



Av. 6 de Diciembre N33 32 e Ignacio Bosano  
Edificio Torres Bosano 2do piso  
Telf.: 593-2-393-1390  
RUC: 1768163840001  
Quito - Ecuador

**INSTITUTO NACIONAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES  
INER**

**PROYECTO:  
ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO  
EN CONDICIONES EXTREMAS  
CUP: 915.10000.1484.6234**

**AUSPICIANTE(S) RESPONSABLE(S):  
Gonzalo GUERRON / Coordinación General Técnica INER**

**ELABORADO POR:**

Diego Jijón

**Quito, Diciembre de 2014**

## **ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO EN CONDICIONES EXTREMAS**

### **Informe sobre el análisis de las variables que inciden en el comportamiento del Parque Eólico Villonaco**

#### **Contenido**

1. Presentación .....	3
2. Introducción.....	3
3. Metodología y Datos .....	4
4. Resultados .....	9
5. Conclusiones.....	13
6. Referencias .....	14

## Glosario de Términos

CELEC EP	Corporación Eléctrica Del Ecuador – Empresa Pública
GENSUR	Unidad de Negocio – Administración Parque Eólico Villonaco
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
OMM	Organización Mundial de Meteorología

## 1. Presentación

Este informe se encuentra relacionado al “Informe del análisis de las variables que inciden en el comportamiento del Parque Eólico Villonaco”, el cual se realizó en el transcurso de octubre a diciembre de 2014.

Los datos entregados por CELEC EP de velocidad del viento y potencia de cada aerogenerador del Parque Eólico Villonaco son estudiados para encontrar las variables que más influyen en la generación de energía, por otro lado, las velocidades de viento registradas en la torre meteorológica de Villonaco se homogenizaron y rellenaron en los casos que se identificaron valores atípicos, para posteriormente simularlos en dinámica de fluidos.

## 2. Introducción

La estación automática de Villonaco se encuentra en la provincia de Loja a 4 kilómetros de la capital con coordenadas 79°15'35.16'' al oeste (Longitud) y 3°59'49.58'' al sur (Latitud), instalada a una altura aproximada de 2720 metros, la cual permite estudiar el comportamiento del viento en el cerro de Villonaco para los estudios de la potencia y energía generados por el parque eólico [1]. El parque Eólico de Villonaco posee una potencia nominal de 16.5 MW dotada por 11 generadores tipo GoldWind 70/1500, el cual genera aproximadamente 60 GW/h al año [1, 2]. La estación automática de Villonaco registra los datos de dirección del viento a 38 y 60 metros de altura, y para la velocidad de viento lo hace a 20, 40 y 60 metros de altura. La velocidad de viento es medida por tres anemómetros ultrasónicos, los cuales registran los datos a un nivel temporal de diez minutos para los dos años que se encuentra en funcionamiento la torre meteorológica automática [3-5]. Existen diversos estudios de homogenización y relleno de datos meteorológicos, y sobre todo para la variable de viento [6, 7]. Entre estos estudios se puede citar al trabajo realizado por *Wan et al.* [7], ellos homogenizaron las series de viento de 117 estaciones con datos superiores a 47 años y con una temporalidad diaria, lo cual fue usado para la caracterización del clima mediante la velocidad del viento, variabilidad y tendencias [7]. Para los valores atípicos, *Wan et al.* [7], proponen un método de reconocimiento automático bajo los parámetros de, módulo de la velocidad del viento ( $V$ ) superior a 128 Km/h, y si la condición de velocidad al tiempo  $t$  cumple que,  $|V_t - V_{t-1}| > 28 \text{ km/h}$  y  $|V_t - V_{t+1}| > 28 \text{ km/h}$ . Sin duda, este tipo de procedimiento permite establecernos una guía al momento de analizar los valores dudosos de una serie temporal obtenida por los registros de una estación automática, con una resolución temporal de diez minutos. Para ello, la organización Mundial de Meteorología (WMO, por sus siglas en inglés) tiene una serie de recomendaciones al momento de realizar las mediciones para estaciones

automáticas, lo cual especifica que los valores pequeños de viento, menores o iguales a  $0.2 \text{ m/s}$ , su equivalencia meteorológica es calma, y en general los vientos menores a  $1.5 \text{ m/s}$  son vientos calmados para anemómetros automáticos instalados a 10 metros de altura [8]. Para un parque eólico, para velocidades del viento menores a  $3 \text{ m/s}$  no son suficientes para mover las paletas de un aerogenerador tipo GoldWind 70/1500, esto según las especificaciones de fábrica [2].

En este informe se comparan las series temporales de viento de la estación automática de Villonaco, para las alturas de medición de velocidad del viento en 20, 40 y 60 metros de altura. Se realiza un reconocimiento de valores atípicos o dudosos de las series temporales de la velocidad de viento, esto mediante el procedimiento de *Wan et al.* [7], mencionado anteriormente. Una vez establecida la metodología para el reconocimiento de valores atípicos se procedió a homogenizar las series temporales, gracias a una buena relación entre las variables de medición para las diferentes alturas, se pudo establecer una metodología para la homogenización y relleno de datos de los valores dudosos de la estación de Villonaco.

Existe una diversidad de estudios para la caracterización de las curvas de potencia de las turbinas instaladas en parques eólicos, las cuales se encuentran citadas en la bibliografía [9-15]. En este trabajo, se ha analizado los ajustes de la función sigmoide para la curva de potencia del Parque Eólico Villonaco, la cual tiene muchas aplicaciones en los campos de la medicina, farmacéutica, biología, biofísica, predicciones, etc [16-20]. En este sentido, se analizaron los puntos de inflexión y de saturación de la curva de potencia para cada uno de los aerogeneradores, lo cual permite conocer los factores que afectan a la producción en base a la velocidad del viento. Se construyeron las curvas de potencia teórica para los datos de velocidad del viento y potencia para cada uno de los aerogeneradores del parque, y de esta forma, se construyeron las bases para realizar las simulaciones en dinámica de fluidos con WindSim [21]. Los datos obtenidos a través del software fueron comparados con los datos reales de explotación, lo que permitió estimar los coeficientes de pérdidas por mantenimiento y paradas de los aerogeneradores en promedio.

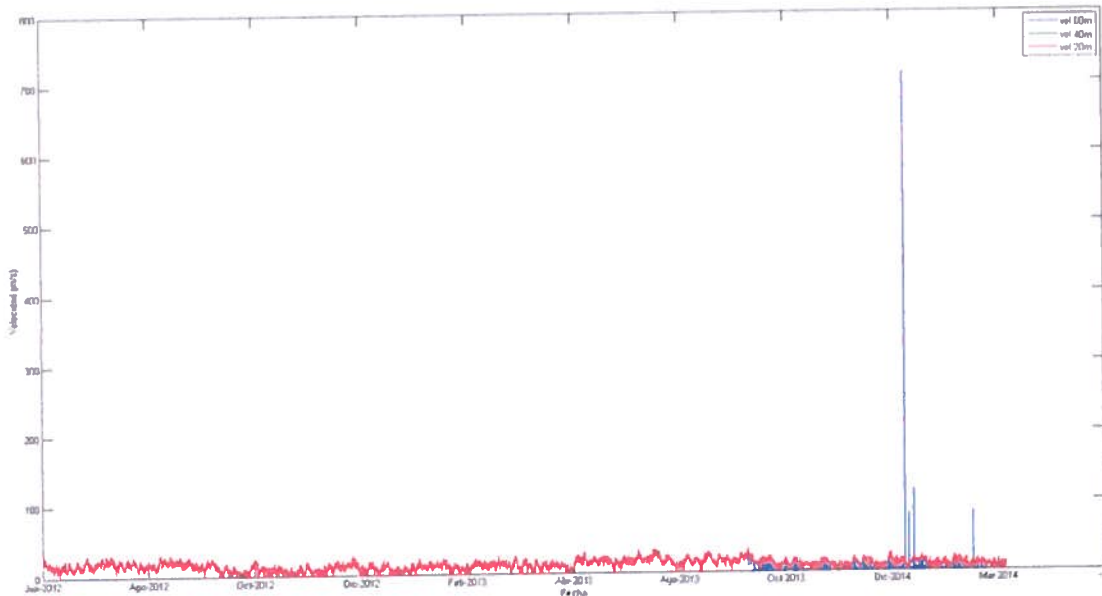
### 3. Metodología y Datos

#### 3.1. Datos

Los datos de velocidad y dirección del viento fueron entregados por parte de CELEC-EP de GENSUR, los cuales corresponden a la torre meteorológica que inicio su campaña de medición en junio de 2012.

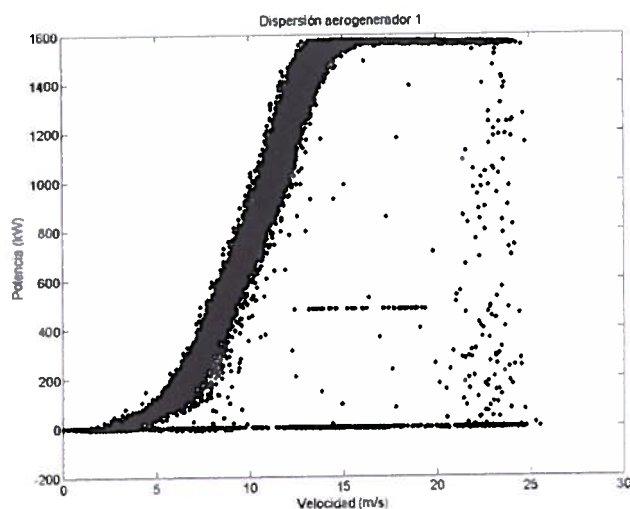
Las mediciones que realiza la estación automática de Villonaco correspondientes a la velocidad del viento en metros por segundo (m/s), es para tres mediciones a diferentes

alturas, las cuales se encuentran en una torre de 60 metros. La estación contiene 3 anemómetros de copa para las alturas de 20, 40 y 60 metros. Los datos analizados se los puede apreciar en Figura 1.



**Figura 1.** Velocidad de viento registrada en la torre meteorológica de Villonaco para las tres diferentes alturas de medición.

Por otro lado, se encuentran los datos de velocidad y potencia de cada uno de los aerogeneradores, los cuales corresponden a las curvas de potencia del funcionamiento real. El gráfico de los datos en bruto para un año de medición correspondiente al aerogenerador 1 se muestra en la Figura 2.



**Figura 2.** Potencia generada por el aerogenerador 1 en relación a las velocidades de viento observadas en góndola.

### 3.2. Metodología para el procesamiento de datos de viento y curvas de potencia.

Se identificaron los valores atípicos o sospechosos de las series temporales de velocidad del viento para las diferentes alturas de medición. En principio, se consideró la metodología propuesta por *Wan et al.* [7], la cual consiste en descartar los valores sospechosos si se cumple la siguiente relación.

$$v_t = 128 \text{ Km/h};$$

$$\text{si } |v_t - v_{t-1}| < 28 \text{ Km/h}; Y, |v_t - v_{t+1}| < 28 \text{ Km/h} \quad (1)$$

En este trabajo se propone una identificación de valores atípicos mediante la relación de la velocidad del viento que existe entre las diferentes alturas. Esto debido a que existe una alta correlación entre los datos medidos a 20, 40 y 60 metros de altura. Con esto se busca identificar cuando un sensor pudo dejar de funcionar. Para esto, se realiza una comparación de los datos a un nivel diario, de tal manera que las medias de velocidad quedan definidas de la siguiente manera.

$$M_{60} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_{60}(i), N \in \{\text{datos del día}\}, \forall i \in Z_0 \quad (2)$$

Donde,  $M_{60}$  es la media diaria de los datos medidos a 60 metros de altura, y de la misma forma se lo hace para los datos medidos a 40 y 20 metros de altura. Por otro lado, se encuentra la correlación entre las mediciones de la estación meteorológica de Villonaco, la cual se muestra a continuación.

$$R_{6040} = \frac{n \sum_{i=1}^n x_{60}(i)x_{40}(i) - \sum_{i=1}^n x_{60}(i) \sum_{i=1}^n x_{40}(i)}{\sqrt{n \sum_{i=1}^n x_{60}(i)^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_{60}(i)\right)^2} \sqrt{n \sum_{i=1}^n x_{40}(i)^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_{40}(i)\right)^2}} \quad (3)$$

En la Ecuación (3) se muestra el coeficiente de correlación entre las mediciones de la estación de Villonaco a 60 y 40 metros de altura, esto para la velocidad de viento.

Para identificar si un sensor dejó de funcionar, o si su calibración cambió, se propuso considerar como un dato erróneo si cumple la condición de la Ecuación (5).

$$dato_{error} = \begin{cases} x_{60} < 0.75x_{40} \\ x_{60} < 0.75x_{20} \\ R_{6040} < 0.85 \\ R_{6020} < 0.85 \end{cases} \quad (4)$$

Donde, los valores se consideran dudosos si el dato difiere en 0.75 del dato de medición a 40 o 20 metros de altura. Se consideran todas las correlaciones que superen el 0.85, con esto garantizaremos una buena relación lineal entre dos variables aleatorias. La condición mostrada en la Ecuación (5) se usa para la velocidad del viento a 60 metros debido a que a 20 y 40 metros de altura de medición no presentaron errores de medición.

El relleno de datos de velocidad de viento se lo hizo para la serie temporal medida a 60 metros de altura, y esta se construyó a partir de la regresión multivariante que viene dada en la Ecuación (4).

$$x_{60}(i) = m_1x_{40}(i) + m_2x_{20}(i) + C_0, i = \{1, 2, 3, \dots, N\} \quad (5)$$

Donde,  $m_1, m_2, C_0$  son constantes estimadas a partir de mínimos cuadrados o mediante el método de máxima verosimilitud [22], página 270.

Por otro lado, la desviación estándar de la velocidad se lo relleno con la relación empírica que existe entre la intensidad de turbulencia y la velocidad del viento propuesta por *Jijón et al.* [23], la cual es mostrada en la Ecuación (6).

$$\sigma_v = v(0.06 + 0.30 \exp(0.38v)), \forall v \geq 3 (m/s) \quad (6)$$

Las velocidades de viento registradas en cada uno de los aerogeneradores se procesaron por sus frecuencias absolutas, para obtener el diagrama de frecuencias relativas. De esta forma, se procede a aproximar la función de densidad de probabilidad bajo la distribución de Weibull a las frecuencias relativas de velocidad del viento, en base a la Ecuación (7).

$$f(x; \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases} \quad (7)$$

Donde  $k, \lambda$  son constantes y se encuentran a partir de una regresión no lineal con el gráfico de las frecuencias relativas.



Los datos de velocidad de viento y potencia fueron analizados en base a la función sigmoide mostrada en la Ecuación (8).

$$P(v) = \frac{A}{B + C \exp(-\lambda(v - \beta))} \quad (8)$$

Donde,  $A, B, C, \lambda$  y  $\beta$  son las constantes de la interpolación no lineal, y  $v$  es la velocidad del viento observada para una resolución temporal de 10 minutos. La primera derivada de la Ecuación (8) es mostrada a continuación.

$$\frac{dP(v)}{dv} = \lambda P(v) \left( 1 - \frac{B}{A} P(v) \right) \quad (9)$$

En base a la Ecuación (9) se encuentra el punto de inflexión de la curva derivando una vez más para la variable de velocidad del viento, e igualando a cero toda la expresión. Esto se puede evidenciar en la Ecuación (10).

$$v = \frac{1}{\lambda} \left( \lambda\beta - \ln\left(\frac{B}{C}\right) \right) \quad (10)$$

En base a las Ecuaciones (8), (9) y (10) se propone un tratamiento de outliers o de espurios que consiste en encontrar los valores de velocidad y potencia que no sigan la tendencia sigmoide. En este sentido, se construyen tres intervalos de análisis, el primero corresponde a las velocidades de viento entre 0 y 4 (m/s), y el outlier es identificado para valores de potencia superiores a 90.2 (kW). Esto se lo realiza en base a los valores específicos de fábrica de las turbinas usadas en el Parque Eólico Villonaco.

El segundo intervalo de velocidades de viento es [15,25] (m/s), el outlier corresponde a valores de potencia que no se encuentren en el intervalo [1505,1580] (kW). El último intervalo de velocidad de viento analizado es ]4,15[ (m/s), el outlier es identificado si no cumple la relación con la potencia estimada  $[P(v_1), P(v_2)]$  (kW), donde  $P(v)$  es estimado en base a la Ecuación (8), y  $v_1, v_2$  corresponden a las velocidades del viento mostradas a continuación.

$$v_1 = v - 1, v_2 = v + 1, \quad \forall v \in ]4,15[ (m/s) \quad (11)$$

### 3.3. Simulación en dinámica de fluidos computacional

Las simulaciones en dinámica de fluidos se realizaron a través del software WindSim [21], el cual considera el modelo de rugosidad considerando el mapa de alturas de la zona de análisis. Asimismo, incorpora los modelos en el campo de vientos, los cuales contienen las soluciones de las ecuaciones de Navier Stokes de los promedios de Reynolds (RANS), donde son consideradas las variables de presión, velocidad, energía cinética de turbulencia y la tasa de disipación de turbulencia.

Por otro lado, los objetos que son subidos al software son, las turbinas del Parque Eólico Villonaco, con sus respectivos de valores de posición, velocidad del viento y potencia, los valores de la torre meteorológica. Por último, de las simulaciones realizadas se obtienen los datos de potencia generada a un nivel diezminutal del mapa de vientos de la zona, acompañado de la producción de energía anual del parque.

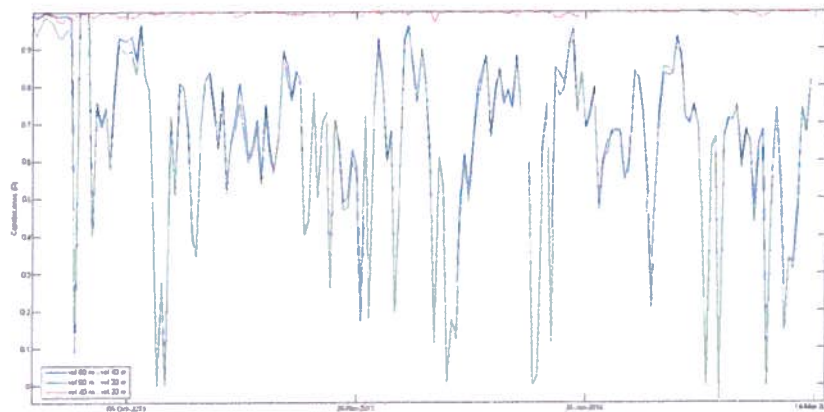
Los datos de las simulaciones son contrarrestados con los datos reales de explotación, de esta forma, se pueden estimar los porcentajes de pérdidas que la simulación no considera. En la Ecuación (12), se presenta el porcentaje de pérdidas que la simulación no considerara al momento de estimar la energía de producción anual.

$$P(\%) = \frac{EP_{real}}{EP_{simulado}} \cdot 100 \quad (12)$$

Donde, EP es la energía de producción estimada para el período de análisis.

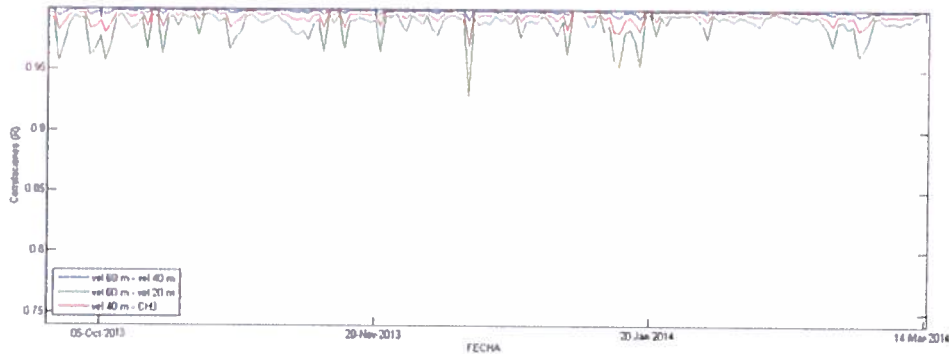
#### 4. Resultados

Las velocidades de viento que fueron identificadas como sospechosas o atípicas se reconocieron a través de las Ecuaciones (1) y (4). El gráfico de correlaciones es mostrado a continuación.



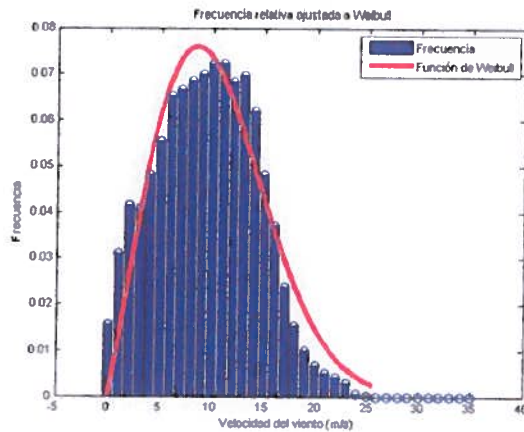
**Figura 3.** Datos erróneos o dudosos encontrados bajo las condiciones de las Ecuaciones (1) y (4), bajas correlaciones entre las variables de velocidad del viento medido a 60 metros respecto a las variables medidas a 40 y 20 metros.

Los datos relleno a partir de la Ecuación (5), presentan correlaciones altas, esto es posible observar en la Figura 6.



**Figura 4.** Correlación de los datos rellenos a partir del segundo método para la velocidad del viento medida a 60 metros de altura.

Los análisis de la velocidad del viento ajustada a la distribución de Weibull son mostrados en las gráficas de la Figura 5.



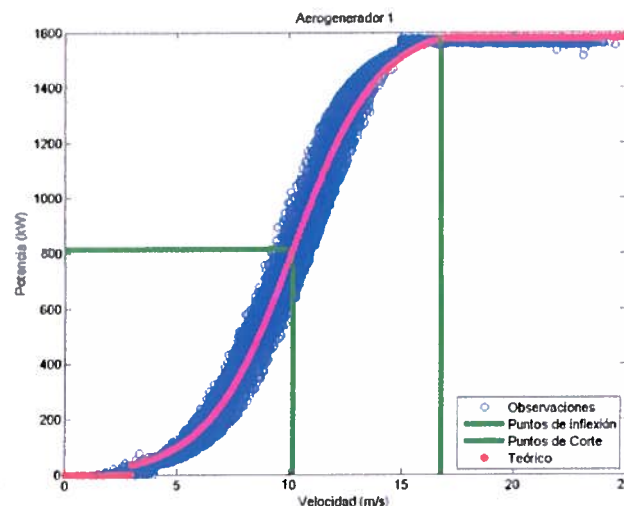
**Figura 5.** Velocidad del viento registrada en el aerogenerador 1 ajustada a la densidad de probabilidad bajo la distribución de Weibull según el diagrama de frecuencias relativas.

**Tabla 1.** Resultados de la velocidad media, mediana, desviación estándar y varianza según la función de densidad de probabilidad bajo la distribución de Weibull para el aerogenerador 1.

Estadística	Valores
-------------	---------

<b>Media (m/s)</b>	10.25
<b>Varianza (m/s)</b>	26.89
<b>Mediana (m/s)</b>	9.70
<b>Desviación Estándar (m/s)</b>	5.19
<b>k</b>	2.07
<b>Lambda</b>	11.58

Los análisis realizados de los datos de explotación del Parque Eólico Villonaco fueron procesados en base a las Ecuaciones (2), (3), (4) y (5). Un ejemplo del tratamiento de outliers se presenta en la Figura 6.



**Figura 6.** Eliminación de outliers, aproximación teórica y estimación de los puntos de inflexión y saturación de la curva de potencia del aerogenerador 1.

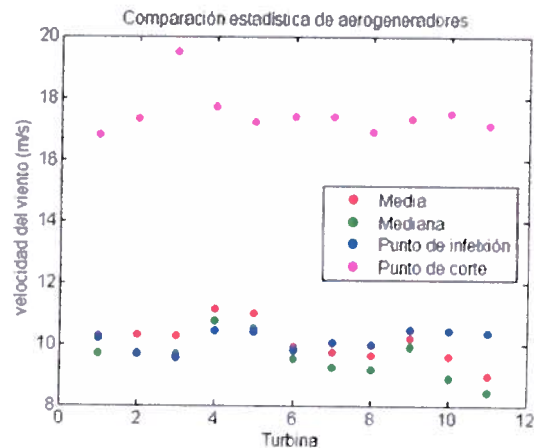
Los aerogeneradores en promedio tuvieron un valor del punto de inflexión para la potencia en 800 (kW). Este valor de potencia del punto de inflexión se llega con velocidades de viento más eficientes para algunas turbinas, como es el caso de los aerogeneradores 2 y 3.

La información de la aproximación sigmoide se encuentran en resumen en las tablas a continuación, además de los valores de energía de producción anual y el tiempo en horas del funcionamiento al 90 % de la capacidad del aerogenerador.

**Tabla 2.** Tabla resumen de los valores estadísticos de velocidad del viento más relevantes para los aerogeneradores del Parque Eólico Villonaco.

<b>Turbina</b>	<b>Media (m/s)</b>	<b>Mediana (m/s)</b>	<b>Punto de inflexión (m/s)</b>	<b>Punto de corte (m/s)</b>
----------------	--------------------	----------------------	---------------------------------	-----------------------------

1	10.25	9.7	10.18	16.8
2	10.29	9.65	9.7	17.3
3	10.26	9.65	9.56	19.5
4	11.13	10.75	10.44	17.7
5	11	10.5	10.39	17.2
6	9.9	9.51	9.79	17.4
7	9.75	9.23	10.05	17.4
8	9.62	9.18	9.99	16.9
9	10.19	9.92	10.48	17.3
10	9.58	8.91	10.43	17.5
11	8.96	8.45	10.38	17.1



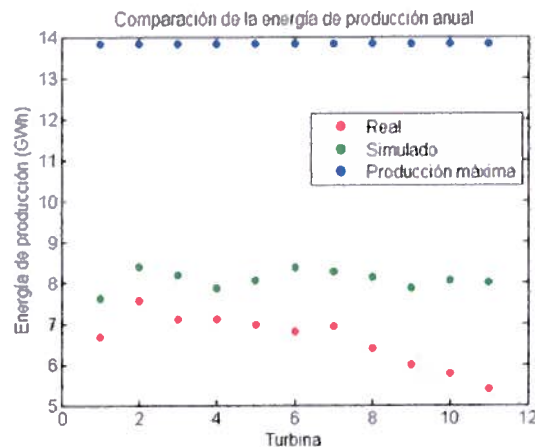
**Figura 7.** Comparación estadística de la velocidad del viento para la media, mediana, punto de inflexión y punto de corte de los aerogeneradores según la Tabla 2.

En la Figura 7 se puede apreciar que los aerogeneradores 4 y 5 tienen la velocidad del viento media y mediana más altas. Es posible evidenciar que la media y la mediana de velocidad del viento más bajas son para los aerogeneradores 10 y 11. Esto nos da una idea clara del recurso eólico por aerogenerador, los cuales dependen mucho de la posición, altura y velocidad de viento.

**Tabla 3.** Tabla resumen de los valores de energía de producción anual (EPA), horas de funcionamiento al 90 % de la capacidad y el factor de planta por aerogenerador del Parque Eólico Villonaco.

Turbina	EPA real (GWh)	horas de funcionamiento al 90% de capacidad	EPA Simulación WindSim (GWh)	EPA máximo (GWh)	Factor de planta
1	6.67	2314.67	7.62	13.84	48.19%

2	7.54	2822.50	8.39	13.84	54.48%
3	7.09	2652.17	8.16	13.84	51.23%
4	7.10	2571.00	7.86	13.84	51.30%
5	6.97	2408.67	8.03	13.84	50.36%
6	6.79	2245.33	8.36	13.84	49.06%
7	6.92	2175.83	8.26	13.84	50.00%
8	6.38	2012.17	8.12	13.84	46.10%
9	5.98	1619.67	7.86	13.84	43.21%
10	5.77	1481.33	8.04	13.84	41.69%
11	5.41	1264.50	8.00	13.84	39.09%



**Figura 8.** Comparación de la producción de energía anual de los aerogeneradores según la Tabla 3.

En base a la Figura 8, los aerogeneradores que mayor producción de energía tuvieron durante el año de análisis son, 2, 3, 4 y 5. Si realizamos la comparación con la estadística mostrada en la Figura 7, coinciden con los valores que tuvieron una velocidad del viento media y mediana más altas para las turbinas 4 y 5, en cambio para las turbinas 2 y 3 los puntos de inflexión fueron los menores. Los aerogeneradores de menor rendimiento son el 9, 10 y el 11 y se puede deber a que los puntos de inflexión son los más altos.

## 5. Conclusiones

La metodología desarrollada para el análisis de valores atípicos, homogenización y relleno de datos ayudó a identificar el anemómetro de la torre meteorológica de Villonaco que dejó de funcionar. Los datos de la serie temporal de velocidad de viento medida a 60 metros de altura fueron rellenos a partir del 24 de septiembre de 2013, y sirvieron para las posteriores simulaciones en dinámica de fluidos con WindSim.

Este trabajo permitió comparar los aerogeneradores del Parque Eólico Villonaco por su rendimiento, localización y velocidad del viento. En este contexto, los aerogeneradores que con mayor energía de producción en el año de análisis (Junio 2013 – Mayo 2014) aportaron al parque son el 2, 3, 4 y 5, esto se encuentra reflejado en el factor de planta por turbina igual a, 54.48%, 51.23%, 51.30% y 50.36%, respectivamente.

Los aerogeneradores que menor rendimiento tuvieron, de acuerdo a la energía de producción anual real son, 9, 10 y 11. Esto se puede atribuir a que el número de horas que la turbina trabaja al 90 % de su capacidad es menor, y por la posición de los aerogeneradores en el parque. Las turbinas 1, 6, 7 y 8 tuvieron un rendimiento medio con un factor de planta superior al 46%.

La simulación en dinámica de fluidos permitió obtener la energía de producción anual, la cual se diferencia de los datos por un factor del 0.8188. Las simulaciones para las turbinas 7, 8, 9, 10 y 11 no se ajustaron a los datos reales, esto se debe a la distancia que existe con la posición de la torre meteorológica.

## 6. Referencias

- [1] Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP) and Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), "*PARQUE EOLICO VILLONACO*", 2012.  
[https://www.celec.gob.ec/index.php?option=com\\_content&view=article&id=189:colico](https://www.celec.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=189:colico)
- [2] Xinjiang Goldwind Science and Technology Co. Ltda China, "*GOLDWIND 1.5MW PERMANENT MAGNET DIRECT-DRIVE (PMDD) WIND TURBINE*", 2011.
- [3] P. A. Coppin and K. J. Taylor, "*A three-component sonic anemometer/thermometer system for general micrometeorological research*". *Boundary-Layer Meteorology/ Springer Link*, 1983. **27**(1): 27-42. (10.1007/BF00119970)
- [4] James M. Wilczak, Steven P. Oncley and Steven A. Stage, "*SONIC ANEMOMETER TILT CORRECTION ALGORITHMS*". *Boundary-Layer Meteorology/ Springer Link*, 2000. **99**(1): 127-150. (10.1023/A:1018966204465)
- [5] Zhou Yufeng and Wang Yan, "*To Measure Wind Speed using the theory of One-dimensional Ultrasonic Anemometer*", 2011. 1-40.
- [6] Bridget R. Thomas, Elizabeth C. Kent and Val R. Swail, "*METHODS TO HOMOGENIZE WIND SPEEDS FROM SHIPS AND BUOYS*". *Int. J. Climatol. / John Wiley & Sons, Ltd.*, 2005. **25**: 979–995. (10.1002/joc.1176)

- [7] Hui Wan, Xiaolan L. Wang and Val R. Swail, "*Homogenization and Trend-Analysis of Canadian Near-Surface Wind Speeds*". JOURNAL OF CLIMATE / American Meteorological Society, 2010. **23**: 1209-1225. (10.1175/2009JCLI3200.1)
- [8] World Meteorological Organization (WMO), "*Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation / Measurement of Surface Wind*", 2008. 1.5-14.
- [9] E. Anahua, St. Barth and J. Peinke, "*Markovian power curves for wind turbines*". John Wiley & Sons, Ltd., 2008. **11**(3): 219-232. (10.1002/we.243)
- [10] Shuhui Li, Wunsch D.C., O'Hair E.A. and Giesselmann M.G, "*Using neural networks to estimate wind turbine power generation*". Energy Conversion, IEEE Transactions, 2002. **16**(3): 276 - 282 (10.1109/60.937208)
- [11] Tongdan Jin and Zhigang Tian, "*Uncertainty analysis for wind energy production with dynamic power curves*". Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE 11th International Conference, 2010: 745 - 750 (10.1109/PMAPS.2010.5528405)
- [12] Matthias Wächter, Patrick Milan, Tanja Mücke and Joachim Peinke, "*Power performance of wind energy converters characterized as stochastic process: applications of the Langevin power curve*". Wiley, Energy Science & Engineering, Wind Energy, 2011. **14**(6): 711-717. (10.1002/we.453)
- [13] Andrew Kusiak, Haiyang Zheng and Zhe Song, "*Models for monitoring wind farm power*". Elsevier, Renewable Energy, 2009. **34**: 583-590. (10.1016/j.renene.2008.05.032)
- [14] Antonino Marvuglia and Antonio Messineo, "*Learning a wind farm power curve with a data-driven approach*". World Renewable Energy Congress 2011-Sweden, 2011: 8-13.
- [15] Patrick Milan, "*The stochastic power curve analysis of wind turbines*", École Normale Supérieure de Lyon-Thesis. [http://www.ens-lyon.fr/DSM/SDMsite/M2/stages\\_M2/Milan.pdf](http://www.ens-lyon.fr/DSM/SDMsite/M2/stages_M2/Milan.pdf)
- [16] Cajo J.F. ter Braak, "*Bayesian sigmoid shrinkage with improper variance priors and an application to wavelet denoising*". Elsevier, Computational Statistics & Data Analysis, 2006. **51**(2): 1232-1242. (10.1016/j.csda.2006.06.011)
- [17] N.J. Barrow and R.E. Mendoza, "*Equations for describing sigmoid yield responses and their application to some phosphate responses by lupins and by subterranean clover*". Springer, Fertilizer research, 1990. **22**(3): 181-188. (10.1007/BF01120393)
- [18] Xiaohong Chen, J. Racine and N.R. Swanson, "*Semiparametric ARX neural-network models with an application to forecasting inflation*". Neural Networks, IEEE Transactions, 2001. **12**(4): 674 - 683 (10.1109/72.935081)
- [19] Jing Ren, McIsaac K.A., Patel R.V.; and Peters T.M., "*A Potential Field Model Using Generalized Sigmoid Functions*". Systems, Man, and Cybernetics, Part B: Cybernetics, IEEE Transactions, 2007. **37**(2): 477 - 484 (10.1109/TSMCB.2006.883866)



[20] Menon Anil Ravindran, Mehrotra Kishan, Mohan Chilukuri K. and Ranka Sanjay, "*Characterization of a Class of Sigmoid Functions with Applications to Neural Networks*", 1994, Electrical Engineering and Computer Science Technical Reports.  
[http://surface.syr.edu/eecs\\_techreports/152](http://surface.syr.edu/eecs_techreports/152)

[21] "*WindSim Software*". CFD Modelling. (<http://www.windsim.com/>)

[22] Daniel Peña, "*Análisis de Datos Multivariantes*", 2002, McGraw-Hill Interamericana de España: España.

[23] D. Jijón, J.E. Constante, M.J. Moya and G.E. Guerrón, "*Homogenización y relleno de datos de viento de la estación meteorológica automática de Villonaco*". CENACE-ENERGÍA edición N°11, 2014.

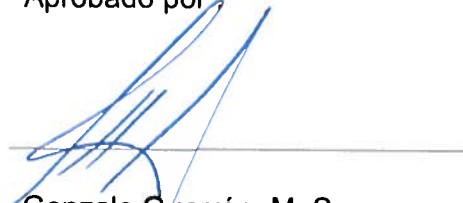
**Informe de actividades del proyecto "Análisis del comportamiento de un  
parque eólico en condiciones extremas"**

Elaborado por :



Diego Jijón, Fis  
Analista Técnico  
INER

Aprobado por :



Gonzalo Guerrón, M. Sc  
Experto Técnico  
INER

Quito, 24 de diciembre de 2014