

MONITORING OF A WIND TURBINE IN DISTRIBUTED GENERATION: EVALUATION OF THE
UNCERTAINTY IN THE DETERMINATION OF ITS POWER CURVEJuan Salerno ^{1*}, juansalerno63@hotmail.com, <https://orcid.org/0009-0001-3384-9911>Marcelo Carlos Castello ¹, cfilippin@cpenet.com.ar,Rafael Beltrán Oliva ², roliva@uarg.unpa.edu.ar,

1 Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario, Rosario-Argentina

2 Universidad Nacional de la Patagonia Austral, Rio Gallegos-Argentina

Submitted: 11/3/2024. Accepted: 14/08/2024

Published: 12/12/2024

ABSTRACT

Purpose: In the following work, the uncertainty in determining the power curve for a small wind turbine has been assessed. The power curve was measured with monitoring equipment specifically designed with quality components in order to ease the validation of the results. This work is included within the aims of the Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables (Smart Grids with Renewable Energies Project) (PRIER by its Spanish acronym) in the city of Armstrong, Argentina.

Method: Monitoring equipment that can be moved and installed at the required measuring point has been designed. It allows the measuring and verification of the variables described. The system is connected to the Armstrong Cooperative electrical distribution grid (CELAR by its Spanish acronym), carrying out measurements from one of the wind turbines installed.

Results: Using this equipment, the power curve for the wind turbine at the selected location has been obtained, and the uncertainties at this location have been assessed.

Limitations: A verification and setting of parameters is necessary to make it fully functional for the Project's purpose.

Innovation: The equipment can fully determine a wind turbine's functioning parameters in distributed generation. Its portability allows the moving to a required location.

Keywords: wind turbine, low power, measuring, power curve, uncertainty.

RESUMEN

Propósito: En el presente trabajo, se ha evaluado la incertidumbre en la determinación de la curva de potencia de un pequeño generador eólico, medida mediante un equipamiento de monitoreo de diseño propio con componentes de alta calidad, para contar con una validación de los resultados obtenidos. El trabajo se enmarca en los objetivos del Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables (PRIER) en la Ciudad de Armstrong, Argentina.

Metodología: Se ha diseñado un equipo de monitoreo trasladable e instalable en el punto de medición que se requiera, que permite medir y verificar los parámetros detallados. El sistema se encuentra conectado en la red eléctrica de distribución de la Cooperativa de Armstrong (CELAR), que efectúa mediciones desde uno de los aerogeneradores instalados.

Resultados: Mediante el equipamiento, se ha obtenido la curva de potencia del aerogenerador en el sitio del emplazamiento y se ha evaluado la incertidumbre en dicha determinación.

Limitaciones: Se requiere una verificación y parametrización para que sea completamente funcional a la finalidad del Proyecto.

Originalidad: El equipamiento permite la determinación completa de los parámetros de funcionamiento de un aerogenerador en generación distribuida, y su portabilidad permite el traslado al emplazamiento requerido.

Palabras Clave: aerogenerador, baja potencia, mediciones, curva de potencia, incertidumbre.

1. INTRODUCCIÓN

Como se establece en la teoría (Burton et al., 2001), el modo en que varían con la velocidad del viento los tres principales indicadores: potencia, torque y empuje, caracterizan el desempeño de una turbina eólica.

La potencia determina la cantidad de energía capturada por el rotor, el torque desarrollado determina el tamaño de la transmisión mecánica y la caja de engranajes -si la hubiera- y debe corresponder con las condiciones del generador impulsado por el rotor. El empuje del rotor tiene una gran influencia en el diseño estructural de la torre y sus anclajes.

Las curvas características no dimensionales son usualmente utilizadas, a partir de las cuales el desempeño real puede determinarse sin importar cómo es operada la turbina, ya sea a velocidad constante o a diferentes regímenes de velocidad rotacional variable. Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, mediante un anemómetro situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (para el caso de máquinas de baja potencia, la normativa admite instalar el anemómetro en el mismo mástil, como se realizó en el caso estudiado).

Las pruebas de campo de turbinas eólicas se llevan a cabo principalmente por dos razones diferentes. Primero, como parte del desarrollo de nuevos diseños, los fabricantes y los investigadores toman una amplia gama de medidas para comprobar el funcionamiento de una máquina determinada.

Asimismo, se realizan en algunos casos para validar modelos de aerogeneradores utilizados en el proceso de diseño según normas para máquinas de baja potencia, por ejemplo (IEC, 2013).

La segunda razón, y quizás la más común, es la de realizar pruebas para establecer el rendimiento de un aerogenerador determinado. En este segundo caso los objetivos de los ensayos están mejor definidos y muchos de los problemas son comunes para ambos tipos de pruebas. La medición del desempeño es también el área mejor cubierta por los estándares como (IEC, 2017) y recomendaciones, aunque aún persisten algunas dificultades e inconsistencias.

En trabajos previos (Salerno et al., 2022) se han obtenido datos del desempeño de una máquina tipo Wintec de 1.5 kW (EBHSA, 2019), registrando la información necesaria para expresar su comportamiento y rendimiento. Para ello, se utilizó un equipo de medición y monitoreo de diseño y montaje propios (Oliva et al., 2019) vinculado a la red de energía eléctrica distribuida, y mediante el trabajo abordado se procesaron y validaron los datos obtenidos según la normativa correspondiente. Con dichos datos se han trazado las correspondientes curvas de potencia, scatter plot y C_p en función de la velocidad del viento, que como se dijo, caracterizan el desempeño del aerogenerador.

Se debió previamente, describir las razones para realizar pruebas de campo, identificar procedimientos de prueba reconocidos, examinar los aspectos prácticos de los transductores y registradores de datos, discutir las dificultades asociadas con la evaluación del rendimiento aerodinámico. Los primeros avances del ensayo se describieron en (Oliva et al., 2019). Debido a que el estudio involucró aspectos eléctricos del diseño del aerogenerador, se incluyeron sensores extra no requeridos por la (IEC, 2017) para estudiar las variaciones de frecuencia, tensión y corriente de su generador de imanes permanentes.

En el presente trabajo, a partir de los datos obtenidos mediante el monitoreo descrito, se examinan los errores y se evalúa la incertidumbre implícita en la determinación de las curvas mencionadas. Más allá de esta introducción, el trabajo presente se compone de las secciones: materiales y metodología, cálculos, resultados, discusión y conclusiones, y referencias utilizadas.

2. MATERIALES Y METODOLOGÍA

Se denomina “velocidad específica (tip speed ratio)”, a la relación adimensional entre la velocidad tangencial de punta de pala y la velocidad del viento (1):

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (1)$$

Donde:

λ : velocidad específica (tip speed ratio)

ω : velocidad angular del molino (rad/s)

R: radio del rotor (m)

v: velocidad del viento (m/s)

Se denomina C_p al coeficiente de potencia, valor adimensional que relaciona la potencia real entregada por el rotor con la potencia contenida en el flujo del viento. En este sentido, es un método usual representar el desempeño de un rotor mediante una curva no dimensional C_p - λ , tal como la de Figura 1, para una turbina de tres palas.

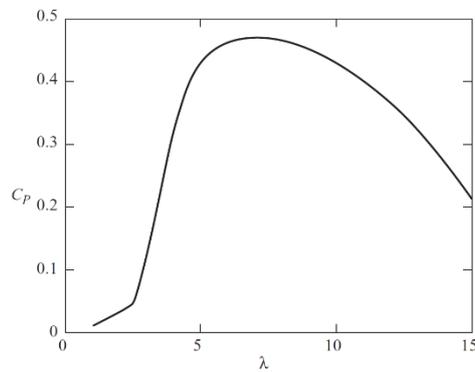


Figura 1: curva de desempeño. $C_p - \lambda$

Una alternativa a esta curva es representar el C_p en función de la velocidad del viento medida en el emplazamiento considerado, tal como en Figura 2.

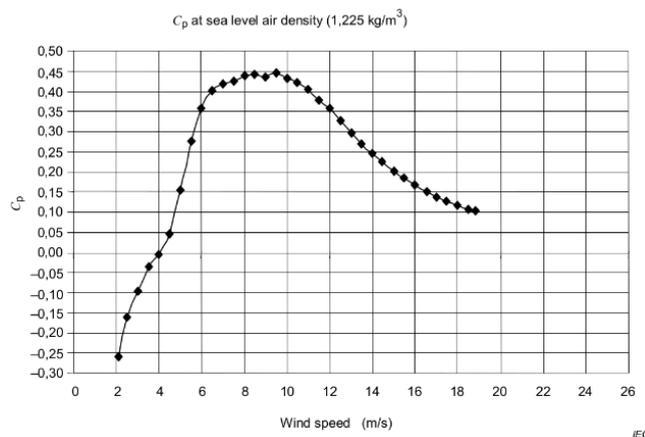


Figura 2: curva de desempeño $C_p - v$

Lo primero que puede observarse de estas curvas para rotores típicos de gran tamaño, es que el denominado límite de Betz (el máximo valor teórico obtenible o $C_{pmax} = 0,593$) no es alcanzado

(apenas se llega a un 0,47 aproximadamente) debido a diferentes pérdidas inevitables e inherentes al diseño (conocidas como tip, drag y stall), y también debido a que el diseño de las palas no es perfecto. En equipos de baja potencia, como el caso estudiado, el rendimiento máximo es aún menor.

Otras curvas de gran relevancia en el análisis del funcionamiento de una turbina eólica resultan la curva de potencia de Figura 3 y la nube de puntos o scatter plot de figura 4, donde se representa la potencia eléctrica obtenida en función de la velocidad del viento en el emplazamiento.

La curva de potencia tiene una importancia económica significativa ya que determina mediante métodos estadísticos la producción esperada del aerogenerador, para lo cual la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) estableció la normativa IEC-61400-12-1 (IEC, 2017). Allí se incluye un Anexo H específico para las turbinas de baja potencia. La versión española es la (UNE, 2018).

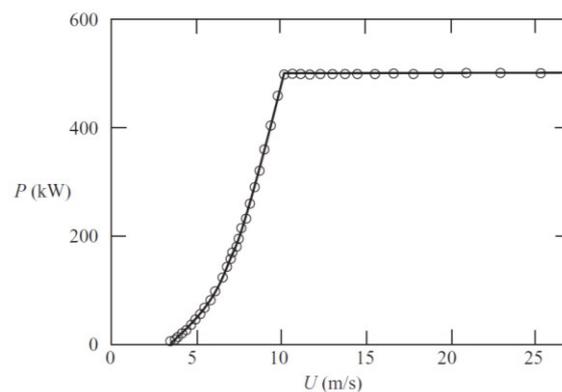


figura 3: curva de potencia

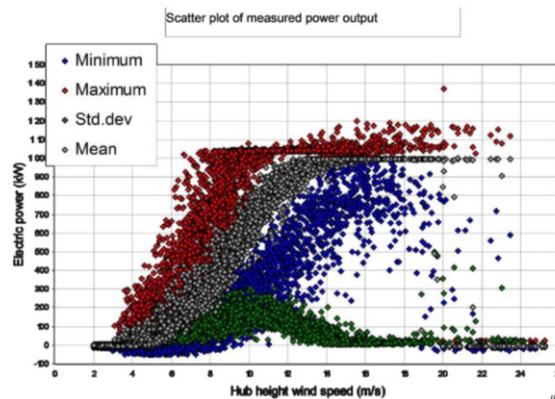


figura 4: scatter plot

En los siguientes párrafos se detallan las metodologías correspondientes a la medición y procesamiento de los datos, y a la evaluación de incertidumbre.

2.1. La metodología en la medición y el procesamiento de los datos

Para determinar la curva de potencia, los datos obtenidos deben ser promediados utilizando un procedimiento estadístico específico para encontrar la relación entre velocidad del viento y potencia, y acorde a la mencionada normativa el muestreo implementado debe ser al menos de 1 Hz. Las variables requeridas para la obtención de la curva de potencia son: velocidad y dirección de viento a la altura del eje del rotor, presión y temperatura ambiente y potencia eléctrica generada. Tal como se indica en (IEC, 2017), anexo H, en el procesamiento de los datos para turbinas de baja potencia debe utilizarse un promedio por minuto. Utilizando entonces la guía del Anexo H, cada referencia a promedios de 10 minutos (para turbinas de gran potencia) debe tomarse como de 1 minuto.

Se ha trabajado extensamente (Zappa et al., 2013) en el tratamiento de la temática de incertidumbres aplicadas a curvas de potencia en el campo de pruebas INTI-Neuquén para pequeñas máquinas eólicas.

Para cada variable medida, el sistema debe obtener y almacenar los siguientes datos:

- promedio
- desvío estándar
- máximo
- mínimo

La norma (IEC, 2017) también indica todos los ítems de datos que debe ser excluidos del análisis debido a diversas condiciones invalidantes (fundamentalmente, vientos provenientes de sectores excluidos por obstáculos, congelamiento o condiciones anormales de la turbina). Luego se indica la correcta conformación de la base de datos que permite los cálculos, conformando casillas o “bins” de 0,5 m/s que abarcan todo el rango de velocidades de viento consideradas.

Se considera completa a la base de datos cuando:

- a) cada bin de velocidades de viento entre 1 m/s por debajo de la velocidad de arranque del equipo (o V_{cut-in}) y 14 m/s contiene un mínimo de 10 minutos de datos.
- b) la base incluye al menos 60 horas de muestras
- c) si se trata de turbinas controladas por furling, la base de datos debe incluir bins completos caracterizando el desempeño cuando el furling actúa sobre la turbina.

En la etapa de post procesamiento se agrupan los resultados de viento y potencia (Pares V_i , P_i) por cada bin i , obteniéndose dentro de cada bin una cantidad n_i de pares V_{ij} , P_{ij} , requiriéndose $n_i > 10$. El resultado de promediar los valores dentro de cada bin, se obtiene mediante las fórmulas (2) y (3):

$$V_{pi} = \frac{1}{n_i} \sum_{j=i}^{n_i} V_{ij} \quad (2)$$

$$P_{pi} = \frac{1}{n_i} \sum_{j=i}^{n_i} P_{ij} \quad (3)$$

Esto nos proporciona el par “i”, que puede organizarse en forma tabular o de gráfico.

Asimismo, en los Anexos C y D de (IEC, 2017) se describe la metodología y bases teóricas para la evaluación de incertidumbres en la curva de potencia medida, lo que será tratado en el siguiente apartado.

2.2. Evaluación de la incertidumbre en el sistema de medición

Se considerará aquí la magnitud de los inevitables errores surgidos en el proceso de medición realizado mediante el sistema empleado. Un caso similar ha sido tratado en detalle en (Oliva, 2014).

El objetivo de medir es determinar el valor de un mensurando, o cantidad de interés para el cálculo y posterior trazado de gráficos. En el presente caso serán la potencia eléctrica entregada por el generador eólico, y la intensidad del viento a una determinada altura.

Para resolver cuestiones ambiguas con los conceptos de precisión, exactitud, repetitividad y otros, y aportar a una normalización de los mismos, es que la ISO ha publicado en 1993 una guía (Guide to the expression of uncertainty in measurement o GUM) (ISO/IEC, 2008), con la incorporación del concepto de incertidumbre y la correspondiente forma de cuantificarla y expresarla.

Se concibieron los conceptos de “incertidumbre estándar combinada” e “incertidumbre expandida” para estudiar la propagación de las incertidumbres y una metodología para su reporte.

El tratamiento se basa en los estándares para tratamiento estadístico de incertidumbres y permiten suplementar los informes de medición con una estimación de la desviación y errores cometidos debido a instrumental, metodología y otras fuentes. Mediante esta guía, pueden establecerse dos categorías de incertidumbres, A y B. En la A la magnitud de la incerteza puede ser deducida de las mismas mediciones, mientras que en la B debe estimarse con otros medios. En ambos casos, son expresadas como desvíos estándar.

Según lo mencionado previamente, en (IEC, 2017) se realiza una detallada descripción de la metodología empleada para la evaluación de la incertidumbre en la curva de potencia, su aplicación se ha descrito en (Zappa et al., 2013).

El caso de la medición de la potencia eléctrica para el trazado de la curva de potencia de aerogeneradores es del tipo A. Siendo x_{ij} , los resultados para la variable x_i , su promedio será:

$$\bar{x}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_{ij} \quad (4)$$

La dispersión de los valores observados x_{ij} será su desvío estándar s_i , obtenido de:

$$s_i = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{j=i}^n (\bar{x}_i - x_{ij})^2} \quad (5)$$

Diremos entonces que la incertidumbre estándar tipo A de la variable medida será:

$$u(x_i) = u_i = s_i \quad (6)$$

Otras variables no se evalúan estadísticamente sino a través de hojas de datos, especificaciones o reportes de calibración, y se las conoce como del tipo B.

Como ejemplo, si se mide una tensión mediante un voltímetro, verificándose de su hoja de datos que la medición será $\pm \Delta V$, podemos suponer que el rango de valores es equiprobable y la incertidumbre estándar tipo B será:

$$u(V) = \sigma_V = \frac{\Delta V}{\sqrt{3}} \quad (7)$$

A partir de las incertidumbres estándar de los componentes, sean del tipo A o B, puede evaluarse la incertidumbre estándar combinada que caracteriza a los valores que razonablemente pueden atribuirse al mensurando.

En el caso general, pueden intervenir N variables, con una correlación cualquiera, por ello:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=i}^n \frac{\partial f}{\partial x_i} \frac{\partial f}{\partial x_j} u(x_i, x_j) \quad (8)$$

Donde $u(x_i, x_j)$ será ρ_{ij} , la covarianza estimada entre las estimaciones de x_i e x_j , la cual puede ser, en sus casos extremos, igual a uno si hay total correlación, o igual a cero si no hay correlación.

Para las derivadas parciales, se simplifica tomando su cómputo como coeficientes constantes.

$$\frac{\partial f}{\partial x_i} = c_i \quad (9)$$

Con estas simplificaciones podemos expresar la ecuación (8) como:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N c_i^2 u^2(x_i) + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N c_i c_j u(x_i) u(x_j) \rho_{ij} \quad (10)$$

En muchos casos puede suponerse que las variables son independientes, y la ecuación (9) quedará reducida a una suma cuadrática de componentes. Siendo la incertidumbre combinada a su vez un desvío estándar, y suponiendo que la combinación de distribuciones de todas las magnitudes

convergen a una distribución normal, un desvío estándar 1σ involucra aproximadamente el 68% de los valores posibles del mensurando, que se expresa a veces como nivel de confianza NC.

En algunos casos es necesario expandir esas coberturas llevándolas a 2σ (94,45%) o 3σ (99,73%), se define entonces la incertidumbre expandida.

$$U = ku_c (y) \quad (11)$$

Donde k es el factor de cobertura, y para las aplicaciones de curva de potencia es habitual tomar k entre 2 y 3, dando un NC mayor al 95%.

Como regla general, la medición de potencia eléctrica involucra la medición respectiva de una tensión V y una corriente I , siendo por tanto indirecta ya que la potencia será $P=U*I$, y particularmente en corriente alterna será la potencia activa, contemplando la fase respectiva. Los valores medidos podrán ser combinados en un multiplicador analógico o sus respectivos valores digitalizados ya sea mediante hardware o software.

Para el caso particular que se analiza, se trata de obtener los valores para el trazado de la curva de potencia $P(V)$ característica del generador, con V (m/s) la velocidad del viento en el eje. Según las indicaciones de la normativa (IEC, 2017), por tratarse en nuestro caso de un generador conectado a la red de distribución mediante inversor, se tomará al valor de la potencia a la salida del mismo, en el punto de conexión a la red, de modo de incluir en la medición a la potencia que se utiliza en el inversor denominada como consumo propio. De este modo, el valor de potencia medido se tomará del medidor de energía incluido en el tablero de mediciones que se describe más abajo, que será el encargado de calcular el producto indicado y por tanto de la medición de la potencia respectiva, la cual se denominará P_AC_Out [kW].

Con respecto al sistema de medición, diremos que en el marco del proyecto (PRIER, 2015) y (Bertinat, 2014) se ha diseñado e instalado un sistema de medición orientado a relevar las características de pequeñas máquinas eólicas en conexión a red, en un emprendimiento desarrollado en conjunto con la Cooperativa Eléctrica de Armstrong (Santa Fe) (CELAR, 2019). Además de las variables eléctricas del generador, el rectificador y el inversor, se prevé la medición de variables meteorológicas. Para poder evaluar el desempeño de los equipos en forma remota se incorpora una componente de comunicaciones que permite su monitoreo.

El sistema fue ideado y encargado por el Grupo de Investigación de la Facultad Regional Rosario de UTN (OES, 2019) y diseñado e implementado por L&R Ingeniería (L&R, 2019), la Universidad de la Patagonia Austral (UNPA-AEA, 2019) y la firma Provener S.R.L. (PROVENER, 2019). Teniendo en cuenta la propuesta del OES de incorporar el sistema a un programa más amplio de mediciones, el datalogger cuenta con una conexión Ethernet para vinculación cableada a Internet. En la figura 5 se muestra el diagrama en bloques del sistema de medición.

Los equipos eólicos en ensayo producen una tensión alterna trifásica de amplitud y frecuencia variable, que se rectifica y se conecta al inversor, el cual a su vez la entrega mediante una conexión directa a la red.

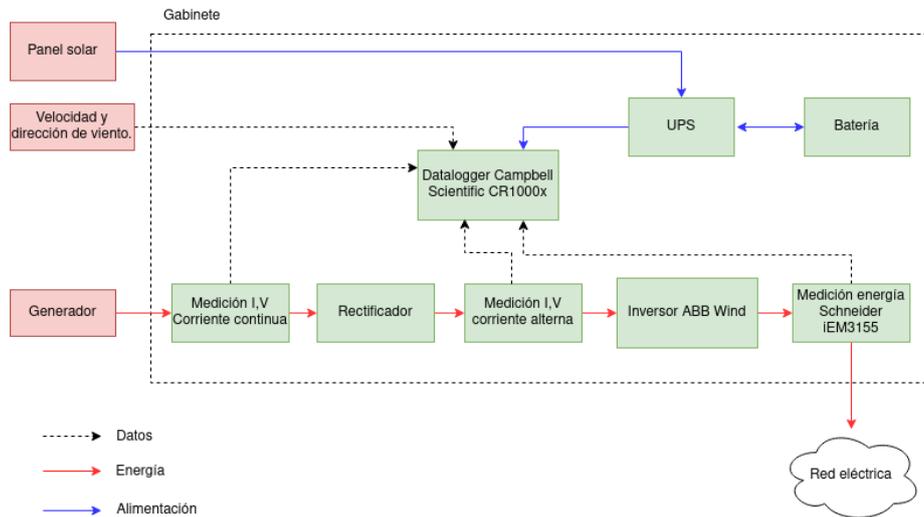


figura 5: diagrama en bloques del sistema de medición

El sistema de medición implementado (Oliva, 2019) se basa en un datalogger Campbell Scientific CR1000X con capacidad y sensores adecuados para medir las variables tensión, corriente y frecuencia de CA, tensión y corriente de CC entregada al inversor, y monitoreo de la tensión, corriente, potencia y energía entregada a la red. El datalogger cuenta con un procesador Renesas de 32 bits, y se programó en el lenguaje CRBasic. Dispone asimismo de un conjunto de teclado y display fluorescente CD100, e interfases μ SD, USB, Ethernet 10/100 y RS485.

El sistema posee sensores de alta calidad (Ohio Semitronics, 2021) utilizados para mediciones de tensión, corriente y frecuencia a la salida del generador de imanes permanentes, sensores para el enlace de corriente continua previo al inversor de efecto Hall, y un módulo medidor multifunción iEM3155 (Schneider, 2019) para parámetros de red y comunicación Modbus a través de RS485. El software puede configurarse y actualizarse en forma remota.

El sistema toma los datos de datalogger cada 10 minutos y los envía al servidor central, y los promedios por minuto son almacenados en la tarjeta μ SD. Un diagrama de infraestructura se puede observar en la Figura 6. El procedimiento de toma y envío de datos ya ha sido empleado en desarrollos anteriores (Bertinat et al., 2021), adecuándose aquí a las necesidades del caso.

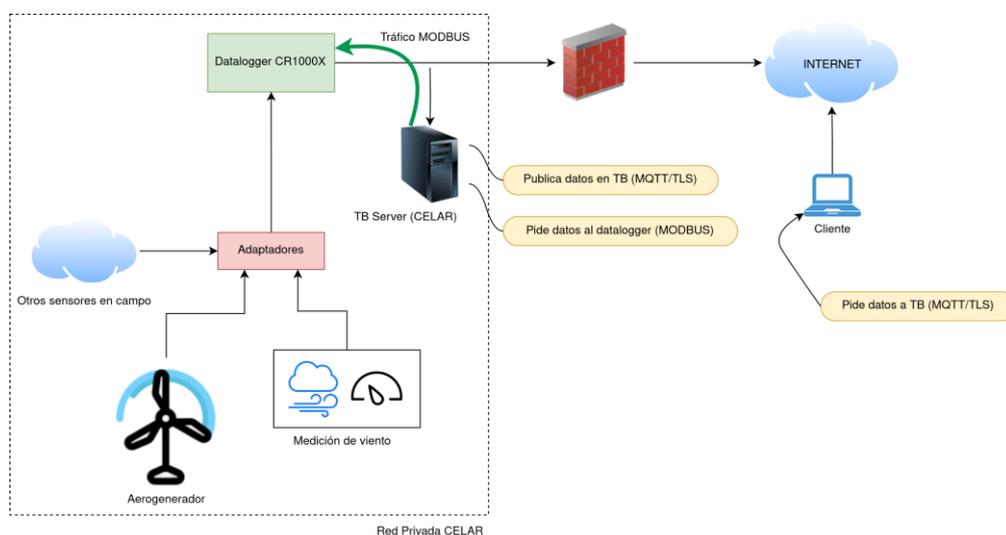


Figura 6: infraestructura de comunicaciones del sistema de medición

El sistema ha operado en forma continua desde su instalación en noviembre de 2019. Se identificaron los datos provenientes del sistema de medición, instalado en el aerogenerador cuyo emplazamiento se muestra en figura 7, registrados en el periodo 9/3/2020 - 12/11/2021 y de cada variable se obtuvieron su TMx (es la marca temporal o timestamp de ocurrencia del máximo), Promedio, Valor Máximo, Valor Mínimo, Desviación Estándar.

El registro se realizó por minuto. Los datos comprenden más de 800 mil registros, lo que justifica plenamente las herramientas elegidas para su tratamiento, como se describe en el siguiente párrafo.



Figura 7: el aerogenerador WINTEC 1500 en ensayo en su emplazamiento (izq.) y sus tableros de control y medición (der.)

2.3. El análisis de los datos

Dado que el dataset a analizar aparece sumamente voluminoso como para abordar su análisis mediante herramientas estándar (Excel u otros), fue necesario incorporar herramientas de análisis de datos para establecer la calidad y pertinencia del conjunto de mediciones disponibles. Para esta finalidad, se trabajó con la herramienta Colab de Google (colab.google). La misma posee las características: de no requerir configuración, funcionar en un entorno web, ser de acceso gratuito y brindar facilidad para compartir.

Mediante la herramienta Notebook de Colab, -un entorno interactivo en la nube que permite escribir y ejecutar código en lenguaje Python- se pueden aprovechar por completo las bibliotecas de Python para analizar y visualizar datos sin necesidad de la instalación de las mismas en la PC local.

Los Notebooks de Colab permiten combinar código ejecutable y texto enriquecido en un único documento, junto con imágenes, HTML, LaTeX y mucho más. Se crean en Colab y se almacenan en una cuenta de Google Drive. Se pueden compartir fácilmente con otras personas para que realicen

comentarios o los editen. Es especialmente apta para trabajar con grandes volúmenes de datos, como el descrito en el presente trabajo.

Mediante la herramienta descrita, el proceso a abordar implica llevar adelante un análisis del set de datos capturado en un determinado período de tiempo en el sistema de medición implementado situado en Armstrong. Este análisis, desde el punto de vista genérico, consta de las siguientes partes fundamentales:

- Importación del dataset
- Análisis básico de datos
- Limpieza de datos
- Cálculos previos
- Gráfica de curva de potencia
- Gráfica de incertidumbres

En el caso particular de estudio, el objetivo mencionado consistió en la adecuación de los datos disponibles, siguiendo las indicaciones de la norma IEC correspondiente, los cálculos pertinentes y el trazado de la curva de potencia del generador eólico, y las correspondientes a los componentes de la incertidumbre. El resultado de la inspección y análisis de las mencionadas curvas y su comparación con las premisas teóricas ha permitido arribar a conclusiones acerca de la validez del proceso atendido por el sistema de medición empleado.

3. CÁLCULOS Y RESULTADOS

Según lo indicado en (IEC, 2017), donde en el anexo E se incluye un listado de incertidumbres tipos A y B, en forma de tabla, en nuestro ejemplo se deberán computar las mismas siguiendo la ecuación (12).

$$u_{c,i}^2 = s_{p,i}^2 + c_{p,i}^2 u_{p,i}^2 + C_{V,i}^2 u_{V,i}^2 \quad (12)$$

Donde:

$u_{c,i}$: incertidumbre combinada del bin i

$s_{p,i}$: incertidumbre tipo A, variabilidad de la potencia eléctrica

$u_{p,i}$: incertidumbre tipo B medición de la potencia eléctrica

$u_{V,i}$: incertidumbre tipo B en la medición de la velocidad del viento

$c_{p,i}$: coeficiente de sensibilidad en la medición de la potencia

$C_{V,i}$: coeficiente de sensibilidad en la medición de la velocidad del viento

Los coeficientes de sensibilidad para los elementos relacionados con la potencia son unitarios $c_{p,i} = 1$, y una estimación de los otros se indica en la tabla mencionada de la norma. De estos, el más significativo es sin duda $C_{V,i}$ y depende de la pendiente de la curva de potencia en cada bin, según se ha analizado in extenso en (Oliva, 2014).

A los fines de comparar las relativas influencias que las incertidumbres componentes del tipo A y del tipo B tienen respectivamente en la incertidumbre combinada resultante, y representar dicha situación mediante gráficos, se construye la tabla siguiente, agrupando dichas componentes.

Bin i	V_i (m/s)	P_i (kW)	C_{p_i}	N_i	Cat A $S_{p,i}$	Cat B u_i (kW)	Comb u_c (kW)
1	2,33	-0,01374937	-0,196	120997	2,58E-05	0	0
2	2,83	0,00238251	0,019	117739	4,58E-05	0,00563037	0,00563055
3	3,34	0,03120048	0,150	103063	6,60E-05	0,00976037	0,00976059
4	3,86	0,06942048	0,217	79649	8,85E-05	0,01349412	0,01349441
5	4,37	0,11701996	0,251	58157	0,000120201	0,01790818	0,01790859
6	4,89	0,17600138	0,271	44103	0,000235633	0,02352512	0,02352574
7	5,41	0,24845182	0,283	33790	0,000235633	0,03032879	0,0303297
8	5,92	0,33326011	0,288	24809	0,000327781	0,03782024	0,03782166
9	6,44	0,42712306	0,288	17512	0,000446833	0,04462179	0,04462403
10	6,95	0,52811749	0,283	13184	0,000587162	0,05133429	0,05133765
11	7,47	0,63475894	0,274	9313	0,000769372	0,05602447	0,05602975
12	7,98	0,73623673	0,261	6104	0,001065699	0,05683534	0,05684533
13	8,49	0,83246516	0,244	4291	0,001452942	0,05677329	0,05679188
14	9,02	0,92049828	0,226	2623	0,002181527	0,05304941	0,05309424
15	9,53	0,99419207	0,207	1588	0,003143506	0,0479557	0,04805862
16	10,04	1,06362553	0,189	940	0,004734665	0,04702355	0,04726131
17	10,55	1,11822619	0,171	504	0,007863476	0,03902788	0,03981218
18	11,06	1,16758647	0,155	266	0,011729181	0,03700713	0,0388214
19	11,60	1,19084722	0,137	144	0,018757449	0,01717249	0,02543101
20	12,11	1,24034043	0,126	94	0,02067173	0,03965011	0,04471523
21	12,65	1,22413333	0,109	45	0,031188553	0,0130136	0,03379467
22	13,18	1,21085714	0,095	28	0,03128351	0,01131138	0,03326568
23	13,67	1,24388889	0,088	18	0,026452929	0,03109351	0,04082357
24	14,19	1,27557143	0,080	14	0,041770923	0,02882336	0,05075033
25	14,64	1,26233333	0,072	6	0,044927843	0,01462129	0,04724715

Tabla 1: componentes A y B de la incertidumbre e incertidumbre combinada u_c

En la tabla 1 se indican: en la columna 1 la numeración de los “bins” en que se ha subdividido el entorno de todas las mediciones realizadas, en las dos siguientes se incluyen los respectivos promedios de V_i y P_i , respectivamente promedios en cada entorno de velocidades de viento medidas y potencias de salida a red del aerogenerador. En la siguiente columna, la 4^o, se indican los C_{p_i} calculados para cada bin, y en la 5^o se incluyen -a modo informativo- los N_i respectivos, números de muestras en cada bin. En las dos siguientes, 6 y 7, se anotan las incertidumbres calculadas, Cat. A, y Cat. B. La columna 7 Cat B u_i , resulta de la suma de los dos últimos términos de la ecuación (12) con valores obtenidos a partir de las especificaciones de hojas de datos del medidor de potencia en CA (iem 3155) y del anemómetro utilizado (NRG#40) con su respectivo coeficiente de sensibilidad $C_{V,i}$. En la última columna se indica la incertidumbre combinada u_c .

Mediante los datos de la tabla 1 se construyen las gráficas respectivas: incertidumbres Cat. A en figura 8, Cat, B en figura 9 y combinadas en figura 10.

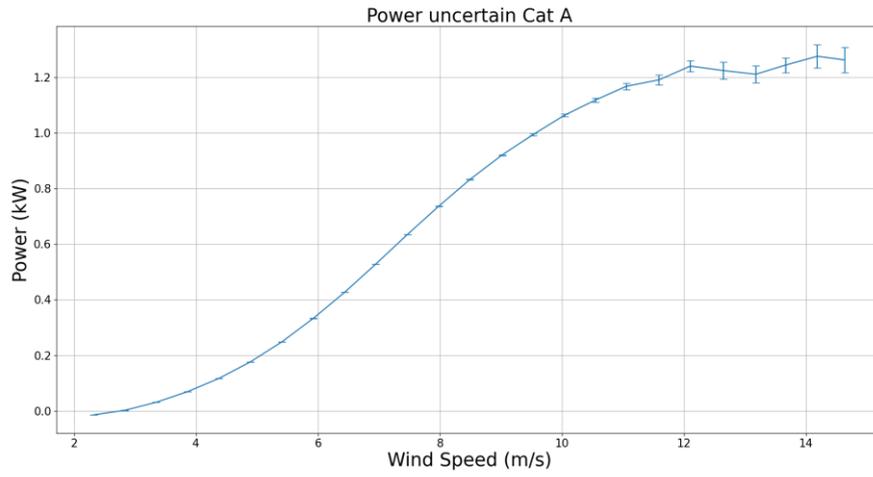


Figura 8: Incertidumbres Categoría A

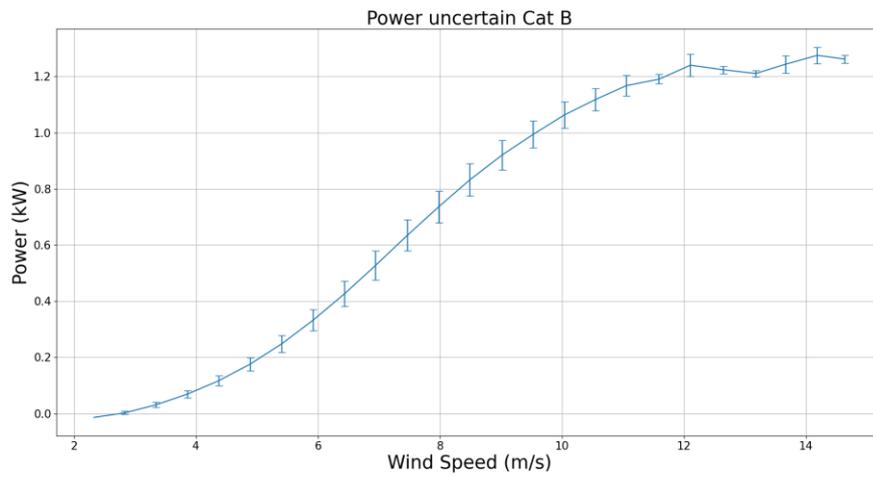


Figura 9: Incertidumbres Categoría B

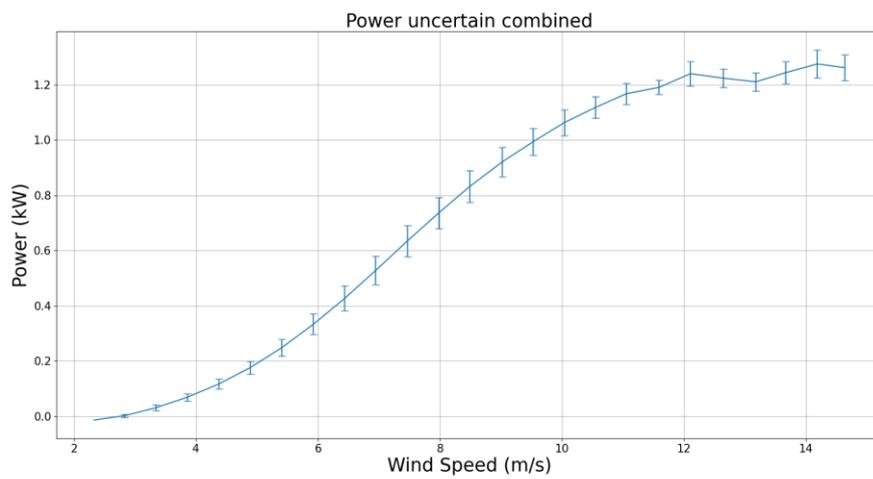


Figura 10: incertidumbres combinadas

4. CONCLUSION

Observando los resultados obtenidos y su representación en las gráficas respectivas, puede señalarse la importancia que toma la incertidumbre del anemómetro, sobre todo por los altos valores de cv_i que reflejan la pendiente fuerte de la curva antes de entrar a la zona de potencia nominal (ver figura 9).

En otras palabras, en términos de la intensidad de viento medida, observamos que hasta los 11 m/s, aproximadamente, dominan los valores correspondientes a la incertidumbre cat. B, estando la incertidumbre combinada compuesta casi exclusivamente por ellos, lo que se verifica comparando las figuras 9 y 10. Luego, a partir de los 12 o 13 m/s empiezan a influir los valores provenientes de la cat. A.

También, si comparamos los valores calculados en tabla 1 con los de trabajos revisados (Oliva, 2014), concluimos que se trata de magnitudes compatibles con casos similares, lo cual valida los resultados obtenidos.

5. REFERENCIAS

AEA (2019) Area Energías Alternativas UNPA – Universidad Nacional de la Patagonia Austral, Instituto de Tecnología Aplicada. Disponible: <https://www.energiasalternativas-unpa.net/sistemasembebidos/>

Bertinat, P. (2014), Día Mundial de la Metrología https://sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2017-01-21_12-37-05139544.pdf OES-CELAR-INTI.

Bertinat, P., Salerno, J., Castello, M., Oliva, R. (2021) Desarrollo y evolución de sistema OES incluyendo datalogger y software asociado - Revista ELEKTRON, Vol 5, No 1 pp45-55 - Departamento de Electrónica, Facultad de Ingeniería. Universidad de Buenos Aires <https://doi.org/10.37537/rev.elektron.5.1.110>.

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N. & Bossanyi, E., (2001) Wind Energy Handbook JOHN WILEY & SONS, LTD Baffins Lane, Chichester West Sussex, PO19 1UD, England ISBN 0 471 48997 2.

Castello, M., Oliva, R. (2021) Vinculación de un sistema de medición con Modbus a través de un enlace MQTT/TLS a un servidor remoto - CASE 2021, Foro Tecnológico, pag 85-87, Disponible: <http://www.sase.com.ar/case/ediciones/case2021/libro-web-del-case-2021/>

CELAR (2019) Cooperativa Eléctrica de Armstrong (CELAR) El orgullo de ser pioneros. Disponible: <https://igc.org.ar/prier/de-que-se-trata/>

Colab.google - <https://colab.research.google.com/drive/1A8756GBMrHUUtTkQcK3thA8JYeNk3B->

Electromecánica Bottino EBHSA (2019) Wintec 1500 Generador eólico – Hnos. Disponible: <http://www.ebhsa.com.ar/energia-renovable/los-cuatro-elementos/aerogenerador-wintec-1500>

IEC International Electrotechnical Commission (2017) IEC 61400-12-1 Wind Turbines–Part 12-1 Power Performance Measurements of electricity producing wind turbines Ed.2 – International Standard, , Geneva, Suiza.

IEC International Electrotechnical Commission, (2013). IEC 61400-2 Wind turbines - Part 2: Small Wind turbines.

ISO (International Organization for Standardization) & IEC (International Electrotechnical Commission) (2008) Guide 98-3, Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement. <https://www.iso.org>

LyR Ing (2019) Disponible:<https://www.lyringenieria.com.ar/language/es/>

OES-UTN (2019) Observatorio de Energía y Sustentabilidad / OES-UTN FRRo Disponible: <http://www.oesutnosario.org/>

Ohio Semitronics (2021) Disponible: <https://www.ohiosemitronics.com/>

Oliva, R., Bertinat, P., Salerno, J., Castello, M. (2019) AVANCES EN LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN PARA ENSAYOS EN PEQUEÑAS MÁQUINAS EOLICAS EN UNA RED DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA - Acta de la XLII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 7, pp. 06.43-06.50.

Oliva, R. (2014) Evaluación de incertidumbre en mediciones de potencia eléctrica en registradores automáticos. Libro de trabajos CASE 2014, (págs. 43-48). Buenos Aires. <http://www.sase.com.ar/case/ediciones/case2014/>

Oliva, R., (2019) MANUAL DE OPERACIÓN TABLERO OES-UTN-CELAR / ARMSTRONG L&R Ing. Revisión 1E al 06.12.2019 Disponible: <https://www.lyringenieria.com.ar/descargas-libres/>

Oliva, R., (2014) ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE CONSTRUCCION MODULAR ORIENTADA A LA PROSPECCION EÓLICA EN ARGENTINA Thesis for: Magister en Energías Renovables UNSa/UNPSJB - Defensa de Tesis 03-10-2014 Advisor: Dr. Hector Mattio / Dr. Carlos Cadena

PRIER (2015) Online:<http://www.comunica.utn.edu.ar/index.php/facultades-regionales/rosario/503-proyecto-de-redes-inteligentes-con-energias-renovables>

Provener SRL (2019) Disponible: <http://www.provener.com/>

Salerno, J., Castello, M., Oliva, R., Bertinat, P. (2022) EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE UN AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA EN GENERACIÓN DISTRIBUÍDA - Jornadas REGEDIS, Querétaro, México

Schneider (2019) Disponible: <https://www.se.com/ww/en/product/A9MEM3155/iem3155-energy-meter-63-a-modbus-1-digital-i-1-digital-o-multitariff-mid/>

UNE-EN Asociación Española de Normalización (2018) 61400-12-1 Aerogeneradores. Parte 12-1: Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad.

Zappa, A., Oliva, R., Duzdevich, J., Martín, G., (2013) EVALUACIÓN DE CURVA DE POTENCIA EN PLATAFORMA DE ENSAYO PARA AEROGENERADORES DE BAJA POTENCIA. Acta de la XXXVI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 1, pp. 06.89-06.98, Argentina.

DECLARATION OF CONTRIBUTIONS TO THE ARTICLE

ROLE	Salerno, J.	Castello, M.	Oliva, R.
Conceptualization – Ideas; formulation or evolution of overarching research goals and aims.	x	x	x
Data curation – Management activities to annotate (produce metadata), scrub data and maintain research data (including software code, where it is necessary for interpreting the data itself) for initial use and later re-use.		x	
Formal analysis – Application of statistical, mathematical, computational, or other formal techniques to analyze or synthesize study data.	x	x	
Funding acquisition - Acquisition of the financial support for the project leading to this publication.	x		
Investigation – Conducting a research and investigation process, specifically performing the experiments, or data/evidence collection.	x	x	x
Methodology – Development or design of methodology; creation of models.	x	x	x
Project administration – Management and coordination responsibility for the research activity planning and execution.	x		
Resources – Provision of study materials, reagents, materials, patients, laboratory samples, animals, instrumentation, computing resources, or other analysis tools.		x	x
Software – Programming, software development; designing computer programs; implementation of the computer code and supporting algorithms; testing of existing code components.		x	x
Supervision – Oversight and leadership responsibility for the research activity planning and execution, including mentorship external to the core team.	x		
Validation – Verification, whether as a part of the activity or separate, of the overall replication/reproducibility of results/experiments and other research outputs.	x	x	x
Visualization – Preparation, creation and/or presentation of the published work, specifically visualization/data presentation.		x	
Writing – original draft – Preparation, creation and/or presentation of the published work, specifically writing the initial draft (including substantive translation).	x		
Writing – review & editing – Preparation, creation and/or presentation of the published work by those from the original research group, specifically critical review, commentary or revision – including pre- or post-publication stages.	x	x	x