



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Comparación de Aerogeneradores de Eje Horizontal y Vertical de Pequeña Potencia Mediante Estudio Experimental

TRABAJO FIN DE MÁSTER

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Natanael Rolffot Feliciano
Director: Antonio Sánchez Káiser
Codirectores: Manuel Jiménez Buendía
José Alfonso Vera



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Cartagena, septiembre de 2014



ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	6
1.1	MOTIVACIÓN Y ANTECEDENTES:.....	6
1.2	OBJETIVOS	7
2	ESTADO DEL ARTE.....	8
3	DESCRIPCIÓN DEL BANCO DE ENSAYOS	12
3.1	INTRODUCCIÓN.....	12
3.2	ESTRUCTURA	13
3.3	ACTUADORES: VENTILADORES Y VARIADORES DE FRECUENCIA.....	14
3.3.1	Ventiladores	14
3.3.2	Variadores de frecuencia.....	15
3.4	SISTEMA DE MEDIDA: SENSORES, TRANSDUCTORES Y DATA LOGGER.....	16
3.4.1	Anemómetros de hilo caliente	16
3.4.1.1	Curva de calibración anemómetros.....	18
3.4.2	Transductor de tensión.....	19
3.4.2.1	Curva de calibración del transductor de tensión	20
3.4.3	Transductor de intensidad	20
3.4.3.1	Curva de calibración del transductor de intensidad	21
3.4.4	Sensores de velocidad de giro.....	21
3.4.4.1	Captador de pulsos y convertidor de frecuencia	22
3.4.4.2	Tacómetro óptico	23
3.4.5	Sensor de temperatura.....	23
3.4.5.1	Pt-100 y su curva característica	24
3.4.5.2	Transductor TxRail y su curva característica.....	25
3.4.6	Sensor de presión	26
3.4.6.1	Curva de calibración del barómetro	27
3.4.7	Data logger.....	27
3.5	AEROGENERADOR	28
3.6	TOBERA REDUCTORA	29
3.7	BATERÍA E INVERSOR.....	29



3.8 EQUIPOS AUXILIARES DE MEDIDA.....	30
3.8.1 Multímetro digital	30
3.8.2 Osciloscopio digital	30
4 DESMONTAJE, MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN.....	31
5 COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES	34
6 PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN MODBUS	36
6.1 MODOS DE TRANSMISIÓN DEL MODBUS.....	37
6.1.1 Comunicación Maestro/Esclavo en Modbus	37
6.1.2 Representación de Datos en Modbus.....	38
6.2 CONEXIÓN DE LOS VARIADORES DE FRECUENCIA AL MODO MODBUS ..	39
6.2.1 Lista de bobinas de Modbus	41
7 SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATA	42
7.1 DISEÑO DEL SISTEMA SCADA MEDIANTE LABVIEW®	42
7.1.1 Introducción	42
7.1.2 Elementos que componen un sistema de adquisición de datos (SCADA).....	44
7.1.3 Diagrama de bloques del Instrumento Virtual (VI)	47
7.1.3.1 Diagrama de bloques para la adquisición de data.....	47
7.1.4 Diagrama de bloques para el control de los variadores de frecuencia.....	55
7.1.4.1 Evento [0] <i>Timeout</i>	56
7.1.4.2 Eventos [1] y [4] Frecuencia Var. #1 y #2.....	56
7.1.4.3 Eventos [2] y [3] Marcha/Paro Var. #1 y #2.....	57
7.1.5 Panel Frontal del Instrumento Virtual (VI).....	57
7.1.5.1 Control Potencial Eólico	58
7.1.5.2 Gráficos – Adquisición de Datos	58
7.1.5.3 Tabla – Adquisición de data	58
7.1.6 Procedimiento de ejecución del VI desarrollado	59
8 PROPUESTAS DE MEJORA	64
9 CONCLUSIONES.....	65
10 REFERENCIAS:.....	66



INDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 C_p en función de la velocidad específica, λ y el ángulo de paso, β	10
Figura 2-2 C_p en función de la velocidad específica para los distintos tipos de aerogeneradores	10
Figura 3-1 Vista en alzado del banco de ensayos.	13
Figura 3-2 Ventilador helicoidal modelo CJHCH-56-4T-2 y su curva	14
Figura 3-3 Variador de frecuencia 3G3MX2-A4030-E.....	15
Figura 3-4 Instrumentación de sensores y acondicionadores de señal al data logger / computador. .	16
Figura 3-5 Anemómetro modelo EE575 de E+E Elektronik.....	17
Figura 3-6 Transferencia de calor entre el sensor de hilo caliente y el flujo.....	17
Figura 3-7 Cableado de los anemómetros.....	17
Figura 3-8 Fuentes de alimentación de 240VAC a 24 VDC.	18
Figura 3-9 Anemómetro digital portátil de Mastech, MS6252B	18
Figura 3-10 Curva de calibración para anemómetros.....	19
Figura 3-11 Transductor de tensión MCR-VDC-UI-B-C.....	19
Figura 3-12 Conexión para la medición de voltaje.....	20
Figura 3-13 Curva de calibración del transductor de tensión.....	20
Figura 3-14 Transductor de intensidad DHR 100 C420.....	21
Figura 3-15 Conexión para la medición de corriente.....	21
Figura 3-16 Curva de calibración de transductor de intensidad.....	21
Figura 3-17 Captador de pulsos BES M12MI – PSC40B – BV03.....	22
Figura 3-18 Convertidor de frecuencia TACO digi de DPF Sensors.....	22
Figura 3-19 Curva característica de convertidor de frecuencia.....	23
Figura 3-20 Tacómetro óptico modelo 1760/TC2 de Beta	23
Figura 3-21 Sensor Pt-100	24
Figura 3-22 Curva de calibración para la PT-100.....	24
Figura 3-23 Cableado del transductor o acondicionador de señal de la Pt-100.....	25
Figura 3-24 Curva de calibración para transductor de la Pt-100.....	25
Figura 3-25 Barómetro electrónico HD 9408T BARO de DELTA OHM	26
Figura 3-26 Estación portatil BlueTinum.....	26
Figura 3-27 Curva de calibración para barómetro electrónico.....	27
Figura 3-28 Data logger 34980A.....	27
Figura 3-29 Pantalla obtenida con el programa Benchlink data logger 34980A.....	28
Figura 3-30 Aerogenerador Whisper 200 (1 kW).....	28
Figura 3-31 Controlador del aerogenerador Whisper 200.....	28
Figura 3-32 Características principales de aerogenerador Whisper 200.....	28
Figura 3-33 Curva de potencia del aerogenerador Whisper 200.....	29
Figura 3-34 Diagrama de la tobera reductora	29
Figura 3-35 Batería EnerSol 250 de Exide.....	30
Figura 3-36 Inversor Phoenix Inverter 12/1200 de Victron Energy	30
Figura 4-1 Aerogenerador DS-300 desmontado y montaje de las estructuras de la instalación.....	31
Figura 4-2 Elaboración de soporte y montaje del aerogenerador Whisper 200.....	31



Figura 4-3 Conexión aerogenerador controlador y baterías.	32
Figura 4-4 Ubicación de los sensores: Pt-100, anemómetros, barómetro y tacómetro.....	32
Figura 4-5 Aerogenerador Whisper 200 instalado.....	32
Figura 5-1 Curva aerogenerador Air X 400.....	34
Figura 5-2 Curva aerogenerador DS-300.....	34
Figura 5-3 Curvas para los aerogeneradores Air X 400 y DS-330 obtenidas en proyectos anteriores en el banco de ensayos de la UPCT frente a las curvas de sus fabricantes.....	34
Figura 5-4 Distintas curvas para el aerogenerador Air X 400	35
Figura 6-1 Interacción Modbus maestro/esclavo.....	36
Figura 6-2 Adaptador USB a RS-232 para conexión Modbus.	36
Figura 6-3 Adaptador RS-232 a RS-485.....	36
Figura 6-4 Conexión de los adaptadores USB a RS-232 con RS-232 a RS-485.....	36
Figura 6-5 Transmisión de data entre el equipo de control externo y cada variador.....	37
Figura 6-6 Trama genérica del mensaje según el código empleado.	37
Figura 6-7 Representación de datos en Modbus.....	38
Figura 6-8 Conexión de los variadores de frecuencia al modo Modbus.....	39
Figura 6-9 Función de códigos de los parámetros a modificar para configuración Modbus.....	40
Figura 6-10 Panel de los variadores de frecuencia.	40
Figura 7-1 Ejemplo de un panel frontal y de un diagrama de bloques de un VI desarrollado en LabVIEW.....	43
Figura 7-2 Diagrama de bloque de un sistema de adquisición de datos.....	44
Figura 7-3 Tarjeta multiplexora 34921A.....	46
Figura 7-4 Diagrama de bloque del VI desarrollado.	48
Figura 7-5 Diagrama de bloque del VI desarrollado (cont.).....	49
Figura 7-6 Diagrama de bloque del VI desarrollado (cont.).....	50
Figura 7-7 Diagrama de bloque del VI desarrollado (cont.).....	51
Figura 7-8 Creación botón para inicio de adquisición de data.....	52
Figura 7-9 Inicialización del data logger / computador y el tiempo de muestreo.....	52
Figura 7-10 Secuencia del número de muestras y lecturas de los canales de voltaje y corriente.....	52
Figura 7-11 Ejemplo de escalado de una señal eléctrica a su respectiva magnitud física.....	53
Figura 7-12 Secuencia para graficar o no los resultados y conversión de las señales a un “string”...	53
Figura 7-13 Secuencia para la acumulación de los datos obtenidos y sus medias.....	54
Figura 7-14 Secuencia para decidir cómo guardar los datos almacenados y cierre de conexión.....	54
Figura 7-15 Inicio del protocolo Modbus para el control de los variadores de frecuencia.....	55
Figura 7-16 Secuencia para la simulación del giro de los ventiladores.....	55
Figura 7-17 Lecturas de las direcciones de las bobinas de cada variador.....	56
Figura 7-18 Escritura de las frecuencias para cada variador.....	56
Figura 7-19 Secuencia de control de cada variador.....	57
Figura 7-20 Pestañas del panel frontal del VI desarrollado.....	57
Figura 7-21 Control de los dos variadores en el panel frontal del VI desarrollado.....	58
Figura 7-22 Muestra de gráficos del panel frontal del VI desarrollado.....	58



Figura 7-23 Selección del almacenamiento de los datos extraídos.....	59
Figura 7-24 Ejecución del VI desarrollado.....	59
Figura 7-25 Pestaña “Control potencial eólico” del VI desarrollado.	60
Figura 7-26 Pestaña “Gráficos – adquisición de data” del VI desarrollado.	61
Figura 7-27 Pestaña “Tabla – adquisición de data” del VI desarrollado.	62
Figura 7-28 Otra forma de exportar la “Tabla – Adquisición de Data”.....	63
Figura 7-29 Otra forma de exportar la data desde “Gráficos – Adquisición de Data”.	63

INDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Escala de clasificación de aerogeneradores.....	6
Tabla 3-1 Datos de ventilador helicoidal modelo CJHCH-56-4T-2.....	14
Tabla 3-2 Datos de los variadores de frecuencia 3G3MX2-A4030-E.....	15
Tabla 3-3 Datos de anemómetro modelo EE575 de E+E Elektronik.	17
Tabla 3-4 Parámetros de calibración para anemómetros.	19
Tabla 3-5 Datos de tacómetro óptico modelo 1760/TC2.....	23
Tabla 3-6 Parámetros de calibración PT-100.....	24
Tabla 3-7 Parámetros de calibración transductor de la Pt-100	25
Tabla 3-8 Datos de barómetro electrónico HD 9408T BARO.	26
Tabla 3-9 Características eléctricas del multímetro digital PD-986.	30
Tabla 3-10 Osciloscopio digital DSO 8062.	30
Tabla 4-1 Resultados obtenidos con el Whisper 200 (1 kW) con la tobera y con los ventiladores a su máxima capacidad (50 Hz).	33
Tabla 6-1 Lista de bobinas de Modbus.....	41
Tabla 7-1 Parámetros a monitorizar con el sistema SCADA a desarrollar.....	42
Tabla 7-2 Relación entre parámetros de la tarjeta multiplexora y el data logger.	46
Tabla 7-3 Diferentes estructuras usadas en el desarrollo del VI.	47



1 INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN Y ANTECEDENTES:

El presente proyecto se desarrolla para diseñar un sistema de control y adquisición de datos mediante LabVIEW® que permita obtener las variables necesarias para caracterizar el comportamiento de aerogeneradores de pequeña potencia. Para ello se dispone de un banco de ensayos que tuvo que ser desmontado de las instalaciones de Santa Lucía hacia una nueva instalación en el Edificio de Laboratorios, Docencia e Investigación (ELDI). Este banco de ensayos experimental permite recrear condiciones reales de entorno, a partir de datos de temperatura, presión, y velocidades de viento concretas pudiendo así caracterizar aerogeneradores de baja potencia.

En la actualidad, hay diferentes tipos de aerogeneradores, los cuales han sido divididos en dos categorías principales dependiendo de la orientación de sus ejes de rotación, los de eje horizontal o *horizontal-axis wind turbines* (HAWT) y los de eje vertical, *vertical-axis wind turbines* (VAWT), Eriksson, S. *et al* 2006. Los aerogeneradores según su diámetro y/o a su potencia nominal se clasifican como se detalla en la siguiente tabla, Ahmed, S. 2011:

<i>Scale</i>	<i>Rotor diameter</i>	<i>Power rating</i>
Small	Less than 12 m	Less than 40 kW
Medium	12 m–45 m	40 kW–999 kW
Large	46 m and larger	1.0 MW and larger

Tabla 1-1 Escala de clasificación de aerogeneradores

Un aerogenerador de pequeña potencia, *small wind turbine* (SWT) se define, en concordancia con la norma IEC61400-2, como un aerogenerador que tiene un área de barrido menor de 200 m², los cuales están contribuyendo cada vez más las necesidades de energía, tanto a los consumidores de sistemas aislados como a los conectados a la red, Bishop, *et al* 2008.

El banco de ensayos ha sido usado para realizar estudios experimentales en aerogeneradores de pequeña potencia y para el desarrollo de trabajos prácticos del Máster Universitario en Energías Renovables en la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT). Hasta la fecha se han realizado varios Proyectos de Fin de Carrera (PFC) y/o Trabajos Fin de Máster (TFM) relacionados con el banco de ensayos. Uno de ellos fue realizado por Juan Carlos Serrano Collazo, cuyo objetivo general fue la elaboración de un banco de ensayos para la evaluación de aerogeneradores de pequeña potencia con el propósito de que en futuras investigaciones sirviera para optimizar los parámetros aerodinámicos de los mismos y mejorar con ello su eficiencia; otro fue realizado por Francisco Javier Pardo Balibrea, cuyo objetivo fue determinar la eficiencia de un aerogenerador vertical híbrido tipo *Savonius-Darrieus* DS-300, para establecer si era económicamente viable su adquisición para autoconsumo; y otro fue realizado por Pablo Conde, cuyo objetivo fue diseñar un prototipo de un aerogenerador horizontal sencillo, económico y ligero, que pudiera montarse en cualquier casa con pocas herramientas y que sus materiales fueran fácilmente accesibles por el público.



1.2 OBJETIVOS

El objetivo inicial de este proyecto era caracterizar un aerogenerador de eje horizontal de un 1 kW, y comparar los resultados con otro aerogenerador de eje vertical de pequeña potencia previamente caracterizado. Para ello fue adaptado un banco de ensayos experimental que permite obtener las curvas de potencia de diferentes aerogeneradores de pequeño tamaño. Pero, en vista que el aerogenerador a caracterizar es de mucho mayor potencia que el potencial eólico generado por los cuatro ventiladores con que cuenta la instalación no fue posible realizar la curva de potencia de éste ni su respectiva caracterización.

Esto también impidió que se pudieran hacer las comparaciones frente a otros aerogeneradores, ya que a la máxima velocidad de los ventiladores (50 Hz cada uno) éste ni siquiera vencía la inercia para girar. Sólo se pudo hacer que girara un poco usando una tobera o campana, la cual incrementa la velocidad de salida de los ventiladores en aproximadamente un 60%, de esta manera llegó a girar cerca de unos 55 RPM como media, generando muy poca potencia (unos 4.58 W como media). Los resultados de esta prueba se presentan en la Tabla 4-1.

Debido a esto nuestro objetivo final es la realización del desarrollo de un sistema de adquisición de datos y un sistema de control mediante LabVIEW® que permita obtener las variables necesarias para caracterizar aerogeneradores en el banco de ensayos en el laboratorio de microeólica de la UPCT.

Debajo se describen las fases para la consecución de objetivos:

- 1) Realizar una revisión bibliográfica sobre los parámetros que intervienen en el desempeño de los aerogeneradores, estableciendo las variables que serán medidas, para así permitir la caracterización de aerogeneradores al junto del sistema SCADA a desarrollar.
- 2) Realizar el desmonte de la estación experimental, ubicada en Santa Lucía.
- 3) Realizar el montaje y puesta en marcha de la estación experimental en las nuevas edificaciones del ELDI y dejarla en funcionamiento.

Además, se ha de realizar una comparación entre el rendimiento de aerogeneradores de eje horizontal frente a eje vertical de otros trabajos realizados previamente por otros autores en la estación experimental anterior con las curvas del coeficiente de potencia, C_p , de los fabricantes de dichos aerogeneradores.

Luego, se habrán de establecer las conclusiones del proyecto.



2 ESTADO DEL ARTE

La necesidad de evaluar el recurso eólico en aerogeneradores de pequeña potencia sin necesidad de disponer de una cantidad de datos de vientos acumulados durante meses que cuantifique las variaciones estacionales del mismo, así como el inconveniente relacionado con la instrumentación y seguimiento de los mismos, hace necesario el uso de bancos de ensayos. El propósito de éstos es de relacionar las características de los aerogeneradores dentro de los rangos de operación prescritos por el fabricante, realizar mediciones, obtener resultados, hacer comparaciones de su funcionamiento sobre una base regular de tiempo y posibles ajustes, permitiendo además relacionar el comportamiento del perfil del viento con los resultados obtenidos en los ensayos, Serrano 2011.

Tanto los aerogeneradores de eje horizontal como los de eje vertical se estudian con el propósito de conocer su comportamiento y ver cómo afectan las variaciones de cada parámetro a la curva de potencia de cada aerogenerador. Las investigaciones relativas a los aerogeneradores se han llevado a cabo en dos direcciones. La primera ha sido puramente de naturaleza aerodinámica, la cual usa pruebas en bancos de ensayo, en energía, en momento y en las teorías del elemento de pala para el análisis del diseño de los aerogeneradores. El otro aspecto está focalizado sobre la disponibilidad de la energía eólica determinada en un lugar sobre la base de análisis de energía de los aerogeneradores, Salim *et al* 2013.

Para conocer los aspectos necesarios para poder desarrollar este proyecto resulta útil analizar los estudios previos realizados en aerogeneradores de tipo horizontal y vertical. Para ello necesitamos conocer el estado del arte en determinados campos, como por ejemplo: cálculo de la curva potencia, del coeficiente de potencia, de la potencia entregada por el aerogenerador, de la velocidad específica y del potencial eólico en estos tipos de aerogeneradores. Estos pueden ser desarrollados a partir de diferentes técnicas paramétricas o no paramétricas, Lydia *et al* 2014.

Dentro de estos campos de estudio en los aerogeneradores de eje vertical, Danao *et al* 2013 han puesto de manifiesto que para poder estudiar sus prestaciones el coeficiente de potencia se puede obtener como función de la velocidad específica, el par de las palas, la densidad del aire, el área de barrido y la velocidad del viento usando un método indirecto, siguiendo un procedimiento desarrollado por Edwards *et al* 2012. Ross *et al* 2011, también presentan un procedimiento que adaptaron en su banco de ensayo para aerogeneradores de eje vertical, modificando las fórmulas usadas originalmente por Blackwell *et al* 1997.

Hay diferentes estudios centrados en generadores de eje horizontal. Dentro de estos estudios Carrillo, C. *et al* 2013 proponen que la metodología para obtener la curva de potencia de un aerogenerador puede ser estimada usando la curva del coeficiente de potencia (C_p), de los parámetros de la pala del aerogenerador (diseño de las palas, velocidad específica y ángulo de ataque) las dimensiones del rotor y la densidad de aire de al nivel del mar. Tang, L. *et al* 1993



proponen calcular el coeficiente de potencia a través de una expresión donde se relaciona el radio de las palas, el diseño de las palas y la velocidad angular del aerogenerador como función del coeficiente de potencia. También, Kiranoudis, C. *et al* 1996 ofrecen una expresión para aproximar el valor del coeficiente de potencia considerando el coeficiente de potencia nominal, la velocidad del viento nominal y un parámetro que expresa el rango de operación de la velocidad del viento.

Otra vía para aproximar la curva de potencia está presentada por Thapar, V. *et al* 2011, donde obtienen curvas de potencia aproximadas por medio de técnicas de ajuste como los mínimos cuadrados o de interpolación de una *spline* o curva diferenciable cúbica formada por varios polinomios. Shamshirband, et al 2014, han realizado estimaciones del coeficiente de potencia como función del ángulo de ataque y la velocidad específica por metodologías computacionales, usando un método neuro-fuzzy adaptado propuesto por Petković *et al* 2013.

En cuanto a comparación de aerogeneradores existe un trabajo realizado por Sandra *et al* 2006, donde presentan los resultados de las curvas de potencias obtenidas con un aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus, otro de eje horizontal y otro de tipo H-rotor, pero no en el mismo banco de ensayos. Después de hacer una búsqueda bibliográfica realizada sobre estudios comparativos entre aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical tipo Savonius-Darrieus de baja potencia se ha concluido que no se han encontrado comparaciones entre éstos realizadas en un mismo banco de ensayos, por lo que resultaría interesante hacer una comparativa sobre las prestaciones de estos equipos y así comprobar, bajo el mismo banco de ensayo, cuales son las diferencias que presentan en términos de eficiencia y potencia, entre otros parámetros (esto hubiese sido posible si el potencial eólico generado por la instalación fuera el necesario para permitir la obtención de la curva de potencia del aerogenerador *Whisper 200* y su respectiva caracterización).

La curva de potencia de un aerogenerador puede ser estimada usando la curva del coeficiente de potencia (C_p) de los parámetros de la pala del aerogenerador (diseño de las palas, velocidad específica y ángulo de ataque), Carrillo, C. *et al* 2013 las dimensiones del rotor y la densidad de aire de al nivel del mar Carrillo, C. *et al* 2009.

El coeficiente de potencia puede ser calculado a través de una expresión donde se relaciona el radio de las palas, temperatura, presión, el diseño de las palas y la velocidad angular del aerogenerador como función de este parámetro, Kiranoudis, C. *et al* 1996 y Serbian *et al* 2013.

El rendimiento de un aerogenerador depende del coeficiente de potencia, C_p , que establece cuanta potencia del viento es absorbida por el aerogenerador. El coeficiente de potencia máxima teórico máximo se denomina el límite de Betz y es 0,59 para un aerogenerador ideal, Manwell JF, *et al* 2002. Para un aerogenerador horizontal, el valor del C_p está por lo general entre 0.40 y 0.50 Muljadi E., *et al* 1989. Los valores de C_p de aerogeneradores de eje vertical, según resultados experimentales de diferentes estudios son alrededor de un 0,40. El coeficiente de potencia, C_p , se muestra como una función de la relación de velocidad específica, λ , Sandra Eriksson, *et al* 2008.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL

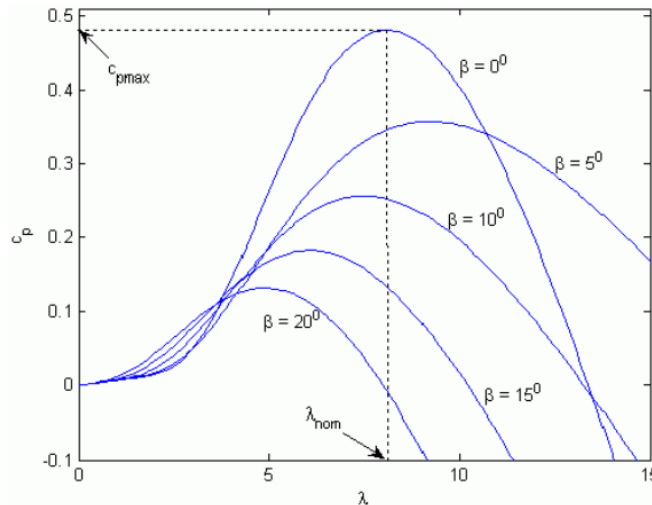


Figura 2-1 C_p en función de la velocidad específica, λ y el ángulo de paso, β (Moulay T., et al 2012).

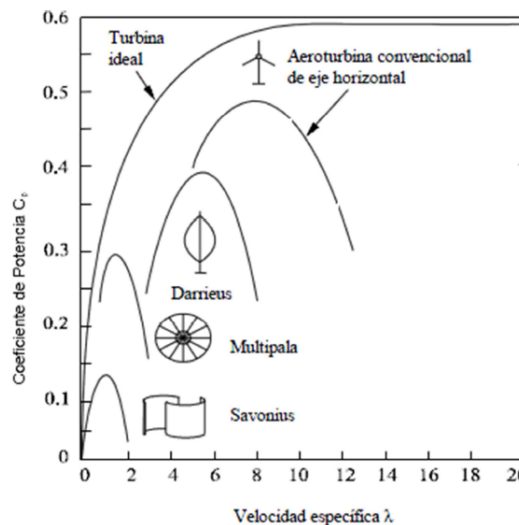


Figura 2-2 C_p en función de la velocidad específica para los distintos tipos de aerogeneradores (A. Crespo et al 2002).

Su fórmula es:

$$C_p = \frac{\text{Potencia eléctrica}}{\text{Potencial Eólico}} = \frac{V * I}{\left(\frac{\rho * A * V_v^3}{2}\right)} = \frac{\text{Voltaje} * \text{Corriente}}{\left(\frac{\text{Densidad aire} * \text{Área barrido} * \text{Veloc. viento}^3}{2}\right)}$$

Se define como potencial eólico o energía eólica aprovechable a la parte de la energía eólica que puede capturar el rotor del aerogenerador por unidad de tiempo:

La curva del coeficiente de potencia indica el desempeño de la turbina eólica para la extracción de la máxima potencia. Para cada valor de la velocidad específica de la turbina (λ) existe un valor máximo del coeficiente de potencia. Cuando la velocidad del viento cambia, λ varía, por lo que para mantener el coeficiente de potencia en su valor óptimo es necesario variar el ángulo de paso, β , para lo que actúa el control de la potencia.



Las ventajas de los aerogeneradores de eje horizontal son:

- Tienen un coeficiente de potencia (C_p) mayor para un intervalo de valores de la velocidad específica (λ) que las de eje vertical, por lo que su rendimiento es mejor en un intervalo más amplio de velocidades de viento.
- Tienen unas características de par y velocidad más adecuadas para el accionamiento de un generador eléctrico que las de eje vertical.
- Permiten barrer mayor área que las de eje vertical, por lo que desarrollan mayor potencia.
- Los de eje horizontal aprovechan el efecto del aumento de la velocidad del viento con la altura respecto al suelo. La configuración de los de eje vertical impide alcanzar alturas elevadas y por lo tanto no pueden aprovechar este efecto, Villarrubia L., 2011.

Sin embargo, los aerogeneradores de eje vertical han despertado cierto interés en realizar estudios comparativos frente a los de eje horizontal, Sandra Eriksson, *et al* 2008. La principal ventaja de los aerogeneradores de eje vertical es su única parte móvil (rotor), donde no se requieren mecanismos de orientación, operan a baja velocidad de viento y no necesitan extensas estructuras para soportar las torres, lo que simplifica su diseño e instalación, Ian Ross n, *et al* 2011.

Los aerogeneradores de eje vertical tienen las siguientes ventajas frente a los de eje horizontal:

- No necesitan orientarse hacia la dirección local del viento.
- El costo de producción es menor que su equivalente, debido a la sección de las palas son rectas y más simples, en comparación con las de eje horizontal por la forma compleja de sus palas.
- También, son mecánicamente más capaces de soportar vientos superiores que las de eje horizontal, Robert H., *et al* 2010.

Singh *et al* 2008, implementaron un sistema de instrumentación con el programa LabVIEW® para controlar las variables de control de aerogeneradores para realizar pruebas en bancos de ensayos donde muestran las relaciones entre el coeficiente de arrastre y de sustentación en función del ángulo de ataque. Karthigeyan *et al* 2014, también desarrollaron una simulación con el programa LabVIEW® para automatizar un banco de ensayo mejoran así la productividad del sistema.

Para controlar los parámetros que intervienen en el aerogenerador se realizará una aplicación mediante un sistema de programación y adquisición de data (*Supervisory Control And Data Acquisition*, SCADA) con el programa LabVIEW®, para facilitar de esta manera el control de dicho sistema en futuros usos docentes y/o investigaciones.



3 DESCRIPCIÓN DEL BANCO DE ENSAYOS

3.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el Departamento de Ingeniería Térmica y Mecánica de Fluidos de la Universidad Politécnica de Cartagena, dispone de un banco de ensayos para emular el comportamiento real de un aerogenerador de pequeña potencia. El propósito de este banco de ensayos es crear condiciones reales de entorno, a partir de una temperatura, presión y velocidad de viento determinada, y así poder determinar el comportamiento de aerogeneradores mediante la toma de datos, lo cual se realiza por un sistema de adquisición de datos mediante una tarjeta multiplexora unida a un *data logger*.

Dado que la velocidad de incidencia del viento sobre las palas del ventilador es uno de los parámetros que caracteriza el potencial eólico del mismo, el banco de ensayos cuenta con un sistema de generación de aire que permite simular diferentes condiciones de velocidad de salida de aire de unos ventiladores. Éstos están soportados sobre una estructura metálica que ha sido diseñada para soportar los esfuerzos y las tensiones generadas por el empuje y el peso de los ventiladores. Cabe destacar que se también se usan como variables de entorno reales la temperatura y la presión ambiente.

Para poder controlar la velocidad de viento el sistema cuenta con unos variadores de frecuencia, con los que se pueden obtener los distintos parámetros de tensión e intensidad para cada régimen de viento, así como los perfiles de viento completos. Estos variadores controlan la frecuencia de las tensiones de alimentación de los motores asíncronos, los cuales están acoplados a los ventiladores. Así, a distintas velocidades de viento y con la determinación del voltaje e intensidad se puede contrastar los valores teóricos de potencia con los que garantiza el fabricante.

El banco de ensayo ofrece muchas ventajas, no solo la capacidad de controlar el flujo del aire que actúa sobre los aerogeneradores, sino la posibilidad de realizar mediciones de su funcionamiento sobre una base regular de tiempo controlado por un sistema de adquisición de datos y conformada por sondas y transductores que permiten monitorizar en tiempo real los parámetros a controlar, permitiendo reducir el tiempo destinado a la realización de las pruebas.

Los distintos equipos y componentes que componen el banco de ensayo son:

- 1) Estructura.
- 2) Actuadores: ventiladores y variadores de frecuencia.
- 3) Sistema de medida: sensores, transductores y sistema de adquisición de datos (tarjeta multiplexora y *data logger*).
- 4) Equipos auxiliares de medida de parámetros eléctricos:



- Multímetro digital.
 - Osciloscopio digital: sonda diferencial de tensión y pinza amperimétrica.
- 5) Aerogenerador.
- 6) Otros equipos:
- Batería de 12 VDC.
 - Inversor de 12 VDC.

3.2 ESTRUCTURA

La estructura de que está hecha la instalación es ligera, de tipo modular y fácil de montar. Esta fue diseñada para soportar el peso de los ventiladores, así como las vibraciones y movimientos producidos bajo la carga estática y dinámica de estos mismos ventiladores. Además, fue elaborada para soportar el peso de los aerogeneradores de pequeña potencia que se dispongan para su estudio.

La estructura cuenta con perfiles de aluminio ligero de 45 mm x 45 mm y con paneles de rejilla de aluminio. Las dimensiones del banco de ensayos son de 2700 mm de ancho y 4000 mm de largo.

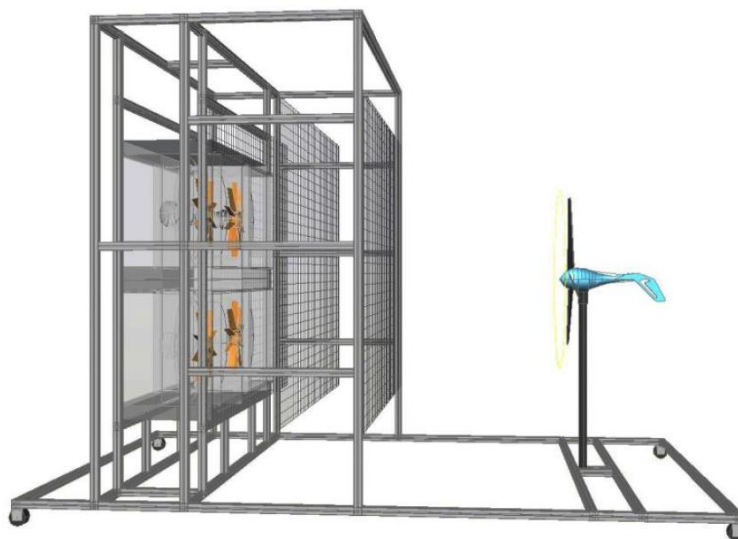


Figura 3-1 Vista en alzado del banco de ensayos.

Los elementos fundamentales de la estructura son los elementos homogeneizadores del flujo de aire. En cualquier banco de ensayo, uno de los mayores retos es encontrar la mayor homogeneización de viento posible, ya que se genera una gran turbulencia de flujo de aire por el esfuerzo cortante del viento.

Para conseguir esta homogeneización de viento, se han instalado unos paneles de rejilla de aluminio, con secciones de paso de 50 mm x 50 mm. Por razones de seguridad, un panel de rejilla siempre será fijo, que es el que se dispone más cercano a los ventiladores.

3.3 ACTUADORES: VENTILADORES Y VARIADORES DE FRECUENCIA

Para emular una velocidad de viento determinada se usan dos equipos: ventiladores y variadores de frecuencia. Los ventiladores serán los elementos encargados de generar el viento, mientras que los variadores de frecuencia controlarán la frecuencia de giro de dichos ventiladores de forma indirecta con la frecuencia eléctrica de sus motores.

3.3.1 Ventiladores

Los ventiladores instalados son de tipo helicoidal, capaces de mover un elevado caudal de aire con muy baja presión, y además transfieren la mayoría de energía en forma de presión dinámica.

La instalación cuenta con cuatro ventiladores modelo CJHCH-56-4T-2 de Sodeca, montados en dos filas horizontales dos a dos.

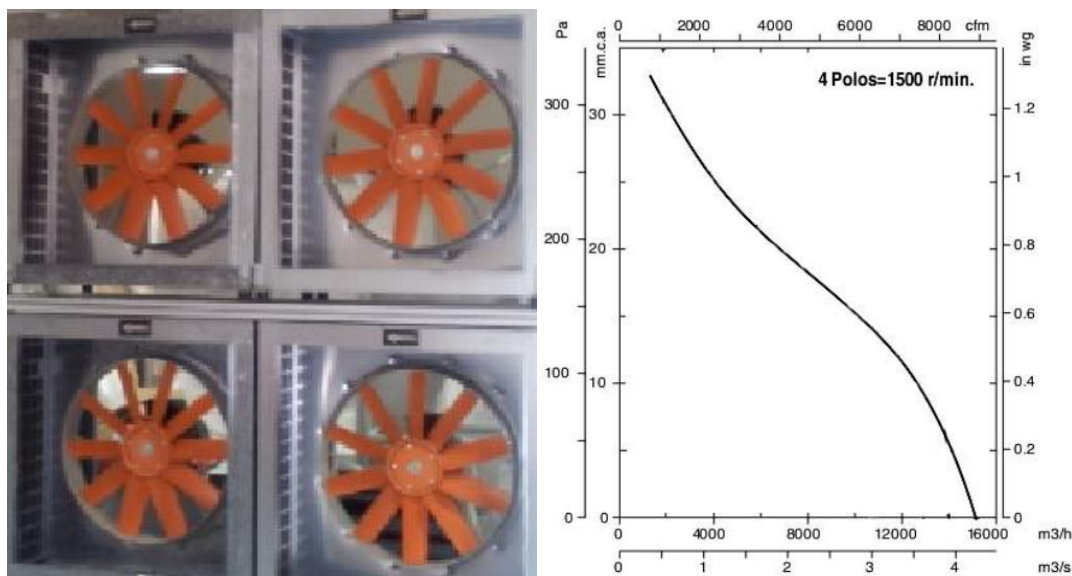


Figura 3-2 Ventilador helicoidal modelo CJHCH-56-4T-2 y su curva (www.sodeca.com).

Parámetro	Valor
Caudal máximo (m ³ /h)	15300
Potencia (kW)	1.5
Intensidad máxima (A)	6.41 @ 230 V 3.70 @ 400 V
Velocidad de giro (rpm)	1450
Nivel de presión sonora (dBA)	72
Peso aproximado (kg)	59.3
Dimensiones (mm)	Ancho 1000
	Alto 850
	Profundidad 650

Tabla 3-1 Datos de ventilador helicoidal modelo CJHCH-56-4T-2.

Como los ventiladores están controlados por motores eléctricos asíncronos, se puede aplicar la ecuación fundamental de una máquina eléctrica, ya sea síncrona o asíncrona:

$$\omega = 2 * \pi * f = p * \omega_m = \frac{2 * \pi * n * p}{60} \quad ; \quad \text{de donde } f = \frac{n * p}{60}$$

ω = pulsación o velocidad angular (rad/s); f : frecuencia de las tensiones (Hz); ω_m = velocidad angular de giro del eje (rad/s); $p = n^\circ$ de pares de polos y n = velocidad de giro en RPM.

3.3.2 Variadores de frecuencia

La instalación tiene dos variadores de frecuencia modelo 3G3MX2-A4030-E de la marca Omron, que se encargan de controlar ambos ventiladores. Son trifásicos, alimentados a una tensión de 400 VAC, y con una potencia máxima de salida de 3 kW:



Figura 3-3 Variador de frecuencia 3G3MX2-A4030-E.

Parámetro	Valor	
Tamaño del motor aplicable (kW)	VT (*)	4,0
	CT (**)	3,0
Capacidad nominal (kVA) @ 380 V	VT (*)	5,7
	CT (**)	4,7
Tensión nominal de entrada	Trifásica: 380 v - 15 % a 480 V + 10 %, 50/60 Hz ± 5 %	
Tensión nominal de salida	Trifásica: 380 a 480 V (proporcional a la tensión de entrada)	
Corriente nominal de salida (A)	VT (*)	8,8
	CT (**)	7,2

(*) VT = Ciclo de trabajo normal: 60 s a 120 %

(**) CT = Ciclo de trabajo intenso: 60 s a 150 %

Tabla 3-2 Datos de los variadores de frecuencia 3G3MX2-A4030-E (www.omron.com).



3.4 SISTEMA DE MEDIDA: SENSORES, TRANSDUCTORES Y DATA LOGGER

El sistema de medida es el encargado de la adquisición, procesamiento y distribución de datos. Los elementos que realizan todas estas funciones son: sensores, transductores y sistema de adquisición de datos.

Primeramente, es necesario obtener la magnitud física a medir (presión, temperatura, entre otras) y convertirla a una señal eléctrica (tensión o intensidad). Esta función es realizada por los sensores. Los sensores deben tener salidas eléctricas de $[0 - 10]$ V y/o $[4 - 20]$ mA, para que el sistema de adquisición de datos pueda procesar los datos medidos. Si esto no fuera así, entonces se necesitaría de acondicionadores de señal, los cuales convierten el parámetro que varía del sensor en una señal eléctrica normalizada. Debajo se presenta un esquema con la configuración de la instrumentación de los sensores y acondicionadores de señal hasta su lectura en el data logger registrado en el computador:

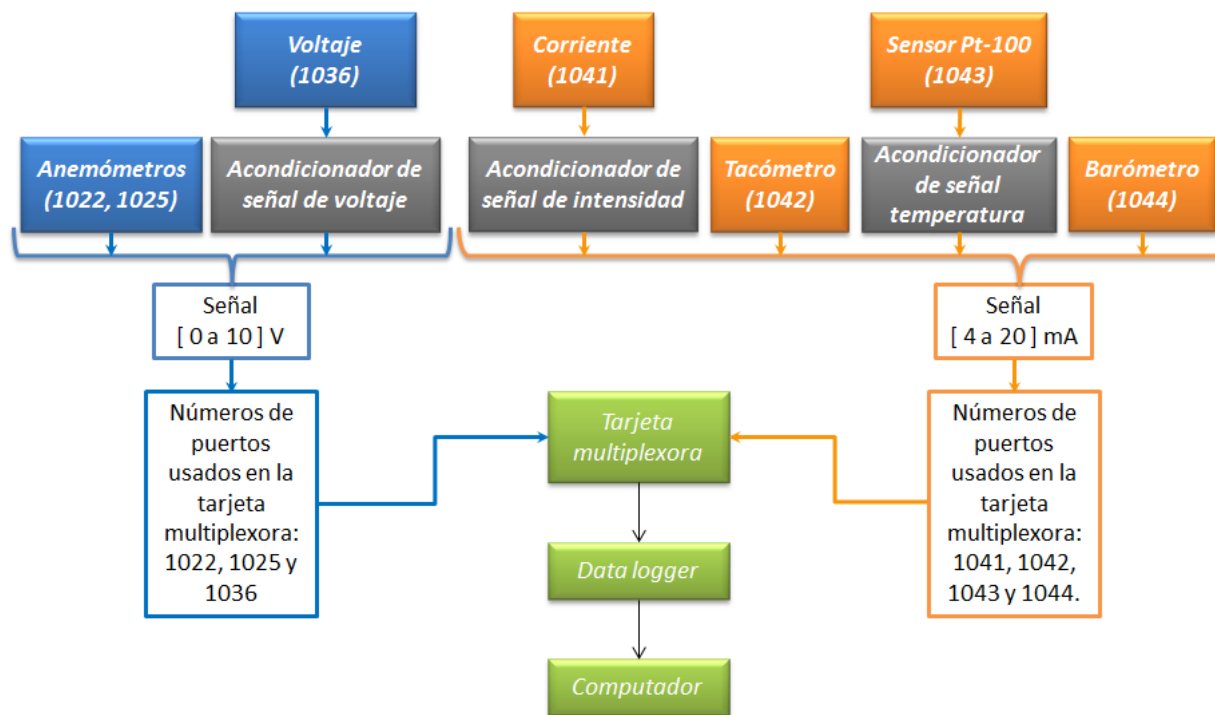


Figura 3-4 Instrumentación de sensores y acondicionadores de señal al data logger / computador.

3.4.1 Anemómetros de hilo caliente

El viento es una magnitud vectorial caracterizada por dos parámetros, la dirección y la velocidad. El viento en superficie raramente es constante durante un periodo determinado y generalmente varía rápidamente de forma irregular tanto en velocidad como en dirección. A esta característica del viento se le denomina turbulencia. La velocidad del viento es una magnitud que nos permite valorar la rapidez y dirección de los vientos y se mide con anemómetros, que suelen registrar ambos parámetros a lo largo del tiempo. Suele medirse en metros por segundo (m/s).

Las velocidades y fluctuaciones de flujos pueden ser obtenidas según diferentes metodologías, como pueden ser: anemometría de hilo caliente, Velocimetría por Imagen de Partículas (PIV) o Anemometría *Lasser-Doppler* (LDA). La metodología de anemometría de hilo caliente es la más utilizada para medidas de la turbulencia en flujos por ser la más económica y por presentar una alta respuesta en frecuencia, Martín *et al* 2014.

Un anemómetro de hilo caliente consiste en un filamento calentado que queda expuesto al paso de un flujo. Este filamento está conectado a un circuito eléctrico que es capaz de monitorear las variaciones de resistencia eléctrica por la acción del flujo. Entonces, se puede establecer una relación de pertinencia entre la velocidad del flujo y la resistencia observada en el filamento calentado, Martín *et al* 2014.

El principio físico de funcionamiento de los anemómetros de hilo caliente está basado en la transferencia de calor por convección entre el hilo calentado y el flujo que pasa a su alrededor. En estos sensores, una pequeña estructura es calentada y expuesta al flujo para medir el intercambio térmico que se produce. La relación entre la velocidad del flujo y la tensión de salida es deducida sobre la base de las ecuaciones de transferencia de calor, tomando por referencia la potencia generada por la corriente eléctrica que pasa por el hilo. El sensor es calentado por una corriente eléctrica (I) y enfriado proporcionalmente, de acuerdo a la componente de la velocidad del aire que incide perpendicular al elemento sensible, Martín *et al* 2014. Para medir la velocidad de viento en el banco de ensayos se usaron un total de dos anemómetros de hilo caliente modelo EE575 de E+E Elektronik, ver figuras debajo:



Figura 3-5 Anemómetro modelo EE575 de E+E Elektronik (www.epluse.com).

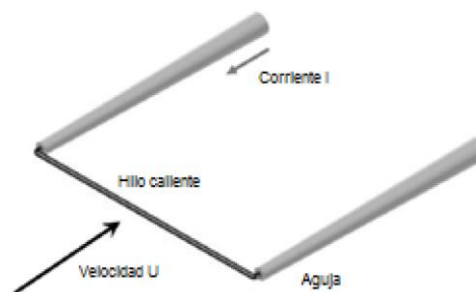


Figura 3-6 Transferencia de calor entre el sensor de hilo caliente y el flujo, Martín *et al* 2014.

Parámetro	Valor
Señal de salida (V)	[0 - 10]
Rango de medida (m/s)	[0 - 20]
Alimentación (VDC)	[19 - 29]
Longitud del cable (m)	2

Tabla 3-3 Datos de anemómetro modelo EE575 de E+E Elektronik.

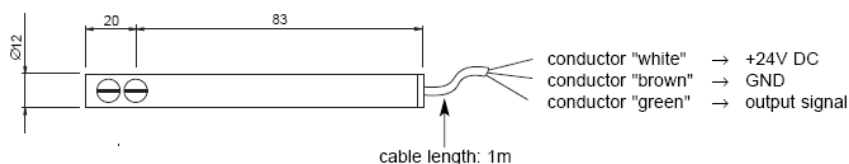


Figura 3-7 Cableado de los anemómetros.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL



Al ser éste un sensor activo, es necesario alimentar el mismo mediante una fuente de alimentación de 24 VDC, como las mostradas debajo (las usadas para los anemómetros son las cuatro primeras, de izquierda a derecha):



Figura 3-8 Fuentes de alimentación de 240VAC a 24 VDC.

La conexión de estos sensores con el *data logger* se hizo mediante los puertos 1022, 1025 de la tarjeta multiplexora. Los puertos 1001 y 1005 están disponibles para los otros dos sensores, pero no están en uso, ya que sólo hay dos anemómetros de hilo caliente que funcionan.

Para confirmar que las lecturas de velocidad de viento que miden los anemómetros era correcta se solicitó la compra de un anemómetro digital portátil para la instalación marca *Mastech*, modelo MS6252B, que también mide temperatura y humedad, el cual se puede conectar a un computador mediante un cable USB. Su rango de velocidades es de 0.40 a 30 m/s \pm 3%.



Figura 3-9 Anemómetro digital portátil de Mastech, MS6252B

3.4.1.1 Curva de calibración anemómetros

En primer lugar, se necesita conocer los valores de tensión correspondientes a los anemómetros que se recogen en el sistema de adquisición de datos cuando los ventiladores están en reposo. Estos valores son denominados “valores de calibración”.

Para cada una de las posiciones definidas sobre el plano horizontal, se adquieren unos determinados valores de calibración, que son prácticamente análogos. Los valores de velocidad de

punta, medio y eje (V_{punta} , V_{medio} y V_{eje} , respectivamente) tienen unos valores de calibración de [0,11 – 0,15] V. En el caso que no se den esos valores de tensión, los anemómetros están defectuosos, o bien, su cableado no es el adecuado. Ya que sólo se cuenta con dos anemómetros se debe volver a medir en una de las posiciones para poder completar el mapa eólico, en dichas posiciones.

Así, la ecuación que define la curva de los anemómetros EE575 de E+E Elektronik es:

$$V (m/s) = \left[\frac{20 (m/s)}{10 (V)} - V_{\text{Calibración}} \right] * [V_{\text{Lectura}} - V_{\text{Calibración}}]$$

Parámetros	Veloc. (m/s)	Voltaje (V)
Valor inicial	0	Calibración
Valor final	20	10

Tabla 3-4 Parámetros de calibración para anemómetros.

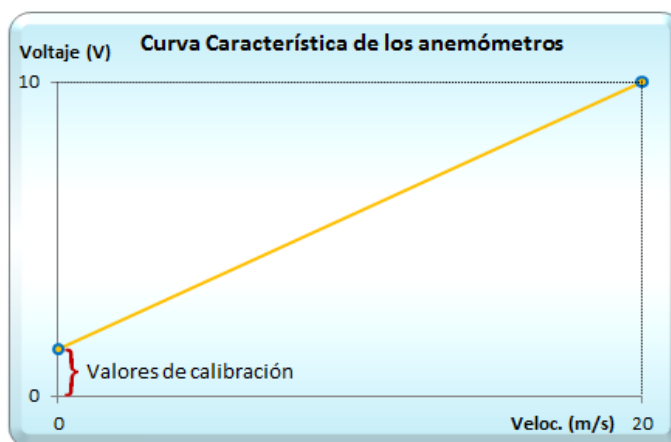


Figura 3-10 Curva de calibración para anemómetros.

3.4.2 Transductor de tensión

El transductor de tensión de esta instalación se emplea para medir la tensión en continua que hay en bornes de batería. El sensor elegido es el MCR-VDC-UI-B-C del fabricante *Phoenix Contact*:



Figura 3-11 Transductor de tensión MCR-VDC-UI-B-C (www.phoenixcontact.com).

La conexión de este sensor con el *data logger* se hizo mediante el puerto 1036 de la tarjeta multiplexora, como se muestra en la siguiente figura:

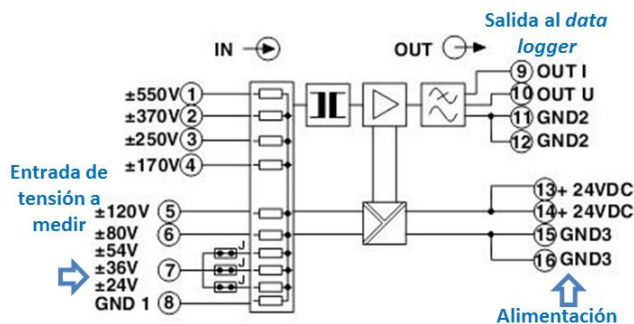


Figura 3-12 Conexión para la medición de voltaje.

3.4.2.1 Curva de calibración del transductor de tensión

La entrada de este transductor admite un rango de [0 – 24] VDC. Mientras que su salida está acotada dentro del intervalo [0 – 10] VDC. Además, como no existe ningún offset que modifique los 0 V en estado de tensión nula, la curva de calibración es la siguiente:

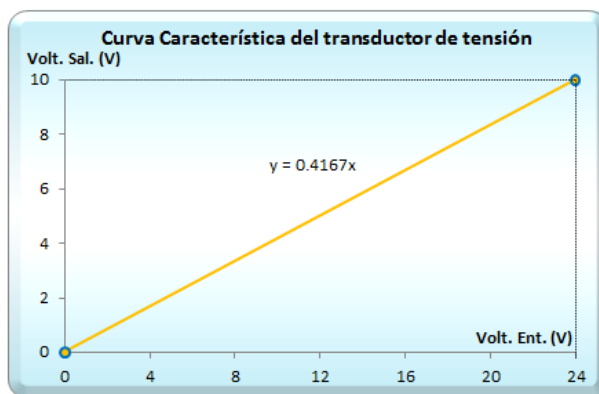


Figura 3-13 Curva de calibración del transductor de tensión.

Despejando correctamente la ecuación de la recta anterior, se obtiene el valor de tensión real medido por este transductor:

$$V (V_{DC}) = 2.4 * V_{Lectura} (V_{DC})$$

3.4.3 Transductor de intensidad

Para el presente banco de ensayos se utiliza un transductor toroidal de efecto Hall para medir la intensidad que circula por la batería.

Este tipo de transductores está basado en el fenómeno electromagnético del “Efecto Hall”. Este fenómeno se produce cuando se ejerce un campo magnético transversal sobre un conductor por el que circula corriente eléctrica. Este campo magnético será generado por un núcleo magnético toroidal que dispone el transductor en su interior.

En nuestro caso, el transductor de corriente usado es el modelo DHR 100 C420 del fabricante LEM. Este transductor mide intensidades en alterna o en continua hasta un valor eficaz de 100 A.



Figura 3-14 Transductor de intensidad DHR 100 C420.

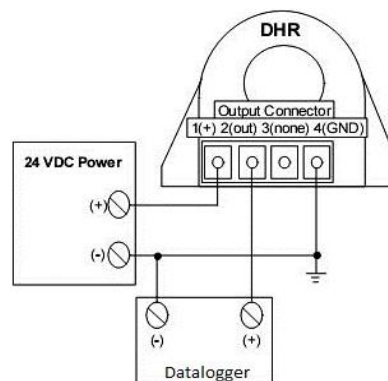


Figura 3-15 Conexión para la medición de corriente.

3.4.3.1 Curva de calibración del transductor de intensidad

El fabricante proporciona la curva de calibración de este transductor toroidal de efecto Hall para medida de intensidad:

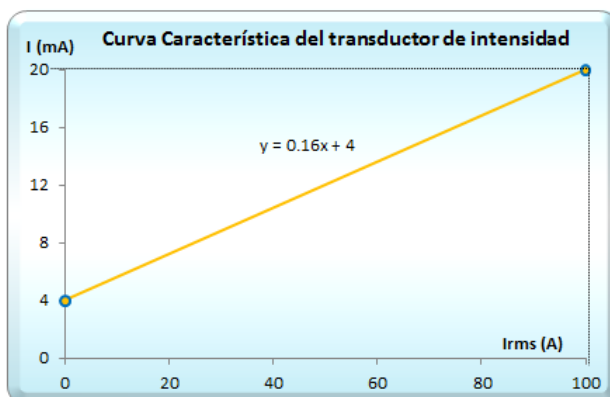


Figura 3-16 Curva de calibración de transductor de intensidad.

Destacar que esta curva de calibración es para un único paso del conductor eléctrico por el transductor. Sin embargo, en la presente instalación el mismo conductor se hace pasar 3 veces por el núcleo toroidal magnético de este transductor. Por lo tanto, la intensidad eficaz real se calculará dividiendo por tres el valor de la anterior curva de calibración:

$$I_{rms}(A) = \frac{1}{3} * \left(\frac{I_{lectura}(A) * 0.004(A)}{0.00016} \right)$$

De esta forma se aumenta la sensibilidad del sensor, intentando ajustarse lo más posible al campo de medida de la intensidad de la batería en los microaerogeneradores.

3.4.4 Sensores de velocidad de giro

La instalación cuenta con dos formas de medir la velocidad de giro del aerogenerador, que son:

- 1) Captador de pulsos y convertidor de frecuencia.
- 2) Tacómetro óptico.

3.4.4.1 Captador de pulsos y convertidor de frecuencia

La conexión de este sensor con el *data logger* se hizo mediante el puerto 1042 de la tarjeta multiplexora.

Captador de pulsos BES M12MI – PSC40B – BV03 de Balluff

Es un sensor inductivo de tipo PNP, capta pulsos de frecuencia máxima de 300 Hz. La distancia estándar de detección asignada por el fabricante es de 4 mm. Para ello, se ha acoplado un imán mediante un soporte adherido en la parte inferior de una de las palas. Además, el captador dispone de un LED que se enciende cada vez que envía un pulso al convertidor de frecuencia.



Figura 3-17 Captador de pulsos BES M12MI – PSC40B – BV03 (www.balluff.com).

Convertidor de frecuencia TACO digi

Para medir bajas frecuencias, como es el presente caso, se necesita un convertidor de frecuencia de gran precisión y estabilidad, y que disponga de un filtro estabilizador para bajas frecuencias. Por estos motivos, la instalación cuenta con un convertidor de frecuencia TACO digi del fabricante DPF *Sensors*:

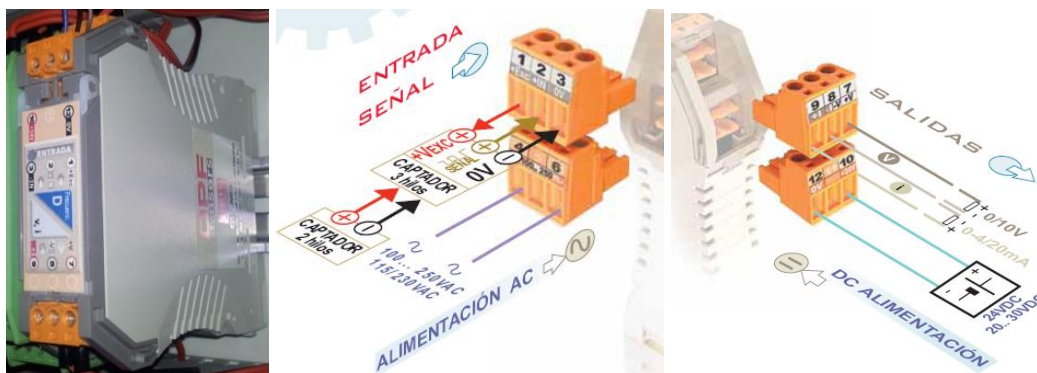


Figura 3-18 Convertidor de frecuencia TACO digi de DPF *Sensors* (www.dpfsensors.es).

Curva característica convertidor de frecuencia

Primero, se fija el tipo de salida de señal eléctrica del convertidor de frecuencia, que se asigna de [4 – 20] mA. Al igual que en el caso de los anemómetros, el método de calibración es con respecto a dos puntos: sensibilidad (pendiente o ganancia) y cero (*offset* o *calibración*):

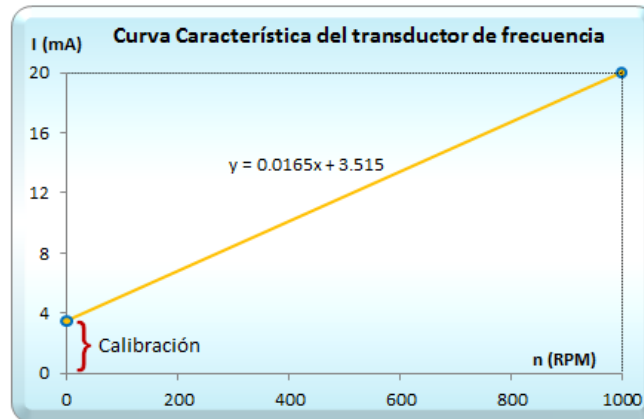


Figura 3-19 Curva característica de convertidor de frecuencia.

Despejando la velocidad de giro, n , de la ecuación de la recta anterior:

$$n \text{ (RPM)} = \left[\frac{(I_{Lectura} - I_{Offset}) \text{ mA}}{\frac{(20 - I_{Offset}) \text{ mA}}{1000 \text{ RPM}}} \right] = \left[\frac{(I_{Lectura} - 3.515) \text{ mA}}{0.01648 \left(\frac{\text{mA}}{\text{RPM}} \right)} \right]; I_{Offset} = 3.515 \text{ mA}$$

3.4.4.2 Tacómetro óptico

La instalación tiene además un tacómetro óptico modelo 1760/TC2 de Beta:



Figura 3-20 Tacómetro óptico modelo 1760/TC2 de Beta (www.betavemen.com).

Parámetro	Valor
Tiempo de medición (s)	0,8 (> 60 rpm)
Distancia para la detección (mm)	[50 - 500]
Funciones de medida	"UP" = Máximo
	"DN" = Mínimo
	"LA" = Último valor
Alimentación	4 baterías de 1,5 V (tipo AA) o directamente de la alimentación (6V, estable)

Tabla 3-5 Datos de tacómetro óptico modelo 1760/TC2.

Este tacómetro se usa para comprobar la calibración de la velocidad de giro obtenida por el captador de pulsos.

3.4.5 Sensor de temperatura

Para obtener la temperatura de ambiente a la que se encuentra el aerogenerador, se emplea una Pt100 y el acondicionador de señal TxRail, con salida 4 – 20 mA del fabricante Novus.

La conexión de este sensor con el *data logger* se hizo mediante el puerto 1043 de la tarjeta multiplexora.



3.4.5.1 Pt-100 y su curva característica

El sensor Pt-100 es un sensor de temperatura de tipo resistivo o termo-resistencias o RTD (*Resistance Temperature Detector*). Las termoresistencias más extendidas son las de platino, cuya denominación genérica es Pt-X, donde Pt es el símbolo químico del platino y X es un número que expresa la resistencia eléctrica del RTD a 0°C en Ω .



Figura 3-21 Sensor Pt-100

Su funcionamiento se basa en la variación de resistencia ante cambios de temperatura del medio. Para variaciones pequeñas de temperatura la variación de la resistencia se considera lineal con la temperatura, según la siguiente ecuación:

$$R_t = R_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t) \quad ; \quad \alpha \left(\frac{\Omega}{\Omega / ^\circ\text{C}} \right) = (R_{100} - R_0) / (R_0 \cdot 100 \text{ } ^\circ\text{C})$$

Dónde:

R_0 = resistencia en Ω (ohms) a 0°C; R_t = resistencia en Ω (ohms) a t°C; t = temperatura medida y α = coeficiente de temperatura de la resistencia cuyo valor entre 0°C y 100°C es de $0.003850 \text{ } \Omega^{-1} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ en la escala Práctica de Temperaturas Internacionales (IPTS- 68).

Parámetros	T (°C)	R (Ω)
Valor inicial	0	100
Valor final	100	138.5

Tabla 3-6 Parámetros de calibración PT-100

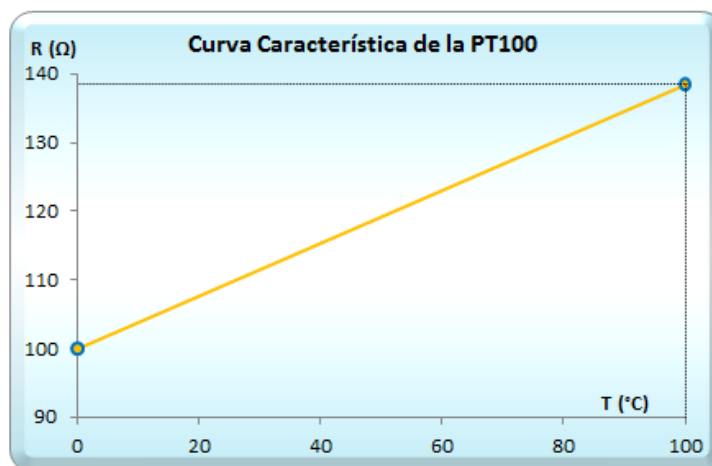


Figura 3-22 Curva de calibración para la PT-100



3.4.5.2 Transductor TxRail y su curva característica

Por otro lado, se necesita de un convertidor hacia una salida reconocida por el sistema de adquisición de datos, siendo en este caso [4 – 20] mA.

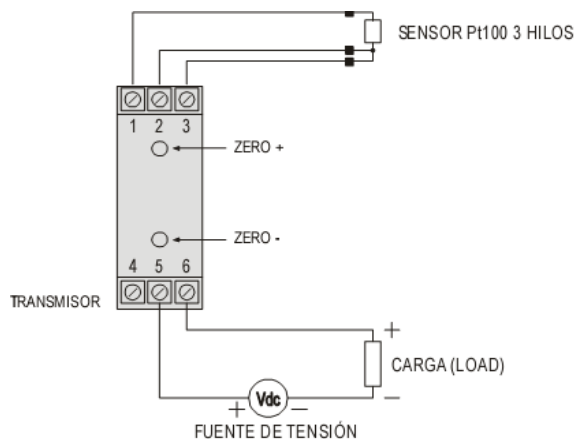


Figura 3-23 Cableado del transductor o acondicionador de señal de la Pt-100.

Partiendo de que el intervalo de entrada considerado en este convertidor es de [0 – 50] mV, su ecuación y curva característica es la siguiente:

$$T (^{\circ}C) = 3.1250 \left(\frac{mV}{mA} \right) * \left[I_{Lectura} (A) * \frac{1000 mA}{1 A} - 4 \right]$$

$$R (\Omega) = \frac{V (V)}{I (A)} = \frac{V (mV)}{I (mA)}$$

Parámetros	Voltaje (mV)	I (mA)
Valor inicial	0	4
Valor final	50	20

Tabla 3-7 Parámetros de calibración transductor de la Pt-100

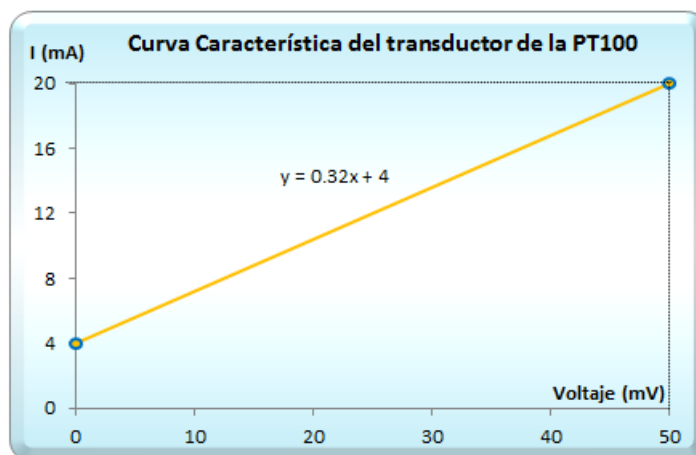


Figura 3-24 Curva de calibración para transductor de la Pt-100.



3.4.6 Sensor de presión

La presión atmosférica es la presión ejercida por el aire atmosférico en cualquier punto de la atmósfera. Normalmente se refiere a la presión atmosférica terrestre. Ésta en un lugar determinado experimenta variaciones asociadas con los cambios meteorológicos. La presión atmosférica normalizada, 1 atmósfera, se define como la presión media al nivel del mar y que equivale a 101325 Pa. Esta decrece a razón de 1 mmHg por cada 10 m de elevación en los niveles próximos al del mar. Así mismo la densidad del aire disminuye conforme aumenta la altura.

El instrumento destinado para medir la presión atmosférica es el barómetro, existiendo de muchos tipos: barómetros de Fortín, de mercurio, aneroide y electrónicos. Los barómetro electrónicos, son los más precisos y estables en cuanto a su medición, y los más usados en el campo de la investigación científica, sobre todo por su posibilidad de salida analógica; con niveles de resolución de hasta 0.1 mbar.

La instalación cuenta con un barómetro electrónico marca Delta OHM, modelo HD 9408T BARO. Es un barómetro electrónico con salida analógica que utiliza un sensor piezoresistivo lo que garantiza una alta estabilidad y la exactitud de la medición, así como una baja histéresis.

Parámetro	Valor
Señal de salida (mA)	[4 - 20]
Rango de medida (mbar)	[800 - 1.100]
Alimentación (VDC)	[8 - 35]
Presión de sobrecarga (bar)	[2 - 3]
Tiempo de respuesta (ms)	< 200
Temperatura de trabajo (°C)	[-30 - 60]

Tabla 3-8 Datos de barómetro electrónico HD 9408T BARO.



Figura 3-25 Barómetro electrónico HD 9408T BARO de DELTA OHM (www.dimelco.com).

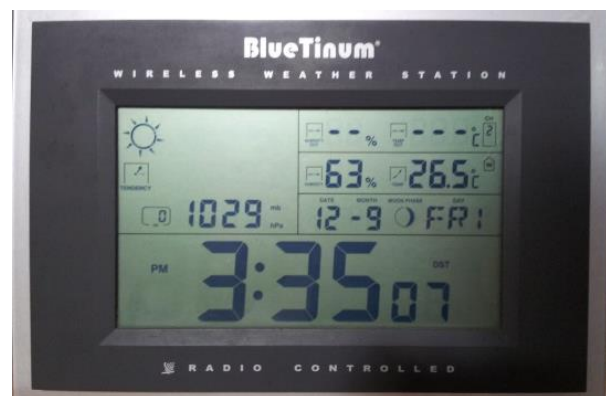


Figura 3-26 Estación portátil BlueTinum.

La conexión de este sensor con el *data logger* se hizo mediante el puerto 1044 de la tarjeta multiplexora. Fue usada una estación portátil *BlueTinum* para verificar la certeza de las medidas tanto del barómetro como de la sonda de temperatura (Pt-100).

3.4.6.1 Curva de calibración del barómetro

Para este sensor no es necesario emplear un transductor para adaptar la señal a la entrada del sistema de adquisición de datos, ya que la salida del barómetro está dentro del rango de [4 – 20] mA:

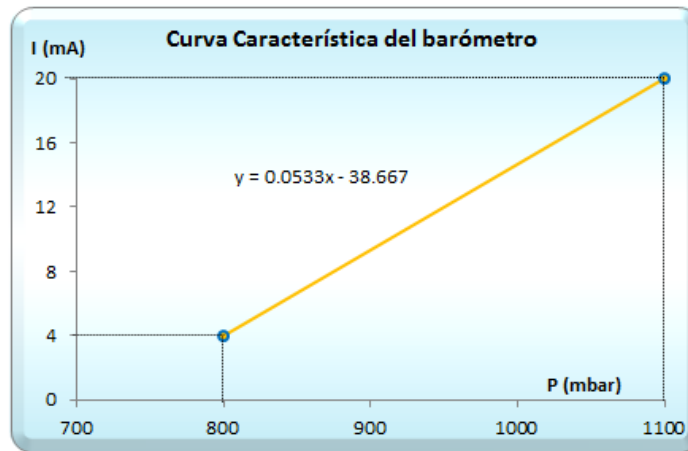


Figura 3-27 Curva de calibración para barómetro electrónico.

Por lo tanto, despejando la presión barométrica de la ecuación anterior, se tiene lo siguiente:

$$P \text{ (mbar)} = 18.75 \left(\frac{\text{mbar}}{\text{mA}} \right) * \left[I_{\text{Lectura}} \text{ (A)} * \frac{1000 \text{ mA}}{1 \text{ A}} - 4 \right] + 800 \text{ (mbar)}$$

3.4.7 Data logger

El banco de ensayos tiene un sistema centralizado de sistema de medida, en el que el núcleo es un registrador de datos, o más conocido, como *data logger*. Se usa este tipo de sistema de medida porque no hay muchas variables para medir, y las distancias entre sensores y núcleo son pequeñas. El modelo de *data logger* es el 34980A de *Agilent Technologies*.



Figura 3-28 Data logger 34980A.

Este equipo se ha venido usando a través del programa *Benchlink Data Logger*, pero este no permite la integración del control de los variadores con la adquisición de datos, como lo hace la aplicación realizada con el programa *LabVIEW®*.

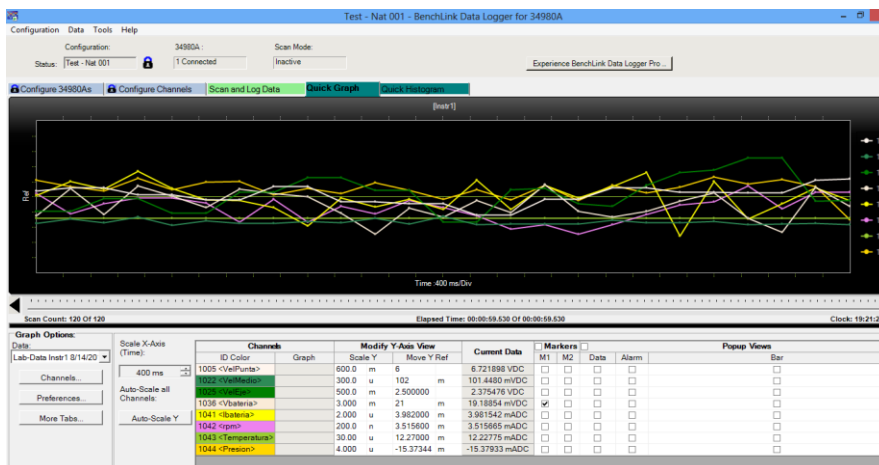


Figura 3-29 Pantalla obtenida con el programa Benchlink data logger 34980A.

3.5 AEROGENERADOR

El aerogenerador que fue instalado en el banco de ensayos en el ELDI es de tipo horizontal, de la marca *Southwest Windpower*, modelo *Whisper 200*, de 1 kW. También incluye un controlador, el cual carga la batería a través de la energía que entrega el aerogenerador. Además, convierte la tensión de corriente alterna a corriente continua. Este es multivoltaje/politensión (puede configurarse a 12V, 24V y 48V, según se requiera).



Figura 3-30 Aerogenerador Whisper 200 (1 kW).



Figura 3-31 Controlador del aerogenerador Whisper 200.

Debajo se presentan en la siguiente tabla sus principales características, según el fabricante:

Parámetro	Valor
Potencia nominal	1000 W
Eje de rotación	Horizontal
Número de palas	3
Material de las palas	Polipropileno/carbono reforzado
Diámetro del rotor (m)	2.72
Velocidad del viento nominal (m/s)	11.6 a 13.0
Inicio/corte en velocidad del viento (m/s)	3.1
Recortar la velocidad del viento (m/s)	16 a 18
Velocidad del viento de supervivencia (m/s)	55
Área barrida (m ²)	5.8
Velocidad de rotación (RPM)	1200
Voltaje (V)	24 (*)

(*) Puede ser modificado a 12V

Figura 3-32 Características principales de aerogenerador Whisper 200.

Su curva de potencia, según el fabricante, también se presenta a continuación:

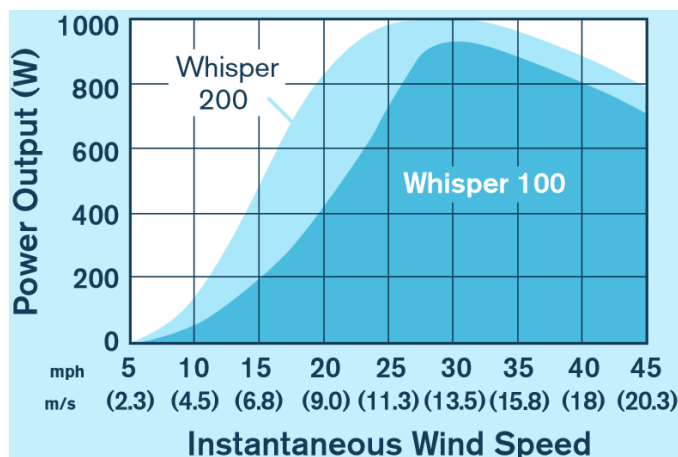


Figura 3-33 Curva de potencia del aerogenerador Whisper 200.

3.6 TOBERA REDUCTORA

Esta tobera fue diseñada para el aerogenerador DS-300 (Pardo, F., 2013). De esta manera, al reducirse la sección de paso del fluido, se consigue aumentar la velocidad de viento. Así, prácticamente se incrementa la velocidad del viento cerca de un 60% respecto a la velocidad inicial.

$$\frac{A_o}{A_f} = \frac{2464 \text{ m}^2}{2464 \text{ m}^2} = 1.5866 \approx 1.59 ; \text{ de donde } A_o \approx 1.6 A_f$$

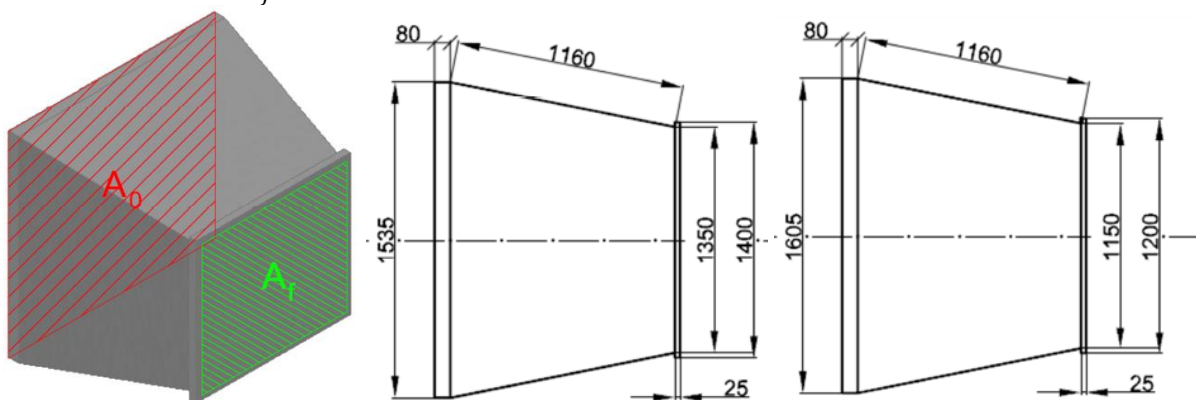


Figura 3-34 Diagrama de la tobera reductora (Pardo, F. 2013)

3.7 BATERÍA E INVERSOR

Su uso es para acumular la energía eléctrica generada por el aerogenerador, o bien, suministrar electricidad a una carga en continua. La batería con que cuenta el laboratorio es de *plomo y ácido*, con una tensión nominal de 12V y una capacidad de carga de 256 Ah. Se corresponde con el modelo EnerSol 250 del fabricante *Exide*. Cabe destacar que se usó con otra batería de 12V en serie para poder realizar las mediciones con el VI desarrollado en LabVIEW®.

El inversor es un equipo electrónico que convierte la señal eléctrica de entrada en continua a una señal eléctrica de salida en alterna, con el cual se puede abastecer cargas eléctricas alternas, haciendo uso de la energía acumulada en baterías. En el presente proyecto no se usó este equipo.



Figura 3-35 Batería EnerSol 250 de Exide
(www.renovablesonline.es).



Figura 3-36 Inversor Phoenix Inverter 12/1200 de Victron
Energy


3.8 EQUIPOS AUXILIARES DE MEDIDA

Los equipos auxiliares de medida de parámetros eléctricos con que cuenta la instalación son:

- Multímetro digital.
- Osciloscopio digital: sonda diferencial de tensión y pinza amperimétrica.

3.8.1 Multímetro digital

El multímetro digital utilizado es el modelo *PD-986* del fabricante *Promax*. Sus características eléctricas se describen en la siguiente tabla:



Características eléctricas multímetro PD – 986	
Impedancia	10 MΩ
Tensión CC	1.000 V
Tensión CA	750 V
Intensidad CC/CA	25 A
Resistencia	20 MΩ
Medida de valor RMS	

Tabla 3-9 Características eléctricas del multímetro digital PD-986.

3.8.2 Osciloscopio digital

El osciloscopio con que cuenta la instalación es de tipo digital, por lo que utiliza un convertidor analógico – digital (A/D) para convertir la señal de entrada una señal digital. Una de las principales ventajas del osciloscopio digital con respecto al osciloscopio analógico, es que permite almacenar y estudiar transitorios y eventos no repetitivos en el tiempo. El modelo es el *DSO 8062*, de *Voltcraft*. Se usa para medir tensión y corriente, ambos valores tanto en alterna como en continua.



Tabla 3-10 Osciloscopio digital DSO 8062.



4 DESMONTAJE, MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN

Anteriormente, el banco de ensayos estaba ubicado en Santa Lucía, el cual tenía instalado un aerogenerador vertical híbrido tipo *Savonius-Darrieus*. Este fue desmontado y llevado a las nuevas instalaciones del ELDI (Edificio de Laboratorios, Docencia e Investigación) junto con las estructuras metálicas de soporte de la instalación, el computador, el *data logger*, los demás equipos, y todas las demás partes de la anterior instalación.

El desmontaje de la instalación se hizo en coordinación con el Departamento de Mantenimiento de la UPCT, desmontando primeramente los equipos y luego las estructuras para su posterior embalaje y transporte. Luego de estar todas las partes de la instalación en el ELDI se inició el montaje de las estructuras.



Figura 4-1 Aerogenerador DS-300 desmontado y montaje de las estructuras de la instalación

Al mismo tiempo se realizó una base para el soporte metálico del nuevo aerogenerador, la cual fue realizada en el laboratorio de I+D+I de la Universidad.



Figura 4-2 Elaboración de soporte y montaje del aerogenerador Whisper 200.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL



A continuación, se colocaron las salidas de los cables del aerogenerador a su controlador y desde el controlador a las baterías, de la siguiente manera:



Figura 4-3 Conexión aerogenerador controlador y baterías.

Después, fueron instalados los sensores de presión, temperatura, anemómetros y el tacómetro.

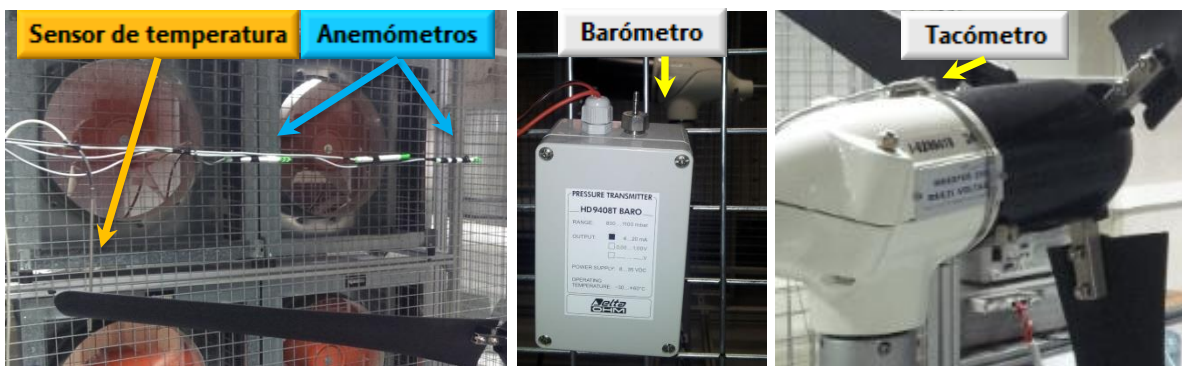


Figura 4-4 Ubicación de los sensores: Pt-100, anemómetros, barómetro y tacómetro.



Figura 4-5 Aerogenerador Whisper 200 instalado.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL



Luego de realizar las conexiones entre el aerogenerador, controlador, batería, computador y de todos los sensores y transductores se dio inicio a hacer las calibraciones de los equipos para después realizar pruebas para ver el funcionamiento del banco de ensayos.

El aerogenerador se probó primeramente con tobera; pero a la máxima capacidad de los ventiladores (50 Hz) éste giraba muy poco (cerca de unas 55 RPM, siendo su velocidad nominal de 1200 RPM), generando menos de 5W, por lo que se decidió quitar la tobera y se acercó el aerogenerador a los ventiladores pero de esta forma no se vencía ni siquiera su inercia.

Cabe destacar que con la tobera, a la mitad de las palas no le llegaba viento, ya que el área de barrido de las palas del aerogenerador es mucho más grande que el área reducida por la tobera, lo cual también reduce el potencial eólico real recibido por aerogenerador.

Debido a esto no se pudo realizar la curva de potencia del aerogenerador de 1 kW, ni tampoco las comparaciones de este con los otros aerogeneradores, ya que los ventiladores instalados no ofrecen el potencial eólico necesario para su caracterización.

Debajo se muestran los resultados obtenidos con la tobera y con los ventiladores a su máxima capacidad (50 Hz cada uno). La posición de los anemómetros fueron: uno en la posición frente al eje y el otro en el medio de las palas en el perfil izquierdo (visto desde detrás del aerogenerador); ambos a una distancia de 30 cm del centro del eje del aerogenerador. El número de muestras obtenidos fue de 120 (una muestra cada 500 ms, es decir, 2 muestras por segundo), pero sólo se presentan los datos de las primeras 20 muestras en la siguiente tabla, ya que no hay muchas diferencias en la potencia generada entre los resultados de las 20 muestras y el total de muestras obtenidas, como se puede ver a continuación.

# Muestra	Fecha	Hora	Frec. Variador #1 (Hz)	Frec. Variador #2 (Hz)	Veloc. Medio (m/s)	Veloc. Eje (m/s)	Voltaje (V)	Corriente (A)	Veloc. Giro (RPM)	Temp. (°C)	Presión (mbar)	Potencia Eléctrica (W)	Densidad Aire, ρ (kg/m ³)	Potencial Eólico (W/m ²)	Cp
1	7/30/2014	11:00:33	50	50	7.30	7.84	24.77	0.1873	53.75	27.37	1014.0	4.64	1.18	179.85	0.026
2	7/30/2014	11:00:33	50	50	7.59	7.99	24.77	0.1846	53.73	27.37	1014.1	4.57	1.18	187.63	0.024
3	7/30/2014	11:00:34	50	50	7.59	7.99	24.76	0.1840	53.72	27.37	1013.9	4.56	1.18	186.96	0.024
4	7/30/2014	11:00:34	50	50	5.64	7.24	24.77	0.1880	53.73	27.37	1013.9	4.66	1.18	139.94	0.033
5	7/30/2014	11:00:35	50	50	5.56	7.24	24.77	0.1993	53.73	27.37	1013.8	4.94	1.18	139.83	0.033
6	7/30/2014	11:00:35	50	50	4.97	9.07	24.76	0.1972	53.73	27.37	1013.7	4.88	1.18	271.15	0.017
7	7/30/2014	11:00:36	50	50	4.88	9.08	24.77	0.1797	53.75	27.37	1013.7	4.45	1.18	271.24	0.017
8	7/30/2014	11:00:36	50	50	5.13	8.74	24.77	0.2054	53.74	27.37	1013.7	5.09	1.18	243.24	0.019
9	7/30/2014	11:00:37	50	50	5.35	8.74	24.76	0.1948	53.73	27.37	1013.6	4.82	1.17	243.20	0.019
10	7/30/2014	11:00:37	50	50	5.28	8.61	24.77	0.1834	53.74	27.37	1013.5	4.54	1.17	232.45	0.020
11	7/30/2014	11:00:38	50	50	4.41	8.61	24.77	0.1820	53.74	27.37	1013.6	4.51	1.17	232.43	0.020
12	7/30/2014	11:00:38	50	50	4.40	7.78	24.76	0.1695	53.73	27.37	1013.6	4.20	1.17	172.76	0.026
13	7/30/2014	11:00:39	50	50	4.04	7.78	24.79	0.1860	53.71	27.37	1013.5	4.61	1.17	172.51	0.026
14	7/30/2014	11:00:39	50	50	4.04	8.01	24.76	0.1828	53.73	27.37	1013.5	4.53	1.17	188.06	0.024
15	7/30/2014	11:00:40	50	50	4.86	8.01	24.77	0.1856	53.73	27.37	1013.5	4.60	1.17	188.11	0.024
16	7/30/2014	11:00:40	50	50	4.86	7.87	24.77	0.1647	53.81	27.37	1013.5	4.08	1.17	178.99	0.025
17	7/30/2014	11:00:41	50	50	6.52	7.88	24.77	0.1777	53.89	27.37	1013.5	4.40	1.17	179.07	0.025
18	7/30/2014	11:00:41	50	50	6.52	7.82	24.76	0.1784	53.91	27.37	1013.6	4.42	1.17	175.18	0.026
19	7/30/2014	11:00:42	50	50	4.93	7.82	24.78	0.1811	53.92	27.37	1013.6	4.49	1.17	175.15	0.026
20	7/30/2014	11:00:42	50	50	4.93	6.93	24.77	0.1931	53.91	27.37	1013.5	4.78	1.17	123.37	0.037
Media de las 20 muestras			50	50	5.44	8.05	24.77	0.1852	53.77	27.37	1013.7	4.59	1.18	194.05	0.025
Media de los 120 muestras			50	50	6.36	7.92	24.77	0.1849	54.89	27.42	1013.7	4.56	1.17	189.78	0.028

Tabla 4-1 Resultados obtenidos con el Whisper 200 (1 kW) con la tobera y con los ventiladores a su máxima capacidad (50 Hz).

5 COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES

Anterior a este proyecto, se realizaron varias pruebas con los aerogeneradores comerciales Air X 400 de eje horizontal (Serrano C. 2011) y el DS-300 de eje vertical (Pardo, F. 2013) en el banco de ensayos instalado en Santa Lucía. En dicha instalación se caracterizaron sus prestaciones y se realizaron algunas comparaciones frente a las curvas de potencia obtenidas con las de los fabricantes de forma independiente para cada aerogenerador.

A continuación se presentan las curvas de los fabricantes de cada aerogenerador, donde para el aerogenerador Air X 400 la línea negra (arriba) representa la curva para vientos débiles y la línea verde (debajo) representa la curva para vientos fuertes y con fuertes turbulencias:

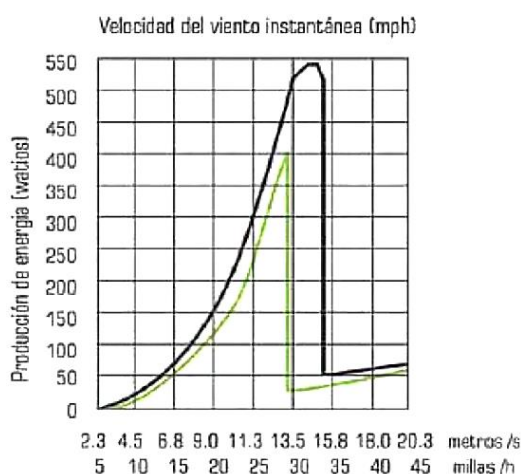


Figura 5-1 Curva aerogenerador Air X 400.

(<http://renovablesdelosur.es/admin/uploads/53034420.pdf>).

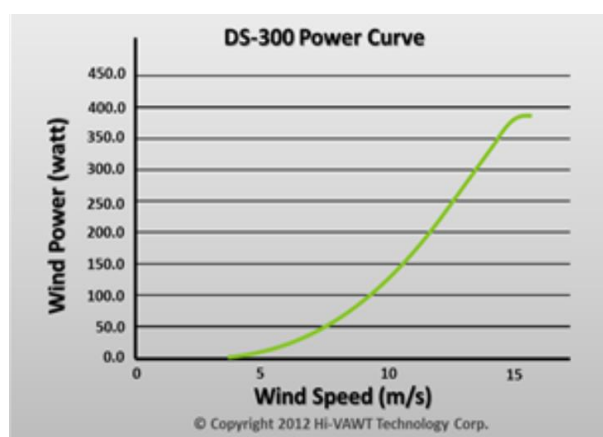


Figura 5-2 Curva aerogenerador DS-300
(<http://www.hi-vawt.com.tw/en/ds300w.html>).

Debajo se presenta una gráfica en donde se agrupan las dos curvas de los aerogeneradores obtenidas en el banco de ensayos por los anteriores autores y las curvas de los fabricantes de éstos:

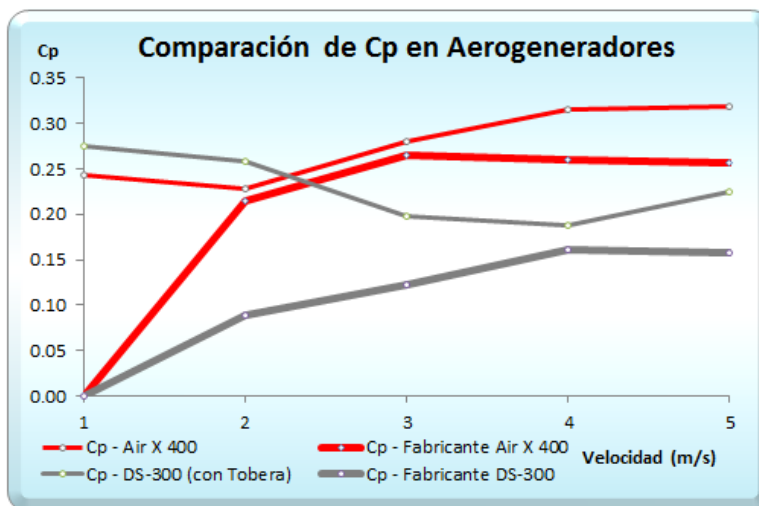


Figura 5-3 Curvas para los aerogeneradores Air X 400 y DS-300 obtenidas en proyectos anteriores en el banco de ensayos de la UPCT frente a las curvas de sus fabricantes.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL



De la gráfica se puede comprobar que el C_p frente a velocidades de un (1) m/s, tanto para el aerogenerador Air X 400 como para el DS-300, al ser comparados con los valores que indican los fabricantes se pueden ver ciertas diferencias, pero entre las pruebas realizadas en el laboratorio el comportamiento es muy similar. Esto da a entender que la diferencia entre los valores que se obtuvieron en el banco de ensayos y los de los fabricantes es producto de la configuración de los ventiladores, ya que en el centro de los cuatro ventiladores existe un punto muerto en la intersección de los mismos y que coincide con la altura en el plano horizontal con zona del eje del aerogenerador.

Además, para el aerogenerador DS-300 (con tobera), a una velocidad de 2 m/s, el valor de C_p también presenta diferencia dando un mayor rendimiento que el que presenta el fabricante.

También, se puede ver en la gráfica que el aerogenerador DS-300 (con tobera) a velocidades de 3 y 4 m/s disminuye su C_p , debido a que el aerogenerador, a estas velocidades gira más rápido que a la velocidad de viento que recibe de los ventiladores.

Para las demás velocidades el comportamiento del C_p de estos aerogeneradores se asemeja bastante a los valores que describen sus fabricantes.

Otros investigadores han publicado información sobre la curva de potencia obtenida en el aerogenerador Air X 400, donde se puede ver en la siguiente gráfica que los valores de potencias por debajo de 10 m/s son similares a los valores presentados por el fabricante para vientos turbulentos, pero sobre esta velocidad los valores de potencia no sobrepasan los 200 W, y de ahí en adelante su potencia comienza a disminuir.

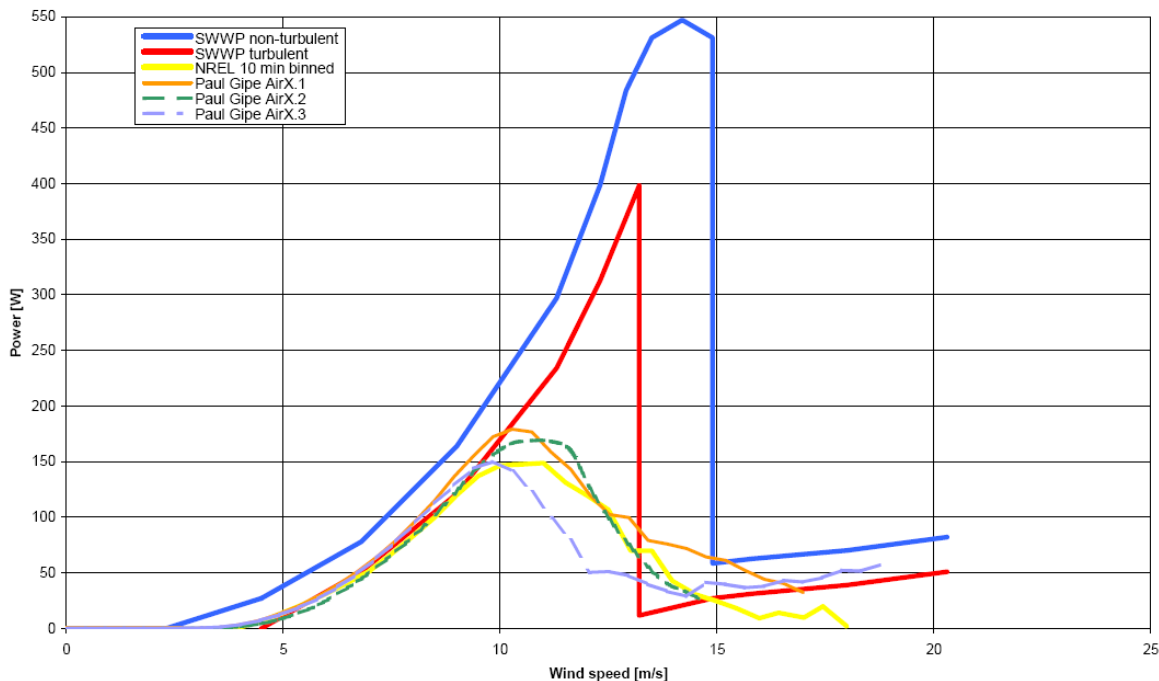


Figura 5-4 Distintas curvas para el aerogenerador Air X 400 (J. van Dam et al 2003).



6 PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN MODBUS

Es un protocolo de comunicación serie basado en el modelo maestro/esclavo (*master/slave*), el cual fue diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables (PLC). Comúnmente, el protocolo Modbus se define como un estándar de bus de campo. Cabe destacar que este protocolo no ha sido legitimado por un organismo de estandarización al efecto incluyendo todos los aspectos desde el nivel físico hasta el de aplicación para ser usado en las industrias, pero está aceptado por debido a su disponibilidad para la conexión de dispositivos electrónicos industriales, además de que es público, muy seguro, no requiere licencias y su implementación es relativamente sencilla (<http://www.modbus.org/faq.php>).

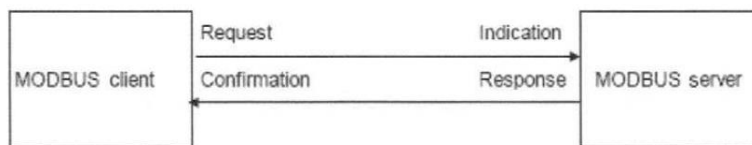


Figura 6-1 Interacción Modbus maestro/esclavo (Reynders D. et al 2004).

Puede implementarse con diversos tipos de conexión física y cada fabricante suele suministrar un software de aplicación propio, que permite parametrizar sus productos.

Este protocolo usa líneas serie, por lo que comúnmente se implementa sobre redes de comunicación RS-485, serial RS-232, inclusive vía TCP/IP sobre una red Ethernet.

La conexión serial RS-232 es una norma de conexión de interfaz ampliamente usada para conectar una gran variedad de equipos, como variadores de frecuencia, equipos de instrumentación y todo tipo de periféricos.



Figura 6-2 Adaptador USB a RS-232 para conexión Modbus.



Figura 6-3 Adaptador RS-232 a RS-485 (www.ondaradio.es).



Figura 6-4 Conexión de los adaptadores USB a RS-232 con RS-232 a RS-485.

El estándar RS 485 permite la transmisión diferencial balanceada en redes multipunto, y su uso está ampliamente extendido en ámbitos industriales.



La instalación cuenta con un cable Serial RS-232 a RS-485. Por lo que se compró un adaptador USB a RS-232 para conexiones con este puerto, para permitir la conexión con el computador.

Para el caso de los variadores Omron, la transmisión entre el control externo (computador) y cada variador se realiza siguiendo el procedimiento siguiente:

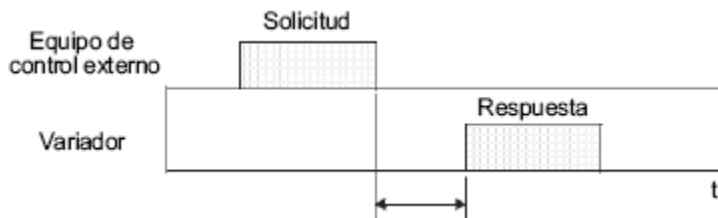


Figura 6-5 Transmisión de data entre el equipo de control externo y cada variador.

- **Solicitud:** una trama enviada desde el equipo de control externo al variador.
- **Respuesta:** una trama devuelta desde variador al equipo de control externo. El variador devuelve la respuesta únicamente después de que reciba una solicitud del equipo de control externo.

6.1 MODOS DE TRANSMISIÓN DEL MODBUS

Los modos de transmisión definen como se envían los paquetes de datos entre maestros y equipo esclavos. El protocolo Modbus define dos principales modos de transmisión:

- **Modbus RTU (Remote Transmission Unit).** La comunicación entre dispositivos se realiza por medio de datos binarios. Esta es la opción más usada del protocolo y es la que hemos usado para la comunicación con la tarjeta multiplexora.
- **Modbus ASCII (American Standard Code for Information Interchange).** La comunicación entre dispositivos se hace por medio de caracteres ASCII.

Nº Esclavo (00-3F _H)	Código de Operación	Subfunciones, Datos	CRC(P16) H L
-------------------------------------	---------------------	---------------------	-----------------

Codificación RTU

:	Nº Esclavo (00-3F _H)	Código de Operación	Subfunciones, Datos	LRC(16) H L	CR (0D _H)	LF (0A _H)
---	-------------------------------------	---------------------	---------------------	----------------	--------------------------	--------------------------

Codificación ASCII

Figura 6-6 Trama genérica del mensaje según el código empleado.

6.1.1 Comunicación Maestro/Esclavo en Modbus

La estructura lógica de Modbus es del tipo maestro/esclavo, con acceso al medio controlado por el maestro. El número máximo de equipos esclavos es de 63 más un equipo maestro, donde cada equipo esclavo tiene su propia dirección.



La comunicación de mensajes puede ser de dos tipos:

- Intercambios punto a punto, que comportan siempre dos mensajes: una demanda del maestro y una respuesta del esclavo.
- Mensajes difundidos. Estos consisten en una comunicación unidireccional del maestro a todos los esclavos. Este tipo de mensajes no tiene respuesta por parte de los esclavos y se suelen emplear para mandar datos comunes de configuración, *reset*, entre otros.

6.1.2 Representación de Datos en Modbus

El protocolo Modbus usa el concepto de tablas de datos para almacenar la información en un equipo esclavo. Una tabla de datos es un bloque de memoria usado para almacenar datos en el equipo esclavo. Ver su representación en la siguiente tabla:

Dirección absoluta Modbus	Dirección relativa Modbus	Nombre de la Tabla de Datos
00001 - 09999	0 - 9998	<i>Output Coils</i> (Lectura/escritura)
10001 - 19999	0 - 9998	<i>Inputs Contact</i>
30000 - 39999	0 - 9998	<i>Inputs Registers</i> (Lectura)
40001 - 49999	0 - 9998	<i>Holding Registers</i> (Lectura/Escritura)

Figura 6-7 Representación de datos en Modbus (Reynders D. et al 2004).

La dirección Modbus se usa para diferenciar entre las tablas de datos y la otra dirección se emplea en el protocolo entre la comunicación del equipo maestro y el equipo esclavo.

• *Output Coils*

En Modbus, un *coil* representa un valor booleano típicamente usado para representar una salida; sólo hay dos estados para el *coil* (ON y el OFF, en lógica binaria sería, 1 ó 0).

• *Holding Registers*

Los registros Holding, representan cantidades de 16 bits, se puede ver cada registro como un bloque o celda de memoria, que es capaz de almacenar números entre 0 y 65535.

Estos registros son de lectura/escritura, es decir que el equipo maestro puede hacer peticiones de información para leer el dato que está almacenado, o puede enviar peticiones para escribirle un valor al *registro holding* en el momento que se requiera.

Cuando se inicia el protocolo el equipo maestro inicia las solicitudes de información, y puede pedir el valor de los *registros holding*, entonces el equipo esclavo envía la petición con el valor almacenado en el instante solicitado.

6.2 CONEXIÓN DE LOS VARIADORES DE FRECUENCIA AL MODO MODBUS

Para la preparación de la puesta en marcha de los variadores de frecuencia a través del programa realizado en LabVIEW®, en primer lugar se deben conectar los variadores en paralelo en modo Modbus, según se muestra en las siguientes fotos, según el manual de Omron:

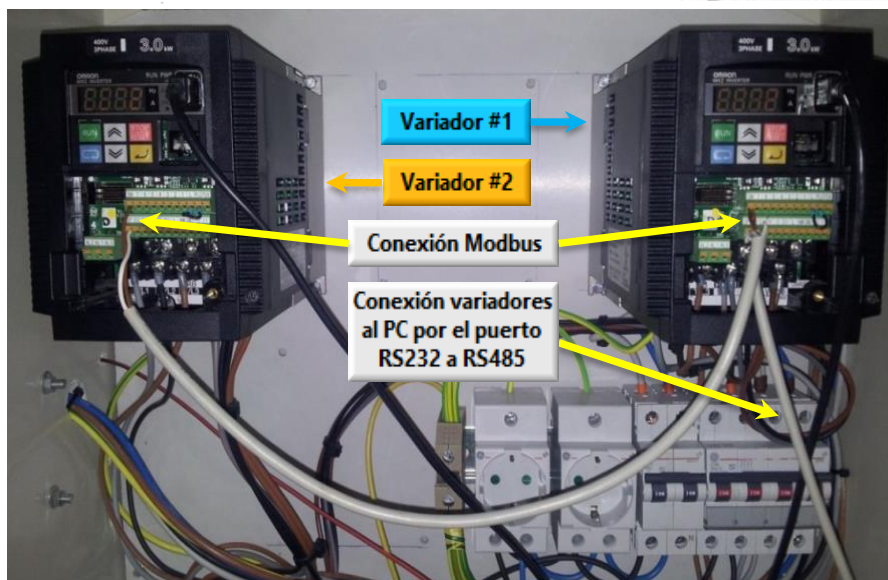
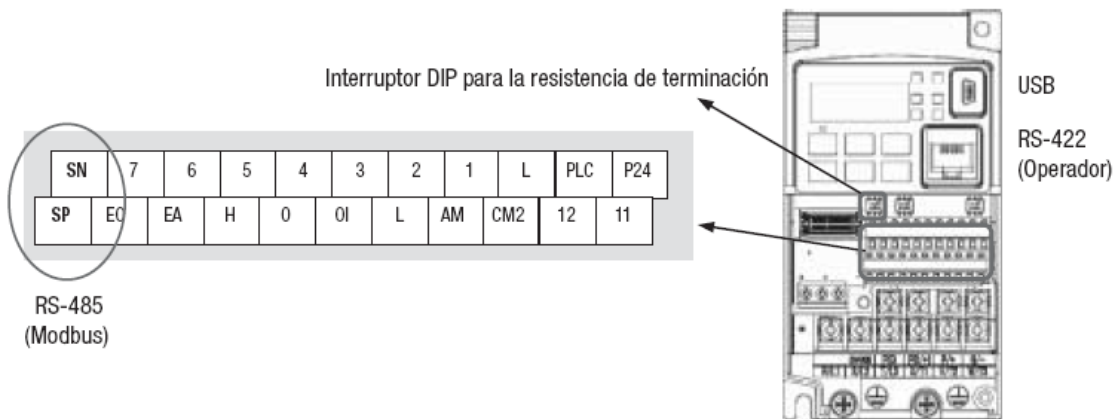


Figura 6-8 Conexión de los variadores de frecuencia al modo Modbus.

Donde SN y SP son los terminales positivo y negativo de las comunicaciones Modbus a través de RS485; quedando de la siguiente manera:

Luego, se alimentan los variadores y se selecciona en la función de códigos A001 y A002 la configuración número 3. Además, en la función de código C072 se selecciona la configuración número 1 y 2 para poder asignar las direcciones Modbus a los variadores #1 y #2, respectivamente.

Debajo se presenta la tabla de función de códigos de los parámetros para modificar la configuración manual/Modbus, según el manual de Omron de los variadores:



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL



Función Código	Nombre	Requerido	Configuraciones
A001	Fuente de frecuencia	✓	00 Potenciómetro de teclado 01 Terminal de control 02 Configuración de la función F001 03 Entrada de red ModBus 10 Salida de la función de cálculo
A002	Fuente de comando RUN	✓	01 Terminal de control 02 Tecla RUN del teclado u operador digital 03 Entrada de red ModBus
C071	Velocidad de comunicaciones	✓	03 2.400 bps 04 4.800 bps 05 9.600 bps 06 19,2 k bps 07 38,4 k bps 08 57,6 k bps 09 76,8 k bps 10 115,2 k bps
C072	Dirección de Modbus	✓	Dirección de red, el rango va de 1 a 247

Figura 6-9 Función de códigos de los parámetros a modificar para configuración Modbus.

Se debe tener en cuenta que al cambiar cualquiera de los parámetros anteriores, se debe reiniciar la alimentación del variador modificado para activar los nuevos parámetros. Si en vez de reiniciar, se conecta y desconecta el terminal de *reset*, el resultado es el mismo.

Para modificar las funciones de códigos se presiona la tecla *Cycle* hasta encontrar las funciones deseadas y, una vez en ellas se presiona la tecla *SET* para guardar el valor introducido (ver como referencia la foto debajo):



Figura 6-10 Panel de los variadores de frecuencia.

Ahora bien, si se quiere usar los variadores de forma manual sólo se colocarían los selecciona la configuración número 2, en la función de código A001 y la A002.



6.2.1 Lista de bobinas de Modbus

En la siguiente tabla se detalla la configuración de las bobinas para poder controlar cada variador mediante la interfaz realizada, tomada del manual de Omron de los variadores:

Bobina n°	Elemento	R/W	Configuración
0000h	sin utilizar	–	(Inaccesible)
0001h	Comando de operación	R/W	1: marcha, 0: parada (válido cuando A002 = 03)
0002h	Comando de sentido de rotación	R/W	1: rotación inversa, 0: rotación directa (válido cuando A002 = 03)
0003h	Disparo externo (EXT)	R/W	1: Disparo
0004h	Reset de disparo (RS)	R/W	1: Reset
0005h	(Reservado)	–	–
0006h	(Reservado)	–	–
0007h	Terminal de entrada inteligente [1]	R/W	1: ON, 0: OFF (*1)
0008h	Terminal de entrada inteligente [2]	R/W	1: ON, 0: OFF (*1)
0009h	Terminal de entrada inteligente [3]	R/W	1: ON, 0: OFF (*1)
000Ah	Terminal de entrada inteligente [4]	R/W	1: ON, 0: OFF (*1)
000Bh	Terminal de entrada inteligente [5]	R/W	1: ON, 0: OFF (*1)
000Ch	Terminal de entrada inteligente [6]	R/W	1: ON, 0: OFF (*1)
000Dh	Terminal de entrada inteligente [7]	R/W	1: ON, 0: OFF (*1)
000Eh	(Reservado)	–	–
000Fh	Estado de operación	R	1: marcha, 0: parada (interbloqueado en "d003")
0010h	Sentido de rotación	R	1: rotación inversa, 0: rotación directa (interbloqueado en "d003")
0011h	Variador preparado	R	1: preparado, 0: no preparado
0012h	(Reservado)	–	–
0013h	RUN (en marcha)	R	1: en marcha, 0: no en marcha

Tabla 6-1 Lista de bobinas de Modbus.

Dónde,

- **Número de bobina:** offset de la dirección de registro de red de la bobina. Los datos de bobina son un valor de bit único (binario), en código hexadecimal.
- **Elemento:** el nombre funcional de la bobina.
- **R/W:** el acceso de sólo lectura (R) o lectura y escritura (R/W) permitido a los datos de cada variador.
- **Configuración:** significado de cada uno de los estados de las bobinas.

Los números de bobinas que se han utilizado para el control de los variadores son las direcciones hexadecimal 0001, 0002 y 0013, según refiere el manual de Omron. Cabe destacar que, aunque el manual hace referencia que la dirección hexadecimal para la puesta en marcha de los variadores es el número de bobina 0001, comprobamos que no está en esa sino que está en la bobina 0002, y que en la bobina 0001 está el sentido de giro o rotación de los ventiladores.



7 SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATA

7.1 DISEÑO DEL SISTEMA SCADA MEDIANTE LABVIEW®

7.1.1 Introducción

Primeramente, antes de entrar en detalle con el diseño del sistema de adquisición de datos y sistema de control se enumeran debajo las variables que se requieren medir, que mediante el sistema de instrumentación son transformadas de magnitudes físicas a magnitudes eléctricas, para su posterior monitorización. Las variables usadas se presentan en la siguiente tabla:

Variable	Unidad
Temperatura del aire	(°C)
Presión barométrica	(mbar)
Velocidad del viento producido por los ventiladores	(m/s)
Intensidad generada	(A)
Voltaje generado	(V)
Velocidad de giro	(RPM)

Tabla 7-1 Parámetros a monitorizar con el sistema SCADA a desarrollar.

Del estudio de estos parámetros se puede estudiar las prestaciones de un aerogenerador y caracterizar su comportamiento a través de las siguientes relaciones:

- Relación entre la velocidad específica y el coeficiente de potencia, C_p .
- Relación entre la potencia generada y la velocidad específica, λ .
- Relación entre la potencia generada y el coeficiente de potencia, C_p .
- Relación entre la intensidad y la velocidad de giro del aerogenerador, n (RPM).
- Relación de la potencia generada y la velocidad del aire, m/s.

Así como el comportamiento del perfil vertical del viento generado por los ventiladores en el banco de ensayos.

Con la adquisición de data de estas variables se permite determinar el potencial eólico (proporcionado por el viento aportado por los ventiladores), la curva de potencia y el coeficiente de potencia de cualquier aerogenerador.

Para permitir la adquisición y el control de los parámetros que intervienen en el aerogenerador se ha realizado un sistema de control y adquisición de datos (*Supervisory Control And Data Acquisition*, SCADA) con el entorno de programación LabVIEW®, que es capaz de controlar y monitorizar las variables que intervienen en el desempeño de los aerogeneradores que se han de estudiar en el banco de ensayo, el cual puede ser usado para usos docentes y/o investigaciones futuras.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL



LabVIEW® (*Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench*), de *National Instruments*, es un entorno de programación gráfica que utiliza íconos, terminales y cables en lugar de texto, diseñado para el desarrollo de distintas aplicaciones como el análisis de datos, la adquisición de datos y el control de instrumentos.

NI LabVIEW es un lenguaje de programación gráfico diseñado para ingenieros y científicos para desarrollar aplicaciones de pruebas, control y medidas. La naturaleza intuitiva de la programación gráfica de LabVIEW® lo hace fácil de usar por educadores e investigadores para incorporar el software a varios cursos y aplicaciones. LabVIEW® brinda la flexibilidad de un potente lenguaje de programación sin la complejidad de los entornos de desarrollo tradicionales.

Como paso inicial para el diseño del sistema SCADA realizado, una vez seleccionadas las variables a medir a través de los sensores y/o transductores se procedió a desarrollar el instrumento virtual en LabVIEW. Un instrumento virtual (*Virtual Instruments, VI*) es un módulo de *software* que simula los aspectos funcionales de un instrumento real, basándose en todos los dispositivos físicos que pueden ser controlados por un computador, a través de sus diferentes puertos como USB, Paralelo, RS-232, entre otros, como si se tratase de un instrumento real. El Instrumento Virtual (VI) desarrollado toma los datos de entrada de los registros de salida de la tarjeta multiplexora 34921A, los cuales llegan a ésta a través de los sensores y/o transductores con que cuenta la instalación.

Un instrumento virtual consta de un panel frontal y de un diagrama de bloques. El panel frontal es la interfaz con el usuario, y se usa en la interacción usuario-VI cuando el programa se está ejecutando. Es la interfaz donde se pueden ver los datos del programa actualizados en tiempo real (al estar en ejecución el VI). Es donde se definen los controles e indicadores del VI (botones, pestañas, gráficas, tablas, entre otros). En cambio, el diagrama de bloques es donde está la programación gráfica o el código fuente gráfico del VI; este posee funciones y estructuras que relacionan las entradas con las salidas creadas en el panel frontal.

Debajo se presenta un ejemplo de un panel frontal y de un diagrama de bloques, que son parte del VI desarrollado:

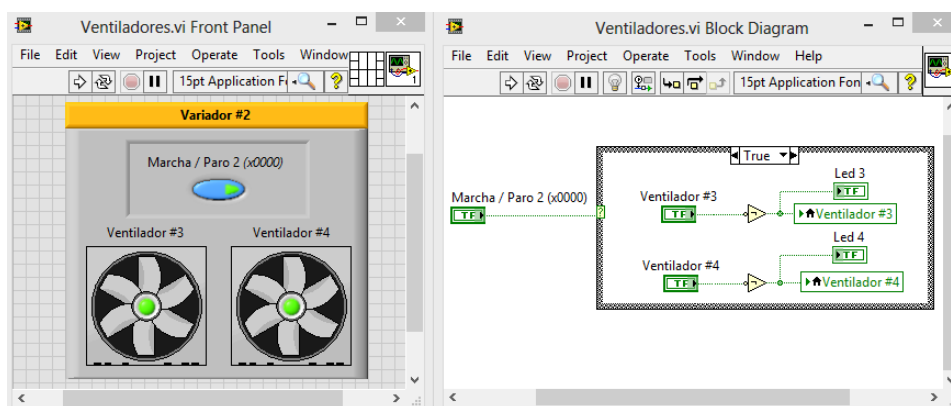


Figura 7-1 Ejemplo de un panel frontal y de un diagrama de bloques de un VI desarrollado en LabVIEW.



7.1.2 Elementos que componen un sistema de adquisición de datos (SCADA)

Un sistema SCADA cuenta con una serie partes las cuales se enumeran en el siguiente diagrama de bloques:

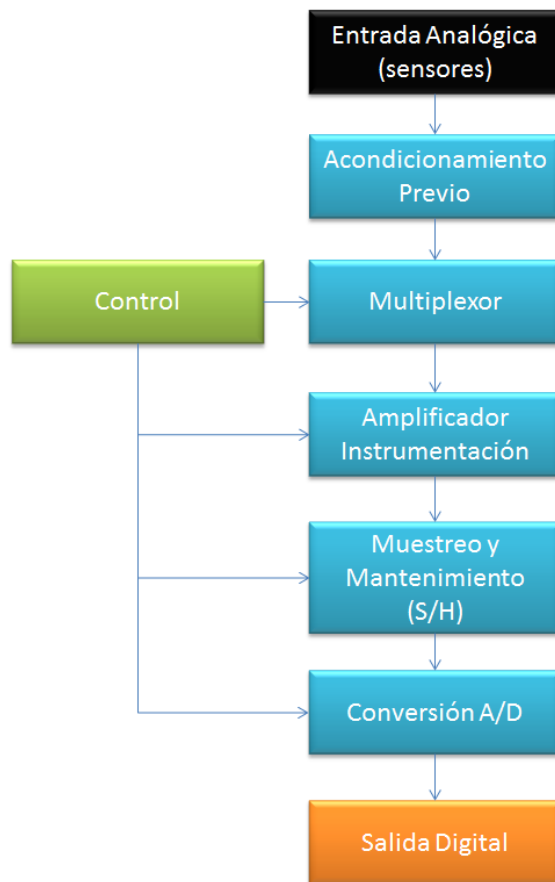


Figura 7-2 Diagrama de bloque de un sistema de adquisición de datos.

Sondas o sensores: Son elementos de medición directa que convierten la variable física que se desea registrar en una magnitud eléctrica (voltaje, corriente, resistencia, frecuencia, entre otras). Esta señal eléctrica suele ser de muy bajo nivel, por lo que generalmente se requiere un acondicionamiento previo, consiguiendo así niveles de tensión/corriente adecuados para el resto de los módulos del sistema de adquisición de datos. En la instalación se usan dos tipos de sensores para medir las magnitudes físicas (temperatura, presión barométrica, velocidad de viento, velocidad de giro).

Sensor de corriente: Convierte la magnitud física a medir en un nivel de corriente directa equivalente. Este tipo de sensor tiene como ventaja que el nivel de corriente obtenido puede ser transportado a grandes distancias sin que se produzcan pérdidas significativas. La gran mayoría de los sensores de corriente están normalizados para transmitir un rango de corriente eléctrica entre los 4 - 20 A, por ser un rango óptimo de transportación.



Sensor de voltaje: Este tipo de sensor entrega un nivel de voltaje equivalente a la señal física que se mide, normalmente tienen incorporado circuitos acondicionadores, tales como amplificadores operacionales, comparadores, entre otros. Este tipo de sensor tiene como ventaja que permite ajustar el rango de voltaje que entrega al rango que el conversor necesita a través de resistores variables. Su principal desventaja es que la señal no puede ser transmitida más allá de unos pocos metros sin que se produzcan importantes niveles de pérdidas en la misma.

Sensor Resistivo: Este es un tipo de sensor que convierte la variación de una señal física en una variación de resistencia, entre los más comunes tenemos las termoresistencias. El inconveniente de este tipo de sensor es que se debe utilizar un puente de *Wheatstone* en algunas de sus variantes para convertir la variación de resistencia en una variación de voltaje.

Acondicionamiento previo de la señal: Es el encargado del acondicionamiento previo de la señal que es suministrada al analógico digital (A/D), su objetivo es hacer que el valor mínimo de la variable a medir por las sondas o transductores se imponga a la entrada del analógico digital (A/D) como el valor mínimo del voltaje que el acepta, así mismo, que el valor máximo de la variable a medir imponga el valor máximo de voltaje que el conversor. La etapa acondicionadora está formada básicamente por amplificadores operacionales, comparadores de nivel y amplificadores de instrumentación.

Multiplexor: Los multiplexores ya sean analógicos o digitales son dispositivos que nos permiten multiplexar varias entradas en una única salida. Ellos nos permiten que para registrar varias señales diferentes podamos utilizar un único analógico digital (A/D) y con ello disminuir de forma considerable el coste del sistema de adquisición de datos. Generalmente los multiplexores se pueden dividir por el tipo de salida en simples y diferenciales o por el número de entradas en de 2, 4, 8 ó 16 entradas.

Amplificador de instrumentación: Su función es la de amplificar la señal de entrada del sistema de adquisición de datos para que su margen dinámico se aproxime lo máximo posible al margen dinámico digital (A/D) consiguiéndose de esta forma una máxima resolución. En los del sistema de adquisición de datos con varios canales de entrada, cada canal tendrá un rango de entrada distinto, con lo que será necesario que el amplificador sea de ganancia programable.

Circuito de muestreo y retención (*Sample and Hold*): Este circuito es el encargado de tomar la muestra del canal seleccionado (*sample*) y mantenerla (*hold*) durante el tiempo que dura la conversión. Este circuito será necesario siempre que la señal de entrada sufra variaciones apreciables durante el tiempo que dura la conversión. Si el convertidor analógico digital (A/D) posee su propio circuito de muestreo y retención, no será necesario añadirlo a su entrada.

Convertor analógico digital (A/D) Se encarga de realizar la conversión analógico/digital propiamente dicha, proporcionando un código digital de salida que representa el valor de la muestra adquirida en cada momento. Es uno de los módulos fundamentales en cualquier sistema de adquisición de datos y sus características pueden condicionar al resto de los módulos/circuitos del sistema.

Tarjeta multiplexora 34921A: El modelo de tarjeta multiplexora usada es 34921A de *Agilent Technologies*. Esta tarjeta posee 40 canales de dos hilos, subdivididos en dos bancos de 20 canales cada uno. En el primer banco se encuentran los canales de 1 al 20, y en el segundo los canales del 21 al 40. Todos estos canales registran entradas de tensión. Mientras que para la toma de señales de intensidad, la tarjeta dispone de 4 relés adicionales, desde el canal 41 al 44. Según el fabricante, este módulo puede muestrear hasta 100 canales por segundo.



Figura 7-3 Tarjeta multiplexora 34921A.

En la siguiente tabla se adjunta un resumen de todos los componentes del sistema de medida, relacionando cada uno de ellos con el parámetro de medida:

Parámetro	Sensor y/o transductor	Canal/es en tarjeta multiplexora 34921A	Señal de salida al data logger
Velocidad de viento	Anemómetros EE575 de E+E Elektronik	1001 (*); 1005 (*); 1022; 1025	[0 – 10] V
Voltaje	Transductor de tensión MCR-VDC-UI-B-C de Phoenix Contact	1036	[0 – 10] V
Corriente	Transductor toroidal de efecto Hall DHR 100 C420 de LEM	1041	[4 – 20] mA
Velocidad de giro del aerogenerador	Captador de pulsos BES M12MI – PSC40B – BV03 de Balluff y convertidor de frecuencia TACO digi del fabricante DPF Sensors:	1042	[4 – 20] mA
Temperatura ambiente	Sensor de temperatura Pt100 y transductor TxRail 4 – 20 mA de Novus	1043	[4 – 20] mA
Presión ambiente absoluta	Barómetro electrónico HD 9408T BARO de DELTA OHM	1044	[4 – 20] mA
(*) Los canales 1001 y 1005 no se están usando porque sólo se dispone de dos anemómetros, aunque estos canales están habilitados para futuros ensayos.			

Tabla 7-2 Relación entre parámetros de la tarjeta multiplexora y el data logger.



7.1.3 Diagrama de bloques del Instrumento Virtual (VI)

Se realizó un VI en el diagrama de bloques, para permitir la ejecución de escenarios en el orden requerido.

7.1.3.1 Diagrama de bloques para la adquisición de data

Dentro del diagrama de bloques de VI se usaron los siguientes estados o estructuras *While Loop*, *Case Structure*, *Event Structure* y *Time Loop*.

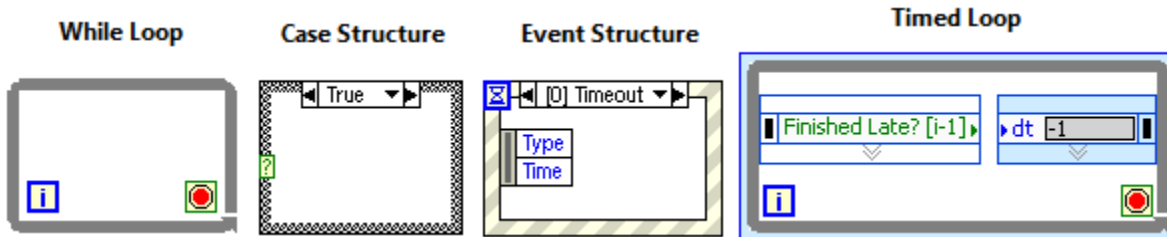


Tabla 7-3 Diferentes estructuras usadas en el desarrollo del VI.

- La estructura *While Loop* es un ciclo que repite el sub-diagrama que contiene hasta que una condición determinada se cumpla.
- La estructura *Case* posee varios sub-diagramas denominados casos de los cuales sólo se ejecuta uno.
- El "*Time Loop*" es un *While* temporizado, al que le puede definir el periodo de tiempo que ha de transcurrir entre iteraciones, entre otras funciones.
- *Event Structure* tiene uno o más casos de eventos, donde uno de los cuales se ejecuta cuando la estructura es ejecutada.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL

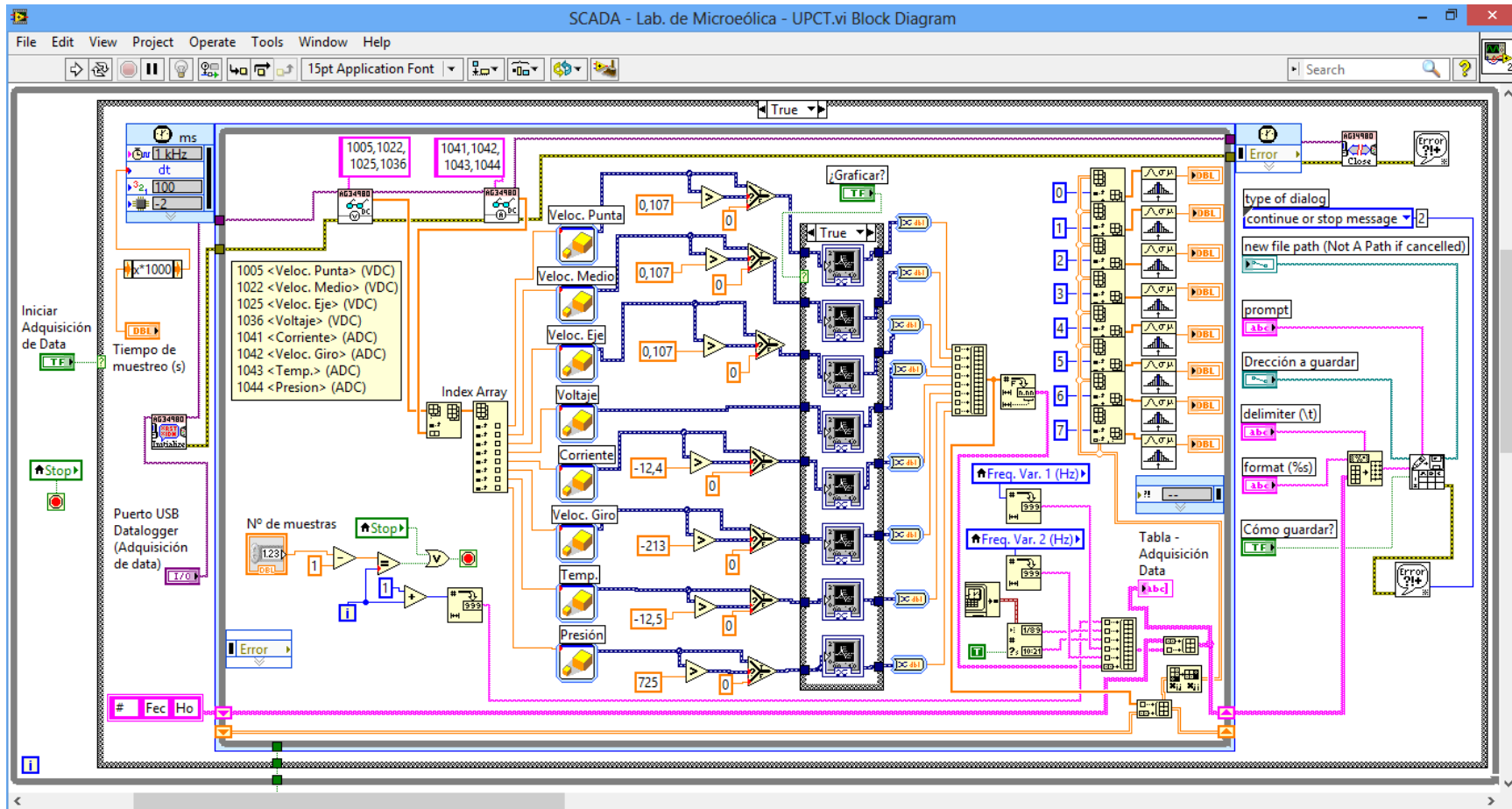


Figura 7-4 Diagrama de bloque del VI desarrollado.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL

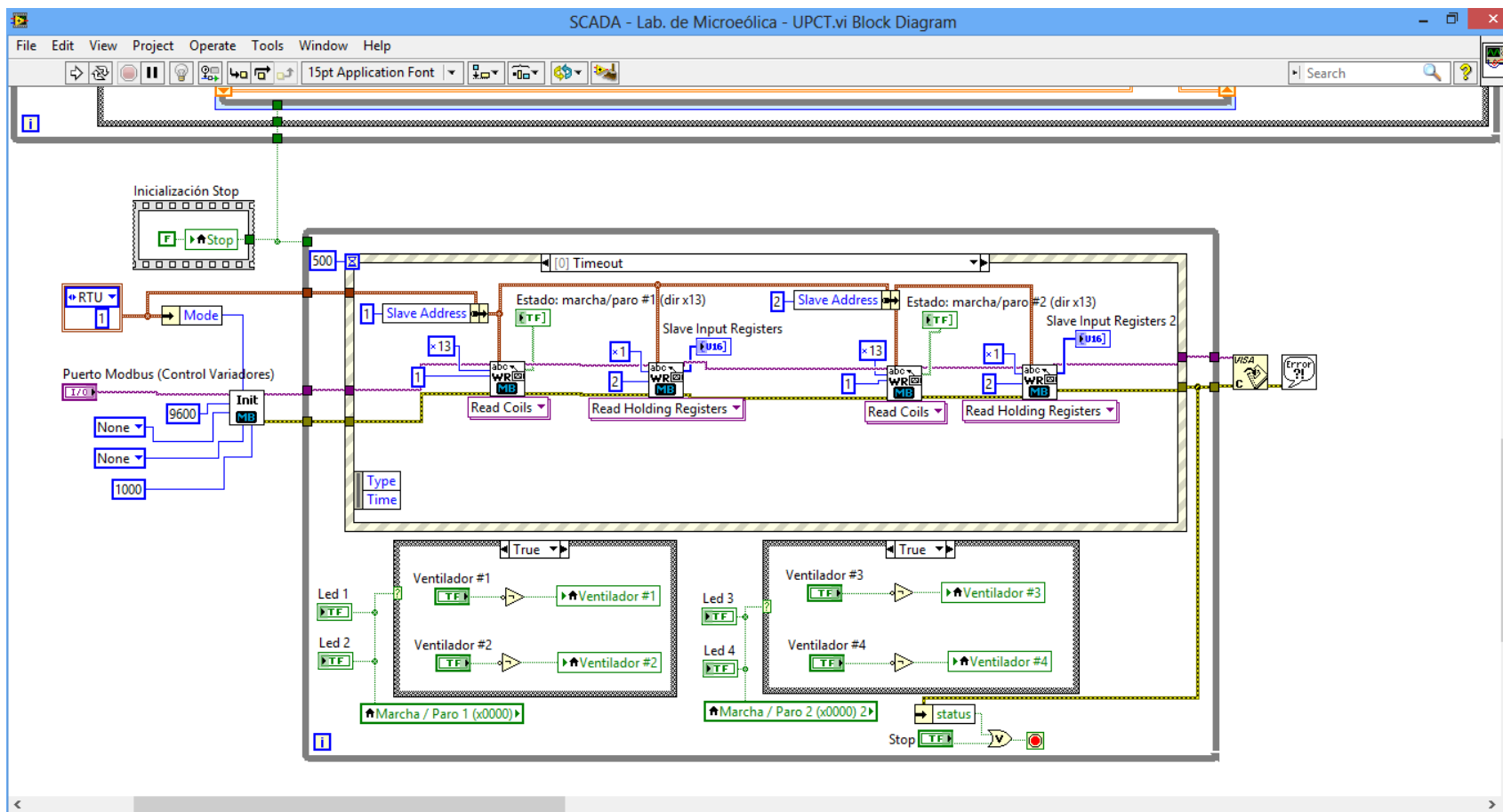


Figura 7-5 Diagrama de bloque del VI desarrollado (cont.).

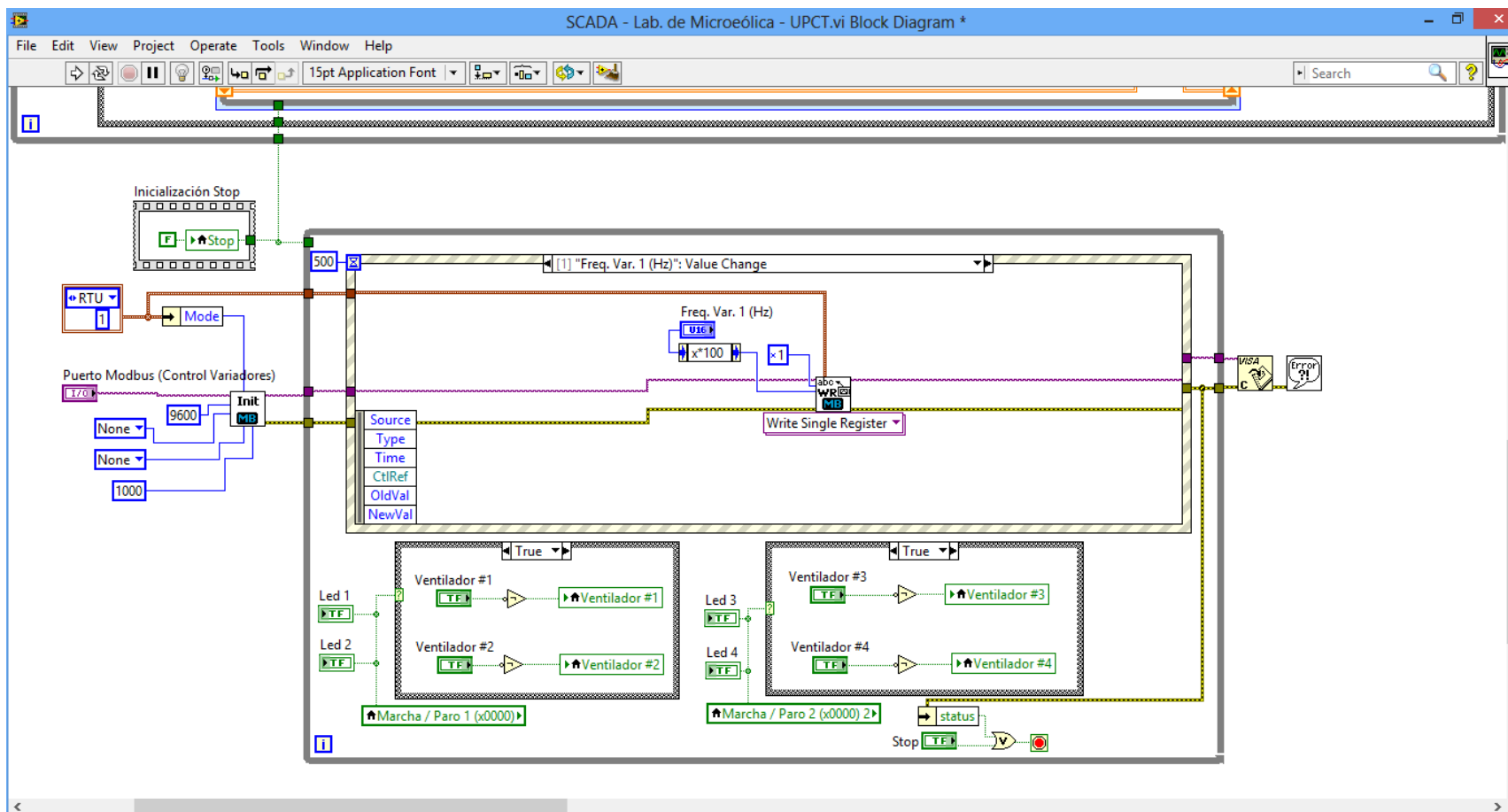


Figura 7-6 Diagrama de bloque del VI desarrollado (cont.).

Nota: De igual forma para el variador #2.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL

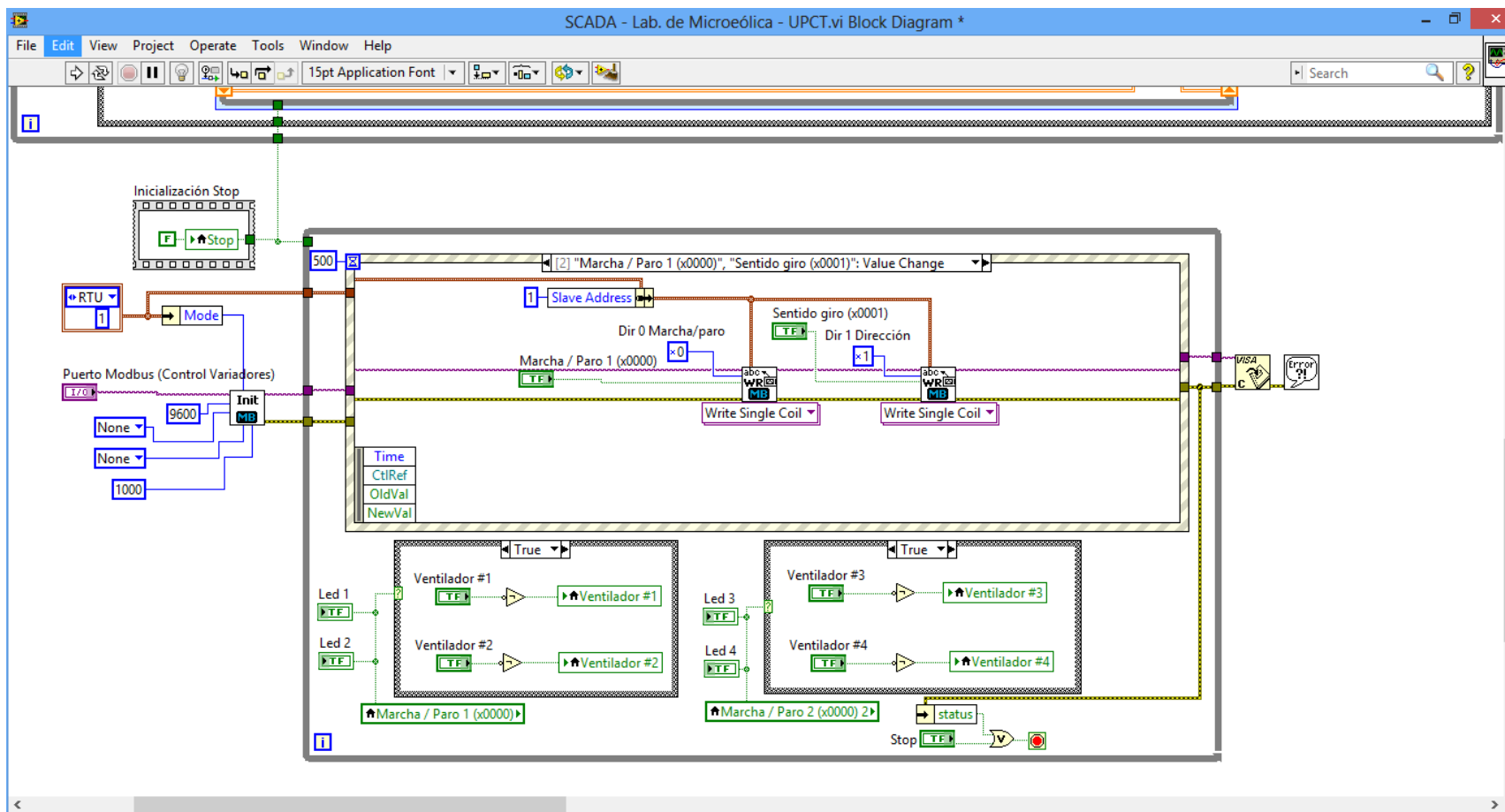


Figura 7-7 Diagrama de bloque del VI desarrollado (cont.).

Nota: De igual forma para el variador #2.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL



Dentro del *While loop* (en la Figura 7-4) se ha creado una variable local para el boto de *stop* o parada y un *Case Structure* para definir el inicio de la adquisición de data.



Figura 7-8 Creación botón para inicio de adquisición de data.

Dentro del *Case Structure* (en la Figura 7-4) se inicializa el *data logger* con un VI de inicio con su puerto de comunicación entre el *data logger* y el computador. También, se define el tiempo de toma de muestras, a ser definido por el usuario en segundos desde el panel frontal.



Figura 7-9 Inicialización del data logger / computador y el tiempo de muestreo.

Dentro del *Time Loop* (en la Figura 7-4) se ha colocado el número de muestras a seleccionar el usuario desde el panel de control y ha tomado el número de iteraciones para almacenar el número de muestras tomadas. Además, están contenidos dentro de esta estructura dos VI para la lectura de voltaje en VDC y corriente en ADC para los canales que se muestran en la siguiente foto:

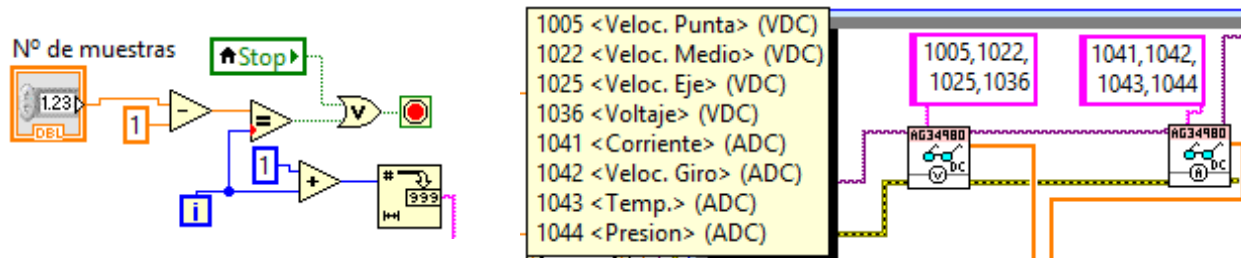


Figura 7-10 Secuencia del número de muestras y lecturas de los canales de voltaje y corriente.

Luego de esto, las lecturas de las señales de salidas canales generadas por estos sub-VI's se hacen llegar a un *insert into array* y se agrupan en un *index array*. Luego, cada señal se hace un pasar por otro sub-VI's donde se convierte la señal eléctrica de cada canal leído a su respectiva magnitud física (velocidad de viento en punta, en medio, en eje, presión, temperatura, entre otras) haciendo uso de las curvas de calibración obtenidas previamente, como se puede ver en el siguiente ejemplo:

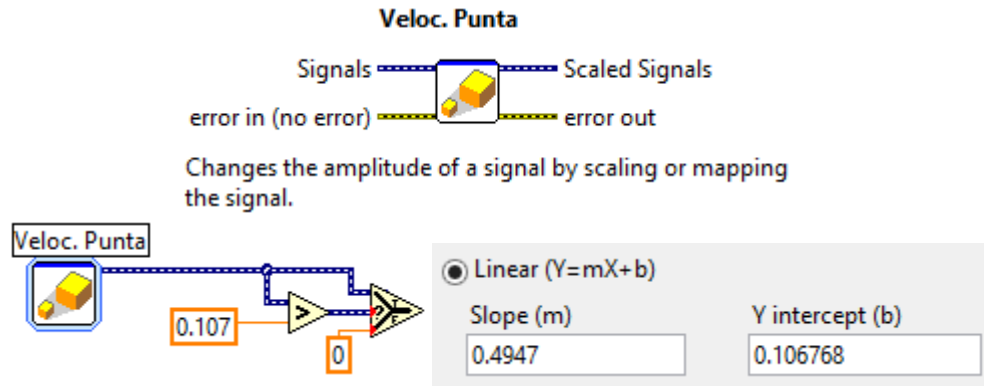


Figura 7-11 Ejemplo de escalado de una señal eléctrica a su respectiva magnitud física.

Después, la señal se hace pasar una condicionante, ya que cuando la lectura de los sensores es cero (0), daría el valor del offset (valores de calibración) o intercepto (b) en el eje Y.

Luego, la señal pasa a un *Case Structure* para decir si se quiere o no graficar los resultados; de donde la señal es convertida a un número escalar y se hace llegar hasta un *build array* para así unir las múltiples señales y organizarlas en un *array* y de allí se convierten de número a *string*.

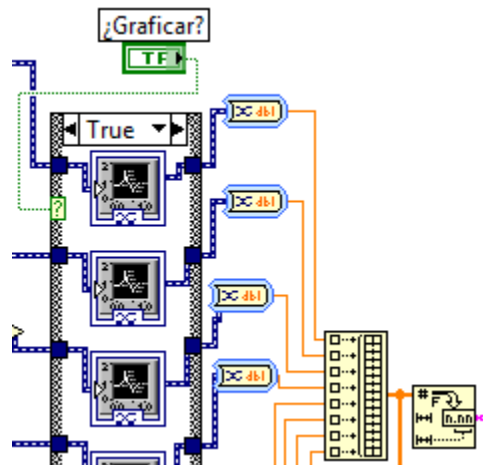


Figura 7-12 Secuencia para graficar o no los resultados y conversión de las señales a un "string".

Después de esto, la señal entra en dos *shift registers* para pasar los datos obtenidos entre iteraciones; con uno de ellos se crea una tabla con la señal de *string* donde se introduce el # de muestra, la fecha, la hora, la frecuencia a la que operan los variadores, además de las lecturas de los canales previamente señalados; y con el otro *shift register* se calcula la media aritmética de los valores obtenidos en las lecturas de cada canal.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL DE PEQUEÑA POTENCIA MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL

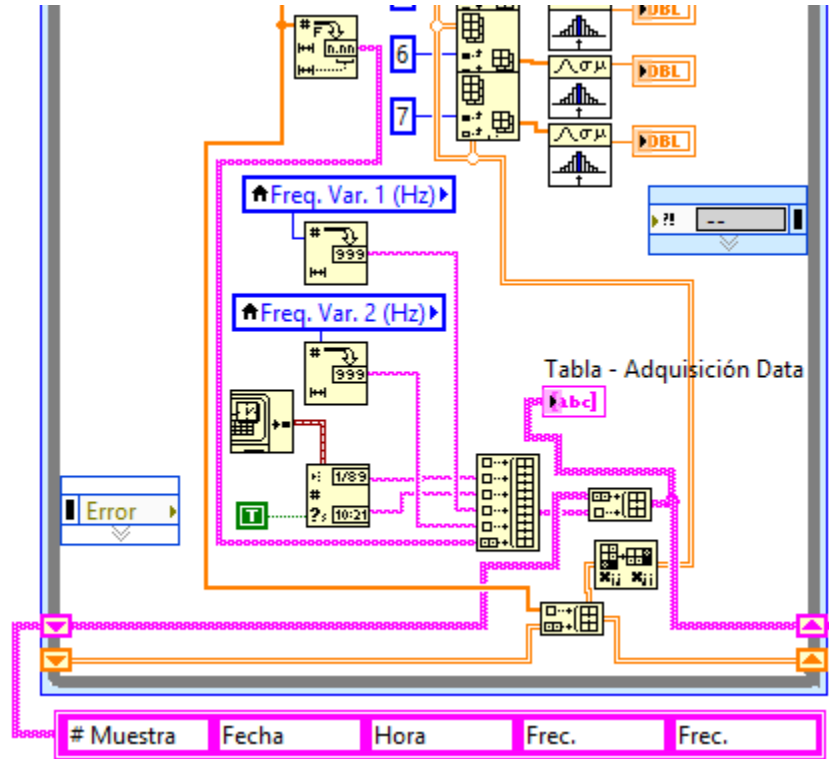


Figura 7-13 Secuencia para la acumulación de los datos obtenidos y sus medias.

Luego, fuera del *Time Loop* se crea una secuencia para decidir dónde y cómo guardar los datos almacenados, y se cierra la conexión con dos VI's, un *close* y un *general error handler* del *data logger*, según la siguiente foto:

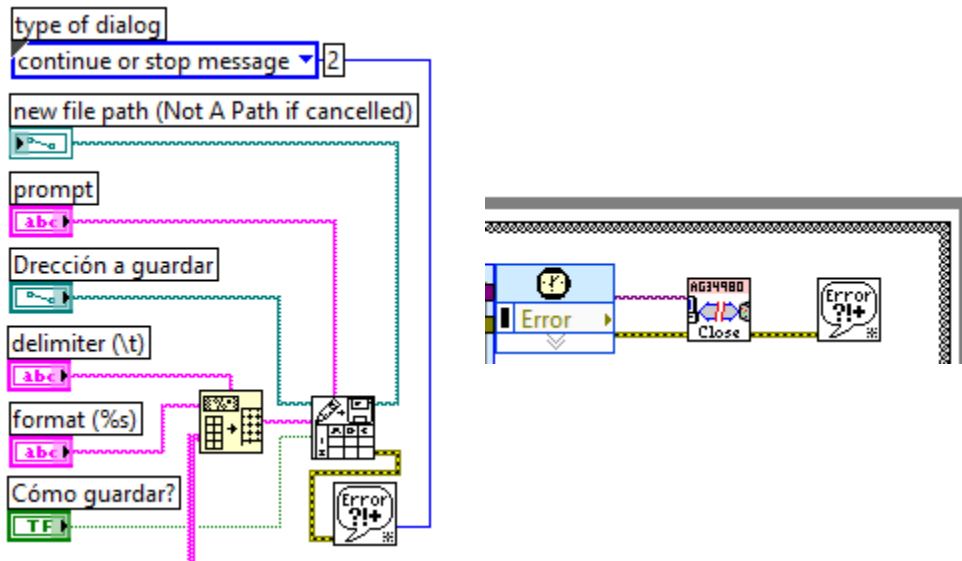


Figura 7-14 Secuencia para decidir cómo guardar los datos almacenados y cierre de conexión.



7.1.4 Diagrama de bloques para el control de los variadores de frecuencia

Unido al VI de adquisición de data, se realizó la parte de control de los variadores de frecuencia a medida que se varía la frecuencia de los variadores, para así controlar el potencial eólico que ha de recibir el aerogenerador (ver Figura 7-5). Para esto se crea el modo de comunicación Modbus RTU entre maestro/esclavos (computador/variadores) y se selecciona un VI de inicialización Modbus con su puerto de comunicación.

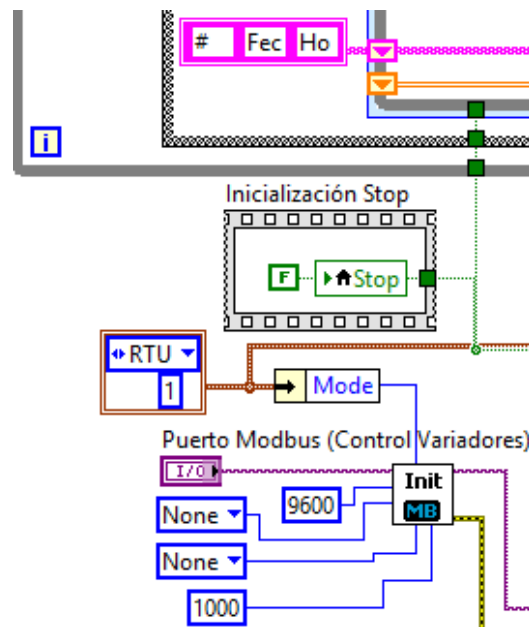


Figura 7-15 Inicio del protocolo Modbus para el control de los variadores de frecuencia.

Luego, se creó un VI con un *While loop* y un *Event Structure* (ver Figura 7-5). Dentro del *While loop* se han creado dos *Case Structure* para simular el giro de los ventiladores vistos en el panel frontal desde el momento que se ejecuta el VI.

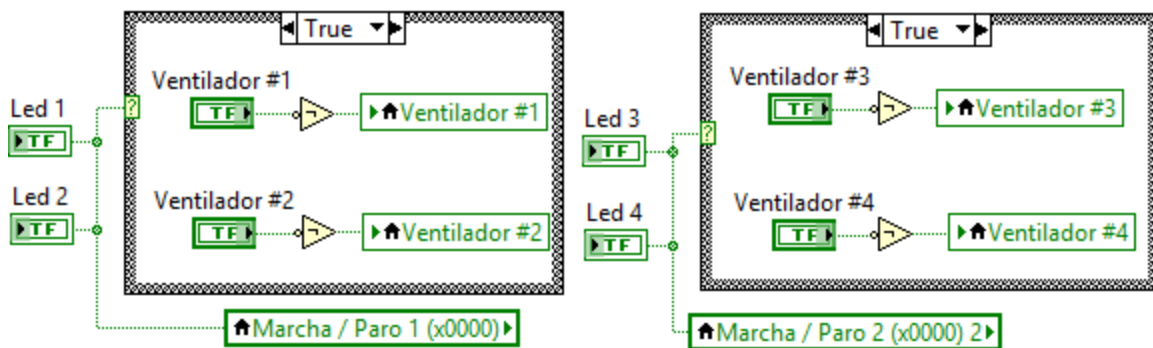


Figura 7-16 Secuencia para la simulación del giro de los ventiladores.

Ahora bien, dentro del *Event Structure* se desarrollaron cinco (5) eventos.



7.1.4.1 Evento [0] Timeout

En este evento se elige un VI (*Read Coils*) que solicita al variador #1 (esclavo con dirección Modbus 1) leer el número de bobina 0013h (x13) donde se ejecuta el arranque o parada de los ventiladores; además, se solicita también mediante otro VI (*Read Holding Registers*) la lectura de la dirección 0001h (x1) donde se ejecuta el cambio de sentido de giro de los ventiladores. Esto se hace de igual manera para el variador #2 (esclavo con dirección Modbus 2). Estas dos opciones de ejecución son elegidas por el usuario desde el panel frontal, para ambos variadores. A continuación, fuera del *Event Structure*, pero dentro del *While Loop* se cierra la sesión con los variadores con dos VI's, un *visa close* y un *simple error handler*.

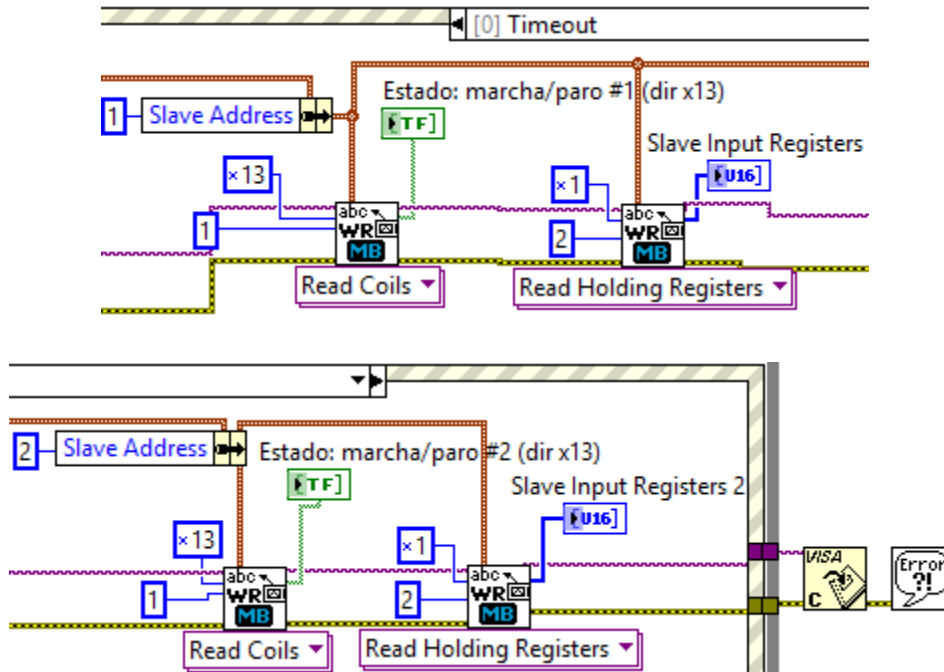


Figura 7-17 Lecturas de las direcciones de las bobinas de cada variador.

7.1.4.2 Eventos [1] y [4] Frecuencia Var. #1 y #2

En estos eventos se elige un VI (*Write Single Register*) que envía la frecuencia introducida por el usuario para cada variador (desde el panel frontal del VI desarrollado) y esto hace que los ventiladores incrementen o disminuyan su velocidad de giro conforme se modifique la frecuencia de los variadores.

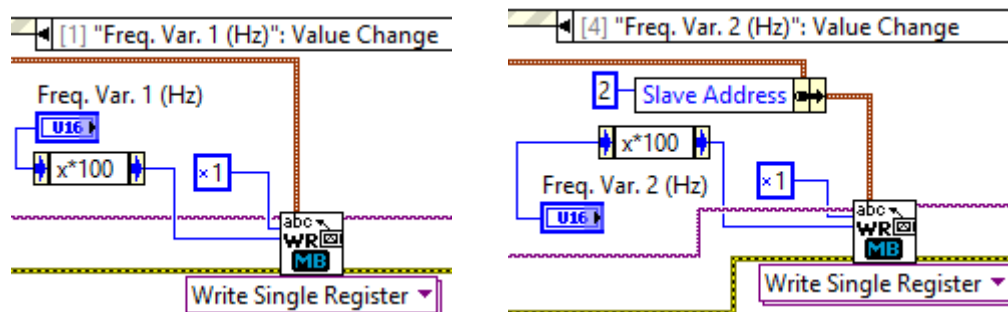


Figura 7-18 Escritura de las frecuencias para cada variador.



7.1.4.3 Eventos [2] y [3] Marcha/Paro Var. #1 y #2

En estos eventos se eligen dos VI's (*Write Single Coil*), uno que envía la señal de arranque o parada y otro para realizar el cambio de giro de los ventiladores, los cuales pueden ser modificados por el usuario para cada variador de forma individual (desde el panel frontal del VI desarrollado).

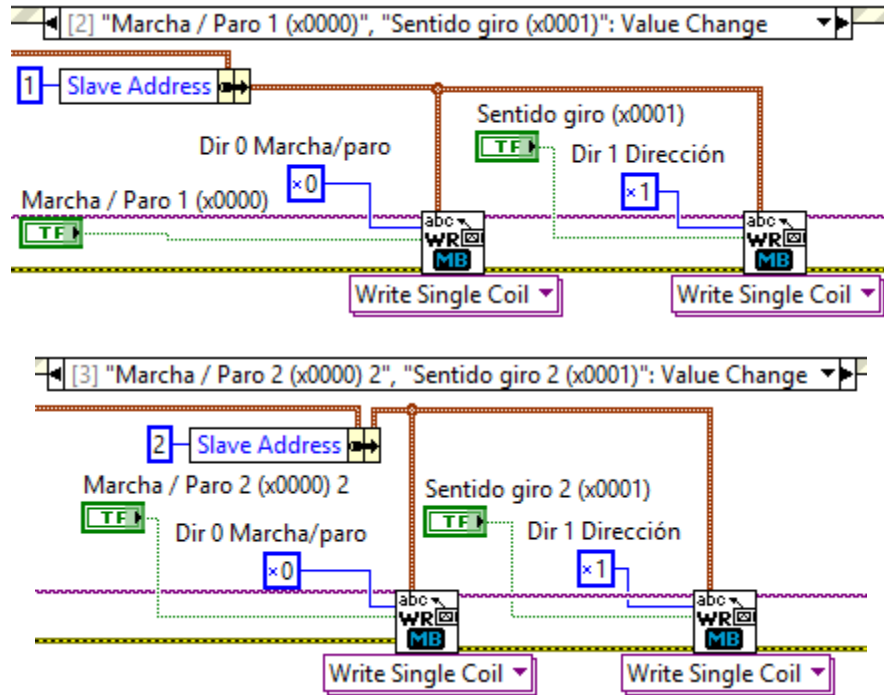


Figura 7-19 Secuencia de control de cada variador.

7.1.5 Panel Frontal del Instrumento Virtual (VI)

Dentro del panel frontal se han creado tres pestañas (ver Figura 7-20):



Figura 7-20 Pestañas del panel frontal del VI desarrollado.



7.1.5.1 Control Potencial Eólico

En esta pestaña del VI es donde se controlan los variadores de frecuencia; con los botones de marcha/parada e incremento y/o disminución de la frecuencia de cada variador. Además, en esta pestaña se puede visualizar cuando los ventiladores están encendidos o no visualmente, gracias a la simulación de 4 ventiladores que giran al arrancar o se detienen al seleccionar el botón de marcha/paro para cada variador.



Figura 7-21 Control de los dos variadores en el panel frontal del VI desarrollado.

7.1.5.2 Gráficos – Adquisición de Datos

En esta pestaña se pueden ver en tiempo real las evoluciones de los parámetros a analizar, permitiendo graficar o no según se considere.

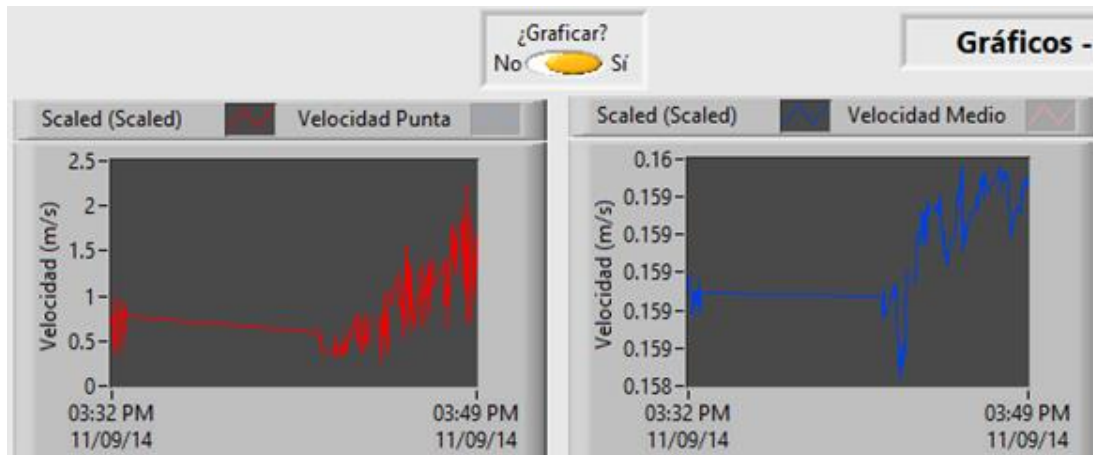


Figura 7-22 Muestra de gráficos del panel frontal del VI desarrollado.

7.1.5.3 Tabla – Adquisición de data

En esta pestaña se pueden ver en tiempo real los resultados obtenidos por cada sensor, y en adición también el orden de la toma de muestras, la fecha y la hora a la que fueron tomadas las muestras, las frecuencias de cada variador, como también las variables necesarias para poder caracterizar cualquier aerogenerador.



7.1.6 Procedimiento de ejecución del VI desarrollado

Primero se deben verificar que los variadores estén conectados y configurados en modo Modbus (ver configuración Modbus) y que el computador esté en marcha. Luego se abre el documento VI. Después de esto, se eligen el número de muestras a tomar, el tiempo de muestreo, la dirección donde guardar el documento extraído (la cual puede ser introducida de manera manual o dando clic en el ícono de la carpeta y debe estar en formato .txt, donde la data obtenida se obtiene en formato tabulado para facilitar el “copiar y pegar” en excel).

Ahora bien, si se quiere usar el mismo documento para almacenar la data extraída se puede seleccionar en “¿Cómo guardar?” “Anexo” en vez de un documento “Nuevo”. Cabe destacar que esta operación se hace de forma automática tan pronto y se ejecuta el botón “OK” en “Iniciar Adquisición de Data”.



Figura 7-23 Selección del almacenamiento de los datos extraídos..

Luego de haber seleccionado los parámetros necesarios antes de las mediciones, se procede a ejecutar el documento SCADA, dando clic en el botón *Run*.

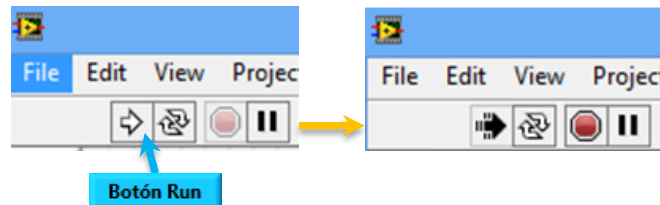


Figura 7-24 Ejecución del VI desarrollado.

Luego, se pueden arrancar los variadores y seleccionar la frecuencia requerida, antes de iniciar con la adquisición de data. Después se espera a que los ventiladores presenten una velocidad uniforme y luego se ejecuta el botón “OK” en “Iniciar Adquisición de Data” para comenzar la toma de medidas. Luego de obtener la data de las mediciones obtenidas en la “tabla – adquisición de data”, ésta también se puede exportar a un formato Excel si se quiere dando clic derecho dentro de la tabla o desde la pestaña “Gráficos – Adquisición de Data” para cada gráfico de forma individual, como se muestra en la Figura 7-28 y Figura 7-29, respectivamente.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL

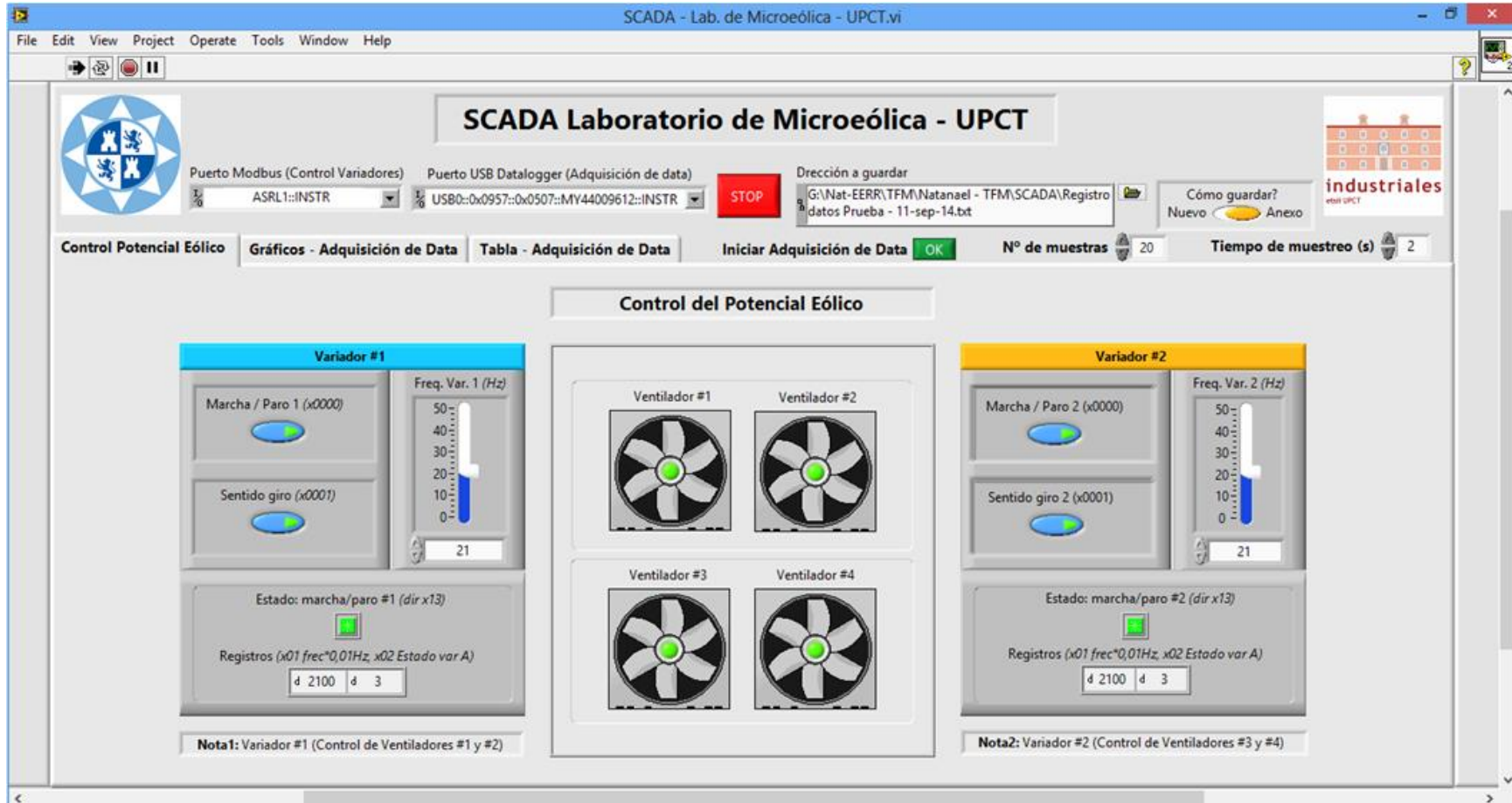


Figura 7-25 Pestaña “Control potencial eólico” del VI desarrollado.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL

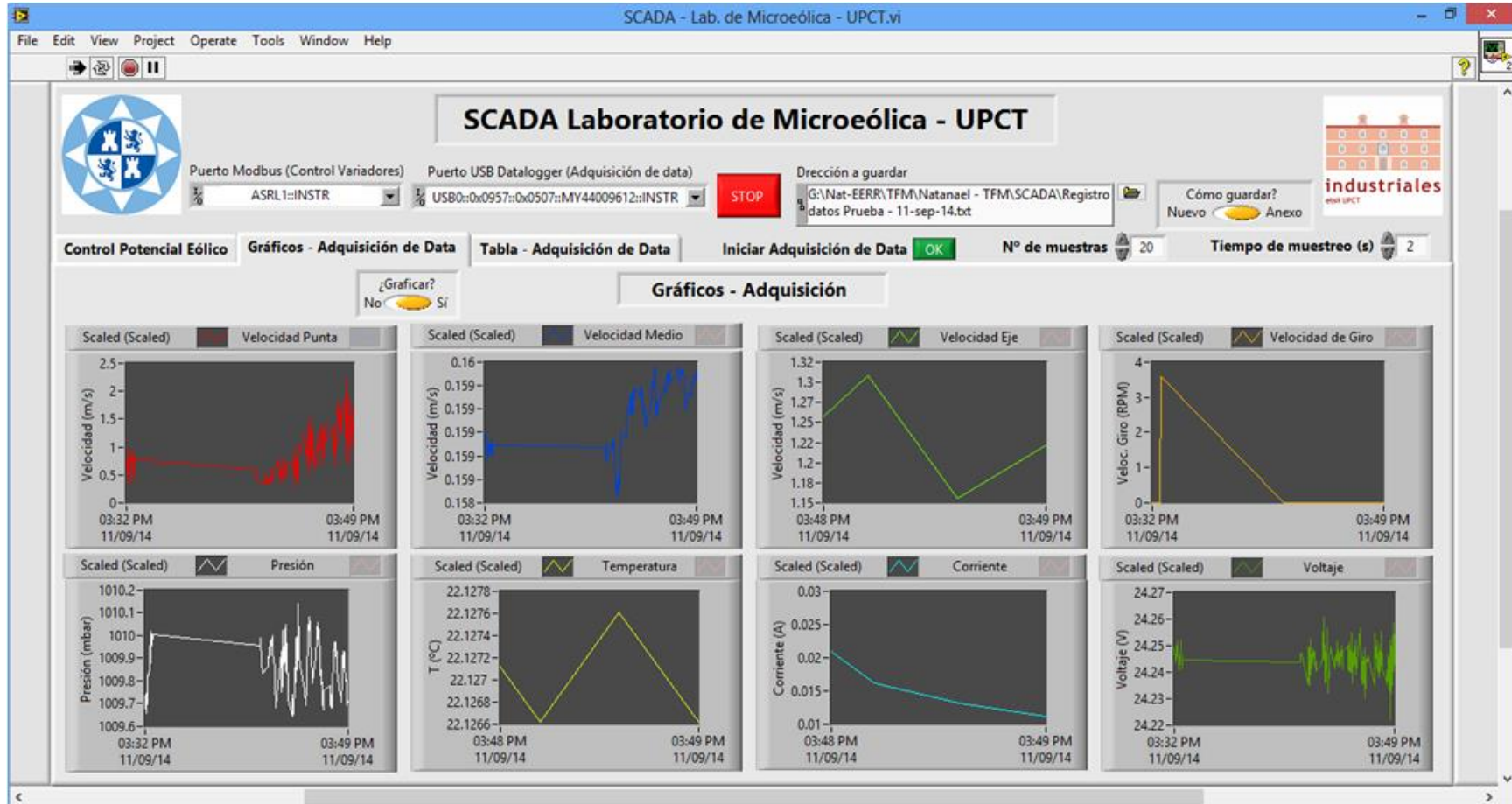


Figura 7-26 Pestaña "Gráficos – adquisición de data" del VI desarrollado.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL

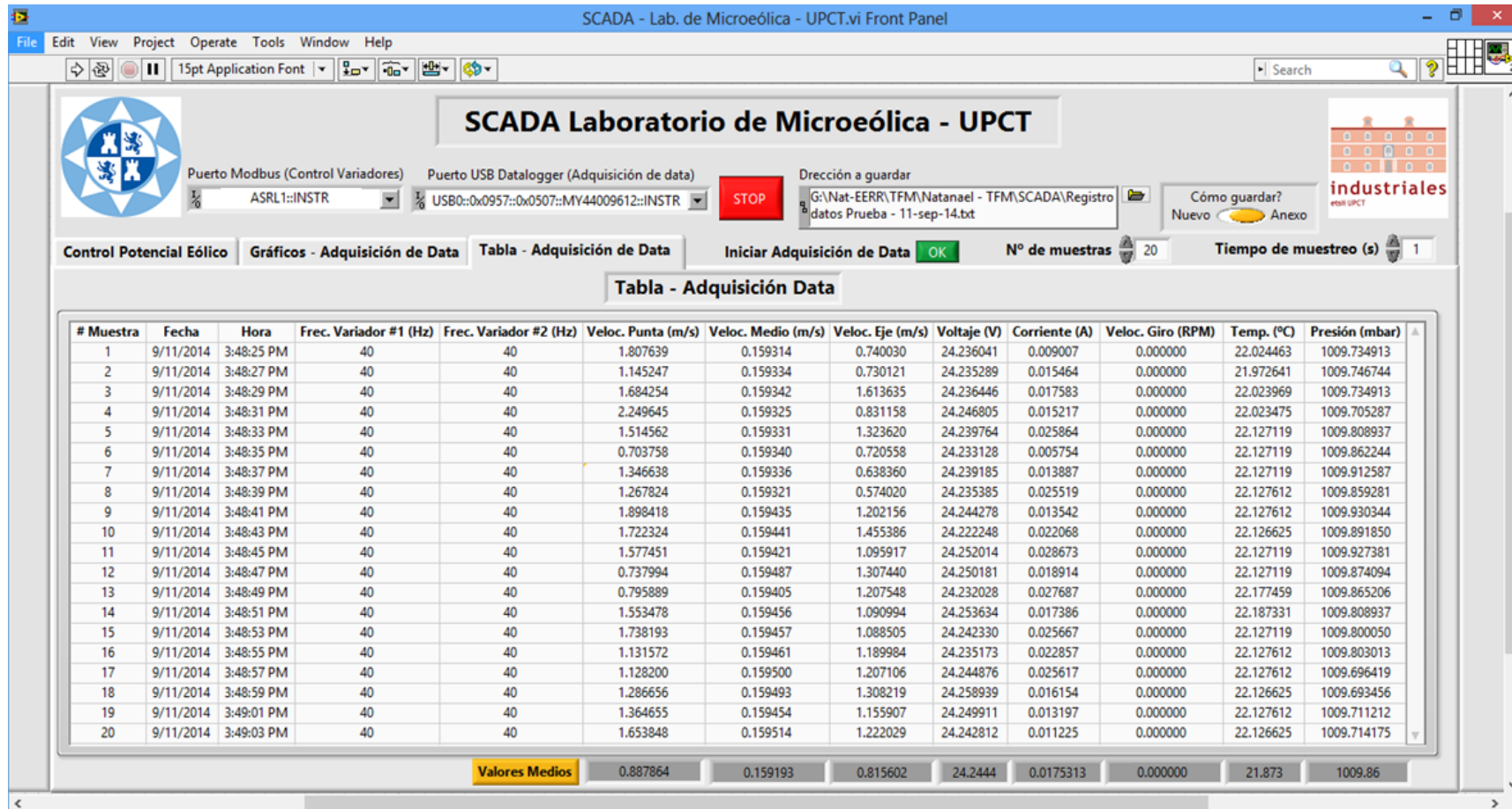


Figura 7-27 Pestaña “Tabla – adquisición de data” del VI desarrollado.



COMPARACIÓN DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL Y VERTICAL MEDIANTE ESTUDIO EXPERIMENTAL

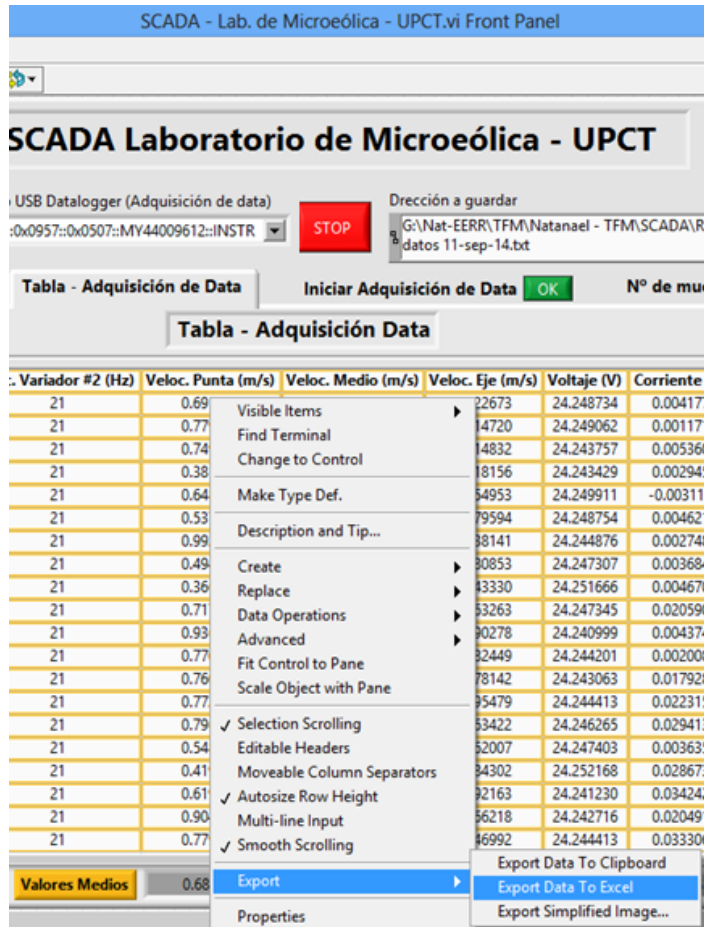


Figura 7-28 Otra forma de exportar la “Tabla – Adquisición de Data”.

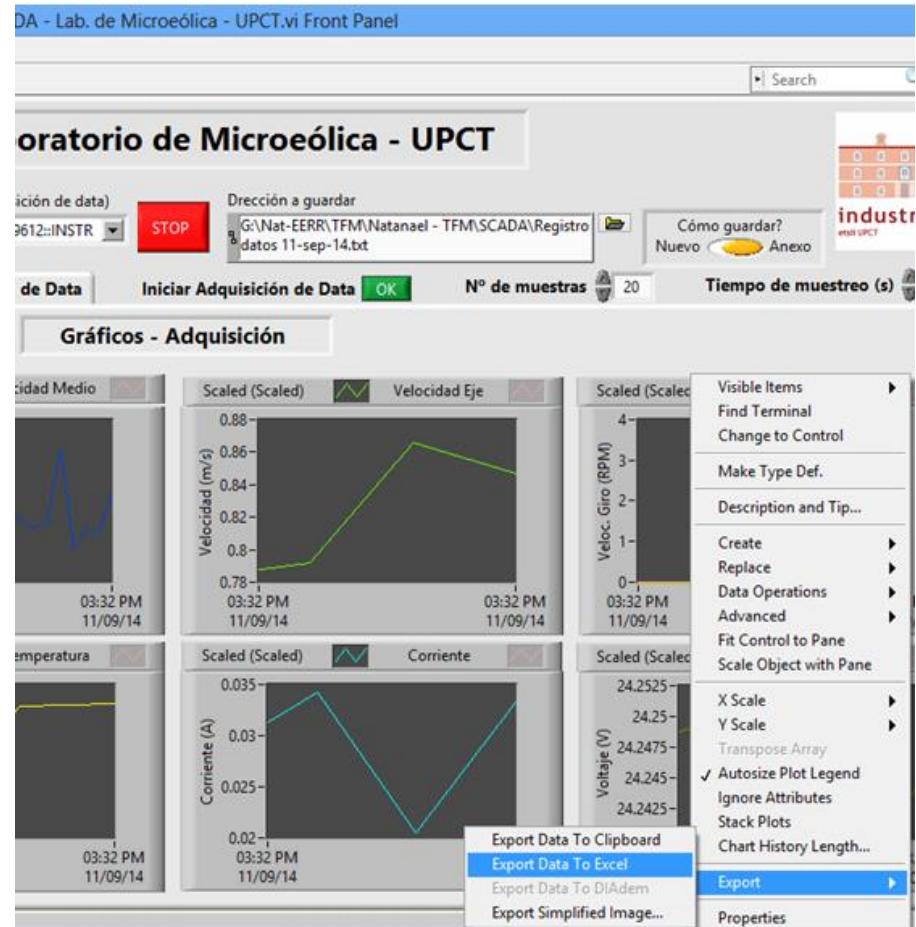


Figura 7-29 Otra forma de exportar la data desde “Gráficos – Adquisición de Data”.



8 PROPUESTAS DE MEJORA

Como propuestas de mejora para la instalación se sugiere:

- Modificar las conexiones del aerogenerador *Whisper* 200 de 24VDC a 12VDC para así poder alimentar cargas en alternas con el inversor y poder calcular el rendimiento completo de la instalación.
- Añadir dos anemómetros de hilo caliente para una caracterización más completa del mapa eólico.
- Añadir cinco ventiladores para completar una matriz de 3x3 para incrementar el potencial eólico de la instalación, ya que el máximo de ventiladores que permite la instalación es de 9, en una matriz de 3x3.



9 CONCLUSIONES

- Se realizó una revisión bibliográfica sobre los parámetros que intervienen en el desempeño de los aerogeneradores, estableciendo las variables que son necesarias para permitir la caracterización de aerogeneradores.
- Se ha realizado el traslado de la estación experimental, anteriormente ubicada en Santa Lucía, hasta el laboratorio de microeólica en las nuevas edificaciones del ELDI, dejando la instalación disponible para uso.
- Se ha puesto en marcha y adaptado un banco de ensayos para un aerogenerador de eje horizontal. Este banco permite recrear condiciones reales de entorno, a partir de datos de temperatura, presión, y velocidades de viento.
- Se ha desarrollado un programa SCADA en LabVIEW® que permite la integración del control del potencial eólico (a través del control de los variadores) y la adquisición de datos, para facilitar la caracterización de aerogeneradores en el banco de ensayos.
- El potencial eólico generado por los cuatro ventiladores no es suficiente ni para vencer la inercia del aerogenerador.
- Se usó una tobera que incrementa el potencial eólico en un 60%, sólo así generó menos de 5W @ 55 RPM (nominal 1200 RPM), con un rendimiento medio de un 2.8%.
- La comparación entre los aerogeneradores de eje horizontal y vertical realizados anteriormente (Air X 400 y DS-300, realizados por Serrano, C. 2011 y Pardo, F. 2013 respectivamente) presentan un comportamiento muy similar a los valores que presenta el fabricante a velocidades de 3 a 5 m/s.
- No se dio curso a la solicitud de los cinco ventiladores faltantes porque el costo sería de unos € 4000 + IVA (€ 800 c/u), lo que implica la necesidad de aprobación dentro del presupuesto de la Universidad.



10 REFERENCIAS:

- 1. Ahmed, Siraj; “*Wind Energy: Theory and Practice*”. 2011.
- 2. A. Crespo, E. Migoya y R. Gómez-Elvira “Energía Eólica”. Anexo IX informe COTEC sobre fuentes de energía. 2002.
- 3. Bishop J. K., Amaratunga, G.A., “*Evaluation of small wind turbines in distributed arrangement as sustainable wind energy option for Barbados*”. 2008.
- 4. Blackwell, B.F., Sheldahl, R. E., Feltz, L. V., “*Wind tunnel performance data for two and three bucket Savonius rotors*”. 1977.
- 5. Carrillo C, Feijó o A, Cidrás J. “*Comparative study of flywheel systems in an isolated wind plant. Renewable Energy*” 2009; 34 (3); 890–8.
- 6. Carrillo C., A. F. Obando Montaña, J. Cidrás, E. Díaz-Dorado; “*Review of power curve modelling for wind turbines*”. 2013.
- 7. Danao L., Okeoghene Eboibi, Robert Howell. “*An experimental investigation into the influence of unsteady wind on the performance of a vertical axis wind turbine*”. 2013.
- 8. Edwards JM, Danao LA, Howell RJ. “*Novel experimental power curve determination and computational methods for the performance analysis of vertical axis wind turbines*”. 2012.
- 9. Eriksson, Sandra; Hans Bernhoff, Mats Leijon. “*Evaluation of different turbine concepts for wind power*”. 2006.
- 10. <http://www.modbus.org/faq.php>
- 11. Ian Ross n, Aaron Altman. “*Wind tunnel blockage corrections: Review and application to Savonius vertical-axis wind turbines*”, 2011.
- 12. J. van Dam, M. Meadors, H. Link, P. Migliore. “*Power Performance Test Report for the Southwest Windpower AIR-X Wind Turbine*”. September 2003 • NREL/TP-500-34756.
- 13. Karthigeyan S., Jai bhavani K. S., Jenifer Z. “*Wind Tunnel Instrumentation System*”. 2014.
- 14. Kiranoudis C, Maroulis Z. “*Effective short-cut modelling of wind park efficiency*”. 1996.
- 15. Lydia, M., S. Suresh Kumar, A. Immanuel Selvakumar, G. Edwin Prem Kumar. “*A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques*”. 2014.
- 16. Manwell JF, McGowan JG, Rogers AL. “*Wind energy explained*”, 1st ed. Amherst, USA: Wiley; 2002).
- 17. Martín R., Patricia, et al. “*Utilización de anemómetro de hilo caliente a temperatura constante para mediciones de velocidad de aire en túnel de viento. Ingeniería Electrónica, Automática y Comunicaciones*. 2014, vol. 35, no 1, p. 78-92.
- 18. Moulay Tahar Lamchich and Nora Lachguer. “*Matlab Simulink as Simulation Tool for Wind Generation Systems Based on Doubly Fed Induction Machines*”. 2012..
- 19. Muljadi E, Pierce K, Migliore P. “*Control strategy for variable-speed, stall-regulated wind turbines*”. National Renewable Energy Laboratory 1989; NREL/CP-500-24311-UC Category: 1211.



- Pardo, Francisco Balibrea “Identificación de perfiles de viento en banco de ensayos y monitorización de aerogeneradores para aplicaciones en minieólica”. 2013.
- Ross, Ian, Aaron Altman “*Wind tunnel blockage corrections: Review and application to Savonius vertical-axis wind turbines*”. 2011.
- Sandra Eriksson, Hans Bernhoff, Mats Leijon. “*Evaluation of different turbine concepts for wind power*”, 2008.
- Salim B., and Mahir Es-Saheb. “*Evaluation of Comparative Performance of Three Wind Turbine Rotors*”. 2013.
- Şerban, I., Marinescu, C., A sensorless control method for variable-speed small wind turbines. 2012.
- Serrano Collazo, Juan Carlos. “Desarrollo de un banco de ensayo para la evaluación de las prestaciones de aerogeneradores de pequeña potencia”. 2011.
- Shamshirband, Shahaboddin; Dalibor Petković, et al. “*Wind turbine power coefficient estimation by soft computing methodologies: Comparative study*”. 2014.
- Singh, C., K. Poddar. “*Implementation of a LabVIEW®-Based Automated Wind Tunnel Instrumentation System*”. 2008.
- Robert Howell, Ning Qin, Jonathan Edwards, Naveed Durrani; “*Wind tunnel and numerical study of a small vertical axis wind turbine*”. 2010.
- Tang L., Zadavil R. “*Shunt capacitor failures due to windfarm induction generator self-excitation phenomenon*”. 1993.
- Thapar V., Agnihotri G, Sethi VK. “*Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines*”. 2011.
- Reynders D., Mackay S., Wrigh E. “*Practical Industrial Data Communications: Best Practice Techniques*”. 2004.
- Villarrubia López, Miguel; “Ingeniería de la Energía Eólica”, 2011.