se muestra que del 7.9% de energía renovable, la energía eólica en conjunto con la geotérmica y solar cuentan con el 2.1 %. De acuerdo con la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE, 2018), en el año 2018 se debió de tener instalado 5,891 MW de energía eólica, sin embargo, el reto aún no se cumple por lo que se sigue trabajando en el crecimiento y expansión de esta energía. En la figura 4 se muestra un mapa de la república mexicana con los parques instalados para el año 2018, en estado con mayor recurso eólico y aerogeneradores se encuentran en Oaxaca.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



TOTAL PREVISTO EN EL AÑO 2018: 5,891 MW



Figura 4. Previsto de energía eólica instalada en el 2018

Fuente: AMDEE Asociación Mexicana de Energía Eólica

2.4 MÉTODOS PARA PRONÓSTICO

La investigación en pronósticos de energía eólica surgió a finales de los años 80, debido al aumento en su demanda, en cada vez más países. La predicción ha pasado de ser un tema marginal a uno, con un auge impresionante en las utilidades en altos niveles de energía eólica conectados a la red. Uno de los desafíos más grandes de la



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



energía eólica es la dependencia de la volatilidad del viento (Ritter, 2016). La predicción de energía eólica desempeña un papel clave para hacer frente a los desafíos de equilibrar la oferta y la demanda. El pronóstico de la energía eólica tiene como objetivo primordial combatir su incertidumbre, para así de esta forma reducir el uso de la energía convencional y promover la introducción de energías limpias en este caso en particular se promueve la generación de la energía eólica (Mikatia, 2012).

Los modelos de pronóstico para la generación de energía eólica se dividen en dos categorías: la primera es en el análisis de la historia, básicamente en series de temporales de viento y la segunda categoría utiliza los valores de un modelo de predicción numérica del tiempo (PNT) (Foley, 2012). En la actualidad los modelos de pronóstico de energía eólica se describen de tres maneras (Xiaochen, 2011), en la Figura 5. se muestra la clasificación de esta.

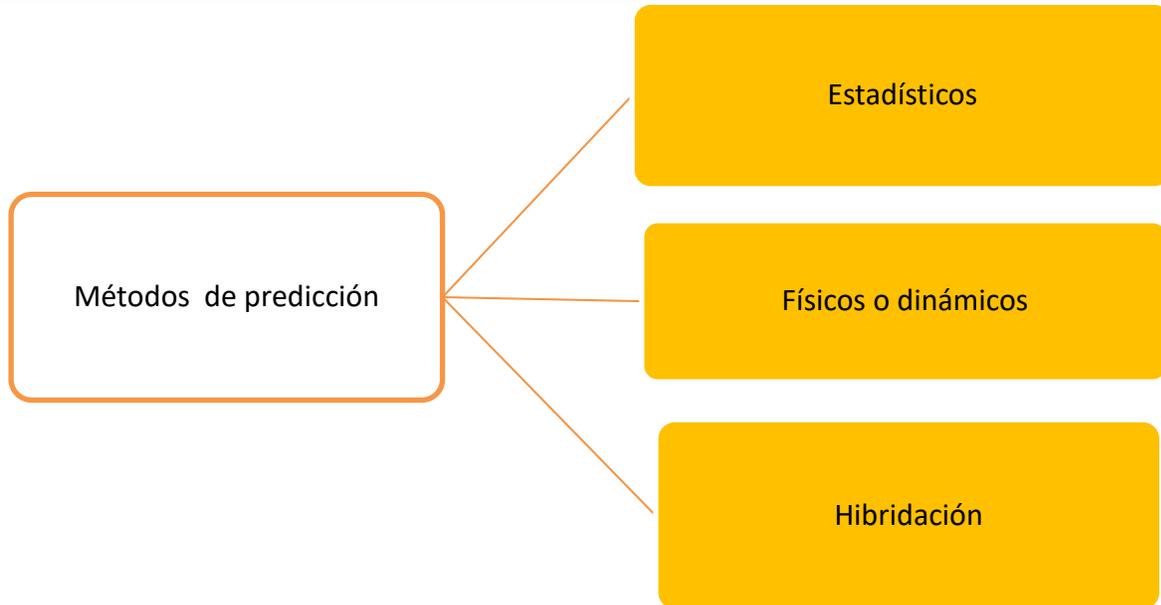


Figura 5. Métodos para predicción para generación de energía eólica

Los modelos estadísticos son aquellos que no consideran procesos físicos, se encargan de parametrizar las relaciones existentes entre los pronósticos meteorológicos y la producción del parque para predecir periodos de tiempo corto, de minutos a horas (Gouri, 2018). Su principal objetivo es buscar relaciones entre una gran cantidad de variables explicativas, incluyendo resultados de PNT y datos de potencia medidos usualmente usados en técnicas recursivas. Por lo regular son una caja negra de modelos usados como recursivos de mínimos cuadrados o redes neuronales artificiales (RNAs) (Kariniotakis, 2017). En la Tabla 2. se muestran ejemplos de modelos del método estadístico. Además de proporcionar información sobre su desarrollador.



Tabla 2. Métodos estadísticos

Método	Clase	Modelo	Desarrollador
Estadístico	Persistencia	$P(t+k)=P(t)$	
	Series temporales ARIMA	WPPT (Wind Power Prediction Tool) GH Forecaster	-Instituto de Informática y Modelado Matemático (IMM) -Universidad Técnica de Dinamarca (DTU)
		Sipreólico	Universidad Carlos III de Madrid & Red Eléctrica de España
	Redes Neuronales Artificiales (ANN)	GH Forecaster	Garrad Hassan UK
		AWPT (Advanced Wind Power Prediction Tool)	Instituto de Investigación en Energía Solar y Eólica (ISET) Alemania
		WPMS (Wind Power Management System)	
	Lógica Difusa	AWPPS (Armines Wind Power Prediction System)	Escuela de Minas de Paris (ARMINES) Francia

Los modelos físicos o dinámicos tratan de utilizar consideraciones físicas del tiempo para alcanzar una mejor estimación posible de la velocidad del viento local (globales y regionales), su principal característica es que son utilizados para predecir periodos de tiempo largo. El enfoque físico utiliza un modelo de meso-escala o microescala para la reducción de escala. Una de sus limitantes de los modelos físicos es que los resultados son imprecisos en zonas con orografía compleja, esto se atribuye a la baja resolución espacial de los modelos físicos. En la Tabla 3 se muestran algunos ejemplos del método físico con su respectivo desarrollador.

Tabla 3. Método físico

Método	Clase	Modelo	Desarrollador
Físico	Predicción Numérica del Tiempo (PNT)	Prediktor	Risø National Laboratory de Dinamarca
		MM5	Universidad de Pennsylvania State y el National Centre for Atmospheric Research de Estados Unidos.
		WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program)	Universidad Técnica de Dinamarca
		Weather Research Forecasting (WRF)	Centro Nacional para la investigación Atmosférica (NCAR), Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (representado por los Centros Nacionales para Predicción Medioambiental (NCEP) y el (entonces) Laboratorio de Sistemas de Predicción (FSL)), la Agencia



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



			de Meteorología de Fuerza Aérea estadounidense (AFWA), el Laboratorio de Investigación Naval (NRL) y la Universidad de Oklahoma (OU).
		Dinámica de Fluidos Computarizada CFD	Universidad de Minnesota

Por último, se encuentran los modelos híbridos, los cuales son la combinación de un modelo físico y un estadístico, una ventaja que tienen estos modelos sobre los demás, es que tienen un menor porcentaje de error en su pronóstico (Xiaochen Wang P. G., 2008). En la Tabla 4 se muestra ejemplos de los métodos híbridos ya existentes en la bibliografía con su respectivo desarrollador.

Tabla 4. Método híbrido

Método	Clase	Modelo	Desarrollador
Híbridos	Físico y estadístico	Zephyr	Risø & IMM-DTU, Dinamarca
		EWind	True Wind EUA
		Previento	Universidad de Oldenburg Alemania
		LocalPred & RegioPred	CENER (Centro Nacional de Energías Renovables) CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas)

CAPÍTULO 3. INTEGRACIÓN DEL MODELO

En este capítulo se explicará la metodología que se desarrolló para el presente trabajo. La figura 6 muestra un diagrama con las etapas de la metodología de la integración del modelo.



Figura 6. Metodología de la integración del modelo.

A continuación, en las siguientes líneas se describe el diseño teórico.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



3.1 SELECCIÓN DEL SITIO

El parque eólico se encuentra ubicado al suroeste de México en la Venta, perteneciente al estado de Oaxaca. En la Figura 7 se muestra la ubicación del área de estudio de forma gráfica.



Figura 7. Ubicación de sitio

Fuente: Google Earth Pro

Los aerogeneradores del área de estudio se conectan a la red eléctrica de manera automática cuando el anemómetro identifica una velocidad de viento de 4 m/s, sin embargo, cuando se alcanza una velocidad de 25 m/s se desconecta por seguridad del equipo. La instalación del parque eólico evita anualmente la emisión de 600.000 toneladas de CO₂.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



3.2 ADQUISICIÓN DE DATOS

La adquisición de datos para la simulación del modelo de Predicción Numérica del Tiempo (PNT) constó de la recopilación de información de velocidad y orientación del viento del parque eólico, ubicado al suroeste de México en un periodo de un año con un registro de 2 meses (noviembre y diciembre) del año 2016 y 10 meses (enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre) del año 2017. La Figura 8 muestra el diagrama de distribución de frecuencia de datos de todo el año.

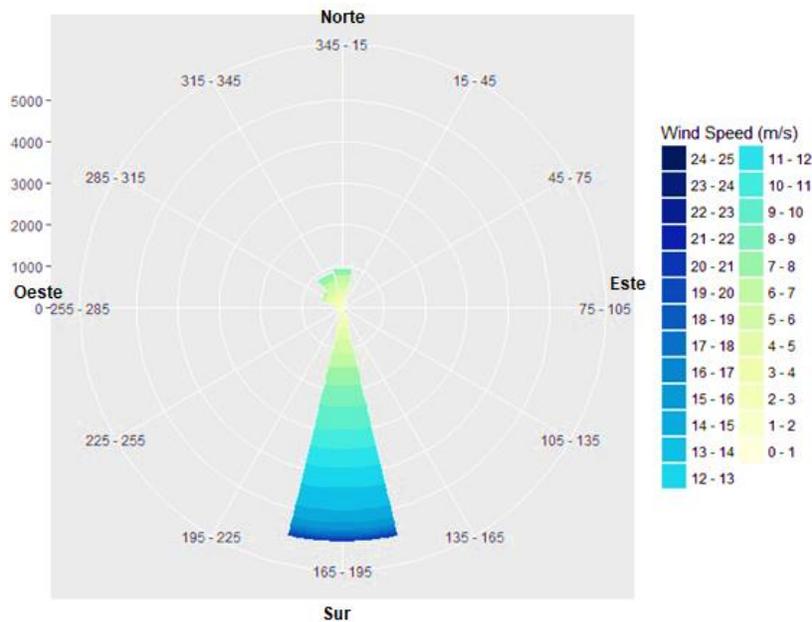


Figura 8. Diagrama de viento

Fuente: Rstudio

De acuerdo con la Figura 7 se puede observar que el parque eólico tuvo una predominancia en su orientación hacia al sur y una frecuencia de datos mayores a 4 m/s.



3.3 SELECCIÓN DE FECHAS PARA SIMULACIÓN

Una vez adquiridos los datos se prosiguió con la selección de fechas, las cuales constaron de la selección de cuatro semanas representativas del año por cada estación, es decir una semana de primavera, verano, otoño e invierno.

Las fechas seleccionadas son de acuerdo con los aspectos presentados a continuación:

- Acceso a la información
- Mayor estabilidad atmosférica

En la Tabla 5 se muestran las fechas que se seleccionaron para simular en el modelo de PNT.

Tabla 5. Fechas seleccionadas en el modelo

Estación	Fecha
Primavera	01 al 07 de mayo del 2017
Verano	31 de agosto al 6 de julio del 2017
Otoño	07 al 13 de noviembre del 2016
Invierno	30 de enero al 05 de febrero del 2017

Con base a las fechas seleccionadas se realizó un diagrama de frecuencia de datos para cada periodo por medio del programa RStudio. En la Figura 9 se muestra el diagrama de frecuencia de datos del periodo del 01 al 07 de mayo del 2017, donde se contó con una orientación hacia el sur y una mayor concentración de viento 4 a 8 m/s. Además, se puede observar que se tiene la existencia de velocidades hacia al suroeste con una velocidad de 4 a 8 m/s.

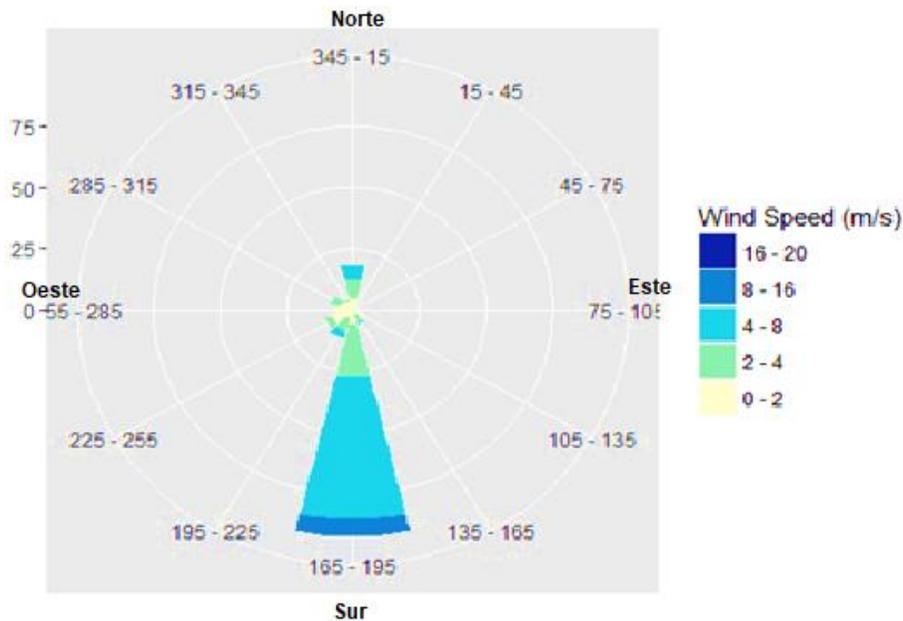


Figura 9. Diagrama de viento (1-7 mayo 2017)

Fuente Rstudio

De igual manera se realizó el diagrama de frecuencia con las fechas seleccionadas, en la Figura 10 se puede observar el diagrama de frecuencia de datos del 31 de julio al 06 de agosto del 2017 con una orientación hacia el sur y se registra una velocidad de viento predominante en un rango de 8 a 16 m/s y no hay ningún registro de pequeñas velocidades en diferentes orientaciones.

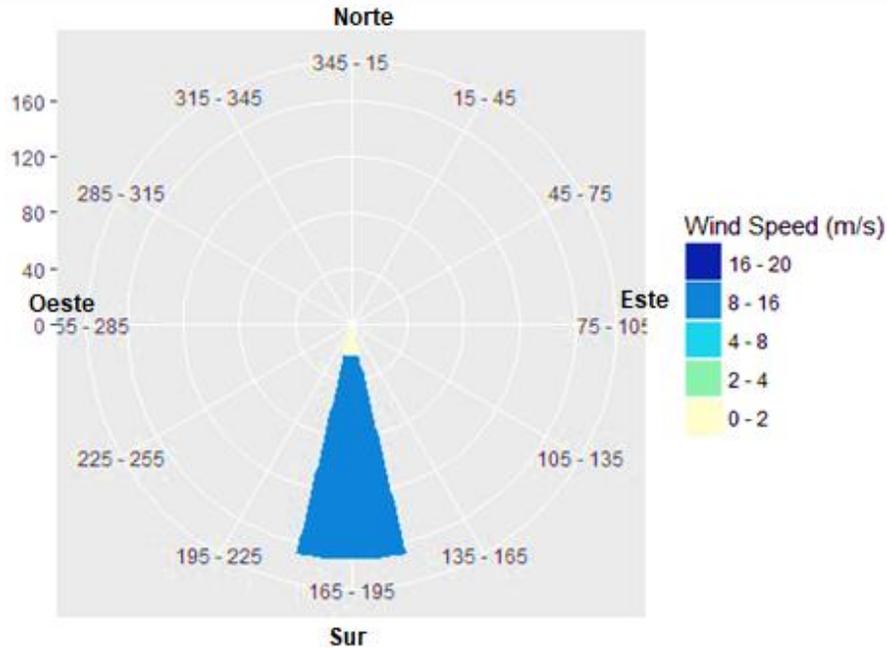


Figura 10. Diagrama de viento (31 julio-6 agosto 2017)

Fuente: Rstudio

En la Figura 11 se muestra el diagrama de frecuencia de datos del periodo del 07 al 13 de noviembre del 2016 con una orientación hacia el sur y un mayor registro de velocidades de viento en un rango de 8 a 16 m/s. De la misma manera se puede observar registros de velocidad de viento en menor concentración de 4 a 8 m/s y una cantidad mucho menor de 16 a 20 m/s.

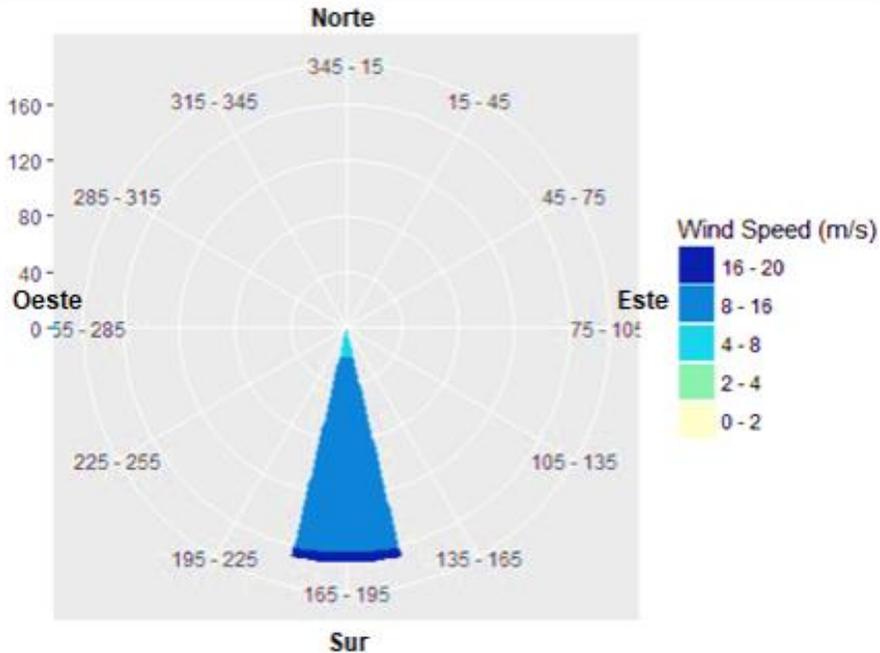


Figura 11. Diagrama de viento (7-13 noviembre 2016)

Fuente: Rstudio

En la Figura 12 se puede observar el diagrama de frecuencia de datos del periodo de 30 de enero al 05 de agosto del 2017, correspondiente a la estación de invierno que cuenta con una orientación hacia el sur y pequeñas distribuciones hacia al noreste, se reconoce una velocidad de viento en un rango de 4 a 16 m/s.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

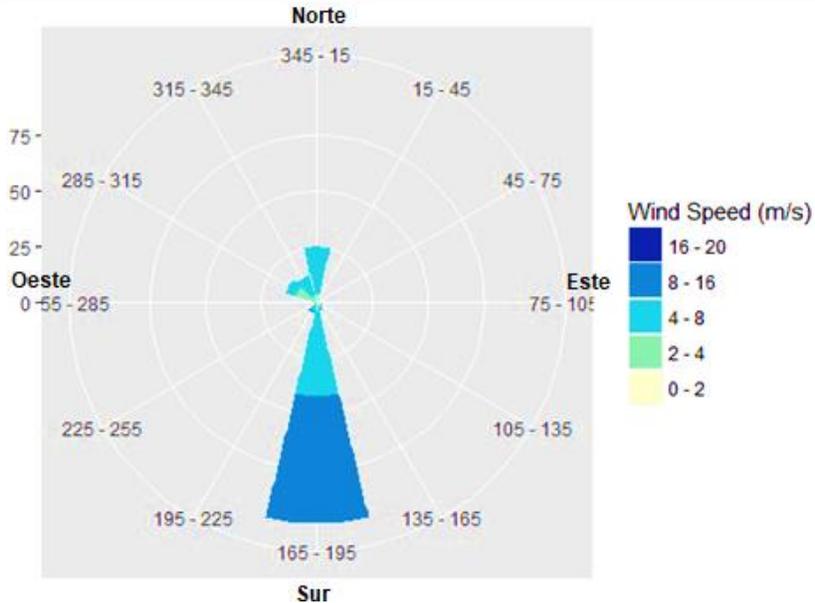


Figura 12. Diagrama de viento (30 enero-05 febrero 2017)

Fuente: Rstudio

Posteriormente a la selección de fechas se realizó la revisión bibliográfica del modelo con el que se trabajó, en este caso para el modelo Weather Research Forecasting (WRF). En las siguientes líneas se explicará cual fue el desarrollo de la configuración del modelo, además de denotar las variables que necesitamos para la extracción de velocidades de viento.

3.4 MODELO DE PREDICCIÓN NUMÉRICA DEL TIEMPO (PNT).

Se instaló la versión 3.9.1 del modelo WRF (Weather Research Forecasting) en ambiente Linux (Véase en apéndice 1). Este modelo fue diseñado para la investigación en el desarrollo de modelos de predicción numérica del tiempo, su principal objetivo es la asimilación de datos. El modelo WRF es considerado no hidrostático y fue desarrollado por el Centro Nacional de Investigación Atmosférica (NCAR) en Estados

Unidos de América, de esta forma es considerado el sucesor del Modelo de mesoescala (MM5), el cual contiene los mismos principios.

El modelo WRF cuenta con múltiples opciones y parametrizaciones físicas para microfísica, radiación, cúmulos (Cu), capa superficial (SL), capa de límite planetaria (PBL) y superficie terrestre (LSM), entre otras que ayudan al modelo a tener una mejor precisión y menor índice de error (N. J. Cutler., 2008). Existen variables que pueden afectar al modelo, como son las condiciones iniciales, de límite, tamaños de dominio, posición, resolución horizontal y vertical, además de las características de terreno, entre otras.

El modelo WRF utiliza como condiciones de entrada a modelos globales con menor resolución, considerados como un sistema de entrada. Existen diferentes tipos de modelos globales, el más utilizado ha sido el Global Forecast System (GFS) y en este caso para el presente trabajo será el utilizado (J. G. Powers., 2017).

3.4 CONFIGURACIÓN DEL MODELO WEATHER RESEARCH FORECASTING (WRF).

La configuración del modelo WRF constó de tres etapas para la obtención de datos de velocidad del viento. En la Figura 12. se muestran las etapas que se desarrollaron para el presente trabajo.

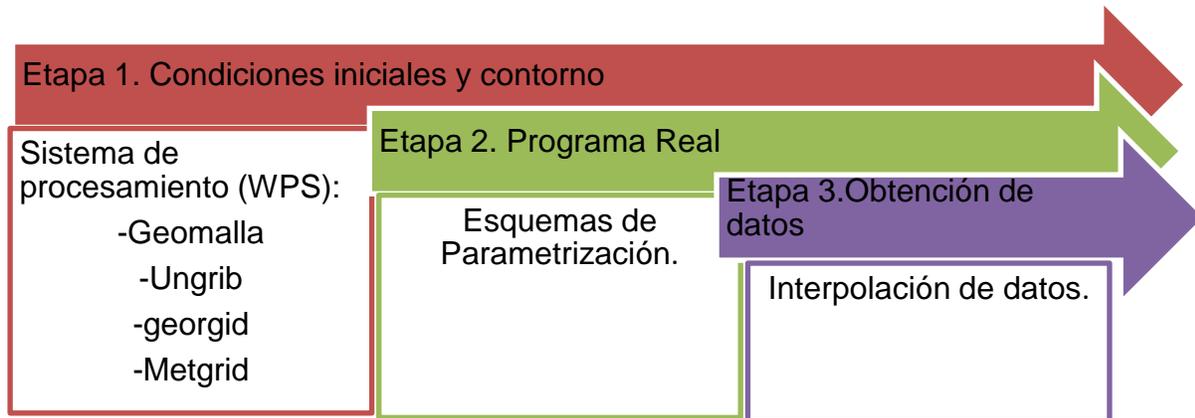


Figura 13. Etapas del modelo WRF

La primera etapa que se desarrolló fue la ejecución del Sistema de Procesamiento (WPS), se encargó de preparar la entrada al programa al modelo WRF. En la segunda etapa del modelo se seleccionaron las fechas que se simularon y se ejecutó con datos reales de condiciones meteorológicas y topográficas del sitio. En este paso se consideran esquemas de parametrización que permitieron hacer susceptible al modelo WRF de cambios o condiciones atmosféricas. Posteriormente mediante diferencias finitas se resolvieron los campos de velocidad de viento para una resolución espacial y temporal de 1 km en periodos de cada 10 minutos. Por último, se interpola la velocidad del viento a la altura de los aerogeneradores.

3.4.1 Condiciones iniciales y de contorno

Se establecieron las condiciones iniciales del modelo con la asignación de la geomalla, el cual tiene como propósito definir los dominios de las simulaciones e interpolar varios conjuntos de datos terrestres a cuadrículas pequeñas del modelo. De acuerdo con bibliografía consultada se optó para la configuración de la geomalla los dominios de



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



trabajó con una regla de 1 a 3. Se establecieron tres dominios anidados: el primer dominio (d01) constó con una resolución de 9 km, el segundo dominio (d02) fue de 3 km y por último se estableció un dominio (d03) de 1 km, todos los dominios cuentan con 30 niveles verticales. Los tres dominios se encuentran en un punto de coordenadas de $16^{\circ} 33' 44''$ latitud y $94^{\circ} 50' 16''$ longitud. En la Figura 14 se observa un mapa representativo de la geomalla con los tres dominios anidados que se establecieron para un parque eólico.

WPS Domain Configuration

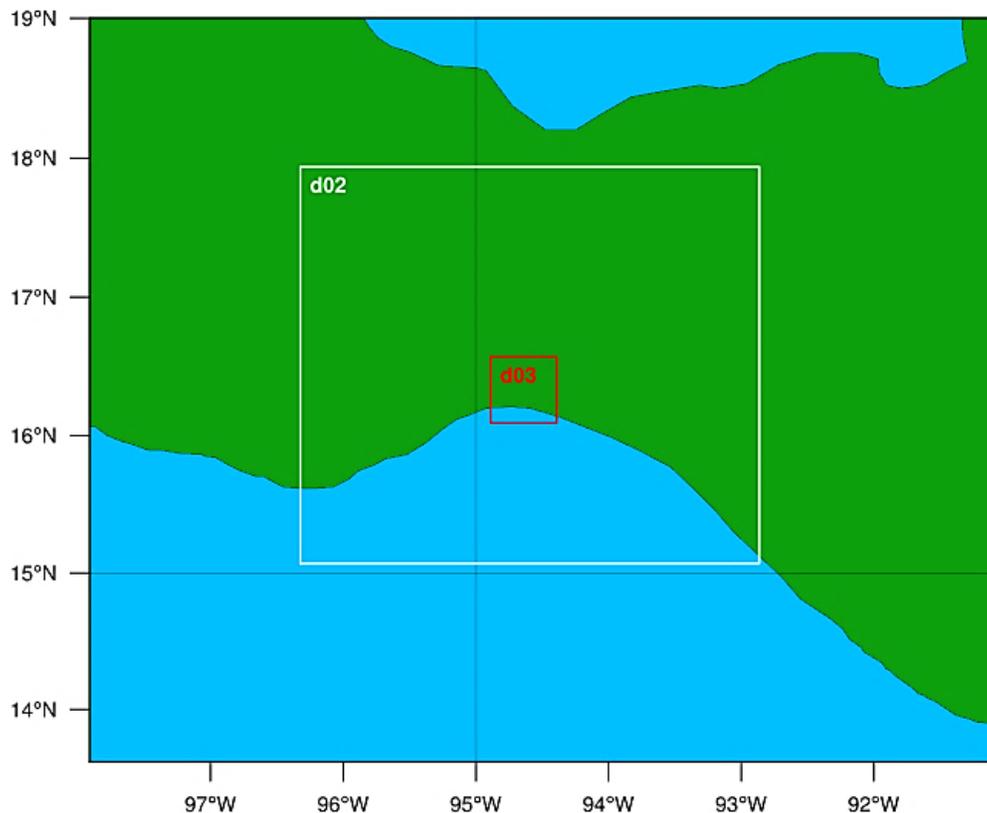


Figura 14. Configuración de dominios anidados

Fuente: WRF



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



Posteriormente de establecer la geomalla se configuró el modelo en tres pasos:

- Ungrib
- Geogrid
- Metgrid

En las siguientes líneas se describe a continuación en que constan los pasos que se requirieron para el desarrollo de la configuración del modelo.

El programa ungrib contiene variables meteorológicas en campos de tiempo real y son el resultado de un modelo global, en este caso en particular se utilizó el modelo Global Forecast System desarrollado por la National Centers for Environmental Prediction (NCEP), en Estados Unidos de América. Este modelo corre cuatro veces al día y produce un pronóstico de velocidad del viento de máximo 16 días. De manera paralela el programa geogrid trabaja con la orografía del área estudio y sus características específicas del terreno. Posteriormente el programa metgrid se encargó de unir el ungrid y geogrid en la geomalla.

3.4.2 Programa real

Una vez establecidas las condiciones de inicio y contorno se trabajó con la configuración del programa, que constó en ejecutar el modelo con las fechas de inicio y salida. En la Figura 15 se muestra la configuración de las fechas, donde se contempla el día que inicio la simulación y posteriormente el día siguiente, que es que finaliza. En la misma figura se puede observar que se repiten tres veces la fecha debido a que se tiene que ingresar por cada nodo.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



```
share
wrf_core = 'ARW',
max_dom = 3,
start_date = '2017-08-06_00:00:00', '2017-08-06_00:00:00', '2017-08-06_00:00:00',
end_date   = '2017-08-07_00:00:00', '2017-08-07_00:00:00', '2017-08-07_00:00:00',
interval_seconds = 21600,
io_form_geogrid = 2,

geogrid
parent_id      = 1, 1, 2,
parent_grid_ratio = 1, 3, 3,
i_parent_start = 1, 18, 47,
j_parent_start = 1, 17, 35,
e_we           = 74, 112, 49,
e_sn           = 61, 97, 49,
```

Figura 15. Procesamiento del modelo WRF

Fuente: WRF

La configuración del programa real consistió en programar el pronóstico del modelo a un horizonte de un día o 24 horas en adelante y a una salida de datos cada 10 minutos, obteniendo así 144 salidas y un día en adelante, así obteniendo en total 145 salida en un área de 1 km. En la Figura 16 se muestra que el periodo de salida del modelo para d01 y d02 fue cada 60 minuto, sin embargo, para el dominio d03 si se consideró la salida en periodos u horizontes de cada 10 minutos. Esta opción no afecto en absoluto el resultado, debido a que el último dominio es área que intereso para el desarrollo del presente trabajo.

```

&time_control
run_days           = 0,
run_hours          = 24, → Horas
run_minutes        = 0,
run_seconds        = 0,
start_year         = 2017, 2017, 2017,
start_month        = 08, 08, 08,
start_day          = 06, 06, 06,
start_hour         = 00, 00, 00,
start_minute       = 00, 00, 00,
start_second       = 00, 00, 00,
end_year           = 2017, 2017, 2017,
end_month          = 08, 08, 08,
end_day            = 07, 07, 07,
end_hour           = 00, 00, 00,
end_minute         = 00, 00, 00,
end_second         = 00, 00, 00,
interval_seconds   = 21600
input_from_file    = .true...true...true.,
history_interval   = 60, 60, 10, → Tiempo de
frames_per_outfile = 1000, 1000, 1000, salida
  
```

Figura 16. Configuración del programa real

Fuente: WRF

Paralelamente al establecimiento del horizonte se escogieron las opciones físicas a considerar en el modelo para su ejecución.

3.4.2.1 Opciones físicas.

En la bibliografía consultada se cuenta con el registro de opciones o parametrizaciones físicas con su respectivo esquema, estas son seleccionadas dependiendo el objetivo que se desee cumplir. En este caso se configuraron las opciones físicas descritas en la

Tabla 6 y se muestran cuáles fueron las parametrizaciones con sus respectivos esquemas utilizadas para el desarrollo del presente trabajo.

Tabla 6. Configuración del modelo WRF

Parametrización	Esquemas
Cúmulus (<i>Cu</i>)	Kain-Fritsch
Radiación de onda corta (<i>ra_sw</i>)	Dudhia
Capa límite planetaria (<i>bl_pbl</i>)	YSU
Capa superficial (<i>sf_sfclay</i>)	MM5 Monin-Obukhov
Superficie terrestre (<i>sf_surface</i>)	Difusión termal (<i>MM5</i>)
Arrastre en superficie (<i>sf_urban_physics</i>)	UCM3

Los modelos numéricos de predicción del tiempo tienden a requerir mayor demanda y tiempo computacional para poder realizar una predicción de la velocidad del viento. Por lo que el presente trabajo tardó 3 días aproximadamente para cada simulación, así obteniendo un total de 28 simulaciones ejecutadas.

3.5. POTENCIA INTERPOLADA

Se realizó la interpolación de los datos de potencia con base a la curva del fabricante para obtener la ecuación que nos permitió calcular la potencia con los datos estimados de la velocidad del tiempo. En la Figura 16 se muestra la ecuación que se formuló y se ocupó a continuación para el desarrollo del presente trabajo.

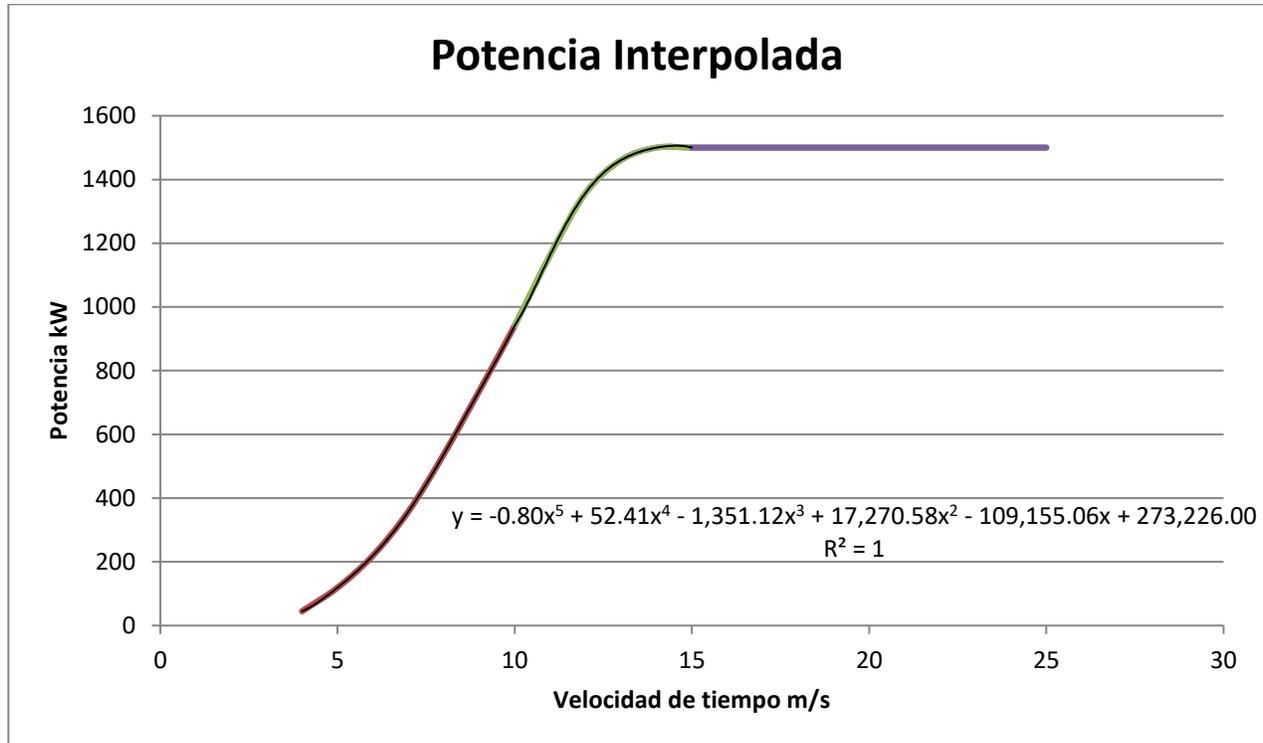


Figura 17. Potencia interpolada

La ecuación expuesta en la figura 17 se ocupó para el cálculo de la potencia de los datos obtenidos de modelo WRF. Una vez alcanzado esta etapa se procedió a calcular los errores en los ajustes de las series de datos creadas por el modelo.

3.6 CÁLCULOS DE ERRORES EN LOS AJUSTES DE LAS SERIES

Para este trabajo se utilizaron herramientas estadísticas que ayudaron a encontrar el mejor ajuste de los diferentes modelos aplicados a una serie de tiempo, con la finalidad de elegir el mejor modelo matemático que pueda predecir el comportamiento futuro de una serie. Las herramientas estadísticas con las que se trabajó fueron: el error porcentual, la desviación absoluta media y la desviación cuadrática media. Se utilizaron para comparar los ajustes de diferentes métodos de pronóstico y suavización.

El error porcentual absoluto medio expresa la exactitud como un porcentaje del error, la ecuación es:

$$\text{Erro porcentual absoluto medio} = \frac{\sum_{t=1}^n |(y_t - \hat{y}_t)/y_t|}{n} \cdot 100, (y_t \neq 0) \quad (4)$$

La desviación absoluta media expresa exactitud en las mismas unidades que los datos, lo cual ayuda a conceptualizar la cantidad de error. Los valores atípicos tienen menos efecto en la desviación absoluta media que en desviación cuadrática media. La ecuación es:

$$\text{Desviación absoluta media} = \frac{\sum_{t=1}^n |y_t - \hat{y}_t|}{n} \quad (5)$$

Desviación cuadrática media es utilizada comúnmente de la exactitud de los valores ajustados de las series de tiempo. Los valores atípicos tienen mayor efecto en MSD que en la desviación absoluta media. La ecuación es:

$$\text{Desviación cuadrática media} = \frac{\sum_{t=1}^n |y_t - \hat{y}_t|^2}{n} \quad (6)$$



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



Donde:

y_t : es igual al valor real

\hat{y}_t : es igual al valor del pronóstico

n : es igual al número de periodos pronosticados.

CAPÍTULO 4. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos durante el desarrollo de la integración del modelo. Por acuerdo de confidencialidad no se puede mostrar los datos que se ocuparon para la validación del modelo, sin embargo, se encuentra presente la selección y configuración para la integración del modelo.

4.1 OBTENCIÓN DE VELOCIDADES DE VIENTO ESTIMADAS.

Después de haber ejecutado las simulaciones en el modelo WRF se generó un archivo net CDF, también conocido como formato .nc, que significa que es un formulario de datos comunes en red. Este es un formato dedicado a almacenar datos científicos multidimensionales, como la temperatura, humedad, presión, velocidad del viento y dirección. En particular para este trabajo el archivo .nc fue leído por la plataforma del programa del MATLAB (Véase en el apéndice 2) debido a su compatibilidad para extraer los datos de velocidad del viento a una altura de 60 m en un periodo de cada 10 minutos.

4.2 PRONÓSTICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DEL RECURSO EÓLICO

Los datos obtenidos por medio del modelo WRF permitió conocer la velocidad de tiempo en un horizonte de 24 horas. Posteriormente se procedió a sustituir los datos en la ecuación interpolada basada en la potencia del fabricante, explicada en el capítulo 3. Mediante el programa Origin se realizó el cálculo de la potencia estimada para la generación eléctrica y se graficó los datos comparados.

A continuación, se presentarán figuras que permiten observar el comportamiento de los valores estimados que se obtuvieron mediante el modelo WRF, en comparación de los datos reales. En conjunto con las figuras se dará una breve descripción de las observaciones específicas de cada caso. Cada una de las figuras corresponde de acuerdo con la estación del año a la cual pertenece.

- Primavera (01 al 07 de mayo)

La estación de primavera se contempla del 21 de marzo hasta el 20 de junio, a continuación, se presentan 7 figuras con su respectiva metodología que se siguió. La cual fue realizar el cálculo de la ecuación interpolada con los datos extraídos del modelo WRF, los días tienen variaciones en cuanto a su comportamiento.

La Figura 18 muestra una serie de datos con valores obtenidos del resultado del modelo WRF (línea color negra) y posteriormente una serie de datos reales (línea roja) correspondiente al día de 01-05-2017. En esta Figura se puede observar que hay datos estimados que son similares o cercanos a los reales, sin embargo, hay otros en donde se puede visualizar una distancia significativa entre ellas de más de 50 MW. En la Figura 18 se puede observar que se tienen datos registrados a partir de la 1:00 a.m. con una potencia de 25 MW, conforme se incrementa el tiempo de igual manera se puede apreciar un aumento en la potencia estimada, sin embargo, a partir de las 7:00 a.m. se puede identificar en la figura que la potencia disminuye de tal manera que los datos estimados y reales de la potencia se interceptan a las 8:00 a.m. y 9:00 a.m.

A partir de la 9:00 a.m. la potencia estimada vuelve a incrementar con una diferencia de 100 MW y posteriormente en las siguientes horas del día se mantiene este incremento de la potencia estimada.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

En la Figura 18 se puede observar que el modelo WRF reacciono a todas las condiciones iniciales y de frontera que se consideraron en la configuración del WPS, de igual manera las características implementadas para el nodo d03 fueron aceptables para el pronóstico de generación eléctrica en este día.

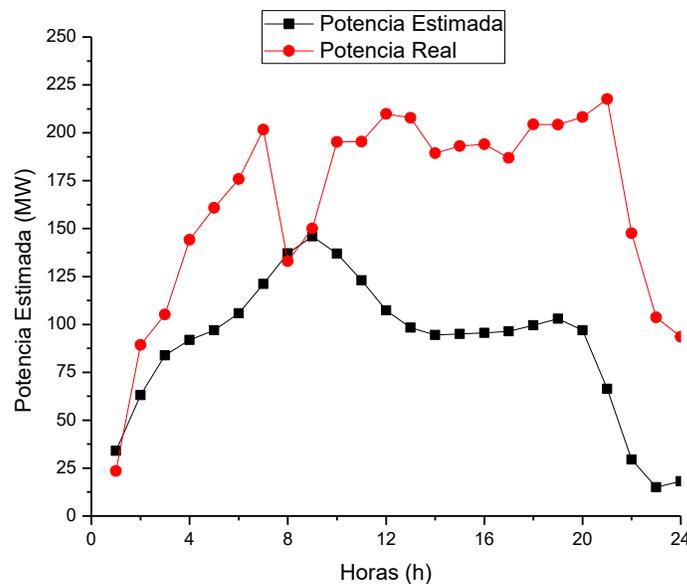


Figura 18. Generación de energía eólica (01-05-2017)

Fuente: Origin

La Figura 19 se pueden observar los datos estimados obtenidos de la fecha 02-05-17. En comparación con datos reales se puede apreciar que los datos tienen un comportamiento parecido en las series de tiempo, pero la potencia en algunos momentos se incrementa de manera que permite una diferencia mayor a 120 MW. En este caso en particular la serie de datos estimados es mayor a los datos reales y se debe a que el modelo no considera el tiempo en el mantenimiento de los aerogeneradores, o bien, su correcto funcionamiento. La Figura 19 permite observar



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

que la potencia estimada a las 3:00 a.m. se intercepta con los valores reales, posteriormente se incrementa de manera que se identifica diferencias en la potencia. De igual manera en la Figura 19 se puede observar que en un rango de horas entre 15:00 a 17:00 los valores de la potencia eléctrica estimada son similar a los valores reales, en cambio entre las 4:00 a 16:00 se observa una diferencia de hasta 80 MW, esto se debe a que sólo se calculó un punto de nuestras coordenadas y no se interpoló a todas las ubicaciones de los aerogeneradores.

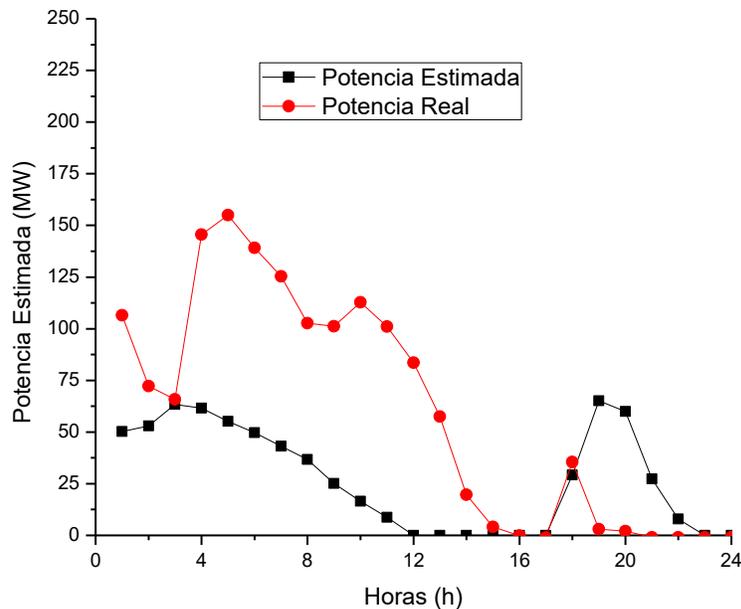


Figura 19. Generación de energía eólica (02-05-2017)

Fuente: Origin

En la Figura 20 se muestra dos series de tiempo con respecto a la potencia total del parque del día 03-05-17. En esta figura se dan a conocer los datos estimados en comparación de los reales, donde se observa que los datos estimados a partir de las



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



00:00 horas hasta las 11:00 cuentan con los mismos valores, esto se debe a que en esas horas del día no se alcanzan los 4 m/s para que el aerogenerador empiece a funcionar y posteriormente se incorpore a la red eléctrica. En la Figura 20 también se observa que a partir de las 12:00 a.m. a 16:00 p.m. hay un incremento en la potencia estimada y de igual manera en real. La potencia estimada se encuentra por arriba de la real, sin embargo, se interceptan en dos puntos que son a las 14: 00 p.m. y las 16:00 p.m.

En la Figura 20 se observa que de las 16:00 p.m. a 24:00 a.m. hay una diferencia notoria en la cual la potencia estimada es mayor que la real con una diferencia de hasta 50 MW.

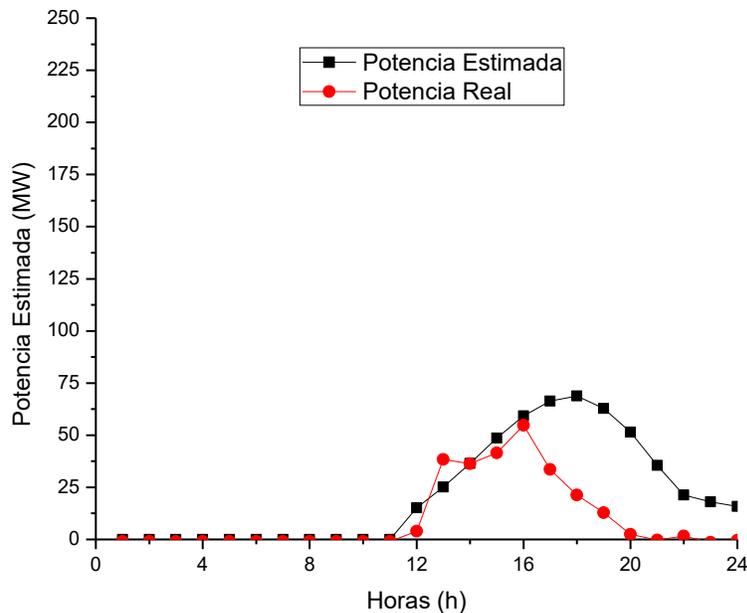


Figura 20. Generación de energía eólica (03-05-2017)

Fuente: Origin

En la Figura 21 se puede observar dos series de tiempos, la línea negra correspondiente a los datos estimados y la línea roja pertenece a los datos reales del día 04-05-2017. La figura muestra que los valores estimados tienen la misma tendencia que los reales. De igual manera se puede observar que hay un desfase aproximadamente de 13 MW en un rango de horas de la 1:00 a.m. a las 9:00 a.m. posteriormente en un tiempo de 10:00 a.m. a 18:00 p.m. la diferencia de la potencia estimada y real disminuye, permitiendo que algunos valores se intercepten.

A partir de las 18:00 p.m. a las 24:00 a.m. hay una diferencia de hasta 150 MW. Esto se debe a que las condiciones de la última geomalla debieron ser más pequeñas, sin embargo, una limitante del presente trabajo de tesis fue la demanda computacional para eficientizar el procesamiento y tiempo de las simulaciones.

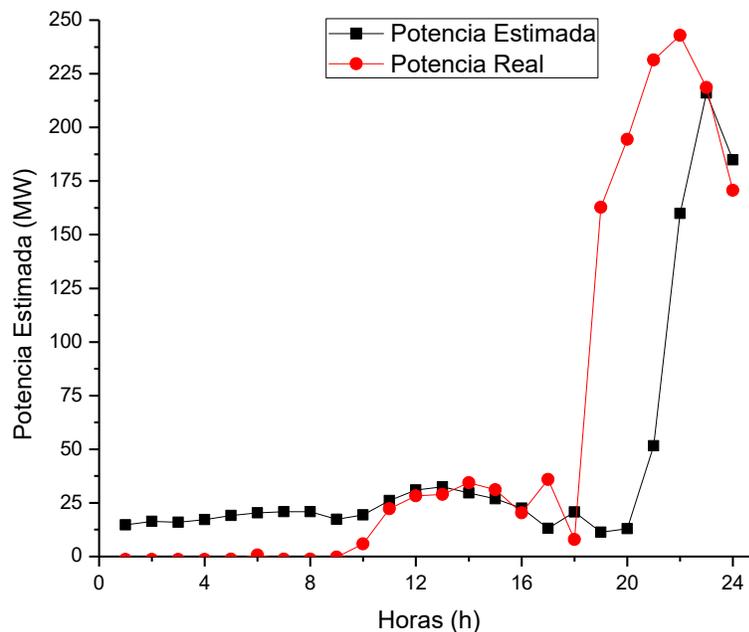


Figura 21. Generación de energía eólica (04-05-2017)

Fuente: Origin



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



En la Figura 22 se muestran dos series, que representa los datos estimados de la potencia eléctrica y la real pertenecientes al día 05-05-2017. En esta presente figura se muestra que los valores estimados se encuentran por arriba de los reales debido a que se encuentra calculando la potencia eléctrica en condiciones ideales, por lo que no considera si los aerogeneradores se encuentran es sus óptimas condiciones o si hubo mantenimiento, por lo que hay diferencias entre los datos estimados y los reales. En la Figura 22 se puede observar que en las primeras horas de la 1:00 a.m. a las 5:00 a.m. hay una diferencia mayor de hasta 200 MW y la menor de 25 MW. En la figura también se puede observar que a partir de las 5:00 a.m. a 20:00 p.m. hay una diferencia mayor de hasta 20 MW y una mínima de 5 MW, posterior de las 20:00 a 24:00 se incrementa la diferencia de hasta 120 MW, sin embargo, se puede identificar que en la Figura que 22 la potencia estimada tiene el mismo comportamiento a la real.

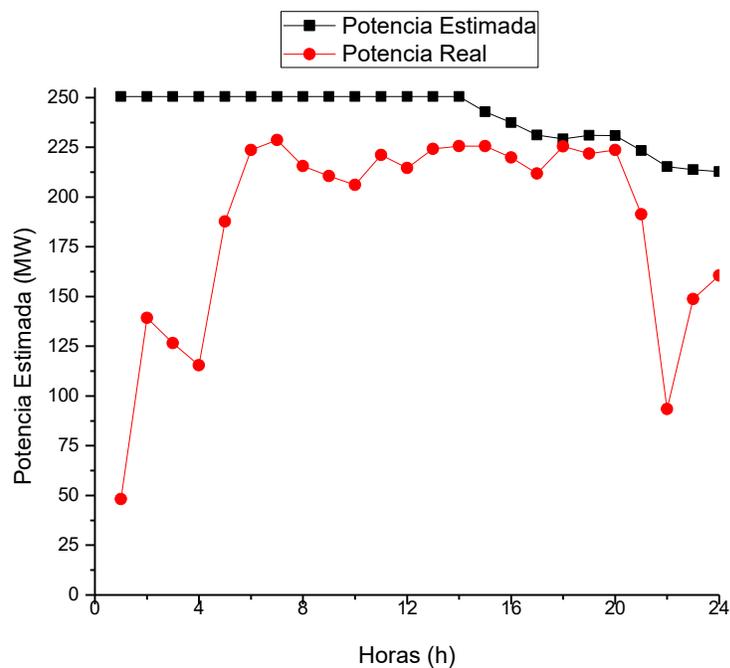


Figura 22. Generación de energía eólica (05-05-2017)

Fuente: Origin



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

En la Figura 23 se muestran dos series de tiempo pertenecientes al día 06-05-2017 de datos estimados y reales. En la Figura 23 se observa que la potencia estimada tiene el mismo el comportamiento que a la real. En las primeras horas de la 1:00 a.m. a las 3:00 a.m. se puede apreciar una diferencia de 50 MW y a partir de las 4:00 a.m. a las 24:00 p.m. hay una diferencia de hasta 70 MW. En la Figura 23 se muestra un desfase en la potencia estimada y real, es este caso en particular se puede identificar que los datos reales son mayores que los estimados debido a que la ubicación del punto centro que se tomó como base para el modelo WRF no alcanzo velocidades mayores. Sin embargo, se puede identificar que los valores estimados siguen el mismo comportamiento de los reales.

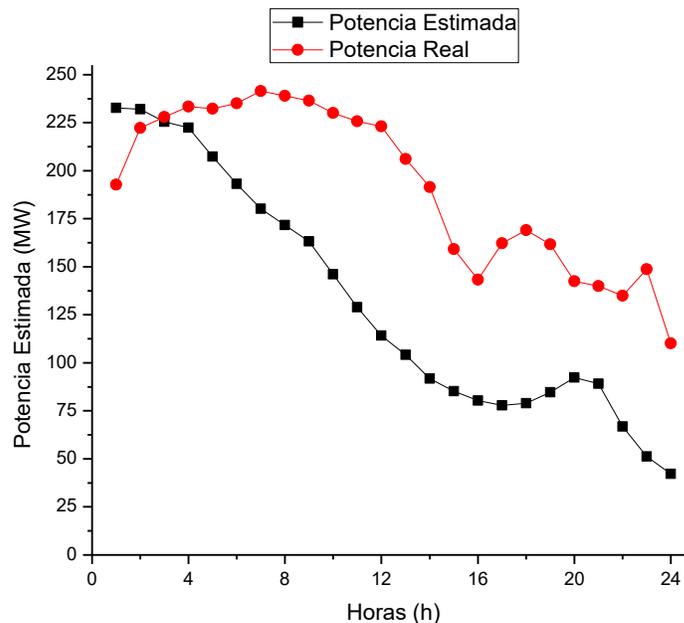


Figura 23. Generación de energía eólica (06-05-2017)

Fuente: Origin



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



En la Figura 24 se observan dos series de tiempo correspondientes al día 07-05-2017 entre una magnitud de 0 a 250 MW. La figura muestra que la potencia real se encuentra por encima de los estimados y esto se debe a que solo se consideró un punto en coordenadas para la ejecución del modelo, por lo que en ese solo punto del espacio no encontró velocidades más altas. Una de las mejoras para este modelo es interpolar más puntos del espacio dentro de la geomalla del nodo d03 para que se obtener un mejor resultado. En la Figura 24 se puede apreciar que la potencia estimada disminuye conforme a las aumentan. De la 1:00 a.m. a las 7:00 a.m. la diferencia de potencia es de hasta 50 MW y una mínima de 10 MW, después de las 8:00 a.m. a las 16:00 p.m. la potencia estimada solo alcanza 25 MW, mientras que la real se encuentra constante entre los 80 MW y 5 MW. Posteriormente de las 16:00 p.m. no se reportan valores de la potencia estimada, debido a que no se alcanzaron velocidades mayores a 4 m/s.

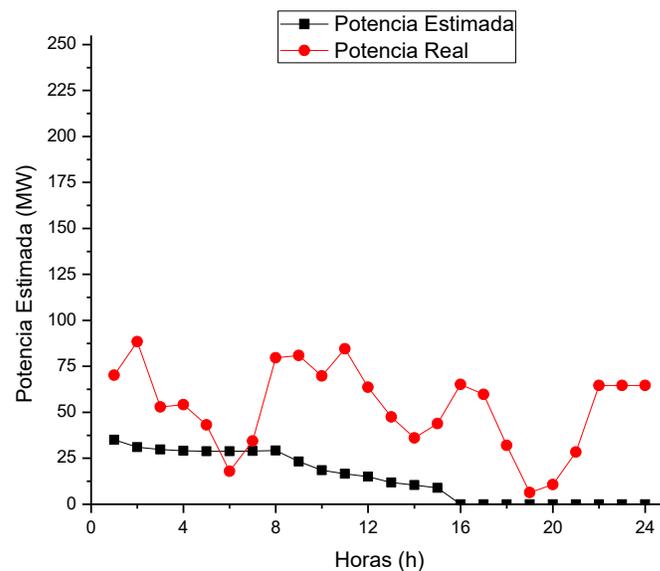


Figura 24. Generación de energía eólica (07-05-2017)

Fuente: Origin

- Verano (31 julio al 06 agosto)

La estación de verano es contemplada a partir del 21 de junio al 22 de septiembre, en la presente sección se darán a conocer los datos obtenidos de la potencia estimada y se podrá apreciar una comparación con la potencia real.

Los datos que corresponden a la estación de verano son variantes en los valores de las series de tiempo.

A continuación, se muestran 7 figuras de los días seleccionados.

La Figura 25 se muestran dos series de datos correspondiente al día de 31-07-2017 en un rango de potencia eléctrica de 0 a 250 MW. De acuerdo con la figura 25 se puede observar que los datos estimados en un periodo de las 1:00 a.m. a 10:00 a.m. horas se encuentra por encima de la real con una diferencia de la potencia estimada máxima de hasta 50 MW y una mínima de 5 MW. Después de las 10:00 a.m. a las 20:00 p.m. se tuvieron diferencias de 50 MW, en este periodo de tiempo la potencia real fue mayor a la estimada.

En la Figura 25 se puede apreciar que el comportamiento de la potencia estimada sigue la misma tendencia que la real y de igual manera se puede observar que los valores de la presente figura tienen valores menores a los 100 MW en la potencia real y en el caso de la estimada alcanza hasta 50 MW.

En la Figura 25 se muestra que hay puntos en los cuales los datos estimados se interceptan con los reales, como es el caso del punto de las 10:00 a.m. con una potencia de 45 MW y el punto de las 20:00 p.m. con una potencia de 13 MW.

Los datos estimados pueden mejorarse si en la configuración del mallado se reduce la dimensión, sin embargo, esta observación requiere cumplir con la necesidad de tener una mayor demanda computacional

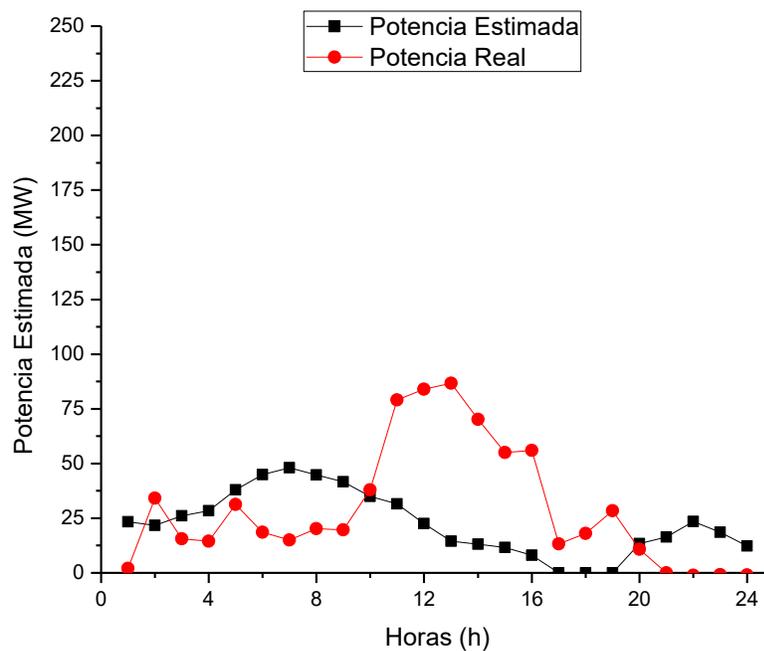


Figura 25. Generación de energía eólica (31-07-2017)

Fuente: Origin

En la Figura 26 se pueden observar dos series de tiempo una de color rojo que representa la potencia eléctrica estimada y una línea de color negra que muestra los valores estimados pertenecientes al día 01-08-2017. En esta figura se aprecia que los datos estimados tienen la misma tendencia a los reales, lo cual indica que el modelo WRF está reaccionando a todas las configuraciones y características físicas establecidas en el dominio.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



En la figura 26 se puede observar que las primeras horas de 1:00 a.m. a 4 a.m. la potencia estimada alcanza los 30 MW, posteriormente en un periodo de 4:00 a.m. a 8:00 a.m. la potencia estimada y real no registran ningún valor de potencia, esto se debe porque en ese momento no se registró una velocidad de viento mayor a 4 m/s.

A partir de las 8:00 a.m. a 11: a.m. se vislumbró un incremento de 13 MW en la potencia estimada y de la misma manera en la real.

En los puntos de 12:00 a.m. a 15:00 p.m. se permitió apreciar que la potencia real alcanzó un incremento de 50 MW y en el caso de la estimada registro de 13 MW. Después de las 15:00 p.m. a las 24:00 a.m. la potencia estimada y real no registro valores.

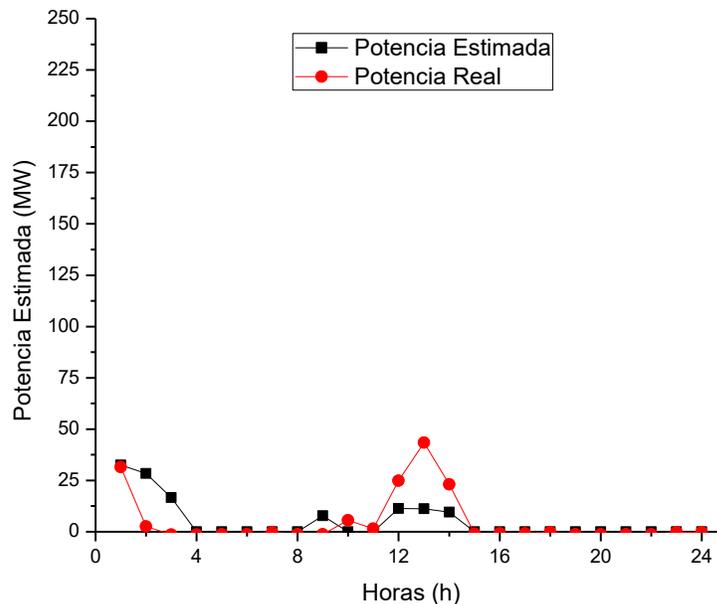


Figura 26. Generación de energía eólica (01-08-2017)

Fuente: Origin



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



La Figura 27 muestra una serie de datos correspondiente al día de 02-08-2017. En esta figura se puede observar que hay datos estimados lejanos a los reales y se debe a que solo se extrajo el valor de la velocidad de viento de un punto y para este caso en particular ese punto no fue representativo. En la Figura 27 se aprecia que en el periodo de la 1:00 a.m. a 10:00 a.m. la potencia estimada no registra ningún valor, sin embargo, la potencia real registra valores de hasta 11 MW.

A partir de las 10:00 a.m. a las 13:00 p.m. la potencia estimada incremento alcanzando un valor de 11 MW, sin embargo, en un periodo de 13:00 p.m. a 24 a.m. el valor estimado no registra datos y en el caso de la potencia real de las 14:00 p.m. a las 17:00 p.m. tiene valores de hasta 8 MW. En este caso en particular la figura cuenta con una magnitud de 24 MW debido a que no se registraron valores mayores.

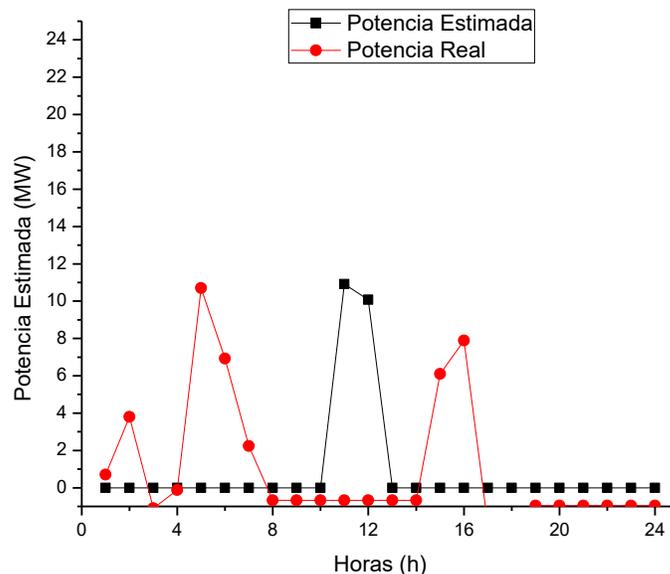


Figura 27. Generación de energía eólica (02-08-2017)

Fuente: Origin

La Figura 28 muestra una serie de datos perteneciente al día de 03-08-2017. La línea de color negra representa a la potencia eléctrica estimada y la línea roja es la potencia eléctrica real.

En la Figura 28 se puede observar que hay un rango de 1:00 a.m. a 8:00 a.m. que no registra valores de potencia estimada, ni real. Después de las 8:00 a.m. a 17:00 p.m. la potencia real es mayor a las estimada y se logra alcanzar hasta 45 MW. En la figura también se puede vislumbrar que en un periodo de 17:00 p.m. a 22:00 p.m. los datos de potencia estimada y real registran valores de 0.

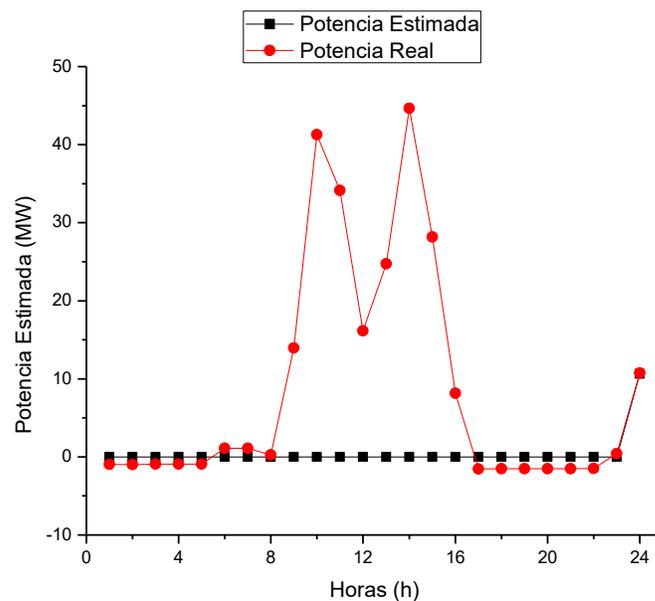


Figura 28. Generación de energía eólica (03-08-2017)

Fuente: Origin



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



En la Figura 29 se puede observar dos series de tiempos. La línea negra correspondiente a los datos estimados y la línea roja pertenece a los datos reales del día 04-08-2017. La figura 29 muestra que los valores estimados tienen la misma tendencia que los reales. De igual manera se muestra que hay un desfase de MW y esto se debe a que las condiciones de la última geomalla debieron ser más pequeñas, sin embargo, una limitante del presente trabajo de tesis fue la demanda computacional para eficientizar el tiempo de las simulaciones. En la Figura 29 se aprecia que las primeras dos horas de 1:00 a.m. a 4:00 a.m. la potencia estimada tiene una diferencia de 5 MW. Posteriormente en un periodo de las 4:00 a.m. a las 9:00 a.m. hubo una diferencia de hasta 75 MW y la potencia estimada estuvo por arriba que la real.

A partir de las 9:00 a.m. a las 16:00 p.m. se identificó una diferencia de potencia de 50 MW. En la Figura 29 se muestra que hay 5 puntos de intercepción de la potencia estimada y la real

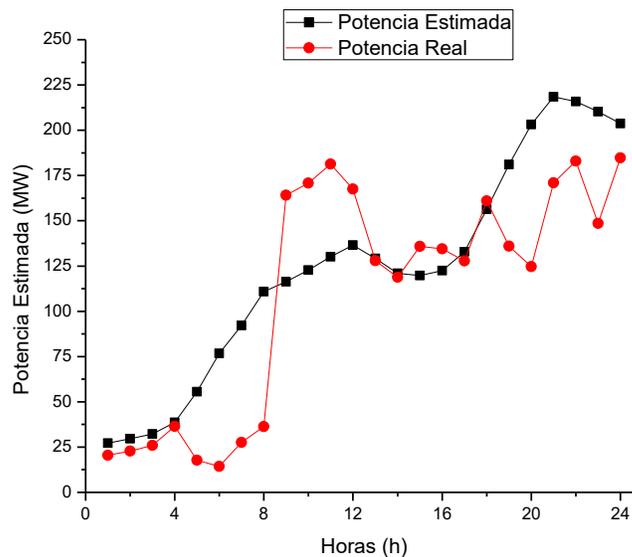


Figura 29. Generación de energía eólica (04-08-2017)

Fuente: Origin



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



En la Figura 30 se muestran dos series de tiempo pertenecientes al día 05-08-2017. En la presente figura se puede apreciar que la potencia estimada sigue el mismo comportamiento que la real, en el periodo de 1:00 a.m. a las 9:00 a.m. se aprecia que hay diferencias máximas de hasta 75 MW y mínimas de 25 MW.

En la Figura 30 se observa que en el periodo de 9:00 a.m. a 24 a.m. tienen mayor de diferencia entre la potencia estimada y la real alcanzando de hasta 60 MW. Los datos reales son mayores que los estimados debido a que la ubicación del punto que se estableció como el centro establecido como base para el modelo WRF no alcanzó velocidades mayores. Sin embargo, se puede identificar que los valores estimados siguen el mismo comportamiento de los reales.

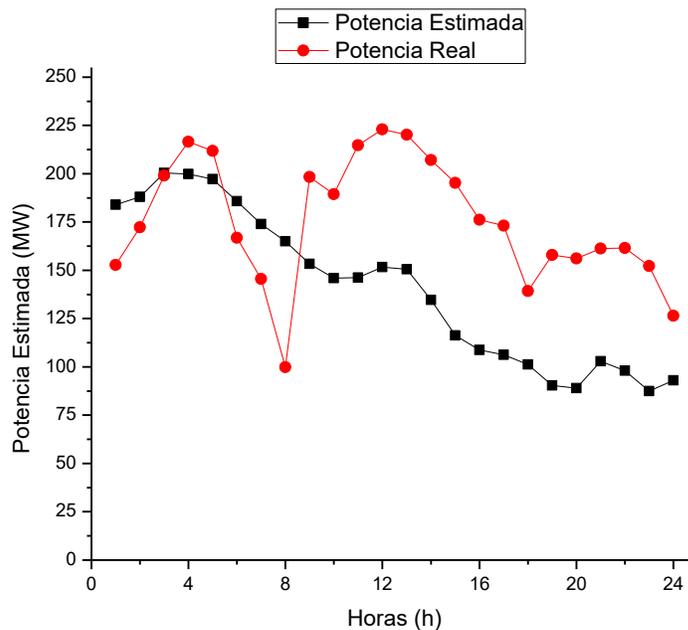


Figura 30. Generación de energía eólica (05-08-2017)

Fuente: Origin



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



En la Figura 31 se puede observar dos series de tiempo de los resultados del modelo WRF correspondiente al día 06-08-2017. La Figura 31 muestra que durante el periodo de las 1:00 a.m. a las 24:00 a.m. la potencia estimada se encuentra por debajo de la real, también se aprecia que en la figura se encuentran ubicados 3 puntos de intersección en diferentes horas del día.

La Figura 31 muestra que los valores estimados tienen el mismo comportamiento que los reales y esto se debe a que las condiciones de la última geomalla debieron ser más pequeñas para una mejor exactitud, sin embargo, una limitante del presente trabajo de tesis fue la demanda computacional para un equipo más robusto.

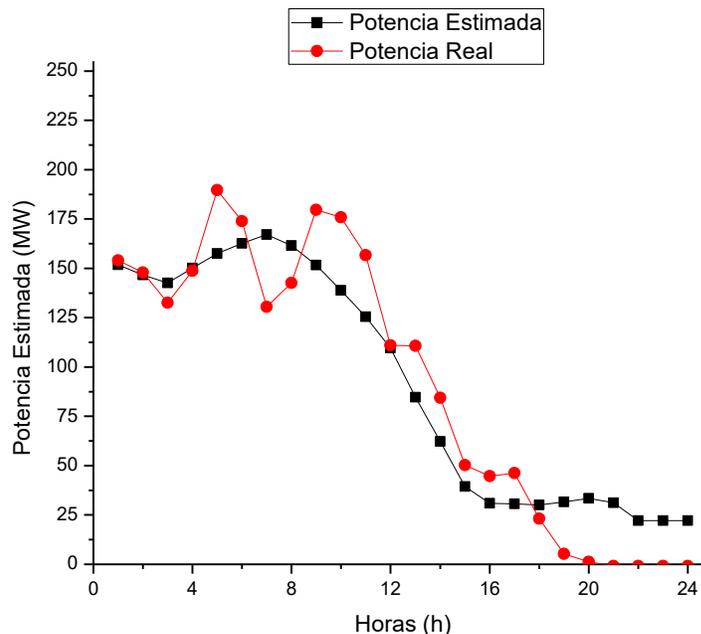


Figura 31. Generación de energía eólica (06-08-2017)

Fuente: Origin



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



- Otoño (07 al 13 de noviembre)

La estación de otoño corresponde del 22 de septiembre al 21 de diciembre. En esta sección se presentarán 7 figuras que contienen datos de la potencia estimada obtenida con base a los datos del modelo WRF. En esta sección se podrá observar que la potencia estimada en la mayoría de sus casos es mayor a la real.

A continuación, se muestran las figuras correspondientes a la estación de otoño.

En la Figura 32 se observan dos series de tiempo correspondientes al día 07-11-2016 entre una magnitud de 0 a 250 MW. La presente figura muestra que la potencia real se encuentra por encima de los datos estimados y esto se debe a que se tiene que reducir el tamaño de la malla para tener una mejor exactitud. En algunos casos disminuir el tamaño de la malla permite que el modelo identifique eventos y características físicas del área de estudio.

En la Figura 32 se puede apreciar que las primeras horas de la 1:00 a.m. a las 4:00 a.m. tiene una diferencia de 65 MW y en el punto de las 5:00 a.m. se interceptan la potencia estimada y la real.

En un periodo de 8:00 a.m. a 16 p.m. hay una diferencia máxima de 50 MW y una mínima de 10 MW. En la figura se observa que en el periodo de 16:00 p.m. a 18:00 p.m. la diferencia entre la potencia estimada y la real es de 13 MW. También se muestra que a partir de las 18:00 p.m. a las 24:00 p.m. la potencia estimada disminuye y se incrementa la diferencia de la estimada y la real.

En la Figura 32 se aprecia que la potencia estimada alcanza un valor máximo de 75 MW y una mínima de 115 MW. La Figura 32 permite identificar que hay dos puntos de intercepción en una hora de 5:00 a.m. y la otra de 8:00 a.m.

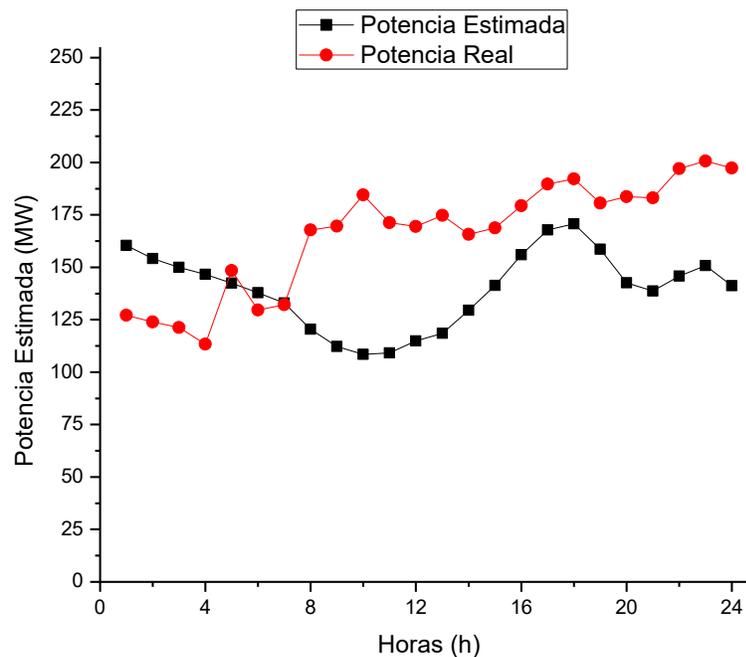


Figura 32. Generación de energía eólica (07-11-2016)

Fuente: Origin

En la Figura 33 se muestran dos series correspondientes a los datos estimados de la potencia eléctrica y a la real pertenecientes al día 08-11-2016. En esta figura se puede apreciar que en un rango de 1:00 a.m. a las 23:00 p.m. la potencia estimada tiene un valor de cero, sin embargo, se registra una potencia de 150 MW en el punto de las 24:00 a.m.

En la Figura 33 se puede identificar que los valores reales se encuentran por encima de los estimados y esto se debe a que en este caso se debió de utilizar una malla más



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



pequeña a la seleccionada y de esta manera poder aplicar e identificar la configuración seleccionada. También en la Figura 33 se puede observar que los valores reales alcanzan una potencia de 200 MW.

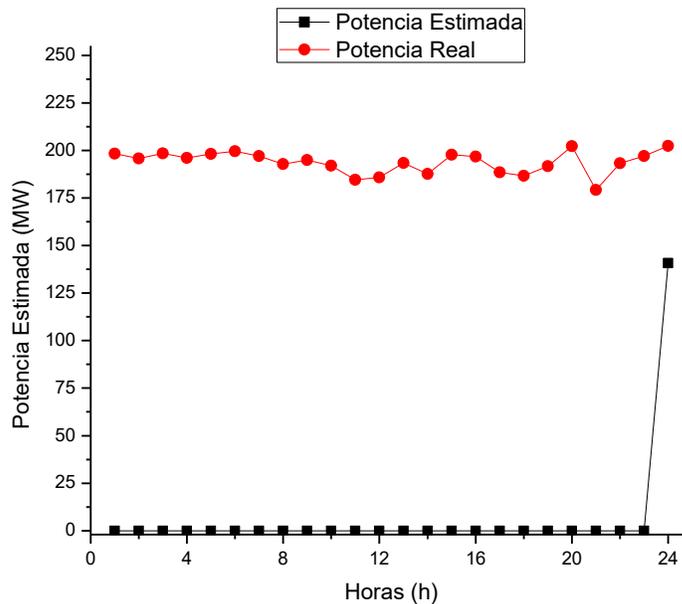


Figura 33 Generación de energía eólica (08-11-2016)

Fuente Origin

La Figura 34 Corresponde a dos series de tiempo del día de 09-11-2016. En la figura también se puede apreciar que los datos estimados tienen el mismo comportamiento que los valores reales. En la Figura 34 se observa que en un periodo de 1:00 a.m. a 13:00 p.m. los valores reales se encontraron por encima a los estimados.

En el punto de las 14:00 p.m. se interceptan la potencia estimada y la real. Cabe mencionar que a partir de las 15:00 p.m. a las 24:00 a.m. la potencia estimada se encuentra con valores que rebasan los reales e inclusive a partir de 20 :00 p.m. alcanzan un valor de 250 MW.

En la presente figura se aprecia que hay datos registrados de la potencia estimada mínimos de 150 MW y máximos de 250 MW. De igual manera en la Figura 34 se observa que la diferencia mínima es de 5 MW y una máxima de 100 MW.

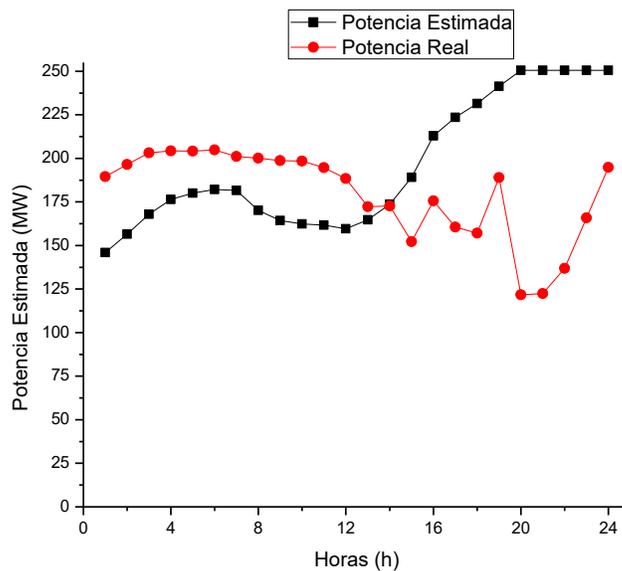


Figura 34. Generación de energía eólica (09-11-2016)

Fuente: Origen

En la Figura 35 se muestran dos series de tiempo, la línea color negro representa los datos estimados y la línea roja a la potencia eléctrica real pertenecientes al día 10-11-2016. En la presente figura se puede apreciar que los datos estimados son de 250 MW mientras que los valores reales solo alcanzan una potencia de 200 MW. Los datos reales alcanzan valores mínimos de hasta 150 MW.

La Figura 35 muestra que los valores estimados se encuentran por arriba de los reales debido a que se encuentra calculando la potencia eléctrica en un solo punto y en este se alcanzó condiciones ideales en la generación del parque, además de que el modelo no considera si los aerogeneradores se encuentran es sus óptimas condiciones o si

hay hubo mantenimiento por lo que hay unas diferencias apreciables entre los datos estimados y los reales.

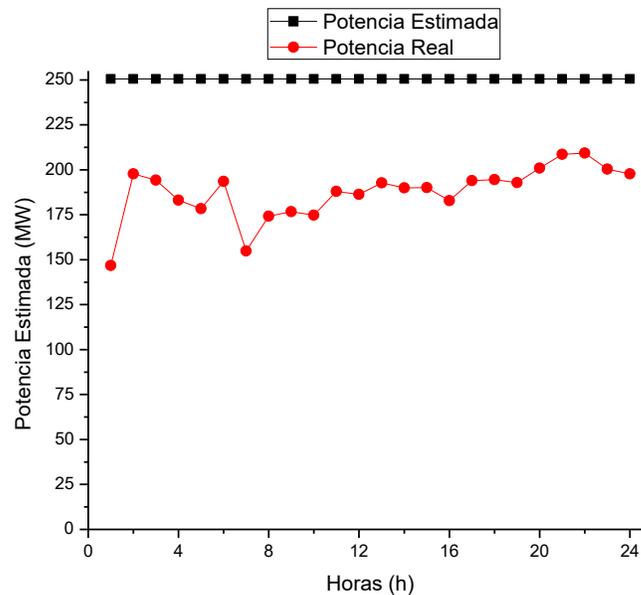


Figura 35. Generación de energía eólica (10-11-2016)

Fuente: Origin

En la Figura 36 se muestran dos series tiempo pertenecientes del día 11-11-2016. En esta presente figura se muestra que los valores estimados se encuentran por arriba de los reales y se debe a que solo se calculó la potencia eléctrica en un solo punto, además de que el modelo no considero si los aerogeneradores se encuentran es sus óptimas condiciones o si hubo mantenimiento en ese día.

La Figura 36 permitió observar que en un periodo de 1:00 a.m. a las 4:00 a.m. la potencia estimada se mantuvo constante con un valor de 250 MW, mientras que los valores de los datos reales alcanzaron una potencia de 200 MW. También en la figura se puede observar que en un periodo de 5:00 a.m. a las 18:00 p.m. la potencia estimada como tanto la real se encuentran constantes entre los 200 y 225 MW.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



A partir de las 19:00 p.m. a las 24 p.m. hay un incremento en la potencia estimada y alcanza los 230 MW, mientras que la real permanece constante con 200 MW.

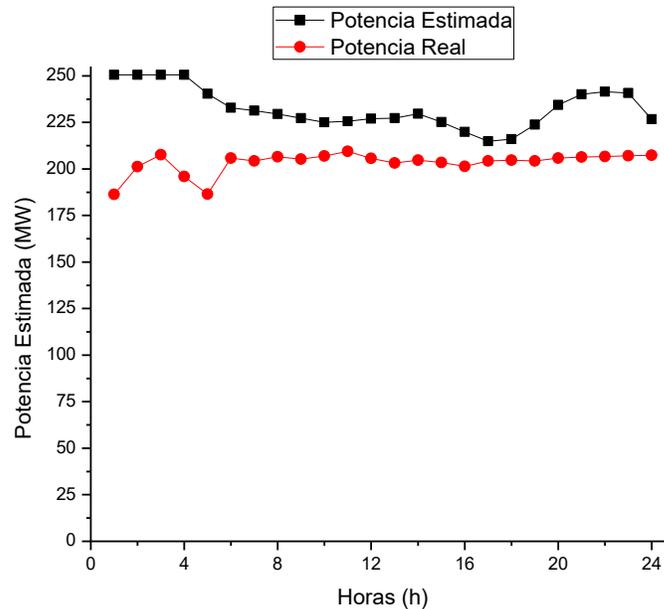


Figura 36. Generación de energía eólica (11-11-2016)

Fuente: Origin

En la Figura 37 se muestran dos series, la línea color negro representa los datos estimados y la línea roja a la potencia eléctrica real pertenecientes al día 11-11-2016. La Figura 37 muestra que en un periodo de 1:00 a.m. a las 8.00 a.m. la potencia estimada tiene valores de 225 a 250 MW, mientras que la real registra valores constantes de 200 MW. También se puede apreciar que en el periodo de 9:00 a.m. a 24 a.m. la potencia estimada incrementa y registra valores de 250 MW. Por otro lado, la potencia real a partir de las 9:00 a.m. disminuye con 130 MW, sin embargo, vuelve a incrementar y permanece con datos constante de 130 a 174 MW.

En esta presente figura se muestra que los valores estimados se encuentran por arriba de los reales debido a que se encuentra calculando la potencia eléctrica en un solo

punto y en este se alcanzó condiciones ideales en la generación del parque, además de que el modelo no considera si los aerogeneradores se encuentran en sus óptimas condiciones o si hay hubo mantenimiento por lo que hay unas diferencias apreciables entre los datos estimados y los reales.

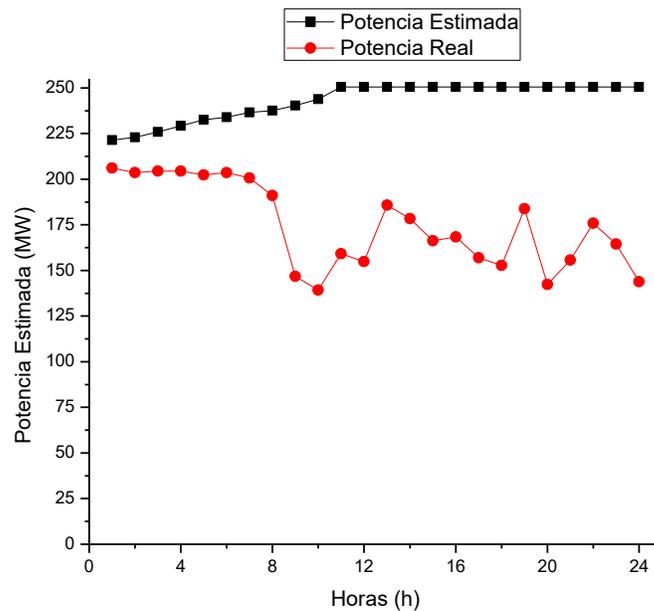


Figura 37. Generación de energía eólica (12-11-2017)

Fuente: Origin

En la Figura 38 se muestran dos series tiempo con respecto a la generación eléctrica en MW, pertenecientes del día 13-11-2016. La presente figura permite vislumbrar que los datos estimados a cualquier hora del día registran valores de 250 MW, sin embargo, los valores reales alcanzaron valores máximos de 175 MW y mínimos de 100 MW. La diferencia entre los valores estimados alcanza valores de hasta 75 MW.

En esta figura se muestra que los valores estimados se encuentran por arriba de los reales y se puede deber a diferentes acciones, una de ellas es que solo se calculó la potencia eléctrica en un solo punto, otro se debe a que el modelo no considera si los



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

aerogeneradores se encuentran es sus óptimas condiciones o si hay hubo mantenimiento en ese día.

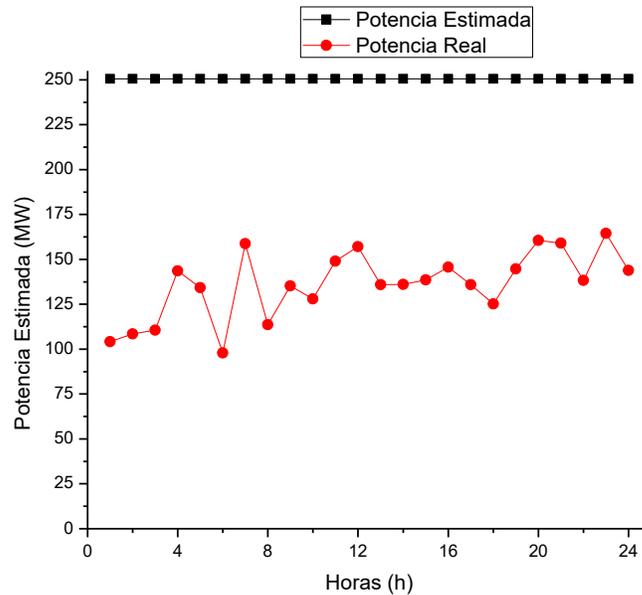


Figura 38. Generación de energía eólica (13-11-2016)

Fuente: Origin

- Invierno

La estación de invierno comprende del 21 de diciembre al 20 de marzo, en la presente sección se presentarán 7 figuras que contienen datos de la potencia estimada obtenida con base a los datos del modelo WRF. En esta sección se podrá observar que la potencia estimada en la mayoría de sus casos es mayor a la real.

A continuación, se mostrarán las figuras con su respectiva descripción.



En la Figura 39 se puede observar dos series de tiempo correspondientes al día 30-01-2017. La línea negra muestra valores estimados de la potencia eléctrica obtenidos del modelo de WRF y la línea roja muestra los datos reales. La Figura 39 muestra que en un periodo de 1:00 a.m. a las 18:00 p.m. la potencia estimada tiene valores por arriba que el de los reales, además de tener un valor de 230 MW mientras que los valores reales tienen potencia mínima de 30 MW. También se puede apreciar que en un periodo de las 18:00 p.m. se interceptan la potencia estimada y la real.

A partir de las 19:00 p.m. a las 23:00 a.m. la potencia estimada disminuye, sin embargo, en el punto de las 24:00 a.m. incremento a 250 MW. En esta figura se aprecia que los valores estimados se encuentran por encima de los reales y esto es debido a que al modelo no se incluyeron datos especificativos del parque, en el mantenimiento de los aerogeneradores.

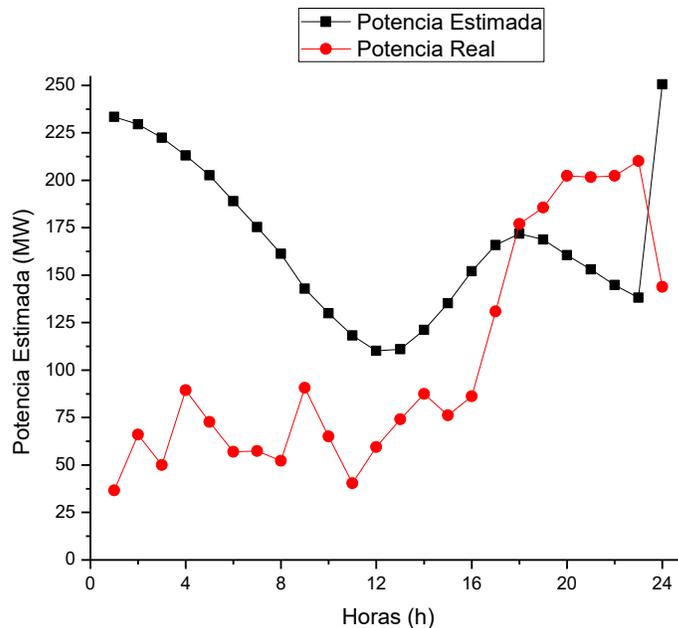


Figura 39. Generación de energía eólica (30-01-2017)

Fuente: Origin

En la Figura 40 se puede observar los datos pertenecientes a la fecha 31-01-2017. Los valores estimados de la potencia eléctrica se encuentran representados por la línea negra y los datos reales son la línea roja. La figura 40 muestra una diferencia máxima de hasta 150 MW y una mínima de hasta de 75 MW.

En la Figura 40 se muestra que los valores reales son superiores a los estimados esto es debido a que el modelo no se alimentó con información específica con las condiciones de los aerogeneradores, como su rendimiento, mantenimiento, si se encuentran en uso todos.

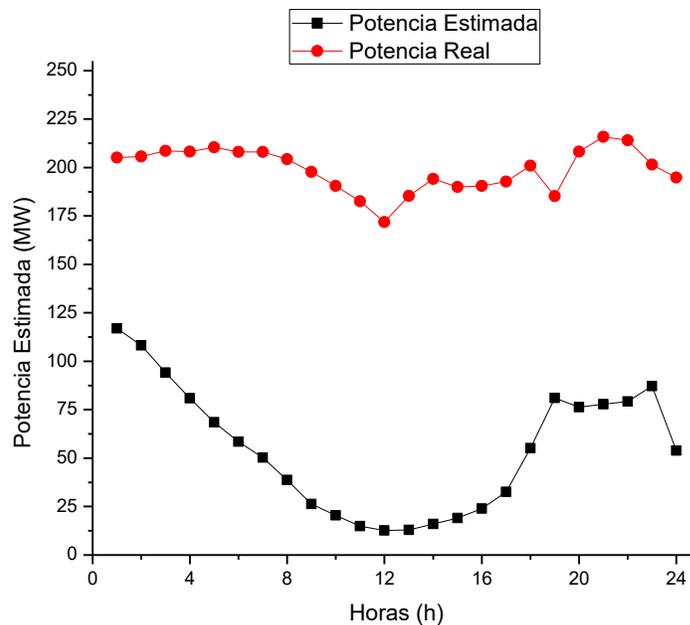


Figura 40. Generación de energía eólica (31-02-2017)

Fuente: Origen

En la Figura 41 se muestran los datos obtenidos de la fecha 01-02-2017. La línea negra muestra los valores estimados de la potencia eléctrica obtenidos del modelo de WRF, de igual manera la línea roja muestra los valores reales.

En la Figura 41 se puede apreciar que en las primeras horas de 1:00 a.m. a las 8:00 a.m. los valores reales son mayores a los estimados con una potencia de máxima de 215 MW y una mínima de 125 MW, mientras que la potencia estimada es de 75 MW. A partir de las 9:00 a.m. a las 24 a.m. la potencia estimada aumenta alcanzando un valor de 250 MW. La presente figura muestra que la potencia eléctrica estimada se encuentra en un rango que comprende de los 70 MW a los 250 MW.

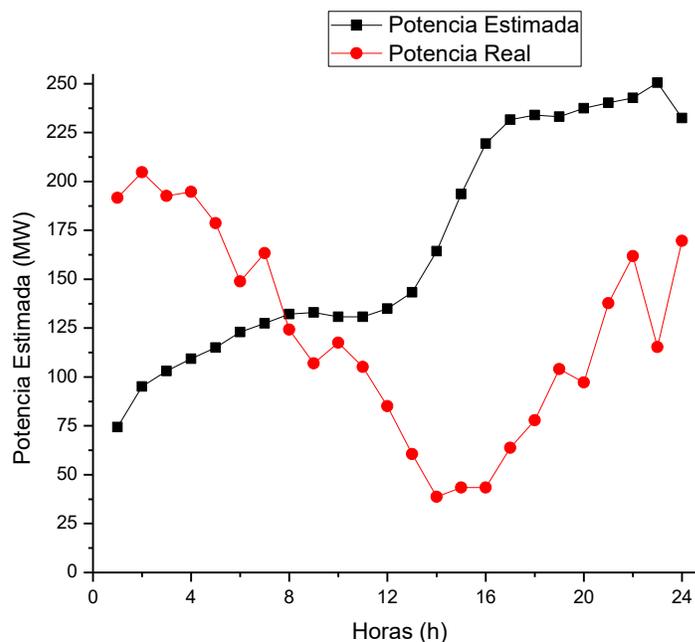


Figura 41. Generación de energía eólica (01-02-2017)

Fuente: Origin

En la Figura 42 se muestran dos series de tiempo, la línea negra muestra los valores estimados de la potencia eléctrica y la línea roja muestra los datos reales de la potencia eléctrica. Las dos series dan a conocer valores en un horizonte de 24 horas, correspondiente al día de 02-02-2017.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



En la Figura 42 se puede observar que los valores estimados tienen valores de hasta 250 MW. En las primeras horas de 1:00 a.m. a las 8:00 a.m. la potencia estimada se encuentra constante con 230 MW mientras que la potencia real tiene un valor mínimo de 150 MW. A partir de las 9:00 a.m. la potencia estimada y la real alcanzan valores de 230 MW con varios puntos de intersección.

La Figura 42 muestra que a partir de las 17:00 p.m. los valores estimados logran alcanzar los 250 MW. En particular esta figura muestra que los valores estimados de la potencia eléctrica obtenidos del modelo de WRF y los reales no cuentan con una misma tendencia en un rango de 1:00 a 7:00 horas, sin embargo, posteriormente sigue el mismo comportamiento.

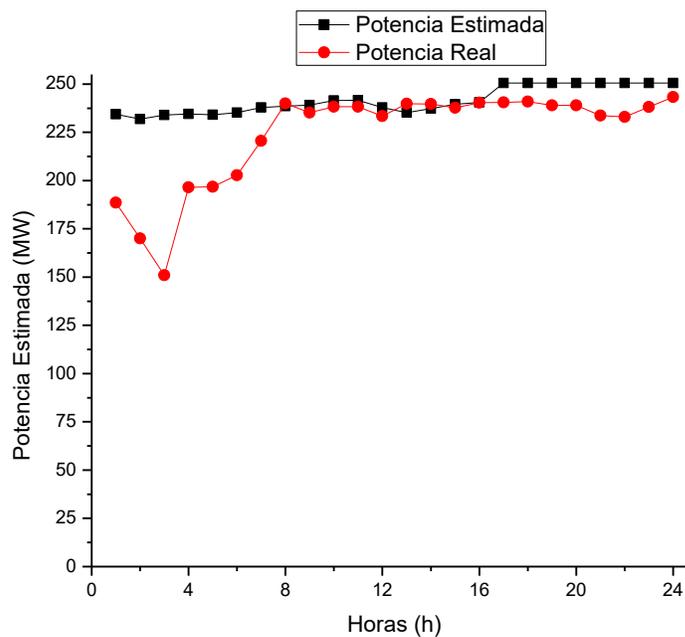


Figura 42. Generación de energía eólica (02-02-2017)

Fuente: Origin



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



En la Figura 43 se puede observar dos series de tiempo con respecto a la potencia eléctrica, correspondiente al día de 03-02-2017. La Figura 43 muestra que los valores de la potencia estimada se encuentran con 250 MW, en la figura también se puede observar que hay una diferencia de 10 MW.

La presente figura muestra que los valores estimados se encuentran por encima de los reales, esto es debido a que el modelo no contempla fallas o mantenimiento en los aerogeneradores por lo tanto no registra esas variables que causarían un mejor desempeño del modelo.

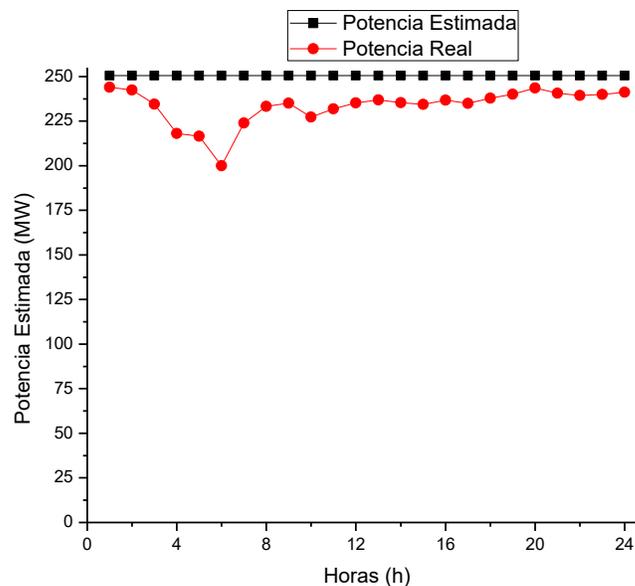


Figura 43. Generación de energía eólica (03-02-2017)

Fuente: Origin

En la Figura 44 se muestran series de tiempo con respecto a la potencia eléctrica en un horizonte de 24 horas, correspondiente al día de 04-02-2017. La línea roja muestra los valores reales, mientras que la línea de color negro vislumbra los valores reales.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



En la Figura 44 se puede observar que las primeras horas de la 1:00 a.m. a 10:00 a.m. los valores estimados alcanzan una potencia de 230 MW. En la figura también se puede apreciar que en un periodo de 11:00 a.m. a las 13:00 p.m. la potencia estimada disminuye y posteriormente a partir de las 14:00 p.m. los valores empiezan a aumentar alcanzando una potencia de 230 MW.

En la Figura 44 se muestra que los datos estimados siguen el mismo comportamiento que los reales con una máxima diferencia de 50 MW.

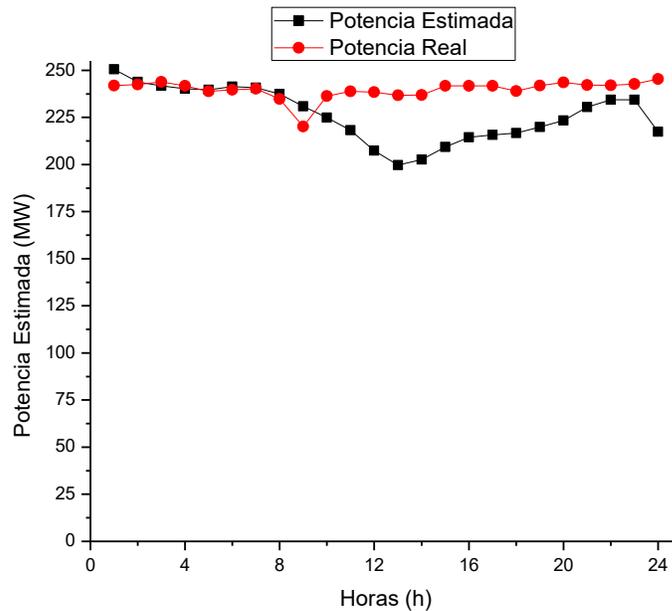


Figura 44. Generación de energía eólica (04-02-2017)

Fuente: Origin

En la Figura 45 se muestran series de tiempo con datos estimados y reales de la potencia eléctrica generada en un horizonte de 24 horas, correspondiente al día de 05-02-2017.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



En la Figura 45 se aprecia que los valores de la potencia estimada en un periodo de 1:00 a.m. a las 14:00 p.m. disminuye de 215 MW a 75 MW. A partir de las 15:00 p.m. a las 22:00 p.m. empieza incrementar y posteriormente en el punto de 23:00 p.m. a 24 a.m. alcanza una potencia de 230 MW.

En la presente figura se observa que los valores reales se encuentran por encima de los estimados y esto es debido a que solo se adquirieron valores de velocidad del viento en un punto de la geomalla.

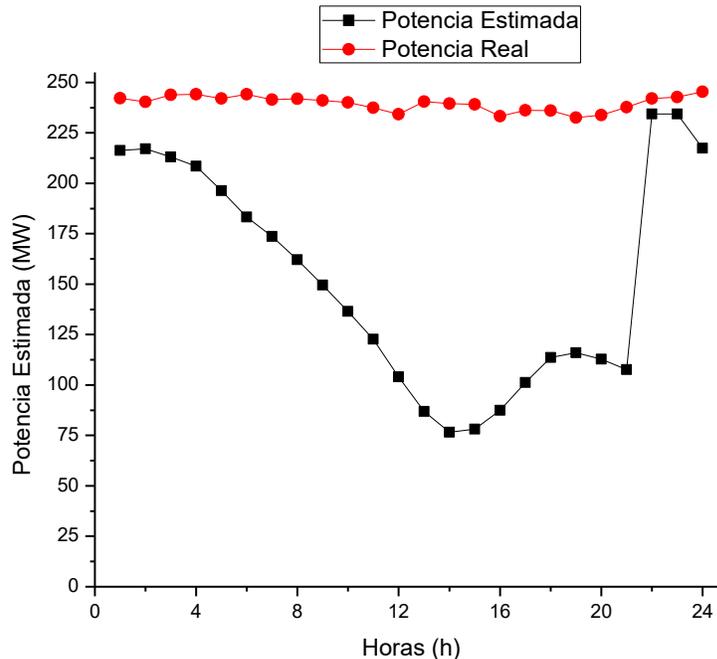


Figura 45. Generación de energía eólica (05-02-2017)

Fuente: Origin

Las figuras que se mostraron anteriormente son el resultado y comparación de las fechas seleccionadas que se desarrollaron en el modelo WRF, permitieron conocer el comportamiento que se obtuvo del valor estimado de la generación de energía eléctrica y se permitió realizar una comparación de los datos reales.

Cabe mencionar que hubo casos en los cuales las figuras mostraron que los datos estimados se encuentran por encima de los valores reales y esto se debe a que para el presente modelo se consideró la simulación del parque y no se interpoló por cada turbina. Por lo tanto, el modelo cuenta con limitaciones, sin embargo, los modelos físicos tienden a ser robustos cuando no se encuentran las condiciones de demanda computacional, además de que en la literatura revisada estos modelos tienen un margen de error de hasta el 25%.

En otros casos los valores reales fueron mayores que los datos estimados y esto se debió que solo se calculó un punto del espacio y con base a eso se referencio para la obtención de valores. Una particularidad del modelo desarrollado fue que este varía dependiendo de la selección de diferentes variables en su configuración, en este caso se seleccionó que se alimentaría de datos iniciales y de contorno de un modelo con menor resolución que es el GFS con una resolución de 27 km, posteriormente la selección de la geomalla fue otro factor que permitió el contenido de este modelo y por último, las condiciones físicas y esquemas de parametrización configuradas.

4.3 CÁLCULOS DE ERRORES EN LOS AJUSTES DE LAS SERIES

Se realizó el cálculo de errores en los ajustes de las series de tiempo con el fin de conocer el porcentaje de error en el pronóstico de la generación eléctrica que se tuvo de los datos estimados en comparación de los datos reales de cada fecha seleccionada previamente. En la Tabla 7 se muestra los valores de los cálculos de errores en los ajustes de las series.



Tabla 7. Errores en los ajustes de las series

Estación	Fecha	Error porcentual absoluto medio %	Desviación absoluta media MW	Desviación cuadrática media MW
Primavera	01/05/2017	0.46	75.37	7134.29
	02/05/2017	4.40	45.63	3418.43
	03/05/2017	10.16	13.18	454.40
	04/05/2017	9.30	35.60	4147.57
	05/05/2017	0.47	52.71	5175.66
	06/05/2017	0.36	64.42	5040.01
	07/05/2017	0.73	36.83	1756.09
Varano	31/08/2017	15.41	26.64	1051.34
	01/09/2017	2.04	5.58	105.32
	02/09/2017	1.00	2.25	12.48
	03/09/2017	0.63	31.88	1647.51
	04/09/2017	0.29	48.70	2893.44
	05/09/2017	4.20	21.62	687.14
	06/09/2017	0.35	21.62	687.14
Otoño	07/11/2016	0.05	7.13	68.07
	08/11/2016	0.97	187.90	36026.90
	09/11/2016	0.30	48.29	3481.40
	10/11/2016	0.34	62.87	4162.20
	11/11/2016	0.14	29.15	1044.23
	12/11/2016	0.42	68.35	5632.04
	13/11/2016	0.83	111.18	12926.78
Invierno	30/01/2017	1.23	81.32	9101.98
	31/01/2017	0.73	144.55	21542.41
	01/02/2017	1.09	89.95	10639.89
	02/02/2017	0.09	17.93	762.20
	03/02/2017	0.08	17.03	388.38
	04/02/2017	0.06	15.46	383.27
	05/02/2017	0.42	92.68	10948.91



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



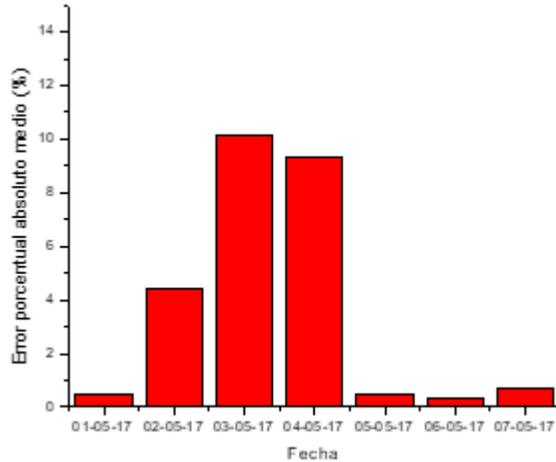
El error porcentual absoluto medio indica el desempeño del pronóstico que mide el tamaño del error. Para el presente trabajo se calculó con el fin de conocer la vialidad y exactitud del modelo que se desarrolló e integro y poder lograr una comparación con la literatura ya existente.

En la Figura 46 se muestra que se obtuvo errores porcentuales absolutos medios de hasta un 15.41% que corresponden al día 31-08.2017 y de igual manera se tuvo un registro de errores mínimos de hasta un .14%. De acuerdo con la literatura revisada, los métodos de pronósticos físicos llegan a tener un error del 25 %, por lo tanto, se puede deducir que el desarrollo e integración del modelo es aceptable ya que entra en los estándares del cálculo de error de pronóstico, se pueden manejar indicadores más bajos sin embargo se necesita hacer un desarrollo más fino en cuanto a ejecución de simulación y cálculo de la generación de energía eléctrica, considerando la ubicación de todas las turbinas eólicas.

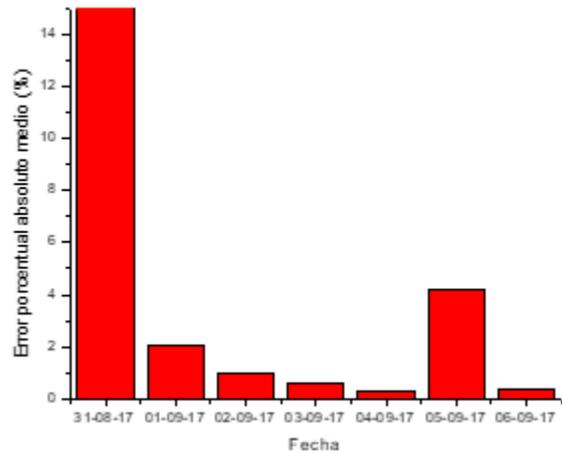


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

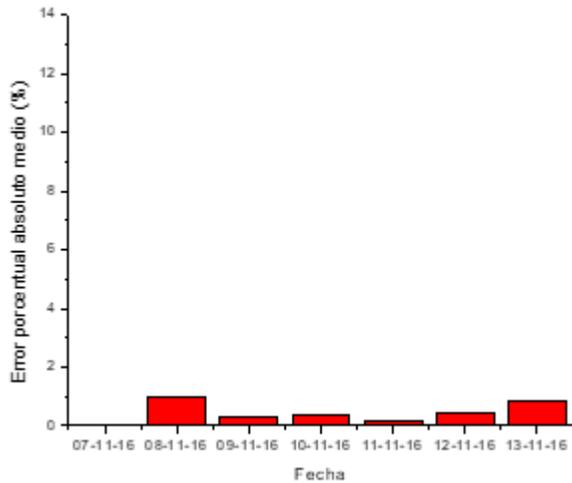
CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



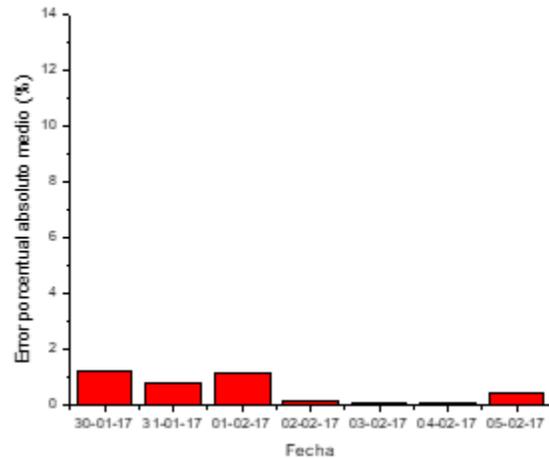
a) Primavera



b) Verano



c) Otoño



d) Invierno

Figura 46. Errores porcentuales absolutos medios

La Figura 46a muestra los errores porcentuales absolutos medios obtenidos de la estación de primavera, donde se puede apreciar que se alcanzan valores de hasta un 10.16 % pertenecientes al día 03-05-2017 y también un porcentaje de 9.30% correspondiente a la fecha 04-05-2017.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



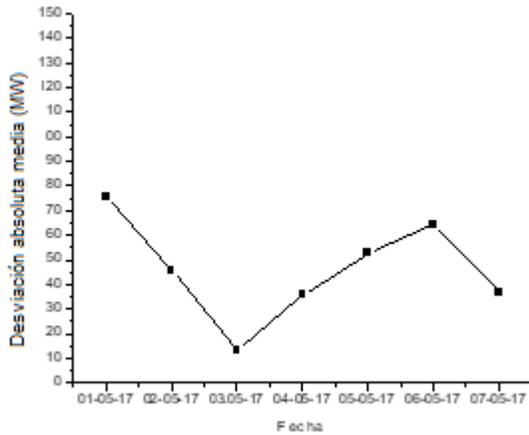
La Figura 46b permite visualizar que cuenta con el porcentaje de error más grande con un 15.41%, posteriormente en las figuras 46c y 46d los errores son menores al 2%.

Cabe mencionar que es necesaria la inclusión de los pronósticos de energía eólica debido a la que las bases de Mercado Eléctrico piden este requisito para el suministro de tal recurso a red eléctrica. Una vez obteniendo el error porcentual absoluto medio se complementó con el cálculo de desviación absoluta media para conocer la tendencia creciente de los días seleccionados.

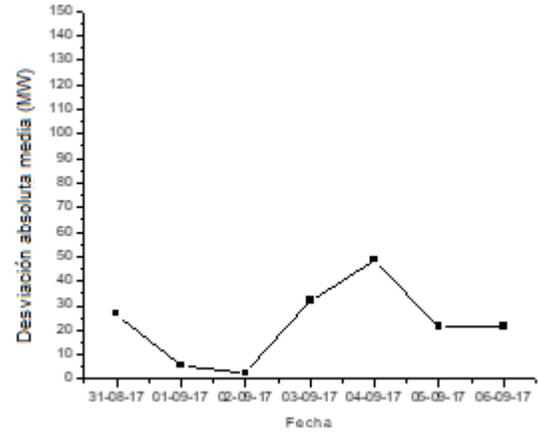
En la Figura 47 Se puede observar las series de desviación absoluta media de los días seleccionados de cada estación. La Figura 47a muestra que a partir de la fecha de 03-05-17 tienen una tendencia a aumentar con respecto a la diferencia de MW de cada día. La Figura 47b alcanza una diferencia de hasta 50 MW. A partir del 02-09-2017 aumenta la tendencia, sin embargo, posteriormente disminuye dos días en el día 05-09-2017.



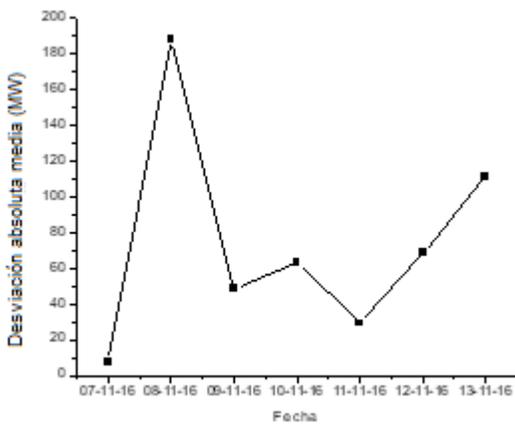
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS



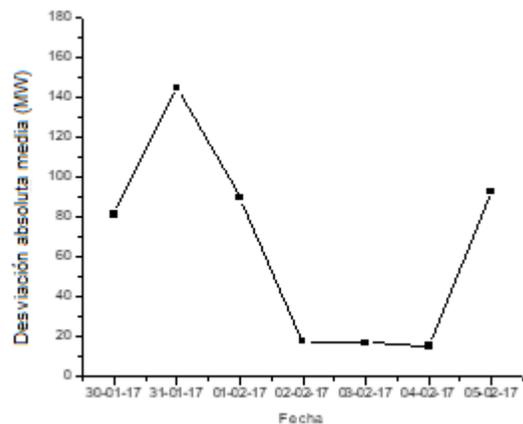
a) Primavera



b) Verano



c) Otoño



d) Invierno

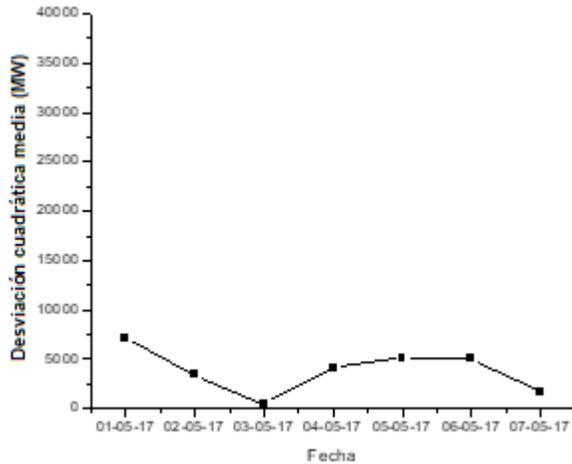
Figura 47. Desviación absoluta media

La figura 47c muestra que la estación de otoño tuvo una tendencia a disminuir la generación eléctrica en horizonte de 24 horas, de igual manera en la Figura 47d se puede observar la misma tendencia de disminuir la potencia eléctrica en la estación de invierno.

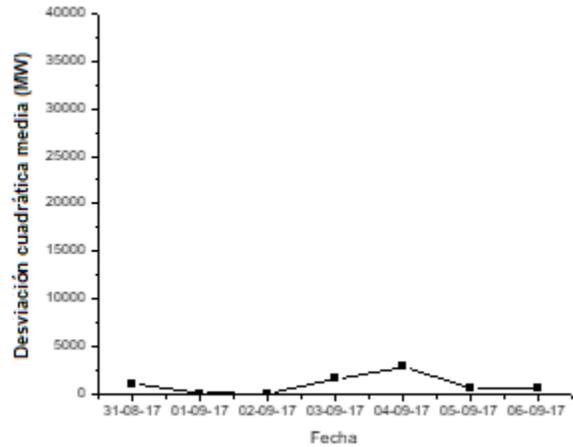


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

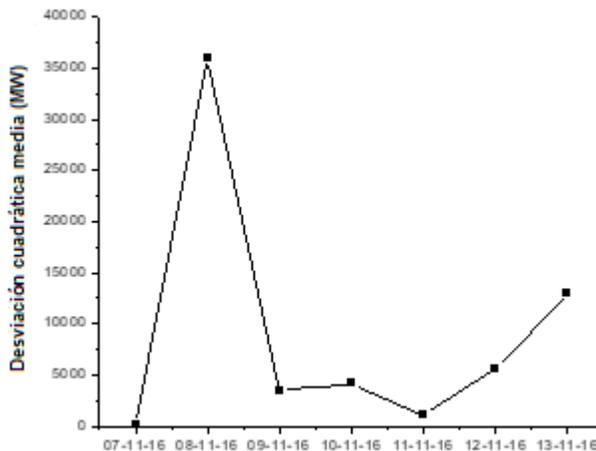
CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



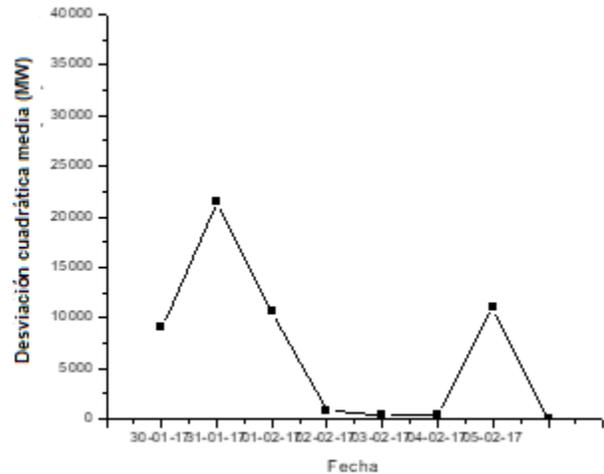
a) Primavera



b) Verano



c) Otoño



d) Invierno

Figura 48. Desviación cuadrática media

La Figura 48 muestra la desviación cuadrática media de los días seleccionados previamente correspondientes a cada estación del año. Donde se puede observar que tienen el mismo comportamiento que la desviación absoluta media al cuadrado. En esta sección es donde se puede identificar un valor atípico, sin embargo, el comportamiento fue igual y no se registraron datos diferentes.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

Se logró desarrollar e integrar un modelo de pronóstico de predicción numérico del tiempo de microescala para la generación eléctrica en un horizonte de corto plazo (24 horas) de un parque eólico.

El presente trabajo permitió la selección de campos de velocidad y dirección del viento utilizando el modelo Weather Resarch Forecasting (WRF), además de que se permitió conocer que la estación de primavera y verano tuvieron más variabilidad en la velocidad de viento.

Se cumplió con el desarrollo e integración de la metodología propuesta en el presente trabajo que consistió en la selección del área de interés con sus condiciones iniciales y de contorno, además de la configuración de esquemas de parametrizaciones para la ejecución del modelo WRF.

Se logró la modelación física de las variables meteorológicas en microescala de un parque eólico minimizando los márgenes de error en los pronósticos de generación eléctrica en un horizonte corto plazo. Obteniendo un error máximo del 15.41% el cual es aceptable con base al estado del arte revisado.

El presente trabajo permitió satisfacer la necesidad de cumplir con el numeral 9.10 que corresponde a las Bases de Mercado Eléctrico el cual se encarga de promover el desarrollo de modelos que permitan obtener el pronóstico de predicción de fuentes primarias con incertidumbre, en este caso en específico de la energía eólica.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



RECOMENDACIONES

- Implementar en el modelo indicadores de mantenimiento y de esta manera considerar la disponibilidad del recurso eólico.
- Contar con equipo de cómputo robusto para realizar las simulaciones en tiempo real.
- Reducir la dimensión de la malla para obtener un dato con mayor exactitud.

Referencias

- Angelis, M. B. (2015). Métodos y herramientas para evaluar la disponibilidad de fuentes de energías renovables. *Wind Energy*.
- Azad, M. G. (2015). Análisis de la perspectiva de la energía eólica para la generación de energía por tres métodos de distribución de Weibull. *Energy Procedia*, 722-727.
- AMDEE, (2018). Obtenido de <https://www.amdee.org/el-viento-en-numeros>
- Businger, D. A. (2018). Wind power characteristics of Oahu, Hawaii. *Renewable Energy, Volume 128*, 324-336.
- Chorley, R. G. (2003). *Atmosphere, Weather and Climate*. USA and Canada: Methuen & Co. Ltd.
- Cong Feng, M. S.-M. (2018). Characterizing forecastability of wind sites in the United States. *Renewable Energy*, 1-14.
- Carvalho D, (2017). Modelado de recursos eólicos en terrenos complejos utilizando diferentes técnicas de acoplamiento de microescala a mesoescala. *Atmospheric Research*, 17-24.
- Cutler., J. D. (2008). N. J. Cutler., J. D. KeCharacterizing Wind Power Forecast Uncertainty with Numerical Weather Prediction Spatial Fields . *N. J. Cutler., J. D. Kepert., H. R. Outhred., I. F. MacGill., Characterizing Wind Power Forecast Wind Engineering Volume 32*, N. J. Cutler., J. D. Kepert., H. R. Outhred., I. F. MacGill., Characterizing Wind Power Forecastpp. 509-524.
- Deppe, W. A. (2016). Un conjunto de WRF para pronósticos mejorados de la velocidad del viento a la altura de la turbina. *Environmental Modelling & Software*.
- Dobschinski, A. B.-D. (2017). Estimaciones de producción de energía eólica y simulación eólica del WRF forzadas por diferentes reanálisis: comparación con datos observados. *Energy Conversion and Managent*, 227-236.

- Energía, (2017). *Balance Nacional de Energía*. Ciudad de México: Secretaría de México, Primera Edición.
- Foley, G. P. (2012). Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy, Volume 37*, 1-8.
- González, P. W. (2012). Efecto vigilia en el rendimiento de parques eólicos: comportamiento estable y dinámico . *Renowable energy*, 329-338.
- Gouri Ren, J. W. (2018). Analysis of wind power intermittency based on historical wind power data. *Energy, Volume 150*, 482-492.
- Haotian Donga, S. C. (2018). WRF simulation of surface wind in high latitudes. *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics, Volume 179*, 287-296.
- INECC. (2013). *Instituto Nacional de Cambio Climático*. Obtenido de Prospectivas de emisiones de gases de efecto invernadero: <http://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/prospectiva-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>
- Jimenez, J. F. (2012). Análisis de la variabilidad del viento superficial a largo plazo sobre terreno complejo, utilizando una resolución espacial de alta simulación WRF. 1643-1656.
- Kariniotakis, G. (2017). *Renewable Energy Forecasting*. United States: Woodhead Publishing Series in Energy.
- LGCC. (2013). *Ley General del Cambio Climático*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5301093
- Manwell, J. G. (2009). *Wind Energy Explained* (Vol. second edition). USA: John Wiley & Sons Ltd.
- Mikatia, M. S. (2012). Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial, Volume 9*, 267-281.
- MEM. (2015). *Bases del Mercado Eléctrico Mayorista*. Obtenido de Diario Oficial de la

Federación:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015

Muhammad Omer Mughala, M. L. (2018). Forecasting and verification of winds in an East African complex terrain using coupled mesoscale - And micro-scale models. *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics*, Volume 176, 13-20.

Mundial, B. (2015). *Datos del crecimiento poblacional*. Obtenido de Recuperado el 17 de abril del 2017: <http://datos.bancomundial.org/>

ONU. (2015). *Naciones Unidas*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>

Powers., J. B. (2017). The weather Research and Forecasting Model. *American Meteorological Society*.

Parra, O. U. (Marzo de 2017). *México Windy power*. Obtenido de México windy power: <http://ejkrause.com.mx/camp17-windpower/bitmemo/PDF01a/01a-OliverFlores.pdf>

Qingqing Hea, J. W. (2018). A hybrid system for short-term wind speed forecasting. *Applied Energy*, Volume 226, 756-771.

Ritter, Z. S. (2016). Forecasting volatility of wind power production. *Applied Energy*, Volume 176, 295-308.

Santos, D. P. (2012). Análisis de la estimación del viento del modelo WRF sensibilidad a la parametrización de representación y selección del terreno. 1643-1656.

Santos Alamillos, D. P. (2013). Analysis of WRF Model Wind Estimate Sensitivity to Physics Parameterization. *Journal of Applied Meteorology and climatology*, Volume 52, 1592-1609.

SENER. (2016). *Renovables, Prospectiva de Energías*. México.

SENER. (2017). *México Windy Power*. Ciudad de México: Secretaría de Energía.

SENER. (2015). *Balance General de Energía*. Recuperado el 10 de abril de 2017. México.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



- Vázquez, A. L. (2015). Desarrollo y perspectivas de energía renovable en México. *Economía Infoma*, Volume 32, 132-135.
- Vojech Bliznak, Z. S. (2016). Nowcasting of deep convective clouds and heavy precipitation:. *Atmospheric Research*, 24-34.
- Wang, Z. Y. (2018). A hybrid forecasting approach applied in wind speed forecasting based on a data processing strategy and an optimized artificial intelligence algorithm. *Energy*, Volume 160, 87-100.
- Xiaochen Wang, P. G. (2008). Una revisión de los modelos de pronóstico de energía. *Energy Procedia*, 770-778.
- Xiaochen Wang, P. G. (2011). A Review of Wind Power Forecasting Models. *Energy Procedia*, Volume 12, 770-778.
- Zhao, J. W. (2015). Evaluación del rendimiento y mejora de la precisión de viento en un día en el sistema de previsión. *Applied energy*.
- Zhao, J. (2016). An improved multi-step forecasting model based on WRF ensembles and. *Applied Energy*, Volume 162, 808-826.

APENDICE 1

Instalación del modelo WRF

Actualización del sistema e instalaciones de compiladores

Se debe acceder como usuario root

```
# yum -y update
# yum groupinstall 'Development Tools'
# yum -y install gcc gcc-c++gcc-gfortran
# yum -y install libcurl-devel
```

Posteriormente de actualizar el sistema se instalan las librerías.

- Instalación de zlib (Es una librería de compresión de datos).

```
# cd /root/Librerias
# tar -zxvf zlib-1.2.8.tar.gz
# cd zlib-1.2.8
# ./configure --prefix=/opt/gnuLibs
# make
# make install
# make test (Sólo para comprobar)
```

- Instalación de szip (El software de compresión szip proporciona la compresión sin pérdida de datos científicos, se ha proporcionado con productos de software HDF a partir de HDF5).

```
# cd /root/Librerias
# tar -zxvf szip-2.1.tar.gz
# cd zlib-2.1/
# ./configure --prefix=/opt/gnuLibs
# make
```



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



```
# make install
# make test (Sólo para comprobar)
• Instalación Jasper (Es una librería que contiene la implementación del códec
especificado en JPEG-2000).
# cd /root/Librerias
# unzip jasper-1.900.1.zip
# cd zlib-1.900.1/
# ./configure --prefix=/opt/gnuLibs
# make
# make install
# make test (Sólo para comprobar)
• Instalación lpng (Es una librería para leer o crear imágenes en formato PNG).
# export CPPFLAGS="-I/opt/gnuLibs/include"
# export LDFLAGS="-L/opt/gnuLibs/lib"
# cd /root/Librerias
# tar -zxvf libpng-1.6.29.tar.gz
# cd libpng-1.6.29
# ./configure --prefix=/opt/gnuLibs
# make
# make install
# make test (Sólo para comprobar)
• Instalación hdf5 (Es una librería para trabajar con archivos para el
almacenamiento de datos científicos).
# cd /root/Librerias
# tar -zxvf hdf5-1.8.16.tar.gz
# cd hdf5-1.8.16.tar.gz
# ./configure --enable-cxx --enable-fortran --enable-fortran2003 --prefix=/opt/gnuLibs
# make
```

```
# make install
```

```
# make test (Sólo para comprobar)
```

```
Instalación netCDF
```

```
# cd /root/Librerias
```

```
# tar -zxvf netcdf-4.1.2.tar.gz
```

```
# cd netcdf-4.1.2
```

```
# ./configure --disable-dap --disable-dap-remote-tests --prefix=/opt/gnuLibs
```

```
# make
```

```
# make install
```

```
# make test (Sólo para comprobar)
```

```
Instalación NCL
```

```
# cd /root/Librerias
```

```
# mkdir /opt/ncl-6.4.0
```

```
# cp ncl_ncarg-6.4.0-CentOS7.3_64bit_nodap_gnu485-tar.gz/opt/ncl-6.4.0
```

```
# cd /opt/ncl-6.4.0
```

```
# tar -zxvf ncl_ncarg-6.4.0-CentOS7.3_64bit_nodap_gnu485.tar.gz
```

```
# rm ncl_ncarg-6.4.0-#CentOS7.3_64bit_nodap_gnu485-tar.gz
```

```
# cd ..
```

```
# chown -R root:root ncl-6.4.0
```

```
Archivo. bashrc
```

```
# .bashrc
```

```
# Source global definitions
```

```
if [ -f /etc/bashrc ]; then
```

```
./etc/bashrc
```

```
Fi
```

```
# Uncomment the following line if you don't like systemctl's auto-paging feature:
```

```
# export SYSTEMD_PAGER=
```



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



```
# User specific aliases and functions
```

```
alias lo='ls -oh'
```

```
export NETCDF=/opt/gnuLibs
```

```
export HDF5=/opt/gnuLibs
```

```
export JASPERLIB=/opt/gnuLibs/lib
```

```
export JASPERINC=/opt/gnuLibs/include
```

```
export NCARG_ROOT=/opt/ncl-6.4.0
```

```
export GADDIR=/opt/grads-2.2.0/data
```

```
export PATH=./:$PATH
```

```
export PATH=./:$PATH
```

```
export PATH=/opt/gnuLibs/bin:$PATH
```

```
export PATH=$NCARG_ROOT/bin:$PATH
```

```
export PATH=/opt/cdo-1.9.1rc1/bin:$PATH
```

```
export PATH=/opt/grads-2.2.0/bin:$PATH
```

```
export LD_LIBRARY_PATH=/opt/gnuLibs/lib:$LD_LIBRARY_PATH
```

```
export LD_LIBRARY_PATH=/opt/gnuLibs/lib/openmpi:$LD_LIBRARY_PATH
```

```
export LD_LIBRARY_PATH=$NCARG_ROOT/lib:$LD_LIBRARY_PATH
```

```
export WRF_EM_CORE=1
```

```
export WRFIO_NCD_LARGE_FILE_SUPPORT=1
```

Descargar WPS y WRF de la página

http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/user/download/get_source.html

También se puede descargar desde la terminal

```
$ wget-c http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/src/WRFV3.9.1.1.TAR.gz
```

```
$ wget-c http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/src/WPSV3.9.1.TAR.gz
```

```
$ wget-c http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/src/wps\_files/geog\_complete.tar.bz2
```

Ya sea por web o por wget los archivos los movemos al directorio WRFV3.9.1.1

```
$ cd
```



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



```
$ mkdir WRFV3.9.1.1
$ mv WRFV3.9.1.1.TAR.gz WRFV3.9.1.1/
$ mv WPSV3.9.1.TAR.gz WRFV3.9.1.1/
$ mv geog_complete.tar.bz2 WRFV3.9.1.1/
```

Antes de instalar el WRF se debe verificar que existan las siguientes variables de ambiente en el archivo. bashrc o definir las en el bash.

```
export NETCDF=/opt/gnuLibs
export HDF5=/opt/gnuLibs
export WRF_EM_CORE=1
export WRFIO_NCD_LARGE_FILE_SUPPORT=1
```

Compilar WRF en modo serial

```
$ cd WRFV3.9.1.1
$ tar -zxvf WRFV3.9.1.1.tar.gz
$ cd WRFV3
$ ./configure
```

Se abre una ventana en la cual se debe indicar si será modo serial o paralelo para paralelo es:

Enter selection: 32 (serial) y 34 (si es paralelo)

Compilar WRF en modo serial

```
$ compile em_real
$ cd /home/usuario/WRF3.9.1.1
$ tar -zxvf tar -zxvf WPSV3.9.1.TAR.gz
$ cd WPS
$ ./configure
$ compile
```

Descomprimir datos geográficos

```
$ cd /home/usuario/WRFV3.9.1.1  
$ bunzip2 geog_complete.tar.bz2  
$ tar -xvf geog_complete.tar  
$ rm geog_complete.tar
```

Definir Vtable para ungrid

```
$ cd /home/usuario/WRFV3.9.1.1/WPS  
$ ln -s ungrid/Variable_Tables/Vtable.GFS
```

Visualizar dominios de trabajo por defecto

```
$ cd /home/inda/WRFV3.9.1.1/WPS  
$ nclutil/plotgrids_new.ncl
```

En la página <http://www.nco.ncep.noaa.gov/pmb/products/gfz/> se encuentran datos GFS como condiciones iniciales y de frontera.

Se selecciona la fecha y hora de inicialización.

Se crea una carpeta con la fecha de los datos que se descargaron:

```
$ cd /home/usuario/WRFV3.9.1.1/  
$ mkdir-p GFS/2017092900 (Es cambiante, depende a la hora que se establezca)
```

Descargamos los archivos del modelo GFS desde la página web y los guardamos en el directorio creado con la fecha.

Posteriormente de descargar los datos se ejecuta el WPS, se ajusta la fecha de inicio y fin de la simulación en el archivo.

```
$ namelist.wps
```

Contiene las fechas de inicio y fin, también se localizan las coordenadas en UTC.

Ejecución WPS en geogrid.exe

```
$ geogrid.exe
```

Se genera un archivo con los datos geográficos interpolados para cada uno de los dominios de simulación.

Ejecución de WPS/ unngrid.exe

En este caso hay que enlazar los datos del modelo GFS

```
$ link_grib.csh ../GFS/fecha establecida
```

```
$ ungrid.exe
```

Se extraen los campos meteorológicos de los archivos de entrada para el dominio del modelo.

Ejecución de WPS/metgrid.exe

```
$metgrid.exe
```

Genera los archivos interpolados horizontalmente de los campos meteorológicos extraídos por ungrid a la malla del modelo definido por geogrid.

Mover los archivos que se generó a la carpeta de WRFV3/run

Posteriormente se modifica el archivo:

```
$ namelist.input
```

```
$real.exe
```

En este paso se cambian algunas condicionantes: num_metgrid.levels

Se ejecuta el:

```
$wrf.exe
```

Descargar de la página principal ARWpost versión 3

```
$ tar -zxvf ARWpost
```

```
$ ./configure
```



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



\$ compile

Editar en bashrc y agregar una línea

Export PATH= /opt/openmpi/bin:\$PATH

Para compliar

\$soruce -basch

Ejecutar ARWpost

\$ namelist.ARWpost

Se debe instalar otra librería de Grads

Se debe descargar data y Centos

cd /root/Librerias

tar-zxvf grads-2.2.0/data

tar -zxvf grads2.2.0-bin-Centos7.3

Se tiene que modificar los permisos

\$chown -R root:root grads-2.2.0

Correr grads desde directorio de ARWpost:

\$ grads -l test.ctl

Cambiar de usuario a root

Definir udpt

\$ mkdir -p/opt/grads-2.2.0/udpt/

Editar:

ht

export Gaudpt= /opt/grads-2.2.0/udpt

Se debe editar para encontrar la librería de Cariro



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



Descargar editables de la página cola.gmu.edu/grads/gadacA/udpt/.html

Ejecutar comando grads en consola para abrir el archivo

APENDICE 2

Hoja de cálculos de matlab.

Altura de niveles verticales

Read variable Fields

Times=ncread('wrfout_d03_2017-05-06.nc','Times'); Tiempos de los valores

U1=ncread('wrfout_d03_2017-05-06.nc','U'); Velocidad en componente U

V1=ncread('wrfout_d03_2017-05-06.nc','V'); Velocidad en componente U

LONG1=ncread('wrfout_d03_2017-05-06.nc','XLONG'); Valores de Longitud en el
área

LAT1=ncread('wrfout_d03_2017-05-06.nc','XLAT'); Valores de Latitud en el
área

ZNU1=ncread('wrfout_d03_2017-05-06.nc','ZNU'); Niveles ETA
(adimensionales)

PHB1=ncread('wrfout_d03_2017-05-06.nc','PHB'); Presión geopotencial

PH1=ncread('wrfout_d03_2017-05-06.nc','PH'); Perturbación geopotencial

HGT1=ncread('wrfout_d03_2017-05-06.nc','HGT'); Altura del terreno

XLAND=ncread('wrfout_d03_2017-05-05.nc','XLAND'); División de tierra y mar

Calculate number of time steps

```
Times=Times';
```

```
Times(:,11)=' ';
```

```
time_size=size(Times);
```

```
datapoints=time_size(1,1);
```

Extract lat and long

```
Long=double(LONG1(:,1));
```

```
Lat=double(LAT1(:,1));
```



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



```
Hgt=double(HGT1(:, :, 1));  
Xland=double(XLAND(:, :, 1));
```

Calculate levels height

```
j1=1;  
vel_profs=zeros(datapoints*6,9);  
for k=1:datapoints;  
for j=1:6;  
vel_profs(j1,1)=double(LONG1(24,24,k));  
vel_profs(j1,2)=double(LAT1(24,24,k));  
vel_profs(j1,3)=double(ZNU1(j,k));  
vel_profs(j1,4)=(double(U1(24,24,j,k))+double(U1(25,24,j,k)))/2;  
vel_profs(j1,5)=(double(V1(24,24,j,k))+double(V1(24,25,j,k)))/2;  
vel_profs(j1,6)=sqrt((vel_profs(j1,4))^2+(vel_profs(j1,5))^2);  
vel_profs(j1,7)=double(PHB1(24,24,j,k));  
vel_profs(j1,8)=double(PH1(24,24,j,k));  
vel_profs(j1,9)=double((PHB1(24,24,j,k)+PH1(24,24,j,k))/9.81)-HGT1(24,24,k);  
if j==2  
vel_potencia(j1,1)=vel_profs(j1,9);  
vel_potencia(j1,2)=vel_profs(j1,6);  
end  
j1=j1+1;  
end  
end
```



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS
Coordinación de Posgrado en Sustentabilidad Energética

Cuernavaca, Morelos, a 21 de enero de 2019.

DR. DIEGO SEURET JIMÉNEZ
COORDINADOR DEL POSGRADO EN
SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA
P R E S E N T E

Atendiendo a la solicitud para emitir DICTAMEN sobre la revisión de la TESIS titulada "Pronóstico de generación eléctrica de corto plazo en parques eólicos utilizando técnicas de predicción de clima de microescala" que presenta la alumna Georgina Lizeth González González, para obtener el título de **Maestría en Sustentabilidad Energética**.

Nos permitimos informarle que nuestro voto es:

NOMBRE	DICTAMEN	FIRMA
DR. ROSENBERG JAVIER ROMERO DOMÍNGUEZ	Aprobatorio	
DR. JESÚS CEREZO ROMÁN	Aprobatorio	
DRA. GABRIELA HERNÁNDEZ LUNA	Aprobatorio	
DR. GABRIEL CUEVAS FIGUEROA		
DR. ANTONIO RODRÍGUEZ MARTÍNEZ	APROBATORIO	

PLAZO PARA LA REVISIÓN 20 DÍAS HÁBILES (A PARTIR DE LA FECHA DE RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO)

NOTA. POR CUESTION DE REGLAMENTACIÓN LE SOLICITAMOS NO EXCEDER EL PLAZO SEÑALADO, DE LO CONTRARIO LE AGRADECEMOS SU ATENCIÓN Y NUESTRA INVITACIÓN SERÁ CANCELADA.

DSJ*MLGE/nmc

Av. Universidad 1001 Col. Chamilpa, Cuernavaca Morelos, México 62209.
Tel. (777) 329 70 00, Ext. 6212 / correo: merle.garcia@uaem.mx

UA
EM

RECTORIA
2017-2020

Una universidad de excelencia



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

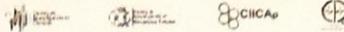
CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS



INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS
Coordinación de Posgrado en Sustentabilidad Energética



Cuernavaca, Morelos, a 21 de enero de 2019.

DR. DIEGO SEURET JIMÉNEZ
COORDINADOR DEL POSGRADO EN
SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA
P R E S E N T E

Atendiendo a la solicitud para emitir DICTAMEN sobre la revisión de la TESIS titulada "Pronóstico de generación eléctrica de corto plazo en parques eólicos utilizando técnicas de predicción de clima de microescala" que presenta la alumna Georgina Lizeth González González, para obtener el título de Maestría en Sustentabilidad Energética.

Nos permitimos informarle que nuestro voto es:

NOMBRE	DICTAMEN	FIRMA
DR. ROSENBERG JAVIER ROMERO DOMÍNGUEZ		
DR. JESÚS CEREZO ROMÁN		
DRA. GABRIELA HERNÁNDEZ LUNA		
DR. GABRIEL CUEVAS FIGUEROA	APROBATORIO	<i>Gabriel Cuevas F.</i>
DR. ANTONIO RODRÍGUEZ MARTÍNEZ	APROBATORIO	<i>[Signature]</i>

PLAZO PARA LA REVISIÓN 20 DÍAS HÁBILES (A PARTIR DE LA FECHA DE RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO)

NOTA. POR CUESTION DE REGLAMENTACIÓN LE SOLICITAMOS NO EXCEDER EL PLAZO SEÑALADO, DE LO CONTRARIO LE AGRADECEMOS SU ATENCIÓN Y NUESTRA INVITACIÓN SERÁ CANCELADA.

DSJ*MLGE/nmc

Av. Universidad 1001 Col. Chamilpa, Cuernavaca Morelos, México. 62209.
Tel. (777) 329 70 00, Ext. 6212 / correo: merle.garcia@uaem.mx

UA
EM

Una universidad de excelencia

REGISTRADA
2017, 2023



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

