

Pronóstico numérico a corto plazo de la rapidez del viento para los parques eólicos de Gibara I y II

Short-term numerical forecast of wind speed for the Gibara I and II wind farms



CU-ID: 2377/v28n2e03

Alfredo Roque Rodríguez*, Adrián Ferrer Hernández, Maibys Sierra Lorenzo, Israel Borrajero Montejo

Centro de Física de la Atmósfera. Instituto de Meteorología (INSMET) Carretera del Asilo S/N. Casa Blanca, Regla, La Habana, Cuba

RESUMEN: El presente trabajo estuvo dirigido a estudiar el pronóstico numérico de rapidez del viento para la zona de emplazamiento de los parques eólicos de Gibara I y II. Esto permitirá posteriormente, en unión de la curva de potencia de los aerogeneradores, pronosticar a corto plazo la potencia eólica de los parques. Para ello fue empleado el modelo numérico del tiempo Weather Research & Forecasting (WRF), el cual ha mostrado buenos resultados en los estudios aplicados a la energía eólica como fuente renovable. En los experimentos realizados se utilizaron 4 dominios con resoluciones de 27, 9, 3, y 1 km. Para inicializar el modelo WRF, se emplearon los datos de análisis cada 6 horas como condiciones de frontera (horarios sinópticos de las 0000, 0600, 1200 y 1800 UTC) del modelo GFS para los meses de enero a julio de 2014. También fue utilizada la información proveniente de los aerogeneradores ubicados en ambos parques y la del mástil de prospección de Los Cocos, ubicado en una zona intermedia entre los dos parques. En el caso de los aerogeneradores se utilizaron los datos del SCADA y en el caso del mástil fueron utilizados los datos de rapidez del viento al nivel de 50 metros de altura sobre la superficie. Los resultados demuestran que los errores de pronósticos de rapidez del viento, dados por los estadígrafos utilizados como el error medio absoluto (MAE), el error cuadrático medio (RMSE) y el sesgo (BIAS), fueron menores para el dominio de 1 km en comparación con los otros dominios.

Palabras claves: pronóstico numérico, pronóstico de viento, modelo WRF, energía eólica.

ABSTRACT: The present work was aimed at studying the numerical forecast of wind speed for the locations of the Gibara I and II wind farms. This will subsequently allow, together with the power curve of the wind turbines, to forecast the wind power of both wind farms in the short term. For this, the Weather Research & Forecasting (WRF) numerical weather model was used, which has shown good results in studies applied to wind energy as a renewable source. In the experiment carried out, 4 domains with resolutions of 27, 9, 3, and 1 km were used. To initialize the WRF model, the analysis data every 6 hours were used as boundary conditions (synoptic times of 0000, 0600, 1200 and 1800 UTC) of the GFS model for the months of January to July 2014. Information from the wind turbines located in both wind farms and from the Los Cocos prospecting mast, located in an intermediate zone between the two wind farms, was also used. In the case of the wind turbines, the SCADA data were used and in the case of the mast, the wind speed data at a height of 50 meters above the surface was used. The results show that the wind speed forecast errors, given by the statistics used, mean absolute error (MAE), root mean square error (RMSE) and BIAS, were lower for the 1 km domain in comparison with the other domains.

Keywords: numerical forecast, wind forecasting, WRF model, wind energy.

INTRODUCCIÓN

En la última década ha continuado el uso acelerado del empleo de las Fuentes Renovables de Energía (FRE), como una de las formas de mitigar los impactos del cambio climático por el uso indiscriminado

de los combustibles fósiles. Según datos del Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC, 2021), esta fuente ya ha alcanzado los 500 GW de potencia instalada, mientras que según el último reporte de IRENA (IRENA, 2021), la solar fotovoltaica ya ha alcanzado los 600 GW pico de potencia instalada.

*Autor para correspondencia: Alfredo Roque Rodríguez. E-mail: alfroquerodriguez@gmail.com

Recibido: 07/07/2021

Aceptado: 18/05/2022

Cuba no ha estado ajena a esta situación y ha proyectado un amplio plan de utilización de esta energía, proponiéndose alcanzar un 24 % de incorporación de esta fuente en la matriz energética nacional hasta el año 2030 (Guerra, 2015). Para cumplir con este propósito diversas acciones son llevadas a cabo, como es la obtención de un pronóstico energético para parques eólicos cubanos que pueden ser utilizados por el DNC en su trabajo de planificación de la demanda de electricidad.

Para este fin, diversas son la metodologías y procedimientos para la realización de los pronósticos en dependencia del horizonte de pronóstico, que va desde unos pocos minutos hasta plazos de 24 horas, 1 semana e incluso meses.

En nuestro caso, el pronóstico elaborado se basa en un enfoque físico y en el cual el uso de un modelo de pronóstico numérico del tiempo resulta fundamental. Para ello se emplea el modelo numérico Weather Research & Forecasting (WRF) de amplio uso en la esfera internacional para estos estudios (Nicksson *et al.*, 2018; Cristea *et al.*, 2015; Kamilkov, 2018; Erbeta, 2010; Chang, 2014; Giebel *et al.*, 2006; Saroha and Aggarwal, 2015; Aggarwal and Gupta, 2013; Madsen and Nielsen, 2010; Ma L *et al.*, 2014; López *et al.*, 2014; Al-Yahyai *et al.*, 2010). Este modelo es inicializado con la salida del modelo Global Forecasting System (GFS) de 0.5 grados de resolución espacial y cuenta con 4 dominios de simulación con resoluciones de 27, 9, 3 y 1 km.

Varios experimentos realizados para la obtención de nuestros pronósticos se han realizados para determinar la mejor configuración desde el punto de vista operativo, uno de los cuales fue reflejado por Roque y colaboradores (Roque *et al.*, 2018) para el parque eólico de Gibara I.

Una información importante para la realización de los pronósticos, lo constituye los datos proporcionados por el SCADA, el cual facilita los datos meteorológicos y de generación de los parques eólicos en los lugares de emplazamientos.

Otros trabajos vinculan a estos pronósticos el uso de redes neuronales (RNN) para disminuir el error de pronóstico, aunque esta metodología también es usada como punto de partida, principalmente en el muy corto plazo, al igual que los modelos de regresión (ARIMA) (Martínez y Roque *et al.*, 2015). No obstante no fue el objetivo de este trabajo, el cual estuvo enfocado principalmente en el pronóstico de la rapidez del viento a corto plazo para el sitio de emplazamiento de los parques eólicos de Gibara I y II. Este pronóstico constituye parte esencial del pronóstico de potencia de los parques eólicos que son utilizados en su planificación diaria por el Despacho Nacional de Carga (DNC).

MATERIALES Y MÉTODOS

Zona de estudio y datos utilizados

Para el caso que nos ocupa, la zona de estudio se ubica en el municipio Gibara en la provincia de

Holguín, Cuba, donde se ha prospectado este recurso eólico (Figura 1), para su utilización en la producción de electricidad a gran escala. En la misma, puede apreciarse la ubicación de los parques eólicos, así como sus características principales.

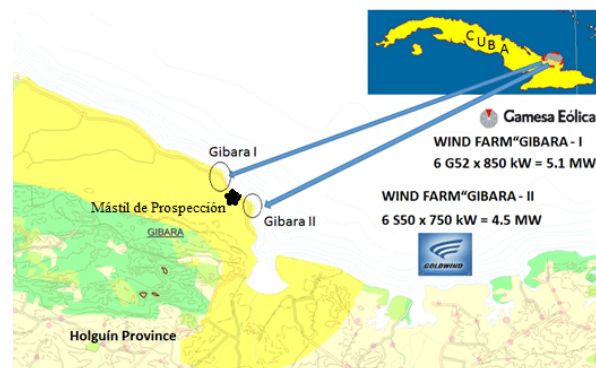


Figura 1. Ubicación de los parques eólicos Gibara I y II y el mástil de prospección en la provincia de Holguín, Cuba.

Datos utilizados

Para la realización de este trabajo, se utilizaron los datos de viento proporcionados por el anemómetro ubicado en las góndolas de los aerogeneradores, cuya altura se ubica en Gibara I a 55 m (PEGI) y en Gibara II a 50 m (PEGII). Se utilizaron los valores promedios horarios de la rapidez del viento a esas alturas durante el período enero - julio del 2014, período en el cual los dos parques tenían funcionando sus 6 aerogeneradores.

Modelo Numérico Weather Research Forecasting (WRF).

Como se mencionó anteriormente en este trabajo se empleó como modelo numérico de pronóstico del tiempo el Weather Research & Forecasting (WRF) (Mesoscale & Microscale Meteorology Division, 2014). El mismo es de amplio uso en las investigaciones meteorológicas aplicadas, entre las cuales están las relacionadas con la estimación y pronóstico del recurso eólico en diferentes regiones del mundo.

El modelo obtiene sus condiciones iniciales y de frontera de datos globales del estado de la atmósfera provenientes de centros operacionales de pronóstico del tiempo, como es el caso del modelo Global Forecast System (GFS) de la NOAA, con resolución espacial de 0.5 grados (~55 km) (Aunque ya actualmente se dispone de mayor resolución de 0.25 grados desde el año 2016).

Con las salidas del modelo WRF se utilizó el método de interpolación lineal para extraer los valores de las variables de interés para las coordenadas de los aerogeneradores de los parques eólicos de Gibara I y II. Se realizaron varios experimentos en los que se emplearon, para inicializar el modelo WRF, los datos

de análisis cada 6 horas como condiciones de frontera (horarios sinópticos de las 0000, 0600, 1200 y 1800 UTC) del modelo GFS para los meses de enero a julio de 2014. En todas las simulaciones de los experimentos realizados, el rango de pronóstico de la rapidez del viento se estableció hasta 24 horas, atendiendo a los requerimientos del Despacho Nacional de Carga (DNC) de la Unión Eléctrica de Cuba (UNE).

Para las corridas del WRF en los parques de Gibara fue utilizada la misma configuración del modelo, incluyendo las parametrizaciones físicas que se muestran en la [Tabla 1](#), las que han sido estudiadas en trabajos anteriores ([Mitrani et al., 2003](#); [Mitrani et al., 2004](#); [Pérez et al., 2014](#)). Con esta configuración se realizó el siguiente diseño de dominios anidados para la corrida del modelo ([Figura 2](#)), lo cual ya fue empleado por [Roque et al., 2015](#)

Se definen 4 dominios anidados, donde en el caso de la interacción entre los dominios de 27 y 9 km y la interacción entre las fronteras del dominio de 3 y 1 km ocurre de forma bidireccional, y en el caso de la interacción entre los dominios de 9 y 3 km ocurre de forma unidireccional. Estos dominios de 27, 9 y 3 km (dominio 1, 2 y 3 ó d01, d02 y d03 respectivamente) abarcan a Cuba entera, y en el caso del dominio de 1 km es diseñado específicamente para las zonas de los PE (dominio 4, d04) ([Figura 2](#)). Debemos decir que las mejoras en los resultados del pronóstico con el aumento de la resolución del modelo ya han sido demostradas por varios autores en la esfera internacional, lo cual resultó ser entonces una motivación más para la realización de este trabajo. Esto permitió conocer, el error de pronóstico en el aumento de la resolución y cuál era el costo computacional del mismo.

Extrapolación de los valores de rapidez del viento en la vertical.

Las salidas numéricas del modelo WRF de la rapidez del viento se obtuvieron cada 1 hora para 10m de altura. Sin embargo, la evaluación del modelo se realizó con los valores del viento a 50m de altura. Por

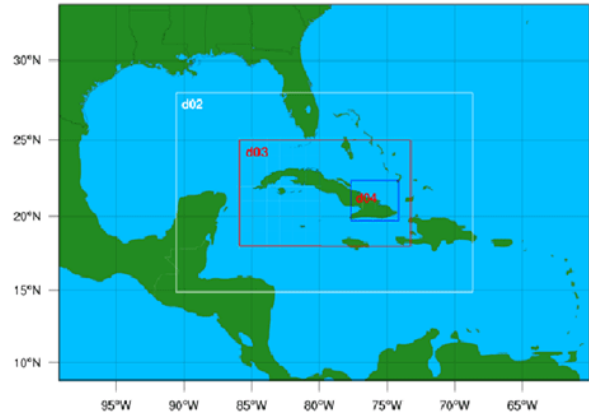


Figura 2. Dominios confeccionados para los experimentos descritos. Dominio 4 (de 1km de resolución espacial) para PEGI, PEGII (d04).

tal motivo fue necesario realizar una interpolación del viento a dicho nivel como ya había sido realizado por [Roque et al., 2015](#), utilizando la conocida ecuación de la ley de potencia del viento ([Emeis, 2013](#)), expresada como sigue (1):

$$u(z) = u_r \left(\frac{z}{z_r} \right)^{\alpha}$$

donde:

α : es el coeficiente de variación vertical del viento o exponente de Hellmann

U_r : es la velocidad de referencia del viento a la altura Z_r , generalmente 10m.

Los valores de α encontrados por [Roque et al., 2015](#), para el lugar de emplazamiento, fueron los utilizados para el PEGI y que ahora se utilizarán también para el PEGII, atendiendo a la semejanza físico-geográfica y a la influencia de los sistMAEs sinópticos que afectan dicha región en el año.

Estadígrafos utilizados

Para la realización del análisis se calcularon varios estadígrafos como el error medio absoluto (MAE), el sesgo (BIAS), la raíz del error cuadrático medio

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

Parámetro	Configuración			
	Dominios			
	D01 - 27km	D02 - 9km	D03 - 3km	D04 - 1km
Microfísica	WSM5 (<i>mp_physics</i> = 4)	WSM5 (<i>mp_physics</i> = 4)	Morrison (<i>mp_physics</i> = 10)	Morrison (<i>mp_physics</i> = 10)
Parametrización de cúmulos	Grell-Freitas (<i>cu_physics</i> = 3)	Grell-Freitas (<i>cu_physics</i> = 3)	No activada	No activada
Radiación de onda corta	Dudhia (<i>ra_sw_physics</i> = 1)	Dudhia (<i>ra_sw_physics</i> = 1)	Dudhia (<i>ra_sw_physics</i> = 1)	Dudhia (<i>ra_sw_physics</i> = 1)
Radiación de onda larga	RRTM (<i>ra_sw_physics</i> = 1)	RRTM (<i>ra_sw_physics</i> = 1)	RRTM (<i>ra_sw_physics</i> = 1)	RRTM (<i>ra_sw_physics</i> = 1)
Capa atmosférica superficial	Monin-Obukhov (JanjicEta) (<i>sf_sfclay_physics</i> = 2)	Monin-Obukhov (JanjicEta) (<i>sf_sfclay_physics</i> = 2)	Monin-Obukhov (JanjicEta) (<i>sf_sfclay_physics</i> = 2)	Monin-Obukhov (JanjicEta) (<i>sf_sfclay_physics</i> = 2)
Modelo de suelo	Noah land-surface model (<i>sf_surface_physics</i> = 2)	Noah land-surface model (<i>sf_surface_physics</i> = 2)	Noah land-surface model (<i>sf_surface_physics</i> = 2)	Noah land-surface model (<i>sf_surface_physics</i> = 2)
Capa límite Planetaria (PBL)	MYNN 2.5 level TKE (<i>bl_pbl_physics</i> = 5)	MYNN 2.5 level TKE (<i>bl_pbl_physics</i> = 5)	MYNN 2.5 level TKE (<i>bl_pbl_physics</i> = 5)	MYNN 2.5 level TKE (<i>bl_pbl_physics</i> = 5)

(RMSE) y el coeficiente de correlación de Pearson R (Giebel *et al.*, 2006).

DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Pronóstico de vientos para los parques eólicos.

La **figura 3**, muestra la marcha diaria del viento en correspondencia con las distintas series de datos utilizadas: promedios horarios de los anemómetros de los aerogeneradores de los parques eólicos Gibara I (APEGI) y Gibara II (APEGII) y del mástil de prospección. En la figura se aprecia la disminución de la rapidez del viento en las primeras horas de la mañana en las tres series de datos, algo que ya había sido estudiado por otros autores (Carrasco *et al.*, 2011, Martínez y Roque, 2015). Puede observarse también que los mayores valores promedios de la misma variable se encontraron para el PEGII. Este conocimiento del comportamiento diurno resulta ser esencial, pues permite compararlo con los valores promedios pronosticados y constatar la habilidad del modelo WRF de representar el ciclo diurno del viento, así como su magnitud.

La **figura 4** muestra el pronóstico de los valores medios de rapidez del viento a 50m de altura para el período seleccionado para ambos parques y el mástil de Los Cocos en los dominios de 1 y 3km. En ella puede apreciarse la aceptable representación de la Marcha diaria del viento dado por el modelo, con un desplazamiento de los valores máximos 2 horas después de lo que muestran las mediciones (**Figura 2.6**), no siendo así con los valores mínimos. El incremento inicial de las curvas en las dos primeras horas de pronóstico se debe al conocido "spin up" del modelo, tema que ha sido bien documentado por varios autores (Al-Yahyai, *et al.*, 2010; Aggarwal and Gupta, 2013; Madsen and Nielsen, 2010) y que se refiere a la etapa de calentamiento del modelo, es decir, momento en el que el modelo ajusta las condiciones iniciales a la dinámica de las variables a pronosticar, en otras palabras, es el tiempo de simulación necesario para que el modelo alcance el equilibrio físico y genere su propia variabilidad interna siendo independiente de las condiciones iniciales que se le impusieron.

Sin embargo, a pesar de representar el comportamiento diario del viento aceptablemente, existe una notable diferencia entre las curvas de un dominio y otro con respecto a la amplitud de la oscilación. Mientras que en el dominio de 1 km, la diferencia entre el valor medio máximo pronosticado y el mínimo es de aproximadamente de 2.5 m/s, en el dominio de 3km esta diferencia es de aproximadamente 4.5 m/s, muy superior a lo encontrado en las mediciones (**Figura 2.5**).

En la **figura 5** se muestra el MAE para la rapidez del viento en el PEGI con los datos del anemómetro instalado en el aerogenerador, donde puede apreciarse que los menores valores en promedio se hayan para el

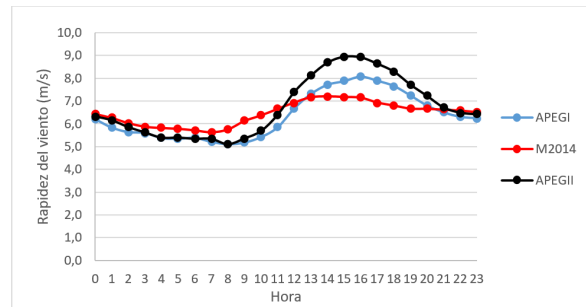


Figura 3. Marcha diaria de la rapidez del viento en APEGI y APEGII durante el período enero - julio 2014 y Mástil de prospección en enero - julio 2008.

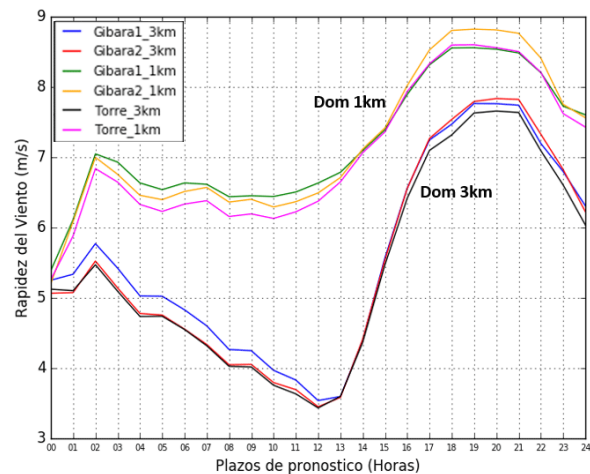


Figura 4. Pronóstico de 24 horas de la rapidez del viento para los PEGI, PEGII y el mástil de Los Cocos (Torre) en los dominios de 1 y 3 km.

dominio de 1km. Esta afirmación se hace más notable entre las primeras horas de pronóstico y las 16 horas, momento en el cual el MAE del dominio de 3km es inferior al de 1km hasta las 21 horas, donde se vuelve a invertir el comportamiento hasta el plazo final de pronóstico.

En el caso del dominio de 1km el MAE oscila alrededor de los 1.5 m/s, siendo menor a este valor en las primeras horas de pronósticos y posterior a las 16:00 horas.

En la propia **figura 5 (C)** se muestra el resultado encontrado para el mástil de prospección de Los Cocos. En la misma se observa que el MAE sigue siendo mejor en el dominio de 1km hasta las 15 horas de pronóstico pero con valores alrededor de los 2 m/s, es decir, superior a lo obtenido al de los PE. A partir de ese horario el MAE se incrementa más en este dominio que en el de 3km, tomando valores entre 2 y 3 m/s. Es decir el MAE, en ambos dominios, se incrementa en los horarios de mayor potencial, todo lo contrario a lo pronosticado para los parques.

Por su parte el error cuadrático medio (RMSE) presentó un comportamiento similar a lo mostrado por el MAE, con los valores más bajos para el dominio de 1 km inferiores a 2 m/s (**Figura 6**), para los PEGI y II, resultados similares a los mostrados por Roque *et*

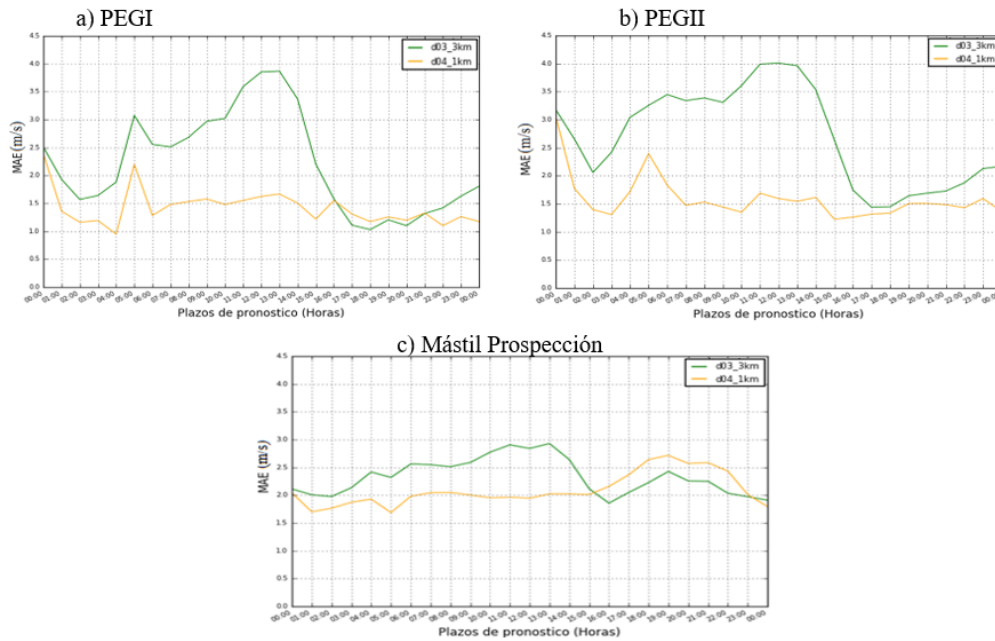


Figura 5. Error Medio Absoluto del pronóstico de rapidez del viento (MAE) para: a) PEGI b) PEGII, utilizando los datos del anemómetro instalado en la góndola del aerogenerador y c) Mástil de prospección Los Cocos.

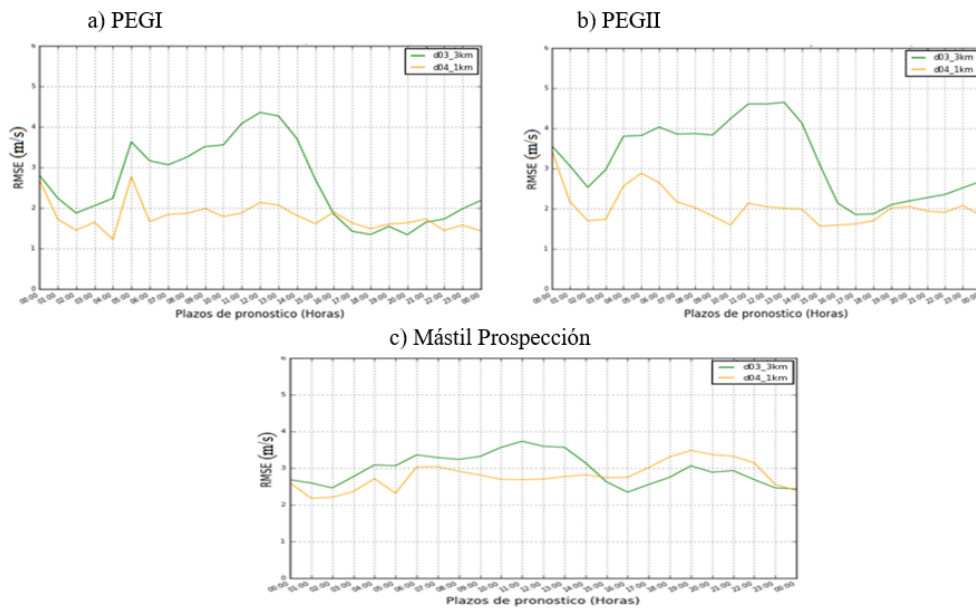


Figura 6. Raíz del error cuadrático medio de la rapidez del viento para: a) PEGI, b) PEGII y c) Mástil Los Cocos.

al., 2015 con una serie mensual y otros estudios internacionales con diferentes muestras de datos (Giebel et al., 2011).

Por otra parte, el análisis del BIAS (Figura 7), permite ver una tendencia general entre los resultados de ambos dominios. Para el PEGI, en el dominio de 3km, el modelo tiende a subestimar el pronóstico principalmente entre las primeras horas y las 16 horas de pronóstico, mientras que en el dominio de 1km ocurre lo contrario, el modelo tiende a subestimar el pronóstico pero con una magnitud inferior a lo que pasa con el dominio de 3km.

En el caso del PEGII sucede igual que en el PEGI pero con sus diferencias, ya que en el dominio de 3 km el modelo continua subestimando el pronóstico de la rapidez del viento ampliando su sesgo, pero en el dominio de 1km el modelo tiende a subestimar y sobrestimar el pronóstico en dependencia del plazo de pronóstico. Así, durante las primeras horas de pronóstico y después de las 20 horas, el modelo subestima el pronóstico de rapidez del viento, mientras que en los otros plazos lo sobrestima, aunque siempre manteniendo el comportamiento muy próximo a cero como sucedió también en el PEGI.

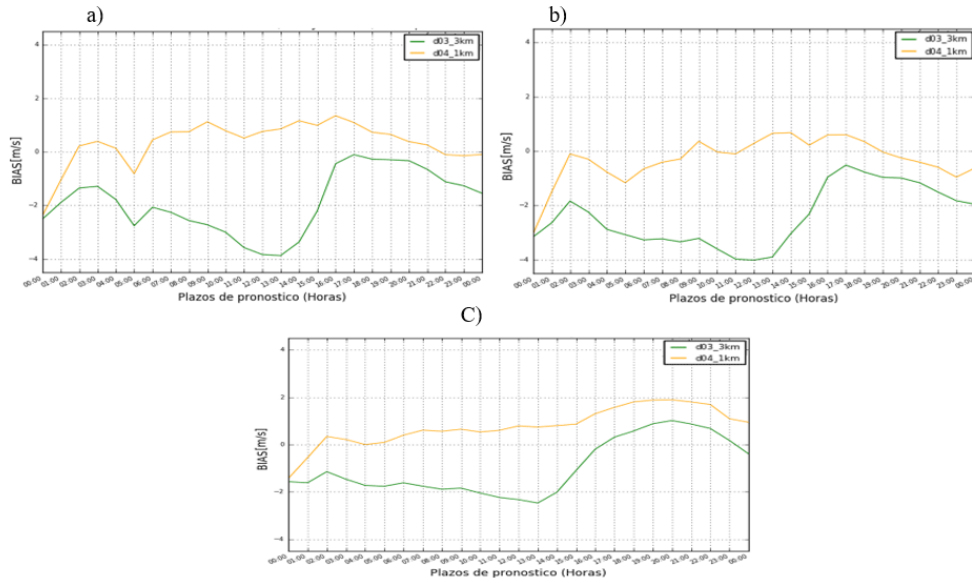


Figura 7. BIAS de la rapidez del viento para: a) PEGI, b) PEGII y c) Mástil Los Cocos.

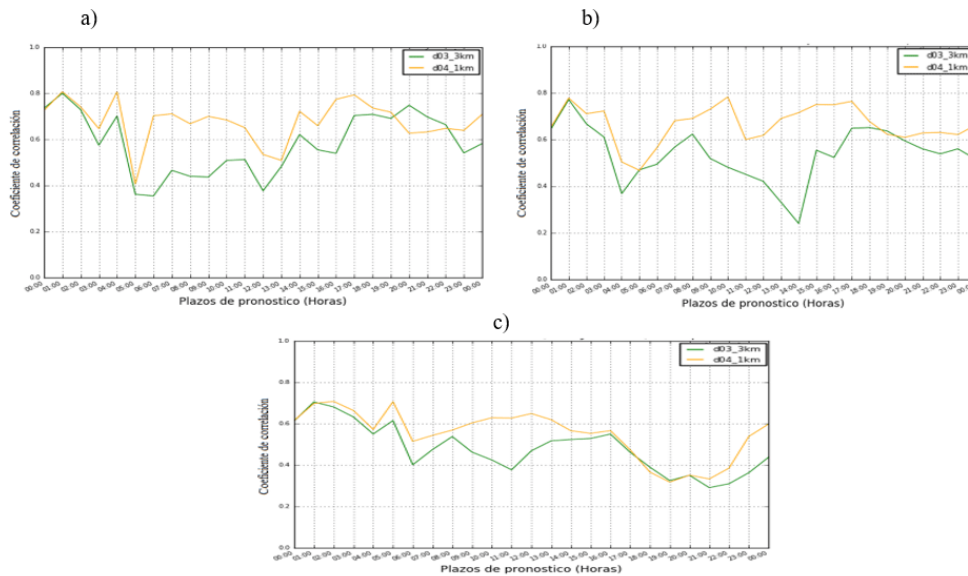


Figura 8. Coeficiente de correlación de Pearson entre los valores pronosticados por el modelo y las mediciones reales para: a) PEGI, b) PEGII y c) Mástil Los Cocos.

Otro estadígrafo analizado fue el coeficiente de correlación de Pearson R entre los valores pronosticados y reales para las distintas series de datos de viento, el cual se muestra en la figura 8. En la misma es fácil apreciar que existe una correlación positiva para los dos dominios y para las tres series de datos utilizadas. Sin embargo, existe una correlación débil entre los valores pronosticados y los reales para el dominio de 3 km, manteniendo esta correlación para el dominio de 1km cuando se trata de los datos del mástil de prospección de Los Cocos en el período enero - julio del 2014, lo que reafirma las dudas de la poca confiabilidad de estos datos para el estudio que se quiere realizar. Este último resultado es contrario a lo obtenido por [Roque et al., 2015](#), donde el valor de R para el

dominio de 1 km superó los 0.9 en todos los plazos de pronóstico, incluso más allá de las 24 horas.

Para el caso de los datos correspondientes a los PEGI y II, se obtiene una correlación aceptable para el dominio de 1km con valores mayores a 0.6 en casi todos los plazos de pronóstico.

Estos resultados permiten demostrar la importancia del aumento de la resolución de los dominios del modelo WRF para lograr mejores resultados en el pronóstico de la rapidez del viento. De esta manera se podrá contribuir a obtener buenos resultados en el pronóstico de la potencia eólica generada por los parques eólicos, siendo esto último de mucha utilidad para el Despacho Nacional de Carga.

CONCLUSIONES

1. Los pronósticos de rapidez del viento para los parques eólicos Gibara I y II y el mástil de Los Cocos mostró los mejores resultados estadísticos para el dominio de 1km con respecto al de 3km en la mayoría de los plazos de pronósticos, independientemente de la muestra de datos utilizados. Esto queda demostrado por los valores dados por los estadígrafos empleados (MAE, RMSE, BIAS y R), lo que confirma lo encontrado por estudios internacionales en cuanto a la disminución del error de pronóstico con el aumento de la resolución del modelo.
2. Los valores del error medio absoluto (MAE) estuvieron alrededor de 1.5 m/s en casi todos los plazos de pronósticos en el caso de los parques eólicos y alrededor de los 2 m/s en el caso del mástil de prospección, en todos los casos para el dominio de 1km, siendo superiores para el dominio de 3km. El RMSE mostró un comportamiento similar.
3. El análisis del BIAS dejó ver la tendencia del modelo WRF a sobrestimar los valores de rapidez del viento en el dominio de 1 km, siendo esto más apreciable para el PEGI y el mástil de Los Cocos. Para el dominio de 3 km, la tendencia es a subestimar la rapidez del viento hasta las 16 horas de pronóstico, momento a partir del cual disminuye el sesgo hasta valores cercanos a cero.
4. El coeficiente de correlación de Pearson (R), mostró valores entre 0.6 y 0.8 en la mayoría de los plazos de pronósticos para los dos parques eólicos en el dominio de 1km, correspondiendo esto a los menores errores del MAE y RMSE. Para el caso del dominio de 3km, los valores fueron inferiores en la generalidad de los plazos de pronósticos. Para el caso del Mástil de Los Cocos, aunque los valores en el dominio de 1km fueron mejores que el de 3km, fueron inferiores a lo encontrado para los parques eólicos.
5. Aunque no se describe en el trabajo, el costo computacional del aumento de la resolución es alto, pero los resultados demuestran que es necesaria su implementación operativa para obtener mejores pronósticos.

REFERENCIAS

- GWEC, 2021: Global Wind Report 2021, www.gwec.net
- IRENA, 2021: Renewable capacity statistics 2021 International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-342-7, www.irena.org
- Official Journal of the European Commission (2001): "Directiva 2001/77/CE del parlamento europeo y del consejo de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes renovables de energía en el mercado interior de la electricidad," vol. L 283, Oct. 2001, págs. 33-40.
- Lobo, M. G. (2010): Métodos de predicción de la generación agregada de energía eólica. Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid. 267 pp. http://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats_2017_EN-03_FINAL.pdf
- Bollen M.H., Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions, Wiley-IEEE Press, 1999.
- Gnativ R.M. y J.V. Milanović, "Qualitative and quantitative analysis of voltage sags in networks with significant penetration of embedded generation,"
- Nicksson C. A. de Freitas, M. S. Silva, M.S. Sakamoto (2018): Wind Speed Forecasting: A Review. Int. Journal of Engineering Research and Application, ISSN: 2248-9622, Vol. 8, Issue 1, (Part -1) January 2018, pp.04-09.
- CRISTEA C., M. Eremia, L. Toma (2015): Wind power forecasting accuracy assessment for multiple time scales. U.P.B. Sci. Bull., Series C, Vol. 77, Iss. 4, 2015 ISSN 2286-3540
- Kalmikov A. (2018): Wind Power Fundamentals. DOI: 10.1016/B978-0-12-809451-8.00002-3. <http://www.researchgate.net/publication/317119352>.
- Erbetta I: (2010): Predicción de la potencia para la operación de parques eólicos. Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista. Univ. Chile, Fac. Ciencias Físicas y Matemáticas, Dpto de Ing. Elect. 86 pp.
- Chang, W.-Y. (2014): A Literature Review of Wind Forecasting Methods. Journal of Power and Energy Engineering, 2, 161-168. <http://dx.doi.org/10.4236/jpee.2014.24023>
- Giebel G., J. Badger, I. Martí Perez, P. Louka, G. Kallos, A. M. Palomares, C. Lac, G. Descombes (2011) Short-term Forecasting Using Advanced Physical Modelling - The Results of the Anemos Project (2006):: Short-term Forecasting Using Advanced Physical Modelling - The Results of the Anemos Project. Results from mesoscale, microscale and CFD modelling, [Anemos_PhysicalModelling_EWEC_Athens_2006.doc](http://www.anemos-project.eu/Anemos_PhysicalModelling_EWEC_Athens_2006.doc), 2006-02-08.
- Saroha S., S. K. Aggarwal (2015): A Review and Evaluation of Current Wind Power Prediction Technologies WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS E-ISSN: 2224-350X, Volume 10, 2015
- Aggarwal S.K., Meenu Gupta (2013): Wind Power Forecasting: A Review of Statistical Models International Journal of Energy Science (IJES) Volume 3 Issue 1, February 2013

- Madsen H., H. Aalborg Nielsen (2010): The State-of-the-art of Wind Power Forecasting in Europe. IAWIND symposium, Iowa, 2010-04-06 - p. 1
- Ma L., Li B., Yang Z. B., Du J. and Wang J. (2014): A new combination prediction model for short-term Wind Farm Output Power based on Meteorological Data Collected by WSN. *International Journal of Control and Automation*, vol. 7, No. 1, pp171-180, <http://dx.doi.org/10.14257/ijca.2014.7.1.14>.
- López E., C. Valle, H. Allende, E. Gil and H. Madsen (2014): Wind Power Forecasting Based on Echo State Networks and Long Short-Term Memory. *Energies* 2018, 11, 526; doi: [10.3390/en11030526](https://doi.org/10.3390/en11030526).
- Al-Yahyai S., Y. Charabi, A. Gastli (2010): Review of the use of Numerical Weather Prediction (NWP) Models for wind energy assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010) 3192-3198.
- Giebel, Richard Brownsword, George Kariniotakis, Michael Denhard, Caroline Craxl (2011): The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power. A Literature Overview, 2nd Edition G. Advanced Tools for the Management of Electricity Grids with Large-Scale Wind Generation". ANEMOS Project, Specific Targeted Research Project Contract N°: 038692.
- Cristea C., M. Eremia, L. Toma (2015): Wind power forecasting accuracy assessment for multiple timescales. *U.P.B. Sci. Bull., Series C*, Vol. 77, Iss. 4, 2015 ISSN 2286-3540.
- Billinton R., H. Chen, and R. Ghajar (1996): "Time-series models for reliability evaluation of power systems including wind energy," *Microelectronics and Reliability*, vol. 36, no. 9, pp. 1253 -1261, Sept. 1996. SCADA, <http://www.uco.es/grupos/eatco/automatica/ihm/descargar/scada.pdf>
- Roque A., M. Sierra, I. Borrajero y A. Ferrer (2015): Pronóstico de viento a corto plazo en torres de referencia meteorológica para el programa eólico cubano. *Revista Cubana de Meteorología*, Vol.22, No.2, pp.164-187, 2016, ISSN: 0864-151X.
- Sierra M., Ferrer A., Borrajero I. (2014): SistMAE automático de predicción a mesoescala de cuatro ciclos diarios. Proyecto: "SistMAE de Predicción a muy corto plazo basado en el Acoplamiento de Modelos de Alta Resolución y Asimilación de Datos". Informe Científico - Técnico, Instituto de Meteorología.
- Roque A., M. Sierra, I. Borrajero y A. Ferrer (2018): Elaboración de pronóstico energético a corto plazo para parques eólicos. *Revista de Ingeniería energética*, 2018, vol. 39, n. 2, mayo/agosto, p. 115-122. Centro de Investigación y Pruebas Electroenergéticas, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de La Habana, José Antonio Echeverría, Cujae, ISSN 1815-5901 RNPS- 1958.
- Soltura R., A. González, R. Novo, G. Leiva, O. Vera, E. Ochoa (2011): Resultados del Programa de Prospección Eólica 2005-2010. Certificación de los datos de viento y optimización de la red. CIER 2011, Palacio de las Convenciones de La Habana.
- Mesoscale & Microscale Meteorology Division. 2014. ARW Version 3 Modeling System User's Guide. Complementary to the ARW Tech Note, 411pp. NCAR: Boulder, Colorado, USA. Web: <http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/userguideV3/ARWUsersGuideV3.pdf>
- Guerra R. (2015): Desarrollo de las Fuentes Renovables en Cuba. Conferencia Internacional de Energía Renovable, Eficiencia energética y Educación Energética (CIER 2015), Palacio de Las Convenciones de La Habana.
- Mitrani I., L. Álvarez, I. Borrajero. Aplicación optimizada del MM5V3 sobre el territorio cubano mediante el uso de una computadora personal. *Revista Cubana de Meteorología*, 2003.
- Mitrani I., C. González, I. Borrajero. El uso de MM5V3 en la predicción de eventos peligrosos sobre el territorio cubano. *Memorias del Taller de Meteorología Tropical, TROPICO-2004*, La Habana (publicación en soporte técnico), ISBN: 959-7167-02-6., 2004.
- A. Pérez, Mitrani I y Díaz O (2014): SistMAE de Predicción Numérica Océano Atmósfera (SPNOA), Informe Científico - Técnico, Instituto de Meteorología.
- Emeis, S (2013): *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](https://doi.org/10.1007/978-3-642-30523-8)
- Pasquill, F. (1961): The estimation of the dispersion of wind-borne material. *Meteorological Magazine*, 90, 33-49.
- MEASNET (2009): Power performance measurement procedure, Version 5, December - 2009. <http://www.measnet.com/wp-content/uploads/2011/06/power5.pdf>
- Roque A., M. Carrasco, P. Reyes (2015): Características del perfil vertical del viento en la capa superficial atmosférica sobre Cuba, atendiendo a la estratificación térmica de la atmósfera. *Rev. Cienc. Tierra y Esp.*, 2015 / julio-diciembre / Vol. 16 No. 2, ISSN 1729-3790
- Carrasco, M., A. ROQUE, O. MONTARTE, and D. RIVAS (2011): Local Breeze Effects on the Wind Energy Generation in the Northern Coast of Cuba. *WIND ENGINEERING*, VOLUME 35, NO. 6, 2011.
- Martínez B., A. Roque (2015): Disminución de la rapidez del viento en la capa superficial atmosférica. Su influencia en el aprovechamiento eólico. *Revista Cubana de Meteorología*, Vol. 21, No. 1, ene - jun. pp. 49 - 61, 2015.

Petersen, E.L y Troen, I. (1986): European Wind Atlas. European Wind Energy Association, Conference and Exhibition, Roma, Italy.

IRENA (2021), Renewable capacity statistics 2021 International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi. www.irena.org/Publications

Alfredo Roque Rodríguez. Centro de Física de la Atmósfera. Instituto de Meteorología (INSMET) Carretera del Asilo S/N. Casa Blanca, Regla, La Habana, Cuba. E- mail: alfroquerodriguez@gmail.com

Adrián Ferrer Hernández. Centro de Física de la Atmósfera. Instituto de Meteorología (INSMET) Carretera del Asilo S/N. Casa Blanca, Regla, La Habana, Cuba. E- mail: adrian.ferrer@insmet.cu

Maibys Sierra Lorenzo. Centro de Física de la Atmósfera. Instituto de Meteorología (INSMET) Carretera del Asilo S/N. Casa Blanca, Regla, La Habana, Cuba E- mail: maibys.lorenzo@insmet.cu

Israel Borrajero Montejo. Centro de Física de la Atmósfera. Instituto de Meteorología (INSMET) Carretera del Asilo S/N. Casa Blanca, Regla, La Habana, Cuba. E- mail: israel.borrajero@insmet.cu

Conflicto de intereses: Los autores no declaran conflictos de intereses.

Contribución de los autores: Gestión de proyectos, análisis formal, conceptualización, conservación de datos, redacción - primera redacción, revisión y edición, investigación, metodología, supervisión, validación y visualización: Alfredo Roque Rodríguez. Análisis formal, conceptualización, conservación de datos, redacción - revisión y edición, investigación, metodología, recursos, software, supervisión, validación y visualización: Adrián Luis Ferrer Hernández. Análisis formal, conceptualización, conservación de datos, redacción - revisión y edición, investigación, metodología, recursos, software, supervisión, validación y visualización: Maibys Sierra Lorenzo. Análisis formal, conceptualización, conservación de datos, investigación, metodología, recursos, software, supervisión, validación. Israel Borrajero Montejo.

Este artículo se encuentra bajo licencia [Creative Commons Reconocimiento-NoComercial 4.0 Internacional \(CC BY-NC 4.0\)](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)