

# INTERPOLACIÓN DE VIENTO CON EL SISTEMA WRF-DA

Gabriel Cazes Boezio<sup>1</sup>, Mariana Molinari<sup>1,2</sup>  
[agcm@fing.edu.uy](mailto:agcm@fing.edu.uy).

<sup>1</sup> Facultad de Ingeniería Universidad de la República (FING-UdelaR)

<sup>2</sup> Facultad de Ciencias Universidad de la República (FCIEN-UdelaR)

**Palabras clave:** asimilación de datos, curva de potencia, generación de energía eólica.

## 1) INTRODUCCIÓN

Actualmente el estudio del viento ha sido objeto de gran interés para el área energética, por el alto desarrollo que han tenido las energías renovables y en particular por la energía eólica. Uruguay se destaca entre los países donde la expansión de la energía eólica ha avanzado considerablemente. En 2020 la energía eólica representó 31% de la producción de energía eléctrica en el país (Balance energético 2020).

En este trabajo se utiliza el sistema de asimilación de datos WRF-DA para interpolar datos de anemómetros a alturas de 50m a 100m sobre el suelo a una grilla regular de 10km x 10km y a una altura de 100m sobre el suelo en Uruguay. Presentamos una evaluación preliminar de los resultados, enfocándonos en los errores medios (bias). Se utilizaron los datos de tres anemómetros no considerados en la asimilación de datos para validar la interpolación. El periodo de validación va desde 01/01/2013 al 31/12/2015.



Fig. 1. Ubicación de los anemómetros.

## 2) DATOS

Se utilizaron para la asimilación datos de cinco anemómetros, ubicados en Arerungúa, Otamendi, Bonete, Eulacio, Piedras de Afilar (ver Fig. 1) ubicados a 101.8m, 101.6m, 50.5m, 101.8m, 62.2m respectivamente. Para evaluar las interpolaciones obtenidas se utilizaron datos de anemómetros ubicados en Pampa, Valentines y Colonia Arias (Fig. 1), Todos pertenecen a la red de UTE-Eólica, descrita por Cornalino y Draper (2012). Para este trabajo se utilizaron datos de velocidad media en períodos diezminutales, que fueron promediados cada 1 hora, con centro en a cada hora local en punto.

## 3) METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Se asimilaron los datos de los cinco anemómetros indicados con el programa WRF-DA, descrito en la Nota técnica NCAR 453 (Barker et al. 2012), y de modo análogo a lo explicado en Cazes Boezio y Orтели (2019). Se realizó un control de calidad a todos los datos de los anemómetros utilizados también descrito en Cazes, Orтели (2019). Luego de asimilar los datos se afectaron las interpolaciones en los sitios de cada uno de los anemómetros de validación por un coeficiente para ajustar sus valores medios a las respectivas medias observadas, es decir que el módulo del viento fue modificado de acuerdo a

$$v_{mc} = v_m \frac{\overline{v_{obs}}}{\overline{v_m}} \quad (1),$$

donde  $v_m$  son los valores interpolados,  $v_{obs}$  son los valores registrados por los anemómetros,  $v_{mc}$  son los valores interpolados corregidos. Los resultados presentados aquí siguen un protocolo de validación cruzada de base anual: en cada anemómetro, las interpolaciones de 2013 se afectan por un coeficiente  $\overline{v_{obs}}/\overline{v_m}$  determinado con los datos de 2014 y 2015, para las interpolaciones de 2014, se deduce el coeficiente con datos de 2013 y 2015, y para 2015, con datos de 2013 y 2014.

Se calcula el error medio relativo de los datos horarios considerando sus ciclos anual y diario, para los cual se definen 2 temporadas: “verano” (noviembre-marzo) e “invierno” (mayo-septiembre), y dos períodos del día, “día” (hora local entre 9 y 18) y “noche” (hora local entre 21 y 7). En la Tabla I se muestran los resultados para estas temporadas y estos períodos del día, así como para el total de los datos en el período considerado. Se obtuvieron errores medios relativos de entre 1 y 9%.

	<i>Verano día</i>	<i>Verano noche</i>	<i>Invierno día</i>	<i>Invierno noche</i>	<i>Total</i>
<i>Pampa</i>	-1%	-3%	1%	3%	-1%
<i>Valentines</i>	3%	-4%	4%	-3%	-1%
<i>C. Arias</i>	7%	-1%	9%	5%	4%

*Tabla I Errores medios relativos*

También es de interés analizar si los bias de las estimaciones horarias tienen compensaciones cuando se consideran velocidades promediadas en períodos mayores. En ese sentido, se encontró que en las medias semanales de viento observado en los anemómetros y asimilado (no se muestran aquí) se encuentra una muy buena concordancia. Considerando que una de las aplicaciones de los datos interpolados es la estimación de producción potencial de parques eólicos, cabe preguntarse si la calidad del ajuste de medias semanales de potencia eólica generada es tan buena como la de las medias semanales de viento, considerando que existe una marcada no linealidad en la relación viento-potencia de los aerogeneradores. Para estimar los posibles efectos de estas no linealidades en las estimaciones de potencia, de un modo primario si las eventuales estimaciones de potencia, en cada sitio de validación calculamos una potencia de referencia ficticia aplicando la curva velocidad-potencia de un aerogenerador Gamessa G97 (Gamessa 2014) a los datos medios horarios medidos por los anemómetros, y hacemos un cálculo análogo con la velocidad estimada con el sistema descripto. En la Fig. 2 se muestra que la potencia media semanal estimada con los datos asimilados es muy cercana a la estimada con los datos observados, salvo en algunos casos puntuales de Colonia Arias donde parece sobre estimarla

#### **4) CONCLUSIONES**

Los resultados presentados son alentadores en cuanto a la utilidad del sistema WRF-DA de realizar estimaciones de viento útiles a los fines de la planificación energética. Se detectó que a escala semanal los errores medios (bias) son muy bajos tanto en velocidad media semanal como en potencia ficticia media.

En una siguiente etapa del desarrollo, se estudiará la posibilidad de corregir las medias de los datos interpolados a partir de información sobre la topografía no muestreada por la grilla del modelo numérico, sin necesidad de contar con datos históricos.

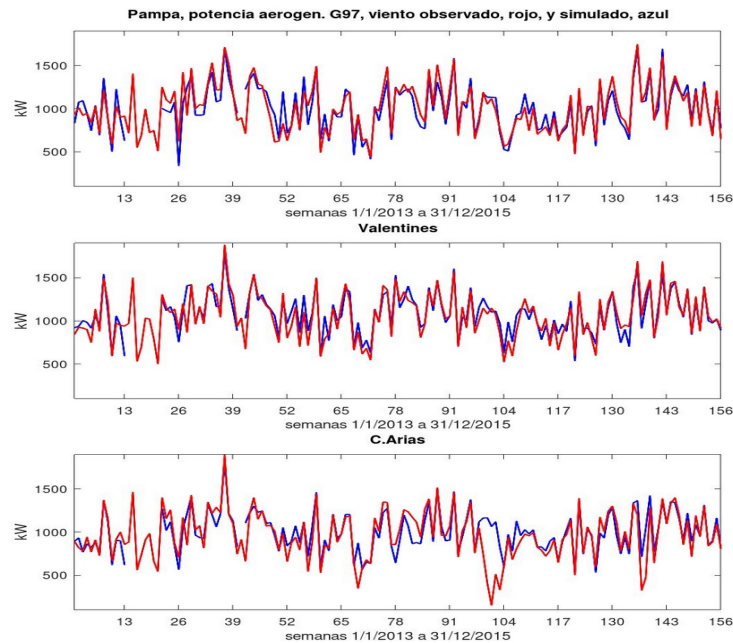


Figura 2: Potencia ficta semanal; obtenida de viento observado (rojo) e interpolado (azul).

**AGRADECIMIENTOS.** Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay brindó los datos utilizados en este estudio.

## REFERENCIAS

**Balance energético, 2020** <https://ben.miem.gub.uy/descargas/1balance/1-1-Libro-BEN2020.pdf> (Acceso 11-05-2022)

**Barker, D.; Huang, X.Y.; Liu, Z.; Auligné, T.; Zhang, X.; Rugg, S.; Ajjaji, R.; Bourgeois, A.; Bray, J.; Chen, Y.; et al. 2012** The Weather Research and Forecasting Model's Community Variational/Ensemble Data Assimilation System, WRFDA. Available online: <https://journals.ametsoc.org/doi/pdf/10.1175/BAMS-D-11-00167.1> (Acceso 11-05-2022).

**Cazes Boezio, G.; Ortelli, S.** Use of the WRF-DA 3D-Var Data Assimilation System to Obtain Wind Speed Estimates in Regular Grids from Measurements at Wind Farms in Uruguay. Data 2019, 4, 142. <https://doi.org/10.3390/data4040142>

**Cornalino, E.; Draper, M.** Planning the Distribution of Wind Farms in Uruguay in Order to Optimize the Operability of Large Amounts of Wind Power. Available online: [www.fing.edu.uy/cluster/eolica/publi/Cornalino\\_Draper\\_EWEC2012\\_FINAL.pdf](http://www.fing.edu.uy/cluster/eolica/publi/Cornalino_Draper_EWEC2012_FINAL.pdf) (Acceso 11-05-2022).

**Gamessa, 2014** <https://www.evwind.com/2014/10/16/la-turbina-eolica-g97-2-0-mw-de-gamessa-obtiene-el-primer-certificado-bajo-la-normativa-gl2010-de-dnv-gl/>