



Ingeniería Energética

ISSN: 1815-5901

Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría.Cujae

Roque Rodríguez, Alfredo E.; Ferrer Hernández, Adrián;
Borrajero Montejo, Israel; Sierra Lorenzo, Maibys
Elaboración de pronóstico energético a corto plazo para parques eólicos
Ingeniería Energética, vol. XXXIX, núm. 2, 2018, Mayo-Agosto, pp. 115-122
Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría.Cujae

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329158801008>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica Redalyc
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto



APLICACIONES INDUSTRIALES

Elaboración de pronóstico energético a corto plazo para parques eólicos

Elaboration of short-term energy forecast for wind farms

Alfredo E. Roque Rodríguez¹
Israel Borrajero Montejo¹

Adrián Ferrer Hernández¹
Maibys Sierra Lorenzo¹

¹Instituto de Meteorología, La Habana, Cuba
E-mail: alfredo.roque@insmet.cu

Recibido: junio del 2017

Aprobado: enero del 2018

Licencia de uso y distribución Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 Internacional



RESUMEN/ ABSTRACT

Basado en el empleo del modelo numérico del tiempo Weather Research Forecast (WRF), para pronosticar la rapidez del viento en el lugar donde se encuentra ubicado un parque eólico, se muestra una metodología para realizar pronósticos energéticos con 30 horas de antelación, teniendo en cuenta la curva de potencia de los aerogeneradores dada por el fabricante y la estimada de acuerdo a la generación real de los mismos. Los anidamientos realizados para efectuar la corrida con el modelo WRF, mostró que los mejores valores de rapidez del viento pronosticados se obtuvieron para el dominio de 1 km de resolución y que los valores dados por los estadígrafos valor medio, error medio absoluto y correlación de Pearson, indicaron que los pronósticos energéticos obtenidos, son aceptables y que el modelo WRF demostró su habilidad para generar pronósticos de viento con alta resolución y buena confiabilidad para nuestro país.

Palabras clave: aerogeneradores; modelo numérico del tiempo; curva de potencia; pronóstico del viento; pronóstico energético

Based on the use of the numerical model of the Weather Research Forecast (WRF), to predict the wind speed in the place where a wind farm is located, a methodology is presented to make energy forecasts with 30 hours in advance, taking into account The power curve of the wind turbines given by the manufacturer and the estimated according to the actual generation of them. The nests made to perform the run with the WRF model showed that the best forecasted wind speed values were obtained for the 1 km resolution domain and that the values given by the statisticians mean value, absolute mean error and Pearson correlation, indicated that the energy forecasts obtained are acceptable and that the WRF model demonstrated its ability to generate wind forecasts with high resolution and good reliability for our country.

Key words: Wind turbines; weather research forecast; Power curve; Wind forecast; Energy forecast.

INTRODUCCIÓN

La demanda de electricidad ha ido en aumento en los últimos años como resultado del desarrollo económico, social e industrial. Como consecuencia, las reservas de combustibles fósiles están decreciendo continuamente y la contaminación ambiental ha continuado en aumento. Lo anterior conduce a la necesidad de ir cambiando la matriz energética de un país, mediante el uso de fuentes renovables de energía, las cuales son una alternativa real y viable.

Sin embargo, la penetración eólica en la red eléctrica, ha hecho necesario el uso de herramientas de predicción, para conocer con antelación suficiente, la generación eléctrica proveniente del viento que será inyectada en la red. Esto permite poder coordinar el resto de las fuentes de generación. La principal característica de esta energía es que varía con el tiempo, principalmente bajo la influencia de las fluctuaciones meteorológicas, en contraste con las unidades térmicas tradicionales. Las variaciones se producen en todas las escalas de tiempo: segundos, minutos, horas, días, meses, estaciones y años, lo que implica una tarea nada fácil lograr la exactitud de los pronósticos.

Cuba no ha estado ajena al empleo de esta tecnología y se ha propuesto la instalación de 633 MW hasta el 2030, distribuidos en 13 parques eólicos, estando planificada para el 2020 una penetración eólica al sistema eléctrico cubano del 6%. Por tal motivo, esta investigación se trazó el siguiente objetivo: Elaborar una Metodología de Pronóstico Energético a corto plazo para parques eólicos.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para la elaboración de este trabajo, se utilizó el modelo numérico de pronóstico del tiempo Weather Research & Forecasting (WRF) [1], de amplio uso en las investigaciones meteorológicas aplicadas, entre las cuales están las relacionadas con la estimación y pronóstico del recurso eólico [2-4], en diferentes regiones.

WRF es un modelo tipo no-hidrostatático que resuelve las ecuaciones primitivas que controlan la circulación atmosférica. El modelo representa el estado de la atmósfera en una grilla tridimensional en términos de unas diez variables fundamentales (las tres componentes de viento $u-v-w$, la temperatura, presión, humedad y varias especies microfísicas que representan las diferentes fases del agua líquida).

El modelo obtiene sus condiciones de frontera de datos globales del clima provenientes de centros operacionales de pronóstico del tiempo, en particular del Global Forecast System (GFS), resolución 0.5 grados (~55 km). Además, en ningún momento se utilizan los datos de viento de redes de observación local, por lo cual esas observaciones pueden ser utilizadas para realizar validaciones de sus resultados.

El WRF ha sido asimilado e implementado por el Centro de Física de la Atmósfera del INSMET en función del pronóstico del tiempo y en este trabajo se aplicará para obtener un pronóstico de potencia como continuación de los trabajos emprendidos por Valdés et al. 2015 [5] y Roque et al., 2016 [6]. Esto permitirá dar respuesta a una de las necesidades del programa eólico cubano, teniendo en cuenta la baja potencia eólica instalada en la actualidad.

Las corridas con el modelo WRF se hicieron para el parque eólico de Gibara I, el cual se ubica en la costa norte de la provincia de Holguín, y fue construido en el año 2008, como parte de las acciones emprendidas desde el 2005 por el gobierno cubano para impulsar el empleo de la energía eólica.

El período para efectuar las corridas con el modelo WRF se corresponden con el mes de mayo del 2008. Este periodo fue seleccionado por ser el único con datos disponibles con la calidad mínima para poder validar los resultados de la modelación. Los datos utilizados para inicializar el WRF fueron los pronósticos del GFS para ese periodo, en el horario de las 1200 UTC. El plazo de pronóstico de la magnitud del viento se estableció hasta 30 horas.

El mes de mayo del 2008, sin embargo, fue un mes con anomalías negativas para la región de estudio (figura 1). Es decir para Gibara I, era de esperarse una baja generación eléctrica producto del viento.

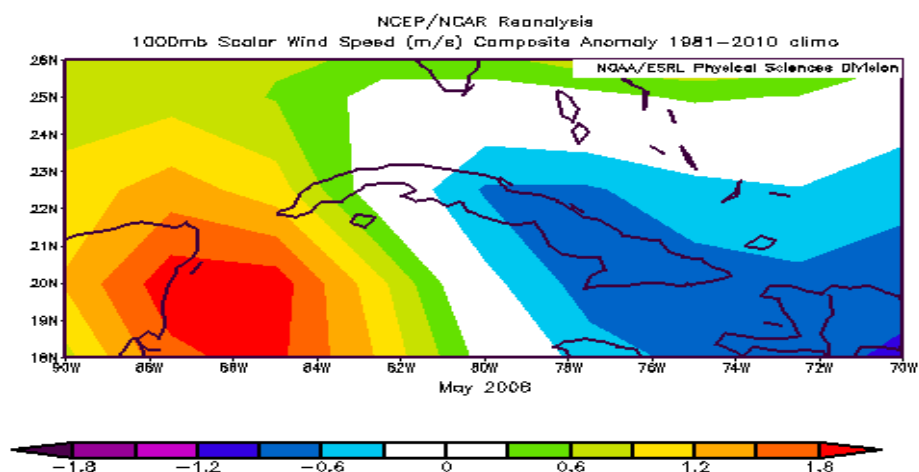


Fig. 1. Comportamiento medio de la magnitud del viento a escala sinóptica para el mes de mayo del 2008.

La configuración del modelo, incluyendo las parametrizaciones se muestra en la tabla 1, las que han sido estudiadas en trabajos anteriores [7] y [8] para Cuba.

Tabla 1. Parametrizaciones utilizadas en el modelo WRF para el desarrollo del Trabajo.

Parámetro	Clasificación	Descripción
Microfísica	WSM5	Esquema de momento de cinco categorías.(<i>mp_physics</i> = 4)
Parametrización de cúmulos	-	No necesaria para dominios con celdas menores de 4km, para mayores celdas se utiliza el esquema Grell-Devenyi.(<i>cu_physics</i> = 3)
Radiación de onda corta	DudhiaScheme	Esquema descendente simple que considera la absorción y dispersión en cielos claros o en presencia de nubes.(<i>ra_sw_physics</i> = 1)
Radiación de onda larga	RRTM scheme (Rapid Radiative Transfer Model)	Esquema preciso que considera múltiples anchos de banda, gases trazadores y especies microfísicas.(<i>ra_lw_physics</i> = 1)
Capa atmosférica superficial	Monin-Obukhov (JanjicEta)	Calculo basado en la ecuación de Monin-Obukhov, (<i>sf_sfclay_physics</i> = 2)
Modelo de superficie	Noah land-surface model	.(<i>sf_surface_physics</i> = 2)
Capa límite Planetaria (PBL)	MYNN 2.5 level TKE	Esquema moderno con tratamiento explícito de la capa de arrastre de la cima de la capa limite (<i>bl_pbl_physics</i> = 5)

Con esta configuración y atendiendo a lo obtenido por Roque et al. (2015)[6], se realizó el siguiente diseño de anidamiento para la corrida del modelo (figura 2):

Experimento: Se definen 4 dominios anidados bidireccionalmente, que abarcan a Cuba entera, con resoluciones 27, 9, 3 y 1 km para la zona del parque eólico. En el caso del dominio de 1km, este se centró en el parque y el tamaño se amplió para minimizar el efecto de las montañas



Fig. 2. Dominios confeccionados para el experimento descrito. Dominio de 1km de Gibara I (d05).

Obtención del viento a 50 m por la Ley de la Potencia (exponente alfa)

El valor de rapidez de viento a este nivel se obtiene aplicando la ley de potencia del viento [9], tomando como referencia el valor de 10m y los valores de alfa (tabla 2), para distintas categorías de estabilidad (estable, neutro e inestable) para cada sitio de emplazamiento [10], a partir de la metodología propuesta por Emeis (2013) [9], basado en el comportamiento de la temperatura potencial virtual en la capa superficial atmosférica:

Tabla 2. Valores del exponente alfa de la ley de potencia del viento para cada tipo de estabilidad en las zonas de emplazamientos de los parques eólicos.

Estaciones	Estable	Neutro	Inestable
Los Canarreos	0.35	0.30	0.18
Gibara I	0.16	0.10	0.09

Para determinar los tipos de estabilidad atmosférica a partir de las salidas numéricas se procedió de la siguiente manera, a partir de una metodología propuesta por Magidi [11] que utiliza casi los mismos rangos de velocidad del viento y en lugar de cobertura nubosa aplica rangos numéricos de radiación solar incidente en el horario diurno y de balance de radiación por la noche. Esto tiene mucho más sentido físico. Todos estos parámetros se pueden obtener o calcular a partir de las variables de salida del WRF: La velocidad del viento al nivel de 50 m se obtiene a partir del valor de la misma a 10m mediante la aplicación de la ley de potencia del viento.

El método utilizado de clasificación en categorías de estabilidad es una variante de la clasificación de Pasquill-Glifford de 1961[12], definido originalmente de la siguiente manera:

Seis categorías A, B, C, D, E, F donde la 'A' es la más inestable y la 'F' la más estable. La categoría 'D' es neutra. Las categorías se asignan en la práctica según rangos de valores definidos para la velocidad del viento a 10m de altura y alguna medida del intercambio radiativo. La tabla 3, que se aplica es la siguiente:

Tabla 3. Categorías de estabilidad atmosférica teniendo en cuenta la rapidez del viento, la radiación solar y balance de radiación en las zonas de emplazamientos de los parques eólicos.

Viento (m/s)	Horario Diurno				Horario Nocturno		
	Radiación Solar (Langleys)				Balance de Radiación (Langleys)		
	>50	25-50	12.5-25	<12.5	>-1.8	-1.8- -3.6	< -3.6
< 2	A	A-B	B	D	D	-	-
2-3	A-B	B	C	D	D	E	F
3-4	B	B-C	C	D	D	D	E
4-6	C	C-D	D	D	D	D	D
>6	C	D	D	D	D	D	D

1 Ly ('Langleys') = 0.085985 watt/m².

Las seis categorías originales se reducen a tres más generales: 'inestable' ('A','AB','B','BC'), 'neutra' ('C','CD','D') y 'estable' ('E','F') y se asigna para cada estación el exponente alfa correspondiente de la ley de potencia de la velocidad en función de la altura.

Obtención del viento a 50m mediante la herramienta UPP

Esta alternativa para interpolar el valor del viento a 50m a partir de las salidas del WRF, está basada en el uso del Postprocesador Unificado (UPP por sus siglas en inglés, http://www.dtcenter.org/wrf-nmm/users/docs/user_guide/V3/users_guide_nmm_chap7.pdf). Este software es el remplazo del post procesador del WRF (WPP) con mejoras en la capacidad de postprocesamiento para diferentes modelos de pronóstico numérico del tiempo. El UPP interpola las salidas de las rejillas nativas de los modelos (en nuestro caso el WRF) a los niveles estándar en altura y presión requeridos en los servicios meteorológicos. Con esta herramienta se obtiene directamente el valor del viento a 50m de altura.

Cálculo de la potencia

Una vez determinada la rapidez del viento pronosticada se procede a vincularla con la curva de potencia del parque, para determinar cuál sería la potencia esperada que debe entregar el parque eólico.

La curva de potencia es suministrada por el fabricante, pero dado el tiempo de explotación que lleva el parque se decidió determinar la curva actual del parque con la finalidad de determinar su desviación con respecto a la del fabricante. Este proceso se realizó, mediante la suma de las potencias generadas por cada aerogenerador, esto es el conocido enfoque de suma de potencias (Parks et al., 2011), [13], en la cual se considera 100% de disponibilidad del parque.

Para el caso del parque eólico de Gibara I, la curva de potencia dada por el fabricante de la firma Gamesa y la curva de potencia actual, también son muy similares en cuanto al ajuste, como se muestra en las figuras 3 a y b, con ligeras diferencias.

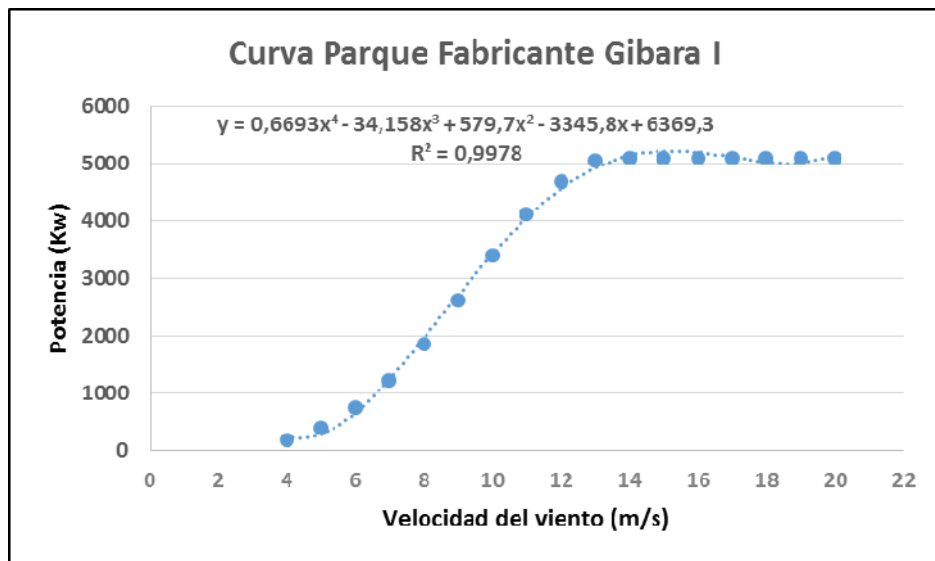


Fig. 3a. Curva de Potencia del Parque Eólico de Gibara I (6 Aerogeneradores Gamesa 850 kW) en la provincia de Holguín.

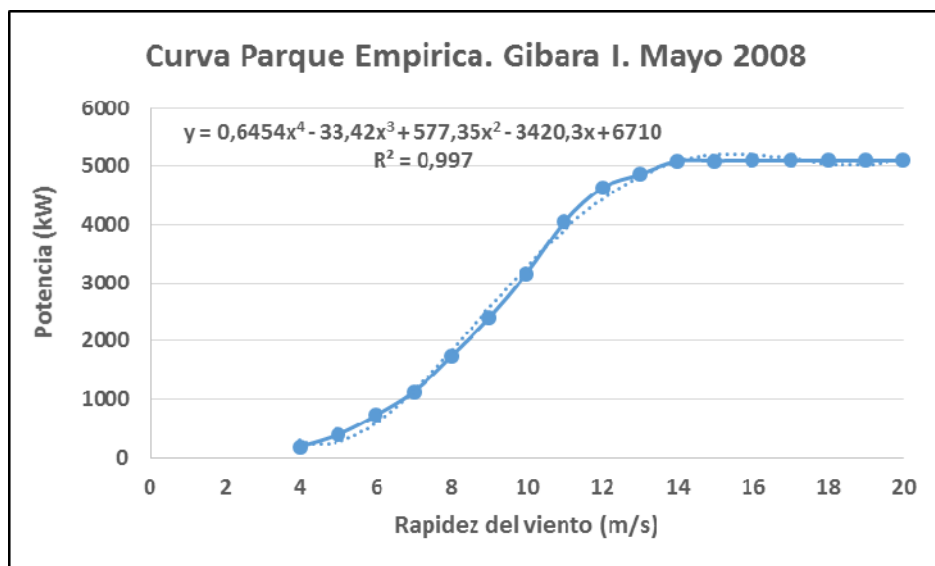


Fig. 3b. Curva de Potencia Empírica del Parque Eólico de Gibara I (6 Aerogeneradores Gamesa 850 kW) en la provincia de Holguín.

En resumen, dado el valor de rapidez de viento pronosticado por el modelo numérico WRF, se procede a calcular cuál sería la potencia esperada que se entregue por el parque y se compara con los valores reales obtenidos, para conocer el % de error que se comete en el pronóstico de potencia con 30 horas de antelación.

Para evaluar la efectividad de los pronósticos, se calcularon los siguientes estadígrafos: Valor medio de la rapidez del viento, Error medio absoluto EMA y el coeficiente de correlación R.

DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

La figura 8 a y b, muestra el comportamiento del viento medio pronosticado para los dominios de 9, 3 y 1km de resolución para el nivel de 50m, así como los valores observados, para el parque eólico de Gibara I, utilizando las metodologías de UPP y la ley de potencia del viento. En el caso del método UPP, puede apreciarse el agrupamiento de las curvas hasta prácticamente las 26 horas de pronóstico para los 3 dominios, después del cual el viento pronosticado para el dominio de 9km se aparta del comportamiento real observado, sin embargo para los dominios de 3 y 1 km el viento solo se diferencia del observado por la magnitud, en los que para este último resulta ser mayor.

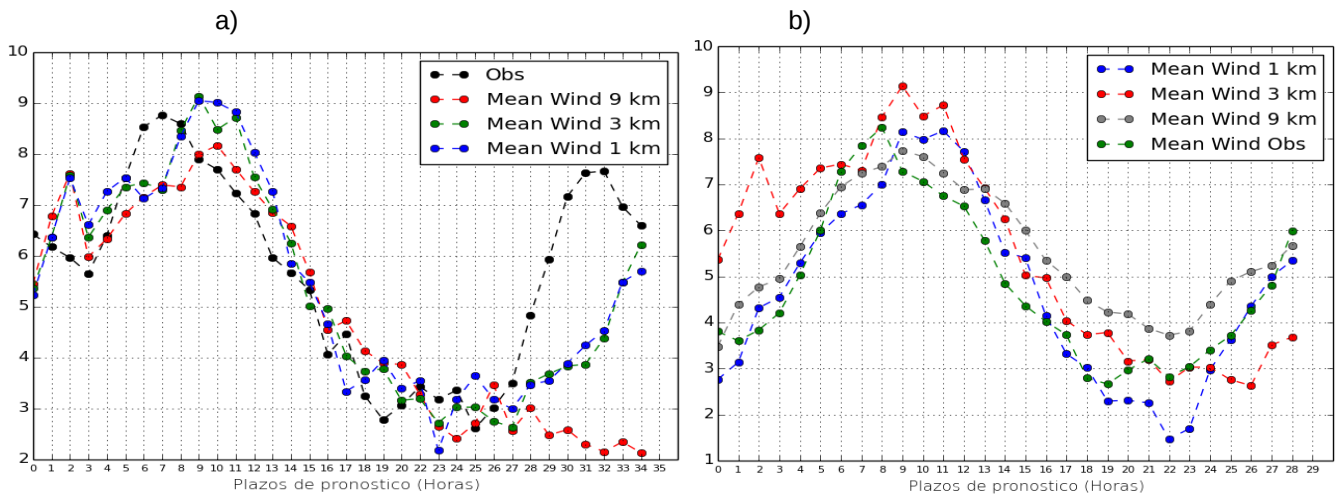


Fig. 8. Rapidez del viento medio pronosticado a 50m de altura para los dominios de 9, 3 y 1 km de resolución y los valores observados para el parque eólico de Gibara I, Mayo 2008. a) Método UPP, b) Método alfa. Hora UTC.

Al utilizar el método de la ley de potencia del viento, se obtiene una mejor correspondencia entre los valores pronosticados y los valores observados para todos los dominios, siendo el dominio de 1km el de mejores resultados. Esto puede apreciarse mejor cuando se analiza el error medio absoluto (EMA) (Figura 9 a y b).

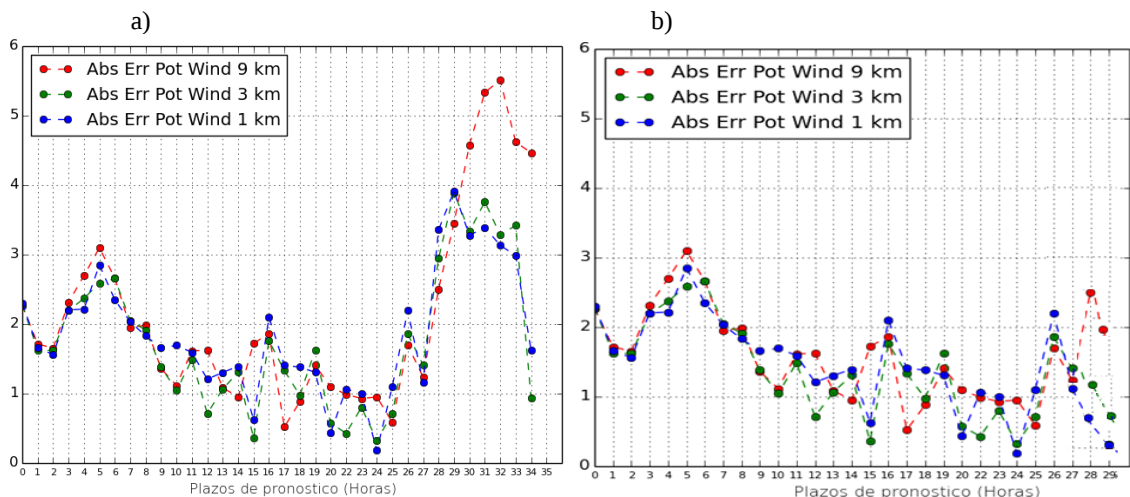


Fig. 9. Error medio absoluto de la rapidez del viento pronosticada para los dominios de 9, 3 y 1km de resolución para el parque eólico de Gibara I. a) Método UPP, b) Método alfa. Hora UTC

En la misma se aprecia que en el caso del método UPP, los errores se concentran para los tres dominios generalmente por debajo de los 2 m/s hasta las 24 horas de pronósticos, incrementándose a partir de este plazo hasta superar los 5m/s para el dominio de 9km, mientras que para los dominios de 3 y 1km, estos se concentran entre los 2 y 4 m/s. Por este método también se observa que no existe un claro dominio para representar mejor la rapidez del viento en las primeras 24 horas de pronóstico. Si bien en la primeras 12-14 horas, el dominio de 9km da EMA más pequeños, después de esos plazos y hasta las 24 son los dominios de 3 y 1km quienes dan menores EMA, pero en ambos casos sin una diferencia significativa. Sin embargo, cuando se empleó el método de Ley de Potencia del Viento, se obtuvo una mejor correspondencia entre los valores pronosticados y los valores observados para todos los dominios, siendo el dominio de 1km el de mejores resultados. Esto también puede apreciarse en la figura 9 b cuando se analiza el error medio absoluto.

Los resultados alcanzados para Gibara I son similares a los encontrados por otros autores en otros parques eólicos [2-3].

Pronóstico de Potencia

Para el pronóstico de potencia tal como se informó en materiales y métodos se utilizó la curva de potencia del parque, tanto la suministrada por el fabricante como la obtenida a partir de los propios datos de los aerogeneradores que componen dicho parque y los datos del mástil meteorológico ubicado en Los Cocos. La Figura 10 a y b muestra el pronóstico de potencia dado por ambas curvas y los valores observados, así como el error medio absoluto de dicho pronóstico respectivamente. Los valores de viento medio pronosticado fueron los obtenidos teniendo en cuenta a) método UPP y b) método Alfa.

De la figura 10 a, puede apreciarse que ambas curvas de potencia (fabricante y empírica (denotada como Mod), sobrestiman la potencia para todos los plazos de pronóstico, aunque la curva empírica ofrece levemente mejores resultados. Esto se aprecia al analizar la figura 11 b, en que el error absoluto medio es menor.

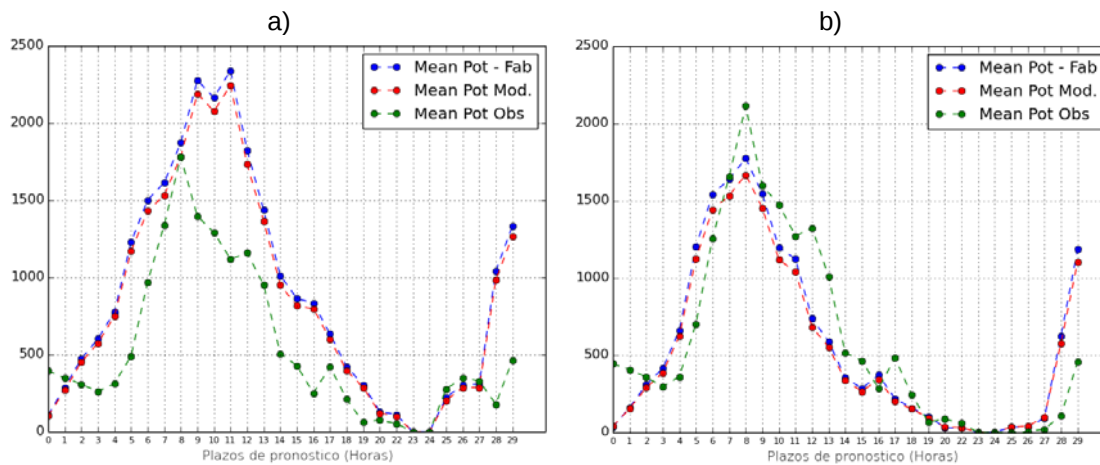


Fig. 10 a. Potencia pronosticada para el parque eólico de Gibara I, Mayo 2008. Hora UTC. a) Método UPP, b) Método Alfa.

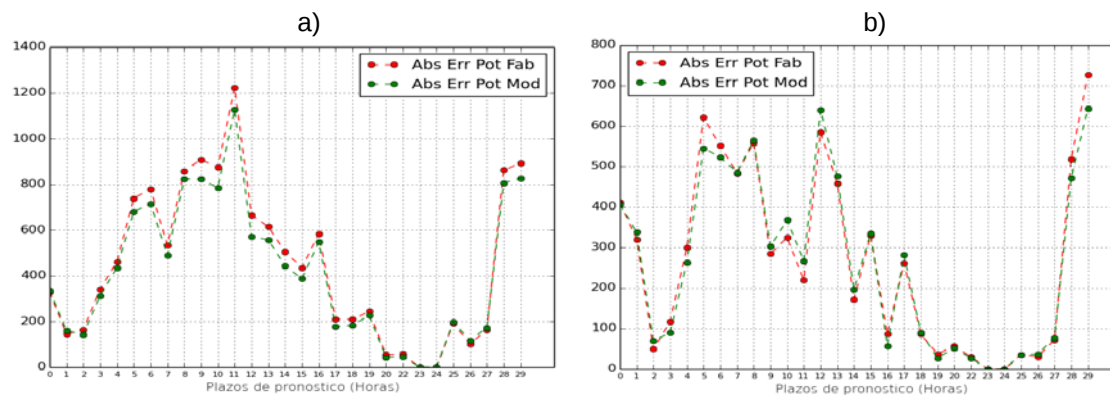


Fig. 11 b. Error medio absoluto para la Potencia pronosticada del parque eólico de Gibara I, Mayo 2008. Hora UTC. a) Método UPP, b) Método Alfa.

De las figuras puede apreciarse la mejor correspondencia por el método de la ley de potencia del viento que con el método UPP.

CONCLUSIONES

- 1- Los valores pronosticados de rapidez del viento dados por el modelo WRF, mostró los mejores resultados para los dominios de 3 y 1km de resolución, lo cual es consistente con otros estudios internacionales.
- 2- El uso del método de la ley de potencia del viento y el método UPP para determinar el valor pronosticado a 50m de altura, arrojó resultados aceptables para ambos métodos cuando se aplicaron a la zona del parque eólico de Gibara I, no obstante el método de la ley de potencia dio mejores resultados.
- 3- La curva de potencia del parque fue obtenida de acuerdo a los datos de generación obtenidos en el parque por lo que permitió una comparación más acorde con los datos reales de potencia.
- 4- Los resultados alcanzados en este estudio tienen un carácter limitado, dada la data con la cual se realizó y por tanto no son concluyentes, pero permitió crear una metodología de trabajo, que abarca desde la corrida del modelo hasta su evaluación, lo que facilitara el trabajo futuro en esta temática, en aras de obtener mejores pronósticos.
- 5- Se recomienda dar continuidad a los estudios emprendidos en la elaboración de pronósticos energéticos para parques eólicos, mediante la realización de las siguientes tareas: nuevos experimentos con series de datos más largas, de manera que puedan incluirse la mayor cantidad de situaciones sinópticas que afectan a los parques eólicos, la realización de nuevos experimentos con nuevas parametrizaciones, tratando de obtener mejores pronósticos de viento, la utilización de un modelo oceánico para tener en cuenta el efecto de la temperatura del mar en zonas costeras, aplicar asimilación de datos en estos dominios de alta resolución, aplicación de un método MOS (model output statistic), para corresponder los datos de salida de los modelos numéricos con los datos locales de los emplazamientos eólicos.

REFERENCIAS

- [1] NCAR. *ARW Version 3 Modeling System User's Guide. Complementary to the ARW Tech Note*. 2016, p.411, Boulder, Colorado, USA. [Consultado en febrero 2017], Disponible en: <http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/userguideV3/ARWUsersGuideV3.pdf>.
- [2] CHANG. W.-Y. "A Literature Review of Wind Forecasting Methods". *Journal of Power and Energy Engineering*. 2014, vol. 2.p. 161-168. [Consultado en junio 2015], Disponible en: <http://dx.doi.org/10.4236/jpee.2014.24023>.
- [3] SAROHA S, S. K. Aggarwal. "A Review and Evaluation of Current Wind Power Prediction Technologies. *Wseas transactions on power systems*. 2015. vol. 10. Consultado en septiembre 2015 Disponible en: <http://www.wseas.org/multimedia/journals/power/2015/a025716-278.pdf>. E-ISSN: 2224-350X.
- [4] AGGARWAL, S.K, M. Gupta. "Wind Power Forecasting: "A Review of Statistical Models". *International Journal of Energy Science* (IJES). 2013, vol. 3, no. 3, p. 367-370. [Consultado en mayo 2014], Disponible en: <http://www.ijesonline.com/2013/Issues3/367-370.pdf>. ISSN: 2304-3670.
- [5] VALDES, A., R. Cruz, A. Roque. "Evaluación del pronóstico de viento del modelo Weather Research Forecast (WRF) en torres de prospección eólica". *Revista Cubana de Meteorología*, 2015, vol. 21, n. 2, jul - dic. p. 16 - 28. Disponible en: <http://www.insmet.cu/contenidos/biblioteca/revistas/2015/n2/02.pdf>. ISSN: 0864-151X
- [6] ROQUE A., M. Sierra, I. Borrajeró y A. Ferrer. "Pronóstico de viento a corto plazo en torres de referencia meteorológica para el programa eólico cubano". *Revista Cubana de Meteorología*. 2016, vol. 22, n. 2, p.164-187. Disponible en: <http://rcm.insmet.cu/index.php/rcm/article/viewFile/217/174>. ISSN: 0864-151X
- [7] SIERRA M., A. Ferrer, R. Váldes, A. Roque. Instituto de Meteorología de Cuba. *Sistema automático de predicción a mesoescala de cuatro ciclos diarios*. Informe de Resultado, La Habana, Cuba, p. 65, [Consultado noviembre, 2016], Disponible en: <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2888.1127>
- [8] SIERRA M., y otros. "Herramientas de detección, reporte y evaluación para salidas de modelos de pronóstico numérico desarrollado en Cuba". *Revista Cubana de Meteorología*. 2016, vol.22, n.2,p.150-163, [Consultado en enero 2017], Disponible en: <http://rcm.insmet.cu/index.php/rcm/article/viewFile/216/173>. ISSN: 0864-151X
- [9] EMEIS, S. *Wind Energy Meteorology. Atmospheric Physics for Wind Power Generation*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2013. ISBN 978-3-642-30523-8 (eBook) DOI 10.1007/978-3-642-30523-8.
- [10] ROQUE A, M. Carrasco y P. Reyes. "Características del perfil vertical del viento en la capa superficial atmosférica sobre Cuba, atendiendo a la estratificación térmica de la atmósfera". *Revista Ciencias de la Tierra y el Espacio*, julio-diciembre, 2015, vol.16, n.2, p.189-200. Disponible en: [http://www.iga.cu/publicaciones/revista/assets/06.caracperfilviento\(2\).pdf](http://www.iga.cu/publicaciones/revista/assets/06.caracperfilviento(2).pdf). ISSN 1729-3790.
- [11] MAGIDI, S. "Determining the atmospheric stability classes for Mazoe in Northern Zimbabwe". *International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA)*. vol. 3, Issue 2, March-April 2013, p.178-181. [Consultado en septiembre 2015], Disponible en: http://www.ijera.com/papers/Vol3_issue2/Z32178181.pdf. ISSN: 2248-9622
- [12] PASQUILL, F. "Estimates of the Dispersion of Windborne Material", *Meteorological Magazine*, vol 90, n. 1063, 1961, p. 33-49.[Consultado en marzo 2013], Disponible en: <https://digital.nmla.metoffice.gov.uk/download/file/sdb%3AdigitalFile%7Cd75249c9-59ed-41cd-9eb0-1ba3176e7b36/>
- [13] PARKS K., Y. Wan, G. Wiener and Y. Liu. **Wind Energy Forecasting: A Collaboration of the National Center for Atmospheric Research (NCAR) and Xcel Energy**, Subcontract Report NREL/SR-5500-52233. October 2011. [Consultado en febrero 2012], Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52233.pdf>